

LEITFADEN

Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung

Projektträger

Dr.-Ing. Klaus Prume, Projektträger Jülich
Dipl.-Ing. Jochen Viehweg, Projektträger Jülich

Verbundpartner

TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Projektpartner

Berner Fachhochschule Technik und Informatik
Berufsfeuerwehr München
Currenta GmbH & Co. OHG
Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. Berlin
Energiebau Solarstromsysteme GmbH
TÜV Rheinland LGA Products GmbH

1. Auflage - März 2015

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie



TÜVRheinland®
Genau. Richtig.



Fraunhofer
ISE

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Impressum

Das vorliegende Industriehandbuch, einschließlich des verwendeten Bildmaterials, ist urheberrechtlich geschützt. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (durch Fotografie, Mikrofilm oder ein anderes Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung der Herausgeber reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden. Der Bezug als PDF-Datei erfolgt über nachfolgenden Kontakt.

TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH
 Am Grauen Stein
 51105 Köln
 Telefon: +49 221/806-5222
 E-Mail: solarenergie@de.tuv.com
 Fax: +49 221/806-1350

Autoren

TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH:

Annett Sepanski, Florian Reil, Willi Vaaßen, Dr. Eckart Janknecht, Uwe Hupach, Dr. Nicolas Bogdanski, Bettina van Heeckeren

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE:

Dr. Heribert Schmidt, Georg Bopp, Hermann Laukamp, Robin Grab, Severin Philipp

Branddirektion München

Horst Thiem, Josef Huber

DGS – Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.

Ralf Haselhuhn

Berner Fachhochschule BFH

Prof. em. Dr. Heinrich Häberlin

Energiebau Solarstromsysteme GmbH

Andreas Krutzke, Benedikt Neu, Armin Richter

Currenta GmbH & Co. OHG

Dr. Björn Bansemer, Michael Halfmann

Danksagung

Der besondere Dank des Projektteams gilt dem Projektträger Jülich (PTJ) für die Unterstützung des Forschungsvorhabens. Durch die engagierte Arbeit der zuständigen Verantwortlichen des PTJ Herrn Jochen Viehweg und Herrn Dr. Klaus Prume konnte die umfassende Bearbeitung des Themas Brandrisiken und Brandsicherheit bei PV-Anlagen mit der hier vorliegenden Zusammenfassung der Arbeiten und Erkenntnisse in Form eines Leitfadens realisiert werden.

Weiterhin bedankt sich das Projektteam für den fachlichen Austausch mit Kollegen und Kolleginnen der Firmen bzw. Institutionen der Verbundpartner und den Vertretern der deutschen Solarindustrie bei deren Expertise, sowie der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie DGS und dem Bundesverband Solarwirtschaft für Ihre vielfältigen Aktivitäten im Rahmen des Forschungsprojektes.

Ein herzliches Dankeschön möchten wir auch unseren Studenten aussprechen, die mit Engagement fundiertes Fachwissen erwarben und mit vielen guten Ideen und Arbeitseifer unsere Versuchsreihen im Rahmen von Praxissemestern und Bachelorarbeiten unterstützt haben.

Durch die personelle und fachliche Unterstützung insbesondere durch die Branddirektion München und die personelle sowie gerätetechnische Unterstützung durch die Berufsfeuerwehr Köln, die Freiwillige Feuerwehr Köln, die Löschgruppe Porz-Langel und das THW, Ortsverband Siegburg, wurden aufwändige, praxisbezogene Versuchsreihen ermöglicht. Dafür bedanken wir uns nochmals ausdrücklich.

Für die Bereitstellung von Geräten und Materialien in Form von Leihgaben für unsere Versuchsreihen gilt folgenden Firmen besonderer Dank: Clausen OHG – Treble-Light Special-Lighting, SETOLITE Lichttechnik GmbH, Schmidt-Strahl GmbH, Karl Meister GmbH, Hella Fahrzeugteile Austria GmbH, Dönges GmbH & Co. KG.

Wir bedanken uns weiterhin bei den Teilnehmern unserer Online-Umfrage, die uns mit Informationen und Detailwissen zu vergangenen Brandschadensereignissen mit Beteiligung von PV-Anlagen einen Überblick über die Vorkommnisse einschließlich der betroffenen Komponenten verschafften. Hervorheben möchten wir an dieser Stelle die Berufsfeuerwehren in Deutschland, die eine Umfrage in den eigenen Reihen durchführten. In diesem Zusammenhang möchten wir besonders der Mannheimer Versicherung danken, die uns mit statistischen Daten ihrer Versicherungsfälle im Zusammenhang mit PV-Anlagen maßgeblich unterstützte.

Last but not least möchten wir uns ganz herzlich bei den Teilnehmern unserer drei Workshop-Veranstaltungen in Köln und Freiburg bedanken, die uns mit ihrem fachlichen Interesse, ihrem Sachverstand und eigenen Erfahrungen neue Impulse und Bestätigung gaben.

Willi Vaaßen, TÜV Rheinland und Heribert Schmidt, Fraunhofer ISE

auch im Namen des Projektteams

Inhaltsverzeichnis

1	Status Aufbau und Anforderungen an PV-Anlagen	9
1.1	Aufbau von PV-Systemen	9
1.2	Kategorisierung verschiedener PV-Anlagen	10
1.3	Status der Anforderungen an Komponenten, Systeme und Installation	11
1.3.1	Normen, Vorschriften und Richtlinien	11
1.3.2	Anforderungen an PV-Module	14
1.3.3	Installationsanleitungen der Hersteller	20
1.3.4	Installationsanforderungen der Verteilnetzbetreiber	27
1.4	Status Wartung und Qualitätssicherung	29
1.4.1	Gewährleistungs- und Garantiebedingungen der Hersteller	29
1.4.2	Einrichtungen zur Qualitätssicherung und Wartung	34
1.4.3	Anforderungen durch Gesetzgeber und Institutionen (VDS, GDV, BSW)	37
2	Lichtbogen: Physikalischer Hintergrund und DC-Problematik	38
2.1	Definition und Eigenschaften eines Lichtbogens	38
2.2	Lichtbogenlöschung	40
2.2.1	Störlichtbögen in Wechselstrom- und Gleichstromsystemen	40
2.2.2	Lichtbogencharakteristik bei unterschiedlichen DC-Quellen	41
3	Sicherheit und Qualität bei Photovoltaik - Risiken und Fehler	43
3.1	Brandverhalten von Modulen	43
3.1.1	Brandprüfungen (Widerstand gegen Flugfeuer und Wärme)	44
3.1.2	Entflammbarkeit und Brandweiterleitung	45
3.2	Bewertung des Lichtbogenrisikos in PV-Anlagen	49
3.3	Schadens- und Brandfallanalyse an PV Anlagen	51
3.3.1	Einführung	51
3.3.2	Statistische Schadensfallanalysen	53
3.3.3	Schadensbilder spezieller Fehler	63
3.3.4	Grossbrände	73
3.3.5	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	74
3.4	Schadensanalysen eines Systemhauses	75
3.4.1	Schäden in der Wareneingangsprüfung	75
3.4.2	Schäden bei Reklamationen	77
3.5	Potentielle Lichtbogen-Risikostellen in PV-Anlagen	79
3.5.1	Modul	79
3.5.2	Steckverbindungen und Verkabelung	88
3.5.3	Sicherungen	90
3.5.4	Freischalter und Trennstellen	91
3.5.5	Generatoranschlusskasten	92
3.5.6	Wechselrichter	94
3.5.7	Wechselstrominstallation	99
3.6	Risikoanalyse	100

3.6.1	Methodik	100
3.6.2	Bewertung der Risikostellen in PV-Anlagen	102
3.6.3	Schlussfolgerungen	106
4	Gefährdung von Rettungskräften im Schadensfall	107
4.1	<i>Gefahrenanalyse für Rettungskräfte</i>	<i>107</i>
4.2	<i>Elektrische Gefährdung für Einsatzkräfte</i>	<i>110</i>
4.2.1	Allgemeine Szenarien	110
4.2.2	Brandbekämpfung	112
4.2.3	Technische Hilfeleistung	114
4.3	<i>Mechanische Gefährdung für Einsatzkräfte</i>	<i>115</i>
4.3.1	Einsturz von Gebäudeteilen oder Anlagenteilen	115
4.3.2	Absturz von Einsatzkräften	115
4.3.3	Thermische Spannungen im Modul	116
4.3.4	Explosion	116
4.4	<i>Atemgifte</i>	<i>117</i>
4.4.1	Brand von Solarmodulen	117
4.4.2	Mechanische Beschädigung von elektrischen Speichern (Akkus)	117
4.5	<i>Versuchsserien zur elektrischen Gefährdung im Rettungseinsatz</i>	<i>119</i>
4.5.1	Elektrische Leitfähigkeit beim Löschvorgang	119
4.5.2	Elektrische Sicherheitssituation bei Einwirkung von Kunstlicht	140
4.6	<i>Schadstofffreisetzung im Brandfall</i>	<i>148</i>
4.6.1	Zielsetzung	148
4.6.2	Wissensstand	149
4.6.3	Zusammensetzung der Module und Komponenten	155
4.6.4	Zusammensetzung der Brandgase	160
4.6.5	Toxikologische Grenzwerte	164
4.6.6	Laborversuche	165
4.6.7	Zusammenfassung	178
5	Optimierungsmaßnahmen zur Produkt- und Anlagensicherheit	179
5.1	<i>Vorbeugender Brandschutz</i>	<i>179</i>
5.2	<i>Qualitätssicherungsmaßnahmen in der Produktion und deren Auswirkungen auf die Risikobeurteilung</i> <i>181</i>	
5.2.1	Herstellungsprozess	181
5.2.2	Designveränderungen (Modul und System)	184
5.2.3	Sicherheitsqualifizierung von Modulen und Komponenten	185
5.2.4	Transportsicherungsmaßnahmen	204
5.3	<i>Sicherer Anlagenbetrieb</i>	<i>205</i>
5.3.1	Verhinderung der Entstehung von Lichtbögen/Überhitzungen Auswahl und Dimensionierung von Komponenten	205
5.3.2	Installationsvorgaben (Anlagenplanung inkl. Brandschutzplanung)	212
5.3.3	<i>Anlagen am oder auf dem Gebäude</i>	<i>214</i>
5.3.4	Freiflächenanlagen	220
5.3.5	Lichtbogendetektion	221
5.3.6	Batterien und Laderegler	223

5.4	<i>Spezielle Brandanforderungen für PV-Anlagen auf und an Dächern</i>	225
5.5	<i>Inbetriebnahme und Betrieb</i>	231
5.5.1	Abnahme	232
5.5.2	<i>Wartung und Inspektion</i>	235
5.5.3	Einrichtungen zum Schalten und Trennen	236
5.5.4	Automatische Anlagenüberwachung (Monitoring)	238
5.6	<i>Einrichtungen zum Abschalten von Solarmodulen und –Generatoren</i>	240
5.6.1	Aufgabenstellung	240
5.6.2	Generelle Anforderungen an Systeme zur Abschaltung eines Solargenerators oder eines Solarmoduls	241
5.6.3	Technische Einrichtungen zum Abschalten von Solarmodulen und –generatoren	242
5.6.4	Zusammenfassung	245
5.7	<i>Kennzeichnungs- und Informationspflichten</i>	246
6	Maßnahmen zur Erhöhung der Einsatzsicherheit für Rettungskräfte	247
6.1	<i>Anlagenkennzeichnung</i>	247
6.2	<i>Feuerwehrplan – Leitungsverlegung und technische Einrichtungen</i>	247
6.3	<i>Einsatzvorgabe im Brandfall</i>	249
6.4	<i>Einsatzvorgabe bei Überflutung der PV-Anlage (Explosionsgefahr)</i>	250
7	Zusammenfassung und Ausblick	251
8	Anhang	254
I.	Liste der Fachveröffentlichungen aus dem Projekt	254
II.	Dokumentendownload	258
III.	Webseiten	259
IV.	Umfrage	260
V.	Abbildungsverzeichnis	261
VI.	Tabellenverzeichnis	267
VII.	Abkürzungsverzeichnis	269
VIII.	Literaturverzeichnis	271
IX.	Anlagen	277
a)	<i>FMEA Ergebnisse</i>	278
b)	<i>Laborversuche Emissionen PV-Module</i>	288
c)	<i>PV-Anlagenpass</i>	308

Einführung

Das Stromeinspeisungsgesetz und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) haben insbesondere in den Jahren 2005 bis 2012 zu einem Boom bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) in Deutschland geführt. Die installierte Leistung von Solarstromanlagen wuchs im Zeitraum von 2007 bis 2010 jährlich um mehr als 60%. Die große Nachfrage nach PV-Modulen und Wechselrichtern bewirkte eine rasche Zunahme der Hersteller von Photovoltaikkomponenten weltweit. Installationsfirmen konnten nur mit massiver Unterstützung von Hilfskräften die Anfragen nach Errichtung von PV-Anlagen realisieren. Zum Jahresende kam es aufgrund der Stichtagsregelung des EEG zu Engpässen in der Errichtung und dem Anschluss der Anlagen. Die Qualität der Anlageninstallation blieb dabei leider oft auf der Strecke.



Bereits im Jahr 2006 wurden vereinzelt Lichtbögen in PV-Anlagen und deren Ausdehnung auf Dachkonstruktionen beobachtet. In 2008 und 2009 nahmen Meldungen über PV-Komponentenbrände zu.

Ein größerer Brandschaden im Juni 2009, ausgehend von einer der zu diesem Zeitpunkt weltweit leistungsstärksten PV-Dachanlagen in Bürstadt / Hessen hatte große öffentliche Aufmerksamkeit erregt und das Thema „brandaktuell“ auf die Tagesordnung gesetzt.

Bei Langzeituntersuchungen von PV-Anlagen wurden Brand- und Überhitzungsspuren an verschiedenen Komponenten von PV-Anlagen festgestellt. Die bei Anlagen-Inspektionen entdeckten Fehler wie beschädigte oder verfärbte Module, verwitterte Kabel, Schmorstellen in Anschlusskästen oder nicht fachgerechte Installationen sowie Brandvorfälle verschiedener Größenordnungen haben zu einer drastisch gestiegenen Sensibilität für den Sicherheitsaspekt von PV-Anlagen insbesondere bei Dachanlagen und Gebäudeintegrierter PV (BIPV) geführt. Dieser spielt neben den wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten eine grundlegende Rolle bei der Akzeptanz und weiteren Verbreitung der Photovoltaik.

PV-Anlagen stehen praktisch immer unter Spannung, auch bei trübem Wetter. Der Trend zu immer größeren Anlagen bewirkt, dass hierbei Gleichspannungen von 1000 V und demnächst 1500 V erreicht werden. Dem Berührungsschutz und insbesondere dem Schutz vor Lichtbögen kommt damit eine wachsende Bedeutung zu.

Ein weiterer Aspekt ist die Sicherheit der Einsatzkräfte insbesondere der Feuerwehren. Hier gab es verbreitet Unsicherheiten, die von den Medien zu teilweise drastisch überzogenen oder gar falschen Berichten führten und damit Sicherheitsbedenken in der Öffentlichkeit bezüglich der PV-Dachanlagen hervorriefen.

Stellvertretend hier einige Schlagzeilen aus den Jahren 2010 und 2011:

Feuerwehr lässt Häuser mit Solardach abbrennen

Aus Angst vor gewaltigen Stromschlägen kann die Feuerwehr Häuser mit Solaranlagen auf dem Dach bei Bränden oft nicht löschen.

Photovoltaik

Ständig unter Strom: Solardächer sind brandgefährlich

von Klaus D. Voss

Photovoltaik-Anlagen lassen sich nicht abschalten. Brennt es, hat die Feuerwehr kaum eine Chance.

Brennende Solardächer

Albtraum für die Feuerwehr

SOLARENERGIE

Feuer auf dem Dach

Solarmodule können überraschend gefährlich werden.

Zur Risikoanalyse und Ableitung von Handlungsempfehlungen für die Einsatzkräfte wurden verschiedene Versuchsreihen mit Beteiligung der Feuerwehren und des Technischen Hilfswerks zur Einschätzung der elektrischen Gefahren durch PV-Anlagen und der Emissionen beim Brand von PV-Modulen (auch Dünnschichtmodulen) durchgeführt.

Durch die Aufarbeitung und systematische Ursachenanalyse von bekannten Schadensfällen einerseits sowie durch grundlegende, wissenschaftlich fundierte Untersuchungen an den PV-Modulen andererseits erfolgte im Rahmen dieses Forschungsprojektes eine Einschätzung der realen Lichtbogengefahren. Unterstützend wirkten hierbei die Rückmeldungen von PV-Experten, Feuerwehren sowie Betreibern von PV-Anlagen in einer initiierten Online-Umfrage zu Brand- und Überhitzungsschäden bei PV-Anlagen. Einen maßgeblichen Anteil an den abgeleiteten Ergebnissen lieferte ein allgemein anerkanntes Verfahren zur Risikobewertung (FMEA), welches durch ein Expertengremium für eine Systembetrachtung unter Einbeziehung aller Komponenten einer PV-Anlage inklusive der Installation und dem Anlagenbetrieb angewendet wurde.

Ausgehend von den ermittelten Risikopotentialen erbrachten Untersuchungen auf Komponenten- und Systemebene zu den Möglichkeiten einer Risikoreduzierung konkrete Handlungsempfehlungen sowohl für die Hersteller der Komponenten als auch für Planer und Errichter von Photovoltaik-Anlagen. Darüber hinaus wurden signifikante Ergebnisse zur Risikominimierung in die PV-Normungsgremien eingebracht.

Im Zeitraum der Projektbearbeitung gab es während der drei öffentlichen, gut besuchten Workshops in Köln und Freiburg neben der Darstellung der Arbeitsergebnisse auch reichliche Möglichkeiten zur fachlichen Diskussion. Zahlreiche Veröffentlichungen zum Thema vorbeugender Brandschutz in Zusammenarbeit mit den Branchenverbänden DGS und BSW sowie der Branddirektion München stellen neben der eingerichteten Projekt-Homepage <http://www.pv-brandsicherheit.de> die ermittelten Ergebnisse der Allgemeinheit und insbesondere den Einsatzkräften zur Verfügung.

Spezielle Problemstellungen wurden bzw. werden in eigenen, weiterführenden Forschungsprojekten bearbeitet, wie z.B. Brandtests bei BIPV-Modulen, Schalter und Trenner für Photovoltaikanlagen, Prüfung von Lichtbogendetektoren oder Risikobetrachtungen für PV-Systeme mit Speicherlösungen (Akkumulatoren).

1 Status Aufbau und Anforderungen an PV-Anlagen

1.1 Aufbau von PV-Systemen

Ein Photovoltaik (PV) System wandelt mittels mehrerer, elektrisch in Reihen (Strings) geschalteter Solarmodule Sonnenenergie direkt in elektrische Energie um. Im Falle einer netzgekoppelten PV-Anlage wird mit Hilfe von Wechselrichtern der in den Solarmodulen produzierte Gleichstrom in Wechselstrom umgewandelt und ggf. über Transformatoren in das Stromnetz eingespeist.

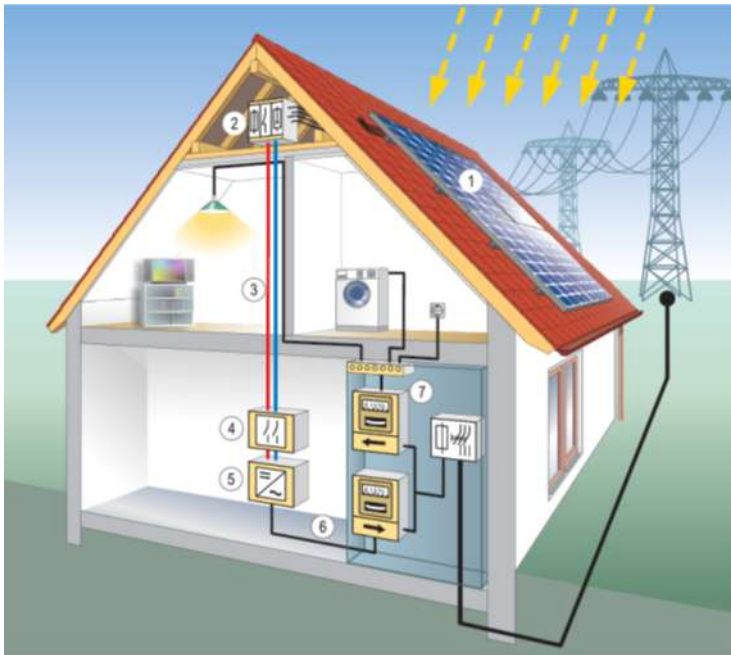


Bild 1-1: Netzgekoppelte PV-Anlage mit Direktinspeisung

Die schematische Darstellung zeigt den prinzipiellen Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage. Diese besteht im Wesentlichen aus den folgenden Hauptkomponenten:

- (1) PV-Generator (mehrere PV-Module in Reihen- und Parallelschaltung mit Montagegestell)
- (2) Generatoranschlusskasten (mit Schutztechnik)
- (3) Gleichstromverkabelung
- (4) DC-Hauptschalter
- (5) Wechselrichter
- (6) Wechselstromverkabelung
- (7) Zählerschrank mit Stromkreisverteilung, Bezugs- und Einspeisezähler sowie Hausanschluss

Auf Einfamilienhäusern werden häufig nur wenige Modulstränge realisiert, sodass die Stränge direkt an den Wechselrichter angeschlossen werden können und der o.g. Generatoranschlusskasten entfällt.

Bei größeren Anlagen werden zur Parallelschaltung der Stränge Generatoranschlusskästen (GAK) verwendet. Bei sehr großen Anlagen oder vielen separaten Wechselrichtern kommen darüber hinaus DC-Koppelkästen, an denen mehrere GAK-Abgänge zusammengeschaltet werden, zum Einsatz.

Der Generatoranschlusskasten beinhaltet Anschlussklemmen und Trennstellen sowie gegebenenfalls Strangsicherungen und Strangdioden. Oft werden in den Generatoranschlusskästen Überspannungs-

ableiter eingebaut, die zur Ableitung von Überspannungen gegen Erde dienen. Deshalb wird der Potenzialausgleichs- bzw. Erdungsleiter in den Generatoranschlusskasten geführt.

Bei der Auswahl der DC-Schalter sollte berücksichtigt werden, dass diese das entsprechende Schaltvermögen für Gleichstrom (mindestens DC 22B-Schaltvermögen) besitzen.

Die Leitungen lassen sich in Modulleitungen, Strangleitungen, Gleichstromhauptleitung und Wechselstromanschlussleitung unterscheiden. Die elektrischen Verbindungsleitungen zwischen den einzelnen Modulen eines Solargenerators und zu dem Generatoranschlusskasten werden als Modulleitungen oder als Strangleitungen bezeichnet. Diese Leitungen werden im Außenbereich eingesetzt. Um eine erd- und kurzschlussichere Verlegung zu gewährleisten, werden einadrige Kabel mit doppelter Isolierung eingesetzt. Zum Einsatz im Außenbereich sind Solarleitungen nach EN 50 618 bzw. VDE-AR-E 2283-4 (Kennzeichnung: PV1-F) zum Standard geworden. Die im Außenbereich häufig eingesetzte doppelt isolierte Gummischlauchleitung vom Leitungstyp H07 RN-F ist in der Standardausführung nur für Betriebstemperaturen bis 60° C zugelassen und nicht UV-beständig. Sie sollte deshalb nicht als Solarleitung verwendet werden. Bei Alterung dieser Leitungen oder beim Einsatz anderer ungeeigneter Leitungen kann es zu Entstehung von Isolationsfehlern und Lichtbögen kommen.

1.2 Kategorisierung verschiedener PV-Anlagen

Prinzipiell lassen sich PV-Anlagen in *Freiflächenanlagen* und *Gebäudeanlagen* einteilen. Die Gebäudeanlagen lassen sich in *dachparallel-aufgeständerte Anlagen* auf dem Schrägdach, *aufgeständerte Anlagen* auf dem Flachdach bzw. selten auf dem Schrägdach, *dachintegrierte Anlagen* und *PV-Vorhangfassaden* sowie *fassadenintegrierte Anlagen* aufteilen. Die dachparallelen Anlagen umfassen häufig die größten zusammenhängenden Modulfelder und können u.U. die Brandbekämpfung stärker behindern. Prinzipiell ist auf die Einhaltung der Brandabschnitte zu achten. Eine Überbauung von Brandabschnitten ist nicht zulässig.

Tabelle 1-1: Kategorien PV-Anlagen

		
Freilandanlage, Quelle: Krug Immobilien GmbH	Schrägdach: dachparallele Anlage, Quelle: www.photovoltaiik.org	BIPV: dachintegrierte PV-Anlage, Quelle: Photovoltaik Buero
		
Flachdach: aufgeständerte PV-Anlage, Quelle: Solaranlagen-Portal	BIPV: fassadenintegrierte Anlage, Quelle: Solarfabrik GmbH	PV-Vorhangfassade Oldenburg, Quelle: Colt Int. GmbH

Nach dem elektrischen Schaltungskonzept können PV- Anlagen mit Zentralwechselrichter und mit dezentralen Wechselrichtern unterschieden werden. Anlagen mit Zentralwechselrichter werden selten als Niederspannungskonzept (bis 120V), typischerweise mit höheren DC-Spannungen (bis 1000 V, zukünftig auch 1500 V) realisiert. Bei Großanlagen kommen mitunter Master-Slave-Geräte oder auch Wechselrichter mit zugeordnetem Mittelspannungs-Transformator zum Einsatz.

Dezentrale Anlagen werden mit mehreren Strang- bzw. Teilgeneratorwechselrichtern, mit Modulwechselrichtern oder mit modulatorientierten Gleichstromwandlern (Leistungsoptimierern) realisiert.

1.3 Status der Anforderungen an Komponenten, Systeme und Installation

Bei den Untersuchungen zur Ursache von Brandereignissen, bei denen ursächlich eine PV-Anlage ermittelt wurde, zeigte sich, dass ca. jeweils 1/3 der Schadensfälle auf Komponentenfehlern, 1/ 3 auf mangelhafter Planung und 1/3 auf fehlerhafter Installationsausführung beruhte (vgl. Kapitel 3.3.2, Statistische Schadensfallanalysen)

Innerhalb dieses Kapitels werden die aktuellen Normen resp. Forderungen aus dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) für die wichtigsten PV-System-Komponenten aufgeführt. Ein Grund für Installationsfehler – neben vielen anderen – liegt darin, dass Unterlagen der Hersteller oftmals unzureichend sind oder keine Hinweise auf mögliche Gefahrenquellen enthalten. In einer Übersicht wird dargestellt, welche Informationen typischerweise aktuell von den Herstellern bereitgestellt werden und welche Informationen darüber hinaus wünschenswert sind. Weiterhin werden Richtlinien und spezielle Anschlussbedingungen aus der Energiewirtschaft aufgeführt.

1.3.1 Normen, Vorschriften und Richtlinien

In Bezug auf Photovoltaiksysteme ist zwischen Normen zu unterscheiden, die allgemein gültig und damit auch auf PV-Anlagen zu beziehen sind und solchen, die speziell für PV-Anlagen entwickelt wurden. Die wichtigste Normenreihe für Niederspannungsanlagen im Allgemeinen ist die DIN VDE 0100, die auf der europäischen Niederspannungsrichtlinie beruht. Die meisten speziell auf PV-Systeme bezogenen Normen sind in der Normenreihe DIN VDE 0126 zusammengefasst.

Neben den Normen gibt es weiterführend die Anwendungsrichtlinien des VDE, die Richtlinien des BDEW, insbesondere die Mittelspannungsrichtlinie, und die Unfallverhütungsvorschriften der Berufsgenossenschaften.

Durch das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) wurde ein Hinweispapier für die Montage und Errichtung von PV-Anlagen veröffentlicht und bautechnische Regelungen in der Bauregelliste mit Relevanz zu PV-Modulen und deren Anwendung definiert (Downloadlink unter Anhang II, S.258).

Für die Bauregeln und Baunormen veröffentlicht das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) regelmäßig die Bauregelliste und interpretiert die Europäische Bauproduktenverordnung (EU-BauPVO) für Deutschland. Daraus ergeben sich auch Anforderungen für PV-Anlagen und deren Komponenten. Die Anforderungen (mechanische Festigkeit, Standsicherheit, Brandschutz etc.) sind in der Informationsschrift „Hinweise für die Herstellung, Planung und Ausführung von Solaranlagen“ (November 2012) beschrieben. Ebenfalls arbeiten der Branchenverband BSW und der Fachverband DGS an der Entwicklung von Fachregeln und im Normungsbereich zum Thema Solar z.B. die

Fachregeln der brandschutzgerechten Planung-, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen (Downloadlink unter Anhang II, S.258).

Die hier angegebenen Auflistungen stellen nur einen Überblick über die wichtigsten Normen und Normenreihen mit Bezug zur Photovoltaik dar und erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

1.3.1.1 Anforderungen an die PV-Systemkonfiguration

Allgemeine Anforderungen an Niederspannungsanlagen bis 1.500V DC Systemspannung, zu denen auch PV-Anlagen zählen, sind in der internationalen Normenreihe DIN IEC 60364 „*Errichten von Niederspannungsanlagen*“ formuliert, die beim VDE als DIN VDE 0100 gelistet ist. Sie enthält unter anderem allgemeine Sicherheitsbestimmungen, Begriffsdefinitionen sowie Hinweise zur Auswahl, Auslegung und Montage von Betriebsmitteln und definiert die erforderliche Widerstandsfähigkeit der Anlage gegenüber äußeren Einflüssen. Die Norm DIN VDE 0100-712 „*Anforderungen an Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme*“ bezieht sich dabei speziell auf PV-Anlagen. Sie erklärt den grundsätzlichen Aufbau der Anlage, insbesondere deren Verschaltung mit notwendigen Schaltgeräten und fordert Schutzmaßnahmen gegen Fehlerströme, Überströme und Überspannungen, Berühren von spannungsführenden Bauteilen sowie gegen Umwelteinflüsse, geht auf diese Themen aber nur oberflächlich ein. Genauer behandelt werden sie in den jeweils allgemein gültigen Normen zu diesen Themen, also DIN EN 62305-3 zum Blitz- und Überspannungsschutz, DIN EN 61140 „*Schutz gegen elektrischen Schlag*“ und DIN EN 61439-1 „*Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen*“.

Darüber hinaus existieren zu einigen Themen auch Normen für Erzeugungsanlagen allgemein sowie speziell für PV-Systeme. DIN EN 61173 „*Überspannungsschutz für photovoltaische (PV) Stromerzeugungssysteme*“ erklärt Maßnahmen zur Vermeidung von Überspannungsschäden, insbesondere Potentialausgleich, Erdung und Schirmung. Das Beiblatt 5 zur DIN EN 62305-3 enthält ähnliche Informationen zum Blitzschutz. Die notwendige Schalttechnik und die Netzschnittstelle einer PV-Anlage werden in DIN VDE 0126-1-1 und DIN EN 61727 beschrieben.

Dabei werden auch Grenzwerte für Netzzrückwirkungen definiert. Eine Zusammenstellung von Vorgaben zur Anlagensicherheit von PV-Systemen enthält die von VDE und GDV erarbeitete Richtlinie VdS 3145. Darin finden sich Sicherheitsempfehlungen für Planung und Betrieb der Anlage, sowohl auf Systemebene als auch für einzelne Komponenten. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Vermeidung und Begrenzung von Bränden sowie der Widerstandsfähigkeit der Anlage gegen Umwelteinflüsse, auch unter Beachtung der Landesbauordnungen.

Einige Spezialfälle von PV-Anwendungen werden ebenfalls von Normen und Richtlinien behandelt: DIN EN 61194 nennt Parameter verschiedener Komponenten eines *PV-Inselsystems* und stellt Anforderungen an dessen Dokumentation.

DIN EN 62124 (VDE 0126-20) gibt Anforderungen für die Bauartegnung von in Verbindung mit einer PV-Anlage betriebenen Speichersystemen. Laderegler für solche PV-Akkumulatoren werden in DIN EN 62509 behandelt.

Damit im Brandfall die Sicherheit der Einsatzkräfte gewährleistet wird, gibt die Anwendungsrichtlinie VDE-AR-E 2100-712 Maßnahmen vor, um den Kontakt mit spannungsführenden Bauteilen zu vermeiden. Besonders hervorgehoben sind die Installationsanforderungen der DC-Leitungen und die Kennzeichnung der Leitungsführung in einem der Feuerwehr zugänglichen Übersichtsplan. Eine Zusammenfassung der derzeit erhältlichen Normen zur Konfiguration von Photovoltaik-Systemen zeigt nachfolgende Tabelle.

Tabelle 1-2: Wichtige Normen und Normenreihen mit Bezug zur Konfiguration von PV-Systemen

Systemkonfiguration	
Bezeichnung	Inhalt
DIN EN 61277 <i>„Terrestrische photovoltaische (PV-) Stromerzeugungssysteme – Allgemeines und Leitfaden“</i>	Allgemeine Informationen zu PV-Systemen
DIN IEC 60364 DIN VDE 0100 <i>„Errichten von Niederspannungsanlagen“</i>	Aufbau, Verschaltung und Komponenten von Niederspannungsanlagen, Schutzmaßnahmen
DIN VDE 0100-712 <i>„Anforderungen an Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik- (PV)-Stromversorgungssysteme“</i>	PV-Spezifischer Teil der DIN VDE 0100. Enthält Aufbau von PV-Anlagen und notwendige Schutzmaßnahmen
DIN EN 61140 <i>„Schutz gegen elektrischen Schlag“</i>	Beinhaltet Maßnahmen zur Vermeidung der Verletzung durch elektrischen Schlag
DIN EN 61439 <i>„Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen“</i>	Regelt die Kombination von Schaltgeräten in einer baulichen Einheit
DIN VDE 0126-1-1 <i>„Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Erzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“</i>	Gibt Anforderungen und Abschaltparameter für einen automatischen Schalter an der Netzschnittstelle vor
DIN EN 61727 <i>„Photovoltaische (PV) Systeme – Eigenschaften der Netzschnittstelle“</i>	Definiert Anforderungen an die Netzschnittstelle einer PV-Anlage und legt Grenzwerte für Netzurückwirkungen fest
DIN EN 62305-3 Bbl 5 VDE 0185-305-3 Bbl 5 <i>„Blitz- und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme“</i>	Enthält Informationen zum Blitz- und Überspannungsschutz bei PV-Anlagen (keine genormten Festlegungen)
DIN EN 61173 <i>„Überspannungsschutz für photovoltaische Stromerzeugungstechnik“</i>	Nennt Maßnahmen gegen Überspannungsschäden in PV-Systemen
DIN EN 62124 VDE 0126-20 <i>„BOS-Bauteile für Photovoltaische Systeme – Bauartegnung natürliche Umgebung“</i>	Enthält Kriterien für die Bauartegnung von Balance-of-System-Bauteilen, hauptsächlich Akkumulatoren
DIN EN 61194 <i>„Charakteristische Parameter von photovoltaischen (PV)-Inselsystemen“</i>	Nennt Parameter verschiedener Komponenten eines PV-Inselsystems
VDE-AR-E 2100-712 <i>„Maßnahmen für den DC-Bereich einer PV-“</i>	Gibt Maßnahmen zur Vermeidung von Kontakt mit spannungsführenden Bauteilen im Brandfall

Systemkonfiguration	
Bezeichnung	Inhalt
<i>Anlage zum Einhalten der elektrischen Sicherheit im Falle einer Brandbekämpfung“</i>	an
VDE-AR-N 4105 <i>„Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“</i>	Gibt Empfehlungen für die Technischen Anschlussbedingungen der Verteilnetzbetreiber

1.3.2 Anforderungen an PV-Module

PV-Module werden in der Regel vor ihrer Verwendung bzw. Vermarktung einer Bauartprüfung unterzogen. Die Anforderungen zur Bauarteignung sind in DIN EN IEC 61215 für kristalline bzw. DIN EN IEC 61646 für Dünnschichtmodule festgelegt und beinhalten umfangreiche Alterungs- und Belastungstests. Neben der Widerstandsfähigkeit gegen Temperaturschwankungen, UV-Strahlung, Feuchtigkeit, Wind und andere mechanische Einflüsse werden die Module auch elektrisch charakterisiert.

Die Überprüfung der Sicherheitsaspekte erfolgt unabhängig von der Zelltechnologie nach DIN EN 61730-1 und DIN EN 61730-2. Teil 1 beschreibt hierbei die Design- und Materialanforderungen. Teil 2 beschreibt die Prüfungen die an nach DIN EN IEC 61215 bzw. DIN EN IEC 61646 vorgealterten Modulen durchgeführt werden. Hierbei werden diese weiteren Belastungstests unterzogen, die mechanische Beanspruchung, Feuertests und verschärfte Isolationswiderstandsmessungen beinhalten. Eine Bauartzertifizierung nach DIN EN 61730 bildet die Grundlage für eine CE Kennzeichnung von PV Modulen für den Europäischen Markt. Module die die Anforderungen der Klasse A nach DIN EN 61730-1:2004 erfüllen, gelten als Betriebsmittel der Schutzklasse II nach DIN EN 61140.

Das Gütesiegel nach RAL GZ 966 wird dann vergeben, wenn die RAL Güte- und Prüfbestimmungen für Sonnenenergie-Anlagen eingehalten werden. Diese regeln als Satz von Qualitätskennzeichen und Gütekriterien die Sollbestimmungen für die Herstellung von hochwertigen Komponenten sowie für die sachgerechte Konzeption, die fachgerechte Ausführung sowie für den Service und Betrieb von Solarenergien-Anlagen (Photovoltaik und Solarthermie). Die RAL-Gütegemeinschaft für Solarenergieanlagen e.V. ist eine von 130 unabhängigen Gütegemeinschaften, welche die RAL-Güte- und Prüfbestimmungen ihrer jeweiligen Industrie- und Dienstleistungsbranchen festlegen und überwachen (RAL seit 1980: Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V.)

Die Datenblätter, die vom Hersteller für jede Modulbaureihe herausgegeben werden, sowie die Pflichtangaben auf deren Typenschildern sind in DIN EN 50380 geregelt. DIN EN IEC 60904-1 definiert außerdem die Standardtestbedingungen (STC), nach denen elektrische Kennwerte von Modulen ermittelt werden. DIN EN 50548 formuliert Anforderungen an Modul-Anschlussdosen. Die internationale Version dieses Standards IEC 62790 wird diese Europäische Norm in Zukunft ablösen. Ebenfalls werden Verfahren zur Überprüfung der Konformität mit diesen Anforderungen festgelegt. Anforderungen an PV-Steckverbinder sind in IEC 62852 (bzw. DIN EN 50521) beschrieben. Für PV Leitungen existiert ein Normentwurf prEN 50618 der auf der geltenden TÜV Rheinland internen Prüfvorschrift 2PfG 1169 basiert.

Für die Spezialanwendung der gebäudeintegrierten Photovoltaik müssen Module besonderen Ansprüchen der DIN 18008 (vormals z.B. Technische Richtlinien für linienförmige Verglasungen (TRLV)) genügen. DIN VDE 0126-21 definiert verschiedene Typen von Modulen zur gebäudeintegrierten Verwendung, nennt anwendungsspezifische Ansprüche und verweist auf weitere Anforderungen, u. a. die Bauartzertifizierung nach DIN EN IEC 61215 bzw. DIN EN IEC 61646 und DIN EN 61730-1/-2.

Neben den speziellen Anforderungen an gebäudeintegrierte Module existieren weitere Normen für besondere Einsatzgebiete sowie für besondere Bauarten bzw. weitere Normen sind in der Entwicklung. Einige Beispiele hierfür sind: Module für maritimen oder küstennahen Einsatz; Module in Schadgasumgebung; Module, die unter konzentrierendem Sonnenlicht arbeiten; Module mit integrierter Elektronik (z.B. AC-Module).

Tabelle 1-3: Wichtige Normen zu Photovoltaik-Modulen

Module	
Bezeichnung	Inhalt
DIN EN IEC 61215 „Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik (PV)-Module: Bauarteignung und Bauartzulassung“	Bauartzulassung für kristalline Module nach Alterungsverhalten
DIN EN IEC 61646 „Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik (PV)-Module: Bauarteignung und Bauartzulassung“	Bauartzulassung für Dünnschichtmodule nach Alterungsverhalten
DIN EN 61730 „Photovoltaik(PV)-Module - Sicherheitsqualifikation – Teil 1: Anforderungen an den Aufbau Teil 2: Anforderungen an die Prüfung	Sicherheitsqualifizierung von PV-Modulen
DIN EN 50548 (IEC 62790) DIN VDE 0126-5 „Anschlussdosen für Photovoltaik-Module“	Anforderungen und Prüfverfahren für Anschlussdosen zur Verwendung an PV-Modulen
DIN EN 50521 (IEC 62852) „Steckverbinder für Photovoltaik-Systeme“	Anforderungen und Prüfverfahren für Anschlussdosen zur Verwendung an PV-Steckverbinder
DIN VDE 0126-21 „Photovoltaik im Bauwesen“	Anforderungen an PV-Module, die gebäudeintegrierten eingesetzt werden
DIN EN 50380 „Datenblatt- und Typschildangaben von Photovoltaik-Modulen“	Nennt Informationen, die in PV-Modul-Datenblättern und –Typschildern enthalten sein müssen

Module	
Bezeichnung	Inhalt
DIN EN 60904-1 VDE 0126-4-1 <i>„Messen der photovoltaischen Strom- und Spannungskennlinien“</i>	Definiert Testverfahren und Standardtestbedingungen (STC) für die Erstellung von Modulkennlinien
DIN EN 13501-1 <i>„Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten“</i>	Baustoffklassen nach Brandverhalten, dient der Einordnung von Modulen
DIN 4102-1 <i>„Brandverhalten von Stoffen und Bauteilen“</i>	Baustoffklassen nach Entflammbarkeit, dient der Einordnung von Modulen

1.3.2.1 Anforderungen an PV-Wechselrichter

Sicherheitsstandards für PV-Wechselrichter sind in der DIN IEC 62019 festgelegt. Abgedeckt werden Risiken durch mechanische und elektrische Beanspruchung sowie Feuer. Ebenfalls behandelt wird die richtige Auslegung des Wechselrichters. Die elektrischen Anforderungen an die AC-Seite ergeben sich aus den technischen Anschlussbedingungen des Verteilnetzbetreibers, der VDE-AR-N 4105 und der Normenreihe DIN EN 61000 *„Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)“*. Diese behandelt allgemein die Kompatibilität von Netzparametern mit angeschlossenen Anlagen und definiert Grenzwerte für Netzurückwirkungen und –schwankungen.

Der Inhalt von Datenblättern und Beschriftungen für Wechselrichter wird in DIN EN 50524 geregelt, insbesondere Spannungs- und Stromkennwerte auf Eingangs- und Ausgangsseite sowie der Wirkungsgrad, der als gewichteter europäischer Wirkungsgrad angegeben wird. Dessen Messung wird durch DIN EN 50530 festgelegt, die auch die Testbedingungen und Messschaltungen vorschreibt.

Bei Zusammenbruch der Netzspannung muss sich der Wechselrichter selbständig vom Netz trennen. Um die Eignung von Maßnahmen zu überprüfen, die diese Anforderung erfüllen sollen, sind Tests nach DIN EN 62116 durchzuführen. Darin sind jedoch keine Bedingungen formuliert, nach denen sich der Wechselrichter vom Netz trennen muss, da diese von lokalen Gegebenheiten, insbesondere den Bestimmungen der Verteilnetzbetreiber (Technische Anschlussbedingungen, kurz TAB) abhängen.

Tabelle 1-4: Wichtige Normen und Normenreihen zu PV-Wechselrichtern

Wechselrichter	
Bezeichnung	Inhalt
DIN IEC 62109 VDE 0126-14 <i>„Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen“</i>	Bestimmt mechanische und elektrische Sicherheitsanforderungen an PV-Wechselrichter
EN 61000 <i>„Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)“</i>	Elektromagnetische Verträglichkeit von Netz und angeschlossenen Anlagen und Geräten
DIN EN 50530 VDE 0126-12 <i>„Gesamtwirkungsgrad von Photovoltaik-Wechselrichtern“</i>	Definiert Prüfverfahren zur Bestimmung des Wirkungsgrads von PV-Wechselrichtern
DIN EN 50524 VDE 0126-13 <i>„Datenblatt- und Typschildangaben von Photovoltaik-Wechselrichtern“</i>	Nennt Informationen, die in PV-Wechselrichter-Datenblättern und –Typschildern enthalten sein müssen
DIN EN 62116 VDE 0126-2 <i>„Prüfverfahren für Maßnahmen zur Verhinderung der Inselbildung für Versorgungsunternehmen in Wechselwirkung mit Photovoltaik-Wechselrichtern“</i>	Definiert Prüfverfahren für die Eignung von Maßnahmen zur Abschaltung von PV-Wechselrichtern bei abnormalen Netzspannungen

1.3.2.2 Anforderungen an Montagesysteme

Für Montagesysteme von Photovoltaik-Anlagen gibt es momentan keine speziellen Normungen. Anzuwenden sind stattdessen die allgemeinen Normen für Stahl- und Aluminiumtragwerke aus den Eurocodes, also EN 1990, EN 1993 und EN 1999. Sie regeln Planung, Bemessung und Konstruktion von Tragwerken.

Der Nachweis der Konformität mit europäischen Normen und Vorschriften, der Voraussetzung für die Verwendung des CE-Kennzeichens ist, wird für Stahl- und Aluminiumtragwerke in DIN EN 1090-1 geregelt.

Die Auslegung auf standortspezifische Umgebungseinflüsse erfolgt nach DIN 1055. Neben Wind- und Schneelasten werden hier auch Temperatureinwirkungen und Einwirkungen durch Erdbeben behandelt.

Tabelle 1-5: Wichtige Normen und Normenreihen zu PV-Montagesystemen

Montagesysteme	
Bezeichnung	Inhalt
DIN 1055 <i>„Einwirkungen auf Tragwerke“</i>	Gibt Lastannahmen für verschiedene Umgebungseinflüsse, insbes. Wind u. Schneelasten
DIN EN 1993 <i>„Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten“</i>	Enthält Informationen und Vorschriften zur Konstruktion von Stahlbauten
DIN EN 1999 <i>„Berechnung und Bemessung von Aluminiumkonstruktionen“</i>	Enthält Informationen und Vorschriften zur Konstruktion von Aluminiumbauten
DIN EN 1090 <i>„Ausführung von Stahltragwerken und Aluminiumtragwerken“</i>	Regelt den Konformitätsnachweis (CE-Kennzeichen) für Stahl- und Aluminiumtragwerke

1.3.2.3 Anforderungen an DC-Komponenten und Solarspeichersysteme

Zu den DC-Komponenten gehören DC-Kabel, Steckverbinder und DC-Trennschalter. Kabelauslegung und Trennschalter werden in der DIN VDE 0100-712 behandelt (siehe 2.3.2.1 „Anforderungen an die PV-Systemkonfiguration“). PV-Steckverbindungen sind in einer eigenen Norm geregelt, der DIN VDE 0126-3. Sie enthält neben Anforderungen an die mechanische und elektrische Belastbarkeit auch Ansprüche an eine verpolungssichere Formgebung, Wiederverschließbarkeit und die Beschriftung. Außerdem werden Prüfverfahren zur Einhaltung dieser Vorgaben und Alterungstests vorgestellt.

PV-spezifische Vorgaben zur Kabelführung stellt die Anwendungsrichtlinie VDE-AR-E 2100-712. Sie fordert die Verlegung der Leitungen in mindestens feuerhemmendem Material, sofern sie innerhalb des Gebäudes erfolgt. Allgemeine Anforderungen an die Kabelführung finden sich in der VDE-Normenreihe VDE 0604.

Die ursprüngliche Norm für solare Speichersysteme ist die DIN EN 62093. Sie formuliert Kriterien für die Bauartegnung aller Bauteile eines Speichersystems, inklusive Laderegler und Batterie, sowie Prüfverfahren. Der Schwerpunkt liegt dabei auf Beanspruchung durch Umgebungseinflüsse, also mechanische und thermische Beanspruchung sowie Feuchtigkeit.

Betrachtet werden allerdings nur Blei- und Nickel-Cadmium-Akkumulatoren. Ergänzt wurde sie durch DIN EN 62509 und DIN EN 61427-1.

Die DIN EN 62509 stellt Anforderungen an die Leistungsparameter und das Lademanagement von PV-Batterieladereglern, um eine möglichst lange Lebensdauer der Batterie zu ermöglichen. Sie bezieht sich nur auf Bleibatterien. DIN EN 61427-1 definiert Betriebsbedingungen für Solarakkumulatoren und stellt Ansprüche an die mechanische Belastbarkeit, Sicherheit und Dokumentation. Ebenfalls werden Prüfverfahren für Kapazität, Ladungshaltung, Wirkungsgrad und Lebensdauer festgelegt. Die Norm schließt zwar alle gängigen Zelltechnologien inklusive Li-Ionen-Zellen ein, bezieht sich aber nur auf Off-Grid-Anwendungen.

Eine Norm für netzgebundene Speichersysteme ist unter der Bezeichnung DIN EN 61427-2 in Vorbereitung.

Tabelle 1-6: Wichtige Normen zu DC-Komponenten oder Speichersystemen

DC-Komponenten und Solarspeichersysteme	
Bezeichnung	Inhalt
DIN EN 50521 DIN VDE 0126-3 <i>„Steckverbinder für Photovoltaik-Systeme – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen“</i>	Stellt Anforderungen an die mechanische und elektrische Belastbarkeit von PV-Steckverbindungen und definiert Prüfungsverfahren für die Zulassung
DIN EN 62093 VDE 0126-20 <i>„BOS-Bauteile für photovoltaische Systeme – Bauartegnung natürliche Umgebung“</i>	Enthält Anforderungen zur Bauartegnung von Solarbatterien und deren Laderegler, Ausrichtung auf Bleiakkumulatoren
DIN EN 61427-1 VDE 0510-40 <i>„Wiederaufladbare Zellen und Batterien für photovoltaische Energiesysteme – Allgemeine Anforderungen und Prüfverfahren“</i>	Anforderungen an Solarakkus in Off-Grid-Anwendungen unabhängig von der Zelltechnologie
DIN EN 62509 VDE 0126-15 <i>„Leistung und Funktion von Photovoltaik-Batterieladereglern“</i>	Enthält elektrische Anforderungen an PV-Batterieladeregler mit Ausrichtung auf Bleibatterien

1.3.3 Installationsanleitungen der Hersteller

Die Hersteller der Systemkomponenten geben die Anforderungen an die Montage und Inbetriebnahme ihrer Produkte in Form von Installationsanleitungen heraus (Tabelle 1-7). Diese umfassen neben technischen Produktinformationen und Montageanleitungen auch Verweise auf relevante Normen und Bestimmungen sowie Gewährleistungs- und Garantiebedingungen.

Festgestellte starke Unterschiede zwischen den Herstellern im Umfang und der Beschreibungstiefe der Installationsanleitungen belegen, dass diese allein häufig nicht zur technisch korrekten Errichtung einer PV-Anlage ausreichen.

1.3.3.1 PV-Module

Betrachtet wurde eine Auswahl von Herstellern aus Deutschland, China, Japan und den Vereinigten Staaten, die alle Marktsegmente und gängigen Zelltechnologien abdecken. Die Modulbaureihen, auf die sich die Anleitungen beziehen, stammen aus den Jahren 2008 bis 2012. Da die Hersteller willkürlich ausgewählt wurden, erhebt diese Übersicht keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Eine vollständige Liste der Modulhersteller, aus der diese Hersteller ausgewählt wurden, wurde von der Zeitschrift PHOTON Profi veröffentlicht [Quelle: Marktübersicht Solarmodule in: PHOTON Profi Heft 2/2010].

Tabelle 1-7: Beispielhafte Inhalte von Installationsanleitungen für PV-Module

	Hersteller 1	Hersteller 2	Hersteller 3	Hersteller 4	Hersteller 5	Hersteller 6	Hersteller 7	Hersteller 8	Hersteller 9
Montage									
Hinweise zum Handling	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Installation durch geeignete Fachkraft	X	X	X	X	X		X	X	X
Arbeitsschutzbestimmungen	X	X		X	X	X	X		
Absturzsicherung des Monteurs	X			X	X	X			
Prüfung auf mechanische Unversehrtheit vor Montage	X				X				X
Mechanische Anforderungen									
Hinweise zur Montagelage u. Ausrichtung	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Statische Festigkeit	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Belüftung der Modulrückseite	X	X	X	X	X	X	X	X	
Schutz vor Feuchtigkeit	X	X			X	X	X	X	X

Einschränkung von Modifizierungen	X	X			X	X		X	X
Vermeidung entzündlicher Stoffe	X	X		X		X		X	X
UV-Schutz für Kabel u. Anschlussdose	X	X	X			X	X	X	
Befestigung auf feuerbeständigem Untergrund	X	X		X		X			X
Blitzschutz	X				X	X	X		
Korrosionsschutz	X	X			X				
Zugentlastung der Anschlusskabel	X						X		
Hinweise zur Überkopfverglasung		X					X		
Elektrische Anforderungen									
Hinweise zur Verschaltung	X			X	X	X	X	X	X
Potentialausgleich	X	X	X	X		X	X	X	X
Auslegung auf 1,25 UOC u. ISC	X	X		X		X	X	X	X
Freischaltung vor Arbeiten	X			X					X
Hinweise auf weitere Bestimmungen									
Verweis auf Normen	X	X		X	X	X	X	X	X
Verweis auf allgemeine Richtlinien	X	X	X		X	X	X	X	X
Verweis auf TAB	X								

Alle Installationsanleitungen für Module formulieren mechanische und elektrische Anforderungen an die Anlage und geben Vorgehensweisen für deren Errichtung vor. Neben Anweisungen zum Arbeitsschutz enthalten sie Hinweise zur Handhabung der Module, die Schäden bei der Montage wie Glas- und Zellbrüche oder Delaminationen verhindern sollen.

Zu den mechanischen Kriterien, die eine Mehrheit der Hersteller fordert, gehören hauptsächlich eine Montagelage frei von mechanischen Spannungen bei jeder Temperatur, die Verwendung eines geeigneten Montagesystems sowie die Beachtung der maximalen Schneelast. Darüber hinaus verbieten einige Hersteller auch Modifizierungen am Modulrahmen, der Moduloberfläche oder der Anschlussdose.

Weitere Hinweise beziehen sich auf für den Brandschutz relevante Themen wie entflammbare Materialien in der Umgebung der Module, den Blitz- und Überspannungsschutz sowie die sachgerechte Handhabung und Montage der Verkabelung.

Die meisten Installationsanleitungen gehen auch näher auf die elektrischen Anforderungen an die PV-Anlage ein, insbesondere die Zusammenstellung von Strings unter Einhaltung von Grenzwerten für

Spannung und Kurzschlussstrom. Einige Hersteller empfehlen auch bestimmte Kabelquerschnitte für DC- und Erdungskabel.

Neben den herstellenseitigen Anforderungen verweisen alle Installationsanleitungen auch auf Normen oder andere Bestimmungen und Richtlinien (VDE, VDEW, TAB), insbesondere DIN 1055 zur Lastannahme und IEC-Prüfnorm 61730.

Insgesamt fällt auf, dass deutsche Modulhersteller, insbesondere was Sicherheits- und Schutzmaßnahmen angeht, umfangreichere Installationsanleitungen herausgeben als internationale Mitbewerber. Hersteller 1, ein bekanntes deutsches Unternehmen, deckt in seiner Anleitung jedes erfasste Thema ab.

Neben den Installationsanleitungen veröffentlichen Modulhersteller auch eine Zusammenfassung von technischen Informationen in Form von Datenblättern. Diese sind nach DIN EN 50380 standardisiert, zeigen aber trotzdem von Hersteller zu Hersteller kleinere Abweichungen im Umfang.

Fazit

Analog zu der Datenblattnorm ist auch eine Vereinheitlichung der Installationsanleitungen zu fordern.

1.3.3.2 Wechselrichter

Ausgewertet wurden Installationsanleitungen europäischer, amerikanischer und chinesischer Wechselrichterhersteller.

Tabelle 1-8 stellt einen für den aktuellen Markt repräsentativen Auszug aus der Marktübersicht in der Zeitschrift PHOTON dar (Quelle: Marktübersicht Wechselrichter, PDF-Version, [1])

Tabelle 1-8: Beispielhafte Inhalte von Installationsanleitungen für Wechselrichter

	Hersteller A	Hersteller B	Hersteller C	Hersteller D	Hersteller E	Hersteller F	Hersteller G	Hersteller H	Hersteller J	Hersteller K
Montage										
Hinweise zum Handling				X	X		X	X	X	
Installation durch geeignete Fachkraft	X	X	X	X	X	X	X			X
Arbeitsschutzbestimmungen	X					X				X
Prüfung auf mechanische Unversehrtheit vor Montage		X	X			X				X

	Hersteller A	Hersteller B	Hersteller C	Hersteller D	Hersteller E	Hersteller F	Hersteller G	Hersteller H	Hersteller J	Hersteller K
Mechanische Anforderungen										
Einschränkung von Modifizierungen	X	X	X	X	X	X	X			X
Hinweise zur Montagelage	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
- Sicherheitsabstände	X	X	X	X		X	X	X	X	X
- Befestigung auf schwer entflamm- barem Material	X	X	X	X		X	X	X		
- Schutz vor UV-Strahlung	X	X	X	X	X	X	X	X		X
- Luftzufuhr	X	X	X	X	X	X	X		X	X
- Umgebungstemperatur	X	X	X	X	X	X	X	X		X
- Schutz von Nässe		X	X	X		X	X	X		
Hinweise zur DC-Kontaktherstellung	X	X		X				X		X
Hinweise zur AC-Kontaktherstellung	X				X		X		X	
AC-Kabelauslegung	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Zugentlastung					X				X	
Elektrische Anforderungen										
Grenzwerte für Eingangsspannung und - leistung	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
FI-Schalter	X	X	X	X	X		X	X	X	
AC-Verschaltung	X	X		X	X			X	X	
Erdung am WR	X	X	X	X		X	X	X	X	X
Erdung eines Generatorpols	X	X	X	X	X	X	X		X	
Hinweise auf weitere Bestimmungen										
Verweis auf Normen	X	X	X	X	X	X				
Verweis auf allgemeine Richtlinien	X		X		X				X	
Verweis auf TAB (Technische Anschluss Bedingungen)		X	X					X		

Die Installationsanleitungen für Wechselrichter sind deutlich umfangreicher als die anderer Komponenten. Neben Anweisungen zur Montage enthalten sie auch Themen zur Bedienung und Wartung sowie Informationen zur Peripherie des Wechselrichters, z.B. zum FI-Schalter oder zu AC-Kabeln.

Nahezu alle Hersteller fordern die Montage auf einer schwer entflammaren oder nicht brennbaren Oberfläche, geben Sicherheitsabstände vor und empfehlen Maßnahmen zur ausreichenden Wärmeabfuhr am Wechselrichter. Meistens wird auch der Potentialausgleich am Generator oder eine Erdung am Wechselrichter selber behandelt. Verweise auf weiterführende Normen und Richtlinien sind in allen Installationsanleitungen in verschiedenem Umfang vertreten.

Vergleichsweise gering vertreten sind Arbeitsschutzthemen. Einzelne Schutzmaßnahmen wie die Freischaltung vor Arbeiten am Wechselrichter oder die Berücksichtigung der Entladezeit der Kondensatoren sind den jeweiligen Arbeitsschritten vorangestellt, jedoch fehlen Hinweise auf Arbeitsschutzrichtlinien, Schutzausrüstung und die Verwendung entsprechenden Werkzeugs meist völlig. Ebenfalls selten wird die Zugentlastung und Befestigung der Anschlusskabel angesprochen. Sehr unterschiedlich behandeln verschiedene Hersteller das Thema Kontakt Herstellung. Während einige Anleitungen hierzu umfangreiche Informationen oder zumindest einige Hinweise enthalten, klammern andere das Thema vollständig aus.

1.3.3.3 DC-Kabel und Steckverbinder

Einige große Hersteller von Solar-Verbindungssystemen geben spezielle Anweisungen für den Anwender heraus, manche beschränken sich dabei auf Kurzanleitungen. Hauptsächlich finden sich Installationsanleitungen und Produktinformationen (

Tabelle 1-9). Auch Installationsanleitungen für Module enthalten zum Teil Informationen zu den Anschlussleitungen und Steckverbindern.

Tabelle 1-9: Beispielhafte Inhalte von Installationsanleitungen für DC-Komponenten

	Hersteller a	Hersteller b	Hersteller c	Hersteller d
Montage				
Installation durch geeignete Fachkraft	X	X		
Arbeitsschutzbestimmungen	X			
Verwendung geeigneten Werkzeugs	X	X	X	X
Prüfung auf mechanische Unversehrtheit vor Montage				X
Mechanische Anforderungen				
Einschränkung von Modifizierungen	X	X		X
Prüfung der Steckverbindung		X		X
Kompatibilität	X	X		
Schutz vor Verschmutzung	X	X	X	
Schutz vor Feuchtigkeit	X	X		
UV-Schutz		X		

	Hersteller a	Hersteller b	Hersteller c	Hersteller d
Zugentlastung	X			
Befestigung	X			
Hinweise zum Crimpen	X	X	X	
Biegeradien	X	X		
Hinweise auf weitere Bestimmungen				
Verweis auf Normen		X	X	
Verweis auf Arbeitsschutzrichtlinien	X			
Verweis auf allgemeine Bestimmungen		X		

Grundsätzlich erlauben die Hersteller nur ausgebildetem Fachpersonal den Umgang mit ihren Systemkomponenten. Die Produkte dürfen weder verändert noch mit systemfremden Fabrikaten kombiniert werden. Insbesondere die Kombination von Steckverbindungen verschiedener Hersteller wird von den etablierten Herstellern abgelehnt.

Mit verschmutzten oder nassen Steckern dürfen keine Verbindungen hergestellt werden. Bei der Kabelführung ist darauf zu achten, dass Kabel und Stecker nicht dauerhaft in Wasser liegen oder direktem Sonnenlicht ausgesetzt sind, dass Anschlussdosen und Steckverbindungen nicht unter Zug stehen und Biegeradien eingehalten werden.

Besonders umfangreich sind die Anweisungen zum Herstellen von Crimpverbindungen. Große Hersteller geben dazu detailreiche und illustrierte Anleitungen heraus, die unter Anderem die Verwendung geeigneten Crimpwerkzeugs des jeweiligen Herstellers vorschreiben.

Der Umfang der Hinweise unterscheidet sich bei den Kabeln und Steckverbindern stärker als bei anderen Systemkomponenten. Teilweise enthalten Unterlagen verschiedener Hersteller auch widersprüchliche Informationen zur Kompatibilität unterschiedlicher Systeme. Insbesondere beanspruchen viele kleinere Unternehmen die Kompatibilität ihrer Systeme mit den weit verbreiteten Stecksystemen, während deren Hersteller von der Kombination mit anderen Systemen kategorisch abraten.

1.3.3.4 Montagesysteme

Die Montageanleitungen für Befestigungssysteme sind vergleichsweise umfangreich, sind aber mehr auf die Durchführung der Montage als auf die Auslegung und statische Festigkeit des Systems ausgerichtet.

Tabelle 1-10). Dementsprechend enthalten sie nur wenige Vorgaben für den Zustand der fertigen Anlage. Grundsätzlich fordern alle Hersteller eine statische Überprüfung der Konstruktion durch entsprechend qualifiziertes Personal. Dabei sind vor allem standortbedingte Schnee- und Windlasten

zu beachten. Einige Anleitungen enthalten Empfehlungen zur Vermeidung von Blitz- und Überspannungsschäden durch eine angepasste Kabelführung und Erdung des Untergestells.

Alle Hersteller machen mehr oder weniger detaillierte Angaben zum Arbeitsschutz während der Montage und verweisen mehrheitlich auf gesetzliche Arbeitsschutzbestimmungen und die Richtlinien der Berufsverbände. Allgemein oder teilweise auch im konkreten Fall schreiben sie geeignetes Werkzeug vor. Eine Überprüfung des Materialzustands vor Beginn der Montage empfiehlt nur ein einziger Hersteller.

Tabelle 1-10: Beispielhafte Inhalte von Installationsanleitungen für Befestigungssysteme

	Hersteller I	Hersteller II	Hersteller III	Hersteller IV	Hersteller V	Hersteller VI	Hersteller VII	Hersteller VIII	Hersteller IX
Montage									
Installation durch geeignete Fachkraft	X	X	X	X	X				X
Arbeitsschutz	X	X	X	X	X	X	X		X
Absturzsicherung des Monteurs			X	X	X	X	X		X
Verwendung geeigneten Werkzeugs	X			X		X	X		
Überprüfung von Schraubverbindungen	X	X	X	X	X				
Installationsbedingungen (Wetter,...)		X							
Prüfung auf mechanische Unversehrtheit vor Montage	X								
Mechanische Anforderungen									
Statische Überprüfung	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Schneelasten	X	X			X	X	X	X	X
Windlasten	X	X	X		X	X	X	X	
Blitz- und Überspannungsschutz		X	X	X	X	X		X	
Wasserabfluss	X		X					X	
Hinweise auf weitere Bestimmungen									
Verweis auf Normen	X	X	X	X	X	X		X	
Verweis auf Arbeitsschutzrichtlinien	X	X	X	X		X	X		
Verweis auf allgemeine Bestimmungen	X	X	X	X	X				

Im Umfang der Montageanleitungen gibt es nur geringe Unterschiede, nur ein Hersteller stellt neben Angaben zu seinem System auch Informationen zu z.B. Modulausrichtung und Kabelführung bereit.

Auf die Normen zur Auslegung der Befestigungstechnik verweisen fast alle Anleitungen. Oft genannt werden DIN 1055 „Einwirkungen auf Tragwerke“, DIN 4113 zu Aluminiumkonstruktionen, DIN 18800 zur Bemessung von Stahlbauten und DIN 4102 zum Brandverhalten von Baustoffen. Darüber hinaus erwähnen einige Montageanleitungen auch die landesspezifischen Baubestimmungen (Landesbauordnungen).

1.3.4 Installationsanforderungen der Verteilnetzbetreiber

Die Installationsvorschriften der Verteilnetzbetreiber (VNB) für den Anschluss von PV-Anlagen an das Nieder- und Mittelspannungsnetz sind in den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) formuliert, die nach § 19 Energiewirtschaftsgesetz öffentlich zugänglich gemacht werden müssen. Die TAB beziehen sich neben netzparallel betriebenen Erzeugungsanlagen auch auf den Anschluss von Haushalts- und Industrieverbrauchern. Sie definieren dabei im Hinblick auf Netzsicherheit und –stabilität Grenzwerte für Netzurückwirkungen, schreiben Schutz- und Überwachungseinrichtungen vor und regeln die Eigenschaften der eingespeisten elektrischen Leistung.

Während die VNB der großen Energieversorger (z. B. E.ON-edis, Westnetz) ihre eigenen TAB herausbringen, verwenden die kleineren Verteilnetzbetreiber die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft erstellten Richtlinien, welche allerdings keine Vorschriften zu Erzeugungsanlagen beinhalten, sondern auf die VDE- Anwendungsrichtlinie "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz" VDE-AR-N 4105:2011-08 bzw. die "Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz" verweisen. Neben den technischen Anschlussparametern regeln die TAB auch organisatorische Abläufe der Anmeldung, Inbetriebnahme und Wartung des Anschlusses.

1.3.4.1 Netzanschluss

Die Anlage wird über den Netzanschluss- oder Verknüpfungspunkt mit dem Verteilnetz verbunden. Bei Anlagen > 30kW ist das im Regelfall der bisherige Anschlusspunkt des Grundstückes. Als Schalt- und Trennstelle ist dabei eine Zähleranschlussstange nach VDE-AR-N 4102 einzurichten, zu der die TAB, sofern nicht eine selbsttätige Freischaltstelle installiert wurde, uneingeschränkter Zugang für den VNB fordern. Der Anschluss darf ebenso wie der Rest der Anlage ausschließlich von geeigneten Fachbetrieben errichtet werden.

Weiterhin wird die Verteilung der Einspeiseleistung auf die Phasen des Netzanschlusses geregelt. Die Asymmetrie zwischen den Außenleitern darf bei Einspeisung ins Niederspannungsnetz maximal 4,6 kVA betragen, ab 5 kWp ist eine Anlage also grundsätzlich dreiphasig anzuschließen. Bis 30 kWp kann der dreiphasige Anschluss auch durch die Verwendung mehrerer einphasiger Anschlüsse auf die Phasen verteilter Wechselrichter hergestellt werden, sofern die maximal zulässige Asymmetrie nicht überschritten wird.

1.3.4.2 Messtechnik

Die Stromzähler, die die bezogene bzw. produzierte Energie dokumentieren, sind nach Höhe der Leistung des Anschlusses ausulegen. Ab 100.000 kWh bezogener Energie pro Jahr bzw. 100 kW eingespeister Leistung schreiben die TAB Lastgangzähler vor. Ebenfalls organisieren die TAB Bereitstellung, Montage, Betrieb und Auslesung der Messeinrichtungen. Der Zählerschrank mit Kontaktierungs- und Befestigungseinrichtungen wird vom Kunden bereitgestellt. Je nach VNB erfolgt

beim Betrieb von Lastgangzählern eine Fernauslesung, die entweder als Funklösung oder über die Telefonleitung realisiert wird. Bei regelmäßigen Betriebsströmen $> 60 \text{ A}$ wird der Stromzähler als Wandlermessung ausgeführt. Für den Fall, dass der Kunde die ihm eingeräumte Möglichkeit einer Vergleichsmessung wahrnimmt, regeln die TAB eine gemeinsame Nutzung des Wandlers.

1.3.4.3 Schalt- und Fernwirktechnik

Zur galvanischen Trennung nach DIN VDE 0105 Teil 100 ist AC-seitig eine Schalteinrichtung mit Lastschaltvermögen vorgeschrieben. Bei Anlagen $\leq 30 \text{ kWp}$ kann diese als selbsttätige Freischaltstelle mit zwei parallelen Netzüberwachungseinheiten, gekoppelt mit jeweils einem Sicherungslasttrenn- oder Leistungsschalter in Reihe ausgeführt werden. Die Schalteinrichtung löst bei der Überschreitung von in den TAB definierten Spannungs- und Frequenzgrenzwerten oder der Unterbrechung der Verbindung zum Ortsnetztransformator aus und ist auf den maximalen Kurzschlussstrom auszulegen. Nach einem Spannungsausfall im Verteilnetz darf sich die Anlage frühestens nach 3 min (Niederspannung) bzw. 15 min (Mittelspannung) wieder zuschalten.

Neben der selbsttätigen Freischaltung fordern die TAB bei PV-Anlagen die Installation eines Rundsteuerempfängers zur Beschränkung der maximalen Einspeiseleistung. Die Signalübertragung erfolgt dabei je nach Netzbetreiber über den Telefonanschluss, Funk oder Tonfrequenzen im Netz. Die Reduzierung der Erzeugung erfolgt in den Schritten 60 %, 30 % und 0 % der maximalen Einspeiseleistung und wird über Relais umgesetzt. Bei Anlagen $\leq 30 \text{ kWp}$ kann auf einen Rundsteuerempfänger verzichtet werden, wenn die Einspeisung dafür dauerhaft auf 70 % Generatornennleistung gedrosselt wird.

1.3.4.4 Blindleistungskompensation

Die TAB verpflichten den Betreiber einer Erzeugungsanlage zur Bereitstellung eines bestimmten Anteils an Blindleistung. Dessen Leistungsfaktor $\cos \varphi$ wird vom VNB festgelegt, ist nach Anlagengröße, Betriebspunkt und Tarifzeit der Einspeisung gestaffelt und liegt im Bereich von 0,9 untererregt bis 1. Über die Toleranzen hinausgehende bezogene oder eingespeiste Blindleistung wird dem Anlagenbetreiber nach in den TAB ausgeführten Bedingungen in Rechnung gestellt. Zur Blindleistungskompensation verbaute Kondensatoren müssen stets zusammen mit der Erzeugungsanlage zu- und abgeschaltet werden, um kapazitive Blindleistung zu vermeiden.

1.3.4.5 Netzurückwirkungen

Grundsätzlich dürfen andere Netzkomponenten und –anschlüsse nicht durch den Betrieb der Erzeugungsanlage gestört werden. Bei der Festlegung von Grenzwerten für Störgrößen verweisen einige TAB auf die DIN EN 61000-2-2, andere definieren eigene Grenzwerte. Die Konformität mit den Anforderungen des Netzbetreibers erfolgt durch eine Erklärung des Herstellers oder eigene Berechnungen.

Die einzelnen Störgrößen, für die Grenzwerte definiert werden, sind:

Spannungssprünge durch Zu- oder Abschalten von Erzeugungsanlagen oder Großverbrauchern, Flicker am Netzverknüpfungspunkt, Oberschwingungsströme und Spannungsasymmetrien zwischen den Außenleitern. Darüber hinaus enthalten einige TAB auch Grenzwerte für die Beeinträchtigung netzeigener Tonfrequenzen für Rundsteuerempfänger.

Zur Vermeidung von Netzurückwirkungen wird die Anlage bei Überschreitung der maximalen angemeldeten Einspeiseleistung vom Netz getrennt.

1.4 Status Wartung und Qualitätssicherung

1.4.1 Gewährleistungs- und Garantiebedingungen der Hersteller

Für die meisten Komponenten einer PV-Anlage besteht über die gesetzliche Produktgewährleistung hinaus eine Herstellergarantie. Diese ist an die Garantiebedingungen des jeweiligen Herstellers gekoppelt, die neben der sachgemäßen Installation auch Maßnahmen zur Wartung und Instandhaltung der Anlage fordern. Die Vorgaben der Garantiebedingungen werden im Allgemeinen umgesetzt, da ihre Nichtbeachtung das Erlöschen der Herstellergarantie zur Folge hat.

Neben den Garantien der Hersteller gibt es noch die Gewährleistung des Installateurs, welche je nach Vertragsart zwei (Kaufvertrag), vier (VOB) oder fünf (Werkvertrag) Jahre gilt. Darüber hinaus geben auch viele Installateure weiterführende Leistungen zur Verkaufsförderung.

Die Begriffe Gewährleistung und Garantie werden dabei sehr unterschiedlich, teilweise inkorrekt, benutzt. Beispielsweise spricht ein Hersteller in der deutschen Übersetzung seiner Garantiebedingungen von einer „Leistungsgewährleistung“ auf seine Produkte.

Im Folgenden wird näher auf die Garantiebedingungen bei den einzelnen Komponenten eingegangen. DC-Komponenten sind dabei ausgeklammert, da für diese nur die zweijährige gesetzliche Gewährleistung besteht. Die Listen der Hersteller erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit, stellen aber einen umfassenden Querschnitt durch den Markt da.

1.4.1.1 PV-Module

Die Verpflichtungen der Hersteller über die Modullebenszeit teilen sich in drei verschiedene Gewährleistungs- und Garantieansprüche auf.

Die gesetzliche Gewährleistung gilt 24 Monate ab der Auslieferung des Moduls und umfasst Funktionalität und Aussehen.

Darüber hinaus gewähren alle Modulhersteller eine Produktgewährleistung oder -garantie, welche 5 bis 10 Jahre lang gültig ist. Sie deckt Produktions- sowie Materialfehler ab und schließt bei einigen Herstellern auch eine über das normale Maß hinausgehende Alterung mit ein.

Bei einer Minderleistung des Moduls greift die Leistungsgarantie. Diese bestimmt für die gesamte Produktlebenszeit, lineare oder abgestufte Degressionssätze, bei deren Unterschreitung Ersatz geleistet werden muss

Üblich sind Zeiträume von 10 Jahren für eine Leistungsgarantie über 90 % der Modulleistung und über 20 Jahre für 80 % der Leistung. Zunehmend gewähren Hersteller eine lineare Leistungsgarantie bis 30 Jahre und rechnen dabei linear mit einem jährlichen Leistungsverlust von 0,5 bis 0,7 %. [2]

Für die Leistungsgarantie ist zu beachten, dass bei Solarmodulen immer mit Leistungstoleranzen (Modul-Datenblatt) gerechnet wird. Hinzu kommen außerdem Messtoleranzen, die es erschweren, den Anspruch für die Leistungsgarantie nachzuweisen. Bei einer ausgewiesenen Modulleistungstoleranz von ± 3 % und einer Messtoleranz von ebenso ± 3 % kann eine

Leistungsminderung von mehr als 10 % erst nachgewiesen werden, wenn der Messwert mehr als 16 % unter der Nennleistung liegt. Einen Überblick zu Gewährleistungs- und Garantiebedingungen verschiedener Hersteller gibt Tabelle 1-11).

Bei allen drei Formen der Gewährleistung erfolgt die Kompensation durch den Austausch des betroffenen Moduls, dessen Reparatur oder eine finanzielle Entschädigung in Form einer Rückerstattung des Restwerts oder der Zahlung der durch die Minderleistung entgangenen Erträge. Einige Hersteller übernehmen auch die Kosten, die durch Austausch und Transport der Module entstehen.

Tabelle 1-11: Kriterien der Gewährleistungs- und Garantiebedingungen von Modulherstellern

	Hersteller 1	Hersteller 2	Hersteller 3	Hersteller 4	Hersteller 5	Hersteller 6	Hersteller 7	Hersteller 8
Arten der Gewährleistung und Dauer [Jahre]								
Gesetzliche Gewährleistung	2	2	2	2	2	2	2	2
Produktgarantie/ -gewährleistung	10	12	5	5	10	10	10	10
Leistungsgarantie	25	25	25	20	30	25	25	25
Garantienehmer								
Endkunde	X	X			X		X	
Ersterwerber		X	X	X	X	X		X
Schäden								
Material- und Verarbeitungsfehler	X	X	X	X	X	X	X	X
Minderleistung	X	X	X	X	X	X	X	X
Optische Fehler		X				X		
Leistungen								
Austauschprodukt	X	X	X	X	X	X	X	X
Reparatur	X	X	X	X	X	X	X	X
Übernahme Austauschkosten	X	X	X	(X)		X		
Restwerterstattung	X			X	X	X		X
Ertragsausfall wegen Minderleistung kompensieren	X							X
Bedingungen								
Installation laut Installationsanleitung	X	X	X	X	X	X	X	X

	Hersteller 1	Hersteller 2	Hersteller 3	Hersteller 4	Hersteller 5	Hersteller 6	Hersteller 7	Hersteller 8
Fachgerechte Montage	X	X	X	X	X	X	X	X
Normale Anwendung	X	X	X	X	X	X	X	X
Regelmäßige Wartung	X		X		X	X		
Einsatz in ursprünglicher Anlage	X			X	X		X	X
<i>Haftungsausschluss bei:</i>								
Inselsysteme	X	X	X	X	X	X	X	X
Höhere Gewalt	X	X	X	X	X	X	X	X
Vandalismus	X	X	X	X	X	X	X	X
Kombination mit anderen Modultypen	X	X	X	X	X	X	X	X
Überspannung, Netzurückkopplungen		X				X	X	X

Voraussetzung für einen Garantieanspruch ist dabei grundsätzlich die bestimmungs- und sachgemäße Verwendung des Moduls, insbesondere die Beachtung der Installationsanleitung (siehe 2.3.1 Installationsanleitungen der Hersteller). Können Verstöße gegen die Installationsanleitung oder die anerkannten Regeln der Technik festgestellt werden, erlischt jeglicher Garantieanspruch gegenüber dem Hersteller und fällt auf den Erbauer der Anlage zurück, sofern ihm gegenüber noch ein Gewährleistungsanspruch besteht.

Etwa die Hälfte der Modulhersteller fordert für einen Fortbestand der Garantieansprüche die angemessene Wartung der Anlage. Allerdings spezifiziert kaum einer der Hersteller diese Anforderung bezüglich Wartungsintervallen oder Umfang der Maßnahmen. Lediglich eine der Installationsanleitungen empfiehlt, jährlich eine Sichtprüfung der Verkabelung und des Montagesystems durchzuführen.

1.4.1.2 Wechselrichter

Im Gegensatz zu Modulen gibt es bei Wechselrichtern keine gesonderte Leistungsgarantie. Minderleistungen werden stattdessen von der Werksgarantie abgedeckt. Diese läuft parallel zur zweijährigen gesetzlichen Gewährleistung und dauert zwei bis sieben Jahre.

Darüber hinaus bieten einige der Hersteller gegen Aufpreis eine stufenweise Verlängerung der Produktgarantie auf bis zu 25 Jahre an. Im Garantiefall wird das defekte Gerät grundsätzlich vom Hersteller repariert oder ersetzt. Ein finanzieller Ausgleich ist nicht vorgesehen.

Tabelle 1-12: Kriterien der Gewährleistungs- und Garantiebedingungen von Wechselrichtern

	Hersteller A	Hersteller B	Hersteller C	Hersteller D	Hersteller E	Hersteller F	Hersteller G	Hersteller H	Hersteller J
Formen/max. Dauer [Jahre]									
Gewährleistung	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Produktgarantie ab Werk	5	7	2	5,5	5	5	12	2,5*	5
Produktgarantie kostenpflichtig	20	25	20	-	-	20	-	-	-
Garantienehmer									
Endkunde	X	X	X		X	X	X	X	
Ersterwerber				X					X
Schäden									
Material- und Verarbeitungsfehler	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Minderleistung	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Optische Fehler			X	X					
Leistungen									
Austauschprodukt	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Reparatur	X	X	X	X	X	X	X	X	
Übernahme Austauschkosten	(X)	X	X	X	(X)		(X)	(X)	X
Restwerterstattung							X		
Ertragsausfall durch Minderleistung kompensieren				X					
Bedingungen									
Installation laut Installationsanleitung	X			X	X	X	X	X	X
Fachgerechte Montage	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Normale Anwendung	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Regelmäßige Wartung	X			X*	X	X	X		
<i>Haftungsausschluss bei:</i>									
Höhere Gewalt	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Überspannung, Netzurückkopplungen	X	X	X	X	X	X		X	X
Verstöße gegen gängige Vorschriften		X	X	X	X	X	X		X

*Nur bei einigen Produktreihen

Um die Garantie in Anspruch nehmen zu können, muss der Wechselrichter fachgerecht montiert und betrieben werden. Auf die Installationsanleitung verweisen dabei aber nicht alle Hersteller, stattdessen wird häufig auf gängige Vorschriften, hauptsächlich die des VDE verwiesen. Keine Ansprüche bestehen bei Schäden, die durch höhere Gewalt und Überspannungen verursacht wurden. Ausgenommen von der Garantie sind meist auch Verschleißteile wie Filter oder Varistoren.

Bezüglich der Anforderungen an die Wartung gibt es große Unterschiede zwischen den verschiedenen Herstellern. Während einige von ihnen überhaupt keine expliziten Bedingungen stellen, fordern andere lediglich einen „fachgerechten Betrieb“ des Wechselrichters. Wieder andere nennen sogar konkrete Maßnahmen, z. B. die Reinigung der Luftfilter oder eine Sichtprüfung der Anschlussklemmen, und schreiben Wartungsintervalle vor.

1.4.1.3 Montagesysteme

Bei Montagesystemen ist neben der gesetzlichen Gewährleistung eine zehnjährige Produktgewährleistung ab Werk üblich. Umfangreiche Garantiebedingungen veröffentlichen aber nur die größeren Hersteller. Meistens werden Angaben zur Garantie in den Datenblättern des jeweiligen Systems oder einem kurzen Garantiezertifikat veröffentlicht. Die Werksgarantie deckt Mängel, die aus Material- und Produktionsfehlern hervorgehen, ab und bietet im Schadensfall ein Austauschprodukt oder die Reparatur im Werk an. Eine Übernahme der Transportkosten ist nicht üblich.

Tabelle 1-13: Kriterien der Gewährleistungs- und Garantiebedingungen von Montagesystemen

	Hersteller I	Hersteller II	Hersteller III	Hersteller IV	Hersteller V
Formen/max. Dauer [Jahre]					
Gewährleistung	2	2	2	2	2
Produktgarantie ab Werk	10	10	10	15	10
Garantienehmer					
Endkunde	X		X		X
Ersterwerber		X		X	
Schäden					
Material- und Verarbeitungsfehler	X	X	X	X	X
Optische Fehler					
Leistungen					
Austauschprodukt	X	X	X	X	X
Reparatur		X			X

	Hersteller I	Hersteller II	Hersteller III	Hersteller IV	Hersteller V
Übernahme Austauschkosten		X			X
Restwerterstattung	X				X
Ertragsausfall durch Minderleistung kompensieren					
Bedingungen					
Installation laut Installationsanleitung	X	X	X	X	X
Fachgerechte Montage	X	X	X	X	X
Normale Anwendung	X	X	X	X	X
Regelmäßige Wartung	X	X			
Einsatz in ursprünglicher Anlage					X
<i>Haftungsausschluss bei:</i>					
Höhere Gewalt	X	X	X	X	X
Verstöße gegen gängige Vorschriften	X		X	X	X

Die Gewährleistung kann nur in Anspruch genommen werden, wenn die Montage unter Beachtung der Installationsanleitung von einem qualifizierten Handwerksbetrieb durchgeführt wurde. Darüber hinaus muss die statische Auslegung den Bedingungen in der speziellen Anwendung gemäß erfolgen. Einige Garantiebedingungen verweisen hier auf DIN 1055 (siehe 2.3.2 Normen, Vorschriften und Richtlinien). Die Demontage des Montagesystems oder Teilen davon zur Verwendung in einer weiteren Anlage ist nicht explizit ausgeschlossen, sofern die statischen Anforderungen erfüllt sind. Die meisten Hersteller fordern die regelmäßige Wartung des Systems für einen Fortbestand der Gewährleistung. Wartungsintervalle oder konkrete Maßnahmen geben sie dabei aber nicht vor.

1.4.2 Einrichtungen zur Qualitätssicherung und Wartung

Neben den Herstellern für PV-Komponenten gibt es eine Reihe weiterer Institutionen und Einrichtungen zur Sicherstellung der Qualität von PV-Anlagen. Zum einen existieren normative Festlegungen zur Qualitätssicherung auf Seiten der Hersteller, Händler und Installateure. Darüber hinaus bieten Branchen- und Fachverbände sowie unabhängige Prüfinstitute weitere freiwillige Zertifizierungen und Dokumentationsvorlagen an.

1.4.2.1 Qualitätssicherung der Komponenten

Der erste Schritt in der Qualitätssicherung sind die Qualitätskontrollen des Herstellers in der Produktion. Normative Vorgaben dazu enthält unter anderem ISO 2859 „Annahemestichproben anhand der Anzahl fehlerhafter Einheiten oder Fehler“ (Attributprüfung) und ISO 3951 „Verfahren für Stichprobenprüfung anhand quantitativer Merkmale“ (Variablenprüfung). Erstere bezieht sich auf

Prüfmerkmale mit Attributcharakter, während sich letztere auf stetige Produkteigenschaften konzentriert.

Beide beschreiben Verfahren für die laufende Qualitätskontrolle in der Produktion und im Warenausgang und nennen Stichprobengröße und –umfang. Auf der Grundlage dieser Normen haben ebenso die Zwischenhändler eigene Prozesse zur Qualitätssicherung entwickelt.

Die Einhaltung der Qualitätsstandards kann auf freiwilliger Basis durch unabhängige Prüfinstitute überwacht werden. TÜV Rheinland bietet beispielsweise die „Power Controlled“-Zertifizierung für Modulhersteller an. Voraussetzung für die Erteilung des Zertifikats ist ein hoher Standard der Qualitätssicherung mit besonderem Augenmerk auf die Einhaltung der Leistungstoleranzen für Module. Dieses Angebot nehmen mehrere namhafte Modulhersteller im In- und Ausland in Anspruch.

Weitere Institute, die unabhängige Qualitätsprüfungen für Komponenten vornehmen, sind in Deutschland das Fraunhofer ISE, der VDE, das PI-Berlin und international z. B. Ispra, UL oder JET.

Zur weiteren Verbesserung der Qualitätssicherung bei PV-Modulen und der Bewertung von PV-Modulen im Solarpark läuft seit 2013 bis 2017 ein Forschungsvorhaben als Verbundprojekt von Sunnyside upP, dem ISC Konstanz, der RWTH Aachen, der Solarfabrik und TÜV Rheinland. Es wird gefördert durch Mittel des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des Bundestages unter dem Förderkennzeichen 0325588D.

1.4.2.2 Qualitätssicherung der Montage und Abnahmeprüfung

Mindestens ebenso wichtig wie die Qualität der verwendeten Komponenten ist die korrekte Ausführung der Montage durch den Installateur. Auf nicht ordnungsgemäß ausgeführte Arbeiten gehen ähnlich viele Reklamationen von Endkunden zurück wie auf fehlerhafte Bauteile. Diese Aussage trifft äquivalent auf Schadensereignisse, darunter auch Brandschäden zu. Dies wird in den Ausführungen von Kapitel 3.3 Schadens- und Brandfallanalyse an PV Anlagen deutlich.

Fallen Installationsmängel rechtzeitig auf, wird der entstandene Schaden von der Gewährleistung des Installateurs abgedeckt. Ist diese bereits abgelaufen, muss der Endkunde selbst für seinen Schaden aufkommen.

Um Mängel in der Anlage noch vor deren Abnahme aufzudecken und in einem eventuellen späteren Schadensfall bestmöglich reagieren zu können, enthält DIN 62446 (VDE 0126-23) Vorgaben zur Inbetriebnahmeprüfung, Dokumentation und Wartung (siehe Kapitel 5.5). Diese Norm gilt allerdings explizit nicht bei Anlagen mit integriertem Stromspeichersystem. Die Dokumentation wird vom Erbauer der Anlage erstellt und dem Endkunden bei der Inbetriebnahme übergeben. Sie enthält einen Stromlaufplan, Produktdatenblätter aller verwendeten Komponenten und Anweisungen für Betrieb und Wartung.

Der Stromlaufplan besteht aus einer Skizze der gesamten Anlage bis zum Netzanschlusspunkt und Angaben zu den einzelnen Bauteilen, u. a. Hersteller, Bauartbezeichnung, Stranggröße, Bemessungsstrom- und Spannung, Position und Zugänglichkeit. Als Anweisung für den weiterführenden Betrieb der Anlage werden dem Eigentümer Informationen für den Fall einer Anlagenstörung oder Notabschaltung sowie über den Anlagenzustand und bestehende Gewährleistungsansprüche übergeben. An dieser Stelle hat der Installateur auch die Möglichkeit, Wartungsanweisungen zu hinterlassen.

Bezüglich der Inbetriebnahmeprüfung ergänzt die DIN EN 62446 die für alle elektrischen (Niederspannungs-) Anlagen gültige IEC 60364-6 „Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 6: Prüfungen“ (Deutsche Umsetzung DIN VDE 0100-600).

Diese teilt die Prüfung in Besichtigen sowie Messen und Erproben ein. Das Besichtigen umfasst eine Sichtprüfung der Anlage anhand durch die Norm bestimmter Kriterien sowie eine Überprüfung der Konformität aller Komponenten mit gängigen Sicherheitsvorschriften. Das Erproben und Messen beinhaltet jede darüber hinausgehende Prüfung der Funktionsfähigkeit und Sicherheit der Anlage, insbesondere die Anwendung von der Norm beschriebener Messverfahren. DIN EN 62446 präzisiert diese allgemeinen Vorgaben für den Fall einer PV-Anlage und erweitert die Prüfkriterien der IEC 60364-6 dahingehend.

Als Orientierungshilfe für die Anlagendokumentation haben mehrere Verbände standardisierte Vordrucke herausgebracht, die die Qualität der Dokumentation sicherstellen sollen, z. B. den Photovoltaik-Anlagenpass, siehe Kapitel 2.4.3.

Ein weiteres Instrument zur Sicherstellung der Qualität sind die RAL Güte- und Prüfbestimmungen für PV-Anlagen (RAL GZ-966), die gängige technische Regeln für die Errichtung und den Betrieb von PV-Anlagen zusammenfassen und als Vorlage für technische Lieferbedingungen dienen. Sie beinhalten einen Katalog an Anforderungen zur Produktion von Komponenten sowie der Planung, Errichtung und Wartung ganzer Systeme. Dabei bilden sie mindestens den Stand der aktuellen Normung ab, verschärfen diese jedoch noch in einigen Punkten. Die Benutzung der RAL GZ-966 in Lieferverträgen ist für den Auftragnehmer kostenpflichtig und setzt die Zertifizierung durch die RAL Gütegemeinschaft voraus. Um diese Zertifizierung zu erlangen, muss sich das Unternehmen einer Erstprüfung und danach in maximal zweijährigen Abständen Wiederholungsprüfungen unterziehen, bei der die Fähigkeit beurteilt wird, die Bestimmungen der RAL GZ-966 einzuhalten.

Für PV-Kraftwerke werden durch verschiedene Institute, Prüfeinrichtungen und Sachverständige Dienstleistungen zur Qualifizierung durchgeführt. Der Vorteil besteht darin, dass baubegleitend eine Qualitätssicherung erfolgt und bei der Abnahme der Anlage ein Qualitätscheck durch eine unabhängige Stelle („Third Party“) durchgeführt wird.

Darüber hinaus dienen Angebote zur Zertifizierung von Installationsfachbetrieben (z.B. durch TÜV Rheinland) oder PV-Sachverständigen (z.B. durch den VDS) der Sicherstellung einer hohen Installationsqualität.

1.4.2.3 Wartung

Anweisungen für die Wartung von Niederspannungsanlagen allgemein stehen in DIN VDE 0105-100 „Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen“. Eine Wiederholungsprüfung der Anlage muss in angemessenen Zeitabständen erfolgen, sodass eine Verschlechterung der Sicherheitsbedingungen erkannt wird, bevor es zu Schäden an Mensch und Material kommt.

Ähnlich der Inbetriebnahmeprüfung sind verschiedene Maßnahmen zum Besichtigen, Erproben und Messen vorgesehen, die aber nicht zwingend anzuwenden sondern so einzusetzen sind, dass eine Beeinträchtigung der Anlagensicherheit ausgeschlossen ist. Die Wiederholungsprüfung bei PV-Anlagen ist in DIN EN 62446 geregelt, welche die Inbetriebnahmeprüfung als Maßstab für den Umfang der Wiederholungsprüfung nennt. Dabei sind auch die Empfehlungen zur Wartung und Reinigung zu beachten, die in der Systemdokumentation hinterlegt wurden. Konkrete Zeitabstände zwischen den Wiederholungsprüfungen sind aber auch hier nicht vorgesehen. Um diese Lücke zu schließen ist zurzeit eine Erweiterung der DIN VDE 0100-712 in Arbeit, die möglicherweise *Wartungsintervalle zwischen zwei und vier Jahren* empfehlen wird.

Einige wenige Garantiebedingungen, insbesondere bei Wechselrichtern, nennen ebenfalls Maßnahmen zur Wartung (siehe Kapitel 2.4.1: „Gewährleistungs- und Garantiebedingungen der Hersteller“).

Während in anderen Ländern, wie beispielsweise der Schweiz, Wartungsintervalle von elektrischen Energieerzeugungsanlagen (inkl. PV) durch den Gesetzgeber vorgeschrieben sind, gibt es in Deutschland lediglich Empfehlungen durch Versicherer, durch Normen und Richtlinien. Ausnahmen stellen im Einzelfall verbindliche Vereinbarungen zwischen z.B. Investoren und Betreibern dar.

Regelmäßige Wartungsmaßnahmen sind die Voraussetzung für einen ungestörten und sicheren Anlagenbetrieb. Durch fehlerhafte Komponenten oder Installationen, Umwelteinflüsse und allgemeine Alterungsprozesse können im Laufe der Betriebszeit zu lokalen Überhitzungen führen und im schlimmsten Falle einen Lichtbogen erzeugen.

1.4.3 Anforderungen durch Gesetzgeber und Institutionen (VDS, GDV, BSW)

Die Vorgaben der jeweiligen Landesbauordnung mit den entsprechenden Anforderungen müssen beachtet werden. Das bezieht sich insbesondere auch auf die Zugänglichkeit des Daches zum Löschangriff und auf die baulichen Brandschutzanforderungen. Die Inbetriebnahme und Netzanschluss der Anlage erfolgt nach VDE AR 4105 und der AVBEltV.

Der Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GdV) erarbeitet mit dem Verband der Sachversicherer (VdS) Richtlinien für Anlagen und Produkte. Diese VdS-Richtlinien umfassen im Wesentlichen Maßnahmen zum Personen-, Sach- und Gebäudeschutz im Sinne der Schadensverhütung. Der Technische Leitfaden Photovoltaikanlagen VdS 3145 aus 07/2011 gibt Hinweise aus Sicht der Versicherer zur Auswahl, Planung, Errichtung und Betrieb von netzgekoppelten PV-Anlagen mit dem Ziel des Vermeidens bzw. des Minimierens von Betriebsunterbrechungen, Bränden und Schäden. Die Richtlinie VdS 2010 „Risiko orientierter Blitz- und Überspannungsschutz“ gibt maßgeblich die Risiko- und Schutzklassen für den Blitz- und Überspannungsschutz an. Die Richtlinie VdS 2025 gibt Hinweise zur Planung, Auslegung, Errichtung sowie zum Betrieb von Kabel- und elektrischen Leitungsanlagen.

Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) entwickelte zusammen mit dem Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH) den Anlagenpass für PV-Anlagen, www.photovoltaike-anlagenpass.de. Dieser besteht im Wesentlichen aus einem mehrseitigen Formular und Abnahmeprotokoll, mit dem die Abnahme und Dokumentation fachgerecht erfolgen kann und gibt an, welche Richtlinien in der Planung und Installation der Anlage beachtet werden sollten (s.auch 8 Anhang, IX Anlagen, c).

2 Lichtbogen: Physikalischer Hintergrund und DC-Problematik

Lichtbögen sind Plasmaströme und als gleißendes, ab einer gewissen Größe bogenförmig auftretendes, Licht mit typischen knisternden Geräuschen wahrnehmbar. Die Temperaturen eines Lichtbogens können mehrere Tausend Grad erreichen.

Während Wechselstrom-Lichtbögen aufgrund der Spannungs- und Stromnulldurchgänge selbstverlöschende Eigenschaften aufweisen, können Gleichstrom-Lichtbögen grundsätzlich stabil brennen, was ein besonderes Brandrisiko bedeutet.

Alle Lichtbögen äußern sich über ein hochfrequentes elektrisches Rauschen, dass im Leiter sowohl direkt als auch über eine Detektion der elektromagnetischen Wellen registriert werden kann. Dabei unterscheidet sich die Charakteristik eines Gleichstrom(DC)-Lichtbogens, wie er z.B. im PV-Generatorfeld auftreten kann, von einem Lichtbogen im Wechselstromkreis (AC). Dies wird nachfolgend detailliert erläutert.

2.1 Definition und Eigenschaften eines Lichtbogens

Unter einem Lichtbogen versteht man eine Gasentladung zwischen zwei Elektroden, in der eine elektrische Potentialdifferenz für eine Stoßionisation sorgt, welche einen dauerhaften Stromfluss ermöglicht.

Oberhalb einer bestimmten Temperatur bildet sich aus dem Stickstoff der Luft ein leitfähiges Plasma. Dieser Zustand kann z.B. erreicht werden, wenn ein Kontakt, durch den ein elektrischer Strom fließt, auseinandergezogen wird. Lässt der Anpressdruck der Kontakte nach, steigt der Übergangswiderstand. Es kommt punktuell zu einem Schmelzen und anschließendem Sieden des Kontaktmaterials. Schließlich explodiert die verbleibende Metallbrücke. Aus einem zunächst entstehenden Metaldampf-Lichtbogen kann sich ein stabiler Gasentladungslichtbogen bilden, wenn Strom und Spannung ausreichend hoch sind [3].



Bild 2-1: Stabiler DC-Lichtbogen zwischen Kupferelektroden, Foto: TÜV Rheinland

Damit ein stabiler, frei brennender Lichtbogen entsteht, muss dem Lichtbogen eine ausreichende Spannung zur Verfügung stehen. Diese Lichtbogenspannung setzt sich aus dem Kathodenfall, dem Anodenfall und dem linear von der Länge des Lichtbogens abhängigen Säulenfall zusammen. Die

Mindestspannung für einen (extrem kurzen) Lichtbogen setzt sich also aus Anodenfall und Kathodenfall zusammen, bei einer geringeren Spannung ist kein Lichtbogen möglich.

Sowohl Mindestspannung als auch Mindeststrom für die Entstehung eines Lichtbogens sind materialabhängig. Bei Kupfer betragen sie laut Literatur 13 V bzw. 0,4 A [4]. Durchgeführte Messreihen bei TÜV Rheinland konnten diese Größenordnung bestätigen [5]:

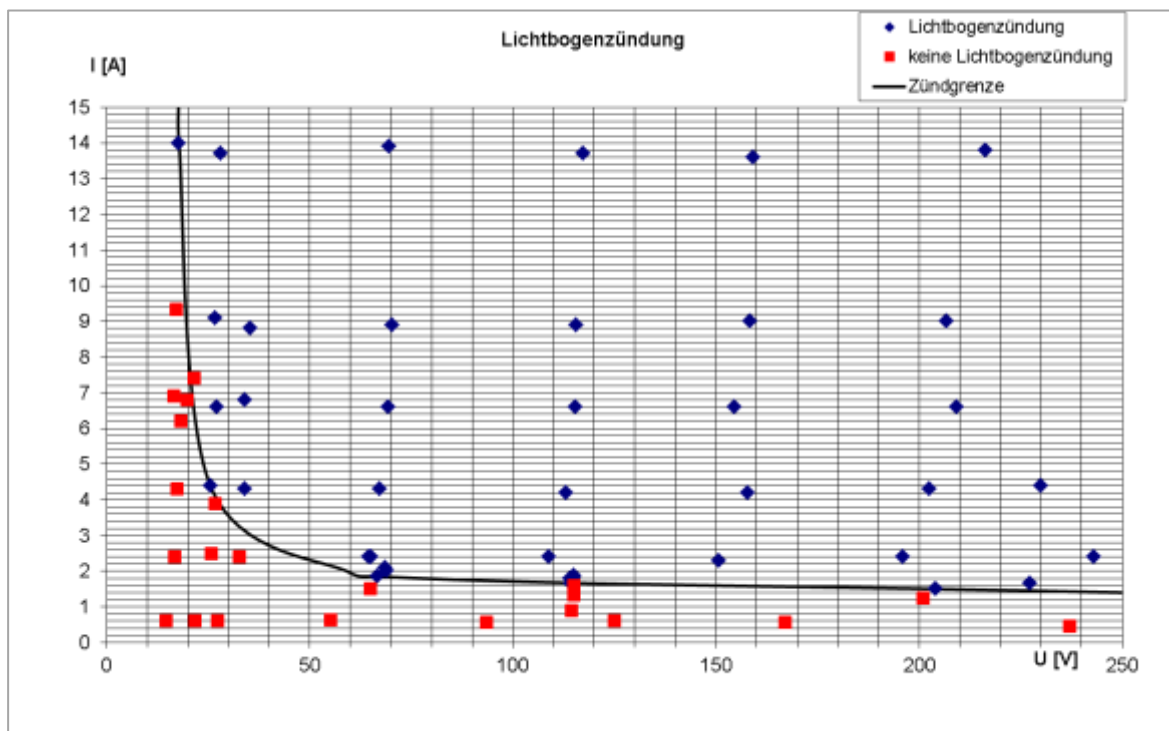


Bild 2-2: Lichtbogen-Zündgrenze, ermittelt auf der Basis von Kupferelektroden, Quelle: TÜV Rheinland

Ein Lichtbogen sendet sowohl im sichtbaren als auch im UV-Bereich sehr helles Licht aus, das augenschädigend wirken kann. Der Lichtbogen selbst zeichnet sich durch extrem hohe Temperaturen bis über 10.000 K aus [6], weswegen es leicht zu einer Brandauslösung an umliegenden Bauteilen kommen kann.

Ein leistungsstarker Spannungsüberschlag erzeugt durch die mit Überschall aus dem Entladungskanal entweichende Luft ein sehr lautes Geräusch, das mit dem Donnern bei Gewitter vergleichbar ist. Außerdem breitet sich durch die explosionsartige Ausbreitung der heißen Luft eine Druckwelle aus. Ein Störlichtbogen von einigen Ampere erzeugt hingegen nur ein leises Knistern und keinen spürbaren Druckunterschied.

Sowohl leitungsgebunden als auch durch die Luft sendet der Lichtbogen elektromagnetische Strahlung mit Frequenzen bis in den MHz-Bereich aus. Es gibt leider kein für alle Lichtbogenarten charakteristisches Spektrum, anhand dessen sich ein Lichtbogen in einer PV-Anlage unter allen Umständen sicher identifizieren lässt. Eine Identifizierung kann aber aufgrund gewisser gemeinsamer Eigenschaften dieser Spektren erfolgen. Das Vorgehen wird im Kapitel 5.3.5 Lichtbogendetektion beschrieben.

2.2 Lichtbogenlöschung

Die Aufgabe einer Lichtbogenlöscheinrichtung besteht darin, die notwendige Energie zur Aufrechterhaltung eines Lichtbogens im stabilen Bereich zu vergrößern und somit einen Abriss der Lichtbogenstrecke zu erreichen.

In der Regel wird dies durch eine Erhöhung der erforderlichen Lichtbogenspannung realisiert. Folgende Maßnahmen finden in herkömmlichen Schaltelementen Anwendung:

- Verlängerung der Lichtbogensäule
- Kühlung des Lichtbogens
- Druck auf den Lichtbogen
- Aufteilung des Lichtbogens

Bild 2-3 zeigt schematisch, wie diese Maßnahmen in einer Lichtbogenlöscheinrichtung eingesetzt werden können.

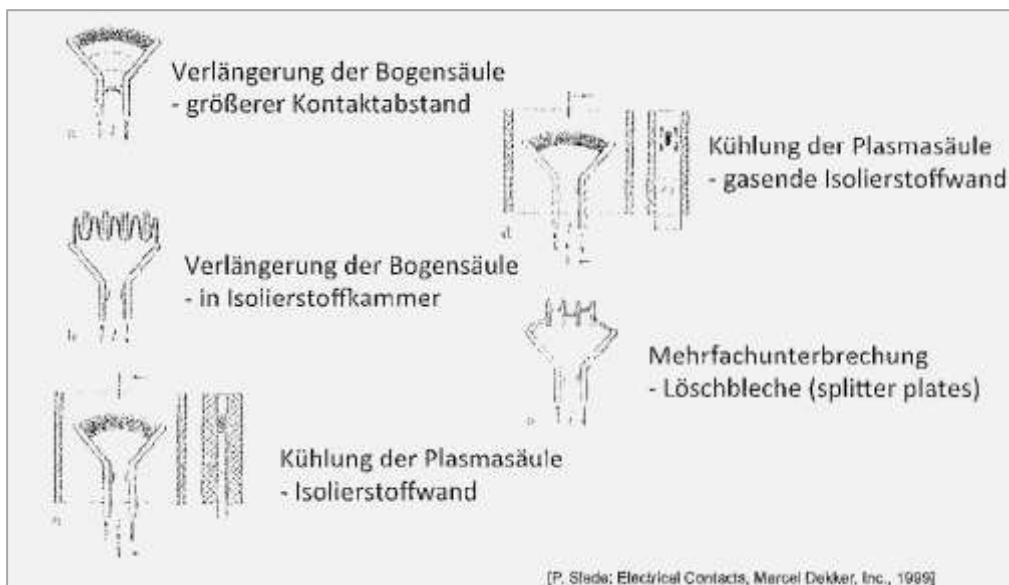


Bild 2-3: Verschiedene Möglichkeiten der Lichtbogenlöschung [4]

2.2.1 Störlichtbögen in Wechselstrom- und Gleichstromsystemen

Die Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie findet überwiegend mit Wechselstromsystemen statt. Wechselstrom zeichnet sich durch eine periodische Umkehrung des Stromflusses aus, was für die Lichtbogensicherheit von Stromsystemen positive Auswirkungen hat.

Wenn sich bei einem bestehenden Lichtbogen Wechselspannung oder –strom ihrem Nulldurchgang nähern, werden die zur Erhaltung eines Lichtbogens nötigen Strom- und Spannungswerte unterschritten, was zum Erlöschen des Lichtbogens führt.

