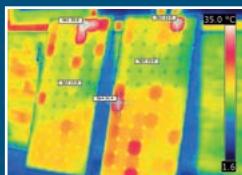


Wolfgang Schröder

Inspektion, Prüfung und Instandhaltung von Photovoltaik-Anlagen

Analyse • Bewertung • Instandsetzung



Fraunhofer IRB Verlag

Inspektion, Prüfung und Instandhaltung von Photovoltaikanlagen
Analyse · Bewertung · Instandsetzung

Wolfgang Schröder

Wolfgang Schröder

Inspektion, Prüfung und Instandhaltung von Photovoltaikanlagen

Analyse · Bewertung · Instandsetzung

Fraunhofer IRB Verlag

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie;
detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über www.dnb.de abrufbar.

ISBN (Print): 978-3-8167-9264-2
ISBN (E-Book): 978-3-8167-9265-9

Redaktion: Nicole Herr
Herstellung / Layout: Gabriele Wicker
Umschlaggestaltung: Martin Kjer
Satz: Fotosatz Buck, Kumhausen
Druck: Offizin Scheufele Druck und Medien GmbH + Co. KG, Stuttgart

Alle Rechte vorbehalten.

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Fraunhofer IRB Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürfen.

Sollte in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z. B. DIN, VDI, VDE) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert werden, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen. Es empfiehlt sich, gegebenenfalls für die eigenen Arbeiten die vollständigen Vorschriften oder Richtlinien in der jeweils gültigen Fassung hinzuzuziehen.

© by Fraunhofer IRB Verlag, 2015
Fraunhofer-Informationszentrum
Raum und Bau IRB
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart
Telefon +49 711 970-25 00
Telefax +49 711 970-25 08
irb@irb.fraunhofer.de
www.baufachinformation.de

Inhalt

Vorwort	9
1 Regelmäßige Anlagenprüfungen	11
1.1 Allgemeine Bedeutung von Prüfungen	11
1.2 Statistiken zur Schadenserhebung	14
1.3 Wartungsintervalle – Prüffristen	21
1.4 E-Check	25
2 Normen und Vorschriften	29
2.1 Norm als Maß aller Dinge?	29
2.2 Vorschriften und Richtlinien	31
2.3 Rechtliche Aspekte	35
3 Begriffsdefinition Wartung – Instandhaltung	37
3.1 Normative Definition	37
3.2 Wartung	38
3.3 Inspektion	38
3.4 Instandsetzung / Reparatur	39
3.5 Verbesserung	39
3.6 Instandhaltung	39
4 Rechtliche Rahmenbedingungen	41
4.1 Keine Leistung ohne Vertrag	41
4.2 Zeitliche Einordnungen	44
4.3 Rechte und Pflichten	44
4.3.1 Haupt und Nebenpflichten	44
4.3.2 Mitwirkungspflicht des Auftraggebers	46
4.4 VOB/B für Inspektions-, Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten	46
4.5 Vertragsinhalte	47
4.5.1 Allgemeine Geschäftsbedingungen	47
4.5.2 Preisanpassungen	47
4.5.3 Laufzeitklauseln	47
4.5.4 Leistungsumfang der vertraglichen Verpflichtungen	48
4.5.5 Festlegung bezüglich Leistungshäufigkeit	48
4.5.6 Festlegung des Leistungsumfanges	49

4.5.7	Störungsdienst	52
4.5.8	Leistungsausschlüsse	52
4.5.9	Reparatur	52
4.5.10	Zusätzliche Leistungen	53
4.6	Abnahme	53
4.6.1	Formen der Abnahme	53
4.6.2	Rechtsfolgen der Abnahme	53
4.7	Vergütung	54
4.7.1	Grundvergütung	54
4.7.2	Preisanpassungen	56
4.8	Vertragslaufzeit	56
4.9	Haftung/Gewährleistung/Garantie	57
4.9.1	Garantie und Gewährleistung	57
4.9.2	Produkthaftung	60
4.9.3	Eigenschaft des Unternehmers/Verbraucher	60
4.10	Schlussbemerkung	61
5	Inspektion und Prüfung	63
5.1	Unfallverhütung	63
5.1.1	Gefahr des elektrischen Schlages	63
5.1.2	Gefahr des Absturzes	64
6	Anlagenbesichtigung – Inspektion	69
6.1	Grundlegendes	69
6.1.1	Besichtigung	69
6.1.2	Bauteilgruppen der Photovoltaikanlage	69
6.1.3	Fehlererkennung	70
6.2	Planung/Verschattung	71
6.3	Unterbau/Tragesystem	74
6.3.1	Tragsystem	75
6.3.2	Statik	76
6.3.3	Schrägdach	80
6.3.4	Flachdach	87
6.3.5	Konstruktive Anforderungen	90
6.4	Verkabelung Gleichstromseite (DC)	93
6.4.1	Kurzschlussichere Leitungsverlegung	95
6.4.2	Generatoranschlusskästen/Überspannungsschutzkästen	107
6.4.3	Steckverbindungen	110
6.5	Module	111
6.6	Wechselrichter	130
6.7	Verkabelung Wechselstromseite (AC)	134
6.8	Schutzeinrichtungen	140

6.8.1	Wechselrichter	140
6.8.2	Überstromschutzeinrichtungen	141
6.8.3	Fehlerstromschutzschalter	142
6.8.4	Hauptschalter	142
6.8.5	Jederzeit zugängliche Freischaltstelle/NA-Schutz	142
6.9	Blitz- und Überspannungsschutz	142
6.9.1	Grundlagen	142
6.9.2	Prüfung vor Ort	146
6.10	Feuergefährdete Betriebsstätten	147
6.11	Baulicher Brandschutz	149
6.12	Anlagenkennzeichnung	154
6.13	Notausschalter/Feuerwehrschalter	158
6.14	Dachanlagen	158
6.14.1	Eignung der Dächer für Photovoltaikanlagen	159
6.14.2	Flachdach	159
6.14.3	Dachflächen mit Bitumenbahneindeckungen	166
6.14.4	Befestigungen der Photovoltaikanlage	167
6.15	Fassadenanlagen	170
6.16	Freifeldanlagen	171
6.16.1	Überwachungs- und Prüfungskonzept	172
6.16.2	Konzeptionelle Empfehlung von Messperioden	173
6.17	Batterieanlagen	175
6.17.1	Allgemeine Hinweise	175
6.17.2	Sichtprüfung	179
6.17.3	Messungen	180
6.17.4	Batterieräume	180
7	Erprobung	183
8	Messungen	185
8.1	Messungen nach VDE	185
8.1.1	Durchgängigkeit der Leiter	186
8.1.2	Isolationswiderstand	186
8.1.3	Auslösestrom/Auslösezeit des Fehlerstromschutzschalters	187
8.1.4	Schleifenimpedanz und Kurzschlussstrom	188
8.1.5	Messung des Spannungsfalls	188
8.1.6	Erdungsmessung	189
8.2	Sondermessungen	189
8.2.1	Thermografie	189
8.2.2	Kennlinienmessung	197
8.2.3	Leistungsmessung	200
8.2.4	Elektrolumineszenzaufnahme	200

9	Dokumentation	205
9.1	Normative Anforderung	205
9.2	Inhalt	206
9.3	Dokumentation der Inspektion, Prüfung und Instandsetzung	209
9.3.1	Prüfbericht	209
9.3.2	Messprotokolle	210
9.3.3	Inspektion- und Prüfbericht	210
10	Monitoring	211
11	Instandsetzung	215
11.1	Reparatur	215
11.2	Bestandsschutz	215
11.2.1	Definition	215
11.2.2	Anpassen/Änderungen elektrischer Anlagen	217
11.3	Modultausch – Risiko bei der EEG-Vergütung	217
11.4	Hochwasser	220
12	Anlagenoptimierung – Verbesserungen – Modulreinigung	223
13	Schneeräumung	229
	Anhänge	231
	Anhang 1: Beispiel Überwachungs-, Inspektions- und Prüfungsvertrag	231
	Anhang 2: Checkliste Fehlersuche	237
	Anhang 3: Muster Prüfprotokoll	238
	Gesetze/Normverweise/Richtlinien/Literaturverzeichnis	247
	Gesetze/Verordnungen	247
	VDE Normen	249
	VDE Anwendungsregeln	253
	Weitere Normen	253
	VdS-Richtlinien	254
	Weitere Regelwerke und Richtlinien	255
	Literaturquellen	255

Vorwort

Innerhalb der letzten 10 Jahre gewinnen immer mehr solare Energieerzeuger in der Energiewirtschaft an Bedeutung. Gerade netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen haben bedingt durch das vor mehr als 10 Jahren eingeführte Marktanreizprogramm unter dem Erneuerbaren Energiegesetz (EEG) rasant an Zubauraten gewonnen. Alleine in den Jahren 2010 bis 2012 gab es trotz – oder gerade wegen – der von der Politik bereits außerplanmäßig vorgenommenen Kürzungen der Einspeisevergütung in Deutschland einen Zubau von insgesamt ca. 22,5 Gigawatt an Anlagenleistung. In der Summe ergaben sich in Deutschland bis Anfang 2014 rd. 1,4 Mio. installierte Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 26 GW.

Strom von der Sonne, ohne permanenten Einsatz von Rohstoffen, eine einmalige Investition gepaart mit einer festen Einspeisevergütung – ein System, das alleine läuft und dazu noch weit über 20 Jahre Herstellergarantien bietet. So denken viele. Leider, denn Photovoltaikanlagen werden oder wurden oft mit dem Argument verkauft, sie seien »wartungsfrei«. Obgleich sich bei Photovoltaikanlagen nichts bewegt oder dreht, was geschmiert werden muss, gibt es jedoch hier keine sogenannte »Wartungsfreiheit«.

Sowohl die Pionierzeiten als auch die Zeiten mit hohen Zubauraten zeigen derzeit Wirkung in Form von zahlreichen mangelhaft errichteten Anlagen. Plötzlich auftretende Schäden, Mindererträge, Defekte an Modulen und Wechselrichtern sind nur einige Merkmale hiervon, bei denen manch einer an dem doch so sicher geglaubten System plötzlich Zweifel hegt. Zudem lässt der politische Druck auf die Photovoltaikbranche in Verbindung mit der permanenten Diskussionen bezüglich Umlagekosten und Netzausbaukosten oft kein gutes Haar an der PV-Branche. Passend hierzu schocken immer mehr Insolvenzen großer Systemanbieter die Branche. Viele Installateure haben das Geschäft bereits aufgegeben oder wurden, wie auch einige große Hersteller und Systemanbieter, vom Markt gefegt. Auseinandersetzungen wegen Garantie, Gewährleistung und fehlender Verfügbarkeit von Komponenten insolvent gegangener Hersteller bestimmen viele Fachdiskussionen.

Die große Anzahl an installierten Photovoltaikanlagen muss aber in Funktion gehalten werden. An Service, Wartung und Instandsetzung werden deshalb zukünftig hohe Anforderungen zu stellen sein, um den langfristigen Betrieb an der Menge der installierten Anlagen zu sichern. Denn für einen nachhaltigen Umbau der Energieversorgung werden diese Anlagen auch in Zukunft gebraucht – auch nach Ablauf der gesetzlichen Einspeise-

vergütung. GTM Research prognostiziert in einem Bericht Ende 2013¹, dass das Marktvolumen für Operations-and-Maintenance-Leistungen (O&M-Leistungen) für Solarkraftwerke sich bis zum Jahr 2017 verdreifachen wird.

Die harte Konsolidierung der ansonsten in den letzten Jahren so aufstrebenden Erfolgsgeschichte erfordert eine Neustrukturierung und Neuausrichtung der Solarbetriebe. Die Wartung/Instandsetzung wird eine Möglichkeit sein, die der Branche eine neue Chance gibt, den Gedanken der Nachhaltigkeit trotz der vielen Fehler der Vergangenheit aufzugreifen und fortzuführen.

Dieses Fachbuch soll der für die Wartung und Instandhaltung verantwortlichen Fachkraft bzw. dem Installateur entsprechende Hinweise zur Fehlererkennung und fachgerechten Inspektion, Prüfung und Instandsetzung geben. Darüber hinaus wird auch versucht, dem verantwortlichen Betreiber einer Photovoltaikanlage als technischem Laien den Sinn und Zweck von regelmäßigen Prüfungen der Anlage verständlich zu machen. Hierbei bekommt dieser auch so verständlich wie möglich Einblicke in die technischen und normativen Zusammenhänge. Auch der Betreiber kann durch Mitwirkung zur Dauerhaftigkeit seiner Anlage beitragen. Es müssen aber auch ganz klare Abgrenzungen zu Arbeiten gezogen werden, welche ausschließlich einer Elektrofachkraft vorbehalten sind.

Das Fachbuch versteht sich auch als Hilfe für die rechtlichen Rahmenbedingungen von Instandhaltungs- und Instandsetzungsaufträgen, deren Inhalte und der praktischen Durchführung. Anders als in anderen Fachbüchern soll es keine planerischen Grundlagen für die richtige Installation einer Photovoltaikanlage bzw. elektrischen Anlage vermitteln. Dennoch sollen diese nicht gänzlich ausgeblendet bleiben, insbesondere dann nicht, wenn auf in der Praxis typische Fehlerquellen hingewiesen wird. Insbesondere einige Einblicke in die Bautechnik und den baulichen Brandschutz sollen sowohl dem Prüfungsverantwortlichen als auch dem Anlagenbetreiber den Blick weg von der rein elektrischen Anlage öffnen.

Giebelstadt, im August 2014

Wolfgang Schröder

¹ »Megawatt-Scale PV Plant Operations and Maintenance: Services, Markets and Competitors 2013–2017«

1 Regelmäßige Anlagenprüfungen

1.1 Allgemeine Bedeutung von Prüfungen

Bevor im Einzelnen auf das eigentliche Thema »Prüfung und Wartung von Photovoltaikanlagen« eingegangen und hierzu die technischen und formalen Einzelheiten dargestellt werden, soll an dieser Stelle etwas ausführlicher auf den eigentlichen Sinn und Zweck von regelmäßigen Inspektionen bzw. Prüfungen eingegangen werden.

Allgemein betrachtet, haben sich Maschinen, technische Anlagen und deren mechanische, elektrische und elektronische Bauteile in den letzten Jahren in ihrem Aufbau und ihrer Technik enorm weiterentwickelt und sich auch verkompliziert. Wo früher noch ein Schräubchen zum justieren war, sitzt jetzt ein elektronisches Bauteil. Es wird immer schwieriger, den Zustand einzelner Bauteile zu erfassen, da aufgrund der Beanspruchung und insbesondere der Automatisierung an modernen Anlagen wesentlich mehr Schwachstellen aufzufinden sind, als es noch bei ursprünglichen Maschinen der Fall war. Heute haben allgemein betrachtet Wartungs- und Instandhaltungskonzepte primär die Aufgabe, eine möglichst hohe technische Verfügbarkeit der Anlage zu gewährleisten. Dabei spielt es auch eine wirtschaftliche Rolle, hierzu entsprechende Kosten zu investieren. Nicht selten werden Instandhaltungen auf die lange Bank geschoben, da sie meist nur als notwendiges Übel oder lediglich als Kostenverursacher gesehen werden. Insbesondere bei Photovoltaikanlagen können Anlagenausfälle jedoch schnell ins Geld gehen, weil die Stromproduktion und somit die Vergütung für den Zeitpunkt des Anlagenausfalls quasi ausgesetzt wird. Dennoch fallen Instandhaltungsmaßnahmen oftmals dem Rotstift zum Opfer mit den entsprechenden Folgen einer später anfallenden Kompletterneuerung.

Bild 1: Prüfplakette



Bei der Instandhaltung ist dem fachlichen Wissen eine sehr große Bedeutung zuzumessen. Zwar ist das Grundgerüst eines Instandhaltungssystems meist auf standardisierte Maßnahmen zurückzuführen, jedoch ist hier ein erhebliches Maß an Erfahrung der Mitarbeiter bzw. der durchführenden Personen unbedingt erforderlich. Denn nur so kann die Aktualität und Qualität der angewendeten Maßnahmen gewährleistet bleiben. In der Praxis entstehen nicht selten Probleme, die von Installateuren und Herstellerfirmen noch nicht erkannt wurden. Hier ist das Wissen der Mitarbeiter zur Lösung dieser Probleme und zur Bewertung der aktuellen Systemzustände gefragt, denn nur jemand mit Erfahrung im täglichen Umgang mit den Problemen der Photovoltaik kann diese auch bewerten.

Inspektion, Prüfung, Bewertung und insbesondere die Instandsetzung werden in Zukunft ein nicht unbedeutendes Segment von Sachverständigen bzw. Installationsbetrieben darstellen. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass hier noch große Aufgaben bevorstehen.

Nachdem bereits eine Marktbereinigung nach dem abflauenden Boom bei der Installation von Photovoltaikanlagen stattgefunden hat, konzentrieren sich immer mehr Installationsbetriebe auf die Prüfung und Wartung von Photovoltaikanlagensystemen. Bezeichnenderweise bedarf es auch hier einer Kundenakquisition, d. h. eines Verkaufs solcher Leistungen. Der Anlagenbetreiber wiederum ist diesbezüglich oftmals nur schwer zugänglich. Vielleicht liegt es auch daran, dass ihm noch die Argumente des damaligen Verkäufers im Ohr liegen: »Sonnenernte«, Ertrag, Gewinn, langlebig, wartungsfrei, 25 Jahre Leistungsgarantie ... – ein Rundum-Sorglos-Paket also.

Andererseits kosten Prüfung und Wartung auch Geld. Die derzeitigen Angebotspreise schwanken recht stark und liegen je nach Anlagengröße zwischen 2,00 € und 7,00 € pro kWp installierter Leistung. Die Kosten hierfür würden den Gewinn der Anlage schmälern, soweit diese bei der ursprünglichen Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht bereits berücksichtigt waren. Auch ist nicht jeder Anlagenbetreiber bereit, sofort einen Wartungsvertrag abzuschließen. Dies hängt auch oftmals mit der Anlagengröße zusammen. Bei Großanlagen, wie Solarparks sind sogenannte Wartungsverträge bereits obligatorisch, insbesondere auch aufgrund der Forderung der Banken und/oder Versicherer. Bei kleineren Anlagen zieren sich die Anlagenbetreiber oftmals vor einem Wartungsvertrag. Solange sich der Stromzähler dreht, scheint auch alles in Ordnung zu sein. Ernüchternd für den Anlagenbetreiber wird es aber oft dann, wenn plötzlich unerwartet Ereignisse eintreten, welche sich deutlich störend auf den Anlagenbetrieb auswirken. An einen Totalausfall oder Folgeschäden möchte man an dieser Stelle noch gar nicht denken.

Bezeichnenderweise verlangen in vielen Fällen weder die Versicherungen noch die finanziierenden Banken regelmäßige Anlagenprüfungen. Beide tragen also das Zustandsrisiko der Anlage mit – vielleicht auch aus Wettbewerbsgründen. Nur ist es nicht ganzverständlich, weshalb Versicherungen überhaupt ein solches Risiko eingehen, obgleich die Schadensquoten permanent ansteigen. Für die Bank stellt sich dabei die Frage, welche Sicherheit eine mangelhafte Photovoltaikanlage bietet?

Der Betrieb von Photovoltaikanlagen scheint sowohl für den Installateur als auch für den Anlagenbetreiber in erster Linie unkompliziert, meist auch deshalb, weil zumindest beim Betreiber angesichts der in der Vielzahl der auf dem Dach montierten Module und im Keller befindlichen Wechselrichter die Anlage oftmals aus der Sichtweite gerät. Nach erledigtem Auftrag galt das Gleiche bislang auch auf der Installateurseite. Photovoltaikanlagen sind in der Regel zwar wartungsarm, aber nicht wartungsfrei. Grundsätzlich sollte man eine Photovoltaikanlage nicht gänzlich aus den Augen verlieren – und damit ist nicht nur alleine der Zähler oder die Einspeiseabrechnung gemeint. Prävention ist hier das Stichwort.

Das Wort Prävention sieht für alle Zusammenhänge zur Vermeidung von Schlimmerem, z. B. im Gesundheitswesen. Prävention (von lateinisch *praevenire* »zuvorkommen«, »verhüten«) bezeichnet vorbeugende Maßnahmen, Programme und Projekte, um ein unerwünschtes Ereignis oder eine unerwünschte Entwicklung zu vermeiden. Ganz allgemein kann der Begriff mit »vorausschauender Problemvermeidung« übersetzt werden.

Wartung und Inspektion sowie eine regelmäßige Prüfung kennt man im Allgemeinen bei Fahrzeugen. Jährlicher Kundendienst und alle zwei Jahre die TÜV-Prüfung sind obligatorisch. Dazwischen kommt die regelmäßige Autopflege mit Waschstraße und Politur. Bei einer Investition von beispielhaft 30.000 € soll das Auto auch lange gepflegt sein. Die gute Garage darf hierbei nicht vergessen werden. Trotzdem ist der Gebrauchszeitraum eines Fahrzeugs weitgehend beschränkt – zumindest erreicht es nur sehr selten eine Lebensdauer von 20 Jahren, sondern liegt derzeit bei rd. 8.8 Jahren².

Eine Photovoltaikanlage mit einer beispielhaften Leistung von 10 kWp hat vor ca. fünf Jahren ungefähr die gleichen 30.000 € gekostet. Sie ist mit dem Großteil ihrer Komponenten permanent der jahreszeitlichen Witterung ausgesetzt. Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeitsprognose muss bei einer vollfinanzierten Anlage diese erst einmal mindestens ca. 12 bis 14 Jahre unterbrechungsfrei bei voller Effizienz Strom produzieren, um die Anschaffungs- und Finanzierungskosten auszugleichen. Darüber hinaus gilt im Hinblick auf das zu erzielende wirtschaftliche Ergebnis ebenfalls eine störungsfreie Betriebsdauer bis zum 20. Betriebsjahr. Trotzdem werden solche Anlagen nur selten oder gar nicht regelmäßig geprüft.

Dieser Unterschied zeigt doch deutlich, dass einem Fahrzeug trotz permanenter Kosten und durchschnittlich kürzerer Lebensdauer mehr Aufmerksamkeit im Hinblick auf die Instandhaltung gegeben wird, als einer gewinnbringenden Photovoltaikanlage.

Darüber hinaus bemerkt selbst ein Laie sehr schnell aufkommende Probleme bei seinem Fahrzeug; sei es durch das Fahrverhalten, ein Geräusch oder optisch, z. B. bei Rostbildung. Bei einer Photovoltaikanlage ist eine solche Wahrnehmung um ein Mehrfaches schwieriger. Sie produziert z. B. an einem sonnigen Junitag geräuschlos eine hohe Strommenge und das permanent und selbstständig, so lange die Sonne scheint – egal, ob der Betreiber

² statistische Erhebung des Kraftfahrzeuggestütsamtes; Jahresbilanz zum 01.01.2014

zu Hause ist oder nicht – also mehr oder weniger automatisch. Ein Fehler tritt, außer bei einem Anlagenausfall und – soweit vorhanden – durch Meldung der automatischen Anlagenüberwachung, meist nicht auffällig zutage. Dieser kann jedoch sehr schnell zu weiteren Schäden führen.

1,4 Mio. installierte Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 36 GW bestehen nicht nur aus einigen Quadratkilometern an Modulen, sondern aus schätzungsweise

- ca. 180 Mio. Modulen
- ca. 540 Mio. Bypass-Dioden
- ca. 12 Mrd. Zellen (3 Wp)
- ca. 60 Mrd. Lötverbindungen
- ca. 380 Mio. Steckverbindungen.

Hinzu kommen Leitungen, Verteilerkästen, DC-Sicherungen, Schalter, Wechselrichter, AC-Sicherungen, Strangdioden.

Die o.g. Zahlen stammen aus dem im April 2014 beim TÜV Rheinland stattgefundenen 3. Workshop zum Thema Brandsicherheit bei Photovoltaikanlagen (www.pv-brandsicherheit.de). Sie basieren auf einer installierten Gesamtleistung von rd. 30 GW und wurden vom Autor auf 36 GW hochgerechnet.

Damit wird die Notwendigkeit regelmäßiger Anlagenprüfungen wohl sehr deutlich. Insbesondere beim vorbeugenden Brandschutz zeigen Photovoltaikanlagen oftmals sehr große Schwächen.

Im nachfolgenden Kapitel zum Thema Brand wird dieser Umstand nochmals aufgegriffen. Zudem kann man eine Photovoltaikanlage nicht einfach abschalten, denn die Module produzieren bei Licht- bzw. Sonneneinstrahlung weiterhin Strom. Selbst wenn im Fehlerfall gewisse Schutzfunktionen funktionieren und ansprechen oder man die Wechselrichter manuell abschaltet, verbleibt in den Leitungen zwischen den Modulen und bis zu den Wechselrichtern eine beträchtliche Spannung. Bei beispielsweise einem Leitungsfehler bedingt dies dann in Verbindung mit einer hohen Einstrahlung auch einen erheblichen Stromfluss mit manchmal erheblichen Folgen, wie z. B. einem Brand.

1.2 Statistiken zur Schadenserhebung

An dieser Stelle soll gleich einmal auf das Thema Brand näher eingegangen werden. Ein Gebäudebrand ist der Albtraum eines jeden Eigentümers oder Bewohners. Nicht selten werden Menschen und Tiere hierbei überrascht und in Lebensgefahr gebracht. Neben den oftmals hohen Sachschäden bedeutet es meist den Verlust von unersetzbaren idealen Werten und eine tendenzielle Existenzbedrohung. Die Ursache von Bränden ist nach Statistiken der Versicherer zu 80 % auf Fehler in elektrischen Anlagen zurückzuführen.



Bild 2: Eine Photovoltaikanlage kann, wie man sieht, brennen.
[Quelle: Augsburger Allgemeine]

Nach dem im Januar 2013 veröffentlichten Zwischenergebnis einer Forschungsstudie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE³ gab es in den letzten Jahren rd. 400 Brände, bei denen Photovoltaikanlagen beteiligt waren.

Bei rd. 200 Anlagen lag die Brandentstehung bei externen Brandursachen. In rd. 180 Fällen konnte die Photovoltaikanlage selbst als Brandauslöser identifiziert werden. Bei den zum Zeitpunkt der Studie zugrunde liegenden rd. 1,3 Mio. installierten Photovoltaikanlagen in Deutschland ist das sicherlich eine sehr geringe Anzahl, dennoch 180 Brände zu viel, denn bei alleine 10 Fällen kam es zu einem Totalschaden des Gebäudes. Die Ursachen der Brandentstehungen sind vielfältig:

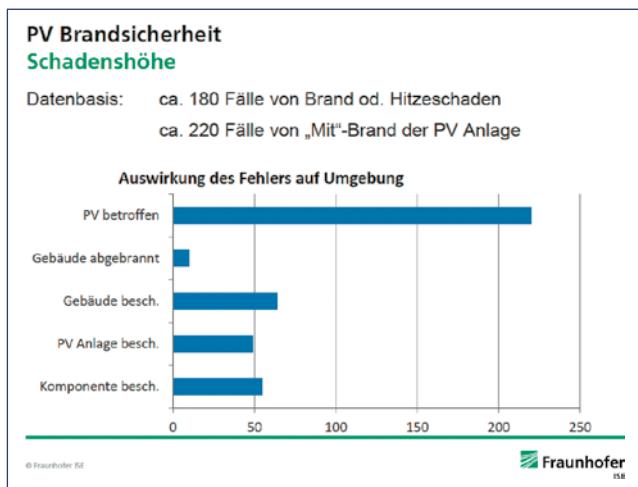


Bild 3: Auswirkungen des Brandes auf die betroffenen Photovoltaikanlagen
[Quelle: Fraunhofer ISE]

³ gefördert durch das BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit)

Gut die Hälfte der Brandentstehungen sind nach der Studie auf Planungs- und Installationsfehler zurück zu führen. Fehlerschwerpunkt ist hierbei die Gleichstromseite, also alles was sich auf dem Dach befindet, bis zu den Wechselrichtern. Erstaunlich auch die Tatsache, dass bereits an zweiter Stelle mit fast gleicher Anzahl die Wechselstromseite betroffen ist.

Bild 4: Schadensart nach Hauptkomponente [Quelle:
Fraunhofer ISE]

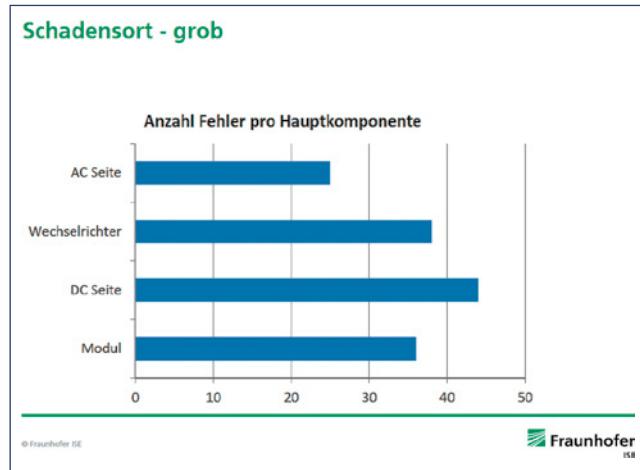
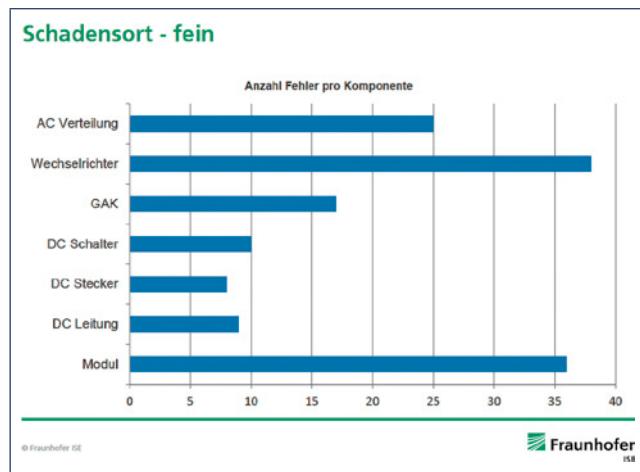


Bild 5: verfeinerte Ortsangabe
der Schadensart [Quelle:
Fraunhofer ISE]



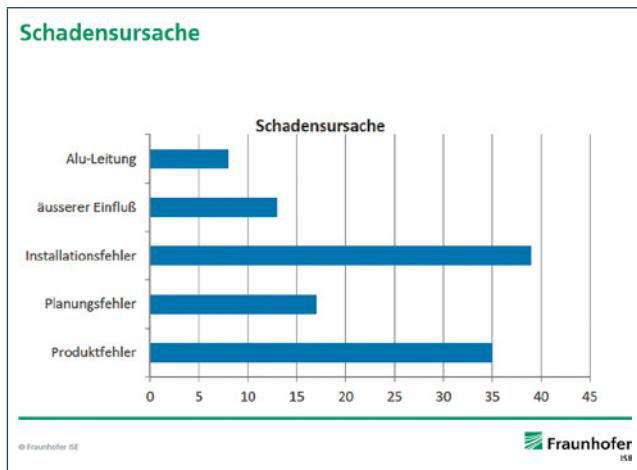


Bild 6: Schadensursachen
[Quelle: Fraunhofer ISE]

Die Brandauslösung trat meist unter hoher Betriebslast (Sommermonate) und in den Mittagsstunden auf. Dies ist sicherlich mit der in diesen Zeiten meist hohen Leistung und der damit verbundenen Strombelastung der Anlage begründet.

