

# UNSICHERE SICHERUNGEN

## DIE NEUE PV-INSTALLATIONSNORM VDE 0100-712 UND IHRE ANWENDUNG

In der neuen PV-Installationsnorm VDE 0100-712 wurde die Forderung nach Strangsicherungen deutlich verschärft. Allerdings zeigen Erfahrungen, dass die Sicherungen selbst zu einem Fehler oder im Worst Case zur Brandentstehung führen können.

### Neue normative Anforderungen und neuer PV-Sicherungsleitfaden

Am 8 April 2019 endet die Übergangsfrist der neuen VDE-Installationsnorm für Photovoltaische Anlagen VDE 0100 Teil 712 „Errichten von Niederspannungsanlagen-PV-Stromversorgungssysteme“. Sie enthält die Forderung das bei mehr als zwei Modulsträngen eine Überstromschutzvorrichtung vorzusehen wäre. Außerdem gibt es nur eine veraltete gültige Produktnorm für PV-Sicherungen. Die Norm IEC 60269-6 „Niederspannungssicherungen – Teil 6: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungseinsätze für den Schutz von solaren photovoltaischen Energieerzeugungssystemen“ von April 2018 mit sinnvollen Änderungen ist bisher nur ein Normenentwurf. Zudem hat Peter Funtan vom Fraunhofer IEE im Auftrag der Deutschen Sicherungsindust-

rie den „Leitfaden für die Anwendung von Sicherungen in Photovoltaikanlagen – Planungs- und Auslegungshilfe Sicherungsanwender“ überarbeitet, der im Juli dieses Jahres veröffentlicht wurde [Fun2018]. Fachlich fundiert beschreibt Peter Funtan die Rahmenbedingungen, theoretischen Grundlagen, die Planung und Dimensionierung von Sicherungen in PV-Anlagen. Dabei verweist er insbesondere auf die PV-Installationsnorm VDE 0100-712, die die Forderung nach Strangsicherungen deutlich verschärft. Allerdings zeigen Erfahrungen, dass die Strangsicherungen selbst zu einem Fehler oder im schlimmsten Fall zum Brandauslöser werden können. Bei Einsatz von nicht geeigneten DC-Sicherungen ist die Brandgefahr durch verschmorte Sicherungen oder Sicherungshalter äußerst hoch.

Viele Installateure sind beim Sicherungseinsatz unsicher. Ist eine Absicherung der Stränge denn wirklich erforderlich? Zunächst muss festgestellt werden, dass PV-Anlagen in Schutzklasse II ausgeführt werden und somit ein Doppelfehler nur zu einer Überlastung der Strangleitungen oder der PV-Module

durch den Rückwärtsstrom führen kann. Durch einen Kurzschluss z.B. im Modul (Bypassdiodenkurzschluss) im Modul (Bypassdiode) oder doppelte Erdschlüsse sinkt die Strangspannung im betroffenen Strang. Der Summenstrom der übrigen Stränge fließt in den defekten Strang

In jedem PV-Teilgenerator mit mehr als zwei Strängen wird nun der Einsatz von Überstromschutzvorrichtungen nach der VDE0100-712 gefordert, wenn die Anzahl  $N_s$  der Stränge mehr als 2 und die folgende Bedingung erfüllt ist:

$$1,35 \times I_{\text{ModMax\_ocpr}} < (N_s - 1) \times I_{\text{sc max}}$$

mit

$I_{\text{ModMax\_ocpr}}$  = maximaler Rückwärtsstrom des PV-Modul nach der VDE 0126-30-1

Wenn eine PV-Sicherung erforderlich ist müssen im Plus- und im Minuspol jeweils eine verbaut werden. Die Verschärfung der Norm freut natürlich die Sicherungshersteller. Viele Modulhersteller geben maximale Rückströme von 15 bis 20 Ampere für ihre Module an. Eini-



Bild 1: „Leitfaden für die Anwendung von Sicherungen in Photovoltaikanlagen“ Herausgeber: Verein zur Förderung des umweltgerechten Recycling von abgeschalteten NH/HH-Sicherungseinsätzen e.V. – Die Deutschen Hersteller von NH/HH-Sicherungseinsätzen, 2018