Zu einer Wiedierzündung bei dem folgenden erneuten Spannungsanstieg kommt es häufig nicht, da dazu eine weit höhere Spannung als zur Erhaltung eines Lichtbogens benötigt wird.

Da durch den zuvor bestehenden Lichtbogen die Lichtbogenstrecke noch teilweise ionisiert und aufgeheizt ist und auch Kriechströme entlang von beschädigten Isolierstrecken auftreten können, ist ein erneuter Durchschlag in ungünstigen Fällen dennoch möglich. In diesem Fall tritt ein intermittierender Lichtbogen auf, der zweimal pro Stromperiode für kurze Zeit verlöscht, um bei erneut ausreichender Spannung wieder zu zünden.

Anders stellt sich die Lage im Falle eines Gleichstromsystems dar, wie es bei PV-Modulen, der Modul-Verkabelung und der String-Verteilung einer PV-Anlage bis hin zum Wechselrichter vorliegt. Hier gibt es keinen Nulldurchgang. Lichtbögen bleiben bestehen und können stabil brennen, solange Spannung und Strom für ihren Erhalt ausreichen. Dies kann durchaus auch längere Zeit (bis zu einigen zehn Minuten) der Fall sein.

Da Gleichstrom-Lichtbögen nicht intermittierend sind, sondern konstant brennen, hat ihre Strahlung eine andere Charakteristik als die von Wechselstrom-Lichtbögen. Deshalb kann man Gleichstrom- und Wechselstromlichtbögen nicht unbedingt mit den gleichen Verfahren detektieren.

2.2.2 Lichtbogencharakteristik bei unterschiedlichen DC-Quellen

Wird ein Lichtbogen von einer Energiequelle versorgt, so bilden die U/I-Kennlinien des Generators und die Lichtbogen-Zündgrenzlinie (entsprechend Bild 2-2) einen Schnittpunkt. In Bild 2-4 wird die Lichtbogen-Zündgrenzlinie bei einem festem Elektrodenabstand mit den Kennlinien eines PV-Generators und eines aktiven linearen Zweipols (Spannungsquelle mit einem inneren Widerstand) mit gleicher Leerlaufspannung und gleichem Kurzschlussstrom dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die PV-Generatorkennlinie Schnittpunkte mit der Lichtbogen-Zündgrenzlinie aufweist. Vergleicht man hingegen die Kennlinie des aktiven linearen Zweipols mit der Lichtbogen-Zündgrenzlinie, so ist zu erkennen, dass kein Schnittpunkt auftritt. Der Elektrodenabstand ist zu groß, um die Spannung des Bogens bei gegebenem Widerstand zu erhalten.

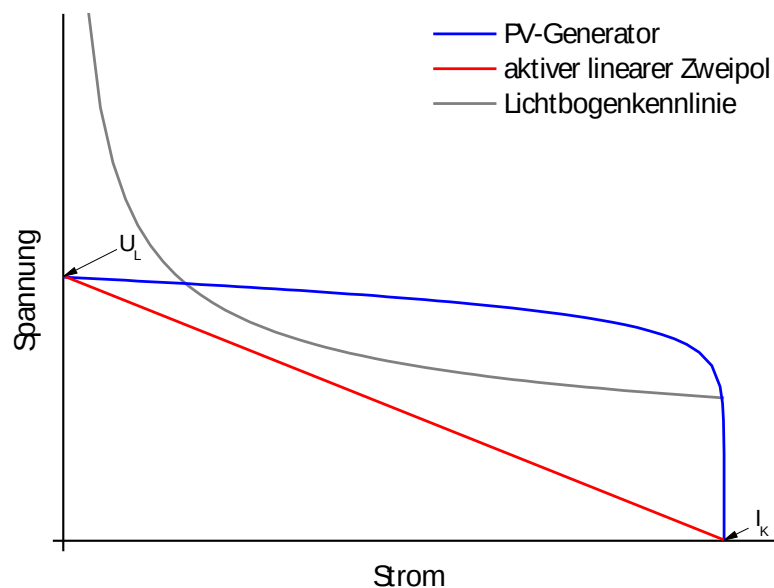


Bild 2-4: U/I-Kennlinie eines aktiven linearen Zweipols und eines PV-Generators und die Lichtbogen-Zündgrenzlinie bei einem festen Kontaktabstand (schematisch)

Das hat zur Folge, dass aufgrund der stromquellenartigen Eigenschaften des Solargenerators Lichtbögen in PV-Systemen schon bei kleineren Kontaktabständen dauerhafter brennen können als bei konventionellen DC-Systemen. Zudem können Schaltgeräte, die für konventionelle DC-Quellen ausgelegt sind, nicht zwingend auch einen PV-Generator mit den gleichen Kennwerten (I_{SC} , U_{OC}) abschalten.

Fazit

Unter einem Lichtbogen versteht man eine durch Stoßionisation auftretende Gasentladung (Plasma) zwischen zwei Elektroden, welche materialabhängig bei Vorliegen von Mindestwerten bei Strom und Spannung einen Stromfluss ermöglicht. Bei Gleichstromsystemen ist dieser Stromfluss nicht selbstverlöschend.

Aufgrund der speziellen PV-Generatorkennlinie stützen PV-Anlagen im Fehlerfall auftretende Lichtbögen. Der Lichtbogenproblematik ist daher besondere Aufmerksamkeit in Bezug auf Brandentstehungsrisiken zu widmen.

3 Sicherheit und Qualität bei Photovoltaik - Risiken und Fehler

Für die Entwicklung und die Ausbreitung eines Brandes sind neben den konstruktiven Eigenschaften (z.B. Abstände) die Materialeigenschaften der beteiligten Komponenten entscheidend. Hier bestimmen verschiedene Faktoren wie Feuerwiderstand, selbstständiges Weiterbrennen oder Weiter-schwelen oder das mögliche Abtropfen brennender Teile die Geschwindigkeit der Ausbreitung und letztlich die Auswirkungen eines Brandes. Da polymere Materialien einen signifikanten Anteil an einem PV-Modul haben, sind insbesondere deren Eigenschaften von großem Einfluss auf das Brandverhalten.

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurden zwei verschiedene Szenarien der Brandentstehung bei PV-Bränden untersucht:

- (1) Brand im oder am Gebäude und Übergriff auf die installierte PV-Anlage
- (2) PV-Anlage als Auslöser eines Brandes infolge von Überhitzungen mit Verschmorungen oder Entstehung eines Lichtbogens an defekten Kontaktstellen im Modul (oder anderen Komponenten) entsprechend der Schadensanalyse in Kapitel 3.3

Die Bewertung und die Anforderungen an die Materialeigenschaften differieren bei diesen Szenarien teilweise. Letztlich sollten die Materialien allerdings allen Anforderungen so gut wie möglich genügen.

Während in Kapitel 3.1 die Eigenschaften eines PV-Modules hinsichtlich Widerstand gegen Feuer von außen betrachtet werden, werden unter Kapitel 3.2 die Risiken zur Lichtbogenentstehung in einer PV-Anlage analysiert und in Kapitel Kap. 3.3 die Ergebnisse einer ausführlichen Schadensanalyse aus realen Ereignissen an Überhitzungen und PV-Bränden der letzten Jahre in Deutschland vorgestellt.

Die Anforderungen und Lösungsansätze zur Verhinderung einer Brandentstehung innerhalb der PV-Anlage insbesondere aufgrund von Lichtbögen sind in den Kapiteln 3.5 und 3.6 beschrieben.

3.1 Brandverhalten von Modulen

Verschiedene Komponenten einer Photovoltaikanlage sind aufgrund ihres Polymeranteils brennbar. In Kapitel 4.6 ist insbesondere die Zusammensetzung von PV-Modulen, wie sie mehrheitlich in bestehenden PV-Anlagen in Deutschland verbaut wurden, beschrieben. Der Anteil an Polymeren in kristallinen Glas-Folie Dickschichtmodulen (c-Si) liegt bei 5 - 10 % [7], [8], [9]. Entsprechend sind dies massenmäßig ca. 600 – 1.200 g/m². Dieser Anteil wird überwiegend durch das Einbettungsmaterial (EVA-Einbettungsfolie) und die Rückseitenfolie (PET/PVF) getragen. Daneben werden noch diverse Kleber und Dichtmaterialien verbaut sowie Isoliermaterialien in Anschlussdosen, Anschlusskabeln und Steckverbindern.

Bei einer angenommenen Modulfläche von 50 m² (ca. 38 Standardmodule, ca. 9 kW_p) kommen so bis zu 60 kg Polymere allein aus den Modulen zusammen. Weitere Polymere sind in Stringleitungen, in Anschlusskästen oder Wechselrichtern enthalten.

Polymere erzeugen i.A. eine hohe Verbrennungswärme, die nach einer Veröffentlichung des VDS [10] z.B. bei Polyethylen (PE) in etwa dem Wert von Heizöl entspricht (PE: 46 MJ/kg > Heizöl: 43 MJ/kg), wie nachfolgende Grafik veranschaulicht.

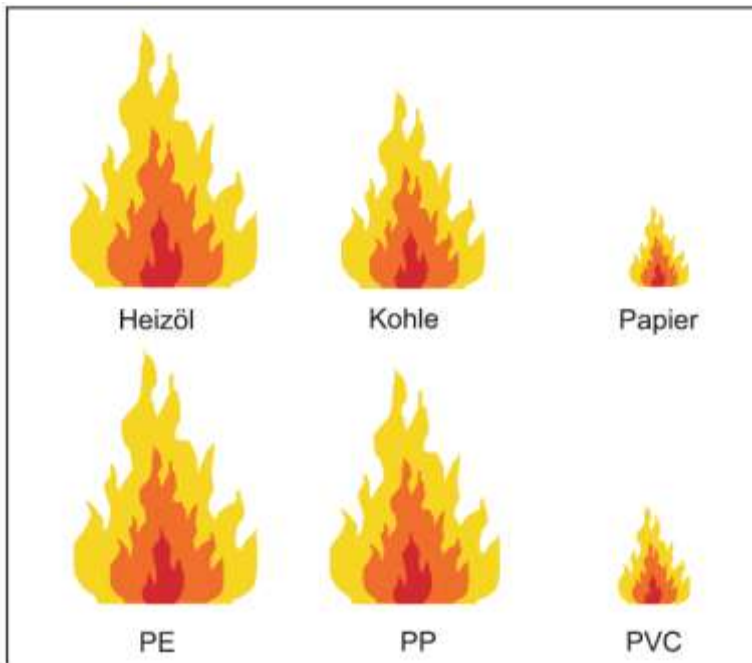


Bild 3-1: Verbrennungswärme verschiedener Polymere im Vergleich zu konventionellen Heizstoffen [10]

Im Falle eines Brandes mit Beteiligung einer PV-Anlage haben das Brandverhalten der eingesetzten Polymere und deren Masse in den Komponenten eine signifikante Bedeutung für die Brandentwicklung und –weiterleitung.

3.1.1 Brandprüfungen (Widerstand gegen Flugfeuer und Wärme)

PV-Module, die Teil eines Daches sind (gebäudeintegrierte PV-Module, BIPV), werden in Deutschland wie Bedachungen getestet. Grundsätzlich müssen Dächer ausreichend widerstandsfähig gegen Feuer von außen und Wärmestrahlung sein. PV-Module als Teil von Dächern müssen diesen Anforderungen entsprechen. Es gibt verschiedene Prüfverfahren, die das Brandverhalten von Dächern auf externe und interne Feuer beurteilen können. In der DIN VDE 0126-21 „Photovoltaik im Bauwesen“ sind die besonderen Anforderungen an BIPV-Module deklariert. Ferner bezieht sich das DIBt in ihrem Hinweispapier aus 2012 auf die Notwendigkeit eines allgemeinen bauaufsichtlichen Prüfzeugnisses (abP) mit der Prüfung nach EN 13501-5 (ENV 1187-1) bzw. DIN 4102-7 für dachintegrierte PV-Module.

PV-Module einer aufgeständerten Solaranlage befinden sich außerhalb der Gebäudehülle auf Dächern („harte Bedachung“) und unterliegen dagegen keinen besonderen Anforderungen des bauaufsichtlichen Brandschutzes im Hinblick auf die Widerstandsfähigkeit gegen Flugfeuer und Wärme, wohl aber im Bereich der Entzündbarkeit mit min. *normalentflammbar* durch DIN EN ISO 11925-2 mit EN 13501-1, Klasse E, lt. Anforderungen der Landesbauordnungen.

In Kapitel 1.3.2 sind die normativen Anforderungen an PV-Module insgesamt zusammengestellt. Eine ausführliche Beschreibung der in Deutschland und international vorgesehenen Brandprüfungen an PV-Module inklusive der Bestehenskriterien liegt innerhalb eines Forschungsberichts der BAM aus 2014 [11] vor. Hier wurde das Brandverhalten inklusive Emissionen von PV-Modulen im Labor untersucht.

Innerhalb dieser Forschungsarbeit wurden 3 der häufigsten Modultypen ebenfalls im Brandlabor untersucht. Das festgestellte Brandverhalten wird nachfolgend beschrieben, die Thematik der Schadstofffreisetzung ist unter Kapitel 4.6 ausführlich dargestellt.

3.1.2 Entflammbarkeit und Brandweiterleitung

Aus einer Marktübersicht der Photon aus 2012 (s. Kapitel 4.6.3) geht hervor, dass der Marktanteil der kristallinen Module als eindeutig führende Technologie relativ konstant zwischen 80 % und 90 % liegt, während sich der Anteil aller Dünnschichttechnologien insgesamt zwischen 10 % und 20 % bewegt (mit fallender Tendenz in den letzten Jahren). Es wurden im Brandlabor der Currenta drei Versuchsreihen mit den Technologien

- c-Si (kristallines Dickschichtmodul, Glas-Folie-Verbund)
- CIS (Dünnschichtmodul auf Cäsium-Indium-Selen-Halbleiterbasis, Glas-Folie-Verbund)
- CdTe (Dünnschichtmodul auf Cadmium-Tellurid-Halbleiterbasis, Glas-Glas-Verbund)

durchgeführt (s.a. Kapitel 4.6.6).

Hierbei wurde eine aufgeständerte, dachparallele Solaranlage in Schrägstellung (23° Neigung) nachgebildet, bei der eine Feuerbeanspruchung von der Modul-Unterseite erfolgte (Brandendstehungs-Szenario: Beeinflussung durch einen Dachstuhlbrand). Die Versuchsanordnung und die Versuchsdurchführung sind unter 4.6.6.1 detailliert beschrieben, die Ergebnisse sind im Anhang unter IX Anlagen nachlesbar.

Die Versuche erfolgten unter einer Abzugshaube in Anlehnung an ISO 9705 bei einem Abluftvolumenstrom von ca. 1 m³/s. Folgende Größen wurden zur Beschreibung des Brandverhaltens gemessen:

- Wärmefreisetzungsrate
- Raucherzeugungsrate
- Temperaturen an der Modulvorder- und -rückseite
- Massenverlust der Module und Masse der Brandrückstände
- zerstörte Modulfläche

Es wurden mittels zwei verschiedener Brennerleistungen von 25 kW und 150 kW differente Brandbeanspruchungen simuliert.

In den Versuchen mit 25 kW Brennerleistung traten an allen drei Modultypen nur lokal begrenzte, ansonsten primär oberflächige Beschädigungen auf:



Bild 3-2: Beschädigungen nach Beanspruchung mit 25 kW Brennerleistung, links: c-Si, Mitte: CIS (quer angeordnet), Rechts: CdTe (quer angeordnet)

Bei 150 kW Brennerleistung wurden dagegen alle Modultypen großflächig zerstört:



Bild 3-3: Beschädigungen nach Beanspruchung mit 150 kW Brennerleistung, links: c-Si, Mitte: CIS (quer angeordnet), Rechts: CdTe (quer angeordnet)

Glas-Folie Module (c-Si, CIS)

Im Ergebnis der Laborversuche kann zusammenfassend festgestellt werden, dass bei den Prüfmustern bereits im Zeitraum von ca. 1,5 min – 4 min Material brennend abgefallen ist, dass sich nach 2 - 4 min die Rückseitenfolie ablöste und ein Vollbrand nach 6 – 8 min. eingetreten ist. Die obere Glasscheibe zerbrach nach 7 – 10 Minuten. Nach ca. 12 Minuten waren die meisten brennbaren Anteile bereits zersetzt.

Glas-Glas-Modul (CdTe)

Bei diesem Prüfmuster kam es ebenfalls bereits nach 2,5 min zum Abfallen brennenden Materials, das Glas (Rückseite) brach nach ca. 4 min und 30 s später kam es zum Feuerdurchtritt.

Solange noch brennbares Material nach Ende der Beflammung vorhanden war, kam es bei allen 3 Prüftypen unter Einsatz des 150 kW – Brenners zum Nachbrennen von 2 – 3 min. Bei den Versuchen mit lediglich 25 KW Brennerleistung wurde kein signifikantes Nachbrennen festgestellt.

Das bedeutet, dass bei einer relativ geringen Beanspruchung, z.B. einem kleineren Lichtbogen, der durch einen LB-Detektor abgeschaltet wird, bei diesen Prüflingen kein eigenständiges Weiterleiten eines Feuers erfolgt wäre.

Befindet sich dagegen ein PV-Modul einmal im Vollbrand, so kann es selbständig weiter brennen und dadurch den Brand weiterleiten. Dies trifft auch für Glas - Glas Module zu.

Betrachtet man die Wärmefreisetzungsrate in diesen Versuchen, so erkennt man, dass das Brandgeschehen vorwiegend zwischen ca. 4 Minuten nach Beginn der Beflammung und ca. 12 Minuten abläuft, danach sinkt sie relativ rasch. Beispielhaft ist dies für das c-Si Modul nachfolgend dargestellt. Bei den anderen beiden Modultypen sind ähnliche zeitliche Verläufe festgestellt worden, lediglich die Höhe der Werte differiert.

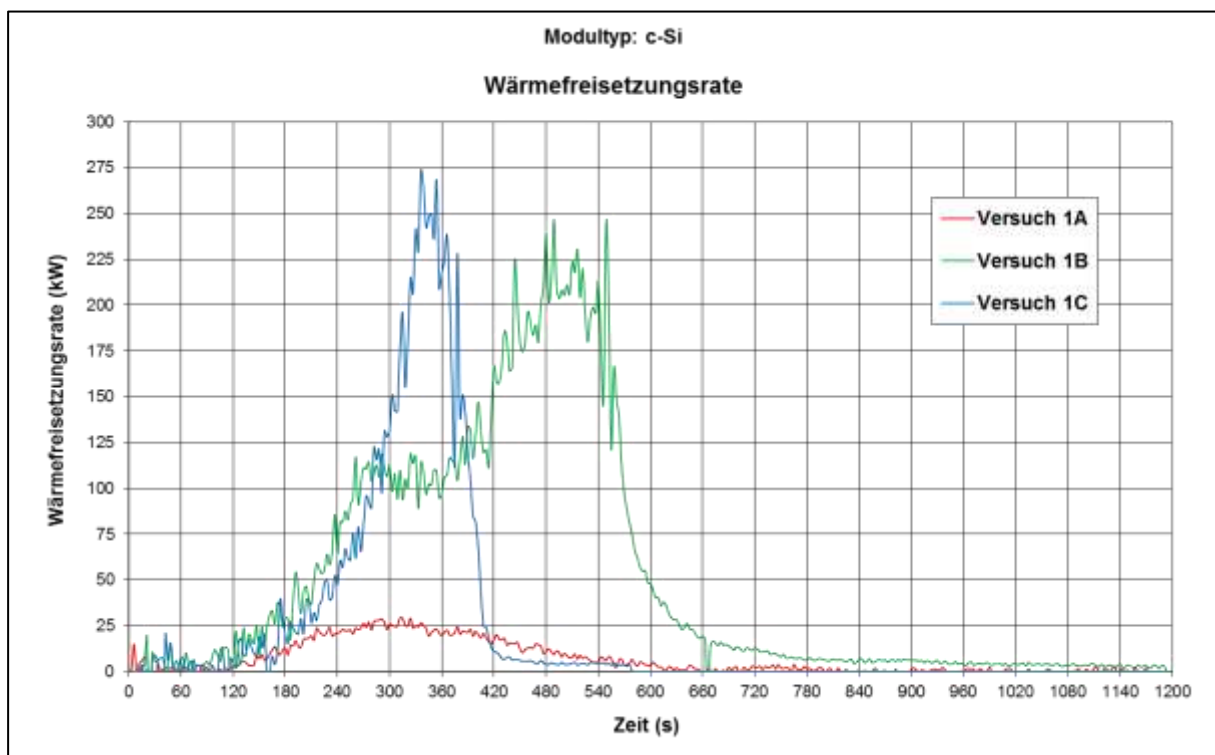


Bild 3-4: Wärmefreisetzungsrate des c-Si Moduls während der Versuche (rot – 25 kW, grün-150 kW Brenner, (blau – hier wurde das Feuer nach 7 min gelöscht - an dieser Stelle nicht relevant)

Die von Experten der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (**BAM**) im Rahmen eines Forschungsprojektes [12] zum Brandverhalten von PV-Modulen durchgeführten Brandversuche beinhalteten mehrere verschiedene Versuchsreihen, u.a auch eine Reihe mit analoger Beanspruchung zu den hier beschriebenen Versuchen durch eine Gasflamme von unten. Die dabei eingesetzte Brennerleistung betrug allerdings lediglich 30 kW bei einer kompakten Flamme (punktuelle Belastung gegenüber flächiger Belastung im Rahmen dieses Projektes durchgeführter Versuche).



Bild 3-5: links: Versuchsaufbau TÜV/Currenta mit Flächenbrenner, Foto: TÜV Rheinland, Rechts: Versuchsaufbau BAM mit punktförmigem Gasbrenner in mittlerer Positionierung, Foto BAM [12]

Im Ergebnis stellte man bei der BAM fest, dass

- Schäden bei der Beanspruchung von unten deutlich größer ausfallen als bei der bei Standard - Brandtests üblichen Beanspruchung von oben (Burning Brand Test) sowohl bei kristallinen Dickschichtmodulen (Glas-Folie) als auch bei Dünnschichtmodulen (Glas-Glas).
- Bei kristallinen Modulen kam es hierbei nicht zum Flammendurchtritt, obwohl das Modul großflächig beschädigt wurde.
- Bei Dünnschichtmodulen kam es bereits nach 2 min zum Flammendurchtritt mit allerdings nur geringen zerstörten Flächen.

Im Vergleich sind demnach deutliche Unterschiede in den Ergebnissen zum Brandverhalten bei PV-Modulen festzustellen. Je nach Belastungsintensität und belasteter Modul-Fläche variieren die Aussagen zum Zeitpunkt des Durchbrandes, des Zerstörungsausmaßes, des Abfallens brennender Bestandteile und des selbstständigen Weiterbrennens.

Konkrete Aussagen zum Brandverhalten gelten demnach nur für die untersuchten Prüfmuster in der jeweiligen Versuchskonstellation. Eine allgemeingültige Aussage kann nicht getroffen werden!

Grundsätzliche Aussagen, die bei den bisherigen Brandversuchen an Modulen oder Modulproben durchgeführt wurden, stimmen überein.

Fazit

PV- Module sind unabhängig ihrer Technologie und Bauart brennbar und können im Falle eines Vollbrandes selbständig weiterbrennen.

Binnen weniger Minuten können brennende Materialien (Folien, geschmolzenes Glas) abtropfen. Je nach Beanspruchung können Glasscheiben ebenfalls bereits nach einigen Minuten zersplittern.

Glas-Glas-Module entwickeln aufgrund ihres geringeren Polymeranteils weniger Verbrennungswärme und Rauchgase.

3.2 Bewertung des Lichtbogenrisikos in PV-Anlagen

Wie jede elektrische Anlage kann ein PV-System bei einer Fehlfunktion punktuell große Hitze freisetzen und somit eine Zündquelle für einen Brand darstellen. Eine Analyse, wie häufig dieser Fall tatsächlich auftritt, findet sich in Kapitel 3.3.2 (siehe auch [13]).

Auch wenn von PV-Anlagen ausgelöste Brände glücklicherweise selten sind, bergen Brandfälle häufig gravierende Risiken für Personen und Sachwerte.

Um wirksame Strategien zur Brandvermeidung bzw. Reduzierung der Brandweiterleitung zu entwickeln, müssen die brandauslösenden und begünstigenden Effekte bekannt sein.

Das größte Gefahrenpotential geht innerhalb einer PV-Anlage von elektrischen Lichtbögen aus. Es entsteht eine enorme Hitzeentwicklung von mehreren Tausend Grad, durch die umgebende Materialien zerstört werden können und sich daraus ggf. ein Brand entwickeln kann.

Fließt elektrischer Strom so entsteht Wärme durch den elektrischen Widerstand des Leiters. Im Fehlerfall kann eine zunehmende Wärmeentwicklung durch lokale Widerstandserhöhungen z.B. an alternden Kontaktstellen auftreten. Dadurch wird eine gefährliche Spirale mit forciertem Alterung bei erhöhter Temperatur in Gang gesetzt, an deren Ende je nach beteiligten Materialien und baulicher Konstruktion eine Verschmörung oder aber auch im Worst case ein Lichtbogen entstehen kann.

Kontakte und damit potentielle Risikostellen gibt es in großer Anzahl in jeder PV-Anlage. Allein in einem Modul sind hunderte Kontaktierungen zwischen den einzelnen Zellen und Strings verbaut.



Bild 3-6: Lichtbögen in PV-Modulen, Fotos: TÜV Rheinland

Ist ein Pol des Solargenerators geerdet, kann durch eine beschädigte Isolierung ein Kontakt des anderen Pols zur Erde entstehen und damit ein Lichtbogen gezündet werden. Da die überwiegende Mehrheit der Anlagen in Deutschland anders als in den USA ohne geerdeten Solargenerator ausgeführt wird, ist diese Gefahr hierzulande allerdings gering.

Eine weitere Möglichkeit besteht in einem Kurzschluss zwischen zwei Polen der Anlage bzw. einem gleichzeitigen Fehler beider Pole gegen Erde (sogenannter Parallellichtbogen). Da in einem solchen Fall die gesamte Systemspannung zur Zündung und Aufrechterhaltung des Lichtbogens zur Verfügung steht, sind gemäß Bild 3-2 bereits kleinere Ströme für einen stabilen Lichtbogen ausreichend. Andererseits ist ihr Auftreten glücklicherweise recht unwahrscheinlich, da Leitungen in PV-Anlagen doppelt isoliert ausgeführt werden. Außerdem sind für einen echten Parallellichtbogen die gleichzeitige Beschädigung zweier direkt nebeneinander liegender Hauptleitungsstränge sowie ein initialer Kontakt zur Lichtbogenzündung nötig. Ein doppelter Fehler gegen Erde wiederum ist bei modernen Wechselrichtern kaum möglich, da diese durch ihre Isolationsüberwachung bereits den ersten Erdschluss bemerken und das System abschalten.

Wesentlich wahrscheinlicher ist das Auftreten eines Serienlichtbogens. In einer typischen PV-Anlage gibt es unzählige serielle Verbindungsstellen, z.B. im Modul zwischen den einzelnen Zellen, an den Strangverbindern und in der Modulanschlussdose, außerhalb des Moduls in Anschlusskästen, Steckverbindern oder innerhalb des Wechselrichters. Ist eine dieser Verbindungen schlecht ausgeführt oder verschlechtert sich im Laufe der Betriebszeit mit der Folge eines erhöhten Übergangswiderstands, erwärmt sich diese Stelle bei Stromfluss – eine überhitzte Stelle entsteht. Durch die Wärmeentwicklung, kann weiteres Kontaktmaterial abdiffundieren oder sogar abschmelzen bis dann irgendwann die Verbindung völlig abreißt. In diesem Fall kann sich über den – zu Beginn sehr kleinen – Luftspalt ein Lichtbogen ausbilden. Serienlichtbögen sind typischerweise energieärmer als Parallellichtbögen, da weiterhin ein großer Teil der Spannung über dem Wechselrichter abfällt und sie häufig nur in einem von mehreren parallelen Strängen auftreten. Dadurch sind sie aber auch viel schwerer zu bemerken, da die Anlage scheinbar normal weiterläuft. In Bild 3-7 sind schematisch verschiedene Risikostellen dargestellt.

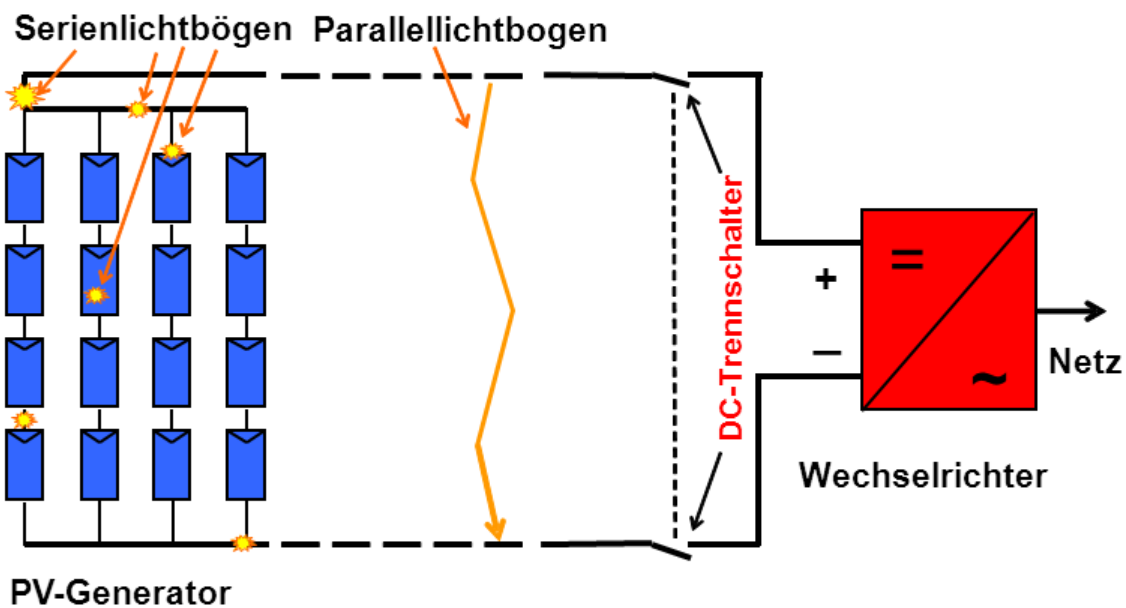


Bild 3-7: Mögliche Ausbreitung von Serien- und Parallellichtbögen in einem PV-System [Quelle: [14]]

3.3 Schadens- und Brandfallanalyse an PV Anlagen

3.3.1 Einführung

Im Rahmen des Projektes wurden gezielt Brand- und Überhitzungsfälle in PV Anlagen recherchiert, um mögliche Schwachstellen zu identifizieren und daraus Verbesserungspotentiale bestimmen zu können. Da es darum ging, Schwachstellen zu finden, wurden Überhitzungs- und Brandfälle zusammen betrachtet. Damit wird der Einfluss der Umgebung der schadhaften Komponente auf die Schadenshöhe ausgeblendet.

Es wurden folgende Informationsquellen ausgewertet.

- Internet- und Medienberichte
- Einsatzberichte von Feuerwehren
- Sachverständigenberichte und -aussagen
- Schadensakten der Mannheimer Versicherung
- Internet basierte Umfrage

Die erfassten Informationen wurden einer Plausibilitätsprüfung unterzogen, bei Bedarf nachrecherchiert und ausgewertet. In vielen Fällen waren nur lückenhafte Angaben verfügbar, so dass teilweise plausible Einschätzungen eines Schadenhergangs erfolgten oder die letztliche Fehlerursache nicht identifiziert werden konnte. Wenn ein Schadengutachten verfügbar war, wurden die Schlussfolgerungen dieses Gutachtens übernommen.

Die im Folgenden präsentierten Auswertungen spiegeln den Stand von Januar 2013 wider. Zu diesem Zeitpunkt gab es in Deutschland ca. 1,3 Mio. PV Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 30 GWp. Einzelne Brandfälle des Jahres 2013 wurden in die Analyse aufgenommen.

Folgende Schäden durch Überhitzungen bzw. Brände mit Beteiligung einer PV-Anlage innerhalb Deutschlands wurden recherchiert bzw. gemeldet:

- ca. 430 Fälle von Brand/Hitzeschäden in PV Anlagen
- davon etwa 220 Fälle mit externer Brandursache
- etwa 210 Fälle mit Brandursache in der PV Anlage

Es konnten zwar längst nicht alle Schäden erfasst werden, aber es dürfte die derzeit umfänglichste, veröffentlichte Zusammenstellung entstanden sein.

In 2013 und 2014 wurden eine Reihe weiterer Brandereignisse festgestellt, deren Ursachen und Auswirkungen den aus der Statistik in Kapitel 3.3.2 Ermittelten entsprechen, so dass von einem repräsentativen Datenbestand ausgegangen werden kann.

Exemplarisch nachfolgend zwei bekannt gewordene Brandfälle aus 2013 und 2014:

1. Brandfall in Walldorf: Brand einer Photovoltaik-Anlage auf einem Lagerhallendach



Foto: PR Video

Bild 3-8: Verbrannte PV-Module auf einem Flachdach, Unterkonstruktion hier mit Kunststoffwannen(!)

Bei der betroffenen Anlage gerieten im Juni 2014 durch einen technischen Defekt auf einem Flachdach PV-Module in Brand, wobei der Sachschaden mehrere Tausend Euro betrug. Der Brand konnte von den Rettungskräften rechtzeitig gelöscht werden, ohne dass ein Übergriff auf das Gebäude erfolgte. Wie auf dem Foto zu sehen ist, wurde die Aufständigung mittels Kunststoffwannen realisiert. Diese Kunststoffwannen sind i.d.R. *normalentflammbar* (Klasse E nach EN13501-.1). Bei der Auswahl der Installationsmaterialien, insbesondere bei Dachanlagen, ist bei der Verwendung von Kunststoffen das signifikante **Potential zur Entzündung und zur Brandweiterleitung** zu berücksichtigen.

2. Brandfall auf Norderney: Hier wurde im August 2013 in einer Werkstatt mit Fahrzeughalle ein Brand ausgelöst. Das Feuer breitete sich schnell aus, die Dachkonstruktion samt PV-Anlage stürzte ein, es entstand Schaden von mehreren Millionen Euro.



Bild 3-9: Nach dem Brand einer Werkstatt mit Lager und Fahrzeughalle (Bild: Feuerwehr Norderney)

Diese Beispiele demonstrieren die bei Brandereignissen an Gebäuden mit PV-Installationen grundsätzlich zu unterscheidenden Szenarien: zum einen die Auslösung des Brandes durch die PV-Anlage selbst, zum anderen der „Mitbrand“ einer PV-Anlage infolge eines externen Feuers (hier Gebäudebrand).

3.3.2 Statistische Schadensfallanalysen

Die ca. 210 Schadensfälle mit Ursache innerhalb der PV Anlage wurden weiter ausgewertet. Tabelle 3-1 schlüsselt diese Fälle nach ihrer Schadenshöhe auf. Bild 3-10 verdeutlicht diese Zahlen.

Tabelle 3-1: Schadensausmaß von ca. 210 Fällen

Komponente beschädigt	59
PV Anlage beschädigt	75
Gebäude beschädigt	67
Gebäude abgebrannt	12

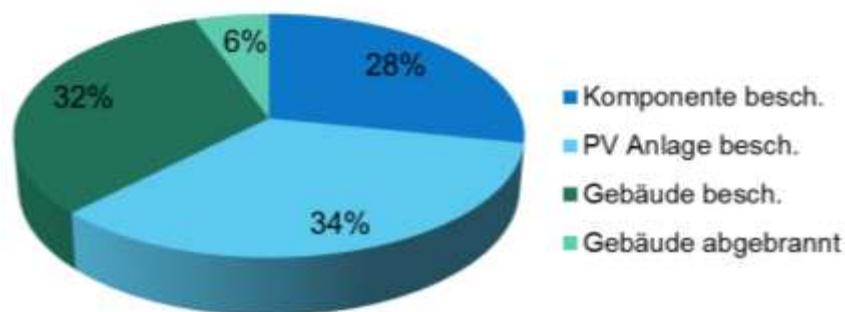


Bild 3-10: Übersicht zur Schadenshöhe der untersuchten Fälle

Diese Fälle wurden, soweit es die Informationslage zuließ, tiefer analysiert. Trotz Unsicherheiten in Einzelfällen zum exakten Schadensverlauf, erlaubt die Summe der Fälle einige robuste Schlussfolgerungen. Dabei interessierten folgende Zusammenhänge:

- Fehlerursache
- Komponente, die Brand auslöste
- Anlagenalter
- Anlagentyp
- Schwere des Schadens, Auswirkung auf die Umgebung

Diese Aspekte werden anhand von Auswertungsgrafiken im Folgenden dargestellt.

Eine generelle Beobachtung zeigt, dass die Zerstörungskraft eines Lichtbogens stark zunimmt, wenn sich ein Serienlichtbogen in einen Parallellichtbogen entwickelt, wenn beispielsweise der Lichtbogen aus einem Strang ein Strangleitungsbündel erreicht. Der Parallellichtbogen hat aufgrund der Lorentzkraft die Tendenz, sich von den PV-Modulen weg zu bewegen und treibt dadurch die Brandgefahr in Richtung Wechselrichter.

3.3.2.1 Einfluss des Anlagentyps auf Schadenshäufigkeit

Nachfolgende Grafik zeigt wie häufig welcher Anlagentyp von Schadensfällen betroffen ist.

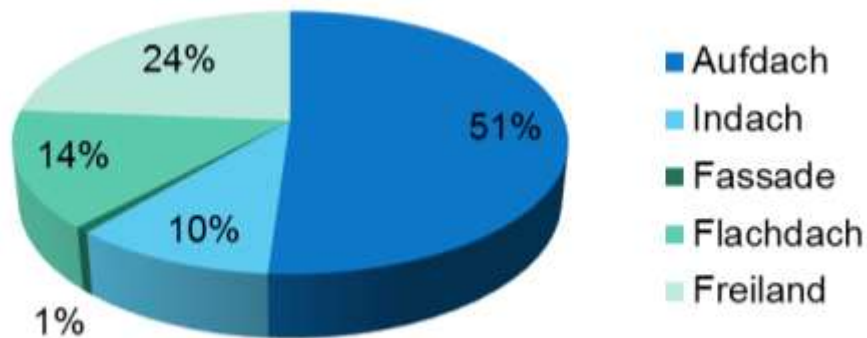


Bild 3-11: Aufteilung der Schäden nach Anlagentyp (Basis139 Schäden)

Die gefundene Verteilung entspricht grob den vom Bundesverband Solarwirtschaft BSW geschätzten Marktanteilen mit etwa 70 % Kapazität auf Gebäuden und etwa 30 % im Freiland. Weniger als ein Prozent der Kapazität wird als gebäudeintegrierte (Indach) Anlage ausgeführt. Zur Schadensstatistik tragen Anlagen mit gebäudeintegrierten Modulen allerdings zu etwa 10 % bei.

Bezogen auf alle Fälle mit Gebäudeschäden, treten gebäudeintegrierte Anlagen deutlicher hervor. Bild 3-12 zeigt eine Auswertung der Fälle, bei denen ein Gebäude beschädigt oder zerstört wurde, und bei denen eine Information über die Montageart des PV Generators gegeben war.

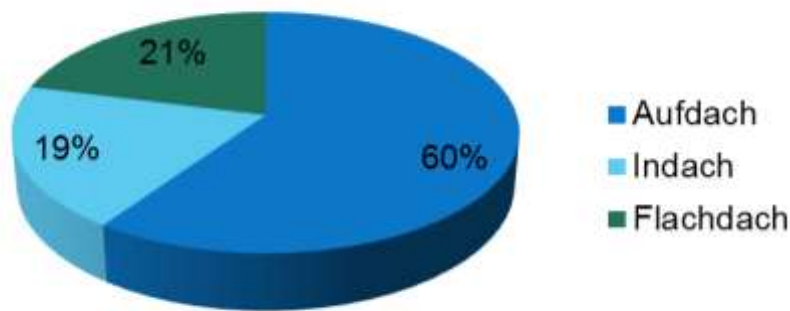


Bild 3-12: Schadensverteilung bei Schadensfällen mit beschädigtem Gebäude. „Indach“ umfasst auch fassadenintegrierte Anlagen. (Basis 57 Schäden)

Bei einem BIPV-Anteil von geschätzt 1 % an der installierten PV-Kapazität beträgt der Anteil der PV-verursachten Brände mit beschädigtem Gebäude bei BIPV-Anlagen etwa 20 %!

Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Schutzwirkung der „harten Bedachung“ der typischen Ziegeldächer entfällt: Wenn eine Überhitzung oder ein Lichtbogen in der PV Anlage auftritt, ist die Zündquelle bei Indach-Anlagen schon im Gebäude!

Das heißt im Umkehrschluss, dass dachintegrierte Anlagen mit besonders hoher Umsicht geplant und errichtet werden müssen.

3.3.2.2 Schadensursache

Bild 3-13 zeigt die Verteilung der Schadensursachen für 103 Fälle. Sie wird mit den außenliegenden Zahlen beschrieben. Installationsfehler und Produktfehler ragen als Ursache gegenüber äußerem Einfluss stark hervor. Der Anteil der Fehlerfälle bei denen in der jeweiligen Kategorie Aluminium - Leitungen beteiligt waren sind schon als Installations- oder Planungsfehler erfasst und werden der Deutlichkeit halber schraffiert dargestellt und mit den innenliegenden Zahlen beschrieben.

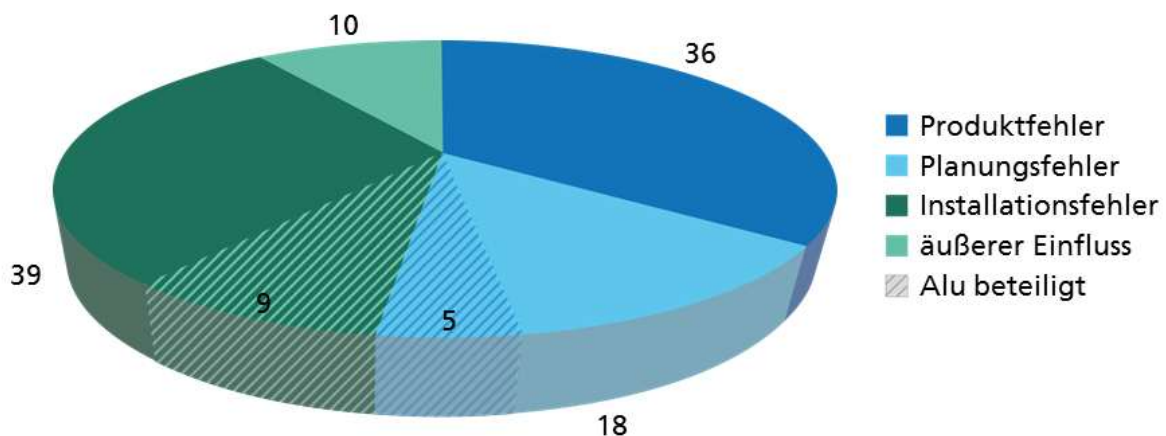


Bild 3-13: Anzahl der Schadensursachen für mehr als 100 Fälle.

Im Folgenden werden die Ursachen genauer erläutert.

„**Produktfehler**“ betreffen vor allem Module und Wechselrichter. Mehrere Modulhersteller waren in der Vergangenheit von Serienfehlern betroffen. Zum Teil hat es Rückruf- und Austauschaktionen gegeben. Auch Wechselrichter scheinen teilweise serienmäßig mit Konstruktions- oder Fertigungsfehlern ausgefallen zu sein.

„**Planungsfehler**“ betreffen einerseits den mechanischen Aufbau mit Fehlern wie:

- zu dicht montierte Module, die durch Zwängung brachen und dabei Lichtbogen zündeten
- Scherkräfte auf Modulanschlussdosen durch zu nahe liegende Montageschienen beschädigten die Dosen und führten zu Lichtbögen
- ungeschützte Montage von Generatoranschlusskästen und Wechselrichtern im Freien mit daraus folgender Temperatur- und Tauwasser-Belastung führte zum Brand dieser Komponenten
- fehlende Brandschotts bei der Gebäudeeinführung von DC-Leitungen – dadurch kann ein Brand unmittelbar ins Gebäude geleitet werden

Genauso ist der elektrische Aufbau mit einer Vielzahl von Mängeln betroffen, z.B.:

- Ungeeignete Wechselrichter im Außenbereich
- Wechselrichter an ungeeigneter Stelle (direkte Sonnenbestrahlung, korrosive Gase)
- Unterdimensionierung von Kabeln und Leitungen
- Unterdimensionierte DC Hauptschalter
- Falsche Sicherungstypen auf der DC Seite
- Verlustwärme von Sicherungen nicht beachtet
- DC Leitungen in Generatoranschlusskasten scheuerten an Metallkanten
- Ungeeignete Klemmen bei Alu Leitungen
- Nachträgliche Erweiterung des PV-Generators, ohne Prüfung der Belastbarkeit von Betriebsmitteln

Planungsfehler können einen großen Einfluss auf die möglichen Folgen eines Brandes haben. Wenn der Wechselrichter an einer Betonwand hängt, verursacht ein Lichtbogen am DC Anschluss nur einen Rußfleck. Hängt er an einem Balken oder steht auf einer Holzplatte, kann daraus ein Gebäudebrand entstehen. Ebenso großen Einfluss hat die Umgebung des Wechselrichters. Fällt eventuell brennendes Material auf einen Steinboden passiert nichts, fällt es ins Heulager, kann daraus ein Großbrand entstehen.

Gutachter schildern hier zum Teil Bausituationen z.B. in [15], [16], [17], wo Anforderungen an Elektroinstallationen in feuergefährdeten Betriebsstätten [18] eklatant missachtet wurden, wie beispielhaft hier im Bereich der landwirtschaftlichen Installationen gezeigt wird:



Bild 3-14: Nicht brandschutzgerechte Installation von Wechselrichtern auf Holz, zudem schwer erreichbar für die Wartung, Fotos: W. Schröder, PV-Sachverständiger, 2014

„**Installationsmängel**“ sind die häufigste Fehlerursache. Zum Teil können sie den schwierigen Installationsbedingungen im Winter unter hohem Zeitdruck geschuldet sein. Teilweise sind sie aber so massiv, dass man von fehlender Sachkenntnis der Installateure ausgehen muss.

Hier eine Liste mit Fehlern, die Brände ausgelöst haben:

- DC-Stecker schlecht gesteckt
- Stecker schlecht (oder gar nicht) gecrimpt
- nicht angezogene Schraubklemme
- mangelnde Abisolierung von Leitungen mit Klemmung der Leiterisolierung
- unsachgemäße Verarbeitung von Alu-Leitungen (falsche Klemmen, fehlende Drehmomentkontrolle)
- fehlende Zugentlastung von Kabeln (führt zu mechanischer Belastung der Klemmen).

„**Äusserer Einfluss**“ ist vor allem Tierverschiss, einzelne Blitzschläge und in einem Fall ein Handwerker, der mit zu langen Schrauben das verdeckte Gleichstromleitungsbündel traf.

„**Alu-Leitung**“: Diese Fehler sind in den obigen Fehlern schon enthalten. Sie sind hier getrennt aufgelistet, um die Bedeutung besser sehen zu können.

3.3.2.3 Fehlerauslösende Komponente

Bei den Diskussionen zur Brandgefährdung durch PV Anlagen stand bisher die vermeintlich kritischere Gleichstrom - (DC) Seite im Fokus. Wegen der Vielzahl der elektrischen Verbindungen und der Vielzahl der der Witterung ausgesetzten Komponenten und der Selbststabilisierung eines eventuellen Lichtbogens aufgrund der Stromquellencharakteristik der Solarzellen wird das

Brandentstehungsrisiko im PV Generatorbereich deutlich höher eingeschätzt als im Wechselstrom - (AC) Bereich.

Bild 3-15 zeigt, dass allerdings auch auf der AC - Seite eines PV Systems häufiger Fehler aufgetreten sind. Dies erstaunt, da auf der AC - Seite die Zahl der Komponenten um mindestens eine 10er Potenz kleiner ist als auf der DC Seite, bewährte Betriebsmittel mit langer Entwicklungszeit zur Verfügung stehen, die AC Installation meist in witterungsgeschützten Räumen errichtet wird und jede Elektrofachkraft über eine gute Ausbildung für AC-Installationen verfügt.

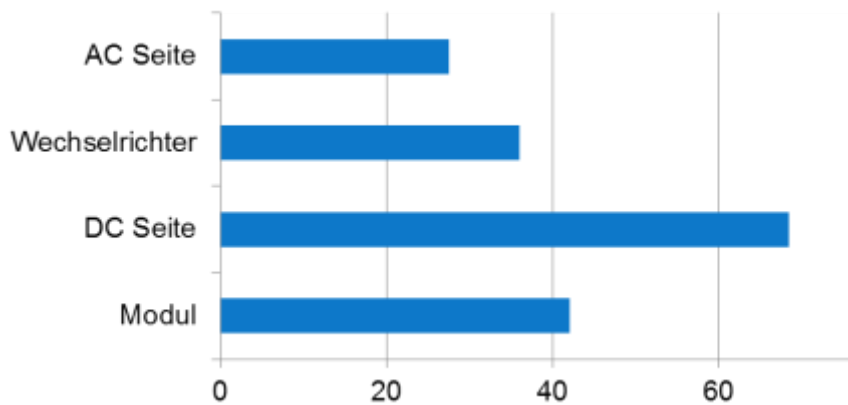


Bild 3-15: Grobe Einteilung des Anlagenteils, wo der Fehler auftrat (für insgesamt 174 Fehler)

Wenn man die Fehler den Komponenten so detailliert wie möglich zuordnet, zeigt sich wie häufig, welche Komponente als Fehlerort gefunden wurde (Bild 3-16).

Achtung: Damit wird der Fehlerort beschrieben, dieser ist nicht unbedingt die Ursache!

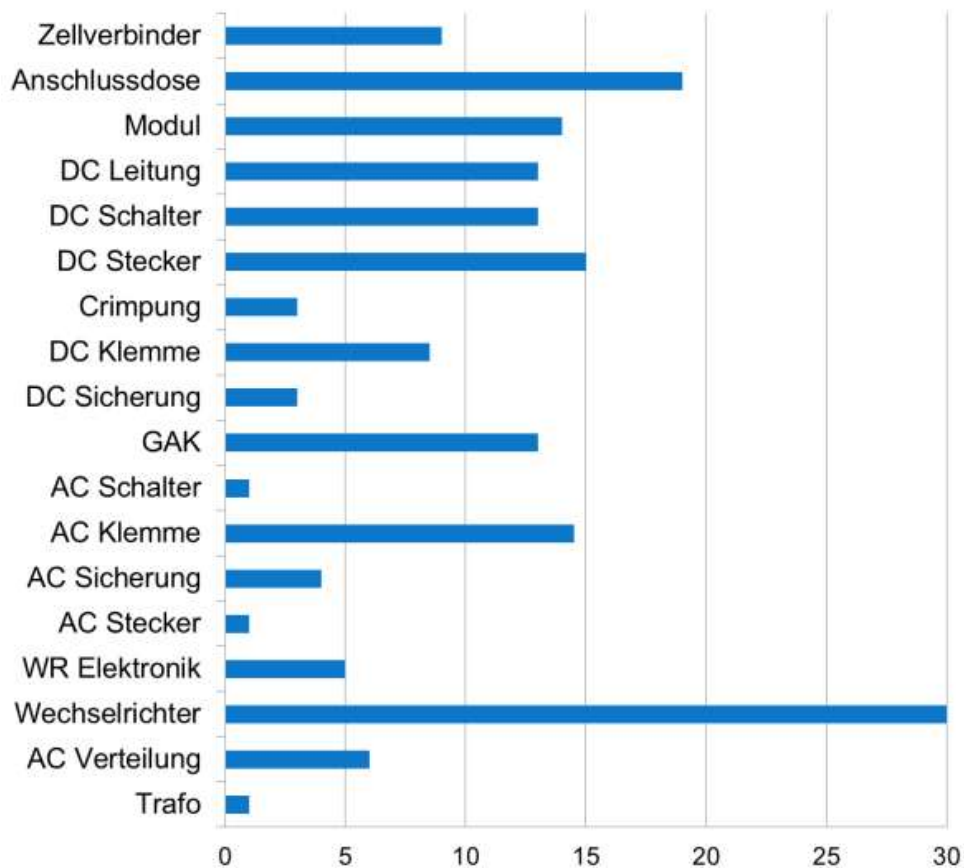


Bild 3-16: Anzahl Fehler pro Komponente (Gesamtzahl Fehler 174).

Anschlussdose steht für Modulanschlussdose, Crimpung für Crimpkontakte von DC-Steckern, GAK für Generatoranschlusskasten, WR für Wechselrichter und Trafo für den Netztransformator der Einspeisestation.

Angegeben sind die Fehlerorte, die mit der in jedem Einzelfall möglichen Auflösung bestimmt werden konnten. Das heißt, wenn ein Modulschaden gemeldet wurde, steht der unter „Modul“, wenn ein Schaden an einer Modulanschlussdose gemeldet wurde, steht der unter „Anschlussdose“. Um die Gesamtzahl der Fehler z.B. an Modulen zu erhalten, muss man die Fehlerzahlen von „Module“, „Anschlussdosen“ und „Zellverbinder“ zusammen zählen.

Die meisten Fehler treten bei Modulen und Wechselrichtern auf. Dieses Ergebnis ist nicht ganz überraschend: mit dem Modul ist die zahlenmäßig herausragende Komponente, mit dem Wechselrichter die komplexeste Komponente einer PV-Anlage betroffen.

Auf der DC-Seite sind die meisten Systemkomponenten mit etwa gleichen Häufigkeiten betroffen. Wenn man „DC Stecker“ und „Crimpung“ zusammen zählt, ist der „DC Stecker“ mit 18 Zählungen nach dem Modul die am zweithäufigsten fehlerbehaftete Komponente.

Auf der AC-Seite ist die „AC Klemme“ nach dem Wechselrichter der häufigste Fehlerort. Hier schlagen vor allem Installationsfehler zu Buche.

Fehlerorte im Generatoranschlusskasten, am Wechselrichter und in der AC Verteilung ließen sich häufig nicht genauer identifizieren. Es wird jedoch vermutet, dass in vielen Fällen schlechte Verbindungsstellen ursächlich waren.

Meldungen in der online-Umfrage und Aussagen von Sachverständigen deuten darauf hin, dass speziell Schraubklemmen gegenüber anderen Verbindungstechniken ein erhöhtes Risiko haben, eine Überhitzung auszulösen.

3.3.2.4 Alter der Anlagen

Bild 3-17 stellt die Verteilung des Anlagenalters bei Schadenseintritt dar. Es zeigt eine deutliche Häufung von Schäden im ersten Betriebsjahr.

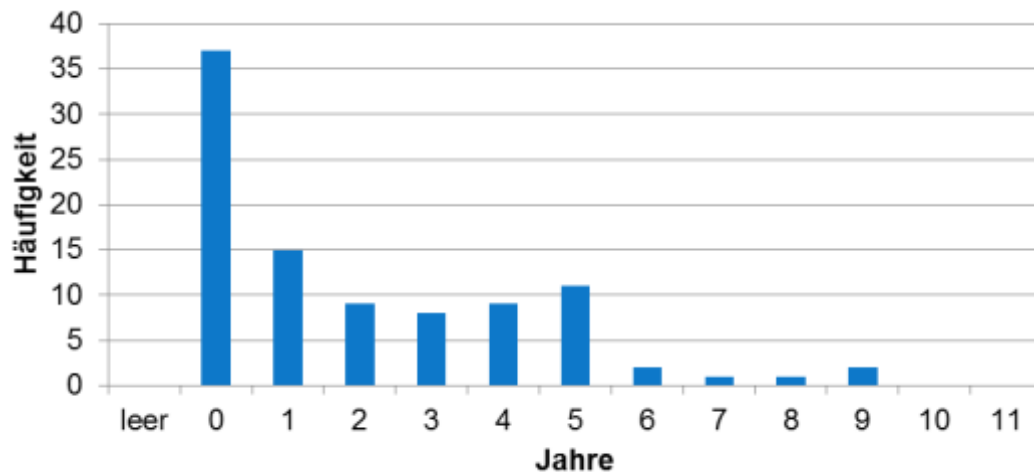


Bild 3-17: Anlagenalter zum Schadenszeitpunkt (99 Fälle)

Teilweise traten Schäden schon in der Bauphase auf. Die hohe Zahl der frühen Schäden spiegelt nach Meinung der Autoren einerseits Produktionsfehler besonders von Wechselrichtern wider, und andererseits die zahlreichen Installationsmängel, die bereits nach wenigen Vollast-Wochen zu Bränden führten.

Die hohe Zahl von Installationsmängeln dürfte teilweise auf die schlechten Arbeitsbedingungen zurückzuführen sein. So wurde 2011 etwa 40 % der neuinstallierten Kapazität im Dezember errichtet [19], unter enormem Zeitdruck und widrigen Arbeitsbedingungen. Die Ursache ist mit dem damaligen Stichtag für eine massive Vergütungsreduktion gemäß EEG bekannt.

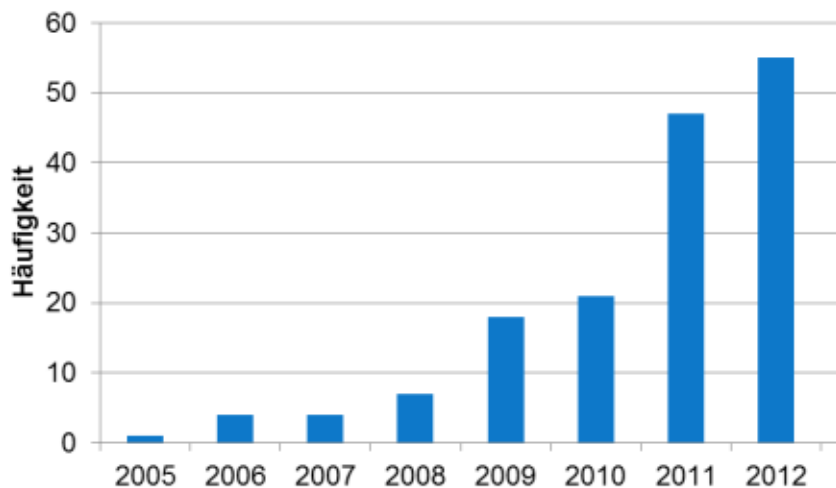


Bild 3-18: Schadensfälle nach Eintrittsjahr. Mit den Zubau-Raten steigt auch die Schadenshäufigkeit (Angaben für insgesamt 157 Fälle).

Bild 3-18 zeigt die Anzahl der gefundenen Schäden pro Jahr. Man erkennt einen starken Anstieg in den Jahren 2011 - 2012, der mit etwas Verzögerung den starken Zubau in den Jahren 2010 – 2012 von jeweils etwa 7 GWp widerspiegelt.

Aus der Ende 2011 installierten Kapazität von etwa 25 GWp und den 65 Schadensfällen in 2012 kann man grob eine Häufigkeit von potentiell brandauslösenden Fehlern von 0,3 % pro MWp und Jahr abschätzen.

Dies dürfte eine konservative Abschätzung sein, insofern die Installationsfehler des Baubooms von Dezember 2011 dort enthalten sind. Die Zahl der Installationsfehler sollte in „normalen“ Jahren deutlich geringer sein.

3.3.2.5 Zeitpunkt des Fehlers

Zum Verständnis der Mechanismen, die zum Brand führen können, helfen die beiden folgenden Grafiken. Sie zeigen die Abhängigkeit der Fehlerhäufigkeit von der Jahres- und der Tageszeit.

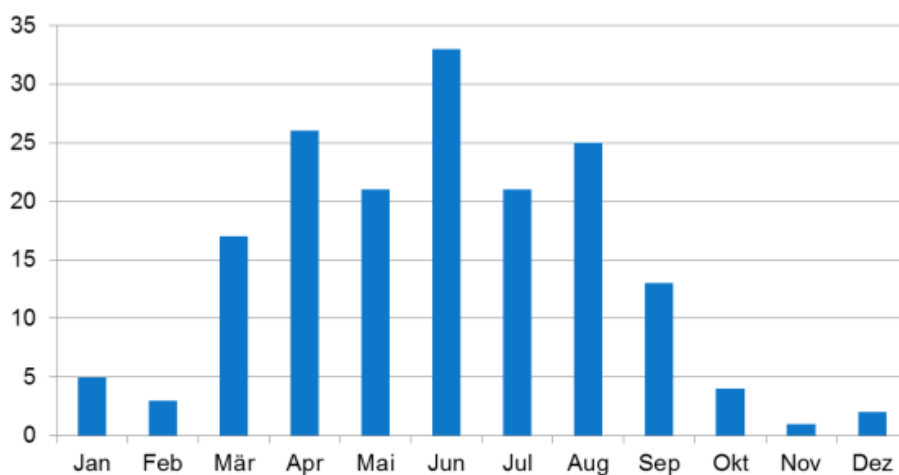


Bild 3-19: Anzahl der Schadensfälle pro Monat (gesamt 171).

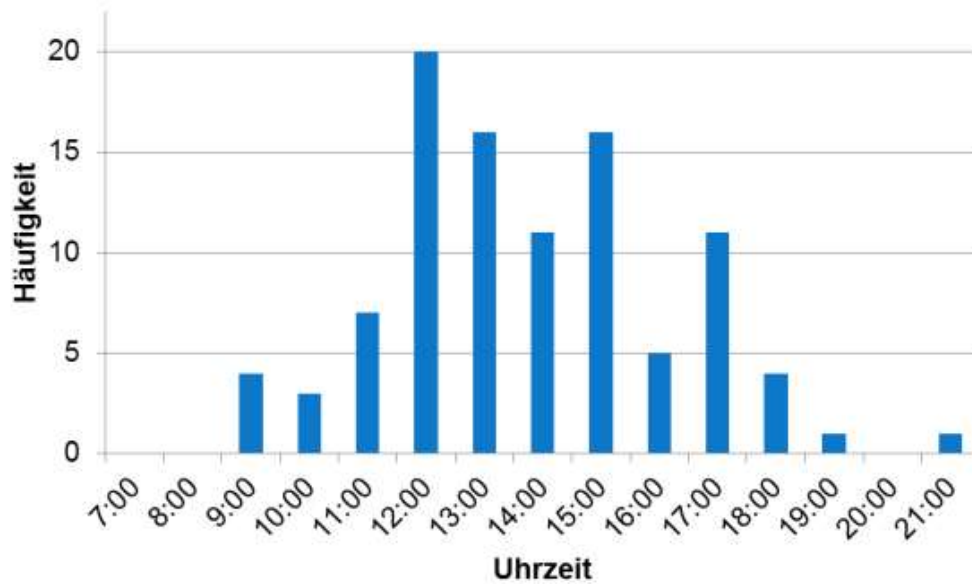


Bild 3-20: Anzahl der Schadensfälle in Abhängigkeit von der Tageszeit (hier 99 - für viele Fälle konnte keine Uhrzeit angegeben werden)

In beiden Diagrammen zeigt sich eine starke Abhängigkeit der Fehlerhäufigkeit vom solaren Energieangebot. Die Fehlerhäufigkeit steigt mit höherer Einstrahlungsleistung.

Dies ist ein Indiz dafür, dass die meisten Fehler strombedingt auftreten, also durch Versagen von Verbindungen bzw. Kontakten und durch Überlastung von Betriebsmitteln. Isolationsfehler spielen demzufolge nur eine geringe Rolle.

3.3.2.6 Schlussfolgerungen aus der Schadensanalyse

Module und Wechselrichter sind erwartungsgemäß relativ auffällige Komponenten. Überraschend häufig wurden Fehler bei folgenden Komponenten festgestellt:

- bei DC Steckern
- in der AC Verteilung mit allen Komponenten und besonders den Klemmenverbindungen
- mit falscher Verarbeitung von Alu-Leitungen

Fazit

Hauptursachen für Brände sind „Installationsfehler“ und Wechselrichter-Produktfehler.

Alle bauseitig errichteten Verbindungen sind potentiell kritisch.

Die auslösenden Fehler sind weit überwiegend Kontaktierungsfehler im Hauptstrompfad, also „serielle Fehler“. Kurzschlüsse und Isolationsfehler treten dagegen weniger häufig auf.

3.3.3 Schadensbilder spezieller Fehler

Um die oben geschilderten Beobachtungen zu illustrieren, werden im Folgenden einige Schadensfälle ausführlicher beleuchtet.

3.3.3.1 DC-Steckverbinder

DC-Steckverbinder tauchen als häufig betroffene Komponente in der Fehlerstatistik in Abbildung 6 auf. Identifizierte Fehlerursachen bei dieser Komponente sind:

- schlechte Crimpung – z.B. mit Kombizange,
- schlechte Steckung - also nicht vollständig gesteckte Verbindungen,
- falscher Zusammenbau des Steckers – dann rutscht ein Kontaktstück beim Stecken unbemerkt nach hinten und
- Kreuzpaarung (Kombination von Stecker und Buchse verschiedener Hersteller).

Stecker nicht korrekt gesteckt

Am hellen Mittag entstand in einer dachintegrierten PV Anlage ein Brand. Der Brand erfasste und zerstörte den ganzen Dachstuhl. Im Schutt fand der Brandsachverständige Reste von verschiedenen Steckverbindern (Bild 3-21). Der rechte Steckerstift ist vollständig erhalten, der linke ist durch einen Lichtbogen verdampft worden.



Bild 3-21: Reste zweier Steckverbinder aus dem Schutt eines Wohnhauses., [9] (Foto: Institut für Schadenverhütung und Schadenforschung (IFS))

Der Gutachter kam zu dem Schluss: „Die Schadenursache war die beschädigte Steckverbindung, oder deren nicht fachgerechte Montage“ [16].

Aus Risikosicht traf hier ein Installations- oder Produktfehler und eine „Indach“-PV-Anlage mit nahen, hohen Brandlasten aufeinander.

Kreuzpaarung Steckverbinder

Manche Hersteller von Steckverbindern werben für ihre Produkte mit der Behauptung, sie seien „kompatibel“ zu den Produkten anderer Hersteller.

Prüfungen beim TÜV Rheinland [20] und bei Multi-Contact [21] zeigen, dass diese Aussagen nicht haltbar sind. Selbst wenn zum Installationszeitpunkt eine gute Kontaktierung gegeben ist, kann man nicht davon ausgehen, dass Kontaktpaare unterschiedlicher Hersteller 25 Jahre Lebensdauer erreichen. Bei beschleunigten Alterungstests solcher „Kreuzpaarungen“ traten teilweise stark überhöhte Kontaktwiderstände auf. Diese führen zum Überhitzen der Steckverbindung und können auf Dauer zu einer Kontaktunterbrechung mit Zündung eines Lichtbogens führen.

Die Firma Multi-Contact lehnt folglich jede Gewährleistung bei Kreuzpaarungen ab.

3.3.3.2 DC –Schalter

DC-Hauptschalter wurde in 13 Fällen als Fehlerquelle gefunden. Aus den Schadenfällen ließ sich nicht eindeutig feststellen, ob es sich um generelle Produktschwächen handelte, oder Überlastung der Bauteile aufgrund schlechter Planung unter Missachtung des zulässigen Temperaturbereiches oder des Bemessungsstroms der Schalter. Für beide Ursachenkomplexe gibt es Hinweise.

Zu einem Brand in einer 1 MWp Anlage auf einem Industriedach (Bild 3-22) veröffentlichte das IFS folgenden Bericht:

„...Ein IFS-Gutachter stellte bei der Untersuchung fest, dass es eine Überhitzung am Gleichstrom-Hauptschalter im Vorsammlergehäuse gegeben hatte. Baugleiche Schalter befanden sich in jedem der fast 130 Vorsammler. Eine Überprüfung ergab, dass es bei mehreren Schaltern bereits zu Schmorschäden gekommen war ...“ [22].



Bild 3-22: Brand eines Generatoranschlusskastens. In der Bildmitte sieht man einen baugleichen Kasten. Er besitzt kein Schutzdach. (Quelle: Freiwillige Feuerwehr Bühl)

Der Gutachter fand in einem Katalog der Fa. Santon (ohne Angabe des Erscheinungsjahrs) folgenden Hinweis:

„Betätigen Sie Schalter, die selten betätigt werden, mindestens einmal jährlich einige Male (10 x), um die Kontakte zu reinigen“ [23].

Daraufhin sah der Gutachter die Brandursache in der fehlenden Wartung der Schalter. Eine Untersuchung der übrigen Generatoranschlusskästen ergab weitere Schalter mit Hitzespuren. Insgesamt waren ca. 10 % der Kästen betroffen. Der Wartungshinweis war übrigens im Kleingedruckten auf der letzten Katalogseite angeordnet.

Mindestens zwei weitere Hersteller von derartigen Schaltern hatten allerdings auch Probleme mit Flachsteckverbindern an ähnlichen Schaltern und änderten die Kontaktierungsart. Vermutlich haben auch diese Flachstecker Überhitzungen ausgelöst.

Weiterhin waren die Schalter vom obigen Brandfall in Generatoranschlusskästen installiert, die ungeschützt auf dem Dach montiert waren (Bild 3-23). Damit traten in den Verteilerkästen erhöhte Temperaturen auf - geschätzt über 60 °C. Dies beschleunigte die Kontaktdegradation.

Die entsprechende Produktnorm für Schalter DIN IEC 60947-3 geht von einer höchsten Umgebungstemperatur von kurzzeitig 40 °C aus [24]. Die Schalter waren also vermutlich außerhalb ihres zulässigen Temperaturbereiches betrieben worden.

Erhöhte Umgebungstemperaturen

Das vorige Beispiel hat gezeigt, dass erhöhte Umgebungstemperaturen die Schadensanfälligkeit von Betriebsmitteln erhöhen. Folgendes Beispiel belegt das ebenfalls. Es zeigt gleichzeitig die Schwierigkeiten bei der exakten Ursachenbestimmung eines Brandschadens. Nicht zuletzt verdeutlicht es auch die Verantwortung des Planers der Anlage, die zu erwartenden Betriebsbedingungen aller Anlagenteile zu berücksichtigen. Speziell die hochsommerlichen Temperaturbelastungen muss der Planer einkalkulieren.

Im folgenden Fall wurde die sommerliche Wärmebelastung der Betriebsmittel offenbar unterschätzt. Es kam zu einem Brand im Technikraum einer etwa sechs Jahre alten PV-Anlage. Es handelte sich um eine Anlage mit mehreren gleichartigen Teilsystemen. (Bild 3-23)



Bild 3-23: Technikraum einer PV Anlage nach einem Brand

Der von der Anlagenversicherung bestellte Gutachter identifizierte einen überlasteten DC-Hauptschalter als Auslöser für das Feuer.

Der Schalter war mit 16 A Nennstrom für einen Generatornennstrom (I_{MPP}) von 14,0 A ausreichend, aber ohne Reserve für *durch Strahlungsüberhöhung verursachte Überströme und erhöhte Umgebungstemperaturen* dimensioniert worden.

Der Schalter war wie die anderen 14 Schalter der Anlage einer deutlich erhöhten Wärmebelastung ausgesetzt, denn:

- Die Wechselrichter waren enger als in der Montageanleitung vorgegeben montiert
- Die DC Hauptschalter waren dicht zwischen die Wechselrichter montiert.
- Der Betriebsraum lag unter der nur schwach gedämmten Dachhaut. Im Hochsommer herrschen hier regelmäßig Lufttemperaturen von über 40 °.
- Durch die PV Wechselrichter wurden zusätzlich bis zu 5 kW Verlustwärme eingetragen.

Die laut Datenblatt zulässige maximale Betriebstemperatur des Schalters lag bei 40 °C ! Man muss also davon ausgehen, dass der zulässige Temperaturbereich des Schalters regelmäßig deutlich überschritten wurde.

Sechs der Schalter hatten den Brand nahezu unversehrt überstanden. Zwei dieser Schalter zeigten Vorschäden in Form von beginnender Verkohlung an den Flachsteckverbindern (Bild 3-24).



Bild 3-24: Deutliche Überhitzungsspuren an Anschlüssen und im Inneren eines „überlebenden“ Schalters

Beim Zerlegen des obigen Schalters zeigten sich auch im Inneren des Schalters starke Überhitzungsspuren. Isoliermaterial, Trennscheiben und die Achse waren „angeschmort“. Die Wärme kam offensichtlich von den Schaltkontakten und nicht wie ursprünglich vermutet von den schwächer gewordenen Flachsteckverbindern. Die Schalterachse war durch die Hitzebelastung im Durchmesser geschrumpft und in der Mitte gebrochen. Vermutlich brach sie genau in dem Moment als der Schalter benötigt wurde - als die Feuerwehr beim Löscheinsatz die Anlage freischalten wollte.

Anzumerken ist, dass Wechselrichter und Schalter auf einer Ziegelwand montiert waren. Dadurch fand der Brand keine zusätzliche Nahrung.

Test von Schaltern auf Durchgangswiderstand

Es ist bekannt, dass sich bei ausreichend langer „Nichtbetätigung“ der DC-Schalter aufgrund von Oxidation der Kontaktflächen und Reibkorrosion durch temperaturbedingte Längenänderungen (so genanntes „Fretting“) immer höhere Kontaktwiderstände bilden. Mit den steigenden Widerständen erhöht sich natürlich auch die Verlustleistung, damit steigt die Kontakttemperatur, was wiederum die Oxidation beschleunigt. Es entsteht eine Mitkopplung. Schließlich kann so eine Temperatur entstehen, die hoch genug ist, um den Schalter zu verschmoren oder in Brand zu setzen.

Das Anwachsen der Kontaktwiderstände lässt sich durch regelmäßige Betätigung rückgängig machen. Daher fordert einer der zahlreichen Schalterhersteller, seine Schalter mindestens einmal pro Jahr zehn Mal zu betätigen.

Um den Effekt der Wartungsempfehlung zu prüfen, wurden erhalten gebliebene Schalter aus der oben geschilderten, beschädigten PV Anlage ausgebaut und im Labor auf ihre Kontaktwiderstände vermessen. Die Schalter waren vermutlich etwa sechs Jahre nicht betätigt worden. Das Ergebnis der Prüfung zeigt Bild 3-25.

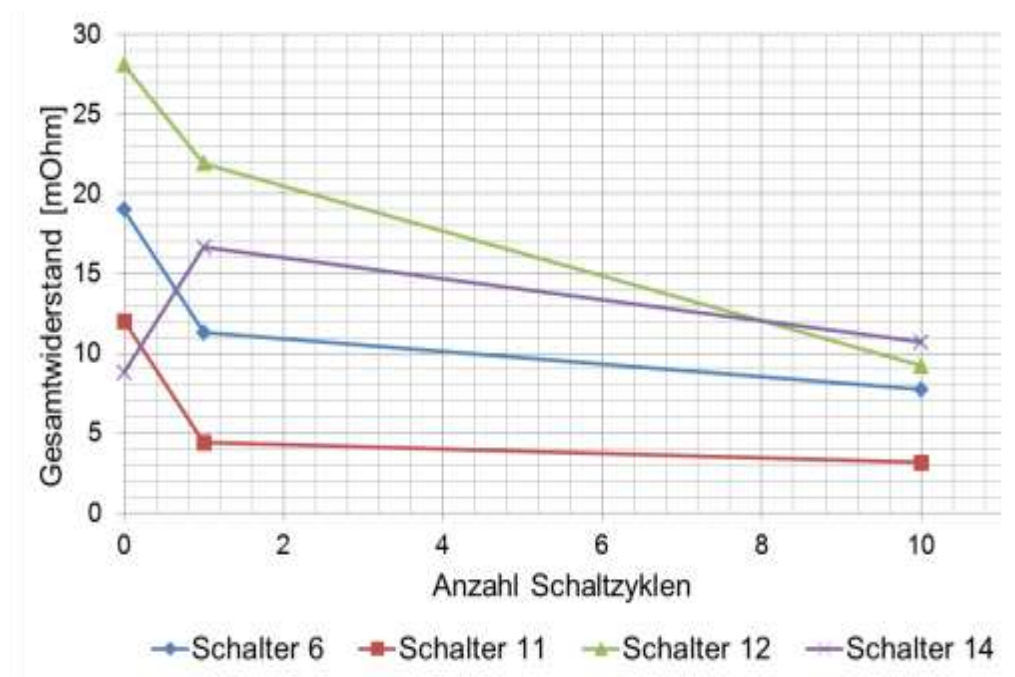


Bild 3-25: Gesamtwiderstand von vier Schaltern in Abhängigkeit von der Zahl der Schaltzyklen. Schalter 6, 11 und 12 sind vom selben Typ, Schalter 14 ist ein abweichender Typ.

Der Kontaktwiderstand nimmt bei drei von vier Schaltern ab – im Mittel auf etwa 1/3 des Anfangswertes. Entsprechend nehmen auch die ohmschen Verluste ab. Beim schlechtesten Schalter liegen sie bei Belastung mit Nennstrom anfangs bei etwa 17 W und sinken auf etwa 6 W.

Das gleiche Verhalten zeigen auch Schalter mit Kontakt-Wippen (Bild 3-26) wie eine Prüfung im Feld ergab.



Bild 3-26: Geprüfter DC Hauptschalter mit Kontakt -Wippe

Acht Schalter einer etwa 10 Jahre alten PV Anlage wurden ebenfalls auf ihren Kontaktwiderstand geprüft. Auch diese Schalter zeigten eine deutliche Abnahme des Kontaktwiderstandes bei mehrmaligem Betätigen (im stromlosen Zustand). Der Widerstand sank im Mittel auf fast ein Drittel des Anfangswertes.

Also müssen auch diese Schalter regelmäßig gewartet werden.

Fazit der Schalteruntersuchungen

- Schalter reagieren auf dauerhaft erhöhte Umgebungstemperaturen mit beschleunigter Kontaktdegradation.
- Bei der Planung sollten die Schalter überdimensioniert werden. Wie die DC-Leitungen sollten die Schalter mit mindestens 125 % des Nennstroms der Anlage belastbar sein. Schalter, die erhöhten Umgebungstemperaturen ausgesetzt sind, müssen nach den „Derating“ –Angaben des Herstellers ausgelegt werden.
- Alle Schalter sollten einmal jährlich inspiziert werden, um Überhitzungen zu entdecken.
- Alle Schalter sollten einmal jährlich gewartet und dabei zehnmal (stromlos) betätigt werden.

Diese wichtigen Erkenntnisse wurden in Kapitel 6 aufgenommen.

3.3.3.3 Nicht-fachgerechtes Handling von Modulen

Ein Anlagenbetreiber beobachtete, dass ein Installateur die Anschlüsse eines Moduls bei der Montage als „Transporthilfe“ missbrauchte. Dadurch wurde offenbar die Zugentlastung überlastet und die Kontakte der Modulanschlussdose etwas auseinandergezogen. Im anschließenden Sommer brach die Leistung des zugehörigen Teilgenerators ein. Bild 3-27 zeigt warum: Einer der Kontakte weist Spuren eines Lichtbogens auf:



Bild 3-27: Beschädigte Steckkontakte in einer Modulanschlussdose

Auf der Suche nach der Ursache des Leistungsabfalls fand der Installateur zwei Module mit je einem zerstörten Kontakt in der Modulanschlussdose. Aufgrund von internen Lichtbögen wurde der Strangstrom komplett unterbrochen. Diese Lichtbögen blieben glücklicherweise auf das Innere der Dose beschränkt.

Das Bild lässt erkennen, dass der linke Anschluss gegenüber dem rechten etwas nach unten gerutscht ist. Vermutlich passierte dies aufgrund der eingangs geschilderten mechanischen „Misshandlung“ der Modulanschlussleitungen.

3.3.3.4 Lose Klemmverbindung

Wegen ihres Kostenvorteils werden zunehmend Aluminiumleiter in PV Anlagen verwendet. Da Aluminium bei niedrigeren Temperaturen als Kupfer schmilzt, führen erhöhte Kontaktwiderstände schneller zum Auftrennen des Leiters und ggf. zum Lichtbogen.

Hier ein Beispiel, wo der Sachverständige eine fehlerhafte Klemmverbindung fand, die in Verbindung mit einem Aluminium-Leiter einen Brand ausgelöst hatte. Eine AC-Verteilung war ausgebrannt (Bild 3-28).



Bild 3-28: Ausgebrannter AC Anschluss einer PV Anlage (Foto: Uli Motzer, Württembergische Versicherung)



Bild 3-29: Das Ende einer Aluminiumleitung (Foto: Uli Motzer, Württembergische Versicherung)

Die Brandursache wurde in einer losen Klemmstelle gefunden. Bild 3-29 zeigt das Leiterende eines weiteren Kabels der Anlage. Auch diese Leitung war nicht richtig kontaktiert worden wie die Schmelzspuren am Leiter zeigen.

Die Thematik von heißen Kontakten wurde auch bei Sicherungen beobachtet, siehe Bild 3-30. Auch hier sind geschraubte Kontakte im Spiel. Am Schraubkontakt trat ein hoher Übergangswiderstand auf.



Bild 3-30: Heiß gewordener Sicherungseinsatz (Foto: H. Godard, Energossa)

3.3.3.5 Brandweiterleitung durch Kabelbündel

Die Isolierungen gängiger Leitungen sind brennbar und können einem Brand Nahrung geben. Kabelbündel tragen häufig zur Ausbreitung eines Brandes bei. Hier überlagern sich ein Brand der Isolierung und Lichtbögen zwischen „Plus“ und „Minus“ - Leitungen im Bündel. Durch die große Hitze des Lichtbogens können auch schwer entflammbare Stoffe in Brand geraten.

Dabei gibt es sowohl eine thermisch angetriebene Ausbreitung, wenn nämlich ein Brand sich nach oben ausbreiten kann, als auch eine schwächere, elektromagnetische Ausbreitung eines Lichtbogens von der Stromquelle weg, wie Bild 3-31 zeigt:



Bild 3-31: Verbrannte Leitungen an einem Wechselrichter (Quelle: Feuerwehr Weyerbusch)

Dieser Brand entstand dem Schadensbild nach vermutlich im Bereich der DC Anschlüsse des Wechselrichters. Er breitete sich als Kabelbrand mit (Parallel-) Lichtbogen im Kabelbündel nach oben aus und griff so auf die Dachkonstruktion über.

Eine räumliche Trennung der beiden Pole schon ab dem Wechselrichter hätte den Lichtbogen vermutlich frühzeitig unterbrochen.

3.3.3.6 Missachtung der Anforderungen an „feuergefährdeten Betriebsstätten“

Nach Erfahrungen der Württembergischen Versicherung sind PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Gebäuden – wie die Gebäude selber – einem erhöhten Brandrisiko ausgesetzt [18]. Dies liegt vermutlich u. A. daran, dass in derartigen Gebäuden häufig brennbare Stoffe lagern oder Staubablagerungen auftreten und dabei nicht selten die Anforderungen an die Errichtung von elektrischen Anlagen in „feuergefährdeten Betriebsstätten“ [18] missachtet werden.

Diese Anforderungen sind in einer frei verfügbaren Broschüre des Verbands der Sachversicherer (VdS) gut verständlich dargestellt [25].

Die Beachtung dieser Vorgaben reduziert die Gefahr der Brandausweitung und damit den Gesamtschaden.

Gemäß diesem Dokument ist die wichtigste Forderung, dass Betriebsmittel von PV-Anlagen außerhalb des brandgefährdeten Bereiches zu installieren sind. Im gefährdeten Bereich dürfen nur elektrische Betriebsmittel eingesetzt werden, die „zum unmittelbaren Betrieb in diesen Bereichen erforderlich sind“

In vielen Fällen werden Wechselrichter auf Holz montiert. Dies ist grob fahrlässig und in der Regel zudem laut Produktunterlagen der Hersteller untersagt!

Zwei Beispiele illustrieren das:

Im ersten Fall wurden Wechselrichter und Leitungen auf OSB Platten montiert, siehe Bild 3-32. Ein Brand beschädigte Komponenten im Technikraum einer PV Installation. Dabei geriet auch die zur Montage verwendete OSB Platte in Brand. Offenbar gab es sonst wenig brennbares Material und die Feuerwehr kam schnell, so dass der Schaden begrenzt blieb.



Bild 3-32: Montage der Wechselrichter auf OSB Platte, Links: hier ist es passiert, Foto: Freiwillige Feuerwehr der Gemeinde Perl, 2011, Rechts: Hier sieht es optisch gut aus, ist aber nicht brandschutzgerecht, Foto: W. Schröder, PV-Sachverständiger, 2014

Die Feuerwehr Ellwangen berichtet in 2009 von einem glimpflich verlaufenen Brandfall „Schwelbrand in landwirtschaftlichem Anwesen“. Der Brand wurde relativ schnell bemerkt, so dass kein größerer Schaden entstanden ist.

Im folgenden Bild 3-33 ist zu sehen, dass vermutlich aufgrund eines durch Tierfraß beschädigten Kabels an einer Photovoltaikanlage im nicht genutzten Heustock der Scheune, ein Schwelbrand entstanden war.“



Bild 3-33: Glimpflich verlaufener Brandfall (Foto: Feuerwehr Ellwangen)

Der Brandverlauf in diesem Fall war sicher ein Glücksfall, da das Stroh nicht in Brand geraten ist.

In einer ähnlichen Montagesituation entflammten Holz und Stroh und als die Feuerwehr eintraf, stand das Gebäude im Vollbrand. Es entstand ein Totalschaden [26].

3.3.4 Grossbrände

Zu zwei großen Schadensfällen, wo jeweils eine PV-Anlage auf einem Industriedach einen Vollbrand des Gebäudes ausgelöst haben soll, läuft aktuell (2013) noch die Ursachenforschung. In einem dieser Fälle gibt es laut Gutachter Hinweise, dass ausgerechnet ein falsch ausgelegter Feuerwehrscharter (!) den Brand ausgelöst hat, weil er den Schaltlichtbogen nicht löschen konnte.

Der Brand griff in beiden Fällen schnell auf das Gebäudeinnere über. Aus Erfahrungen mit ähnlichen Anlagen lässt sich vermuten, dass die Leitungen der PV Anlagen durch einfache Dachdurchdringungen in das Gebäude geführt wurden und keine Brandschottung angewendet wurde. Vermutlich wurde so dem Lichtbogen per Kabelbündel ein direkter Weg ins Gebäude gebahnt.

Bei einem weiteren Großbrand geriet die besandete Bitumen-Dachbahn in Brand. Diese gilt normgemäß als „harte Bedachung“, also als Schutz gegen strahlende Wärme und Flugfeuer. In Verbindung mit einer aufgestellten PV-Anlage reicht die Schutzwirkung nicht aus, wie ein von einer PV Anlage ausgelöster Brand in Goch (1.4.2012) eindrucksvoll zeigte. Er fasste schnell die große Dachfläche einer Lagerhalle und löste brennend abtropfenden Bitumenfluss aus (Bild 3-34).

Bei solchen Dächern sollten vorbeugende Brandschutz-Maßnahmen entsprechend Kapitel 6.1 ergriffen werden, um das Risiko, dass aus einem schlechten Kontakt ein Großbrand wird, zu minimieren.



Bild 3-34: Lichtbogenereignis in einer dach-aufgeständerten PV-Anlage. Links: Bitumen Dachbahnen brennen unter starker Rauchentwicklung und tropfen brennend ab. Rechts: Glücklicherweise konnte das Gebäude gerettet werden, Fotos: Freiwillige Feuerwehr Goch

3.3.5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die pro Jahr gemeldeten Brände haben in den letzten Jahren stark zugenommen (Bild 3-18). Dies korreliert mit dem großen Zuwachs an installierten PV-Anlagen in den letzten Jahren.

Gutachter haben wiederholt festgestellt, dass bei sehr vielen PV Anlagen elementare Installationsanforderungen verletzt werden.

Fazit der Brandfallanalysen

Es ist absehbar, dass in den kommenden Jahren ein deutlicher Anstieg von Bränden durch PV Anlagen zu erwarten ist. Mit zunehmender Alterung der Materialien werden Isolationsfehler, Kontaktprobleme und Übergangswiderstände zunehmen. Unter ungünstigen Bedingungen können diese Fehler einen Brand auslösen.

Empfehlungen zur Risikoreduzierung

Abhilfe gegen die bisher gefundenen Fehler sehen wir auf drei verschiedenen Ebenen:

- **Installateursausbildung** – Durch fachmännische und qualitätsbewusste Installation können die meisten Installationsfehler vermieden werden.
- **Inspektionen** (Prüfungen) - Solide Abnahmeprüfungen helfen, Anfangsfehler zu erkennen und Wiederholungsprüfungen helfen, versteckte Installationsfehler und sich entwickelnde Produktfehler aufgrund von Alterungen oder Defekte aufgrund von außergewöhnlichen Belastungen (Unwetter) zu erkennen.
- **Technologieentwicklung**
 - Vermeidung von Schraubverbindungen in den Laststromkreisen
 - Lichtbogendetektoren können prinzipiell einen Lichtbogen abschalten

Detaillierte Empfehlungen sind im Kapitel 0 zusammengestellt.

3.4 Schadensanalysen eines Systemhauses

3.4.1 Schäden in der Wareneingangsprüfung

Um ihren Kunden eine konstant hohe Qualität der Produkte, insbesondere der PV-Module, gewährleisten zu können, führt die Energiebau Solarstromsysteme GmbH eine umfangreiche Wareneingangsprüfung durch. Dabei werden den eingegangenen Lieferungen Stichproben nach DIN ISO 2859 entnommen und anhand eines umfangreichen Kriterienkatalogs auf eventuelle Produktionsfehler oder Transportschäden untersucht.

Zuerst erfolgt die visuelle Prüfung, bei der die Einhaltung der Fertigungstoleranzen kontrolliert wird. Erfasst werden dabei unter anderem die Abmaße und Verarbeitung des Rahmens, die Lage der einzelnen Zellen zueinander, die Qualität der Verglasung und Laminierung sowie die Kontaktierung zwischen Zelldruck, Busbars und Main-Busbars. Ebenfalls inspiziert werden Anschlussdose und -leitung, Steckverbinder und das Modullabel.

Nach der optischen Begutachtung wird eine Elektrolumineszenz (EL)-Prüfung durchgeführt. Dafür wird das Modul als Ganzes fotografiert. In den dabei entstandenen Aufnahmen lassen sich Zellbrüche und mangelhafte Kontaktierungen leicht erkennen.

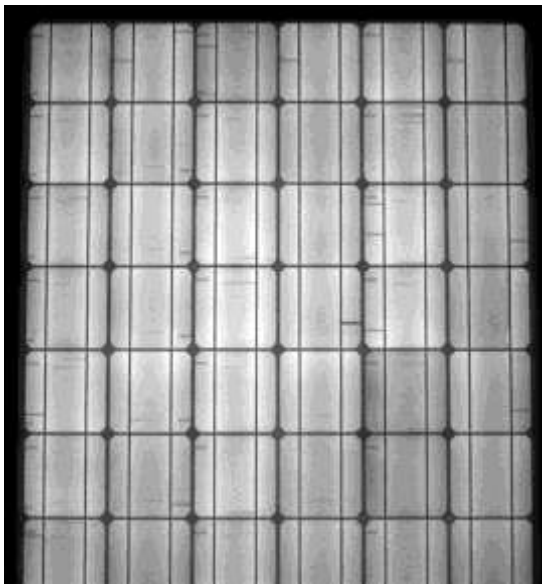


Bild 3-35: EL-Aufnahme eines intakten Moduls

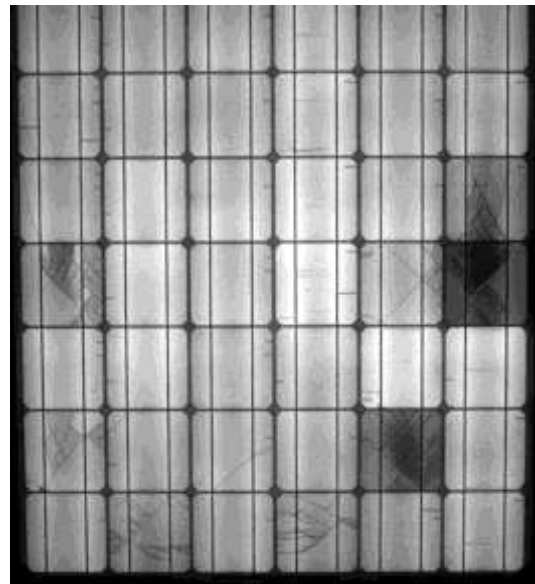


Bild 3-36: EL-Aufnahme eines Moduls mit Mikrorissen und Zellbrüchen

Zwischen März 2011 und März 2013 wurden bei Energiebau fast 24.000 Module geprüft, von denen 20,2 % Mängel aufwiesen. *Dieser Anteil ist allerdings nicht repräsentativ für alle vom Hersteller ausgelieferten Module.*

Die Prozesse im Wareneingang sind so strukturiert, dass Chargen mit Verdacht auf schlechtere Qualität häufiger geprüft werden. Außerdem werden weitere Module der Lieferung untersucht, sofern die Stichprobe aus einer Lieferung Mängel zeigen.

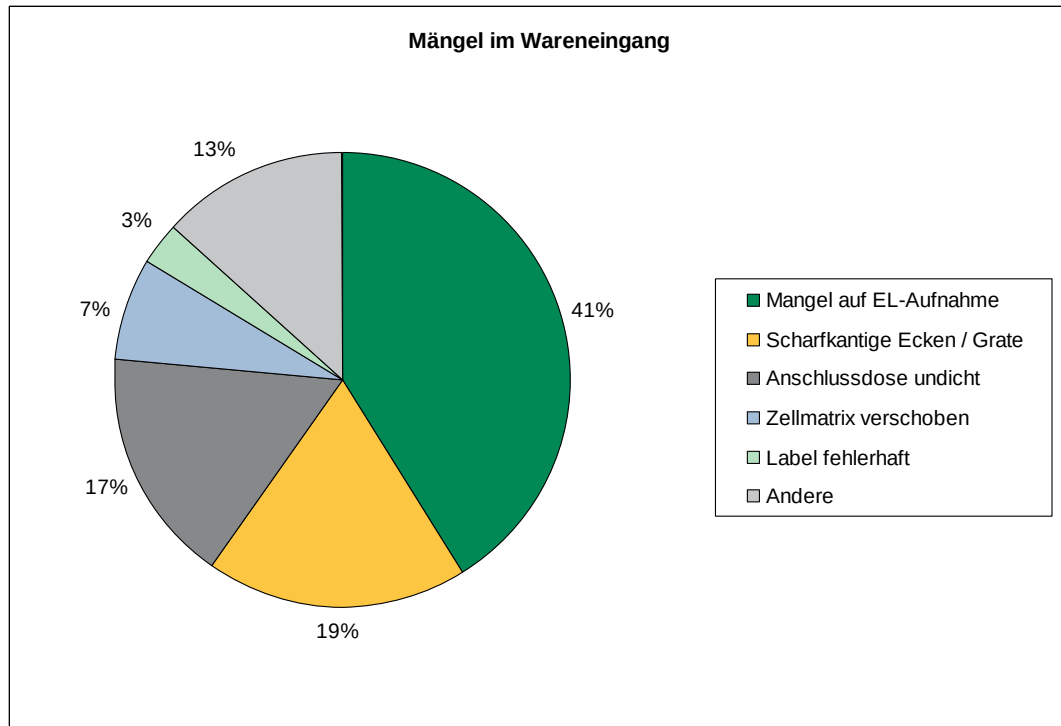


Bild 3-37: Häufig auftretende Schäden in der Wareneingangsprüfung (über 50 Stück/Jahr)

Der in der Wareneingangsprüfung am häufigsten festgestellten Mängel sind Fehler auf dem EL-Bild. Das sind überwiegend Zellbrüche, können aber auch mangelhafte Kontaktierungen oder Zelldrucke sein.

Am zweithäufigsten sind schlecht verarbeitete Rahmen mit Graten oder scharfkantigen Ecken. Diese entstehen, wenn Rahmenteile ungenau gefertigt oder gefügt werden.

Weitere Mängel sind ungenau gefertigte Deckel für Anschlussdosen, die durch ihren schlechten Sitz zu Undichtigkeit führen, Verschiebungen der Zellen sowie fehlerhaft gedruckte oder geklebte Typschilder.

Etwa 13 % der Beschädigungen entfallen auf andere weniger häufige Fehler, unter anderem fehlerhafte Zelldrucke, optische Beeinträchtigungen und Delaminationen (siehe auch Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Anteil der häufigsten Schadensbilder an der Gesamtzahl der Schäden

Fehlerbezeichnung	Relative Häufigkeit in %
Mangel auf EL-Aufnahme	41 %
Scharfkantige Ecken / Grate	19 %
Anschlussdose undicht	17 %
Zellmatrix verschoben	7,2 %
Label fehlerhaft	3,0 %
Fehlerhafter Zelldruck	1,7 %
Farbabweichung	1,5 %
Kratzer	1,4 %
Seitlich verschobene Zellverbinder	1,1 %
Fremdkörper im Modul	1,1 %
Glasfehler	0,8 %
Dellen in Rückseitenfolie	0,8 %
Abweichung vom rechten Winkel	0,8 %
Delamination	0,8 %
Verformungen / Dellen	0,6 %
Silikonrückstände	0,6 %

3.4.2 Schäden bei Reklamationen

Trotz umfangreicher Qualitätskontrollen kommt es immer wieder vor, dass Module fehlerhaft an den Kunden ausgeliefert oder während des Transports dorthin beschädigt werden. Diese Mängel werden dann als Reklamationen erfasst, wobei sich aus verschiedenen Gründen eine völlig andere Verteilung der Schadensbilder ergibt.

Zum einen konnten vor der Auslieferung bereits bestimmte Mängel in der Wareneingangsprüfung erkannt und dem Hersteller reklamiert werden. Außerdem werden bestimmte Beeinträchtigungen erst nach längerer Betriebszeit offensichtlich und können deswegen erst beim Kunden bemerkt werden. Dazu gehören z.B. Minderleistungen durch potenzial induzierte Degradation (PID).

Zuletzt können Schäden wie Kratzer, Dellen, Zell- oder Glasbrüche auch erst beim Transport zum Kunden oder durch unsachgemäßes Handling auf der Baustelle entstehen.

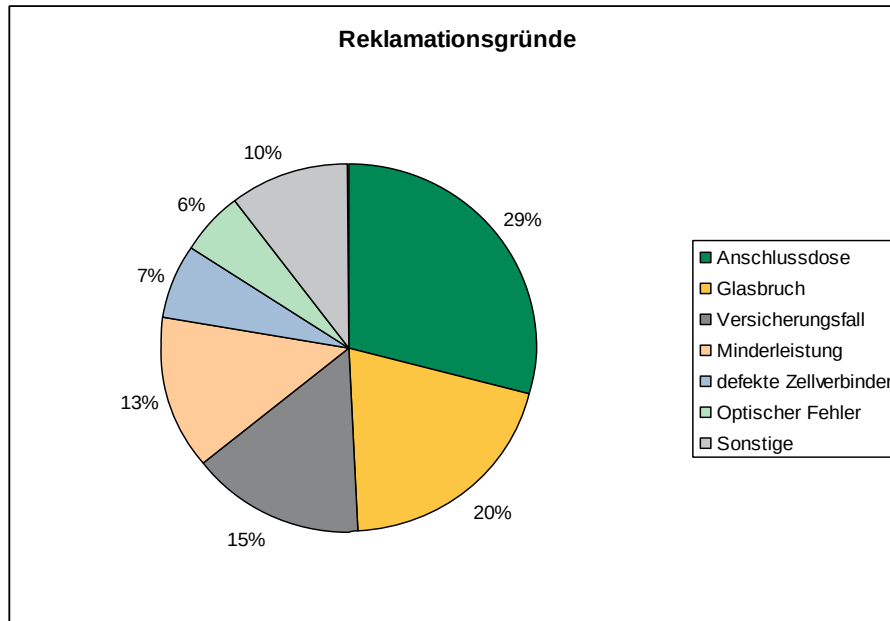


Bild 3-38: Fehlerhäufigkeiten bei reklamierten Modulen

Der über alle Hersteller häufigste Reklamationsgrund waren defekte Anschlussdosen.

Neben aufgrund schlechter Verarbeitung abgefallenen Gehäusen und Gehäusedeckeln beinhaltet dieser Punkt auch fehlerhafte Lötstellen und defekte Bypass-Dioden. Aufgrund der Häufigkeit dieses Fehlers könnte von defekten Anschlussdosen ein besonderes Lichtbogenrisiko ausgehen.

Weitere häufige Fehler sind allgemeine Versicherungsfälle und Glasbrüche, die meistens beim Transport oder der Montage entstehen, aber auch von überhitzten Zellen hervorgerufen werden können.

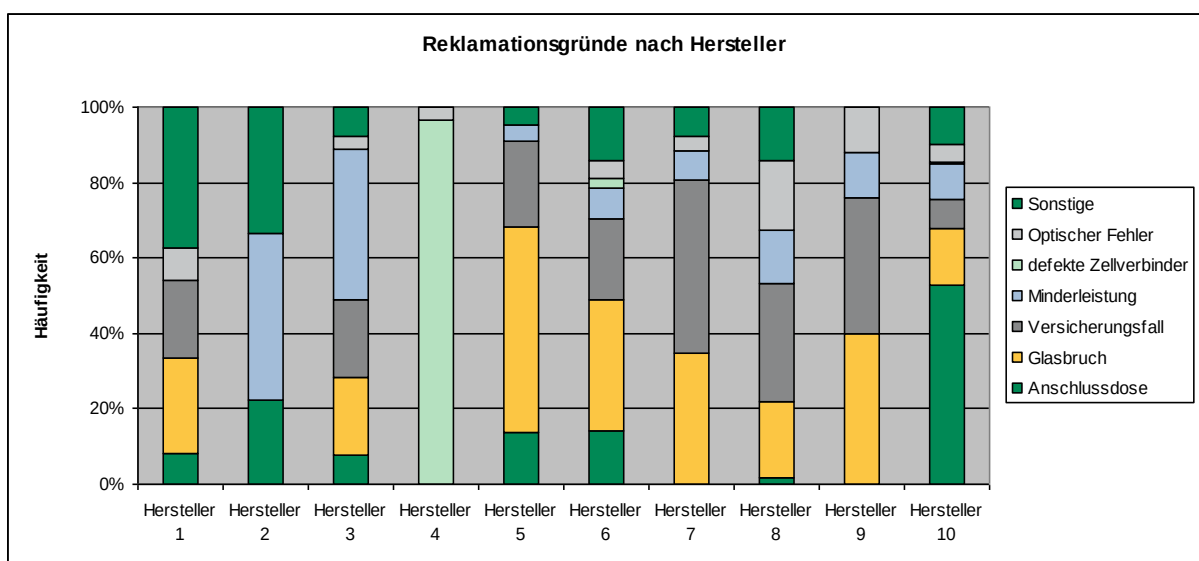


Bild 3-39: Häufigkeit von Schadensbildern bei verschiedenen Herstellern

In Bild 3-39 ist deutlich zu erkennen, dass bei Hersteller 10 die meisten Reklamationen wegen eines Defektes der Anschlussdose reklamiert worden sind. Weiterhin ist zu erkennen, dass Hersteller 4 ein Problem mit schlecht kontaktierten Verbindungen zwischen den Zellen hat.

Insgesamt fällt auf, dass beim Endkunden deutlich mehr transportbedingte Schäden auftreten. Das lässt darauf schließen, dass Module trotz Hinweisen in den Montageanleitungen auf der Baustelle unsachgemäß gehandhabt werden.

Minderleistungen und defekte Zellverbinder sind dagegen in fertigen Anlagen wesentlich seltener zu finden als in der Wareneingangsprüfung. Das zeigt, dass EL-Aufnahmen ein effektives Mittel sind, um solche Fehler zu erkennen und die betroffenen Module herauszufiltern.

3.5 Potentielle Lichtbogen-Risikostellen in PV-Anlagen

3.5.1 Modul

3.5.1.1 Zellverbinder

Wesentliche Schwachstellen für die Entstehung eines Lichtbogens innerhalb eines PV-Moduls stellen die Lötverbindungen dar.

Besonders viele Lötstellen finden sich bei der Verbindung zwischen den einzelnen Solarzellen. Die Busbars der Zellen werden hierbei über aufgelötete Zellverbinder kontaktiert. Daher spielt es eine Rolle, wie viele Busbars und somit Zellverbinder die verbauten Solarzellen besitzen. Bei größeren Zellen werden heute oft drei Busbars verbaut, um auch bei Ausfall von einzelnen Kontaktübergängen oder lokalen Temperaturerhöhungen Redundanzen und eine gleichmäßige Verteilung der Zellströme zu schaffen – der Ausfall oder die Trennung nur eines Busbars reicht dann nicht, um einen Lichtbogen zu zünden [5].

In einer Kurzrecherche wurde an 50 aktuell auf dem Markt befindlichen, kristallinen PV-Modulen die Anzahl der Zellverbinder gezählt. Hierbei stellte sich heraus, dass der Großteil der Module mit zwei Busbars verbaut wird (Bild 3-40).

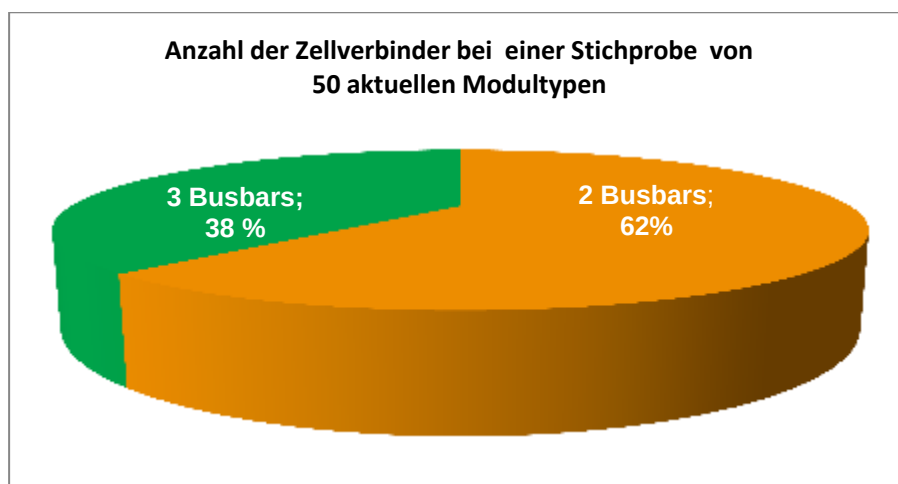


Bild 3-40: Anzahl der eingesetzten Zellverbinder bei verschiedenen Modultypen

Eine detailliertere Auswertung des Solar-Systemhauses Energiebau ergab, dass bei 5“-Zellen stets nur zwei Busbars verwendet werden. Bei 6“-Zellen ist sowohl der Einsatz von zwei als auch von drei Busbars üblich.

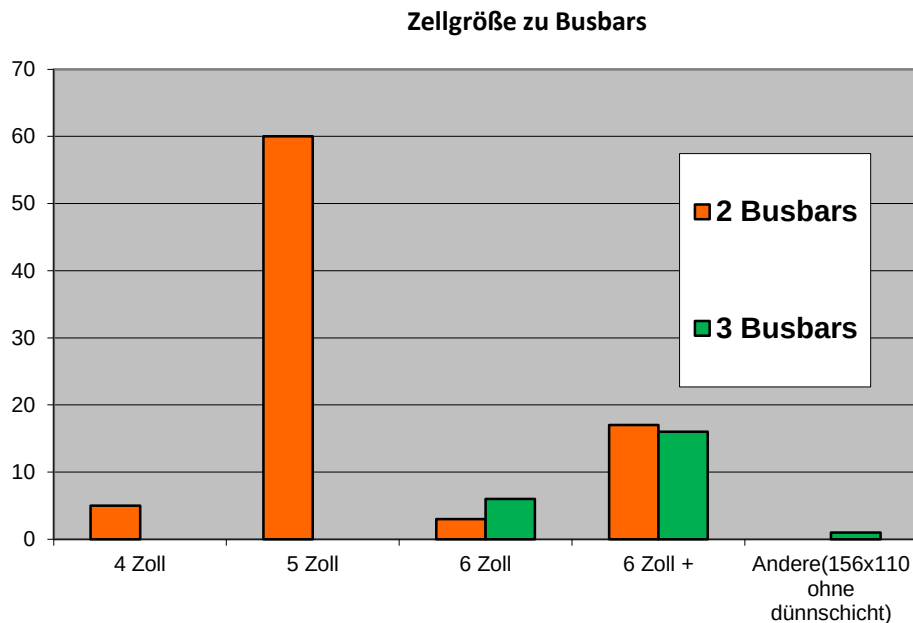


Bild 3-41: Häufigkeit der Anzahl der Busbars in Abhängigkeit von der Zellgröße

Die Übersicht basiert auf Daten repräsentativer Module vom Markt. Jeder zusätzliche Zellverbinder erhöht die Redundanz. Falls defekte Lötkontakte auftreten, kann der Strom über andere Busbars fließen.

