

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FEUERSICHERHEIT VON PV-SYSTEMEN ERLÄUTERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

© Fronius International GmbH

Version 01/2020

Business Unit Solar Energy / System Technology

Fronius behält sich alle Rechte, insbesondere das Recht der Vervielfältigung und Verbreitung sowie der Übersetzung vor. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form ohne schriftliche Genehmigung von Fronius reproduziert oder unter Verwendung elektrischer Systeme gespeichert, verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden. Es wird darauf hingewiesen, dass alle Angaben in diesem Dokument trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung des Autors oder von Fronius ausgeschlossen ist. Geschlechterspezifische Formulierungen beziehen sich gleichermaßen auf die weibliche und männliche Form.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Zielsetzung.....	4
1.2	Feuer- und PV-Systeme: Fakten und Fiktion.....	4
1.3	Brandrisiko vs. Risiko für Einsatzkräfte	5
2	Fehleranalyse	6
2.1	Deutschland	6
2.2	Vereinigtes Königreich	8
3	Gleichstrom Steckverbindungen – Notwendigkeit und Fehlerquelle	9
3.1	Installationsfehler	9
3.2	Nicht übereinstimmende DC-Steckverbindungen.....	10
3.3	Leistungsoptimierer - eine gefährliche Sicherheitsmaßnahme	11
4	Brand von PV Systemen – Das Unwahrscheinliche bekämpfen	14
5	Empfehlungen & Schlussfolgerung	16
5.1	Empfehlungen zur Verringerung der Brandgefahr.....	16
5.2	Zusätzliche Maßnahmen zur Verringerung des Risikos für Feuerwehrleute.....	17
5.3	Die wechselrichterintegrierten Sicherheitsfunktionen bei Fronius	18
6	Literatur	20

1 EINLEITUNG

Kürzlich wurden in den Medien unbegründete Sicherheitsbedenken über die Sicherheit von PV-Systemen geäußert, obwohl die Photovoltaik eine äußerst sichere Technologie ist. Gerüchte über brennende Häuser, die nicht gelöscht werden können, oder Feuerwehrleute, die einen Brand nicht bekämpfen, wenn eine PV-Anlage involviert ist, rücken PV-Dachanlagen in ein Licht, das sie nicht verdienen. Tatsächlich haben PV-Anlagen ein sehr hohes Sicherheitsniveau, wenn es um vorbeugenden Brandschutz sowie Betriebs- und Brandsicherheit geht. Viele aktuelle Analysen von Brandereignissen im Zusammenhang mit PV, wie die von TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE (Sepanski et al., 2015), BRE (2017b) und IEA PVPS (2017), zeigen, dass Komponenten von PV-Systemen während des Herstellungsprozesses nach sehr strengen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsprüfprotokollen getestet werden. Dadurch wird sichergestellt, dass sie die elektrischen Sicherheitsanforderungen verschiedener nationaler und internationaler Normen und Standards erfüllen. Zusätzlich müssen bei Planung, Bau und Betrieb Aspekte wie die Schaffung von Brandabschnitten, Zugänglichkeit, funktionale Integrität und mechanische Sicherheit berücksichtigt werden. Module, die als Teil eines Daches fungieren (gebäudeintegrierte PV), müssen die gleichen Feuerwiderstandstests erfüllen wie das Dachmaterial.

Laut dem PVPS-Programm der Internationalen Energieagentur (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Program, IEA PVPS) "stellen PV-Systeme unter normalen Betriebsbedingungen keine Gesundheits-, Sicherheits- oder Umweltrisiken dar, wenn sie ordnungsgemäß installiert und von geschultem Personal gemäß den Anforderungen der elektrischen Vorschriften gewartet werden". (IEA PVPS 2017; S. 2).

1.1 Zielsetzung

Ziel dieses Papers ist es, die aktuelle Situation bei Brandereignissen mit PV-Systemen in ausgewählten Ländern zu bewerten und darzustellen sowie abzuleiten, ob ein signifikanter Beitrag von gebäudebezogenen PV-Systemen zum Brandrisiko besteht. Obwohl es sich bei PV um eine sehr sichere Technologie handelt und Störfälle selten sind, sollte diese Analyse die häufigsten Gründe für Lichtbogenfehler und damit für mögliche Brandzwischenfälle aufzeigen. Basierend auf den Ergebnissen dieser Ausfallanalyse in ausgewählten Ländern werden geeignete Maßnahmen zur Reduzierung des ohnehin geringen Brandrisikos von PV-Anlagen abgeleitet.

Obwohl Niederspannungsstrom seit Jahrzehnten in fast jedem Gebäude vorhanden ist und Feuerwehrleute wissen, wie man damit umgeht, besteht in der Öffentlichkeit eine gewisse Unsicherheit, wenn es um das Thema Löschen eines PV-bedingten Brandes geht. Durch die Analyse verschiedener Einsatztaktiken und -strategien sowie Sicherheitsmaßnahmen zur Verringerung des Stromschlagrisikos für Feuerwehrleute gibt dieses Papier Empfehlungen für das Verhalten im Brandfall.

1.2 Feuer- und PV-Systeme: Fakten und Fiktion

Wie in der Einleitung erwähnt, gibt es immer noch Gerüchte über PV-Anlagen auf Dächern und deren Handhabung im Brandfall. Durch die Analyse von Kundenfeedback, Schlagzeilen sowie relevanter Literatur

(Sepanski et. al. 2015) wurden die folgenden Punkte identifiziert, die für die Vielzahl falscher Informationen stehen, die in der Öffentlichkeit kursieren:

- / Feuerwehrleute löschen keinen Brand von Gebäuden mit einer PV-Anlage auf dem Dach
- / Eine PV-Anlage auf dem Dach erhöht das Brandrisiko erheblich
- / Eine PV-Anlage auf dem Dach erhöht das Verletzungsrisiko für Feuerwehrleute während eines Notfalls erheblich
- / Abschaltung auf Modulebene reduziert das Brandrisiko
- / Es ist nicht möglich, einen durch PV verursachten Brand zu löschen
- / Eine PV-Anlage auf dem Dach erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass ein Gebäude vom Blitz getroffen wird, erheblich

Neben dem in Kapitel 1.1 definierten Ziel sollten die aufgeführten Punkte kritisch analysiert werden, um zu prüfen, ob es realistische Aussagen gibt, die diese Gerüchte bestätigen oder entkräften.

1.3 Brandrisiko vs. Risiko für Einsatzkräfte

Bevor auf die Analyse von PV-bedingten Brandereignissen im Detail eingegangen werden kann, ist eine klare Definition der mit einem Brand verbundenen Risiken erforderlich.

