

BRANDGEFAHR DURCH PV-ANLAGEN

TEIL 2: AUSWERTUNG VON SCHADENSFÄLLEN

Um die in Teil 1 geschilderten Beobachtungen zu illustrieren, werden im Folgenden einige Fehlermechanismen ausführlicher beleuchtet.

Module

Es wurde schon erwähnt, dass einige Modulhersteller Rückrufaktionen wegen kritischer Qualitätsmängel durchführen mussten. Eine US-amerikanische Untersuchung fand bei einigen Modulerien Fehlerraten mit Überhitzungsfehlern von bis zu 3 % [1]. Das Erscheinungsbild dieser Fehler und die jeweilige Fehlerrate zeigt Bild 1. Betroffene Hersteller veröffentlichen selten eine Analyse des Fehlermechanismus, dem Augenschein nach handelt es sich aber immer um Kontaktprobleme bei Lötstellen.

Aus Sicht eines Schadensregulierers ist anzumerken, dass derartige Schäden den Versicherungen in einigen Fällen als „Blitzschlag“ gemeldet wurden. Solche Kontaktfehler sind mit bloßem Auge manchmal kaum zu erkennen (Bild 2). Entdecken kann man diese Stellen jedoch gut mit Hilfe einer Thermografie Kamera-

ra (Bild 3). Brandkritisch können solche Fehler werden, wenn weitere Fehler dazu kommen: sind zusätzlich alle parallelen Kontaktbändchen und die zugehörige Bypass Diode unterbrochen, kann ein Lichtbogen entstehen, wenn sich eine solche Lötstelle öffnet.

Bild 4 zeigt den Rest einer Lötverbindung, den ein Gutachter im Brandschutt eines zerstörten PV-Generators fand. Diese Lötstelle weist einen schweren Mangel in Form von mangelnder Verbindungsfläche auf. Der Gutachter fand mehrere Reste solcher schlechten Lötstellen. Da keine Hinweise auf andere Fehler gefunden wurden, muss man davon ausgehen, dass eine derartige Lötverbindung sich wegen Überhitzung öffnete, dabei einen Lichtbogen auslöste und den Brand verursachte.

DC-Steckverbinder

DC-Steckverbinder tauchen als zweithäufigster Fehler der DC-Seite in der Fehlerstatistik auf (siehe Bild 6 in Teil 1 des Artikels). Identifizierte Fehler sind: Schlechte Crimpung – z.B. mit Kombi-

zange, schlechte Steckung, Kombination von Stecker und Buchse verschiedener Hersteller. Hier ein Schadensbeispiel:

Stecker nicht sauber gesteckt

Der Brand einer dachintegrierten PV-Anlage zerstörte den ganzen Dachstuhl. Im Schutt fand der Brandsachverständige auffällige Reste eines Steckverbinders (Bild 5) [2]. Der Steckerstift war offensichtlich durch einen Lichtbogen zerstört worden. „Die Schadenursache war die beschädigte Steckverbindung, oder deren nicht fachgerechte Montage.“ schreibt der Gutachter.

Kreuzpaarung Steckverbinder

Manche Hersteller von Steckverbinder werben für ihre Produkte mit der Behauptung, sie seien „kompatibel“ zu den Produkten anderer Hersteller. Prüfungen beim TÜV Rheinland [3] und beim Stecker-Hersteller Multi-Contact [4] zeigen, dass diesen Aussagen nicht zu trauen ist. Bei beschleunigten Alterungstests solcher Kombinationen traten teilweise stark überhöhte Kontaktwiderstände auf.