Bei drei Busbars ist deshalb die Entstehung eines Lichtbogens an Zellkontaktierungen weniger wahrscheinlich. Andererseits wird dadurch die Zellfläche geringfügig verringert, die aktiv zur Stromerzeugung genutzt werden kann.

Ein Lichtbogen an einem Zellverbinder kann dann auftreten, wenn nur noch einer der Zellverbinder eine leitende Verbindung aufweist und wenn an dieser Stelle ebenfalls der metallische Kontakt verloren geht.

Letzteres ist dann zu erwarten, wenn der Kontakt bereits schlecht ist und die entstehende Wärme zu einem weiteren Abschmelzen des Kontaktmaterials führt. Zusätzlich muss die zum betroffenen Zellstring zugehörige Bypassdiode unterbrochen sein, da die Spannung eines einzelnen Zellstrings für die Zündung eines Lichtbogens nicht ausreicht. [27] [28]

Um diese Fehlerkette abzubilden, wurden beim TÜV Rheinland Experimente mit präparierten Modulen durchgeführt. Bei einem Modul wurden zwischen zwei einzelnen Zellen beide Zellverbinder getrennt und die Bypassdioden aus der Anschlussdose entfernt. Anschließend wurden Lichtbögen gezündet, die Temperaturen weit oberhalb der Schmelztemperatur (600°C) von beispielsweise thermisch vorgespanntem Glas erzeugten (Bild 3-42). Das Frontglas und die photoaktiven Siliziumschichten schmolzen und tropften brennend ab [29].



Bild 3-42: Auswirkungen eines provozierten Lichtbogens durch Durchtrennen der Zellverbinder, Fotos: TÜV Rheinland

Der Lichtbogen brennt solange weiter, bis keine ausreichende Spannung mehr anliegt, um ihn aufrecht zu erhalten. Dies kann dadurch erreicht werden, dass die Spannung abgeschaltet wird, oder dadurch, dass der Abstand zwischen den Lichtbogenkontakten wächst. Wird dieser so groß, dass die zur Verfügung stehende Spannung nicht mehr ausreicht, so verlöscht der Lichtbogen. Dies kann allerdings sehr lange (mehrere Minuten) dauern.

Der Lichtbogen brennt nicht nur an den direkten Kontakten der Zelle, sondern er kann auch zwischen den Zellen weiterbrennen. So wandert der Lichtbogen zwischen den Zellen hin und her. Auf Grund der großen Materialmenge, die hierbei zur Verfügung steht, brennen die Kontakte nur geringfügig ab. Bei den Versuchen im Labor wurde der Lichtbogen immer durch das Abschalten der Spannung gelöscht. Der am längsten brennende Lichtbogen wurde nach 16 Minuten abgeschaltet. In dieser Zeit wanderte der Lichtbogen mehrfach von der einen Zellseite zur anderen.

Bis zum Verlöschen des Lichtbogens gibt dieser sehr viel Hitze ab, wodurch die umliegenden Modulmaterialien stark beschädigt werden. Diese brennen zwar auch, verlöschen aber einige Zeit nach dem Abschalten des Lichtbogens von selbst wieder. Bis dahin lodern die Flammen allerdings intensiv aus der Unterseite des Moduls. Bei einem sehr lange brennenden Lichtbogen steigen die Temperaturen so weit, dass das Glas schmilzt (1000 °C bis 1500 °C) und flüssiges Silizium vom Modul heruntertropft.

Auslöser von Lichtbögen in der Realität können vorangegangene „Hot-Spots“ sein, die üblicherweise an gelöteten Zellverbindern, aber auch den Lötungen zwischen Zellverbindern und modulinternen Sammelschienen auftauchen können.

3.5.1.2 Modulanschlussdose

Neuere Untersuchungen haben ergeben, dass die Verbindung zwischen Kontaktklemme und Anschlussleitung in der Modulanschlussdose besonderer Aufmerksamkeit bedarf. Aufgrund der Konstruktion steht hier genügend Kontaktmaterial zur Verfügung, um einen Lichtbogen dauerhaft stabil zu halten. Darüber hinaus ist mit dem Dosenmaterial, welches im Allgemeinen aus Kunststoff besteht, brennbares Material in räumlicher Nähe vorhanden. Ein mögliches Übergreifen des Lichtbogens auf die Umgebung muss in Betracht gezogen und das Risiko als hoch eingestuft werden.



Bild 3-43: Anschlussdose nach Lichtbogen zwischen Anschlussleitung und Anschlussklemme [5]

Die rote Leitung zwischen den beiden Klemmen in Bild 3-43 dient zur Überbrückung des bereits durch frühere Tests defekten Moduls. Der Lichtbogen trat bei der linksseitigen Leitung auf.

Die Auswirkungen eines Brandes in einer Modulanschlussdose können also beträchtlich sein. Ob aber überhaupt ein Brand entstehen kann, hängt von mehreren Faktoren ab:

- (1) Stabilität der Verbindungen (und der Zugentlastung)
- (2) Korrosionsschutz (Dichtigkeit)
- (3) Wärmeableitung in der Anschlussdose (Bypassdioden)
- (4) Brandrelevante Materialeigenschaften
- (5) Blitz –und Überspannungsschutz

Um eine Abschätzung der tatsächlichen Brandgefahr vorzunehmen, soll an dieser Stelle ein Überblick über die auf dem Markt befindlichen typischen Konstruktionen und Materialien gegeben werden.

Zu 1. Stabilität der Verbindungen

Die aktuellen Entwicklungen bei den Anschlussdosenherstellern erfolgen unter der Prämisse der Automatisierbarkeit und der Prozesssicherheit (z.B. Spelsberg, Phoenix Contact, Conergy), um eine gleichbleibend hohe Qualität der Fertigung sicherstellen zu können (Verschmutzungsgefahr senken, langzeitstabile Verklebungen - Dichtheit).

Grundsätzlich gibt es 3 Möglichkeiten von Leitungsverbindungen (Bild 3-44):

- Lötverbindungen
- Klemmverbindungen
- Schraubverbindungen



Foto: Günther Spelsberg, Klemmen

Foto: Mitsubishi Electric Corporation, verlötete Kontakte

Bild 3-44: Kontaktvarianten

Klemmverbindungen sind wenig fehleranfällig. Von der Verwendung von ungefederten Schraubverbindungen ist heutzutage abzuraten, da diese nur bei optimaler Montage zuverlässigen Kontakt bieten und dieser bei zunehmender Materialalterung immer schlechter werden kann, während sich die Klemmverbindung selbsttätig nachstellt.

Doch selbst Lötverbindungen können bei nicht sachgerechter Montage versagen. Tendenziell liegt dieses Risiko am ehesten bei Handlötprozessen. Auf dem Markt sind derzeit alle drei Verbindungstechniken (Bild 3-44) zu finden, überwiegend werden Klemmverbindungen unterschiedlichster Art und Güte verwendet.

Außerdem spielt eine solide und zuverlässige Zugentlastung eine große Rolle, da sowohl kurzzeitig (z.B. bei Transport und Installation) als auch dauerhaft (z.B. durch das Gewicht der Kabel) Zugkräfte auftreten können. Es muss sichergestellt sein, dass diese Kräfte nicht die Qualität der Verbindung beeinträchtigen können.

Zu 2. Korrosionsschutz

Anschlussdosen werden mit der hohen Schutzart IP65 ausgewiesen.

Unvergossene Anschlussdosen haben möglicherweise infolge von Temperaturwechseln und Feuchteinflüssen Nachteile gegenüber vergossenen Anschlussdosen. Das Risiko, dass Feuchtigkeit in die Dose eindringen kann und die Kontaktstellen korrodieren, ist hierbei höher. Außerdem ist im Falle eines Lichtbogens eine höhere Sauerstoffzufuhr gegeben, was die Erhaltung des Lichtbogens und somit die Brandentstehung begünstigt.

Eine Vergussmasse bringt mehrfachen Nutzen: Dichtheit, elektrische Isolierung und Brandhemmung [30]. Nachteilig ist dagegen die mangelnde Wartungsfreundlichkeit. Ein gegebenenfalls nötiger Austausch von defekten Bypassdioden ist nicht möglich. Es ist zu beachten, dass manche Klemmverbindungen nicht vergossen werden dürfen, weil dadurch die Nachstellung stark behindert wird und in Folge eine Überhitzung oder gar ein Lichtbogen entstehen können.

Zu 3. Wärmeableitung in der Anschlussdose

Anschlussdosen sind auch im Normalbetrieb erhöhten Temperaturen ausgesetzt. Im Fehlerfall kann sich die Temperatur in der Dose auf über 200 °C erhöhen, im Falle eines Lichtbogens werden Temperaturen von mehreren 1000 °C erreicht. Neben der entsprechenden Materialauswahl ist eine schnelle Ableitung der entstehenden Wärme daher sehr wichtig.

Bild 3-45 zeigt hierzu verschiedene Lösungen, u.a. Abstandshalter zum Modul (Huber & Suhner, Produktfamilie HA3 und RH3), Metallplatten mit Kühlrippen (Aluminium, FPE Fischer, Solon), Ummantelungen mit wärmeleitfähigem Silikon, wärmeleitfähige Verbindungen zum Alu-Rahmen (Spelsberg). Dabei ist jedoch die Einhaltung der Bedingungen für Schutzklasse 2 zu beachten.



Foto: Huber & Suhner, Anschlussdose mit Abstandshalter



Foto: FPE Fischer, Aluminium-Anschlussdose mit Kühlrippen

Bild 3-45: Wärmeableitungen

Zu 4. Brandrelevante Materialeigenschaften

Auch aktuelle Anschlussdosen werden fast ausschließlich aus Kunststoffen gefertigt. Diese Materialien müssen folgende Anforderungen erfüllen:

- Temperaturbeständigkeit
- Flammwidrigkeit und Halogenfreiheit
- Festigkeit
- Witterungsbeständigkeit
- Kälteschlagfestigkeit.

Dafür stehen eine Reihe technischer Kunststoffe, wie Ultramid®-A3XZG5 (PA) von BASF oder RYNITE® PET - Kunststoffe (PES) von DuPont zur Verfügung. Diese sind thermoplastisch und mineralisch verstärkt, z. B. durch Glasfaseranteile.

Auf dem Markt sind seit 2007 ebenfalls Anschlussdosen aus Aluminium, z.B. von FPE Fischer (aktuell FPEAL008 Intersolar 2011, [31]). Auch bei diesen Dosen befindet sich im Inneren eine Kunststoffbox zur Aufnahme der elektrischen Anschlüsse. Die Aluminiumausführung der Außenhaut ist laut Hersteller ein Garant für eine extrem lange Haltbarkeit im Außenbereich und unkritisch bei Überhitzungen - also langlebig, sicher, wartungsarm und leistungsstabil.

Verwendet wird die Aluminiumdose u.a. bei Solar Energy, SOLAR MODUL ISE 175M/B oder Sunworxs GmbH, SUNWORX SW 240P.

Als Leitermaterial wird bei Solarkabeln (DC-Leitungen) verzinnter Kupferdraht verwendet. Die Kabel müssen nach Vorschrift eine Betriebstemperatur von 120 °C aushalten. Die Temperatur bei einem länger andauernden Kurzschluss liegt sogar bei ca. 250°C. Dieser Temperatur müssen die Kunststoffmaterialien standhalten.

Zu 5. Blitz- und Überspannungsschutz

Eine PV-Anlage erhöht im Allgemeinen nicht die Wahrscheinlichkeit eines Blitzeinschlages. Es gibt keine generelle Pflicht zur Installation eines Blitzschutzes für PV-Anlagen. Existiert auf einem Gebäude bereits ein Blitzschutzsystem, so ist bei nachträglicher Installation einer PV-Anlage diese in das bestehende Konzept mit einzubinden. Bei öffentlichen Gebäuden ist für eine PV-Anlage ein Blitzschutzsystem zu installieren.

In Kapitel 1.3.1.1 sind die gültigen Normen und Richtlinien aufgeführt, die hinsichtlich Blitz- und Überspannungsschutz zu beachten sind.

Die Auswirkungen eines direkten oder indirekten Blitzschlages müssen getrennt betrachtet werden.



Bild 3-46: Direkter Blitzschaden an einer 10 Jahre alten Anlage (Quelle: Photovoltaik-Büro Ternus&Diehl GBR)

Im seltenen Fall eines direkten Blitzeinschlages in den Solargenerator ist mit einer erheblichen Beschädigung der Module zu rechnen (siehe Bild 3-46). Eine Brandentstehung aufgrund der Hitzewirkung des Blitzstromes ist nicht auszuschließen. Die Bypassdiode ist sehr wahrscheinlich durchgeleitet und falls keine blitzstromtragfähigen Überspannungsableiter eingebaut sind, ist der Wechselrichter wahrscheinlich defekt.

Viel häufiger sind allerdings indirekte oder Nah-Einschläge, bei denen ein Blitzteilstrom in einem nahe gelegenen Teil einer Blitzschutzanlage oder über die Elektroinstallation fließt bzw. dort eine Überspannung induziert wird.

In diesem Fall kann ein gestaffelter Überspannungsschutz am PV-Generator bzw. an der Netzeinspeisestelle die Gefahr einer Beschädigung der Bypassdioden und des Wechselrichters stark verringern (innerer Blitzschutz). Schottky-Bypassdioden sind aber nach wie vor stark gefährdet, siehe folgendes Kapitel.

Besonders bei rahmenlosen Modulen können bei Blitzschutzanlagen in geringer Entfernung (weniger als etwa 1-2 m) zu den Modulen auftretende Teilblitzströme auch in den modulinternen Verdrahtungsschleifen bereits so hohe Spannungen induzieren, dass Schäden an den zugehörigen Bypassdioden auftreten.

Gerahmte Module sind etwas weniger empfindlich, aber auch hier können sehr geringe Abstände von weniger als etwa 40-80 cm kritisch sein [32].

Mit der in letzter Zeit festzustellenden Entwicklung von mehrfachen elektronischen Schutzeinrichtungen innerhalb der Modulanschlussdose (intelligente Anschlussdose) wird auch das Thema Überspannungsschutz aufgegriffen.

Fazit

Die Risiken im Bereich der Anschlussdose sind bezüglich der Auswirkung von Lichtbögen und der Entwicklung von Bränden verglichen mit anderen Komponenten als hoch einzustufen. Deshalb ist eine gute Verbindungstechnik besonders wichtig, um brandauslösende Erhitzungen und Lichtbögen weit möglichst zu vermeiden.

Zudem sind günstige Korrosions-, Wärmeableitungs-, Material- und Überspannungseigenschaften wichtige Faktoren bei der Konstruktion einer brandrisikoarmen Modulanschlussdose.

3.5.1.3 Bypassdiode

Um Solarzellen vor unzulässig hohen Sperrspannungen aufgrund nicht aktiver (z.B. abgeschatteter) Zellen zu schützen, werden üblicherweise Bypassdioden eingesetzt. Diese werden meist in die Anschlussdose integriert und sorgen dafür, dass der von den übrigen Modulen erzeugte Strom über die Dioden und an den abgeschatteten Solarzellen vorbei geleitet wird.

Wo früher hauptsächlich P/N-Dioden eingesetzt wurden, sind nun vermehrt Schottky-Dioden im Einsatz, die geringere Verlustwärme entwickeln. Die Durchbruchsspannung in Sperrrichtung ist bei ihnen jedoch wesentlich geringer, sodass sie durch singuläre Überspannungs-Ereignisse (z.B. Stoßspannung durch nahe gelegene Blitzeinschläge) beschädigt werden können.

Schottky-Dioden haben ferner die Eigenschaft, dass sie bei hohen Temperaturen deutliche Sperrströme aufweisen, die zu einer thermischen Instabilität (Thermal Runaway) führen können.

Es treten drei mögliche Fehlerfälle auf:

Die Dioden sind permanent leitend (nicht-perfekter Kurzschluss), teilleitend (deutlich erhöhter Leckstrom/Erwärmung) oder unterbrochen, was den ursprünglichen Schutzcharakter aufhebt.

Bypassdioden weisen das Problem auf, dass sie sich, wenn sie über längere Zeit hohe Ströme führen, durch die in ihnen umgesetzte Leistung stark erwärmen. Die Erwärmung kann letztlich zu einer Überhitzung führen, die im Worst case brandauslösend sein kann.

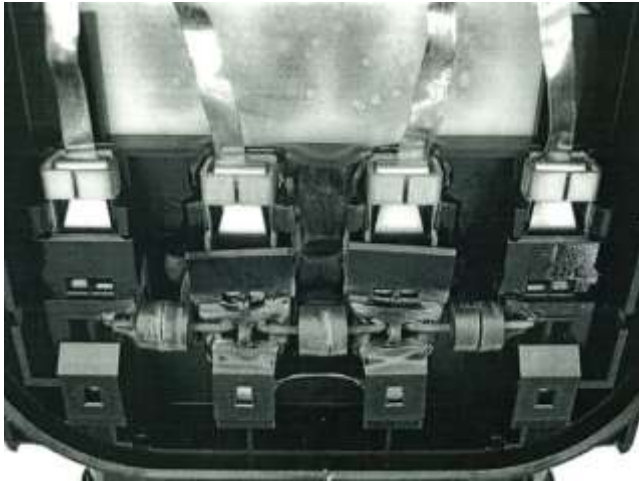


Bild 3-47: Modulanschlussdose mit defekten Bypassdioden infolge eingekoppelter Blitzströme

Eine Modulanschlussdose muss dauerhaft die von den stromdurchflossenen Bypassdioden ausgehende Hitze überstehen. Unabhängig davon birgt Hitzeentwicklung aber immer das Risiko in sich, dass Kontaktverbindungen auf Dauer korrodieren oder gar abschmelzen.

Sollte ein Kontakt einer Bypassdiode langsam schlechter werden, steigt bei fortdauernder Belastung der Diode die im Kontakt entstehende Abwärme. Im finalen Stadium kann dies zu einer sehr starken Überhitzung mit Verschmorung oder einem Lichtbogen führen.

Bei mangelhafter Kontaktierung oder Zerstörung der Diode (z.B. durch Überhitzung) ist die Diode „offen“, das heißt, ihre Schutzfunktion ist nicht mehr gegeben. In diesem Fall können bei Verschattungen oder Kontaktfehlern im Modul Hotspots entstehen, die das Modul schädigen und unter ungünstigen Umständen brandauslösend sein können.

Nach Überspannungen (z.B. Blitzschlag) fällt eine Bypassdiode typischerweise durch (nicht-perfekten) Kurzschluss oder erhöhten Rückstrom (teilleitend) aus. Dies hat einen Ertragsverlust zur Folge, die Schutzfunktion ist aber nicht unbedingt beeinträchtigt. Allerdings kann sich durch andauernden, hohen Stromfluss durch die Diode die Alterung und damit die Lichtbogensgefahr an den Kontaktstellen erhöhen.

Das Risiko von Bypassdioden ist vielfach in der Langzeitbelastung zu sehen. Regelmäßige und andauernde Abschattungen sorgen für gesteigerte Wärmeentwicklung der Dioden mit entsprechend forcierten Alterungsmechanismen. Schottky-Dioden verringern zwar die Wärmeentwicklung, sind aber dafür empfindlicher hinsichtlich Überspannungsereignissen.

Neuartige, diodenlose Schutzschaltungen (sogenannte „Aktive Bypassdioden“ oder „Smart Bypass Diodes“) können dieses Problem deutlich abmildern. Bei diesen Produkten wird die Diode durch einen MOSFET ersetzt, der im angesteuerten Zustand einen Durchlasswiderstand von nur wenigen Milliohm hat, so dass der Spannungsabfall über ihm bei einem Strom von z. B. 10 A nur einige 10 Millivolt beträgt gegenüber etwa 400 ... 600 mV bei konventionellen Dioden. Damit sinkt auch die Wärmeentwicklung um einen Faktor 5... 10, so dass die o.g. Probleme nicht mehr auftreten. Weiterhin verfügen Aktive Bypass-Dioden über einen integrierten Überspannungsschutz und sind damit um ein Vielfaches widerstandsfähiger gegenüber induzierten Überspannungen.

Die Energie zum Ansteuern des MOSFET wird über eine spezielle Ansteuerschaltung aus dem nur geringen Spannungsabfall über dem MOSFET gewonnen, so dass das Bauteil nur zwei Anschlüsse

besitzt und - ohne eine zusätzliche Versorgung - wie eine konventionelle Bypass-Diode eingesetzt werden kann.

Aktive Bypass-Dioden werden beispielsweise von der Fa. MICROSEMI angeboten (LX2400) [31], wobei eine neuartige ultradünne Version (LX2410) sogar zur Einlaminierung in das Modul geeignet ist. Weitere Hersteller sind z. B. STmicroelectronics (z. B. SPV1001) und Texas Instruments (z. B. SM 74611).

3.5.2 Steckverbindungen und Verkabelung

3.5.2.1 Steckverbinder

Ein Photovoltaiksystem weist typischerweise eine hohe Anzahl von Steckverbindungen auf. Sowohl jedes einzelne Modul als auch die Wechselrichter werden üblicherweise über Steckverbinder kontaktiert. Wegen der hohen Anzahl gibt es hier ein erhebliches Potential für die Entstehung von Serienlichtbögen.

Durch die fortschreitende Professionalisierung bei der Komponentenentwicklung sind mittlerweile Steckverbinder auf dem Markt, bei denen unbeabsichtigtes Lösen und Kontaktkorrosion recht sicher verhindert werden können.

Die größten Risiken liegen in der Paarung von Steckverbindern unterschiedlicher Fabrikate und dem Krimpen von Steckverbindern auf Kabel im Feld [33]. Ersteres sollte unbedingt vermieden werden, denn selbst wenn die Stecker zweier unterschiedlicher Hersteller mechanisch zusammenpassen, ist der elektrische Übergangswiderstand möglicherweise deutlich erhöht, was zu einer starken Erwärmung der Komponente führt (Bild 3-48). Teilweise sind sogar Fälschungen von Steckverbinder-Modellen der Markenhersteller aufgetaucht. Die Qualität solcher Produkte ist zweifelhaft und bei einem Verdacht auf Fälschung sollten die Steckverbinder keinesfalls verwendet werden.



Bild 3-48: Ergebnis der Paarung von Steckverbindern unterschiedlicher Hersteller [33]

Müssen Steckverbinder im Feld auf Kabel gekrimpt werden, um den Anschluss zu ermöglichen, muss unbedingt eine vom Hersteller des Steckers benannte Krimpzange mit genau definiertem Anpressdruck verwendet werden. Nur so kann eine gasdichte, dauerhafte Verbindungsstelle garantiert werden (Bild 3-49).

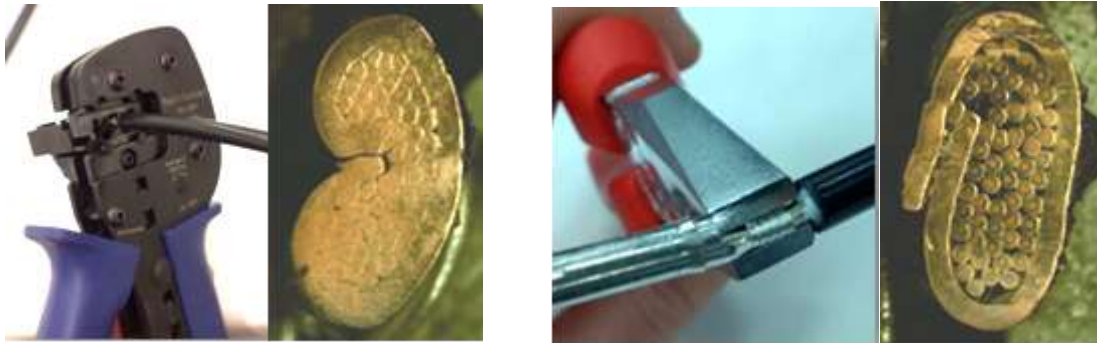


Bild 3-49: Vergleich: Korrektes und inkorrektes Krimpen im Feld [33]

3.5.2.2 Leitungen und Leitungsverlegung

Während Serienlichtbögen hauptsächlich an Kontakt- und Verbindungsstellen auftreten, kann durch schadhafte Kabel ein sehr energiereicher Parallellichtbogen entstehen, wenn dieser eine leitfähige Verbindung zwischen Plus- und Minuspol (oder, bei geerdetem Solargenerator, zwischen dem ungeerdeten Pol und einem auf Erdpotential liegenden Gegenstand) herstellen kann. Dies kann hauptsächlich dann auftreten, wenn die Isolierung der Kabel beschädigt ist.

Als Maßnahme zur Vermeidung von Parallellichtbögen wird die erd- und kurzschlussfeste Leitungsverlegung angewandt. Das heißt, sowohl die Plus- wie die Minusleitung ist doppelt oder verstärkt isoliert oder werden bei einfacher Isolierung in getrennten Leitungsführungssystemen verlegt. Bei vier Isolierschichten zwischen Plus- und Minusleiter ist ein Lichtbogen sehr unwahrscheinlich.

Damit bei einem Blitzschlag nur möglichst geringe gefährliche Überspannungen induziert werden können sollte die Größe der Schleife, die durch die Verkabelung gebildet wird, möglichst gering gehalten werden. Gleichzeitig muss aber die Gefahr eines Parallellichtbogens, also des Kontakts zwischen zwei Leitern entgegengesetzter Polarität, so gering wie möglich gehalten werden. Beide Anforderungen erfüllt man durch eine Verlegung doppelt isolierter Kabel nebeneinander oder noch besser durch *getrennte Verlegung* der beiden Hauptleitungen in direkt benachbarten Kabelrohren.

Weiterhin sollten die Leitungsverlegung so gestaltet werden, dass die Isolierung der Kabel möglichst wenig belastet wird. Das bedeutet, die Verlegung der Kabel sollte so geschehen, dass die Kabel keinem direkten Sonnenlicht ausgesetzt sind, nicht dauerhaft unter Wasser stehen sowie nicht über scharfe Kanten hinweg verlaufen.

Sie sollten so befestigt sein, dass es nicht zu Bewegungen durch den Wind und daraus folgenden Reibungsschäden an der Isolation kommen kann. Erlaubte Biegeradien sollten beachtet und nicht unterschritten werden.

3.5.3 Sicherungen

In den Anfangsjahren der Photovoltaik (1985 – 1995) kamen häufig Strangsicherungen zum Einsatz. Es stellte sich aber heraus, dass sie häufig ausfielen und lokale Überhitzungen oder gar Schaltschrankbrände auslösten.

In der gültigen VDE 0100 Teil 712 sind sie daher nur vorgeschrieben, falls die Strombelastbarkeit einer Leitung überschritten werden könnte. Sie sind deswegen nur noch in sehr wenigen Anlagen eingebaut.

Seit ca. 2 Jahren gibt es spezielle PV-Sicherungen, die so konstruiert sind, dass sie bei richtiger Dimensionierung nicht zufällig auslösen und auch in einem System mit hohen Spannungen (typischerweise bis zu 1000 V_{DC}) einen Überstrom unterbrechen können. Sie sind allerdings mit ca. 10 € pro Stück recht teuer.

Eingehende Untersuchungen haben gezeigt, dass Strangsicherungen nur bei einer sehr begrenzten Klasse von möglichen Fehlern einer PV-Anlage überhaupt helfen können. In allen anderen Fällen nutzt eine Strangsicherung nichts, stellt aber einen zusätzlichen Kostenfaktor und mehrere weitere Kontaktstellen mit entsprechendem Lichtbogenrisiko-Potential dar.

Das einzige Szenario, bei dem Strangsicherungen schützen können, betrifft Rückströme, die parallele Stränge in einen Strang mit teilweise kurzgeschlossenen Bypassdioden treiben können. Der zulässige Rückwärtsstrom für PV-Module beträgt üblicherweise das 2-fache des maximalen Kurzschlussstromes. Nur wenn mehr als 10% der Bypassdioden kurzgeschlossen sind, kann bei voller Sonneneinstrahlung ein Rückwärtsstrom fließen, der diesen Schwellwert überschreitet [34]. Dieser Fehler ist aber sehr unwahrscheinlich.

Es wird daher vorgeschlagen, Strangsicherungen nur bei Anlagen vorzuschreiben, bei denen die PV-Module in einer brennbaren Umgebung eingebaut sind.

Da in einem kurzgeschlossenen Strang eines Solargenerators aus n parallelen Strängen höchstens der (n-1)-fache Kurzschlussstrom eines Stranges fließen kann, ist ein Schutz vor solchen Fehlern im Solargenerator mit Sicherungen in der Praxis erst ab 3 bis 4 parallelen Strängen möglich [35].

Bei der derzeitigen internationalen Überarbeitung der VDE 0100 Teil 712 wird heftig diskutiert, ob Strangsicherungen zum Schutz der PV-Module und der Leitungen vor einem Rückstrom ab 3 bzw. einer zu berechnenden Anzahl von parallelen Strängen wieder verbindlich gefordert werden sollen. Aufgrund des länderübergreifenden Anspruchs dieser internationalen Norm „IEC 60364-9-1: Low-voltage electrical installations - Part 9-1: installation, design and safety requirements for photovoltaic systems (PV)“ ist davon auszugehen, dass Sicherungen gefordert werden, weil in den USA und in Australien die europäischen Konzepte der Schutzisolierung und der erd- und kurzschlussfesten Verlegung wenig verbreitet sind und daher eher mit Parallellichtbögen gerechnet wird, als dies in Europa der Fall ist.

Empfehlung für die Normung:

Für Deutschland schlagen wir ein nationales Vorwort vor, das Strangsicherungen nur bei Anlagen vorschreibt, bei denen die PV-Module in einer brennbaren Umgebung eingebaut sind.

3.5.4 Freischalter und Trennstellen

Bild 3-50 zeigt den schematischen Aufbau einer PV-Anlage mit DC-Schaltstellen, wie sie häufig in der Praxis bei der Installation auf der Gleichstromseite verwendet werden. In der deutschen Errichtungsnorm für Photovoltaikanlagen [36] wird ein Lasttrennschalter (auch DC-Freischalter genannt) auf der DC-Seite des Wechselrichters vorgeschrieben.

Da dieser Schalter einen Wechselrichter auch unter Nennlast oder bei einem eingangsseitigen Kurzschluss des Wechselrichters sicher vom Solargenerator trennen muss, ist auf die korrekte Dimensionierung des Schalters zu achten. Die Verwendung eines DC-Schalters, der für die Bedingungen einer DC-Spannungsquelle ohne Berücksichtigung der Eigenschaften eines PV-Generators (Stromquellen-Charakteristik) ausgelegt wurde, kann zu einem Schaltlichtbogen führen, der nicht mehr gelöscht werden kann!

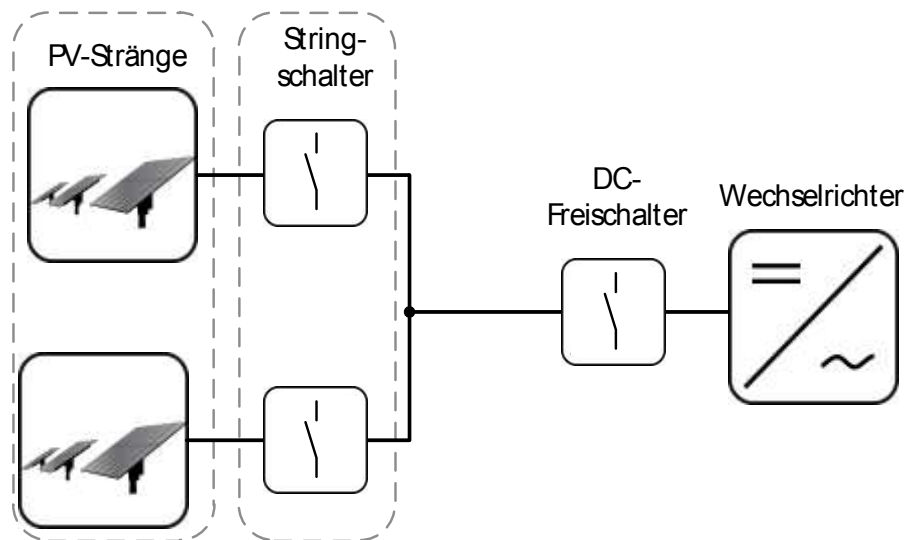


Bild 3-50: Blockschaltbild einer PV-Anlage mit Schaltstellen

Vor allem in größeren PV-Anlagen werden auch Schalteinrichtungen zur Abschaltung einzelner Strings eingesetzt. Aus Kostengründen werden hier oft Trennschalter verwendet. Trennschalter dürfen nicht unter Strom abschalten. Sie dürfen nur betätigt werden, wenn der Stromkreis zuvor von einem Lasttrennelement unterbrochen wurde [37].

Im Hinblick auf die Entstehung von Störlichtbögen in Trennschaltern ist darauf zu achten, dass der Schalter für die Betriebsbemessungsströme ausgelegt ist.

Alternativ sind auch DC-Leitungsschutzschalter, die speziell für die Anforderungen in PV-Anlagen entwickelt wurden, auf dem Markt vorzufinden.

In einigen PV-Systemen werden DC-Schütze verwendet. Sie sind für das ferngesteuerte Ein- und Ausschalten unter Last sowie zum Führen von Strömen bestimmt, aber dürfen nicht als Kurzschlussunterbrecher oder Trennelement verwendet werden [37].

Grundsätzlich erhöht jedes elektrische Betriebsmittel, das eine neue Kontaktverbindung in das System bringt, die Gefahr eines Lichtbogens. Nur durch fachgerechte Dimensionierung und Installation kann dieser Faktor klein gehalten werden.

3.5.5 Generatoranschlusskasten

Mehrere PV-Stränge werden im Generatoranschlusskasten zusammengeführt. Es werden die Strangleitungen, die Gleichstromhauptleitung und ggf. die Potenzialausgleichsleitung angeschlossen.

Der Generatoranschlusskasten beinhaltet Anschlussklemmen und Trennstellen sowie ggf. Strangsicherungen und Strangdioden. Oft werden in Generatoranschlusskästen Überspannungsableiter eingebaut, die zur Ableitung von Überspannungen gegen Erde dienen. Deshalb wird der Potenzialausgleichs- bzw. Erdungsleiter in den Generatoranschlusskasten geführt.

Auch DC-Hauptschalter oder Leitungsschutzschalter werden gelegentlich im Generatoranschlusskasten untergebracht. Vermehrt werden bei größeren Anlagen Strangüberwachungselemente eingesetzt. Diese melden dem Datenüberwachungssystem eine Strangstörung, so dass eine Fehlersuche veranlasst werden kann.

Der Generatoranschlusskasten sollte in Schutzklasse II ausgeführt sein und eine klare Trennung der Plus- und Minus-Seite innerhalb des Kastens aufweisen.



Bild 3-51: Generatoranschlusskasten [Quelle: DGS-Berlin]

Da er im Freien angebracht wird, sollte er mindestens den Schutzgrad IP 54 besitzen sowie witterungs- und UV-stabil sein. Außerdem empfiehlt es sich, den Installationsort so zu wählen, dass der Anschlusskasten vor Regen und direkter Sonneneinstrahlung geschützt wird. Die Zugänglichkeit des Anschlusskastens sollte wegen möglicher, späterer Wartungsarbeiten beachtet werden.

Bei Anschlusskästen mit Schraubklemmen ist auf die exakte Ausführung der Verbindung zu achten, da bei fehlerhafter Ausführung ein ganzer Strang ausfallen kann. Anschlusskästen mit Federzugklemmen oder mit geeigneten anderen Klemmsystemen erfordern keine Adernendhülsen und sind einfach zu handhaben.

Bei der Auslegung des Generatoranschlusskastens ist die VDE 0660-600-1 (EN 61439-1) zu beachten. Zum Aufbau der Schaltung können Reihenklemmen verwendet werden, die auf Hutschienen befestigt werden. Die Plus- und Minusseite muss konsequent getrennt und erd- sowie kurzschlussicher aufgebaut werden.

Strangdioden zur Entkopplung der einzelnen Stränge wurden ursprünglich bei stark verschatteten Anlagen mit zentralem Wechselrichter eingesetzt. Ihre Sinnhaftigkeit ist allerdings sehr fragwürdig.

Werden dennoch Strangdioden eingesetzt, so müssen sie nach VDE 0100-712 eine Spannungsfestigkeit entsprechend der doppelten Generatorleerlaufspannung bei STC aufweisen.

Die Strangsicherungen schützen die Leitungen im Fehlerfall vor Überlastungen. Sie müssen für den Gleichstrombetrieb ausgelegt sein. Als Strangsicherungen kamen mitunter ungeeignete Gleichstromsicherungen zum Einsatz. Da der Strom wegen Wolkenzug stark schwanken kann, kann in einer normalen Gleichstromsicherung ein Lichtbogen entstehen, der aber nicht ausreicht, um das Isoliergranulat zu schmelzen. Die Folge ist ein Nichtauslösen der Sicherung und eine langsame Erwärmung, die zu einem Brand im Sicherungskasten führen kann.

Einige Hersteller haben inzwischen geeignete PV-Sicherungen entwickelt. Bisher gibt es nur einen Normentwurf IEC 60269-6 FDIS 09/2010, der die spezifischen Einsatzbedingungen von Sicherungen bei PV-Anlagen berücksichtigt.

Einige Hersteller bieten geeignete PV-Sicherungen mit DC-Ausschaltvermögen und Ganzbereichscharakteristik nach diesem Normentwurf mit der Kennzeichnung gR bzw. gPV an (siehe Bild 3-52). Bei der Auswahl und Dimensionierung der Sicherungen und Sicherungshalter müssen unbedingt die folgenden Reduktionsfaktoren für den Sicherungsnennstrom I_n (= Bemessungsstrom) beachtet werden:

1. für die erhöhten Einsatztemperaturen (z. B. für 60 °C z. B. 0,84)
2. für die Häufung also die zu dichte Anordnung von mehreren Sicherungshaltern
3. Reduktionsfaktor für Kunststoffumhüllung des Sicherungseinsatzes
4. Wechsellastfaktor (berücksichtigt die Alterung; üblich 0,9).



Bild 3-52: PV-Sicherung nach Norm [Quelle: SIBA]

3.5.6 Wechselrichter

Der Wechselrichter stellt die komplexeste Einzelkomponente eines Photovoltaiksystems dar. Alle in den vorherigen Kapiteln aufgeführten Komponenten wie Stecker, Klemmverbindungen, Schalter und Leitungen kommen innerhalb eines Wechselrichters vor, ergänzt durch passive, elektronische und leistungselektronische Komponenten. Je nach Ausstattungsmerkmalen eines Wechselrichters sind bis zu mehrere hundert Einzelteile zusammengefügt.

Aus der Vergangenheit sind einzelne Serienfehler bekannt, die auf einer unzureichenden Dimensionierung von Komponenten oder auch Leiterbahnen beruhten, teilweise auch auf Fertigungsmängeln bei den Leiterplatten selber (Durchkontaktierungen) oder auch in der Qualität der Lötstellen (kalte Lötstellen).

Dies sind jedoch keine solarspezifischen Mängel, sondern können in jedem elektronischen Gerät auftreten. Entsprechend wurden diese Mängel auch behoben, und gemäß obiger Aussage kann den Wechselrichtern eine hohe Zuverlässigkeit und ein „normales“ Brandrisiko zugesprochen werden.

Bild 3-53 und Bild 3-54 zeigen beispielhaft die Einzelteile eines Stringwechselrichters:

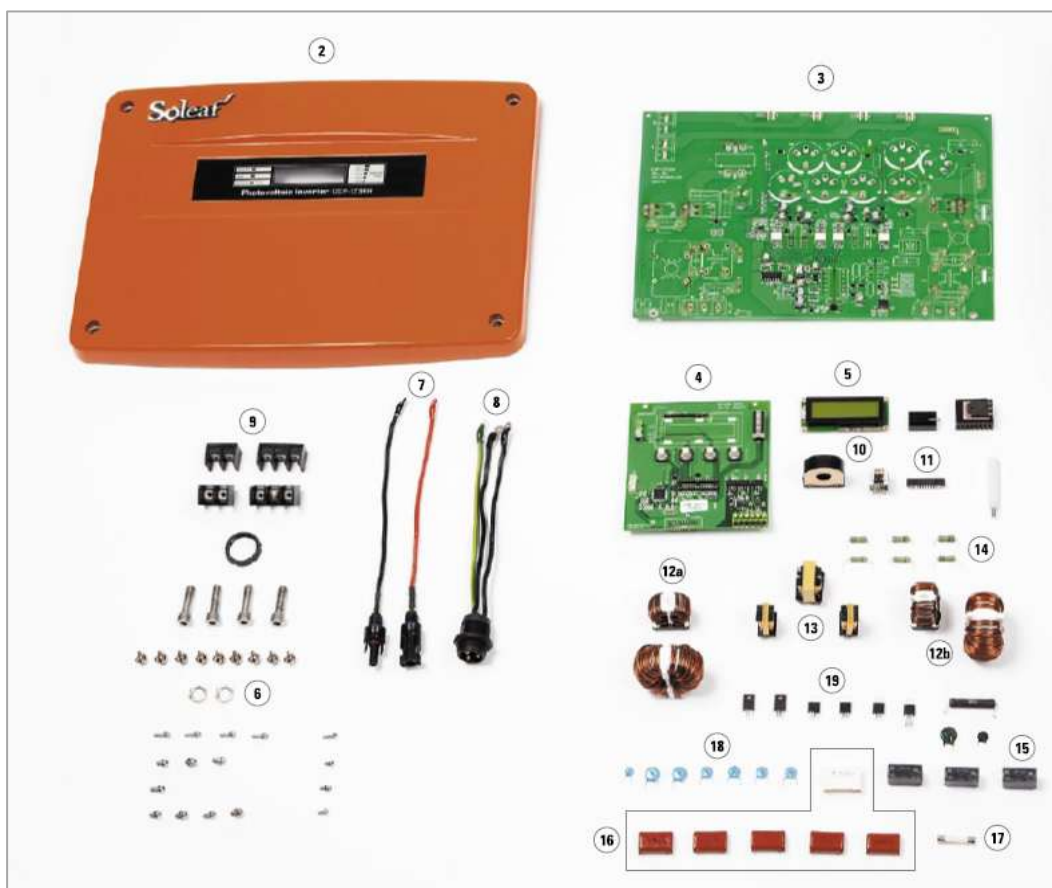


Bild 3-53: Einzelteile eines Stringwechselrichters [38]

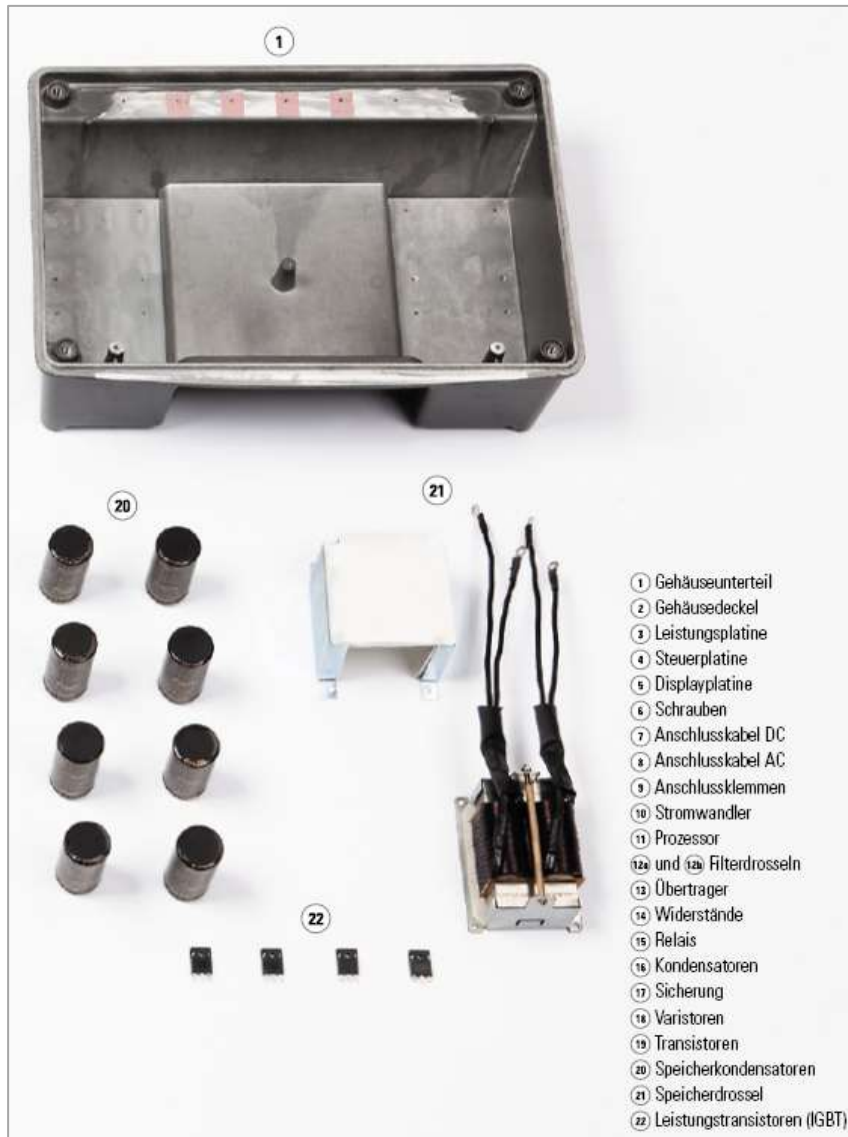


Bild 3-54: Einzelteile eines Stringwechselrichters [38]



Bild 3-55: Beispiel eines Zentralwechselrichters in einem Schaltschrank

Aus der Erfahrung mit einer Vielzahl von Wechselrichtern lassen sich bestimmte potenzielle Fehlerquellen identifizieren, denen man bei der Konstruktion besondere Aufmerksamkeit schenken sollte:

Leiterplatten

Bei Wechselrichtern mit einer Leistung von bis zu einigen 10 kW versucht man aus fertigungstechnischen Gründen, möglichst alle Komponenten auf einer oder einigen wenigen Leiterplatten unterzubringen. Lediglich die zumeist schweren und voluminösen induktiven Komponenten (Drosseln, ggf. Transformatoren) sind im Gehäuse separat untergebracht, teilweise in eigenen Kammern des Gehäuses. Sie sind über Leitungen und Klemmstellen mit der Hauptleiterplatte verbunden. Bei Wechselrichtern im Leistungsbereich von 100 kW und mehr erfolgt der Aufbau in einem Schaltschrank – Baugruppen wie Pufferkondensatoren, Leistungshalbleiter und Induktivitäten sind über Stromschienen oder Bleche hochstromfähig miteinander verbunden, die Ansteuerung sowie die Steuer- und Regelungstechnik sind auf Leiterplatten zusammengefasst.

Beim Design der Leiterplatte sind die notwendigen Leiterquerschnitte einzuhalten, was zumeist aus der Forderung nach einem geringen Widerstand bzw. einem hohen Wirkungsgrad ohnehin erfolgt. Thermografien von Wechselrichtern zeigen, dass es hier keine Probleme mit Übertemperaturen gibt.

Durchkontaktierungen (Vias) bei Leistungs-Leiterplatten stellen eine potenzielle Schwachstelle dar – hier besteht eine Lösung aus einer Vielzahl kleiner parallel arbeitender Vias oder aber der generellen Einfügung eines Bauteils an einer solchen Durchkontaktierungsstelle.

Abhängig von der auftretenden Spannung und dem erwarteten Verschmutzungsgrad der Leiterplatte sind die normativ vorgeschriebenen Abstände zwischen den Leiterbahnen einzuhalten.

Steckverbinder / Klemmen

Heutige Stringwechselrichter werden zumeist vollständig über Steckverbinder angeschlossen. Auf der DC-Seite kommen die gleichen Stecksysteme zum Einsatz wie bei den Solarmodulen. Auf der AC-Seite sind es handelsübliche oder modifizierte mehrpolige Wechselstrom- oder Drehstrom-Steckverbinder. Die Stromtragfähigkeit dieser Verbinder muss ausreichend sein.

Kritisch an dieser Stelle ist, dass hier zumeist keine vorkonfektionierten Anschlusskabel verwendet werden können, sondern vom Installateur die Stecker vor Ort händisch an die Anschlussleitungen montiert werden müssen. Dies birgt immer die Gefahr einer unzureichenden Qualität der Quetsch- oder Crimpverbindungen oder der Zugentlastungen, welche nur durch ein gewissenhaftes Arbeiten minimiert werden kann.

Nach den Erkenntnissen der Schadensanalysen innerhalb des Forschungsprojekts treten brandrelevante Fehler auch oftmals auf der hinlänglich bekannten, konventionellen AC-Verkabelung auf!

Im Gerät selber werden die Anschlüsse teilweise auch über Klemmen auf der Leiterplatte vorgenommen. Hier sollten bevorzugt Federzug-Klemmen eingesetzt werden, da sie einen dauerhaft konstanten Anpressdruck der Leiter gewährleisten.

Bei der Konstruktion der Leiterplatte bzw. deren Befestigung im Gerät ist zu beachten, dass während des Transports und des Montagevorgangs zum Teil unvorhersehbare und erhebliche Kräfte auftreten können, die zu Beschädigungen der Leiterbahnen mit möglichen Spätfolgen führen können.

Wie oben dargestellt ist es vorteilhaft, alle Komponenten auf einer Leitplatte oder auf möglichst wenigen Leiterplatten unterzubringen. Hierdurch wird die Anzahl der Verbindungen zwischen den Leiterplatten / Baugruppen minimiert, was zu einer deutlichen Erhöhung der Zuverlässigkeit führt. Gleichzeitig werden auch Kosten eingespart und Fehlerquellen während der Fertigung der Geräte reduziert. Hier gibt es nach wie vor Negativbeispiele auf dem Markt mit einer Vielzahl einzelner Leiterplatten und entsprechend hoher Zahl an Verbindern.

Schalter

In Deutschland ist normativ auf der DC-Seite eines Wechselrichters ein Lasttrennschalter vorgeschrieben. Dieser ist zumeist in das Gerät integriert, kann aber auch als zusätzliche Komponente extern angebracht sein. Der Schalter muss für DC geeignet und für den speziellen Strom-Spannungsverlauf einer PV-Anlage ausgelegt sein.

Kondensatoren

Kondensatoren kommen an vielen Stellen eines Wechselrichters zum Einsatz. Kritisch im Sinne des Brandschutzes sind dabei die X- und Y-Kondensatoren anzusehen, die sowohl auf der DC- als auch auf der AC-Seite zur Unterdrückung von EMV-Störungen angebracht sind. Da sie elektrisch direkt hinter den Eingangsklemmen folgen, sind sie hohen Spannungsspitzen ausgesetzt und müssen entsprechend robust sein – hier dürfen nur die einschlägig zugelassenen Kondensatoren eingesetzt werden.

Die als Eingangs-Pufferkondensatoren eingesetzten Elektrolyt-Kondensatoren hoher Kapazität stellen nach heutiger Erfahrung kein kritisches Bauelement dar. Vorteilhaft für die Lebensdauer der Geräte ist die Wahl einer hohen Temperaturklasse, z. B. 105°C.

Überspannungsableiter / Varistoren

Ein- und ausgangsseitig ist bei Wechselrichtern typischerweise ein Blitz-Feinschutz in Form von Varistoren bzw. einer Kombination von Varistoren und Gasableitern zu finden. Varistoren sind potentiell gefährdete Bauteile, da sie durch kleine, aber durchaus häufig auftretende Überspannungen in ihrer Ansprechspannung sinken, bis letztlich bereits bei der normalen Betriebsspannung ein merklicher Ableitstrom durch sie fließt. Dieser führt zur Überhitzung und teilweise auch zu einem Abbrennen der Varistoren – ein Fehler, der durchaus häufiger in Wechselrichtern zu beobachten ist.

Zur Verringerung des Risikos sind die Varistoren in ihrer Ansprechspannung mit genügend Abstand zur normalen Betriebsspannung zu wählen. Es kommen auch temperaturüberwachte Varistoren zum Einsatz, bei denen ein Schaltelement den Stromfluss durch den Varistor dauerhaft unterbindet, sobald dieser einen Temperatur-Schwellwert überschreitet.

Da damit auch die eigentliche Überspannungs-Schutzfunktion unterbunden ist, sollte dieser Zustand angezeigt werden. Eine weitere Lösung ist die Reihenschaltung eines Varistors mit einer Funkenstrecke.

Gehäuse

Bei Stringwechselrichtern finden sich sowohl Geräte mit Metall- als auch mit Kunststoffgehäuse am Markt. Bei Großgeräten kommen generell Schaltschränke aus Metall zum Einsatz.

Aus brandtechnischer Sicht sind Metallgehäuse von Vorteil, da sie eine Ausbreitung von eventuellen Bränden im Gerät selber erschweren. Weiterhin ist eine hohe IP-Klasse (z. B. IP65) von Vorteil, da aufgrund der in diesem Falle zumeist sehr dichten Gehäuseabdichtung eine Sauerstoffzufuhr hin zum internen Brandherd erschwert wird.

Lüfter

Derzeit befinden sich sowohl Wechselrichter mit aktiver Kühlung durch einen oder mehrere Lüfter als auch solche ohne Lüfter auf dem Markt.

Der Vorteil der Geräte mit Lüfter ist darin zu sehen, dass der Gesamtaufwand für einen kleinen Kühlkörper mit einem Lüfter geringer ist als bei einem lüfterlosen Gerät mit einem entsprechend großen Kühlkörper. Nachteilig ist, dass der Lüfter generell ein Verschleißteil ist, wichtiger aber noch wiegt das Argument der Verschmutzung von Lüfter und Kühlkanal bei einer forcierten Lüftung.

Allerdings kann es auch bei einem lüfterlosen Gerät durch Verschmutzung oder Abdeckung zu einem Wärmestau und somit zu einer Brandgefahr kommen. Wesentlich ist daher bei beiden Konzepten eine Überwachung der Kühlkörpertemperatur verbunden mit einer entsprechenden Leistungsbegrenzung und ggf. Signalisierung des Fehlerzustandes.

Bei einigen Geräten werden auch innerhalb des Gehäuses Lüfter eingesetzt, um die Entstehung von Wärmenestern zu verhindern. Hier besteht keine Verschmutzungsgefahr, wohl ist aber die Betriebsdauer der Lüfter zu beachten.

Gut ausgelegte und auf einen hohen Wirkungsgrad optimierte Geräte erreichen auch bei Dauerlast Temperaturniveaus von wenigen 10 Grad über der Umgebungstemperatur. Als Beispiel sei hier ein Gerät der Firma REFUSOL gezeigt (Bild 3-56):



Bild 3-56: Aufbau und Thermografie eines hocheffizienten PV-Wechselrichters. Maximal gemessene Temperatur: 60,4 °C [38]

3.5.7 Wechselstrominstallation

Unerwartet viele Brandschäden haben ihren Ursprung auf der AC-Seite von PV Anlagen. Als Ursache wurde in vielen Fällen eine mangelnde Qualität der Ausführung identifiziert. Folgende Mängel wurden beobachtet:

- Leitungen waren unterdimensioniert
- Schraubklemmen waren nicht angezogen
- Leitungsisolierungen waren mit eingeklemmt oder Leitungsenden waren nicht gänzlich in die Klemme eingeführt, so dass eine zu kleine Kontaktfläche entstand
- Dimensionierungsregeln für Sicherungen und LS-Schalter wurden missachtet, in dem die erhöhte Wärmebelastung aufgrund von Häufung, von Gleichzeitigkeit und durch erhöhte Umgebungstemperaturen nicht beachtet wurde.
- Netzstationen, die für „EVU-Last“ mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,7 ausgelegt waren, wurden in PV Anlagen eingesetzt. Dort ist der Gleichzeitigkeitsfaktor mindestens 0,85.

Alle diese Mängel können zu einer erhöhten Temperaturbelastung der betroffenen Betriebsmittel führen und damit ein erhöhtes Degradationsrisiko für die Kontaktstellen bedeuten. Auf Dauer kann diese Degradation zu einer Überhitzung des Kontaktes bis hin zum Brand führen.

Es gibt auch Hinweise, dass die typischen Lastzyklen in Photovoltaik Anlagen zu einer besonderen Belastung von Kontakten führen. Tägliche Wechsel zwischen Leerlauf und Nennlast und lange anhaltender Betrieb mit Nennlast samt den entsprechenden Temperaturwechseln scheint bei vielen Kontaktarten eine beschleunigte Alterung zu bewirken. Dies betrifft mindestens Reihenklemmen, Schraubklemmen an Betriebsmitteln, Stromschienenverbindungen und Messerkontakte von NH-Sicherungen.

Diese zyklische Belastung wird möglicherweise in den derzeitigen Produktnormen nicht genügend berücksichtigt.

Als Konsequenz der Fehler- und Ausfallmöglichkeiten sollte der Zustand der Verbindungsstellen regelmäßig geprüft werden.

3.6 Risikoanalyse

3.6.1 Methodik

Photovoltaik-Anlagen sind komplexe elektrotechnische Anlagen mit einer Vielzahl von Einzelkomponenten. Geht man von einer im Jahre 2013 in Deutschland insgesamt installierten Leistung von mehr als 30 GW aus, so entspricht das einer Anzahl von etwa 150 Mio. Modulen, ca. 450 Mio. Bypass-Dioden, ca. 10 Mrd. Solarzellen (3 Wp) und ca. 50 Mrd. Lötstellen. Hinzu kommen Leitungen, Verteiler, Strangdioden, DC-Sicherungen, DC-Schalter, Wechselrichter, AC-Sicherungen, IT-Schnittstellen etc. sowie mechanische Komponenten wie Aufständungen oder auch Nachführsysteme.

Wie bei jeder technischen Anlage besteht ein Risiko, dass durch Fehler in der Anlage Schäden auftreten können. Für Versicherungen wie auch für die Errichter und Betreiber von PV-Anlagen besteht daher der Bedarf nach einer Einschätzung dieses Risikos.

Hierzu sind einschlägige Verfahren in der Versicherungswirtschaft bekannt, ein Überblick hierzu findet sich in [39].

Einen Ansatz, mögliche Fehlerquellen bereits in der Entwicklungsphase eines Produktes oder eines Systems zu identifizieren und möglichst zu eliminieren, bietet die sogenannte **FMEA** („Failure Mode and Effects Analysis“ oder „Fehlermöglichkeits- und Einfluss-Analyse“ oder auch kurz „Auswirkungsanalyse“) [40].

Innerhalb Forschungs-Projektes wurde diese Methode auf ein vollständiges netzgekoppeltes PV-System (ohne Speicher) angewandt. Die Vorgehensweise und die Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt.

Die FMEA stellt in der Industrie, insbesondere bei Herstellern von Massenprodukten wie z.B. Automobilen, ein etabliertes und auch formal vorgegebenes Verfahren dar (DIN EN 60812 „Fehlerzustandsart- und -auswirkungsanalyse“), mit welchem bereits in der Entwicklungsphase eines Produktes mögliche Fehlerquellen identifiziert, bewertet und Abhilfemaßnahmen benannt werden. Hierzu kommt ein Team von ca. 10 Experten aus möglichst unterschiedlichen Fachbereichen zusammen, welches unter Anleitung eines Moderators die Komponenten eines Gesamtsystems oder auch nur eine einzelne Komponenten im Detail betrachtet.

Die Bewertung des Risikos stellt dabei eine Mischung aus langjähriger Erfahrung, faktischem Wissen, aber auch „Bauchgefühl“ dar. Kontroverse Bewertungen werden ausdiskutiert, letztlich muss sich das Team auf einen gemeinsamen Risikowert einigen.

Das Risiko wird nach drei Kriterien beurteilt, die mit A, B und E bezeichnet werden. Jedes dieser Kriterien wird auf einer ganzzahligen Skala von 1 bis 10 anhand eines spezifischen Kataloges bewertet, wobei 10 das jeweils höchste Risiko bedeutet (Tabelle 3-3).

„**A**“ beschreibt die **A**uftrettswahrscheinlichkeit eines Fehlers

„**B**“ beschreibt die **B**edeutung eines Fehlers, also welche Konsequenzen er mit sich bringt

„**E**“ beschreibt die **E**ntdeckungswahrscheinlichkeit, besser gesagt die „Nicht-Entdeckungswahrscheinlichkeit“ – mit dem Faktor 10 wird demnach ein nicht detektierbarer Fehler bewertet.

Tabelle 3-3: Spezifischer Bewertungskatalog für die Analyse eines PV-Systems

Auftrittswahrscheinlichkeit		Brandauslösewahrscheinlichkeit (der Komponente)		Entdeckungswahrscheinlichkeit	
1	Vernachlässigbar <i>theoretisch denkbar, praktisch nie</i>	1	Vernachlässigbar <i>theoretisch ist eine Brandentstehung möglich, praktisch nie beobachtet</i>	1	Sehr hoch <i>z.B. Ausfall des Systems, sehr zuverlässige Systemüberwachung etc.</i>
2		2		2	
3	Entfernt vorstellbar <i>wurde bereits beobachtet, gilt aber als äusserste Ausnahme</i>	3	Entfernt vorstellbar <i>Brandentstehung ist unter bestimmten Bedingungen theoretisch möglich</i>	3	Hoch <i>Fehlererkennung ist vorhanden, kann aber gelegentlich unter bestimmten Bedingungen versagen</i>
4		4		4	
5	Niedrig, selten <i>selten zu beobachten, tritt eher sporadisch auf</i>	5	Niedrig, selten <i>Brandentstehung ist möglich, tritt aber selten auf</i>	5	Gelegentlich <i>Fehlermerkmal ist leicht zu erkennen z.B. sichtbar, wird aber nicht systematisch erfasst.</i>
6	Gelegentlich <i>tritt in regelmäßigen Abständen auf</i>	6	Gelegentlich <i>Brandentstehung ist möglich, tritt gelegentlich auf</i>	6	Niedrig, selten <i>Fehler kann durch Kontrollmaßnahmen oder an seinen Auswirkung erkannt werden</i>
7		7		7	
8	Hoch <i>wurde bereits oft beobachtet,</i>	8	Hoch <i>Auftritt des Fehlers konnte bereits oft zu einer Brandauslösung führen</i>	8	Entfernt vorstellbar <i>Fehler kann durch genau definierte Prüfungen festgestellt werden</i>
9		9		9	
10	Sehr hoch <i>es ist nahezu sicher, dass der Fehler in absehbarer Zeit</i>	10	Sehr hoch <i>Auftritt des Fehlers verursacht sehr häufig eine Brandauslösung</i>	10	Vernachlässigbar <i>Versteckte Fehlfunktion, Merkmal kann nicht geprüft werden</i>

Aus den drei Einzelkriterien wird nachfolgend durch deren Multiplikation die sog. Risiko-Prioritätszahl „RPZ“ berechnet, die entsprechend zwischen 1 und 1000 liegen kann.

Die weitere Auswertung der RPZ kann unterschiedlich erfolgen – eine Möglichkeit besteht z. B. darin, einen Grenzwert festzulegen, oberhalb dessen das Risiko als kritisch angesehen wird und Gegenmaßnahmen, z. B. konstruktive Änderungen, erforderlich sind.

Bei der hier durchgeführten FMEA wurde eine RPZ von 150 als Grenzwert festgelegt - werden also alle drei Kriterien mit „5“ bewertet, ergibt sich die unkritische RPZ von 125.

Diese rein formale Vorgehensweise ist umstritten und sollte immer noch „durch den gesunden Menschenverstand“ und den Ergebnissen der Team-Diskussion ergänzt werden (siehe Kapitel 4.5.2).

3.6.2 Bewertung der Risikostellen in PV-Anlagen

Eine FMEA kann für ein einzelnes Bauteil, z. B. eine Modul-Anschlussdose, durchgeführt werden, oder wie in diesem Falle für ein vollständiges System - entsprechend unterschiedlich ist die Detailtiefe.

Da innerhalb eines PV-Systems einzelne Funktionalitäten oder Technologien - wie z. B. Lötverbindungen - an mehreren Stellen zum Einsatz kommen, wurden diese soweit wie möglich zusammengefasst und bewertet.

Folgende Gruppen wurden betrachtet:

- Steckverbinder (Modul, DC-Hauptleitung, Wechselrichter, AC-Seite)
- Klemmen (Feldverteiler, Wechselrichter DC- und AC-Seite)
- Lötverbindungen (Zellen/Strings, Anschlussdose, Wechselrichter)
- Dioden (Bypass-Dioden, Strangdioden)
- Modul (Zellen, Glas, Rückseitenfolie, Anschlusstechnik)
- Sicherungen (DC-Seite, AC-Seite)
- Kabel (DC-Seite, AC-Seite)
- Schalter (DC-Seite)
- Wechselrichter
- Planung und Installation

Insgesamt wurden daraus vom Moderator 39 Fragestellungen formuliert, woraus einschließlich der ggf. notwendigen Iterationen zur Reduzierung der RPZ ca. 140 Bewertungen resultierten.

Tabelle 3-4 zeigt beispielhaft die Bewertung der drei Kriterien anhand eines verschmorten DC-Steckers aufgrund einer nicht vollständigen Steckung.

Die „Auftrittswahrscheinlichkeit“ wurde mit „4“ als relativ gering angesehen. Dagegen wird die „Brandauslösewahrscheinlichkeit“, dass also der Stecker verschmort, wird mit einer „7“ als recht wahrscheinlich angesehen.

Die „Brandauslösewahrscheinlichkeit“ bezieht sich dabei immer nur auf die betrachtete Komponente, da eine Ausbreitung des Brandes auf andere Komponenten oder das Gebäude von vielen, hier nicht abschätzbaren, Randbedingungen abhängig ist.

Eine hohe Brandauslösewahrscheinlichkeit muss also nicht zwangsläufig bedeuten, dass ein Gebäudebrand entsteht. Als Beispiel hierfür könnte ein verschmorter Steckverbinder zwischen zwei Modulen oberhalb einer harten Bedachung (Dachziegel) angesehen werden, der im Allgemeinen keinen Brand auslöst.

Das dritte Kriterium, dass der Fehler (mangelhafte Steckung) bereits vor dem Auftreten der Verschmörung entdeckt wird, wurde als eher unwahrscheinlich, also mit dem Faktor „8“ bewertet. Insgesamt ergibt sich daraus durch eine Multiplikation eine RPZ von 224 – also deutlich über dem gewählten Grenzwert der RPZ von 150!

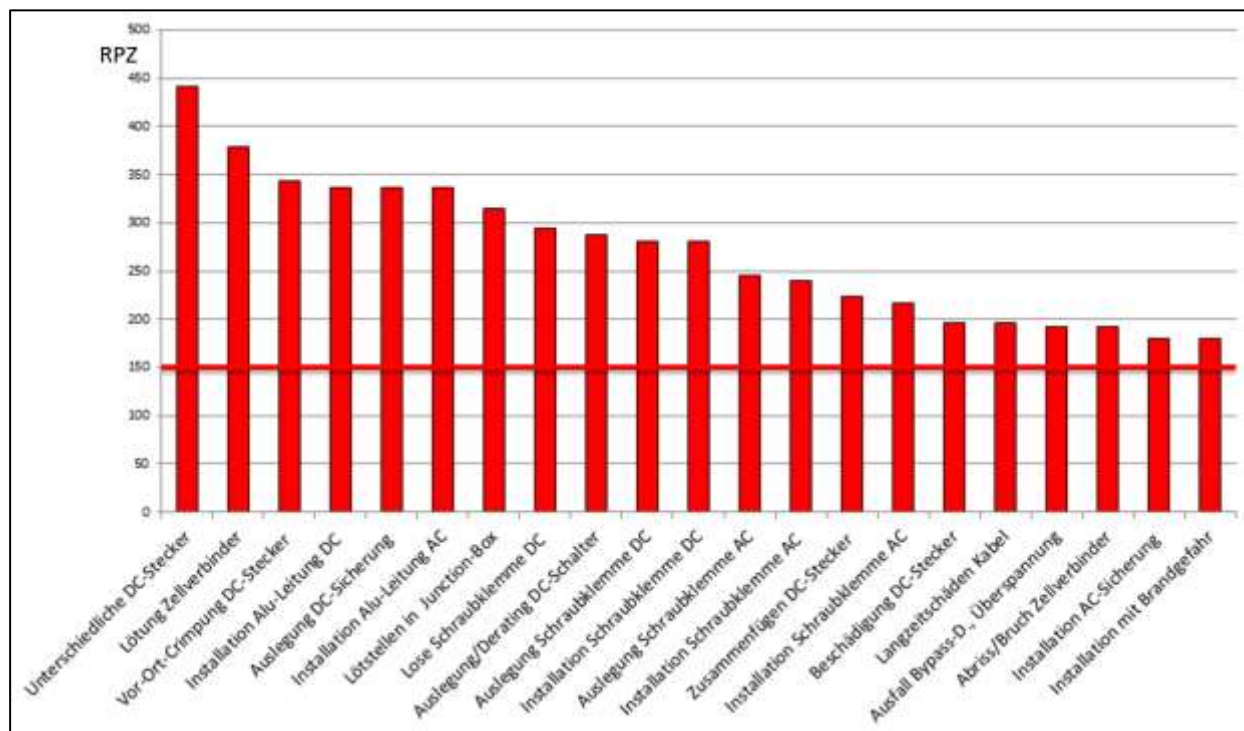
Tabelle 3-4: Beispielhafte Bewertung eines unvollständig gesteckten DC-Steckers

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand			
			Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ
DC-Stecker						
DC-Steckverbinder	Steckverbinder verschmort	Stecker nicht vollständig gesteckt	4	7	8	224

Gemäß Bild 3-57 erreichten von den 39 betrachteten Gruppen 21 eine RPZ oberhalb des Grenzwertes von 150, die übrigen 18 unterhalb des Grenzwertes sind in Bild 3-58 aufgeführt.

Als besonders kritisch wurde von der Expertenrunde die (unerlaubte!) Kombination von Steckverbindern unterschiedlicher Hersteller angesehen und mit einer RPZ von ca. 450 bewertet.

Weiterhin tauchen neben Fehlern in der Komponentenfertigung überwiegend Installations- und Planungsfehler als kritisch auf.

**Bild 3-57:** Baugruppen/Funktionen mit einer RPZ > 150

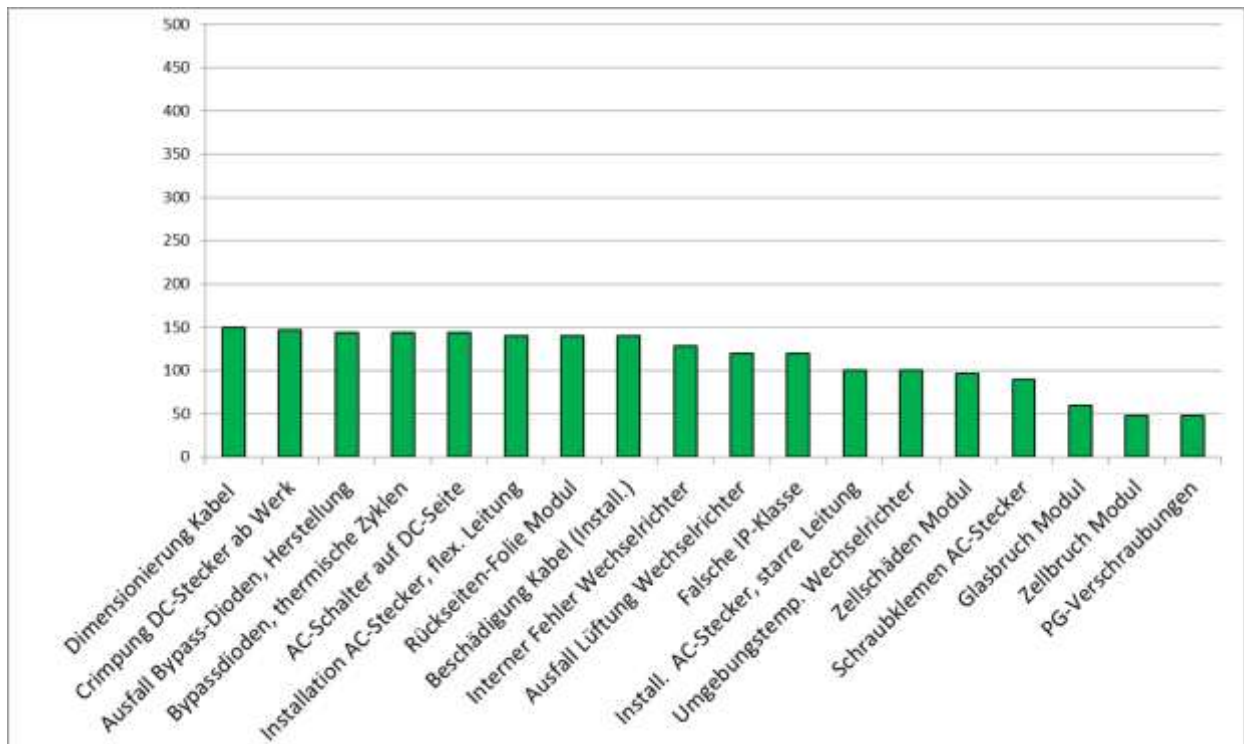


Bild 3-58: Baugruppen/Funktionen mit einer RPZ ≤ 150

Nachfolgende Tabelle zeigt eine beispielhafte Bewertung unterschiedlicher Verbesserungsmaßnahmen bei einem nicht vollständig gesteckten DC-Stecker nebst Kommentaren des FMEA-Teams.

Tabelle 3-5: Beispielhafte Bewertung unterschiedlicher Verbesserungsmaßnahmen

Verbesserter Zustand					Anmerkungen:
mögliche Abstellmaßnahmen Hinzufügen	Auftretts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	
Ausgangszustand	4	7	8	224	
Schulung der Installateure	3	7	8	168	Zeit- und Kostendruck
Stecker-Design: Rastnasen, Haptik, Farbring etc.	2	7	7	98	
Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	4	7	7	196	Reicht nicht aus!
Abnahmeprüfung (erweiterte Methoden, z.B. IR)	4	7	6	168	Ggf. neue Messmethoden
Regelmäßige Wiederholungsprüfung (DIN 0126-23)	4	7	7	196	Reicht nicht aus!
Regelmäßige Wiederholungsprüfung (erweiterte Methode, z.B. IR)	4	7	5	140	Ggf. neue Messmethoden
Lichtbogen-Detektor	4	4	7	112	Wenn zuverlässig!

Durch eine Schulung/Sensibilisierung der Installateure lässt sich die Qualität der Installation verbessern, wodurch das Kriterium „Auftrittswahrscheinlichkeit“ verbessert wird.

Vom FMEA-Team wurde aber das Verbesserungspotenzial aufgrund des Zeit- und Kostendrucks während der Installation als nicht ausreichend angesehen.

Zielführend könnten Verbesserungen am Stecker selber sein (Rastnasen, Haptik, auffälliger Farbring bei falscher Steckung etc.), weiterhin regelmäßige Wiederholungsprüfungen mit erweiterten Methoden (Infrarot-Kamera) oder auch ein Lichtbogen-Detektor, wenn dieser auch solche Probleme (Verschmörung, aber kein Lichtbogen) frühzeitig und zuverlässig detektieren kann.

Erfreulicherweise konnten gemäß Bild 3-59 für alle Gruppen/Funktionen mit einer RPZ größer als 150 praktikable Vorschläge gefunden werden, mit denen die RPZ unter den kritischen Grenzwert gebracht werden konnte.

Die vollständigen Ergebnisse der FMEA können im Anhang eingesehen werden (IX Anlagen).

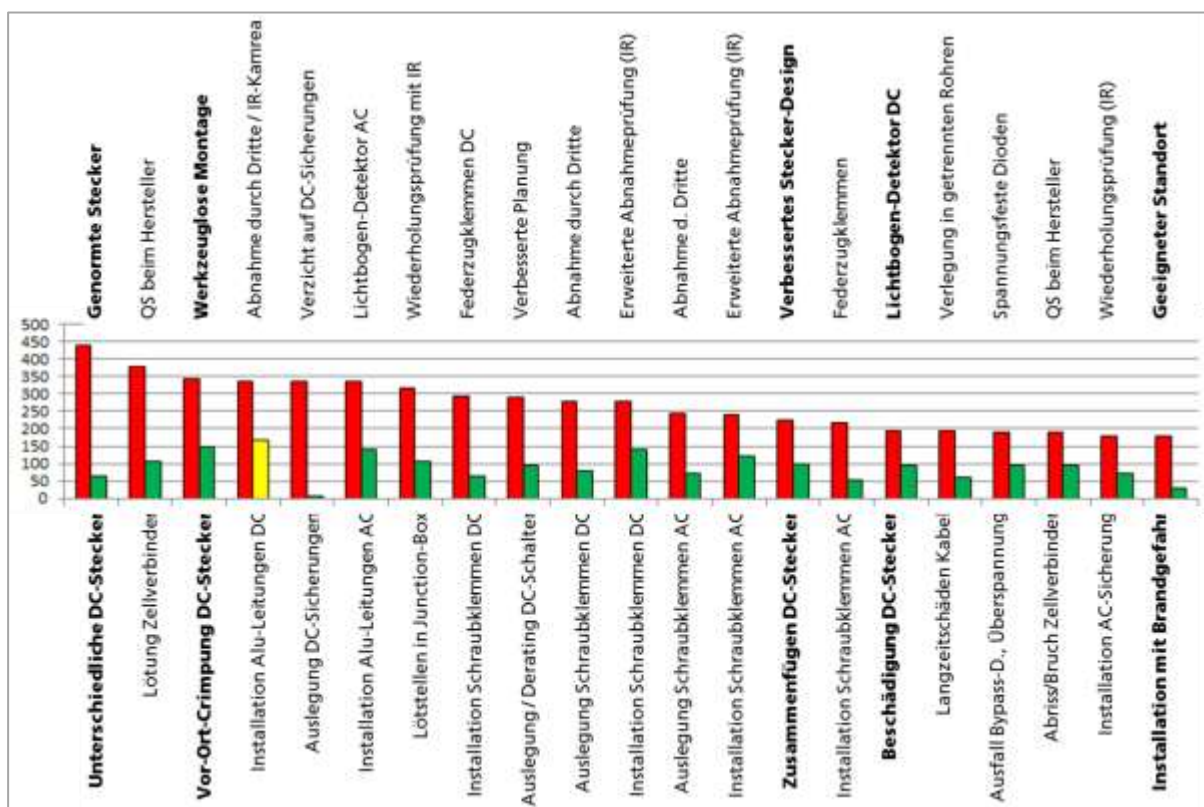


Bild 3-59: Baugruppen/Funktionen mit einer RPZ > 150 und Lösungsvorschlag mit jeweils kleinster RPZ

3.6.3 Schlussfolgerungen

Fasst man die in den oben stehenden Abbildungen und in den Diskussionen während der FMEA überwiegend genannten Verbesserungsmaßnahmen zusammen, so ergibt sich dafür folgende Rangliste:

- (1) Einhaltung der bestehenden Normen und Vorschriften**
- (2) Abnahme- und Wiederholungsprüfungen (A&W-Prüfung) durch unabhängige Dritte**
- (3) Erweiterte A&W-Prüfung (IR-Kamera, EL, neue Verfahren) durch unabhängige Dritte**
- (4) Schulung von Planern und Installateuren**
- (5) Qualitätssicherung beim Hersteller von Komponenten**
- (6) Federzugklemmen anstelle von Schraubklemmen**
- (7) Weltweite Normierung von Komponenten (insb. DC-Steckverbinder)**
- (8) Lichtbogen-Detektor und automatische Abschaltung**
(siehe Hinweise aus Kapitel 5.3.5)
- (9) Konstruktive Verbesserungen, z. B. an Steckverbindern**
- (10) „Schlankes“ Anlagendesign (Verzicht auf überflüssige Komponenten)**
- (11) Bauliche Maßnahmen (z. B. geschützte Verlegung von Leitungen)**
- (12) Viele weitere, größtenteils bereits bekannte Detaillösungen**

Fazit

Als hauptsächliche Fehlerquelle wurde leider der „Faktor Mensch“ erkannt. Die vorgeschlagenen Verbesserungsmaßnahmen liegen daher hauptsächlich im Bereich der Qualitätssicherung sowohl bei den Komponenten als auch bei der Planung und Ausführung der Anlagen.

Regelmäßige Prüfungen durch unabhängige Dritte wurden als sehr sinnvoll erachtet, jedoch muss der finanzielle Aufwand in einem sinnvollen Verhältnis zum Anlagenenertrag stehen.

Zusätzliche Sicherheitskomponenten können das Risiko weiter reduzieren, wurden aber erst an zweiter Stelle hinter einer fachmännischen Planung und Ausführung der Anlagen mit hochwertigen Bauteilen benannt.

Insgesamt wurde die Durchführung der FMEA von den Beteiligten als sehr sinnvoll erachtet, da vergleichbar einem Brainstorming – sehr viele Fehlerszenarien angesprochen und analysiert wurden.

4 Gefährdung von Rettungskräften im Schadensfall

4.1 Gefahrenanalyse für Rettungskräfte

Mögliche Gefahren bei Einsätzen an PV-Anlagen werden nach dem bei der Feuerwehr standardmäßig verwendeten Gefahrenschema (AAAACEEEE-Regel) neun möglichen Kategorien zugeordnet:

1. **A**temgifte
2. **A**ngstreaktion
3. **A**usbreitung
4. **A**tomare Strahlung
5. **C**hemische Stoffe
6. **E**rkrankung / Verletzung
7. **E**xplosion
8. **E**lektrizität
9. **E**insturz

Zur Analyse der Gefährdung für Einsatzkräfte ist es notwendig, die Szenarien zu ermitteln, die beim Einsatz an PV-Anlagen zu einem möglichen Schaden oder einer gesundheitlichen Beeinträchtigung führen können:

1. Atemgifte – ja, PV-Module sind brennbar und enthalten neben Glas und Aluminium (Rahmen) auch verschiedenste Kunststoffe sowie je nach Technologie auch giftige Schwermetalle. Durch Rauchgase und Rußpartikel können Gefährdungen auftreten.
2. Angstreaktion - nein, es treten beim PV-Brand i. A. weder eine erhöhte Explosionsgefahr noch schnelle mechanische Bewegungen oder anderweitige Bedrohungsszenarien auf.
3. Ausbreitung – ja, durch kompakte Bauweise und Kabelleitungen zwischen den Komponenten kann sich ein Feuer ausbreiten.
4. Atomare Strahlung – nein, trifft nicht zu.
5. Chemische Stoffe – ja, da überwiegend in Form von Atemgiften auftretend, wird dies durch 1. abgedeckt.
6. Erkrankung/Verletzung – ja, aber das Erkrankungsrisiko durch Atemgifte wird bereits durch 1. abgedeckt; eine Verletzungsgefahr besteht z.B. durch elektrischen Schlag und Absturz aufgrund Schreckreaktion oder durch abstürzende Anlagenteile; dies wird durch 8. und 9. behandelt, der Punkt wird daher nicht separat betrachtet.
7. Explosion – im eigentlichen Sinn nein mit Ausnahme bei PV-Anlagen mit Speichern und überfluteten Kellerräumen – diese Anlagen werden in einer nachfolgenden Studie untersucht, sind hier nicht separat betrachtet worden. Explosionsartige Effekte können allerdings trotzdem auftreten, wenn ein Gebäudebrand im Dachstuhl auf die PV-Anlage übergreift und hier die Modul-Glasscheiben schlagartig platzen. Es wurden Berichte bekannt, nach denen Glassplitter im Umkreis von 20 bis 30 m aufgefunden wurden. Durch Hitzeeinwirkung bei Großbänden herausgelöste Wafer-Bruchstücke wurden durch die auftretende Thermik in große Höhen transportiert und mehrere hundert Meter weit getragen.
8. Elektrizität – ja, insbesondere durch die Problematik der unter Spannung stehenden DC-Seite treten Gefahren bei Beschädigung auf, Berührungsgefahr und Gefahren beim Löschen
9. Einsturz – ja, durch Hitzeeinwirkung kann die Tragfähigkeit einer Stahlkonstruktion beeinträchtigt werden. Im Falle einer Holzkonstruktion tritt eine verminderte Tragfähigkeit durch den auftretenden Abbrand mit Querschnittsverringerung auf. Analog sind diese Effekte für tragende Gestelle der PV-Module anzuwenden.

Tabelle 4-1: Gefahrenmatrix der Feuerwehr für Einsätze an PV-Anlagen

Welche Gefahren sind erkannt?									
Gefahren	Atemgifte	Angstreaktion	Ausbreitung	Atomare Strahlung	Chemische Stoffe	Erkrankung / Verletzung	Explosion	Elektrizität	Einsturz
Welche Gefahren müssen wir bekämpfen?									
Menschen	x		x				(x)	x	x
Tiere	x		x				(x)	x	x
Umwelt	x		x						
Sachwerte			x						
Vor welchen Gefahren müssen wir uns schützen?									
Mannschaft							(x)	x	x
Gerät									x

Die Einsatzszenarien der Feuerwehren können grundsätzlich auch nach den Einsatzarten Brandbekämpfung und technische Hilfeleistung unterteilt werden. Es finden sich aber auch Ereignisse, die sowohl der einen als auch der anderen Einsatzart zugeordnet werden kann. Der größte mögliche Gefahrenbereich „Elektrischer Schlag“ wurde in die drei Gebiete „Allgemeine Szenarien“, „Brandbekämpfung“ und „Technische Hilfeleistung“ unterteilt.

Im Rahmen einer Risikobewertung werden die unterschiedlichen Szenarien mittels der **Kenngroßen Schadensausmaß** und der **Eintrittswahrscheinlichkeit** eingestuft.

Diese werden entsprechend des 2012 erstellten Leitfadens zur Erstellung einer Gefährdungsbeurteilung im Feuerwehrdienst der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV) eingesetzt:

Die **Eintrittswahrscheinlichkeit (W)** wird in fünf Kategorien eingeteilt:

- 0 nie (absolut keine Gelegenheit, auf die Gefahr zu treffen)
- 1 ausnahmsweise
- 2 gelegentlich
- 3 wahrscheinlich
- 4 immer

Die möglichen **gesundheitlichen Folgen (F)** werden ebenfalls in fünf Kategorien eingestuft:

- 0 ohne Folgen
- 1 gering leichte, reversible Verletzungen, z. B. kleine Schnittwunden, Abschürfungen, Verstauchungen
- 2 mäßig schwere Verletzungen, z. B. Knochenbrüche, Verbrennungen 2. Grades
- 4 hoch-lebensbedrohliche Verletzungen; schwere, bleibende Gesundheitsschäden, wie z. B. Querschnittslähmung, Erblindung, etc.
- 8 Extremfall (Tod)

Aus der Risikomatrix (Tabelle 4-2) wird die Abschätzung des Risikos (R) anhand der Eintrittswahrscheinlichkeit (W) und der zu erwartenden gesundheitlichen Folgen (F) ersichtlich, Quelle: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung (DGUV) [1]

Tabelle 4-2: Risikomatrix der Feuerwehr

			Risiko R = W x F				
Wahrscheinlichkeit (W)	immer	4	0	4	8	16	32
	wahrscheinlich	3	0	3	6	12	24
	gelegentlich	2	0	2	4	8	16
	ausnahmsweise	1	0	1	2	4	8
	nie	0	0	0	0	0	0
			0	1	2	4	8
			ohne Folgen	gering	mäßig	hoch	Extremfall (Tod)
			Folgen (F)				

In der Matrix lässt sich aus dem Schnittpunkt von Eintrittswahrscheinlichkeit (W) und Folgen (F) direkt die Risikogruppe **0** **1-2** **3-6** **8-32** ablesen.

Tabelle 4-3 zeigt die ermittelten *Risikogruppen* und den daraus resultierenden Handlungsbedarf auf, indem sie die Dringlichkeit und den Umfang der erforderlichen Maßnahmen vorgibt. Mögliche technische oder organisatorische Maßnahmen werden in Kapitel 6 beschrieben.

Tabelle 4-3: Risikogruppen und Handlungsbedarf

Risikogruppe	Risiko	Maßnahmen
8 - 32	groß	Maßnahmen mit erhöhter Schutzwirkung dringend notwendig
3 - 6	mittel	Maßnahmen mit normaler Schutzwirkung dringend notwendig
1 - 2	klein	Organisatorische und personenbezogene Maßnahmen ausreichend
0	-	keine zusätzlichen Maßnahmen notwendig

4.2 Elektrische Gefährdung für Einsatzkräfte

Gefahren durch einen elektrischen Schlag im Feuerwehreinsatz an PV-Anlagen sind bei verschiedenen Szenarien zu berücksichtigen und geeignete Schutzmaßnahmen zu ergreifen, um Mannschaft und Gerät bzw. Personen, Tiere und Umwelt vor den elektrischen Gefahren zu schützen.

Nicht nur bei Sonneneinstrahlung auf die PV-Module kommt es zur Erzeugung einer elektrischen Spannung. Auch beim Einsatz von künstlichen Leuchtmitteln, wie sie zur Ausleuchtung von Einsatzstellen benutzt werden, können im Einzelfall gefährliche Spannungen auftreten. In wissenschaftlichen Untersuchungen hat sich herausgestellt, dass insbesondere bei Verwendung von Halogenscheinwerfern unter ungünstigen Bedingungen eine signifikante Energieerzeugung erfolgen kann. Dieser Gefahr kann durch einen ausreichenden Abstand der Leuchtmittel zu den Modulen begegnet werden (siehe Abstandsformel gemäß Untersuchung im Rahmen des Forschungsprojektes, Kapitel 4.5.2). Deshalb wird in den einzelnen Ereignissen nicht zwischen natürlicher und künstlicher Beleuchtung unterschieden.

4.2.1 Allgemeine Szenarien

Im Rahmen der „allgemeinen Szenarien“ werden sämtliche Ereignisse berücksichtigt, die nicht spezifisch der Brandbekämpfung oder der technischen Hilfeleistung zugeordnet werden können.

Die Berührungssicherheit von PV-Anlagen hat insbesondere auf dem Dach eine hohe Bedeutung. Schädigungen durch elektrischen Schlag sind gerade auf Dächern sehr gefährlich, da sie neben den Verletzungen durch den elektrischen Strom auch zu schweren Sekundärschäden (Sturz vom Dach) führen können.



Bild 4-1: Feuerwehr-Einsatz bei einem PV-Brand auf einem Wohngebäude (hier 2008 in Bremen), Bild: www.feuerwehr.de

4.2.1.1 Freilegung von spannungsführenden Leitungen

Durch Brandeinwirkungen aber auch durch mechanische Ursachen, z.B. Sturm können unabhängig von der Montageart oder Anlagenart (z.B. Dach-, Wand-, Freiflächenanlage) Schäden an den elektrischen Leitungen der PV-Anlagen entstehen.

Gefahr: Kontakt mit spannungsführenden Leitungen für Einsatzkräfte

Schutzziel: Vermeidung eines elektrischen Schlages für Einsatzkräfte

Risikomaßzahl: **16**

Bewertung: Aufgrund des hohen Schadensausmaßes (mögliche Todesfolge) führt die Bewertung zu einem hohen Risiko.

4.2.1.2 Beschädigung von PV-Modulen (z.B. durch den Drehleiterkorb)

Durch die Benutzung von unterschiedlichen (elektrisch leitenden) Arbeitsgeräten kann es zu einer Beschädigung von PV-Modulen und in der Folge zu einer indirekten Berührung von spannungsführenden Teilen kommen.

Gefahr: elektrischer Schlag

Risikomaßzahl: **4**

Schutzziel: Vermeidung einer Spannungsverschleppung oder indirekten Berührung

Bewertung: Die Möglichkeit eines elektrischen Schlages für die Einsatzkraft kann wenn überhaupt nur bei einer geerdeten Anlage auftreten, jedoch müsste dann die Einsatzkraft durch die Berührung von zwei unterschiedlichen Potentialpunkten (z.B. Schrittspannung) Spannung aufbauen.

4.2.1.3 Betreten des Daches

Bei Brandeinsätzen und technischen Hilfeleistungen z.B. Abtragen von Schneelasten auf statisch gefährdeten Dächern muss ggf. die Dachfläche betreten werden. Dabei ist es möglich, auch Modulflächen betreten zu müssen. Vorgeschädigte oder durch das Betreten erfolgte Schädigungen der Module können auftreten und unter Umständen zur Berührung direkt oder indirekt spannungsführender Teile führen.

Gefahr: elektrischer Schlag

Risikomaßzahl: **8**

Schutzziel: Vermeidung der Berührung von direkt oder indirekt spannungsführenden Teilen.

Bewertung: Module sind nicht auf das Betreten ausgelegt. Im Falle des Betretens kann es zu Beschädigungen der Module und daraus zur Gefährdung der Einsatzkräfte kommen. Die Wahrscheinlichkeit einer Spannungsberührung wird als eher gering eingestuft, jedoch kann es zu einem erheblichen Verletzungsmaß kommen.

4.2.1.4 Entstehen von Lichtbögen

Schäden in Folge von Brandeinwirkung oder mechanischen Einwirkungen können zu Lichtbögen führen. Durch die hohe freiwerdende Energie mit Lichtbogen-Temperaturen von mehreren Tausend Grad kann es zu Verbrennungen oder vorübergehender Schädigung der Augen (Lichtblitz) kommen.

Gefahr: Verbrennung, physiologische Blendung mit Augenschäden

Risikomaßzahl: **2**

Schutzziel: Vermeidung des Kontakts mit dem Lichtbogen oder Blick in den Lichtbogen

Bewertung: Im Gegensatz zu den üblichen elektrischen Gefahren, die durch die menschlichen Sinne nicht wahrgenommen werden können, ist der Lichtbogen auf Grund seiner visuellen und akustischen Erscheinungsform gut erkennbar. Die Eintrittswahrscheinlichkeit kann deshalb als eher gering angenommen werden.

4.2.1.5 Überflutung

Bei der Überflutung von Bauteilen der PV-Anlage, z.B. durch Hochwasser, Löschwasser oder Löschschaum kann es zu Kontakt von spannungsführenden Teilen mit dem Wasser kommen. Dadurch ist eine Spannungsverschleppung im näheren Umfeld der betroffenen Anlagenteile möglich.

Gefahr: Elektrischer Schlag

Risikomaßzahl: **24**

Schutzziel: Vermeidung einer indirekten Berührung durch Wasserkontakt

Bewertung: Es ist vor allem in ausgedehnten oder verwinkelten Gebäuden oder bei schlechter Sicht durch Rauchgase nicht ersichtlich, ob spannungsführende Anlagenteile von der Überflutung betroffen sind. Das Risiko für einen Stromfluss durch den Körper aufgrund überfluteter Bereiche muss beachtet werden.

4.2.2 Brandbekämpfung

4.2.2.1 Wasserbeaufschlagung

Durch bei Löscharbeiten aufgebracht Wasser (oder andere Löschmittel) auf beschädigte Anlagenteile kann es unabhängig von der Montageart (Dach-/Wandmontage, Freilandanlage) zu einer Spannungsverschleppung kommen.

Gefahr: Elektrischer Schlag

Risikomaßzahl: **4**

Schutzziel: Vermeidung der Spannungsverschleppung

Bewertung: Aufgrund der geringen Leitfähigkeit des Löschwasserstrahls (siehe Kapitel 4.5.1) tritt eine Spannungsverschleppung nur beim Zusammentreffen mehrerer ungünstiger Parameter ein (ungeeignetes Löschmittel, Pfützenbildung, nicht eingehaltener Löschabstand. Aus diesem Grund ist die Eintrittswahrscheinlichkeit eher als gering einzustufen. Daraus resultierende Verletzungen hingegen können erhebliche Ausmaße annehmen.

4.2.2.2 Öffnen der Dachhaut

Bei Löscharbeiten ist in Einzelfällen aus einsatztaktischen Gründen die Öffnung des Daches notwendig. Dabei kann es durch beschädigte PV-Anlageteile zur Berührung von spannungsführenden Teilen kommen,.

Gefahr: elektrischer Schlag

Risikomaßzahl: **16**

Schutzziel: Vermeidung einer direkten oder indirekten Berührung

Bewertung: Das Öffnen der Dachhaut führt zunächst zum Freilegen von spannungsführenden Teilen. Die Eintrittswahrscheinlichkeit kann im Mittel angenommen werden. Die Verletzungen können aufgrund der Spannung der noch intakten PV-Module erheblich sein.

4.2.2.3 Brand einer freistehenden PV-Anlage

Bei Bränden in freistehenden PV-Anlagen kann es zu gefährdenden Schäden an Wechselrichter- oder Trafostationen und (eher selten) an Einspeisestationen kommen. Bei diesen „Mittelspannungsstationen“ treten im Allgemeinen Spannungen bis zu 20 kV auf.

Gefahr: elektrischer Schlag (Hochspannung)

Risikomaßzahl: **8**

Schutzziel: Vermeiden einer direkten oder indirekten Berührung

Bewertung: Die Anlagenteile der Hochspannungsseite sind grundsätzlich gekennzeichnet und gegen unberechtigtes Betreten gesichert. Die Eintrittswahrscheinlichkeit kann deshalb als sehr klein bewertet werden, aufgrund der Hochspannung in den Anlagen ist jedoch mit einem großen Schadensausmaß zu rechnen.

4.2.3 Technische Hilfeleistung

Für technische Hilfeleistungseinsätze in Verbindung mit Photovoltaikanlagen können verschiedene Szenarien zugrunde liegen:

- Gebäude- und Anlagenbeschädigungen durch Sturm
- Hochwassereinwirkung
- Unfälle (Explosionen), Verkehrsunfälle mit Beseitigung von Gegenständen, Fahrzeugen und Trümmern.

Eine gesonderte Betrachtung einer Personenrettung erfolgt an dieser Stelle nicht, da die möglichen Gefährdungen den Ereignissen bei Brandeinsätzen gleich zu setzen sind und in diesem Kapitel beschrieben werden.

4.2.3.1 Gebäudeschäden oder Anlagenbeschädigung mit noch funktionsfähigen oder teilfunktionsfähigen PV-Systemen

Ein Einsturz von Gebäuden oder Gebäudeteilen sowie anderweitige mechanische Schäden an Anlagen oder Teilen davon können zu Spannungsverschleppungen oder freiliegenden spannungsführenden Teilen im Bereich der Einsatzstelle führen. Solche Schäden können auch durch einen ungewöhnlich starken Wind, oder über die allgemeinen Verkehrslasten hinausgehende Belastungen (z.B. Schnee, Eis) hervorgerufen werden.

Gefahr: Elektrischer Schlag

Risikomaßzahl: **16**

Schutzziel: Vermeidung einer direkten oder indirekten Berührung spannungsführender Teile.

Bewertung: Durch freiliegende spannungsführende Teile können Einsatzkräfte durch die hohen Spannungen erheblich verletzt werden. Ebenso ist auf Grund der Unübersichtlichkeit des zerstörten Umfelds mit einer höheren Eintrittswahrscheinlichkeit zu rechnen.

4.2.3.2 Beseitigung von Gegenständen, Fahrzeugen und Trümmern

Bei Verkehrsunfällen oder sonstigen Havarien besteht das Risiko, dass Gestände unterschiedlicher Größe und Leitfähigkeit Anlagenteile beschädigen und eine elektrische Gefährdung darstellen.

Gefahr: Elektrischer Schlag

Risikomaßzahl: **12**

Schutzziel: Vermeidung einer direkten oder indirekten Berührung spannungsführender Teile bei der Beseitigung von Gegenständen

Bewertung: Durch den Unfallmechanismus ist bei diesen Szenarios davon auszugehen, dass Anlagenbereiche beschädigt sind und dadurch spannungsführende Teile freiliegen. Die hohen Spannungen können die Einsatzkräfte erheblich verletzen. Das direkte Arbeiten an diesen Bauteilen führt ebenso zu einer hohen Gefahr einer Berührung spannungsführender Teile.

4.3 Mechanische Gefährdung für Einsatzkräfte

4.3.1 Einsturz von Gebäudeteilen oder Anlagenteilen

Bei Bränden oder sonstigen technischen Einsätzen kann die Gebäude- und / oder Anlagenstatik versagen. Die einstürzenden Gebäudeteile oder herabstürzenden Module können eine Gefährdung der Einsatzkräfte darstellen.

Gefahr: Verletzung durch herabfallende Teile

Risikomaßzahl: **8**

Schutzziel: Vermeidung einer Verletzung durch herabfallende Teile

Bewertung: Das Abstürzen von Anlagenteilen kann zu einer erheblichen Verletzung der Einsatzkräfte führen, den bei Bränden auftretenden Temperaturen bis zu 1000°C halten Untergestelle von PV-Anlagen nicht stand (Schmelzpunkt von Aluminium liegt bei 660°C)

Als Trümmerschatten wird der Gefahrenbereich bezeichnet, der durch herabstürzende Trümmer getroffen werden kann. In einem Schadensfall (Brand, Erdbeben, Hochwasser, Unterspülungen usw.) besteht im Trümmerschatten Lebensgefahr. Der Aufenthalt ist dort nur zur unmittelbaren Menschenrettung, zur Abstützung oder dem Einriss der Trümmer vertretbar. So kippen z.B. Giebelwände leicht, wenn die restliche Gebäudestruktur geschwächt oder nicht mehr vorhanden ist.

4.3.2 Absturz von Einsatzkräften

Im Einsatz kann ein Betreten des Daches und ggf. auch der Module notwendig werden. Besonders die glatten Oberflächen der Module bergen eine erhöhte Abrutsch- bzw. Absturzgefahr. Für eine Belastung durch Betreten sind die Module generell nicht ausgelegt. Bei teilgeschädigten Dachkonstruktionen von Gebäuden ist auch das Durchbrechen durch Module vorstellbar.

Gefahr: Absturz einer Einsatzkraft

Risikomaßzahl: **12**

Schutzziel: Vermeidung eines Absturzes

Bemerkung: Es ist davon auszugehen, dass bei Dachflächen ohne zusätzliche Sicherungsmaßnahmen eine Absturzgefahr besteht. Die PV-Module führen durch ihre Beschaffenheit zu einer Erhöhung dieser Gefahr. Ebenso ist das Verletzungsausmaß als hoch einzustufen, da ein Absturz meist zu schweren Verletzungen führt.

4.3.3 Thermische Spannungen im Modul

Im Brandfall können durch die thermischen Belastungen z.B. beim Branddurchtritt durch das Modul oder durch auftreffendes kaltes Löschwasser extreme Spannungen in den Modulgläsern entstehen, die in der Folge zu explosionsartigen Abplatzungen und Splitterbildung mit Verletzungsgefahr führen. Auch bei der Beseitigung von Trümmern kann durch vorhandene mechanische Spannungen im Glas bei Bewegung und Verkantung eine Splitterbildung auftreten.

Gefahr: Schnittverletzungen durch Glassplitter

Schutzziel: Vermeidung der Splitterbildung oder Verhindern von Schnittverletzungen

Risikomaßzahl: **4**

Bewertung: Die Auswirkung hängt von der unterschiedlichen thermischen Aufbereitung oder den mechanischen Spannungen der Module ab und wird nur mit einer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit größere Verletzungen verursachen.

4.3.4 Explosion

Eine Überflutung von Teilen der PV-Anlage (z.B. Im Kellerraum befindlicher Wechselrichter oder Speicher) durch Hochwasser oder Löschwasser kann bei gleichzeitig anliegender Gleichspannung zwischen Plus- und Minuspol des Systems eine Elektrolyse stattfinden. Hierbei wird Wasserstoff gebildet, der in geschlossenen und schlecht belüfteten Räumen eine Explosionsgefahr darstellt (Knallgas).

Bei Li-Ionen-Speichern ist unter extremen äußeren Umständen (Überhitzung, Kurzschluss) die Gefahr eines „thermischen Durchgehens“ (‘thermal runaway’) mit einer chemischen Kettenreaktion bei zunehmender Hitzeentwicklung nicht auszuschließen. Dies kann einen Eigenbrand des Akkus, ggf. auch explosionsartig, zur Folge haben. Bei einer Zerstörung des Akkus ist mit dem Austritt giftiger und ätzender Chemikalien zu rechnen (HF). Die speziellen Gefährdungen durch Akkumulatoren werden in einem gesonderten Forschungsprojekt untersucht. Eine Risikobewertung kann an dieser Stelle nicht erfolgen.

Eine weitere Gefährdung stellen durch die Hitzeeinwirkung platzende Glasscheiben dar. Glassplitter und Wafersplitter können in alle Richtungen „geschossen“ werden.

Gefahr: Explosion

Risikomaßzahl: **4**

Schutzziel: Vermeidung einer Knallgasbildung oder der Entstehung eines zündfähigen Gemisches, sowie Vermeidung von Zündquellen.

Bemerkung: Damit eine explosive Atmosphäre mit Wasserstoff entstehen kann, müssen sehr viele Faktoren zusammentreffen. Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist als gering anzusehen. Das Verletzungsausmaß bei einer Wasserstoffexplosion ist für die Einsatzkräfte jedoch mit dem maximalen Wert anzugeben.

4.4 Atemgifte

4.4.1 Brand von Solarmodulen

Photovoltaikanlagen sind aufgrund ihres Polymerbestandteils brennbar (s. Kapitel 3.1). Die möglichen toxischen Emissionen beim Brand von PV-Anlagen sind in Kapitel 4.6 ausführlich beschrieben. Es muss beim Brand mit Beteiligung einer PV-Anlage grundsätzlich mit dem Freisetzen von Atemgiften auch in grenzwertüberschreitender Konzentration (ETZW-Werte) gerechnet werden. Abhängig von den jeweils verwendeten Kunststoffen können hochtoxische und ätzende Bestandteile (z.B. Flusssäure (HF)) entstehen.

Gefahr: Vergiftung, Verätzung

Risikomaßzahl: **4**

Schutzziel: Verdünnung der Schadstoffkonzentrationen, Verhinderung des Einatmens und des Hautkontakts (Schutzbekleidung und Atemschutz)

Bemerkung: Auch bei Gebäudebränden ohne PV entstehen toxische Brandgase. Durch den Brand von PV-Komponenten entsteht ein additiver Beitrag. Die Auswirkungen werden hier als lediglich gering betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass die Einsatzkräfte PSA tragen.

4.4.2 Mechanische Beschädigung von elektrischen Speichern (Akkus)

Bei mechanischer Beschädigung von Speicherzellen kann es einerseits zum Austritt von flüssigen Chemikalien kommen und andererseits bei Lithium-Ionenspeichern ist das Risiko eines thermischen Durchgehens des Speichers vorhanden. Dabei werden neben einer großen Hitzeentwicklung mit einer Stichflamme oder gar Explosion giftige und ätzende Stoffe in die Umgebung geblasen.

Dies ist insbesondere bei der häufig anzutreffenden Einbausituation in Kellerräumen von Bedeutung, wo für eine ausreichende Entlüftung zu sorgen ist.

Eine Bewertung mittels Risikomaßzahl erfolgt an dieser Stelle nicht. Die speziellen Risiken im Schadensfall durch elektrische Speicher werden im Rahmen eines weiteren Forschungsprojektes unter Federführung von TÜV Rheinland analysiert, dessen vollständiger Titel lautet: »Sicherheit und

Zuverlässigkeit von Photovoltaikanlagen mit Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Brandrisiken und Löschrategien« .

Bemerkung

Durch die Bergische Universität Wuppertal und den Bundesverband Solarwirtschaft BSW wurde im Dezember 2014 ein Merkblatt für den Einsatz an stationären Lithium-Ionenspeichern herausgegeben, welches Hinweise zur Brandbekämpfung und technischen Hilfeleistung enthält. [41]. Diese Merkblatt wird vom BSW zum Download angeboten (s. Anhang II, Seite 258).