Bemerkenswert ist auch die Tatsache, dass sich bei 5 % der zugrunde liegenden Anlagen, d. h. bei rd. 20 Brandfällen, der genaue Zeitpunkt des Schadensereignisses gar nicht feststellen lassen konnte.

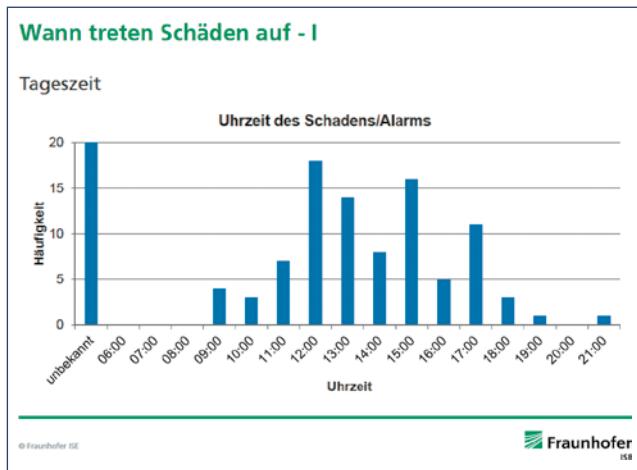
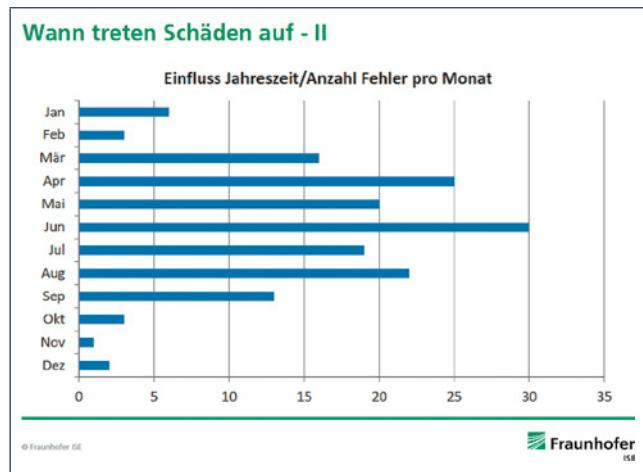


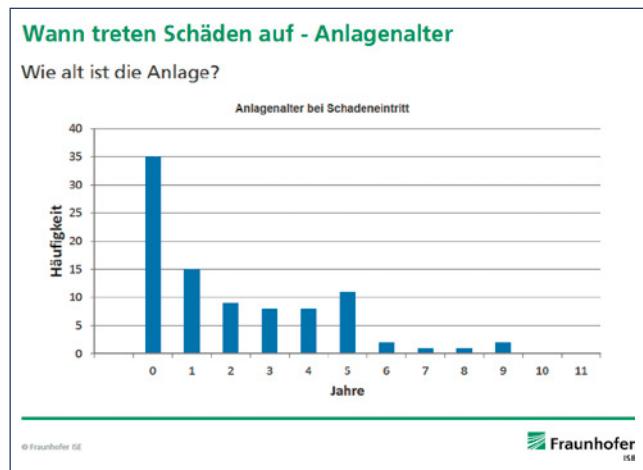
Bild 7: tageszeitliches Auftreten der Schäden
[Quelle: Fraunhofer ISE]

Bild 8: jahreszeitliches
Auftreten der Schäden
[Quelle: Fraunhofer ISE]



Interessant ist auch, dass die meisten Schäden in den ersten 5 Jahren nach Erstinbetriebnahme auftraten, was auf Installationsfehler schließen mag. Lagen die Brandfälle in der Häufigkeit 2005 noch bei zwei bis drei, so stiegen sie bis Ende 2012 auf über 50, was sicherlich mit den hohen Zubauraten begründbar ist.

Bild 9: Alter der betroffenen
Anlagen
[Quelle: Fraunhofer ISE]



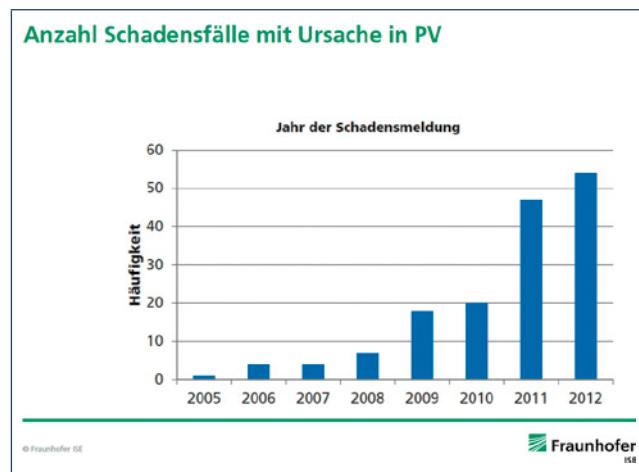


Bild 10: Verteilung der Anlagen auf die Errichterjahre
[Quelle: Fraunhofer ISE]

Das Fraunhofer ISE kommt zu der Schlussfolgerung, dass

- Photovoltaikanlagen ein, wenn auch geringes, Brandrisiko darstellen
- sich dieses durch Wartungsmaßnahmen stark reduzieren lässt
- sich bei regelmäßigen Prüfungen und Inspektionen die meisten Fehler vor einer Brandstehung entdecken lassen können
- AC-Komponenten nicht immer für die entsprechende PV-Belastung bemessen sind.

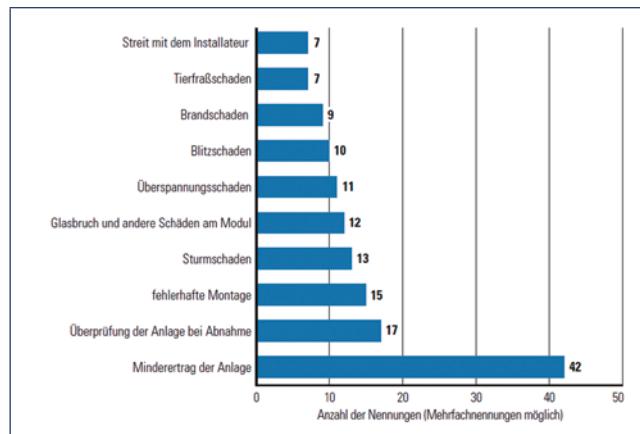
Was viele Anlagenbetreiber unterschätzen: Eine Photovoltaikanlage ist eine Stromerzeugungsanlage. Ein kleines oder je nach Ausdehnung auch ein großes Stromerzeugungskraftwerk. Im Bereich der Elektrizität können bereits kleine Fehler erhebliche Folgen haben. Die modulare Bauweise aus Modulen, Leitungen mit Steckverbindern und Wechselrichtern suggeriert ein einfaches und überschaubares Baukastensystem. Dem ist leider nicht so. Was vielen Betreibern darüber hinaus nicht bewusst ist: Sie sind verantwortliche Anlagenbetreiber und haften letztendlich für Schäden, welche von der Anlage ausgehen.

Jetzt gibt es aber keinen TÜV wie beim Auto und auch keine »automatische« regelmäßige Besichtigung, wie z.B. die Feuerstättenbesichtigung vom Kaminkehrer. Eine Prüfvorschrift für Photovoltaikanlagen gibt es (noch) nicht, aber es gibt Prüfvorschriften für elektrische Anlagen und eine Photovoltaikanlage ist eben auch eine elektrische Anlage. Deshalb können regelmäßige Prüfungen bereits durch Normen und Vorschriften Pflicht sein – insbesondere bei gewerblichen und landwirtschaftlichen Betrieben, wie nachfolgend noch näher erläutert wird.

Was sich bei Photovoltaikanlagen im Verborgenen abspielt, gibt auch eine andere statistische Erhebung wieder. Von der Fachzeitschrift PHOTON wurden Ende 2012 rd. 50 Sachverständige u.a. befragt, bei welchen Problemen Sie zu Photovoltaikanlagen gerufen

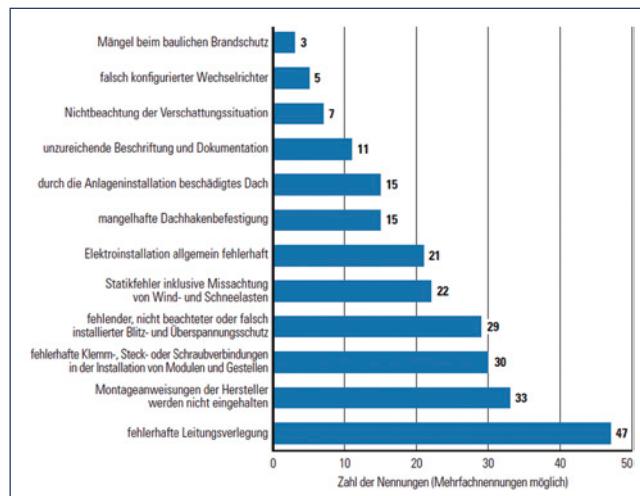
werden, welche typischen Mängel festgestellt wurden und wie hoch sie die Mangelhaftigkeit bei Photovoltaikanlagen sehen. Auch diese Zahlen sind ernüchternd [Rutschmann]. Neben Überspannungsschäden, anderen Schäden und fehlerhafter Montage war der Minderertrag der am meisten genannte Anlass. Immerhin wurden einige Anlagen bereits bei Abnahme geprüft. Die Quote einer Abnahmeprüfung ist aber mit rd. 11 % als durchaus sehr gering zu bezeichnen.

Bild 11: Grund des Hinzuziehens eines Sachverständigen
[Quelle: PHOTON]



Bei den Montagefehlern gab es Nennungen durch alle Bereiche der PV-Installation. Die am meisten genannte Ursache war das fehlerhafte Verlegen von Leitungen.

Bild 12: Ursachen von Schäden und Mängeln [Quelle: PHOTON]



Was die Mängeleinschätzung angeht, lag die Einschätzung bei den Befragten bei deutlich über 80 %.

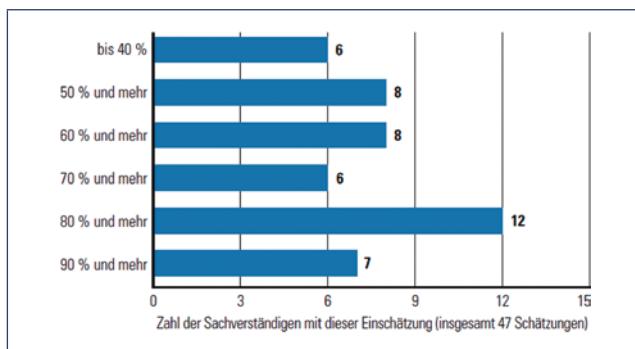


Bild 13: Einschätzung des Anteils von mangelbehafteten Anlagen [Quelle: PHOTON]

Über die Gründe, warum solche qualitativen Probleme vorhanden sind, lässt sich sicherlich lange diskutieren. Mangelnde fachliche Qualifikationen der Errichter spielen hierbei genauso eine Rolle wie der Zeit- und Kostendruck sowie die hohe Nachfrage. Dazu kommt, dass die meisten installierten Anlagen nicht von einem Fachmann nach erfolgter Installation abgenommen wurden, d.h. es wurde nach der Fertigstellung keine Erstprüfung vorgenommen. Hieraus und aus den aufgeführten Statistiken ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- Fast bei jeder zum ersten Mal gewarteten Anlage muss mit erheblichen Mängelfeststellungen gerechnet werden.
- Die Inspektion und Prüfung muss von geeigneten Fachkräften durchgeführt werden, welche solche Mängel auch erkennen und bewerten können.
- Für die Anlagenbetreiber muss es keine Frage der Wartungskosten sein, sondern eine Frage der Betriebssicherheit und Schadensvermeidung.

Wartung und Instandsetzung bei Photovoltaikanlagen sind gemessen an den in der Praxis festgestellten Beanstandungen also kein Kann, sondern ein Muss.

1.3 Wartungsintervalle – Prüffristen

Der Zweck der Prüfung einer elektrischen Anlage besteht in dem Nachweis, dass diese – in diesem Fall die Photovoltaikanlage – sowohl den Errichternormen als auch den Sicherheitsvorschriften entspricht. Die Prüfungen sollen den Nachweis des ordnungsgemäßen Zustandes der Photovoltaikanlage einschließen. Sowohl neue Anlagen als auch bestehende Anlagen nach Änderungen (z. B. Austausch Wechselrichter) und Erweiterungen bestehender Anlagen müssen vor Ihrer Erst- bzw. Wieder-Inbetriebnahme einer Prüfung unterzogen werden.

Aber auch während der Betriebszeit sind elektrische Anlagen zu prüfen, da sich durch äußere Einflüsse Veränderungen ergeben können, welche deren Dauerhaftigkeit und somit auch die Betriebssicherheit verringern können. Gleichzeitig soll das Ergebnis einer

Prüfung, insbesondere bei Photovoltaikanlagen, den Nachweis erbringen, dass die Anlage noch ihre volle Leistungsfähigkeit besitzt, für welche sie ausgelegt wurde.

Bei Photovoltaikanlagen gibt es keine Wartungsintervalle, wenn man von Freifeldanlagen absieht, bei denen z. B. der Bewuchs regelmäßig zu mähen ist und man diese Tätigkeit als Wartung bezeichnen könnte. Freifeldanlagen haben auch deshalb eine Sonderrolle, weil diese bodennah errichtet und mit einem Zaun umschlossen sind und die Anlage selbst sich in einem abgeschlossenen Betriebsraum befindet. Photovoltaikanlagen unterliegen gewissen Prüffristen wie jede elektrische Anlage. Zwar gibt es keine gesetzlich vorgeschriebene Prüfung, jedoch Richtlinien und Empfehlungen, wie und wann elektrische Anlagen, zu denen eben auch Photovoltaikanlagen gehören, zu prüfen sind.

Gemäß der Berufsgenossenschaftlichen Vorschrift BGV A3 sind ortsfeste elektrische Anlagen nach VDE 0100 Gruppe 7 in Betrieben jährlich zu prüfen. Die Photovoltaikanlage unterliegt der VDE 0100-712 und somit der Gruppe 7 dieser Normenreihe.

Wiederholungsprüfungen ortsfester elektrischer Anlagen und Betriebsmittel			
Anlage/Betriebsmittel	Prüffrist	Art der Prüfung	Prüfer
Elektrische Anlagen und ortsfeste Betriebsmittel	4 Jahre	auf ordnungsgemäßen Zustand	Elektrofachgeschäft
Elektrische Anlagen und ortsfeste elektrische Betriebsmittel in »Betriebsstätten, Räumen, und Anlagen besonderer Art« DIN VDE 0100 Gruppe 700			

Tab. 1.1: Auszug BGV-A3

In der [VDE 0105-100] sind die gleichen Prüffristen wie in der BGV A3 aufgeführt. Ergänzend sind hier die geforderten Prüfungen detailliert wiedergegeben. Sie entsprechen weitgehend den Anforderungen wie bei Prüfungen im Zuge der erstmaligen Inbetriebnahme einer elektrischen Anlage.

Die Schriftenreihe VdS des Gesamtverbandes der Deutschen Versicherungswirtschaft weist in einigen Ausgaben auf eine regelmäßige Prüfung hin. Sowohl in der VdS 2057 »Elektrische Anlagen in landwirtschaftlichen Betrieben« als auch in der VdS 2067 »Elektrische Anlagen in der Landwirtschaft – Richtlinien zur Schadensverhütung« sind regelmäßige Prüfungen und deren Nachweise gefordert. Im schlimmsten Fall würde der Betreiber seinen Versicherungsschutz riskieren, wenn er dieser Verpflichtung nicht nachkäme:

Elektrische Anlagen und Geräte in landwirtschaftlichen Betrieben sind unter Berücksichtigung der Vorschriften für Sicherheit und Gesundheitsschutz (VSG) der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften, hier VSG 1.4 Elektrische Anlagen und Betriebsmittel, durch eine Elektrofachkraft in regelmäßigen Abständen zu prüfen. Mängel sind unverzüglich durch Elektrofachkräfte zu beseitigen. [VdS 2057]

Klausel SK 9609 Elektrische Anlagen in landwirtschaftlichen Betrieben

1. *Der Versicherungsnehmer hat die elektrischen Anlagen regelmäßig durch eine Elektrofachkraft prüfen und Mängel innerhalb einer von dieser Fachkraft bestimmten Frist beseitigen zu lassen.*
2. *Der Versicherungsnehmer hat auf Verlangen des Versicherers nachzuweisen, dass die Prüfung durchgeführt ist und die Mängel beseitigt sind. [VdS 2067]*

Für Photovoltaikanlagen direktere Aussagen trifft hierzu die in 2011 erschienene VdS 3145 – Photovoltaikanlagen – Technischer Leitfaden [VdS 3145]:

Eine PV-Anlage ist, wie jede technische Anlage in regelmäßigen Abständen zu prüfen und zu warten.

Folgende Fristen für wiederkehrende Prüfungen werden empfohlen:

- *jährlich Sichtprüfung durch einen Fachbetrieb. Folgende Punkte sind für die Sichtprüfung maßgeblich:*
 - *Kontrolle sämtlicher Anlagenteile auf Schäden durch z. B. Witterungseinflüsse, Tiere,*
 - *Schmutz, Ablagerungen, Anhaftungen, Bewuchs,*
 - *Dachdurchdringungen, Abdichtungen,*
 - *Standfestigkeit, Korrosion des Montagesystems,*
- *mindestens alle 4 Jahre: wiederkehrende Prüfung nach »Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen«, DIN EN 62446 (VDE 0126-23).*

Hinweis: Bei wiederkehrenden Prüfungen, z. B. nach BGV A3, sind PV-Anlagen (als Bestandteil der elektrischen Anlage) in die Prüfung mit einzubeziehen. [VdS 3145]

Die Hinweise der VdS kommen nicht von ungefähr. Die Problematik von mangelnder Wartung in Verbindung mit auftretenden Schäden wird auch von den Versicherungen erkannt. Mittlerweile gehen einige Versicherer dazu über, Erstattungen bei Schäden zu kürzen, wenn die Photovoltaikanlage nicht regelmäßig gewartet oder geprüft war. Was man deshalb an Wartungs- oder Prüfungskosten gespart hat, zahlt man dann oft mehrfach durch eine höhere Selbstbeteiligung in einem Schadensfall oder nicht selten auch mit dem Verlust der Versicherung.

In nachfolgender Übersicht werden die möglichen Wartungs-, Inspektions- und Prüffristen aufgeführt, welche für eine Photovoltaikanlage für sinnvoll gehalten werden und sich bewährt haben.

Prüffristen Photovoltaikanlagen		
Anlage/Teilbereich	Was?	Durch wen?
täglich		
Wechselrichter	auf Störungsanzeige	Anlagenbetreiber
Photovoltaikanlage	Ertragskontrolle	Anlagenbetreiber
halbjährlich		
	auf starke Verschmutzungen (Laub, Vogelkot, Staub)	Anlagenbetreiber*
Generatorfläche	Korrekte Befestigung der Module Beschädigungen am Dach	Anlagenbetreiber*
Generatoranschlusskästen	eingedrungene Feuchtigkeit	Anlagenbetreiber*
Tragesystem	auf mechanische Spannung stehende Unterkonstruktion (Temperaturausdehnung)	Anlagenbetreiber*
Kabel/Leitungen	auf Schmorstellen, Kabelfraß (Marderverbiss) oder sonstige äußere Beschädigungen	Anlagenbetreiber*
FI-Schutzschalter	Funktion Prüftaste	Anlagenbetreiber
jährlich		
Elektrische Anlage	Wiederholungsprüfung nach BGV A3 bzw. DIN VDE 0105-100 insbes. in gewerblichen und landwirtschaftlichen Betrieben	Elektrofachkraft/ Sachverständiger
alle vier Jahre		
Photovoltaikanlage	Wiederholungsprüfung in Anlehnung an die Erstprüfung nach DIN VDE 0126-23 und DIN VDE 0105-100	Elektrofachkraft/ Sachverständiger
Zwischenkontrollen nach Gewitter, Sturm, Hagel, schneereichen Winter		
Überspannungsableiter	Prüfung auf Auslösung	Anlagenbetreiber
Generatorfläche	Prüfung auf Schäden	Anlagenbetreiber*
Generatorfläche	Prüfung auf Schnee- und Eisschäden	Anlagenbetreiber*

* unter Beachtung der Unfallverhütungsvorschriften beim Betreten eines Daches und soweit der Anlagenbetreiber auch körperlich in der Lage ist, ansonsten durch Fachmann

Tab. 1.2: Prüffristen Photovoltaikanlagen

1.4 E-Check

Der Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH) hat bereits seit längerer Zeit den sogenannten E-Check entwickelt. Er beinhaltet eine standardisierte Vorgehensweise für die Prüfung von elektrischen Anlagen. Daraus entwickelt hat sich der E-Check-PV, welcher ebenfalls unter standardisierten Vorgaben die Prüfung von Photovoltaikanlagen und deren Prüfdokumentation beinhaltet. Letztendlich gehören hierzu bereits alle in den vorigen Kapiteln aufgeführten Maßnahmen.

Basis des E-CHECK PV ist die »Richtlinie für die wiederkehrende Prüfung von Photovoltaikanlagen«, welche ebenfalls vom ZVEH herausgegeben wurde [Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH) – Fachbereich Technik – Stand 07.03.2012]. Die 20-seitige Broschüre fasst alle Aspekte einer wiederkehrenden Prüfung von Photovoltaikanlagen nach VDE 0126-23 und VDE 0105-100 zusammen und berücksichtigt die Vorgaben der Berufsgenossenschaft. Zudem erläutert sie die speziellen Prüfprotokolle.

Den E-CHECK PV anbieten können nur E-Handwerksbetriebe, die eine geeignete Schulung nachweisen. Darin werden folgende Themen behandelt: Normgerechtes Errichten und Prüfen von Photovoltaikanlagen, Messtechnik, Fehlerdiagnose durch Kennlinienaufnahme und Thermographie sowie Blitz- und Überspannungsschutz.

Auf Grundlage dieser Richtlinie für den E-CHECK ist der Zustand der Photovoltaikanlage oder deren zugehörigen elektrischen Betriebsmittel zu prüfen. Nachfolgend wird der Inhalt der Prüfbestimmungen zusammenfassend und auszugsweise wiedergegeben:

Geltungsbereich

Die Richtlinie für den E-CHECK PV gilt für die Durchführung von wiederkehrenden Prüfungen, z.B. nach VDE 0105-100 und nach VDE 0126-23 an elektrischen Anlagen mit Photovoltaikanlagen von

- Wohnungen und Wohngebäuden
- Nebengebäuden wie Garagen, Schuppen, Stallungen usw.
- Gebäuden, die gewerblich genutzt werden
- Industrieanlagen oder
- öffentlichen Einrichtungen.

Richtlinie zum E-CHECK PV

In den Richtlinien des E-CHECK wird Bezug genommen auf die bereits anderweitig erwähnten Richtlinien und Vorschriften, wie z.B. Betriebssicherheitsverordnung und deren nachgelagerte technische Regeln (z.B. TRBS 1201), Unfallverhütungsvorschriften BGV A 3.

Die vorliegende Richtlinie stellt lediglich eine Arbeitshilfe dar, da sich zum einen die gesetzlichen Rahmenbedingungen sehr schnell ändern, zum anderen jeder Einzelfall

individuelle Problemlagen beinhalten kann, die bei der Erstellung dieser Richtlinie nicht beachtet werden konnten.

Verantwortlichkeiten

Definiert ist, dass, der Eigentümer oder Betreiber der Anlage die Verantwortung für den ordnungsgemäßen Betrieb der elektrischen Anlage oder der elektrischen Betriebsmittel, die er an eine Elektrofachkraft übertragen kann, trägt.

Elektrofachkraft (z. B. Elektrotechniker) ist, wer aufgrund seiner fachlichen Ausbildung, Kenntnisse und Erfahrungen sowie Kenntnis der einschlägigen Normen die ihm übertragenen Arbeiten beurteilen und mögliche Gefahren erkennen kann.

Verantwortlich für die Durchführung der Arbeiten im Sinne dieser Richtlinie ist ausschließlich die Elektrofachkraft, die auch eigenverantwortlich über die Art und den Umfang der wiederkehrenden Prüfung entscheidet.

Grundlagen zur Anwendung

Nachfolgend aufgeführte Gesetze, Verordnungen und Bestimmungen bilden die Grundlage für diese Richtlinie zum E-CHECK PV:

- Vermieterpflichten BGB §§ 535; 536
- Baugefährdung StGB § 319
- Brandstiftung StGB § 309
- Mitverantwortung der Netzbetreiber NAV § 15
- Betriebssicherheitsverordnung BSV § 10
- Richtlinie zum E-Check PV
- Technische Regeln zur Betriebssicherheitsverordnung TRBS 1201, 1203
- Sonderbauten Bauordnungen der Länder (LBO)
- Gebäudeversicherungen VdS-Richtlinien
- Unfallverhütungsvorschriften, z. B. BGV A2, GUV-V A2, VSG 1.4
- VDE Bestimmungen, z. B. VDE 0105-100; VDE 0126-23.

Durchführung

Der E-CHECK PV ist unter Berücksichtigung von

- Alter
- Zustand
- Umgebungseinflüssen
- Beanspruchung
- letzten Revisionsergebnissen (alte Prüfprotokolle)
- vorhandenen Bestandsunterlagen
- technischen Dokumentationen

der Photovoltaikanlage und deren Betriebsmittel entsprechend des Auftrages auszuführen. Dafür sind laut VDE 0105-100 oder VDE 0126-23 erforderlich:

1. »Sichtprüfung auf Beschädigungen oder Mängel
2. Bestandsaufnahme einschließlich skizzierter Grundriss mit Installations- oder Übersichtsschaltplan (falls für eine bessere Übersicht erforderlich)
3. Messung des Isolationswiderstandes der Anlage, des Ableitstromes des Betriebsmittels
4. Prüfung/Messung der Wirksamkeit der Schutzmaßnahmen (einschließlich Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen)
5. Prüfung der Funktion
6. Ausfertigung des Prüfprotokolls/Mängelberichts.«

Soweit keine Prüffristen durch Gesetze oder Verordnungen vorgegeben sind, sollten durch die Elektrofachkraft Prüffristen vorgeschlagen werden. Dabei sind die genannten Kriterien der Anlage zu berücksichtigen. Der Wiederholungstermin sollte innerhalb von 4 Jahren liegen (BGV A3 oder VDE 0105-100).

E-CHECK Protokoll

Für das Erstellen des E-CHECK Protokolls stehen nachfolgende Unterlagen zur Verfügung:

- Benutzerhinweise
- Auftrags- und Abrechnungsformular für E-CHECK PV Arbeiten
- Durchführungsanweisungen für E-CHECK PV Arbeiten
- Anlagenskizze
- Besichtigungsprotokoll
- Prüfprotokoll und Übergabebericht/Zustandsbericht
- Erläuterungen zum Prüfprotokoll und Übergabebericht/Zustandsbericht.

Die E-CHECK Plakette ist das Gütesiegel der Elektroinnungs-Fachbetriebe. Sie darf nur vergeben werden, wenn die überprüfte Anlage den Anforderungen entspricht.

2 Normen und Vorschriften

2.1 Norm als Maß aller Dinge?

Die Definitionen und Beschreibungen, wie und in welcher Form nach welchen qualitativen Kriterien Gegenstände hergestellt werden, sind meist in Normen und Richtlinien festgeschrieben. Normen werden von privaten Trägerschaften und Interessenverbänden entwickelt. Sie haben Kraft Ihrer Entstehung, Inhalt und Anwendungsbereich den Charakter von Empfehlungen, deren Beachtung und Anwendung jedermann freisteht. Normen an sich haben erst einmal keine rechtliche Verbindlichkeit. Es handelt sich hier um Regeln der Technik.

Zu unterscheiden sind hiervon die allgemein anerkannten Regeln der Technik. Sie sind technische Regeln, die in der Wissenschaft als theoretisch richtig anerkannt sind und feststehen, in der Praxis bei der nach neuestem Erkenntnisstand vorgebildeten Fachkraft durchweg bekannt sind und sich aufgrund fort dauernder praktischer Erfahrung bewährt haben. Sie haben erhebliche Bedeutung für die Bestimmung der Soll-Eigenschaften von Gegenständen und als Haftungsmaßstab.

Die allgemein anerkannten Regeln der Technik sind nicht identisch mit den DIN-Normen. Vielmehr gehen sie über die allgemeinen technischen Vorschriften, wozu auch die DIN-Normen gehören, hinaus. Für gültige DIN-Normen besteht nur die Vermutung, dass sie den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen. Analoges gilt für VDI-Richtlinien. Diese Vermutung ist widerlegbar, denn in den Normenausschüssen werden auch Interessenstandpunkte vertreten. Außerdem entsprechen Normen nicht immer dem aktuellen technischen Kenntnisstand und beinhalten nicht immer Regeln, die sich langfristig bewähren oder bewährt haben.

Bezüglich des rechtlichen Charakters von Normen mag es eine kleine Ausnahme geben. So geht aus § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes [EnWG] hervor:

§ 49 Anforderungen an Energieanlagen

(1) Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

(2) Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von

1. Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.,
2. Gas die technischen Regeln der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. eingehalten worden sind. Die Bundesnetzagentur kann zu Grundsätzen und Verfahren der Einführung technischer Sicherheitsregeln, insbesondere zum zeitlichen Ablauf, im Verfahren nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen treffen, soweit die technischen Sicherheitsregeln den Betrieb von Energieversorgungsnetzen betreffen. Dabei hat die Bundesnetzagentur die Grundsätze des DIN Deutsches Institut für Normung e. V. zu berücksichtigen.

Die hierbei unter Pkt. (2) genannten Regeln sind erfasst in den VDE-Normen des VDE-Regelwerkes. Demnach wird den VDE-Regeln eine durchaus rechtliche Bedeutung zugemessen.

Ungeachtet der Tatsache, dass eine Photovoltaikanlage zweifelsohne einer elektrischen Anlage zugeordnet werden kann und demnach auch die Vorschriften der VDE greifen, wird vielmals vergessen, dass insbesondere Aufdachanlagen auch bauliche Normungen und baurechtliche Vorgaben berühren. Hiernach sind z. B. neben den statischen Regelungen aus der DIN EN 1991 (Eurocode 1 – ehemals DIN 1055) für Schnee- und Windlasten auch die Vorgaben des Deutschen Dachdeckerhandwerkes mit der Flachdachrichtlinie zu beachten. Darüber hinaus tangieren Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlichen Gebäuden und Industriedächern grundsätzlich die Bestimmungen des baulichen Brandschutzes. Nach der Musterbauordnung, welche als Grundlage für die länderspezifischen Bauordnungen der einzelnen Bundesländer dient, sind Photovoltaikanlagen grundsätzlich bauliche Anlagen im Sinne des Baurechts. Hierzu zu unterscheiden ist die steuerliche Einordnung bei Aufdachanlagen als ein nicht mit dem Gebäude dauerhaft verbundenes Bauteil sowie die rechtliche Einordnung in Verbindung zum Gewährleistungsrecht, aus der hervorgeht, dass eine Photovoltaikanlage im Allgemeinen nicht Bestandteil eines Gebäudes ist.