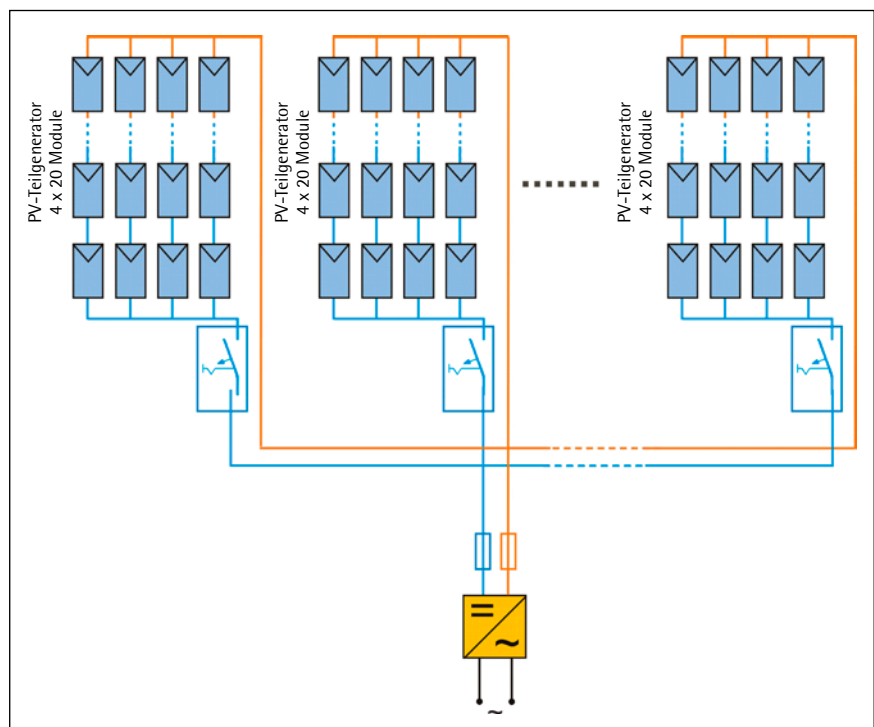


Bild 2 Absicherung von je vier Strängen durch DC-Leitungsschutzschalter bei einer Großanlage.

ge Modulhersteller geben hier kundenfreundliche 25 Ampere an. Somit kann bei Anlagen mit ein bis drei Strängen auf den Einsatz von Überstromschutzeinrichtungen verzichtet werden. Als Überstromschutzeinrichtungen können spezielle PV-Sicherung mit einer Kennzeichnung gPV nach IEC 60269-6 (2010), aber auch DC-geeignete Leistungsschalttrennschalter nach DIN EN 60947-2, DC-geeignete Sicherungs-Lasttrennschalter nach DIN EN 60947-3 oder DC-geeignete Leitungsschutzschalter nach DIN EN 60898-2, zum Einsatz kommen. Die Alternativen für die PV-Sicherung sind teurer und sind nur sinnvoll, wenn z.B. vier Stränge beispielsweise auf ein geeigneten DC-Leitungsschutzschalter nach DIN EN 60898-2 geschaltet werden.

In dem Bild 2 ist dazu ein beispielhaftes Blockschaltbild einer Großanlage mit jeweils vier abgesicherten Strängen zu sehen.

Es sollten prinzipiell nur geeignete PV-Strangsicherungen gemäß der Norm IEC 60263-6 verwendet werden. Außerdem müssen bei der Dimensionierung Reduktionsfaktoren für den Bemessungsstrom der Sicherungseinsätze entsprechend der Einsatztemperaturen (meist 50° oder höher), dem Aufbau, der Anzahl und der Anordnung der Sicherungshalter und der Wechsellastbedingungen berücksichtigt werden. Außerdem sollte auf die Alterung von Sicherungen geachtet werden und der turnusmäßige Austausch von Sicherungen in den Wartungsplan integriert werden. Denn ungeeignete oder gealterte Sicherungen oder ungeeigneter Ein- und Aufbau von Sicherungshaltern erhöhen das Lichtbogenrisiko. Als Strangsicherungen kamen mitunter ungeeignete Gleichstromsicherungen (Schmelzsicherungen mit aR-Charakteristik ...) sowie ungeeignete Sicherungshalterungen zum Einsatz. So kam es in der Praxis zu Fehlauflösungen im Normalbetrieb und stehenden Lichtbögen, die zum Brand im Sicherungskasten bzw. Generatoranschlusskasten führten.<sup>1)</sup>

Lichtbögen entstanden auch durch Installationsmängel, wie z.B. eine Nichtbeachtung der Wärmeentwicklung und zu geringen Abstand der Sicherungshalter oder Feuchtigkeit im Generatoranschlusskasten, die zu korrodierte Sicherungskontakte führte.