Wenn es um die Sicherheit von PV-Systemen geht, lassen sich mögliche Risiken im Zusammenhang mit einem möglichen Brand in zwei Kategorien einteilen:

- / **Brandgefahr:** Dieses Risiko beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Brand entsteht. Je höher die Wahrscheinlichkeit, desto höher das Risiko, dass ein Brand entsteht.
- / **Risiko für Einsatzkräfte:** Dieses Risiko beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Feuerwehrmann oder andere Einsatzkräfte bei einem Rettungs- oder Feuerlöscheinsatz verletzt werden.

Diese beiden Kategorien sind wichtig, wenn es um die Erhöhung der Sicherheit von PV-Systemen geht. Die Ergreifung geeigneter Maßnahmen zur Reduzierung des Brandrisikos reduziert direkt das Risiko für die Notfallhelfer, da kein Brand keine Risiken für die Notfallhelfer bedeutet, und daher sollte dies die oberste Priorität im Hinblick auf den PV-Brandschutz sein. Diese Schlussfolgerung ist umgekehrt nicht immer anwendbar. Maßnahmen, die sich direkt auf das Risiko für Notfallhelfer auswirken, wie z.B. die Abschaltung auf Modulebene, tragen oft nicht zur Verringerung des Brandrisikos bei, sondern könnten stattdessen zu einem erhöhten Brandrisiko führen, wie in Kapitel 3 erörtert wird.

In seinem Engagement, das ohnehin schon hohe Sicherheitsniveau beim Brandschutz zu erhöhen, legt Fronius den Schwerpunkt auf die Verringerung der Brandgefahr, die das Risiko für die Einsatzkräfte direkt beeinflusst und damit nachhaltig und nutzbringend wirkt.

2 FEHLERANALYSE

Wie in der Einleitung erwähnt, wird dieses Kapitel einen Überblick über Brandfälle mit gebäudebezogenen PV-Systemen in ausgewählten Ländern geben.

2.1 Deutschland

Deutschland ist einer der ältesten PV-Märkte weltweit und der größte in Europa. Im Jahr 2015 veröffentlichte der TÜV Rheinland in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) einen Bericht über Brandunfälle mit gebäudebezogenen PV-Anlagen bis 2013 und deren Ursachen. Diese detaillierte Analyse ergab, dass offiziell 430 Fälle von Brand-/Hitzeschäden gemeldet wurden, von denen 210 durch die PV-Anlage selbst ausgelöst wurden. Im Vergleich zu den insgesamt 1,3 Millionen bis 2013 installierten PV-Anlagen entspricht dies 0,016% aller in Deutschland installierten PV-Anlagen (Sepanski et. al. 2015). Die folgenden Abbildungen zeigen eine Zuordnung der Brandereignisse zu verschiedenen Fehlerarten und Fehlerquellen.

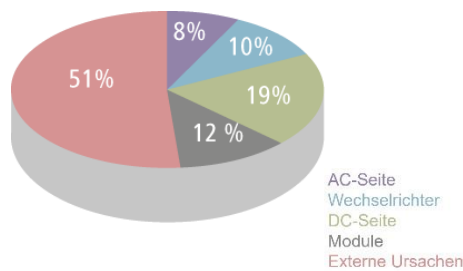


Abbildung 1: Fehlerquelle - Allokation für Deutschland (Daten von Sepanski et. al. 2015)

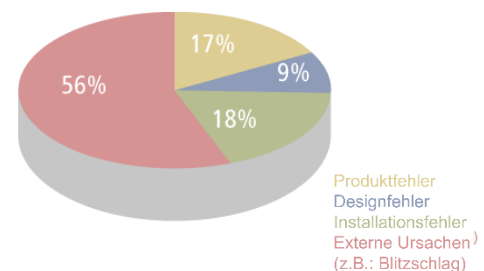


Abbildung 2: Fehlerart - Allokation für Deutschland (Daten von Sepanski et. al. 2015)

Die Analyse ergab, dass mehr als 70% der Fehler auf äußere Einflüsse oder Installationsfehler zurückzuführen sind (siehe Abbildung 2). Wohingegen nur 17% der Fehler, die zu einem Brand führen, auf Produktversagen beruhen (siehe Abbildung 2) und nur 10% der Fehler im Wechselrichter auftreten (siehe Abbildung 1).

Eine detaillierte Fehleranalyse zeigte die häufigsten Ursachen für serielle Störlichtbögen auf, die die Hauptursachen für Brandfälle bei PV-Anlagen sind. Diese Gründe sind in Tabelle 1 aufgelistet und nach Komponente und Eintrittswahrscheinlichkeit sortiert.

Tabelle 1 Mögliche Ursachen für Lichtbogenfehler, sortiert nach Komponente und Auftretenswahrscheinlichkeit (Sepanski et. al. 2015)

Komponente	Mögliche Ursache für Störlichtbögen
<i>DC-Steckverbinder</i>	Verbinder vor Ort schlecht gecrimpt
	Missmatching des DC-Steckers
	Verbinder nicht vollständig eingesteckt
	Verbinder mechanisch beschädigt oder korrodiert durch unsachgemäße Installation, Verwitterung, Tierbisse oder Produktionsfehler
	Verbinder in Produktion schlecht gecrimpt
<i>Schraubklemmen im Feldverteiler, Wechselrichter (DC-Seite)</i>	Unzulänglich angezogener Schraubkontakt, unzureichendes Einführen des Kabels
	Unterdimensioniert, zu nahe beieinander angeordnet
	Geklemmte Kabel-Isolation
<i>Lötanschluss (im Modul)</i>	Schlechte Lötverbindung, Alterung durch mechanische/thermische Beanspruchung
<i>Bypass Diode</i>	Überspannung durch Blitzschlag oder Schaltvorgang im System
	Langzeitausfall durch thermische Überlastung
<i>Modul</i>	Zellschäden (Mikrorisse, ...)
	Abgerissene Zellenverbinder
	Zellbruch/Glasbruch
<i>DC-Sicherungen</i>	Ungeeignete Sicherungen
	Falsche Installation
<i>DC-Kabel</i>	Langzeitausfall durch Witterungseinflüsse (UV-Strahlung, Feuchtigkeit, Temperaturwechsel, ...)
	Schäden durch unsachgemäßen Einbau (Knick, ...)
	Tierverbiss
<i>DC-Trennschalter</i>	Nicht geeignet für DC
<i>Anschlussdose</i>	Schlechte Lötverbindung
	Alterung durch mechanische/thermische Beanspruchung
<i>Allgemeine Installation</i>	Unsachgemäße Schutzklasse (Feuchtigkeit, Staub)
	Kabeleinführung von oben nach unten in PG-Verschraubung

Die Analyse ergab, dass neben externen Fehlerquellen die meisten Fehler, die zu Brandfällen führen, auf Installationsfehler auf der DC-Seite der PV-Anlage zurückzuführen sind. Am häufigsten sind dabei die DC-Verbinder, die die PV-Module eines Arrays miteinander verbinden.