4.5 Versuchsserien zur elektrischen Gefährdung im Rettungseinsatz

4.5.1 Elektrische Leitfähigkeit beim Löschvorgang

4.5.1.1 Allgemeines

Aus den bisherigen öffentlichen Diskussionen um Risiken bei der Brandbekämpfung an brennenden PV-Anlagen ist im Zuge dieses Projektes eine Prüfsérie erarbeitet worden, die die Gefährdungssituation bei der Brandbekämpfung an elektrischen Anlagen mit üblichen PV-DC-Spannungen untersucht.

Hierzu sind insgesamt drei Versuchsreihen durchgeführt worden:

1. Messung von Ableitströmen an Strahlrohren bezugnehmend auf Richtwerte der VDE 0132
2. Messung der Schutzwirkung von Einsatzkleidung (Stiefel, Handschuhe)
3. Ermittlung der Gefährdung bei überfluteten Räumen

Die allgemeine Gefahr, die bei der Brandbekämpfung an elektrischen Anlagen besteht, resultiert aus dem Risiko von Spannungsüberschlägen von elektrisch leitenden Anlagenteilen oder über die Weiterleitung des elektrischen Stromes durch Wasser, insbesondere durch den Löschwasserstrahl.

Normativ gelten für unter Spannung stehende elektrische Anlagen Abstandsrichtwerte sowohl für die Annäherung als auch für Löschmaßnahmen, um die Gefahr eines elektrischen Schlages auszuschließen. PV-Anlagen gehören definitionsgemäß zu den Niederspannungsanlagen nach VDE 0132 (AC<1000 V, DC<1500 V).

Erste Ergebnisse aus praktischen Löschstrahlversuchen in 2010 durch den PV-Sachverständigen Dr. Bendel [42] ergaben unkritische Stromwerte überwiegend im einstelligen mA-Bereich. Andere Untersuchungsergebnisse aus Leitfähigkeitsmessungen zum praktischen Nachweis der normativen Abstandsempfehlungen bei DC-Anlagen lagen dem Projektteam zum Zeitpunkt der Versuchsdurchführung in 2011 nicht vor. Zwischenzeitlich sind weitere Versuchsreihen durch die Oberhessische Versorgungsbetriebe AG (OVAG) in 2012 und aktuell im Rahmen eines Kooperationsprojektes der OVAG und der Vereinigung zur Förderung des deutschen Brandschutzes e.V. (vfdb) in 2014 durchgeführt worden, deren Messergebnisse ebenfalls nur sehr geringe Werte teilweise außerhalb des Messbereichs von 0,1 mA ergaben. Diese Messungen werden in der Bewertung der Versuchsergebnisse berücksichtigt.

PV-Anlagen sind derzeit für maximale Systemspannungen von 1000 V DC ausgelegt. Diskutiert wird eine Anhebung des maximalen Wertes auf 1500 V DC. Der tatsächliche Spannungswert für eine PV-Anlage hängt von der Stranglänge und den Leistungsdaten der verwendeten PV-Module ab. Bei kleinen und mittleren PV-Anlagen, wie Sie üblicherweise auf Gebäuden installiert werden, ist im Allgemeinen mit Systemspannungen deutlich <1000 V zu rechnen. Zwecks allgemein gültiger Ergebnisse wurden für die durchgeführten Versuche 1000 V als dem derzeit maximal möglichen Wert eingesetzt.

Die Gefährdungswirkung für Personen geht allerdings nicht direkt von der Spannung sondern vom elektrischen Strom aus, der den Körper aufgrund der Spannungsdifferenz durchströmt. Er kann physiologische, physikalische und chemische Wirkungen hervorrufen, abhängig vom **Stromweg durch den Körper, der Stromstärke, der Einwirkdauer und auch von der Stromart.**

4.5.1.2 Normativer Hintergrund zur Bewertung der Stromwirkung auf den Menschen

4.5.1.3 Stromstärke und Einwirkdauer

Eine Beschreibung der Auswirkungen und eine Festlegung von Stufen zur Bewertung der Gefahren durch Stromeinwirkung auf den Körper in Abhängigkeit von Stromstärke und –dauer erfolgt in DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5 – Wirkung des elektrischen Stroms auf Menschen und Nutztiere. Die aufgeführten Grenzkurven in Bild 4-2 für Gleichstrom und in Bild 4-3 für Wechselstrom gelten für den Stromweg von der linken Hand zu beiden Füßen bei einem angenommenen normalen Gesundheitszustand der Person.

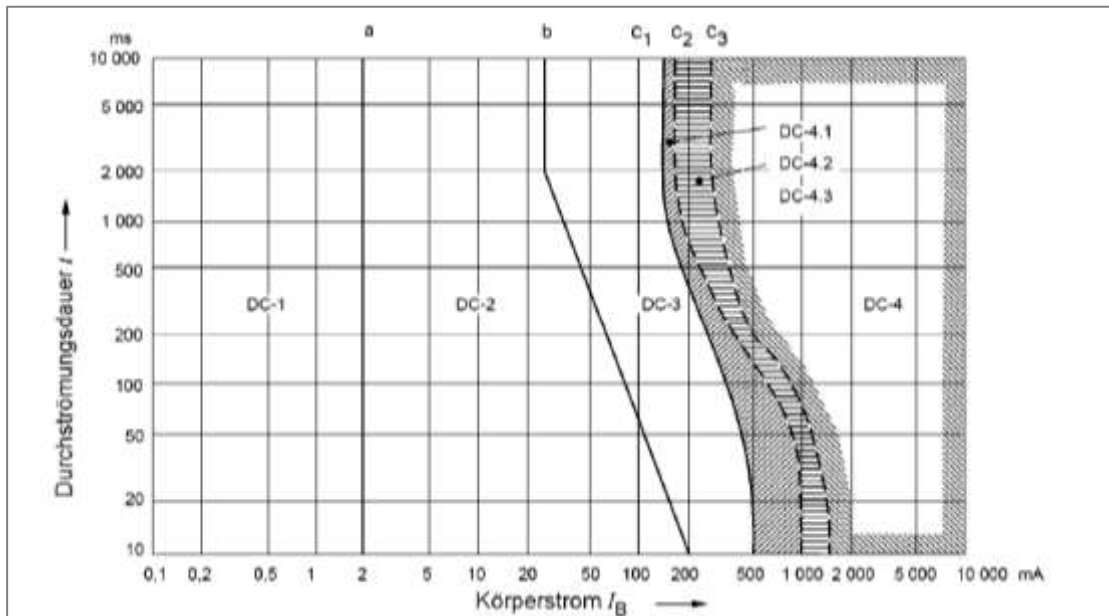


Bild 4-2: Zeit/Stromstärkebereiche mit Wirkungen von Gleichströmen auf Personen bei Längsdurchströmung (Quelle: DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5)

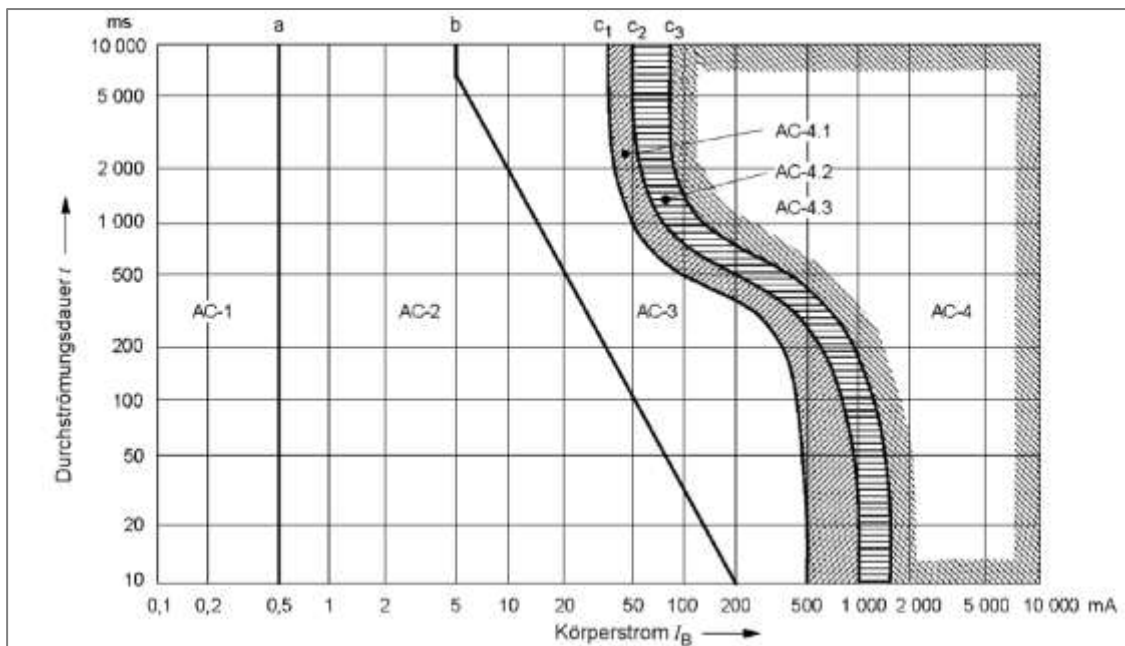


Bild 4-3: Zeit/Stromstärkebereiche mit Wirkungen von Wechselströmen (15–100 Hz) auf Personen bei Längsdurchströmung (Quelle: DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5)

1. **Bereich DC-1 / AC-1:** Eine Wahrnehmung ist bereits möglich, aber keine Schreckreaktion zu erwarten.
2. **Bereich DC-2 / AC-2:** Es sind keine schädlichen physiologischen Wirkungen zu erwarten. Eine Wahrnehmung und unwillkürliche Muskelkontraktion ist möglich.
3. **Bereich DC-3 / AC-3:** In diesem Bereich sind starke unwillkürliche Muskelkontraktionen zu erwarten. Außerdem können Schwierigkeiten beim Atmen, reversible Herzrhythmusstörungen und Muskelverkrampfungen auftreten.
4. **Bereich DC-41...4 / AC-4.1...4:** Pathophysiologische Wirkungen wie Herzstillstand, Atemstillstand und Zellschäden sind zu erwarten. Mit steigender Stromstärke und -dauer nimmt die Wahrscheinlichkeit eines Herzkammerflimmerns zu.

Der Vergleich dieser beiden Abbildungen zeigt, dass Wechselstrom bei deutlich niedrigeren Werten zu kritischeren Auswirkungen führt als Gleichstrom. Dies liegt daran, dass bei Wechselströmen bei jedem Polaritätswechsel die neuronalen und muskulären Strukturen einschließlich des Herzens erregt werden. Die größte Gefährdung liegt dabei im Frequenzbereich von 50 Hz bis 60 Hz. Bei Gleichstrom kann ca. der vier- bis fünffache Wert des jeweiligen Wechselstromgrenzwertes angenommen werden, wie in Tabelle 4-4 zu erkennen ist.

Tabelle 4-4: Grenzwerte für länger andauernde Strombelastung

Grenzwerte für elektrische Dauerströme		IEC 60479-1		UL
		AC	DC	DC
Bereich 1	Safe	< 0,5 mA	< 2 mA	0 - 2 mA
Bereich 2	Perception	0,5 - 5 mA	2 - 25 mA	2,1 - 40 mA
Bereich 3	Lock On	5 - 35 mA	25 - 150 mA	40,1 - 240 mA
Bereich 4	Electrocution	> 35 mA	> 150 mA	> 240 mA
Bereich 1: Bemerkbarkeit bereits möglich, keine körperliche Reaktion Bereich 2: Muskelkontraktionen möglich Bereich 3: Starke unwillkürliche Muskelreaktionen möglich Bereich 4: Herzkammerflimmern möglich				

Die Wahrnehmbarkeitsschwelle für Gleichstrom liegt bei 2 mA. Im Gegensatz zum Wechselstrom sind nur Beginn und Unterbrechung des Stromflusses spürbar, erst bei Strömen oberhalb 100 mA kann eine Wärmeentwicklung bemerkbar sein. Eine Loslass-Schwelle ist bei Gleichstrom nicht definiert. Der lebensbedrohliche Bereich beim Gleichstrom beginnt ab einem Strom von 150 mA und einer Durchströmungsdauer von etwa 1 s. Bei solch hohen Stromwerten ist auch bei Gleichstrom die Gefahr eines Herzkammerflimmerns gegeben..

Für die Bewertung der Gefährdung wird bei den durchgeführten Messungen ein maximaler Strom von 25 mA (DC) als Grenzwert (Bereich 2) betrachtet.

4.5.1.4 Körperwiderstand

Die Werte der Körperimpedanz hängen von zahlreichen Faktoren ab, insbesondere vom Stromweg, der Berührungsspannung, der Durchströmungsdauer, der Frequenz, dem Feuchtigkeitszustand der Haut, der Größe der Berührungsfläche, dem ausgeübten Druck und der Temperatur.

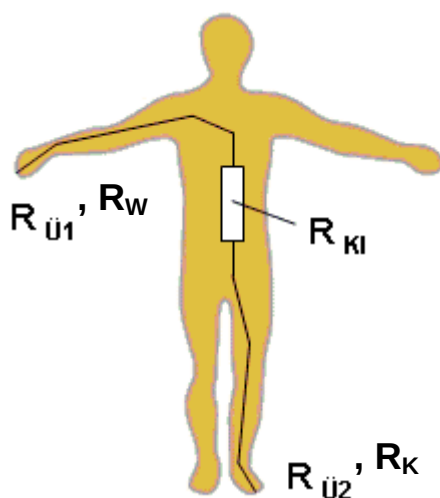
Mit zunehmender Spannung nimmt die Körperimpedanz asymptotisch ab; der Hautwiderstand kann bereits bei Spannungen > 200 V durchschlagen. In Tabelle 4-5 sind einige statistisch ermittelte Impedanzwerte dargestellt für den Stromweg Hand zu Hand.

Tabelle 4-5: Ausgewählte Werte der Körperimpedanz bei Stromfluss von Hand zu Hand in Abhängigkeit von der Berührungsspannung (DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1):2007-05)

Berührungsspannung (V)	Werte des Gesamtkörperwiderstandes R_T (Ω), der nicht überschritten wird von		
	5% der Bevölkerung	50% der Bevölkerung	95% der Bevölkerung
100	990	1.725	3.125
200	800	1.275	2.050
400	700	950	1.275
700	575	775	1.050
1000	575	775	1.050

Bei den dafür erfolgten Messungen wurde festgestellt, dass die Gesamtimpedanzen für den Stromweg von einer Hand zu einem Fuß teilweise etwas niedriger liegen (10 – 30 %).

Zusätzlich zum Körperinnenwiderstand liegen Übergangswiderstände durch die Kleidung und gegebenenfalls Widerstände vorhandener Werkzeuge vor:



Gesamtkörperwiderstand:

$$R_K = R_{Ü1} + R_{KI} + R_{Ü2} + R_K + R_W$$

R_K Körpergesamtwiderstand

R_{KI} Körperinnenwiderstand

$R_{Ü1}, R_{Ü2}$ Übergangswiderstände (Haut)

R_K Kleidungswiderstand

R_W Werkzeugwiderstand

Bild 4-4: Gesamtkörperwiderstand (Quelle: Bild Brieselang.NET)

Um eine allgemeingültige Aussage zur Gefährdungssituation treffen zu können, wurde bei den dieser Arbeit zugrundeliegenden Versuchen von einem sehr geringen Körperwiderstandswert von insgesamt 550 Ω ausgegangen.

4.5.1.5 Brandbekämpfung im Bereich elektrischer Anlagen

Um zu verhindern, dass beim Löschen von unter Spannung stehenden Anlagenteilen über den Wasserstrahl gefährliche Ströme durch den Körper der Einsatzkraft fließen, wurden in der DIN VDE 0132 – Brandbekämpfung und Hilfeleistung im Bereich elektrischer Anlagen - zwischen der Löschmittelaustrittsöffnung und den unter Spannung stehenden Anlagenteilen empfohlene Mindestabstände definiert.

Tabelle 4-6 zeigt Mindestabstände bei der Brandbekämpfung an elektrischen Anlagen im Niederspannungsbereich, d.h. bis 1000 V bei Wechselstrom (AC) oder bis 1500 V bei Gleichstrom (DC). [DIN VDE 0132 (VDE 0132):2008-08]

Tabelle 4-6: Richtwerte für Mindestabstände im Niederspannungsbereich

Strahlrohr DIN 14365-CM	Niederspannung (N) $\leq$ AC 1 kV oder $\leq$ DC 1,5 kV	Hochspannung (H) $>$ AC 1 kV oder $>$ DC 1,5 kV
Sprühstrahl	1 m	5 m
Vollstrahl	5 m	10 m
Kurzzeichen	N-1-5	H-5-10

Diese Abstände beziehen sich grundsätzlich auf genormte C-Mehrzweckstrahlrohre nach DIN 14365-CM mit einem Mundstückdurchmesser von 9 mm und 5 bar Fließdruck. Die Richtwerte gelten aber auch für größere Wasserlöschgeräte, wenn deren Strahlrohre im Sinne der elektrischen Sicherheit der DIN 14365-2 entsprechen. Die Verwendungs- bzw. Warnhinweise auf den Löschgeräten sind zu beachten. Wenn CM-Strahlrohre ohne Mundstück oder andere Mehrzweckstrahlrohre verwendet werden, müssen die Abstände gemäß VDE 0132 vergrößert werden, z.B. bei BM-Mehrzweckstrahlrohren auf den Mindestabstand von 5 m.

Zum Verständnis dieser normativen Einschränkungen wird der Aufbau des Vollstrahls betrachtet. Bei einem Vollstrahl werden drei Zonen unterschieden (Bild 4-5). Der Bereich des kompakten Wasserstrahls unmittelbar nach dem Austritt des Löschmittels wird als Stabzone bezeichnet. Im anschließenden Bereich der Entfaltungszonen löst sich der Strahl in kleine Tröpfchen auf. Erreicht er die Qualität von elektrisch getrennten einzelnen Tröpfchen, sprechen wir von der Sprühzone (die für das menschliche Auge immer noch kompakt erscheint).

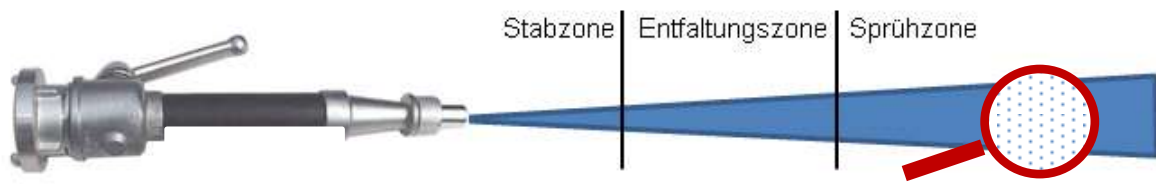


Bild 4-5: Schematischer Sprühstrahl Aufbau eines Mehrzweckstrahlrohres

Die Richtwerte für die Strahlrohrabstände wurden so gewählt, dass beim Löschen die spannungsführenden, elektrischen Anlagenteile nur von der Sprühzone getroffen werden und damit aufgrund der Tröpfchenbildung keine durchgängige Leitungsbahn vorhanden ist. Somit besteht keine Gefahr durch gefährliche Ableitströme für die Einsatzkraft.

Je nach technischer Ausführung des Strahlrohrs verändert sich die Länge der beschriebenen Entfaltungszone und der dadurch einzuhaltenden Löschabstände.

Das Prüfverfahren der Norm DIN 14365 beschreibt einen Testaufbau, bei dem die Spannungsabfälle von verschiedenen Widerständen im Ableitstrom eines Strahlrohrs unter Anwendung von Löschmittel auf ein unter Spannung stehendes Stahlgitter gemessen werden. Da hier keine kritischen Grenzwerte aufgeführt sind, wurden für die Versuche aus dem AP5.3 die Werte aus Tabelle 4-4 als Maßstab zugrunde gelegt.

Neben der DIN 14365 beschreibt die EN 15182 eine Produktnorm, die aber leider nicht auf die Bestimmung von Ableitströmen eingeht. Es wird lediglich eine Empfehlung ausgesprochen die besagt, dass bis 1000 V ein Abstand von mindestens 1 m bei einem Sprühstrahlwinkel von mindestens 30° einzuhalten ist. Durch die neue Norm müssen die Hersteller von neuartigen Strahlrohren, die nicht nach der alten DIN 14365 Teil 2 auf ihre elektrische Sicherheit geprüft wurden, den Nachweis der Eignung für die Brandbekämpfung in elektrischen Anlagen erbringen. Sollte der Hersteller nicht in der Lage sein, eine Auskunft über die elektrische Sicherheit zu erteilen, dürfen diese Strahlrohre nur in spannungsfreien elektrischen Anlagen eingesetzt werden.

4.5.1.6 Versuch 1: Messung der Ableitströme über den Löschwasserstrahl

Dieser Versuch beinhaltet die Messung der Ableitströme eines Feuerwehr-Sprühstrahls bei einem simulierten Einsatz an einer spannungsführenden elektrischen Anlage. Es wurden Messungen bei DC-Spannungen von 1000 V und Löschabständen von 1 m und 5 m in Anlehnung an die Norm VDE 0132 „*Brandbekämpfung und Hilfeleistung im Bereich elektrischer Anlagen*“ vorgenommen. Die im Versuch gemessenen Ströme werden wie beschrieben hinsichtlich einer möglichen Gefährdung einer Einsatzkraft beim Löschangriff auf Photovoltaikanlagen bewertet.

Löschgeräte und Löschmittel

Als Löschmittel wurde Wasser mit einer elektrischen Leitfähigkeit von 630 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (20 °C) verwendet.

Bekanntermaßen erhöht Löschschaum die elektrische Leitfähigkeit des Wassers und darf bei Bränden in spannungsführenden Anlagen nicht verwendet werden. Zur Demonstration der praktischen

Auswirkungen wurden zusätzlich Messungen bei Einsatz eines Schaumlöschmittels (*Class A-Schaum*) durchgeführt.

In den Versuchen wurden in Deutschland allgemein verbreitete Strahlrohr-Typen, ein C-Mehrzweckstrahlrohr (CM; Bild 4-6) und ein C-Hohlstrahlrohr (Bild 4-7) verwendet. Das CM-Strahlrohr ist nach DIN EN 15182-3 genormt (ersetzt die alte DIN 14365). Bei 5 bar Fließdruck mit aufgesetztem Mundstück von 9 mm Durchmesser wird eine Wasserdurchflussmenge von ca. 120 l/min erreicht. Es hat jeweils eine Einstellmöglichkeit für *Vollstrahl* (V) und eine für *Sprühstrahl* (S) bei 15° Sprühwinkel. Die Durchflussmenge ändert sich dabei nicht. Die Wurfweite bei Vollstrahl beträgt ca. 15 m (Abbildung 6)

Das C-Hohlstrahlrohr entspricht der Strahlrohrnorm DIN EN 15182-2. Bei 5 bar Fließdruck lässt sich die Durchflussmenge über einen Drehring auf 55, 120 und 215 l/min einstellen. Die Strahlform kann durch Drehen am Strahlrohrkopf als *Vollstrahl* (0°) *Sprühstrahl* (60°) oder *Flash-Over-Stellung* (120°) gewählt werden. Hohlstrahlrohre unterscheiden sich je nach Typ und Hersteller in ihrer technischen Ausführung und Bauform, wodurch die Sprühbilder unterschiedlich ausfallen können.



Bild 4-6: CM-Mehrzweckstrahlrohr



Bild 4-7: C-Hohlstrahlrohr (Quelle: FFW München)

Versuchsdurchführung

In dieser Versuchsreihe (Versuchsaufbau entsprechend Bild 4-8 und Bild 4-9) wurden die Ableitströme über den Wasserstrahl beim Anspritzen einer unter Spannung stehenden Metallelektrode (Lochblech) gemessen. Mit einem Stromkreiswiderstand von 555 Ω wurde der im Worst Case anzunehmende (kleinste) Körperwiderstand einer erwachsenen Person (Einsatzkraft mit durchnässter Schutzkleidung) simuliert.



Bild 4-8: Versuchsaufbau mit simuliertem PV-Modul (Lochblechelektrode) und Hohlstrahlrohr in einem Meter Abstand



Bild 4-9: Versuchsaufbau mit simuliertem Körperwiderstand zur Messung der Ableitströme über den Löschstrahl

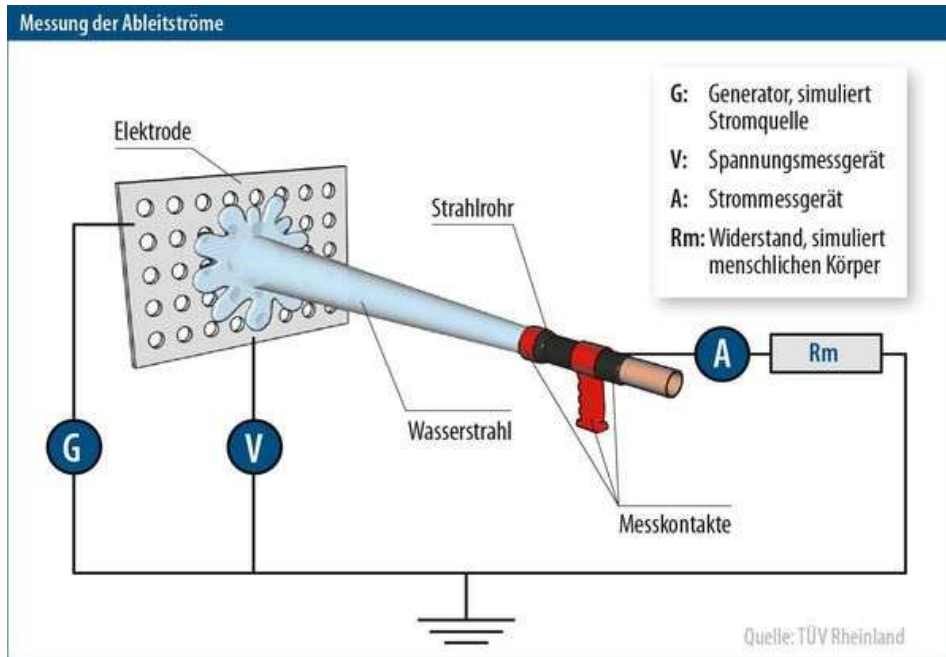


Bild 4-10: Messung der Ableitströme über den Wasserstrahl: Schematische Darstellung (Grafik: Solarpraxis AG (Harald Schütt))

Der jeweilige elektrische Widerstand im Stromkreis setzt sich aus dem Widerstand des Löschmittelstrahls, dem Körperwiderstand, den Übergangswiderständen und den gegebenenfalls vorhandenen (hochohmigen) Widerständen in Fehlerstromkreisen zusammen und bestimmt damit die Höhe eines möglichen Ableitstromes durch den menschlichen Körper.

Der Widerstand des Löschmittelstrahls hängt von der Entfernung zur spannungsführenden Elektrode, der Leitfähigkeit des Löschmittels und den Eigenschaften des Löschstrahls (Bild 4-10) ab.

Es wurden Messreihen mit einem einsatzüblichen CM-Mehrzweckstrahlrohr und einem C-Hohlstrahlrohr durchgeführt. Die Versuche wurden mit bei verschiedenen Strahleinstellungen jeweils mit Wasser und vergleichsweise in einer weiteren Versuchsreihe mit Schaum durchgeführt.

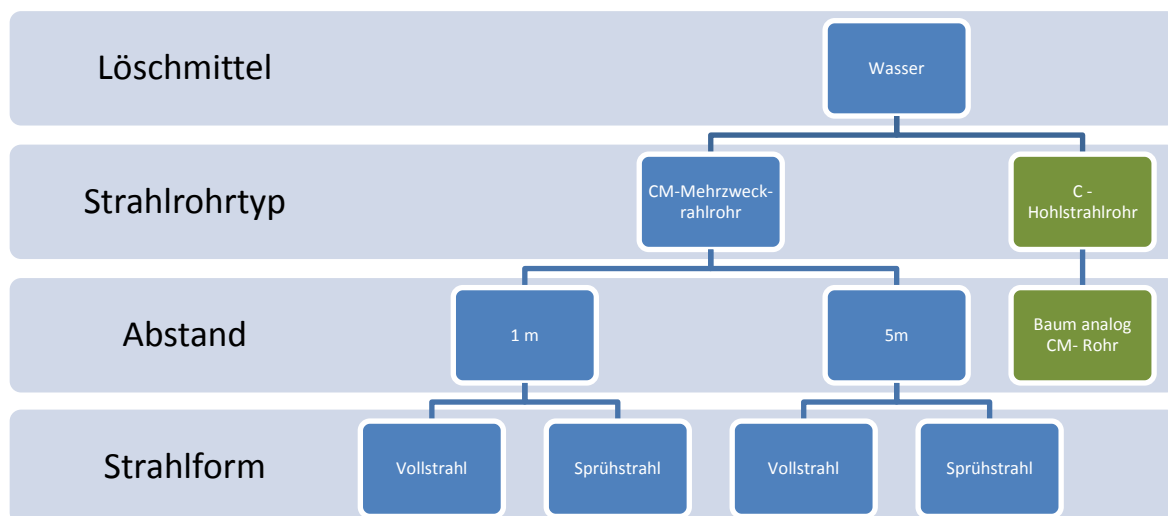


Bild 4-11: Versuchspfad zur Leitfähigkeitsmessung mit Löschmittel Wasser

Die Höhe des Ableitstromes über den Wasserstrahl hängt von der Spannung der angespritzten Anlagenteile, dem menschlichen Körperwiderstand (inklusive Übergangswiderständen) und weiteren Widerständen im Stromkreis, der Leitfähigkeit des Löschmittels und den Eigenschaften des Sprühstrahls ab (Bild 4-5). Je größer die Entfernung der Elektrode, desto größer ist die Auffächerung des Löschmittelstrahls und desto geringer auch dessen elektrische Leitfähigkeit. Die Abstände nach der DIN VDE 0132 Norm sind so ausgelegt, dass keine gefährlichen Ströme über den Löschmittelstrahl übertragen werden können.

Erwartete Ergebnisse

Für alle Messwerte des Ableitstroms wurden aus den allgemeinen Erfahrungen an elektrischen Anlagen unkritische Werte erwartet.

Der Erwartungswert für Vollstrahl und 1 m Abstand lag vergleichsweise am höchsten. Mit zunehmender Entfernung (5 m) und/oder bei Auffächerung (Sprühstrahl – Stellung) sollten die Ableitströme, wenn überhaupt messbar vorhanden, geringer ausfallen.

Mehrzweckstrahlrohr

Die gemessenen Ableitströme bei Verwendung des CM-Mehrzweckstrahlrohrs mit Mundstück sind in Bild 4-12 dargestellt. Wichtigstes Ergebnis der Messungen ist: Alle gemessenen Ableitströme, die den C Körper des Feuerwehrmannes im Worst Case von Hand zu Fuß durchströmen könnten, liegen im unkritischen Bereich < 25 mA. (Tabelle 4-5).

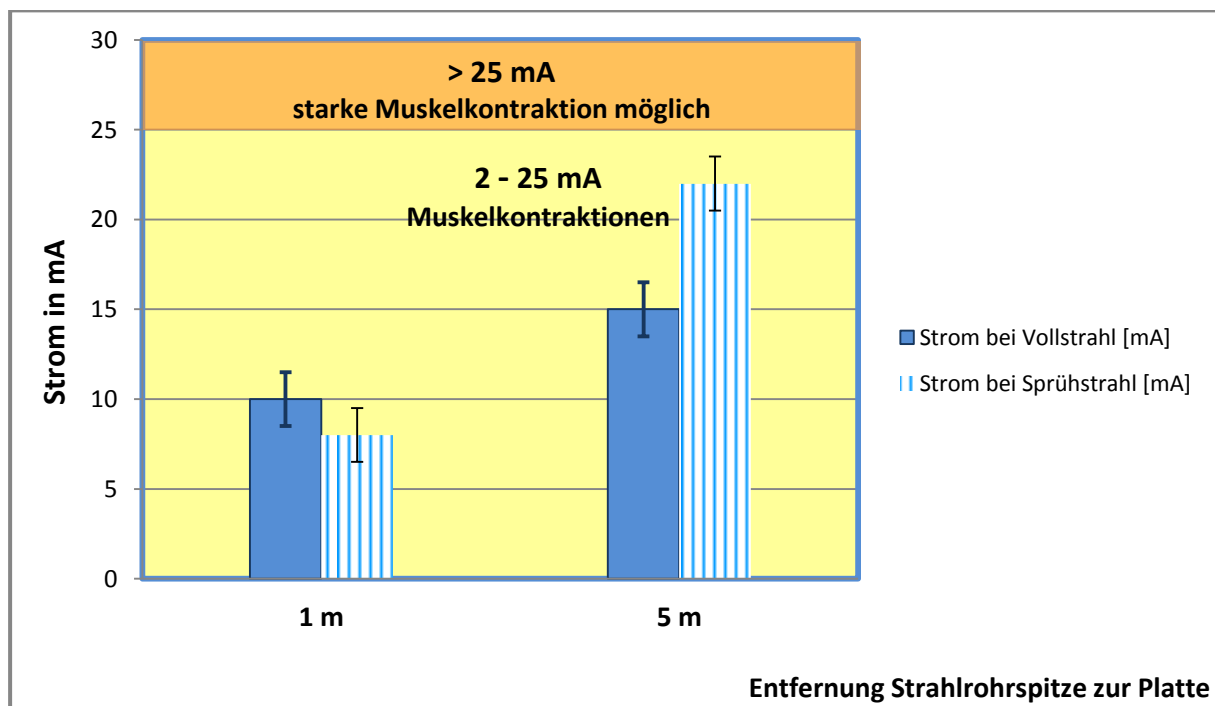


Bild 4-12: Ableitströme bei CM-Mehrzweckstrahlrohr (Wasser)

Erwartungsgemäß sind bei 1 m Abstand die Ströme bei Sprühstrahleinstellung (15° Sprühwinkel, gestreifter Balken) etwas geringer als bei Vollstrahleinstellung (voller Balken). Nicht erwartungsgemäß werden dagegen bei 5 m Entfernung bei beiden Strahlarten größere Ströme gemessen als bei 1 m Abstand. Die Messwerte für die Sprühstrahleinstellung übersteigen bei 5 m Abstand die Werte der Vollstrahleinstellung. Auch unter Berücksichtigung, dass die Messwerte während der Versuche im Bereich von ± 2 mA schwankten (der Wasserstrahl ist kein konstanter elektrischer Leiter) sind die gemessenen Differenzen signifikant (siehe Diskussion der Ergebnisse).

Hohlstrahlrohr

Die gemessenen Ableitströme bei Verwendung des C-Hohlstrahlrohres mit Mundstück sind in Bild 4-13 dargestellt. Auch hier ist das wichtigste Ergebnis der Messungen: Alle gemessenen Ableitströme, die den Körper des Feuerwehrmannes im Worst Case von Hand zu Fuß durchströmen könnten, liegen im unkritischen Bereich kleiner 25 mA. (siehe Tabelle 4-5).

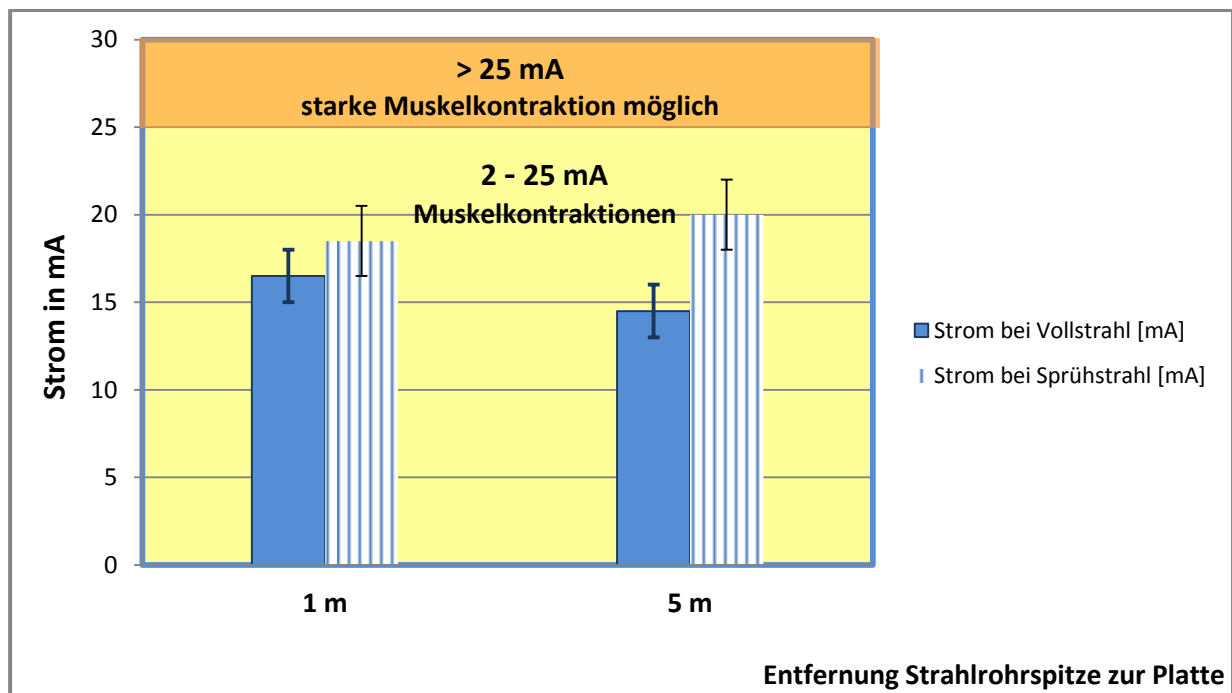


Bild 4-13: Ableitströme bei C-Hohlstrahlrohr (Wasser)

Bei Vollstrahleinstellung liegen die Messwerte hier bei 5 m Abstand erwartungsgemäß niedriger als bei einem Abstand von 1 m, wenn auch quantitativ gering. Unerwarteter Weise zeigen die Messwerte bei Sprühstrahleinstellung (60° Sprühwinkel, gestreifter Balken) bei beiden Abständen jeweils höhere Ableitströme an als bei Vollstrahleinstellung. Bei einem Abstand von 5 m ist der Messwert bei Sprühstrahl größer als bei 1 m Abstand.

Die vergleichenden Messungen unter Verwendung des Schaummittelzusatzes zeigten erwartungsgemäß etwas höhere Ströme als bei Verwendung von Wasser.

Diskussion der Ergebnisse

Bei beiden Strahlrohren gab es bei der größeren Entfernung von 5 m Abstand zur spannungsführenden Elektrode z.T. deutlich größere Messwerte für die Ableitströme als erwartet. Die Vermutung liegt nahe, dass im praktischen Versuchsaufbau begründete Fehlerströme auftraten und mit gemessen wurden. Besondere Aufmerksamkeit wurde daher möglichen Fehlerquellen (Bypass-Funktion) gewidmet:

1. Mit fortschreitender Versuchszeit bildete sich am Boden (Asphalt) eine durchgängige Wasserfläche durch abgelaufenes Löschwasser
2. Zunehmend heftiger Regen während der Messungen durchnässte zusätzlich die gesamte Versuchsanordnung, sodass die angestrebte isolierte Aufstellung der Elektrode und des Strahlrohres nicht (mehr) gewährleistet werden konnte.
3. Das Anspritzen der Elektrode (Lochblech) bewirkte einen teilweisen Ablauf des Löschwassers am Blech entlang zum Boden, so dass hier eine unter Umständen niederohmige Verbindung aufgebaut werden konnte
4. Je größer der Sprühwinkel, d. h. je weiter aufgefächert der Wasserstrahl die Lochblech-Elektrode erreichte, desto mehr leitfähige Wasserbahnen bildeten sich aus.

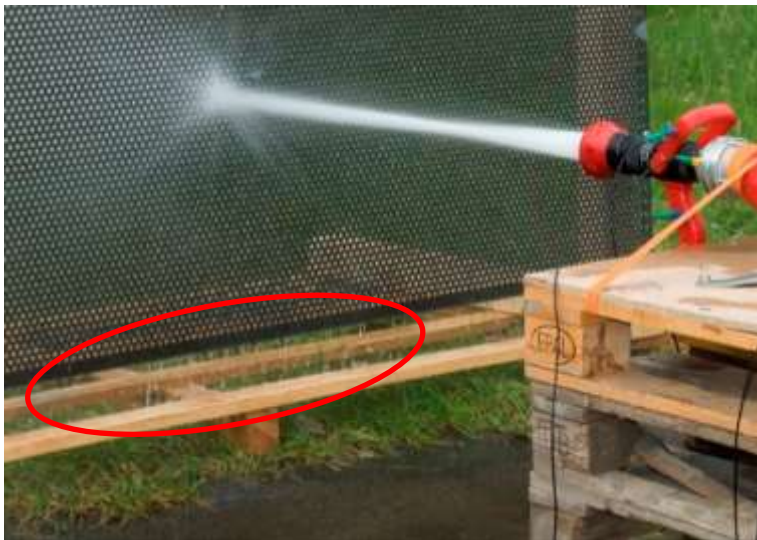


Bild 4-14: Ablaufendes Wasser bildet leitfähige Bahnen zum nassen Boden – hier Vollstrahl



Bild 4-15: Ablaufendes Wasser bildet leitfähige Bahnen zum wasserbedeckten Boden – hier Sprühstrahl

Es muss daher davon ausgegangen werden, dass es Fehlerstromkreise zwischen Elektrode und Strahlrohr gegeben hat, die abhängig von der konkreten Sprühstrahlform mit fortlaufender Versuchsdauer niederohmiger wurden.

Es wird weiter davon ausgegangen, dass diese Fehlerströme additiv zu den tatsächlich aufgetretenen Ableitströmen aufgetreten und mit gemessen worden sind. Bild 4-16 verdeutlicht dies schematisch.

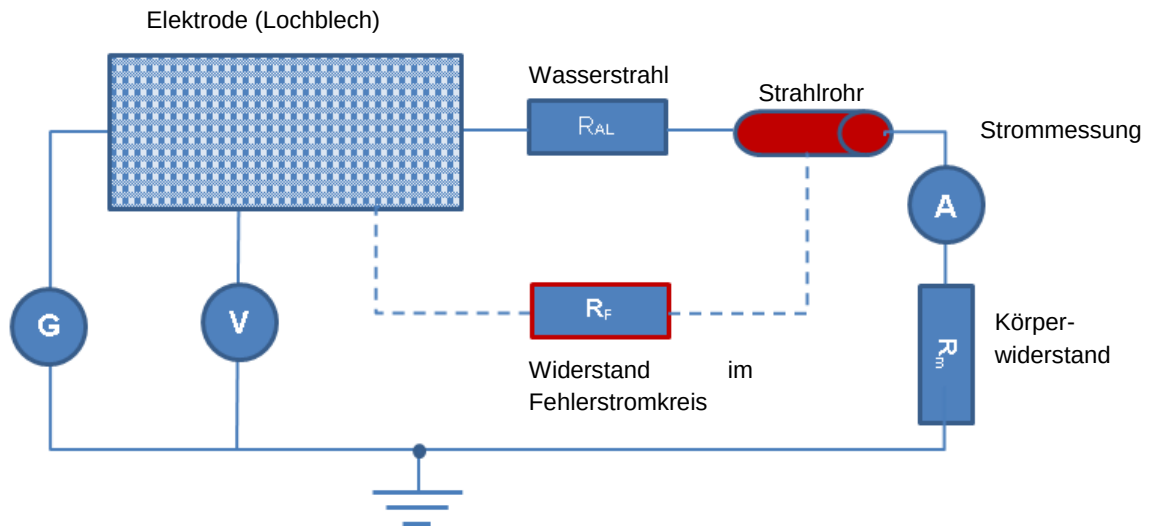


Bild 4-16: Stromkreis und Fehlerstromkreis

Da bei einer Parallelschaltung von Widerständen der Gesamtwiderstand kleiner ist als beide Einzelwiderstände, wirkt sich der Widerstand R_F im Fehlerstromkreis umso mehr auf den gemessenen Gesamtstrom aus, je niederohmiger er wird. Der wirksame Parallelwiderstand zwischen Elektrode und Strahlrohr wird kleiner und damit der Stromfluss größer. Somit lassen sich die im Versuch gemessenen größeren Ströme im Versuchsverlauf im Vergleich mit den erwarteten Werten erklären.

Weiterhin sind zusätzliche, begünstigende Faktoren wirksam, z.B. real deutlich größerer Körperwiderstand und zusätzliche Übergangswiderstände durch Schutzkleidung wie Handschuhe und Stiefel. Die tatsächlichen Ableitströme, die einen Feuerwehrmann durchströmen könnten, sind daher als grundsätzlich kleiner anzunehmen als die im vorliegenden Versuchsaufbau generierten Messwerte, die einen absoluten Worst Case darstellen. Auch im realen Einsatz kann sich ein leitfähiger Bodenbelag mit „Bypass-Potential“ ausbilden, diesen Fall haben die durchgeführten Versuche (unfreiwillig) mit abgedeckt. Wir bewegen uns schlussfolgernd bei den Ergebnissen auf der sicheren Seite.

Zu späteren Zeitpunkten (2012, 2014) durchgeführte Versuchsreihen anderer Institutionen ergaben deutlich kleinere Ableitströme im Bereich ca. 1 mA oder kleiner (Kooperationsprojekt OVAG und vfdb).

Durch eine andere Elektrodenart – Metallgitter – und größeren Bodenabstand der Elektrode lief deutlich weniger Löschwasser direkt zum Boden (hier Rasenfläche). Durch diese Versuchsanordnung konnten sich offenbar deutlich geringere Fehlerströme ausbilden. Vor und nach jedem Versuch wurden diese separat gemessen, die sich allerdings überwiegend kleiner als die untere Messwertschwelle im μA -Bereich erwiesen. Einschränkend wird hier angemerkt, dass nur unmittelbar während des Versuchs selbst sich die möglicherweise elektrisch leitenden Wasserfahnen ausbilden.

In linken Bild erfolgt die Messung bei Sprühstrahleinstellung 45° mit Wasser – es bilden sich keine Wasserfahnen aus. Anders sieht es bei Schaumeinsatz z.B. mit Sprühstrahleinstellung 120° aus, wie im rechten Bild gezeigt. Hier bildet sich ein leitfähiger Belag am Boden. An der Elektrode vorbeisprühender und ebenso an der Elektrode ablaufender Schaum bilden mögliche Bypass-Verbindungen zum Sprühstrahl aus.



Bild 4-17: Messung von Ableitströmen beim Löschen unter Spannung stehender elektrischer Anlagen. Versuche auf dem Gelände der OVAG in 2014, Kooperationsprojekt OVAG und **vfdb**



Bild 4-18: Messung von Ableitströmen, Löschen mit Schaum unter Sprühstrahleinstellung. Versuche auf dem Gelände der OVAG in 2014

Fazit

Alle aktuell bekannten Messreihen zu dieser Thematik ergaben sehr geringe bis unkritische Ableitströme über den Löschstrahl im Bereich unter 25 mA.

Bei Einhaltung der empfohlenen Löschabstände entsprechend DIN VDE 0132 von 5 m bei Vollstrahl und 1 m bei Sprühstrahl treten bei Verwendung des Löschmittels Wasser keine gefährlichen Ableitströme für die Einsatzkraft auf.

4.5.1.7 Elektrische Eigenschaften der Einsatzkleidung

Bei dieser Versuchsreihe wurde die additive Schutzwirkung der Einsatzkleidung gegen elektrischen Schlag untersucht. Dabei wurde eine direkte Berührung einer spannungsführenden DC-Leitung simuliert. Die gebrauchte Einsatzkleidung wurde sowohl im trockenen als auch im nassen Zustand geprüft.

Versuchsaufbau

Mit einer lebensgroßen Puppe (Dummy, 75 kg schwer) wurde der menschliche Körper simuliert. Der Dummy wurde mit einer elektrisch leitenden Aluschicht überzogen und mit Messkontakten versehen. Die Körperwiderstände für die unterschiedlichen Stromwege wurden über eine Widerstandsplatte eingestellt und die Puppe anschließend mit einer kompletten Feuerwehr-Schutzkleidung bekleidet. Der Dummy stand auf einer geerdeten Stahlplatte. An der Oberfläche der Schutzkleidung wurde mittels Metallkontakten eine Spannung angelegt (**Bild 4-19**).

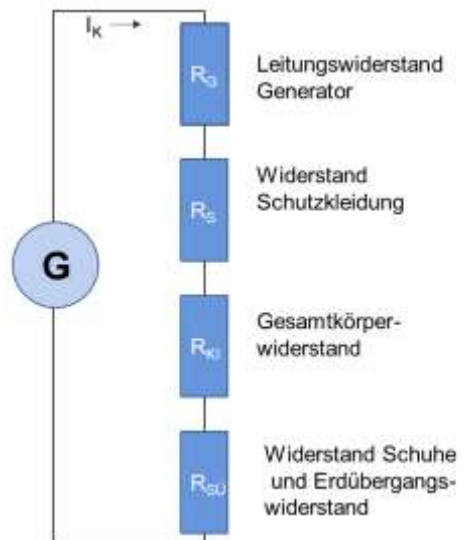


Bild 4-19: Versuchsaufbau mit Dummy und Schematisches Schaltbild

In den Versuchen sind die Ströme für drei unterschiedliche Stromwege gemessen worden. Für den Stromweg von Hand zu Hand und von Hand zu einem Fuß erfolgte die Strommessung bei einem Körperwiderstand von 555 Ω . Der Strom für den Stromweg von Hand zu beiden Füßen wurde bei einem Körperwiderstand von 430 Ω gemessen. Es sind zwei Kontaktstellen festgelegt worden. Die erste Kontaktstelle befand sich direkt am Handschuh und die zweite am Ärmel der Schutzjacke. Um die Schutzwirkung zu überprüfen, wurden die Handschuhe und die Stiefel teilweise weggelassen. An den Kontaktstellen ist eine Gleichspannung von 1000 V angelegt worden.

Wie im Ersatzschaltbild zu erkennen, liegt hier eine Reihenschaltung der Widerstände vor. Die einzelnen Widerstände summieren sich zu einem Gesamtwiderstand und begrenzen den Strom.

Im trockenen Zustand werden sehr hohe Widerstände erwartet, wogegen im nassen Zustand die Widerstände drastisch absinken und dementsprechend der Strom ansteigen sollte. Den größten Wert in der Widerstandsreihe müssten die Schutzstiefel aufweisen, sodass das Weglassen der Stiefel zu einem sehr starken Anstieg des Stromes führen sollte.

Im trockenen Zustand der Einsatzkleidung lagen alle Messwerte im Bereich der Messunsicherheit. Lediglich ohne Schutzstiefel wurden entsprechend der folgenden Tabelle 4-7 und Tabelle 4-8 sehr geringe Ströme unter 1 μA gemessen:

Tabelle 4-7: Trockene Kleidung Hand-Füße

<i>Parameter</i>	
Schutzkleidung	Trocken
Handschuhe	An
Stiefel	Aus
Kontaktstelle Elektrode	Ärmel
Strompfad	Hand-Füße
Körperwiderstand	430 Ω
Generator-Spannung [V]	Körper-Strom [μ A]
1000	0,54

Tabelle 4-8: Trockene Kleidung Hand-Hand

<i>Parameter</i>	
Schutzkleidung	Trocken
Handschuhe	An
Stiefel	Aus
Kontaktstelle Elektrode	Ärmel
Strompfad	Hand-Hand
Körperwiderstand	555 Ω
Generator-Spannung [V]	Körper-Strom [μ A]
1000	0,45

Bei nassem Zustand der Einsatzkleidung wurden dagegen je nach Strompfad und Kontaktstelle teils erhebliche Ströme gemessen. Der Strom von einer Hand zu einem Fuß lag im spürbaren, aber unkritischen Bereich, jedoch bei einem Stromweg von Hand zu Hand sind lebensgefährlich hohe Ströme im Ampere Bereich gemessen worden, wie aus den nachfolgenden Tabellen (Tabelle 4-9, Tabelle 4-10 und

Tabelle 4-11) ersehen werden kann:

Tabelle 4-9: Nasse Kleidung Hand-Fuß

<i>Parameter</i>	
Schutzkleidung	Nass
Handschuhe	An
Stiefel	An
Kontaktstelle Elektrode	Handschuhe
Strompfad	Hand-Fuß
Körperwiderstand	555 Ω
Generator-Spannung [V]	Körper-Strom [mA]
1000	3,66

Tabelle 4-10: Nasse Kleidung Hand-Hand

<i>Parameter</i>	
Schutzkleidung	Nass
Handschuhe	An
Stiefel	An
Kontaktstelle Elektrode	Handschuhe
Strompfad	Hand-Hand
Körperwiderstand	555 Ω
Generator-Spannung [V]	Körper-Strom [A]
1000	1,50

Der drastische Unterschied im Widerstandswert wurde bei den Schutzstiefeln vermutet. Sie wurden daher für eine weitere Messung Hand zu Fuß entfernt. Die nun gemessenen Ströme befanden sich ebenfalls im lebensgefährlichen Bereich:

Tabelle 4-11: Nasse Kleidung ohne Stiefel

<i>Parameter</i>	
Schutzkleidung	Nass
Handschuhe	An
Stiefel	Aus
Kontaktstelle Elektrode	Handschuhe
Strompfad	Hand-Fuß
Körperwiderstand	555 Ω
Generator-Spannung [V]	Körper-Strom [A]
500	0,85
700	1,21
800	1,40
900	1,57

In den folgenden zwei Fotos (siehe Bild 4-20) sind die Einwirkungen der Ströme auf die Kontaktflächen zu sehen. Bei einem menschlichen Körper würden an diesen Stellen Strommarken

entstehen, die an den Stromeintrittsstellen und an den Stromaustrittsstellen durch die hohe Wärmeentwicklung zustande kommen. An den Handschuhen sind aufgrund der Hitzeeinwirkung Brandlöcher entstanden.



Bild 4-20: Einwirkung der Ströme auf die Kontaktflächen, Brandloch durch Stromeinwirkung

Die Versuchsergebnisse stimmen mit den theoretischen Erwartungen überein. Eine trockene Einsatzkleidung besitzt einen sehr hohen Widerstand, dagegen bietet eine durchnässte Kleidung keinen Schutz vor einem elektrischen Schlag. Bei einem Stromweg von einer Hand zur anderen Hand und einem Körperwiderstand von $555\ \Omega$ besteht am nassen Handschuh ein sehr geringer Widerstand von ca. $50\ \Omega$, wodurch beim Berühren einer $1000\ \text{V DC}$ -Leitung ein lebensgefährlicher Strom in Höhe von $1,5\ \text{A}$ durch den menschlichen Körper fließen kann (vgl. Tabelle 4-10)

Der hohe Widerstand der Stiefel und die damit verbundene Schutzwirkung gegen einen elektrischen Schlag werden in den Versuchen sichtbar. Trotz nasser Kleidung sind mit Schutzstiefel kaum spürbare Ströme gemessen worden. Ohne Stiefel steigt der Körperstrom drastisch an und überschreitet bei $1000\ \text{V}$ Spannung den gefährlichen Grenzwert deutlich.

Dabei ist eine Linearität zwischen Strom und Spannung festzustellen. Bei nasser Einsatzkleidung und angenommenem Körperwiderstand von $555\ \Omega$ können bei einem Stromweg von Hand zu Hand oder von Hand zu den Füßen ohne Schutzstiefel bereits bei $100\ \text{V DC}$ lebensbedrohliche Ströme über $150\ \text{mA}$ durch den Menschen fließen (vgl.

Tabelle 4-11).

Fazit

Die Messungen zeigen, dass bei kompletter und trockener Einsatzkleidung kein Stromschlag-Risiko beim Kontakt mit einer spannungsführenden DC-Leitung einer Photovoltaik-Anlage besteht.

Eine durchnässte Einsatzkleidung dagegen weist praktisch keinen Schutz vor gefährlichen Körperströmen auf, wenn der Stromweg von einer Hand zur anderen Hand verläuft.

Verläuft der Stromweg von den Händen zu den Füßen, so wie es beim Löscheinsatz am Strahlrohr typischerweise der Fall ist, werden aufgrund des hohen Widerstandes der Schutzstiefel unkritische Ströme im gerade spürbaren Bereich durch den menschlichen Körper fließen.

4.5.1.8 Spannungsführende Leitung im Wasser

Der Versuch (siehe Bild 4-21) diente der Ermittlung der möglichen Stromstärke durch einen menschlichen Körper im Falle eines überfluteten Raumes mit Kontakt zu einer spannungsführenden Leitung und einer gleichzeitigen Berührung eines geerdeten Gebäudeteils durch den Menschen.

Die Messungen wurden mit Hilfe eines 3 x 2 m großem Wasserbeckens und 160 cm großem Holz-Dummy durchgeführt. An den Füßen wurden Metallplatten angebracht und mit Kupferdrähten Leitungen verlegt. Im Wasser befand sich die spannungsführende Leitung, an der Schulter des Dummies das Erdpotenzial.

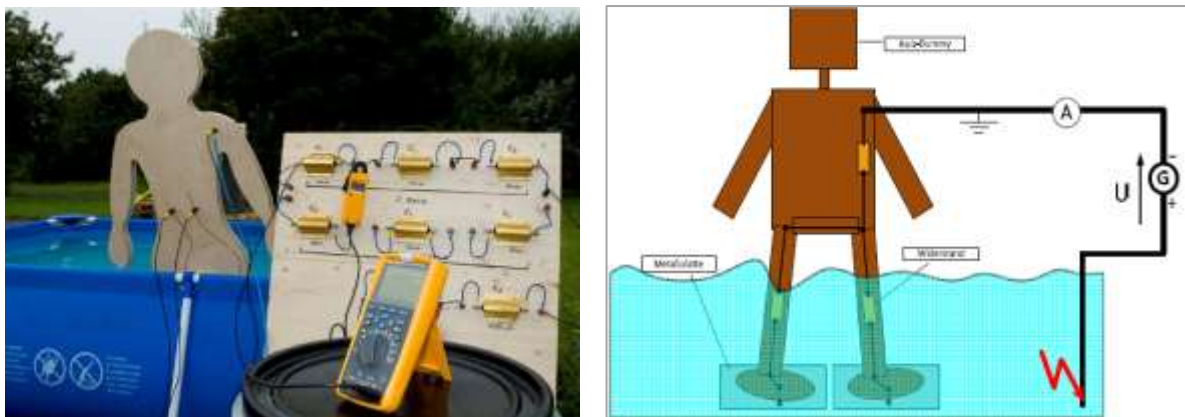


Bild 4-21: Holz Dummy im Versuchsbecken und schematischer Versuchsaufbau

Versuchsdurchführung

In das Becken mit 60 cm Wasserstand bei einer Leitfähigkeit von $630 \, \Omega \, S / cm$ (bei $20 \, ^\circ C$) wurde eine spannungsführende Leitung getaucht. Die Spannung wurde zwischen 500 V und 900 V (DC) eingestellt. Der Holz-Dummy wurde in das Wasserbecken gestellt und der Körperstrom bei jeweils drei unterschiedlichen Abständen von 0,5 m, 1 m und 2 m zur spannungsführenden Leitung gemessen. Aufgrund der hohen Leitfähigkeit des Wassers wird in diesem Versuch ein relativ hoher Stromfluss erwartet. Beim Vergrößern des Abstands zur spannungsführenden Leitung sollte sich der Strom verringern.

Tabelle 4-12: Versuchsergebnisse zu Versuch 3

<i>Wassereigenschaften</i>		
Leitfähigkeit	630 $\mu S/cm$	
Temperatur	20 $^\circ C$	
Wasserhöhe	60 cm	

Abstand zur Elektrode	0,5 m	

$U_{Gen, \text{ soll}}$ [V]	$U_{Gen, \text{ ist}}$ [V]	Körper-Strom [A]
500	500	1,02
800	800,87	1,64
850	851,87	1,74

Abstand zur Elektrode	1 m	

500	500,33	1,02
800	801,04	1,62
850	851,54	1,72

Abstand zur Elektrode	2 m	

500	499,98	0,99
800	801,12	1,57
850	851,54	1,67
900	901,67	1,77

Die Versuchsergebnisse zeigen, dass alle gemessenen Körperströme im Ampere-Bereich und damit im lebensgefährlichen Bereich liegen. Zwischen Strom und Spannung ist erwartungsgemäß bei dem Dummy-Versuch eine lineare Beziehung festzustellen, die aber aufgrund des spannungsabhängigen Körperwiderstandes des Menschen (Tabelle 4-5) die Realität nur grob annähernd wiedergibt. Bei der gegebenen Versuchsanordnung mit den gegebenen Widerständen wurde der gefährliche Bereich schon ab einer Spannung von 75 V erreicht.

Ein Erhöhen der Entfernung zur spannungsführenden Leitung führte nur zu geringem Absinken des Stroms. Bei 800 V betrug die Stromdifferenz zwischen den Werten bei einem Abstand 0,5 m und bei 2 m lediglich 70 mA, das entspricht ca. 3 %.

Bei der Bewertung ist zu beachten, dass in diesem Versuch der schlimmste Fall betrachtet wurde. Der Erdleiter befindet außerhalb des Wassers, sodass hier der gesamte Strom über den Holz-Dummy zur Erde fließt. Anderenfalls würden nur noch Teilmengen durch den menschlichen Körper fließen. Aufgrund der Höhe der gemessenen Werte auch bei mehreren Metern Abstand bedeutet dies aber keine Entwarnung.

Fazit

Für die Einsatzkraft liegt in überfluteten Kellerräumen eine gravierende Stromschlaggefahr durch herabhängende und beschädigte DC-Leitungen vor!

Bereits bei geringen Spannungen von ca. 100 V kann gegebenenfalls ein gefährlicher Stromfluss durch den Körper auftreten.

4.5.1.9 Abschließende Diskussion

Die Untersuchungen zur Leitfähigkeit und möglichen Ableitströmen über ein Strahlrohr haben gezeigt, dass beim Löschen im Bereich von Photovoltaik-Anlagen unter Einhaltung der Sicherheitsabstände gemäß *DIN VDE 0132* keine ernsthafte Gefahr für die Einsatzkraft durch Ableitströme über das Löschwasser bei gegebenen 1000 V DC besteht.

Die eingesetzten Strahlrohre wiesen unterschiedliche Sprühbilder auf und demzufolge auch unterschiedliche elektrische Leiteigenschaften. Besonders bei den Hohlstrahlrohren können sich durch verschiedene technische Ausführungen und Bauarten signifikante Unterschiede in der Ausbildung des Wasserstrahls ergeben. In der neuen Norm *DIN EN 15182* ist eine elektrische Prüfung der Strahlrohre nicht mehr vorgesehen. Für die Charakterisierung der Hohlstrahlrohre bezüglich ihrer elektrischen Eigenschaften sind Einzelnachweise notwendig.

Die verwendete Einsatzkleidung ist im trockenen Zustand ein guter Isolator und schützt die Einsatzkraft vor gefährlichen Stromschlägen. Durchnässte Kleidung dagegen bietet keinen Schutz mehr, sodass bei hohen Spannungen und einem Stromweg von Hand zu Hand lebensgefährliche Ströme durch den menschlichen Körper fließen können. Dies wäre der Fall, wenn beide Pole der DC-Leitungen gleichzeitig berührt werden. Da die Feuerwehren angehalten sind immer einen Sicherheitsabstand von mindestens einem Meter zu unter Spannung stehenden Anlagenteilen einzuhalten, ist dieses Szenario zwar unwahrscheinlich, bei schlechter Sicht durch Dunkelheit und Rauch aber durchaus praktisch möglich.

Überflutete Kellerräume stellen eine potentiell beträchtliche Gefährdung für die Einsatzkraft dar. Herunterhängende und beschädigte Leitungen einer PV-Anlage oder auch jeder anderen elektrischen Hausinstallation können einen Stromfluss über das Wasser verursachen, wenn gleichzeitig geerdete Systeme berührt werden. Aufgrund der hohen Leitfähigkeit des Wassers können so auch bei Entfernungen von mehreren Metern lebensgefährliche Ströme im Amperebereich entstehen.

In den beschriebenen Versuchsreihen wurde immer der Worst Case betrachtet. Im realen Einsatzfall werden die Widerstandswerte des Menschen insbesondere mit Kleidung bzw. Schutzkleidung und Schuhen deutlich höher liegen, wodurch sich das Risiko eines gefährlichen Stromschlags verringert.

4.5.1.10 Relevanz für die Normung

- Die Erkenntnisse aus den Versuchsreihen hinsichtlich Sicherheits- bzw. Strahlrohrabständen bestätigen die Angaben der VDE 132. Eine Kurzfassung der Testreihen wird dem Arbeitskreis des DKE K 213 „Brandbekämpfung an elektrischen Anlagen“ zugeleitet. Weitere praktische Tests sollten künftig auf einen Spannungsbereich bis 1500 V DC erweitert werden, da diese Spannungsgrenze im Modul- und PV-Anlagenbereich verstärkt von Interesse sein könnte.
- Innerhalb DIN EN 15182 ist eine elektrische Prüfung für Strahlrohre nicht mehr vorgesehen. Für die Charakterisierung der Hohlstrahlrohre sind Einzelnachweise bezüglich ihrer elektrischen Eigenschaften aber notwendig, wie die o.g. Versuchsreihen gezeigt haben. Die Wasserwurfeigenschaften und damit die Leitfähigkeiten eines Löschstrahls differieren bei den getesteten Strahlrohren (CM-Mehrzweck und C- Hohlstrahl).

Mit Hochgeschwindigkeitskameras konnten die Zerfallseigenschaften der Tropfen bei Austritt aus versch. Strahlrohren beobachtet werden. Hieraus lässt sich ableiten, dass die Leitfähigkeitseigenschaften und Messungen nicht auf alle Rohre zu pauschalisieren sind. Eine **Ergänzung der neuen Norm durch eine geeignete elektrische Prüfung der Strahlrohre** ist sinnvoll und sollte vom entsprechenden Normungsgremium diskutiert werden.

Empfehlung für die Normung:

Innerhalb DIN EN 15182 ist eine elektrische Prüfung für Strahlrohre nicht mehr vorgesehen. Für die Charakterisierung der Hohlstrahlrohre sind Einzelnachweise bezüglich ihrer elektrischen Eigenschaften aber notwendig, wie die o.g. Versuchsreihen gezeigt haben. Eine Ergänzung der neuen Norm durch eine geeignete elektrische Prüfung der Strahlrohre ist sinnvoll und sollte vom entsprechenden Normungsgremium diskutiert werden.

4.5.2 Elektrische Sicherheitssituation bei Einwirkung von Kunstlicht

Versuchsreihen am Photovoltaikinstitut der Fachhochschule Bern mit Unterstützung durch die Feuerwehr haben gezeigt, dass durch Scheinwerferlicht, z.B. durch nahe der PV-Anlage positionierte Einsatzstrahler der Feuerwehren oder des Technischen Hilfswerks bei einem nächtlichen Einsatz grundsätzlich Gleichströme in signifikanter Höhe in PV-Modulen erzeugt werden können [43]. Es werden daher Mindestabstände für aufzustellende Scheinwerfer empfohlen. Die Messungen wurden mit Halogenscheinwerfern an einer installierten Versuchsanlage mit längsorientierten Strängen kristalliner PV-Module durchgeführt, wobei man sich an üblichen Anlagengrößen und Verschaltungen von Dachanlagen bei Einfamilienhäusern orientierte.

Eine größere PV-Anlage wird aufgrund einer dann ebenfalls größeren Inhomogenität der Bestrahlung nicht zu höheren Strömen führen. Eine kompaktere Bauweise (Verschaltung) dagegen kann theoretisch höhere Ströme erzeugen. Auch andere praktische Untersuchungen, z.B. durch Underwriters Laboratories [44], führten zum Ergebnis einer prinzipiell möglichen elektrischen Gefährdung von Einsatzkräften durch Kunstlicht.

Um eine allgemeingültige Aussage betreffs eines Mindestsicherheitsabstandes zu erhalten, wurden im Rahmen des Projektes zusätzliche Versuchsreihen durchgeführt, die

- (1) die bei den Einsatzkräften gebräuchlichen Strahlerarten**
- (2) die verschiedenen auf deutschen Dächern verbauten Modultypen**
- (3) den kritischsten Fall einer kompakten Bauweise (String)**
- (4) den kritischsten Fall einer weitgehend senkrecht einfallenden Bestrahlung**

umfassen. Durch Betrachtung der hierbei zu bestimmenden Worst-Case-Kombination soll eine allgemein gültige Empfehlung mit einem enthaltenen Sicherheitszuschlag formuliert werden.

Bei der Scheinwerferauswahl wurden nur Technologien berücksichtigt, welche im Bereich der Gefahrenabwehr in Deutschland Anwendung finden. Die Berufsfeuerwehr Köln, die Freiwillige Feuerwehr Köln - Löschgruppe Porz-Langel sowie das Technische Hilfswerk - Ortsverband Siegburg und verschiedene Scheinwerferhersteller unterstützten die Untersuchungen mit Leihgaben von Einsatzstrahlern und Aufbau der gewünschten Kombinationen.

Eine Abfrage der Berufsfeuerwehren in Deutschland sowie diverser Organisationen der Gefahrenabwehr ergab, dass vorwiegend Scheinwerfer mit Halogenglühlampen mit einer Leistung von 1.000 bzw. 1.500 W verwendet werden. Zur Anwendung kommen diese in der Regel auf ausziehbaren Stativen und an Lichttraversen auf Lichtmasten, Drehleitern und Arbeitskränen. Je nach Ausführung ist aber auch der Einsatz als Bodenscheinwerfer denkbar. Halogenscheinwerfer mit Leistungen oberhalb von 1.500 W sind nur selten anzutreffen. Es werden im Regelfall mehrere Scheinwerfer auf Lichttraversen eingesetzt, üblicherweise bis zu 8 oder 10 Stück auf einer Konstruktion. Neben Halogenstrahlern werden vereinzelt auch Scheinwerfer mit Halogen-Metall dampflampen (HM), Natrium-Hochdrucklampen (HN) und Quecksilber-Hochdrucklampen (HQ) auf Stativen und Lichttraversen eingesetzt. Hierbei liegt die aufgenommene Leistung in der Regel bei 1.000 W pro Lampe, selten auch höher.

Die genannten Lampentypen sind die am häufigsten zur Ausleuchtung einer Einsatzstelle genutzten und für den Einsatz unter erschwerten Bedingungen konstruiert, jedoch benötigen sie eine hohe einzuspeisende Leistung. Daher werden auch zunehmend Scheinwerfer mit LED- und Xenon-Technologie verwendet. Aktuell befinden sich LED-Scheinwerfer mit einer aufgenommenen Leistung von bis zu 150 W im Einsatz. Xenon-Scheinwerfer werden dagegen meist als Rundumbeleuchtung an Einsatzfahrzeugen eingesetzt und sind für die Untersuchung eher untypisch.

Es wurde eine mehrstufige Untersuchung durchgeführt:

1. Ermittlung des kritischsten Paares Scheinwerfertechnologie - Modultechnologie anhand der jeweils relevanten Lichtspektren (Worst-Case - Paarung)
2. Untersuchungen zur Homogenität des Lichtkegels der Scheinwerfer
3. Messungen an kompakten Modulanordnungen (annähernd quadratische Anordnung, mit vergleichsweise höchster erreichbarer Homogenität bei Scheinwerferbestrahlung – Worst-Case - Anordnung)
4. Bestimmung der Abhängigkeit der generierten elektrischen Ströme und Spannungen vom Abstand der Lichtquelle zum Modulfeld und der Leistungsstufe des eingesetzten Scheinwerfers bzw. Scheinwerferkombination (hier mit Worst-Case Technologie - Paarung)

4.5.2.1 Worst Case Paar

Es wurden alle Scheinwerfer spektral vermessen, wobei ermittelt wurde, dass die spektrale Lichtzusammensetzung unabhängig von der Leistungsklasse und weitgehend unabhängig vom jeweiligen Hersteller ist, siehe auch Bild 4-22 am Beispiel von 5 verschiedenen Halogenstrahlern.

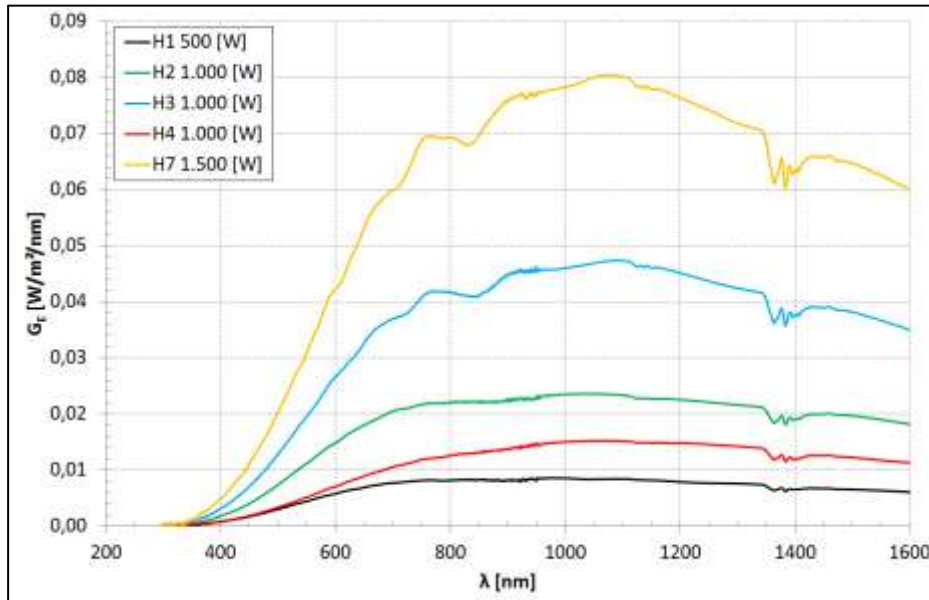


Bild 4-22: Lichtspektrum bei Halogenstrahlern verschiedener Hersteller und verschiedener Leistungsklassen.

Demgegenüber ist die spektrale Empfindlichkeit der verschiedenen im Markt befindlichen Modultechnologien zu betrachten (Bild 4-23) und mit den ermittelten Lichtspektren der Scheinwerfertechnologien zu überlagern. Das Ergebnis aller Kombinationen von Scheinwerfertypen und Modultypen ist in Bild 4-24 dargestellt.

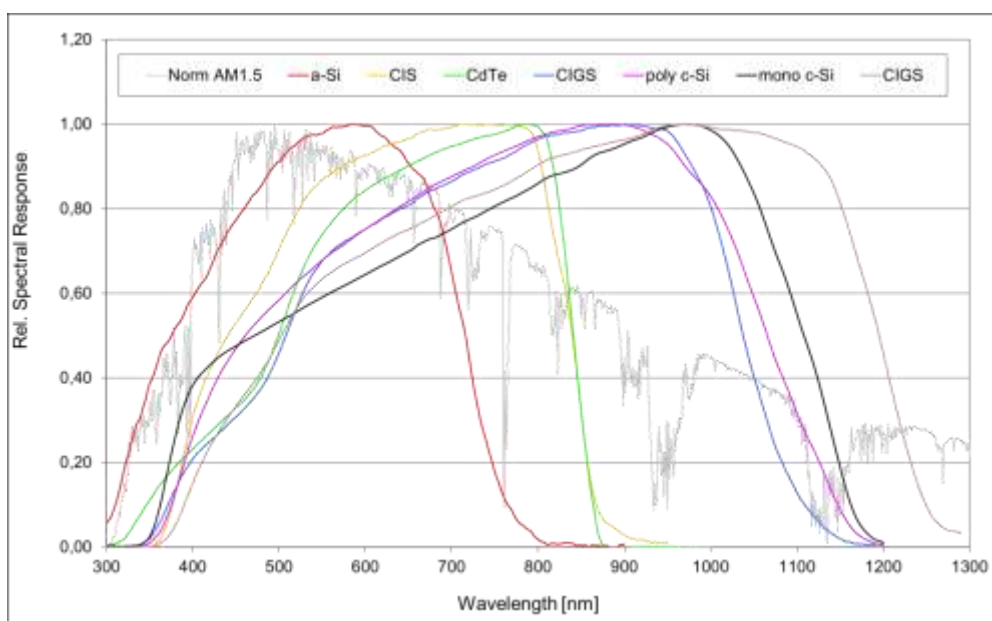


Bild 4-23: Spektrale Empfindlichkeit verschiedener Modultechnologien

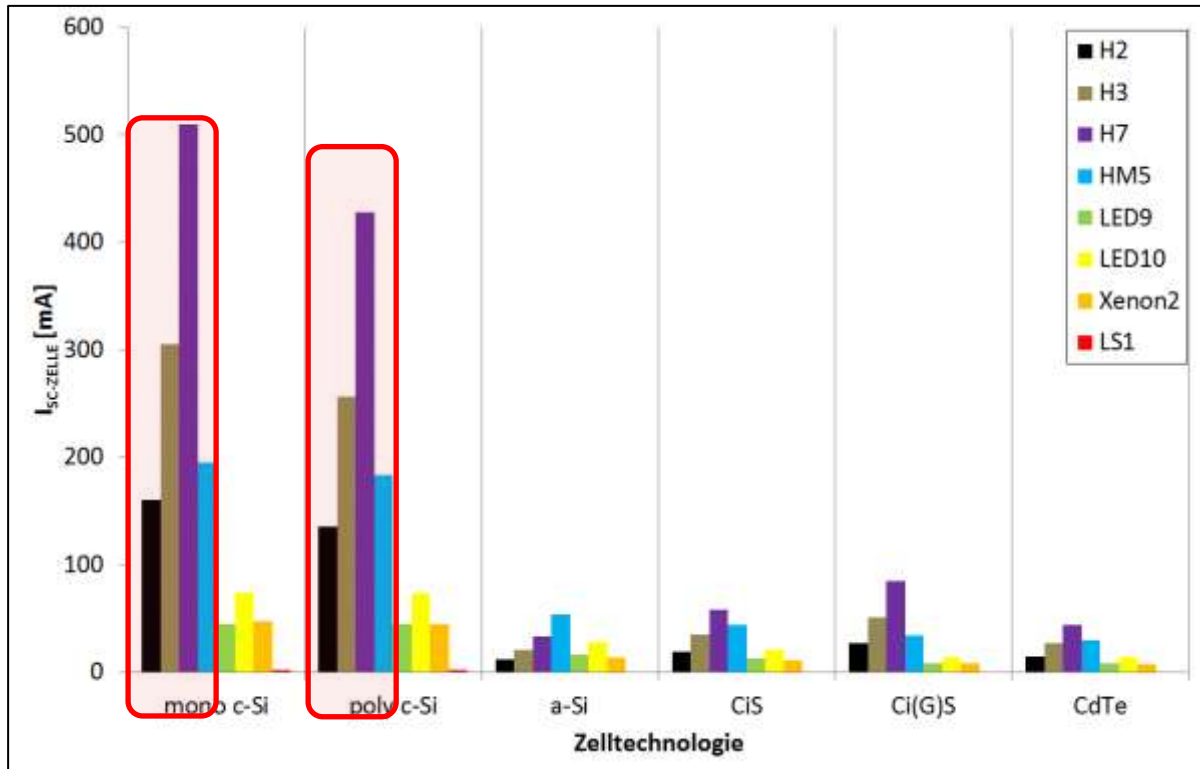


Bild 4-24: Erzeugte Kurzschlussströme bei verschiedenen Kombinationen Scheinwerfertyp – Modultyp

Als Resultat wurde entsprechend obiger Zusammenstellung die „Worst-Case“- Paarung Halogenstrahler – kristallines Modul ermittelt, also gerade die Paarung, die in der Einsatzpraxis aktuell am häufigsten anzutreffen ist. Die Ergebnisse zeigen auch auf, dass der zukünftig zu erwartende verstärkte Einsatz von LED-Scheinwerfern das Gefahrenpotenzial deutlich verringern wird.

Obwohl die CIGS-Technologie eine ebenso große spektrale Breite aufnehmen kann, sind die gemessenen Ströme aufgrund der erheblich geringeren Nennleistung eines Dünnschichtmoduls deutlich geringer als die bei kristallinen Modulen.

4.5.2.2 Homogenitätsuntersuchungen

Die Untersuchungen zeigten, dass die Homogenität des erzeugten Lichtes mit zunehmender Entfernung zunimmt. Im Gegenzug nimmt allerdings die Beleuchtungsstärke auf dem Modul stark mit zunehmender Entfernung ab (theoretisch unter idealisierten Bedingungen proportional mit dem Quadrat der Entfernung). Als kritischster Fall in Bezug zur erzielbaren Stromstärke ist damit die Kombination eines Strahlers mit einem Modul zu sehen, was nicht praxisrelevant ist, aber zur Absicherung des Worst-Case-Falles genutzt werden kann.

Zur praktischen Überprüfung wurden 2 Versuchsreihen durchgeführt:

Die erzeugten Ströme und Spannungen wurden in einem 1. Schritt in einem einzelnen Modul, in einem 2. Schritt in einem Strang von 6 in Reihe geschalteten Modulen bei maximal kompakter

Bauweise (2 x 3 Module hochkant übereinander) gemessen. Die Konstruktion wurde von der Firma Energiebau Solarstromsysteme Köln extra dafür angefertigt, siehe Bild 4-25 und Bild 4-26.



Bild 4-25: Halogen-Einsatzstrahler des THW Siegburg beleuchten eine kompakte Konstruktion aus sechs Modulen



Bild 4-26: Messung der durch die Strahler erzeugten Einstrahlung in Modulebene (oben, unten, seitlich und mittig)

Es wurden Versuche mit Entfernungen von 5 bis 20 m bei verschiedenen Lampentechnologien (auch kombiniert z.B. Halogen, Metall-Dampf) durchgeführt. Der Einfachheit halber wurde der Kurzschlussstrom zur Beurteilung des Gefahrenpotentials benutzt. Er ist aufgrund der flachen I-U-Kennlinie des PV-Moduls geringfügig höher als ein angenommener, durch den menschlichen Körper (mit minimal 500 Ω) fließender Strom und erhöht damit auch den Sicherheitsfaktor der Aussagen.

Die Messwerte der Versuchsreihe mit kompaktem String von 6 Modulen sind in Bild 4-27 aufgezeigt. Die Schnittpunkte mit den nach IEC 60479-1 festgesetzten Grenzwerten bezüglich Auswirkungen auf den menschlichen Körper zeigen uns die minimal festzusetzenden Abstände.

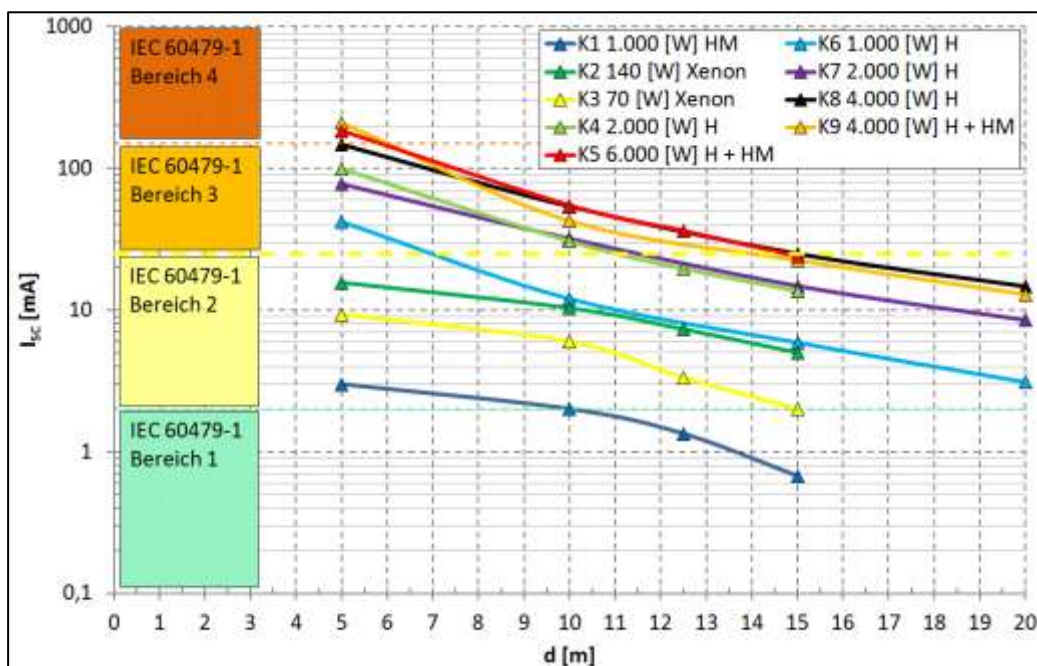


Bild 4-27: Kurzschlussstrom gemessen und extrapoliert bei Bestrahlung mit Halogenstrahlern unterschiedlicher Leistung

4.5.2.3 Empfehlung für Mindestabstände

Die Auswertung und Extrapolation der Messwerte ergaben folgenden abgeleiteten Zusammenhang zwischen Gesamtleistung der Strahler und Abstand zum Modulfeld mit angenommenem Grenzwert $I_{sc} = 25 \text{ mA}$:

Grundabstand bei aufgenommener Gesamtleistung der Strahler bis max. 1 kW:

$$d_{P_{\text{auf}}=1\text{kW}} = 10 \text{ m} \quad [1]$$

Abstandsformel bei aufgenommener Strahlerleistung größer 1 kW:

$$d_{P_{\text{auf}} > 1\text{kW}} = 10 \text{ m} + P_{\text{auf [kW]}} * 1,5 \text{ m/kW} \quad [2]$$

mit

d = minimaler Abstand zwischen Scheinwerfer und Modulfläche

P_{auf} = Summe der aufgenommenen Strahlerleistung in kW

Bei einer Strahlerleistung von 4 kW ist demnach ein Abstand von $10 \text{ m} + 4 \text{ kW} * 1,5 \text{ m / kW} = 16 \text{ m}$ einzuhalten. In nachfolgender Tabelle sind die Mindestabstände nach obenstehender Formel für einige typischerweise eingesetzte Einsatzstrahler-Leistungen aufgeführt.

Tabelle 4-13: Beispiele für empfohlene Mindestabstände für häufig eingesetzte Strahlerleistungen

Strahlerleistung in kW (aufgenommene Leistung)	Empfohlener Mindestabstand in m
1	10
2	13
4	16
6	19
8	22

4.5.2.4 Bewertung der Zulässigkeit bzw. Sicherheitsfaktoren:

In die Berechnungsformel wurde eine zusätzliche Sicherheit einbezogen, d.h. alle realen Messwerte liegen tatsächlich unter den mit der Formel errechneten Abständen. Weiterhin wurden aufgrund bewusst gewählter Worst-Case-Bedingungen zusätzliche Sicherheiten eingesetzt, siehe Tabelle 4-14:

Tabelle 4-14: Sicherheitsfaktoren zur Bewertung der Versuchsergebnisse

Randbedingungen im Versuch	Randbedingung im Einsatz gegeben?
Kombinationen der kritischsten Scheinwerfertechnologie verwendet	Wahrscheinlich, da aktuell weit verbreitet. Wird eventuell zunehmend durch unkritische LED-Technologie ersetzt
Kritischste Modultyp verwendet	Wahrscheinlich, da am weitesten verbreitet
Isc der verwendeten Standard-Module (4,7 A)	Entsprechend Entwicklung leistungsfähiger Zellen / Module wird dieser sich erhöhen.
Senkrechte Einstrahlung auf Modulfläche	Sehr unwahrscheinlich
Maximale Lichtverteilungshomogenität	Nicht möglich
Körperwiderstand $R_K = 0 \Omega$	> 500 Ω
Keine Verschattung der Module	Teilverschattung durch z.B. Rauch möglich

4.5.2.5 Schlussfolgerungen

Fazit

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen analog zu bereits durchgeführten Arbeiten auch hier, dass Kunstlicht durchaus in der Lage ist, gefährliche Spannungen und Ströme in einer PV-Anlage zu erzeugen und bestätigen damit die Untersuchungen durch die BFH und UL.

Bei Einhaltung der angegebenen Mindestabstände der Beleuchtungsmittel und insbesondere auch durch den Einsatz von LED-Scheinwerfern ist jedoch von einer vernachlässigbaren Gefährdung durch Beleuchtung mit Kunstlicht auszugehen.

Erweiternd wurden im Rahmen dieses Projektes die Untersuchungen mit verschiedenen Scheinwerfertechnologien und verschiedenen üblichen Leistungsklassen bei üblichen Entfernungen und unter definierten Worst Case – Bedingungen durchgeführt (Technologie, Stringgeometrie, senkrechter Lichteinfall). Im praktischen Einsatzfall werden diese verschiedenen Worst-Case-Bedingungen nicht alle gleichzeitig zutreffen, siehe Tabelle 4-14.

Insbesondere die im Versuchsaufbau vorliegende Bestrahlungshomogenität bei senkrechtem Lichteinfall wird praktisch nicht erreicht werden, sodass in der oben angegebenen

Abstandsempfehlung generell mehrere (nicht näher quantifizierbare) Sicherheitsfaktoren enthalten sind.

Einzig kritisch zu bewertende Randbedingung der Versuchsreihen sind die Kennwerte der verwendeten aktuell typischen kristallinen Standard – Module (2012). Liegen im Einsatzfall Module erheblich größerer Leistungsfähigkeit vor, können auch höhere Ströme als die hier gemessenen und in die Abstandsempfehlung eingerechneten Werte erzeugt werden.

Diese Abstandsempfehlung gilt somit für den typischen nächtlichen (Brand-) Einsatz an Ein- und Mehrfamilienhäusern mit typischer PV-Anlage, stellt jedoch keine Garantie für eine insgesamt strom- und spannungsfreie PV-Anlage dar, d.h. sie entbindet nicht von der nötigen Vorsicht und Abstandseinhaltung wie bei jeder elektrischen Anlage.

4.6 Schadstofffreisetzung im Brandfall

4.6.1 Zielsetzung

Eine Photovoltaik-Anlage arbeitet unabhängig von der verwendeten Modultechnologie während ihrer mittlerweile für 30 Jahre prognostizierten Betriebszeit emissionslos, d.h. es erfolgt keine Freisetzung von toxischen Stoffen in die Umgebung. Zum Emissionsbeitrag einer PV-Anlage im Brandfall mit teilweiser oder sogar vollständiger Zerstörung von Komponenten gibt es dagegen aktuell noch Unsicherheiten. Verschiedene Kunststoffe und andere brennbare Materialien sowie in geringen Massenanteilen auch giftige Schwermetalle sind Bestandteil jeder PV-Anlage. Eine mögliche Freisetzung von gasförmigen toxischen Stoffen ist damit bei Hitzeeinwirkung im Brandfall unbestritten. Der Umweltausschuss in Brüssel nahm alle Erneuerbaren-Energien-Technologien in der neuen Regelung vom Cadmium-Verbot der ROHS-Novelle heraus [45].

In diesem Kapitel werden verschiedene Fragestellungen im Zusammenhang mit Bränden, bei denen eine PV-Anlage beteiligt ist, untersucht. Diese umfassen die gegebenenfalls zusätzliche Gefährdung von Feuerwehr-Einsatzkräften oder anderen Personen in der Umgebung des Brandherdes aufgrund toxischer Ausgasungen, mögliche Auswirkungen auf den Boden bei einem massiven Löschwasser-eintrag und auch die mögliche Ausbreitung von toxischen Gasen oder Rußpartikeln, aufgrund thermischer und/oder wetterbedingter Luftbewegungen über die unmittelbare Nachbarschaft hinaus.

Module und andere Komponenten einer Solaranlage werden bezüglich ihrer typischen Bestandteile und damit im Brandfall ggf. freiwerdender Schadstoffe, deren maximal möglicher Konzentration (Worst Case Szenario) und deren möglicher Ausbreitung im Umfeld untersucht. Daraus werden die Risiken der verwendeten Materialien für kritische Emissionen bestimmt und wenn nötig Empfehlungen zur Materialauswahl abgeleitet.

In Bild 4-28 sind die beim PV-Anlagenbrand zu betrachtenden Emissionsherde und deren Gefährdungspotential für die verschiedenen Schutzziele aufgeführt.

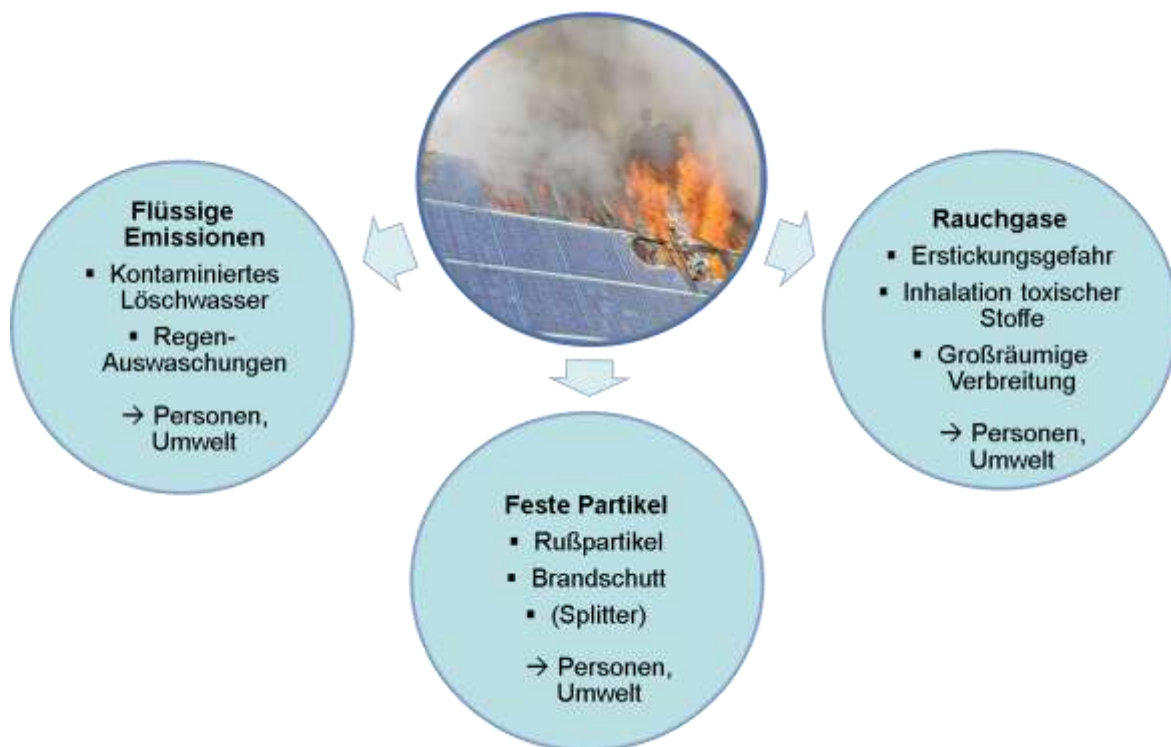


Bild 4-28: Emissionen und Gefährdungen im Brandfall

4.6.2 Wissensstand

Nach derzeitigem Kenntnisstand zum Thema toxische Emissionen durch Photovoltaik-Anlagen treten bauartbedingt bei intakten Modulen während ihrer normalen Betriebszeit weder kritische Ausgasungen auf noch ist ein Schadstoffeintrag in den Untergrund zu erwarten. Bei einer starken Beschädigung der Solarmodule dagegen, z.B. durch Hagel-, direktem Blitzeinschlag oder Brand ist eine Schadstoff-freisetzung in „geringen“ Mengen nicht auszuschließen, z.B. [46] [47] [48].

Die Fragestellung, ob diese Schadstofffreisetzungen im Havariefall kritische Werte für Mensch und/oder Umwelt erreichen können, ist aktuell nicht abschließend geklärt. Bisherige Untersuchungen befassen sich überwiegend mit Dünnschicht-Modulen auf Cadmium-Tellurid-Basis (CdTe), da metallisches Cadmium und Cadmiumverbindungen in mehrfacher Hinsicht als stark toxisch eingestuft werden: es gilt u.a. als karzinogen, keimzell-mutagen, fötusschädigend und hat darüber hinaus die gefährliche Eigenschaft, sich im Körper anzusammeln, sodass eine mehrfache Exposition schon sehr geringer Dosen ernste Gesundheitsschäden bewirken kann. [49]. Dieses ist bei einer Bewertung des Risikos im Hinblick auf Feuerwehreinsatzkräfte zu beachten. Das Aufnahmerisiko besteht hauptsächlich durch Einatmen oder Verschlucken. Weiterhin ist es stark gewässerschädigend. Ein möglicher Bodeneintrag mit dem Löschwasser ist daher ebenfalls als sehr kritisch zu sehen.

Die Diskussion um die CdTe-Module, vorwiegend in den Jahren 2010 – 2011, wurde nicht ganz uneigennützig durch Vertreter der konkurrierenden kristallinen Modultechnologie forciert, die eine Aufnahme der Photovoltaik in den Geltungsbereich der ROHS forderten, was unmittelbar zum „Aus“ für die CdTe-Technologie und damit auch für den größten Konkurrenten auf dem PV-Markt geführt hätte. Es wurden mehrere Studien zum Thema Cadmium-Tellurid in PV-Modulen durchgeführt, wobei der Fokus auf Modulen der Hersteller First Solar und Abound Solar lag.

Eine umfassende Zusammenstellung durchgeführter Arbeiten und deren Ergebnisse bis 2011 wurde Anfang 2012 durch das Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik (CSP) veröffentlicht [50].

Hier kommt man zu dem Ergebnis, dass die bei bislang durchgeführten Studien nachgewiesenen Emissionen von Cadmium bzw. Cadmiumverbindungen keine kritischen Konzentrationen erreichen. Als Vergleichswerte dienen die gültigen AEGL-2-Werte (Acute Exposure Guideline Levels (online abrufbar bei [51]) die den Grenzwert darstellen, ab dem irreversible bzw. langandauernde Gesundheitsschäden auftreten können.

Die praktische Bedeutung der getroffenen Aussagen dieser Studien für die Risikobewertung beim Brand realer PV-Anlagen relativiert sich allerdings, schaut man sich einige der durchgeführten experimentellen Arbeiten und die daraus gewonnenen Schlussfolgerungen im Detail an.

Beispielsweise untersucht eine amerikanische Studie in 2005 [47] das Verhalten von CdTe-Modul-Proben bei Hitzeeinwirkung bei verschiedenen Temperaturstufen von 760 °C bis 1100 °C. Es werden akribisch Gasemissionen, Masseverlust, Rückstandsanalyse und Cd-Verteilung im geschmolzenen Glasrückstand analysiert. Man stellt eine mit der Temperatur zunehmende Diffusion des Cadmiums in das umgebende Glas fest, wobei eine relativ konstante Emissionsrate von 0,5 % gemessen wird. Der überwiegende Anteil des Cadmiums wird dagegen im Glas eingekapselt. Man mutmaßt, dass bei ganzen Modulen aufgrund des Verhältnisses Außenkanten zu Fläche eher noch weniger, nur ca. 0,4 % des Cadmiumgehaltes entweichen werden.

Die Messungen wurden an kleinen Probekörpern in einer Wanne liegend durchgeführt. Beim Schmelzen wurde das Material in dieser Wanne aufgefangen. Cadmium aus der innenliegenden CdTe-Schicht konnte nur über die Seitenkanten entweichen, siehe Bild 4-29. Bei verbauten, realen Modulen in der PV-Anlage splittert das Glas, schmelzendes Material könnte abtropfen und es könnte ein großer Teil der CdTe-Schicht bzw. des Glases mit dem eindiffundierten Cadmium frei liegen. Theoretisch wäre es möglich, dass der Anteil des unter diesen Umständen ausgasenden Cadmiums deutlich höher ist als die im Labor gemessenen 0,5 %.

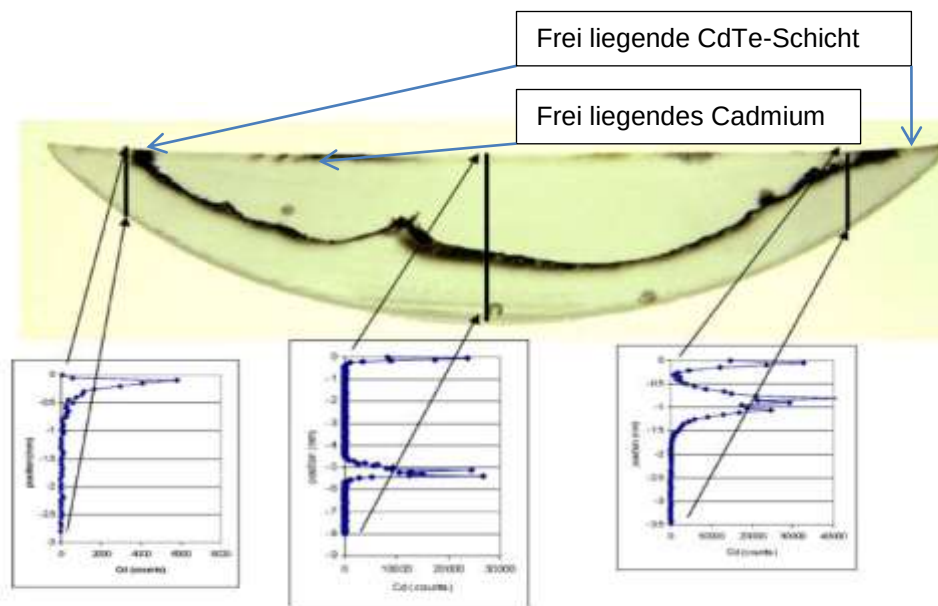


Figure 8. X-ray fluorescence microprobe analysis-vertical slice from middle of sample heated at 1000°C; Cd counts in the center and the sides of the slice

Bild 4-29: Probe eines CdTe-Modules mit Verlauf des Cd-Anteils innerhalb der geschmolzenen und wieder erkalteten Probe, Quelle: [47]

Eine aktuelle Untersuchung aus 2011 befasst sich mit möglichen Cadmium-Emissionen aufgrund Regenwasserausspülung bei zerbrochenen CdTe-Modulen und durch Rauchgase bei PV-Bränden [52] und kommt hierbei zum Schluss, dass Gesundheitsrisiken für Anwohner bzw. Beschäftigte und Einsatzkräfte infolge Cadmiumemissionen in Boden bzw. Grundwasser oder Luft unwahrscheinlich sind. Mögliche Risiken durch Bodeneintrag von Schwermetallen Blei und Cadmium bei Freiflächen-Anlagen auf oder in der Nähe von landwirtschaftlichen Flächen, wurden von der bayerischen Landwirtschaft Agentur [46] untersucht. Die Risiken aus einer möglichen Auswaschung wurden als minimal eingestuft, man empfiehlt dennoch vorsichtshalber einen raschen Abtransport defekter Solarmodule.

Erste Rauchgasuntersuchungen wurden bereits 1994 im Auftrag von BP Solar durchgeführt. Bei damaliger Technologie wurden bei Temperaturen von 800 – 900 °C für die gemessenen Konzentrationen 10 min-Expositionswerte unterhalb der gültigen Grenzwerte nach AEGL (Acute Exposure Guideline Levels (abrufbar unter: [51])) festgestellt und damit als nicht kritisch eingestuft.

Weitere Forschungsarbeiten zum Thema Freisetzung von Schwermetallen beim Brand von PV-Modulen wurden 2011 und 2013 von der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung in Berlin (BAM) durchgeführt [53], [12]. Bei den Untersuchungen wurden u.a. kleine Probekörper (75 mm x 75

mm) verschiedener Modultechnologien 50 kW/m² Hitzeeinwirkung ausgesetzt und sowohl die Rauchgas-Zusammensetzung als auch die Rückstände analysiert. Nach ca. 8 min Beanspruchung versagte der Modulverband begleitet von einem deutlichen Anstieg der Ausgasung. Im Ergebnis wird festgestellt, dass die Proben, bzw. der Brandschutt nach der Brandbeanspruchung im Mittel noch 94 % der Schwermetalle der Ausgangsproben beinhalten. Im Umkehrschluss müssen ca. 6 % bei diesen Labortests freigesetzt worden sein.

Ausgangswerte bei CdTe-Modulen waren ca. 7g Cd-Anteil /m², was mit angegebenen Untergrenzen in der Literatur übereinstimmt [54]. Ausgehend von einer festgestellten großen Streuung der Ergebnisse werden von den Autoren weitere Untersuchungen empfohlen.

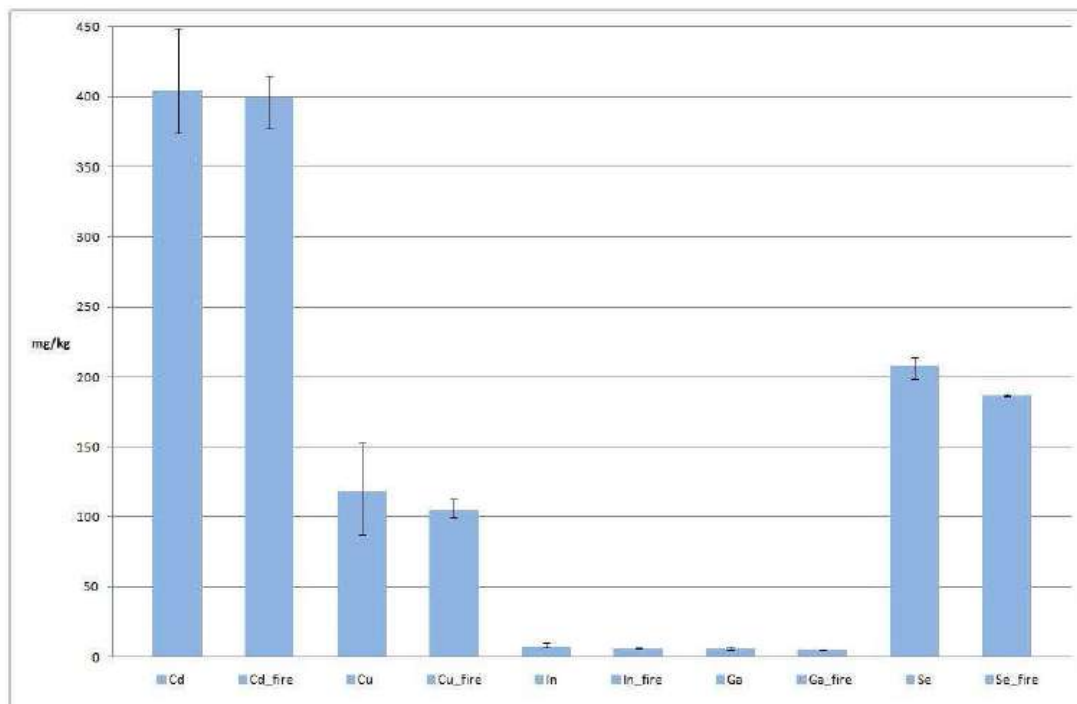


Bild 4-30: Rückstandsanalyse: Vor und nach Brandtest an CdTe- und CIGS-Modulproben (Quelle: BAM 2013, [12])

Die Verteilung von Cadmium-Schadstoffemissionen in der Umgebung im Falle eines Brandes von PV-Dachanlagen mit CdTe-Modulen ist Thema einer unabhängigen Studie von 2011 vom Bayerischen Landesamt für Umwelt [55]. Die Verteilung von ausgegastem Cadmium wurde dabei für verschiedene Szenarien unter Berücksichtigung von Wind untersucht. Es werden diverse Anlagengrößen und verschiedene Wärmeleistungen betrachtet und jeweils die bodennahe Konzentration von Cadmium für Entfernungen ab 100 m aufgezeigt. Als Ergebnis wird festgestellt, dass auch im Worst-Case die Cd-Konzentration mit 30-600 µg/m³ deutlich unter den AEGL-2-Werten (1400 µg/m³; AEGL-2 10 min) liegt und eine Gefährdung der Umwelt damit praktisch ausgeschlossen werden kann.