### Möglichst auf Sicherungen verzichten

Das Verbundforschungsprojekt PV-Brandschutz von Fraunhofer ISE, TÜV-Rheinland, DGS-Berlin, Currenta, Berufsfeuerwehr München u.a. kam zur Empfehlung, „dass die Normung für

den nationalen Anhang Strangsicherungen nur bei Anlagen vorzuschreiben nur bei denen die PV-Module in einer brennbaren Umgebung eingebaut sind“. Leider wurde diese im Zuge der Bearbeitung der VDE0100-712 nicht beachtet.<sup>2)</sup> Die DGS empfiehlt einen Einsatz von Strangsicherungen erst ab vier Strängen und nur bei Untergründen die leicht entflammbar sind. Es besteht also keine Notwendigkeit bei Aufdachanlagen auf Dachziegeldächern. Zudem ist das Risiko einer Überlastung der Strangleitung bei meist 4 mm<sup>2</sup> sehr gering, denn bereits vor den Strangleitungen wird der maximale Rückstrom der Module überschritten. Der von den Herstellern angegebenen maximale Rückstrom liegt je nach Modultyp bei dem 1,6 bis 3,7-fachen des Kurzschlussstromes des Moduls bei STC. Analysen des Fraunhofer ISE ergaben das heutige PV-Module den 4 bis 5-fachen Rückwärtsstrom ohne Schäden vertragen. Es besteht also zwischen angegeben maximalen Rückstrom und den zu tatsächlichen Schäden führenden Rückstrom noch eine üppige Sicherheitsreserve.

Ein Rückstrom, der zur Überlastung führen kann, ist wegen unterschiedlicher Strangverschattung oder einer elektrischen Verkürzung des Stranges von 15%, z.B. durch Mismatch der Module aufgrund unterschiedlicher Modulleistungen, völlig auszuschließen, wie Untersuchungen des Fraunhofer ISE zeigen. Nur ein Kurzschluss kann zu einem hohen Rückstrom führen. Ein Kurzschluss in Strang ist relativ unwahrscheinlich, da ein erster Erdfehler z.B. durch Isolationsbeschädigung der Strangleitung schon von der Isolationsüberwachung des Wechselrichters erkannt wird und dazu führt das der Wechselrichter abschaltet. Der Anlagenbetreiber wird dann wegen dem Ertragsausfall relativ rasch eine Fehlersuche beauftragen, so dass dann der Erdfehler beseitigt wird. Ein relativ wahrscheinlicher Fehlerfall mit Kurzschluss ist der Kurzschluss der Bypassdioden eines Moduls hervorgerufen durch eine Überspannung wegen einem Blitzeinschlag in Anlagennähe.

Bild 6 zeigt einen Kurzschluss der Bypassdioden eines Moduls in einem PV-Generator mit sechs Strängen und je zehn Modulen.

Der Kurzschluss der Bypassdioden führt dazu, dass im betroffenen Modul der Kurzschlussstrom fließt. Diese bedeutet für das kurzgeschlossene Modul kein Problem. Die anderen neun Module werden jedoch anschließend von den anderen Strängen im Rückwärtsstrom betrieben, so dass es zu einem möglichen Überschreiten des zulässigen Rückstrom des Moduls kommt. Die Abbildung 6



Foto: DGS, Siegfried, DGS

Bild 3: Hier sind korrodierte Sicherungskontakte deutlich erkennbar, obwohl der Generatoranschlusskasten einen vorschriftsmäßigen Druckausgleich zur Tauverhinderung enthielt.