2.2 Vereinigtes Königreich

Im Jahr 2017 wurde vom BRE National Solar Centre ein detaillierter Bericht über Brandzwischenfälle mit gebäudebezogenen PV-Systemen veröffentlicht.

Diesem Bericht (BRE 2017a) zufolge (BRE 2017a) wurden seit 2010, 58 Brandzwischenfälle mit gebäudebezogenen PV-Systemen gemeldet, verglichen mit insgesamt rund 1 Million in Großbritannien installierten PV-Systemen. Dies entspricht 0,0058% aller in Großbritannien installierten PV-Systeme. Die folgenden Zahlen stellen verschiedene Arten von Fehlern und Fehlerquellen im Zusammenhang mit Brandzwischenfällen dar.

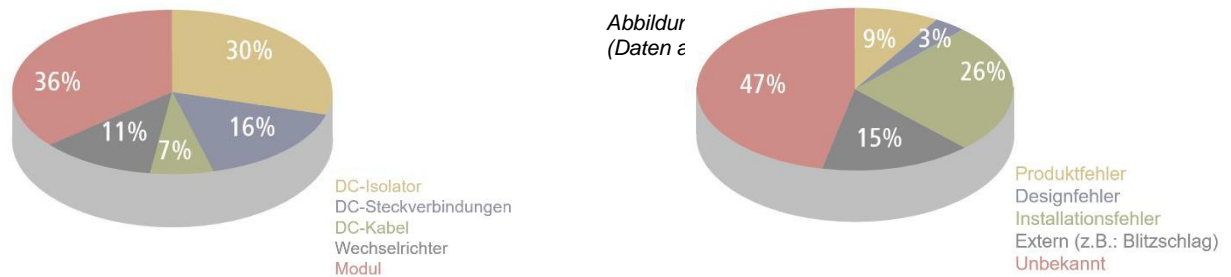


Abbildung 3: Fehlerquelle – Allokation für Großbritannien (Daten aus BRE 2017a)

Abgesehen von der Kategorie "Unbekannter Fehlertyp" beruhen die meisten Brandereignisse auf äußeren Einflüssen und Installationsfehlern. Nur 9% aller Brandereignisse basieren nachweislich auf Produktversagen (siehe Abbildung 4).

Die folgende Liste zeigt die im Bericht (BRE 2017a) identifizierten Hauptursachen für Lichtbögen, von denen viele mit Problemen bei DC-Steckverbindern zusammenhängen. Im Gegensatz zu der Liste in Tabelle 1 ist diese Liste nicht nach der Wahrscheinlichkeit des Auftretens sortiert.

- / Eindringende Feuchtigkeit verursacht eine Verschlechterung der Verbindungen in Steckverbindern, Anschlussdosen und Schaltern
- / Falsch gecrimpte Steckverbindungen
- / Zusammenstecken von inkompatiblen Steckern und Buchsen
- / Stecker und Buchsen sind nicht vollständig eingerastet
- / Schrauben nicht vollständig angezogen oder lose Schraubklemmen in Anschlussdosen oder Trennschaltern
- / Schlechte Lötverbindungen innerhalb der Anschlussdose eines PV-Moduls oder andere Defekte der Anschlussdose
- / Schäden an einer Komponente (z.B. gebrochene Sammelschienen innerhalb eines PV-Moduls)

Ähnlich wie die Ergebnisse aus Deutschland (siehe Kapitel 2.1) ergab die Analyse der Brandereignisse mit gebäudebezogenen PV-Anlagen für Großbritannien, dass neben externen Fehlerquellen die meisten Fehler, die zu einem Brandereignis führen, auf Installationsfehler auf der DC-Seite der PV-Anlage zurückzuführen sind. DC-Verbinder erwiesen sich als eine sehr anfällige Komponente, die Installationsfehlern ausgesetzt ist, und die damit verbundenen Probleme werden im nächsten Kapitel beleuchtet.

3 GLEICHSTROM STECKVERBINDUNGEN – NOTWENDIGKEIT UND FEHLERQUELLE

In beiden vorgestellten Studien wurde festgestellt, dass DC-Verbinder eine der Hauptursachen für serielle Lichtbögen in einem PV-Strang sind. Andere Länder, wie die Niederlande (ECN TNO 2019) und Italien (Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco 2015), haben ebenfalls berichtet, dass Probleme mit DC-Steckverbindern eine Hauptursache für Ausfälle sind, die zu einem Brand führen können. Bei den jüngsten Brandereignissen in den USA, die zwischen 2012 und 2018 PV-Dachinstallationen auf mehreren Walmart-Geschäften betrafen, wurden Steckverbinder in ähnlicher Weise als wahrscheinlichste Ursache für die Auslösung der Brände angesehen (Roselund, PV Magazine 2019, Lopez, Business Insider 2019).

Die beiden Hauptursachen für das Auftreten von seriellen Lichtbögen in DC-Verbindern sind:

- / Installationsfehler: Verbinder nicht richtig zusammengesteckt und schlechte Befestigung der Verbinder an den Kabeln.
- / Verbindungen, die mit Steckverbindern verschiedener Hersteller realisiert wurden (Mismatching).

In diesem Kapitel werden die Hauptprobleme mit Gleichstromverbindungen weiter behandelt.

3.1 Installationsfehler

Menschliches Versagen gilt als die Hauptursache für Brände (Sepanski et al. 2015, BRE 2017c, S. 10). Zu den häufigsten Arten von Installationsfehlern gehören, nicht vollständig eingesteckte Steckverbinder sowie schlechtes Crimpen der Steckverbinder auf Kabel vor Ort, die beide zu schlechten Verbindungen mit höheren Übergangswiderständen führen, die das Risiko von Lichtbögen deutlich erhöhen. Zu den typischen Fehlerquellen gehören:

- / Verwendung falscher Crimpwerkzeuge, wie z.B. Kombinationszangen (Abbildung 5), oder billige, minderwertige Zangen.
- / Mangelnde Präzision bei der Montage von Verbindern, z.B. durch Zeitdruck oder unbequeme Bedingungen.
- / Unzureichende Ausbildung des Montagepersonals.