Die Photovoltaik hat sich normativ zu einer gewerkeübergreifenden technischen Anlage entwickelt, welche ein hohes fachtechnisches Wissen und Know-how erfordert. Die alleinige Beschränkung auf eine optimale, gewinnbringende und wirtschaftliche Gestaltung einer Photovoltaikanlage wäre hier zu kurz gegriffen. Sie erfordert den bekannten Blick über den Tellerrand hinaus.

2.2 Vorschriften und Richtlinien

Für die Inspektion und Prüfung von Photovoltaikanlagen gelten u.a. folgende Vorschriften und Richtlinien:

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das Gesetz stammt bereits aus den 1930er-Jahren und ist aktualisiert und liegt derzeit aktuell in der Fassung vom 07.07.2005 mit der Novelle aus 2011 und der letzten Änderung vom 04.10.2013 vor. Es regelt u.a. im Teil 6 »Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung« im § 49 »Anforderungen an Energieanlagen«, dass Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben sind, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist.

Produktsicherheitsgesetz (ProdSG)

Das Geräteproduktsicherheitsgesetz (GPSG) regelte mit der aktuellen Fassung vom Dezember 2011 in Deutschland gemäß § 1 Satz 1 »das Inverkehrbringen und Ausstellen von Produkten, das selbständig im Rahmen einer wirtschaftlichen Unternehmung erfolgt« sowie gemäß § 1 Satz 2 auch »die Errichtung und den Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen, die gewerblichen oder wirtschaftlichen Zwecken dienen oder durch die Beschäftigte gefährdet werden können«, unbeschadet der Ausnahmen, die in weiteren Absätzen dieser Artikel erwähnt wurden.

Mit der Neufassung des Produktsicherheitsgesetzes (ProdSG) vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2179, ber. 2012 I S. 131) werden insgesamt 13 EU-Richtlinien umgesetzt.

U. a. wurde die Verordnung über das Inverkehrbringen elektrischer Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen (1. ProdSV) nach dem GPSG erlassen und ab dem 1. Dezember 2011 förmlich an das ProdSV angepasst.

Im GPSG ist eine Reihe von Europäischen Richtlinien in deutsches Recht umgesetzt worden. Die meisten Richtlinien wurden aufgrund von Ermächtigungen nach § 3 GPSG durch die oben genannten Verordnungen umgesetzt. Dies betrifft z.B. die Niederspannungsrichtlinie 2006/95/EG = 1. GPSGV.

Gewerbeordnung (GewO)

Nach § 120a (Betriebssicherheit) ist der Gewerbeunternehmer verpflichtet, u.a. Maschinen und Gerätschaften so einzurichten und zu unterhalten, dass die Arbeitnehmer gegen Gefahren geschützt sind.

Berufsgenossenschaftliche Vorschriften (BGV A3)

Die Berufsgenossenschaftlichen Vorschriften (BGV) sind die von den deutschen Berufsgenossenschaften erlassenen Unfallverhütungsvorschriften.

Sie werden in vier Kategorien eingeteilt:

- Kategorie A: Allgemeine Vorschriften und betriebliche Arbeitsschutzorganisation
- Kategorie B: Einwirkungen
- Kategorie C: Betriebsart und Tätigkeiten
- Kategorie D: Arbeitsplatz und Arbeitsverfahren.

Die BG-Vorschriften stellen sogenanntes autonomes Recht der Berufsgenossenschaften dar und sind für die Mitglieder der Berufsgenossenschaften verbindlich.

Als wichtigste Vorschrift gilt die BGV A1 »Grundsätze der Prävention«, die am 1. Januar 2004 in Kraft getreten ist. Durch diese Vorschrift wurden viele Unfallverhützungsvorschriften außer Kraft gesetzt. Die Verantwortung für die von diesen Vorschriften abgedeckten Detail-Regelungen ist an die Unternehmer zurückgegeben worden, in der Praxis gelten sie aber als Referenz für den jeweiligen Stand der Technik und werden deshalb weiterhin häufig zurate gezogen.

BGV A3 »Elektrische Anlagen und Betriebsmittel« regelt die Prüfung von in Betrieben verwendeten Elektrogeräten.

Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV)

Die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) regelt in Deutschland die Bereitstellung von Arbeitsmitteln durch den Arbeitgeber, die Benutzung von Arbeitsmitteln durch die Beschäftigten bei der Arbeit sowie den Betrieb von überwachungsbedürftigen Anlagen im Sinne des Arbeitsschutzes. Das in ihr enthaltene Schutzkonzept ist auf alle von Arbeitsmitteln ausgehenden Gefährdungen anwendbar.

Im Unterschied zur BGV A3, in der die Verantwortung der Unternehmer in versicherungsrechtlicher Sicht geregelt ist, regelt die BetrSichV die Verantwortungen, welche zu strafrechtlichen Konsequenzen führen. Die BetrSichV regelt als Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Bereitstellung von Arbeitsmitteln und deren Benutzung bei der Arbeit, über Sicherheit beim Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen und über die Organisation des betrieblichen Arbeitsschutzes.

Grundbausteine dieses Schutzkonzeptes

- einheitliche Gefährdungsbeurteilung der Arbeitsmittel
- sicherheitstechnische Bewertung für den Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen
- »Stand der Technik« als einheitlicher Sicherheitsmaßstab
- geeignete Schutzmaßnahmen und Prüfungen
- Mindestanforderungen für die Beschaffenheit von Arbeitsmitteln, soweit sie nicht durch harmonisierte europäische Richtlinien, z. B. die Druckgeräterichtlinie, ATEX-Produktrichtlinie oder Aufzugsrichtlinie geregelt sind.

Technische Regeln für Betriebssicherheit (TRBS)

Die technischen Regeln für Betriebssicherheit (TRBS) geben den Stand der Technik, der Arbeitsmedizin und Hygiene entsprechende Regeln und sonstige gesicherte arbeitswissenschaftliche Erkenntnisse für

- die Bereitstellung der Arbeitsmittel
- die Benutzung von Arbeitsmitteln und
- den Betrieb von überwachungsbedürftigen Anlagen

wieder. Sie werden vom Ausschuss für Betriebssicherheit ermittelt und im Gemeinsamen Ministerialblatt bekannt gemacht. Die technischen Regeln für Betriebssicherheit konkretisieren die BetrSichV hinsichtlich der Ermittlung und Bewertung von Gefährdungen sowie der Ableitung von geeigneten Maßnahmen. Bei Anwendung der beispielhaft genannten Maßnahmen kann der Arbeitgeber die Vermutung der Einhaltung der Vorschriften der Betriebssicherheitsverordnung für sich geltend machen. Wählt der Arbeitgeber eine andere Lösung, hat er gleichwertige Erfüllung der Verordnung schriftlich nachzuweisen. U.a. sind folgende Veröffentlichungen erschienen:

- TRBS 1001: Struktur und Anwendung der Technischen Regeln für Betriebssicherheit
- TRBS 1111: Gefährdungsbeurteilung und sicherheitstechnische Bewertung
- TRBS 1112: Instandhaltung
- TRBS 1203 Teil 3: Befähigte Personen – Besondere Anforderungen – Elektrische Gefährdungen
- TRBS 2121: Gefährdung von Personen durch Absturz – Allgemeine Anforderungen.

DIN VDE 0105-100 »Betrieb von elektrischen Anlagen«

Während die Bestimmung der DIN VDE 0100-600 die Erstprüfung bei Errichtung von elektrischen Anlagen beschreibt, gibt die VDE 0105-100 Hinweise für die Wiederholungsprüfung. Sie ist darauf ausgerichtet, den ordnungsgemäßen Zustand einer elektrischen Anlage zu erhalten, d.h. Fehler zu erkennen, welche durch äußere Einflüsse beim Betreiben von Anlagen entstehen.

Die Erstprüfung soll sicherstellen, dass die Anlage entsprechend der Norm errichtet worden ist. Die Wiederholungsprüfungen sollen Mängel aufdecken, welche sich nach der Inbetriebnahme oder nach einer Instandsetzung oder Änderung auftreten können. Der Schwerpunkt liegt hiernach auf möglichen Veränderungen, aus denen sich Folgeschäden ergeben und Schutzvorkehrungen z.B. gegen elektrischen Schlag oder Brandentstehung beeinträchtigt sein können.

Die Problematik, die sich hieraus bei Photovoltaikanlagen ergibt, ist die Tatsache, dass an vielen Anlagen noch nicht einmal eine Erstprüfung durchgeführt, d.h. nicht nach DIN VDE 0100-600 geprüft wurde. Eine reine Fixierung auf mögliche Veränderungen während des Betriebs ist deshalb trugschlüssig, da man nicht generell davon ausgehen kann, dass die Photovoltaikanlage überhaupt nach den gültigen Normen errichtet wurde.

DIN VDE 0105-115 »Betrieb von elektrischen Anlagen – Besondere Festlegungen für landwirtschaftliche Betriebsstätten«

Diese Norm gilt für die in landwirtschaftlichen und gartenbaulichen Betriebsstätten sowie in den dazugehörigen Nebenräumen tätigen Personen beim Betrieb der elektrischen Anlagen. Die in dieser Norm vorgegebenen Anforderungen gelten für das Bedienen elektrischer Betriebsmittel und das Arbeiten an elektrischen Anlagen durch Laien (z.B. Landwirte, Gärtner). Sie soll auch der in diesen Betriebsstätten tätigen Elektrofachkraft als Beratungsunterlage dienen und gilt auch für die vom Unternehmer beauftragte Elektrofachkraft. Landwirtschaftliche Betriebe nehmen aufgrund ihrer meist großen Dachflächen einen großen Raum für installierte Photovoltaikanlagen ein.

DIN VDE 0126-23 (DIN EN 62446) »Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen«

In dieser internationalen Norm werden die erforderlichen Mindestangaben einer Anlagen-dokumentation festgelegt, die einem Kunden nach der Installation eines netzgekoppelten PV-Systems zu übergeben sind. In diesem Dokument wird auch der Mindestumfang der Inbetriebnahmeprüfungen, der Prüfkriterien und der Dokumentation beschrieben, der zur Prüfung der sicheren Installation und des korrekten Betriebes des Systems erwartet wird. Die vorliegende Norm kann daher auch für die wiederkehrende Nachprüfung angewendet werden. Durch die ausführliche Beschreibung des erwarteten Mindestumfangs der Inbetriebnahmeprüfungen und der Prüfkriterien dient sie auch dazu, dem Anwender bei der Prüfung / Besichtigung im Zuge einer Wartung oder Modifikation behilflich zu sein.

Diese Norm ist ausschließlich für netzgekoppelte PV-Systeme erarbeitet worden und gilt nicht für Wechselstrom-Modulsysteme oder Systeme mit Energiespeichern (z.B. Batterien) oder Hybridsysteme.

Die Norm gliedert sich neben allgemeinen Angaben in zwei Hauptabschnitte:

- Anforderungen an die Systemdokumentation (Abschnitt 4) – In diesem Abschnitt werden die Angaben ausführlich beschrieben, die mindestens in der Dokumentation enthalten sein müssen, welche dem Kunden nach der Installation eines netzgekoppelten PV-Systems übergeben wird.
- Prüfung (Abschnitt 5) – In diesem Abschnitt werden die erwarteten Informationen zur Verfügung gestellt, welche nach der Erstprüfung (oder regelmäßigen Prüfung) eines installierten Systems vorzusehen sind. Er enthält Anforderungen für Besichtigung und Erprobung.

Aus den bisher gemachten Erfahrungen sind die Dokumentationsunterlagen trotz der seit 2010 gültigen Norm bei den meisten Photovoltaikanlagen mangelhaft oder gar nicht existent.

VdS 3145 »Photovoltaikanlagen – Technischer Leitfaden«

Diese Richtlinie wurde von der VDE Prüfungs- und Zertifizierungsinstitut GmbH und dem Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV) erarbeitet. Darin enthalten sind auch Angaben zu regelmäßigen Prüfungen, welche sich u. a. auch an die normativen Forderungen aus der DIN VDE 0100-105 anlehnen.

2.3 Rechtliche Aspekte

Es ist immer wieder eine Frage, inwieweit eine Prüfungspflicht besteht, insbesondere bei Photovoltaikanlagen. Man versucht zudem immer wieder zwischen Gewerbebetrieb und Privat zu unterscheiden. Alleine die Frage, ob eine bei einem Einfamilienhaus betriebene Photovoltaikanlage schon zu einer gewerblichen Tätigkeit gehört, wird oftmals unterschiedlich beantwortet. Man kann diese sicherlich nicht einem Gewerbebetrieb gleichsetzen. Dennoch gibt es eine Menge an Vorschriften und Gesetzen, welche auch den privaten Bereich tangieren und letztendlich den Betreiber einer Photovoltaikanlage auch eine regelmäßige Prüfungspflicht auferlegen können. Probleme gibt es dabei immer dann, wenn in einem Schadensfall wegen mangelnder Prüfung sich der Versicherer quer stellt, oder es bei einem Personenschaden zu strafrechtlichen Konsequenzen kommt.

Eindeutig sollte die gewerblich-betriebliche Einstufung dann sein, wenn das Gebäude oder das Grundstück ganz oder teilweise zu einer gewerblichen bzw. betrieblichen (auch landwirtschaftlichen) Tätigkeit gehört. Dann unterliegt auch die dort installierte Photovoltaikanlage eindeutig den gesetzlichen Forderungen zur Unfallverhütung und Betriebs-sicherheit bei elektrischen Anlagen.

3 Begriffsdefinition Wartung – Instandhaltung

3.1 Normative Definition

In der Praxis finden sich sehr unterschiedliche Definitionen für die Begriffe Inspektion, Instandhaltung, Wartung, Revision, Service, Kundendienst, Überholung, Vollwartung, Instandsetzung, etc. Teilweise sind diese weder genormt noch anderweitig technisch verbindlich definiert. Darüber hinaus gibt es für den einen oder anderen Begriff auch unterschiedliche Definitionen aus verschiedenen Normen (DIN, ISO, VDI, etc.), die sich sogar widersprechen können. Um Widersprüche oder Probleme zu vermeiden ist es daher ratsam, sich bezüglich der fachlichen Definition nur einer Quelle zu bedienen und diese dann auch konsequent anzuwenden.

Bei Photovoltaikanlagen spricht man in der Regel von Wartung oder Wartungsverträgen, teilweise auch von Vollwartung, obgleich, wie nachfolgend erläutert wird, die hierfür notwendigen Arbeiten in der Regel kaum etwas mit typischen Wartungsarbeiten zu tun haben. Bei der Wartung und Instandsetzung wird empfohlen, auf die DIN 31051 zurückzugreifen. Die DIN 13306 »Instandhaltung – Begriffe der Instandhaltung« beschäftigt sich, wie der Titel bereits beschreibt, mit den Begriffen der Instandhaltung. Hierbei geht es um die Begrifflichkeiten zu Einheiten, Ereignissen, Fehler, Instandhaltungsarten und Instandhaltungstätigkeiten, also eher um organisatorische und planerische Bereiche der Instandhaltung. Diese sollen nachfolgend jedoch nicht näher betrachtet werden, weshalb ausschließlich auf die Begrifflichkeiten der DIN 31051 Bezug genommen wird.

Die DIN-Norm DIN 31051 strukturiert die Instandhaltung in vier Grundmaßnahmen:

- Wartung
- Inspektion
- Instandsetzung
- Verbesserung.

Nachdem in dieser Norm die Begriffsdefinitionen oftmals nicht ganz einfach beschrieben sind, sollen einige ergänzende Erläuterungen und Beispiele zum besseren Verständnis beitragen.

3.2 Wartung

Als Wartung werden nach dieser Normdefinition »*Maßnahmen zur Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrates der Betrachtungseinheit*« verstanden. Sie ist Teil der Instandhaltung. Das klingt sehr kompliziert – vereinfacht ausgedrückt bedeutet es, z.B. bei einem Fahrzeug, den für Viele bekannten Wartungsdienst. Bei einer Photovoltaikanlage ist die Beispielfindung etwas schwieriger, weil es weder Ölwechsel gibt oder etwas geschmiert werden muss (anders z.B. bei Windkraftanlagen). Verwunderlich ist es deshalb, dass bei Photovoltaikanlagen oftmals von Wartungsverträgen gesprochen wird, obgleich klassische Wartungsarbeiten kaum anfallen. Sie werden sich bei der Elektrotechnik daher eher auf eine Inspektion (siehe nachfolgende Erläuterung) beschränken. Trotz der eingebürgerten Redensart von Wartungsverträgen bei Photovoltaikanlagen soll dieser Begriff nachfolgend nur noch sporadisch verwendet und die einzelnen Leistungsspektren für diverse Prüfungen und Arbeiten an Photovoltaikanlagen strikt den normativen Bezeichnungen zugeordnet werden.

Die Wartung wird im Allgemeinen in regelmäßigen Abständen von ausgebildetem Fachpersonal durchgeführt. So können eine möglichst lange Lebensdauer und ein geringer Verschleiß der gewarteten Objekte oder Gegenstände gewährleistet werden. Eine fachgerechte Wartung ist oft auch (Vertrags-)Bestandteil der Gewährleistung oder Garantie. Eine Reinigung ist im Normalfall kein Bestandteil einer Wartung, wenn man diesbezüglich darunter die Reinigung der Modulfläche versteht. Diese muss durch den Benutzer der Anlage regelmäßig und nach eigenem Ermessen erfolgen. Reinigung ist somit von Wartung zu unterscheiden, sie kann jedoch im Zuge einer Wartung durchgeführt werden. Ein einer wartungsgemäßen Reinigung kann allenfalls die äußere Säuberung der Wechselrichter von Staub und die Reinigung der Luftfilter bei aktiven Gebläsen zugeordnet werden. Der Ersatz von defekten Teilen gehört zur Instandsetzung. Kleinere Defekte werden bereits häufig im Zuge von regelmäßigen Wartungsarbeiten behoben.

3.3 Inspektion

Eine Inspektion bezeichnet im Allgemeinen eine prüfende Tätigkeit im Sinne einer Kontrolle durch eine ausgebildete Fachkraft. Die Inspektion dient dabei der Feststellung des ordnungsgemäßen Zustandes eines Gegenstandes, eines Sachverhaltes oder einer Einrichtung. Bei technischen Systemen ist die Inspektion ein Bestandteil der Instandhaltung. Gemäß DIN 31051 umfasst die Inspektion Maßnahmen zur Beurteilung des Ist-Zustandes von technischen Mitteln eines Systems. Vereinfacht kann man dies auch als Prüfung bezeichnen. Z.B. bei einem Fahrzeug sind dies über die normale Wartung hinausgehende Tätigkeiten (umgangssprachlich: großer Kundendienst), wie Prüfen der Bremsbeläge, Prüfen der Profiltiefe der Reifen, Prüfen auf Verschleiß der Zündkerzen, Zahnräumen, Funktionsprüfungen der Beleuchtung und Bremsanlage, etc.

Im Gegensatz zu einer Wartung, bei der im Allgemeinen in regelmäßigen Intervallen oder zu einem bestimmten Zeitpunkt bestimmte bzw. vorgeschriebene Tätigkeiten (Ölwechsel, Schmieren, Filterwechsel, etc.) an einer Anlage bzw. Maschine durchgeführt werden, gehen bei der Inspektion prüfende Tätigkeiten voraus, weil diese die entsprechende Grundlage für die Bewertung des Zustandes der Anlage und den möglichen Instandsetzungsbedarf darstellt.

Bei Inspektionen an Gegenständen, Maschinen, Anlagen etc. gibt es zum Teil gesetzliche Vorgaben, z. B. bei Fahrzeugen, Schienenfahrzeugen, Druckbehältern oder Aufzügen. Bei Photovoltaikanlagen gibt es (noch) keine spezielle gesetzliche Vorgabe zu einer Inspektion. Sie kann aber aus den bestehenden Vorschriften abgeleitet werden, welche bereits im vorangegangenen Kapitel erwähnt wurden.

3.4 Instandsetzung / Reparatur

Die Instandsetzung beschreibt all die Maßnahmen, welche zur Wiederherstellung des ursprünglichen Funktionszustandes durch normalen Verschleiß oder Abnutzung erforderlich sind.

Die Instandsetzung ist zu unterscheiden von der Reparatur. Die Reparatur ist die Wiederherstellung des ursprünglichen Gebrauchszustandes nach einem außergewöhnlichen Ereignis. Bei einem Fahrzeug wäre dies z. B. nach einem Unfall. Bei der Photovoltaikanlage ergibt sich das Erfordernis einer Reparatur z. B. durch außergewöhnliche äußere Einflüsse, wie Witterung (Hagelschlag, Blitzschlag), Feuer oder Vandalismus.

3.5 Verbesserung

Die Verbesserung ist eine Leistung zur Aufwertung des ursprünglich vertraglich vereinbarten Anlagenzustandes zur Verbesserung der Anlagenleistung oder des Betriebes. Dies kann für eine Photovoltaikanlage z. B. sein:

- Einbau einer Fernüberwachung
- Entfernung von Verschattungsursachen
- Tausch der Wechselrichter gegen solche mit verbessertem Wirkungsgrad.

3.6 Instandhaltung

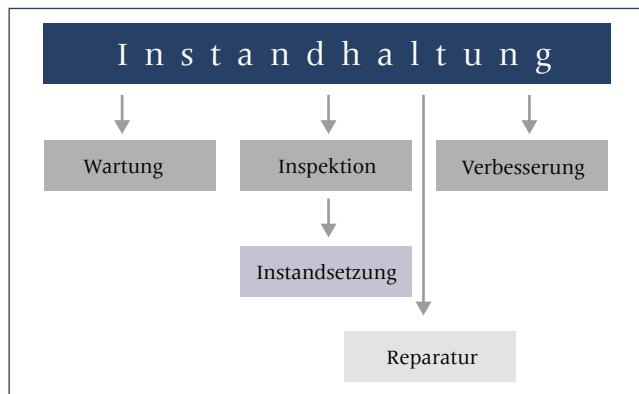
Eine Instandhaltung kann zur Vorbeugung von Systemausfällen betrieben werden, mit den Zielen:

- Erhöhung und optimale Nutzung der Lebensdauer von Anlagen und Geräten
- Verbesserung der Betriebssicherheit

- Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit
- Optimierung von Betriebsabläufen
- Reduzierung von Störungen
- Vorausschauende Planung von Kosten.

Sie ist daher als Oberbegriff zu sehen, welche eine Inspektion, Wartung, Instandsetzung und Reparatur mit einschließt.

Bild 14: Schema Instandhaltung und ihre Unterbegriffe



4 Rechtliche Rahmenbedingungen

4.1 Keine Leistung ohne Vertrag

Es kommt heute kaum jemand mehr ohne eine rechtliche Betrachtung dessen aus, was er im Geschäftlichen tätigt, veranlasst bzw. beauftragt oder als Auftrag entgegennimmt. Auch bei der Wartung und Instandsetzung begibt man sich auf vertragsrechtliches Terrain, in dem einerseits Leistungen und ein Erfolg sowie dessen Bezahlung geschuldet, andererseits auch haftungsrechtliche Fragen aufgeworfen werden. Rechtliches wird meist als trockenes Thema empfunden und nur ungern behandelt. Doch die Bedeutung rechtlicher Sicherheit und Klarheit in den Vereinbarungen wird spätestens dann zum Thema, wenn sich unangenehme Konsequenzen anbahnen. Daher ist es unumgänglich, sich auch mit diesem unbeliebten Aspekt zu befassen. Der Hauptmangel an vertraglichen Vereinbarungen liegt neben unzulässigen Klauseln auf Verbraucherebene oft an der unklaren Beschreibung oder Formulierung, welche dann von den Vertragsparteien unterschiedlich auslegt werden. Hieran entzünden sich schnell Streitigkeiten, die nicht selten vor Gericht enden. Weder die Rechtsprechung noch die Literatur haben sich bisher in großem Umfang mit Problemen und Fragestellungen zu sogenannten Wartungs- oder auch Instandsetzungsverträgen, im Speziellen bei Photovoltaikanlagen, auseinandergesetzt. Viele Aspekte der vertraglichen Gestaltung und Rechtswirkung z. B. im Hinblick auf Preisanpassung oder Gewährleistung sind deshalb meist unbekannt und verunsichern die Vertragsparteien. In Deutschland gibt es nach dem BGB grundsätzlich die Vertragsfreiheit. Wegen der Vielfältigkeiten von Vertragsgestaltungen, den vielfältigen möglichen Situationen, die auftreten können, sowie aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an Formularverträge wurden jedoch vom Gesetzgeber in den §§ 433 ff. des BGB für eine Vielzahl wichtiger und häufig vorkommender Schuldverhältnisse diverse Vertragsarten, wie z. B. Kauf-, Werk-, Dienst-, Miet- oder Darlehensvertrag geschaffen. Sogenannte Wartungsverträge sind hierbei jedoch nicht gesondert definiert. Es ist deshalb notwendig, Wartungs-, Inspektions- und Instandsetzungsverträge in die gesetzlich geregelten Vertragstypen einzuführen. Hierbei kommen eigentlich nur zwei mögliche Vertragsarten in Betracht: der Dienstvertrag (§§ 611 bis 630 BGB) sowie der Werkvertrag (§§ 631 bis 651 BGB). Nach dem Wortlaut des § 611 BGB ist der Dienstvertrag dahingehend definiert, dass der Verpflichtende (Auftragnehmer) sich für einen Dienst und seine Arbeitskraft auf Zeit zur Verfügung stellt und der Auftraggeber sich zur Vergütung dieses Dienstes verpflichtet.

Beim charakteristischen Merkmal des Werkvertrages stehen der Leistungsgegenstand und dessen Erfolg im Vordergrund. Der Auftragnehmer wird hierbei verpflichtet, ein versprochenes Werk herzustellen. Dieser Erfolg kann sowohl ein körperliches Werk (Herstellung einer Sache, z. B. Bauwerk) oder auch ein geistiges Werk (z. B. die Erstellung eines Gutachtens) sein. Hierbei wird der Auftragnehmer eigenverantwortlich tätig; d. h. das Erreichen des Erfolges liegt in der Verantwortung des Auftragnehmers. Der Auftraggeber schuldet im Gegenzug die volle Vergütung – aber nur, wenn das Werk die versprochene Eigenschaft, Beschaffung und Funktion aufweist.

Bei den Inspektions-, Wartungs- und Instandsetzungsverträge ist zu unterscheiden in

- reine Inspektionsverträge (Analyse des Zustandes des zu inspizierenden Objektes mit Bestimmung der Ursachen von Abnutzungen und notwendigen Konsequenzen)
- reine Wartungsverträge (Wartungsleistungen)
- kombinierte Inspektions- und Wartungsverträge (neben der Bestimmung der Ursachen beinhalten diese auch deren Beseitigung)
- kombinierte Inspektions-, Wartungs- und Instandsetzungsverträge.

Neben den genannten Arten von Wartungs- und Instandsetzungsverträgen existiert auch der sogenannte Vollwartungsvertrag. Nachdem dieser Begriff gerade bei Photovoltaikanlagen häufig verwendet wird, aber weder allgemein verbindlich noch normativ definiert ist, ist die vertragsrechtliche Handhabung eines Vollwartungsvertrages nicht unprobematisch. Dies ist insbesondere der Fall, da die darin enthaltenen Leistungen über die allgemeinen Leistungen eines Wartungs- und Instandsetzungsvertrages hinausgehen und somit sich auch die teilweise oder volle Übernahme der Verantwortung für den Betrieb einer technischen Anlage ergeben kann. Sie beinhalten beispielsweise bei einer Photovoltaikanlage im Vertrag oftmals die Anlagenüberwachung bzw. technische Betriebsführung (Monitoring) sowie vereinbarte Störungs- und Notfalldienste. Im Grunde genommen möchte der Betreiber der Photovoltaikanlage deren störungsfreien Betrieb zu jedem Zeitpunkt sichergestellt haben. Da hier Leistungen und auch möglicherweise Haftungen und deren Grenzen oft nur schwer von den Verpflichtungen des eigentlichen Betreibers abzugrenzen sind, wird von der begrifflichen Verwendung des »Vollwartungsvertrages« abgeraten.

Inspektionsverträge

Bei Inspektionsverträgen oder auch Prüfverträgen liegt es nahe, dass diese unter das Dienstvertragsrecht fallen, weil die Beurteilung eines Ist-Zustandes einer Anlage, wie hier beispielhaft einer Photovoltaikanlage, nur die Ausführung eines zeitlichen Dienstes darstellt. Verkannt wird jedoch, dass die Beurteilung, d. h. die geistige Feststellung des Zustandes einer Photovoltaikanlage bei der Inspektion im Mittelpunkt steht. Die hierbei auszuführenden Tätigkeiten kommen dem eines Sachverständigen bzw. Gutachters gleich, d. h. Besichtigen (Sichtkontrolle), Prüfen (Funktionskontrolle) und Messen. Abgestellt wird hierbei nicht auf die an sich durchzuführende Untersuchung, sondern auf das Untersuchungsergebnis in Form eines Gutachtens oder Ergebnisberichts. Der BGH entschied

bereits, dass ein Vertrag, welcher die Erstattung eines Gutachtens zum Gegenstand hat, in der Regel dem Werkvertragsrecht zuzuordnen ist.⁴

Dies bedeutet, dass der Inspizierende einen Erfolg schuldet, in der Form der richtigen und vollständigen Feststellung des Zustandes der technischen Anlage – und somit auch einer Photovoltaikanlage – als Entscheidungsgrundlage für eine sich unmittelbar oder später anschließenden Instandsetzung, Reparatur oder Verbesserung. Dementsprechend greifen auch hier alle typischen, dem Werkvertrag eingegliederten Folgen und Konsequenzen, was Mängelhaftung und Vergütung betrifft.

Dieser Umstand dürfte dann erheblich an Bedeutung gewinnen, wenn ein Unternehmer bei einem Kunden die vor kurzer oder längerer Zeit errichtete Anlage selbst inspiziert und wartet. Setzt der Installateur sich bei einer bereits mangelhaft installierten Photovoltaikanlage einer Mängelhaftung aus, so greift diese nunmehr auch bei der Inspektion, wenn z.B. mangelhafte Zustände bewusst oder unbewusst nicht erkannt und dokumentiert werden. Letzteres gilt natürlich auch für Prüfungen Dritter, wenn diese die Anlage fehlerhaft prüfen und deren Zustand falsch einschätzen bzw. bewerten.

Wartungsverträge

Bei Wartungsverträgen könnte es sich ebenfalls um Dienstverträge handeln, da anscheinend nur die ordnungsgemäße Wartung geschuldet wird, nicht der störungsfreie Betrieb der Anlage oder die Herstellung eines Werkes. Auf der anderen Seite ist aber für den Anlagenbetreiber bzw. Auftraggeber gewöhnlich nicht die Tätigkeit der Wartung von Interesse, sondern dessen Ergebnis – nämlich die Erhaltung eines betriebsfähigen Zustandes einer Anlage mit dem Ziel der Verhütung von Störungen. Insofern handelt es sich auch hier, was auch die Rechtsprechung untermauert, um einen Werkvertrag.