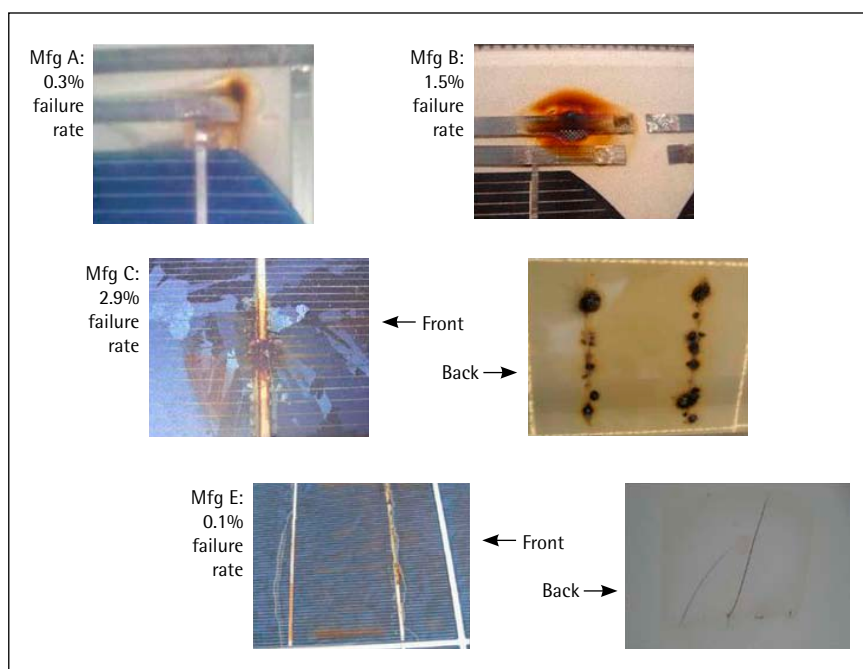


Bild 1: Hitzespuren und ihre Häufigkeit an Modulen verschiedener Hersteller [1]. (Mfg steht für Manufacturer). Derartige Fehler können auch von Laien erkannt werden.



Bild 2: Heiße Lötverbindung in einem PV-Modul

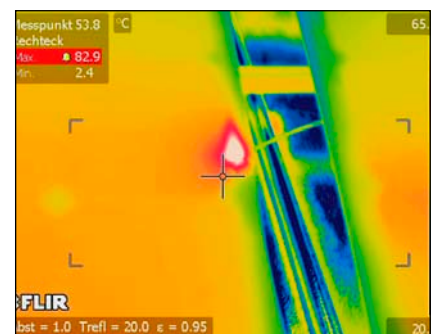


Bild 3: Die gleiche Lötverbindung im Infrarot-Bild.



Bild 4: Rest einer mangelhaften Lötverbindung.



Bild 5: Reste zweier Steckverbinder aus dem Schutt eines Dachstuhlbrandes. Der rechte Stecker ist in Ordnung, beim linken ist der Kontaktstift durch einen Lichtbogen verdampft worden.

Die führen zum Überhitzen der Steckverbindung mit dem Risiko, auf Dauer einen Lichtbogen auszulösen.

DC-Schalter

DC-Hauptschalter wurden als dritthäufigste Fehlerquelle auf der DC-Seite gefunden. Als Ursachen ließen sich sowohl Produktschwächen, als auch auf Planungsfehler finden. Letztere beinhalten Missachtung des zulässigen Temperaturbereiches und des Bemessungsstroms der Schalter.

Zu einem Brand in einer PV-Anlage auf einem Industriedach veröffentlichte das IFS folgenden Aussage: „...Ein IFS-Gutachter stellte bei der Untersuchung fest, dass es eine Überhitzung am Gleichstrom-Hauptschalter in dem Vorsammlergehäuse gegeben hatte. ...“ [5]. Im Katalog des Schalter-Herstellers fand er im Kleingedruckten auf der letzten Katalogseite eine Forderung nach jährlicher Wartung. Die Wartungsprotokolle enthielten keinen Hinweis auf eine solche Wartung. Deswegen folgerte er, dass die Brandursache in der fehlenden Wartung der Schalter liege. Eine Untersuchung aller Generatoranschlusskästen der Anlage fand weitere Schalter mit Hitzespuren. Insgesamt waren etwa 10 % der Kästen betroffen.

Die Generatoranschlusskästen dieser Anlage waren ungeschützt auf dem Dach montiert (Bild 6). Damit traten in den Verteilerkästen regelmäßig erhöhte Temperaturen auf, geschätzt über 60°C. Die entsprechende Produktnorm DIN IEC 60947-3 spezifiziert als höchste Umgebungstemperatur kurzzeitig 40°C. Die

Schalter waren also vermutlich weit außerhalb ihres zulässigen Temperaturbereiches betrieben worden.

Mindestens zwei Hersteller von derartigen Schaltern hatten allerdings auch Probleme mit Flachsteckverbindern an diesen Schaltern und änderten die Kontaktierungsart.

Umgebungstemperaturen für Komponenten

Folgendes Beispiel zeigt wie schwierig es im Einzelfall sein kann, die Ursache eines Brandes genau zu bestimmen. Es illustriert gleichzeitig die Verantwortung des Planers einer Anlage, die (zukünftigen) Betriebsbedingungen aller Anlagenteile zu berücksichtigen. Im folgenden Fall wurde die sommerliche Wärmebelastung offenbar unterschätzt.

Es kam zu einem Brand im Technikraum einer sechs Jahre alten PV-Anlage mit insgesamt 15 Teilanlagen. Der Gutachter identifizierte einen DC-Hauptschalter als Auslöser für das Feuer. Der Schalter war mit 16 A Nennstrom für 14 A Generatornennstrom (I_{MPP}) ausreichend, aber ohne Reserven für kurzzeitige Überströme und erhöhte Umgebungstemperaturen dimensioniert worden.