Foto: Peter Kremer, Siemens

Bild 4: Brennender Generatoranschlusskasten



Foto: Peter Kremer, Siemens

Bild 5: Ursache Lichtbogen in Sicherung

zeigt den neuen Arbeitspunkt  $MPP_2$  der sich für den PV-Generator einstellt. Der Rückwärtsstrom beträgt in diesem Fall ungefähr viermal dem Kurzschlussstrom des Moduls. Die meisten PV-Module besitzen einen zulässigen Rückwärtsstrom zwischen zwei bis dreimal dem Kurzschlussstrom. Bei einem PV-Generator mit 4 Strängen würde sich der Arbeitspunkt  $MPP_4$  einstellen (siehe grüne Kennlinie in Bild 7) und die Module würden mit einem 2,8-fachen Inversstrom belastet werden, welchen die meisten PV-Module vertragen können.

Somit ist die Empfehlung der DGS, entgegen der Norm, erst ab vier PV-Modulen und bei entflammbarem Untergrund Überstromschutzeinrichtungen einzusetzen.<sup>3)</sup> Allerdings sollte der Installateur sich über den zulässigen Inversstrom des zum Einsatz kommenden PV-Moduls und die Zusammenhänge im Fehlerfall klar sein. Bei Verzicht auf Sicherungen sollte ein entflammbarer Untergrund unter den Modulen ausgeschlossen sein. Wie vorher gezeigt stellen im Worst Case-Fall die Module das schwächste Glied in der Kette dar. Die Solarleitung nach DIN EN 50618 hat bei einem üblichen

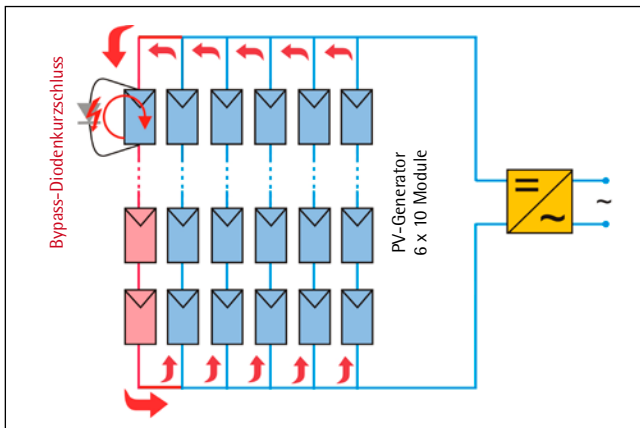


Bild 6: Möglicher Kurzschluss der Bypassdioden eines Moduls bei einem PV-Generator mit sechs Strängen mit je 10 Modulen

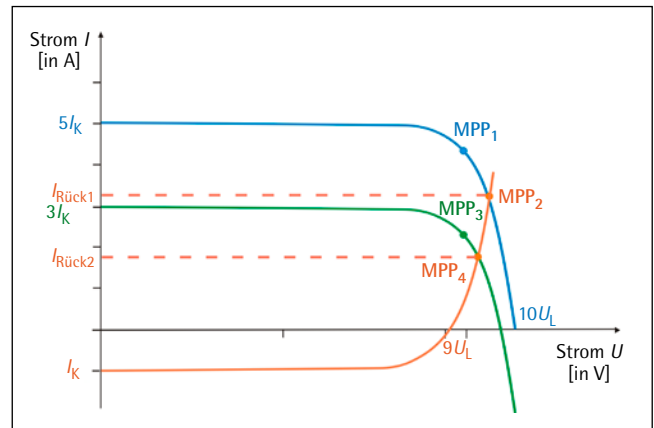


Bild 7: Kennlinien bei einem Bypassdiodenkurzschluss in einem Modul bei sechs Strängen (blau und rot) und bei vier Strängen (grün und rot)

Querschnitt von 4 mm<sup>2</sup> und im Bündel mit 6 Strangleitungen und erhöhter Umgebungstemperatur von 70°C eine normative Stromtragfähigkeit von 35,4 Ampere. Viele PV-Module haben ein 4-fachen Kurzschlussstrom, bei I<sub>SC</sub> von 8 Ampere ergibt sich dann ein Wert von 32 Ampere.