Kombinierte Inspektions- und Wartungsverträge

Dementsprechend können kombinierte Inspektions- und Wartungsverträge auch dem Werkvertragsrecht zugeordnet werden. Hier steht im Allgemeinen die Wartung im Vordergrund. Die Inspektion dient eher als Grundlage der Wartungsleistung und wird oftmals im Ergebnis nicht unbedingt in Form eines Inspektionsberichtes gewünscht. Bei einer Photovoltaikanlage ist es gleichwohl umgekehrt. Hier kommt einer Inspektion, d. h. einer prüfenden Tätigkeit, eine höhere Bedeutung zu, da Wartungsarbeiten als solche kaum anfallen.

Instandsetzungsverträge

Alleine aus der Definition einer Instandsetzung in der Wiederherstellung eines funktionsfähigen Zustandes eines Anlagenteiles oder einer Anlage verbirgt sich ein Erfolgsversprechen, was zweifelsfrei dem Werkvertrag zuzuordnen ist.

⁴ siehe auch Mario Schröder »Der Wartungsvertrag«, S.55 f.

Dies gilt auch bei Störungsdiensten, bei denen sich der Unternehmer verpflichtet, eines auf Abruf entsprechend tätig werdenden Dienstes zur Wiederherstellung der Funktionsfähigkeit der betreffenden Anlage in Anspruch zu nehmen. Zwar verleitet die zweite Wortsilbe »-dienst« zu der Annahme eines Dienstvertrages und Störungsdienste können zusätzlich dienstvertragliche Elemente aufweisen. Jedoch ist der Störungsdienst ebenfalls erfolgsbezogen, da er nicht nur auf die Bereitstellung von Personal und dessen Tätigwerden abstellt, sondern auch auf den Erfolg der Störungsbehebung.

Festzustellen bleibt deshalb, dass alle Vertragsvarianten, welche im Zusammenhang mit Inspektion, Wartung und Instandsetzung stehen, dem Werkvertragsrecht zuzuordnen sind. An dieser Stelle soll nicht tiefer auf das Werkvertragsrecht im Einzelnen eingegangen werden. Dementsprechend wird nur kurz auf die einschlägige Literatur und Gesetzestexte verwiesen, welche auch für Photovoltaikanlagen von Bedeutung sind.

4.2 Zeitliche Einordnungen

Verträge können unterschiedliche zeitliche Spannen bzw. Vorgaben enthalten:

- für eine einmalige Leistung (z. B. Anlagenerrichtung, einmalige Inspektion)
- zeitlich befristet (z. B. Wartung/Inspektion)
- zeitlich unbefristet (z. B. Wartung, technische Betriebsführung).

Bei Werkverträgen geht das BGB vorrangig von Einzelverträgen aus, welche die einmalige Herstellung eines Werkes herbeiführen sollen. Bei auf Zeit geschlossenen Verträgen liegt jedoch keine einmalige Herstellung vor, sondern es handelt sich um Einzelleistungen, welche sich über einen längeren Zeitraum erstrecken, ein sogenanntes Dauerschuldverhältnis. Problematisch hierbei ist, dass, anders als bei einem Werkvertrag mit einer einmaligen Leistung, bei einem Dauerschuldverhältnis im Falle einer Kündigung die Vergütung nicht berechenbar ist. Bei einem üblichen Werkvertrag ist jederzeit eine Kündigung des Bestellers möglich. Hierbei steht dem Unternehmer die Vergütung abzüglich der ersparten Aufwendungen zu. Bei einem Dauerschuldverhältnis müssen deshalb entsprechende Regelungen im Falle einer Kündigung getroffen werden.

4.3 Rechte und Pflichten

4.3.1 Haupt und Nebenpflichten

Aus dem Umstand, dass Inspektions- und Wartungsverträge dem Werksvertragsrecht unterliegen, ergeben sich auch die entsprechenden Haupt- und Nebenpflichten von Auftraggeber und Auftragnehmer aus den gesetzlichen Regelungen, wie

- den geschuldeten Erfolg
- die vereinbarte Vergütung
- Sach- und Rechtsmängel des Werkes
- die Abnahme des Werkes
- die Mitwirkungspflicht des Auftraggebers
- das Kündigungsrecht des Auftragnehmers und Auftraggebers
- die Gefahrentragung/Gefahrenübergang.

Die Hauptpflicht des Auftragnehmers besteht in der Herstellung des Werkes, im konkreten Fall die Inspektion, Prüfung, Wartung und Instandsetzung, welche frei von Sach- und Rechtsmängeln sein müssen. Der Auftraggeber schuldet als Hauptpflicht die Abnahme und die hieraus resultierende Vergütung.

Vergessen werden dürfen dabei auch nicht die sogenannten Nebenpflichten. Sie dienen u.a. auch zum Schutz der Vertragspartner vor gegenseitigen Überraschungen. So gehören hierzu u.a.

- Beratungspflicht
- Aufklärungspflicht
- Prüfungs- und Hinweispflicht
- Verkehrssicherungspflicht
- Koordinierungspflicht
- Sorgfaltspflicht.

Bei Inspektions- und Instandsetzungsverträgen ergeben sich beispielsweise für den Auftragnehmer Hinweispflichten bezüglich der Fortentwicklung der Regeln der Technik (z.B. beim Überspannungsschutz oder baulichen Brandschutz). Zu den Nebenpflichten des Auftragnehmers zählen bei der Prüfung und Inspektion vor allem u.a.

- Hinweise auf geänderte Betriebs- und Umgebungsbedingungen
- Hinweise auf gesetzliche Vorschriften
- Empfehlungen zur Instandsetzung
- Empfehlungen zur Reparatur.

Auch hier sei nochmals auf die Problematik der Inspektion eigener errichteter Photovoltaikanlagen hingewiesen. Nach den Nebenpflichten des Werkvertragsrechts dürfen eigene Mängel aus der Installation bei der Inspektion nicht verschwiegen werden. Dies hätte nicht nur die Konsequenz, dass die Inspektion bzw. Prüfung an für sich mangelhaft wäre, der Prüfende verstößt damit auch gleichzeitig gegen seine Prüfungs- und Hinweispflichten. Bei arglistig verschwiegenen Mängeln gelten zudem andere Verjährungsfristen. Arglist wäre dann der Fall, wenn z.B. der Prüfende zu seinem Vorteil bewusst einen Mangel verschweigen würde.

Damit der Auftraggeber mögliche Umstände bei der Inspektion und Prüfung berücksichtigen kann, ergeben sich für den Auftraggeber Hinweispflichten aus dem Vorleben der Anlage, z.B. Hinweise auf

- bereits in der Vergangenheit aufgetretene Schäden
- bestimmte Beeinträchtigungen
- unsachgemäße Benutzung
- Überbelastung
- Veränderungen gegenüber dem ursprünglichen Zustand
- besondere Vorkommnisse.

Bei der Einbindung von Störungsdiensten kommt den Nebenpflichten des Auftraggebers eine nicht unbedeutende Rolle zu, denn das Tätigwerden des Auftragnehmers kann hierbei nicht unerheblich von der Art und Weise der Behandlung der technischen Anlage durch den Auftraggeber abhängen. Hier kann durchaus ein Tätigwerden des Auftraggebers erforderlich sein, damit bei Funktionsstörungen der Aufwand des Unternehmers nicht höher ausfällt, als es notwendig wäre. Man spricht hierbei von der Schadensminderungspflicht, z. B. mit der vorübergehenden Außerbetriebsetzung der Anlage. Im Übrigen sind beide Vertragspartner zur Schadensminderung verpflichtet.

4.3.2 Mitwirkungspflicht des Auftraggebers

Bei Inspektions- und Instandsetzungsverträgen können sich auch Mitwirkungspflichten des Auftraggebers, sprich Anlagenbetreibers ergeben, u.a.

- unverzügliche Mitteilung von Störungen
- unverzügliche Mitteilung von Veränderungen an der Anlage
- Beachtung der Gebrauchsanleitung der technischen Anlage
- Verschaffung und Ermöglichen des Zutritts zur technischen Anlage
- Verschaffung und Ermöglichen der Einsichtnahme in Betriebsaufzeichnungen der technischen Anlage, z.B. Monitoring
- Maßnahmen zur Schadensminderung.

4.4 VOB/B für Inspektions-, Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten

Vielfach werden, was zumindest für öffentliche Auftraggeber Pflicht ist, Bauleistungen auf Grundlage der VOB/B (Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen, Teil B) vergeben und beauftragt, so auch die Errichtung von Photovoltaikanlagen. Eine spätere Verwendung der VOB bei Wartungsverträgen schließt sich meist an bzw. kann bereits Bestandteil der ursprünglichen Anlagenerrichtung sein.

Die VOB/B wird dann Vertragsbestandteil, wenn die Vertragsparteien sie miteinander vereinbaren, jedoch scheidet die VOB grundsätzlich bei Verträgen mit Verbrauchern aus. Photovoltaikanlagen-Betreiber können nach den Hinweisen oberster Gerichte Verbrau-

cher sein⁵. Es ist also hier grundsätzlich Vorsicht geboten, wenn die VOB/B vertraglich vereinbart werden soll.

Mag die VOB/B bei größeren Instandsetzungsarbeiten durchaus anwendbar sein, so wird deren Anwendung bei reinen Inspektionsverträgen oder Dauerverträgen eher als problematisch angesehen, weil sie hierfür nicht ausgelegt ist. Gleiches gilt bereits für die Installation einer Neuanlage.

4.5 Vertragsinhalte

4.5.1 Allgemeine Geschäftsbedingungen

Auf die allgemeinen Regelungen der AGB und der Klauselanwendungen soll hier im Einzelnen nicht eingegangen werden. Es sollen nur einige spezielle Punkte genannt werden, welche insbesondere Inspektions- und Instandsetzungsverträge betreffen.

4.5.2 Preisanpassungen

Bei langfristig angelegten Inspektions- und Instandsetzungsverträgen hat der Auftragnehmer sicherlich Interesse, einen Ausgleich für die durch die allgemeine Lohnsteigerung entstehenden Kosten zu bekommen. Bei der vertraglichen Vereinbarung von Preisanpassungen ist jedoch Vorsicht geboten. Durch allgemeine Preisanpassungsklauseln, die dem Auftragnehmer die Erhöhung von Preisen ohne unmittelbare Anbindung an die Erhöhung von preisbildenden Faktoren erlauben, wird der Vertragspartner unangemessen benachteiligt. Die Preisanpassungen sind deshalb so zu gestalten, dass das Zustandekommen der Preisanpassungen für den Auftraggeber prinzipiell nachvollziehbar ist, z.B. durch formelmäßige Berechnung. Zugleich muss dem Auftraggeber mit der Preisänderung ein Kündigungsrecht eingeräumt werden. Das Kündigungsrecht kann dabei auf Fälle beschränkt bleiben, bei denen der neue Preis einen bestimmten Prozentsatz des ursprünglichen Preises oder zuletzt gültigen Preises übersteigt.

4.5.3 Laufzeitklauseln

Bei Dauerschuldverhältnissen sind gem. § 309 Nr. 9 a) BGB Klauseln, die den Vertragspartner als Verbraucher für mehr als zwei Jahre an den Vertrag binden, generell unwirksam. Auch hier nochmals der Hinweis, dass Photovoltaikanlagen-Betreiber in erster Linie Verbraucher sein können. Bei Verträgen mit echten Unternehmern spielt eine Laufzeitklausel oft keine Rolle, da hier bei Dauerverträgen eher von Vertragsverhältnissen mit unbestimmter Dauer ausgegangen wird.

⁵ BGH Anerkenntnisurteil VII ZR 121/12 vom 09.01.2013

Auch eine Klausel bezüglich der stillschweigenden Verlängerung von Dauerverträgen ist bei Verträgen mit Verbrauchern problematisch, selbst bei einer automatischen Verlängerung auf nur ein Jahr. Bei einer automatischen Verlängerung auf max. ein Jahr sollte zumindest gleichzeitig die Einräumung einer vorherigen Kündigungsfrist erfolgen. Dies dürfte bei Photovoltaikanlagen dann auch kein Problem sein, da gerade bei Inspektions- und Instandsetzungsverträgen eine kürzere Verlängerungslaufzeit als ein Jahr nicht zweckdienlich ist.

4.5.4 Leistungsumfang der vertraglichen Verpflichtungen

Neben der allgemein vertraglichen Ausgestaltung von Inspektions- und Instandsetzungsverträgen und deren rechtlichen Beachtung sind insbesondere die Festlegungen des Leistungsumfanges oftmals lückenhaft und unklar. Verträge geben immer wieder Anlass zu Streitigkeiten, weil deren Inhalt unklar formuliert wurde und von beiden Parteien dementsprechend ihrer Interessen auch unterschiedlich interpretiert und ausgelegt wird.

Es ist deshalb zur Vermeidung von Missverständnissen und Nachteilen sinnvoll, bei Vertragsabschluss sowohl den Leistungsumfang als auch den geschuldeten Erfolg bzw. das Leistungsziel vertraglich in seinen Einzelheiten so genau wie möglich festzuhalten.

Durch eine vertraglich genaue Fixierung des Leistungsumfanges wird die auszuführende Inspektion und Instandhaltung hinsichtlich ihres Inhaltes, ihrer Methode und ihres Umfangs festgelegt. Die Anlage, an der diese Leistungen zu erbringen sind, der Zeitpunkt der Leistungserbringung sowie bei Dauerverträgen zusätzlich die Länge der Leistungszeiträume und die Leistungshäufigkeit innerhalb eines Leistungszeitraumes sind ebenfalls festzuhalten.

4.5.5 Festlegung bezüglich Leistungshäufigkeit

Wartung, Inspektion, Instandsetzung oder technische Betriebsführung unterliegen oftmals unterschiedlichen zeitlichen Intervallen. So wird in der Regel bei Freifeldanlagen ein einmaliger Grünschnitt im Jahr nicht ausreichend sein. Anlageninspektionen können alle vier Jahre durchgeführt werden, bei Großanlagen hat aber auch eine jährliche Inspektion Sinn. Es gilt deshalb entsprechende Festlegungen zu treffen, z. B.

- Vereinbarung fester Termine, z. B. Besichtigung/Inspektion stets in der ersten Aprilwoche jeden Jahres
- Vereinbarung des konkreten Termins in jedem Leistungszeitraum, z. B. wöchentlich am Freitag (Berichtsvorlage Monitoring)
- Vereinbarung, dass die Parteien den genauen zeitlichen Einsatz stets individuell abstimmen, z. B. witterungsabhängige Leistungen
- Vereinbarung des Tätigwertens in Abhängigkeit von festzulegenden Parametern, z. B. in Abhängigkeit von Betriebsstunden (bei Photovoltaikanlagen aber unüblich).

4.5.6 Festlegung des Leistungsumfanges

4.5.6.1 Leistungsobjekt oder Gegenstand

Um Verwechslungen oder Unstimmigkeiten vorzubeugen – gerade bei mehreren Teilanlagen auf einem oder mehreren, örtlich verteilten Grundstücken – sollte im Vertrag der Gegenstand des Objektes eindeutig und zweifelsfrei beschrieben werden:

- Nennung der Anlagenleistung
- Bezeichnung des Leistungsobjektes (z. B. Photovoltaikanlage auf Stallanlage mit einer Leistung von ... kWp)
- Anzahl der Leistungsprojekte (bei mehreren Anlagen auf einem Grundstück)
- Standort des/der Leistungsobjekte(s)
- Baujahr des Leistungsobjektes (Erstinbetriebnahme).

Festzulegen ist, was neben der Leistungserbringung zu deren Nebenleistungen gehört, wie z. B.:

- benötigte Hilfsmittel (Gerüste, Leitern, Absturzsicherungen, Hebebühnen)
- Abfallentsorgung
- Reinigung.

Beispielhafte Leistungsumfänge und deren definierte Ziele von Inspektion und Instandsetzung werden in den nachfolgenden Unterkapiteln angeführt.

4.5.6.2 Inspektion

Leistungsumfang

- Feststellung des Ist-Zustandes (visuelle Inspektion, Prüfungen, Messungen)
- Beurteilung des Ist-Zustandes (Dauerhaftigkeit, Funktionstüchtigkeit, Betriebssicherheit)
- Bestimmung der Soll-Zustandsabweichungen und deren Ursachen
- Ableitung der notwendigen Konsequenzen, d. h. welche Prüfarbeiten durchzuführen sind, welche Instandsetzungsmaßnahmen mit welcher zeitlichen Dringlichkeit zu ergreifen sind, Hinweise auf notwendige Reparaturen, Maßnahmen zur vorbeugenden Instandsetzung.

Ziel der Inspektion

- Zustandsfeststellung
- Bestimmung der Abnutzungs- oder Schadensursachen
- Ableitung der notwenigen Konsequenzen (Erneuerung, Reparatur).

Form

Dokumentation der durchgeföhrten Inspektion in Form

- eines schriftlichen Berichtes
- eines Reports
- eines Gutachtens
- eines Anlagen- oder Prüfbuchs.

4.5.6.3 Wartung

Leistungsumfang

Erschließt sich die Wartung bei anderen technischen Anlagen als der Photovoltaik in dem Schmieren von Lagern, Ölwechsel, Filterwechsel, Feinjustierungen, tut man sich bei der Photovoltaik schwer, solche spezifischen Wartungsarbeiten zu beschreiben, weil hier keine vergleichbaren Abnutzungerscheinungen oder gar Betriebsstoffe vorhanden sind. Deshalb sind hier auch nur wenige beispielhafte Punkte anzuföhren, welche bei einer Photovoltaikanlage unter einer Wartung verstanden werden können.

- Säubern der Wechselrichter und Schaltgerätekombinationen (z. B. von Staub, Reinigen von Lüftungsfilttern bei Wechselrichtern)
- Nachziehen von Klemmbefestigungen in der elektrischen Verteilung
- Grünpflege bei Freifeldanlagen (Mähen von Bewuchs).

Ziel der Wartung

Auch hier können nur allgemeine Definitionen verwendet werden, welche mit der Erhaltung eines möglichst wenig störanfälligen Zustandes einer Anlage definiert werden.

4.5.6.4 Instandsetzung

Leistungsumfang

Der Instandsetzung kommt neben der Inspektion bei elektrischen Anlagen eine viel höhere Bedeutung zu als der eigentlichen Wartung. Nicht selten müssen bei elektrischen Anlagen Anlagenteile ausgetauscht bzw. erneuert werden.

In den wenigsten Fällen sind solche Leistungen kostenfrei im Pauschalpreis des Wartungsvertrages mit enthalten – sollten sie aber eigentlich, zumindest während der Laufzeit der Gewährleistung und Garantie, wenn der Errichter der Anlage gleichzeitig auch mit der Wartung beauftragt ist.

Bei der Inspektion und Instandsetzung von Fremdanlagen muss man im Vorfeld prüfen, ob es sich bei erforderlichen Instandsetzungsarbeiten um Gewährleistungs- oder Garantieleistungen handelt. Sollte dies der Fall sein, muss dem Anlagenerichter die Möglichkeit eingeräumt werden, seinen »Mangel« selbst zu beseitigen. Ein vorschnelles Eingreifen der

mit der Instandhaltung beauftragten Firma, das einer Selbstvornahme gleich käme, hätte rechtliche Konsequenzen in der Form, dass der Auftraggeber die Kosten hierfür selbst zahlen müsste, aber wegen der unterlassenen Mängelanzeige und Vorwegnahme der Mängelbe seitigungsmöglichkeit gegenüber dem Anlagenerrichter keinen Rückgriff auf diesen hätte. Hier treten wiederum Hinweis- und Beratungspflichten beider Parteien in den Vordergrund.

Zu unterscheiden sind beispielhaft folgende Gewährleistungen und Garantien:

- Gewährleistung der Planung, Montage und Inbetriebnahme der Photovoltaikanlage (in der Regel zwei Jahre)
- Produktgarantie für Wechselrichter (in den meisten Fällen fünf Jahre, bei erkauften Garantieverlängerungen auch bis 10 oder 15 Jahre)
- Produktgarantie für Module (in der Regel fünf Jahre, teilweise auch 10 Jahre)
- Leistungsgarantie der Module (bis zu 25 Jahre mit einem definierten Leistungsverfall – auch zeitlich abgestuft – und der sich hieraus ergebenden Mindestrestleistung, z. B. 80 %).

Abzugrenzen sind Instandsetzungsleistungen auch im geschuldeten Leistungsumfang bei Störungsdiensten. Hier besteht oftmals die Gefahr, dass Störungsdienste auch für ursprünglich nicht vorgesehene Instandsetzungs- oder Reparaturarbeiten herangezogen werden.

Beispiele für Instandsetzungsarbeiten:

- Austausch eines defekten Fehlerstromschutzschalters
- Austausch von Leitungen mit brüchiger Isolierung
- Austausch verblasster Anlagenkennzeichnungen oder Warnschilder
- Austausch von Modulen mit erhöhter Leistungsminderung.

Die Instandsetzungszeiten, d.h. die terminliche Fixierung, bis wann Instandsetzungen auszuführen sind, können oftmals nicht pauschal vertraglich festgelegt werden, da es immer auf den Umfang und die Art der Instandsetzungsmaßnahme ankommt. Der Austausch eines defekten Fehlerstromschutzschalters sollte hierbei kein Problem darstellen, da ein solcher meist zur Ersatzteilausrüstung eines gut organisierten Servicewagens gehört. Eine Reinigung der Modulfelder hat im Winter bei Minustemperaturen keinen Sinn. Die Beschaffung einzelner, nicht mehr auf dem Markt befindlicher Ersatzmodule nimmt sicherlich einen größeren zeitlichen Bedarf in Anspruch.

Ziel der Instandsetzung

Das Ergebnis einer Instandsetzung misst sich an der Wiederherstellung des funktionsfähigen Zustandes einer Anlage – ähnlich wie bei der Neuerrichtung. Jedoch kann es auch vorkommen, dass nur ein Zustand der eingeschränkten Funktion entweder zeitlich befristet oder auf Dauer wieder hergestellt werden kann. Das ist dann der Fall, wenn z.B. einzelne Ersatzmodule nicht mehr beschafft werden können oder im gleichen Fall Ersatzmodule mit anderen elektrischen Eigenschaften installiert werden müssen.

4.5.7 Störungsdienst

Auf die Leistungsabgrenzung zum Wartungsvertrag und zu Instandsetzungsleistungen wurde bereits hingewiesen. Ratsam ist es, bei der Vereinbarung von Störungsdiensten vertretbare und realistische Reaktionszeiten (z. B. innerhalb von 24 Stunden nach Meldung Störungseingang) mit deren Tätigwerden vor Ort zu vereinbaren. Zu definieren sind auch die Umstände, wenn bei einer auftretenden Störung erst Ersatzteile zu deren Behebung beschafft werden müssen. Bis zu deren Eintreffen und der eigentlichen Störungsbehebung können daher vordefinierte Reaktionszeiten erheblich überschritten werden.

4.5.8 Leistungsausschlüsse

Veränderungen an einer Anlage treten nicht nur durch normale Abnutzung durch die planmäßige Belastung und Einwirkung aus einem bestimmungsmäßigen Gebrauch auf, sondern auch außerplanmäßig durch

- unsachgemäße Bedienung
- Überbeanspruchung
- Gewalteinwirkung (Vandalismus)
- extreme Witterungsverhältnisse (Sturm, Hagel)
- Veränderungen durch Dritte oder des Betreibers
- sonstige äußere Einwirkungen wie Feuer, Hochwasser, Blitzschlag, Überspannung, Tiere.

Die hieraus resultierenden Instandsetzungsarbeiten sollten aus reinen Inspektions-, Wartungs- und Instandsetzungsverträgen ausgeschlossen werden. Sie stellen Ersatzinvestitionen dar, welche als Reparatur einzustufen sind.

4.5.9 Reparatur

Eine Reparatur hat mit einer Instandsetzung erstmal nichts gemeinsam, da es sich bei der Instandsetzung um die Wiederherstellung der Funktionsfähigkeit der Anlage aus natürlichen Veränderungen handelt. Die Reparatur setzt den ursprünglichen Zustand nach einem außergewöhnlichen Ereignis her. Hier findet man nunmehr auch die o.g. Leistungsausschlüsse wieder, wie

- Gewalteinwirkung (Vandalismus)
- extreme Witterungsverhältnisse (Sturmschäden, Hagelschäden)
- sonstige äußere Einwirkungen, wie Feuer, Hochwasser, Blitzschlag, Überspannung, Tierverbiss.

Reparaturen können im Zuge einer Inspektion mit ausgeführt werden, in der Regel jedoch durch ein gesondertes Angebot/Auftrag.

Hinweise des Auftragnehmers an den Anlagenbetreiber sind auch bei Reparaturen angebracht, wenn es sich um mögliche Versicherungsschäden handelt. Voreilige, Maßnahmen bereiten oftmals Probleme bei der Schadensabwicklung, wenn dem Versicherer z. B. eine Prüfung vor der Reparatur genommen und der Nachweis des Schadens und dessen Umfang somit erheblich erschwert oder unmöglich gemacht wird. Zumindest ist bei erforderlichen Notmaßnahmen der Schaden umfangreich zu dokumentieren (Bilder, Skizzen, Protokoll).

4.5.10 Zusätzliche Leistungen

Es kann vertraglich vereinbart werden, dass zusätzliche Leistungen, welche über eine normale Inspektion und Instandsetzung hinausgehen, bis zu einem bestimmten Betrag ohne separate Beauftragung mit ausgeführt werden. Fehlen solche Vereinbarungen, so ist stets eine separate Beauftragung solcher Leistungen erforderlich. Zu solchen zusätzlichen Leistungen gehört z. B. das Reinigen der Solarmodule oder besondere Messverfahren (Thermografie, Leistungsmessung, Kennlinienmessung).

4.6 Abnahme

Bezüglich der Abnahme sei in erster Linie auf die gesetzlichen Bestimmungen des Werkvertrags § 640 BGB verwiesen. Es wird deshalb nur stichpunktartig auf die allgemeinen Bestimmungen eingegangen.

4.6.1 Formen der Abnahme

Man unterscheidet im Allgemeinen verschiedene Formen der Abnahme:

- ausdrückliche Abnahme (z. B. durch eine schriftliche Erklärung)
- förmliche Abnahme (eine Form der ausdrücklichen Abnahme, z. B. mit einem Protokoll (VOB-Vertrag))
- stillschweigende Abnahme (z. B. durch Zahlung des Werklohns)
- fiktive Abnahme (z. B. durch eine Fertigstellungsanzeige des Auftragnehmers und Ablauf von 12 Werktagen (VOB-Vertrag)).

Zum Nachweis und zur Dokumentation sollte grundsätzlich eine förmliche Abnahme vereinbart werden, d. h. eine gemeinsame Begehung mit einem erstellten Abnahmeprotokoll und der Unterschrift beider Parteien.

4.6.2 Rechtsfolgen der Abnahme

Mit erfolgter Abnahme, dazu zählen eben auch die stillschweigende oder fiktive Abnahme, ergeben sich entsprechende Rechtsfolgen für beide Parteien, welche nicht mehr umkehrbar sind:

- Übergang der Gefahr auf den Besteller (Auftraggeber)
- Verjährungsbeginn bei Mängelansprüchen
- Beweislastumkehr für Mängel (soweit solche nicht bereits vor der Abnahme bekannt waren und vorbehalten wurden)
- Verlust von nicht vorbehaltenen Ansprüchen, wie
 - Vertragsstrafe
 - Restleistungsansprüche
 - Minderungen aufgrund von Mängeln
 - Nacherfüllungsanspruch wegen bekannter Mängel.

Die Abnahme von Leistungen aus Inspektions-, Wartungs- und Instandsetzungsverträgen gestaltet sich unterschiedlich. Bei der Inspektion kann dies z. B. mit der Übergabe des Inspektionsberichtes erfolgen (Dies wäre eine fiktive Abnahme).

Etwas schwieriger sieht es bei der Abnahme von Wartungsarbeiten aus, da sich deren Ergebnis im Allgemeinen erst im Zuge der weiteren Benutzung durch die Verhinderung oder Minimierung von Abnutzungsscheinungen bemerkbar macht. Daran ändert auch eine durchgeführte Funktionsprüfung nichts. Diesbezüglich wäre für Wartungen eine Abnahme nicht möglich, was jedoch auch § 640 Abs. 1 BGB nicht ausschließt. Betrachtet man z. B. das Mähen des Bewuchses bei einer Freifeldsolaranlage als Wartung, ist wiederum eine Abnahme möglich, da das Ergebnis der Arbeit bzw. Leistung körperlich entgegengenommen werden kann.

4.7 Vergütung

4.7.1 Grundvergütung

Aufgrund des Werkvertragscharakters im Hinblick auf den geschuldeten Erfolg wird die Vergütung grundsätzlich erst durch die Herbeiführung des Erfolges fällig. Der Installateur oder Unternehmer muss dementsprechend in Vorleistung treten. Vorauszahlungen würden den rechtlichen Grundlagen des Werkvertrages widersprechen. Aufgrund eines dauerhaften Vertrauensverhältnisses zwischen Auftragnehmer und Auftraggeber sollten Vorauszahlungen oder abweichend vom Termin der Leistungserbringung vereinbarte Zahlungsziele (z. B. Zahlung zu Jahresbeginn; Leistungserbringung 2. Jahresquartal) kein Problem darstellen. Grundsätzlich gilt jedoch, dass bei allen Vorauszahlungen, insbesondere bei größeren Beträgen seitens des Auftraggebers Vorsicht geboten ist.

Bei Wartungs-, Inspektions- und Instandsetzungsverträgen sind verschiedene Vergütungsmodelle möglich. Beispielhaft können folgende Varianten aufgeführt werden:

- Vergütung auf Basis der tatsächlichen Aufwendungen (Stundenlohnbasis) und ggf. der tatsächlichen Aufwendungen für Hilfsmittel, Gerätschaften und Materialien.
- Vergütung auf Basis von vereinbarten Einheitspreisen und Leistungspositionen
- Pauschalierung für einen Leistungszeitraum (z. B. bei Dauerverträgen)

- Pauschalierung für eine einmalige Leistung
- Pauschalierung nach Anlagengröße (z. B....€ pro kWp pro Leistungszeitraum).

Daneben gibt es eine Vielzahl von Varianten bestehend aus pauschalierten Teilleistungen und Leistungen auf Nachweis oder gesonderte Beauftragung.

In der Praxis wird die Variante der Pauschalierung nach Anlagengröße für einen Leistungszeitraum am gebräuchlichsten sein. Sie bietet auch für beide Parteien Vorteile im Hinblick auf Kostensicherheit und Aufwendungen bezüglich der Abrechnung (Stunden- und Materialaufmaß).

In Ergänzung einer Pauschalvereinbarung ist es empfehlenswert, zusätzlich auszuführende Arbeiten, z.B. für Reparaturen, Austausch von Verschleißteilen, Reinigung etc., Einzelpauschalen nach Leistungskatalog oder Einheitspreise zu vereinbaren.