Alle Schalter der Anlage waren wie im zuvor geschilderten Fall einer deutlich erhöhten Wärmebelastung ausgesetzt:

- Die Wechselrichter waren enger montiert, als in der Montageanleitung vorgegeben
- Die DC-Hauptschalter waren dicht zwischen die Wechselrichter montiert.
- Der Betriebsraum lag direkt unter der ungedämmten Dachhaut. Im Hochsommer herrschten hier schon ohne PV-Anlage regelmäßig Lufttemperaturen von über 40°C.
- Durch die PV-Wechselrichter wurden zusätzlich bis zu 5 kW Verlustwärme eingetragen.

Die laut Datenblatt zulässige maximale Betriebstemperatur der Schalter lag bei 40°C. Man muss also davon ausgehen, dass der zulässige Temperaturbereich der Schalters regelmäßig deutlich überschritten worden war. Sechs der Schalter hatten den Brand nahezu unversehrt überstanden. Zwei dieser Schalter zeigten Vorschäden in Form von beginnender Verkohlungen an den Anschlussfahnen (Bild 7).

Beim Zerlegen eines dieser Schalter zeigten sich starke Überhitzungsspuren im Inneren. Isoliermaterial, Scheiben und die Achse waren verkohlt. Die Wärme kam offensichtlich von den Schaltkontakten



Bild 6: Brand Generatoranschlusskasten. Exponierter DC-Verteiler, Überhitzung, Schalter versagte und löste Lichtbogen aus!

und nicht, wie ursprünglich vermutet, von den schwächer gewordenen Flachsteckverbindern. Die Schalterachse war 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.

Um den Effekt der angesprochenen Hersteller-Wartungsempfehlung zu prüfen, wurden die erhaltenen Schalter aus der beschädigten PV-Anlage im Labor geprüft. Der Kontaktwiderstand nahm durch 10-maliges Betätigen ab, im Mittel auf etwa 1/3 des Anfangswertes (Bild 8). Entsprechend nehmen auch die ohmschen Verluste und die Selbsterwärmung ab. Die Wartungsvorgabe ist also sehr sinnvoll.

Das gleiche Verhalten zeigen auch Schalter mit Kontakt-Wippen wie eine Prüfung im Feld ergab.

„Misshandlung“ von Modulanschlussleitungen

In einem weiteren Fall hatte ein Anlagenbetreiber beobachtet, dass bei der Installation die Leitungsanschlüsse eines Moduls als „Transporthilfe“ missbraucht wurden. Dadurch wurde offenbar die Zugentlastung überlastet und die Kontakte in der Modulanschlussdose etwas auseinander gezogen. Im folgenden Sommer



Bild 7: Ein „überlebender“ Schalter zeigt deutliche Überhitzungsspuren. Die Achse ist geschrumpft und karbonisiert.

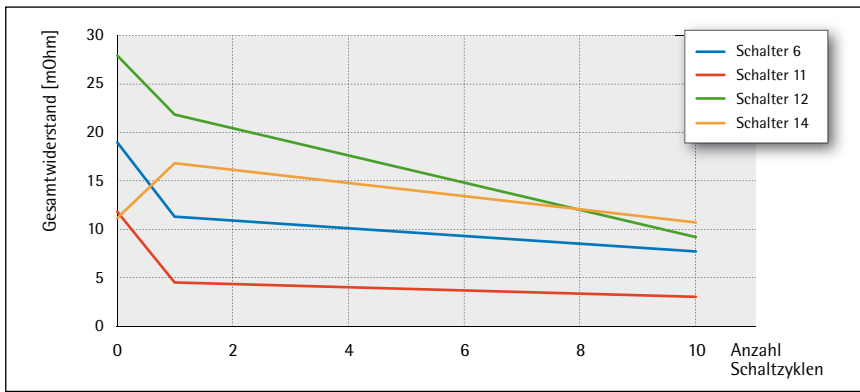


Bild 8: Gesamtwiderstand von vier Schaltern in Abhängigkeit von der Zahl der Schaltzyklen. Schalter 6, 11 und 12 sind vom selben Typ, Schalter 14 ist ein abweichender Typ

brach die Leistung des Teilgenerators ein. Bild 9 zeigt warum.

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.

Mangelhafte Klemmverbindung

Aluminiumleiter werden wegen Ihres Kostenvorteils zunehmend in PV-Anlagen verwendet. Da Aluminium bei niedrigen Temperaturen als Kupfer schmilzt, führen erhöhte Kontaktwiderstände früher zum Auftrennen des Leiters und Lichtbogen.