Abbildung 5: Vergleich zwischen Verbindung mit korrekter und falscher Crimpzange (Berginski, 2013)

3.2 Nicht übereinstimmende DC-Steckverbindungen

Wenn über Probleme mit DC-Verbindern gesprochen wird, taucht häufig der Begriff "Mismatching" (oder Cross-Mating) auf. Mismatching bedeutet, dass ein Stecker und eine Buchse mit DC-Steckverbindern von verschiedenen Herstellern verbunden werden.

Neben der falschen Montage von Steckverbindern gilt Mismatching als eine der Hauptfehlerquellen, die die Entzündungsgefahr von DC-Steckverbindern erhöht. Aber warum ist das Risiko so groß? Die folgenden Gründe wurden bereits identifiziert:

- / Unterschiedliche Materialien werden von verschiedenen Herstellern verwendet. Dies kann zu folgendem führen:
 - / Chemische Unverträglichkeit die zum Korrosionseintritt von Wasser führt
 - / Unterschiedliches Wärmeausdehnungsverhalten mit der Folge von Lichtbogenbildung
- / Kleine Unterschiede im Design und in den mechanischen Toleranzen der Steckverbinder, die zu Lichtbögen führen können

Multi-Contact (jetzt Stäubli Electrical Connectors AG), Hersteller des am häufigsten verwendeten DC-Steckverbinders MC4, führte Labortests an gekreuzten Steckverbindern durch. Die Ergebnisse zeigten einen erhöhten Widerstand, der zu Temperaturerhöhungen von bis zu 97°C über der Umgebungstemperatur führte (Abbildung 6), wenn MC4-Steckverbinder mit anderen Steckverbindern von verschiedenen Herstellern verbunden wurden.

Obwohl viele Hersteller von DC-Steckverbindern oft behaupten, dass ihre Produkte "MC4-kompatibel" seien, gibt es keine internationalen Standards zur Prüfung der Steckbarkeit, wie von UL hervorgehoben wird (IAEI NEWS, 2016). Auch Stäubli selbst erkennt keine Produkte von Drittanbietern als mit MC4-Steckverbindern kompatibel an. In der IEC TR 63225: 2019, S.4, heißt es, dass "diese Kompatibilitätsbehauptung potenziell irreführend ist, da sie eine sichere Interoperabilität von DC-Steckverbindern verschiedener Hersteller suggeriert".

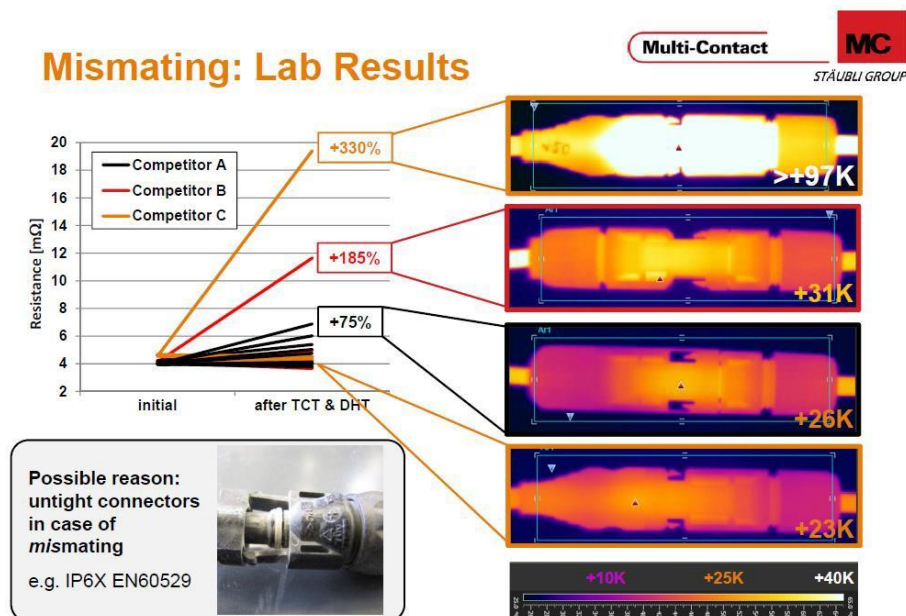


Abbildung 6: Ergebnisse der beschleunigten Degradationstests für fehlangepasste Kombinationen von Steckverbindern zwischen Stäubli MC4 und Steckverbindern verschiedener Hersteller (Berginski, 2013)

Die IEC 60364-7-712:2017, Abschnitt 712.526.1 - Elektrische Verbindungen, erklärt: "Zusammengesteckte Stecker und Buchsen müssen vom gleichen Typ desselben Herstellers sein, d.h. ein Stecker von einem Hersteller und eine Buchse von einem anderen Hersteller oder umgekehrt dürfen nicht zur Herstellung einer Verbindung verwendet werden. Auch andere wichtige nationale Institute sind sich einig, dass Mismatching von DC-Steckverbindern eine Hauptursache für zufällige Brände ist, z.B. VDE DKE. In einer Ankündigung der VDE DKE wird klargestellt, dass Messer- und Federleisten unterschiedlicher Hersteller nicht miteinander verbunden werden dürfen (VDE DKE, 2018).

Trotz der klaren Aussagen und Vorschriften besteht das Problem des Mismatching nach wie vor, und oft werden an den äußeren Anschlusspunkten der Stränge unpassende Verbindungen hergestellt. Dies ist häufig der Fall, weil Installateure, insbesondere wenn sie die verschiedenen Strings miteinander oder mit dem Wechselrichter verbinden, längere Kabel mit möglicherweise einem anderen Stecker verwenden müssen. In solchen Situationen sind Installateure in der Regel gezwungen, DC-Steckverbinder von verschiedenen Herstellern zu installieren, um die Garantie des Moduls nicht durch Abtrennen des DC-Steckers von den Modulkabeln zu verlieren.

Um diese Fragen anzugehen, diskutiert die IEC derzeit langfristige Maßnahmen, die auf die Entwicklung eines gemeinsamen Schnittstellenstandards abzielen, sowie temporäre Maßnahmen (IEC TR 63225:2019). Letztere beinhalten ein Verbot der Verwendung des Begriffs "MC4-kompatibel" sowie die Anforderung an die Modulhersteller, die Steckverbinder zu spezifizieren oder Ersatzsteckverbinder desselben Typs und derselben Marke bereitzustellen, oder andernfalls sollten sie das Schneiden von Steckverbindern erlauben, ohne dass die Garantie des Moduls ungültig wird.

3.3 Leistungsoptimierer - eine gefährliche Sicherheitsmaßnahme

Es liegt auf der Hand, dass für die Zusammenschaltung von PV-Modulen sowie für den Anschluss der resultierenden Strings an den Wechselrichter DC-Verbinder benötigt werden, aber jeder zusätzliche Kontaktpunkt auf dem Dach erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einem Brand kommen kann. Daher sollte bei der Auslegung einer PV-Anlage die Minimierung der Anzahl der Kontaktpunkte auf dem Dach eine wichtige Prämisse sein, um die Sicherheit von PV-Anlagen zu erhöhen.