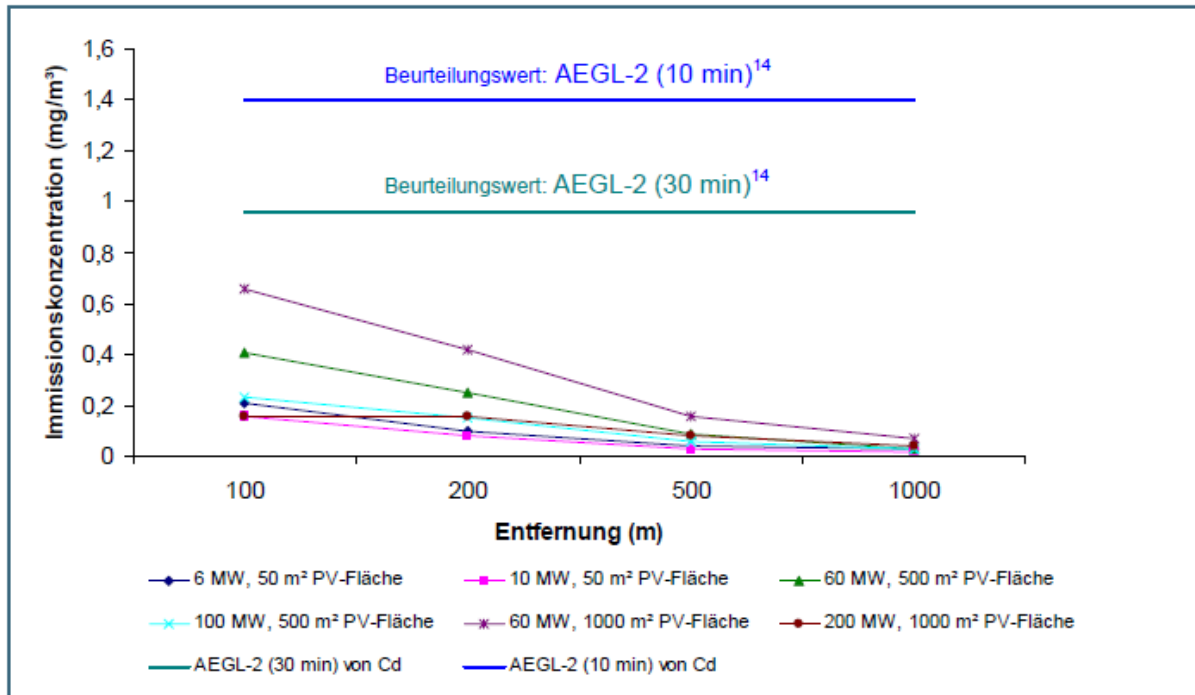


Bild 4-31: Cadmium-Immissionskonzentration in Abhängigkeit von der Entfernung zum Brandort bei einem max. Cadmium-Gehalt von 66 g/m (Worst-Case)

Dieses positive Ergebnis ist für die Lösung der Fragestellung in dieser Arbeit leider nicht ausreichend. Zur Beurteilung der Gefährdung von Einsatzkräften der Feuerwehren im Brandfall durch toxische Brandgase sind wesentlich geringere Abstände zum Emissionsort von ca. 8 - 50 m relevant. Und genau hier kommt es in Abhängigkeit von Wärmeauftrieb, Windstärke und Windrichtung zu wesentlich höheren Konzentrationen als in Entfernungen > 100 m.

In Bild 4-32 ist exemplarisch eine typische Verteilung von Luftschadstoffen, hier NO₂, dargestellt. Die Emissionsquelle ist hierbei eine stark befahrene Straße (aus einer Studie des österreichischen Umweltbundesamtes [56]).

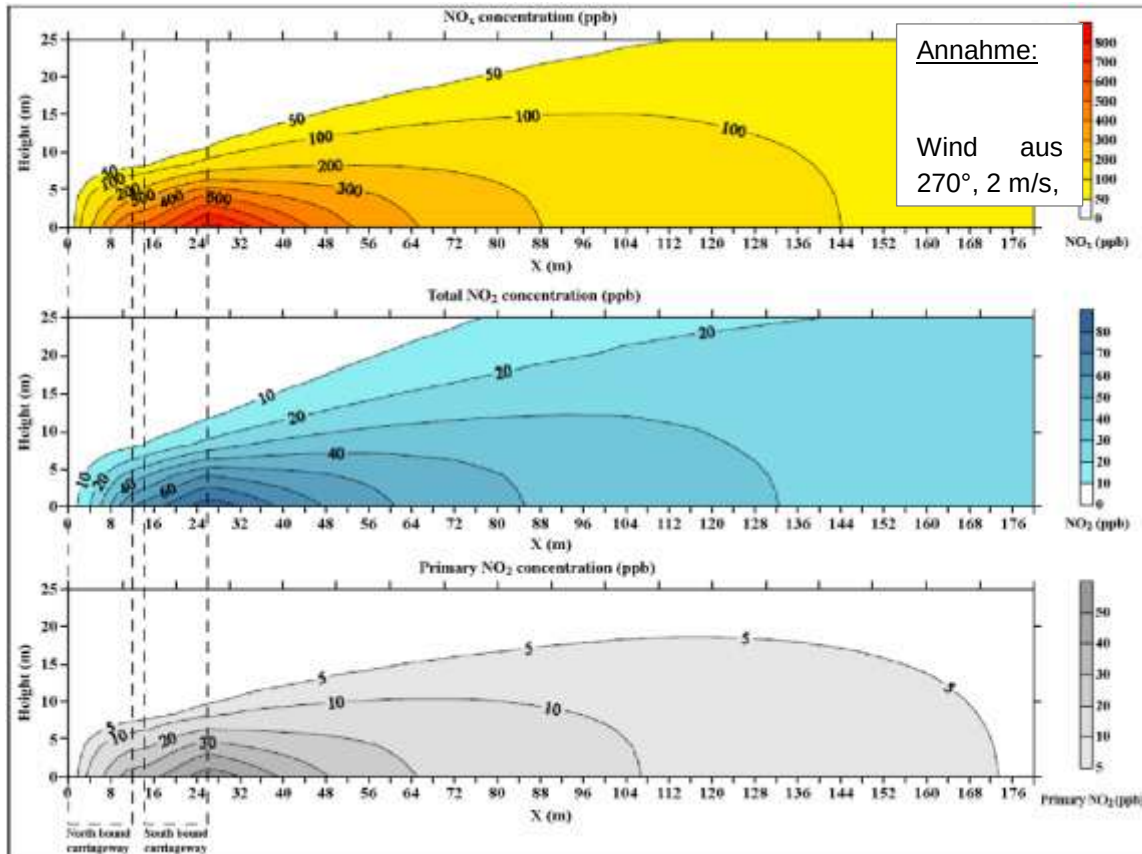


Bild 4-32: Beispielhafte Schadstoffkonzentration in Abhängigkeit von Entfernung und Höhe (Quelle: Umweltbundesamt Österreich, [56])

Bei einer in diesem Beispiel eher geringen Windstärke ist in Windrichtung in 100 m Entfernung (untere Grafik) am Boden eine Luftschadstoff-Konzentration von ca. 10 ppb angegeben, die durch einen Quellausstoß von 50 ppb entsteht. Im relevanten Abstandsbereich von ca. 8 – 50 m Entfernung findet man die gesamte Bandbreite von Konzentrationen zwischen 50 und 10 ppb vor.

Das bedeutet, dass im Nahbereich ein Mehrfaches, in diesem Beispiel der 5-fache Wert, der Schadstoffkonzentration in 100 m Entfernung vorliegen kann. Damit befinden wir uns entsprechend der Ergebnisse der Studie vom Bayerischen Landesamt für Umwelt [55] deutlich oberhalb beider dort angegebener Grenzwerte AEGL-2 für 30 min und auch für 10 min. Mildernd wirkt sich dagegen der thermische Einfluss bei der Schadstoffemission aus, der im Brandfall für eine größere Ausbreitung in die Höhe sorgt und in Bodennähe eine Entlastung bringt.

Wie groß dieser Einfluss in der Praxis ist, hängt von den konkreten Brandeigenschaften und den jeweiligen Umgebungs- und Wetterbedingungen ab und ist aufgrund der Komplexität der Einflüsse kaum quantifizierbar.

Zusammenfassung

Bisherige Untersuchungen zum Thema Emissionen im Schadens- und speziell im Brandfall zeigen nur geringe Emissionsraten von toxischen Gasen oder Rußanteilen im Bereich bis max. 6 % des Schadstoffanteils im unbeschädigten Modul. Der größte Teil der Schadstoffe wurde bei diesen Versuchen im geschmolzenen Glasanteil eingekapselt. Die Ergebnisse von Rauchgasuntersuchungen

einerseits und Verteilungssimulationen andererseits stellten nach jeweiliger Verfassersicht kein signifikantes Risiko für Mensch und Umwelt dar.

Das Thema Schadstoffemissionen im Brandfall kann trotz der positiven Ergebnisse bisheriger Arbeiten aus nachfolgenden Gründen nicht als unkritisch „abgehakt“ werden:

Bisherige Rauchgasuntersuchungen und Rückstandsanalysen wurden jeweils an kleinen Probekörpern mit nur wenigen Zentimetern Seitenlänge durchgeführt. Es wurde eine große Streuung der Ergebnisse festgestellt. Ergänzende Aussagen sollen analytische Laboruntersuchungen an ganzen Modulen im dafür speziell ausgestatteten Brandlabor unter realitätsnahen Bedingungen liefern.

Bislang wurden keine Versuche mit unvollständiger Verbrennung z.B. durch Ablöschen durchgeführt. (Es sind in der Literatur bislang keine Untersuchungen dieses Szenarios beschrieben.)

Die Risikobetrachtung für Einsatzkräfte der Feuerwehren stellt einen Spezialfall dar. Einsatzkräfte bewegen sich mit Atemschutz im Nahbereich der brennenden PV-Anlage. Eine Abschätzung der Konzentrationen der Schadstoffe in Entfernungen unter 100 m soll ergänzend zu den o.g. Ausführungen vom Bayerischen Landesamt für Umwelt durchgeführt werden.

Feuerwehreinsatzkräfte sind im Brandfall u.U. deutlich länger als 10 min der Schadstoffbelastung ausgesetzt. Dies spiegelt sich auch in speziellen Einsatztoleranzwerten der Feuerwehren (ETW) wider, die sich auf 4 Stunden beziehen.

Bei Schwermetallen erfolgt eine Anreicherung im Körper, eine wiederholte Exposition ist denkbar. Eine Risikobetrachtung muss dies berücksichtigen. Somit ist ein anderer Ansatz zur Grenzwertbetrachtung erforderlich.

4.6.3 Zusammensetzung der Module und Komponenten

PV-Anlagen, insbesondere PV-Module enthalten entsprechend ihres komplexen Aufbaus eine Vielzahl von Materialien. Zur Abschätzung von theoretisch möglichen Schadstofffreisetzungen erfolgt eine Analyse typischerweise eingesetzter Materialien und deren Verhalten bzw. möglichen chemischen Reaktionen bei einem Brandereignis.

Tabelle 4-15: Wesentliche Zusammensetzung von PV-Komponenten

Komponente	Zusammensetzung
Module	
Rahmen	Metalle, Kunststoff
Trägermaterial	Glas, Kunststofffolien, metallische Folien
BackRails	Metalle, Kunststoff
Solarzellen	je nach Technologie: Silizium, Kunststofffolien, Metallfolien, Farbstoffe, diverse (Schwer-) Metalle
Einbettung	Gießharz, Kunststofffolien
Dichtungsmasse	Gummi, Silikon
Zellverbinder	Metalle, Legierungen
Anschlussdosen	Kunststoffe, Metalle, Dioden,
Kabel, Stecker	Kunststoffe, Metalle,
Unterkonstruktion	Metalle, Kunststoffe
Gleichstromanschlusskästen (GAK)	Metalle, Glas, Kunststoffe
Wechselrichter	Metalle, Glas, Kunststoffe

In einer PV-Anlage sind mengenmäßig betrachtet die PV-Module mit ihren Unterkonstruktionen und Anschlusskabeln sowie Steckverbindungen weit überwiegend, deren Anzahl von ca. einem Dutzend bei kleinen Dachanlagen auf Einfamilienhäusern bis zu mehreren Zehntausend bei (Freiflächen-) Großanlagen reicht. Während Unterkonstruktionen und Kabel aus eher unkritischen Metallen und hinsichtlich Rauchgase zu berücksichtigender Polymere bestehen, enthalten die PV-Module technologieabhängig eine Vielzahl von Stoffen, die teilweise auch in sehr geringen Mengen als stark gesundheitsgefährdend eingestuft werden. Die nachfolgenden Materialbetrachtungen fokussieren PV-Module mit ihren technologieabhängigen Zusammensetzungen.

Basierend auf den in PV-Modulen eingesetzten Zelltechnologien werden üblicherweise PV-Module in drei Hauptgruppen eingeteilt: Kristalline Module, Dünnschicht-Module und Module mit „anderen“ (neuen) Technologien (Tabelle 4-16).

Tabelle 4-16: PV – Technologien

Kristallines Silizium (Dickschicht)	Dünnschicht	Andere Technologien
• sc-Si (Monokristallin) • mc-Si (Polykristallin)	• Silizium • a-Si (amorphes Silizium) • μ-Si (mikromorphes Silizium) • Halbleiter • CdTe (Cadmium-Tellurid) • CIGS/CIS (Kupfer-Indium-Gallium-Selen) • GaAs (Gallium-Arsenid) • CZTS (Kupfer-Zink-Zinnsulfid)	• Farbstoffzellen • Organische Kunststoffzellen • Konzentratorzellen (CPV, z.B. Triple-Junction-Zellen)

Zur Einschätzung der praktischen Relevanz der zu betrachtenden stofflichen Zusammensetzung werden die Marktanteile (Einsatzhäufigkeit) der wichtigsten Modul- bzw. Zelltechnologien betrachtet:

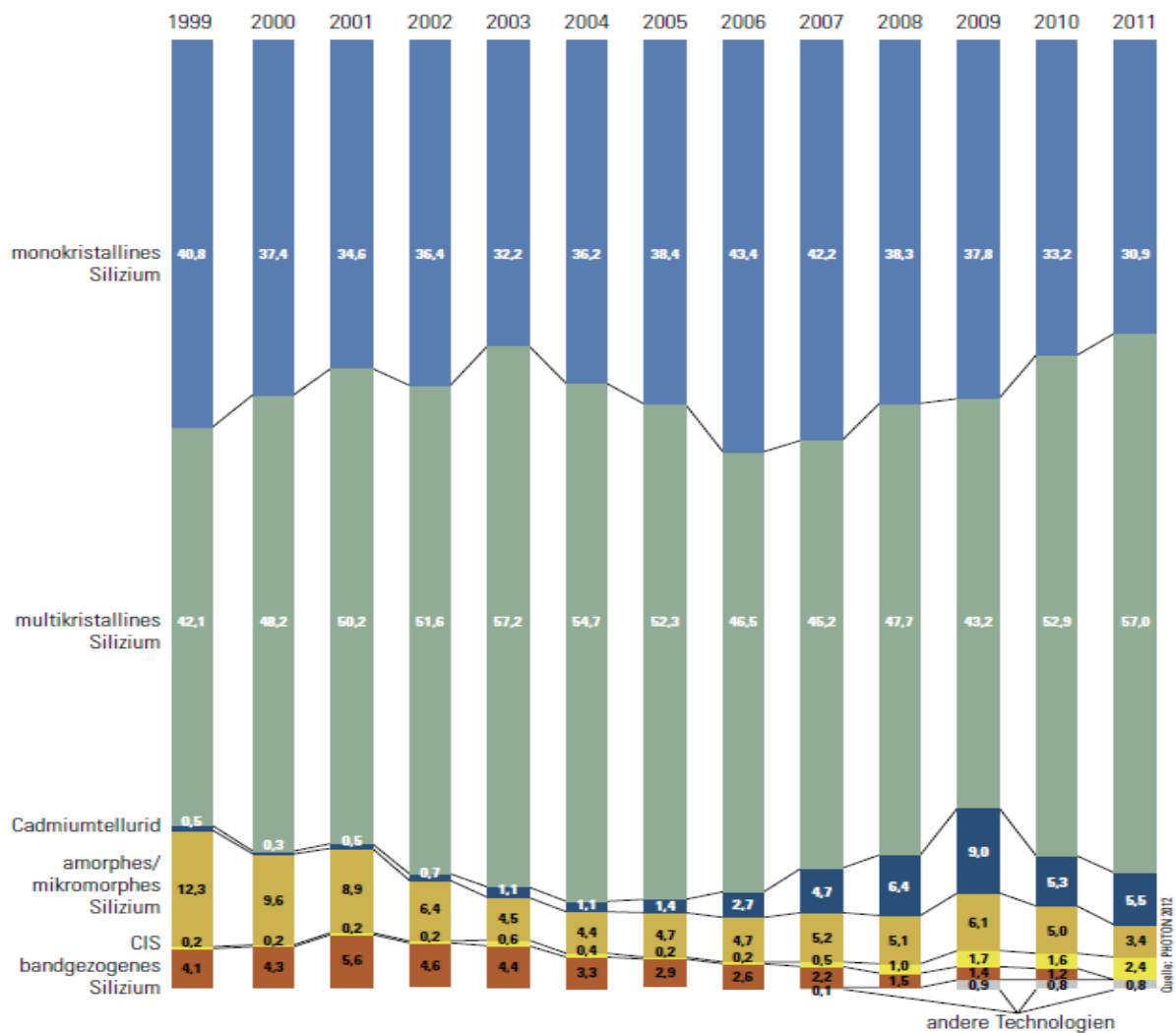


Bild 4-33: Marktanteile der häufigsten Zelltechnologien (Quelle: Photon Europe GmbH, April 2012)

Der Marktanteil der kristallinen Module liegt als eindeutig führende Technologie relativ konstant zwischen 80 % und 90 %, während sich der Anteil aller Dünnschichttechnologien insgesamt zwischen 10 % und 20 % bewegt mit fallender Tendenz in den letzten 3 Jahren aufgrund des Preisverfalls bei kristallinen Modulen. Hier gibt es innerhalb der Gruppe Verschiebungen mit weiter zunehmender Dominanz von Cadmiumtellurid-Modulen bei ebenfalls wachsendem Anteil von CIGS-Modulen. Andere Zelltechnologien, wie Farbstoff- oder Polymermodule, spielen bislang keine markttragende Rolle.

Es sollen daher nachfolgend typische siliziumbasierte kristalline Dickschichtmodule sowie die anteilsmäßig wichtigsten Dünnschichtmodule mit Zellen aus Amorphem Silizium, Cadmium-Tellurid sowie Kupfer-Indium-Gallium-Selen-Halbleiter betrachtet werden.

Kristalline Standardmodule

Die marktbeherrschenden kristallinen Standardmodule werden überwiegend als Glas-Folie-Modul mit Aluminiumrahmen gefertigt. Daneben gibt es rahmenlose Module als Glas-Glas-Ausführung. Ein kristallines Standardmodul besteht somit im Wesentlichen aus einer oberen Glasscheibe, den PV-Zellen mit aufgetragenen metallischen Kontaktierungs-fingern und -Verbindern, der Zelleinbettung, einer Rückseitenfolie, der Anschlussdose sowie einem Rahmen aus Aluminium. Die Massenanteile werden von den Materialien Glas und Rahmen dominiert (ca. 85 - 90 %). Der verbleibende Anteil verteilt sich auf verschiedene Kunststoffe, Silizium (Zellen, Silikone) sowie Kupfer und in geringen Mengen weitere Metalle wie Silber, Selen und Blei.

Aktuelle Si-Standardmodule mit Leistungen von ca. 230 – 330 Wp sind etwa 1,6 m² groß (1650 x 990 x 40 mm) mit einem Gewicht von ca. 18 - 19 kg.

Die wichtigsten Materialien und ihre Massenanteile bei einem kristallinen Standardmodul wurden basierend auf Studien des Instituts für Ökologie und Politik in Hamburg (Ökopol) aus den Jahren 2004 und 2007 [7] [8] sowie einer älteren Detailanalyse von TÜV Rheinland [57] und weiteren Quellen-Angaben zusammengetragen. Auffallend ist, dass keine aktuellen Analysen aus den letzten beiden Jahren gefunden wurden und Arbeiten bis 2011 als Datenquelle die o.g. Ökopol-Studien angeben, die damit auch hier als Grundlage gesetzt sind.

Tabelle 4-17: Beispiel für die Zusammensetzung eines Standard-Si-Moduls 215 Wp, Quelle: [8]

Komponente	Menge (2003) nach [Ökopol 2004]	Mengen 2007	
		%	kg/kWp
Glas	62,7	74,16	77,3
Rahmen (z.B. AlMg-Si0,5)	22,0	10,30	10,7
EVA	7,5	6,55	6,8
Solarzellen	4,0	3,48	3,6
Rückseitenfolie (Tedlar)	2,5	3,60	3,8
Anschlussdose	1,2		
Kleber, Vergussmassen	Keine Angabe	1,16	1,2
Gewicht/kWp	103,6 kg/kWp		102,3
Cu	0,37	0,57	
Ag	0,14	0,004 – 0,006	
Sn	0,12	0,12	
Pb	0,12	0,07	
Si	Keine Angabe	3%	

Amorphe Silizium-Module zeigen gegenüber den kristallinen Dickschichtmodulen keine wesentlichen Abweichungen in der stofflichen Zusammensetzung betreffend Schadstoffe und werden nachfolgend nicht separat betrachtet.

In Tabelle 4-18 sind die recherchierten, typischerweise eingesetzten Stoffe für die Bestandteile eines kristallinen PV-Modules aufgeführt. In den Literaturstellen wurde das Anschlusskabel inklusive Stecker nicht einbezogen. Typischerweise sind diese mit ca. 3,5 % Massenteil und ca. 400 g Polymere (bei neueren Solarkabeln sind dies meist vernetzte Polyolefine, nebst Kupfer, Zinn, Alu) für die Leitermaterialien zu berücksichtigen. Die in

Tabelle 4-18 angegebenen Prozentanteile und daraus abgeleitete Massenangaben je m² Modulfläche sind daher nur als ungefähre Angaben zu verstehen.

Tabelle 4-18: Materialien und durchschnittliche Massenanteile eines typischen kristallinen Standardmoduls, Glas-Folie (Einscheibenlaminat)

Komponente	Materialien	Stoffzusammensetzung (Beispiele)	Masse [%]	Ca. Masse [g/m ²]
Rahmen	Metall	Aluminium	8 - 10	1.060
	Kunststoff	Polyurethan, Polyamid		
Glas	ESG, TVG	Glas (Si, Na, Ca, Mg)	74 - 76	8.850
	Frontscheibe, VSG	Glas, PVB-Folie		
Zellen	Kristallin	Silizium	3,6	424
Zellverstringung Verbinder	Verzinnte Kupferbänder	Kupfer, Zinn, Silber, Blei, Bismut ² (Nur 10-30 µm stark)	0,8	94
Rückseitenfolie	Tedlarfolie	PET, PVF, PA	5	590
Einbettung		EVA, Acrylate	6	708
Dichtungen, Kleber	Rahmendichtband	Gummi, Silikon, Acrylate, PE-Schäume, Polyurethan, Ethylen-Propylen-Copolymere	1 - 2	177
Anschlussdosen	Kunststoffe, Metall	ABS, PET, Aluminium	1 - 2	177

Dünnschichtmodule

Bei Dünnschichtmodulen werden neben den ebenfalls siliziumbasierten Technologien diverse lichtabsorbierende Halbleitermaterialien (Cadmium-Tellurid, Gallium/Indium, Gallium-Arsenid etc.) verwendet, die auf einem Trägermaterial, überwiegend Glas, aber auch Kunststoff- oder Metallfolien,

aufgeprägt werden. Bei den Dünnschichtmodulen werden überwiegend eine rahmenlose Konstruktionen (Glas-Glas-Module oder flexible Module mit Folienabdeckung) verwendet. Beim Aufbau der Modultypen gibt es eine weitaus größere Variantenvielfalt als bei den kristallinen Modulen, ein „Standard-Dünnschichtmodul“ kann daher nicht definiert werden.

Der Glasanteil ist im Falle von Glas-Glas-Dünnschichtmodulen noch größer als bei den Kristallinen.

Die typische Zusammensetzung von Modulen mit CdTe-Zellen und CIS/CIGS-Zellen als mengenmäßig am weitesten verbreitete Dünnschichttechnologie sind nachstehend in Tabelle 4-19 und Tabelle 4-20 wiedergegeben.

Tabelle 4-19: Beispiel für Zusammensetzung eines CTe-Moduls (120 c 60 cm), Quelle: [8]

Material	Dicke	Gewicht pro Fläche	Gewicht pro Leistung
		g/m ²	G/Wp*
Glassträgerschicht	3 mm	7500	71
TCO-SnO ₂	<1 µm	6,9	0,07
CdS	<0,1 µm	0,483	0,005
CdTe	7µm	18	0,17
Rückseitenkontakt	1µm	2,7	0,03
EVA	0,5mm	500	4,8
Frontglas	2 mm	7500	71
CuSn-Band		6,94	0,07
Verbindungsbox		21,7	0,2
Kabel		57,8	0,6
Gesamt		15.615	149

Tabelle 4-20: Typische Zusammensetzung von CIGS-Modulen (drei Hersteller), Quelle: [8]

	Gewicht (g/m ²)		
	Produzent A	Produzent B	Produzent C
Si ₃ N ₄	0,5		
Mo	4	5	
CuInGaSe	10	12	9,5
Selen	5	6	4,5
ZnO	7	6	0,7
CdS	0,2	0	0,24
ITO			
Trägerschicht Polyamid			35
Trägerschicht Glas	7500	7500	
Frontglas	7500	7500	
PIB Abdichtung	500		
Verkapselung (PVB, EVA, PU, PE)	200	500	
Polymer Kleber	400		
Klebeband		100	
Aluminiumrahmen	3000	1800	
J-Box PP	400	100	
Kabel Polymer und Kupfer	400	200	
Polyester Label	1	1	
Summe Glas	15000	15000	
Summe Polymere	1701	701	
Summe Gewicht/m ²	19927	17730	

Keine Angaben

Die nach Literaturangaben durchschnittlichen anteiligen Mengen der für Dünnschichtmodule relevanten metallischen Materialien wurden auf eine Anlagengröße mit einer angenommenen Modulfläche von 50 m² hochgerechnet. Die ungefähren Mengenbestandteile kann man

Tabelle 4-21 entnehmen:

Tabelle 4-21: Metalle, Materialien und Massenanteile von Dünnschichtmodulen (CIS / CIGS und CdTe)

Zellen	Stoffzusammensetzung	Masse	
		%	g/50 m ²
CIS / CIGS	Kupfer (inkl. Kabel), Cu	0,8	6.000
ca. 3 % Marktanteil	Indium, In	0,02	150
	Selen, Se	0,03	225
	Zink, Zn	0,03	225
	Gallium, Ga	0,01	75
	Arsen, As	0,01	75
	Molybdän, Mo	0,07	525
	Cadmium, CdS	0,001	8
CdTe	Cadmium, Cd	0,07	450
ca. 5% Marktanteil	Tellur, Te	0,07	450

Bei einer PV-Anlage mit ca. 50 m² CdTe Modulfläche (ca. 70 Module je 1200 x 600 mm mit insgesamt ca. 5,6 kWp) muss entsprechend der Quellenangaben mit ca. 450 g Cadmium gerechnet werden.

Unterkonstruktionen von Dachanlagen bestehen größtenteils aus Aluminium und Edelstahl. Ausnahmen gibt es allerdings in Form von Kunststoffwannen (PE), z.B. für Flachdächer (z.B. ConSole+ von Renusol). Die Wannen sind nach Herstellerangaben Brandverhaltensklasse E (nach DIN EN 13501-1:2010-011) Diese sind nach bestehenden Anforderungen „normalentflammbar“ und damit ebenfalls brennbar.

Konstruktionsmaterialien von gebäudeintegrierten Solaranlagen unterscheiden sich nicht von herkömmlichen Fassaden- und Überkopferverglasungskonstruktionen ohne solare Elemente, so dass sie hier nicht weiter betrachtet werden.

4.6.4 Zusammensetzung der Brandgase

Die Brandauswirkungen sind stark anhängig von der Art des Brandes. Dies gilt neben dem Schadensausmaß ebenso für die Entstehung von Rauch und Gas. Die entstehenden Stoffe und Verbindungen für verschiedene Brandszenarien wurden analysiert [58].

Im Vollbrand mit hoher Temperatur und Sauerstoffzufuhr werden die organischen Bestandteile weitgehend zu den Oxidationsprodukten von Kohlenstoff (C), Wasserstoff(H) und Sauerstoff (O) Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO₂) und Wasser (H₂O) verbrannt.

Eingebundene Heteroatome wie Fluor (F), Chlor (Cl) und Stickstoff (N) werden im Brandfall zu den entsprechenden (hochtoxischen) Halogenwasserstoffen (HF, HCl) bzw. zu Stickstoffoxiden (NO und NO₂) umgesetzt.

Mit abnehmender Temperatur und Sauerstoffzufluss werden die Produkte aus organischem Material unübersichtlich. Hier treten verstärkt teiloxidierte und gecrackte Verbindungen auf. Bei der Teiloxidation von organischem Kohlenstoff dominiert Kohlenmonoxid (CO) die Rauchgaszusammensetzung. Beim sogenannten Schwelbrand dominieren gecrackte Verbindungen wie Kunststoff-Monomere.

Nachstehend werden die im vorherigen Abschnitt angegebenen Stoffe hinsichtlich der Bildung und Zusammensetzung von Brandgasen und –rauch betrachtet. Ausgegangen wird dabei von einem Vollbrand-Szenario, welches durch Temperaturen über 600 °C mit ausreichender Zufuhr an Sauerstoff gekennzeichnet ist [58].

Zur Beurteilung der Relevanz für das Feuerwehrpersonal sind zusätzlich zur Toxizität auch die in den Modulen enthaltenen Stoffmengen zu betrachten.

Glas

Glas, mengenmäßiger Hauptbestandteil eines typischen Moduls, verändert sich auch bei hohen Temperaturen chemisch nicht, da es bereits in einem inerten oxidierten Zustand vorliegt. Es enthält keine kritischen Bestandteile.

Metalle

Aluminium kann erst bei sehr hohen Temperaturen zu Aluminiumoxid verbrennen. Diese werden bei einem typischen Brand nicht erreicht. Somit kann Aluminium als inert eingestuft werden.

Kupfer aus Zuleitungen und Kontakten verbrennt unter den betrachteten Bedingungen zu Kupferoxid, das keine toxische Relevanz aufweist.

Zinn und Blei werden in Lötverbindungen eingesetzt, wobei der Bleianteil etwa 40 % beträgt. Diese Metalle werden im Brandfall ebenfalls zu ihren Metalloxiden umgesetzt, beides ist toxisch wirkend. Blei kann unter Brandbedingungen als bleihaltiger Rauch freigesetzt werden, während Zinn geringe Flüchtigkeit aufweist.

Cadmium, wird als Halbleitermaterial in CdTe – Modulen eingesetzt, ist in geringen Massenbestandteilen auch in anderen Zelltechnologien enthalten. Aufgrund der leichten Oxidierbarkeit von Cadmium ist davon auszugehen, dass Cadmium bei höheren Temperaturen teilweise zu Cadmiumoxid (CdO) umgesetzt wird, das deutlich geringer flüchtig ist als metallisches Cadmium. Sowohl Cadmium als auch Cadmiumoxid wirken hochgradig toxisch. Die gasförmig freigesetzten Cd-Anteile erreichen etwa 25 % des Inventars [9], die insgesamt als Partikel/Gas freigesetzten Anteile erreichen etwa 70 % [7]. Relevante gasförmige Anteile in der (abgekühlten) Umgebungsluft sind nicht zu erwarten. Bei der Freisetzung im Brandfall ist maximal mit einer an Partikel angelagerten Cd/CdO-Belastung im Bereich von 1 – 4 mg/m³ zu rechnen. Im günstigeren Fall wird Cadmium durch die Glasumhüllung als Silikat

chemisch gebunden. Im Vergleich zum ETW-Wert von 0,4 mg/m³ (vgl. Kap 4.6.5, S.164) ist Cadmium als relevant für den Feuerwehreinsatz zu betrachten.

Arsen (As), Molybdän (Mo), Zink (Zn), Gallium (Ga), Indium (In), Selen (Se)

Diese Metalle sind vorwiegend für die Betrachtung der CIGS-Technologie relevant. Im Brandfall bilden sich vorrangig die entsprechenden Oxide wie MoO₂, Ga₂O₃, ZnO sowie SeO₂ und CdO. Leichtflüchtige Metalle wie Selen (und wie beschrieben Cadmium) können auch verdampfen und als Gas oder im abgekühlten Zustand als Rauch (Partikel) auftreten. Insbesondere Selen, aber auch das zu erwartende Selendioxyd (SeO₂), sind sehr flüchtig. **Arsen** ist ein giftiges, nicht essentielles Schwermetall. Arsen und seine Verbindungen gelten als krebserregende Arbeitsstoffe. Bei **Selen** besteht ebenfalls der begründete Verdacht auf kanzerogenes Potential. Die akute Toxizität von elementarem Selen (z.B. bei oraler Aufnahme) wird dagegen als sehr gering eingeschätzt.

Untersuchungen zum Verbleib von Schwermetallen bei der Verbrennung von Abfällen haben die nachstehenden Freisetzungsraten toxischer Metalle ergeben [59], [60], [61]¹.

Tabelle 4-22: Freigesetzte prozentuale Metallanteile bei 1000°C (Festpartikel im Rauchgas und Gase)

Metall	Freigesetzter Anteil bei 1000°C in %	
	Partikel/Gas	Gasphase
Se	70	70
As	60	40
In	(5)	
Ga	(10)	
Mo	(5)	
Pb	30	12
Zn	30	21
Cd	70	25
Sn	10	
Cu	10	

Die angegebenen freigesetzten Metallanteile setzen sich aus gasförmigen und in Flugpartikeln gefundenen Anteilen zusammen. Nach [59] werden bei 1000°C in hohem Umfang As und Se freigesetzt. Zu etwa 25 % gelangen Cd und Zn und zu etwa 10 % Pb in die Gasphase. Der Anteil, der nicht in die verbleibende Asche eingebunden wird, also partikelförmig emittiert wird (Flugasche), ist bei fast allen betrachteten Metallen weitaus höher, insbesondere mit 70 % bei Arsen und Cadmium. Abgesehen von Selen treten die freigesetzten Metalle bzw. Metallverbindungen bei Abkühlung unter 200°C nicht gasförmig auf. Die Zahlenwerte für Ga, In und Mo wurden geschätzt.

Kunststoffe und organische Materialien

Hierzu zählen die eingesetzten Dichtungsmassen, Folien, Anschlussdosen, Kabel und ggf. auch Modulrahmen. Hinsichtlich der Menge sind insbesondere das Einbettungsmaterial und die Rückseitenfolie bedeutsam.

Für die Entstehung der Schadstoffe Kohlenmonoxid, Chlorwasserstoff, Benzol, Cyanwasserstoff, Formaldehyd, Styrol und Fluorwasserstoff aus Polymeren wurden die nachstehenden maximalen

Entstehungsraten zugrunde gelegt [62]. Die geschätzten, maximalen Entstehungskonzentrationen im Nahbereich von 10 – 20 m (vgl. Tabelle 4-24) wurden daraus abgeleitet.

Tabelle 4-23: Maximale Freisetzungsraten für Polymere im Brandfall

Komponente	Polymer	mg/g Polymer	ng/g Polymer
CO	alle	580	
HCN	PAN (25 % in ABS)	101 (25)	
HCN	Polyamide	60	
HCl	PVC	284	
Benzol	PVC	24	
PCCD	PVC		1,8
Formaldehyd	PE	7	
Styrol	PS (50 % in ABS)	710 (355)	

Der Anteil an Polymeren in kristallinen Si-Modulen liegt bei 5 - 10 % entsprechend 500 – 1.500 g/m². Dieser setzt sich zusammen aus dem Polymer EVA (Einbettungsfolie) und PET/PVF (Rückseitenfolie). Beim Einsatz dieser Folien sind vor allem Emissionen von CO und Formaldehyd als Leitsubstanzen zu erwarten. Hinzu kommt noch die Freisetzung von Fluorwasserstoff aufgrund des Fluor-Anteils im PVF (falls verwendet).

Unter der Annahme einer PV-Fläche von 50 m² sind insgesamt 25 – 75 kg Polymer betroffen, die abgeschätzt zu den nachstehenden Maximalkonzentrationen ausgewählter toxischer Stoffe im Nahbereich führen können. Als toxikologischer Grenzwert wurde hier der Einsatztoleranzwert (ETW) angegeben. Auf bestehende Grenzwerte wird im Kapitel 4.6.5 eingegangen.

Tabelle 4-24: Maximalkonzentrationen im Nahbereich

Komponente	Konzentration mg/m ³			ETW-Wert mg/m ³
	25 kg Polymer	50 kg Polymer	75 kg Polymer	
CO	100	200	300	38
Formaldehyd	1,3	2,5	3,8	1,25
HF	25			10

Die theoretisch möglichen CO-Konzentrationen können im Nahbereich toxikologische Grenzwerte deutlich überschreiten. Die maximal zu erwartenden Konzentrationen für die Komponenten Formaldehyd und Fluorwasserstoff liegen ebenfalls erhöht im Bereich des zwei- bis dreifachen ETW-Wertes.

Durch die verbauten Kabel mit Steckern und Dosen tragen zusätzliche Polymere (bei Altanlagen u.U. chlorhaltiges PVC oder stickstoffhaltiges ABS) zur Rauchgasentstehung bei: bei 50 m² Modulfläche sind dies etwa 5 kg Polymere. Diese Mengen reichen nicht aus, um die entsprechenden ETW-Werte der ggf. auftretenden Substanzen von HCl, HCN, Benzol oder PCCD/F-Dosen zu überschreiten.

4.6.5 Toxikologische Grenzwerte

4.6.5.1 Rauchgase

Die gegenwärtig wichtigsten Beurteilungswerte für Gefahrensituationen stellen die AEGL-Werte (Acute Exposure Guideline Levels) dar. Es handelt sich hierbei um Störfallbeurteilungswerte nach 12. BIMSCHV. Sie sind jeweils für verschiedene Expositionszeiten deklariert: 10 min, 30 min, 1h, 4h, 8h. Für die Störfallbeurteilungswerte sind jeweils 3 Stufen definiert, die folgende Auswirkungsgrade beschreiben [51]:



AEGL-1/ERPG-1	Schwelle zum spürbaren Unwohlsein
AEGL-2/ERPG-2	Schwelle zu irreversiblen oder anderen schwerwiegenden, lang andauernden Gesundheitseffekten oder fluchtbehindernden Wirkungen
AEGL-3/ERPG-3	Schwelle zur lebensbedrohlichen oder tödlichen Wirkung

Für Betrachtungen von Schadstoffkonzentrationen wird die Stufe 2 als relevant genutzt.

Weitere Bewertungsreihen sind in Deutschland beispielsweise die MAK (Max. Arbeitsplatzkonzentration für 8h-Arbeitstag und 40h/Woche) und die ETW (Einsatztoleranzwerte für Feuerwehren) für 4h Expositionszeit [63].

International liegen diverse weitere Beurteilungswerte vor, stellvertretend sollen ERPG (Emergency Response Planning Guidelines) und PAC (Protective Action Criteria) an dieser Stelle genannt werden. Die PAC-Werte stellen dabei eine Sammlung vorhandener Grenzwerte in festgelegter Priorisierung der Listen dar.

4.6.5.2 Feste Schadstoffe

In der Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung [64], Anhang 2 sind Prüfwerte für die direkte Aufnahme von Schadstoffen in den Boden definiert. Es werden verschiedene Kategorien aufgeführt, wie Spielflächen, Wohngebiete, Parks oder Gewerbegebiete. Für die Betrachtungen im Rahmen dieser Untersuchungen wurde zum Vergleich die Kategorie Wohngebiete verwendet.

4.6.5.3 Schadstoffe im Löschwasser

Für die Beurteilung von Schadstoffanteilen im Löschwasser fehlen direkt vergleichbare Grenzwerte. Zur Abschätzung, welche Konzentrationen bei flüssigen Schadstoffeinträgen kritisch zu bewerten sind, wurde die Klärschlammverordnung in der Landwirtschaft (AbfKlärV) [65] herangezogen. Diese gibt Grenzwerte für die Belastung des (industriellen) Klärschlammes mit Schwermetallen und anderen Schadstoffen zum Schutz der Umwelt, insbesondere des Bodens, vor.

4.6.6 Laborversuche

Im Rahmen des dieser Arbeit zugrunde liegenden BMU-Forschungsprojekts erfolgten im Brandversuchshaus von CURRENTA im Juni 2014 experimentelle Untersuchungen mit dem Ziel, die Schadstofffreisetzung von Photovoltaik-Modulen im Brandfall experimentell zu charakterisieren.

Das Untersuchungsprogramm umfasste dabei drei verschiedene Modultypen (Tabelle 4-25). Es wurden jeweils handelsübliche und aktuelle Module untersucht. Die Module wurden in geneigter Anordnung an der Rückseite mit einem Gasbrenner beflammt, um ein mögliches Brandentstehungsszenario bei dachadditiven PV-Anwendungen zu simulieren. Schadstoffanalysen erfolgten an Rauchgas-, Brandrückstands- und Löschwasserproben.

Tabelle 4-25: Modultypen

Typ	Aufbau	Rahmen	Länge (mm)	Breite (mm)	Dicke (mm)
Polykristallin c-Si	Glas-Folie	Aluminium	1655	1000	45*
Dünnschicht CIS	Glas-Folie	Aluminium	1255	980	35*
Dünnschicht CdTe	Glas-Glas	ohne	1200	600	8
* Dicke des Rahmens					

4.6.6.1 Versuchsaufbau

Die PV-Module wurden mit über Kreuz angeordneten Profilschienen auf einer Faserzement-Trägerplatte montiert, die sich auf einer um 23° zur Horizontalen geneigten Prüfplattform befand (Bild 5-34). Die Neigung wurde analog zu der Dachbrandprüfung nach UL 790 gewählt. Die Module ragten um 45 cm über die Vorderkante der Trägerplatte hinaus und wurden in diesem Bereich an ihrer Unterseite beflammt. Als Zündquelle kam der in der UL 790 beschriebene Gasbrenner zum Einsatz, der eine ca. 100 cm breite Flamme erzeugt (Bild 4-34). Der Brenner wurde 10 cm unterhalb der Modulvorderkante positioniert, der horizontale Abstand zur Modulvorderkante betrug ebenfalls 10 cm.

Auf der Modulvorder- und -rückseite wurden jeweils fünf Thermoelemente entlang der Modul-längsachse angeordnet. Die Abstände zur Modulvorderkante betrugen 10, 40, 70, 100 und 130 cm. In den im Anhang enthaltenen Temperaturdiagrammen bezeichnen „MS-01“ (Modulrückseite) und „MS-06“ (Modulvorderseite) die Messstellen an der Modulvorderkante.

Für die Löschwasserversuche wurden zwei Löschdüsen im oberen Bereich des Versuchsaufbaus im Zwischenraum zwischen Modul und Trägerplatte installiert. Zum Auffangen des über die Trägerplatte ablaufenden Löschwassers wurde eine 1,75 × 1,50 m² große Stahlwanne auf dem Boden der Prüfhalle platziert.

Um einen jeweils ähnlich großen Modulbereich zu beflammen, erfolgten die Versuche an den c-Si-Modulen mit einem Modul in Längsausrichtung (Länge: 1655 mm), an den CIS-Modulen mit zwei Modulen in Querausrichtung (Gesamtlänge: 1960 mm) und an den CdTe-Modulen mit drei Modulen in Querausrichtung (Gesamtlänge: 1840 mm inkl. Montageabstand).

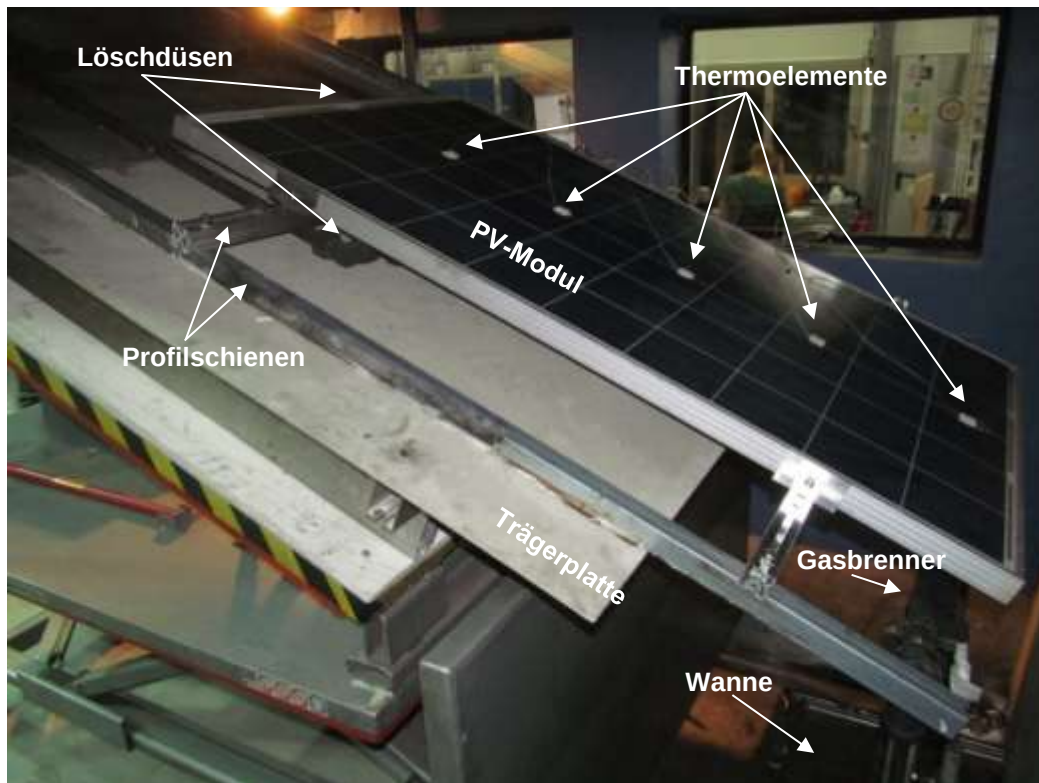


Bild 4-34: Versuchsaufbau (hier dargestellt mit einem c-Si-Modul)



Bild 4-35: Gasbrenner

4.6.6.2 Versuchsdurchführung

An jedem Modultyp wurden Versuche mit 25 kW und mit 150 kW Brennerleistung durchgeführt, um das Brandverhalten und die Schadstofffreisetzung der Module bei unterschiedlichen thermischen Beanspruchungsintensitäten zu analysieren (Bild 4-36). Ergänzend erfolgte an jedem Modultyp ein weiterer Versuch mit 150 kW Brennerleistung, wobei nach sechs bis sieben Minuten Versuchsdauer jeweils mit 20 l Löschwasser über einen Zeitraum von 45 s abgelöscht wurde.

Die Versuche erfolgten unter einer Abzughaube nach ISO 9705 bei einem Abluftvolumenstrom von ca. 1 m³/s. Folgende Größen wurden gemessen:

- Wärmefreisetzungsrate
- Raucherzeugungsrate
- Temperaturen an der Modulvorder- und -rückseite
- Massenverlust der Module und Masse der Brandrückstände
- zerstörte Modulfläche
- Erzeugungsraten der Gaskomponenten Kohlendioxid (CO₂), Kohlenmonoxid (CO), Cyanwasserstoff (HCN), Chlorwasserstoff (HCl), Bromwasserstoff (HBr), Fluorwasserstoff (HF), Stickstoffmonoxid (NO), Stickstoffdioxid (NO₂) und Schwefeldioxid (SO₂)
- in den Rauchgasen enthaltene Mengen an Arsen, Blei, Cadmium und Selen
- in den Brandrückständen enthaltene Mengen an Arsen, Blei, Cadmium und Selen
- im Löschwasser enthaltene Mengen an Arsen, Blei, Cadmium und Selen.

Zusätzlich wurden zwei Referenzversuche mit (nicht brennbaren) Kalziumsilikatplatten anstelle der Module durchgeführt, um festzustellen, welche Rauch-, CO₂- und CO-Erzeugungsrate der Gasbrenner unter den vorgesehenen Betriebsbedingungen verursacht. Diese Messwerte wurden von den eigentlichen Messergebnissen subtrahiert, so dass sich aufgeführten Versuchsergebnisse ausschließlich auf die Emissionen der PV-Module beziehen.

Rauchgasanalyse

Zur Bestimmung von Arsen, Blei, Cadmium und Selen wurde ein Teilstrom des Abluftstroms durch ein Filtersystem und anschließend durch ein Sorbens geleitet. Die Analyse erfolgte durch ICP-MS. Die im Abschnitt 4 aufgeführten Messergebnisse entsprechen der Summe der partikelgebundenen und der filtergängigen Anteile.

Die Analyse der Gaskomponenten (mit Ausnahme von Formaldehyd) erfolgte zeitkontinuierlich mit einem an das Abluftrohr des Abzugsystems angeschlossenen FTIR-Spektrometer. Im Abschnitt 4 sind die über die Versuchsdauer gemittelten Konzentrationswerte angegeben.

Zur Bestimmung von Formaldehyd wurde eine Absorptionskartusche verwendet, die Analyse erfolgte durch HPLC.

Brandrückstandsanalyse

Die Brandrückstände bestanden aus beschädigten, abgefallenen Modulteilen, die sich im Versuchsverlauf auf der Trägerplatte des Prüfgestells und in der darunter angeordneten Auffangwanne sammelten. Die Brandrückstände wurden zunächst zusammengekehrt und

durchmischt. Hieraus wurden zwei Proben entnommen und mit einer Schneidmühle zerkleinert. Die Bestimmung des Arsen-, Blei-, Cadmium- und Selengehalts erfolgte mit ICP-MS.

Löschwasseranalyse

Nach Durchmischung des in der Auffangwanne gesammelten Löschwassers wurden zwei Proben entnommen und mittels ICP-MS hinsichtlich des Arsen-, Blei-, Cadmium- und Selengehalts analysiert.



Bild 4-36: Brandversuch mit einer Brennerleistung von 25 kW (oben) und 150 kW (unten)

4.6.6.3 Versuchsergebnisse

Die kompletten Versuchsergebnisse sind in der Anlage IX einzusehen. An dieser Stelle sind ausgewählte Ergebnisse dargestellt. Insgesamt wurden 9 Versuche durchgeführt, die entsprechend nachfolgender Tabelle bezeichnet werden:

Tabelle 4-26: Versuchsbezeichnung

	25 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung, Löschwasserversuch
Modultyp c-Si	1A	1B	1C
Modultyp CIS	2A	2B	2C
Modultyp CdTe	3A	3B	3C

Brandverhalten

In den Versuchen mit 25 kW Brennerleistung traten an allen drei Modultypen nur lokal begrenzte Beschädigungen auf. Bei 150 kW Brennerleistung wurden die Module großflächig zerstört, wie in den nachfolgenden Bildern beispielhaft sehen ist.



Bild 4-37: Schadensausmaß bei c-Si bei 25 kW Brennerleistung (oben) und 150 kW (unten)

Tabelle 4-27: Gegenüberstellung ausgewählter Ergebnisse bei den 9 Brandversuchen

Masseverlust in %	25 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung, Löschwasserversuch
Modultyp c-Si	2,3	72,5	47,8
Modultyp CIS	7,9	85,2	18,7
Modultyp CdTe	0,1	32,6	31,5

Raucherzeugung in m² *	25 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung, Löschwasserversuch
Modultyp c-Si	41	182	73
Modultyp CIS	92	358	274
Modultyp CdTe	5	133	86

* *Raucherzeugung in m² bedeutet die Projektierung aller erzeugten Rauchpartikel auf eine 2-dimensionale Ebene*

Wärmefreisetzung in kJ	25 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung, Löschwasserversuch
Modultyp c-Si	7631	59197	27747
Modultyp CIS	9699	84712	17506
Modultyp CdTe	785	15809	9786

Die vergleichende Darstellung zeigt, dass bauartabhängig große Unterschiede bei allen 3 Kenngrößen Masseverlust, Raucherzeugung (gesamt) und Wärmefreisetzung (gesamt) zu verzeichnen sind. Das Glas-Glas-Modul (CdTe) weist hier durch die fehlende Rückseitenfolie im Brandverhalten deutlich günstigere Eigenschaften als die beiden anderen Module auf.

Beim Vergleich der beiden Glas-Folie-Module muss berücksichtigt werden, dass bei CIS – Technologie eine größere Masse zur Verfügung stand, die verbrannte Masse ebenfalls größer war und demzufolge auch die Wärmeleistung höher war.

Bezieht man die Raucherzeugung auf die jeweils verbrannte Masse, so verringert sich die Differenz. Insgesamt zeigt das Brandverhalten des CIS-Modultyps jedoch auch hier im Vergleich zum c-Si Modultyp ein ungünstigeres Bild. (siehe Tabelle 4-28)

Tabelle 4-28: Gesamte Raucherzeugung in m² * normiert auf 1g verbrannte Masse

Raucherzeugung in m ² /verbrannte Masse	25 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung
Modultyp c-Si	0,13	0,11
Modultyp CIS	0,28	0,13

* Raucherzeugung in m² bedeutet die Projizierung aller erzeugten Rauchpartikel auf eine 2-dimensionale Ebene

Chemische Analysen

Bei den Analysen wird jeweils die Masse des betreffenden Analyten bezogen auf einen Normkubikmeter Rauchgase bzw. ein Kilogramm Brandrückstände bzw. ein Liter Löschwasser aufgeführt. Außerdem werden die insgesamt freigesetzten Stoffmengen, die sich jeweils aus der Multiplikation der gemessenen Stoffkonzentration mit dem Gesamtvolumen der Rauchgase, der Gesamtmasse der Brandrückstände bzw. dem Gesamt Volumen des eingesetzten Löschwassers ergeben, angegeben.

Rauchgasanalyse

Es wurden die Entstehungskonzentrationen nach DIN EN 45545-2:2013 als Mittelwerte über die Versuchsdauer gemessen: Versuch A / B: 20 min, Versuch C:10 min (Ablöschen nach ca. 7 min)

Tabelle 4-29: Mittlere Rauchgaskonzentrationen c-Si Modul

	Versuch 1A	Versuch 1B	Versuch 1C
Arsen (µg/m ³)	1,1	0,8	0,1
Blei (µg/m ³)	50	630	1010
Cadmium (µg/m ³)	6,5	60	77
Selen (µg/m ³)	24	10	9,8
Kohlendioxid (mg/m ³)	842	3786	3068
Kohlenmonoxid (mg/m ³)	6	30	30
Cyanwasserstoff (mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorwasserstoff (mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Bromwasserstoff (mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorwasserstoff (mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.

Stickstoffmonoxid	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffdioxid	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Schwefeldioxid	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd	(mg/m ³)	1,0	0,9	1,8

Tabelle 4-30: Mittlere Rauchgaskonzentrationen CIS- Modul

		Versuch 2A	Versuch 2B	Versuch 2C
Arsen	(µg/m ³)	1,5	1,6	1,0
Blei	(µg/m ³)	250	270	480
Cadmium	(µg/m ³)	12	14	34
Selen	(µg/m ³)	4,8	40	8,0
Kohlendioxid	(mg/m ³)	615	5817	2751
Kohlenmonoxid	(mg/m ³)	11	237	382
Cyanwasserstoff	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorwasserstoff	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Bromwasserstoff	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorwasserstoff	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffmonoxid	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffdioxid	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Schwefeldioxid	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd	(mg/m ³)	1,2	2,1	4,9

Tabelle 4-31: Mittlere Rauchgaskonzentrationen Cd-Te Modul

		Versuch 3A	Versuch 3B	Versuch 3C
Arsen	(µg/m ³)	0,3	0,2	0,2
Blei	(µg/m ³)	34	120	1330
Cadmium	(µg/m ³)	9,9	37	48
Selen	(µg/m ³)	4,2	4,7	2,2
Kohlendioxid	(mg/m ³)	42	1453	1495

Kohlenmonoxid	(mg/m ³)	1	63	90
Cyanwasserstoff	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorwasserstoff	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Bromwasserstoff	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorwasserstoff	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffmonoxid	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffdioxid	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Schwefeldioxid	(mg/m ³)	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd	(mg/m ³)	0,4	1,6	2,6

n.n. nicht nachweisbar

Vergleich mit toxikologischen Grenzwerten

CO, CO₂:

Bei den Messwerten liegt eine deutliche Grenzwertüberschreitung > Faktor 10 vor.

Halogenwasserstoffe und Stickoxide:

Die gemessenen Konzentrationen liegen unterhalb der Nachweisgrenze (und auch unterhalb der toxikologischen Grenzwerte)

Schwermetalle:

Die Messwerte liegen deutlich unterhalb der Grenzwerte:

Pb < 0,1% GW (PAC =120 mg/m³ 60 min)

Cd < 10 % GW (AEGL-2 30 min = 0,96 mg/m³)

Se < 20% GW (PAC=0,2 mg/m³)

As < 1% GW (PAC=0,58 mg/m³)

Bewertung der Ergebnisse

Ein direkter Vergleich der Messwerte mit toxikologischen Grenzwerten ist aufgrund unterschiedlicher Expositionszeiten nicht möglich. Die Randbedingungen variieren bei jedem Brand, d.h. jeder Brand ist einzigartig! Die Grenzwerte werden lediglich zur Abschätzung der Größenordnung einer möglichen Gefährdung von Personen herangezogen.

Durch die vorliegende ventilierte Versuchsanordnung ($1\text{m}^3/\text{s}$) kommt es zu einer nicht genau quantifizierbaren Verdünnung der Schadstoffkonzentration in der Abluft. Bei einer groben Abschätzung des Worst Case im Falle reiner Konvektion ergäbe sich ungefähr die 10-fache Konzentration der gemessenen Schadstoffe im unmittelbaren Nahbereich (ca. 2-5 m oberhalb des Brandherdes). Dies bedeutet, dass wir uns in diesem Extremfall sowohl bei Cadmium als auch bei Selen im Bereich der toxikologischen Grenzwerte für 30 min bzw. 60 min Exposition bewegen.

Fazit

Bei den Messungen zur Rauchgaskonzentration wurden für die Komponenten CO und CO₂ deutliche Grenzwertüberschreitungen festgestellt. Halogenwasserstoffe und Stickoxide lagen nicht in messbarer Konzentration vor.

Für die Schwermetalle Cadmium und Selen können im Worst Case toxikologische Grenzwerte in unmittelbarer Nähe zum Emissionsort überschritten werden. Für die Allgemeinheit ist keine gefährliche Konzentration in den Rauchgasen festgestellt worden.

Rückstandsanalyse

Dieser Abschnitt konzentriert sich auf diejenigen Boden-Schadstoffe, die eine besondere Relevanz für die menschliche Gesundheit haben können. Dazu zählen einerseits flächenhafte Schadstoffeinträge mit Risiken für den Anbau von Nutzpflanzen und für das Grundwasser und andererseits Bodenbeeinträchtigungen, die vor allem in Siedlungsgebieten zu Gefahren führen können. Von besonderem Interesse sind hier sensibel genutzte Flächen wie Kinderspielflächen und Haus- und Kleingärten. In der Anlage 2 der Bundesbodenschutz- und Altlastenverordnung [64] mit Aktualisierung in 2012 werden Prüfwerte für die direkte Aufnahme von Schadstoffen in den Boden angegeben. Diese Prüfwerte sind für vier verschiedene Kategorien definiert: Spielflächen, Wohngebiete, Parks und Gewerbegebiete. Zur Abschätzung des Risikos durch die im Laborversuch gemessenen toxischen Rückstände insbesondere von Blei, Cadmium und Arsen für eine Bodenbelastung werden die Prüfwerte der Kategorie Wohngebiete herangezogen.

Die Aufbereitung der Modulrückstände für die Rückstandsanalytik hat sich erwartungsgemäß, auch aufgrund der Aussagen in anderen Arbeiten, als sehr aufwändig erwiesen. Aufgrund der inhomogenen Modulreste (Bild 4-38 kann anhand der Versuche zwar keine allgemeingültige Aussage abgeleitet werden, aber die Brandrückstandsanalyse erbrachte den Nachweis von Blei, Cadmium, Arsen und Selen bei allen untersuchten Testmustern der Technologien c-Si, CIS und CdTe.



Bild 4-38: Brandrückstände von 2 CIGS-Modulen: AL-Rahmen, geschmolzenes Glas, verbackene Kunststoffreste, Ruß und Asche

Die festgestellten Schadstoffmengen variieren stark zwischen den untersuchten Testmustern der drei Technologien. In den nachfolgenden Abbildungen sind für die Stoffe Blei und Cadmium die Messwerte und der entsprechende Prüfwert nach BBodSchV dargestellt:

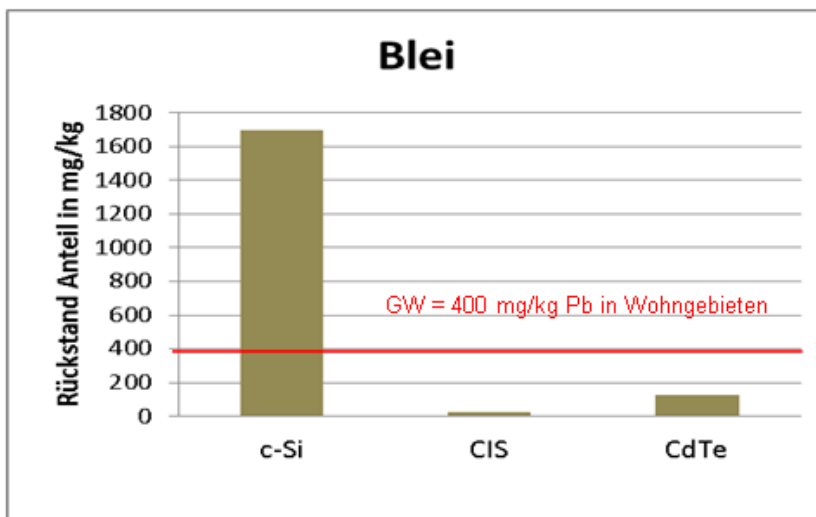


Bild 4-39: Durchschnittlicher Bleianteil im Brandrückstand

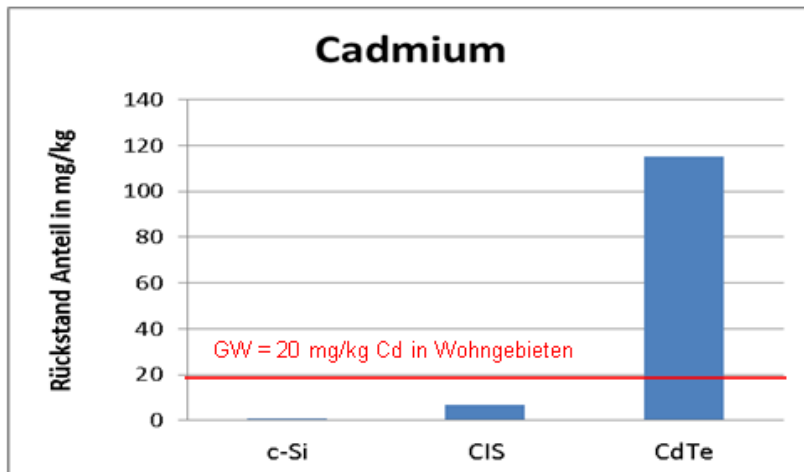


Bild 4-40: Durchschnittlicher Cadmiumanteil im Brandrückstand

Aus Bild 4-39 ist zu ersehen, dass in den Brandrückständen des kristallinen Moduls im Mittel der Prüfwert für Blei nach der Bodenschutzverordnung um den Faktor 4 überschritten wurde, während die Dünnschichtmodule unkritische Werte aufweisen.

Dagegen zeigt Bild 4-40 für Cadmium eine Überschreitung des Prüfwertes um den Faktor 5 für das CdTe-Modul. Liegt beim betrachteten Areal eine Nutzung als Hausgarten oder Kinderspielfläche vor, so ist der zulässige Prüfwert laut BBodSchV auf 2 mg/kg reduziert, *sodass einem möglichen Cadmiumeintrag in den Boden besondere Aufmerksamkeit zu widmen ist*. In diesem Fall kommt auch die gemessene Rückstandskonzentration vom CIS-Modul in den kritischen Bereich. Für das kristalline Modul ist keine Prüfwertüberschreitung gemessen worden.

Für Arsen wurde bei keinem der Testmuster ein kritischer Wert gemessen.

Fazit

Beim Brand von PV-Modulen können technologieabhängig in den Brandrückständen Konzentrationen von Blei oder Cadmium enthalten sein, die einen Schadstoffeintrag in den Boden in kritischer Menge bewirken können.

Eine fachgerechte Entsorgung der Brandrückstände und ggf. Bodenaustausch wird daher dringend empfohlen.

Löschwasseranalyse

Durch das in großen Volumina anfallende Löschwasser können gelöste Schadstoffe oder kleine Schwebeteilchen aus den Brandrückständen in die Umgebung und auch den Boden gelangen. Die mögliche Benetzung von Gegenständen, wie Gebäudeteilen, Balkonen oder Terrassen aber auch Einsatzkleidung der Feuerwehreinsatzkräfte mit kontaminiertem Löschwasser ist zu beachten und bei der weiteren Nutzung zu berücksichtigen.

Es wurden bei den Recherchen keine Schadstoffgrenzwerte für einen wasserbasierten Schadstoffeintrag in den Boden gefunden. Zur Risikoabschätzung wurde die Klärschlammverordnung der Landwirtschaft für die Belastung des industriellen Klärschlammes mit Schwermetallen und anderen Schadstoffen herangezogen [65]. Hier werden maximal zulässige Konzentrationen je Bodenflächeneinheit (mg/m^2) genannt, während die Schadstoffkonzentration im Löschwasser je Volumeneinheit (mg/m^3) gemessen wurde. Ein direkter Vergleich ist damit zwar nicht möglich, jedoch wurde eine grobe Abschätzung vorgenommen.

In Bild 4-41 sind die gemessenen Schadstoffkonzentrationen von Blei und Cadmium für die einzelnen Modultechnologien aufgeführt.

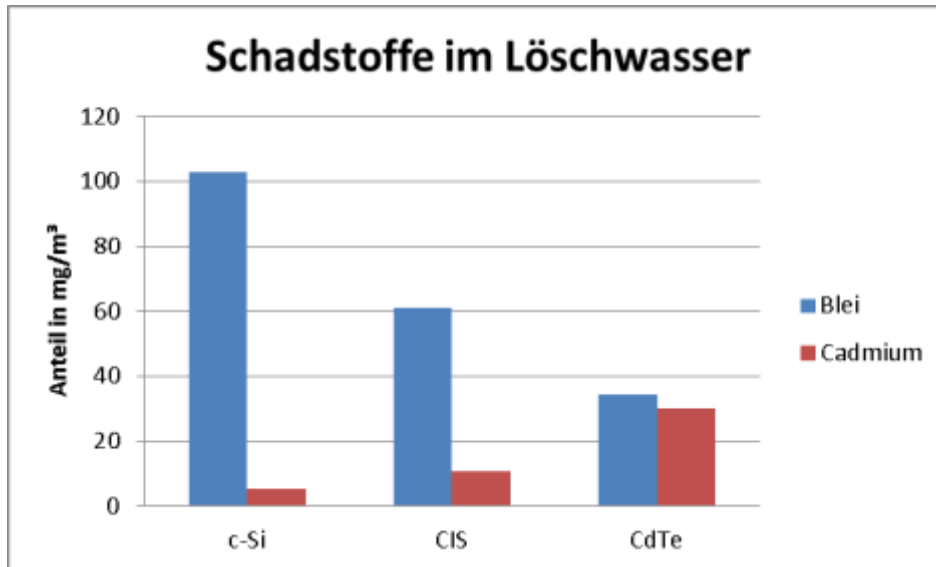


Bild 4-41: Gemessene Schadstoffkonzentrationen von Blei und Cadmium im Löschwasser

Bewertung der Messergebnisse:

Die Überschreitung des Grenzwertes für Blei erfolgt erst bei einem Löschwassereintrag von 1 m^3 auf einer Bodenfläche kleiner als 1 dm^2 Boden (c-Si).

Die Überschreitung des Grenzwertes für Cadmium erfolgt erst bei einem Löschwassereintrag von 1 m^3 auf einer Bodenfläche kleiner als 2 m^2 (CdTe).

Während die Bedingung für Blei anschaulich nicht zu erreichen sein dürfte, ist die Bedingung für Cadmium unter ungünstigen Verhältnissen (z.B. Ablauf des Löschwassers über eine Kante) theoretisch denkbar.

Fazit

Beim Brand von CdTe-Modulen können über das Löschwasser unter Worst Case Bedingungen kritische Cadmium-Einträge in den Boden erfolgen.

Es wird daher eine Bodenprobeentnahme und -analyse empfohlen.

4.6.7 Zusammenfassung

- Beim Brand von PV-Modulen werden zusätzliche Schadstoffe in relevanter Menge in die Umgebung freigesetzt, abhängig von der Zelltechnologie und in besonderem Maß auch abhängig von den verwendeten Polymeren.
- Die Schadstoffemission von PV-Modulen ist als additiver Beitrag zu werten, da bei jedem Dachstuhl- oder Hausbrand eine große Brandlast mit toxischen Stoffen beteiligt ist.
- Großformatige Laboruntersuchungen zeigen unter ventilierten Bedingungen keine Grenzwertüberschreitungen im Rauchgas für untersuchte Schwermetalle und Halogenwasserstoffe (Der Worst Case wurde abgeschätzt). Eine genaue Grenzwertbetrachtung ist durch die Einzigartigkeit jedes Brandgeschehens nicht möglich.
- In den Brandrückständen wurden bei den Testmustern erwartungsgemäß toxische Schwermetalle, davon Blei (c-Si) und Cadmium (CdTe) in potentiell grenzwertüberschreitender Menge gemessen. Aufgrund der Inhomogenität der Rückstände ist keine allgemeingültige Aussage möglich.
- Die gemessene Cadmium-Konzentration im Löschwasser weist auf eine möglicherweise kritische Bodeneinleitung bei CdTe-Modulen hin.

5 Optimierungsmaßnahmen zur Produkt- und Anlagensicherheit

5.1 Vorbeugender Brandschutz

Nach Einführung der vorangegangenen Kapitel zur Bestimmung von Risiken und Gefährdungspotentialen durch Lichtbögen mit Bezug auf Brandentstehung und –bekämpfung, werden nachfolgend allgemein gültige und spezifische Maßnahmen beschrieben, die zur Risikoreduzierung beitragen.

Als zentrales Leitbild sind die Definitionen und Zielrichtungen des vorbeugenden Brandschutzes zu definieren, welche sich vor allem durch die Anforderungen aus der Musterbauordnung (MBO), bzw. den Landesbauordnungen (LBO) ableiten lassen. Hierzu gilt mit deutlich prägnanter Formulierung, §14 der MBO:

Bauliche Anlagen sind so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass der Entstehung eines Brandes und der Ausbreitung von Feuer und Rauch (Brandausbreitung) vorgebeugt wird und bei einem Brand die Rettung von Menschen und Tieren sowie wirksame Löscharbeiten möglich sind.

In einem Satz zusammengefasst: Solaranlagen dürfen dieses gültige Maß nicht reduzieren!

Die MBO ist als Musterbauordnung der verbindende Leitfaden aus dem Bauwesen. Da Baurecht in Deutschland Länderrecht ist, gelten entsprechend analog die 16 LBOs der Bundesländer mit ihren Anforderungen und Definitionen. Der vorbeugende Brandschutz muss als Summe aller Maßnahmen verstanden werden, der der Entstehung und Ausbreitung eines Brandes vorbeugt.

In § 61 der MBO, Artikel 2, Satz b) steht:

Solarenergieanlagen und Sonnenkollektoren in und an Dach- und Außenwandflächen sowie gebäudeunabhängig mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m sind verfahrensfreie Bauvorhaben.

Solaranlagen gehören nach der MBO zu den Anlagen der technischen Gebäudeausrüstung. Verfahrensfrei heißt nicht, dass die Vorgaben der MBO bzw. LBOs nicht gelten, im Gegenteil: das Baurecht (Brandschutz, Abstandsflächen, Denkmalschutzbestimmungen), Vorschriften zu Bauprodukten und Bauarten, Statik und Standsicherheit, sowie Verkehrssicherheit sind einzuhalten. Das bedeutet folglich, dass sich die Menge aller Maßnahmen zum vorbeugenden Brandschutz über viele Anforderungen aus der Installation, Materialauswahl und den Betrieb der Anlage allgemeinen und spezifischen Anforderungen zusammensetzt:

- Einhaltung der Bau- und Installationsvorschriften, Bauordnung der Länder
- Beratung bei Fachbehörden zum Bau und brandschutzrelevanten Anforderungen einholen
- sorgfältige Planung mit Fachpersonal
- hochwertiges Material und Komponenten
- fachgerechte Ausführung und Abnahme
- Wartung der Anlagen

Die oben genannten, allgemeinen Darstellungen werden in den nächsten Kapiteln konkretisiert. Als ein Beispiel sei das Überbauen von Brandwänden hervorgehoben. Brandwände verhindern bei Gebäuden, dass Brände sich durch einen Brandübergriff vergrößern und bei brennbaren Materialien, beispielsweise im Dachraum, ein vergrößertes Brandweiterleitungspotential verhindern. Daher ist es unzulässig, dass Solaranlagen Brandabschnitte und Brandwände überbrücken, da potentiell brennbare Materialien, wie etwa polymere Rückseitenfolien oder Leitungen eine Brandweiterleitung begünstigen können.

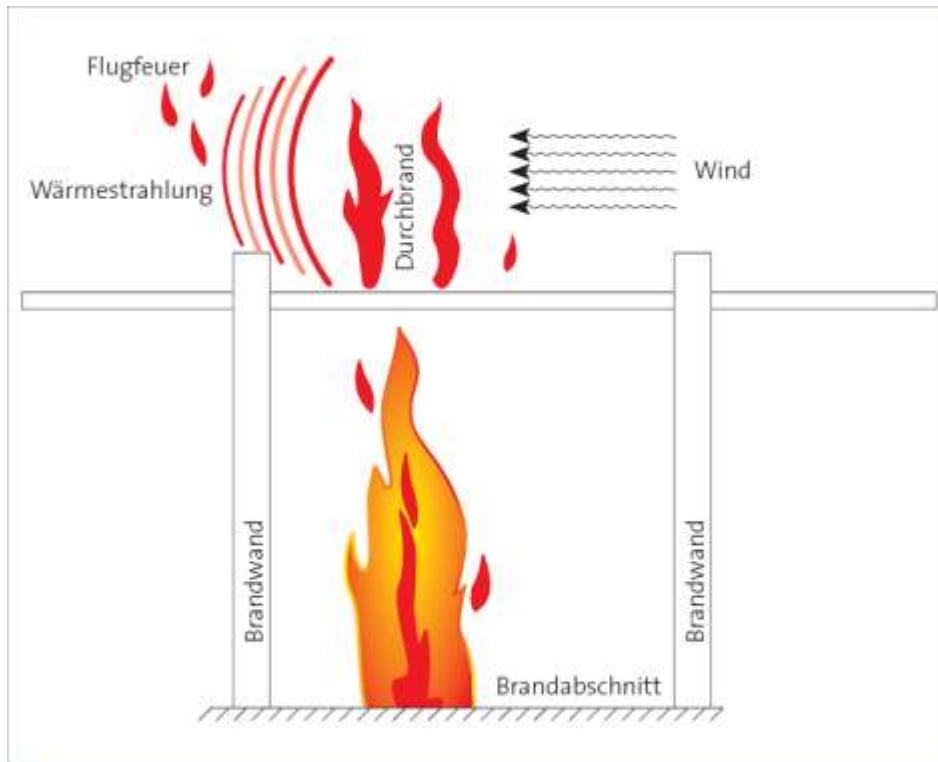


Bild 5-1: Darstellung der Aufgabe einer Brandwand; Quelle: BSW

Auch Sonderbauten, wie sie nach MBO §2 im Bereich von Hochbauten (Hotels etc.) zu finden sind, bedürfen weiterer Festlegungen. PV-Installationen im Fassadenbereich müssen zumindest dem Anspruch der *Schwerentflammbarkeit* genügen, wohingegen im Dachbereich i.R. die *Normalentflammbarkeit* bei gleichzeitiger harter Bedachung (Widerstandsfähigkeit gegen Flugfeuer und strahlende Wärme) ausreichen.

Im Bereich des vorbeugenden Brandschutzes gibt es neben den Bauordnungen ferner Anforderungen aus den Sonderbauverordnungen (Versammlungsstätten-VO, wie z.B. bei einem Stadion, Beherbergungsstätten-VO, wie z.B. Hotels, Verkaufsstätten-VO, wie z.B. Einkaufszentren), die den Brandschutz abschließend regeln.

Mit größtmöglicher Sorgfalt muss sichergestellt sein, dass keine zusätzlichen Brandrisiken durch PV-Installationen entstehen bzw. auf ein Mindestmaß reduziert sind. Durch unsachgemäße Errichtung und Verwendung mangelhafter Produkte, sowie ungenügender Wartungstätigkeit bei PV-Anlagen können diese Risiken steigen.

Nachfolgend detailliert der Leitfaden den Überblick zu existierenden Regeln und weiteren Maßnahmen im Bereich des vorbeugenden Brandschutzes und Risikominimierungen zur Produktion und Einsatzsicherheit.

Fazit

§14 der MBO:

Bauliche Anlagen sind so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass der Entstehung eines Brandes und der Ausbreitung von Feuer und Rauch (Brandausbreitung) vorgebeugt wird und bei einem Brand die Rettung von Menschen und Tieren sowie wirksame Löscharbeiten möglich sind.

5.2 Qualitätssicherungsmaßnahmen in der Produktion und deren Auswirkungen auf die Risikobeurteilung

5.2.1 Herstellungsprozess

Eine Menge Fehler und Mängel in der Bauart, die zu einem erhöhten Brandrisiko beitragen können, lassen sich frühzeitig durch eine verbesserte Qualitätskontrolle in der Produktion vermeiden. TÜV Rheinland führt zu diesem Zweck regelmäßige Firmeninspektionen (mindestens jährlich) bei den Herstellern durch, deren Ziel es u.a. ist, auf unzureichende Qualitätskontrollen und ungenügende Qualitätssicherungsmaßnahmen hinzuweisen. Gemäß einer weltweit für Inspektoren des TÜV Rheinland definierten, verbindlichen Tabelle werden solche Mängel und Defizite entweder als *recommendation* (Empfehlung) oder als *deviation* (Abweichung) deklariert, wobei eine *deviation* zwingend vom Modulproduzenten behoben werden muss.

Es gibt bei Herstellern von kristallinen Silizium-Modulen hinsichtlich eines späteren Lichtbogen- oder Brandrisikos eine Reihe neuralgischer Produktionsschritte. Zu diesen zählt zunächst das *Stringing*, bei denen die Solarzellen im Allgemeinen in einem Lötprozess zu einem Strang verbunden werden. Dies geschieht heutzutage fast ausschließlich vollautomatisch mit sogenannten Stringern. Sind wichtige Parameter wie Löttemperatur und Lötzeit (in Abhängigkeit von der verwendeten Zelle) hierbei nicht sauber eingestellt bzw. werden sie nicht exakt gemessen, können sich Lötfehler ergeben, die zu erhöhten Übergangswiderständen und dadurch zu einem erhöhten Lichtbogen-Risiko führen können.

Daher fordert TÜV Rheinland von den Herstellern eine regelmäßige (im Idealfall Inline-) Kontrolle der Löttemperatur sowie eine regelmäßige Kalibrierung der Sensoren und Messgeräte. Ebenso muss der Nachweis eines regelmäßigen *Pull tests* zur Qualitäts-Kontrolle der Kontaktierung erbracht werden.

Analoge Probleme können sich bei der anschließenden und in den meisten Fällen manuell durchgeführten Kontaktierung der Strings (*interconnection*) ergeben. Auch hier muss in jedem Fall die Löttemperatur gemessen werden und das verwendete Messgerät kalibriert sein.

Als einer der letzten Prozessschritte werden bei der Anschlussdosen-Kontaktierung in der Regel Plus- und Minus-Pol in der am Modul befestigten Anschlussdose fixiert. Dies geschieht entweder mechanisch, z.B. durch einen Klippverschluss, oder durch einen weiteren Lötprozess, für den die gleichen Qualitätsansprüche wie oben genannt gelten.

Bei der Produktion von Dünnschicht-Modulen werden die monolithisch hergestellten Zellen im Allgemeinen mit einem Längs- und Querkontaktierband miteinander verbunden. Hier ist wie bei den kristallinen Silizium-Modulen auf die geeignete Dimensionierung der Kontaktbänder zu achten. Die Fixierung der Bänder erfolgt z.B. durch Ultraschall-Schweißen oder Löten. Auch hier muss die Prozessüberwachung sicherstellen, dass keine Störstellen im Stromfluss entstehen.

Die Anschlussdosen-Kontaktierung sowie die Ansprüche an die Qualitätssicherung sind entsprechen denen kristallinen Silizium-Modulproduktion.

Neben den Inline- gibt es eine Reihe von sinnvollen Offline-Tests zur Verifizierung der elektrischen und brandtechnischen Sicherheit der Module. Zu diesen gehört der Hot-Spot-Test, bei dem die Verschattung einzelner Zellen simuliert wird, sowie der Reverse Current-Test, bei dem ein Strom in Rückwärtsrichtung durch das Modul geschickt wird. In beiden Fällen kann es hierdurch zu kritischen Erhitzungen kommen. Daher empfiehlt TÜV Rheinland, solche Tests mit fertigproduzierten Modulen durchzuführen.

Ebenfalls sinnvoll ist es, einzelne Komponenten des Moduldesigns wie Dioden und Anschlussdosen, die von anderen Herstellern bereitgestellt werden, Eingangstests zu unterziehen. Dioden sollten stichprobenweise einer Funktionskontrolle unterzogen werden, da sich der Ausfall einer Diode je nach Art des Ausfalls im Feld im regulären Betrieb nicht bemerkbar macht.

Anschlussdosen können neben der Funktionalität auf eine gute elektrische Isolierung hin überprüft werden sowie daraufhin, ob sie den Gesamt-Serienwiderstand des Moduls nicht signifikant vergrößern. Die Klebung, mittels derer die Anschlussdose auf der Modulrückseite befestigt wird (oft als Festkleber mit der Dose zusammen vorkonfektioniert ausgeliefert), sollte auf ihre Haftungseigenschaften hin überprüft werden, z.B. durch einfache mechanische Zugtests. Ebenfalls empfiehlt es sich zu prüfen, ob der Dosendeckel fest sitzt.

Sofern das Modul-Design Crimpverbindungen beinhaltet, sollte der Übergangswiderstand systematisch gemessen und kontrolliert werden.

Als weitere instruktive Hilfsmittel bieten sich Elektrolumineszenz- (Offline empfohlen, sollte jedoch auch zu 100% inline durchgeführt werden) sowie Infrarot-Aufnahmen an (z.B. von Modulen im testweisen Betrieb), um fehlerhafte oder kritische Kontakte frühzeitig zu erkennen. Elektrolumineszenz-Aufnahmen sind insbesondere vor der Lamination sinnvoll, da so Zellbrüche,

Mikrorisse, fehlerhafte Verbindungen etc. rechtzeitig erkannt werden, bevor die Lamine die zeit- und kostenaufwendigen weiteren Produktionsschritte durchlaufen. Die Bilder können aber auch für das finale Produkt direkt vor der Auslieferung aufgenommen werden.

Ebenso können mobile Geräte mögliche elektrostatische Entladungen an Modulkomponenten bei einzelnen Produktionsschritten detektieren. Hier sind im Produktionsprozess beispielsweise statische Feldladungen von TÜV Rheinland auf der Rückseite der Module gemessen worden, die bei der Förderung von Modulen, z.B. zur Dose und Rahmenmontage, entstanden sind. Die Gefahr besteht dann, sollte keine geeignete Erdungsmaßnahme (zur Entladung) getroffen werden, dass Bypass-Dioden bei Kontaktierung infolge einer plötzlichen statischen Entladung beschädigt werden und fehlerhaft ins Feld gelangen. Das Thema Electro Static Discharge (ESD) ist nicht zu unterschätzen, kann aber bereits während der Produktion vermieden werden.

Generell sollte die Einführung neuer Materialien, auch neuer Lieferanten von Materialien und Bauteilen des Moduls, sorgfältig geprüft und durch entsprechende Qualitätstests begleitet werden, da neue Materialien nicht selten ein Sicherheitsrisiko für die finale Modul-Bauart implizieren.

Es ist ferner von essentieller Bedeutung, für den gesamten Produktionsprozess eine lückenlose Rückführbarkeit zu implementieren (im Idealfall auf *elektronischer* Datenbasis), um mögliche Fehler, die sich erst im Feld zeigen, mit den entsprechenden Bedingungen bei der Produktion der fehlerhaften Module in Verbindung setzen zu können. Diese Rückführbarkeit sollte sowohl die verwendeten Materialien und deren Lieferanten als auch sämtliche Prozessmaschinen und Prozessparameter und alle für die entsprechende Modul-Charge vorgenommenen Qualitätstests umfassen.

Um für alle oben genannten Qualitätstests ein gleichbleibendes Niveau sicherzustellen und um subjektive Einflüsse bei der Testdurchführung zu minimieren, ist es von fundamentaler Bedeutung, regelmäßige Mitarbeiter-Trainingseinheiten und -Schulungen durchzuführen, diese zu dokumentieren und erworbene Qualifikationsgrade z.B. in einer Kompetenzmatrix zusammenzufassen. Arbeitsanweisungen sollten stets aktuell gehalten sowie lokal bei den jeweiligen Prozessschritten zugänglich gemacht werden.

Weitere Qualifizierungsverfahren sind sinnvoll, z. B. ein Inlinemessverfahren für die Überprüfung der Lötqualität zwischen den Zellen (siehe Kapitel 5.2.3), oder auch erweiterte Anforderungskriterien für die Qualifizierung von entzündbaren Materialien von Modulen und Komponenten, siehe Beispiel in Kapitel 3.3.

Fazit

Vertrauen ist gut, Prüfung ist besser!

Es stehen viele Möglichkeiten bei der internen Qualitätskontrolle zur Verfügung. Nicht außer Acht bleiben darf hierbei ein verstärktes Augenmaß auf zugelieferte Teile in der Produktion (wie z.B.: Anschlussdosen). Für die Normung wird empfohlen verstärkte Qualitätssicherungsmaßnahmen in der Produktion zu definieren, sowohl auf Komponenten und Modulebene. Viele Hersteller befinden sich bereits auf einem hohen Niveau. Mit einem normierten Qualitätssicherungskatalog kann ein einheitliches Qualitätsmaß erreicht und Risiken aufgrund von lückenhafter, eigener Überwachung der Produkte vermieden werden.

5.2.2 Designveränderungen (Modul und System)

In der Vergangenheit sind mit der Fortentwicklung der Verbindungstechnologien bei den Zell-Zell-Verbindungen i.R. zwei Bus-Bars bzw. Zellverbinder eingesetzt worden. Etablierter Standard sind heutzutage eher drei Bus-Bars (siehe Kapitel 3.4.1), bzw. auch gänzlich andere Verbindungsarten, wo auch mehr als drei Bus-Bars zum Einsatz kommen. Der Fall, dass infolge thermo-mechanischer Wechsellasten, produktions- oder rein-mechanisch-bedingter Einflüsse Zellverbindungen von der Zelle getrennt werden oder aber in sich aufbrechen beeinflusst mit der Anzahl der zur Verfügung stehenden Zellverbinder die Wahrscheinlichkeit einen Lichtbogen entstehen zu lassen. Mit mindestens drei Zellverbindern wird das Risiko zur Entstehung eines Lichtbogens und auch der frühzeitigen Reduzierung von Leistungseinbußen, bedingt durch erhöhte Übergangswiderstände im Zelldesign bereits reduziert. Der Strom kann so noch über die anderen unbeschädigten Zellverbinder abfließen.

Für den speziellen Fall der gebäudeintegrierten Photovoltaik (GIPV bzw. BIPV) spielt die Lichtbogensicherheit nochmals eine erweiterte Rolle. Bedingt durch den Ersatz der oberen Bedachungslage durch PV-Module, sind untere Dachlagen bei einem Lichtbogenereignis auf der Rückseite der Module frei exponiert und besonders gefährdet. Mit der Betrachtung der Materialien, die bei einer Entzündung durch die Nähe eines Lichtbogens Brandweiterleitungseigenschaften haben können, macht es Sinn hieraus Empfehlungen für das Moduldesign bei der Anwendung von BIPV abzuleiten. Dabei sind für Evaluierung eines Herstellers oder Inverkehrbringer die Möglichkeiten auszuloten, ob die folgenden Material-/Komponenten-Bestimmungen möglich sind:

- Auswahl der Anschlussdose: Es existieren nichtbrennbare Anschlussdosen, die bei einem Lichtbogen in der Anschlussdose mindestens eine Verzögerung, wenn nicht sogar eine Verhinderung der Brandweiterleitung ins Dachinnere gewährleisten müssten. Entsprechende Versuche sind hier von Herstellern anzustreben und als risikominierendes Mittel zu diskutieren.
- Bestimmung von Backsheets mit niedrigem FSI: Der Flame Spread Index (FSI) muss nach der Sicherheitsnorm IEC61730 mit dem ASTM 162-Standard an Rückseitenfolien bestimmt werden. Dabei ist die Vorgabe, dass das Backsheet max. 100 ist. Der FSI wird beeinflusst

durch die Abgastemperatur beim Brand und der Ausbreitungsgeschwindigkeit an der Probe. Versuche haben gezeigt, dass ein FSI von <10 realisierbar ist. Das bedeutet relativ starke Einschränkungen bei der Ausbreitung eines Brandes über die einzelne Rückseitenfolie.

Daher kann eine Empfehlung abgeleitet werden, dass im Bereich BIPV Folien mit diesen Eigenschaften (FSI < 10) verwendet werden sollten.

Glas als Rückseitensubstrat: Für BIPV bietet sich ferner die Möglichkeit reine Glas-Glas-Module einzusetzen, um auf Polymerwerkstoffe als Rückwandisolator zu verzichten. Auch hier kann ein solches Material-Set-up risikominierend hinsichtlich eines Lichtbogens wirken. Zu mehr als 90% werden bestimmte Einkapselungsmaterialien wie EVA und PVB in der PV-Industrie angewendet.

Einzeln (nicht, als Verbund) sind die Materialien leicht entzündbar, können aber auch im finalen Modulaufbau eine Wärmefreisetzung beschleunigen.

Daher bietet es sich an, auch in diesem Bereich bei der gebäudeintegrierten PV ggf. mit brandhemmenden Materialien wie Silikon als Verkapselungsmaterialien zu arbeiten.

Fazit

Aufgrund verschiedener Einsatzgebiete von PV-Modulen ist eine Auswahl geeigneter Komponenten im Hinblick zu den unterschiedlichen Anforderungen (z.B. BIPV) zur Erhöhung der Lichtbogensicherheit zu wählen.

Das bedeutet Risiken können reduziert werden, wenn das Design der Module an die Risikolagen angepasst ausgeführt wird.

Ähnliche Diskussionen werden auch beim Einsatz von PV-Modulen in unterschiedlichen Umweltklimaten geführt.

5.2.3 Sicherheitsqualifizierung von Modulen und Komponenten

Um eine nachhaltige Zuverlässigkeit der Module und Komponenten mit Blick auf die Reduzierung des Risikos bzw. Vermeidung von Lichtbögen zu gewährleisten, sind verschiedene Prüf- und Kontrollmechanismen erarbeitet worden, die sowohl für den Komponenten- als auch den Modulherstellungsprozess angewendet werden können. Einzelne Verfahren basieren auf normativen Grundlagen und sind angepasst bzw. ergänzt worden.

Verschärfte Bedingungen im Vergleich zu derzeitigen normativen Anforderungen sind teilweise notwendig, um im Feld beobachtete Schadensbilder nachzustellen.

Langzeitbelastbarkeit von Zellverbindern

Mit teilweise defekten PV-Modulen (Hot-Spots an Zellverbindern, Mikrorisse) aus dem Feld wurden umfangreiche Versuchsreihen bei TÜV Rheinland durchgeführt. Dabei wurden die PV-Module unterschiedlich gealtert. Es wurden die etablierten Temperatur- und Feuchtigkeitszyklen als Prüfungen aus der IEC-Qualifizierung (Thermal Cycling und Damp Heat) angewendet. Anschließend wurden die PV-Module mechanisch und dynamisch unter Bestromung (Forward Bias bei 1,2...2 Isc) belastet. Diese Belastung hat vor allem den Zellverbindern zugesetzt und zu starken lokalen Temperaturerhöhungen geführt.

Insbesondere dort, wo bereits erhöhte Übergangswiderstände vorlagen, wurden deutliche Temperaturdifferenzen im Vergleich zu den umliegenden Materialien und Verbindungsleitern sichtbar.

Bild 5-2 zeigt ein Beispiel eines Moduls, das nach ca. 2000 dynamischen Lastzyklen (in Anlehnung an EN 12211/12210) einen Feuerstoß infolge eines kurzen Lichtbogens im Druckzyklus an einer Zellverbindungsstelle erzeugt hat. Die Verbindungstechnologie dieser Module (hier vorliegend: Zellverbinder waren zwischen den Zellen gelötet) stellt zwar nicht den „State of the Art“ sicherer Kontaktierungsmöglichkeiten dar, jedoch ist es hier gelungen, einen Lichtbogen ohne künstlich mechanisch eingeprägte Schädigungen der Zellverbinder zu erzeugen.

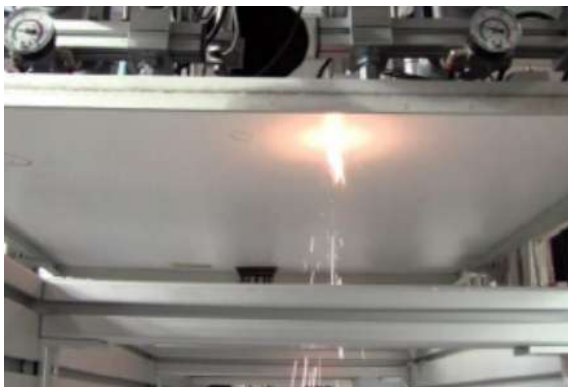


Bild 5-2: Lichtbogen innerhalb eines PV-Moduls

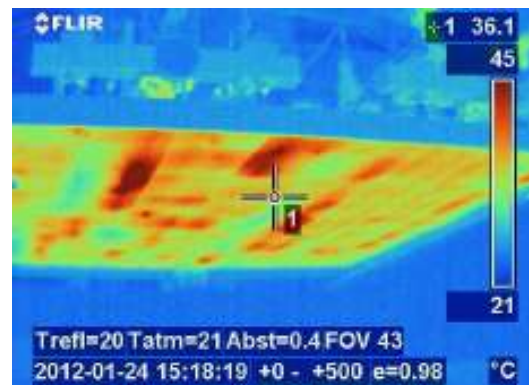


Bild 5-3: IR-Aufnahme

Beim dargestellten Modul zündete der Lichtbogen im Moment des maximalen Druckes während des Zyklus. Dabei floss der gesamte Strom über den zweiten Busbar des betroffenen Strings. Hier brach der verbliebene Zellverbinder im nächsten Druckzyklus auf. Kurz darauf wurden die Dioden durch die kurzzeitig hohe vorliegende Spannung zerstört. Der gesamte Modulstrom wurde über die Bypass-Diode geleitet. Die Diode wurde leitend, eine Spannung ließ sich nicht mehr aufbauen. Bei allen Versuchen wurden die Module jeweils vor und nach den Messungen mit EL-Aufnahmen und IV-Kennlinien vermessen, während der Belastungsprüfungen wurden die Module mittels IR – Aufnahmen beobachtet.

Um die Stromflussverteilung in einer Zelle über EL-Aufnahmen sichtbar zu machen, ist ein unbelastetes Modul eines anderen Fabrikats derart präpariert worden, dass Zellverbinder

mäanderförmig getrennt wurden. Es entstand ein „Zick-Zack-Kurs“, dem der Strom folgen musste. Hierdurch wurde eine besondere Belastung der verbliebenen intakten Zellverbinder induziert. Nach kurzer mechanischer Belastungszeit trat entgegen der eigentlichen Erwartungen kein Lichtbogen an den belasteten Zellverbindern auf. Am Übergang eines Mikrorisses, der exakt zwischen den Zellverbindern lag, durchfloss der Strom die Zelle. Hier traten mit dem Lauf des Risses einzelne Lichtblitze und Verschmorungen auf, siehe Bild 5-4:

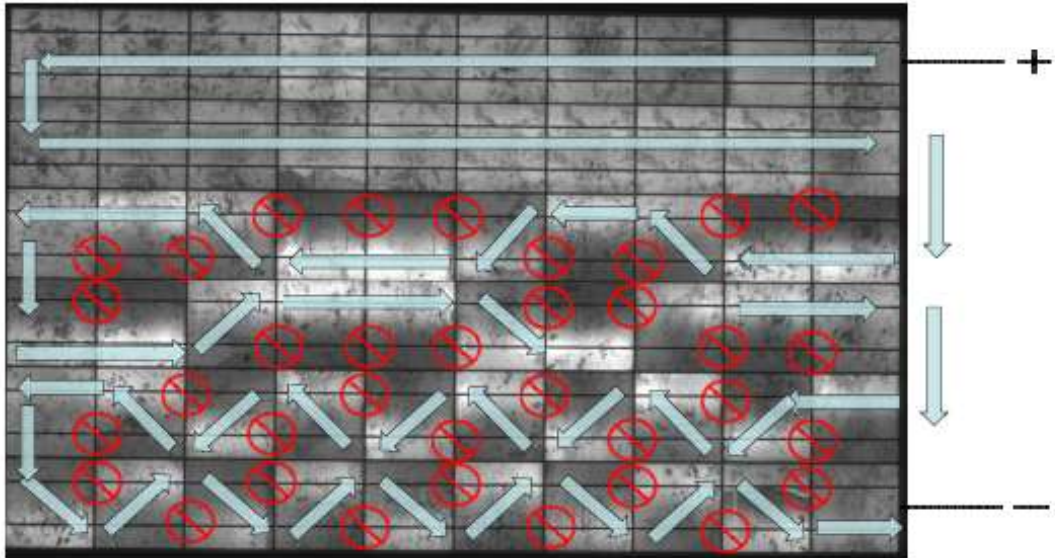


Bild 5-4: Präpariertes PV-Modul mit mäanderförmiger Durchtrennung der Leiterbänder

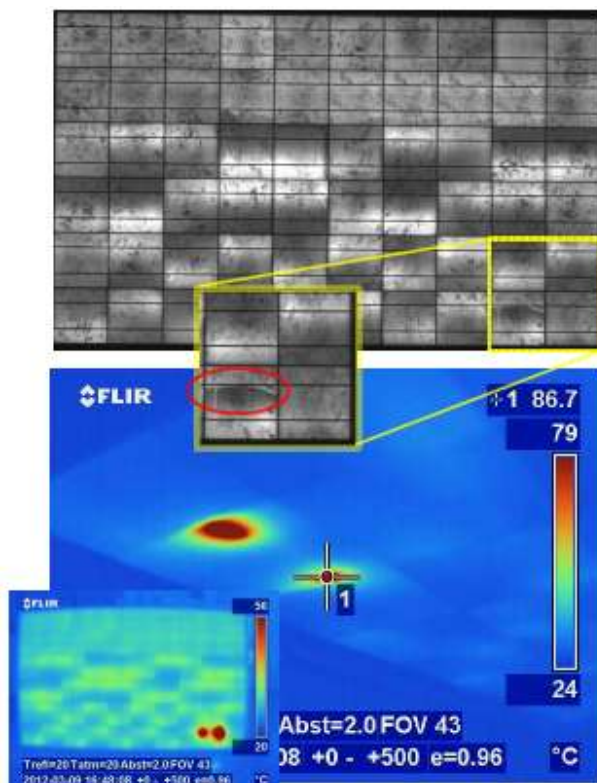


Bild 5-5: EL-Aufnahme mit vergrößertem Zellriss. Unten: IR-Aufnahme mit Hot-Spots an den Zellübergängen



Bild 5-6: Spuren entlang des Zellrisses infolge von Verschmorungen und Lichtblitzen

Weitere Versuche wurden durchgeführt, wobei bei einem weiteren Modul eine lokale Verschmorung an der Rückseitenfolie induziert und bei verschiedenen Modulen erhebliche Temperaturerhöhungen festgestellt wurden. Innerhalb von 2000 Lastzyklen traten keine weiteren Lichtbögen auf. Eine interessante Feststellung bei der dynamischen Wechselbelastung war, dass innerhalb von ca. 15 s zwischen Drucklast-Nullphase und Zuglast Temperaturunterschiede im Modul von $\pm 10\text{K}$ entstehen können.

In folgender Abbildung ist ein Prüfpfad dargestellt, der die Zuverlässigkeit von Kontaktverbindungen aufzeigen kann. Dieser Pfad stellt eine Variante neben weiteren denkbaren Szenarien dar, um Module einem besonderen Stress mittels dynamischer Biegung auszusetzen. Hierbei werden die Leiterbändchen und insbesondere die Kontaktierungen im Modul durch Dehnung und Stauchung dynamisch belastet. Deren Robustheit ist ein Maß für die „Lichtbogensicherheit“. Die dynamische Belastung basiert hier jeweils auf der Wechsellastsequenz der EN 12210/12211.

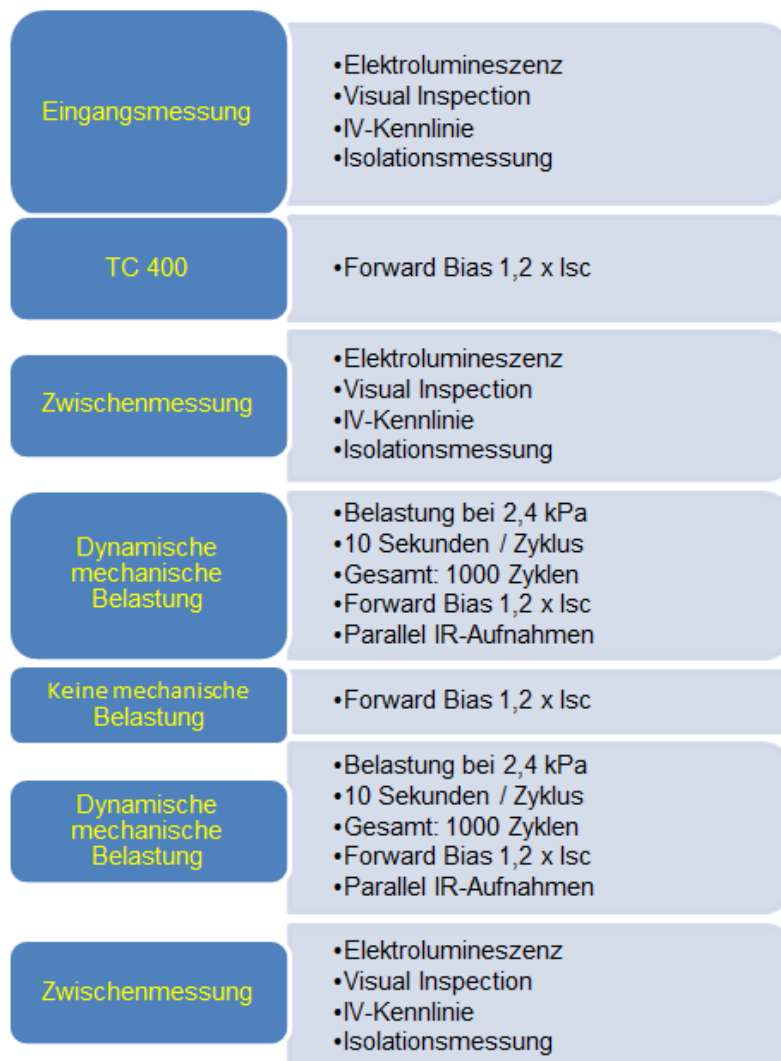


Bild 5-7: Prüfsequenz für PV-Module zur Bestimmung der Lichtbogenanfälligkeit an Zell-Verbindungen

Jeweils vor und nach jedem Belastungsschritt sind hierbei die Module durch Elektrolumineszenz und Infrarotaufnahmen auf lokale Temperaturerhöhungen zu untersuchen. Es muss festgestellt werden, dass sich trotz der langen Belastungsprozedur keine Dekontaktierungen oder Beeinträchtigungen durch erhöhte Serienwiderstände eingestellt haben.

Es wird eine Stichprobenentnahme für die begleitenden Prüfungen während der Produktion empfohlen, bei Neueinrichtung oder Änderung von Materialien oder Prozessen bei der Lötung, Lamination oder Stringung kontinuierlich über die gesamte Produktionszeit.

Empfehlung für die Normung

Einführung einer dynamischen mechanischen Prüfmethode bei gleichzeitiger Bestromung der Module. Eine entsprechende Methode soll der Ermittlung der Belastungsfähigkeit von Zellverbindern dienen.

Qualifizierung der Lötverbindung durch Inlinemessverfahren

Ergänzend zu den in 5.1 benannten Verfahren zur Qualitätssicherung in der Produktion muss an Möglichkeiten gearbeitet werden, die Lötqualität an den Zellverbindern inline, also als integraler Bestandteil der Produktion, zu überwachen. Aus Sicht der Risikoreduzierung zur Entstehung von Lichtbögen sind oben ausgiebig die potentiellen Lichtbogenentstehungsorte diskutiert worden.

Ausgehend von mehr als 30 GWp installierter Anlagenleistung in Deutschland ist leicht erkennbar, dass Kontaktierungen eine besondere Beachtung bei zusätzlichen Qualitätssicherungsmaßnahmen verdienen. Ausgehend von einer Modulleistung von 200 W sind z. Zt. etwa 150 Millionen Module installiert mit insgesamt etwa 10 Milliarden Solarzellen (a 3 Wp) und über 50 Milliarden Lötstellen. Zur Überprüfung von Zellverbindern wird im Folgenden ein Verfahren beschrieben, dass am Fraunhofer ISE entwickelt wurde und bereits 1997 in Bad Staffelstein vorgestellt wurde [66]

Die Qualität der Verbindung zwischen zwei benachbarten Solarzellen, aber auch der Verbindung auf der Zelle, kann berührungslos mittels kapazitiv oder induktiv indizierter Ströme beurteilt werden. Bild 5-8 zeigt das Grundprinzip der induktiven Messmethode, bei welcher ein Wechselstrom in das Modul eingeprägt wird und mittels eines Stromsensors der Stromfluss in den beiden Zellverbindern erfasst wird. Teilt sich der Strom ungleich auf, so liegt ein Kontaktierungsfehler vor.

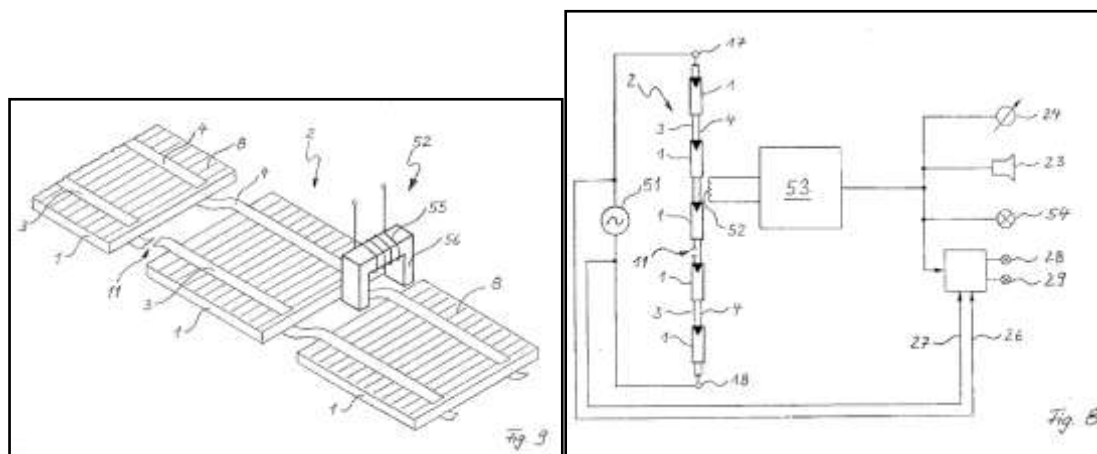


Bild 5-8: Schematischer Aufbau der induktiven Messmethode zur Untersuchung von Verbindungsfehlern zwischen zwei Zellen.