Hier ein Beispiel, wo der Sachverständige eine fehlerhafte Aluminium Verbindung fand. Die AC Verteilung eines Wechselrichters war ausgebrannt. Die Brandsache wurde in einer losen Klemmstelle gefunden. Bild 10 zeigt das Leiterende eines weiteren Kabels der Anlage. Auch diese Leitung war nicht richtig kontaktiert worden wie die Schmelzspuren am Leiter zeigen.

Da Schäden durch fehlerhafte Verarbeitung von Alu-Leitungen gehäuft aufgetreten sind, hat die Allianz Versicherung dazu einen Fachartikel veröffentlicht [6].

Sicherungen

Es gibt Hinweise, dass die typischen Lastzyklen in Photovoltaik Anlagen zu ei-

ner besonderen Belastung von Kontakten führen. Tägliche Wechsel zwischen Leerlauf und Nennlast und lange anhaltender Betrieb mit Nennlast scheint für Kontakte und Sicherungen eine beschleunigte Alterung mit erhöhtem Kontaktwiderstand zu bewirken (Bild 11). Bei Anlagen mit mehreren Wechselrichtern kommt eine zusätzliche Wärmebelastung durch die Häufung dazu.

Die Wahrscheinlichkeit einer Überhitzung des Sicherungskontaktes wird verringert, wenn man folgende Punkte beachtet [7]:

- Sicherungen vor externer Aufheizung schützen und erhöhte Umgebungstemperaturen berücksichtigen, also
 - direkte Sonneneinstrahlung auf Verteilerkasten vermeiden
 - Reduktionsfaktor für erhöhte Umgebungstemperatur beachten
 - Reduktionsfaktor für Häufung beachten und
 - Abstände zur Kühlung zwischen Sicherungen lassen
- Verlustarme Sicherungen wählen

Brandweiterleitung durch Kabelbündel

Die Isolierungen gängiger Leitungen sind brennbar und geben einem eventuellen Brand Nahrung. Daher tragen Kabelbündel häufig zur Ausdehnung eines Brandes bei. Hier überlagern sich

ein Brand der Isolierung und Lichtbögen zwischen „plus“ und „minus“ Leitungen im Bündel. 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. Bild 12 zeigt ein Beispiel.

Dieser Brand entstand 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.

Grossbrände

Zu zwei großen Schadensfällen, wo jeweils eine PV-Anlage auf einem Industriedach einen Vollbrand des Gebäudes ausgelöst haben soll, läuft noch die Ursachenforschung. In einem dieser Fälle gibt es laut Gutachter Hinweise, dass ausgerechnet ein unzureichend spezifizierter „Feuerweherschalter“ (!) 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 der Schutz aber nicht aus. Ein von einer PV-Anlage ausgelöster Brand in Goch erfasste schnell die große Dachfläche einer Lagerhalle und löste brennend abtropfenden Bitumenfluss aus (Bild 13). Bei solchen Dächern sollten Maßnahmen nach [8] ergriffen werden, um das Risiko,



Bild 9: beschädigter Steckkontakt in einer Modulanschlussdose



Bild 10: Das Ende einer Aluminiumleitung aus einer losen Klemmstelle zeigt Schmelzspuren.



Bild 11: Dieser Sicherungseinheit ist sehr heiss geworden. Am Kontakt zur Fassung trat ein hoher Übergangswiderstand auf.

dass aus einem schlechten Kontakt ein Großbrand wird, zu minimieren.

Empfehlungen

Planung und Errichtung

Folgende Empfehlungen geben wir für die Planung und Errichtung:

- Dachintegrierte Anlagen müssen mit besonders hoher Umsicht geplant und errichtet werden.
- Die zu erwartenden Umgebungstemperaturen aller Anlagenkomponenten im Sommer bei Volllast sollten für die jeweilige Komponente abgeschätzt und berücksichtigt werden.
- Komponenten, in denen Verlustleistung anfällt – Sicherungen, Kontakte, Schalter – sollten mindestens 25 % überdimensioniert werden.
- Für die bauseits errichteten Verbindungen sollten werkzeuglose Verbindungstechniken oder Käfigzug-Federklemmen eingesetzt werden.
- Geräteabdeckungen und Gehäusedeckel sollten aus durchsichtigem Material bestehen. Sie lassen eine Sichtprüfung von Verbindungen ohne Aufwand zu.