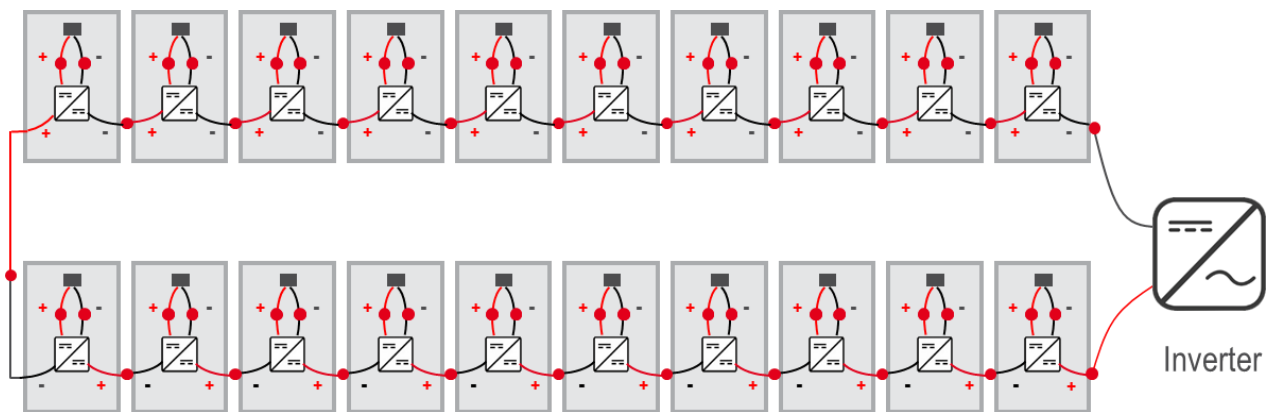
Wie vom TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE festgestellt (Sepanski et al. 2015, S. 204): "Jede zusätzliche Komponente birgt das Risiko zusätzlicher Kontaktstellen und anderer Fehlerquellen. Ein 'schlankes' System mit so wenigen Komponenten wie möglich hat den Vorteil, dass es weniger Stellen hat, an denen das System beschädigt werden könnte" (Sepanski et al. 2015, S. 204).

Die Untersuchungen im Anschluss an die oben erwähnten Brände bei Walmart (USA) haben ergeben, dass die Installationsfirma, der die PV-Anlagen gehören, vor diesen Ereignissen landesweit fehlerhafte Steckverbinder und Optimierer ausgetauscht hat (Lopez, Business Insider 2019). Es ist klar, dass, obwohl die Steckverbinder als Hauptursache für die Brände angesehen wurden, zusätzliche MLPE-Geräte (Leistungselektronik auf Modulebene) immer noch einen negativen Einfluss auf die Sicherheit haben könnten, insbesondere wenn es darum geht, die Anzahl der Steckverbinder auf dem Dach zu bestimmen.

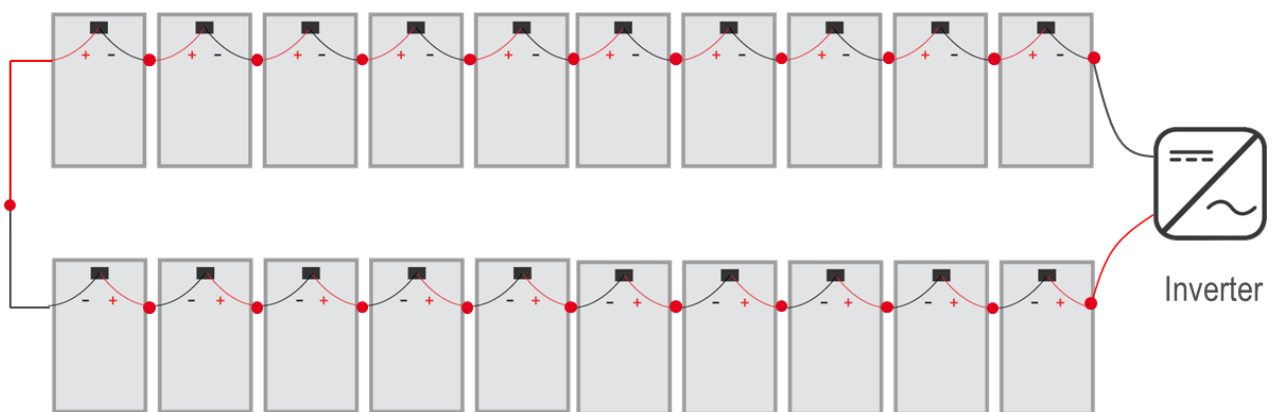
Nicht integrierte Leistungselektronik, wie z.B. klassische DC-Leistungsoptimierer, die zur Erfüllung der Abschaltanforderungen auf Modulebene in den USA (NEC 2017) verwendet werden, erfordern die Verwendung zusätzlicher DC-Anschlüsse an jedem Modul. Dies bedeutet, dass die Anzahl der Anschlusspunkte auf dem Dach deutlich erhöht wird. Zur Veranschaulichung zeigt Abbildung 7 ein 6-kWp-PV-System mit zwei möglichen Konfigurationen: eine mit nachrüstbaren DC-Optimierern und die andere mit einem Strangwechselrichter.

Wie dargestellt, wird durch die zusätzlich auf den PV-Modulen innerhalb des DC-Kreises installierten Geräte die Anzahl der Anschlusspunkte auf dem Dach etwa verdreifacht: 61 Anschlüsse mit Optimierern, im Vergleich zu 21 Anschlüssen bei einem Strangwechselrichtersystem. Die Situation würde sich nicht wesentlich ändern, wenn alle 2 oder 4 Module (51 bzw. 46 Kontaktpunkte) einen Optimierer verwenden würden, allerdings wäre die Optimierung weniger effektiv.

6 kWp System mit Leistungsoptimierern



6 kWp System mit Strangwechselrichter




- Kontaktpunkte zwischen weiblichen und männlichen Steckverbinder
-  Leistungsoptimierer

Abbildung 7: Vergleich von zwei 6-kWp-Systemkonfigurationen mit Leistungsoptimierern (oben) und String-Wechselrichter (unten).

Daher ist es weitaus wahrscheinlicher, dass es zu Installationsfehlern und Mismatching von Gleichstromsteckern kommt, was wiederum die Brandgefahr erhöht. Letzteres wird weiter erhöht, da einige Hersteller von Optimierern ihre Produkte mit sehr wenigen Marken von DC-Steckverbindern (ECN TNO 2019) ausstatten, was ein höheres Mismatching Risiko bei der Installation darstellt.