Bei vorgenannter Variante sind zu den Grundleistungen des Wartungs-, Inspektions- und Instandsetzungsvertrages auch Zuschlagspauschalen für Leistungen denkbar, welche nicht immer der Ausführung bedürfen, z.B. Austausch von Verschleißteilen oder Reinigung.

Bei Photovoltaikanlagen mit definierten Leistungsgrößen (kWp) ergeben sich für die Grundleistungen hierbei in der Regel sicher kalkulierbare Pauschalen. Beispiel:

In Grundleistungen enthaltene Leistungen:	pauschal	xxx €
<ul style="list-style-type: none"> visuelle Besichtigung bzw. Inspektion in Anlehnung an DIN VDE 0126-23 elektrische Prüfung nach DIN VDE 0105-100 mit Besichtigen der elektrischen Anlage Funktionsprüfung Messung mit Messprotokoll Prüfung Ist-/Soll-Ertrag (spezifischer Jahresertrag) Inspektionsbericht 		
Zusätzliche Leistungen der Inspektion		
<ul style="list-style-type: none"> Kennlinienmessung pro String Thermografieaufnahme ... 	Stück pauschal	xxx € xxx €
Zusätzliche Leistungen bei Reparatur/Instandsetzung		
<ul style="list-style-type: none"> Ersatz Überspannungssicherung DC-seitig Ersatz FI-Schutzschalter Typ ... Ersatz Steckverbindung DC Typ ... Modulreinigung ... 	Stück Stück Stück m²	xxx € xxx € xxx € xxx €

Tab. 4.1: Beispiel für Angebotspositionen und Einheitspreisangaben

4.7.2 Preisanpassungen

Bei Verträgen mit langen Laufzeiten ist es sinnvoll, entsprechende Preisanpassungsklauseln im Vertrag mit aufzunehmen. Hierdurch sollen die im Allgemeinen erwartenden Preissteigerungen bei Löhnen, Materialien oder Ausführungstechniken berücksichtigt werden. Ohne solche Anpassungsklauseln würde die Vergütung der vertraglich vereinbarten Leistung über die gesamte Laufzeit des Vertrages gleich bleiben. Dies bedeutet ein erhebliches Kostenrisiko für den Auftragnehmer, da zumindest bei den Lohnkosten, welche eine nicht unwesentliche Größe der Teilleistungen bei Wartungs-, Inspektions- und Instandhaltungsverträgen darstellt, mit einem Kostenanstieg zu rechnen ist.

Vorformulierte Preisanpassungsklauseln sind, wie bereits erläutert, zumindest dann nicht als kritisch zu betrachten, soweit dem Auftraggeber zugleich mit der Preisanpassung ein vertragliches Kündigungsrecht eingeräumt wird. Die vereinbarten Preise können auch für die ersten zwei oder drei Jahre als fest vereinbart werden, bevor eine Preisanpassung vorgenommen werden soll.

Wichtig ist, dass die Preisanpassung nachvollziehbar über Formel ermittelt wird. Faktoren sind hierbei der prozentuale Lohnanteil eines Pauschalpreises und die Lohnerhöhung seit Vertragsabschluss. Das Gleiche gilt für Materialpreise.

4.8 Vertragslaufzeit

Da es für die Inspektions- und Instandsetzungsverträge verschiedene Vertragsvarianten gibt – von einer Einmalleistung über einen zeitlich befristeten Vertrag bis zu einem zeitlich unbefristeten Vertrag – ergeben sich auch verschiedene Möglichkeiten im Hinblick auf die Laufzeit, die Möglichkeit einer vorzeitigen Beendigung oder einer Verlängerung des Vertrages.

Auch der Beginn, d.h. der Zeitpunkt des Vertragsabschlusses kann sehr individuell sein:

- bereits bei Kaufvertragsabschluss der Anlage
- unmittelbar vor der Abnahme oder eine bestimmte Frist nach Abnahme (gekoppelt z.B. mit einer Garantieverlängerung)
- individueller Zeitpunkt – auch nach längerem Betrieb der Anlage.

Bei einem Dauerschuldverhältnis, d.h. Vertrag auf unbestimmte Zeit, sind die Einbeziehung einer ordentlichen Kündigungsfrist und auch diejenige einer außerordentlichen Kündigungsfrist unerlässlich. Der Auftraggeber muss eine Möglichkeit erhalten, sich vom Vertrag lösen zu können und keine »Knebelverbindung« einzugehen. Für die Kündigungsregelungen ist der § 649 BGB aus dem Werkvertragsrecht als ungeeignet anzusehen. Dementsprechend sollen hier geeignete Regelungen z.B. aus dem Dienstvertrag (§ 620 und 621 BGB) gefunden werden. Darüber hinaus gelten bei außerordentlichen Kündigungen auch diejenigen Regelungen des Werkvertragsrechtes uneingeschränkt,

z. B. bei nicht vertragsgemäß erbrachter Leistung oder unterlassener Mitwirkung des Auftraggebers.

Verlängerung des Vertrages durch Fristablauf

Eine automatische oder stillschweigende Verlängerung nach Fristablauf eines befristeten Dauervertrages hat den Sinn, dass ohne Mittun der Vertragsparteien sich der Vertrag um eine bestimmte Zeit verlängert. Wichtig dabei zu wissen ist, dass gegenüber Verbrauchern eine stillschweigende Verlängerung nach dem AGB-Recht nicht mehr als ein Jahr betragen darf. Ihnen ist darüber hinaus ein vorheriges Kündigungsrecht einzuräumen.

4.9 Haftung/Gewährleistung/Garantie

4.9.1 Garantie und Gewährleistung

Zu unterscheiden ist grundsätzlich zwischen Gewährleistung und Garantie. Die Begriffe Garantie, Gewährleistung und Produkthaftung spielen in der Praxis eine nicht unbedeutende Rolle. Sie werden jedoch vielfach nicht richtig angewendet, falsch verstanden oder verwechselt.

Gewährleistung

Mit der Schuldrechtsreform vom 01.01.2001 ist der Begriff des Mängelanspruches an die Stelle des Gewährleistungsanspruches getreten. Das BGB verwendet den Begriff Gewährleistung selbst nur am Rande (vgl. § 358, § 365 BGB) und spricht sonst von Mängelansprüchen. Bei der Gewährleistung handelt es sich um Ansprüche, die dem Käufer im Rahmen eines Kaufvertrags zustehen, bei dem der Verkäufer eine mangelhafte Ware oder Sache geliefert hat. Auch beim Werkvertrag gibt es eine Gewährleistung für Mängel des hergestellten Werks.

Im Kaufrecht in § 437 BGB und im Werkvertragsrecht in § 634 BGB werden die Rechte genannt, die dem Käufer bzw. dem Besteller im Werkvertragsrecht bei Vorliegen eines Mangels zustehen. Die nähere Ausgestaltung der einzelnen Mängelansprüche ergibt sich aus den in § 437 und § 634 BGB genannten einzelnen Vorschriften des Kauf- und Werkvertragsrechts, wobei zum Teil auf Vorschriften des Allgemeinen Schuldrechts verwiesen wird. Die Regelung des Gesetzes mit mehrfachen Verweisungen ist kompliziert und für Nichtjuristen daher nicht immer verständlich.

Die Gewährleistung umfasst sowohl die Haftung für Sachmängel, d. h. Mängel in Bezug auf die Beschaffenheit des geschuldeten Werkes, als auch für Rechtsmängel. Der Mangel muss bei Gefahrenübergang (also meist nach § 446 BGB bei Übergabe der Sache oder bei § 640 bei Übergabe des Werkes) vorliegen. Jedoch können auch später auftretende Defekte Sachmängel sein, wenn sie schon bei Gefahrübergang im Keim angelegt waren. Ein

Sachmangel besteht, wenn eine Abweichung von der vereinbarten Beschaffenheit, § 434 Abs. 1 BGB vorliegt. Existiert eine Vereinbarung über die Beschaffenheit, dann liegt kein Sachmangel vor, wenn die Sache bei Gefahrenübergang die vereinbarte Beschaffenheit hat. Ohne eine solche Vereinbarung liegt dann ein Sachmangel vor,

- wenn sie sich nicht für die nach dem Vertrag vorausgesetzte Verwendung eignet, § 434 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 BGB
- wenn sie sich nicht für die gewöhnliche Verwendung eignet oder
- eine Beschaffenheit aufweist, die nicht der üblichen Beschaffenheit von Gütern der gleichen Art entspricht, § 434 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 BGB.

Zur Beschaffenheit gehören gem. § 434 Abs. 1 Satz 3 BGB auch Eigenschaften, die der Käufer nach den öffentlichen Äußerungen des Verkäufers oder Herstellers (insbesondere aus der Werbung) erwarten kann. Beispielsweise wird ein Auto in der Werbung mit einem Verbrauch von vier Litern angepriesen, während der tatsächliche Verbrauch sechs Liter beträgt. Bei einer Photovoltaikanlage kann das vom Anbieter berechnete Ertragsverhalten eine Eigenschaft sein, welche die Beschaffenheit der Photovoltaikanlage definiert.

Ein Sachmangel kann aber auch eine Falschlieferung sein. Es wird eine andere als die verkaufte Sache (sogenanntes Aliud) oder zu geringe Menge geliefert, § 434 Abs. 3 BGB. Beispiel: Der Verkäufer liefert anstelle von monokristallinen Modulen polykristalline Module.

Für die Beweislast gilt allgemein § 363 BGB. Hat der Auftraggeber im Werkvertragsrecht die Sache abgenommen (§ 640 BGB), trifft diesen die Beweislast für den Sachmangel an sich und dafür, dass dieser Mangel von Anfang an vorhanden war, wenn er Mängelansprüche geltend macht. Abweichend gilt beim Verbrauchsgüterkauf (§ 474 BGB) teilweise nach § 476 BGB eine Beweislastumkehr in Form einer Vermutung. Hier wird in den ersten sechs Monaten nach Übergabe vermutet, dass der Mangel schon bei der Übergabe vorlag, es sei denn, diese Vermutung ist mit der Art der Sache (beispielsweise bei typischen Verschleißteilen) oder des Mangels (etwa weil der Mangel so offensichtlich ist, dass er bereits beim Kauf hätte bemerkt werden müssen) unvereinbar. Erst danach muss der Käufer die Mängelhaftigkeit bei Übergabe beweisen.

Die große Problematik bei der Beweislast ist, dass es dem Verbraucher nicht möglich ist, ohne den erheblichen Aufwand eines Gutachtens nachzuweisen, dass ein Mangel von Anfang an vorhanden war. In der Regel ist aber zu berücksichtigen, dass ein Schadensergebnis darauf verweist, dass der Mangel eben von Anfang an vorhanden war, insbesondere dann, wenn andere Gegenstände gleicher Gattung diesen Schaden nicht aufweisen und ansonsten nicht zu erkennen ist, inwiefern der Kunde diesen Schaden verursacht haben sollte.

Die Folgen des Sachmangels aus dem Werkvertragsrecht, welches grundsätzlich auf Wartungs-, Inspektions- und Instandsetzungsverträge anzuwenden ist, ergeben sich aus den gesetzlichen Bestimmungen des BGB und auch nur in dieser Reihenfolge:

- (zunächst nur) Anspruch auf Nacherfüllung (§ 635 BGB),
- dann Anspruch auf Ersatz der Aufwendungen und Vorschuss bei Selbstvornahme (§ 637 BGB)
- oder Rücktrittsrecht (§ 634 Nr. 3 BGB und die dort genannten Vorschriften)
- oder Minderung (§ 638 BGB),
- Anspruch auf Schadensersatz (§ 634 Nr. 4 BGB und die dort genannten Vorschriften).

Während beim Kaufvertrag grundsätzlich der Käufer bestimmt, welche Art der Nacherfüllung zu erbringen ist, d.h. Reparatur oder Neubeschaffung, liegt dagegen im Werkvertragsrecht im Falle des Nacherfüllungsverlangens des Bestellers (des Kunden) das Wahlrecht beim Werkunternehmer: Der Unternehmer kann entscheiden, ob er den Mangel beseitigt oder ein neues Werk erstellt (vgl. § 635 Abs. 1 BGB).

Nach § 438 Abs. 1 Nr. 3 BGB beträgt die Verjährungsfrist für die Ansprüche aus Gewährleistung seit 1. Januar 2002 im Regelfall zwei Jahre, beginnend mit Übergabe der Kaufsache. Diese kann vertraglich grundsätzlich geändert, komplett ausgeschlossen oder auf bis zu 30 Jahre ausgedehnt werden. Eine Ausnahme gilt lediglich für den Verbrauchsgüterkauf (§ 474 BGB), wo eine Verkürzung nur bei gebrauchten Kaufsachen und dort maximal auf ein Jahr möglich ist (§ 475 Abs. 2 BGB). Beim Werkvertrag beträgt die Verjährungsfrist fünf Jahre.

Garantie

Von der gesetzlich im BGB vorgeschriebenen Gewährleistung ist die Garantie zu unterscheiden. Diese ist insofern freiwillig, als es keine gesetzliche Verpflichtung zur Abgabe eines Garantievertrags gibt. Dies bedeutet, dass ein Hersteller, Verkäufer oder Anlagenerrichter ein freiwilliges Garantievertragsangebot abgeben kann, dessen Bedingungen ausschließlich durch den Garantiegeber bestimmt werden.

Bei einer Garantie verpflichtet sich der Garantiegeber grundsätzlich zu einem bestimmten Handeln in einem bestimmten Fall. Nicht zu verwechseln ist diese mit der gesetzlichen verankerten Mängelgewährleistung. Die Garantie beinhaltet also eine freiwillige Selbstverpflichtung des Händlers oder Herstellers, die über den Kaufvertrag hinaus geht. Es gibt dabei die unterschiedlichsten Formen von Garantien:

- Preisgarantie (Rücknahme oder Preisangleichung wenn die Konkurrenz billiger ist)
- Zufriedenheitsgarantie (befristetes Rückgaberecht bei Unzufriedenheit mit dem Produkt)
- x Jahre Garantie für »...« (Garantieumfang wird meist konkret genannt).

Zu Marketingzwecken gibt es noch eine Vielzahl von Garantien, welche dem Käufer gewisse Vorteile versprechen. Da die Wahl des Garantienamens jedoch nicht an bestimmte Regeln gebunden ist, muss der Käufer genau darauf achten, in welchen Fällen und in welchem

Umfang der Schaden oder die Reparatur auch zum Garantiefall werden. Grundsätzlich existieren als übergeordnete Kategorien die Beschaffenheits- und die Haltbarkeitsgarantie. Damit eine Garantie wirksam ist, muss diese zunächst erklärt werden. Durch die einseitige Erklärung der Garantie wird der Garantiegeber rechtlich an diese gebunden. Wichtig ist, dass Garantieansprüche unabhängig von gesetzlichen Mängelansprüchen bestehen. Oftmals werden Garantien auf bestimmte Teilbereiche beschränkt, da der Verbraucher durch seine Mängelrechte ausreichend geschützt ist. Die Garantie darf jedoch zumindest den Verbraucher nicht in der Form benachteiligen, als diese ad absurdum geführt wird, d.h. ihre Werthaltigkeit nahezu auf Null gesetzt ist. Modulhersteller haben vielfach mit sehr hohen Produkt- und Leistungsgarantien geworben. In den Garantiebedingungen wurden die Garantieleistungen jedoch sehr oft stark eingeschränkt oder die Nachweispflicht des Garantiefalles dem Kunden mit scheinbar nicht zumutbaren Aufwendungen (Labormessungen, etc.) aufgezwungen, sodass letztendlich diese Garantien kaum durchsetzbar erschienen. Dies hatte entsprechende Abmahnungen sowohl seitens der Verbraucherzentralen als auch durch Gerichte zur Folge.

4.9.2 Produkthaftung

Bei der Mängelhaftung richtet man seine Ansprüche direkt an seinen Händler. Sie umfassen die mangelbedingte eingeschränkte Nutzungsmöglichkeit der Sache. Die Produkthaftung dagegen umfasst weitere Schäden an Leben, Gesundheit, Eigentum und weiteren Rechtsgütern, die gerade durch die Mängelhaftigkeit der Sache entstanden sind. Hier bestehen Ansprüche direkt gegen den Hersteller oder Produzenten. Bei privater Nutzung sieht das Produkthaftungsgesetz Schadensersatzansprüche vor. Liegt eine gewerbliche Nutzung vor, können diese aus § 823 BGB abgeleitet werden. Bei der Produkthaftung besteht im Gegensatz zu den Mängelgewährleistungsrechten nicht die Möglichkeit der Nachbesserung.

4.9.3 Eigenschaft des Unternehmers/Verbraucher

Die vertragsrechtlichen Angelegenheiten, insbesondere im Hinblick auf Gewährleistungen und Verbraucherschutz unterscheiden sich bei Vertragsvereinbarungen zwischen Unternehmen und Vertragsvereinbarung zwischen Unternehmer und Verbraucher erheblich. Käufer einer Photovoltaikanlage, welche die Energie ganz oder teilweise ins öffentliche Netz einspeisen und dafür Vergütung nach dem Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) erhalten, sind steuerrechtlich in der Regel Unternehmer. Strittig war bislang die Frage, ob sie auch zivilrechtlich als Unternehmer oder doch als Verbraucher anzusehen sind – der Unterschied ist für die Betroffenen gravierend. Hierzu hat sich kürzlich der Bundesgerichtshof (BGH) geäußert⁶.

⁶ BGH Anerkenntnisurteil VII ZR 121/12 vom 09.01.2013

Zivilrechtlich ist der Anlagenkäufer nach Auffassung des BGH als Verbraucher anzusehen. Damit genießt er den vollen Verbraucherschutz des Bürgerlichen Gesetzbuches (BGB). Das BGB geht grundsätzlich davon aus, dass Verbraucher gegenüber Unternehmen die schwächere Partei sind. Bei Kaufverträgen gelten deshalb feste Regeln, etwa für Gewährleistung, Verjährungsfristen und Haftungsausschlüsse, die Verkäufer einhalten müssen, wenn sie mit Privatleuten Geschäfte machen.

Wer sich z. B. in den eigenen vier Wänden bei einem Beratungsgespräch für eine Photovoltaikanlage entscheidet, kann als Verbraucher innerhalb von 14 Tagen den Vertrag widerrufen. Für Unternehmen hingegen gibt es solch ein gesetzliches Widerrufsrecht für sogenannte Haustürgeschäfte nicht. In konkreten Fällen sahen sich Käufer von Photovoltaikanlagen in der Vergangenheit mit Schadensersatzforderungen in Höhe von mehreren tausend Euro konfrontiert, wenn sie voreilige Kaufentschlüsse rückgängig machen wollten. Gegenüber Verbrauchern sind solche Forderungen jedoch unzulässig.

Anlass für die BGH-Äußerung war die Klage eines Privatmannes, der eine Photovoltaikanlage gekauft hatte. In der mündlichen Verhandlung vertrat der BGH die Auffassung, der Käufer sei als Verbraucher einzuordnen. Der private Betrieb einer Photovoltaikanlage wird vom BGH als Vermögensverwaltung gesehen und nicht als gewerblicher Betrieb mit den entsprechend erforderlichen Einrichtungen. Dagegen spräche auch nicht die aufgeworfene umsatzsteuerliche Frage. Denn es ist ständige Rechtsprechung, dass die steuerliche Einordnung keine Auswirkung auf die zivilrechtliche Einordnung hat. Überdies besteuert der Gesetzgeber umsatzsteuerrechtlich gem. § 2 UStG jegliche Einnahmen aus nachhaltiger Tätigkeit, auch wenn Gewinnerzielungsabsicht fehlt. Damit fallen Anwendungsbereich von Umsatzsteuerrecht und Verbraucherrecht auseinander, die Umsatzsteuerpflichtigkeit von Anlagenbetreibern ist aus verbraucherrechtlicher Sicht eher zufällig.

Der Verkäufer erkannte daher noch vor einer höchstrichterlichen Entscheidung an, dass der Kunde sein Geld zurück bekommt. Auch wenn es deshalb zu keinem höchstrichterlichen, sondern »nur« zu einem Anerkenntnisurteil gekommen ist, kann man sich zukünftig an dieser Auffassung orientieren.

4.10 Schlussbemerkung

Die vorangegangenen vertragsrechtlichen Betrachtungen und Abhandlungen wurden sorgfältig recherchiert. Sie haben jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit und Anwendbarkeit auf alle möglichen Vertragskonstellationen. Insbesondere bei Photovoltaikanlagen ist sich die Rechtsprechung oft noch uneins. Die obersten Gerichte haben sich in der Vergangenheit bereits vielfach mit der vertraglichen Behandlung von Photovoltaikanlagen beschäftigt. Grundsätzlich besteht nach aktueller Rechtsprechung bei der Installation einer Photovoltaikanlage der Vertragstypus des Kaufvertrages mit Montageverpflichtung. Dies kann sich jedoch in Einzelfällen rechtlich differenzierter darstellen.

Das Gleiche gilt auch für sogenannte Wartungsverträge für Photovoltaikanlagen, für die es noch keine Rechtsprechungen gibt.

Der Installateur, welcher sich mit sogenannten Serviceverträgen (Wartung, Inspektion, Instandsetzung) auseinandersetzt, ist grundsätzlich gut beraten, diese mit einem Anwalt abzustimmen, um spätere Unstimmigkeiten und Streitigkeiten zu vermeiden. Für den Anlagenbetreiber ist es wichtig zu wissen, welchen Leistungsumfang und welche Zuverlässigkeit er vom Installateur erwarten kann.

Im Anhang 1 befindet sich ein Mustervertragsbeispiel für einen Überwachungs-, Inspektions- und Prüfungsvertrag für eine Photovoltaikanlage.

5 Inspektion und Prüfung

Elektrische Anlagen unterliegen in ihrer Lebenszeit gewissen Einflüssen, welche sich negativ auf die Sicherheit auswirken können. Daher sind solche Anlagen regelmäßig auf ihre Sicherheit zu prüfen. Hierzu gibt es entsprechende Regelwerke, die bereits angesprochen wurden.

Die Inspektion – gleichzusetzen mit der Prüfung einer Photovoltaikanlage – setzt sowohl eine fachliche Eignung des Prüfenden als auch entsprechende Vorbereitungen voraus. Aus diesem Grunde ist es zum einen wichtig, das, was ein elektrischer Laie selber machen kann, von dem, was zwingend durch eine Elektrofachkraft zu tun ist, zu trennen. Gehören bei einer reinen visuellen Prüfung teilweise bereits entsprechendes Fachwissen und Qualifikation dazu, wenn z. B. Stromkreise zu Messungen aufgetrennt werden oder man sich anderweitig Zugang zu offenen, stromführenden Bauteilen verschafft, ist dies zwingend durch eine Fachkraft zu erledigen.

In diesem Kapitel soll nunmehr der Einstieg in den praktischen Teil der Inspektion und Wartung von Photovoltaikanlagen gefunden werden.

5.1 Unfallverhütung

Der Umgang mit baulichen Anlagen, mit elektrischem Strom sowie das Begehen von Dächern setzen voraus, dass man an erster Stelle an die eigene Sicherheit denkt. Bereits bei der Errichtung einer Photovoltaikanlage sollte es bei den Fachkräften bekannt sein, obgleich die Arbeitsroutine Vieles wieder vergessen macht. Für den Anlagenbetreiber ist es ebenso wichtig, Unfällen vorzubeugen. Photovoltaikanlagen befinden sich in ihrer Mehrzahl auf einem Gebäudedach und besitzen stromführende Bauteile.

Es ist deshalb wichtig, sich immer wieder die Gefahren sowohl des elektrischen Schlagess als auch der Absturzgefahr von Dächern in Erinnerung zu rufen.

5.1.1 Gefahr des elektrischen Schlagess

Der Zugang zu elektrischen Bauteilen außerhalb der von Laien sicher bedienbaren Elemente, wie Schalter, Sicherungen etc., gehört in die Hand einer Elektrofachkraft.

Hierbei ist an die 5 Sicherheitsregeln zu erinnern:

- Freischalten
- gegen Wiedereinschalten sichern
- Spannungsfreiheit feststellen
- Erden und Kurzschließen
- benachbarte, unter Spannung stehende Teile abdecken oder abschranken.

Auch beim reinen Prüfen und Messen bleibt es nicht aus, dass man mitunter Spannung stehenden Anlagenteilen gegenüber steht. Bestimmte Messverfahren sind zudem ausschließlich bei unter Spannung stehenden Betriebsmitteln durchzuführen.



Problematisch dürfte hinsichtlich der Freischaltung sein, dass z.B. die Stringleitungen der Generatoren, soweit die einzelnen Module im String miteinander verbunden sind, Spannungen von bis zu 1000 Volt aufweisen können und ein Freischalten in dem Sinne nicht möglich ist. Daraus folgt, dass, soweit z. B. an Strangkabeln gearbeitet werden muss, dies als »Arbeit unter Spannung« gem. DIN VDE 0105-100 (Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Anforderungen, Abschnitt 6.3), anzusehen ist. Sowohl die VDE 0105-100 als auch die BGV A3(Elektrischen Anlagen und Betriebsmittel), stellen hier besondere Anforderungen an die Elektrofachkraft.



Es soll an dieser Stelle auch nochmals in Erinnerung gerufen werden, dass das Abziehen unter Last stehender Stringleitungen vom Wechselrichter ohne vorherige Freischaltung oder das Trennen bei Last von Steckverbindungen zu einer erheblichen Lichtbogenbildung führen und zu entsprechenden Verletzungen beitragen kann.

5.1.2 Gefahr des Absturzes

Der Absturz ist mit Abstand die häufigste Unfallursache bei der Installation und Instandhaltung von PV-Dachanlagen, obgleich die Sicherheit auf dem Dach gesetzlich geregt ist. Grundlage bilden die Unfallverhütungsvorschriften der Berufsgenossenschaft. Bereits in der Vorschrift BGV A1 werden die Grundsätze der Prävention genannt. Darin sind die Pflichten für den Unternehmer genannt, welcher u. a. die geeigneten und erforderlichen Maßnahmen zur Verhütung von Arbeitsunfällen zu treffen hat. Die Berufsgenossenschaft bezieht sich hierbei auf § 5 des Arbeitsschutzgesetzes.



Um geeignete Maßnahmen treffen zu können, muss der Unternehmer zunächst eine allgemeine Gefährdungsbeurteilung des Arbeitsplatzes vornehmen. Bei Solarunternehmern bedeutet dies, dass jedes Dach individuell auf seine spezifischen Gefährdungspotenziale hin neu beurteilt werden muss. Das Verfahren hierzu legt die Technische Regel für Betriebssicherheit (TRBS) 1111 fest. Diese besagt, dass der Arbeitgeber die notwendigen Maßnahmen für die sichere Bereitstellung und Benutzung der Arbeitsmittel auf der Grundlage einer

Gefährdungsbeurteilung nach § 5 des Arbeitsschutzgesetzes in Verbindung mit § 3 der Betriebssicherheitsverordnung zu ermitteln hat.

Der Unternehmer muss seine Mitarbeiter in den speziellen Gefahren unterweisen und dies auch dokumentieren. Zu den Gefahren auf einem Dach zählen u. a. die Absturzkan ten und Lichtbänder. Sind solche Gefahren vorhanden, muss der Unternehmer geeignete Maßnahmen treffen, welche in der TRBS 2121 geregelt sind.

Primäre Absturzsicherungen haben grundsätzlich die höchste Priorität. Hierzu zählen Fanggerüste, Geländer, Seitenschutz und Abdeckungen. Lassen sich aus arbeitstechnischen Gründen solche Absturzsicherungen nicht verwenden, müssen Schutzeinrichtungen zum Auffangen abstürzender Arbeiter vorhanden bzw. verwendet werden. Dies sind u. a. Schutznetze oder Fanggerüste.

Sind sowohl primäre Absturzsicherungen als auch Schutzeinrichtungen aus baulichen Gründen nicht möglich bzw. wirtschaftlich vertretbar, tritt an letzter Stelle die persönliche Schutzausrüstung (PSA). Dies bedarf jedoch einer Gefährdungsbeurteilung im Einzelfall.

In der BGR 203 Dacharbeiten (herausgegeben von der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV-Regel 101-016, erarbeitet vom Fachausschuss »Bau« der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung, Alte Heerstrasse 111, 53757 Sankt Augustin, Ausgabe 2000, Fassung Oktober 2008) werden entsprechende Vorgaben auch im Hinblick auf Inspektionsarbeiten gemacht.

Weitere Vorschriften bzw. Informationsschriften der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung sind

- DGUV-Information 201-008 »Dacharbeiten« (bisher BGI 656)
- DGUV-Information 203-058 »Schutz gegen Absturz bei Arbeiten an elektrischen Anlagen auf Dächern« (bisher BGI/GUV-I8683)
- DGUV-Regel 112-198 »Benutzung von persönlichen Schutzausrüstungen gegen Absturz« (bisher BGR/GUV-R 198).

Die DGUV plant derzeit eine Informationsbroschüre »Montage und Instandhaltung von PV-Anlagen auf Dächern« (DGUV-Regel 203-080) deren Erscheinung für Ende 2014 geplant ist.

Dacharbeiten bei Dachneigung						
	I	II	III	IV	V	VI
Ort	$\leq 20^\circ$	$\leq 20^\circ$	$> 20^\circ$ $\leq 60^\circ$	$> 60^\circ$		
Tätigkeit	Dachrand (Attika)	Dachmitte	Traufe + Dachfläche	Traufe + Dachfläche	Ortgang	oberer Pultdach- abschluss
A Inspektion*	1	1	1/8	1/8	1/8	1/8
B kurzzeitige Dacharbeiten**	8	10	8	8	8	8
C Dacharbeiten	2/3/5	10/11	4/6/11	9/11	2/5/7	2/5

1 Absturzsicherungen nach Abschnitt 4.3.7.1
 2 Seitenschutz
 3 Flachdachsicherungssysteme
 4 Dachschutzwände
 5 Fanggerüste/Schutznetze
 6 Dachfanggerüste
 7 Ortgangssicherungssysteme
 8 Anseilsicherung
 9 Arbeitsgerüste
 10 Absperrungen mindestens 2 m vom Rand
 11 Beim Arbeiten an der Verlegekante und einer Absturzhöhe von mehr als 5,00 m nach innen Fanggerüste oder Schutznetz
 * Inspektionsarbeiten sind Dacharbeiten zur Feststellung und Beurteilung des Istzustandes der Dachfläche
 ** Kurzzeitige Dacharbeiten sind solche, bei denen der Gesamtumfang der Dacharbeiten nicht mehr als 2-Personentage umfasst, siehe auch Abschnitt 4.3.5

Tab. 5.1: Absturzsicherungen bei Dacharbeiten [Quelle: angelehnt an BGR 203]



Besondere Vorsicht ist bei älteren Faser- bzw. Asbestzementdächern geboten. Das Betreten solcher Dächer kann lebensgefährlich sein. Nach der Gefahrenstoffverordnung vom 23.12.2004 Anhang IV Ziff.1 ist das Überbauen von asbesthaltigen Dacheindeckungen verboten. In den Technischen Regeln für Gefahrenstoffe TRG 519:2001 gab es unter Ziff.4 bereits ein Expositionsverbot, worunter in der aktuellen Ausgabe aus 2007 unter Ziff.4 (3) auch das Anbringen von Solaranlagen auf asbesthaltigen Dacheindeckungen nunmehr explizit genannt ist. Dennoch sind Photovoltaikanlagen nicht selten auf solchen Dachflächen anzutreffen.