Wird der maximale Rückstrom überschritten, beginnen nach Überschreiten der Sicherheitsreserve der Module die Verbinderbändchen der Solarzellen an der schwächsten Stelle wegen dem hohen Strom zu glühen bis ein Lichtbogen entsteht, der zumeist zum Bändchenabriss und Unterbrechen des Stromflusses führt, so dass im Regelfall kein Folgefehler passiert. Im schlimmsten Fall kann der Lichtbogen am Zellverbinder dazu führen, dass sich das EVA entzündet und dieses brennend abtropft. Deshalb sollte sich unter den PV-Modulen kein leicht entzündlicher Untergrund befinden. Dieses Szenario ist sehr unwahrscheinlich aber nicht auszuschließen. Wenn sich Folgeschäden ausschließen lassen, kann also auch bei größeren Solarparks auf Sicherungen verzichtet werden. Zudem kann durch eine Betriebsführung und eine schnelle Reaktionszeit ebenfalls das Risiko minimiert werden. Ein Kurzschluss von PV-Sicherungen kann durch Strangüberwachungen detektiert werden. Wenn dann die Fehlersuche zeitnah erfolgt kann ein Worst Case ausgeschlossen werden.

Leider ergibt sich der Sicherungseinsatz auch daraus, dass einige Modulhersteller in ihren Datenblättern nicht den maximalen Rückstrom angeben, sondern fordern, dass die Module gegen Rückströme in Höhe von z.B. 15 Ampere abgesichert werden sollen. Um bei Mehrstranganlagen nicht die Gewähr- bzw. Garantieleistungsbedingungen zu verletzen, werden dann doch ohne Notwendigkeit Sicherungen eingesetzt. Besser wäre es mit den Modulherstellern über das Thema zu kommunizieren und eine Freigabe

ohne Sicherung für den entsprechenden Anwendungsfall zu erwirken, wie es bei Großanlagen oft erfolgt. Oder es werden eben besser spezifizierte Module eingesetzt.

### Falls Sicherungen doch erforderlich

Sollte nun tatsächlich eine Strang-sicherungen erforderlich sein sollte, müssen die verwendeten Sicherungen natürlich den neuen Normentwurf der IEC 60269-6 erfüllen. Unbedingt sollte der Sicherungshersteller zur korrekten Dimensionierung befragt und eine Freigabe für die Sicherungen in dieser Anwendung erwirkt werden. Die Produktnorm IEC 60269-6 [IEC 10] berücksichtigt die spezifischen Einsatzbedingungen von Sicherungen bei PV-Anlagen.

Die konkreten Betriebsbedingungen müssen mit Korrekturfaktoren berücksichtigt werden. Diese werden in der Norm IEC 60269-6 nur angedeutet.

$$I_n \geq I_{SCmax} \times K_{TH} \times K_z \times K_H$$

mit

- I<sub>SCmax</sub> = max. Modulkurzschlussstrom
- K<sub>TH</sub> = Korrekturfaktor für Umgebungstemperatur
- K<sub>z</sub> = Korrekturfaktor für zyklische Last
- K<sub>H</sub> = Korrekturfaktor Häufung

Diese Korrekturfaktoren sind schwer zu finden. Laut Norm soll der Anwender den Hersteller kontaktieren. Bei der weiteren Dimensionierung der Sicherungen müssen unbedingt die folgenden Reduktionsfaktoren für den Sicherungsnennstrom I<sub>n</sub> (= Bemessungsstrom) beachtet werden:

1. für die erhöhten Einsatztemperaturen (z. B. für 60 °C z. B. 0,84)
2. für schwankende zyklische Last
3. für die Häufung also die Anordnung von mehreren Sicherungshaltern nebeneinander
4. Reduktionsfaktor für Kunststoffumhüllung des Sicherungseinsetzes
5. Wechsellastfaktor (berücksichtigt die Alterung; üblich 0,9)

So kann eine Umgebungstemperatur von 60 °C zu einer Reduktion des Bemessungsstromes um 16 % und die Aneinanderreihung von 10 Sicherungshaltern zu einer weiteren Reduktion des Bemessungsstromes der Sicherung um 40 % führen. Mit dem Wechsellastfaktor würde sich bei einer 12 A-Sicherung in einem Generatoranschlusskasten mit 10 Strängen ein reduzierter Bemessungsstrom von 5,4 A ergeben. Der Betriebsstrom bei vielen kristallinen Modulen ist höher. Um Fehlauselösungen zu vermeiden und Stromkreise effektiv zu schützen, muss der Sicherungsnennstrom gleich bzw. größer als der höchste Strangkurzschlussstrom und niedriger als der niedrigste Überlaststrom sein. Man würde also eine 16 A-Sicherung wählen, für die sich dann nach dem Normentwurf IEC 60269-6 mit: I<sub>a</sub> = 1,45 × I<sub>n</sub> einen Auslösestrom I<sub>a</sub> (englisch: fusing current I<sub>f</sub>) von 23,2 A ergibt. Der Auslösestrom ist der Strom, bei dem die Sicherung innerhalb einer Stunde sicher auslöst.