Darüber hinaus wird durch leistungselektronische Geräte für jedes Modul eine beträchtliche Anzahl von Komponenten auf dem Dach hinzugefügt, was die Systemkomplexität und die Ausfallrate der Produkte erhöht. Dies bedeutet, dass die Wartung häufiger erforderlich sein wird, was zu erhöhten Kosten und zu höheren Risiken für das Servicepersonal aufgrund der zusätzlichen Zeit, die auf dem Dach verbracht wird, führt (Stürze sind die Haupttodesursache an Bauarbeitsplätzen), wie in Elsevier SciTech Connect (Plante, 2018) hervorgehoben wird.

4 BRAND VON PV SYSTEMEN – DAS UNWAHRSCHEINLICHE BEKÄMPFEN

Eine in Deutschland durchgeführte gemeinsame Industriestudie (Fraunhofer ISE 2017) kam zu dem Ergebnis, dass Photovoltaikanlagen keine besondere Gefahr für Feuerwehrleute darstellen, solange die Feuerwehrleute die Sicherheitsabstände einhalten. PV-Systeme können wie jedes andere elektrisch stromführende Gerät gehandhabt werden. Nach den Ergebnissen der Forschungsaktivitäten des BRE National Solar Centre (BRE 2017b) werden DC-Trennschalter („Feuerwehrscherter“) im Gleichstromkreis von PV-Anlagen immer noch als unbewiesene Technologie angesehen. Diese Technologie muss ihre Zuverlässigkeit über die gesamte Lebensdauer einer PV-Anlage erst noch unter Beweis stellen. Die Installation solcher Vorrichtungen kann den Feuerwehrleuten ein falsches Sicherheitsgefühl vermitteln, was zu Unfällen, Verletzungen oder Schlimmerem führen kann, wenn eine beschädigte PV-Anlage noch unter Spannung steht. Dieselbe Schlussfolgerung kann auch in Bezug auf die Abschaltung auf Modulebene gezogen werden.

Tatsächlich wird in einer Studie des TÜV Rheinland und des Fraunhofer ISE (Sepanski et. al. 2015; S. 206) angenommen, dass die Installation eines ausgelagerten DC Trennschalters („Feuerwehrscherter“) das Brandrisiko erhöht. Der Hauptgrund für einen Brand in einer PV-Anlage sind serielle Lichtbögen, und die meisten durch PV-Anlagen verursachten Brandereignisse können Installationsfehlern zugeordnet werden (BRE 2017c; S. 10).

Die Empfehlungen für deutsche Feuerwehrleute und Rettungskräfte bei Störfällen, bei denen die Gefahr besteht, mit elektrisch spannungsführenden Teilen in Berührung zu kommen, gelten auch für PV-Anlagen. Die deutsche Norm VDE 0132:2008, Brandbekämpfung und Hilfeleistung in oder in der Nähe von elektrischen Anlagen, legt Sicherheitsabstände für Notfallhelfer fest, die ihnen helfen sollen, das Risiko eines Stromschlags in der Nähe von stromführenden Teilen beim Löschen eines Brandes, einschließlich einer potenziell beschädigten PV-Anlage, zu vermeiden. Für ein PV-System mit einer maximalen Spannung von bis zu 1,5 kV empfiehlt die VDE 0132:2008 einen Mindestsicherheitsabstand von 1 m beim Löschen des Brandes mit einem Wassersprühstrahl und von 5 m beim Löschen mit einem vollen Wasserstrahl.

In Österreich beispielsweise werden in den offiziellen Ausbildungsunterlagen für Feuerwehrleute ähnliche Sicherheitsabstände empfohlen. Die österreichische ÖNORM F2190 definiert die folgenden Sicherheitsabstände zwischen spannungsführenden Teilen bis 1 kV und dem Sprühbild eines genormten Mehrzweckstrahlrohres, das üblicherweise verwendet wird:

- / Sprühstrahl 1 m
- / Vollstrahl 5 m

Um nachzuweisen, dass der Sicherheitsabstand ausreicht, um Einsatzkräfte vor Stromschlägen zu schützen, wurde in Deutschland ein Test durchgeführt (Fire Retardants Online 2011 zitiert in BRE 2017b), bei dem ein

.....

PV-Strang in Brand gesetzt wurde, um die Auswirkungen des Feuers auf die PV-Module zu ermitteln. Neben anderen Resultaten zeigten die Ergebnisse, dass bei Einhaltung der in den deutschen Feuerwehrrichtlinien empfohlenen Mindestsicherheitsabstände beim Löschen des Feuers keine ungewöhnlichen Gefahren entstehen.

5 EMPFEHLUNGEN & SCHLUSSFOLGERUNG

Die wichtigste Erkenntnis, die vom Fraunhofer ISE (Fraunhofer ISE 2017), dem TÜV Rheinland (Sepanski et. al. 2017), dem BRE National Solar Centre (BRE 2017a) und dem International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Program (IEA PVPS 2017) getroffen wurde, ist, dass Komponenten von PV-Systemen während des Herstellungsprozesses nach sehr strengen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsprüfprotokollen getestet werden und die elektrischen Sicherheitsanforderungen verschiedener nationaler und internationaler Normen und Standards erfüllen. Wenn sie ordnungsgemäß installiert sind, stellen sie unter normalen Betriebsbedingungen keine Gesundheits-, Sicherheits- oder Umweltrisiken dar. Unter der begrenzten Anzahl von PV-Bränden, über die bisher berichtet wurde, wurde als Hauptursache für Brände ein Zusammenhang mit Gleichstrom-Steckverbindern festgestellt, der hauptsächlich auf eine fehlerhafte Installation von Steckverbindern sowie auf Mismatching von Steckverbindern zurückzuführen ist.

5.1 Empfehlungen zur Verringerung der Brandgefahr

Um die Sicherheit einer PV-Anlage weiter zu erhöhen und das Brandrisiko zu minimieren, empfehlen wir folgendes:

- / **Vereinfachtes Systemdesign mit minimaler Anzahl von DC-Steckverbindungen:** Die Komplexität eines PV-Systems sollte so gering wie möglich gehalten werden, um die Anzahl der Komponenten und die Anzahl der Kontaktpunkte zu begrenzen. Diese Maßnahme verringert direkt das Brandrisiko aufgrund der geringeren Wahrscheinlichkeit von Mismatching sowie Installationsfehlern von DC-Verbindern.
- / **Professionelle Installation und Inbetriebnahme:** Insbesondere IEC 62446-1 "Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection" listet Punkte auf, die vor der Inbetriebnahme einer PV-Anlage geprüft werden sollten.
- / **Periodische Wartung der PV-Anlage:** Insbesondere IEC 62446-2: "Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems" gibt eine gute Anleitung für eine solche periodische Wartung.
- / **Tägliche, automatisierte Isolationsüberwachung:** Bevor der Wechselrichter in Betrieb geht, prüft er die Isolation. Wird ein Fehler festgestellt, nimmt der Wechselrichter nicht den Betrieb auf und meldet, dass etwas nicht in Ordnung ist. Diese Überwachung wird auch während des Betriebs durchgeführt. Wenn während des Betriebs eine Unregelmäßigkeit festgestellt wird, schaltet der Wechselrichter ab und gibt einen Fehlercode aus.