Ohne zusätzliche Sicherung gegen Durchbrechen und Absturz ist von einem Betreten solcher Dachflächen dringend abzuraten.



Bild 15: Bereits bei der Errichtung nicht zulässig: überbaute Asbestzementdächer

Auch Lichtkuppeln und Lichtbänder in Dachflächen stellen ein erhebliches Gefahrenpotenzial dar. Diese halten in der Regel eine höhere Belastung, z.B. aus einem Sturz, nicht aus und können zudem leicht durchtreten werden. Auf Flachdächern stellen deshalb Anschlagpunkte und Angurtsicherungen mit eine Grundvoraussetzung dar, um eine Photovoltaikanlage sicher begehen zu können.



Bild 16: Seltener Anblick: Flachdach mit Sicherungseinrichtung

Problematisch gestalten sich auch Dachflächen, welche komplett mit Generatoren überdeckt sind, d.h. ohne Wartungsgänge. Die gute Absicht, die Dachfläche optimal mit der Modulbelegung auszunutzen, stellt bei Inspektionen oder auch beim Austausch defekter Module das Fachpersonal oft vor anscheinend unlösbaren Zugangsproblemen, welche ohne aufwendige Hilfsmittel, wie z.B. Hubsteiger oder den teilweisen Rückbau von Modulen, anderweitig oftmals nicht zu bewerkstelligen ist. Das ungesicherte Begehen von Modulen birgt nicht nur die Gefahr von deren Beschädigung, sondern auch eine erhöhte Absturzgefahr.

Bild 17: volle Dachflächenausnutzung – Wartungsgänge?



Bild 18: Modulmontage bis an exponierte Stelle am Dachrand – Absturzsicherung?



Zahlreiche Unfälle belegen, dass mit dem Thema Absturzgefahr zu leichtsinnig umgegangen wird. Immer wieder liest man auch in der Zeitung von Unfällen, gerade auch im Bereich der Photovoltaik. Unfallverhütungsvorschriften sind keine lapidaren Hinweise. Bisherige Unfälle und Erfahrungen spiegeln die Tragik wider– ob Lichtband oder altes Faserzementdach, ob Todesfall oder Pflegestufe III.

6 Anlagenbesichtigung – Inspektion

6.1 Grundlegendes

6.1.1 Besichtigung

Durch Besichtigung ist u. a. festzustellen, ob die Photovoltaikanlage mit ihren Betriebsmitteln

- äußerlich erkennbare Schäden oder Mängel aufweist
- den äußeren Bedingungen standhält
- den in den Errichtungsnormen enthaltenen zusätzlichen Festlegungen für Betriebsstätten, Betriebsräumen und Anlagen besonderer Art entspricht bzw. noch entspricht
- den Schutz gegen direktes Berühren aktiver Teile elektrischer Betriebsmittel noch gewährleistet,
- den Schutzmaßnahmen bei indirektem Berühren oder im Fehlerfall noch den Errichtungsnormen entspricht.

6.1.2 Bauteilgruppen der Photovoltaikanlage

Eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage gliedert sich in bestimmte Bauteilgruppen. Angefangen von der Befestigung der Module bzw. dessen Tragsystem, über das Generatorfeld, der Gleichstromseite bis zu den Wechselrichtern und weiter über die Unterverteilung zum Netzanschluss.

Für die Inspektion gibt die DIN VDE 0126-23 für diese Bauteile entsprechende Hinweise. Im Bereich der wechselstromseitigen Elektrotechnik werden die elektrotechnischen Prüfungen und deren Durchführung mit den Hinweisen und Anforderungen aus der DIN VDE 0105-100 ergänzt.

Ziel einer Inspektion ist es, in koordinierter Weise alle Anlagenteile in die Besichtigung mit einzubeziehen.

Die Besichtigung einer Photovoltaikanlage ist die visuelle Inspektion der einzelnen Anlagenteile. Bei einer jährlichen Prüfung nach DIN VDE 0105-100 beschränkt sich diese in der Regel auf die Unterverteilung und Wechselstromseite sowie deren Schutzeinrichtungen. Sollten sich bei der Besichtigung Zweifel über den Zustand der übrigen Komponenten der Photovoltaikanlage ergeben, kann die Besichtigung auch auf diese ausgeweitet werden.

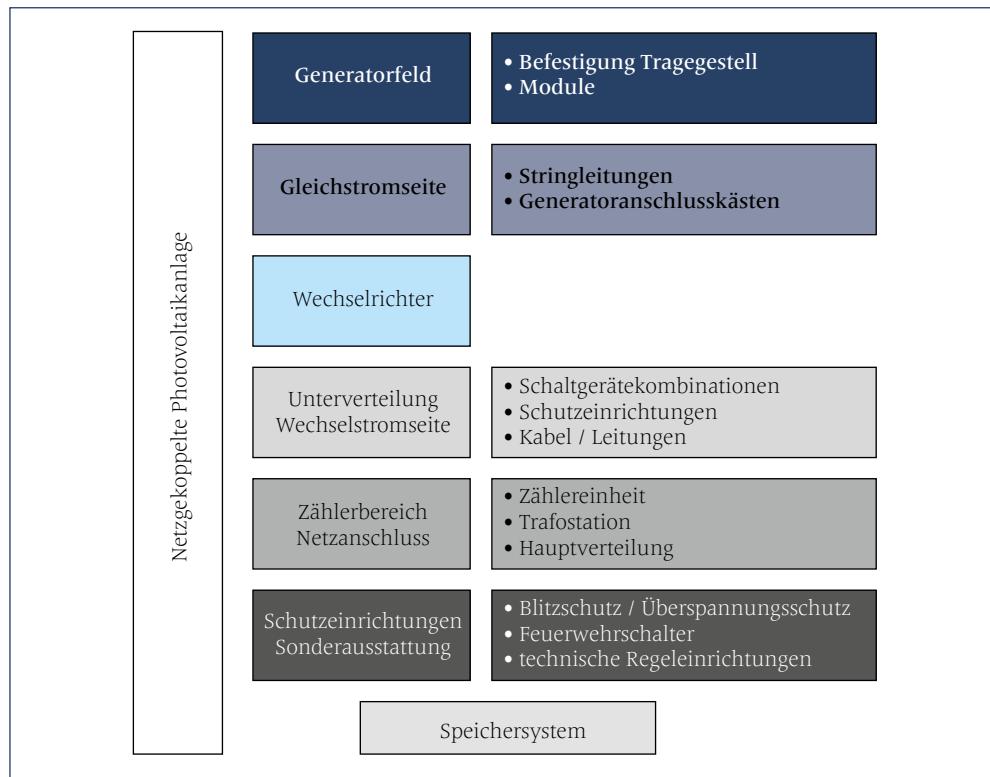


Bild 19: Bauteilgruppenübersicht einer Photovoltaikanlage

Bei der vierjährigen Prüfung erstreckt sich die Besichtigung auf alle Anlagenkomponenten nach DIN VDE 0126-23, also angefangen vom Generatorfeld bis zum Netzanschlusspunkt. Die angegebenen Zeiträume sind normative Mindestanforderungen bzw. Vorgaben der berufsgenossenschaftlichen Vorschriften. Im Zuge eines Inspektionsvertrages können durchaus kürzere Fristen ausgeführt werden. Dies ist z. B. bei Freianlagen sinnvoll, da sich hier sogenannte Wartungsarbeiten in der Regel auch auf den landschaftspflegerischen Teil – sprich Mähen und Schneiden von Bewuchs – ausdehnen und eine Besichtigung oftmals einfacher durchzuführen ist als bei einer Dachanlage.

6.1.3 Fehlererkennung

Die Fehlererkennung ist neben der fachgerechten Instandsetzung eine der wichtigsten Voraussetzungen einer fachgerechten Inspektion bzw. Prüfung und Wartung. Es bedarf deshalb hier eines geschulten und erfahrenen Auges, auch kleine Fehler erkennen zu können.

Problematisch wird es zumindest dann, wenn Fachkräfte eigene Fehler aus der Installation erkennen sollen. Der Umgang damit kann zur Herausforderung werden: Was bei fremderrichteten Anlagen kein Problem ist, kann bei durch die eigene Firma errichteten Anlagen schnell peinlich werden. Letztendlich hilft es aber nicht weiter, Fehler absichtlich zu übersehen, denn bei einer Prüfung und Wartung begibt man sich genauso in eine Haftungssituation wie bei der Neuerrichtung. Im Kapitel 4 »Rechtliche Rahmenbedingungen« wurde auf die haftungsrechtlichen Aspekte bereits hingewiesen. Man sollte deshalb beim Entdecken von eigenen Fehlern die Karten offen auf den Tisch legen.



Bild 20: Nicht immer sind Fehler so objektiv erkennbar.

6.2 Planung/Verschattung

Auch wenn die Inspektion und die Prüfung einer Photovoltaikanlage erst einmal nichts mit Planungsgrundsätzen zu tun haben, so müssen sich diese jedoch mit solchen auseinander setzen. Denn mitunter resultieren nicht wenige Mängel aus einer unzureichenden oder auch mangelhaften Planung. Am augenfälligsten ist dies bei Verschattungen der Module. Die Planung einer Photovoltaikanlage beginnt mit einer Standortanalyse. Nicht immer wurden hierbei in der Vergangenheit die Planungsgrundsätze für eine Photovoltaikanlage eingehalten. Viele Gründe von Mindererträgen resultieren aus einer Nichtberücksichtigung von Verschattungen oder Teilverschattungen. Eine freie Dachfläche lockt bislang immer wieder Verkäufer und auch Besitzer dazu, so viel wie möglich auf das Dach zu bauen, obgleich weniger manchmal mehr wäre. Auch diese Umstände sind bei einer Inspektion und Prüfung zu beachten, um Rückschlüsse auf etwaige Mindererträge schließen zu können.

Es sollte daher bei Beginn der Inspektion geprüft werden:

- Wie ist die Photovoltaikanlage an und für sich auf dem Dach angeordnet?
- Kann es zu unmittelbaren (aus der Nähe) oder indirekten (aus der ferne) Verschattungen kommen?
- Können sich tageszeitliche Teilverschattungen ergeben und sind diese bei der Planung (Verschaltung) berücksichtigt worden?

Bild 21: Teilverschattung
in Verbindung mit falscher
Stringverschaltung – bei
diesem Beispiel senkrechte
Verschaltung – führen zu einem
Schattendasein



Bild 22: zu viel des Guten –
Verschaltung?



Neben der Verschaltung spielt auch oftmals die Modulausrichtung bei Teilverschattungen eine Rolle. Es ist ein Unterschied, ob die Module über die einzelnen, mit Bypassdiode abgesicherten Busbars verschattet werden oder über alle Busbars gleichzeitig. Bei erstem kann durch die Bypassdiode der Verschattungseffekt noch vermindert werden, bei letzterem ergibt sich eine Beeinträchtigung des gesamten Moduls und somit auch des gesamten Strings.

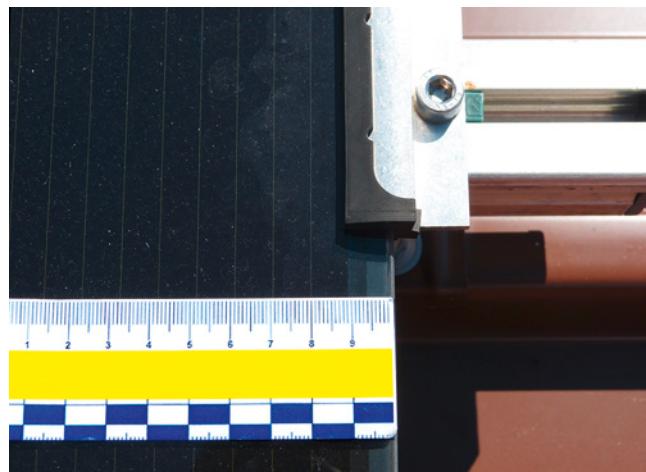


Bild 23: Zu geringer Reihenabstand und Hochkantmontage der Module bewirken Vollverschattung der Module.

Natürlich können sich auch erst im Laufe der Zeit Verschattungen ergeben, z. B. durch Bewuchs. So kann sich ein noch relativ kleiner Baum in den Jahren zu einem – zumindest bei niedrigerem Sonnenstand – störenden Objekt entwickeln. Sehr schnell geht so etwas auch bei Freifeldanlagen. Nicht selten hat sich der Bewuchs zwischen den Modulfugen in den Sommermonaten empor gerungen und verschattet so unmerklich Teile der Module. Regelmäßige Bewuchspflege ist daher unabdinglich.

Da sich auffällige Verschattungen in der Regel leicht feststellen lassen, sollte nicht verkannt werden, dass der Teufel auch im Detail steckt. Falsche Modulklemmungen oder fehlerhaft angebrachte Modulklemmen können ebenfalls die Leistung eines Moduls beeinträchtigen, insbesondere dann, wenn die Klemmbacken bis in den aktiven Zellbereich ragen. Bei gerahmten Modulen ist dies meist sehr selten ein Problem, jedoch eher schon bei ungerahmten Glaslaminaten. Gerade bei Dünnschichtmodulen mit ihren fast bis zum Randbereich reichenden Zellen macht es sicher einen Unterschied, ob man die Klemme an den kurzseitigen Zellenden anbringt oder im Längsbereich der Zelle. Bei letzterem wird bei einer Verschattung die Auswirkung auf das Modul am größten sein.

Bild 24: falsche Klemmseite am Modul – Modulklemme und deren Schatten ragen in aktiven Zellbereich



6.3 Unterbau/Tragesystem

Mit Besichtigung der mechanischen Konstruktion bzw. Tragesystems ist festzustellen,

- ob das Tragsystem die vorhandenen und anfallenden Belastungen aus Schnee, Wind und Eigengewicht bisher schadlos aufgenommen hat und mit den statischen Vorgaben aus der Planung noch übereinstimmt
- ob Schäden am Dach vorhanden sind, welche auf das Tragesystem zurückzuführen sind
- ob das Material des Tragesystems noch korrosionsbeständig ist
- ob bei einem erforderlichen Potenzialausgleich oder einer Funktionserdung dieser noch durchgängig und fachgerecht angebracht ist.

Die visuelle Besichtigung des Unterbausystems ist bei einer dachinstallierten Photovoltaikanlage ein schwieriges Unterfangen, da die meisten Bauteile durch die Generatorfläche überbaut sind. Es bieten sich deshalb meist nur in den Randbereichen Möglichkeiten an, den Unterbau näher zu inspizieren um dann mögliche Rückschlüsse auf den Zustand des gesamten Unterbaus schließen zu können. Im Zweifelsfall müssen notfalls auch Teile der Photovoltaikanlage, sprich zwei oder drei Module, zurückgebaut werden.

Für Tragesysteme gibt es auf dem Markt eine Vielzahl von Herstellern, Ausführungsvarianten und Anwendungssystemen. Angefangen von Befestigungen bei Schrägdächern in Form von Dachhaken, Stockschrauben und Trapezschellen bis hin zu Aufständerungssystemen, welche am Dach befestigt oder ballastiert auf der Dachhaut stehen.

Planungs- und Ausführungsfehler sowie Mängel sind hier oftmals vorzufinden. Insbesondere die statischen Belange wurden gerade bei älteren Anlagen selten beachtet. Darüber hinaus trifft man bei Dachanlagen auf ein eigenständiges Gewerk mit seinen spezifischen Regeln und technischen Ausführungsbestimmungen, dem Regelwerk des Deutschen

Dachdeckerhandwerkes und der Flachdachrichtlinie. Hier kollidieren nicht selten die Interessen beider Gewerke, d. h. der Photovoltaikanlage und der Dacheindeckung, miteinander. Insbesondere beim Flachdach ergeben sich oft haarsträubende Situationen, welche nicht selten in einer Totalsanierung des Daches enden. Deshalb wird diesem Bauteil an anderer Stelle eine ausführliche Abhandlung gewidmet. Aber bereits beim Steildach sind oftmals viele Fehler festzustellen.

6.3.1 Tragsystem

Die verschiedenen Unterbauvarianten bestehen meist aus Stangenprofilen, auf denen entweder die Module direkt oder vorher nochmals kreuzweise Stangenprofile (»doppelter Unterbau«) aufgebracht sind. Für deren Befestigung ist die hierfür erstellte Systemstatik maßgebend. Die Abstände der Befestigungs raster orientieren sich hierbei in erster Linie an den statischen Anforderungen aus Schnee, Wind und Modulgewicht (Eurocode 1, ehemals DIN 1055), in zweiter Linie an den konstruktiven Befestigungsmöglichkeiten am Dach.

In der Regel werden für PV-Tragsysteme Metallkonstruktionen aus Aluminium und Edelstahl vorgesehen. Teilweise kommen auch kombinierte Materialien aus Metall und Kunststoff zum Einsatz. Wichtig hierbei ist, dass die Materialien aufeinander abgestimmt sind, sodass es zu keinen Korrosionen kommt oder Beeinflussungen der Dachhaut (z.B. Weichmacherentzug bei Foliendach durch Verwendung von Bautenschutzmatten).



Bild 25: Fehlerhafte Materialauswahl (auch ungewollt) – hier korrodiert blauer Sprengring – beeinflusst die Dauerhaftigkeit des gesamten Bauteiles der Befestigung (Stockschraube).

6.3.2 Statik

6.3.2.1 Grundsätze

Das Thema »Statik« bietet viel Anlass zu Diskussionen in Verbindung mit der Errichtung einer Photovoltaikanlage auf einem Gebäude. In den meisten Fällen werden die Zuständigkeiten zwischen Gebäudeeigentümer und Anlagenerrichter unterschiedlich interpretiert.

Nach der Musterbauordnung, welche die Grundlage der länderspezifischen Bauordnungen bildet, ist eine Photovoltaikanlage eine bauliche Anlage im Sinne des Baugesetzes. Neben der Regelung zur Gestaltung, dass sich ein Bauwerk harmonisch in die Umgebung einfügen muss, ist die Standsicherheit der Anlage als Ganzes und ihrer einzelnen Teile als wesentliches Merkmal hervorzuheben.

Auch wenn die Musterbauordnung verfahrensfreie Bauvorhaben für Photovoltaikanlagen definiert, entbindet dies den Bauherrn nicht von der Beachtung der entsprechenden Vorschriften. In der Regel verfügt der Bauherr jedoch nicht über die fachliche Kenntnis bei Planung und Montage, weshalb hier Fachplaner und Installationsbetriebe beauftragt werden. Er muss jedoch dafür Sorge tragen, dass die entsprechenden Anforderungen dokumentiert werden.

Photovoltaik im Sinne der Bauordnung	
§ 9 Gestaltung Form, Maßstab, Verhältnis, Werkstoffe und Farben dürfen das Straßen-, Orts- und Landschaftsbild nicht verunstalten	§ 12 Standsicherheit Jede bauliche Anlage muss im Ganzen und in ihren einzelnen Teilen für sich standsicher sein
§ 53 Bauherr Bestellt Beteiligte (soweit nicht selbst), Anträge, Anzeigen, Nachweise	§ 54 Entwurfsverfasser Verantwortet Entwurf, Zeichnungen, Berechnungen, Anweisungen, koordiniert Fachplaner
§ 55 Unternehmer Verantwortet Ausführung, Sicherheit der Baustelle, Verwendbarkeitsnachweise für Bauprodukte	
§ 59 Grundsatz Errichtung, Änderung und Nutzungsänderung bedürfen der Baugenehmigung, soweit in den §§ 60–62 nichts anderes bestimmt ist	§ 61 Verfahrensfreie Bauvorhaben b) Sonnenenergieanlagen und Sonnenkollektoren in und an Dach und Außenwandflächen sowie gebäudeunabhängig mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m

Bild 26: Photovoltaik als bauliche Anlage

6.3.2.2 Gebäudestatik

Bei der Gebäudestatik handelt es sich um den Standsicherheitsnachweis der Gebäudekonstruktion – von der Dachkonstruktion bis zu den Gebäudefundamenten. In Verbindung mit der Montage einer Photovoltaikanlage ist in diesem Zusammenhang zu prüfen, inwieweit Lastreserven zur Aufnahme einer zusätzlichen Last aus dem Gewicht einer Photovoltaikanlage vorhanden sind. Die Prüfung wird sich in der Regel auf die Tragfähigkeit der Dachkonstruktion (Sparren, Pfetten, Unterzüge) sowie tragenden Dacheindeckungen (Trapezblech, flächige Deckplatten) beschränken.

Die Überprüfung der Gebäudestatik vor der Montage einer Photovoltaikanlage setzt hierbei einen Informationsaustausch beider Parteien, d.h. Gebäudeeigentümer und Installationsfirma, voraus. Einerseits kann der Gebäudeeigentümer unter einer (wenn überhaupt bekannt) allgemeinen Gewichtsannahme üblicher PV-Systeme von 20 bis 25 kg/m² prüfen lassen, inwieweit das vorhandene Dach diese Zusatzlasten noch schadlos aufnehmen kann, oder er kann berechnen lassen, welche Tragreserven allgemein noch zur Verfügung stehen.

Andererseits ist er jedoch auch auf die Hinweise und Informationen des Installateurs angewiesen, welches System dieser überhaupt für die Photovoltaikanlage verwenden möchte. Hier können sich gravierende Unterschiede ergeben. Von einer dachparallelen Montage ausgehend mit einer zusätzlichen flächigen Belastung von 20 kg/m² bis hin zu Linienlasten von weit über 100 kg/m² bei aufgeständerten und mit Zusatzgewichten beladenen Montagevarianten.

Im Gegenzug ist es seitens des Installateurs daher auch angezeigt, sich die tatsächlichen Lastreserven des Daches geben zu lassen. Insofern benötigt er diese für eine individuelle Planung der Photovoltaikanlage. Grundsätzlich installiert der Fachmann auf eigene Verantwortung. Dies wird meist auch aus der Installationsanleitung des Gestellherstellers ersichtlich, in der nicht selten erwähnt ist, dass vor der Montage geprüft werden muss, ob das Produkt den statischen Anforderungen vor Ort entspricht; dabei ist bei Dachanlagen die bauseitige Tragfähigkeit des Daches zu prüfen. Die Installationsanleitung des Systemherstellers liegt zumindest vor der Montage nur dem Installateur vor und nicht dem Kunden bzw. zukünftigen Anlagenbetreiber.

6.3.2.3 Systemstatik

Völlig anders sieht es bei der Systemstatik der Photovoltaikanlage aus. Hier liegt die alleinige Verantwortung beim Installateur bzw. Anlagenplaner. Der verantwortliche Installateur hat die Photovoltaikanlage mit ihrer Befestigungskonstruktion statisch so zu berechnen bzw. berechnen zu lassen, dass sie standsicher auf dem Dach angebracht und dort auch dauerhaft standsicher installiert ist. Hierbei sind neben den Eigenarten des Daches, dessen Dachkonstruktion und Dachhaut auch alle äußeren Umstände wie zusätzliche Lasten aus Schnee und Wind gem. DIN EN 1991 (Eurocode 1) zu berücksichtigen. Die Ergebnisse

hieraus bilden neben den Tragreserven des Daches die relevanten Grundlagen für das zu wählende Montagesystem, dessen Bemessung, Anordnung und Befestigung auf dem Dach. Gleichzeitig ist auch der rechnerische Nachweis zu erbringen, wie die vom PV-System auftretenden Lasten sicher in die tragende Dachkonstruktion abgeleitet werden. Denn nur der Installateur weiß, welches Tragsystem er für die Module wählt und in welcher Form (flächige Auflast, Linienlast, Punktlast, Direktbefestigung, etc.) die Lasteinleitung in das Dach erfolgt.

Bild 27: deformierte
Tragschiene infolge zu weiter
Befestigungsabstände



Bild 28: überlastete
Ständerkonstruktion

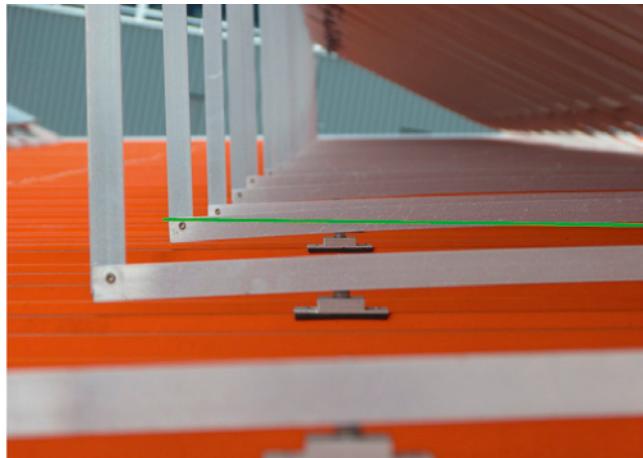




Bild 29: verbogene
Ständerkonstruktion, zu
schwache Querschnitte

Seit 2012 ist die Photovoltaik auch geregelt in der Bauregelliste des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt). Solaranlagen im Dachbereich mit einer Dachneigung bis zu 75 Grad und einer Einzelmodulfläche bis 2,0 m² sowie gebäudeunabhängige Solaranlagen im öffentlich unzugänglichen Bereich sind in der Bauregelliste aufgenommen (B Teil 2, Ziff. 1.5.4.1 bis 1.5.4.3). Es handelt sich hierbei um Bauprodukte, welche laut Regel verwendet werden dürfen. Voraussetzung dafür ist eine CE-Kennzeichnung nach der Richtlinie 2006/95/EG bzw. Zertifizierung nach DIN EN 61215, DIN EN 61464 sowie DIN EN 61730.

Bei allen hiervon abweichenden Verwendungen (wie z. B. bei Verwendung über Verkehrsflächen, die durch herabfallende Glasteile gefährdet sind, bei Neigungen > 75 Grad, d. h. bei Fassadenanlagen oder gebäudeunabhängigen, öffentlich zugänglichen Anlagen), ist ein Verwendbarkeitsnachweis durch eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung (abZ) erforderlich, sofern er nicht auf Grundlage der eingeführten technischen Regelwerke des Glasbaus geführt werden kann.

Lfd. Nr.	Bauprodukt	Vorschriften zur Umset- zung der genannten EG-Richt- linien	In den Vorschriften nach Spalte 3 nicht berück- sichtige Grundanforde- rungen nach Art. 3 Abs.1 der Bauproduktenver- ordnung und die hierfür noch nachzuweisenden Produktmerkmale	Zusätzlich zur CE-Kennzeichnung erforderlicher Verwend- barkeits- und Überein- stimmungsnachweis für die Anforderungen nach Spalte 4	
1	2	3	4	5	6
1.5.4.1	Photovoltaische Module mit mechanisch gehaltenen Glasdeckfläche bis 2,0 m ² für die Verwendung: • im Dachbereich mit einem Neigungswinkel < 75° ¹ • bei gebäudenahen unabhängigen Solaranlagen im öffentlich unzugänglichen Bereich	2006/95/EG	Brandschutz (wenn schwerentflammbar oder nicht brennbar gefordert)	Bauregelliste A Teil 2, lfd. Nr. 2.10.1.1 bzw. 2.10.2	ÜH ÜZ
1.5.4.2	Photovoltaische Module ohne Glasdeckflächen für die Verwendung im Dachbereich	2006/95/EG	Brandschutz (wenn schwerentflammbar oder nicht brennbar gefordert)	Bauregelliste A Teil 2, lfd. Nr. 2.10.1.1 bzw. 2.10.2	ÜH ÜZ
1.5.4.3	Photovoltaische Module abweichend von 1.5.4.1 oder 1.5.4.2	2006/95/EG	mechanische Festigkeit und Standsicherheit ² Brandschutz	Z	–

1 Hinweis: Bei Verwendung über Verkehrsflächen, die durch herabfallende Glasteile gefährdet werden können (Überkopfverglasung), sind die Technischen Baubestimmungen im Bereich des Glasbaus zu beachten (z. B. DIN 18008-2:2010-12, Abschnitt 5). Bei wesentlicher Abweichung hiervon ist ein Verwendbarkeitsnachweis durch eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung erforderlich.

2 Hinweis: Bei Verwendung von Bauprodukten der Bauregelliste B Teil 1 in Verbindung mit der Bauregelliste A Teil 1 entfällt die Anforderung eines gesonderten Verwendbarkeitsnachweises.

Tab. 6.1: Auszug aus der Bauregelliste B Teil 2 (Ausgabe 2012/2): Technische Gebäudeausrüstung [Quelle: DIBt]

6.3.3 Schrägdach

Bei einem Schrägdach werden die Lasten über einen flächigen Verbund in den Dachstuhl eingeleitet. D.h. die Querschnitte der Dachsparren und deren Abstände berücksichtigen diesen Umstand. Bei der Montage einer Photovoltaikanlage muss diese flächige Lastabtragung beibehalten werden, da nunmehr die Sparren neben der Schneelast auch die Last der Photovoltaikanlage mit aufnehmen müssen.

Nicht selten stößt man auf Sparrendächer, bei denen nur auf jedem zweiten Dachsparren ein Befestigungspunkt gesetzt wurde. Soweit das von der Systemstatik des Unterbaus zulässig ist, gibt es hierzu auch keine Einwände. Bei der Montage der Befestigungen muss aber beachtet werden, dass die einzelnen Befestigungsreihen versetzt angeordnet und nicht alle gleichmäßig auf jeden zweiten Dachsparren verteilt werden. Erfolgt letzteres, müssen die betreffenden Sparren mit den gesetzten Dachhaken zwangsläufig die anteilige Zusatzlast der Nachbarsparren mit aufnehmen, d.h. die Last aus Schnee, Wind und Photovoltaik-

anlage. Die Lasteinzuflächen aus Zusatzlasten der Dachsparren hat sich gegenüber der ursprünglichen Situation um 100 % erhöht. Durch die angeordnete Montage der Dachhaken hat man zwangsläufig eine systembedingte Änderung der flächigen Lasteinleitung durchgeführt und somit die Lasten aus der Dachstatik des Gebäudes verändert.

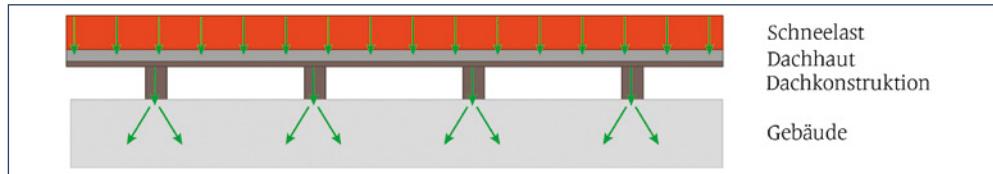


Bild 30: Schema Lastabtragung eines Sparrendaches mit gleichmäßiger Sparrenbelastung

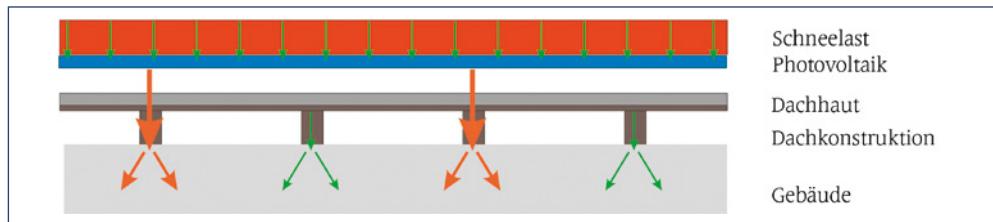


Bild 31: Schema Lastabtragung bei einem Dach mit Photovoltaikanlage, bei der durchgehend nur an jedem zweiten Sparren ein Befestigungspunkt gesetzt ist



Bild 32: Situation vor Ort mit lastfreiem Dachsparren, ohne über alle Sparren verteilt angeordnete Befestigungspunkte

Auch bei anderen Dachkonstruktionen bzw. Dacheindeckungen müssen die statischen Belange sowohl des Daches als auch des Tragesystems der Photovoltaikanlage beachtet werden, ansonsten sind Schäden vorprogrammiert.