In einem Belastungstest (TC-1000-Test nach IEC61215, $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ - $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$) wurde die Tauglichkeit des Verfahrens zur Qualifizierung von Zellverbindungen aufgezeigt [28]. Die Erhöhung der lokalen Übergangswiderstände führte zur Reduzierung der Leistung (ca. 50 %). Eine erhebliche Beeinträchtigung durch die mechanischen Bewegungen infolge der Temperaturänderungen an den Lötungen zwischen bzw. an den Zellen kann durch EL- und IR-Aufnahmen verdeutlicht werden. Dabei stellen in der EL-Aufnahme schwarze Zellbereiche inaktive Teile dar, hellere Bereiche hingegen deuten auf erhöhte Stromdichten hin.

In der Praxis wies das Modul in einer Installation Leistungsverluste auf, der gesamte Stromfluss ist aber nicht unterbrochen. Trotzdem sind Temperaturunterschiede auf den Zelloberflächen und Zellübergängen erkennbar. In Bild 5-9 ist zu erkennen, dass IR und EL-Aufnahmen nicht zu 100% miteinander korrelieren. Folglich macht ein höher auflösendes Detektionsverfahren Sinn:

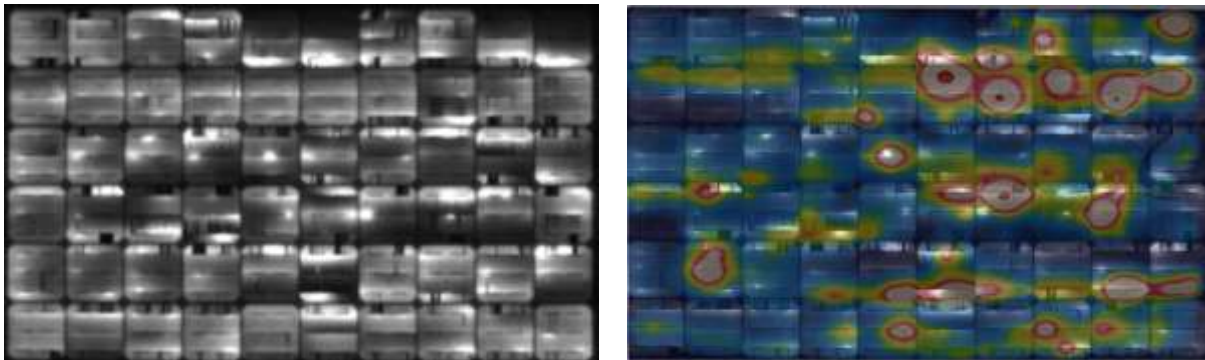


Bild 5-9: Vergleich EL- und IR-Aufnahme an einem gealterten Modul.

Hier sind eindeutig die Zellbeeinträchtigungen, vor allem an den Zellübergängen, feststellbar. Eine 100% Korrelation zwischen IR und EL gelingt jedoch nicht [28].

In Versuchsreihen wurde über ein induktives Verfahren die Stromtragfähigkeit der Zellverbinder am oben dargestellten Modul durch eine strangweiser Einkopplung eines hochfrequenten Stroms über einen Funktionsgenerator gemessen. Jeweils an den Zellübergängen wurden die Bus-Bars mit einem Sensor gemessen und deren Eigenschaften nach der Alterungsprüfung untersucht.

Der Sensor besteht grundlegend aus einer Spule, mit der aufgrund des Wechselfeldes induktiv Spannungen induziert werden, die wiederum an einem Oszilloskop ausgelesen wurden. Bild 5-10 zeigt dabei die durch die Strangströme in den Zellverbindern induzierten Spannungen im induktiven Sensor (Zahlen bezeichnen relative Größen, proportional zum Strangstrom). Hieraus sind sehr eindeutig die Unterschiede in den Stromflüssen der Verbinder erkennbar.

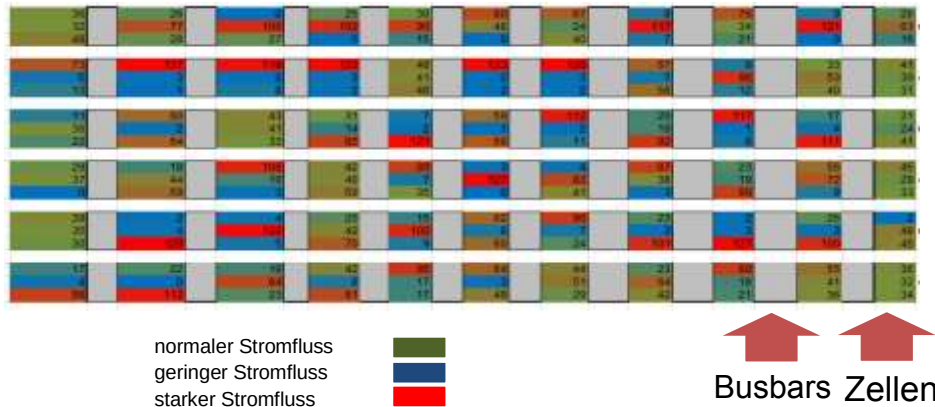


Bild 5-10: Durch den Strangstrom in den Zellverbindern im Sensor induzierte Spannung (relative Größen, proportional zum Strangstrom) [28]

Aus diesen Versuchen lässt sich der Vorschlag ableiten, mit gleicher Verfahrensweise ein Inlineverfahren für die Modulproduktion zu erproben und einzusetzen.

Basierend auf dem induktiven Messverfahren ließen sich so über einem Förderband parallel detektierende Sensoren platzieren, die während eines Zwischenschritts, beispielsweise vor oder nach der Lamination, die Leitfähigkeit und Güte der Lötverbindungen in Abhängigkeit der Position untersuchen. Bild 5-11 zeigt diesen Aufbau schematisch:

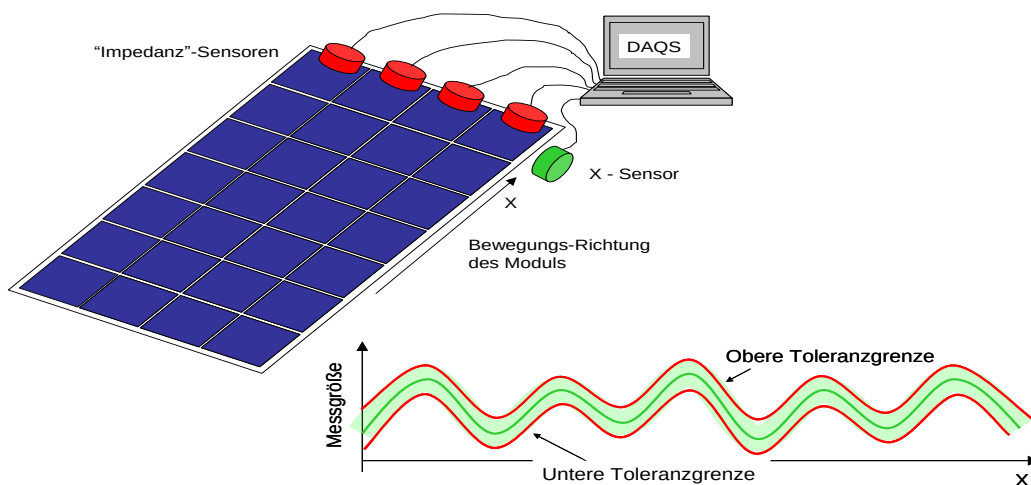


Bild 5-11: Inlineverfahren zur Detektion von Zellverbindungsfehlern [66]

Nach den erfolgten grundlegenden, erfolgreichen Versuchen sind nachfolgende Aspekte offen und werden für weitere Untersuchungen innerhalb eines Entwicklungsprojekts empfohlen:

- Definition zulässiger Grenzwerte der Abweichungen
- Korrelation mit anderen Messverfahren (EL, IR, etc.)
- Einfluss von Beleuchtung / Stromfluss während der Messung
- Eignung für andere Zell-/Modultechnologien (z. B. Rückseiten-Kontakt)
- Messstand mit mehreren Sensoren und Messwerterfassung aufbauen

- Kombination unterschiedlicher Verfahren erproben
- „Entwicklung einer „intelligenten“ Software (z. B. selbstlernend)
- Einbau und Erprobung von Prototypsystem in eine Modul-Fertigungslinie
- Umsetzung in Industrieprodukt mit Industriepartner

Brandbeanspruchung von Komponenten

Mit der Anwendung von Solarmodulen im und am Gebäude, sind seit 2012 Solarmodule durch das DIBt mit Einschränkungen zu geregelten Bauprodukten deklariert worden. Hierzu zählen gebäudeadditive, -integrierte und unabhängige PV-Module mit einem Installationswinkel kleiner 75° und einer mechanisch gehaltenen Glasdeckfläche von max. 2 m^2 [67]. Sind die Module in einem System dachintegriert verbaut, d.h. sie ersetzen die äußere Dachhaut, dann muss der Inverkehrbringer in Deutschland ein allgemeines bauaufsichtliches Prüfzeugnis über die ausreichende Widerstandsfähigkeit gegenüber Flugfeuer und strahlender Wärme tragen [67]. Nach den Landesbauordnungen gilt, dass Bauprodukte normalentflammbar sein müssen, um im Gebäude verbaut werden zu dürfen.

Normalentflammbar bedeutet dabei den Anforderungen aus der EN 13501-1 mit mindestens Klasse E zu entsprechen. Diese Entzündbarkeitsklassifizierung beschreibt eine Testmethode, bei der eine streichholzgroße Flamme an definierte Proben geführt wird, um die Entzündung zu untersuchen.



Bild 5-12: Prüfmethode zur Entflammbarkeit nach EN 13501-1

Die üblichen Brandklassifizierungen, denen die Module unterzogen werden, stammen aus der amerikanischen UL 790 und beschreiben eine Prüfmethode für Dächer. Die dort angewendeten Brandklassen sind hierzulande nicht bekannt und sollten daher um entsprechende Einstufungen ergänzt, werden die dem anwendenden Handwerk eine bekannte Einschätzung geben.

Daher empfehlen wir eine bewusste Kennzeichnung der Produkte nach der Klassifizierung der europäischen EN 13501-1.

Da die PV-Module üblicherweise nicht den Größenanforderungen der in der EN 13501-1 aufgeführten Prüfmethode (ISO 11925-2) entsprechen, ist eine Untersuchung am gesamten Produkt nicht durchführbar. Der Modulhersteller kann eine entsprechende Erklärung auf das gesamte Produkt anwenden, sofern es Prüfnachweise des Brandverhaltens, sowohl am Laminatverbund als auch an anderen kritischen Polymerwerkstoffen gibt. Die Anschlussdosen, Steckverbinder und PV-Kabel sind nach den Normen IEC 62790 (bzw. EN 50548), IEC 62852 (bzw. EN 50521) und prEN 50618 (bzw. TÜV Rheinland 2PfG 1169) mit einer Glühdraht- bzw. Gasflammenprüfung auf deren Entzündungsverhalten hin zu untersuchen. Hierbei wird auch bewertet, ob Materialien brennend oder glühend abtropfen.

Bislang unberücksichtigt sind normative Anforderungen und damit komponentenorientierte Brandanforderungen für Klebeverbindungen. Sowohl bei internen als auch bei externen Laborprüfungen sind die Klebe- und Haftverbindungen zwischen Laminat und Rahmen, aber auch zur Anschlussdose hin zu untersuchen, ob es hier Abweichungen zur Anforderung aus der europäischen Klassifizierung gibt.

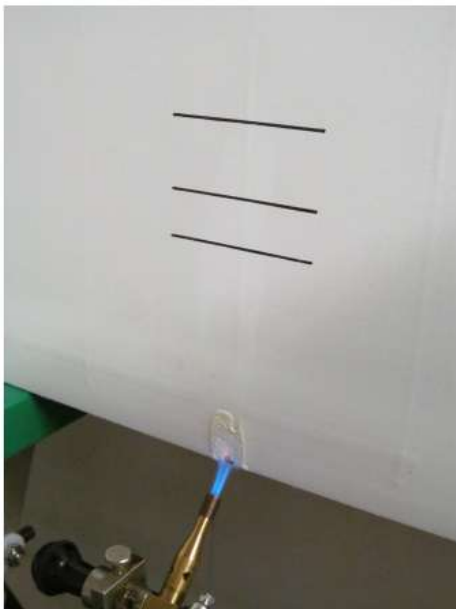


Bild 5-13: Materialqualifizierung zur Entflammbarkeit

Diese Prüfungen dienen zur Materialqualifizierung, sind aber aufgrund der Testbeschreibung nicht mit der Klassifizierung der EN 13501-1 vergleichbar.

Folglich ist das Brandverhalten der Komponenten und des Moduls auf diese Anforderungen hin zu deklarieren. Diese zusätzliche Kennzeichnung hilft Planern, Architekten und vor allem Einsatzkräften vorhandene Entzündungsrisiken einzuschätzen.

Um ferner zu analysieren, wie die normativen brandtechnologischen Anforderungen für Anschlussdosen zu bewerten sind, wurden mit diversen Prüflingen Vergleichsserien zur Bestimmung der Entzündbarkeit von Dosenkomponenten durchgeführt.

Ziel war es, nachzuvollziehen, ob die Prüfanforderungen aus den etablierten Regeln für Modul-Anschlussdosen ausreichend sind und damit die Entzündbarkeit von Materialien bei einem auftretenden Lichtbogens ausreichend gering ist.

Risikopotentiale hinsichtlich Lichtbogenentstehung in einer Anschlussdose haben grundsätzlich: Bypass-Diode, Einführung und Verbindung der Hauptstränge und der Kabelausgang.

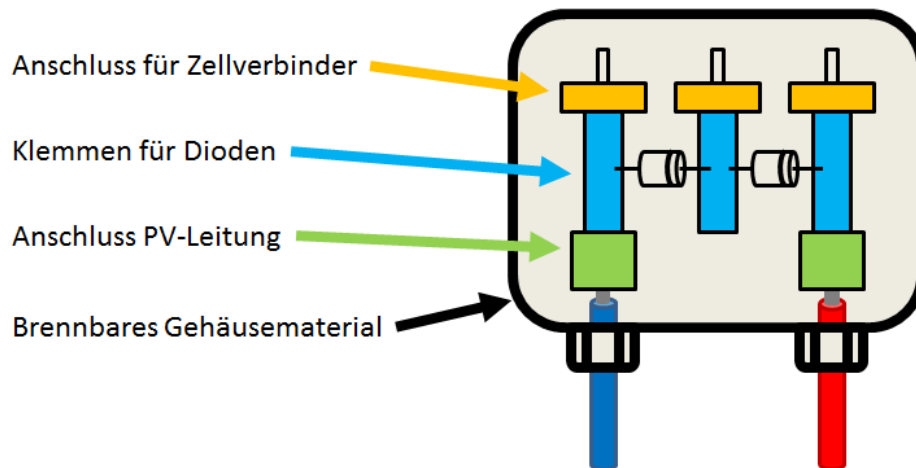


Bild 5-14: PV-Anschlussdose mit Klemmanschlüssen

Bei Entstehung des Lichtbogens ist davon auszugehen, dass umliegende Materialien durch die extrem hohen Temperaturen des Lichtbogens ($> 5000\text{ °C}$) belastet werden.

Zur Sicherheitsqualifizierung muss untersucht werden, ob die umliegenden Materialien im Falle eines Lichtbogens eine Brandweiterleitung bewirken können, d.h. tropfen ggf. Materialteile brennend ab oder können sie auch nach Verlöschen des Lichtbogens selbstständig weiterbrennen. Dies ist insbesondere im Falle eines Schalter- bzw. Trennereinsatzes von Bedeutung.

Bei TÜV Rheinland wurden hierzu über die Norm hinausgehende Untersuchungen durchgeführt, die den normativen Prüfhintergrund um reale Versuchsanordnungen ergänzten. Die Brandversuche wurden in Anlehnung an die Prüfung nach EN 60695-11-20, die auch in der EN 50548 für PV-Anschlussdosen Anwendung findet, durchgeführt. Allerdings werden nach EN 60695 alle Prüflinge vertikal ausgerichtet. Da Module jedoch überwiegend mit einer Neigung von 20° bis 60° installiert werden (hierbei sind nicht Fassadeninstallationen gemeint), wurde für die Versuchsanordnung ebenfalls ein geneigter Aufbau gewählt. Wie im folgenden Bild 5-15 zu sehen ist, wurde für den Versuchsaufbau ein Winkel zwischen 30° bis 50° gewählt um festzustellen, ob diese Anordnung einen Einfluss auf die Brandeigenschaft der Anschlussdose hat.

Weiterhin sollte anhand dieses Versuchsaufbaus ermittelt werden, wie kritisch der Einfluss ggf. abtropfender Materialien auf reale Baustoffe ist, so z.B. Unterspannbahnen, Isolationsmaterialien usw.. Dies ist bei Betrachtung von dachintegrierten Systemen von besonderer Bedeutung.

Die Anwendung der Prüfflamme wurde an den Stellen angesetzt, wo Lichtbögen im Fehlerfall in der Praxis auftreten können.

Die Beflammung wurde mit der in EN60695-11-20 beschriebenen 500 W Flamme durchgeführt. Dabei wurden auch die Beflammungszyklen mit 5 x 5 Sekunden Beflammung mit je 5 Sekunden Pause, wie in diesem Standard beschrieben, angewendet.

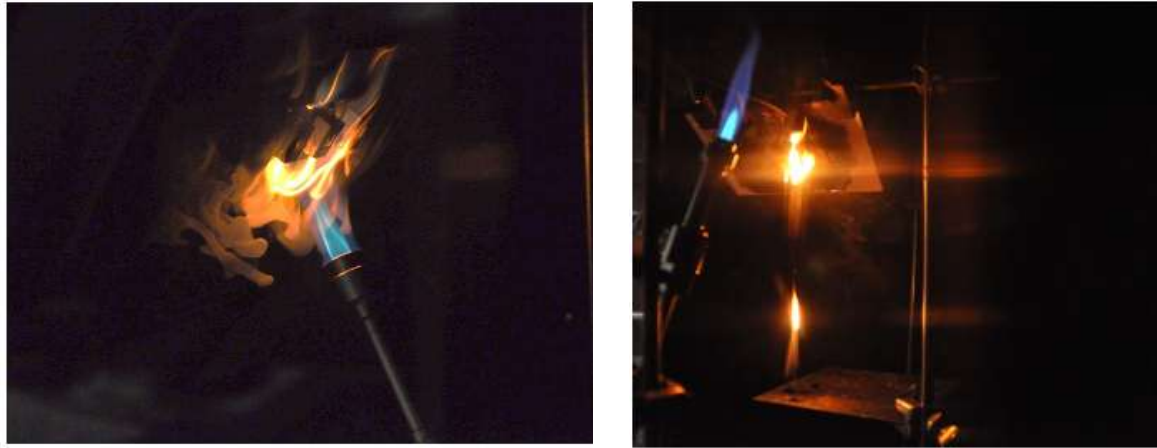


Bild 5-15: Beflammung des Deckels im Bereich der Leitungsanschlüsse und Beflammung der Kabelverschraubung eines Prüflings [Quelle: TÜV Rheinland]

Um festzustellen, ob der Untergrund durch brennend abtropfendes Material entzündet werden könnte, wurde, wie auch in EN 60695-11-20 beschrieben, eine dünne Lage Baumwollwatte 300 mm unterhalb des Beflammungspunkts angeordnet.

Zur Bewertung der Prüfung wurde ebenfalls wieder auf die EN 60695-11-20 zurückgegriffen. Dabei wird die Nachbrenn- bzw. Nachglimmzeit aufgezeichnet (Tabelle 5-1) und vermerkt, ob Material abgetropft ist und ob die Unterlage aus Baumwollwatte entzündet wurde.

Tabelle 5-1: Bewertungskriterien für Prüfergebnisse (Quelle: DIN EN 60695-11-20)

Kriterien	Kategorie 5VB
Nachbrennzeit mit Flamme plus Nachglimmzeit nach der fünften Beflammung	≤ 60 s
Wurde die Baumwollwatte durch brennende Teilchen oder Tropfen vom Prüfling entzündet	nein
Verbrannte der Prüfling vollständig?	nein

Tabelle 5-2: Übersicht - Vergleich der durchgeführten Prüfungen mit normativer Messung

	Angewendeter Prüfaufbau	Normativer Prüfaufbau (EN 50548)
Prüfling	Vollständige Anschlussdose auf Untergrund montiert	Materialprobe vom Endmuster
Neigung	30° bis 50° von der Senkrechten	vertikal
Abstand zum Untergrund	300 mm	
Auflage des Untergrunds	Eine Lage ungesprester Baumwollwatte	
Prüfflamme	500 W – Flamme nach EN 60695-11-20, kalibriert nach IEC 60695-11-3	
Beflammung	5 mal (5 s Beflammung + 5 s Pause)	
Angriffspunkt	Von außen, im Bereich der Anschlussklemme für PV-Leitung	Untere Kante der Probe
Bewertung	5VB nach DIN EN 60695-11-20 Abs. 8.4 (siehe Tabelle 1)	

Es wurden insgesamt 45 Entflammbarkeits-Untersuchungen durchgeführt. Dabei wurden Muster von acht verschiedenen Herstellern und insgesamt 19 verschiedene Anschlussdosen-Typen der Prüfung unterzogen. Um die Wiederholbarkeit der Prüfungen zu bestätigen, wurde nach Möglichkeit mehr als eine Prüfung je Anschlussdosen-Typ und -Material durchgeführt.

Ergebnisse

Die Prüfungen haben gezeigt, dass der Großteil der Prüflinge die Kriterien erfüllen konnte. Lediglich 13 Beflammungen mussten als ‚nicht erfüllt‘ gewertet werden.

Dabei war ein Material besonders auffällig, weil dieses in der geänderten Anordnung lange nachbrannte und auch brennend abtropfte und die Baumwollwatte und das Unterspannbahnmaterial entzündete. Bei einer Nachprüfung mit exakter Anordnung nach EN60695-11-20 erfüllte das Material allerdings deren Anforderungen(!).

Andere Prüfungen zeigten, dass oftmals nicht das Gehäusematerial, sondern Anbauteile wie Überwurfmutter an Kabelverschraubungen oder Dichtungen einen Weiterbrand förderten, was in der Praxis ein Risiko darstellt.

Fazit

Die hier vorgestellten Prüfungen bilden die Grundlage für Untersuchungen zum Verhalten der Anschlussdosenkomponenten unter dem Einfluss einer Flamme, respektive eines Lichtbogens, in Bezug auf umliegende Gebäudematerialien.

Empfehlung für die Normung:

Der konkrete praktische Prüfvorschlag sollte in einer künftigen Anpassung für die EN 50548 berücksichtigt werden und mit Blick auf praktische Installationen in ein umfassendes Produktsicherheitskonzept integriert werden.

Haftverbindung von Laminaten und Anschlussdosen: Zugversuche

Das Einflussvermögen von mangelhaften Laminatverbindungen zwischen Einkapselungsmaterialien und isolierenden Rückseitenfolien von PV-Modulen auf den Korrosionsprozess (durch eindiffundiertes Wasser) an Verbindern spielt im Langzeitverhalten aus sicherheitstechnischer Sicht eine ebenso große Rolle wie die mechanische Integrität und der Einfluss auf das Leistungsverhalten. Um zu bestimmen, wie hochwertig der Haftverbund zwischen den Laminatanteilen ist, lassen sich über Zugversuche die Adhäsionskräfte bestimmen – durch vergleichende Messungen auch vor und nach simulierten Umweltbedingungen.

Vergleichsprüfungen bei TÜV Rheinland [68] zeigen, dass sich die im Feld installierten Qualitäten der Laminee bezugnehmend zur Zugkraft massiv unterscheiden (Bild 5-17 und Bild 5-18).



Bild 5-16: Teststand zur Prüfung der Abzugskraft

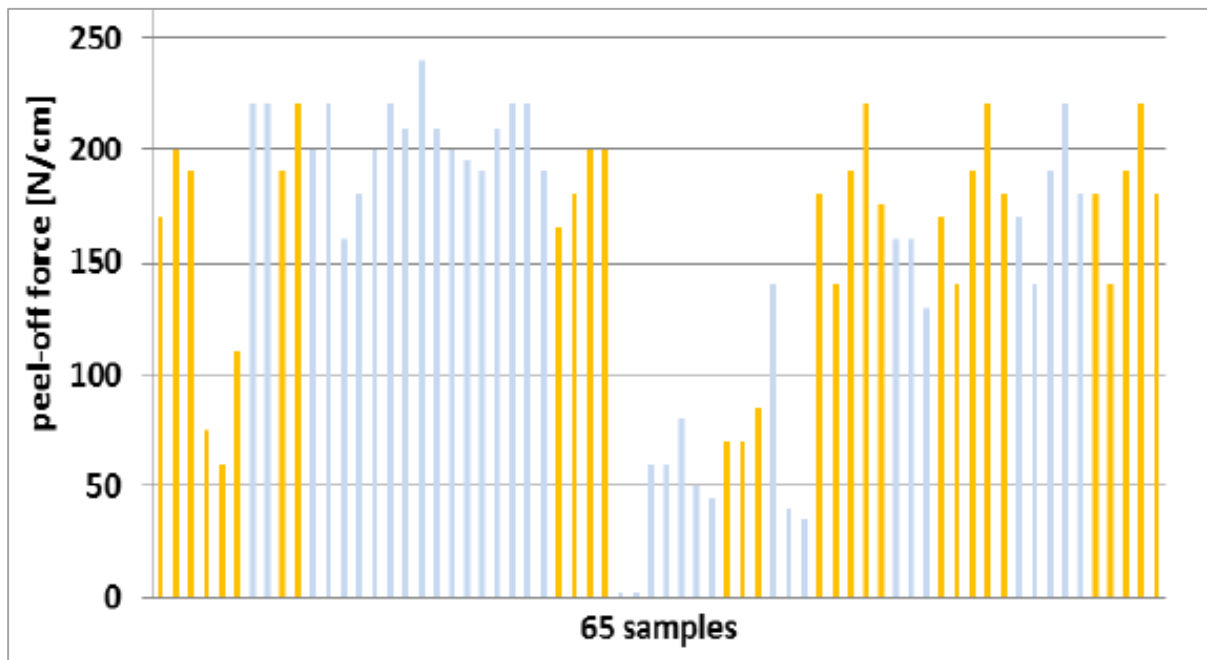


Bild 5-17: Gegenüberstellung von Vergleichsserien zur Bestimmung der Zugkraft von Laminatverbünden zwischen EVA und Rückseitenfolie

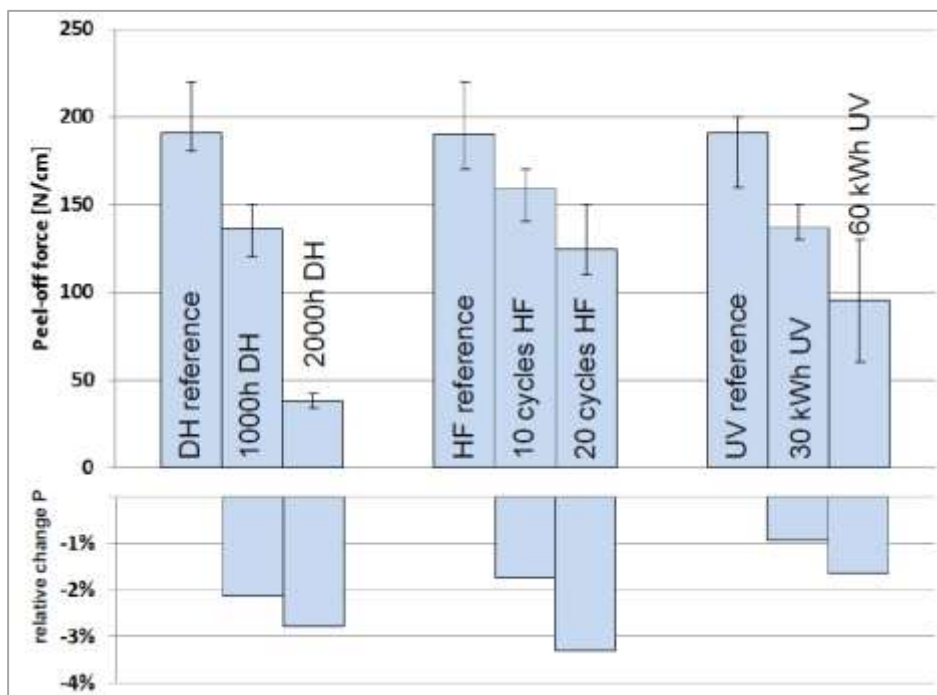


Bild 5-18: Bestimmung der Alterung vor und nach simulierten Umweltbedingungen am Beispiel des Haftvermögens von Laminatschichten.

Die Haftkraft wird durch Alterungserscheinungen beeinflusst. Durch Umwelteinflüsse wird die Rückseitenfolie spröde. Dies führt neben einer Reduzierung der Isolationseigenschaften auch zu einer beschleunigten Kontaktalterung.

Um die Qualität der Laminatgüte zu bestimmen, können hierzu grundlegend die folgenden mechanischen Eigenschaften herangezogen und untersucht werden:

- Spannungs-Dehnungs-Diagramm vor und nach Alterung
- Streckgrenze und Zugfestigkeit
- Veränderung des E-Moduls



Bild 5-19: Beispiel: Delamination nahe eines Bus-Bars.

Für die Haltekraft von Anschlussdosen gilt nach gültigen Normen z.B. innerhalb der UL 1703 (Standard for flat plate photovoltaic modules), dass die Anschlusskabel innerhalb des „Wiring Compartment tests“ mit dem maximalen Gewicht des Moduls geprüft werden, mindestens aber mit 155 N. Das kommt einer Belastung gleich, die entstünde, wenn durch eindeutig falsches Handling in der Praxis Module unsachgemäß auf dem Rücken transportiert werden und dabei an den Anschlusskabeln gehalten werden.

Über diese hohe Haltekraft lässt sich sicher diskutieren. Denn richtig ist, dass eine Belastung in der Praxis nur durch ungeschultes Installationspersonal erklärbar wäre, was trotz Prüfung zu vermeiden wäre. Ferner ist der „Wiring Compartment Test“ definiert, bei dem mit 89N in verschiedenen Richtungen an den Anschlusskabeln gezogen wird. Unter diesen Belastungsanforderungen liegt der „Robustness of termination Test“ aus der IEC 61215 (resp. IEC 60068-2-21), bei dem mit weniger als 40 N an den Anschlusskabeln gezogen wird.

In den aktuellen Normungsdiskussionen zur Edition 3 der IEC 61215 soll der Test auch an Handling-Situationen in der Praxis angepasst werden mit Belastungen in Abhängigkeit der Leiterquerschnitte (bis 155N bei 55mm Leiterquerschnitt). Ebenso wird eine Torsionsprüfung integriert, die ein Verdrillen von Leitungen während der Installation simulieren soll. Ferner soll mit der Folgeedition auch eine Untersuchung der Haltekraft der Anschlussdose angewendet werden (mit 40N für 30min), wodurch die

Klebung bzw. Haftverbindung zur Rückseitenfolie belastet wird. Das Prüfergebnis wird in Abhängigkeit der Isolationseigenschaften (Kriechstrecken) bewertet.

Bei natürlichem vertikalen Zug, bedingt durch das Gewicht der Leitungen und Stecker, liegt das Gewicht nur bei wenigen Gramm. Die existierenden Prüfungen beziehen sich auf die ausreichende Haltekraft von Verschraubungen oder dauerhaften Verbindungen zwischen Anschlussdose und Modulkabel, aber auch auf die Haltbarkeit der Haftverbindung zwischen Anschlussdose und Rückseitenfolie.

Aus den o. g. Prüfsequenzen bietet die IEC-Prüfnorm anwendungsorientierte Definitionen, um in der Produktion auf Basis von Stichproben die Haltekraft der Modulkabel an der Dose zu untersuchen, sei es als Wareneingangskontrolle vom Zulieferer oder bei Auslieferung des fertigen PV-Moduls.

Bestimmung der Kontaktwiderstände an kritischen Verbindungen in der Modulanschlussdose

Mit der aktuell geplanten Änderung A2 innerhalb der EN 50548 bzw. der geplanten ersten Edition der IEC 62790 (Junction boxes for photovoltaic modules) sind Ergänzungen mit Bezug auf brandschutzrelevante Anforderungen definiert worden. Diese beziehen sich maßgeblich auf die Zuverlässigkeit von Kontaktverbindungen innerhalb der Anschlussdose. Zur verbesserten Qualifizierung der Kontaktwiderstände werden Messungen zur Bestimmung des Übergangswiderstandes zwischen Anschlussstellen für das Modulkabel und für die Zellverbinder innerhalb der Anschlussdose gemessen. Die Vergleichsmessungen werden jeweils vor und nach der Temperaturwechselprüfung durchgeführt.

Der Kontaktwiderstand darf insgesamt als Initialwert nicht höher als 5 mΩ sein und darf nach den Alterungsprüfungen um nicht mehr als 150 % größer sein. Die Anschlussdose wird für die Messung an den Zellverbinderterminals kurzgeschlossen und mit 1 A bestromt (Bild 5-20).

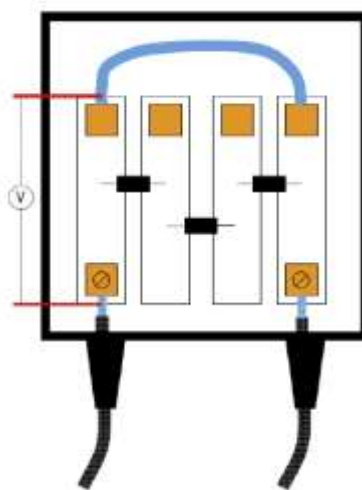


Bild 5-20: Messstellen zur Bestimmung des Kontaktwiderstandes innerhalb der Anschlussdosennorm (EN 50548:2011 + A1:2013)

Ferner müssen auch interne Steckverbinder (innerhalb der Anschlussdose) den anwendbaren Anforderungen aus der EN 50521:2008/A1:2012 bzw. IEC 62852 ed.1 (FDIS) (Connectors for photovoltaic systems) entsprechen, wobei die beschleunigte Temperaturwechselprüfung hier eine Zyklenanzahl von 800 hat.

In einer bevorstehenden Ergänzung zum Teil 1 der Sicherheitsnorm für PV-Module EN 61730-1:2007/A11:2014 „*Photovoltaik(PV)-Module - Sicherheitsqualifikation - Teil 1: Anforderungen an den Aufbau*“ wird für Europa gefordert, dass Komponenten wie Anschlussdosen und Steckverbinder die oben genannten Normanforderungen erfüllen. Dies ist in der IEC Version des Standards bisher nicht der Fall. Hier arbeitet man weiter an einer Verbesserung des Sicherheitsstandards durch eine zweite Edition der IEC 61730-Reihe.

Entzündbarkeit von Rückseitenfolien

Gegenwärtig wird von Rückseitenfolien innerhalb der IEC 61730-1 über den ASTM-Standard E 162 der sogenannte Flame-Spread-Index mit einem maximalen Wert von FSI 100 abverlangt. Dieser Wert errechnet sich aus den Flammausbreitungseigenschaften der Flamme an der Prüfprobe innerhalb vordefinierter Messmarken. Dabei bestimmt neben der Flammausbreitungsgeschwindigkeit (je schneller, desto höher der FSI), auch die Temperatur in der Ablufteinheit das Ergebnis.

Mittels Probekörper von verschiedenen Folienherstellern wurden Vergleichsprüf-Serien an Rück- und Frontseitenfolien nach verschiedenen Verfahren (ISO, ASTM, UL) angewendet.

Ziel der Untersuchungen war es, Tendenzen bei Materialien und deren Eigenschaften zu bestimmen und eine qualitative Vorauswahl von Modulmaterialien als Bestandteile des Verbunds durch eine geeignete Prüfmethodeentwicklung zu ermöglichen.

Bisher fehlt die Einschätzung zum Verhalten beim Brand im finalen Produkt.

Für die Tests standen die Materialien APA, ETFE, PPE, TPT und PA (als herkömmliche Dampfbremse) zur Verfügung: Dabei wurden neben der erwähnten ASTM-Norm die ISO-Standards 11925-2 (auch als Prüfgrundlage für die Baustoffklassifizierung von Bedeutung), ISO 5658-2 und 95/28 EG eingesetzt.

Tabelle 5-3: Übersicht der Probekörper und angewendeten Prüfungen.

Labor-NR	Buchstabe	Prüfung	Maße	Dicke	Material	Anzahl
L20056A	A	UL 94	200*50	0,43	APA	15
L20056B	A	ISO 11925-2	250*90	0,43	APA	12
L20056C	A	ISO 5658-2	800*155	0,43	APA	3
L20056D	A	95/28 EG	560*170	0,43	APA	3
L20057A	B	ASTM E 162	457*152	0,1	ETFE-frontsheet-F1	4
L20057B	B	ISO 11925-2	250*90	0,1	ETFE-frontsheet-F1	12
L20057C	B	ISO 5658-2	800*155	0,1	ETFE-frontsheet-F1	3
L20057D	B	95/28 EG	560*170	0,1	ETFE-frontsheet-F1	3
L20058A	C	ASTM E 162	457*152	0,28	TPT	6
L20058B	C	ISO 11925-2	250*90	0,28	TPT	24
L20058C	C	ISO 5658-2	800*155	0,28	TPT	6
L20058D	C	95/28 EG	560*170	0,28	TPT	6
L20059A	D	ASTM E 162	457*152	0,35	PPE	4
L20059B	D	ISO 11925-2	250*90	0,35	PPE	12
L20059C	D	ISO 5658-2	800*155	0,35	PPE	3
L20059D	D	95/28 EG	560*170	0,35	PPE	3
Klimamem.	E	ASTM E 162	457*152	0,06	PA (Dampfsperre)	6
Klimamem.	E	ISO 11925-2	250*90	0,06	PA (Dampfsperre)	14
Klimamem.	E	ISO 5658-2	800*155	0,06	PA (Dampfsperre)	4
Klimamem.	E	95/28 EG	560*170	0,06	PA (Dampfsperre)	6
Klimamem.	E	UL 94	200*50	0,06	PA (Dampfsperre)	12

Es kann zusammengefasst festgestellt werden, dass bei allen Testmustern bei jeder Prüfung sowohl die Beurteilung des Brandverhaltens ähnlich erfolgt. Die Aussage zur Qualität der Materialien spiegelt sich somit in jeder Prüfanwendung wider, so dass zunächst alle Verfahren als gleichermaßen geeignet erscheinen.

Bei der ISO 11925-2 wurde nicht nur die einzelne Probe geprüft, sondern auch unter Anwendung von Calciumsilikat (CaSi) als Unterlage, ein Verbund. Die Folienprobe wurde dabei auf das CaSi aufgeklemt, nicht verklebt. Die Ergebnisse weichen stark von den Ergebnissen ohne CaSi ab, so dass eine Prüfung mit einzelnen Folien (durchweg negativ bis auf ETFE) nicht mit einer endanwendungsbezogenen Prüfung vergleichbar ist. Eine Unterstützung mit CaSi hat ähnlich Flammausbreitungen wie bei der Durchführung der Baustoffklassifizierung am finalen Produkt (Modul als Materialverbund) gezeigt.

Ein durchaus heftiges Materialbrandverhalten wiesen die Folien C und D auf, was in der Realität im Materialverbund jedoch nicht derart auftreten würde. Dünne Folien verhalten sich generell besser. Sie entziehen sich schnell der Wärme durch Schmelzen. Im Materialverbund bestimmt jedoch auch wieder das PVB oder EVA die Brandeigenschaften, welche potentiell schlechter sind als die der Rückseitenfolien, was bei dünnerem Backsheet potentiell ein Problem darstellen könnte.

Alle Prüfungen sind geeignet, eine Vorauswahl von Rückseitenfolien treffen zu können. Jedoch ersetzen sie keine endanwendungsbezogenen Prüfungen von Materialverbünden. Der ASTM-Standard ist nicht ausreichend, um eine verlässliche Aussage über die Rückseitenfolie auf das gesamte Produkt „Modul“ zu treffen.

Jedoch bieten alle Normen die Möglichkeit, die Qualität der einzelnen Materialien zu bestimmen. Bei der ASTM E 162 und ISO 11925-2 ist es möglich, CaSi als Substrat einzusetzen, was auf Basis der Vergleiche mit finalen Proben (Module: Prüfung an Rückseitenfolie, siehe auch 02/2011) eine deutliche Tendenz verspricht.

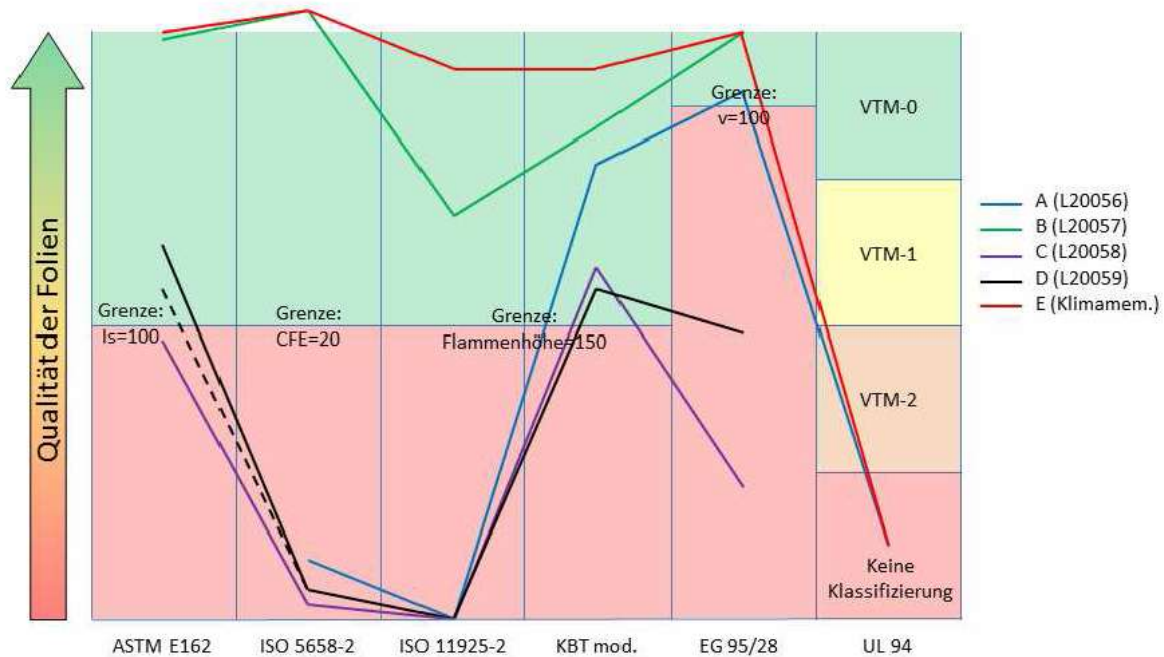


Bild 5-21: Übersicht der Probekörper und angewendeten Prüfungen.

Empfehlungen für die Normung:

Es wird empfohlen, entsprechend der Anforderungen aus der IEC 61730-1 auch endanwendungsbezogene Prüfungen miteinzubeziehen. Eine Flammausbreitungs- und Entzündbarkeitsprüfung am einzelnen Polymerwerkstoff Rückseitenfolie ist alleinstehend nicht ausreichend

Aus den Prüferfahrungen von Currenta und TÜV Rheinland bei der Dachbelastungsprüfung UL 790 (Fire Test innerhalb der IEC 61730-2) an Modulen wird außerdem empfohlen, bei Einzelprüfungen der Backsheets auch die spätere Innenseite der Folie in einer Flammausbreitungsuntersuchung zu betrachten, da hier teilweise auch andere Materialien als die eigentlich deklarierten Folien-Kernlagen zum Einsatz kommen.

Diese Ergebnisse und Erkenntnisse werden der WG 2 – Normung der IEC TC 82 zur Verfügung gestellt und sind auch in aktuelle Entwürfe einer Überarbeitung der IEC 61730 miteingeflossen.

5.2.4 Transportsicherungsmaßnahmen

Aus den vorangestellten Kapiteln ist das Brandrisiko-Potenzial von Zellrissen beschrieben worden. In einem konkreten Fall sind bei einem durch eine Zelle diagonal verlaufenden Stromfluss (infolge zweier schlecht kontaktierter Zellverbinder) entlang des Zellrisses kleinere Brandschäden entstanden. Aus dieser Motivation heraus wurde in diesen Leitfaden auch ein Hinweis auf die Transportsicherheit und Ladungssicherung aufgenommen.

Mechanische Schwingungen und Stöße entstehen durch transiente bzw. oszillierende Bewegungen während des Transports, wobei das Transportgut durch Unebenheiten im Straßenverkehr oder aber auch bei der Handhabung aus seiner Ruheposition ausgelenkt wird.

In Versuchsreihen sind unter der Einwirkung von Vibrationen (Rüttelplattform) mit längerer Einwirkdauer die Resonanzfrequenzen von Modulen (bei ca. 11 Hz) ermittelt worden. In einzelnen Fällen habe die Belastungen ausgereicht, Zellbrüche und –schäden zu erzeugen [69]. Andere Einflüsse während des Transports, können sich nicht nur auf die mechanische Zellstabilität auswirken, sondern auch Spannungen im Glas erzeugen (beispielsweise bei Schräglast).

Rückseitenfolien von Modulen sind bei falscher Transportlage durch Berührungen mit dem Stapler, beispielsweise Masteindrücke, Zinkeneinschübe etc., gefährdet.



Bild 5-22: Links: Falsches Handling mit Eindrücken der Zinken des Gabelstaplers, Rechts: Unsachgemäßer Transport von Solarmodulen.

Um ein größtmögliches Maß an Risikoreduzierung der Transportschädigung zu erzielen, gilt es leistungs- und sicherheitskritische Einflussfaktoren zu vermeiden. Die angesprochenen Schäden an Rückseitenfolien (Kratzer, Materialablösungen) sind in der Praxis entdeckt worden und stellen ein bereits vor dem Betrieb der Anlage erhebliches Risiko dar, verursacht durch Transport- und Handlingfehler bzw. unzureichende Verpackungen.

Daher wird empfohlen, nur qualifizierte Verpackungen einzusetzen, die z.B. nach dem internationalen Standard IEC 62759-1 zertifiziert sind. Innerhalb dieser Norm werden Verpackungen auf ihre Tauglichkeit im Transporteinsatz von PV-Modulen untersucht.

5.3 Sicherer Anlagenbetrieb

5.3.1 Verhinderung der Entstehung von Lichtbögen/Überhitzungen Auswahl und Dimensionierung von Komponenten

Um Brandfällen vorzubeugen, ist es wichtig, Lichtbögen und lokale Überhitzungen in der PV-Anlage zu vermeiden.

Hier muss der Fokus bei *Komponentenauswahl, Planung, Installation und Wartung* trotz des vorhandenen Preisdrucks auf bestmögliche Qualität gelegt werden. Es ist wesentlich wahrscheinlicher, dass ein Lichtbogen in einem schlecht ausgeführten PV-System entsteht als in einer qualitativ hochwertigen Anlage. Sowohl von Seiten der Komponentenhersteller als auch bei Planern und Installationsfirmen sollten entsprechende Maßnahmen getroffen und Vorgaben beachtet werden.

5.3.1.1 Auswahl geeigneter Komponenten

Der erste Schritt bei der Errichtung einer PV-Anlage ist die Auswahl ihrer Bestandteile. Es sollten Module, Stecker, Kabel, Wechselrichter und andere Komponenten ausgewählt werden, von denen eine möglichst geringe Brandgefahr ausgeht. Das ist dann der Fall, wenn der Komponentenhersteller äußerst sorgfältig auf die Qualität der Verbindungsstellen achtet.

Aufs **Modul** bezogen bedeutet das, dass bei der Herstellung auf eine möglichst geringe Anzahl von Lötstellen und auf eine hohe Güte der Lötung, auch in der Anschlussdose, zu achten ist. Auf Schraubklemmen sollte zugunsten von Federzugklemmen verzichtet werden. Sorgfältig ausgeführte Zugentlastungen der Modulanschlusskabel können verhindern, dass eine Belastung an den Kabeln zu Folgeschäden an der Verbindung zur Anschlussdose führt.

Steckverbinder sollten gut sichtbar fest einrasten und einen dauerhaft niedrigen Übergangswiderstand aufweisen. Generell sollte bei Steckverbindern wie bei Sammelboxen darauf geachtet werden, dass zeitgemäße Systeme von Markenherstellern verbaut werden.

Bei Schraubklemmensystemen ist die Gefahr einer instabilen und damit potentiell gefährlichen Verbindung wesentlich höher als bei modernen Federzugklemmen, so dass erstere nicht mehr verwendet werden sollten.

Solarkabel müssen hochgradig UV-beständig sein und müssen stets doppelt isoliert ausgeführt sein, weil so die Gefahr eines Parallellichtbogens deutlich geringer ist.

Wechselrichter mit integrierter Isolationsüberwachung bewirken, dass ein (erster) Fehler gegen Erde bereits bemerkt wird, so dass eine indirekte Verbindung beider Pole über das Erdpotential praktisch verhindert wird.

5.3.1.2 Lichtbogengerechte Planung

Auch bei der detaillierten Planung des Aufbaus einer PV-Anlage kann viel zur Brandsicherheit beigetragen werden. Umgekehrt gibt es einige grobe Fehler, die man bei der Planung einer Anlage vermeiden sollte, da diese die Risiken einer Brandentstehung wesentlich erhöhen.

Heutige PV-Module sind mit Bypassdioden ausgestattet, die bei einer Teilabschattung hohe Sperrspannungen an den Zellen vermeiden und so vor Überhitzungen im Modul, sogenannten Hotspots, schützen. Diese Bypassdioden können allerdings ausfallen. Dies kann durch Überspannungen bei der Herstellung, beim Transport oder bei der Installation erfolgen oder auch während des Betriebs durch in der Nähe einschlagende Blitze.

Weiterhin führen lange andauernde resp. häufig wechselnde Abschattungsereignisse oftmals zu einer thermischen Überlastung und erhöhtem Zyklenstress von Bypassdioden.

Grundsätzlich besteht deshalb der beste Schutz vor Hotspots darin, Module so zu installieren, dass Abschattungen, insbesondere länger andauernde, möglichst vermieden werden. Besonders scharfe Schlagschatten bei intensiver Sonneneinstrahlung sind schädlich und sollten nicht vorkommen. Weniger kritisch sind Beschattungen am Morgen oder Abend, bei denen die Sonnenstrahlen unter einem relativ flachen Winkel auftreffen, und in diesen Fällen die Ströme und die zusätzliche Erwärmung relativ gering sind.

Häufig werden in den DC-Teil von PV-Anlagen Sicherheitskomponenten wie **Sicherungen oder Schalter** integriert. Dabei sollte man im Einzelfall stets prüfen, ob diese Maßnahme wirklich sinnvoll ist. Jede zusätzliche Komponente birgt in sich das Risiko zusätzlicher Kontaktstellen und anderer Fehlerquellen. Eine „schlanke“ Anlage mit möglichst wenigen Komponenten besitzt den Vorteil, dass es weniger Punkte gibt, an denen die Anlage Schaden nehmen kann.

Kleinere Anlagen mit weniger als drei parallelen Strängen benötigen keine Strangsicherungen, da eventuell auftretende Rückströme, vor denen diese Sicherungen schützen sollen, von den Modulen getragen werden können [35]. Dies trifft für die meisten Aufdachanlagen bei Ein- oder Mehrfamilienhäusern zu. Ist der Einsatz von Sicherungen dennoch notwendig, ist darauf zu achten, dass diese den speziellen Anforderungen der Photovoltaik, bei der der Nennbetriebsstrom kaum kleiner als der Kurzschlussstrom ist, auch gewachsen sind.

Ähnliches gilt für den Einbau von Schaltern in die DC-Verkabelung. Damit können zwar Teile der Anlage spannungsfrei geschaltet werden, was bei Reparatur- oder sonstigen Baumaßnahmen oder im Falle eines Rettungseinsatzes der Feuerwehr („Feuerwehrscharter“) nützlich sein kann. Was jedoch die Gefahr der Brandentstehung in einer PV-Anlage angeht, sind zusätzliche Schalter schlichtweg eine weitere Fehlerstelle, so dass überlegt werden muss, ob das Schutzziel nicht auch erreicht werden kann, indem die DC-Kabel berührungsgeschützt, z.B. unter Putz oder in Kabelkanälen, verlegt werden.

Sollten dennoch Schalter verbaut werden, müssen auch diese für die besonderen Anforderungen der Photovoltaik ausgelegt sein – es genügt nicht, normale DC-Schalter zu verwenden und die Angaben zu maximalen Strömen und Spannungen einzuhalten, da bei Photovoltaik eine andere Strom-Spannungskennlinie vorliegt als bei gewöhnlichen Gleichspannungsquellen.

Ein fataler Fehler, der dennoch gelegentlich gemacht wird, besteht in der **Platzierung von Anlagekomponenten in Räumen mit leichtentzündlichem Material**, z.B. Stroh, Streu oder Sägespäne.

Besonders der Wechselrichter, der selbst Wärme erzeugt, darf keinesfalls in solchen Umgebungen eingesetzt werden.

Aber auch bei anderen Komponenten, z.B. der Kabelverlegung durch solche Räume, erhöht man die Brandrisiken, da bei einer Erhitzung oder bereits einem Funken in der elektrischen Installation ein Brand ausgelöst werden kann.

5.3.1.3 Sachgerechte Installation

Besondere Bedeutung kommt bei der Errichtung von brandsicheren PV-Anlagen dem ausführenden Installationsbetrieb zu. In der Vergangenheit kam es immer wieder zu Schäden, die auf grobe Mängel bei der Installation zurückzuführen sind.

Besonders kritische Installationsmängel, die in der Vergangenheit aufgetreten sind, betrafen die verbauten **Steckverbinder**. Sehr gefährliche und leider gelegentlich auftretende Fehler betreffen unvollständiges Stecken oder die Kopplung von Steckern unterschiedlicher Hersteller. Letzteres kann auftreten, wenn Steckverbinder verschiedener Fabrikate mechanisch kompatibel sind. Trotzdem kann hier der Übergangswiderstand erhöht sein, was zu einer zunehmenden Erwärmung und langfristigen Beschädigung der Verbindung führt. Bei der Ausführung von Verbindungen vor Ort ist auf passendes Werkzeug zu achten, um den optimalen Anpressdruck zu gewährleisten.

Andere Probleme bei der Verkabelung betreffen die **ungeeignete Leitungsverlegung** ohne ausreichende Befestigung, über scharfe Kanten hinweg, eine Nichtbeachtung von minimalen Biegeradien oder die Überbauung von **Brandschutzabschnitten**.

Um Überschlüsse von u.U. blitzstromführenden Leitern (**Blitzableitern**) zu den Komponenten und der Verkabelung einer PV-Anlage zu vermeiden, sollten mindestens 0,5 m Abstand gehalten werden (s.a. Kapitel 3.5.1). Eine Berechnung des (Mindest-)Trennungsabstandes ist in DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) beschrieben.

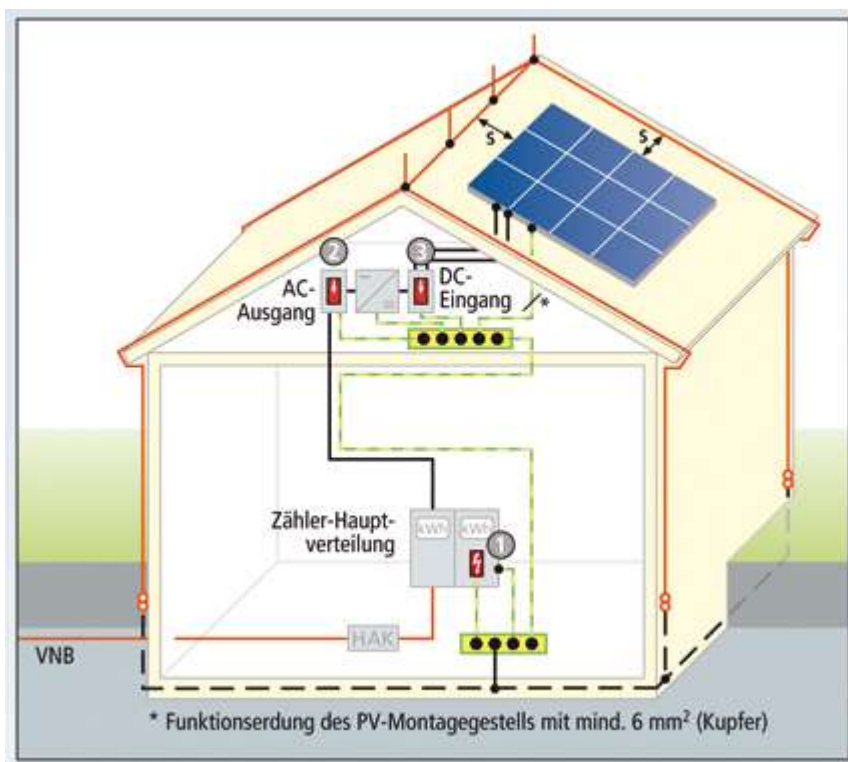


Bild 5-23: Überspannungsschutzkonzept für eine PV-Anlage mit äußerem Blitzschutz mit Trennungsabstand s , Quelle: Dehn, Blitzplaner [70]

Dies betrifft jedoch nicht den Potentialausgleichsleiter, dieser sollte immer eng bei den DC-Leitungen geführt werden. Außerdem muss die Größe der Schleife, die durch die Verkabelung gebildet wird, stets möglichst gering gehalten werden, damit bei einem Blitzschlag nur möglichst geringe gefährliche Überspannungen induziert werden können.

Gleichzeitig muss die Möglichkeit eines Parallellichtbogens, also des über Luft entstehenden elektrischen Kontakts zwischen zwei Leitern entgegengesetzter Polarität, so gering wie möglich gehalten werden.

Beide Anforderungen erfüllt man durch eine Verlegung doppelt isolierter Kabel nebeneinander oder – idealerweise – der Verlegung der beiden Hauptleitungen in zwei direkt benachbarten oder mit einer Trennwand ausgestatteten Kabelführungssystemen. Die Verwendung von getrennten Kabelführungssystemen für Plus und Minus ist nur bei Verlegung in brennbarer Umgebung vorgeschrieben.

Gelegentlich wurde beobachtet, dass Module von Installateuren der Bequemlichkeit halber an den Kabeln hängend getragen wurden. Auch wenn die Anschlussklemmen der Kabel typischerweise über eine Zugentlastung verfügen, sind sie für eine solche Belastung nicht ausgelegt. Dieses Vorgehen ist unbedingt zu vermeiden.

Falls **Strangsicherungen oder DC-Schalter** zum Einsatz kommen sollen, ist dringend darauf zu achten, dass diese den Anlagenstrom auch dauerhaft tragen können – die Stromtragfähigkeit kann aufgrund von Erwärmung abnehmen, wenn Komponenten direkt nebeneinander installiert werden.

Auch bei der **Installation von Wechselrichtern** sollten alle angegebenen Mindestabstände unbedingt beachtet werden. Dies wird häufig vernachlässigt, kann aber ernste Konsequenzen haben, wenn Anlagekomponenten durch die resultierende Überhitzung ausfallen oder gar in Brand geraten. Nicht zulässig ist eine Befestigung an brennbaren Materialien wie z.B. Holz.

Falls nicht bereits bei der Anlagenplanung beachtet, sollte ein fachkundiger Installationsbetrieb spätestens jetzt auf die Installation von Anlagenkomponenten in **Umgebungen mit leichtentzündlichen Materialien** (z.B. Heu, Stroh, Sägespäne, Treibstoffe etc.) völlig verzichten.

5.3.1.4 Abnahmeprüfungen und regelmäßige Wartung

Die DIN EN 62446 (VDE 0126-23):2010-07 beschreibt neben den Punkten, die eine Systemdokumentation zu enthalten hat, auch die folgenden Prüfungen und Messungen zur Inbetriebnahme sowie die wiederkehrenden Prüfungen und Messungen für einen rechtssicheren Betrieb

(Zusammengestellt auf der Grundlage folgender Informationen: [71])

Alle Prüfungen sollten während der Montage und bei Fertigstellung in Bezug auf die IEC 60364-6 (DIN VDE 0100-600:2008-06) durchgeführt werden.

Besichtigen des Gleichstromsystems:

- Es ist ein Nachweis zu erbringen, dass das Gleichstromsystem im Allgemeinen nach den Anforderungen in der IEC 60364-6 und im Besonderen nach den Anforderungen der DIN VDE 0100-712 ausgelegt, ausgewählt und errichtet worden ist.
- Die Gleichstromkomponenten sind für den Betrieb bei Gleichstrom und der höchstmöglichen Spannung des Gleichstromsystems sowie für den höchstmöglichen Bemessungsstrom ausgelegt.

- Ein Schutz durch Anwendung der Schutzklasse II oder einer gleichwertigen Isolation auf der Gleichstromseite ist realisiert.
- PV-Strangkabel, PV-Generator-Kabel und PV-Gleichstromhauptkabel sind so ausgewählt und verbaut, dass das Risiko von Erdschlüssen und Kurzschlüssen auf ein Minimum verringert ist; dies wird üblicherweise mit der Anwendung von Kabeln mit Schutzisolierung und verstärkter Isolierung (häufig als „doppelte Isolierung“ bezeichnet) erreicht.
- Das Verkabelungssystem ist so ausgewählt und errichtet worden, dass es den erwarteten äußeren Einflüssen, wie Wind, Eisbildung, Temperatur und Sonneneinstrahlung, standhält.
- Für Systeme ohne Strang-Überstrom-Schutzeinrichtung sind die Strangkabel sicherheitshalber größer zu bemessen als der auftretende theoretisch maximal mögliche Rückstrom. Die Strangkabel müssen so ausgelegt sein, dass sie den höchsten zusammengefassten Rückstrom der Parallelstränge aufnehmen können.
- Eine Parallelschaltung von Strängen darf nur bei gleicher Strangpolarität und annähernd gleicher Leerlaufspannung erfolgen, sonst können gefährliche und nicht durch Schutzsysteme beherrschbare Fehler auftreten.
- Bei Systemen mit Strang-Überstrom-Schutzeinrichtung muss diese eingebaut und korrekt nach den örtlichen technischen Anschlussbedingungen oder nach den Herstelleranweisungen zum Schutz von PV-Modulen ausgelegt sein.
- Ein Gleichstrom-Lasttrennschalter auf der Gleichstromseite des Wechselrichters ist einzubauen.
- Sind Strangdioden eingebaut, muss ihre Sperrspannung mindestens 2-x UOC bei STC des PV-Strangs betragen. Schutzbeschaltungen (z. B. Überspannungsschutz, parallel geschalteter Snubber-Kondensator) sind zwar unüblich, sollten aber in Erwägung gezogen werden.
- Ist ein Gleichstromleiter geerdet, muss mindestens eine einfache Trennung zwischen Wechselstrom- und Gleichstromseite bestehen. Die Erdanschlüsse müssen korrosionsgeschützt sein.
- Sind Schutzpotenzialausgleichsleiter errichtet, müssen diese parallel und in möglichst engem Abstand zu den DC- und AC-Kabeln/Leitungen und dem Zubehör errichtet werden.

Schutz gegen Überspannung:

- Die Fläche aller Verdrahtungsschleifen muss so klein wie möglich gehalten sein, um durch Blitzeinschlag induzierte Spannungen zu verringern.
- Existierende Schutzpotenzialausgleichsleiter des PV-Generatorgestells müssen geerdet sein. Diese Leiter müssen parallel und in möglichst engem Kontakt zu den Gleichstromkabeln liegen.
- Die Modulrahmen müssen nicht einzeln geerdet werden.

Das **Wechselstromsystem** ist im Allgemeinen nach den Anforderungen gemäß IEC 60364 und im Besonderen nach den Anforderungen gemäß DIN VDE 0100-712 ausgelegt, ausgewählt und errichtet worden:

- Auf der Wechselstromseite muss eine Vorrichtung zur Trennung des Wechselrichters vorgesehen sein, die z.B. durch die vorgeschalteten Leitungssicherungen realisiert wird.
- Alle Trenn- und Schalteinrichtungen müssen so angeschlossen sein, dass sich die PV-Installation an der „Lastseite“ und die öffentliche Versorgung auf der „Einspeiseseite“ befindet.
- Betriebsparameter des Wechselrichters müssen entsprechend den örtlichen technischen Anschlussbedingungen oder nach den Herstellerangaben programmiert sein.

Alle Stromkreise, Schutzeinrichtungen, Schalter und Anschlussklemmen besitzen **geeignete Beschriftungen**:

- Warnhinweise auf Spannung auch nach Abschalten der Netzspannung müssen angebracht sein.
- Der Wechselstromhauptschalter muss eindeutig beschriftet sein.
- Am Punkt der Zusammenschaltung müssen Warnhinweise für die Doppelversorgung vorhanden sein.
- Vor Ort muss ein Prinzipschaltplan angebracht sein.
- Vor Ort müssen die Schutzeinstellungen des Wechselrichters und Einzelheiten der Installation angegeben sein.
- Verfahren zur Notabschaltung müssen vor Ort angegeben sein.
- Alle Aufschriften und Kennzeichnungen müssen dauerhaft und geeignet befestigt sein.

Prüfschritte:

Im folgenden Teil wird auf die in der Norm VDE 0126-23 geforderten Messungen eingegangen, um dem Praktiker die notwendigen Prüfschritte und ihre technische Umsetzung in der täglichen Arbeit zu erläutern:

1. Prüfung aller Wechselstromkreise nach DIN VDE 0100-60
2. Besichtigung des Gleichstromsystems
3. Durchgängigkeitsprüfung der Schutz- und Potenzialausgleichsleiter
4. Polaritätsprüfung jedes Strangs
5. Prüfung der Leerlaufspannung jedes Strangs
6. Prüfung des Kurzschlussstroms jedes Strangs
7. Funktionsprüfung
8. Isolationswiderstandsmessung der Gleichstromkreise

Diese Reihenfolge der Messungen in der Norm ist für den Praktiker zwar nicht immer der schnellste Weg, die Prüfpunkte sollten jedoch sinnvollerweise in der genannten Abfolge durchgeführt werden.

Die Messungen am geöffneten Strang sollten zusammengefasst werden, d.h., erst nach der Isolationsmessung sollte die Funktionsprüfung mit der Inbetriebnahme des Wechselrichters erfolgen.

Lichtbögen entstehen in einem PV-System typischerweise nicht schlagartig und ohne vorherige Anzeichen, sondern werden meist durch Alterungserscheinungen (Degradation) ausgelöst. Bereits im Vorfeld sind Anzeichen auffindbar. Durch eine **regelmäßige Wartung** (z.B. alle 2 Jahre) können kritische Stellen rechtzeitig erkannt und ursächliche Fehler behoben werden.

Die wichtigste Prüfung dabei ist eine **gründliche optische Begutachtung der Anlage** durch einen Fachmann. Viele Schäden können leicht mit bloßem Auge aufgefunden werden. Dazu zählen z.B. Modulbruch, Verfärbung oder Verformung von Modulen und Anschlussdosen, poröse oder aufgescheuerte Kabel, durch Hitze angeschmolzene Steckverbinder oder übermäßige Verschmutzung.

Erhitzungen können besonders effektiv mithilfe einer **Infrarotkamera** aufgefunden werden. Damit können sowohl die Module als auch die BOS-Komponenten überprüft und übermäßig erhitzte Bauteile rechtzeitig ausgetauscht werden.

In PV-Anlagen eingebaute DC-Schalter werden üblicherweise nur im Fehlerfall betätigt. Läuft die Anlage normal, befinden sie sich immer im eingeschalteten Zustand. Schalter haben aber vielfach die Eigenschaft, dass sich ihr Übergangswiderstand bei langer Nichtbetätigung deutlich erhöht. Dies kann dann zu Erhitzungen führen, die wiederum langfristig zu Lichtbögen werden können. So kann ein eigentlich als Sicherheitselement vorgesehener Schalter durchaus Brände auslösen, wenn man ihn nicht regelmäßig wartet.

Einige Schalterhersteller empfehlen, **ihre DC-Schalter einmal jährlich zehnmal nacheinander zu betätigen**. Dadurch werden eventuell auftretende Oxidbeläge abgerieben und der Übergangswiderstand verringert sich deutlich [72]. Außerdem kann so verhindert werden, dass die Kontakte eines Schalters bei Betätigung kleben bleiben.

Diese Maßnahme wird für alle mechanisch wirkenden DC- Trennschalter dringend vorgeschlagen!

Ein wichtiges Ziel der Wartung einer PV-Anlage stellt das Auffinden von **defekten Bypassdioden** dar. Besonders offene Bypassdioden sind relativ schwer aufzufinden, können aber bei Auftreten eines zweiten Fehlers die Entstehung eines Lichtbogens begünstigen. Solange das Solarmodul fehlerfrei und unverschattet ist, führt ein Ausfall einer Bypassdiode zu keiner Beeinträchtigung des PV-Systems. Allerdings ist die durch die Diode ausgeübte Schutzfunktion nicht mehr gegeben. Eine Verschattung führt dann zu einer starken Erhitzung der betroffenen Modulbereiche und zu einem wesentlichen Ertragsverlust.

Aus Brandschutzsicht schwerer wiegt aber, dass beim zusätzlichen Auftritt einer Unterbrechung des Strompfades im Modul (z.B. Bändchenabriss, Mikrorisse,...) die Entstehung eines Lichtbogens recht wahrscheinlich wird.

Durchlegierte (dauerhaft leitende) Bypassdioden können bei der Wartung mithilfe einer Infrarotkamera ab ca. 300 W/m² Einstrahlung aufgrund einer leicht höheren Temperatur des betroffenen Modulabschnitts entdeckt werden (s. Bild 5-24)

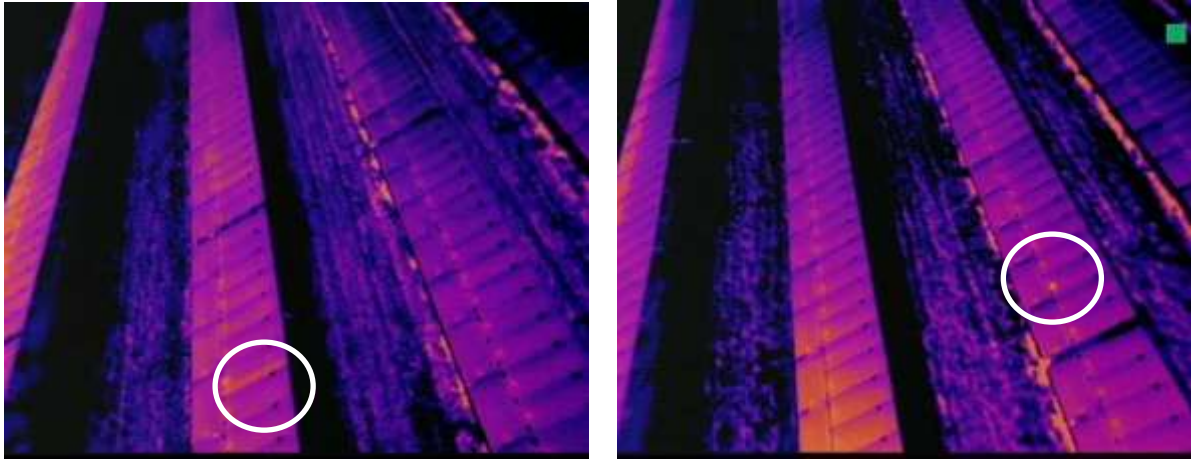


Bild 5-24: Links: Erwärmte Bypassdiode und betroffener rechter String, **Rechts:** Deutlich erhitzte Bypassdiode in IR-Übersichtsaufnahmen mit Drohne in einer ca. 5 Jahre alten Freilandinstallation, Foto: TÜV Rheinland

Eine weitere, einstrahlungsunabhängige und zuverlässige Detektionsmethode ist die **vergleichende Messung der Leerlaufspannungen** der einzelnen Strings.

Der brandschutzrelevanterer Fall der *teilleitenden bzw. offenen Bypassdioden* hingegen ist schwerer aufzufinden. Falls die PV-Anschlussdioden mit einer Infrarotkamera untersucht werden können, lässt sich eine teilleitende Bypassdiode anhand ihrer deutlich erhöhten Temperatur identifizieren (Bild 5-24 re.).

Auch hier gibt es Vorschläge für leitungsgebundene Messmethoden, die in Kapitel 5.5 aufgeführt sind. Die Suche nach defekten Bypassdioden muss zwingend *nach einem Blitzeinschlag in die PV-Anlage oder nach einem Blitzschlag in eine Blitzschutzanlage in der unmittelbaren Umgebung* durchgeführt werden.

5.3.2 Installationsvorgaben (Anlagenplanung inkl. Brandschutzplanung)

Bei der Planung und der Installation von PV-Anlagen sind die Belange des Brandschutzes zu beachten. Es sind die entsprechenden Brandschutzanforderungen der Musterbauordnung sowie ggf. weitere bauliche Anforderungen, die Brandschutzfachregeln und die Norm VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712 einzuhalten.

Die Fachregeln der „Brandschutzgerechten Planung-, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen“ wurden im März 2011 gemeinsam von Bundesverband Solarwirtschaft (BSW), Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH), Berufsfeuerwehr München und Bundesvereinigung der Fachplaner und Sachverständigen im vorbeugenden Brandschutz e.V. (BFSB) herausgegeben. Sie wurden zudem mit der Arbeitsgemeinschaft der Leiter der Berufsfeuerwehren in Deutschland (AGBF Bund) abgestimmt. Sie sind somit als Stand der Technik anerkannt.

Darin wurden die Anforderungen, die in den verschiedenen Regelwerken im Bau- und Elektrogewerk schon bestehen, zusammengetragen sowie Regelungslücken identifiziert und Maßnahmen zur deren Lösung dargestellt. Die Brandschutzfachregeln entstanden durch die Arbeit einer interdisziplinären

Arbeitsgruppe mit der Feuerwehr, Brandschutz- und PV-Experten, Brandschutzbaubeauftragten, Planern und Installateuren.

Zur Vertiefung der Problematik sei der Download unter **www.dgs-berlin.de** (s. Anhang , S. 254) jedem Installateur und Planer empfohlen. Als Broschüre kann sie beim BSW unter **www.solarwirtschaft.de** bestellt werden.

Die Qualität von Komponenten, der Planung, dem Bau und der Installation beeinflusst die Risiken von Betriebsfehlern, die zur Brandentstehung (z.B. durch einen Lichtbogen) führen können, entscheidend.

Die Module und Wechselrichter sollten die entsprechenden **Zertifikate** aufweisen. Die Grundlagen der Installation sind in der Norm DIN VDE 0100-712 „Errichten von Niederspannungsanlagen – PV-Stromversorgungssysteme“ festgelegt und sind einzuhalten. Daraus ergibt sich auch die Ausführung der Anlage in Schutzklasse II.

Die **Steckverbindungen** sind fachgerecht auszuführen. Es dürfen keine unterschiedlichen oder ungeeigneten Steckverbindungen benutzt werden.

Es sollten nur **geeignete PV-Strangsicherungen** gemäß Normentwurf IEC 60263-6 verwendet werden. Bei Anlagen mit ein bis drei Strängen kann auf den Einsatz von Sicherungen verzichtet werden. Achtung: Ungeeignete Sicherungen oder ungeeigneter Ein- und Aufbau von Sicherungshaltern erhöhen das Lichtbogenrisiko!

Es sind prinzipiell **Wechselrichter mit Isolationsüberwachung** einzusetzen. Darüber hinaus ist auf eine sachgemäße Einbindung in vorhandene oder notwendige **Blitz- und Überspannungsschutzsysteme** zu achten. Die Anforderungen des Blitz- und Überspannungsschutzes insbesondere entsprechend des Normenbeiblattes 5 der VDE 62305-3 „Blitz- und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme“ sollten beachten und eingehalten werden.

Die Module und Leitungen sollten **fachgerecht befestigt** sein. Die Befestigung der PV-Module sollte nach der Montaganweisung des Modulherstellers und unter Prüfung der Schnee- und Windlasten gemäß DIN1055 Teil 4 und 5 bzw. Eurocode 1 am Standort erfolgen. Diese Prüfung sollte ebenfalls für das Montagesystem, z.B. mittels Systemstatik und für die Weiterleitung der Lasten an den Dachstuhl bzw. ans Gebäude erfolgen.

Fehler und Mängel in der Elektroinstallation können durch Prüfungen entsprechend der Norm EN 62446 „Netzgekoppelte PV-Systeme – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfung“ aufgedeckt werden.

Der allgemein anerkannte Stand der Technik, Normen und darauf basierende Zertifizierungen, Richtlinien und Regeln sowie Hinweise des „DGS - Leitfaden Photovoltaische Anlagen“ sollten beachtet werden. Sie bieten die Grundlagen für eine gute Anlagenqualität.

Die Installation von DC-Leitungen, Wechselrichter oder Generatoranschlusskasten (GAK) im Treppen- und Ausgangsbereich ist zu vermeiden.

Elektrische Komponenten wie GAK und Wechselrichter sind auf nichtbrennbaren brennbaren Untergrund zu montieren.

Es sollte insbesondere eine fachgerechte Auswahl, Installation, Befestigung und Verlegung der Leitungen erfolgen. So sollten z.B. für den Außenbereich nur geeignete Leitungen nach dem „Anforderungsprofil für Leitungen für PV-Systeme“ gemäß VDE-AR-E 2283-4, Kennzeichnung: Bauart PV1-F eingesetzt werden.

Auf vorschriftsmäßige Befestigung, Zugentlastung sowie zulässige Biegeradien ist zu achten. Eine Verlegung über scharfe Kanten darf nicht erfolgen.

Nicht nur im ländlichen Bereich sollten die Leitungen vor Nagetieren geschützt verlegt werden (Waschbären in städtischer Umgebung).

Hinweise zum sicheren Installationsort von Wechselrichtern

Die Lüftungsschlitze und Kühlkörper von Wechselrichtern müssen frei sein, damit eine optimale Kühlung sichergestellt ist.

Aus dem gleichen Grund sollten die Geräte möglichst nicht dicht übereinander montiert werden. Hierbei sind unbedingt die Vorgaben des Herstellers zu beachten.

Wechselrichter dürfen nicht auf Holzwänden oder anderen brennbaren Materialien befestigt werden!

Ein Metallblech als Abschirmung zwischen Wechselrichter und Holzwand empfiehlt sich nicht, da das Blech die Abwärme des Wechselrichters leitet, den Luftaustausch zum Holz einschränkt und es deshalb zu einer Selbstentzündung kommen kann.

Als Unterlage eignet sich am besten eine Bauplatte Baustoffklassifizierung A1 (= nicht brennbar), z.B. Calciumsilikat mit 15 mm Dicke mit einem umlaufenden Überstand von 10 cm. Wechselrichter sollten nicht in Bereichen montiert werden, in denen sich brennbare Stoffe befinden.

Vor aggressiven Dämpfen, Wasserdampf und feinen Stäuben sollten die Geräte geschützt werden. So können z. B. in Scheunen oder Ställen Ammoniakdämpfe entstehen, die Schäden am Wechselrichter hervorrufen können.

5.3.3 Anlagen am oder auf dem Gebäude

Grundsätzlich gilt, dass die Installation von PV-Anlagen die Schutzfunktion von Dächern und Brandwänden nicht mindern darf. Damit sich ein Gebäudebrand nicht auf andere Gebäude oder Gebäudeteile ausbreitet, sind durch die jeweiligen Bauordnungen der Länder (LBO) sowie in der Musterbauordnung (MBO) verschiedene Anforderungen an Gebäude und Dächer festgelegt (siehe Kap. 5.2.1 Brandschutz).

Dazu zählen insbesondere die Anforderung der „Harten Bedachung“ für Indachlösungen sowie die Verwendung von Materialien mit einer Einstufung von mindestens Baustoffklasse B2

„Normalentflammbar“, Klasse B2 nach DIN 4102 (alt) oder Klasse E nach EN 13501 (neu) bei Aufdachlösungen. Die meisten PV-Module mit Glas können in Klasse B2 bzw. E eingeordnet werden.

Die Modulanbieter sollten dieses mit einer Übereinstimmungserklärung des Herstellers (ÜH) nachweisen.

Bei dachintegrierten Systemen wird der Nachweis der „Harten Bedachung“ im Regelfall durch den Hersteller in Form von bauaufsichtlichen Prüfzeugnissen erbracht. Im „Hinweispapier für die Herstellung, Planung und Ausführungen von Solaranlagen“ 7/2012 des Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt) heißt es so u. a.: „Solaranlagen müssen aus mindestens normalentflammbaren Baustoffen bestehen (§ 26 Abs. 1 MBO). Werden sie in oder an der Gebäudehülle angeordnet, müssen Oberflächen von Außenwänden sowie Außenwandbekleidungen bei Gebäuden der Gebäudeklasse 4 und 5 schwerentflammbar sein (§ 28 Abs. 3 Satz 1 MBO).

Bauteile mit brennbaren Baustoffen dürfen über Brandwände nicht hinweg geführt werden (§ 30 Abs. 5 Satz 1 Halbsatz 2, Abs. 7 Sätze 1, 2 MBO).“

Darüber hinaus sind in der MBO die Ausführung von Brandwänden und die Abstände zwischen den so genannten normalentflammbaren Materialien und den Brandwänden definiert. Dadurch soll eine Brandweiterleitung durch Flugfeuer oder durch Wärmestrahlung verhindert werden. So schreibt die MBO in § 32 u. a. vor, dass Dachgauben-ähnliche Dachaufbauten aus brennbaren Baustoffen mindestens 1,25 Meter von der Brandwand entfernt sein müssen. Das gilt sinngemäß auch für PV-Module und den anderen Komponenten der Anlage.

Mitunter wurden Brandabschnitte mit PV-Modulen überbaut oder die Leitungen durchdrangen Brandabschnitte bzw. wurden ungeschützt über Brandwände geführt. Leitungen, die durch eine Brandwand hindurch oder darüber hinweg verlegt werden, sind laut den Brandschutzfachregeln entsprechend Musterleitungsanlagenrichtlinie (MLAR) geschottet auszuführen. Andernfalls besteht die Gefahr der Weiterleitung eines Brandes durch den sogenannten Zündschnureffekt des Isolationsmaterials. Die verwendeten Materialien müssen für Außenanwendungen geeignet sein.

Ein Beispiel für eine wirtschaftliche Lösung der Überleitung von PV-Kabelsträngen über Brandschutzmauern mittels „Brandschutzbandagen“ (vom DIBT zugelassen) ist nachfolgend dargestellt.



Bild 5-25: Brandschutzbandagen können die Weiterleitung über Brandmauern verhindern, Foto: Obo Bettermann, [73]

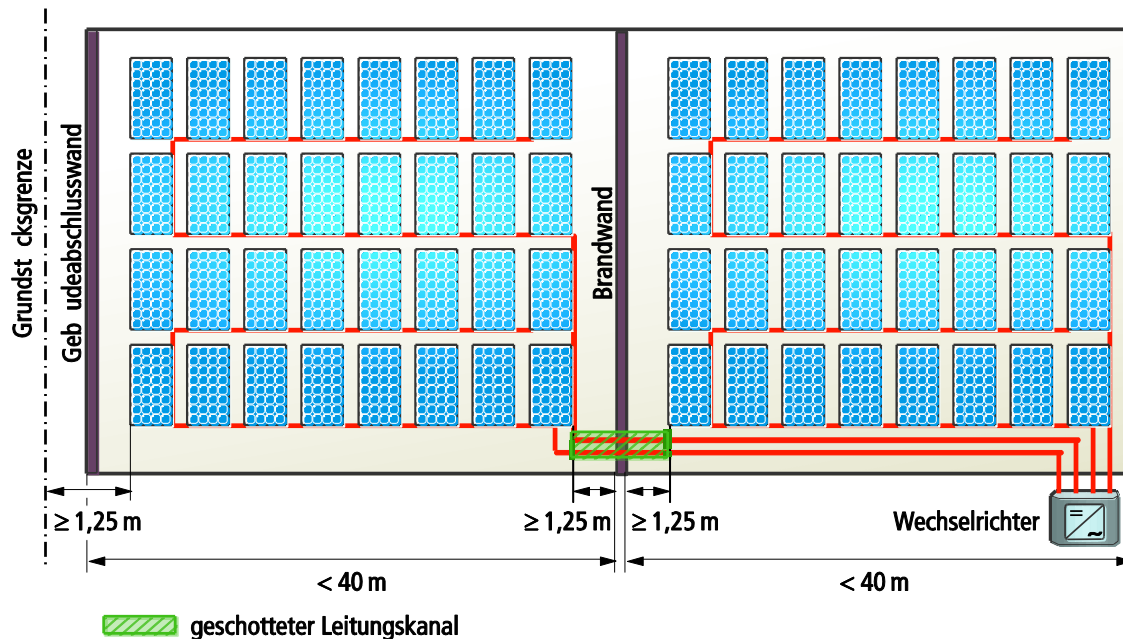


Bild 5-26: Leitungsführung über Brandwand und Modulabstände von Brandwand bzw. Grundstücksgrenze
[Quelle: DGS Berlin]

Brandwände müssen mindestens 30 cm über normalentflammbares Material und damit über die Oberkante des PV-Generators ragen. Wie erwähnt dürfen normalentflammbare Materialien nur in gewissen Abständen zu Brandwänden verbaut werden. Deshalb müssen über der Dachdeckung installierte, normalentflammbare PV-Module einen Abstand von mindestens 1,25 m einhalten (Bild 5-26).

Planungsanforderungen für die Brandbekämpfung

Im Falle eines Gebäudebrandes müssen Feuerwehr-Einsatzkräfte schnell und sicher an den Brandherd gelangen. Bei einigen Einsätzen ist es unumgänglich, direkt vom Dach aus in den darunterliegenden Dachstuhl zu gelangen und dort zu löschen. In diesem Fall könnte eine elektrische spannungsführende Anlage, wie sie eine PV-Anlage darstellt, hinderlich sein, insbesondere wenn sie die gesamte Dachfläche beansprucht, was somit vermieden werden sollte.

So vielfältig wie die Gebäude, so unterschiedlich sind mögliche Zugänge zum Dachstuhl. Hier sind beispielhaft die wichtigsten Dachvarianten mit Zugangsmöglichkeiten dargestellt (Bild 5-27):

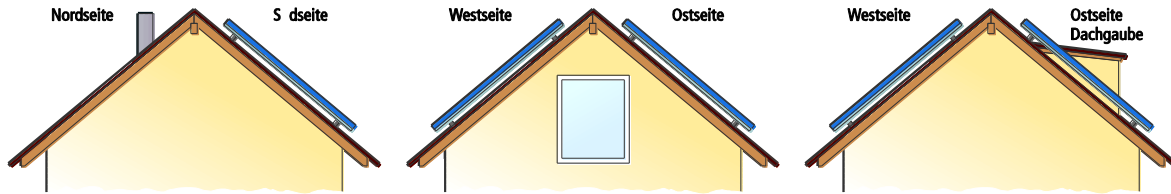
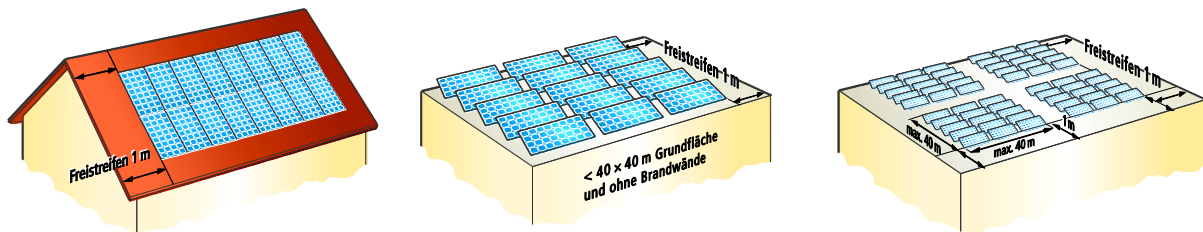


Bild 5-27: Verschiedene Zugangsmöglichkeiten für die Brandbekämpfung am Schrägdach [Quelle: DGS Berlin]

In vielen Fällen kann der Feuerwehrmann über die zweite, nicht durch einen PV-Generator bedeckte Dachhälfte (oft Nordhälfte) in den Dachstuhl gelangen und von dort aus die Brandbekämpfung mit ausreichendem Abstand zu spannungsführenden Anlagenteilen vornehmen. Wenn beide Dachhälften belegt sind, wie es bei Ost-/Westdächern der Fall ist, müssen andere Dachzugangsmöglichkeiten genutzt werden können.

Andere Wege können Gaubenfenster oder giebelständige Fenster sein. Hierbei ist darauf zu achten, dass diese die Abmessungen eines als Rettungsweg geeigneten sogenannten „notwendigen Fensters“ besitzen und von Einsatzkräften zu erreichen sind. Dieses hat nach Musterbauordnung die Mindestmaße einer lichten Breite von 90 cm und einer lichten Höhe von 120 cm.

Ist jedoch ein Zugang zum Dachstuhl weder über rückseitige Dachflächen noch über Fenster möglich, muss darauf geachtet werden, dass ein geeigneter Teilbereich des Daches frei bleibt. Für die Einsatzkräfte ist bereits ein mindestens 1 m breiter Freistreifen hilfreich um Löscharbeiten durchzuführen (Bild 5-28).



- a) beidseitig belegtes Schrägdach b) mittelgroßes Dach auf Gebäuden mit kleiner als 40 m x 40 m Grundfläche c) großes Dach auf Gebäuden mit größer als 40 m x 40 m Grundfläche

Bild 5-28: Zugangsmöglichkeiten für die Brandbekämpfung [Quelle: DGS Berlin]

Bei Dächern ohne sonstige Zugangsmöglichkeiten und mit einer Grundfläche von kleiner als 40 x 40 m sollte auf der längeren Seite ein 1-Meter-Freistreifen realisiert werden. Außerdem wird ab einer Anlagenbreite von 20 Metern ein zusätzlicher mittlerer Freistreifen empfohlen. Sind größere PV-Anlagen geplant, müssen die Generatorflächen in maximal 40 x 40 Meter-Abschnitte unterteilt werden. Zwischen diesen Abschnitten sind Laufwegbreiten von mindestens einem Meter zu realisieren. Wichtig ist bei der Planung der Abstände zu spannungsführenden Teilen, dass sowohl die PV-Module

selbst als auch Leitungen und andere Anlagenkomponenten berücksichtigt werden. Bei der Planung von PV-Anlagen auf Sonderbauten, wie sie in den Bauordnungen des jeweiligen Bundeslandes definiert sind, und bei speziellen Dachformen sollten Brandschutzsachverständige hinzugezogen werden.

Elektro-Installationsanforderungen

Die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-2100-712 „Mindestanforderungen an den DC-Bereich einer PV-Anlage im Falle einer Brandbekämpfung oder technische Hilfeleistung“ ist bei der Installation zu beachten. Da am PV-Generator am Tage eine nicht abschaltbare Spannung bis zu 1000 V anliegt, kann der Einsatz der Feuerwehr bei der Brandbekämpfung erschwert werden.

Die Feuerwehreinsatzkräfte müssen beim Einsatz auf die Sicherheitsregel beim Löschen von elektrischen Anlagen, festgelegt in der VDE 0132, achten. So sind entsprechende Sicherheitsabstände von einem Meter bzw. fünf Meter beim Löschen mit Sprührohr bzw. Strahlrohr einzuhalten.

Außerhalb des Gebäudes kann dieser Löschabstand zur PV-Anlage in der Regel problemlos eingehalten werden. Dagegen ist bei einem Feuerlöschangriff oder Personenrettung im Gebäude die Einhaltung des Sicherheitsabstandes nicht immer möglich, z. B. bei eingeschränkter Sicht durch Rauchentwicklung. Deshalb wurde in der VDE AR-2100-712 als Schutzziel bei der Planung und Installation von PV-Anlagen **die Vermeidung von gefährlichen berührbaren DC-Spannungen im Gebäude im Brandfall** formuliert, so dass die Personenrettung und Brandbekämpfung im Gebäudeinneren sicher durchgeführt werden kann.

Um dieses Schutzziel zu erreichen sind die folgenden Mindestanforderungen bei Planung, Bau und Installation von PV-Anlagen nach VDE-AR2100-712 zu realisieren:

- An jeder Anlage ist obligatorisch die *Kennzeichnung von PV-Anlagen und der Leitungsführung* umzusetzen. Das betrifft die Anbringung des genormten Hinweisschildes am Hausanschlusskasten sowie die Anbringung eines Übersichtsplanes für die Einsatzkräfte am Übergabepunkt der elektrischen Anlage, z. B. dem Hausanschlusskasten bzw. Gebäudehauptverteiler.
- Des Weiteren müssen *entweder bauliche oder technische Installationsmaßnahmen* vorgenommen werden, um den Schutz vor berührbaren gefährlichen Spannungen im Gebäude zu realisieren.
- Folgende bauliche Installationsmaßnahmen bieten sich an:
 1. gegen Feuer geschützte Verlegung der nichtabschaltbaren DC-Leitungen im Gebäude: Der Feuerwiderstand der Leitungsanlage richtet sich nach der jeweils gültigen Landesbauordnung (mindestens jedoch F30). Dies kann z.B. durch Unterputz-Verlegung nach VDE 0100-520 oder Brandschutzkanäle und -schächte nach EN 1366 oder DIN 4102 erreicht werden.
 2. Verlegung des DC-Bereichs einer PV-Anlage außerhalb des Gebäudes durch z. B.:
 - Verlegung der DC-Leitungen außerhalb des Gebäudes und Einführung direkt in den elektrischen Betriebsraum bzw. an die Hausanschlussstelle oder

- die Installation der Wechselrichter im Außenbereich oder am Gebäude eintritt. Wird der Wechselrichter am Gebäudeeintritt installiert, ist insbesondere auf die Einhaltung der Brandabschnitte zu achten und entsprechende Brandschottungen vorzunehmen.
3. Gegen Berührung geschützte und feuerwiderstandsfähige Verlegung von PV-DC-Leitungen im Gebäude: 1 Meter über den Handbereich von Personen ohne Hilfsmittel (Leiter etc.) und Verlegung auf Kabeltragesystemen nach DIN 4102-12. Bei dieser Verlegungsart ist das Kabeltragesystem in den Funktionspotentialausgleich mit einzubeziehen.

Prinzipiell ist für die DC-Leitungsinstallation ein ungeschützter Bereich von bis zu einem Meter um den PV-Generator auf dem Dach und um den Wechselrichter im Gebäude zulässig und in der Dokumentation für Einsatzkräfte entsprechend zu kennzeichnen.

Nichtabschaltbare DC-Leitungen im Gebäude können entsprechend der Musterleitungsanlagen-Richtlinie „Unterputz“, mit mindestens 15 mm dickem mineralischem Putz verlegt werden. Die Verlegung kann auch in Installationsschächte und -kanäle aus nichtbrennbaren Baustoffen mit einer Feuerwiderstandsfähigkeit von mindestens F30 erfolgen.

Wenn die baulichen Installationsmaßnahmen nicht umgesetzt werden (können), muss eine der folgenden technischen Installationsmaßnahmen realisiert werden:

1. die Installation eines DC-Freischalters mit Fernauslösung zum Freischalten der DC-Hauptleitung im Gebäude bzw. zum Freischalten der Modulstränge oder
2. dem Einsatz von Modulabschalteinrichtungen, die allerdings bisher noch nicht durch eine entsprechende Produktnorm im Regelwerk ermächtigt worden sind.

Dabei kann nur das ausgangsseitige DC-System als geschützter Bereich betrachtet werden. Die Dauerstrombelastbarkeit der Abschalteinrichtung muss mindestens für den 1,25-fachen Wert von $I_{SC\ STC}$ an der Anschlussstelle ausgelegt sein. Sie muss bei Auftreten eines internen Fehlers in einen sicheren Zustand fallen (*fail safe Prinzip*), z. B. Trennung im Fehlerfall bei einer Trenneinrichtung.

Ist dies nicht sicherzustellen, dann muss die Funktion der Einrichtung täglich überwacht werden. Gegebenenfalls müssen, um die Abschalteinrichtung nicht in ihrer Funktion zu beeinträchtigen, Einrichtungen eingesetzt werden, die Rückströme aus den Wechselrichtern oder aus parallelen Strängen verhindern wie z. B. Strangdioden oder Strangsicherungen.

Bei Auslösung durch ein externes Freigabesignal, z. B. von einem Steuergerät oder einem Wechselrichter, dass dauerhaft anstehen muss (Fail-safe-Prinzip) muss die Abschalteinrichtung ansprechen, wenn innerhalb einer Zeit von max. 15 Sekunden das Freigabesignal nicht mehr ansteht. Sinnvoll ist es, dass die Einrichtung bei Wiederkehr des Freigabesignals wieder einschaltet.

Einrichtungen zum Trennen des Stranges bzw. des PV-Generators müssen die Anforderungen an ein Schaltgerät nach EN 60947-3 oder EN 60947-2 erfüllen. Einrichtung zum Abschalten in oder an der Anschlussdose des Moduls müssen mindestens die Anforderungen an Temperaturprüfung der Bypass-Dioden IEC 61215 oder IEC 61646 einhalten. Die Einrichtung zum Modulabschalten kann ein Halbleiterschalter sein ohne Trennfunktion, wenn bei den typischen Ausfallmechanismen eine Abschaltung sichergestellt werden kann.

Für die genannten Abschalteinrichtungen müssen weitere Anforderungen, z. B. angepasste Lebensdauerprüfungen, definierte Ausfallwahrscheinlichkeit noch in einer Produktnorm festgelegt werden.

Tabelle 5-4: Übersichtsschema der Brandschutzmaßnahmen der VDE AR 2100-712

Kennzeichnung und Dokumentation	
1. Kennzeichnung der PV-Anlage am Hausanschlusskasten bzw. Gebäudehauptverteilung durch ein Hinweisschild 2. Übersichtspläne für Einsatzkräfte 3. Ergänzung bestehender Feuerwehrpläne	
und bauliche Installationsmaßnahmen 1. Gegen Feuer geschützte Verlegung der nichtabschaltbaren DC-Leitungen im Gebäude oder 2. Verlegung des DC-Bereichs einer PV-Anlage außerhalb des Gebäudes oder 3. Gegen Berührung geschützte und feuerwiderstandsfähige Verlegung	oder technische Installationsmaßnahmen 1. Einrichtungen zum Trennen des Strangs oder des PV-Generators* oder 2. Einrichtungen zum Abschalten des PV-Moduls* * Anmerkung: Anforderungen an die Einrichtungen müssen noch in Produktnormen festgelegt werden.

5.3.4 Freiflächenanlagen

Bei der Planung muss auf eine geeignete Zuwegung für die Feuerwehr geachtet werden. Dabei sollten Schneisen zwischen den Generatorabschnitten für Feuerwehreinsatzfahrzeuge freigelassen werden, vor allem zu den Wechselrichtern und Trafo-Stationen. Es empfiehlt sich, die Generator-Tische in Brandabschnitte einzuteilen und die Mittelgänge freizulassen, um die Risiken einer Brandweiterleitung auszuschließen.

Die **Anlagenüberwachung sollte mit einer Brandüberwachung** ausgerüstet sein und **BMA** installiert werden. Die zuständige Feuerwehr sollte über die PV-Anlage inklusive Leitungsführungen informiert werden und Pläne zum Einsatz erhalten. Die Feuerwehr sollte Zugriff auf BMA erhalten.

Erdkabel sind sachgemäß anzuschließen und mit Schutz vor mechanischen Beschädigungen, wie z.B. beim Grasschnitt, zu verlegen. Ebenso sind die Anschlüsse in Trafo und Wechselrichtern ordnungsgemäß, mit Schutz vor mechanischen Beschädigungen, auszuführen. Generell ist auch hier für die Gleichstromseite eine **erd- und kurzschluss sichere Installation** vorzunehmen.

Brandlasten und Brandgefahren sollten durch folgende Maßnahmen minimiert werden:

- Geeignetes Material für die Unterkonstruktion verwenden
- Kabel vor Nagetieren geschützt verlegen
- Nach der Installation keine Brandlasten auf dem Gelände zurücklassen (Kartonagen, Verpackungsmaterial, etc.)
- Zu starken Bewuchs unter der PV-Anlage vermeiden (regelmäßiges Mähen, vor allem unter der PV-Anlage) und Grasschnitt von der Anlage entfernen
- Regelmäßige Wartung der Belüftungsanlage der Wechselrichtereinheiten

5.3.5 Lichtbogendetektion

Beachtet man die in Kapitel 5.3.1. aufgeführten Handlungsanweisungen zur Verhinderung der Entstehung von Lichtbögen und Überhitzungen, ist ein von einer PV-Anlage ausgelöster Brandfall sehr unwahrscheinlich. Im Allgemeinen ist eine solche Strategie als völlig ausreichend zu bewerten.

In den USA ist das Lichtbogenrisiko anders zu bewerten: PV-Anlagen werden häufig mit geerdetem PV-Generator ausgeführt, was ein größeres Risiko eines Parallellichtbogens bedeutet. Häuser werden oft aus brennbaren Materialien wie Holz gebaut und Dächer sind mit Bitumen-Dachpappe versehen.

Deshalb geht man hier einen anderen Weg: Im National Electric Code 2011 [74] ist der Einbau von verfügbaren Lichtbogendetektoren in gebäudeinstallierten PV-Anlagen vorgeschrieben (In Anlehnung an die Situation bei bestimmten Wechselstromkreisen im Haushalt, wo das schon seit einigen Jahren der Fall ist).

Prinzipschaltung vieler aktueller LBD-Entwicklungen

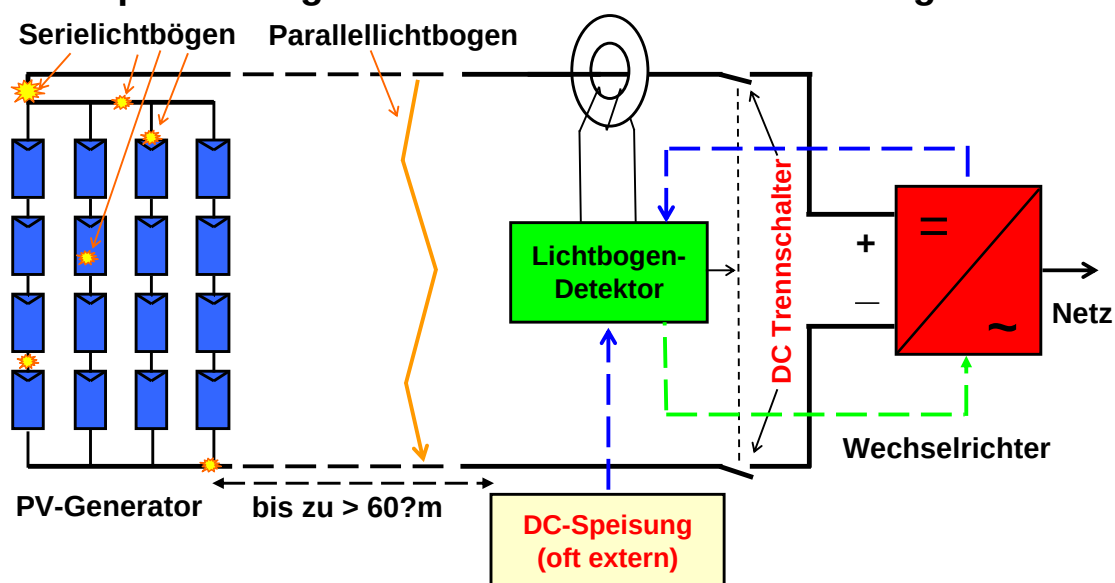


Bild 5-29: Typische Prinzipschaltung aktueller LBD-Entwicklungen. Speisung und Abschaltung durch Wechselrichter (bei Integration) oder extern. Analyse der Störströme des Lichtbogens im Bereich 1 - 500 kHz (je nach Hersteller) [6].

In Deutschland und Europa gibt es derzeit keine vergleichbaren Installationsvorschriften für Lichtbogendetektoren. Dennoch kann der Einsatz empfehlenswert sein, da kein 100% Schutz vor Lichtbogenereignissen möglich ist.

Denkbar wäre eine Empfehlung für Anlagen, bei denen durch ein Brandgeschehen eine besondere Gefährdung für Leib und Leben oder auch besondere schützenswerte materielle Werte vorliegt, z.B. in öffentlichen Gebäuden wie Kindergärten, Schulen, Altenheimen, Krankenhäusern oder auch Museen oder Archiven.

Dabei ist es allerdings unabdingbar, dass der Lichtbogendetektor dauerhaft zuverlässig arbeitet.

Dies stellt eine nicht zu unterschätzende Herausforderung dar. Es muss sichergestellt sein, dass der Lichtbogendetektor über eine sehr lange Zeitspanne, möglichst während der gesamten Lebensdauer der PV-Anlage, voll funktionsfähig bleibt, ohne dass er selbst Fehler in der Anlage verursacht. Schutzmaßnahmen wie z.B. ein eingebauter Selbsttest könnten hierbei helfen.

Ein Lichtbogendetektor ist zudem nur sinnvoll, wenn davon ausgegangen werden kann, dass er **Lichtbögen zuverlässig erkennt**. Aufgrund der Vielfalt unterschiedlicher PV-Anlagen, in denen er zum Einsatz kommen soll, ist diese Aufgabe alles andere als trivial. Lichtbögen in Modulen erzeugen andere Rauschmuster als solche in Reihenklempen. Unterschiedliche Kabellängen dämpfen Lichtbogensignaturen verschieden stark. Störungen aus dem Wechselrichter, Schalttransienten oder eingekoppelte Funksignale können das vom Lichtbogen ausgehende Rauschen maskieren oder überlagern.

Nur sehr robuste, auf unterschiedlichsten Systemen getestete Detektionsalgorithmen können hier einen echten Zusatznutzen gewährleisten.

Noch kritischer ist das Thema **Fehlauslösungen**. Ein Lichtbogendetektor, der Fehlauslösungen produziert, wird beim Anlagenbetreiber auf wenig Gegenliebe stoßen: Wenn aufgrund einer Lichtbogendetektion die PV-Anlage abschaltet, ist die genaue Fehlerstelle schließlich völlig unbekannt. Die Anlage muss also aufwändig überprüft werden, um den Fehler zu finden bzw. auszuschließen.

Noch schwieriger ist es, nachzuweisen, dass gar kein Lichtbogen vorgelegen hat, sondern ein Fehlalarm erfolgt ist. Das kann im Zweifel nur von einem Fachmann übernommen werden, und zwar erst nach einer Überprüfung jedes einzelnen Moduls, aller Verbindungsstellen und der kompletten Verkabelung.

Das verursacht erhebliche Kosten und sorgt für große Verunsicherung beim Kunden. Die Gefahr ist zudem groß, dass nach einigen solchen Fehldetektionen ein unzuverlässiger Lichtbogendetektor vom Anlagenbesitzer einfach überbrückt wird, um solche Kosten und weitere Ertragsausfälle zu vermeiden.

Bei der leitungsgebundenen Lichtbogendetektion besteht ein hohes Potential für Fehlauslösungen:

- Sprünge im Stromverlauf können z.B. auch durch Wolkenzug oder plötzliche Abschattung, z.B. durch Laub oder Vogelmist, verursacht werden.

- Benachbarte elektronische Geräte oder selbst Rundfunksignale können Störmuster erzeugen, die über die ausgedehnte Verkabelung einer PV-Anlage eingefangen werden können. Diese Störmuster können in denselben Frequenzbereichen für erhöhte Signalanteile sorgen wie es für Lichtbögen typisch ist.
- Auch der Wechselrichter als Teil der Anlage sorgt mit seinen für die Energiewandlung verwendeten Schaltfrequenzen (ca. 1 kHz bis zu mehreren 10 kHz und dazugehörige Harmonische) für Störungen und Rauschanteile, die als Auswirkungen eines Lichtbogens missinterpretiert werden können.

Dieser letzte Punkt ist insofern besonders schwer in den Griff zu bekommen, da jeder Wechselrichter ein anderes Störspektrum verursacht und dieses auch noch von Vorgängen wie MPP-Tracking, Teillastbetrieb oder Netzdienstleistungen beeinflusst wird.

Es ist also sehr anspruchsvoll, einen Lichtbogendetektor zu bauen, der mit jedem auf dem Markt befindlichen Wechselrichter zusammen und unter allen Betriebsbedingungen funktioniert.