Überwachung der PV-Anlage: Eine PV-Anlage mit einem Fronius Wechselrichter kann durch die Registrierung der PV-Anlage in Fronius Solar.web vom Anlagenbesitzer jederzeit überwacht werden. Über das Überwachungssystem wird ein Überblick über die Anlagenleistung gegeben und es werden Warnungen ausgegeben, falls etwas nicht in Ordnung ist. Ein witterungsunabhängiger Leistungsabfall kann ein Anzeichen für einen Fehler in der Anlage sein, der möglicherweise zu einem Brand führen kann.

Wie in Kapitel 1.3 erwähnt, verringert die Ergreifung geeigneter Maßnahmen zur Minimierung des Brandrisikos direkt das Risiko für Notfallhelfer, denn kein Brand bedeutet keine Risiken für Notfallhelfer wie Feuerwehrleute. Bevor Maßnahmen zur Verringerung des Risikos für die Notfallhelfer ergriffen werden, sollte daher immer die erste Priorität darin bestehen, das Brandrisiko überhaupt zu verringern. Sobald das Brandrisiko minimiert ist, können zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen für Feuerwehrleute eingeführt werden, von denen die wichtigsten im nächsten Kapitel besprochen werden.

5.2 Zusätzliche Maßnahmen zur Verringerung des Risikos für Feuerwehrleute

Aus den Ergebnissen von Kapitel 4 abgeleitet, werden folgende Maßnahmen zur Risikominderung empfohlen:

- / **Klare und gut sichtbare Beschilderung oder Kennzeichnung von PV-Komponenten:** Zeit ist ein wichtiger Faktor bei der Bekämpfung eines Brandes! Bei der Ankunft am Brandort ist es für den Einsatzkommandanten unumgänglich, die Situation zu ermitteln und die Einsatzstrategie abzuleiten, um den Brand zu bekämpfen und andere Aufgaben wie die Rettung von Menschen zu bewältigen. Ausgehend von der Tatsache, dass jeder Task Force-Kommandeur geschult ist, eine dynamische Risikobewertung der potenziellen Gefahren vor Ort durchzuführen, bevor er seinem Team Befehle erteilt, ist es von entscheidender Bedeutung, dass er weiß, ob eine PV-Anlage vor Ort ist oder nicht.
- / **Sicherheitsabstand einhalten:** Eine Abweichung von den in Kapitel 3 beschriebenen Sicherheitsabständen kann zu einer Gefährdung des Rettungspersonals führen. Es wird dringend empfohlen, diese Sicherheitsabstände einzuhalten, um Verletzungen oder Stromschläge zu vermeiden.
- / **Wechselrichterintegrierter DC-Trennschalter:** Diese Vorrichtung stellt sicher, dass der Wechselrichter im Falle eines Zwischenfalls von den Modulen getrennt wird.

Entscheidend für die Sicherheit der Feuerwehrleute ist vor allem die regelmäßige Aus- und Weiterbildung. Zu wissen, was in einer bestimmten Situation zu tun ist, spart Zeit, materielle Güter und, was am wichtigsten ist, Leben. Feuerwehrleute sind gut ausgebildet, und der Umgang mit elektrischen Systemen ist für sie nichts Neues. Solange sie sich der Risiken vor Ort bewusst sind, sind sie in der Lage, mit ihnen umzugehen.

Am einfachsten lässt sich beweisen, dass die in Kapitel 1.1 genannten Bedenken und Gerüchte falsch sind, indem man sie mit den Ergebnissen der jüngsten Studien vergleicht:

- / **Die Feuerwehr löscht keinen Brand in Gebäuden mit einer PV-Anlage auf dem Dach:** *"Basierend auf den bisherigen Untersuchungen haben sich alle Behauptungen, dass die Feuerwehr einen Hausbrand aufgrund der PV-Anlage nicht löschen konnte, als falsch erwiesen. (Fraunhofer ISE 2017)*
- / **Eine PV-Anlage auf dem Dach erhöht das Brandrisiko erheblich:** *"Bis heute haben 0,006 % aller PV-Anlagen in Deutschland einen Brand mit schwerwiegenden Schäden verursacht"; "PV-Anlagen stellen kein größeres Brandrisiko dar als andere technische Einrichtungen". (Fraunhofer ISE 2017)*
- / **Eine PV-Anlage auf dem Dach erhöht das Verletzungsrisiko für Feuerwehrleute während eines Notfalls erheblich:** *"In Deutschland ist bisher noch kein Feuerwehrmann beim Löschen eines Brandes durch PV-Strom verletzt worden". (Fraunhofer ISE 2017)*

- / **Die Abschaltung auf Modulebene reduziert das Brandrisiko:** "...externe DC-Trennschalter („Feuerwehrscharter“) sind immer noch eine unerprobte Technologie, die ihre Zuverlässigkeit über die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage erst noch beweisen müssen, und ihre Installation könnte den Feuerwehrleuten ein falsches Gefühl der Sicherheit vermitteln.“ (BRE 2017b)
- / **Es ist nicht möglich, einen durch PV verursachten Brand zu löschen:** "Wie bei jeder elektrischen Installation ist es je nach Art des Lichtbogens auch möglich, einen Brand mit Wasser aus einer Entfernung von einem bis fünf Metern zu löschen.“ (Fraunhofer ISE 2017)
- / **Eine PV-Anlage auf dem Dach erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass ein Gebäude vom Blitz getroffen wird, erheblich:** "Wenn eine PV-Anlage auf einem Gebäude installiert ist, erhöht dies nicht die Möglichkeit, dass das Gebäude vom Blitz getroffen wird, da die PV-Anlage nicht wesentlich über das Gebäude hinausragt.“ (BDSW 2008)

Basierend auf den Ergebnissen der jüngsten Veröffentlichungen von bekannten Experten aus der PV-Forschung und Industrie sind die identifizierten Gerüchte eindeutig keine Fakten, sondern Fiktionen.