6.3.3.1 Ziegeldach

Ziegeldächer sind, wie die meisten Bedachungen, keine wasserdichten Dachkonstruktionen. Dennoch müssen Sie regensicher sein. Hierzu sind die Ziegel entsprechend geformt und meist mit Falzen ausgestattet, damit die Deckung ineinander greift und somit das Eintreiben von Niederschlag verhindert wird. Beim Setzen von Dachhaken müssen üblicherweise die Ziegel bearbeitet werden, damit der Tragbügel des Dachhakens durch die Ziegelfläche nach außen geführt werden kann. Darüber hinaus darf ein Dachhaken niemals auf dem darunter liegenden Ziegel aufliegen, da es bei einer Auflast (z. B. durch Schnee) zu einer Punktlast kommt, denen Ziegel nicht gewachsen sind. Soweit diese Ausführungen nicht berücksichtigt und fachmännisch durchgeführt werden, sind Folgeschäden vorprogrammiert.

Bild 33: nicht fachgerechte Bearbeitung des Ziegels (per Hand ausgeschlagen, nicht gefräst)



Bild 34: Aufliegende Dachhaken begünstigen Ziegelbruch.





Bild 35: Komplett ausgeschliffene Kopfverfalzung am Ziegel begünstigt den Eintrieb von Niederschlag.

Die Befestigung des Dachhakens selbst hat direkt auf den Sparren zu erfolgen. Dabei ist zu beachten, dass die Montageplatte weitgehend mittig auf dem Sparren zu liegen kommt. Soweit aufgrund der Ziegelform seitliche Verschiebungen des Dachhakens erforderlich werden, ist im Befestigungsbereich eine Montagebohle, welche mindestens über zwei Sparren gespannt ist, zu montieren, bevor der Sparrenanker angebracht wird. Ausladende Befestigungen von Montageplatten begünstigen bei Belastung ein Kippen, bei dem es unweigerlich zu Beschädigungen an den Ziegeln kommt.



Bild 36: fachtechnisch nicht diskussionswürdige Dachhakenbefestigung

Von der Ziegelform ist auch die Dachhakenhöhe abhängig. Dachsparrenanker mit niedriger Bauweise im Bereich der Schienenbefestigung begünstigen ein Aufliegen der Montageschienen auf den Oberwellen der Falzziegel.

Bild 37: Aufliegende Tragschiene
auf Ziegel begünstigt
Ziegelbruch.



Bild 38: Falsche Dachhakenhöhe
beeinträchtigt Regensicherheit.



Die Dachkonstruktion bzw. Dachdeckung selbst macht es manchmal nicht einfach, Standardsysteme, wie z. B. Dachhaken, zu verwenden, weil entweder die Ziegelform ein Ausfräsen des Hakenbügels nicht erlaubt oder eine ausreichende Sparrenbefestigung nicht möglich ist. Nicht selten wird dann ein direkter Befestigungsweg gewählt, welcher unvereinbar mit den Regeln des Dachdeckerhandwerks ist und früher oder später zu Ziegelbrüchen und zu einem nicht mehr regensicheren Dach führen wird.



Bild 39: Stockschraubenbefestigung bei Dachziegel geht selten gut



Bild 40: Auch hier sind Undichtigkeiten bereits vorprogrammiert.

6.3.3.2 Dächer mit Metalleindeckungen

Die einzelnen Scharen von Trapezblechdächern sind in der Regel auf der Hochsicke oder auch an den Tiefsicken mit Schrauben an der Dachkonstruktion befestigt. Die Befestigung in der Tiefsicke, also im Wasserlauf setzt jedoch voraus, dass das Dach regelmäßig gewartet wird. Problematisch wird es dann, wenn ein solches Dach mit einer Photovoltaikanlage überbaut wird. Dann gestaltet sich eine Wartung des Daches schwierig oder gar unmöglich. Im Umkehrschluss entspricht die Befestigung dann nicht mehr den allgemein anerkannten Regeln der Technik.

Ebenso gibt es auch bei der Befestigung von Photovoltaikanlagen auf Blechdächern oftmals Probleme. Unsaubere Ausführungen, falsche Materialwahl, nicht fachgerechtes Verschließen von Fehlbohrungen.

Bild 41: nicht geeignete
Befestigung auf der
wasserführenden Ebene einer
Stehfalzblecheindeckung

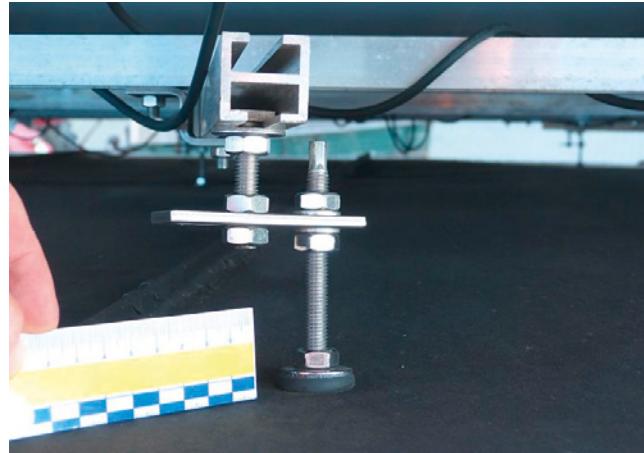


Bild 42: verschobene und
deformierte Befestigungskalotte



6.3.3.3 Wellzementplatten

Bei Wellzementplatten werden oftmals Stockschrauben als Befestigungssystem verwendet. Fehler findet man hier häufig bei zu fest angezogenen Schraubverbindungen, welche einen erhöhten Druck auf die Plattenwelle ausüben, was längerfristig gesehen zu Rissen und Bruchschäden aufgrund von Überbeanspruchung führen kann. Auch nicht passende Pilzdichtungen bzw. Dichtungssysteme sind anzutreffen.



Bild 43: zu locker ...

Bild 44: ... und zu fest
angezogene Stockschaube
mit Überbeanspruchung der
Dichtung und Oberwelle der
Dacheindeckung

6.3.4 Flachdach

Bei Tragsystemen auf einem Flachdach kommt der Statik noch eine viel höhere Bedeutung zu. Da bei Flachdächern in den meisten Fällen die Module mit einer künstlichen Neigung versehen werden; d. h. aufgeständert werden, ergeben sich hierdurch erhöhte Windangriffsflächen. Diese müssen über das Tragesystem schadlos in die vorhandene Dachkonstruktion eingeleitet werden. Frühere Lösungen beschränkten sich weitgehend auf eine Ballastierung des PV-Tragesystems, mit all seinen Nachteilen gegenüber der Dachhaut und den Lastreserven des Daches (erhöhtes Gewicht des PV-Systems). Neuere Lösungen finden sich in Form von ballastarmen oder sogar »ballastfreien« Systemen mit Windableitble-

chen oder Modulreihen mit gegeneinander gestellten Modulen, welche eine geschlossene Modulfläche bilden.

Bei ballastierten Systemen ist oftmals bereits augenscheinlich die erforderliche Beschwerung entweder nicht erkennbar (z. B. bei geschlossenen Wannensystemen) oder aber auch in Zweifel zu ziehen, wenn z. B. Steine in sehr unterschiedlicher Anzahl und Anordnung verwendet wurden oder deren Auflagerung nicht fixiert ist.

Bild 45: nicht standsicher aufgeschichtete Pflastersteine in unterschiedlicher Anzahl



Bild 46: unterschiedliche Beschwerungsanordnungen ohne feste und dauerhafte Auflagerung





Bild 47: Balance-Akt –
Lagesicherheit der Beschwerung
unzureichend

Auch Klebeverbindungen, sei es im Bereich von bituminösen Flachdachabdichtungen oder Kunststoffbahnen sind höchst problematisch. Ungeachtet dessen, dass eine Dichtungsbahn kaum eine Lastabtragung in die eigentliche tragende Dachkonstruktion übernehmen kann, scheitert eine Klebeverbindung an dem statischen Nachweis dieser Lastabtragung. Sie bedürfen grundsätzlich einer bauaufsichtlichen Zulassung. Ist eine solche bei der Anlagendokumentation nicht vorhanden, ist grundsätzlich die Standsicherheit der Photovoltaikanlage anzuzweifeln.



Bild 48: nicht zulässige
Klebeverbindungen auf
Bitumenbahn

Selbst ballastarme oder aerodynamische, d. h. windabweisende Leichtbausysteme bedürfen einer statischen Betrachtung im Hinblick auf die örtlichen Verhältnisse. Die oftmals angepriesenen Werbeaussagen von im Windkanal getesteten Systemen täuschen darüber hinweg, dass sich systembedingt, d. h. bei mehreren in Reihe aufgestellten Modulen, ganz

andere Windkräfte ergeben, als bei einer Einzeltestung. Nicht selten reichen bereits windinduzierte Schwingungen aus, um Lageänderungen von solchen Systemen zu bewirken.

Bild 49: Lageverschiebung von sogenannten Leichtbausystemen



Da das Flachdach ein sehr spezielles Bauteil ist, wird auf diesem in einem separaten folgendem Kapitel nochmals näher eingegangen.

6.3.5 Konstruktive Anforderungen

Neben den statischen Anforderungen im Hinblick auf die Standsicherheit der Photovoltaikanlage sind auch konstruktive Anforderungen an deren Ausführung zu stellen. Fehler im Unterbausystem können hierbei auch zu Schäden an den Modulen führen. Insbesondere werden nicht immer die Installations- und Montageanweisungen der Hersteller beachtet.

Mancher Anlagenbetreiber hat sich schon mal über »wandernde« Module gewundert, insbesondere bei rahmenlosen Glaslaminaten. Oftmals wurde die Ursache an falschen Modulklemmen vermutet und diese mehrfach ausgetauscht. Die eigentliche Ursache liegt jedoch meist am Unterbau, wenn z.B. an diesem ein Schienenstoß im Bereich der Modulreihe angeordnet wurde oder keine konstruktiven Raumfugen für eine schadlose Längenausdehnung berücksichtigt sind. Metall hat entsprechende temperaturbedingte Längenänderungen. Aluminium hat pro Meter bei einem Grad unterschied eine Längenänderung von 0,0231 mm. Das klingt sehr wenig. Bei 10 Metern Profillänge und einem Temperaturunterschied von 40 °C sind das aber bereits ca. 10 mm. Nicht selten sind die Schienenprofile aber über mehr als 30 Meter zusammenhängend angebracht. Wenn sich die Tragschienen dann ausdehnen oder zusammenziehen, übertragen sich diese Längenänderungs Kräfte auf die Modulklemmen und letztendlich auch auf die Module.



Bild 50: falsche Anordnung einer Dehnungsfuge unterhalb einer Modulreihe

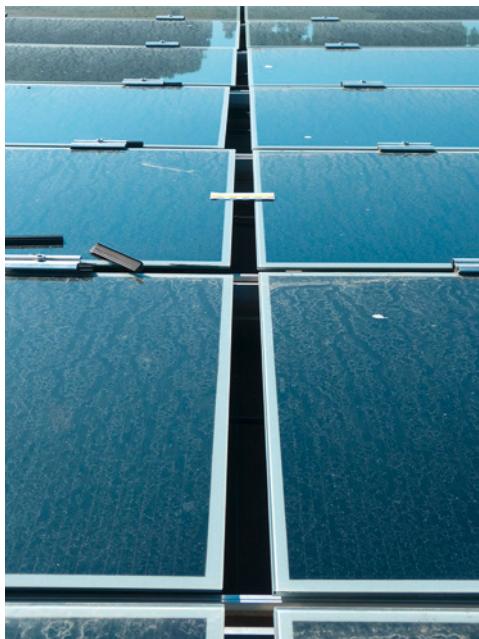
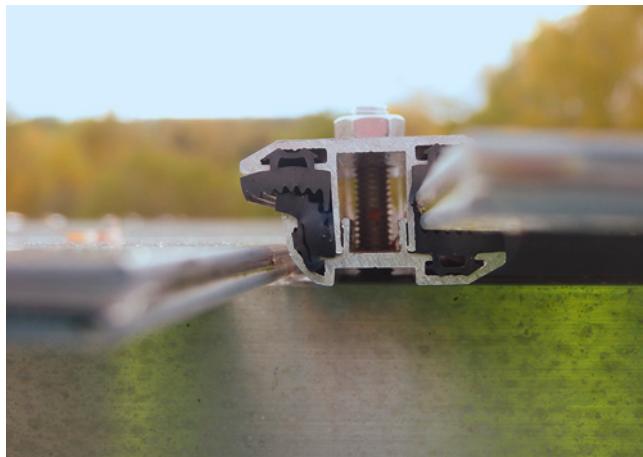


Bild 51: »wandernde« Module

Module können hierbei auch vollständig aus den Klemmbefestigungen rutschen und somit vom Dach fallen. Nachfolgendes Beispiel verdeutlicht die Kräfte, welche durch temperaturbedingte Längenänderungen auftreten können. Das Glaslaminat ist bei der Temperaturausdehnung (Sommer) der Tragschiene aus der Klemmverbindung gerutscht. Beim Zusammenziehen der Schiene (Winter) wurde das Modul, nachdem es an dieser Stelle direkt auf der Tragschiene auflag, gegen die Unterlippe der Modulklemme gedrückt und hat diese dabei bis zur Unbrauchbarkeit deformiert.

Bild 52: durch Längenänderung der Tragschiene aus Modulklemme herausgerutschtes Glaslaminat (links) mit anschließender Deformation der Klemme bei Längenverkürzung der Tragschiene



Klemmbefestigung Module

Schadensträchtig sind oftmals falsche oder ungeeignete Klemmverbindungen der Module oder deren falsche Anordnung. Bei den meisten Modulherstellern sind in den Installations- und Montageanleitungen genaue Vorgaben enthalten, mit welchen Mitteln und deren Anordnung die Module zu befestigen sind. Bei ungeeigneten Befestigungsmitteln oder deren falscher Anordnung können sich die Module lockern oder es kommt zu statischen Überbeanspruchungen mit entsprechenden Schäden.

Bild 53: problematisch:
Klemmbefestigung mit
Beilagscheibe



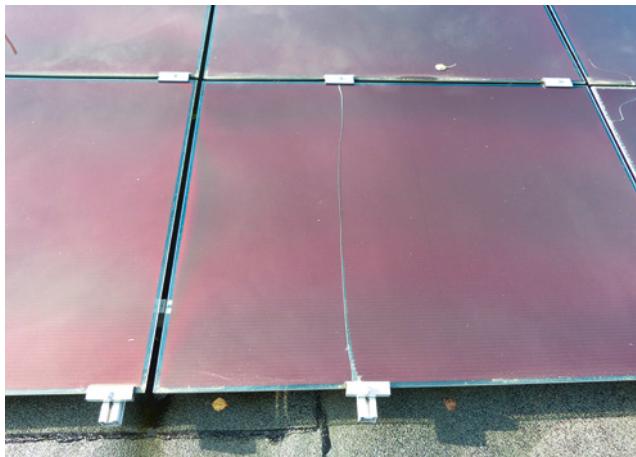


Bild 54: Nichteinhaltung vorgeschriebener Klemmabstände – Schaden vorprogrammiert

6.4 Verkabelung Gleichstromseite (DC)

Mit Besichtigung des Gleichstromsystems ist festzustellen,

- ob die Verkabelung im Allgemeinen nach den Anforderungen der DIN VDE 0100-712 ausgelegt und ausgewählt ist
- ob die Verkabelung noch kurzschlussicher nach DIN VDE 0100-540 bzw. 0100-712 ausgeführt ist
- ob das Verkabelungssystem so ausgewählt und errichtet ist, dass es den zu erwartenden äußeren Einflüssen, wie Wind, Temperatur, Eisbildung und Sonnenstrahlung, standhält, oder ob bereits Beeinflussungen vorhanden sind
- ob für Systeme ohne Strang-Überstrom-Schutzeinrichtungen die Bemessung des Modulrückstroms größer als der mögliche Rückstrom ist und ob die Strangkabel so ausgelegt sind, dass diese den höchsten zusammengefassten Fehlerstrom von Parallelsträngen aufnehmen können
- ob für Systeme mit Strang-Überstrom-Schutzeinrichtungen diese auch nach den Herstellerbedingungen eingebaut und funktionstüchtig sind
- ob, wenn Sperrdioden eingebaut sind, deren Rückspannung mindestens die doppelte $U_{OC\ STC}$ des PV-Strangs beträgt, in denen sie eingebaut ist
- ob ein Schutz durch Anwendung der Schutzklasse II noch vorhanden ist
- ob erforderliche Trennungsabstände zu Blitzschutzeinrichtungen eingehalten sind; wenn nein, ob dies Auswirkungen auf den inneren Blitzschutz haben kann
- ob die Generatoranschlusskästen für die Verwendung geeignet, an einem geschützten Platz angebracht, ausreichend beschriftet sind und kein Kondenswasser bilden
- ob bei den Wechselrichtern ein Gleichstrom-Lasttrennschalter auf der Gleichstromseite eingebaut ist und dieser funktionsfähig ist

- ob, wenn ein Gleichstromleiter geerdet ist (harte Erdung), mindestens eine einfache Trennung zwischen Wechselstrom- und Gleichstromseite besteht und die Erdanschlüsse korrosionsgeschützt sind
- ob die Fläche der Verdrahtungsschleifen so klein wie möglich gehalten ist, um induktive Spannungseinkopplungen durch Blitzschlag zu minimieren
- ob, wenn Schutz- und Potenzialausgleichsleiter installiert sind, diese in möglichst engen Kontakt mit den Gleichstromleitungen laufen
- ob, soweit erforderlich, die für die Betriebsmittel notwendigen Überspannungsschutzeinrichtungen vorhanden und richtig eingestellt sind
- ob die einzelnen Strings ausreichend, leserlich und dauerhaft beschriftet sind.

Die meisten Beanstandungen gibt es im Bereich der Gleichstrom-Verkabelung. Dies hängt insbesondere mit der aus der DIN VDE 0100-712 in Verbindung mit der DIN VDE 0100-520 geforderten kurzschlussicheren Verlegung der Leitungen zusammen. Die ordnungsgemäße Verlegung von Stromleitungen auf einem Dach ist an für sich bereits eine Herausforderung. Vielmals wurden jedoch bei der Installation die einfachsten Regeln nicht beachtet.

In fernen Ländern und Städten, z.B. in Nepals Hauptstadt Kathmandu, fallen die dortigen Stromversorgungseinrichtungen auf. Man wundert sich, mit welcher Kreativität Leitungen verlegt und angebracht sind – und dass es anscheinend funktioniert. Man darf sich aber auf der anderen Seite über kurzfristige Stromausfälle nicht wundern. In unserem »aufgeräumten« Deutschland würden jedem Fachmann die Haare zu Berg stehen.

Bild 55: Stromversorgung in
Kathmandu



Nicht selten bekommt man aber auch in Deutschland »kreative« Verkabelungstechniken zu sehen, wenn man Photovoltaikanlagen besichtigt – auch unter der Generatorfläche. Und auch hier ist sicherlich der Laie verblüfft, wenn es funktioniert.



Bild 56: Bei so viel Kabelgewirr kann man sicherlich nicht von einer kurzschlussicheren Verlegung sprechen.

6.4.1 Kurzschlussichere Leitungsverlegung

Aber auch ordentlich verlegte Leitungen haben oftmals den trügerischen Anschein, fachgerecht verlegt zu sein. Mängel findet man auch hier, wenn teilweise eher verdeckt.

Problematisch ist das vorbeiführen von Leitungen oder Leitungsbündelungen an scharfen Metallteilen. Hier sind Beschädigungen an der Leitungsisolierung vorprogrammiert.

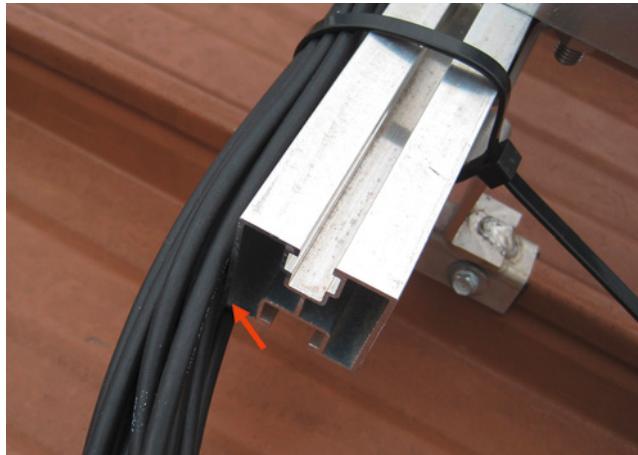


Bild 57: häufige Beanstandung: Leitungen an scharfen Metallkanten anliegend

Bild 58: deutliche Scheuerspuren am Isolationsmantel der Leitung



Bild 59: Einkerbungen an der Mantelisolierung der Leitung im Bereich scharfer Metallkanten



Kontroverse Diskussionen gibt es oft über das Wie der Leitungsverlegungen – egal ob auf Dach- oder Freifeldanlagen. Hierzu gibt die DIN VDE 0100-712 klare Vorgaben. Die Leitungen müssen geschützt vor äußeren Einflüssen, wie Regen, Wind, UV-Strahlen, Verschmutzung, Eis und Schnee, verlegt werden. Die oftmalige Argumentation, die Leitungen wären UV-beständig, kann nicht gelten. Die UV-Beständigkeit ist begrenzt. Sie hängt mit der Beanspruchung des Kabels zusammen und die Beanspruchung des Kabels wiederum von den äußeren Einflüssen wie Temperatur und Strahlungsintensität. Um das Beispiel Auto wieder aufzugreifen: Selbst wenn man Winterreifen auf sein Auto montiert, kann man mit diesen bei schneebedeckter oder vereister Fahrbahn nicht mit hoher Geschwindigkeit fahren – man muss die Geschwindigkeit stets den Wetter- und Straßenverhältnissen anpassen. Auch der Schutz einer UV-beständigen Leitung muss an die äußeren, auftretenden Verhältnissen angepasst werden, zumindest an den Stellen, an

denen sie direkten Witterungsbedingungen ausgesetzt sind, d. h. mindestens außerhalb des Generatorfeldes im Außenbereich. Sind ungeschützte Leitungen an der Oberfläche ihrer Isolierung bereits angegriffen, z. B. durch Ausbleichen, beschleunigt sich der Alterungsprozess um ein Vielfaches.

Auf Dachflächen liegend haben Leitungen ebenfalls nichts verloren. Sie können dort durch Windbewegungen aufscheuern, in ungünstigen Fällen durch Schnee- und Eisrutsch abgerissen werden und behindern meist den Niederschlagsabfluss auf der Dachfläche. Zudem sammelt sich an solchen Stellen sehr schnell Laub, Moos und Schmutz. Die Leitungen müssen zumindest mit geeigneten Kabelbindern an den Gestellen hochgebunden werden.



Bild 60: verbleichtes Kabel
(ehemals schwarze Farbe) an
einer drei Jahre alten Anlage



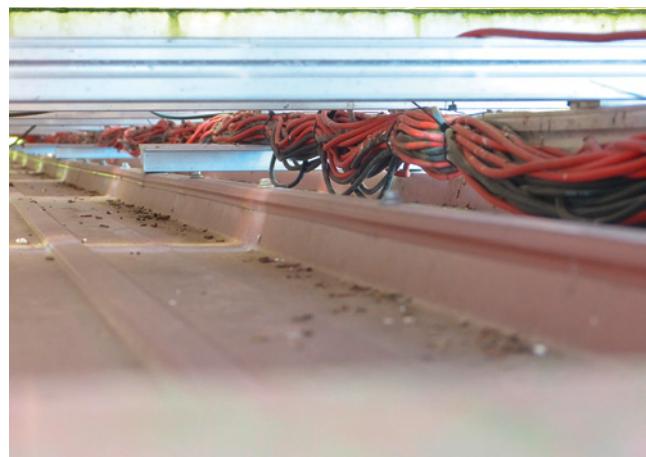
Bild 61: ungeschützte, auf
Dachhaut aufliegende Leitungen
entsprechen nicht einer
kurzschluss sicheren Verlegung

Bild 62: Leitungen und Stecker in einem bereits vermoosten Stauwasserbereich auf einem Flachdach



Auch nur mit Kabelbinder an den Unterbau hochgebundene Leitungsbündel (mehr als sechs Einzelleitungen) stellen keine dauerhafte und »kabelfreundliche« Lösung dar. Verschmutzungen, mechanische Beschädigungen (Schnürpressung durch Kabelbinder) und infolge des Kabelgewichtes abreißende Kabelbinder mindern die Dauerhaftigkeit solcher recht einfachen Lösungen. Ein festes Kabelverlegesystem würde solchen Problemen vorbeugen.

Bild 63: mit Kabelbinder fixierte Leitungsbündel unter dem Generatorfeld



Auch bei Freifeldanlagen sind mitunter Probleme bei der Leitungsführung festzustellen, obgleich die Verlegung hier weitaus einfacher möglich ist als unter dem Generatorfeld auf einer Dachfläche. Bei den meist weitläufigen Modulreihen ergeben sich oftmals erhebliche Leitungsbündel. Die Grenze der Befestigung mittels UV-beständiger Kabelbinden wird hier, bei maximal sechs Leitungen gesehen. Alles darüber hinaus benötigt feste Kabelverlegesysteme in Form von metallenen Kabelrinnen.



Bild 64: Nicht ausreichend befestigte Kabelbündelungen und ungeschützt über Metallkanten geführte Leitungen verkürzen deren Dauerhaftigkeit.



Bild 65: keine dauerhafte Leitungsbefestigung – ein Abreißen ist vorprogrammiert



Bild 66: gutes Beispiel einer fachgerechten Leitungsverlegung bei Leitungsbündelungen und deren Schutz

Auch das Schützen der Kabel wird oftmals nicht konsequent und vor allem dauerhaft und nach den Leitungsverlegebestimmungen ausgeführt. Nicht selten kommt es zu unerlaubten Kabelbündelungen, welche durch schwarze Schutzrohre geführt werden. Diese Schutzrohre werden dann nur mäßig oder gar nicht befestigt auf den Dachflächen verlegt. Bezuglich der Kabelbündelung muss die Frage nach einer der DIN VDE 0298-4 konformen Auswahl und Verlegung gestellt werden, wenn durch eine nicht mehr durch die Norm gedeckte, unzulässige Leitungsbündelung die Kurzschlussfestigkeit der Leitungen erheblich herabgesetzt wird. Bei den oftmals verwendeten flexiblen Schutzrohren stößt man bei diesen auch schnell an deren Grenzen. Zugleich ergibt sich eine verminderte Dauerhaftigkeit, insbesondere bei abrutschendem Schnee oder bei möglichen Beschädigungen durch mechanische Einwirkungen, z. B. Mäharbeiten bei Freifeldanlagen.

Bild 67: nur mit Kunststoffrohren geschützte Kabelabgänge bei Freifeldanlagen – insbesondere eine Gefahr bei Mäharbeiten





Bild 68: bessere Lösung

In der Regel werden einzelne Gleichstromleitungen unter dem Generatorfeld mittels Kabelbinder hochgebunden. Was beim Festzurren von Kabelbündel jedoch passieren kann, zeigt nachfolgendes Bild. Durch das Aufplatzen der Isolierung wird die Isolationsfestigkeit der Leitung erheblich herabgesetzt. Neben Störungen des Wechselrichters (Erdschluss) können sich hieraus auch sicherheitsrelevante Probleme entwickeln (elektrischer Schlag bei Berührung des Unterbaus und Brandgefahr durch Lichtbogenbildung).



Bild 69: aufgeplatzte Leitungsisolierung an der Pressstelle der Metallkante

Problematisch gestalten sich auch immer wieder quer montierte Module mit gleichzeitiger Querverkabelung, zumeist anzutreffen bei Aufständern oder bei Freifeldanlagen. Zum einen werden die Modulanschlusskabel oft auf Spannung verlegt, zum anderen erge-

ben sich im Bereich der Modulanschlussdosen bei dem Kabel, welches vom Kabelausgang um 180° in die entgegengesetzte Richtung verlegt wird, erhebliche Beanspruchungen nicht nur in Form von Zug, sondern zusätzlich aufgrund eines viel zu geringen Biegeradius des Kabels auch unzulässige Beanspruchungen an dessen Isolation.

Bild 70: quer verstringte Module mit von der Anschlussdose gegenläufiger und auf Zug befestigter Kabelführung



Bild 71: Überbeanspruchung der Kabeleinführung an der Anschlussdose



Leitungen, welche auf Zug verlegt wurden, sind in Ihrer Dauerhaftigkeit eingeschränkt. Zudem werden hier die Anschlussbereiche, d.h. Steckverbindungen, Einführungen an Modulanschlussdosen oder Generatoranschlusskästen, in unzulässiger Weise belastet. Das langsame Herausziehen der Leitungskontakte führt früher oder später unweigerlich zu einer Lichtbogengeneration und damit zu einer Brandgefahr.



Bild 72: Falsche Leitungsführungen verursachen Kabelzug an Modulanschlussdose.

Die Verlängerung von Kabeln mittels »Anflicken« und der Verwendung von Schrumpfschlüchen stellt ebenfalls eine Unzulässigkeit dar. Hier ist bereits eine kurzschluss sichere Verlegung durch das Fehlen einer doppelten Isolierung nicht mehr gegeben.



Bild 73: nicht statthafte Leitungsverlängerungen und Isolierung mittels Schrumpfschlauch

Bild 74: »geflickte« Leitung nach entferntem Modulstecker



Probleme bereiten auch immer wieder Kabeleinführungen, sei es durch die Dachhaut oder durch Wände. Die meist ungeschützte Verlegung auf Bruchkanten wird keiner kurzschlussicheren Verlegung gerecht, da auch hier Isolationsbeschädigungen vorprogrammiert sind.

Darüber hinaus ergeben sich bei Dachanlagen an solchen Stellen oftmals Probleme, was die Regensicherheit oder auch Wasserdichtigkeit der Dachhaut angeht.