Für Abhilfe können hier neben robusten und ausführlich getesteten Detektionsalgorithmen auch *zweckmäßige Abschaltkonzepte* (z.B. zeitlich leicht verzögerte Abschaltung oder - nach einer gewissen Wartezeit in ausgeschaltetem Zustand - mehrmaliges probeweises Wiedereinschalten vor endgültiger Abschaltung) sorgen, sofern dies normativ erlaubt ist.

Fazit

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Lichtbogendetektoren bei besonderer Gefahrenlage ein Sicherheitsplus darstellen können.

Dies ist allerdings nur dann der Fall, wenn der eingesetzte Lichtbogendetektor zuverlässig Lichtbogensituationen erkennen kann und Fehlauslösungen mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden können.

Deshalb ist eine sorgfältige Auswahl eines solchen Geräts unabdingbar.

5.3.6 Batterien und Laderegler

Netzunabhängige PV-Anlagen mit Batterien und Laderegler waren nicht Bestandteil des diesem Bericht zugrundeliegenden Forschungsprojektes. Da Batterien aber auch zunehmend in netzgekoppelten PV-Anlagen verwendet werden, werden hier die Minimalanforderungen im Hinblick auf Brandvermeidung aufgeführt.

In der Norm EN 50272-2:2001 (VDE 0510 Teil 2 bzw. IEC 62485-2) sind die Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen für stationäre Blei- und NiCd-Batterien ausführlich beschrieben.

Im Folgenden wird nur auf die **Maßnahmen zur Vermeidung von Überhitzungen und Lichtbogenbildung** im Bereich der Schaltgeräte und der Leitungsverlegung und auf die **Maßnahmen gegen Explosionsgefahr** eingegangen. Diese Maßnahmen sind auch bei Li-Ionen-Batterien zu beachten.

- Die Nennspannung ist das Produkt aus der Anzahl der in Reihe geschalteten Zellen und der Nennspannung einer Zelle (Bleibatterie: 2V, Nickel/Cadmium-Batterie: 1.2V). Diese entspricht jedoch nicht der Spannung beim Laden (höher) oder Entladen (tiefer).
- In den Batterieleitungen und in den Leitungen aller an den DC-Bus angeschlossenen Geräte wie Laderegler, Batteriewechselrichter bzw. Ladegerät müssen allpolige (Plus- und Minuspol) Trenner vorgesehen werden. Diese müssen im Gegensatz zu den PV-DC-Schaltern nicht bei Nennstrom trennbar sein, es können sogar Stecker oder Spezialklemmen verwendet werden.

Da das Bedienpersonal in PV-Anlagen die Trennung unter Last gewohnt ist und um die Wartbarkeit zu erleichtern, wird bei Unterbringung von Laderegler, Wechselrichter und Batterie in getrennten Gehäusen dringend die Verwendung von Trennvorrichtungen mit Lasttrennvermögen empfohlen.

- Da die Batterie als Spannungsquelle extrem hohe Kurzschlussströme liefern kann, müssen die Leitungen bis zu den Batteriesicherungen erd- und kurzschlussfest verlegt werden. Wie bei PV-DC-Leitungen wird die Verwendung von doppelt isolierten, einadrigen Leitungen empfohlen. Bei isolierten DC-Netzen und bei galvanisch nicht trennenden Batteriewechselrichtern ist eine allpolige Absicherung notwendig. Bei geerdeten DC-Netzen und bei galvanisch nicht trennenden Batteriewechselrichtern mit durchgeführtem Neutralleiter muss nur der nichtgeerdete Leiter abgesichert werden.
- Während der Ladung und besonders während der Überladung treten bei Blei- und Ni-Cd-Batterien Gase aus allen Zellen und Batterien aus. Diese entstehen aufgrund der Elektrolyse durch den Überladestrom. Die Gase bestehen aus Sauer- und aus Wasserstoff.

Durch natürliche oder technische Lüftung muss die Wasserstoffkonzentration unter 4 % (Volumenkonzentration) gehalten werden. In der EN 50272-2:2001 ist eine detaillierte Formel und Tabelle zur Berechnung dieses Volumenstromes angegeben. Bei wartungsfreien Bleibatterien mit verschlossenen Zellen und in Gel oder Vlies gebundenem Elektrolyt ist dieser Volumenstrom fünfmal kleiner als bei geschlossenen Zellen mit Flüssigelektrolyt. Deshalb kann eine ausreichende Belüftung hier meist durch zwei kleine Öffnungen im Batterieraum nach außen sichergestellt werden.

- Lithium-Ionen-Batterien dürfen nicht überladen werden, somit entstehen auch keine Gase beim Laden. Da im Störfall unter ungünstigen Bedingungen trotzdem der alkoholhaltige Elektrolyt austreten kann, wird für die meisten Lithium-Batterien für den Aufstellungsort ein Mindestraumvolumen vorgeschlagen.

5.4 Spezielle Brandanforderungen für PV-Anlagen auf und an Dächern

In einem Parallelprojekt wurde unter Förderung des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi; Förderkennzeichen 01FS12053) durch TÜV Rheinland, Currenta GmbH und Co. OHG und der Universität Wuppertal prä-normative Arbeit im Bereich Brandanforderungen von PV-Anlagen auf und an Dächern geleistet.

Zentrale Zielsetzung dieses Projektes ist eine Definition von Brandprüfmethoden, die, angepasst an die Produktwelt der dachintegrierten und –additiven PV-Systeme, realistische Brandbelastungen durch Einflüsse äußerer Brände abbilden.

Diese Prüfmethoden sollen aus den Erkenntnissen der Versuchsserien generiert werden, welche sich aus Einzelbetrachtung und Anwendung der Kombination der europäischen etablierten Dachbrandprüfungen zusammensetzen.

Auf Basis dieser Prüfmethoden soll eine qualifizierende Aussage in Bezug zur Brandweiterleitung durch die Gebäudeintegrierte Photovoltaik (GIPV) bzw. die Beeinflussung der darunterliegenden Dachhaut durch die Gebäudeadditive Photovoltaik (GAPV) bei Flugfeuer und strahlender Wärme getroffen werden können.

Die Erkenntnisse sollen in die internationale europäische Normung münden und dort maßgeblich zur Arbeit an einer harmonisierten Prüfvorschrift dienen.

Die Versuchsserien sollen auf Basis bestehender europäischer Brandbelastungsprüfungen für Dächer die Einflüsse auf GIPV bestimmen. Hierbei soll vor allem die Wahl geeigneter Brandsätze, Windbelastungsparameter als auch zusätzlicher Strahlungsquellen entscheidend für die Versuchsdurchführung simulierter Brände getroffen werden.

Für GAPV werden erstmalig die Auswirkungen einer Aufdach-Modulinstallation für das Szenario eines Brandherds zwischen PV-System und Bedachung untersucht (z.B. Flugfeuer von externen Bränden herrührend oder eine verirrte Feuerwerksrakete).

Die unterschiedlichen Bedachungsarten in Deutschland und die verschiedenen Platzierungen der Brandsätze (Position und Aufbau) sollen hierbei mittels Temperaturmessungen zusätzlich charakterisiert werden.

Die Erkenntnisse aus dieser Versuchsreihe sollen die Antragsteller in die Lage versetzen, zu beurteilen, in welchem Maße Brandprüfungen an PV-Systemen angewendet werden müssen, um die Brandweiterleitung bei äußeren Bränden ins Gebäudeinnere sicher zu verhindern bzw. keine zusätzliche Last in einer Risikobetrachtung bei GAPV darzustellen.

Bei den Prüfungen wurden verschiedene Dachaufbauten und verschiedene PV-Installationssysteme untersucht.

Für die Bedachungsmaterialien und Dachaufbauten wurden folgende Konfigurationen gewählt, die die sogenannte „weiche“ als auch „harte“ Bedachung (siehe auch Kapitel 6.2.2) vertreten:

Konfiguration 1:

1. Lage: nicht besandete Bitumenbahn, d = 5,0 mm
2. Lage: Polystyrol-Dämmplatten, d = 80 mm
3. Lage: Bitumenbahn mit Aluminium-Dampfsperre, d = 5,0 mm.

Konfiguration 2:

1. Lage: besandete Bitumenbahn, $d = 5,2 \text{ mm}$
2. Lage: nicht besandete Bitumenbahn, $d = 5,0 \text{ mm}$
3. Lage: Polyurethan-Dämmplatten, $d = 80 \text{ mm}$
4. Lage: Bitumenbahn mit Aluminium-Dampfsperre, $d = 5,0 \text{ mm}$.

Konfiguration 3:

1. Lage: PVC-Bahn, $d = 1,5 \text{ mm}$
2. Lage: Steinwolle-Dämmplatten, $d = 80 \text{ mm}$
3. Lage: Bitumenbahn mit Aluminium-Dampfsperre, $d = 5,0 \text{ mm}$.

Konfiguration 4:

1. Lage: Dachsteine inkl. Lattung, $d \approx 80 \text{ mm}$
2. Lage: Unterspannbahn, $d \approx 2 \text{ mm}$
3. Lage: Zwischensparren-Klemmfilz aus Glaswolle, $d = 200 \text{ mm}$.

Konfiguration 5:

1. Lage: Indachmodul, eingefügt in eine virtuelle Dachdeckung bestehend aus CaSi-Platten und Dachlattung, $d = 50 \text{ mm}$
2. Lage: Unterspannbahn, $d \approx 2 \text{ mm}$
3. Lage: Zwischensparren-Klemmfilz aus Glaswolle, $d = 200 \text{ mm}$.

Ferner wurde für die Versuchsbetrachtung ein Brennersystem als Zündinitial gewählt, welches ebenso validiert und auf seine Reproduzierbarkeit in der Anwendung untersucht wurde.

Der entwickelte Brenner wurde bei allen Dachkonfigurationen mit dem Holzwollekorb verglichen. Hierbei kamen zunächst keine PV-Module zum Einsatz.

Es konnte nachgewiesen werden, dass mit dem Brenner die gleichen Wärmefreisetzungsraten erzeugt werden könnten, wie mit der nach ENV 1187-1 verwendeten brennenden Holzwolle. Entsprechend wurde der Gasbrenner auch bei den weiteren Dachkonfigurationen, mit PV-Modulen, eingesetzt.

Insgesamt wurde festgestellt, dass bei den Versuchen die Dachkonstruktion/-konfiguration die Ergebnisse erheblich beeinflusst!

So sind bei den Versuchen mit der Bitumenbahn die Bedachungselemente und weiteren Lagen komplett abgebrannt, auch die Module. Dies gilt für die weichen und harten Bedachungen. Diese „Herabstufung“ bei der harten Bedachung, die eigentlich mit $B_{\text{roof}}(t1)$ klassifiziert ist, kann mit der durch den aufgeständerten PV-Modulaufbau deutlich eingeschränkten Wärmeableitung nach oben erklärt werden.

Bei der weichen Bedachung liegt bereits ursprünglich eine niedrige Klassifizierung der Bedachung vor.

Die in den Versuchen verwendeten Aufdachsysteme zur Aufständigung der PV-Module auf Flachdächer entsprechen einem Worst Case in der Praxis verwendeter Systeme: einerseits könnte

hierbei Flugfeuer zwischen Module und Dachoberfläche gelangen, andererseits könnten abtropfende Materialien vom Modul ungehindert auf die Bedachung fallen.



Bild 5-30: Links: Elastomerbitumenunterlagsbahn, EPS-Dämmplatten, Bitumendampfsperrbahn mit neuem Gasbrenner. Rechts: PVC-Dachabdichtungsbahn, Steinwolle Dämmplatten, Bitumendampfsperrbahn

Es gibt aktuell auch Aufständersysteme die genau diesen Flugfeuereintrag verhindern (z.B. durch Rückseitenwände in der Konstruktion, Ballastierung mittels Bekiesung). Ferner könnten nicht- oder schwerentflammbare Unterlagen (z.B. Schutzmatte) zwischen Unterkonstruktion und der Dachoberfläche eine Brandausbreitung verhindern bzw. stark einschränken. Zur Beurteilung einer Eignung sind weitere Versuche notwendig und als sinnvoll eingestuft worden.

Unkritisch waren die Versuche zum Einsatz von PVC-Flachdachbahnen im Zusammenwirkung mit Dachsteinen im dachparallelen Aufbau. Hier beschränkte sich die Zerstörung auf den Bereich des Zündinitials.



Bild 5-31: Links: Dachparalleler Aufbau mit Betondachsteinen und PV-Modul. Rechts: Zündinitial wurde zwischen Modul und Dachoberfläche platziert



Bild 5-32: Ergebnis nach Prüfung. Modul wurde zerstört, kein Durchbrand in Dachoberfläche

Ebenso konnten bei den Versuchen zur Dachintegration keine kritischen Ergebnisse beobachtet werden, so dass die aus der EN 13501-5 definierten Klassifizierungskriterien für die Aufbauten bestehen blieben.

Bei der Dachintegration ist anzumerken, dass üblicherweise bei den Systemaufbauten auch weitere Kunststoffelemente eingesetzt werden, um die Regendichtigkeit bei geschindelten oder auf Stoß verbauten Modulen zu gewährleisten. Die Vielfalt der gegenwärtig Einsatz befindlichen Systeme kann über die Versuche in diesem Projekt nicht abgebildet werden.

Daher konzentrierte sich der Versuch bei Gips auf eine dachintegrierte Installation mit bündigem Anschluss von Calciumsilikat – Platten. Gleichzeitig wurden reguläre Unterbedachungslagen eingesetzt (Unterspannbahn, normalentflammbar, und Isolation aus Mineralwolle, schwerentflammbar).

In diesen Messungen hat es keine Brandweiterleitung oder Entzündung über oder am PV-Modul gegeben. **Für eine spätere, zu harmonisierende Prüfmethode ist aber klar zu definieren, welche Materialien (und Brandklassen) der Dachkonfiguration beim Test eingesetzt werden.**

In Abhängigkeit des Prüfergebnisses kann dann entschieden werden, ob ein GiPV-System uneingeschränkt oder aber nur in Kombination mit bestimmten Materialien eingesetzt werden darf.

Innerhalb des Projekts ist der Anforderungsfall von **Kunststoffwannen als Flachdachmontage-system** nicht betrachtet worden (der erwähnte Brandfall mit diesen Wannen in Kapitel 3.3, S.51) ereignete sich erst nach Abschluss der Versuche).

Aufgabe des Projektes war es, Anforderungen als Empfehlung für eine spätere Normungsarbeit zu liefern. Dazu sind umfassende Ergebnisse und Positionen erarbeitet worden. Eine Definition von Prüfabläufen und –anforderungen konnte in diesem Projekt nicht abschließend diskutiert werden.

Für den Einsatz von dachintegrierten PV-Systemen bietet es sich an, auf die **Definitionen und Prüfmethode der ENV 1187** zurückzugreifen, welche für Bedachungen bereits seit langem etabliert ist. Die Versuche zeigten, dass die Methode -1 für eine obere Bedachungsanlage anwendbar ist. Eine Festlegung zur Positionierung des Brandsatzes bzw. des Brenners muss analog der ENV 1187-1 erfolgen. Hierbei müssen die Systemfugen (Modul-Modul bzw. Modul-Dachanschluss) mit jeweils einer Zündquelle belastet werden.

Analog zur üblichen Prüfung von Bedachungen können ebenso die EN 13501-5-Klassifizierungskriterien angewendet werden.

Eine Prüfmethode muss hierbei außerdem fordern, dass die Bedachungsmaterialien, wie Unterspannbahn etc., auch in der Protokollierung festgehalten werden, um ggf. notwendige Einschränkungen bei der Verwendung der Systeme in der Kombination mit versch. Materialien zu erfassen. Es wäre denkbar, dass die PV-Module mit bestimmten Unterkonstruktionen schlechtere Brandwiderstandsklassen aufwiesen als reguläre Bedachungen, wie Pfannen oder Ziegel.

Insgesamt kann hierbei entweder der Holzwollekorb oder aber auch der Brenner zum Einsatz kommen. Beide Brandsätze sind geeignet..

Bei dachparallelen PV-Systemen sollte eine exemplarische Pfannen- oder Dachsteinart für die Prüfungen definiert werden. Dies kann alternativ auch eine nichtbrennbare Lage sein, beispielsweise aus Calciumsilikat, um vergleichbare Unterbauten und Bedachungssituation zu simulieren.

Hier bietet es sich an, über weitere FE-Untersuchungen, reguläre Bedachungen mit potentiellen Ersatzmaterialien für die Laborprüfungen zu vergleichen. Der Einsatz des Brenners bringt hierbei

Vorteile, da der Holzwollekorb aufgrund seiner Größe sich nicht zwischen PV-Modul und Dachoberfläche platzieren lässt. Eine Normungsdiskussion muss diese Erkenntnis berücksichtigen.

Der übliche Dachabstand bei den Prüfungen sollte 8 cm zwischen Modulunterseite und Dachoberfläche nicht überschreiten, es sei denn der Hersteller kann mit einem größeren Abstand eine Verbesserung des Brandschutzes erzeugen.

Entsprechend sollten in den Prüfanforderungen grundsätzlich nach den Vorgaben des Herstellers zu seiner Montagesituation geprüft werden.

Gleiches gilt für dachaufgeständerte Systeme im Flachdachbereich, wobei die beiden Varianten der Zündquellen zu unterschiedlich schnellen und unterschiedlich massiven Brandausbreitungen geführt haben!

Eine Prüfdurchführung an GAPV-Systemen speziell für den Aufbau an Flachdächern mit dem jeweiligen Montagesystem des Herstellers macht Sinn, da der konstruktive Aufbau alleine bereits, unabhängig von den Bedachungslagen, eine Brandweiterleitung der Entzündung verhindern kann.

Nun gibt es aber auch Modulhersteller, die kein eigenes Flachdachmontagesystem im Einsatz haben, sondern dieses von einem externen Lieferanten einkaufen bzw. der Installateur Module und Systeme verschiedener Hersteller zusammenstellt und zum Einsatz bringt.

Für Module ohne zugehöriges Montagesystem ist eine praktikable Lösung für die Normung zu erarbeiten, um einerseits den Prüfaufwand gering zu halten und andererseits ein größtmögliches Maß an Qualifizierung über die Prüfmethode zu sichern.

Für alle o. g. Fälle muss die EN 13501-5 als Klassifizierungsgrundlage eingesetzt werden, da das Schutzziel nach wie vor lautet, dass äußere Flammbeanspruchungen nicht ins Gebäudeinnere dringen dürfen.

Weitere Parameter wie Prüfdauer und Windgeschwindigkeiten müssen Gegenstand der künftigen Normungsdiskussion sein. Hierzu konnte im vorliegenden Projekt keine Diversifizierung umgesetzt werden.

Es wurde mit Unterstützung von fünf europäischen Ländern beschlossen, dass im Herbst des Jahres 2014 ein New Work Item Proposal die Arbeit zur Erstellung einer Brandprüfmethode für dachinstallierte PV-Anlagen aufnimmt.

Diesbezüglich liegt auch eine positive Abstimmung des nationalen Komitees vor. Hierfür wurde folgender Titel gewählt: "External fire exposure to roofs in combination with photovoltaic (PV) arrays - Test method(s)". Die Forschungsergebnisse dienen hier als Ausgangspunkt weiterer Diskussionen.

Das Normungsprojekt ist als gemeinsames Arbeitspapier mit Vertretern des CEN, also der europäischen Normung für bautechnische Angelegenheiten, zu sehen.

Fazit

Die europäischen Prüfmethode für PV-Anlagen, welche auf Dächern montiert sind, stellen gegenwärtig noch kein harmonisiertes Bild im Sinne der Bauordnungen dar. PV-Module werden bislang nach der IEC 61730-2 mit der amerikanischen Prüfmethode UL 790 geprüft.

Aufgrund der vielen in Europa gültigen Normen zur Prüfung der Entzündbarkeit und Brandweiterleitungseigenschaften von Dächern, berücksichtigt die europäische EN 61730 die Brandprüfung für PV-Module bisher nicht!

Zur Bemühung und Vereinheitlichung erarbeitet daher die europäische Normungsarbeit gemeinsam mit Cenelec und CEN gegenwärtig eine Methode, bei der die verschiedenen Installationsweisen an Dächern berücksichtigt werden.

5.5 Inbetriebnahme und Betrieb

Nach der bauseitigen Erstellung einer PV-Anlage muss eine Inbetriebnahme stattfinden. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Anlage ordnungsgemäß funktioniert und von ihr keine Gefahren ausgehen. Üblicherweise wird die ordnungsgemäße Funktion durch Inbetriebnahmeprüfungen nachgewiesen, die durch Inbetriebnahmeprotokolle dokumentiert werden.

Für PV-Anlagen gilt hier vorrangig die DIN EN 62446 VDE 0126-23 „Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen“. Darin sind Mindestanforderungen für die Inbetriebnahme dokumentiert. Diese beziehen sich allerdings hauptsächlich auf den DC-Teil.

Für den AC-Teil und die gesamte Anlage gelten die üblichen elektrotechnischen Normen und Standards (wie z.B. VDE 0100 Teil 610).

Die Inbetriebnahme erfolgt meist durch den Anlagenerrichter selbst. Er muss bestätigen, dass die Anlage ordnungsgemäß in Betrieb genommen wurde und gefahrlos betrieben werden kann. Damit kann die Anlage an den Eigentümer oder Betreiber übergeben werden. Nach Übergabe an den Eigentümer (vorbehaltlich der Abnahme) haftet dieser für die Gefahren oder Schäden die durch den Betrieb verursacht werden. Folglich hat er für einen ordnungsgemäßen Betrieb Sorge zu tragen bzw. kann diese Aufgabe an einen Betreiber übertragen.



Bild 5-33: Strangmessungen am Generatoranschlusskasten

Sinnvollerweise sollte eine entsprechende Unterweisung der Betreiber vor Übergabe der Anlage erfolgen. Gleichmaßen sind alle notwendigen Dokumente, die für Betrieb und Wartung notwendig bzw. hilfreich sind, an den Eigentümer zu übergeben.

Zur Dokumentation gehören insbesondere:

- Anlagenbeschreibung (z.B. mit Übersichtsplan)
- Schalt- und Stromlaufpläne
- Produktdatenblätter
- Betriebsanleitungen
- Gegebenenfalls Zertifikate, Garantiebescheinigungen etc.
- Inbetriebnahmeprotokolle
- Gegebenenfalls Standsicherheitsnachweis

Hilfreich sind weiterhin:

- Serviceadresse
- Wartungsempfehlungen

Der Eigentümer ist verpflichtet, den ordnungsgemäßen Betrieb der Anlage zu überwachen. Daher muss er geeignete Maßnahmen ergreifen. Dies ist zum einen die Überwachung der Betriebsparameter (z.B. über Statusanzeigen etc.) und zum anderen eine zweckmäßige Wartung und Inspektion. Diese Punkte werden in den nachfolgenden Kapiteln vertieft.

5.5.1 Abnahme

Eine PV-Anlage bedarf, wie jede bauliche Anlage, einer Abnahme.

Die Abnahme erfolgt formal durch den Eigentümer oder Betreiber. Da dieser meist nicht über die entsprechenden Fachkenntnisse verfügt, überträgt er oft die Abnahme an entsprechende Firmen (Fachfirmen, Ingenieurbüros, Prüfinstitute etc.) oder zieht Fachleute hinzu.

Mit der Abnahme erklärt der Eigentümer, dass die Anlage in Art und Ausführung der vereinbarten Spezifikation entspricht (vorbehaltlich verdeckter Mängel) und die vertraglich geschuldeten Leistungen erbracht wurden.

Rechtlich ist spätestens damit die volle Begleichung der Forderung (über den vertragliche Lieferpreis) des Anlagenerrichters fällig (soweit keine abweichende Regelung getroffen wurde oder Mängel bestehen).

Des Weiteren übernimmt, wie bereits im Kapitel „Inbetriebnahme“ beschrieben, der Eigentümer die Verantwortung für den Betrieb der Anlage.

Folglich hat die Abnahme weitreichende Folgen für den Eigentümer und sollte mit hoher Sorgfalt durchgeführt werden, insbesondere um Sicherheitsrisiken (z.B. Gefahr durch elektrischen Schlag oder Brandgefahr) auszuschließen. Bei einer sorgfältig durchgeführten Abnahme sollten Mängel oder Abweichungen zu Ausführungsart, Qualität und Beschaffenheit sicher erkannt werden. Daraus lassen sich auch Forderungen zur Nachbesserung bzw. Nachlieferung ableiten.

Da Eigentümer oft nicht über den entsprechenden fachlichen Hintergrund für eine qualifizierte Beurteilung der Anlage verfügen, ist es ratsam Fachleute hinzuzuziehen. Neben der fachlichen Qualifikation und der technischen Ausrichtung der oder des Ausführenden, ist ein gewisser Erfahrungsschatz bei der Bewertung von PV-Anlagen äußerst sinnvoll. Qualifizierte Firmen sind ausreichend und flächendeckend verfügbar.

Der Umfang der bei der Abnahme durchgeführten Prüfungen und Kontrollen sollte ja nach Art, Größe und Komplexität der Anlage sowie nach besonderen Umgebungsbedingungen oder speziellem Anforderungsprofil angepasst werden. So gibt es bei einer gebäudeintegrierten PV-Anlage mehr Kontrollpunkte als z.B. bei einer dachparallelen Anlage. Ebenso ist bei einer Großanlage mit entsprechendem Investitionsvolumen gegebenenfalls eine tiefergehende Leistungsprüfung anzuraten als bei einer Kleinanlage. Die Entscheidung liegt letztendlich beim Eigentümer oder Investor. Eventuell werden aber auch Forderungen durch Banken oder Versicherer aufgestellt.



Bild 5-34: Sichtprüfung (links am WR) und Messung (rechts am GAK) im Rahmen der Abnahme

Eine qualifizierte Abnahme sollte die folgenden wesentlichen Kernpunkte umfassen:

- Überprüfung der Dokumentation
 - Vollständigkeit
 - Korrekte Auswahl und Auslegung von Komponenten
 - Eignung der Komponenten für den Einsatzzweck
 - Zusammenwirken der Einzelkomponenten
- Abgleich der errichteten Anlage mit der Spezifikation
 - Anlagenparameter (Auslegung und Dimensionierung)
 - Orientierung und Ausrichtung des Generators
 - Komponentenwahl
 - Ausführungsqualität
 - Erfüllung zugesicherter Eigenschaften
- Umfangreiche Sichtprüfung
 - Feststellung der Einhaltung relevanter Normen und Richtlinien
 - Prüfung auf Mängelfreiheit
- Erproben und Messen
 - z.B. Stringmessungen (Kurzschlussstrom, Leerlaufspannung, Isolationswiderstand)
 - z.B. thermographische Untersuchung
 - z.B. Auslösung sicherheitstechnischer Anlagenteile
 - z.B. U-I Kennlinienmessungen
 - z.B. mechanische Messungen

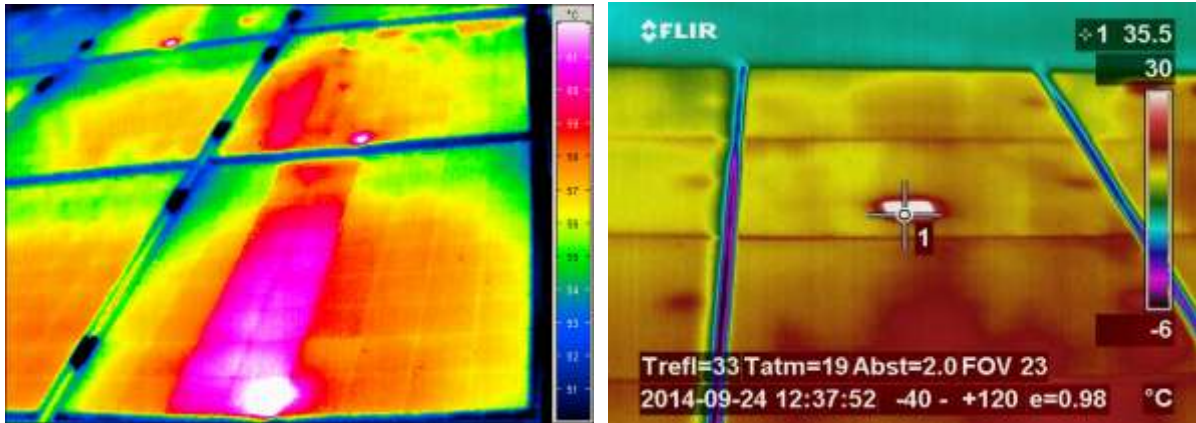


Bild 5-35: Beispiele Thermographie am PV-Generator

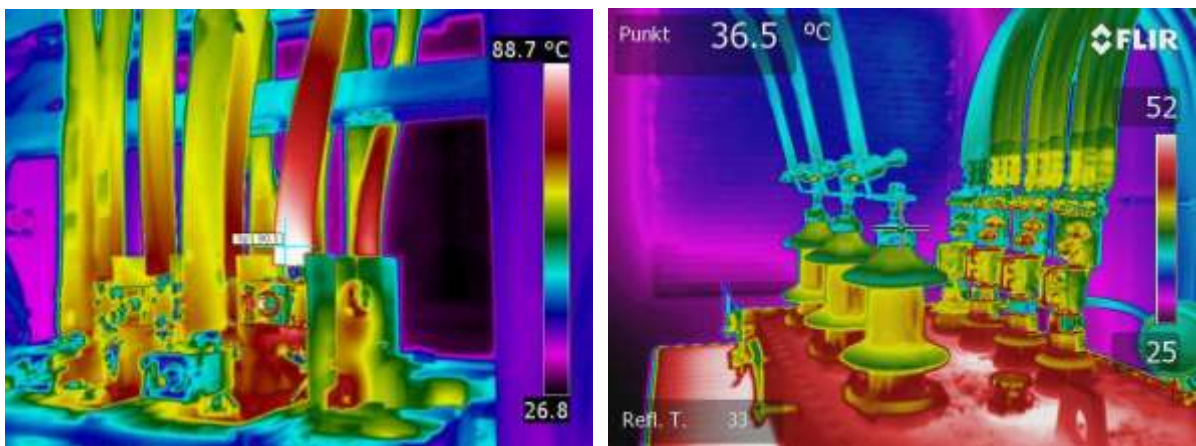


Bild 5-36: Beispiele Thermographie in der Unterverteilung und am Transformator

Es ist dabei zu beachten, dass alle relevanten Anlagenteile vom Modul bis zum Einspeisepunkt berücksichtigt werden. Zur Anlage gehören z.B. auch die Modulunterkonstruktion und die Gründung bzw. Verankerung.

Bei der Bewertung der Anlage sollte auch die Qualität der ausgeführten Arbeit berücksichtigt werden, sowie die Eignung der Anlage für einen Langzeitbetrieb (20 Jahre und mehr).

Neben den Hauptbewertungskriterien können weitere Punkte durchaus eine wichtige Rolle spielen, unter anderem:

- Wartungsfreundlichkeit
- Einfluss auf Mensch und Umgebung
- Erfüllung zugesicherter Eigenschaften

Fazit

Eine umfangreiche und detaillierte Anlagen-Abnahme reduziert deutlich das Ausfall- und Sicherheitsrisiko, da Mängel und Qualitätsdefizite erkannt und abgestellt werden können.

5.5.2 Wartung und Inspektion

Im Gegensatz zu teilweise durch Komponentenhersteller und Anlagenerrichter in der Vergangenheit getätigten Äußerungen, sind PV-Anlagen keinesfalls wartungsfrei!

Sie unterliegen aufgrund von äußeren Einflüssen, insbesondere den klimatischen Einflüssen (Wind, Regen, Hagel, Schneedruck, UV-Strahlung, schnelle Temperaturwechsel etc.) einer hohen Beanspruchung.

Des Weiteren treten auch bei PV-Anlagen typische Alterungsmechanismen auf. Wie bei allen Komponenten und Anlagen können Funktionsstörungen oder vorzeitiges Versagen eintreten. Außerdem können außergewöhnliche Ereignisse oder Einflüsse (z.B. Marderbiss, aggressive Stoffe, extreme Temperaturen, Blitzschlag etc.) zu Beschädigungen oder beschleunigter Alterung führen. Diese Beschädigungen oder Materialveränderungen können neben den Ertragseinbußen z.B. auch lokale Überhitzungen bewirken, die schlimmstenfalls zur thermischen Zerstörung von Komponenten, zur Ausbildung eines stabilen DC-Lichtbogens und darüber hinaus auch zum Brand in der PV-Anlage führen können.

Somit sind regelmäßige Inspektionen und Wartungsmaßnahmen erforderlich, um einen sicheren und ordnungsgemäßen Betrieb zu gewährleisten. Gleichmaßen kann durch eine entsprechende Inspektion und Wartung der Anlage der Anlagenenertrag gesteigert werden.

Je nach Anlagenart und Beanspruchung sind unterschiedliche Maßnahmen und Intervalle sinnvoll. Neben festen Intervallen, ist eine zusätzliche, ereignisgesteuerte Inspektion und Wartung sinnvoll. Diese sollte bei gewissen Ereignissen (z.B. nach Unwetter, bei Störungsmeldungen, Anlagenausfällen, Ertragsabfall usw.) durchgeführt werden.

Nachfolgend sind allgemeingültige Inspektions- und Wartungsmaßnahmen aufgeführt.

Typische Inspektionsmaßnahmen:

- Sichtkontrolle (z.B. auf äußere Beschädigung oder Materialveränderungen)
- Überprüfung der Anlagenparameter (Statusanzeigen, Fehlermeldungen, Erträge etc.)
- Erproben und Messen (hier kommen die gleichen Maßnahmen wie bei der Inbetriebnahme, bzw. eine Teilmenge daraus, in Frage; oft nur Stichproben)

Typische Wartungsmaßnahmen:

- Reinigung von PV-Modulen und meteorologischen Sensoren
- Reinigung von Kühlrippen und Lüftungskanälen oder Filtern
- Grünpflege bzw. Rückschnitt von Bewuchs
- Austausch von Verschleißteilen
- Prüfung und Auslösung von Sicherheitseinrichtungen (siehe Hinweis Kapitel 3.3.3.2)
- Einstellung oder Kalibrierung von Parametern

Es ist zu beachten, dass zur Durchführung der einzelnen Punkte unterschiedliche Qualifikationen und Ausrüstungen erforderlich sind. So können gewisse Maßnahmen durch den Betreiber selbst durchgeführt werden. Andere wiederum müssen durch Fachleute mit entsprechender Qualifikation und Ausrüstung durchgeführt werden (z.B. durch eine Elektrofachkraft).

Am Markt sind viele Anbieter für die Wartung von PV-Anlagen verfügbar. Oft werden auch sogenannte Vollwartungsverträge angeboten. Dabei ist darauf zu achten, dass die durchzuführenden Maßnahmen im Vertrag enthalten sind und auch Intervalle festgeschrieben werden.

Oft werden kombinierte Wartungs- und Betriebsführungsverträge angeboten. Der Vorteil besteht darin, dass beide Verantwortlichkeiten zusammenfallen und es keine Schnittstellenprobleme gibt. Andererseits fehlt hier üblicherweise ein Kontrollmechanismus.

Fazit

Turnusmäßige und bei besonderen Ereignissen durchgeführte Inspektionen und regelmäßige Wartung tragen dazu bei, das Ausfallrisiko auch langfristig zu minimieren und Gefahrensituationen zu vermeiden.

5.5.3 Einrichtungen zum Schalten und Trennen

Um Inspektion und Wartung durchführen zu können, ist es erforderlich PV-Generator und Wechselrichter elektrisch zu trennen. Die spezielle Problematik der Abschaltung auf Modulebene im Falle von Feuerwehr- oder anderen Hilfeinsätzen wird separat in Kapitel 6.3 beschrieben.

Um Einzelstränge messen zu können, müssen diese separiert werden. Somit sind entsprechende Einrichtungen zum Freischalten und Trennen erforderlich. Oft sind Diese in Generatoranschlusskästen realisiert, welche z.B. mit einer Lasttrennschaltung und Trennklemmen oder Sicherungshalter mit Trennfunktion ausgestattet sein können.



Bild 5-37: Generatoranschlusskasten mit Lastschalter und Trennklemmen

Bei Stringwechselrichtern ist die Freischaltung teilweise in den Wechselrichter integriert. Eine Trennung der Stränge (Strings) ist hier durch Steckverbinder am Wechselrichtereingang möglich.

Grundsätzlich ist darauf zu achten, dass nur **Lastschalter oder Lasttrennschalter** unter Last betätigt werden dürfen. Alle anderen Trenneinrichtungen dürfen nur lastfrei betätigt werden. Üblicherweise sind entsprechende Warnhinweise angebracht. Die Unfallverhütungsvorschriften müssen beachtet werden (Insbesondere die BGVA3).

Hinweis: Durch Parallelschaltungen in Koppelkästen oder im Wechselrichter können Rückspannungen anliegen. Die PV-Module stehen bei Einstrahlung immer unter Spannung.



Bild 5-38: Sicherungshalter mit Trennfunktion



Bild 5-39: Trenner mit Sicherung



Bild 5-40: Lasttrennschalter

Entsprechende Trennvorrichtungen müssen auch auf der **AC-Seite** vorgehalten werden. Diese befinden sich meist direkt am Wechselrichter (Zentralwechselrichter), alternativ in Unterverteilungen.

Weiterhin befinden sich Schalt- und Trenneinrichtungen in der Transformatorstation oder bei großen Anlagen in der Mittelspannungsstation (Bild 5-41). Hier müssen entsprechende Einrichtungen zum Trennen, Kurzschließen und Erden vorgehalten werden (z.B. ein Erd- und Kurzschluss-Kit für den Transformator, siehe Bild 5-42).

Entsprechende Schalthandlungen dürfen an diesen Stellen nur durch Fachpersonal mit Schaltberechtigung und gegebenenfalls Schutzausrüstung durchgeführt werden.



Bild 5-41: Mittelspannungsschaltstation



Bild 5-42: Erd- und Kurzschluss-Kit für den Transformator

5.5.4 Automatische Anlagenüberwachung (Monitoring)

Wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, kann nicht zwangsläufig davon ausgegangen werden, dass PV-Anlagen über die gesamte Betriebsdauer (von üblicherweise mindestens 20 Jahren, bei neuen Anlagen geht man von bis zu 30 Jahren aus) störungsfrei und ohne Leistungs- oder Ertragsveränderung arbeiten. Um Ertragseinbußen durch Störungen, Teilausfälle oder Leistungsverringerung bestmöglich zu begrenzen, sind eine qualifizierte Parameterüberwachung sowie eine schnelle Fehlererkennung und –weiterleitung erforderlich.

Dies wird üblicherweise durch ein Anlagenmonitoring ermöglicht.

Da die Anlagenparameter direkt von den Einstrahlungsbedingungen und dem Temperaturniveau beeinflusst werden, ist ohne Kenntnis dieser Umgebungsbedingungen kein direkter Leistungskennwert ableitbar. Entsprechend muss ein hohes Qualitätsmaß bei der Sensorik, auch bei den Einstrahlungsmessgeräten, aufgebracht werden.

Die Geräte benötigen eine **regelmäßige Überprüfung und Kalibrierung**, sowie Systematik in der Wartung, um Messungenauigkeiten entsprechend gering zu halten.

Durch Korrelation der Wetterdaten mit den Anlagenparametern können Leistungskennwerte ermittelt und analysiert werden. Ein weit verbreiteter Kennwert ist die sogenannte „Performance Ratio“ (PR), die das Verhältnis von eingespeister Energie zur Einstrahlungsenergie wiedergibt und damit einen Maßstab zur Effizienz der PV-Anlage darstellt.

Je nachdem wie detailliert die Parameterfassung erfolgt, können Probleme verschiedenen Ausmaßes erkannt werden. So kann z.B. durch eine Stringstromüberwachung ein Ausfall oder auch eine signifikante Leistungsabnahme im String schnell erkannt und lokalisiert werden. Mittels Relativ-Vergleich mit anderen Strings werden Abweichungen detektiert.

Auch Probleme bei einzelnen Wechselrichtern (z.B. späteres Anfahren oder zwischenzeitliche Ausfälle) lassen sich so erkennen.

Bei großen Anlagen sind häufig mehrere Strings zur Datenerfassung zusammengefasst.

Am Markt sind vielfältige Lösungen verfügbar. In Bild 5-43 ist beispielhaft ein Stringmonitoring dargestellt, hier können die zeitlichen Verläufe aller Stringsströme in verschiedenen Auflösungen (Zeiträume) eines Wechselrichters angezeigt und analysiert werden.

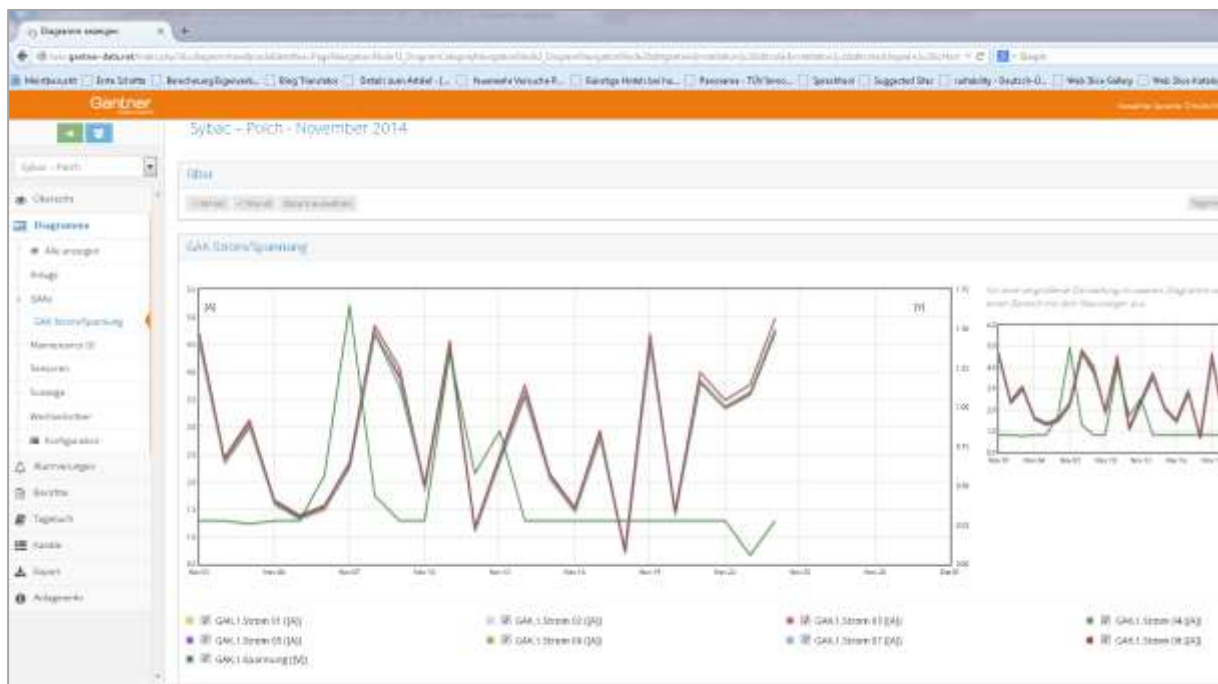


Bild 5-43: Beispiel für ein Online-Monitoring-Portal mit Stringstromüberwachung

5.6 Einrichtungen zum Abschalten von Solarmodulen und –Generatoren

5.6.1 Aufgabenstellung

Solarzellen erzeugen eine elektrische Spannung so lange sie beleuchtet werden. Bei sehr geringer Einstrahlung ist diese Spannung gering, sie steigt aber mit zunehmender Einstrahlung schnell auf die volle Spannung an. Der abgegebene Strom einer Solarzelle ist proportional zur Einstrahlung.

Solargeneratoren sind – vergleichbar mit Batterien – ohne zusätzliche Maßnahmen nicht abschaltbar. Diese von gewohnten Spannungsquellen abweichende Eigenschaft erfordert einen besonderen Umgang sowohl während der Installation und Wartung der PV-Anlagen als auch bei evtl. erforderlichen Rettungseinsätzen an Gebäuden mit PV-Anlagen oder auch bei Freiflächenanlagen.

Durch den rapiden Zuwachs von PV-Anlagen kam es etwa 2008 zu einer verstärkten Diskussion, ob die Nichtabschaltbarkeit eine nicht beherrschbare Gefährdung der Rettungskräfte mit sich bringt und ob Feuerwehren Gebäude mit PV-Anlagen gezielt abbrennen lassen sollten. Letztlich führte diese Diskussion im Jahre 2010 zu einem Beschluss der Innenministerkonferenz der Länder, dass ausnahmslos alle PV-Module abschaltbar sein müssen. Die Normungsgremien der DKE wurden aufgefordert, entsprechende Produkt- und Errichtungsnormen zu erstellen. Es wurde eine Arbeitsgruppe einberufen, welche die VDE Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712 erarbeitet, in der grundlegende „Maßnahmen für den DC-Bereich einer Photovoltaikanlage zum Einhalten der elektrischen Sicherheit im Falle einer Brandbekämpfung oder einer technischen Hilfeleistung“ beschrieben werden [75], [76].

Da es im Bereich der Modul- und Generatorabschaltung derzeit noch keinen etablierten Stand der Technik gibt, welcher Grundlage für eine Produktnorm sein könnte, beschreibt diese Anwendungsregel lediglich technische wie organisatorische Mindestanforderungen zur Erzielung eines sicheren Anlagenzustandes.

Eine Abschaltung wird darin nicht generell gefordert, sondern stellt eine optionale Lösung dar, wenn bauliche Maßnahmen (z. B. sichere Verlegung von Leitungen, Anbringung der Leitungen und des Wechselrichters im Außenbereich) durchgeführt, aber als nicht ausreichend angesehen werden (siehe hierzu auch Kapitel 6.3.3: Elektro-Installationsanforderungen)..

Die oben erwähnte kontroverse Diskussion des Gefährdungspotenzials für Rettungskräfte hat weiterhin die Erstellung umfangreichen Informationsmaterials für Feuerwehren und Rettungskräfte ebenso wie Weiterbildungsmaßnahmen initiiert. Die damit einhergehende Versachlichung hat innerhalb der Feuerwehren zu einem Abrücken von der generellen Forderung nach einer Abschaltung geführt mit der Begründung, dass prinzipiell jede Abschalteinrichtung versagen kann.

Da eine Rettungskraft im Einsatzfall kaum in der Lage ist, die „Fünf Sicherheitsregeln“ [77] beim Umgang mit elektrischen Anlagen zu befolgen, muss sie – trotz evtl. vorhandener Abschalteinrichtung – davon ausgehen, dass die Anlage nicht spannungsfrei ist.

Sie hält sich daher an die bewährten Grundregeln, sich elektrischen Anlagen nur mit den vorgeschriebenen Abständen von 1 m zu spannungsführenden Teilen und beim Löschen von 1 m mit Sprühstrahl und 5 m mit Vollstrahl zu nähern.

Bei einer Ende 2014 in Deutschland bereits installierten Anzahl von mehr als 1,5 Millionen PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 38 GW besteht weiterhin eine wesentliche Frage darin, ob Abschaltvorrichtungen nachrüstbar sind resp. eine Nachrüstung vorgeschrieben werden kann. Neben den technischen Fragen sind dabei auch rechtliche Fragen wie z. B. der Bestandsschutz einzubeziehen.

Es ist daher davon auszugehen, dass Rettungskräfte mittel- und langfristig sowohl Anlagen mit als auch solche ohne Abschaltungsvorrichtungen vorfinden werden. Da dies zumeist nicht bekannt sein dürfte, müssen die Rettungskräfte auch zukünftig jede Anlage wie eine nicht abschaltbare behandeln.

In anderen Ländern, insbesondere in den USA, bestehen hierzu durchaus andere Sichtweisen. Hier wurde in den aktuellen National Electric Code unter dem Stichwort „Rapid Shutdown (NEC 690.12)“ [78] die Forderung aufgenommen, dass jede Photovoltaikanlage – ob gebäudeintegriert oder als Freifläche - innerhalb von 10 Sekunden abschaltbar sein muss. Hierbei darf eine Restspannung von 30 Volt bzw. eine Restleistung von 240 VA weiterhin anstehen. Diese Forderungen entbinden die Rettungskräfte aber ebenfalls nicht von der Einhaltung ihrer bisherigen Sicherheitsregeln.

5.6.2 Generelle Anforderungen an Systeme zur Abschaltung eines Solargenerators oder eines Solarmoduls

In der Vergangenheit wurden bereits zahlreiche Vorschläge zur Abschaltung von PV-Anlagen in Notsituationen gemacht und teilweise auch erprobt. Diese sind z. B. in [79], [80] zusammengefasst und bewertet worden.

Eine erste Klasse von Möglichkeiten basiert auf einer **großflächigen, lichtdichten Abdeckung des Solargenerators** mittels z. B. Löschschaum, Abdeckplanen oder auch mit einem opaken Gel. Diese Lösungsansätze waren bislang entweder technisch nicht zielführend oder sind aus Sicht der Feuerwehr nicht praktikabel. Löschschäume haften i.d.R. nicht auf den meist geneigten und glatten Moduloberflächen, ein Gelauftrag ist zu zeitaufwändig und Planen verlangen praktisch Windstille und sind bei größeren Anlagen nicht einsetzbar. (s. Bild 5-44). Rettungskräfte werden bei einem Hausbrand mit möglicher Personengefährdung zunächst immer einen Innenangriff unter Einhaltung der bewährten Verhaltensregeln versuchen und nicht vorrangig den Solargenerator abdecken. Diese prinzipiellen Möglichkeiten zur Abschaltung von Solargeneratoren finden sich nicht in der Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712.



Bild 5-44: Versuche zur lichtdichten Abdeckung von PV-Modulen, Foto: <http://pv-notaus.de/gefahren.html>

Die zweite Klasse von Systemen nimmt eine **elektrische Abschaltung innerhalb des PV-Systems** selbst vor. Dies kann prinzipiell auf unterschiedlichen Ebenen vom Modul bis hin zum Wechselrichter erfolgen, wobei unterschiedlich hohe Erfolge im Sinne eines Personenschutzes erreicht werden. Auch differiert der erforderliche Zusatzaufwand deutlich von Maßnahme zu Maßnahme. Die o. g. Anwendungsregel betrachtet hierbei ausschließlich PV-Anlagen an oder auf Gebäuden.

Eine Abschaltbarkeit von Freiflächenanlagen wurde bislang nicht gefordert, könnte aber von Vorteil sein, wenn z. B. Personen aus einem Fahrzeug oder Flugzeug aus einer solchen Anlage (z.B. Lärmschutzwälle an Autobahnen) geborgen werden müssen.

Die in der Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712 geforderte Grundfunktion besteht darin, dass beim Wegfall der Netzspannung oder beim Abschalten des Wechselrichters automatisch die in einem Gebäude verlaufenden DC-Leitungen durch eine außerhalb des Gebäudes liegende Schutzeinrichtung abgeschaltet werden müssen.

Abgeschaltet bedeutet dabei, dass

- die Spannung kleiner als 120 V sein muss
- die Summe aller ausgangseitigen Kurzschlussströme kleiner als 12 mA sein muss
- die Energie des ausgangseitigen DC-Systems kleiner als 350 mJ sein muss.

Die Schalteinrichtungen müssen – wie Bypass-Dioden – den 1,25-fachen Wert des Nenn-Kurzschlussstromes dauerhaft leiten können, und sie sollten ein Fail-Safe-Verhalten aufweisen, sprich bei einer Fehlfunktion automatisch in den sicheren, abgeschalteten Zustand übergehen. Ist dies nicht gewährleistet (z. B. bei Halbleiter-Schaltern), so ist eine tägliche Funktionsprüfung erforderlich, z. B. beim morgendlichen Aufschalten des Wechselrichters.

Weiterhin dürfen die Systeme nicht zu unzulässigen Betriebszuständen führen wie z. B. Rückströme innerhalb von Generatoren, wenn einzelne Module ungewollt oder auch zeitlich versetzt durch eine Kurzschließvorrichtung abgeschaltet werden.

Die Abschalteinrichtungen müssen durch ein Freigabesignal aktiv eingeschaltet werden. Liegt dieses nicht dauerhaft an, so muss innerhalb von max. 15 Sekunden eine Abschaltung erfolgen. Dabei darf das Freigabesignal nur bei vorhandener Netzspannung erzeugt werden, es kann aber durch andere Schalt- und Überwachungseinrichtungen (z B. Brandmeldeanlagen) oder auch manuell unterdrückt werden.

Nach Eintreten eines normalen Betriebszustandes (z. B. Wiederkehr der Netzspannung) darf die Abschalteinrichtung automatisch wieder zuschalten.

Bei Inselssystemen ist das Freigabesignal zu unterbrechen, wenn das das Inselnetz bildende System abgeschaltet wird.

5.6.3 Technische Einrichtungen zum Abschalten von Solarmodulen und –generatoren

Die Anwendungsregel betrachtet die Möglichkeiten zur Abschaltung auf Generatorebene und auf Modulebene. Hierbei werden sowohl die Optionen des Trennens als auch des Kurzschließens einbezogen.

Das Bild 5-45 zeigt beispielhaft eine Einrichtung zum Trennen am Generator-Ende beziehungsweise am Gebäudeeintritt. Derartige, unter dem Namen „Feuerwehrscharter“ bekannt gewordene Trenneinrichtungen müssen die Anforderungen an ein Schaltgerät nach DIN EN 60947-3 (VDE 0660-107) oder nach DIN EN 60947-2 (VDE 0660-101) erfüllen.

Weitere Anforderungen müssen noch in einer Produktnorm festgelegt werden.

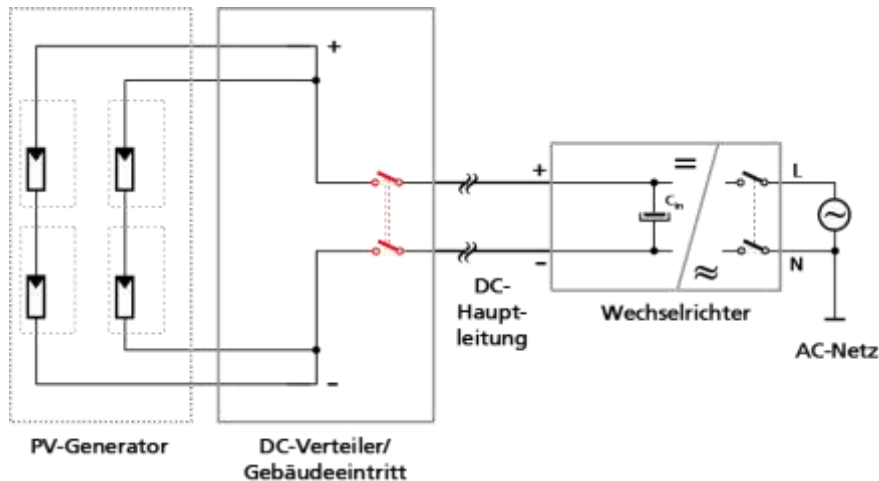


Bild 5-45: Beispielhafte Einrichtung zum Trennen am Generatorende

Eine Abschaltung durch ein dauerhaftes Kurzschließen des Solargenerators gemäß Bild 5-46 ist laut der Anwendungsregel nicht zulässig. Dies ist damit begründet, dass zwar die hinter der Kurzschlussstelle liegenden Leitungen spannungsfrei sind, an einer Trennstelle im kurzgeschlossenen String aber die volle Stringspannung auftritt, was letztlich eine höheres Gefährdungspotenzial innerhalb des Solargenerators selber darstellt. Ein dauerhaftes Kurzschließen ist also zu vermeiden. Ein kurzzeitiges (15 s) Kurzschließen zum Abschalten von Parallel-Lichtbögen zwischen zwei stromführenden Leitungen ist zulässig, allerdings treten solche Parallel-Lichtbögen äußerst selten auf.

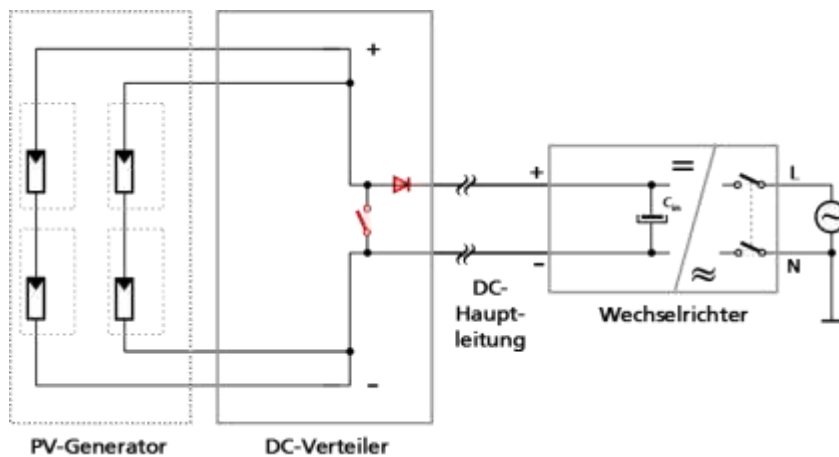


Bild 5-46: Beispielhafte Einrichtung zum Kurzschließen am Generatorende

Das Bild 5-47 zeigt eine Einrichtung zum Abschalten eines Solarmoduls durch Trennen. Obwohl in der Anwendungsregel nicht explizit erwähnt, sind hierunter auch Module mit integrierten oder zugeordneten DC/DC- oder DC/AC-Wandlern zu verstehen, welche eine gleichwirkende Funktion bereitstellen. Wesentlich hierbei ist, dass die Einrichtung zum Abschalten auch ein Halbleiterschalter ohne Trennfunktion sein kann, wenn der typische Ausfallmechanismus eine Abschaltung sicherstellt.

Ist dies nicht gewährleistet, so ist eine tägliche automatische Funktionsprüfung durchzuführen, siehe oben.

Die Anforderungen an derartige Einrichtungen zum Abschalten eines PV-Modules müssen noch in einer Produktnorm festgelegt werden.

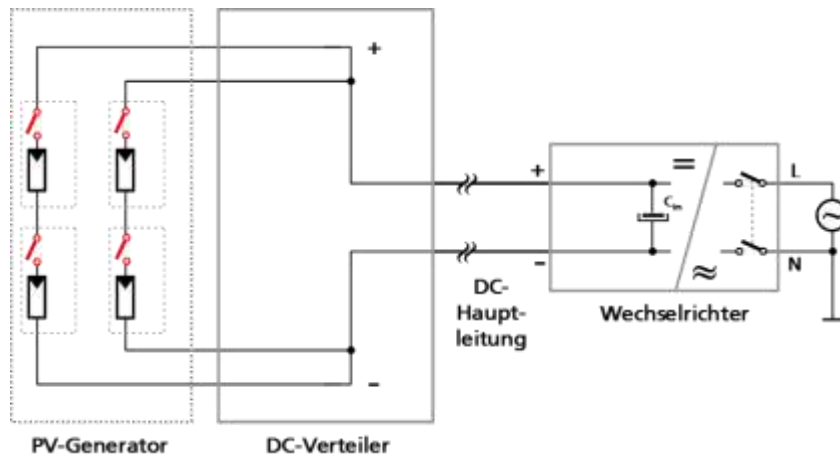


Bild 5-47: Beispielhafte Einrichtung zum Abschalten durch Serienschalter auf Modulebene

Die in Bild 5-48 dargestellte Einrichtung zum Kurzschließen auf Modulebene wurde innerhalb des öffentlichen Einspruchsverfahrens der Anwendungsregel insbesondere von den Modulherstellern abgelehnt. Es konnte kein abschließendes Ergebnis erzielt werden, so dass die Anforderungen an derartige Einrichtungen zum Kurzschließen eines PV-Modules noch in einer Produktnorm festgelegt werden müssen.

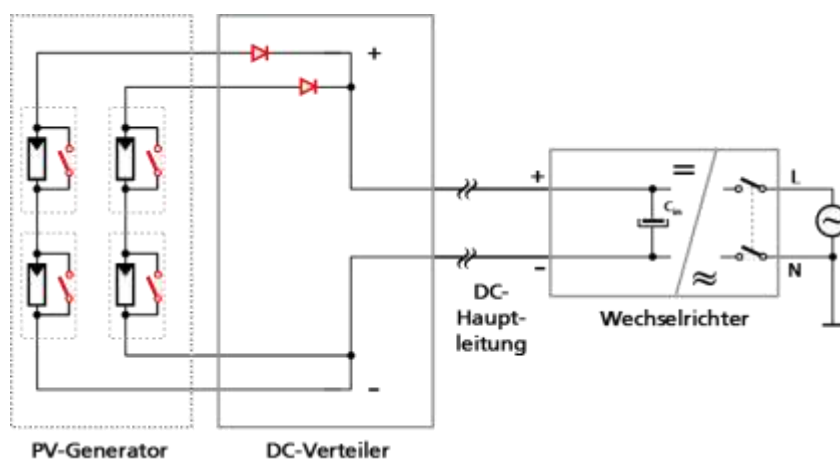


Bild 5-48: Beispielhafte Einrichtung zum Abschalten durch Kurzschließen auf Modulebene

5.6.4 Zusammenfassung

Die VDE Anwendungsregel beschreibt eine Reihe von Maßnahmen, mit welchen die elektrische Sicherheit im Falle einer Brandbekämpfung oder einer technischen Hilfeleistung gewahrt werden kann.

Eine Abschaltung des Solargenerators oder der einzelnen Module ist dabei nicht zwingend gefordert, sondern stellt eine Option dar.

Als Schlussfolgerung aus den Untersuchungen der Lasttrennschalter aus 3.3.3.2 ergibt sich ferner, dass Schalter auf dauerhaft erhöhte Umgebungstemperaturen mit beschleunigter Kontaktdegradation reagieren. Bei der Planung sollten die Schalter überdimensioniert werden: Wie die DC-Leitungen, sollten die Schalter mit mindestens 125 % des Nennstroms der Anlage belastbar sein. Schalter, die erhöhten Umgebungs-temperaturen ausgesetzt sind, müssen nach den „derating“ – Angaben des Herstellers ausgelegt werden:

- Alle Schalter sollten einmal jährlich inspiziert werden, um Überhitzungen zu entdecken.
- Alle Schalter sollten einmal jährlich gewartet und dabei zehnmal betätigt werden.

Die detaillierten technischen Anforderungen an derartige Abschalt- oder Kurzschließ-Systeme sind noch in Produktnormen festzulegen. Grundlegende pränormative Arbeiten zum Thema werden derzeit in einem Verbund-Forschungsprojekt mit Förderung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 0325596F umgesetzt. Die Partner TÜV Rheinland LGA Products, E-T-A Elektrotechnische Apparate, Q3 Energieelektronik, Eaton Industries und SMA Solar Technology befassen sich mit Alterungs- und Zuverlässigkeitsprüfungen dieser Geräte.

5.7 Kennzeichnungs- und Informationspflichten

Prinzipiell haben die Einsatzkräfte beim Löschen die Abstände der VDE0132 einzuhalten. Wenn bei Anlagen Abschalteinrichtungen nach der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-2100-712 eingesetzt werden, kann das jeweilige ausgangsseitige DC-System als geschützter Bereich betrachtet werden. Die Abschalteinrichtungen und der nach Abschaltung geschützte Bereich sollte im Übersichtplan gesondert gekennzeichnet werden.

Empfehlung Sobald nach einer Produktnorm zertifizierte Modulabschalteinrichtungen auf den Markt kommen, sollte ein gesondertes Hinweisschild z.B. mit grünen Rand und ergänzt mit einem Modulschaltssymbol eingesetzt werden. So könnten die Einsatzkräfte schnell erkennen, dass keine gefährliche DC-Spannung am Generator anliegen kann.

Prinzipiell wäre es gut, wenn auf der Feuerwache schon vor dem Einsatz, die Information, ob auf einem Gebäude eine PV-Anlage vorhanden ist, vorhanden wäre. Die Pflege dieser Informationen ist dabei allerdings eine Herausforderung. Als zusätzliches Problem ergibt sich, dass nicht alle Feuerwachen Computer mit Internetzugang besitzen. Sinnvoll wäre eine zentrale Datenablage im Internet zu nutzen, auf die die Landesbehörden zugreifen und die Adressdaten an die zuständigen Landkreise oder direkt an die Feuerwehrleitzentralen bzw. Feuerwachen zu verteilen.

Die an die Bundesnetzagentur erfolgten Anmeldungen der PV-Anlagen wären dazu prinzipiell geeignet. Eine entsprechende Anfrage von der Projektgruppe wurde jedoch von der Bundesnetzagentur abgewiesen.

Auch die Zusammenführung und Auswertung aller Anlagenmeldungen der Netzbetreiber auf den Internetseiten der DGS: www.energymap.info (csv-Datei mit Adressdaten aller gemeldeten EEG-Anlagen in Deutschland) wäre prinzipiell geeignet. Allerdings müsste noch eine geeignete Online-Oberfläche zur Adresse und PLZ-Suche erarbeitet werden. Ein größeres Problem besteht in der mangelnden Aktualität und den fehlenden Adressdaten. Die Meldung der Netzbetreiber erfolgt bis zu 18 Monaten nach Inbetriebnahme.

Über 10.000 Anlagen enthalten derzeit keine Adressdaten. Die Adressen geben zumeist den Netzanschlusspunkt an, der u.U. nicht mit dem Anlagenstandort übereinstimmt. Alle Daten müssten geprüft werden, oder besser Netzbetreiber dazu gedrängt werden, ihrer gesetzlichen Pflicht (EEG § 52) ordnungsgemäß nach zu kommen.

6 Maßnahmen zur Erhöhung der Einsatzsicherheit für Rettungskräfte

6.1 Anlagenkennzeichnung

PV-Anlagen auf dem Dach sind, insbesondere bei einer starken Rauchentwicklung, nicht immer sofort sichtbar. Aktuell steht keine zentrale Datei mit zeitnaher Erfassung aller installierten PV-Anlagen zur Verfügung. Es muss daher an der Einsatzstelle selbst eine schnelle und klare Information für die Feuerwehren und andere Rettungskräfte sichergestellt werden.

Eine Kennzeichnung am Hausanschlusskasten ermöglicht es den Einsatzkräften der Feuerwehren schnell zu erkennen, dass sich eine PV-Anlage am Objekt befindet. Zur Kennzeichnung ist das Warnschild (Bild 6-1) nach Anwendungsregel VDE-AR2100-712 am Übergabepunkt der PV-Anlage, z. B. dem Hausanschlusskasten oder dem Gebäudehauptverteiler, anzubringen (ein entsprechender Aufkleber kann über die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) online bezogen werden).

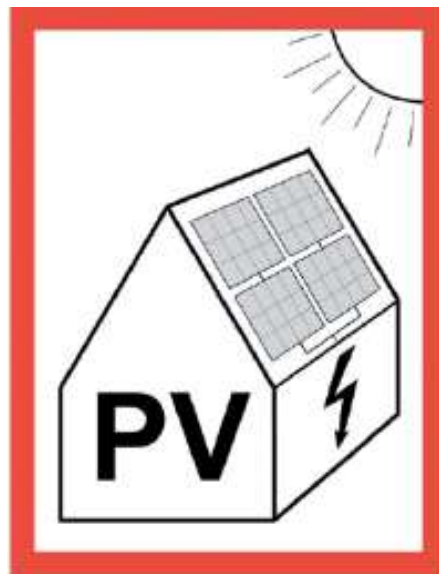


Bild 6-1: PV-Hinweisschild nach VDE-AR2100-712

6.2 Feuerwehrplan – Leitungsverlegung und technische Einrichtungen

Darüber hinaus muss ein Übersichtsplan (Bild 6-2) nach Anwendungsregel VDE-AR2100-712 am Übergabepunkt der elektrischen Anlage in geeigneter Weise (aushängen, ausliegen etc.) vorhanden sein, der den Einsatzkräften hilft, die Lage spannungsführender Komponenten im Objekt schnell zu erfassen. Ein gegebenenfalls vorhandener Feuerwehrplan nach DIN 14095 sollte vor Inbetriebnahme überarbeitet werden.

Ein Übersichtsplan muss möglichst einfach und klar die Art und Lage der PV-Anlagenkomponenten darstellen, wie z. B.:

- alle spannungsführenden, nicht abschaltbaren Leitungen
- gegen Feuer geschützt verlegte spannungsführende PV-DC-Leitungen im Gebäude
- Lage des PV-Generators
- Position aller DC-Freischalteinrichtungen.

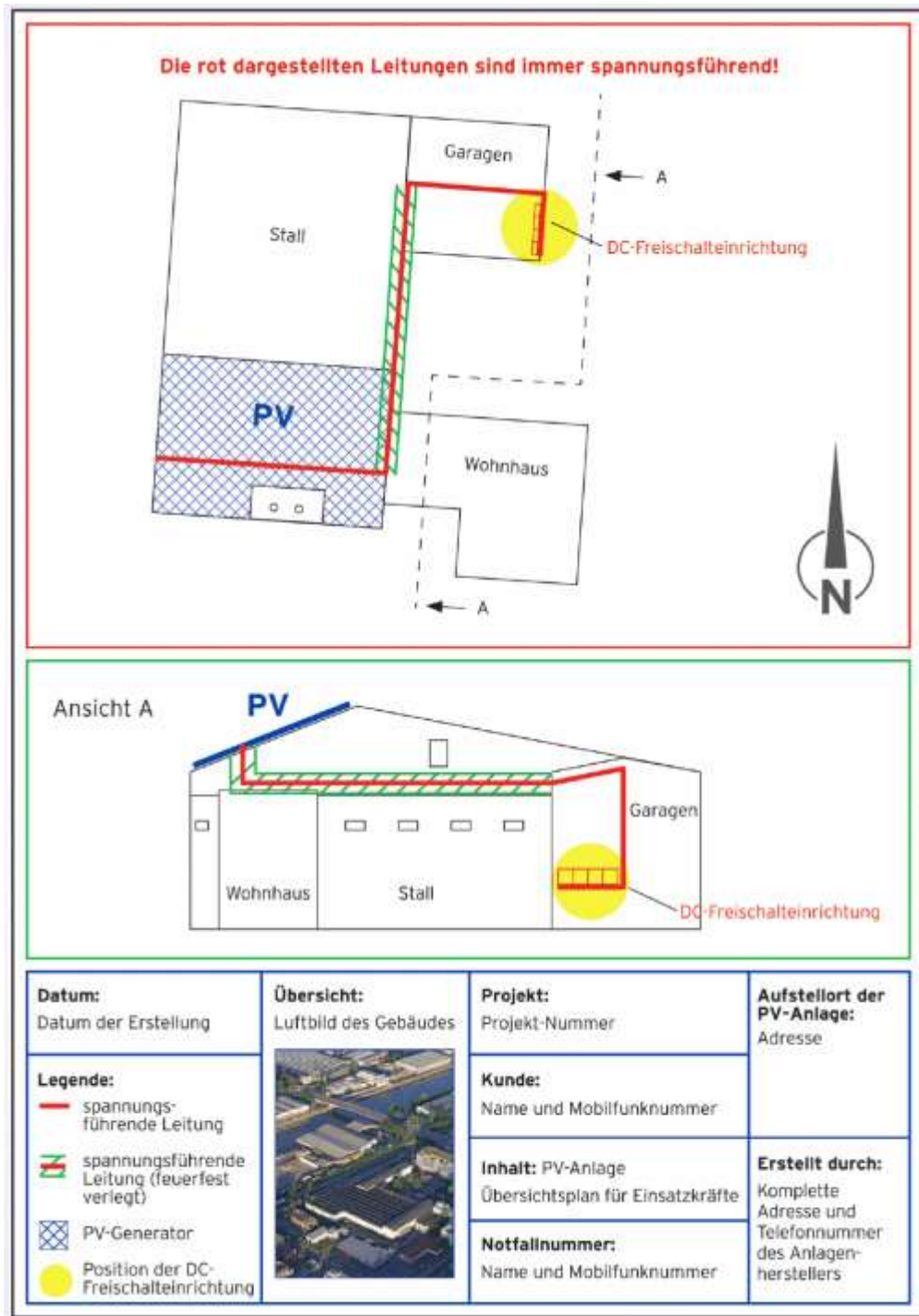


Bild 6-2: Beispiel eines Übersichtsplans für die Einsatzkräfte nach VDE-AR-2100-712

6.3 Einsatzvorgabe im Brandfall

Für den Brandfall wurden bereits in Kapitel 5 unterschiedlichste Szenarien betrachtet. Obwohl sich diese Situationen im taktischen und technischen Vorgehen im Einsatzfall unterscheiden, kann man die technischen, organisatorischen und personellen Schutzmaßnahmen zusammenfassen.

Technische Maßnahmen

Technische Maßnahmen sollen bei jeglicher Fehlfunktion der Anlage diese automatisch in einen sicheren Zustand bringen. Der sichere Zustand ist dann gegeben, wenn auch fachunkundige Personen ohne Gefahr an der Anlage arbeiten können. Ein zusätzliches Eingreifen von Personen zur Erreichung eines sicheren Zustandes soll nicht notwendig sein. **Normative technische Lösungen sind in Bearbeitung.**

Organisatorische Maßnahmen

Bei der Betrachtung der organisatorischen Maßnahmen, wurde auf sämtliche - bei Brand und technischer Hilfeleistung – generell üblichen Vorgehensweisen, wie z.B. Einsatz von Atemschutzgeräten oder Beachten eines möglichen Trümmerschattens, nicht separat eingegangen.

Von allen betrachteten Szenarien kann aus organisatorischer Sicht im Wesentlichen der Sicherheitsabstand erwähnt werden. Zwischen dem grundsätzlichen Abstand der Einsatzkräfte und dem Abstand beim Löschen ist zu unterscheiden. Gemäß der Informationsschrift „Elektrische Gefahren an der Einsatzstelle“ (GUV-I 8677) der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung e.V. ist zu allen Niederspannungsanlagen und –anlagenteilen ein Mindestabstand von einem Meter einzuhalten. Sofern möglich oder bei unklarer Lage ist eine Absperrung eines Sicherheitsbereichs durchzuführen.

Für das Löschen gelten differenzierte Sicherheitsabstände gemäß der Norm „Brandbekämpfung und technische Hilfeleistung im Bereich elektrischer Anlagen“ (DIN VDE 0132) des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. Die Abstände wurden im praktischen Versuch des Forschungsprojekts auch für PV-Anlagen bestätigt.

Sind im Bereich oder an einer beschädigten Anlage Arbeiten durchzuführen, so können diese nur durch Elektrofachpersonal bewertet oder ausgeführt werden. Das Fachpersonal kann auch einen sicheren Zustand der Anlage herstellen, so dass ein gefahrloses Arbeiten ermöglicht wird. Sofern die Anlage oder die Schaltelemente noch nicht beschädigt sind, kann eine teilweise Abschaltung der Anlage auch durch fachunkundiges Personal vorgenommen werden (siehe Taschenkarte BSW). Bei sämtlichen Arbeiten ist die persönliche Schutzausrüstung gemäß den gültigen Normen zu tragen.

Im Besonderen gilt für Hochspannungsanlagen, dass bei sämtlichen Arbeiten ausschließlich speziell qualifiziertes Elektrofachpersonal tätig werden darf.

Kommt künstliche Beleuchtung zum Einsatz, so gilt die Empfehlung zum Einhalten von Sicherheitsabständen entsprechend Kapitel 4.5.2 des Forschungsprojekts.

Personelle Maßnahmen

Um die Gefährdung des Personals neben allen technischen und organisatorischen Maßnahmen zu minimieren, sind die Kenntnisse um die Gefahren, Auswirkungen und Sicherheitsmaßnahmen zwingend durch Ausbildung zu vermitteln und durch kontinuierliche Fortbildungen zu wiederholen. Wichtig bei der Wissensvermittlung ist eine einheitliche Lehraussage. Diese kann nur durch fachlich qualifiziertes Personal durchgeführt werden. Die Ausbildung sollte sowohl theoretisch als auch praktisch vor Ort erfolgen. Ergänzend können Fachfirmen bei der Ausbildung unterstützen.

6.4 Einsatzvorgabe bei Überflutung der PV-Anlage (Explosionsgefahr)

Einsätze im Bereich von überfluteten PV-Anlagen erfordern zusätzlich zu den bereits in Kapitel 7.3 beschriebenen Tätigkeiten erweiterte organisatorische Maßnahmen. Neben der Einhaltung der üblichen Sicherheitsabstände ist bei überfluteten Bereichen ein Betreten erst nach Herstellung der Spannungsfreiheit möglich (GUV-I 8677). Um eine Spannungsfreiheit herstellen zu können, sollten durch eine Elektrofachkraft sämtliche unter Wasser stehenden Anlagenteile vom Generator getrennt werden. Somit kann auch eine weitere Wasserstoffproduktion vermieden werden.

Auf Grund der möglichen Knallgasbildung müssen beim Vorgehen der Einsatzkräfte Ex-Messungen durchgeführt werden. Sofern bei diesen Messungen eine Explosionsgefahr festgestellt wird oder aufgrund konkreter Anzeichen davon ausgegangen werden muss, ist der Absperrbereich für diese Gefahr gemäß den üblichen Abständen anzupassen.

Weiterhin können bei Beschädigung von elektrischen Speichern toxische und ätzende Gase entstehen (z.B. HF).

Durch gezielte Belüftung der betroffenen Bereiche kann diesen Gefahren entgegengewirkt werden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Leitfaden wurden die Ergebnisse von mehr als 3 Jahren Forschungsarbeit der Verbundpartner mit Unterstützung durch weitere PV-Experten, Fachverbände, Industriepartner, Feuerwehren, Installationsfirmen, Versicherungen und Betreiber zusammengefasst.

Die Arbeiten umfassten mehrere Themenkomplexe:

- Brandrisikobewertung in PV-Anlagen, sowohl für den Fall der Fremdeinwirkung durch Feuer von außen als auch für Brandentstehungsrisiken innerhalb der PV-Anlage selbst
- Risikobewertung beim PV-Brand für Einsatzkräfte insbesondere der Feuerwehren und Strategien zur Risikovermeidung
- Evaluierung von Möglichkeiten zur Minimierung des Brandentstehungs- und Brandweiterleitungsrisikos innerhalb der Anlagen
- Ableitung von Empfehlungen betreffs Komponenten- und Systemdesign, Materialien, Qualitätssicherung bei der Herstellung, der Installation und im Betrieb

Für die Risikoanalyse wurde über den Zeitraum von 2011 bis Ende 2013 eine umfangreiche Recherche nach realen Brandschäden an PV-Anlagen durchgeführt, die eine Online-Umfrage sowie Anfragen bei den Berufs-Feuerwehren und PV-Versicherern in Deutschland einschloss. Es konnten 430 Fälle von Brand- bzw. Hitzeschaden in PV Anlagen ermittelt werden, wobei bei ungefähr der Hälfte der Fälle die PV-Anlage ursächlich war bzw. als wahrscheinlich ursächlich galt. Die Untersuchungen ergaben, dass in ca. einem Drittel der Fälle die Schäden durch die PV-Komponenten selbst, in einem weiteren Drittel der Fälle durch Planungsfehler und ebenfalls in einem Drittel durch Installationsfehler hervorgerufen wurden. Überproportional ereigneten sich die Brandfälle um die Mittagszeit bzw. am frühen Nachmittag und in den Sommermonaten, d.h. bei hoher Einstrahlung und damit hoher Strombelastung. Hier versagen dann fehlerhafte und ggf. vorgeschädigte Komponenten.

Durch ein Expertengremium wurde mit den Erkenntnissen aus Recherchen und Laborversuchen eine FMEA („Failure Mode and Effects Analysis“ oder auch „Fehlermöglichkeits- und -einflussanalyse“) durchgeführt. Als hauptsächliche Fehlerquelle wurde der „Faktor Mensch“ erkannt, sodass die abgeleiteten Empfehlungen hauptsächlich im Bereich der Qualitätssicherung sowohl bei den Komponenten als auch bei der Planung und Ausführung der Anlagen liegen.

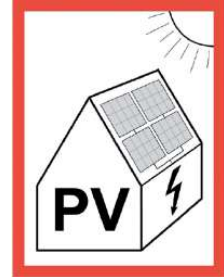
Für die Normung wird empfohlen, verstärkte Qualitätssicherungsmaßnahmen in der Produktion zu definieren, sowohl auf Komponenten- als auch Modulebene. Viele Hersteller orientieren sich bereits auf einem hohen Niveau. Mit einem normierten Qualitätssicherungskatalog soll ein einheitliches Qualitätsmaß erreicht und Risiken aufgrund von lückenhafter Überwachung der Produkte vermieden werden.

Regelmäßige Prüfungen der Anlagen durch unabhängige Dritte wurden als sehr sinnvoll erachtet. Zusätzliche Sicherheitskomponenten können das Risiko weiter reduzieren, wurden aber erst an zweite Stelle hinter einer fachmännischen Planung und Ausführung der Anlagen mit hochwertigen Bauteilen gesetzt.

Bei den Komponenten wurden in vielen Fällen fehlerhaft ausgeführte oder vorzeitig gealterte Kontakte als Risikostellen identifiziert, sowohl im Modul selbst (Anschlussdose!), als auch bei Steckverbindern und Kontaktierungen in Sammelkästen und Wechselrichtern. Diese führen langfristig zur Überhitzung, die letztlich eine Verschmörung oder einen Lichtbogen verursachen kann. Die jeweiligen Umgebungsmaterialien und die Einbausituation entscheiden dann über die weitere Entwicklung des Schadens. Beispielsweise kann eine durch Sachverständige häufig vorgefundene Wechselrichterinstallation auf oder über brennbarem Untergrund (Holzplatte) im Fehlerfall verheerende Auswirkungen haben, ebenso wie (normalentflammbare) Folienbahnen oder Holzbalken der Dachkonstruktion bei Verwendung von BIPV-Modulen.

Trotz qualitätssichernder Maßnahmen kann eine Überhitzung oder ein Lichtbogen nicht zu 100 % ausgeschlossen werden. Lichtbogendetektoren können prinzipiell eine zusätzliche Risikoreduzierung bewirken, aber nur dann, wenn sie eine hohe Detektionssicherheit bei geringer Fehlauslösungsneigung aufweisen. Aufgrund der Lichtbogencharakteristika und vieler möglicher Störeinflüsse ist dies sehr anspruchsvoll und darüber hinaus wechselrichterspezifisch. Hier gibt es noch Entwicklungsbedarf. Im Projekt wurden durch intensive Forschungstätigkeit bereits Lösungswege aufgezeigt, die noch weiterführender Entwicklung bedürfen. Ein weiterer offener Punkt ist die notwendige Robustheit, um die Funktionstüchtigkeit während der aktuell für 25 – 30 Jahre veranschlagten Betriebszeit der PV-Anlagen zu garantieren.

Als grundlegender Faktor für die Einsatzsicherheit der Feuerwehren wurde die Information über das Vorhandensein einer PV-Anlage auf einem Gebäude deklariert, die durch eine definierte Kennzeichnung mittels Warnschild im Eingangsbereich oder Hausanschlussbereich zu gewährleisten ist.



Risiken für die Feuerwehren ergeben sich vor allem durch die am Generatorfeld erzeugte Gleichspannung, die auch nach Trennung der Anlage vom Netzanschluss auf der DC-Seite anliegt, solange Licht auf die Module fällt.

Im Bereich der Modul- und Generatorabschaltung gibt es derzeit noch keinen etablierten Stand der Technik und damit auch noch keine Produkt- und Errichtungsnorm. Die Normungsgremien der DKE haben bislang eine Anwendungsregel (VDE-AR-E 2100-712) erarbeitet, die technische und organisatorische Mindestanforderungen zur Erzielung eines sicheren Anlagenzustandes im Notfall beschreibt. Eine Abschaltung wird darin nicht generell gefordert, sondern stellt eine optionale Lösung dar, wenn bauliche Maßnahmen (z. B. sichere Verlegung von Leitungen, Anbringung der Leitungen und des Wechselrichters im Außenbereich) als nicht ausreichend angesehen werden.

Da für eine Rettungskraft im Einsatzfall unter Zeitdruck und Anspannung die Personenrettung immer im Vordergrund steht, wird das Einhalten der „Fünf Sicherheitsregeln“ beim Umgang mit elektrischen Anlagen kaum möglich sein. Sie muss, trotz einer eventuell vorhandenen Abschalteinrichtung, davon ausgehen, dass die Anlage nicht spannungsfrei ist.

Durch Einhaltung eines Mindestabstands von 1 m, wie generell bei elektrischen Anlagen empfohlen, kann dieser Gefährdung begegnet werden. Insbesondere bei Brandereignissen mit starker Sichteinschränkung, unübersichtlichen Situationen im Gebäude und ggf. nötiger Personenrettung stellen beschädigte Gleichstromleitungen eine hochgradige elektrische Gefährdung der Einsatzkräfte dar. Daher ist der risikomindernden Leitungsführung bei PV-Anlagen im oder auf dem Gebäude besondere Aufmerksamkeit zu schenken. Diese sollte soweit wie möglich außerhalb des Gebäudes oder in brandgeschützten Kabelkanälen erfolgen.

Versuchsreihen zur Leitfähigkeit haben bestätigt, dass bei Einhaltung der vorgegebenen Mindestabstände – 5 m bei Vollstrahl und 1 m bei Sprühstrahl – keine Gefährdung der Einsatzkraft durch gefährliche Ströme über den Löschwasserstrahl auftritt. Zu beachten ist die Verwendung von zugelassenen Strahlrohren und Wasser als Löschmittel, da Schaumzusätze die Leitfähigkeit erhöhen. Weiterhin wurde durch die Messungen deutlich, dass nasse Einsatzkleidung praktisch keine isolierende Schutzwirkung mehr aufweist. Überflutete Kellerräume mit elektrischen Installationen, z.B. Wechselrichter oder elektrische Speicher (Akkus), bedeuten im Fehlerfall Lebensgefahr! Zusätzlich zum Stromschlagrisiko können ätzende und explosive Gase (Knallgase) gebildet werden. Auf eine gute Lüftung ist daher zu achten.

Untersuchungen zu Emissionen beim Brand ergaben additive Schadstoffbelastungen zu den üblicherweise beim Hausbrand entstehenden Schadstoffen CO und CO₂. Mögliche Überschreitungen von toxikologischen Grenzwerten bei den technologieabhängig freigesetzten Schwermetallen wie Blei und Cadmium wurden nur in unmittelbarer Nähe zum Brandort und unter sehr ungünstigen

Bedingungen festgestellt. Eine Gefährdung der Umgebung durch gasförmige Schadstoffe aufgrund brennender PV-Module kann nach den durchgeführten Literaturrecherchen, den eigenen Brandversuchen und einer durchgeführten Ausbreitungssimulationsrechnung ausgeschlossen werden. Brandrückstände können toxische Schwermetalle wie Blei oder Cadmium in grenzwert-überschreitender Menge (Bodengrenzwert für Wohngebiete) enthalten. Löschwasser kann im Falle von vorliegenden beschädigten CdTe – Modulen eine möglicherweise kritische Bodeneinleitung von Cadmium bewirken. Die Messergebnisse können nicht verallgemeinert werden, zeigen aber, dass ein Risikopotential vorhanden ist. Eine fachgerechte Entsorgung der Brandrückstände wird daher als unabdingbar angesehen. Bei größeren Brandschäden an CdTe-Modulen wird eine Bodenuntersuchung der unmittelbaren Umgebung empfohlen.

Umfangreiche Versuchsreihen mit Kunstlicht (Strahler) haben bestätigt, dass Einsatzstrahler unter bestimmten Bedingungen in den Modulen Ströme in gefährlicher Höhe erzeugen können. Es wurde im Projekt eine allgemeingültige und einfache Abstandsformel formuliert, die die Feuerwehren in die Lage versetzen, den Mindestabstand für die eingesetzte Strahlerleistung schnell zu ermitteln und damit eine elektrische Gefährdung durch DC-Ströme im Nachteinsatz zu vermeiden.

Während der Projektlaufzeit wurden PV-Anlagen mit Speicher vermehrt eingesetzt. Die politische Förderung dieser Anlagen speziell im Kleinanlagensegment und die rasante Entwicklung der Speicher-Technologien lässt eine zunehmende Verbreitung in den kommenden Jahren erwarten. Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens konnten die neuen Einbausituationen und Risiken nur punktuell bewertet werden.

Die speziellen Eigenschaften und Risiken im Schadensfall durch elektrische Speicher werden im Rahmen eines weiteren Forschungsprojektes unter Federführung von TÜV Rheinland analysiert. Dessen vollständiger Titel lautet: *»Sicherheit und Zuverlässigkeit von Photovoltaikanlagen mit Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Brandrisiken und Löschrategien.*

Schlussfolgernd aus den Untersuchungen dieses und weiterer paralleler Forschungsvorhaben ist das Brandentstehungsrisiko in PV-Anlagen bei brandschutzgerechter Planung, Verwendung qualitativ hochwertiger Komponenten und fachgerechter Installation sehr gering. Überhitzungen durch Kontaktalterungen während der Betriebszeit können nicht ausgeschlossen werden, entwickeln sich meist aber über einen längeren Zeitraum. Im Worst Case kann daraus ein Lichtbogen entstehen. Gleichstromlichtbögen sind nicht selbstverlöschend und bergen damit das Risiko einer Brandweiterleitung. Regelmäßige Inspektionen und Wartungen können hier einem größeren Schaden vorbeugen, ebenso wie die Inspektion nach besonderen Ereignissen, wie Unwettern oder Erdbeben. Für besondere Einbausituationen können Lichtbogendetektoren mit Abschaltvorrichtung eine zusätzliche Sicherheit bieten. Bei diesen Geräten ist hinsichtlich Zuverlässigkeit und Langlebigkeit noch Entwicklungsarbeit erforderlich.

PV-Anlagen stellen für Feuerwehreinsatzkräfte bei Einhaltung der Sicherheitsabstände, wie bei anderen unter Spannung stehenden elektrischen Anlagen auch, keine besondere Gefährdung dar. Eine elementare und wirkungsvolle Schutzmaßnahme für die Feuerwehren ist die gut sichtbare Kennzeichnung, dass eine PV-Anlage auf dem Gebäude installiert ist.

8 Anhang

I. Liste der Fachveröffentlichungen aus dem Projekt

- *Fire Safety at PV Systems – Fire Prevention and Fire Fighting*, 15.02.2011, Photon PV Safety Conference, San Francisco – USA, F. Reil.
- *Normanforderungen zur Brandsicherheit sowie erweiterte Maßnahmen zur Brandvorbeugung und –bekämpfung*, 18.02.2011, 1. PV Anwenderkonferenz, Köln, F. Reil.
- *Normanforderungen zur Brandsicherheit sowie erweiterte Maßnahmen zur Brandvorbeugung und –bekämpfung*, 18.03.2011, Argosolar Praxis Workshop, Saarbrücken, F. Reil.
- *German Research Project: Fire Safety Risks at PV Systems and Risk Minimization*, 12.04.2011, Photon PV Safety Conference, Berlin, F. Reil.
- *Brandschutz an PV-Anlagen – Aktuelle Normanforderungen und Forschungsaktivitäten*, 14.04.2011, PV-Komponenten-Workshop, Köln, F. Reil
- *Normanforderungen für den Brandschutz von PV-Anlagen und Ausblick*, 17.05.2011, Bauzentrum München, München, F. Reil
- *Normanforderungen für den Brandschutz von PV-Anlagen und Ausblick*, 25.05.2011, Bauzentrum München, München, W. Vaaßen
- *Technische Möglichkeiten zur Abschaltung von Solargeneratoren im Schadensfalle – eine Übersicht und Bewertung*
04. 03 2011, 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie,
Bad Staffelstein, Seiten 594 – 599, Dr. H. Schmidt
- *Übersicht und Bewertung der verschiedenen Abschaltlösungen*,
08.06.2011, DGS-Workshop“Photovoltaik und Brandschutz“, München,
Dr. H. Schmidt
- *Determination of Fire Safety Risks at PV Systems and Development of Risk Minimization Measures*, September 2011, EUPVSEC 2011, Hamburg, F. Reil, W. Vaaßen, A. Sepanski, B. van Heeckeren, F. Gülenç, Dr. H. Schmidt, R. Grab, G. Bopp, H. Laukamp, S. Phillip, H. Thiem, A. Richter, A. Krutzke, R. Haselhuhn, M. Halfmann, F. Volkenborn, Prof. Dr. H. Häberlin
- *Brandrisiken in PV-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten*, November 2011, VDI-Fachforum – PV und Brandschutz - Ein schwelender Konflikt, Düsseldorf, A. Sepanski, F. Reil, W. Vaaßen
- *Brandschutz an PV-Anlagen-Aktuelle Normanforderungen und Forschungsaktivitäten*, Oktober 2011, TRLP Wechselrichter-Symposium, Köln, F. Reil
- *Qualitätskontrolle von PV-Anlagen im Systemhaus*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, A. Richter
- *Statistische Schadensanalyse an deutschen PV-Anlagen*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, H. Laukamp
- *Lichtbogenversuche an Modulen und Komponenten*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, A. Sepanski

- *Elektrische Gefährdung der Feuerwehren durch PV-Anlagen (Messung elektrischer Leitfähigkeiten)*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, H. Thiem
- *Gefährdung beim Löschangriff an PV-Anlagen bei Mond- und Kunstlicht*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, Prof. Dr. H. Häberlin
- *Baustoffklassifizierung und Entflammbarkeitsuntersuchungen an PV-Modulen*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, F. Reil
- *Anforderung an die Qualitätssicherung*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, J. Althaus
- *Brandschutz bei BIPV*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, F. Reil
- *Brandschutzgerechte Installationen*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, R. Haselhuhn
- *Lichtbogenerkennung – Normüberblick und technische Anforderungen*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, S. Philipp
- *Sicherheitskonzepte zum Schutz vor elektrischem Schlag*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, S. Philipp
- *Fire protection and safety concepts*, Januar 2012, 2nd Inverter and PV System Technology Forum, Berlin, H. Schmidt
- *PV systems - a fire hazard? - Myths and facts from German experiences*, 2012, 27th EU PVSEC, H. Laukamp, G. Bopp, R. Grab, H. Häberlin, B. van Heeckeren, S. Phillip, F. Reil, H. Schmidt, A. Sepanski, H. Thiem, W. Vaaßen
- *Qualifizierung und Risikobetrachtung von Lichtbögen in PV-Modulen*, OTTI: PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2013, F. Reil, W. Vaaßen, A. Sepanski, B. van Heeckeren
- *Lichtbogendetektion in PV-Anlagen*, OTTI: PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2013, R. Grab, Prof. Dr. H. Häberlin, R. Schmitz, L. Borgna, Dr. H. Schmidt, H. Laukamp, G. Bopp, F. Reil
- *Brandverhalten von PV-Modulen*, VDI „Technische Sicherheit“, Januar 2013, M. Halfmann, Dr. B. Bansemer:
- *Lichtbogenerkennung bei PV-Modulen*, 9. Workshop Photovoltaik-Modultechnik, 30.11.2012, S. Philipp:
- *PV systems - a fire hazard? - Myths and facts from German experiences*, 27th EU PVSEC, 26.9.2012, H. Laukamp
- *Schadens- und Brandfallanalyse an PV-Anlagen*, 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Freiburg, H. Laukamp:
- *Risikoanalyse von PV-Systemen mit der FMEA-Methodik*, 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Freiburg, Dr. H. Schmidt:
- *Erarbeitung neuer Prüfmethode für Lichtbogendetektoren*, 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Freiburg, R. Grab
- *Technische Brandrisikominimierung bei Gebäudeintegrierter Photovoltaik (BIPV)*, 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Freiburg, F. Reil:

- *Fehleranalyseverfahren für Bypassdioden*, 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Freiburg, Dr. H. Schmidt:
- *Brandschutz an PV-Anlagen*, Solarpraxis PV Systemtechnik, Düsseldorf, 08.03.2013, F. Reil
- *Bestimmung von Brandrisiken an PV-Anlagen und Ableitung von Maßnahmen zur Risikominimierung*, Fortbildungsstätte der Berufsfeuerwehren NRW AGBF NRW, Münster, 22.10.2012, F. Reil
- *Bauregelung des DIBt mit Baustoffklassifizierung von PV-Modulen*, 10. Workshop Modul-Technik, Köln (stellvertretend durch Alexander Werner, BSW), 30.11.2012, F. Reil
- *Bestimmung von Brandrisiken an PV-Anlagen und Ableitung von Maßnahmen zur Risikominimierung*, Wissenschaftstage Berlin, Berlin, 27.11.2012, F. Reil:
- *Baulicher Brandschutz an PV-Anlagen*, Verbraucherschutz NRW, Siegburg, 23.11.2013, F. Reil
- *Entzündbarkeit von Solarmodulen und Komponenten*, TLRP Wechselrichter Workshop, Köln 20.11.2012, F. Reil
- *Comparison of Different DC Arc Spectra – Derivation of Proposals for the Development of an International Arc Fault Detector Standard*, IEEE PVSC-Veröffentlichung, Tampa, USA, 2013
- *Determination of Arcing Risks in PV Modules with Derivation of Risk Minimization Measures* IEEE PVSC-Veröffentlichung, Tampa, USA, 2013
- *Qualität in der Photovoltaik – Werterhalt und Ertragssicherung durch Wartung*, EnergieAgentur NRW, Düsseldorf, 2013
- *Zusammenfassung Schadensfallerhebung und -analyse*, Ergebnisse einer extensiven Erfassung von Schäden, Brandschutz-Workshop, Köln, Januar 2014, H. Laukamp, Dr. H. Schmidt, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
- *Lichtbogendetektion in PV-Anlagen*, Brandschutz-Workshop, Köln, Januar 2014, R. Grab, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Prof. Dr. H. Häberlin, L. Borgna, Berner Fachhochschule Technik und Informatik, BFH-TI
- *Hinweise zu einer ganzheitlichen Installation zur Brandrisikominimierung*, Köln, Januar 2014, R. Haselhuhn, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. DGS
- *Installationsempfehlungen und Diskussionsstand der zukünftigen PV Installationsnorm IEC 60364-9-1*, Brandschutz-Workshop, Köln, Januar 2014, G.Bopp, H.Laukamp, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
- *Neuartige Methoden zur Qualitätssicherung und Fehlersuche*, Brandschutz-Workshop, Köln Januar 2014, N.Bogdanski, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, Dr. H. Schmidt, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
- *Emissionen von Solarmodulen im Brandfall*, Brandschutz-Workshop, Köln, Januar 2014, A. Sepanski, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH
- *Elektrische Risiken für Einsatzkräfte, Rückblick und neue Ergebnisse*, Brandschutz-Workshop, Köln Januar 2014, Horst Thiem, Berufsfeuerwehr München, M. Reichard, A. Sepanski, F. Reil, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH

- *Emissionen von Photovoltaikmodulen im Brandfall*, 11. Workshop Modul-Technik, Köln, November 2014, A. Sepanski, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, B. Bansemer Currenta GmbH

In zwei Fernsehbeiträgen im *Bayrischen Rundfunk* (Sendung *Geld+Leben* 2011) und ARD (Sendung *Plusminus*) ist die Thematik um den Brandschutz an PV-Anlagen debattiert worden. Das vorliegende Forschungsprojekt wurde hier auch im ARD-Beitrag benannt.

Der Fernsehsender 3SAT hat in der Sendung *hitec* im Dezember 2011 die Leitfähigkeitsmessungen intensiv dokumentiert und auf die Arbeiten im Forschungsprojekt verwiesen. Der Beitrag ist auf der Projekthomepage verlinkt. Das Thema wurde auch vom WDR in der Sendung *Kopfball* aufbereitet und erläutert die Themenstellung aus dem Kapitel 5.5 sehr anschaulich.

II. Dokumentendownload

- Broschüre „Brandschutzgerechte Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen“:
http://www.dgs.de/fileadmin/bilder/Dokumente/PV-Brandschutz_DRUCK_24_02_2011.pdf
- DIBT-Hinweispapier „Hinweise für die Herstellung, Planung und Ausführung von Solaranlagen“
https://www.dibt.de/de/Fachbereiche/Abteilung_1.html
- BSW Solar, Merkblatt für Einsatzkräfte – Einsatz an stationären Lithium-Solarstromspeichern – Hinweise für die Brandbekämpfung und technische Hilfeleistung.
<http://bsw.li/1u5Yqz5>

III. Webseiten

- Projekthomepage: <http://www.pv-brandsicherheit.de>
- Homepages der Projektpartner:
 - TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH: www.tuv.com/PV
 - Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme: www.ise.fraunhofer.de
 - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Landesverband Berlin-Brandenburg e.V.: <http://www.dgs-berlin.de>
 - Feuerwehr / Brandtechnologie München: <http://www.muenchen.de/rathaus/Stadtverwaltung/Kreisverwaltungsreferat/Branddirektion-Muenchen.html>
 - Currenta GmbH & Co. OHG: **Fehler! Hyperlink-Referenz ungültig.**
Analytik: <http://www.analytik.currenta.de>
 - Energiebau Solarstromsysteme GmbH: <http://www.energiebau.de>
 - Berner Fachhochschule: <http://www.bfh.ch>
Photovoltaiklabor der Berner Fachhochschule: <http://www.pvtest.ch>
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie: <http://www.dgs.de>
- Bundesverband Solarwirtschaft: <http://www.solarwirtschaft.de>
Leitfaden zur Planung und Errichtung von Photovoltaikanlagen und weitere Fachpublikationen: <http://www.dgs-berlin.de/de/publikationen/photovoltaikleitfaden.html>
- Bundesnetzagentur: <http://www.bundesnetzagentur.de>
Anlagenregister Photovoltaik: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_node.html

IV. Umfrage

Die Umfrage zur Erfassung von Überhitzungs- und Brandfällen im Zusammenhang mit PV-Anlagen ist weiterhin online geschaltet. Die Daten werden auch in 2015 aufgenommen. Wir bedanken uns für Ihre Unterstützung.