Der reduzierte Bemessungsstrom wäre dann übrigens 7,25 A, auch dieser wird vom I<sub>MPP</sub> bei Hochleistungssolarmodu-

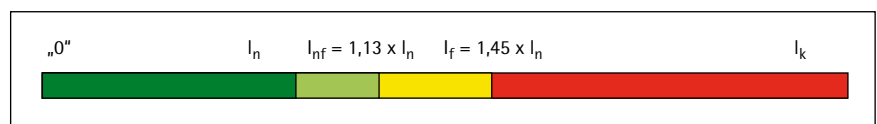


Bild 8: Bemessung von PV-Sicherungen [SIBA]

len überschritten. Es wäre dann also eine 20 A-Sicherung zu wählen.

Bei größeren Anlagen werden die DC-Leitungen von mehreren Generatoranschlusskästen (GAK) an jeweils einen Koppelkasten angeschlossen, so dass mehrere GAK-Anschlussleitungen und die Leitungen von den Koppelkästen zu den Wechselrichtern gebündelt geführt werden. Der Leitungsquerschnitt der Modul- bzw. Strangleitungen kann mit dem Auslösestrom der Strangsicherungen unter Beachtung der VDE 0100 Teil 430 dimensioniert werden. Dabei muss die zulässige Strombelastbarkeit der Leitung  $I_z$  nach VDE 0298 Teil 4 bzw. nach Herstellerangabe gleich oder größer als der Auslösestrom der Strangsicherung sein.

$$I_z \text{ Leitung} \geq I_a \text{ Strangsicherung}$$

$$I_{\max} \text{ Strang} \leq I_z \text{ Leitung}$$

Für die Dimensionierung der Sicherungen empfiehlt die Norm IEC 60269-6 im Anhang B folgende Formeln für die Nennwerte (Bemessungswerte) der Sicherungen:

$$I_n \text{ Strangsicherung} \geq 1,4 \times I_k \text{ STC Strang}$$

unter Berücksichtigung der Reduktionsfaktoren.

Um Fehlauflösungen zu vermeiden, sollte der Nennstrom der Sicherung mindestens 1,4-fach größer als der Kurzschlussstrom des Stranges sein. Außerdem müssen bei der Wahl des Sicherungsnennstromes die oben genann-

ten Reduktionsfaktoren berücksichtigt werden. Die Nennspannung muss größer bzw. gleich der maximalen Leerlaufspannung des Stranges sein (der Faktor 1,2 gilt für  $-25^\circ\text{C}$ ).

$$U_n \text{ Strangsicherung} \geq 1,2 \times U_L \text{ STC Strang}$$

Da ein Fehler auf der positiven wie auf der negativen Spannungsseite auftreten kann, müssen die Sicherungen in allen ungeerdeten Leitungen eingesetzt werden. Sollte eine Sicherung auslösen, sind immer beide Sicherungen des Stranges auszuwechseln. Mit einer Strangüberwachung ist es möglich den Ausfall der Sicherungen zu detektieren. Außerdem sollte auf die Alterung von Sicherungen geachtet werden und die turnusmäßige Überprüfung bzw. Austausch von Sicherungen in den Wartungsplan integriert werden.

### Fazit

Zum Schluss noch einmal ein Plädoyer, stets zu prüfen, ob sich PV-Anlagen ohne Strangsicherungen errichten lassen. Viele Großanlagen wurden in der Welt gebaut und performen seit Jahrzehnten sehr gut auch ohne Strangsicherungen. Die Forderung der DIN VDE 0100-712, dass bei mehr als zwei Modulsträngen einer PV-Anlage eine Überstromschutzvorrichtung vorzusehen ist, relativiert sich wenn die erweiterte Bedingung dazu mit beachtet wird. Dann ergibt sich bei typischen Modulen mit maximalen zulässigen Rückströmen von 15 bis 20 A erst eine Forderung ab vier Strängen. Die PV-Sicherungsnorm DIN EN 60269-6 aus

dem Jahr 2011 befindet sich gerade in Überarbeitung.