Lichtbögen können „wandern“ und folgen dem Leitungsverlauf. Am besten hält man einen eventuellen Lichtbogen aus dem Gebäude und verlegt die DC-Leitungen außerhalb des Gebäudes. Falls sich diese Leitungsführung nicht realisieren lässt, sollten beim Gebäudeeintritt „plus“ und „minus“ Potentiale voneinander abgesetzt werden und durch Brandschotts ins Gebäude geführt werden. Normative Vorgaben für diesen Sicherheitsabstand gibt es nicht, aber aus glimpflich verlaufenen Schadensfällen lässt sich ableiten, dass 5 cm seitlicher Abstand reichen. Der Vollständigkeit halber muss angemerkt werden, dass die Trennung der Potentiale der Forderung nach möglichst enger Leitungsführung, die zur Minimierung von induzierten Überspannungen erhoben wird, widerspricht. Hier muss die Errichtungsnorm ergänzt werden.

Inspizieren und Prüfen

Das Brandrisiko lässt sich durch Wartungsmaßnahmen stark reduzieren. Regelmäßige Ertragskontrolle mit genauer Inspektion, wenn unerklärliche Ertragsrückgänge bemerkt werden, regelmäßige Inspektionen, regelmäßige elektrische Prüfungen können viele Fehler vor dem Brand entdecken. Vorschäden wie braune Stellen in Modulen, Verfärbung oder Verformung von Isoliermaterial, Verkohlung von Klemmen, Anlassfarben an Sammel-



Bild 12: Verbrannte Leitungen an einem Wechselrichter.

schienen lassen sich teilweise auch von elektrotechnischen Laien mit bloßem Auge erkennen.

Daher empfehlen die Autoren, die Anlagen regelmäßig zu inspizieren. Hilfestellung für die Prüfungen gibt die Norm IEC 62446 (VDE 0126-23).

Normativ vorgegebene Fristen für Wiederholungsprüfungen gibt es derzeit nicht.

Folgende Inspektionsfristen erscheinen nach den Projektergebnissen sinnvoll zu sein:

- Nach der ersten Sommersaison, um Anfangsfehler zu entdecken
- Nach knapp zwei Jahren, um gewährleistungsrelevante Probleme zu erfassen
- Ggf. eine Prüfung nach knapp fünf Jahren vor Ablauf der VOB Gewährleistungsfrist
- Danach alle vier Jahre (in Anlehnung an BGV A3 für gewerbliche, stationäre Anlagen)

Alle bauseits errichteten Kontaktstellen in leicht zugänglichen Betriebsmitteln sollten jährlich inspiziert werden. DC-Trennschalter sollten jährlich gewartet, d.h. mehrmals betätigt, werden.



Bild 13: Nach einem Lichtbogen in einer dachaufgeständerten PV-Anlage geriet das Bitumen der Dachbahnen in Brand

Literatur

- [1] David DeGraaff, Ryan Lacerda, Zach Campeau, Zhigang Xie, How do Qualified Modules Fail –What is the root cause?, SunPower Corp, NREL 2011 International PV Module Quality Assurance Forum San Francisco, 15 July 2011, http://www.nrel.gov/ce/ipvmqa.../10-ipvmqaf_degraaff_sunpower.pdf
- [2] IFS Kiel, Kurzschluss an einer Photovoltaikanlage, IFS SCHADENBEISPIEL, Schadenprisma Heft 2 / 2010, http://www.schadenprisma.de/pdf/sp_2010_2_6.pdf
- [3] 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.pdf
- [4] M. Berginski, Multi-Contact; Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten / Crimpen im Feld, 2.ter Workshop PV Brandsicherheit, Köln, 24.1.2013, http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/09_Berginski_Sichere_Steckverbindungen.pdf
- [5] IFS report, Brandgefährliche Mängel und Versäumnisse, IFS Report März 2012
- [6] M. Bächle, Allianz Stuttgart, Einsatz von Aluminiumkabeln in der Photovoltaik, ep Photovoltaik – 5/6-2012
- [7] Siemens AG, Sicherungssysteme - BETA Niederspannungs-Schutzschalttechnik, Technik-Fibel, 2010, Bestell-Nr.: E10003-E38-10T-G3021
- [8] F. Reil, Technische Brandrisikominimierung bei Gebäudeintegrierter Photovoltaik (GIPV), Vortrag 2. PV-Brandschutzworkshop, Freiburg 2013, http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/10_Reil_Brandrisikominimierung_bei_BIPV.pdf

Danksagung

dem Bundeswirtschaftsministerium BMWi für die Förderung des Projektes FKZ: 0325259

ZU DEN AUTOREN:

► Hermann Laukamp und Georg Bopp
Fraunhofer ISE