Sie erreichen den Online-Fragebogen unter: <http://www.pv-brandsicherheit.de>

V. Abbildungsverzeichnis

BILD 1-1: NETZGEKOPPELTE PV-ANLAGE MIT DIREKTEINSPEISUNG.....	9
BILD 2-1: STABILER DC-LICHTBOGEN ZWISCHEN KUPFERELEKTRODEN, FOTO: TÜV RHEINLAND.....	38
BILD 2-2: LICHTBOGEN-ZÜNDGRENZE, ERMITTELT AUF DER BASIS VON KUPFERELEKTRODEN, QUELLE: TÜV RHEINLAND	39
BILD 2-3: VERSCHIEDENE MÖGLICHKEITEN DER LICHTBOGENLÖSCHUNG [4]	40
BILD 2-4: U/I-KENNLINIE EINES AKTIVEN LINEAREN ZWEIPOLS UND EINES PV-GENERATORS UND DIE LICHTBOGEN-ZÜNDGRENZLINIE BEI EINEM FESTEN KONTAKTABSTAND (SCHEMATISCH)	41
BILD 3-1: VERBRENNUNGSWÄRME VERSCHIEDENER POLYMERE IM VERGLEICH ZU KONVENTIONELLEN HEIZSTOFFEN [10]	44
BILD 3-2: BESCHÄDIGUNGEN NACH BEANSPRUCHUNG MIT 25 kW BRENNERLEISTUNG, LINKS: C-Si, MITTE: CIS (QUER ANGEORDNET), RECHTS: CdTe (QUER ANGEORDNET).....	46
BILD 3-3: BESCHÄDIGUNGEN NACH BEANSPRUCHUNG MIT 150 kW BRENNERLEISTUNG, LINKS: C-Si, MITTE: CIS (QUER ANGEORDNET), RECHTS: CdTe (QUER ANGEORDNET).....	46
BILD 3-4: WÄRMEFREISETZUNGSRATE DES C-Si MODULS WÄHREND DER VERSUCHE (ROT – 25 kW, GRÜN-150 kW BRENNER, (BLAU – HIER WURDE DAS FEUER NACH 7 MIN GELÖSCHT - AN DIESER STELLE NICHT RELEVANT)	47
BILD 3-5: LINKS: VERSUCHSAUFBAU TÜV/CURRENTA MIT FLÄCHENBRENNER, FOTO: TÜV RHEINLAND, RECHTS: VERSUCHSAUFBAU BAM MIT PUNKTFÖRMIGEM GASBRENNER IN MITTIGER POSITIONIERUNG, FOTO BAM [12]	48
BILD 3-6: LICHTBÖGEN IN PV-MODULEN, FOTOS: TÜV RHEINLAND.....	49
BILD 3-7: MÖGLICHE AUSBREITUNG VON SERIEN- UND PARALLELICHTBÖGEN IN EINEM PV-SYSTEM [QUELLE: [14]]	50
BILD 3-8: VERBRANNTA PV-MODULE AUF EINEM FLACHDACH, UNTERKONSTRUKTION HIER MIT KUNSTSTOFFWANNEN(!)	52
BILD 3-9: NACH DEM BRAND EINER WERKSTATT MIT LAGER UND FAHRZEUGHALLE (BILD: FEUERWEHR NORDERNEY).....	52
BILD 3-10: ÜBERSICHT ZUR SCHADENSHÖHE DER UNTERSUCHTEN FÄLLE	53
BILD 3-11: AUFTEILUNG DER SCHÄDEN NACH ANLAGENTYP (BASIS139 SCHÄDEN)	54
BILD 3-12: SCHADENSVERTEILUNG BEI SCHADENSFÄLLEN MIT BESCHÄDIGTEM GEBÄUDE. „INDACH“ UMFASST AUCH FASSADENINTEGRIERTE ANLAGEN. (BASIS 57 SCHÄDEN)	55
BILD 3-13: ANZAHL DER SCHADENSURSACHEN FÜR MEHR ALS 100 FÄLLE.	56
BILD 3-14: NICHT BRANDSCHUTZGERECHTE INSTALLATION VON WECHSELRICHTERN AUF HOLZ, ZUDEM SCHWER ERREICHBAR FÜR DIE WARTUNG, FOTOS: W. SCHRÖDER, PV-SACHVERSTÄNDIGER, 2014	57
BILD 3-15: GROBE EINTEILUNG DES ANLAGENTEILS, WO DER FEHLER AUFTRAT (FÜR INSGESAMT 174 FEHLER)	58
BILD 3-16: ANZAHL FEHLER PRO KOMPONENTE (GESAMTZAHL FEHLER 174).	59
BILD 3-17: ANLAGENALTER ZUM SCHADENSZEITPUNKT (99 FÄLLE)	60

BILD 3-18: SCHADENSFÄLLE NACH EINTRITTSJAHR. MIT DEN ZUBAU-RATEN STEIGT AUCH DIE SCHADENSHÄUFIGKEIT (ANGABEN FÜR INSGESAMT 157 FÄLLE).....	61
BILD 3-19: ANZAHL DER SCHADENSFÄLLE PRO MONAT (GESAMT 171).....	61
BILD 3-20: ANZAHL DER SCHADENSFÄLLE IN ABHÄNGIGKEIT VON DER TAGESZEIT (HIER 99 - FÜR VIELE FÄLLE KONNTE KEINE UHRZEIT ANGEGEBEN WERDEN).....	62
BILD 3-21: RESTE ZWEIER STECKVERBINDER AUS DEM SCHUTT EINES WOHNHAUSES., [9] (FOTO: INSTITUT FÜR SCHADENVERHÜTUNG UND SCHADENFORSCHUNG (IFS))	63
BILD 3-22: BRAND EINES GENERATORANSCHLUSSKASTENS. IN DER BILDMITTE SIEHT MAN EINEN BAUGLEICHEN KASTEN. ER BESITZT KEIN SCHUTZDACH. (QUELLE: FREIWILLIGE FEUERWEHR BÜHL).....	64
BILD 3-23: TECHNIKRAUM EINER PV ANLAGE NACH EINEM BRAND.....	65
BILD 3-24: DEUTLICHE ÜBERHITZUNGSSPUREN AN ANSCHLÜSSEN UND IM INNEREN EINES „ÜBERLEBENDEN“ SCHALTERS.....	66
BILD 3-25: GESAMTWIDERSTAND VON VIER SCHALTERN IN ABHÄNGIGKEIT VON DER ZAHL DER SCHALTZYKLEN. SCHALTER 6, 11 UND 12 SIND VOM SELBEN TYP, SCHALTER 14 IST EIN ABWEICHENDER TYP.....	67
BILD 3-26: GEPRÜFTER DC HAUPTSCHALTER MIT KONTAKT -WIPPE	68
BILD 3-27: BESCHÄDIGTE STECKKONTAKTE IN EINER MODULANSCHLUSSDOSE	69
BILD 3-28: AUSGEBRANNTER AC ANSCHLUSS EINER PV ANLAGE (FOTO: ULI MOTZER, WÜRTTEMBERGISCHE VERSICHERUNG)	70
BILD 3-29: DAS ENDE EINER ALUMINIUMLEITUNG (FOTO: ULI MOTZER, WÜRTTEMBERGISCHE VERSICHERUNG)	70
BILD 3-30: HEIß GEWORDENER SICHERUNGSEINSATZ (FOTO: H. GODARD, ENERGOSSA)	70
BILD 3-31: VERBRANNT LEITUNGEN AN EINEM WECHSELRICHTER (QUELLE: FEUERWEHR WEYERBUSCH)..	71
BILD 3-32: MONTAGE DER WECHSELRICHTER AUF OSB PLATTE, LINKS: HIER IST ES PASSIERT, FOTO: FREIWILLIGE FEUERWEHR DER GEMEINDE PERL, 2011, RECHTS: HIER SIEHT ES OPTISCH GUT AUS, IST ABER NICHT BRANDSCHUTZGERECHT, FOTO: W. SCHRÖDER, PV-SACHVERSTÄNDIGER, 2014	72
BILD 3-33: GLIMPFLICH VERLAUFENER BRANDFALL (FOTO: FEUERWEHR ELLWANGEN).....	73
BILD 3-34: LICHTBOGENEREIGNIS IN EINER DACH-AUFGESTÄNDERTEN PV-ANLAGE. LINKS: BITUMEN DACHBAHNEN BRENNEN UNTER STARKER RAUCHENTWICKLUNG UND TROPFEN BRENNEND AB. RECHTS: GLÜCKLICHERWEISE KONNTE DAS GEBÄUDE GERETTET WERDEN, FOTOS: FREIWILLIGE FEUERWEHR GOCH	74
BILD 3-35: EL-AUFNAHME EINES INTAKTEN MODULS	75
BILD 3-36: EL-AUFNAHME EINES MODULS MIT MIKORISSEN UND ZELLBRÜCHEN	75
BILD 3-37: HÄUFIG AUFTRETENDE SCHÄDEN IN DER WARENEINGANGSPRÜFUNG (ÜBER 50 STÜCK/JAHR)	76
BILD 3-38: FEHLERHÄUFIGKEITEN BEI REKLAMIERTEN MODULEN	78
BILD 3-39: HÄUFIGKEIT VON SCHADENSBILDERN BEI VERSCHIEDENEN HERSTELLERN	78
BILD 3-40: ANZAHL DER EINGESETZTEN ZELLVERBINDER BEI VERSCHIEDENEN MODULTYPEN	79
BILD 3-41: HÄUFIGKEIT DER ANZAHL DER BUSBARS IN ABHÄNGIGKEIT VON DER ZELLGRÖßE	80
BILD 3-42: AUSWIRKUNGEN EINES PROVOZIERTEN LICHTBOGENS DURCH DURCHTRENNEN DER ZELLVERBINDER, FOTOS: TÜV RHEINLAND	81
BILD 3-43: ANSCHLUSSDOSE NACH LICHTBOGEN ZWISCHEN ANSCHLUSSLEITUNG UND ANSCHLUSSKLEMME [5]	82

BILD 3-44: KONTAKTVARIANTEN	83
BILD 3-45: WÄRMEABLEITUNGEN.....	84
BILD 3-46: DIREKTER BLITZSCHADEN AN EINER 10 JAHRE ALTEN ANLAGE (QUELLE: PHOTOVOLTAIK-BÜRO TERNUS&DIEHL GBR).....	85
BILD 3-47: MODULANSCHLUSSDOSE MIT DEFEKTEN BYPASSDIODEN INFOLGE EINGEKOPPELTER BLITZSTRÖME	87
BILD 3-48: ERGEBNIS DER PAARUNG VON STECKVERBINDERN UNTERSCHIEDLICHER HERSTELLER [33]	88
BILD 3-49: VERGLEICH: KORREKTES UND INKORREKTES KRIMPEN IM FELD [33]	89
BILD 3-50: BLOCKSCHALTBILD EINER PV-ANLAGE MIT SCHALTSTELLEN.....	91
BILD 3-51: GENERATORANSCHLUSSKASTEN [QUELLE: DGS-BERLIN]	92
BILD 3-52: PV-SICHERUNG NACH NORM [QUELLE: SIBA]	93
BILD 3-53: EINZELTEILE EINES STRINGWECHSELRICHTERS [38].....	94
BILD 3-54: EINZELTEILE EINES STRINGWECHSELRICHTERS [38].....	95
BILD 3-55: BEISPIEL EINES ZENTRALWECHSELRICHTERS IN EINEM SCHALTSCHRANK	95
BILD 3-56: AUFBAU UND THERMOGRAFIE EINES HOCHEFFIZIENTEN PV-WECHSELRICHTERS. MAXIMAL GEMESSENE TEMPERATUR: 60,4 °C [38]	98
BILD 3-57: BAUGRUPPEN/FUNKTIONEN MIT EINER RPZ > 150.....	103
BILD 3-58: BAUGRUPPEN/FUNKTIONEN MIT EINER RPZ ≤ 150.....	104
BILD 3-59: BAUGRUPPEN/FUNKTIONEN MIT EINER RPZ > 150 UND LÖSUNGSVORSCHLAG MIT JEWEILS KLEINSTER RPZ	105
BILD 4-1: FEURWEHR-EINSATZ BEI EINEM PV-BRAND AUF EINEM WOHNGEBÄUDE (HIER 2008 IN BREMEN), BILD: WWW.FEUERWEHR.DE.....	110
BILD 4-2: ZEIT/STROMSTÄRKEBEREICHE MIT WIRKUNGEN VON GLEICHSTRÖMEN AUF PERSONEN BEI LÄNGSDURCHSTRÖMUNG (QUELLE: DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5).....	120
BILD 4-3: ZEIT/STROMSTÄRKEBEREICHE MIT WIRKUNGEN VON WECHSELSTRÖMEN (15–100 Hz) AUF PERSONEN BEI LÄNGSDURCHSTRÖMUNG (QUELLE: DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5)	120
BILD 4-4: GESAMTKÖRPERWIDERSTAND (QUELLE: BILD BRIESELANG.NET)	122
BILD 4-5: SCHEMATISCHER SPRÜHSTRAHLAUFBAU EINES MEHRZWECKSTRAHLROHRES	124
BILD 4-6: CM-MEHRZWECKSTRAHLROHR.....	125
BILD 4-7: C-HOHLSTRAHLROHR (QUELLE: FFW MÜNCHEN)	125
BILD 4-8: VERSUCHSAUFBAU MIT SIMULIERTEM PV-MODUL (LOCHBLECHELEKTRODE) UND HOHLSTRAHLROHR IN EINEM METER ABSTAND	126
BILD 4-9: VERSUCHSAUFBAU MIT SIMULIERTEM KÖRPERWIDERSTAND ZUR MESSUNG DER ABLEITSTRÖME ÜBER DEN LÖSCHSTRAHL.....	126
BILD 4-10: MESSUNG DER ABLEITSTRÖME ÜBER DEN WASSERSTRAHL: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG (GRAFIK: SOLARPRAXIS AG (HARALD SCHÜTT))	127
BILD 4-11: VERSUCHSPFAD ZUR LEITFÄHIGKEITSMESSUNG MIT LÖSCHMITTEL WASSER	127
BILD 4-12: ABLEITSTRÖME BEI CM-MEHRZWECKSTRAHLROHR (WASSER)	128
BILD 4-13: ABLEITSTRÖME BEI C-HOHLSTRAHLROHR (WASSER)	129

BILD 4-14: ABLAUFEDES WASSER BILDET LEITFÄHIGE BAHNEN ZUM NASSEN BODEN – HIER VOLLSTRAHL	130
BILD 4-15: ABLAUFEDES WASSER BILDET LEITFÄHIGE BAHNEN ZUM WASSERBEDECKTEN BODEN – HIER SPRÜHSTRAHL	130
BILD 4-16: STROMKREIS UND FEHLERSTROMKREIS	131
BILD 4-17: MESSUNG VON ABLEITSTRÖMEN BEIM LÖSCHEN UNTER SPANNUNG STEHENDER ELEKTRISCHER ANLAGEN. VERSUCHE AUF DEM GELÄNDE DER OVAG IN 2014, KOOPERATIONSPROJEKT OVAG UND VFDB.....	132
BILD 4-18: MESSUNG VON ABLEITSTRÖMEN, LÖSCHEN MIT SCHAUM UNTER SPRÜHSTRAHLEINSTELLUNG. VERSUCHE AUF DEM GELÄNDE DER OVAG IN 2014	132
BILD 4-19: VERSUCHSAUFBAU MIT DUMMY UND SCHEMATISCHES SCHALTBILD	133
BILD 4-20: EINWIRKUNG DER STRÖME AUF DIE KONTAKTFLÄCHEN, BRANDLOCH DURCH STROMEINWIRKUNG	136
BILD 4-21: HOLZ DUMMY IM VERSUCHSBECKEN UND SCHEMATISCHER VERSUCHSAUFBAU	137
BILD 4-22: LICHTSPEKTRUM BEI HALOGENSTRAHLERN VERSCHIEDENER HERSTELLER UND VERSCHIEDENER LEISTUNGSKLASSEN.	142
BILD 4-23: SPEKTRALE EMPFINDLICHKEIT VERSCHIEDENER MODULTECHNOLOGIEN	142
BILD 4-24: ERZEUGTE KURZSCHLUSSSTRÖME BEI VERSCHIEDENEN KOMBINATIONEN SCHEINWERFERTYP – MODULTYP.....	143
BILD 4-25: HALOGEN-EINSATZSTRAHLER DES THW SIEGBURG BELEUCHTEN EINE KOMPAKTE KONSTRUKTION AUS SECHS MODULEN.....	144
BILD 4-26: MESSUNG DER DURCH DIE STRAHLER ERZEUGTEN EINSTRAHLUNG IN MODULEBENE (OBEN, UNTEN, SEITLICH UND MITTIG)	144
BILD 4-27: KURZSCHLUSSSTROM GEMESSEN UND EXTRAPOLIERT BEI BESTRAHLUNG MIT HALOGENSTRAHLERN UNTERSCHIEDLICHER LEISTUNG	144
BILD 4-28: EMISSIONEN UND GEFÄHRDUNGEN IM BRANDFALL.....	148
BILD 4-29: PROBE EINES CdTe-MODULES MIT VERLAUF DES Cd-ANTEILS INNERHALB DER GESCHMOLZENEN UND WIEDER ERKALTETEN PROBE, QUELLE: [47].....	150
BILD 4-30: RÜCKSTANDSANALYSE: VOR UND NACH BRANDTEST AN CdTe- UND CIGS-MODULPROBEN (QUELLE: BAM 2013, [12]).....	151
BILD 4-31: CADMIUM-IMMISSIONSKONZENTRATION IN ABHÄNGIGKEIT VON DER ENTFERNUNG ZUM BRANDORT BEI EINEM MAX. CADMIUM-GEHALT VON 66 G/M (WORST-CASE)	152
BILD 4-32: BEISPIELHAFTE SCHADSTOFFKONZENTRATION IN ABHÄNGIGKEIT VON ENTFERNUNG UND HÖHE (QUELLE: UMWELTBUNDESAMT ÖSTERREICH, [56]).....	153
BILD 4-33: MARKTANTEILE DER HÄUFIGSTEN ZELLTECHNOLOGIEN (QUELLE: PHOTON EUROPE GMBH, APRIL 2012)	156
BILD 4-34: VERSUCHSAUFBAU (HIER DARGESTELLT MIT EINEM C-Si-MODUL)	166
BILD 4-35: GASBRENNER	166
BILD 4-36: BRANDVERSUCH MIT EINER BRENNERLEISTUNG VON 25 kW (OBEN) UND 150 kW (UNTEN).....	168
BILD 4-37: SCHADENSAUSMAß BEI C-Si BEI 25 kW BRENNERLEISTUNG (OBEN) UND 150 kW (UNTEN)	169
BILD 4-38: BRANDRÜCKSTÄNDE VON 2 CIGS-MODULEN: AL-RAHMEN, GESCHMOLZENES GLAS, VERBACKENE KUNSTSTOFFFRESE, RUß UND ASCHE	175

BILD 4-39: DURCHSCHNITTLICHER BLEIANTEIL IM BRANDRÜCKSTAND.....	175
BILD 4-40: DURCHSCHNITTLICHER CADMIUMANTEIL IM BRANDRÜCKSTAND	176
BILD 4-41: GEMESSENE SCHADSTOFFKONZENTRATIONEN VON BLEI UND CADMIUM IM LÖSCHWASSER.....	177
BILD 5-1: DARSTELLUNG DER AUFGABE EINER BRANDWAND; QUELLE: BSW	180
BILD 5-2: LICHTBOGEN INNERHALB EINES PV-MODULS	186
BILD 5-3: IR-AUFNAHME	186
BILD 5-4: PRÄPARIERTES PV-MODUL MIT MÄANDERFÖRMIGER DURCHTRENNUNG DER LEITERBÄNDCHEN..	187
BILD 5-5: EL-AUFNAHME MIT VERGRÖßERTEM ZELLRISS. UNTEN: IR-AUFNAHME MIT HOT-SPOTS AN DEN ZELLÜBERGÄNGEN	187
BILD 5-6: SPUREN ENTLANG DES ZELLRISSSES INFOLGE VON VERSCHMORUNGEN UND LICHTBLITZEN.....	187
BILD 5-7: PRÜFSEQUENZ FÜR PV-MODULE ZUR BESTIMMUNG DER LICHTBOGENANFÄLLIGKEIT AN ZELL- VERBINDUNGEN.....	188
BILD 5-8: SCHEMATISCHER AUFBAU DER INDUKTIVEN MESSMETHODE ZUR UNTERSUCHUNG VON VERBINDUNGSFEHLERN ZWISCHEN ZWEI ZELLEN.....	189
BILD 5-9: VERGLEICH EL- UND IR-AUFNAHME AN EINEM GEALTERTEN MODUL	190
BILD 5-10: DURCH DEN STRANGSTROM IN DEN ZELLVERBINDERN IM SENSOR INDUZIERTER SPANNUNG (RELATIVE GRÖßEN, PROPORTIONAL ZUM STRANGSTROM) [28].....	191
BILD 5-11: INLINEVERFAHREN ZUR DETEKTION VON ZELLVERBINDUNGSFEHLERN [66]]	191
BILD 5-12: PRÜFMETHODE ZUR ENTFLAMMBARKEIT NACH EN 13501-1.....	192
BILD 5-13: MATERIALQUALIFIZIERUNG ZUR ENTFLAMMBARKEIT	193
BILD 5-14: PV-ANSCHLUSSDOSE MIT KLEMMANSCHLÜSSEN	194
BILD 5-15: BEFLAMMUNG DES DECKELS IM BEREICH DER LEITUNGSANSCHLÜSSE UND BEFLAMMUNG DER KABELVERSCHRAUBUNG EINES PRÜFLINGS [QUELLE: TÜV RHEINLAND].....	195
BILD 5-16: TESTSTAND ZUR PRÜFUNG DER ABZUGSKRAFT	197
BILD 5-17: GEGENÜBERSTELLUNG VON VERGLEICHSSERIEN ZUR BESTIMMUNG DER ZUGKRAFT VON LAMINATVERBÜNDEN ZWISCHEN EVA UND RÜCKSEITENFOLIE	198
BILD 5-18: BESTIMMUNG DER ALTERUNG VOR UND NACH SIMULIERTEN UMWELTBEDINGUNGEN AM BEISPIEL DES HAFTVERMÖGENS VON LAMINATSCHICHTEN.	198
BILD 5-19: BEISPIEL: DELAMINATION NAHE EINES BUS-BARS.	199
BILD 5-20: MESSSTELLEN ZUR BESTIMMUNG DES KONTAKTWIDERSTANDES INNERHALB DER ANSCHLUSSDOSEN-NORM (EN 50548:2011 + A1:2013).....	200
BILD 5-21: ÜBERSICHT DER PROBEKÖRPER UND ANGEWENDETEN PRÜFUNGEN.	203
BILD 5-22: LINKS: FALSCHES HANDLING MIT EINDRÜCKEN DER ZINKEN DES GABELSTAPLERS, RECHTS: UNSACHGEMÄßER TRANSPORT VON SOLARMODULEN.	204
BILD 5-23: ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ-KONZEPT FÜR EINE PV-ANLAGE MIT ÄUßEREM BLITZSCHUTZ MIT TRENNUNGSABSTAND S, QUELLE: DEHN, BLITZPLANER [70]	207
BILD 5-24: LINKS: ERWÄRMTE BYPASSDIODE UND BETROFFENER RECHTER STRING, RECHTS: DEUTLICH ERHITZTE BYPASSDIODE IN IR-ÜBERSICHTSAUFNAHMEN MIT DROHNE IN EINER CA. 5 JAHRE ALTEN FREILANDINSTALLATION, FOTO: TÜV RHEINLAND.....	212

BILD 5-25: BRANDSCHUTZBANDAGEN KÖNNEN DIE WEITERLEITUNG ÜBER BRANDMAUERN VERHINDERN, FOTO: OBO BETTERMANN, [73]	215
BILD 5-26: LEITUNGSFÜHRUNG ÜBER BRANDWAND UND MODULABSTÄNDE VON BRANDWAND BZW. GRUNDSTÜCKSGRENZE [QUELLE: DGS BERLIN]	216
BILD 5-27: VERSCHIEDENE ZUGANGSMÖGLICHKEITEN FÜR DIE BRANDBEKÄMPFUNG AM SCHRÄGDACH [QUELLE: DGS BERLIN]	217
BILD 5-28: ZUGANGSMÖGLICHKEITEN FÜR DIE BRANDBEKÄMPFUNG [QUELLE: DGS BERLIN]	217
BILD 5-29: TYPISCHE PRINZIPIALSCHALTUNG AKTUELLER LBD-ENTWICKLUNGEN. SPEISUNG UND ABSCHALTUNG DURCH WECHSELRICHTER (BEI INTEGRATION) ODER EXTERN. ANALYSE DER STÖRSTRÖME DES LICHTBOGENS IM BEREICH 1 - 500 KHz (JE NACH HERSTELLER) [6]	221
BILD 5-30: LINKS: ELASTOMERBITUMENUNTERLAGSBAHN, EPS-DÄMMPLATTEN, BITUMENDAMPFSPERRBAHN MIT NEUEM GASBRENNER. RECHTS: PVC-DACHABDICHTUNGSBAHN, STEINWOLLE DÄMMPLATTEN, BITUMENDAMPFSPERRBAHN	227
BILD 5-31: LINKS: DACHPARALLELER AUFBAU MIT BETONDACHSTEINEN UND PV-MODUL. RECHTS: ZÜNDINITIAL WURDE ZWISCHEN MODUL UND DACHOBERFLÄCHE PLATZIERT	227
BILD 5-32: ERGEBNIS NACH PRÜFUNG. MODUL WURDE ZERSTÖRT, KEIN DURCHBRAND IN DACHOBERFLÄCHE	227
BILD 5-33: STRANGMESSUNGEN AM GENERATORANSCHLUSSKASTEN	231
BILD 5-34: SICHTPRÜFUNG (LINKS AM WR) UND MESSUNG (RECHTS AM GAK) IM RAHMEN DER ABNAHME.	233
BILD 5-35: BEISPIELE THERMOGRAPHIE AM PV-GENERATOR	234
BILD 5-36: BEISPIELE THERMOGRAPHIE IN DER UNTERVERTEILUNG UND AM TRANSFORMATOR	234
BILD 5-37: GENERATORANSCHLUSSKASTEN MIT LASTSCHALTER UND TRENNKLEMMEN	237
BILD 5-38: SICHERUNGSHALTER MIT TRENNFUNKTION	237
BILD 5-39: TRENNER MIT SICHERUNG	237
BILD 5-40: LASTTRENNSCHALTER	237
BILD 5-41: MITTELSPANNUNGSSCHALTSTATION	238
BILD 5-42: ERD- UND KURZSCHLUSS-KIT FÜR DEN TRANSFORMATOR	238
BILD 5-43: BEISPIEL FÜR EIN ONLINE-MONITORING-PORTAL MIT STRINGSTROMÜBERWACHUNG	239
BILD 5-44: VERSUCHE ZUR LICHTDICHTEN ABDECKUNG VON PV-MODULEN, FOTO: HTTP://PV-NOTAUS.DE/GEFAHREN.HTML	241
BILD 5-45: BEISPIELHAFTE EINRICHTUNG ZUM TRENNEN AM GENERATORENDE	243
BILD 5-46: BEISPIELHAFTE EINRICHTUNG ZUM KURZSCHLIEßEN AM GENERATORENDE	243
BILD 5-47: BEISPIELHAFTE EINRICHTUNG ZUM ABSCHALTEN DURCH SERIENSCHALTER AUF MODULEBENE.	244
BILD 5-48: BEISPIELHAFTE EINRICHTUNG ZUM ABSCHALTEN DURCH KURZSCHLIEßEN AUF MODULEBENE ...	244
BILD 6-1: PV-HINWEISSCHILD NACH VDE-AR2100-712	247
BILD 6-2: BEISPIEL EINES ÜBERSICHTSPLANS FÜR DIE EINSATZKRÄFTE NACH VDE-AR-2100-712	248

VI. Tabellenverzeichnis

TABELLE 1-1: KATEGORIEN PV-ANLAGEN	10
TABELLE 1-2: WICHTIGE NORMEN UND NORMENREIHEN MIT BEZUG ZUR KONFIGURATION VON PV-SYSTEMEN	13
TABELLE 1-3: WICHTIGE NORMEN ZU PHOTOVOLTAIK-MODULEN.....	15
TABELLE 1-4: WICHTIGE NORMEN UND NORMENREIHEN ZU PV-WECHSELRICHTERN.....	17
TABELLE 1-5: WICHTIGE NORMEN UND NORMENREIHEN ZU PV-MONTAGESYSTEMEN	18
TABELLE 1-6: WICHTIGE NORMEN ZU DC-KOMPONENTEN ODER SPEICHERSYSTEMEN	19
TABELLE 1-7: BEISPIELHAFTE INHALTE VON INSTALLATIONSANLEITUNGEN FÜR PV-MODULE.....	20
TABELLE 1-8: BEISPIELHAFTE INHALTE VON INSTALLATIONSANLEITUNGEN FÜR WECHSELRICHTER.....	22
TABELLE 1-9: BEISPIELHAFTE INHALTE VON INSTALLATIONSANLEITUNGEN FÜR DC-KOMPONENTEN	24
TABELLE 1-10: BEISPIELHAFTE INHALTE VON INSTALLATIONSANLEITUNGEN FÜR BEFESTIGUNGSSYSTEME....	26
TABELLE 1-11: KRITERIEN DER GEWÄHRLEISTUNGS- UND GARANTIEBEDINGUNGEN VON MODULHERSTELLERN	30
TABELLE 1-12: KRITERIEN DER GEWÄHRLEISTUNGS- UND GARANTIEBEDINGUNGEN VON WECHSELRICHTERN	32
TABELLE 1-13: KRITERIEN DER GEWÄHRLEISTUNGS- UND GARANTIEBEDINGUNGEN VON MONTAGESYSTEMEN	33
TABELLE 3-1: SCHADENSAUSMAß VON CA. 210 FÄLLEN	53
TABELLE 3-2: ANTEIL DER HÄUFIGSTEN SCHADENSbilder AN DER GESAMTZAHL DER SCHÄDEN.....	77
TABELLE 3-3: SPEZIFISCHER BEWERTUNGSKATALOG FÜR DIE ANALYSE EINES PV-SYSTEMS.....	101
TABELLE 3-4: BEISPIELHAFTE BEWERTUNG EINES UNVOLLSTÄNDIG GESTECKTEN DC-STECKERS	103
TABELLE 3-5: BEISPIELHAFTE BEWERTUNG UNTERSCHIEDLICHER VERBESSERUNGSMAßNAHMEN	104
TABELLE 4-1: GEFAHRENMATRIX DER FEUERWEHR FÜR EINSÄTZE AN PV-ANLAGEN	108
TABELLE 4-2: RISIKOMATRIX DER FEUERWEHR.....	109
TABELLE 4-3: RISIKOGRUPPEN UND HANDLUNGSBEDARF.....	109
TABELLE 4-4: GRENZWERTE FÜR LÄNGER ANDAUERENDE STROMBELASTUNG.....	121
TABELLE 4-5: AUSGEWÄHLTE WERTE DER KÖRPERIMPEDANZ BEI STROMFLUSS VON HAND ZU HAND IN ABHÄNGIGKEIT VON DER BERÜHRUNGSSPANNUNG (<i>DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1):2007-05</i>).....	122
TABELLE 4-6: RICHTWERTE FÜR MINDESTABSTÄNDE IM NIEDERSPANNUNGSBEREICH.....	123
TABELLE 4-7: TROCKENE KLEIDUNG HAND-FÜßE	134
TABELLE 4-8: TROCKENE KLEIDUNG HAND-HAND.....	134
TABELLE 4-9: NASSE KLEIDUNG HAND-FUß.....	135
TABELLE 4-10: NASSE KLEIDUNG HAND-HAND.....	135
TABELLE 4-11: NASSE KLEIDUNG OHNE STIEFEL	135
TABELLE 4-12: VERSUCHSERGEBNISSE ZU VERSUCH 3	138

TABELLE 4-13: BEISPIELE FÜR EMPFOHLENE MINDESTABSTÄNDE FÜR HÄUFIG EINGESETZTE STRALERLEISTUNGEN	145
TABELLE 4-14: SICHERHEITSAKTOREN ZUR BEWERTUNG DER VERSUCHSERGEBNISSE	146
TABELLE 4-15: WESENTLICHE ZUSAMMENSETZUNG VON PV-KOMPONENTEN	155
TABELLE 4-16: PV – TECHNOLOGIEN.....	156
TABELLE 4-17: BEISPIEL FÜR DIE ZUSAMMENSETZUNG EINES STANDARD-SI-MODULS 215 WP, QUELLE: [8]	157
TABELLE 4-18: MATERIALIEN UND DURCHSCHNITTliche MASSENANTEILE EINES TYPISCHEN KRISTALLINEN STANDARDMODULS, GLAS-FOLIE (EINSCHIEBENLAMINAT).....	158
TABELLE 4-19: BEISPIEL FÜR ZUSAMMENSETZUNG EINES CTE-MODULS (120 c 60 CM), QUELLE: [8].....	159
TABELLE 4-20: TYPISCHE ZUSAMMENSETZUNG VON CIGS-MODULEN (DREI HERSTELLER), QUELLE: [8] ...	159
TABELLE 4-21: METALLE, MATERIALIEN UND MASSENANTEILE VON DÜNNSCHICHTMODULEN (CIS / CIGS UND CdTe)	160
TABELLE 4-22: FREIGESetzte PROZENTUALE METALLANTEILE BEI 1000°C (FESTPARTIKEL IM RAUCHGAS UND GASE).....	162
TABELLE 4-23: MAXIMALE FREISETZUNGSRATEN FÜR POLYMERE IM BRANDFALL	163
TABELLE 4-24: MAXIMALKONZENTRATIONEN IM NAHBEREICH	163
TABELLE 4-25: MODULTYPEN	165
TABELLE 4-26: VERSUCHSBEZEICHNUNG	169
TABELLE 4-27: GEGENÜBERSTELLUNG AUSGEWÄHLTER ERGEBNISSE BEI DEN 9 BRANDVERSUCHEN	170
TABELLE 4-28: GESAMTE RAUCHERZEUGUNG IN M ² * NORMIERT AUF 1G VERBRANNT E MASSE	171
TABELLE 4-29: MITTLERE RAUCHGASKONZENTRATIONEN C-SI MODUL	171
TABELLE 4-30: MITTLERE RAUCHGASKONZENTRATIONEN CIS- MODUL	172
TABELLE 4-31: MITTLERE RAUCHGASKONZENTRATIONEN Cd-Te MODUL	172
TABELLE 5-1: BEWERTUNGSKRITERIEN FÜR PRÜFERGEBNISSE (QUELLE: DIN EN 60695-11-20)	195
TABELLE 5-2: ÜBERSICHT - VERGLEICH DER DURCHGEFÜHRTEN PRÜFUNGEN MIT NORMATIVER MESSUNG.	196
TABELLE 5-3: ÜBERSICHT DER PROBEKÖRPER UND ANGEWENDETEN PRÜFUNGEN.....	202
TABELLE 5-4: ÜBERSICHTSSCHEMA DER BRANDSCHUTZMAßNAHMEN DER VDE AR 2100-712	220

VII. Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
ABS	Acrylnitril-Butadien-Styrol-Copolymerisat
AEGL	Acute Exposure Guideline Level
a-Si	amorphes Silizium (Dünnschichtmodul)
AR	Antireflexschicht
ASTM	ASTM International (ursprünglich American Society for Testing and Materials)
Forward Bias	Bestromung in Durchlass-Richtung
BBodSchgV	Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung
BIMSCHV	Bundes-Immissionsschutzverordnungen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
CdTe	Cadmium-Tellurid
CPS	Concentrated Solar Power (Konzentrierende PV-Module)
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
ETW	Einsatz-Toleranz-Werte
EL	Elektrolumineszenz
ERPG	Emergency Response Planning Guidelines
EVA	Ethylen-Vinyl-Acetat
EN	Europäischen Normen
FSI	Flame Spread Inde
FTIR	Fourier-Transformations-Infrarotspektrometer
GAK	Gleichstrom-Anschluss-Kasten
HPLC	Hochleistungsflüssigkeitschromatographie (englisch high performance liquid chromatography)
NN	Höhe über Normal Null
IR	Infrarot (Thermographie)
IEC	International Electrotechnical Commission
ISO	International Organization for Standardization
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
c-Si	kristallines Silizium (Dickschicht-Modul)
CIS	Kupfer-Indium-Diselenid
LBO	Landesbauordnung
ICP-MS	Massenspektrometrie mit induktiv gekoppeltem Plasma (englisch inductively coupled plasma mass spectrometry)
Mpp	Maximum Power Point
ML	Mechanical Load - Mechanische Belastung
μ -Si	mikromorphes Silizium
MBO	Musterbauordnung

PA	Polyamid
PAC	Protective Action Criteria
PET	Polyethylenterephthalat
PSA	Persönliche Schutzausrüstung
PVB	Polyvinylbutyral
PVF	Polyvinylfluorid
STC	Standard Test Conditions
IV	Strom-Spannungs-Diagramm (auch I-U-Kennlinie)
UL	Underwriters Laboratories
VFDB	Vereinigung zur Förderung des Deutschen Brandschutzes
WT	Wet Leakage - Leckstrommessung unter Benässung

VIII. Literaturverzeichnis

- [1] L. Photon, „Marktübersicht Wechselrichter,“ *Photon Profi*, 3 2013.
- [2] „<http://www.photovoltaike.org/wissen/leistungsgarantie>,“ [Online]. [Zugriff am 22.01.2015].
- [3] T. Schöpf, *Seminar Störlichtbogenschutz: Grundlagen der Kontaktphysik*, Haus der Technik, München, 2011.
- [4] P. Slade, *Electrical Contacts*, Marcel-Dekker, New York, 1999.
- [5] J. Zornikau, *Untersuchung der Entstehung von Lichtbögen in Photovoltaik-Modulen und Bewertung der Risiken*, Diplomarbeit, TÜV Rheinland, Köln, 2007.
- [6] G. Burkhard, *Schaltgeräte der Elektrotechnik*, VEB Technik Verlag, Berlin, 1985.
- [7] Ökopol, „Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung,“ Institut für Ökologie und Politik GmbH, IE Institut für Energetik und Umwelt GmbH, 2004.
- [8] Ökopol, „Studie zur Entwicklung eines Rücknahme- und Verwertungssystems für photovoltaische Produkte,“ Institut für Ökologie und Politik GmbH, 2007.
- [9] Dr. H. Wirth, Fraunhofer ISE, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ April 2012.
- [10] VDS, „Kunststoffe - eigenschaften, Brandverhalten, Brandgefahren, VDS 2516:2000-12,“ 2000.
- [11] S. Krüger, B. Teichmann, M. Despinasse, B. Klaffke, BAM, „Systematische Untersuchung des Brandverhaltens und des Feuerwiderstandes von PV-Modulen einschließlich der Emissionen im Brandfall und Entwicklung eines Prüfverfahrens zum Einfluss von PV-Modulen auf die harte Bedachung,“ Fraunhofer IRB Verlag, 2014.
- [12] B. Teichmann, S. Krüger, „Systematische Untersuchung des Brandverhaltens und des Feuerwiderstandes von Photovoltaik-Modulen einschließlich der Emissionen im Brandfall und Entwicklung eines Prüfverfahrens zum Einfluss von PV-Modulen auf die harte Bedachung,“ BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, Abt. Bauwerkssicherheit, Berlin, 2013.
- [13] H. Laukamp, *Schadens- und Brandfallanalyse an PV-Anlagen (geänderte Version)*, 2. PV-Brandschutz-Workshop, Freiburg, 2013.
- [14] H. Häberlin, *Was tun bei Detektion? Sinnvolle Strategien zum Erreichen eines sicheren Anlagenzustands bei Auslösen des Lichtbogendetektors*, 2. PV-Brandschutz-Workshop, Freiburg, 2013.
- [15] L. Erbe, „Typische Mängel an Photovoltaikanlagen, http://www.schadenprisma.de/pdf/sp_2011_3_4.pdf,“ *Schadenprisma*, 2011.
- [16] C. Bendel, „Qualitätsmängel in Photovoltaikanlagen, Kassel,“ *Elektropraktiker Photovoltaik*, 2011.
- [17] M. Schmitt, „Mängel bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen, Tagungsband 26. nationales

Symposium Photovoltaik,“ Bad Staffelstein, 2011.

- [18] I. Röpcke, „Feuergefahr im Kuhstall, Photovoltaik Magazin,“ 04/2009.
- [19] K.Freier, Bundesumweltministerium Berlin (BMU), „Jetzige und künftige Anforderungen des EEG, Vortrag bei der 1. Deutsche Photovoltaik – Sicherheitstagung,“ Berlin, 09/2013.
- [20] R. Brück, TÜV Rheinland LGA Products GmbH, „Anforderungen an die Interoperabilität von Steckverbindern;
http://www.tuv.com/media/germany/10_industrialservices/pv_modulworkshop_2012/5-4_Brueck_Anforderungen_an_die_Interoperabilitaet_von_Steckverbindern.“, 9. Workshop Modultechnologie, Köln, 2012.
- [21] M. Berginski, Multi-Contact, „Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten / Crimpen im Feld, 2.ter Workshop PV Brandsicherheit, http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/09_Berginski_Sichere_Steckverbindungen.pdf“, Köln, 2013.
- [22] IFS, „IFS Kiel, Kurzschluss an einer Photovoltaikanlage, IFS SCHADENBEISPIEL, http://www.schadenprisma.de/pdf/sp_2010_2_6.pdf“, *Schadenprisma Heft 2*, 2010.
- [23] Santon Katalog Schalter, „<http://www.santonswitchgear.com/> (P-Type Switch Disconnect 10IS1UKB.pdf)“, Download 2012.
- [24] Siemens, Grundlagen der Niederspannungs-Schalttechnik, Kap 21J, 2008.
- [25] VdS, „Elektrische Anlagen in feuergefährdeten Betriebsstätten und diesen gleichzustellende Risiken,“ 2013.
- [26] T. Kuchlmayr, „Vermeidung von Praxisfehlern bei der Montage und Installation von Photovoltaik-Anlagen - Praxisbericht eines Sachverständigen, Photovoltaik Expertenseminar, Internationales Congresscenter Stuttgart, 25.02.2010,“ Stuttgart, 2010.
- [27] Dr. H. Schmidt, Fraunhofer ISE, „Fehleranalyseverfahren für Bypassdioden, 3. Workshop, www.pv-brandsicherheit.de“, Freiburg, 2013.
- [28] Dr. Nicolas Bogdanski, TÜv Rheinland,, „Neuartige Methoden zur Qualitätssicherung und Fehlersuche, 3. Workshop Brandschutz,“ Köln, 2014.
- [29] J. Zornikau, W. Vaaßen und F. Reil, *Occurence of Electric Arcs in Crystalline Silicon PV Modules*, EU PVSEC, Hamburg, 2009.
- [30] Conergy Group, *Keine Brandgefahr - Conergy PowerPlus Module bieten höchste Sicherheit in der Photovoltaik*, Pressemitteilung, 2009.
- [31] FPE Fischer, „Fischer stellt neue Aluminium-Anschlussdose vor, 13.05.2011,“ [Online]. Available: <http://www.mm-erneuerbare-energien.de/solarenergie/articles/315708/>.
- [32] H. Häberlin und M. Kämpfer, *Schäden an Bypassdioden in PV-Modulen durch Spannungen und Ströme, die durch nahe gelegene Blitzströme verursacht werden*, 23. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2008.

- [33] Multi-Contact, Berginski, M., *Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten / Crimpen im Feld*, 2. PV-Brandschutz-Workshop, Freiburg, 2013.
- [34] H. Laukamp, G. Bopp, N. Henze, P. Kremer, A. Soria Moya und C. Wittwer, *Gibt es relevante Rückströme in PV-Generatoren?*, 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2010.
- [35] H. Häberlin, *Photovoltaik - Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*, Electrosuisse-Verlag, Fehraltorf, 2010.
- [36] VDE 0100-712, *Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik-(PV) - Stromversorgungssysteme*, VDE Verlag GmbH, 2006.
- [37] E. Vinaricky, *Elektrische Kontakte, Werkstoffe und Anwendungen*, Springer Verlag, 2002.
- [38] Photon, 10/2010.
- [39] <http://de.wikipedia.org/wiki/Risikoanalyse/>.
- [40] <http://de.wikipedia.org/wiki/FMEA/>.
- [41] BSW, Bergische Universität Wuppertal, FG Sicherheitstechnik/Abwehrender Brandschutz, „Einsatz an stationären Lithium-Solarstromspeichern, Hinweise für die Brandbekämpfung“, 12/2014.
- [42] C. Bendel, „Untersuchung der Gefährdung von Brandschützern beim Löschen von unter Spannung stehenden PV-Anlagen, PV-Testanlage bei Fa. SMA, 24.08.2010,“ 2010.
- [43] Berner Fachhochschule, Technik und Informatik, Labor für Photovoltaik, H. Häberlin, „Gefährdung der Feuerwehr beim Löschangriff an PV-anlagen bei Mond- und Kunstlicht“, 2012.
- [44] Underwriters Laboratories Inc., „Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project“, 2011.
- [45] ROHS-Richtlinie 2011/65/EU, *ROHS - Richtlinie 2011/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Directive 2011/65/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the restriction of the use of certain hazardous substances in electrical and electronic equipment*, 2011.
- [46] T. Ebert, Chr. Müller, Bundesverband Boden e.V., „Schadstoffe in Photovoltaik-Freiflächenanlagen - sind sie eine Gefahr für den Boden?“, 2011.
- [47] Fthenakis, V.M. et al, „Emissions and Encapsulation of Cadmium in CdTe PV Modules During Fires“, Environmental Sciences Department, Brookhaven National Laboratory, NY and Consortium for Advanced Radiation Resources, Univ. of Chicago, 2005.
- [48] Photovoltaik.org, „Besondere Gefahren der Photovoltaik durch giftige verbrennung und Ausbreitung“, 2013. [Online]. Available: <http://www.photovoltaik.org/betrieb/brandschutz/giftige-verbrennung-brandausbreitung>.
- [49] Sicherheitsdatenblatt Cadmium gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006, „Cadmium“, Sigma-

Aldrich GMBH, 2011.

- [50] M. Held, Chr. Hagendorf, „<http://www.csp.fraunhofer.de/presse-und-veranstaltungen/details/id/47/>“, Scientific Comment of Fraunhofer to Life Cycle Assessment of CdTe Photovoltaics, 28.02.2012. [Online]. Available: <http://www.csp.fraunhofer.de/presse-und-veranstaltungen/details/id/47/>. [Zugriff am 19.09.2013].
- [51] E. Environmental Protection Agency, „Acute Exposure Guideline Levels (AEGL)“, <http://www.epa.gov/oppt/aegl/pubs/chemlist.htm>.
- [52] P. Sinha, R. Balas, L. Krueger, „Fate and Transport Evaluation of Potential Leaching and Fire Risks from CdTe PV“, 37th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, Seattle, 2011.
- [53] S. Krüger, „Rauchentwicklung, Rauchgaszusammensetzung und Brandrückstandsanalytik von PV-Modulen im Brandfall, Vortrag VDI“, Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM), Berlin, 2011.
- [54] K. Sander et. al., „STUDIE ZUR ENTWICKLUNG EINES RÜCKNAHME- UND VERWERTUNGSSYSTEM FÜR PHOTOVOLTAISCHE PRODUKTE“, *Ökopol, EPIA, BSW-Solar*, 2007.
- [55] J. Beckmann, A. Mennenga, Bayerisches Landesamt für Umwelt (BLU), „Berechnung von Immissionen beim Brand einer PV-Anlage aus CdTe-Modulen“, <http://www.lfu.bayern.de/luft/doc/pvbraende.pdf>, 2011.
- [56] C. Nagl, W. Spangl, „Flächenhafte Darstellung Luftschadstoffe – Räumliche Variation der Schadstoffkonzentration, Machbarkeitsstudie zur Berechnung der PM10-, PM2,5 und NO2-Belastung in Österreich“, Umweltbundesamt Österreich, 2007.
- [57] H. Saran, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, „Entstehung von giftigen Gasen beim Brand von Photovoltaik-Modulen“, TÜV Rheinland, 1997.
- [58] Dr. Körber, TÜV Rheinland, „Stellungnahme: Risikoanalyse für die Schadstofffreisetzung bei Bränden von PV-Anlagen“, Köln, 2012.
- [59] H. Cramer, „Grundlegende Untersuchungen über die Emissionen von Spurenstoffen bei der Verbrennung von Kohle, VGB Kraftwerkstechnik 66 (1986), Heft 8, S. 750-753“, 1986.
- [60] Vehlow, J., Birnbaum, L., Köppel, W., „Arsen und Antimon in der Abfallverbrennung, A J 3/97, S. 9-19“, 1997.
- [61] Vogg, H., Braun, H., Metzger M. und Schneider J., „The specific Role of Cadmium und Mercury in Municipal Solid waste Incineration, Waste Management Research (1986) 4, S. 65-79“, 1986.
- [62] Dr. Ortner, Dr. Hensler, „Beurteilung von Kunststoffbränden“, www.lfu.bayern.de/luft/doc/kunststoffbraende.pdf, 1995.
- [63] VFDB, „Verein zur Förderung des Deutschen Brandschutzes e.V., Richtlinie vfdb 10/01 Bewertung von Schadstoffkonzentrationen im Feuerwehreinsatz, Stand Herbst 2010“, 2010.
- [64] BBodSchV, „Bundesbodenschutz- und Altlastenverordnung - BBodSchV“, 1999.

- [65] BMU, „Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Klärschlammverordnung,“ 1992 / 2012.
- [66] Dr. H. Schmidt, Fraunhofer ISE, „ Aus der Praxis für die Praxis – Fehlersuche in Solargeneratoren und Modulen, 12. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein 1997, Seiten 128 - 134,“ 1997.
- [67] DIBT, „DIBT-Hinweispapier „Hinweise für die Herstellung, Planung und Ausführung von Solaranlagen“,“ Berlin, 2012.
- [68] Dr. N. Bogdanski et al., TÜV Rheinland, „Analytical methods to analyze ageing of PV modules on module level, PVSEC,“ Amsterdam, 2014.
- [69] F. Reil, *Mechanische Beanspruchungen für PV-Module - Transportbelastungen*, Köln, 2009.
- [70] Dehn + Söhne, Blitzplaner, 2. aktualisierte Auflage, Neumarkt, 2007.
- [71] <http://www.elektrofachkraft.de/fachwissen/fachartikel/regelwerke/anforderungen-der-neuen-din-en-62446-vde-0126-teil-23-2010-07/>, Abgerufen im Januar 2014.
- [72] H. Laukamp und G. Bopp, *PV Fire Hazard - Analysis and Assessment of Fire Incidents*, EU PVSEC, Paris, 2013.
- [73] S. Ring, O. Bettermann, Energy 2.0, Brandschutz auf dem Dach, Juni 2012.
- [74] W. B. Sandia National Laboratories, Edition National Electric Code, Article 690.11, 2011.
- [75] VDE, „Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712,VFDE Verlag GmbH,“ Berlin, 2013.
- [76] „www.sonnenenergie.de, 2014,“ [Online]. Available: [http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=92](http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=92).
- [77] „Wikipedia, 2014,“ [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/F%C3%BCnf_Sicherheitsregeln.
- [78] „www.solarprofessional.com, 2014,“ [Online]. Available: [4] <http://solarprofessional.com/articles/design-installation/understanding-the-nec-2014-and-its-impact-on-pv-systems/page/0/4>.
- [79] „www.pv-brandsicherheit.de, Workshop am 26.01.2012,“ [Online]. Available: [5] http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_26-01-12/Sicherheitskonzepte_H_Schmidt_T%C3%9CV-Workshop_26012012_Homepage.pdf.
- [80] „www.pv-brandsicherheit.de, Workshop 24.01.2013,“ [Online]. Available: [6] http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/08_H%C3%A4berlin_Was_tun_nach_Ausl%C3%B6sung_LBD.pdf.
- [81] BINE Informationsdienst, „Recycling von Photovoltaik-Modulen,“ 2010.
- [82] Patterson, M. H., Turner, A. K., Sadeghi, M., Marshall, R.J. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, Netherlands, , „Health, Safety, and Environmental Aspects of the Production and Use of CdTe Thin Film Photovoltaics Modules,“ 1994.

- [83] E. Augsten, *Blick in die Blackbox*, Sonne, Wind und Wärme, 9/2007.
- [84] H. Häberlin und M. Kämpfer, *Measurements of Damages at Bypass Diodes by Included Voltages and Currents in PV Modules Caused by Nearby Lightning Currents with Standard Waveform*, 23rd EU PVSEC, Valencia, 2008.
- [85] <http://www.pv-brandsicherheit.de/freiburg2013>.
- [86] Arnold, H., „MOSFETs plus Logik statt Bypass-Dioden,“ *Energie&Technik*, 2011.
- [87] TÜV Rheinland, „Internet basierte Umfrage zu Brandfällen, <http://www.pv-brandsicherheit.de/9/>,“ 2010 bis 2015.
- [88] IFS, „Brandgefährliche Mängel und Versäumnisse, IFS Report,“ 03/2012.
- [89] Siemens AG, Sicherungssysteme - BETA Niederspannungs-Schutzschalttechnik, Technik-Fibel, Bestell-Nr.: E10003-E38-10T-G3021, 2010.
- [90] Friege, H., Kummer, B., „Ressourcenschonung am Beispiel der Elektro- und Elektronikgeräte III. Photovoltaik-Module,“ 2012.
- [91] M. Bächle, Allianz Stuttgart, „Einsatz von Aluminiumkabeln in der Photovoltaik, ep Photovoltaik,“ 5/6/2012.
- [92] Photon, „Marktübersicht PV-Modultechnologien,“ 2012.

IX. Anlagen

a) FMEA Ergebnisse

Ergebnisse der FMEA-Analyse zum Thema Brandrisiko in PV-Anlagen, 10.12.2012, Frankfurt

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
DC-Stecker												
DC-Steckverbinder	Steckverbinder verschmort	Stecker nicht vollständig gesteckt	4	7	8	224	Schulung der Installateure	3	7	8	168	
							Stecker-Design: Rastnasen, Haptik, Farbgebung etc.	2	7	7	98	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	4	7	7	196	
							Abnahmeprüfung (erneuerte Methoden, z.B. IR)	4	7	6	168	Neue Messmethoden entwickeln
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (DIN 0126-23)	4	7	7	196	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (erneuerte Methode, z.B. IR)	4	7	5	140	
							Lichtbogen-Detektor	4	4	7	112	Wenn zuverlässige Funktion
		Stecker mechanisch beschädigt oder korrodiert durch unsachgemäße Installation, Bewitterung, Tierfraß, Produktionsfehler	4	7	7	196	Schulung der Installateure	3	7	7	147	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	4	7	7	196	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (DIN 0126-23)	4	7	5	140	
							Lichtbogen-Detektor	4	4	6	96	
		Stecker werksseitig schlecht gecrimpt (auch innerhalb von Verteilern, Wechselrichtern etc.)	3	7	7	147	Isolationsmessung	4	7	5	140	
							QS-Maßnahmen beim Hersteller					
							Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Stecker werksseitig schlecht gecrimpt (auch innerhalb von Verteilern, Wechsellichtern etc.)	3	7	7	147	Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Stecker vor Ort schlecht gecrimpt	7	7	7	343	Lichtbogen-Detektor					
		Stecker unterschiedlicher Hersteller (Plagiate) kombiniert	7	7	9	441	Schulung der Installateure	4	7	7	196	
AC-Stecker							Stecker-Design: Kontaktierung ohne Sonderwerkzeug	3	7	7	147	
							Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (DIN 0126-23)	7	7	5	245	
							Lichtbogen-Detektor	7	4	6	168	
AC-Stecker	Stecker verschmort						Schulung der Planer / Installateure	4	7	9	252	
							Einigung auf genormte, kompatible Stecker	1	7	9	63	
							Normativer Ausschluss von inkompatiblen Verbindungen	2	7	9	126	
AC-Stecker	Stecker verschmort	Schraubkontakte unzureichend angezogen	3	6	5	90	Schulung der Installateure					
		Unzulässigenweise starre Leitung an nicht dafür geeignetem Stecker	5	5	4	100	Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Unzulässigenweise flexible Leitung ohne geeignete Aderendhülsen	5	4	7	140	Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
AC-Stecker	Stecker verschmort						Schulung der Installateure					
							Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
							Schulung der Installateure					

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Unzulässigerweise flexible Leitung ohne geeignete Aderendhülsen	5	4	7	140	Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
Schraub-Klemmen (DC)												
Schraub-Klemmen in Feldverteiltern, Wechselrichtern (DC-Seite)	Klemmen verschmort	Schraubkontakte unzureichend angezogen, Leitungen ungeeignet eingeführt	7	7	6	294	Schulung der Installateure, Drehmoment-schlüssel	4	7	6	168	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	7	7	5	245	
							Abnahmeprüfung (verbessert, z.B. mit IR oder Messung Kontaktwiderstand)	7	7	3	147	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (DIN 0126-23)	7	7	4	196	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (verbessert, z.B. mit IR)	7	7	3	147	
							Bevorzugter Einsatz von Federzug-klemmen (wo möglich)	3	7	3	63	
							Konstruktive Änderungen am Generatoranschluss-kasten	5	7	4	140	z.B. einfachere, gerade Einführung von Leitungen
							Lichtbogen-Detektor	7	4	6	168	
		Unterdimensioniert, zu dicht gereiht (Umgebungstemperatur, Derating), keine Potentialtrennplatten etc.	5	8	7	280	Planung verbessern	3	8	7	168	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	5	8	5	200	
							Verbesserte Abnahmeprüfung (z.B. Widerstands-messung, IR)	5	8	4	160	
							Abnahme durch Dritten (PV-Sachverständiger)	5	8	2	80	
		Kabel-Isolation mit eingeklemmt	5	7	8	280	Schulung der Installateure	5	7	8	280	In diesem Fall nicht hilfreich
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	5	7	8	280	

			Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Kabel-Isolation mit eingeklemmt	5	7	8	280	Erweiterte Abnahmeprüfung (mit Thermokamera)	5	7	4	140	
		Unsachgemäße Verarbeitung von Alu-Leitungen	7	8	6	336	Konstruktive Änderung an der Klemmleiste (Ausrichtung)	4	7	6	168	
Schraub-klemmen (AC)							Schulung der Installateure	5	8	6	240	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	7	8	5	280	
							Erweiterte Abnahmeprüfung (mit Thermokamera)	7	8	3	168	
							Abnahme durch Dritten (Pv-Sachverständiger mit Aluwissen)	7	8	3	168	
							Lichtbogendetektor	7	7	6	294	große Querschnitte --> große Leistungen --> Folge Parallellichtbogen
		Schraubkontakte unzureichend angezogen, Leitungen ungeeignet eingeführt	6	6	6	216	Schulung der Installateure, Drehmoment-schlüssel	4	6	6	144	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	6	6	5	180	
							Abnahmeprüfung (verbessert, z.B. mit IR oder Messung Kontaktwiderstand)	6	6	3	108	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (DIN 0126-23)	6	6	4	144	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (verbessert, z.B. mit IR)	6	6	3	108	
							Bevorzugter Einsatz von Federzug-klemmen (wo möglich)	3	6	3	54	
							Konstruktive Änderungen am Generatoranschluss-kasten	5	6	4	120	z.B. einfachere, gerade Einführung von Leitungen
							Lichtbogen-Detektor					Lichtbogen bei Kupfer erst bei sehr hoher Temperatur, Effekt unklar

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
Schraub- Klemmen in Feldverteilern, Wechselrichtern (AC-Seite)	Klemmen verschmort	Unterdimensioniert, zu dicht gereiht (Umgebungstemperatur, Derating), keine Potentialtrennplatten etc.	5	7	7	245	Planung verbessern	3	7	7	147	
							Abnahmeprüfung (DIN 0100-800)	5	7	5	175	
							Verbesserte Abnahmeprüfung (z.B. Widerstands-messung, IR)	5	7	4	140	
	Kabel-Isolation mit eingeklemmt						Abnahme durch Dritten (PV- Sachverständiger)	5	7	2	70	
							Schulung der Installateure	5	6	8	240	In diesem Fall nicht hilfreich
							Abnahmeprüfung (DIN 0100-800)	5	6	8	240	
	Unsachgemäße Verarbeitung von Alu-Leitungen						Erweiterte Abnahmeprüfung (mit Thermokamera)	5	6	4	120	
							Konstruktive Änderung an der Klemmleiste (Ausrichtung)	4	6	6	144	
							Schulung der Installateure	5	8	6	240	
							Abnahmeprüfung (DIN 0100-800)	7	8	5	280	
							Erweiterte Abnahmeprüfung (mit Thermokamera)	7	8	3	168	
Löt- verbindungen							Abnahme durch Dritten (PV- Sachverständiger mit Aluwissen)	7	8	3	168	
							Lichtbogendetektor	7	4	5	140	Lichtbogen bei Kupfer erst bei sehr hoher Temperatur, Effekt unklar
Lötverbindungen innerhalb des Moduls (Zellverbinder, Querverbinder)	Lötstellen verschmort, ggf. Lichtbögen im Modul	Schlechte Lötung, Alterung durch mechanischen / thermischen Stress	7	6	9	378	QS-Verbesserung beim Hersteller (24h)	2	6	9	108	
							Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (DIN 0126-23)	7	6	8	336	

			Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Schlechte Lötung, Alterung durch mechanischen / thermischen Stress	7	6	9	378	Regelmäßige, verbesserte Wiederholungsprüfung (mit IR)	7	6	3	126	Wenn die Sonne scheint
							Lichtbogen-Detektor	7	4	7	196	
Dioden												
Bypass- und Stringdioden	Dioden kurzgeschlossen oder offen	Überspannung durch statische Entladung während Modulfertigung und Installation	4	4	9	144	QS-Maßnahmen, Schulung der Installateure					
		Überspannung durch Gewitter oder Schalthandlungen im System	6	4	8	192	Überspannungsschutz an den Dioden					
		Überspannung durch Gewitter oder Schalthandlungen im System	6	4	8	192	Regelkonformer Blitzschutz	4	4	8	128	
		Überspannung durch Gewitter oder Schalthandlungen im System	6	4	8	192	Überspannungsschutz an den Dioden, spannungsfeste Dioden	3	4	8	96	
		Langzeit-Ausfall durch thermische Überlastung und Temperaturwechsel bei wechselnder Abschattung	4	4	9	144	Erweiterte Wiederholungsprüfung (IR, neue Messverfahren)	6	4	4	96	
		Langzeit-Ausfall durch thermische Überlastung und Temperaturwechsel bei wechselnder Abschattung	4	4	9	144	Einsatz "Kühler" Techniken					
Modul							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
Modul	Unterbrechungen, Isolationsfehler	Abgerissene Zellverbinder (Bändchen)	4	6	8	192	Designänderungen beim Hersteller, QS-Maßnahmen	2	6	8	96	
		Abgerissene Zellverbinder (Bändchen)	4	6	8	192	Regelmäßige Wiederholungsprüfung (IR, neue Messverfahren)	4	6	4	96	
		Abgerissene Zellverbinder (Bändchen)	4	6	8	192	Lichtbogen-Detektor	4	4	7	112	
		Zellbruch	2	3	8	48						
		Glasbruch	6	5	2	60	Verbesserte Montagetechnik					

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Glasbruch	6	5	2	60	Wiederholungs- prüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Beschädigung der Rückseiten-Folie durch Montagefehler, Alterung (Delaminierung) oder Vandalismus	5	4	7	140	Lichtbogen-Detektor					
							Schulung der Installateure					
							Isolationsüber- wachung durch Wechselrichter					
							Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
							Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Zellschäden wie Mikrorisse, Schnecken Spuren etc.	8	2	6	96	Vermeidung der Ursachen durch Design und QS-Maßnahmen					
DC-Sicherungen												
DC-Sicherungen	Überhitzung, mangelndes Schaltverhalten	Verwendung ungeeigneter Sicherungen, z. B. AC-Sicherungen oder unzureichender Spannungs- oder Stromparameter oder ungeeignete Installation	6	8	7	336	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten	2	8	7	112	
							Verzicht auf DC- Sicherungen, wenn möglich	1	1	1	1	Achtung: Nur wenn möglich (2 oder 3 Strings)
							Abnahmeprüfung (nach DIN 0126-23)	6	8	4	192	
							Abnahmeprüfung durch Dritte (PV- Sachverständige)	6	8	2	96	
AC-Sicherungen												
AC-Sicherungen	Überhitzung	Überhitzung durch starke Bündelung, hohe Umgebungstemperaturen (Derating) etc.	6	6	5	180	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten	3	6	5	90	
							Abnahmeprüfung (nach DIN 0100-600)	6	6	3	108	

			Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Überhitzung durch starke Bündelung, hohe Umgebungstemperaturen (berating) etc.	6	6	5	180	Regelmäßige Wiederholungsprüfung (nach DIN 0105-100)	6	6	2	72	Braunfärbungen zusätzlich erkennbar
Kabel (DC und AC)												
Kabel (DC und AC)	Mechanische Beschädigung, Isolationsfehler, Lichtbogen	Langzeitschäden durch Verwitterung (UV-Strahlung, Feuchtigkeit, Temperaturwechsel etc.)	7	7	4	196	Auswahl geeigneter Komponenten	4	7	4	112	
							Geschützte Leitungsverlegung	3	7	4	84	
							Leitungsverlegung in getrennten Schutzrohren	3	5	4	60	
							Isolationsüberwachung durch Wechselrichter	7	7	2	98	Eigentlich bereits Stand der Technik
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (nach DIN 0126-23)	7	7	3	147	
							Lichtbogen-Detektor	7	7	4	196	Parallel- und Erdlichtbögen
		Beschädigung durch achtlose Installation	7	5	4	140	Schulung der Installateure					
		Elektrische Überlastung wg. Querschnitt oder gehäufte Verlegung	5	5	6	150	Abnahmeprüfung (visuell, Isolationsmessung)					
							Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten					
DC-Schalter							Abnahmeprüfung (visuell, IR)					
DC-Schalter innerhalb oder außerhalb des Wechselrichters	Schalter verschmort, kein Trennvermögen	Nicht DC-tauglich	3	8	6	144	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten					
		Bemessungsspannung und Strom unzureichend	6	8	6	288	Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
							Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten	2	8	6	96	

			Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslö- sungswahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslö- sungswahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Bemessungsspannung und Strom unzureichend	6	8	6	288	Abnahmeprüfung (nach DIN 0126-23)	6	8	3	144	Kontakalterung: Schalter müssen betätigt werden
Wechselrichter												
Wechselrichter	Wechselrichter überhitzt, Wechselrichter elektrisch defekt	Lüftung verstopft / ausgefallen	6	4	5	120	Auswahl eines sauberen Standortes					
							Fail-Safe-Verhalten des Wechselrichters					
							Regelmäßige Wartung / Reinigung					
							Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Umgebungstemperatur zu hoch	5	4	5	100	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten					
							Belüftungsmaß- nahmen					
							Gutes Design, hohe Fertigungsqualität					
		Interner elektrischer Fehler	4	4	8	128	Überspannungsschutz					
							Metallgehäuse					
							Lichtbogen-Detektor/ Modulschaltung					
Feuchtigkeit												
Allgemeine Installation	Korrosion durch Feuchtigkeitseintrag	Ungeeignete Schutzart (IP xx) / Mangelnder Luftaustausch	5	4	6	120	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten					Für jeweiligen Installationsort passende Schutzart wählen!
							Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Kabeleinführung in PG-Verschraubungen von oben	4	4	3	48	Schulung der Installateure					

			Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Kabeleinführung in PG-Verschraubungen von oben	4	4	3	48	Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
Brandgefahr												
Allgemeine Installation	Erhöhte Brandgefahr	Montage auf brennbarem Untergrund (z. B. Holz- oder Spanplatte) oder in Umgebung mit leichtentzündlichen Gegenständen (z. B. Stroh, Heu, Treibstoffen etc.)	6	6	5	180	Auswahl eines geeigneten Standortes	1	6	5	30	
							Einhaltung der einschlägigen VDE- und Bauvorschriften	2	6	5	60	
							Einhaltung der Vorschriften des Herstellers	3	6	5	90	wenn sinnvoll
							Abnahmeprüfung (nach DIN 0126-23)	6	6	3	108	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (nach DIN 0126-23)	6	6	3	108	Änderung der Nutzung des Raums möglich
Lötverbindungen J-Box												
Lötverbindungen innerhalb Junction-Box	Lötstellen verschmort, ggf. Lichtbögen im Modul oder in der Junction-Box	Schlechte Lötung, Alterung durch mechanischen / thermischen Stress	5	7	9	315	QS-Verbesserung beim Hersteller	2	7	9	126	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (DIN 0126-23)	5	7	9	315	
							Erweiterte regelmäßige Wiederholungsprüfung (mit IR)	5	7	3	105	
							Lichtbogen-Detektor	5	4	8	160	

b) Laborversuche Emissionen PV-Module

1. Untersuchungsgegenstand und -ziel

Im Rahmen des BMU-Forschungsprojekts „Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung“ erfolgten im Brandversuchshaus von CURRENTA im Juni 2014 experimentelle Untersuchungen mit dem Ziel, die Schadstofffreisetzung von Photovoltaik-Modulen im Brandfall zu charakterisieren. Das Untersuchungsprogramm umfasste drei verschiedene Modultypen (Tabelle 1). Die Module wurden in geneigter Anordnung an der Rückseite mit einem Gasbrenner beflammt, um ein mögliches Brandentstehungsszenario bei dachadditiven PV-Anwendungen zu simulieren. Schadstoffanalysen erfolgten an Rauchgas-, Brandrückstands- und Löschwasserproben.

Typ	Aufbau	Rahmen	Länge (mm)	Breite (mm)	Dicke (mm)
c-Si	Glas-Folie	Aluminium	1655	1000	45*
CIS	Glas-Folie	Aluminium	1255	980	35*
CdTe	Glas-Glas	ohne	1200	600	8
* Dicke des Rahmens					

Tabelle 1: Untersuchte Modultypen

2. Versuchsaufbau

Die PV-Module wurden mit 40 mm hohen, über Kreuz angeordneten Profilschienen auf einer Faserzement-Trägerplatte montiert, die sich auf einer um 23° zur Horizontalen geneigten Prüfplattform befand (Abbildung 1). Die Neigung wurde analog zu der Dachbrandprüfung nach UL 790 gewählt. Die Module ragten um 45 cm über die Vorderkante der Trägerplatte hinaus und wurden in diesem Bereich an ihrer Unterseite beflammt. Als Zündquelle kam der in der UL 790 beschriebene Gasbrenner zum Einsatz, der eine ca. 100 cm breite Flamme erzeugt (Abbildung 2). Der Brenner wurde 10 cm unterhalb der Modulvorderkante positioniert, der horizontale Abstand zur Modulvorderkante betrug ebenfalls 10 cm.

Auf der Modulvorder- und -rückseite wurden jeweils fünf Thermoelemente entlang der Modul-längsachse angeordnet. Die Abstände zur Modulvorderkante betrugen 10, 40, 70, 100 und 130 cm. In den im Anhang enthaltenen Temperaturdiagrammen bezeichnen „MS-01“ (Modulrückseite) und „MS-06“ (Modulvorderseite) die Messstellen an der Modulvorderkante.

Für die Löschwasserversuche wurden zwei Löschdüsen im oberen Bereich des Versuchsaufbaus im Zwischenraum zwischen Modul und Trägerplatte installiert. Zum Auffangen des über die Trägerplatte ablaufenden Löschwassers wurde eine 1,75 × 1,50 m² große Stahlwanne auf dem Boden der Prüfhalle platziert.

Um einen jeweils ähnlich großen Modulbereich zu beflammen, erfolgten die Versuche an den c-Si-Modulen mit einem Modul in Längsausrichtung (Länge: 1655 mm), an den CIS-Modulen mit zwei Modulen in Querausrichtung (Gesamtlänge: 1960 mm) und an den CdTe-Modulen mit drei Modulen in Querausrichtung (Gesamtlänge: 1840 mm inkl. Montageabstand).

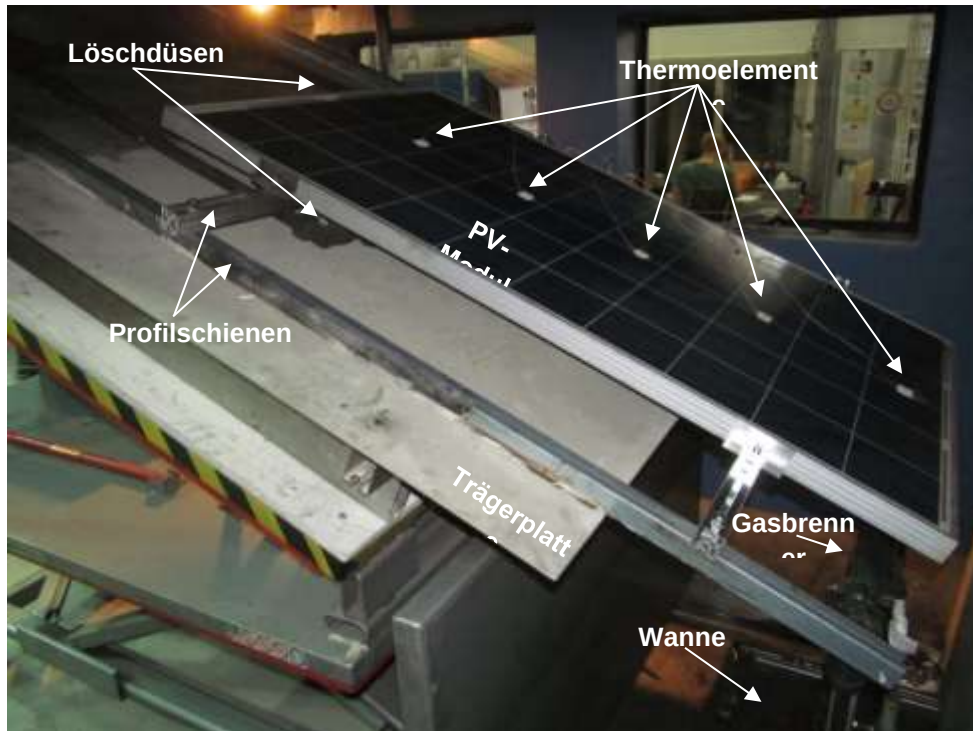


Abbildung 1: Versuchsaufbau (hier dargestellt mit einem c-Si-Modul)



Abbildung 2: Gasbrenner

3. Versuchsdurchführung

An jedem Modultyp wurden Versuche mit 25 kW und mit 150 kW Brennerleistung durchgeführt, um das Brandverhalten und die Schadstofffreisetzung der Module bei unterschiedlichen thermischen Beanspruchungsintensitäten zu analysieren (Abbildung 3). Ergänzend erfolgte an jedem Modultyp ein weiterer Versuch mit 150 kW Brennerleistung, wobei nach sechs bis sieben Minuten Versuchsdauer jeweils mit 20 L Löschwasser über einen Zeitraum von 45 s abgelöscht wurde.

Die Versuche erfolgten unter einer Abzughaube nach ISO 9705 bei einem Abluftvolumenstrom von ca. 1 m³/s. Folgende Größen wurden gemessen:

- Wärmefreisetzungsrate
- Raucherzeugungsrate
- Temperaturen an der Modulvorder- und -rückseite
- Massenverlust der Module und Masse der Brandrückstände
- zerstörte Modulfläche
- Erzeugungsraten der Gaskomponenten Kohlendioxid (CO₂), Kohlenmonoxid (CO), Cyanwasserstoff (HCN), Chlorwasserstoff (HCl), Bromwasserstoff (HBr), Fluorwasserstoff (HF), Stickstoffmonoxid (NO), Stickstoffdioxid (NO₂) und Schwefeldioxid (SO₂)
- in den Rauchgasen enthaltene Mengen an Arsen, Blei, Cadmium und Selen
- in den Brandrückständen enthaltene Mengen an Arsen, Blei, Cadmium und Selen
- im Löschwasser enthaltene Mengen an Arsen, Blei, Cadmium und Selen.

Zusätzlich wurden zwei Referenzversuche mit (nicht brennbaren) Kalziumsilikatplatten anstelle der Module durchgeführt, um festzustellen, welche Rauch-, CO₂- und CO-Erzeugungsrate der Gasbrenner unter den vorgesehenen Betriebsbedingungen verursacht. Diese Messwerte wurden von den eigentlichen Messergebnissen subtrahiert, so dass sich die im Abschnitt 4 aufgeführten Versuchsergebnisse ausschließlich auf die Emissionen der PV-Module beziehen.

Rauchgasanalyse

Zur Bestimmung von Arsen, Blei, Cadmium und Selen wurde ein Teilstrom des Abluftstroms durch ein Filtersystem und anschließend durch ein Sorbens geleitet. Die Analyse erfolgte durch ICP-MS. Die im Abschnitt 4 aufgeführten Messergebnisse entsprechen der Summe der partikelgebundenen und der filtergängigen Anteile.

Die Analyse der Gaskomponenten (mit Ausnahme von Formaldehyd) erfolgte zeitkontinuierlich mit einem an das Abluftrohr des Abzugsystems angeschlossenen FTIR-Spektrometer. Im Abschnitt 4 sind die über die Versuchsdauer gemittelten Konzentrationswerte angegeben.

Zur Bestimmung von Formaldehyd wurde eine Absorptionskartusche verwendet, die Analyse erfolgte durch HPLC.

Brandrückstandsanalyse

Die Brandrückstände bestanden aus beschädigten, abgefallenen Modulteilern, die sich im Versuchsverlauf auf der Trägerplatte des Prüfgestells und in der darunter angeordneten Auffangwanne sammelten. Die Brandrückstände wurden zunächst zusammengekehrt und durchmischt. Hieraus wurden zwei Proben entnommen und mit einer Schneidmühle zerkleinert. Die Bestimmung des Arsen-, Blei-, Cadmium- und Selengehalts erfolgte mit ICP-MS.

Löschwasseranalyse

Nach Durchmischung des in der Auffangwanne gesammelten Löschwassers wurden zwei Proben entnommen und mittels ICP-MS hinsichtlich des Arsen-, Blei-, Cadmium- und Selengehalts analysiert.

Die Analyse von Arsen, Blei, Cadmium und Selen erfolgte durch das Fachgebiet Elementanalytik, die Rauchgasprobenahme und Formaldehyd-Analyse durch das Fachgebiet Luftanalytik und die Brandrückstandszerkleinerung durch das Fachgebiet Umweltanalytik von CURRENTA.



Abbildung 3: Brandversuch mit einer Brennerleistung von 25 kW (oben) und 150 kW (unten)

4. Versuchsergebnisse

Insgesamt wurden neun Versuche durchgeführt, die wie folgt bezeichnet werden.

	25 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung	150 kW Brennerleistung, Löschwasserversuch
Modultyp c-Si	1A	1B	1C
Modultyp CIS	2A	2B	2C
Modultyp CdTe	3A	3B	3C

Tabelle 2: Versuchsbezeichnung

In den Versuchen mit 25 kW Brennerleistung traten an allen drei Modultypen nur lokal begrenzte, primär oberflächige Beschädigungen auf. Bei 150 kW Brennerleistung wurden die Module großflächig zerstört. Die Versuchsdokumentation befindet sich im Anhang des Berichts.

Die Ergebnisse der chemischen Analyse sind im Folgenden angegeben als Masse des betreffenden Analyten bezogen auf ein Normkubikmeter Rauchgase, ein Kilogramm Brandrückstände bzw. ein Liter Löschwasser. Außerdem aufgeführt sind die insgesamt freigesetzten Stoffmengen, die sich jeweils aus der Multiplikation der gemessenen Stoffkonzentration mit dem Gesamtvolumen der Rauchgase, der Gesamtmasse der Brandrückstände bzw. dem Gesamtvolumen des eingesetzten Löschwassers ergeben.

n.n.: nicht nachweisbar

n.e.: nicht ermittelt

4.1 Modultyp c-Si

Wärmefreisetzung, Rauchentwicklung und Beschädigung des Prüfkörpers

	Versuch 1A	Versuch 1B	Versuch 1C
Versuchsdauer (s)	1200	1200	600
Maximale Wärmefreisetzungsrate (kW)	29,2	246,6	272,9
Durchschnittliche Wärmefreisetzungsrate (kW)	6,4	49,3	46,2
Gesamte Wärmefreisetzung (kJ)	7631	59197	27747
Maximale Raucherzeugungsrate* (m ² /s)	0,12	0,78	2,05
Durchschnittliche Raucherzeugungsrate* (m ² /s)	0,03	0,15	0,12
Gesamte Raucherzeugung* (m ²)	41	182	73
Anfangsmasse des Prüfkörpers (g)	19978	20022	19882
Restmasse des Prüfkörpers (g)	19525	5502	10375
Massenverlust (g)	453	14520	9507
Massenverlust (%)	2,3	72,5	47,8
Masse der Brandrückstände (g)	143	12798	n.e.
Verbrannte Masse (g)	310	1722	n.e.
Zerstörte Fläche (m ²)	0,54	1,53	0,97

* Die Raucherzeugung wird m² angegeben, d.h. der Fläche, die alle Rauchpartikel auf eine 2-dimensionale Ebene projiziert, einnehmen würden

Tabelle 3: Brandtechnologische Kennwerte Modultyp c-Si

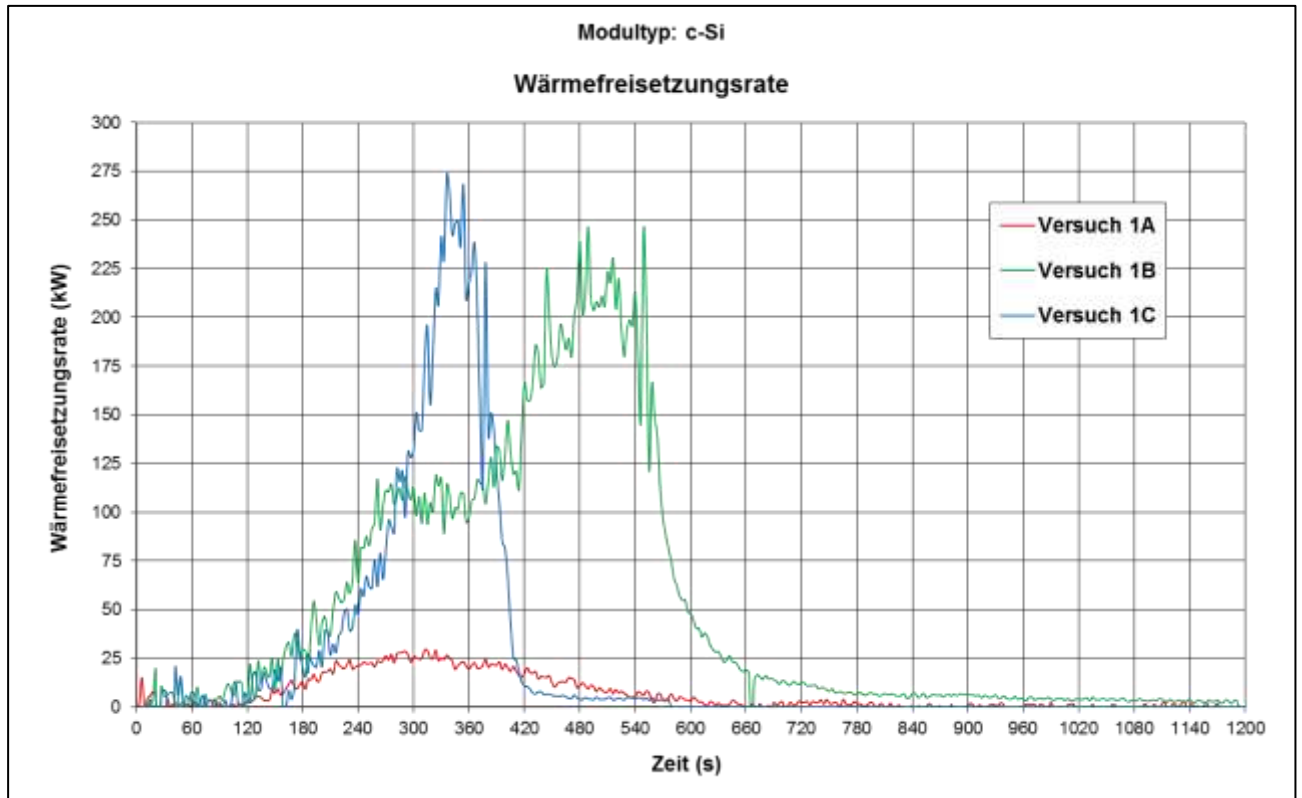


Abbildung 4: Wärmefreisetzungsrate Modultyp c-Si

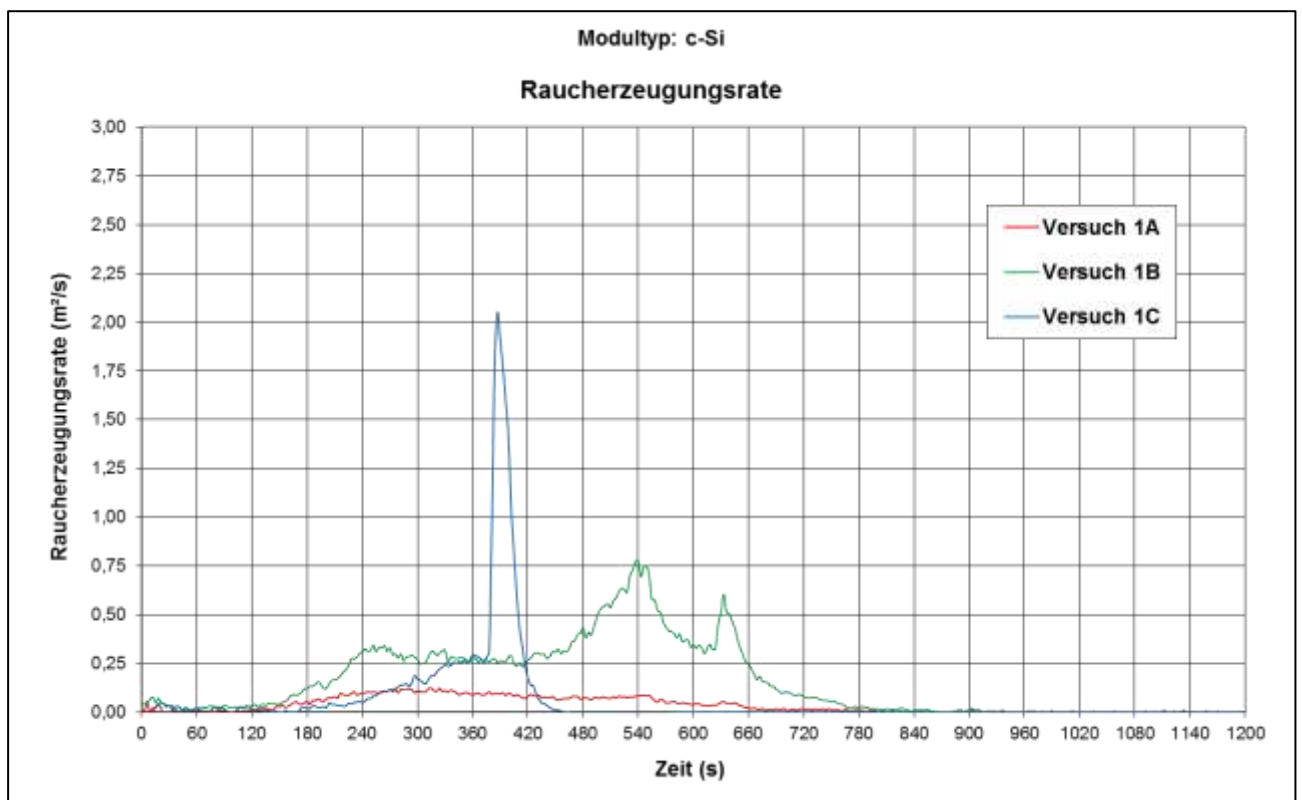


Abbildung 5: Raucherzeugungsrate Modultyp c-Si

Rauchgasanalyse

	Versuch 1A	Versuch 1B	Versuch 1C
Arsen ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1,1	0,8	0,1
Blei ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	50	630	1010
Cadmium ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	6,5	60	77
Selen ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	24	10	9,8
Kohlendioxid (mg/m^3)	842	3786	3068
Kohlenmonoxid (mg/m^3)	6	30	30
Cyanwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Bromwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffmonoxid (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffdioxid (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Schwefeldioxid (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd (mg/m^3)	1,0	0,9	1,8

Tabelle 4: Rauchgasanalyse Modultyp c-Si – Messwerte (zeitgemittelt)

	Versuch 1A	Versuch 1B	Versuch 1C
Arsen (mg)	1,3	1,0	0,1
Blei (mg)	61	760	600
Cadmium (mg)	7,9	72	46
Selen (mg)	29	12	5,8
Kohlendioxid (g)	1020	4543	1822
Kohlenmonoxid (g)	7	36	18
Formaldehyd (g)	1,2	1,1	1,1

Tabelle 5: Rauchgasanalyse Modultyp c-Si – berechnete Gesamtfreisetzung

Brandrückstandsanalyse

		Versuch 1A		Versuch 1B		Versuch 1C	
		Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen	(mg/kg)	48	30	11	9,1	n.e.	n.e.
Blei	(mg/kg)	4800	6400	700	2700	n.e.	n.e.
Cadmium	(mg/kg)	0,3	2,5	0,4	1,4	n.e.	n.e.
Selen	(mg/kg)	0,5	110	0,3	20	n.e.	n.e.

Tabelle 6: Brandrückstandsanalyse Modultyp c-Si – Messwerte

		Versuch 1A		Versuch 1B		Versuch 1C	
		Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen	(mg)	6,9	4,3	140	120	n.e.	n.e.
Blei	(mg)	690	920	9000	35000	n.e.	n.e.
Cadmium	(mg)	0,04	0,36	5,1	18	n.e.	n.e.
Selen	(mg)	0,07	16	3,8	260	n.e.	n.e.

Tabelle 7: Brandrückstandsanalyse Modultyp c-Si – berechnete Gesamtfreisetzung

Löschwasseranalyse

		Versuch 1A		Versuch 1B		Versuch 1C	
		Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,9	1,2
Blei	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	76	130
Cadmium	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	4,9	5,7
Selen	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	13	3,6

Tabelle 8: Löschwasseranalyse Modultyp c-Si – Messwerte

	Versuch 1A		Versuch 1B		Versuch 1C	
	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,02	0,02
Blei (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	1,5	2,6
Cadmium (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,10	0,11
Selen (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,26	0,07

Tabelle 9: Löschwasseranalyse Modultyp c-Si – berechnete Gesamtfreisetzung

4.2 Modultyp CIS

Wärmefreisetzung, Rauchentwicklung und Beschädigung des Prüfkörpers

		Versuch 2A	Versuch 2B	Versuch 2C
Versuchsdauer	(s)	1200	1200	600
Maximale Wärmefreisetzungsrate	(kW)	41,7	184,1	186,3
Durchschnittliche Wärmefreisetzungsrate	(kW)	8,1	70,6	29,2
Gesamte Wärmefreisetzung	(kJ)	9699	84712	17506
Maximale Raucherzeugungsrate	(m ² /s)	0,34	0,92	2,94
Durchschnittliche Raucherzeugungsrate	(m ² /s)	0,08	0,30	0,46
Gesamte Raucherzeugung	(m ²)	92	358	274
Anfangsmasse des Prüfkörpers	(g)	39165	39099	39124
Restmasse des Prüfkörpers	(g)	36075	5805	31806
Massenverlust	(g)	3090	33294	7318
Massenverlust	(%)	7,9	85,2	18,7
Masse der Brandrückstände	(g)	2758	30547	n.e.
Verbrannte Masse	(g)	332	2747	n.e.
Zerstörte Fläche	(m ²)	0,45	2,36	2,34

Tabelle 10: Brandtechnologische Kennwerte Modultyp CIS

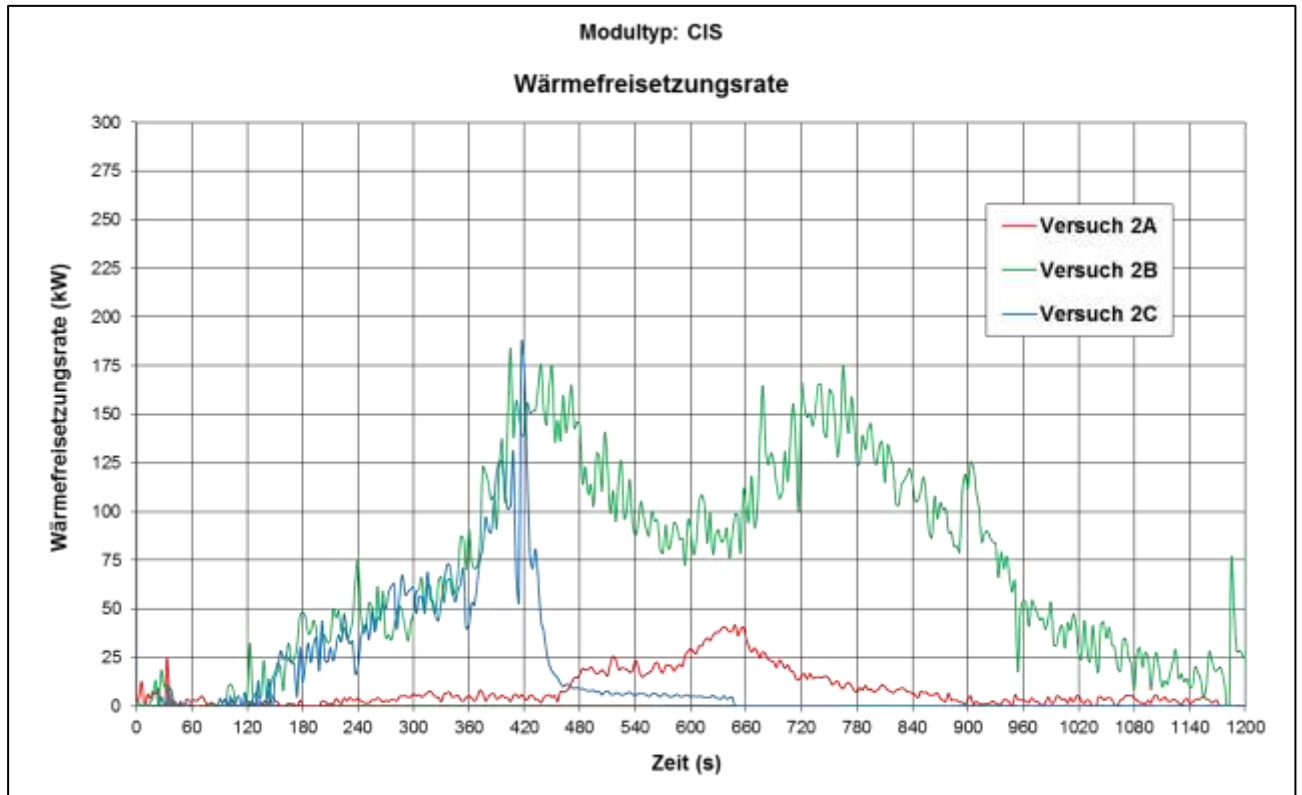


Abbildung 6: Wärmefreisetzungsrate Modultyp CIS

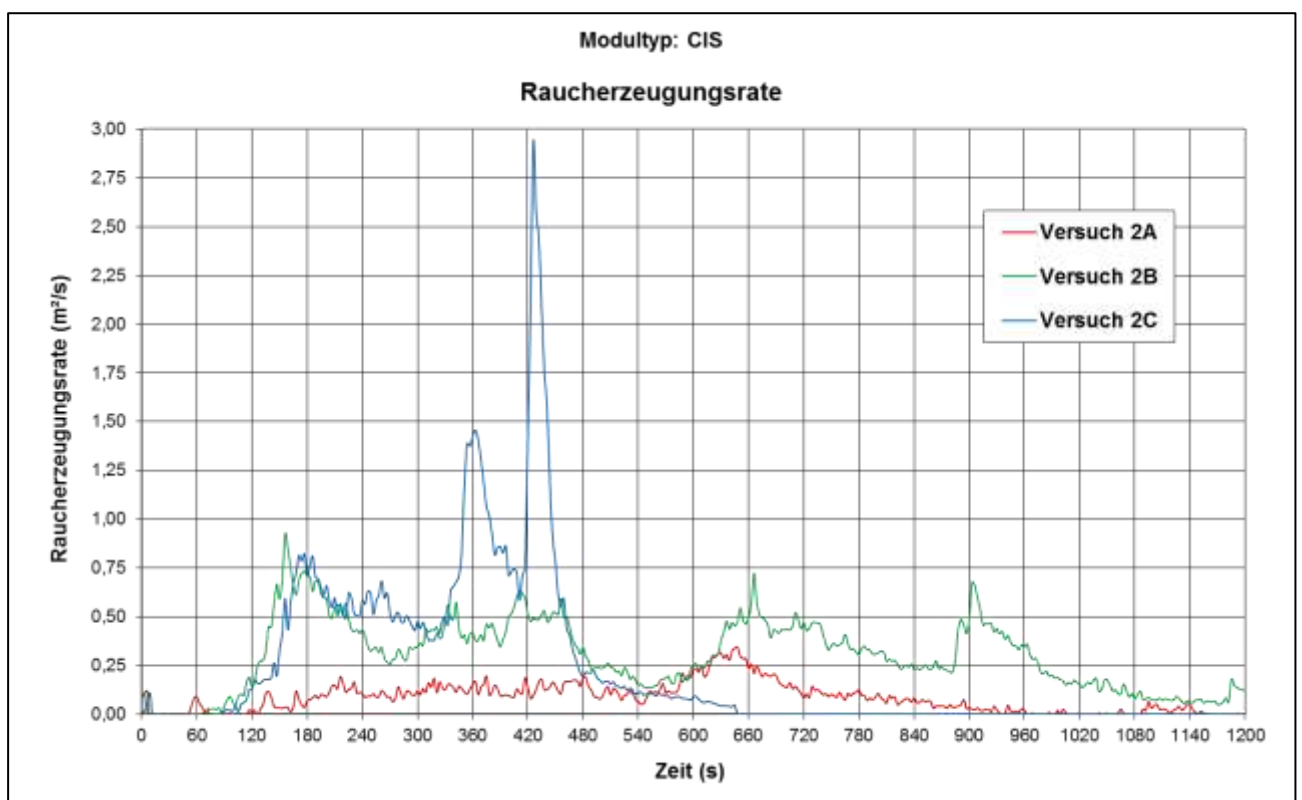


Abbildung 7: Raucherzeugungsrate Modultyp CIS

Rauchgasanalyse

	Versuch 2A	Versuch 2B	Versuch 2C
Arsen ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1,5	1,6	1,0
Blei ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	250	270	480
Cadmium ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	12	14	34
Selen ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	4,8	40	8,0
Kohlendioxid (mg/m^3)	615	5817	2751
Kohlenmonoxid (mg/m^3)	11	237	382
Cyanwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Bromwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffmonoxid (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffdioxid (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Schwefeldioxid (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd (mg/m^3)	1,2	2,1	4,9

Tabelle 11: Rauchgasanalyse Modultyp CIS – Messwerte (zeitgemittelt)

	Versuch 2A	Versuch 2B	Versuch 2C
Arsen (mg)	1,9	1,8	0,6
Blei (mg)	310	300	290
Cadmium (mg)	15	16	20
Selen (mg)	5,9	45	4,8
Kohlendioxid (g)	760	6492	1634
Kohlenmonoxid (g)	14	265	227
Formaldehyd (g)	1,5	2,3	2,9

Tabelle 12: Rauchgasanalyse Modultyp CIS – berechnete Gesamtfreisetzung

Brandrückstandsanalyse

		Versuch 2A		Versuch 2B		Versuch 2C	
		Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen	(mg/kg)	1,7	2,2	1,7	2,5	n.e.	n.e.
Blei	(mg/kg)	23	26	23	29	n.e.	n.e.
Cadmium	(mg/kg)	5,9	5,9	6,0	7,4	n.e.	n.e.
Selen	(mg/kg)	350	260	360	110	n.e.	n.e.

Tabelle 13: Brandrückstandsanalyse Modultyp CIS – Messwerte

		Versuch 2A		Versuch 2B		Versuch 2C	
		Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen	(mg)	4,7	6,1	52	76	n.e.	n.e.
Blei	(mg)	63	72	700	890	n.e.	n.e.
Cadmium	(mg)	16	16	180	230	n.e.	n.e.
Selen	(mg)	970	720	11000	3400	n.e.	n.e.

Tabelle 14: Brandrückstandsanalyse Modultyp CIS – berechnete Gesamtfreisetzung

Löschwasseranalyse

		Versuch 2A		Versuch 2B		Versuch 2C	
		Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,7	0,9
Blei	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	61	61
Cadmium	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	12	9,5
Selen	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	240	700

Tabelle 15: Löschwasseranalyse Modultyp CIS – Messwerte

	Versuch 2A		Versuch 2B		Versuch 2C	
	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,01	0,02
Blei (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	1,2	1,2
Cadmium (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,24	0,19
Selen (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	4,8	14

Tabelle 16: Löschwasseranalyse Modultyp CIS – berechnete Gesamtfreisetzung

4.3 Modultyp CdTe

Wärmefreisetzung, Rauchentwicklung und Beschädigung des Prüfkörpers

		Versuch 3A	Versuch 3B	Versuch 3C
Versuchsdauer	(s)	1800	1200	600
Maximale Wärmefreisetzungsrate	(kW)	15,3	66,5	88,2
Durchschnittliche Wärmefreisetzungsrate	(kW)	0,4	13,2	16,3
Gesamte Wärmefreisetzung	(kJ)	785	15809	9786
Maximale Raucherzeugungsrate	(m ² /s)	0,08	0,23	0,87
Durchschnittliche Raucherzeugungsrate	(m ² /s)	0,003	0,11	0,14
Gesamte Raucherzeugung	(m ²)	5	133	86
Anfangsmasse des Prüfkörpers	(g)	35583	35540	35527
Restmasse des Prüfkörpers	(g)	35552	23942	24334
Massenverlust	(g)	31	11598	11193
Massenverlust	(%)	0,1	32,6	31,5
Masse der Brandrückstände	(g)	2	11035	n.e.
Verbrannte Masse	(g)	29	563	n.e.
Zerstörte Fläche	(m ²)	0,03	0,32	0,82

Tabelle 17: Brandtechnologische Kennwerte Modultyp CdTe

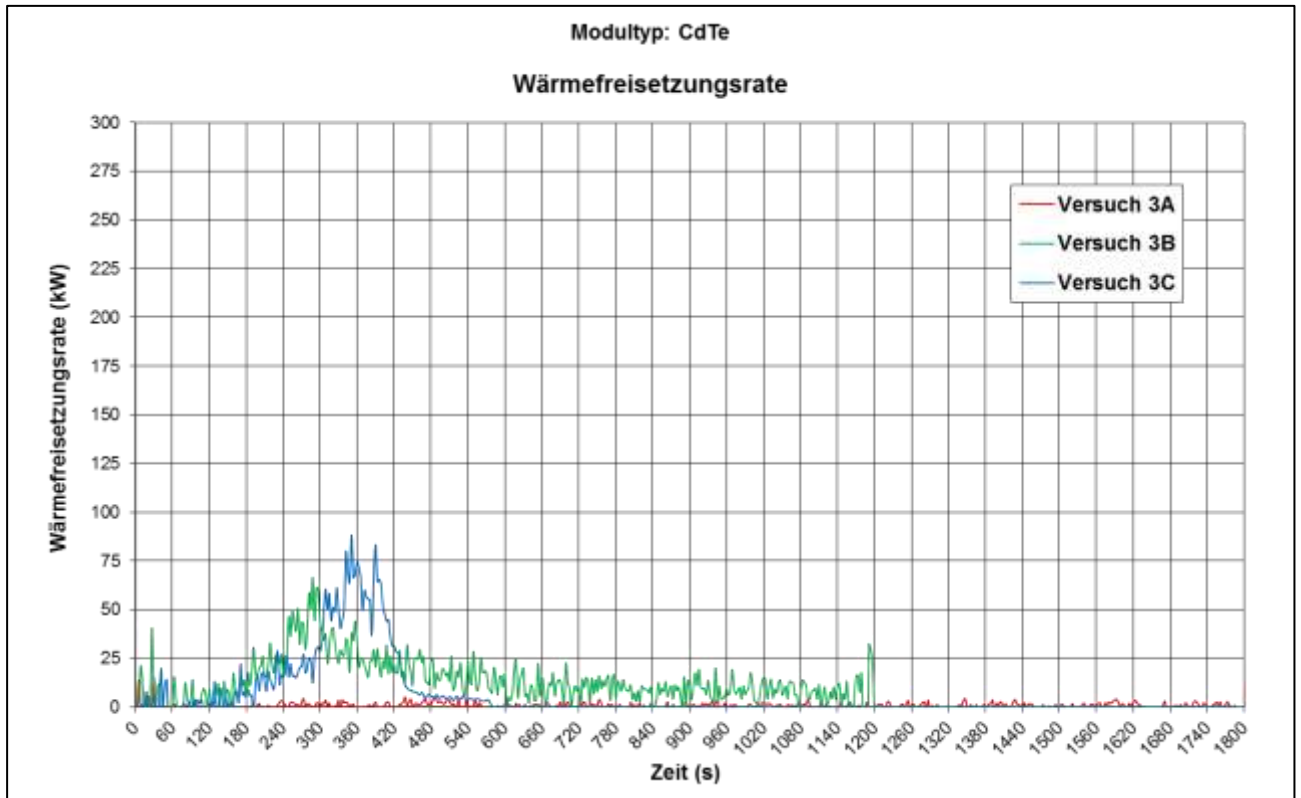


Abbildung 8: Wärmefreisetzungsrate Modultyp CdTe

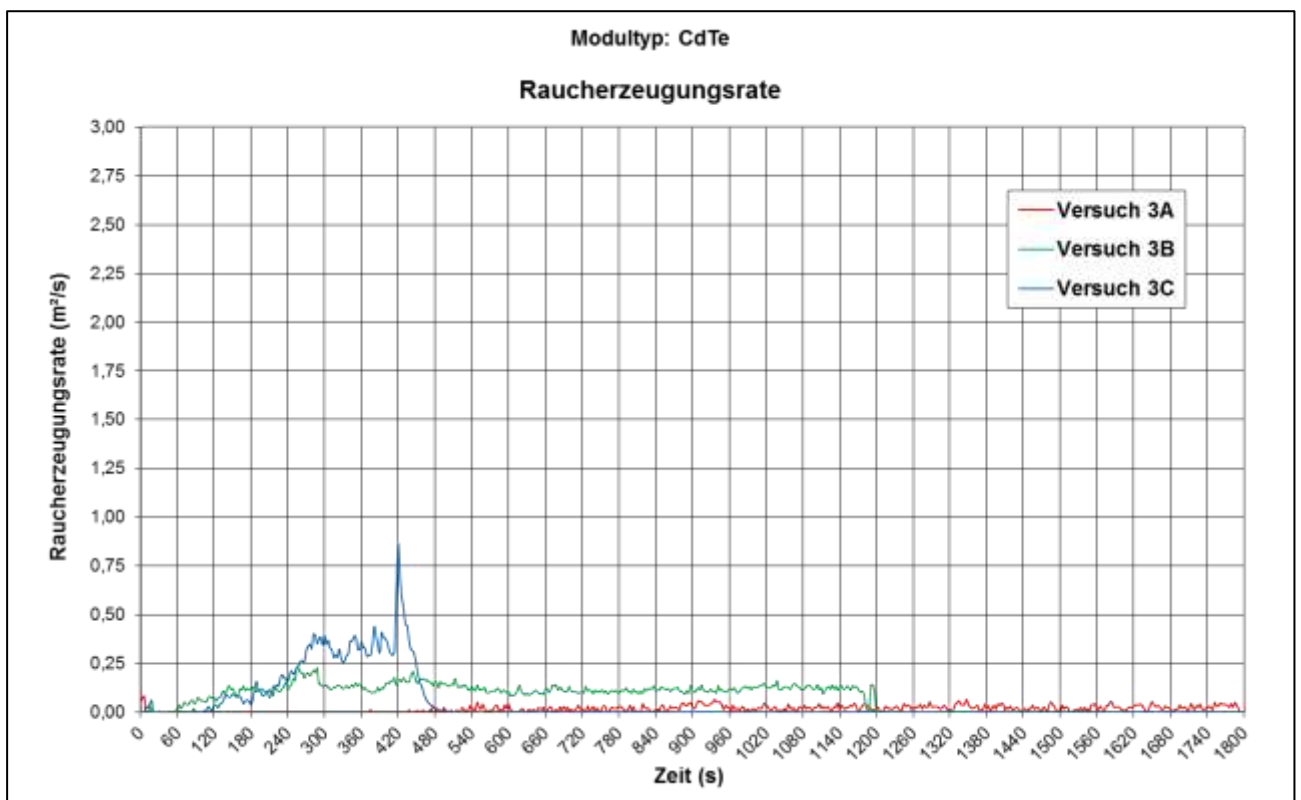


Abbildung 9: Raucherzeugungsrate Modultyp CdTe

Rauchgasanalyse

	Versuch 3A	Versuch 3B	Versuch 3C
Arsen ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	0,3	0,2	0,2
Blei ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	34	120	1330
Cadmium ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	9,9	37	48
Selen ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	4,2	4,7	2,2
Kohlendioxid (mg/m^3)	42	1453	1495
Kohlenmonoxid (mg/m^3)	1	63	90
Cyanwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Bromwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorwasserstoff (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffmonoxid (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Stickstoffdioxid (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Schwefeldioxid (mg/m^3)	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd (mg/m^3)	0,4	1,6	2,6

Tabelle 18: Rauchgasanalyse Modultyp CdTe – Messwerte (zeitgemittelt)

	Versuch 3A	Versuch 3B	Versuch 3C
Arsen (mg)	0,6	0,2	0,1
Blei (mg)	64	140	800
Cadmium (mg)	19	43	29
Selen (mg)	7,9	5,4	1,3
Kohlendioxid (g)	79	1674	897
Kohlenmonoxid (g)	2	73	54
Formaldehyd (g)	0,8	1,8	1,6

Tabelle 19: Rauchgasanalyse Modultyp CdTe – berechnete Gesamtfreisetzung

Brandrückstandsanalyse

		Versuch 3A		Versuch 3B		Versuch 3C	
		Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen	(mg/kg)	2,2	8,2	0,6	0,9	n.e.	n.e.
Blei	(mg/kg)	17	160	52	200	n.e.	n.e.
Cadmium	(mg/kg)	2,0	7,4	120	110	n.e.	n.e.
Selen	(mg/kg)	300	250	2,8	3,6	n.e.	n.e.

Tabelle 20: Brandrückstandsanalyse Modultyp CdTe – Messwerte

		Versuch 3A		Versuch 3B		Versuch 3C	
		Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen	(mg)	0,004	0,02	6,6	9,9	n.e.	n.e.
Blei	(mg)	0,03	0,3	570	2200	n.e.	n.e.
Cadmium	(mg)	0,004	0,02	1300	1200	n.e.	n.e.
Selen	(mg)	0,6	0,5	31	40	n.e.	n.e.

Tabelle 21: Brandrückstandsanalyse Modultyp CdTe – berechnete Gesamtfreisetzung

Löschwasseranalyse

		Versuch 3A		Versuch 3B		Versuch 3C	
		Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	1,4	1,4
Blei	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	35	34
Cadmium	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	7,1	53
Selen	(µg/L)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	73	47

Tabelle 22: Löschwasseranalyse Modultyp CdTe – Messwerte

	Versuch 3A		Versuch 3B		Versuch 3C	
	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2	Probe 1	Probe 2
Arsen (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,03	0,03
Blei (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,70	0,68
Cadmium (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,14	1,1
Selen (mg)	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	1,5	0,94

Tabelle 23: Löschwasseranalyse Modultyp CdTe – berechnete Gesamtfreisetzung

c) PV-Anlagenpass



Photovoltaik-Anlagenpass

Nr.

ZVEH



PHOTOVOLTAIKANLAGE	
Installierte Anlagenleistung Nennleistung aller Module: _____ kWp Leistungstoleranz der Module: _____ %	Käufer der Anlage / Auftraggeber _____ (Vorname, Name oder Firma) _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort Anlagenstandort _____ Gebäude-/Grundstückseigentümer (Vorname, Name oder Firma) _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort
Ausrichtung und Dachneigung Ausrichtung Dachneigung Bitte jeweils die entsprechende Gradzahl einkreisen	Anlagenfoto/-beschreibung Foto oder Anlagenbeschreibung (Gebäudeart, Schrägdach / Flachdach, zusammenhängende oder mehrere Teilanlagen, aufdach / integriert, ...)
Anlagenfoto/-beschreibung Foto oder Anlagenbeschreibung (Gebäudeart, Schrägdach / Flachdach, zusammenhängende oder mehrere Teilanlagen, aufdach / integriert, ...)	Inbetriebnahme, Einspeise-Stromzähler Tag der Inbetriebnahme: _____ Einspeise-Stromzähler Reg-Nr.: _____ Zählerstand bei Übergabe: _____ kWh Eigenstromverbrauch gemäß EEG ☐ ja ☐ nein Inbetriebnahmedatum: _____ Messeinrichtung PV, Zähler Nr.: _____ Zählerstand bei Übergabe: _____ Bei Eigenverbrauch gemäß § 33 (2) EEG 2009 zusätzlich: Messeinrichtung für Überschuss, Zähler Nr.: _____ Zählerstand bei Übergabe: _____ Prognostizierter Anlagenenertrag Erwarteter Stromertrag: _____ kWh/Jahr ¹⁾ ☐ Es wurde keine Prognose erstellt
AUSSTELLER ANLAGENPASS/INSTALLATEUR	
Dieser Anlagenpass wurde ausgestellt von: _____ Firma _____ Bearbeiter (Vorname, Name) _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort Der Unterzeichner bestätigt, dass alle Angaben dieses Anlagenpasses und der Anlagen 1 bis 4 auf die oben beschriebene und dem Käufer übergebene PV-Anlage zutreffen ^{1) 2)} _____ Datum, Unterschrift Aussteller Anlagenpass / Installateur	Mit dem Siegel wird bestätigt, dass der Betrieb registriert und daher im Handwerkerverzeichnis der Internetseite www.photovoltaik-anlagenpass.de gelistet ist. _____ Firmenstempel Siegel Anlagenpass mit Registriernum mer

1) Der Anlagenpass ist nur vollständig mit den Anlagen (1) bis (4)

2) Der Photovoltaik-Anlagenpass wurde mit größter Sorgfalt erstellt. Eine Garantie im Sinne einer verschuldensunabhängigen Haftung für das Vorliegen der begutachteten Eigenschaften kann jedoch nicht abgegeben werden.