Beim Einsatz von Sicherungen ist neben ihre Eignung auf ihre exakte Auslegung auch in Hinblick auf deren Alterungsverhalten zu achten. Auch sollte die Anordnung der Sicherungen und Sicherungshalter sowie die Ausführung der Installation fachgerecht vorgenommen werden. Nur so können Fehlerquellen ausgeschlossen werden.

### Quellen:

- [EN14] EN 50618 „Kabel und Leitungen für PV-Systeme“ 12-2014
- [IEC10] Norm IEC 60269-6 „Niederspannungssicherungen – Teil 6: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungseinsätze für den Schutz von solaren photovoltaischen Energieerzeugungssystemen“ 09-2010
- [IEC18] Normentwurf IEC 60269-6 „Niederspannungssicherungen – Teil 6: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungseinsätze für den Schutz von solaren photovoltaischen Energieerzeugungssystemen“ 04-2018
- [Lau17] Hermann Laukamp, Fraunhofer ISE: „Auslegung von Überstromschutzelementen auf Strangebene – normative Anforderungen, Erfahrungen“ Vortrag während der 4. Deutsche Photovoltaik-Betriebs- und Sicherheitstagung, DGS/HdT am 19.10.2017 in Berlin

### Fußnoten

- 1) Peter Kremer: „Arcing potential in fuses: missing Standards for adequate testing of fuses in PV application“ DKE 11/2007
- 2) Leitfaden Bewertung des Brandrisiko in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherungskonzepten zur Risikominimierung, TÜV Rheinland, Fraunhofer IES, Berner Fachhochschule, DGS-Berlin, Berufsfeuerwehr München, Energie Solarstromsysteme GmbH im Auftrag des BmWi; März 2015
- 3) DGS- Leitfaden Photovoltaische Anlagen für Elektriker, Dachdecker, Fachplaner, Architekten und Bauherren, 5. Aufl. Autoren: Haselhuhn R., Hartmann U., Siegfried U.; u.a. Hrsg: DGS-Berlin, 2013; 800 Seiten, ISBN 3-978-3-9805738-6-3

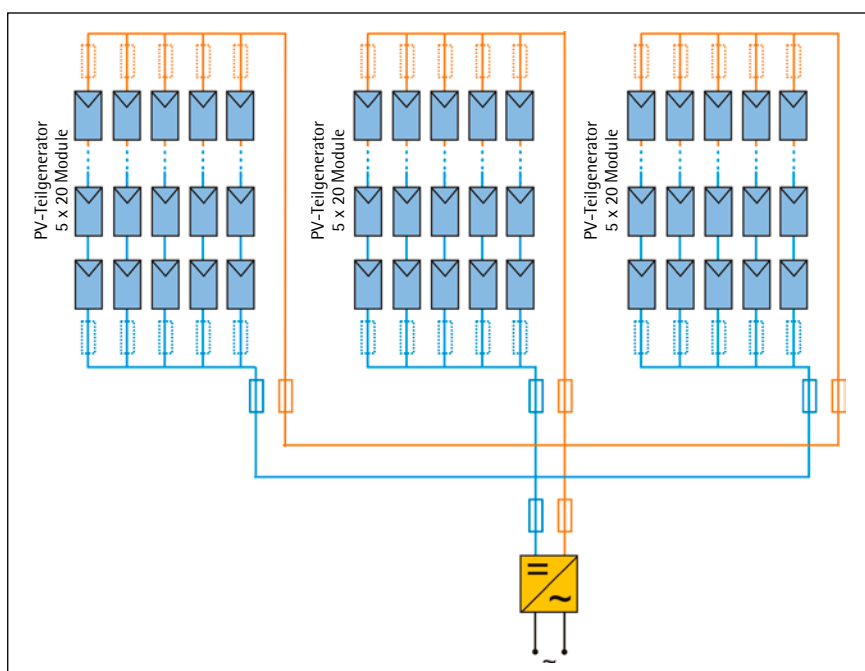


Bild 9: Sicherungskaskade bei Großanlagen, auf die gestrichelten gezeichneten Strangsicherungen, kann nach Auffassung des Autors sehr häufig verzichtet werden.

### ZUM AUTOR:

▶ Ralf Haselhuhn

Fachausschuss Photovoltaik der DGS e.V.  
rh@dgs-berlin.de