5.3 Die wechselrichterintegrierten Sicherheitsfunktionen bei Fronius

Fronius nimmt die Sicherheit sehr ernst, und obwohl die PV eine sehr sichere Technologie ist, gehört die kontinuierliche Verbesserung des bereits hohen Sicherheitsniveaus seiner Produkte zu den obersten Prioritäten von Fronius. Die folgenden Abbildungen zeigen die Bereiche, auf die Fronius sich konzentriert:

Zertifizierter DC-Trenner
Dieser stellt sicher, dass der Wechselrichter im Problemfall von den Modulen getrennt wird.

Sicherheitsfeatures on Board
Sicherheitsfeatures wie beispielsweise hochqualitative DC-Klemmen oder ein DC Überspannungsschutz* sind bereits im Wechselrichter integriert und werden auf dem Dach nicht der Witterung ausgesetzt.

Professionelle Schulung der Installateure
Fronius bietet professionelle Schulungen und Trainings an, um eine sichere und normkonforme Installation des PV-Systems zu unterstützen.

Höchste Qualität in Entwicklung und Produktion
Jeder Wechselrichter wird bei Fronius vor der Auslieferung umfangreichen Sicherheitstests unterzogen, um den hohen Qualitätsstandards gerecht zu werden.

Automatisierte Isolationsüberwachung
Noch bevor der Wechselrichter seine Arbeit aufnimmt, führt er eine Isolationsüberprüfung des PV Generators durch. Die automatische Fehlerstromüberwachung des Wechselrichters ist ständig aktiv. Wird eine Unregelmäßigkeit entdeckt schaltet sich das Gerät sofort aus und benachrichtigt den Anlagenbesitzer über die Monitoring Plattform Solar.web.

*DC-Überspannungsschutz ist beim Fronius Tauro ab Werk installiert. Für SnapInverter und GEN24 ist der Überspannungsschutz als Kit zum Nachrüsten erhältlich

Fronius konzentriert sich auf die Verringerung des Brandrisikos, da es das Risiko für die Einsatzkräfte direkt beeinflusst und daher der nachhaltigste und vorteilhafteste Ansatz ist.

Wie in den Kapiteln 2 und 3 gezeigt wird, sind Installationsfehler die häufigste Ursache für Brandzwischenfälle. Die wirksamste Maßnahme zur Verbesserung der Sicherheit von PV-Systemen ist die professionelle Schulung von Installateuren, die eine hohe Installationsqualität gewährleistet und das Brandrisiko sowie das Risiko für die Feuerwehr reduziert.

6 LITERATUR

Austrian Standards, 1989, ÖNORM F2190: Multi-purpose branchpipe: Requirements, Tests, Standard labelling

BDSW, 2008, Lightning- and overvoltage protection for PV Systems on Buildings, https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/mb_bswsolar_blitzsch.pdf

Berginski M., Multi-Contact, 2013, 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, Freiburg

BRE National Solar Centre, 2017a, Fire and Solar PV Systems – Investigations and Evidence. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/630639/fire-solar-pv-systems-investigations-evidence.pdf, Cornwall

BRE National Solar Centre, 2017b, Fire and Solar PV Systems – Literature Review. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/630638/fire-solar-pv-systems-literature-review.pdf, Cornwall

BRE National Solar Centre, 2017c, Fire and Solar PV Systems – Recommendations for the Fire and Rescue Services. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/630641/fire-solar-pv-systems-frs-recommendations.pdf, Cornwall

Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, 2015, Relazione tecnica sugli incendi coinvolgenti impianti fotovoltaici 1a cura del NUCLEO INVESTIGATIVO ANTINCENDI, Rome

ECN TNO, 2019, Brandincidenten met fotovoltaische (PV) systemen in Nederland – Een inventarisatie. www.tno.nl, Petten

Fire Retardants Online, 2011, Photovoltaic array fire test. Proceedings of Photovoltaics and Fire: Separating Fact from Fiction, BRE, Watford

Fraunhofer ISE, 2019, Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer ISE, Division Photovoltaic Modules, Systems and Reliability, Freiburg

IAEI NEWS, January-February 2016, UL Question Corner: How to Use UL Product Spec: <https://iaeimagazine.org/magazine/2016/01/18/ul-question-corner-how-to-use-ul-product-spec/>

IEA PVPS Task 12, 2017, Photovoltaics and Firefighters' Operations: Best Practice in Selected Countries

IEC, 2017a, IEC 62446-1: Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection

IEC, 2017b, IEC 62446-2: Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems

IEC TR 63225: 2019, Incompatibility of connectors for DC-applications in photovoltaic systems

Lopez L., Business Insider, 2019, Last year, Tesla initiated 'Project Titan' - a stealth nationwide program to replace solar-panel parts that could cause fires, Business Insider: <https://www.businessinsider.com/tesla-project-titan-replace-bad-solar-panel-parts-2019-8?r=DE&IR=T>

National Fire Protection Association, 2016, NFPA 70® National Electrical Code®, 2017 edition

Plante R. H., Elsevier SciTech Connect, 2018, Rapid Shutdown of PV Systems Using String Inverters, Micro Inverters, or Power Optimizers: <http://scitechconnect.elsevier.com/rapid-shutdown-pv-systems-inverters-power-optimizers/>

Roselund C., PV Magazine, 2019, Making the connection: Fires & electrical balance of systems: <https://pv-magazine-usa.com/2019/09/03/not-making-the-connection-fires-electrical-balance-of-systems/>

Sepanski, A., Reil, F., Vaaßen, W., Janknecht, E., Hupach, U., Bogdanski, N., van Heeckeren, B., Schmidt, H., Bopp, G., Laukamp, H., Grab, R., Philipp, S., Thiem, H., Huber, J., Haselhuhn, R., Häberlin, H., Krutzke, A., Neu, B., Richter, A., Bansemer, B., Halfmann, M., 2015, Assessment of the fire risk in PV-arrays and development of security concepts for risk minimization. TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, Köln

Stäubli Electrical Connectors AG, 2019, Statement in respect to PV connectors from third-party suppliers as being intermateable with the MC4 connector family: [https://ec.staubli.com/AcroFiles/PV-Portal/SZ_Cross-Connection_\(en\).pdf](https://ec.staubli.com/AcroFiles/PV-Portal/SZ_Cross-Connection_(en).pdf)

VDE, 2008, VDE 0132:2008 Firefighting and assistance in or near electric installations

VDE DKE, 2018, Kompatibilität von Steckverbindern für die Gleichspannungsseite: <https://www.dke.de/resource/blob/1790030/c2e5a0b0fe1ab72553edeab9ab98ebd6/kompatibilitaet-steckverbinder-pdf-data.pdf>.