Bild 75: typische nicht fachgerechte Kabeleinführung bei Dachziegeln; Leitungen liegen an scharfen Ziegelkanten



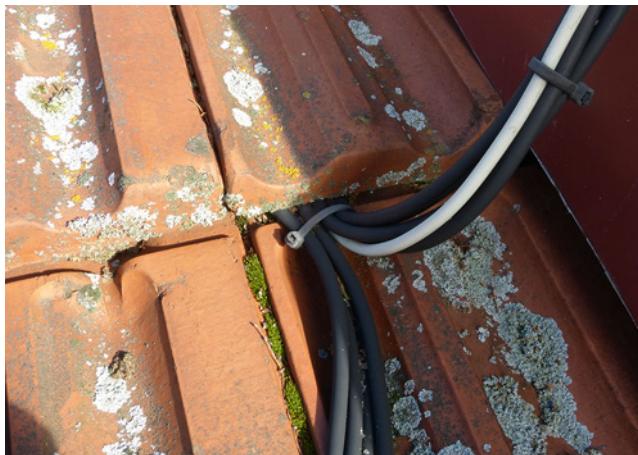


Bild 76: durch Ziegel gequetschte Leitungen



Bild 77: So etwas tut beim Hinsehen bereits weh.



Bild 78: mangelhafte Kabeleinführung an einer Kaminverkleidung im Kehlbereich – Leitungsbeschädigungen und Wassereindring sind vorprogrammiert

Bei Industriedächern erfolgen auch Dachdurchdringungen für die Kabeleinführungen in das Gebäudeinnere. Dabei beschränkt sich der Kabelschutz nicht selten auf den äußeren Einführungsbereich. An den Innenseiten der Dachkonstruktion, welche meist aus Trapezblechen besteht, fehlt oft ein entsprechender Schutz. Es lohnt sich also auch hier ein Blick nach oben.

Bild 79: Leitungsbündel an ungeschützten, durch Aufbohren scharfen Metallkanten anliegend



Beschädigungen an Leitungen ergeben sich jedoch nicht nur infolge einer nicht fachgerechten Installation. Insbesondere im ländlichen Bereich haben bestimmte Nagetiere eine Vorliebe für Gummi und Kunststoffe. Marder machen einer Photovoltaikanlage gerne den Garaus.

Bild 80: typischer Verbisssschaden durch einen Marder



Problematisch sind auch immer wieder nicht geeignete Gleichstromleitungen zu sehen. Bei früheren Anlagen, zumindest bis in die Jahren 2004 oder 2005, wurden oftmals Ho7RN-F Leitungen (Gummischlauchleitungen) verwendet. Diese sind nicht UV-beständig und werden auf längere Zeit hin porös. Insbesondere dann, wenn sie dazu auch noch ungeschützt auf Dachflächen liegen.



Bild 81: problematisch:
Gummischlauchleitungen auf
Dachflächen

6.4.2 Generatoranschlusskästen/Überspannungsschutzkästen

Schwachpunkte bilden bei Photovoltaikanlagen immer wieder Gehäuse von Unterverteilungen, Stringverteilern, Generatoranschlusskästen und Überspannungsschutzeinrichtungen. Entweder durch fehlerhafte Installation oder unter bestimmten Witterungsbedingungen kann in solchen Gehäusen Wasser eindringen oder sich Kondenswasser bilden. Nicht immer entspricht die Material- und Konstruktionsauswahl den äußeren Anforderungen. Lösen auf der Wechselstromseite bei einem durch Feuchtigkeit bedingten Kurzschluss noch die Überstromschutzorgane aus, bleiben die Folgen eines Kurzschlusses auf der Gleichstromseite jedoch bestehen. Paradoxe Weise kann sich hier selbst infolge eines von Feuchtigkeit oder Wasser ausgelösten Kurzschlusses und der meist einhergehenden Lichtbogenbildung die Gefahr einer Brandentstehung ergeben.

Bild 82: nicht verschlossene oder nicht zum Kabelquerschnitt passende Leitungsöffnungen



Bild 83: Kondenswasserbildung in Generatoranschlusskästen bei gleichzeitigen ungeschützten, exponierten Montageort



Bild 84: korrodierte Leitungsanschlüsse (Grünspanbildung) in einem Generatorverteilergehäuse mit Abschmoren einer Leitung als Folge von angesammeltem Kondenswasser



Solche elektrischen Installationseinrichtungen müssen daher regelmäßig (!) auf Wasser-eindrang und Kondenswasserbildung kontrolliert werden, insbesondere wenn diese an exponierten und von der Witterung ungeschützten Stellen installiert sind. Zur Vermeidung von Kondenswasserbildung genügt meist bereits der Einbau eines Entlüftungsventils in die Gehäusewand. Zudem sollte geprüft werden, inwieweit der Witterungsschutz verbessert werden kann. Bei eindringendem Wasser muss die undichte Stelle gefunden werden. Diese ist dann fachmännisch zu beheben, z. B. entweder durch Austausch defekter Kabeleinführungsstullen, dem fachgerechten Schließen von offenen Kabeleinführungsöffnungen oder gar bei anderweitiger Beschädigung durch Austausch des Gehäuses.

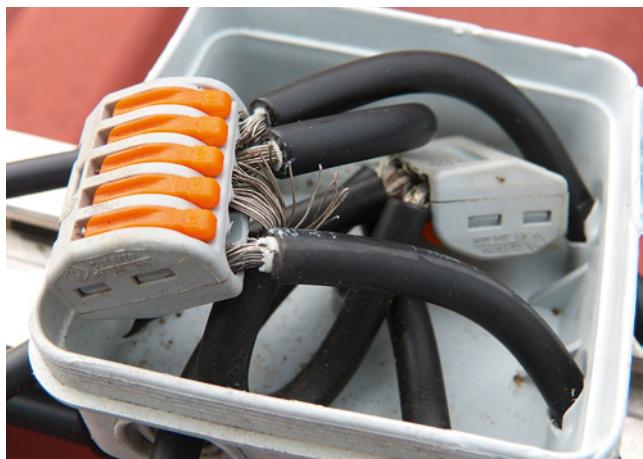
Bei parallel geschalteten Generatorsystemen werden neben Spleißkabeln im Allgemeinen Generatoranschlusskästen verwendet. Diese Anschlusskästen müssen in entsprechender Weise für den Außeneinsatz geeignet sein, d. h. UV-beständig, Schutzklasse IP 65 und keine Kondensatbildung. Darüber hinaus müssen diese Kästen mit einem Warnhinweis beschriftet sein, dass auch bei abgeschalteter Anlage das Bauteil unter Spannung steht.

Dass offenbar für solche Anschlusskästen auch nicht geeignete Teile aus dem Baumarkt herhalten müssen, zeigen die nachfolgenden Bilder. Diese Ausführung grenzt an pure Fahrlässigkeit, wenn sie ein Fachbetrieb installiert hat. Weder die Aufputzklemmdose noch die Klemmen sind für eine solche Installation geeignet.



Bild 85: nicht geeignete Ausführung eines Generatoranschlusskastens mit nicht fest schließendem Deckel

Bild 86: fahrlässige Ausführung
der Leitungsverteilung und
Klemmverbindung



6.4.3 Steckverbindungen

Bei den Steckverbindungen kommen immer wieder Diskussionen auf, wenn es um deren Kompatibilität geht. Es gibt viele Hersteller von Steckverbindungen, welche mit einer Baugleichheit eines bestimmten Steckerformates werben. Das Problem ist jedoch, dass die Stecker zwar passgleich sind, jedoch aus unterschiedlichen Materialbestandteilen hergestellt sein können. Stellt bereits eine geringe Passungsgenauigkeit ein Problem dar – nicht nur was deren Haltbarkeit bzw. dem Kontaktschluss angeht, sondern im Speziellen die Gefahr der Lichtbogenbildung – so kann auch eine unterschiedliche Materialalterung zu diesen Problemen führen. Im Laufe der Zeit kann sich so durch unterschiedliche Materialeigenschaften die Passsicherheit der Stecker ändern, was entweder zu einem Lösen führt oder zu Kontaktproblemen im Innern der Stecker.

Bild 87: unterschiedliche
Steckerfabrikate





Bild 88: verschmorte Steckverbindung durch Lichtbogenbildung nach selbstständigem Lösen

6.5 Module

Mit Besichtigung der Module (Generatoren) ist festzustellen,

- ob diese äußerlich Beschädigt sind
- ob diese verschmutzt sind
- ob diese visuelle Veränderungen an den Zellen, Lötverbindungen, Laminat und EVA aufweisen
- ob diese Lageveränderungen gegenüber der ursprünglichen Befestigung aufweisen
- ob die Modulbefestigung den Herstellervorschriften entspricht und noch dauerhaft angebracht ist
- ob, soweit Funktionserdungen angebracht wurden, diese den Herstellervorschriften entsprechen und deren Verbindungen fachgerecht und dauerhaft sind.

Im Hinblick auf visuelle Veränderungen oder optische Auffälligkeiten bei Modulen ist in der Regel eine spezielle Fachkenntnis gefordert. Es gibt neben den bekannten Auffälligkeiten auch eine Vielzahl von Ursachen, welche in einigen wenigen Fällen noch nicht einmal richtig erforscht sind.

Es ist hierbei zu unterscheiden zwischen altersbedingten Veränderungen, elektro-physikalischen und chemischen Veränderungen oder Beschädigung durch äußere Einwirkungen.

Browning

Gelbliche bis bräunliche Verfärbung der EVA-Folie (»Browning«).

Bild 89: Browning



Fehlerursache:

Hier liegen qualitative Defizite bei der EVA-Folie vor; teilweise auch ungünstige Lagerung der Folie vor Verwendung. Das EVA enthält Zusatzstoffe zur Verbesserung der UV-Beständigkeit. Bei zu langer oder unsachgemäßer Lagerung kann der Zusatzstoff schnell entweichen. Fehlt dieser später nach der Modulherstellung, tritt nach wenigen Monaten infolge der UV- und Wärmestrahlung eine Vergilbung der Folie ein. Durch das Browning können Säuren freigesetzt werden, deren Folgen Zellausbleichungen, und Blasenbildung in der Rückseitenfolie sein können.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Fehlervermeidung nur bei der Herstellung möglich; wird seitens der Modulhersteller lediglich als »optischer« Mangel ohne Leistungseinbußen dargestellt, kann aber durchaus Spätschäden entwickeln.

TCO-Korrosion

Punktuell bis lineares milchiges Erscheinen der Zelloberfläche; d. h. deutliche visuelle Erscheinung mit gleichzeitiger irreversibler Schädigung der transparent leitenden frontseitigen Zellbeschichtung (TCO = transparent conductive oxide). Deutlich abflachende Strom-Spannungslinie mit entsprechender Leistungsdegradation.



Bild 90: TCO-Schädigung im Modulrandbereich



Bild 91: Beginnende TCO-Schädigung im Randbereich

Fehlerursache:

Eine TCO-Korrosion ist eine chemisch-physikalische Wechselwirkung zwischen Glas und TCO aufgrund eines hohen elektrischen Potenzials der aktiven Zellen gegenüber Erde (Rahmen). Es ist eine Form der Potenzial-Induzierten Degradation (PID), bei der sich die Module anders als bei Si-Modulen, nicht mehr regenerieren, sondern es zu einer Dauerschädigung aufgrund der Zerstörung der TCO-Schicht kommt.

In Verbindung mit dem Entstehen des hohen elektrischen negativen Potenzials gegen Erde erfolgt eine Reaktion von Natrium aus dem Deckglas des Moduls, insbesondere unter Einfluss von Feuchtigkeit. Es sind ausschließlich Dünnschichtmodule betroffen und hauptsächliche solche Module im Superstrataufbau (CdTe und a-Si).

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Galvanisch trennende Wechselrichter (Trafo-Wechselrichter) und Erdung des negativen Pols.

Schneedruck

Verbogene, aus dem Laminat herausgezogene Rahmen, teilweise mit Glasbruch, überwiegend im Traubereich des Daches.

Bild 92: Schneedruckschaden



Fehlerursache:

Schnee- und Eisdruck bei Frost-Tau-Wechselwirkungen und abrutschendem Schnee; vorwiegend in schneereichen Gegenden (Schneelastzone 3); überwiegend bei Modulquermontage mit seitlicher Klemmung und/oder ohne zusätzliche Klemmen oder sonstige konstruktive Maßnahmen gegen Schneedruckkräfte.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Beachtung der Montageanweisungen des Modulherstellers; zusätzliche Klemme in Rahmenmitte des unteren Moduls und Rahmens bei Quermontage; keine ausschließlich seitlichen Klemmungen bei Quermontage.

Verschmutzung

Verschmutzung der Moduloberfläche mit entsprechender Leistungsminderung.



Bild 93: massive Verschmutzung auf landwirtschaftlichem Gebäude

Fehlerursache:

Feste Verschmutzung, welche sich bei einem Regenereignis nicht mehr von selbst ablöst; teilweise die Gefahr von Hot-Spot-Bildungen (z. B. durch Vogelkot).

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Regelmäßige professionelle Reinigung, insbesondere in ländlichen Regionen oder bei Stallanlagen und Industriedächern.

Schneckenspuren

Schneckenspuren (Snake-Trails); dunkle, meist bräunliche linienhafte Verfärbungen auf der Zelloberfläche.



Bild 94: Schneckenspuren mit Detailaufnahme

Fehlerursache:

Schneckenspuren werden ursächlich in den meisten Fällen Mikrorissen zugeordnet. Die optische Entstehung ist noch nicht vollständig geklärt (mögliche Reaktion von EVA-Stoffen mit Ag-Pasten und Diffusionsvorgängen). Die Ursache von Mikrorissen wird im nächsten Abschnitt behandelt.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Der Fehler ist irreparabel; soweit aktive Zellbereiche von den Frontkontakte (Busbars) nicht abgeschnitten sind, besteht keine Leistungseinbuße; entstehen jedoch Zellrisse, ergeben sich auch Minderungen in der STC-Leistung (siehe auch Abschnitt Mikrorisse).

Mikrorisse

Sind im Anfangsstadium nur durch eine Elektrolumineszenzaufnahme sichtbar – später können sogenannte »Schneckensspuren« auftreten, welche dann auch mit dem bloßen Auge erkennbar sind. Mikrorisse sind nicht reparabel.

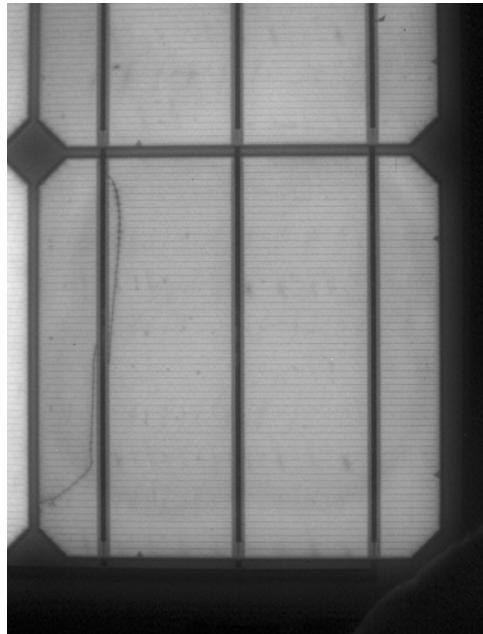


Bild 95: Mikroriss in EL-Aufnahme [Quelle: Buchanan Systems GmbH]

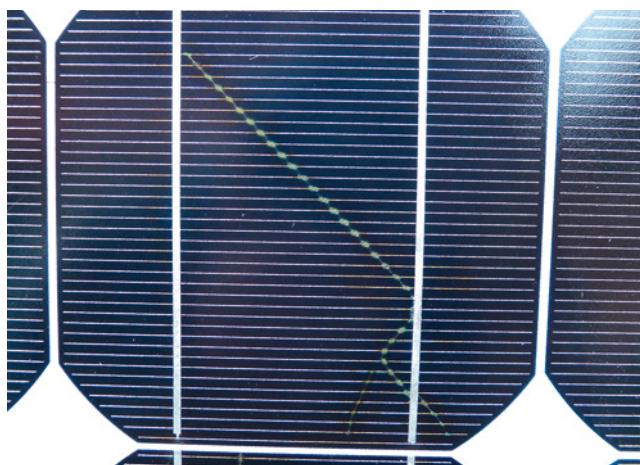


Bild 96: optisch mit dem Auge erkennbarer Zellriss

Fehlerursache:

- Unsachgemäße Behandlung der Zellen bei der Modulherstellung
- schlechte Transportverpackungen oder waagerechter Transport unter Erschütterungseinfluss (insbesondere Flugtransport und Straßentransport)
- unsachgemäße Handhabung der Module bei der Montage
- Betreten der Module.

Mikrorisse alleine begründen in der Regel keine Leistungseinbuße, sie können sich jedoch durch thermische Beanspruchungen (kalt/warm) weiten. Wandern Mikrorisse auseinander, entstehen sichtbare Zellrisse. Sind die Gridkontakte vom Busbar getrennt, entstehen »tote« Zellbereiche und damit einhergehende Leistungsminderungen.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

- hohe Qualitätsstandards bei der Modulfertigung
- schonende Verpackung und Transport
- richtige und schonende Handhabung der Module bei der Montage
- Module nicht betreten, insbesondere nicht im Glasbereich.

Beschädigungen von außen:

- Glasbruch
- Glas zerkratzt
- Rahmen verbogen
- Rückseitenfolie zerkratzt
- Bissspuren an Modulkabel und Stecker
- Rahmen aufgequollen
- verschmorte Stecker.



Bild 97: Schneebruch

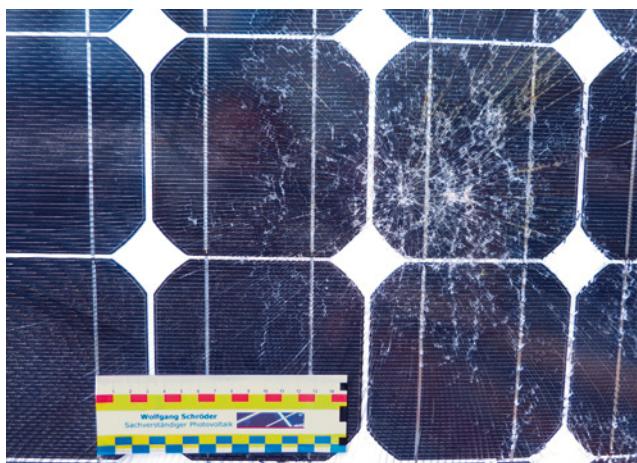


Bild 98: Hagelschaden

Bild 99: Frostschaeden am Rahmen



Fehlerursache:

- Steinwurf
- Hagel (siehe Bild 98)
- Schneedruck (siehe Bild 97)
- unsachgemäße Handhabung bei der Montage
- falsche Montage (z. B. Klemmabstände, statisch nicht ausreichender Unterbau)
- Marderverbiss
- Frostschaeden (siehe Bild 99)
- Stecker nicht ausreichend gecrimpt oder untereinander nicht kompatibel.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

- Ausreichende statische Berechnung des Tragsystems
- Montage nur nach Montageanweisung Modulhersteller
- Kabelschutz gegen Marder (feste Kabeltrassen für die Generatorhauptleitungen)
- Kabel unter Generator hochbinden (bei Frostschaeden an Modulrahmen fehlen in der Regel die Entwässerungsöffnungen).
- Nur kompatible Stecker (= gleicher Hersteller!) verwenden.
- Einige Schäden nicht sind vermeidbar, wie z. B. Elementarschaden bzw. Vandalismus, daher ist der Abschluss einer Allgefahrenversicherung durch den Betreiber ratsam.

Delamination

Lösen der Rückseitenfolie und EVA-Folie mit Eindringen von Feuchtigkeit; Modul auf der Vorderseite hat mattige, andersfarbige, meist milchige Flecken; auf der Modulrückseite ggf. Blasenbildung.



Bild 100: Delamination im Zellbereich [Quelle: Jürgen Nimis, Photovoltaikforum]



Bild 101: beginnende Delamination im Randbereich

Fehlerursache:

Schlechte Modulverarbeitung, insbesondere schlechte Lamination und unzureichende Randabdichtung des Moduls; lokal nicht vernetztes EVA kann zu Delaminierung und Blasenbildung führen. Es entsteht ein Sicherheitsrisiko, wenn Modulblasen sich zum Rand ausweiten und ein offener Pfad nach außen entsteht (Isolationsfestigkeit).

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Schaden ist nicht mehr reparabel. EVA ist nur begrenzt haltbar (ca. 6 Monate) und muss unter klimatisierten Bedingungen gelagert, geöffnet und verarbeitet werden.

Blasenbildung

Einzelne oder mehrere »Hohlstellen« an der Rückseitenfolie; können einzeln oder massiv auftreten.

Fehlerursache:

Schlechte Modulverarbeitung, insbesondere schlechte Lamination bei ungünstigen klimatischen Verhältnissen; lokal nicht vernetztes EVA kann zu Blasenbildung führen.

Es entsteht ein Sicherheitsrisiko, wenn Modulblasen sich zum Rand ausweiten und ein offener Pfad nach außen entsteht (Isolationsfestigkeit).

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Einzelblasen können repariert werden, ansonsten ist der Schaden nicht mehr reparabel. EVA ist nur begrenzt haltbar (ca. 6 Monate) und muss unter klimatisierten Bedingungen gelagert, geöffnet und verarbeitet werden. Blasenbildungen sind immer ein Zeichen schlechter Modulqualität bzw. unzureichender Qualitätssicherung bei der Modulherstellung.

Spannungsrisse im Modulglas

Insbesondere bei Glas-Glas-Laminaten; Glasriss (nur eine Glasseite), meist vom Rand aus, außerhalb der Befestigungsklemmen.

Bild 102: Spannungsriß an
Glas-Glas-Laminat



Fehlerursache:

Herstellungs- und transportbedingt, tritt meist in den ersten beiden Jahren auf (Sommer/Winter).

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Nicht mehr reparabel, Modultausch erforderlich (in der Regel Garantiefall).

Glasrisse – Sprünge von Glas-Glas-Laminaten im Bereich der Befestigungsklemmen



Bild 103: Spannungsriß im Glas an Klemmverbindung

Fehlerursache:

Falscher Klemmabstand oder Klemme zu fest angezogen. Modultausch erforderlich.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Modultausch erforderlich

- Verwendung von für den Modultyp zugelassenen Klemmverbindungen
- Beachtung der Montageanweisung des Modulherstellers
- Befestigung durch Schraubenschlüssel mit begrenztem Drehmoment

Glasrisse/-bruch von Glas-Glas-Laminaten im Bereich der Halteklemmen

Bild 104: Glasbruch an
Glas-Glas-Laminat



Fehlerursache:

Überlastung und Schädigung von außen durch Betreten oder Schneedruck.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Modultausch erforderlich; Glas-Glas-Laminate dürfen nicht betreten werden und müssen genau nach Montageanleitung geklemmt werden.

Randverschmutzung mit Leistungseinbußen

Bild 105: Randverschmutzung



Fehlerursache:

Ursache liegt nicht primär an Schmutzanfall, sondern hauptsächlich an geringer Dachneigung in Verbindung mit gerahmten Modulen.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Regelmäßige Reinigung erforderlich; Modulwahl ist bereits bei der Planung im Hinblick auf die vorhandene Dachneigung mit abzustimmen.

Hotspots

Braune »Brandstellen« an den Zellen; teilweise auch auf der Modulrückseite

Im Thermografiebild meist deutlich erkennbar (Temperaturen > 100 °C). Bei Dünnschichtmodulen silberne bis weiße linienhafte Brennspuren oder »Würmchenspuren«.



Bild 106: thermische Überbeanspruchung bei Dünnschichtmodulen (leicht verwechselbar mit »TCO-Korrosion«)

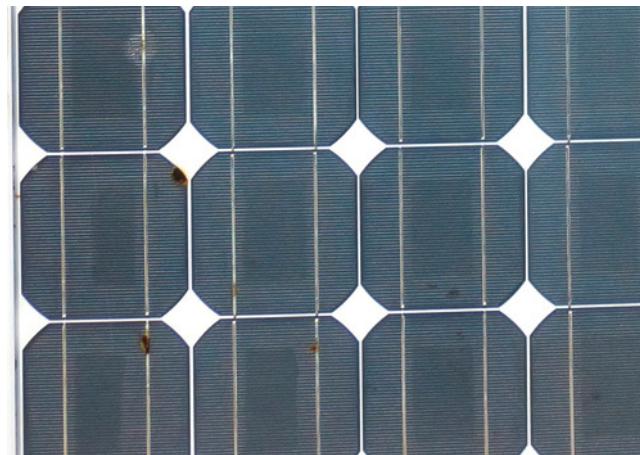


Bild 107: Hotspots bei Si-Modul mit deutlichen Hitzeschäden

Bild 108: Hotspot-Detail

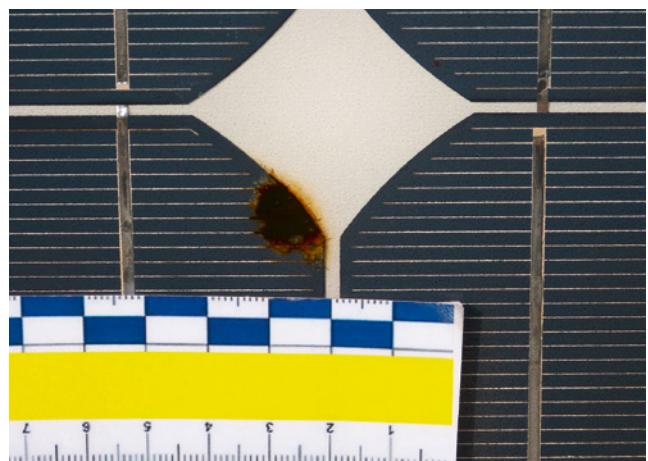


Bild 109: Thermografiebild
Hotspot mit Reaktion der
Bypassdioden (erwärmte
Anschlussdose)

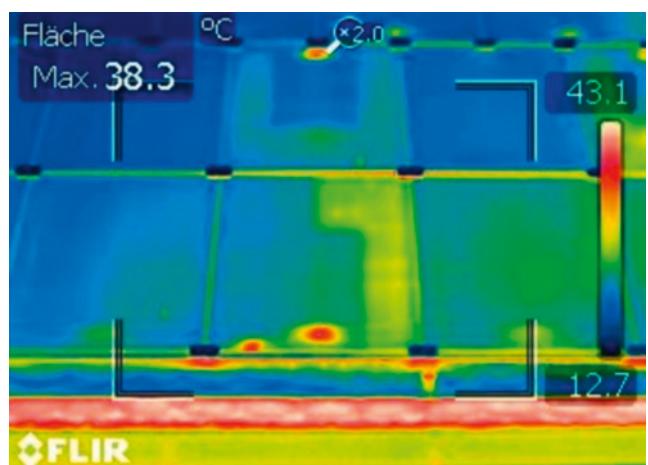
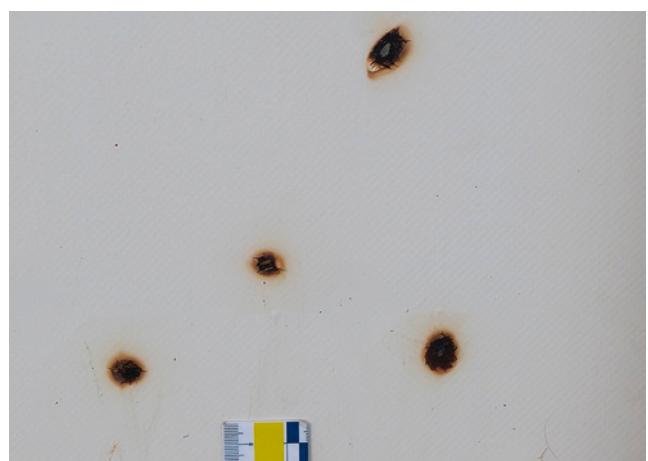


Bild 110: An Rückseitenfolie
durchgebrannte Hotspots



Fehlerursache:

Als Hotspot bezeichnet man eine lokale überhitzte Stelle auf einer Modulzelle. Diese entstehen in der Regel in Abschattungssituationen, wenn die betroffene Zelle nicht mehr als Energieerzeuger tätig ist, sondern als Widerstand (Verbraucher) wirkt. In teilabgeschatteten Zellen wird die elektrische Leistung der übrigen bestrahlten Zellen eines Strings in Wärme umgesetzt. Je nach elektrischem Sperrverhalten der Zelle und Zellbeschaffenheit können sehr hohe Temperaturen (bis zu 300 °C) entstehen. Auch treten Hotspots infolge erhöhter Widerstände bei schlecht bearbeiteten Lötverbindungen im Bereich der Zellverbindungen und Busbars auf.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Hotspots treten in neueren Modulen kaum mehr auf; zudem begrenzen eingebaute Bypassdioden den Effekt einer Zellabschattung auf dem Modul. Module mit auffälliger Verschmutzung (Vogelkot, Feststoffe) sollten gereinigt werden.

Überspannungsschäden

Überspannungsschäden entstehen durch durchgebrannte Dioden in der Anschlussdose.



Bild 111: durchgebrannte
Dioden nach
Überspannungsschaden

Fehlerursache:

Blitz einschlag oder Blitznaheinschlag.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Überspannungsschutzeinrichtungen (im Generatorfeld nur begrenzt möglich).

Defekte an Modulanschlussdosen

Diese Defekte entstehen z.B. durch verwitterte Dichtungen an den Kabeleinführungen der Anschlussdosen. Durch Feuchte- und Schmutzeintragung besteht die Gefahr der Lichtbogenbildung und einer damit einhergehenden Brandentstehung.

Bild 112: rissige, verwitterte
Dichtungen bei den
Kabeleinführungen



Fehlerursache:

Mangelhafte Materialqualität – meist bei älteren Modulen anzutreffen.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Austausch der Dichtungen oder Anschlussdosen (meist sehr aufwendig).

Abgebrannte oder verschmorte Anschlussdosen

Bild 113: verbrannte
Modulanschlussdose



Fehlerursache:

Schlechte Lötverbindungen der Busbars an den Anschlusskabeln; teilweise als Serienfehler aufgetreten; kann erhöhtes Sicherheitsrisiko (Brandentstehung) darstellen, insbesondere bei Inndachanlagen.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Modultausch erforderlich.

Unterschiedliches thermisches Farbmuster einzelner Zellen in der Thermografieaufnahme

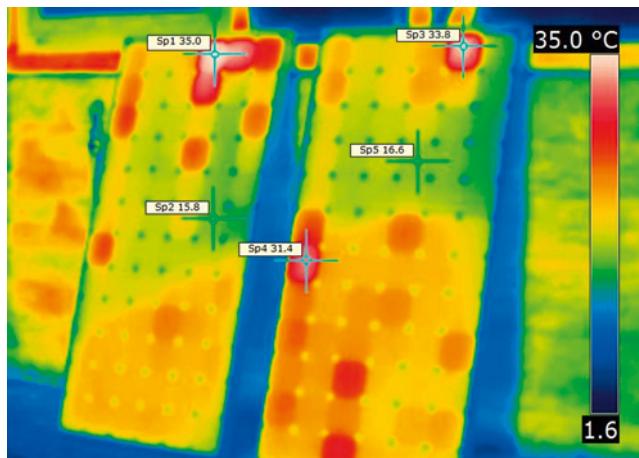


Bild 114: unterschiedliches Farbmuster einzelner Zellen

Fehlerursache:

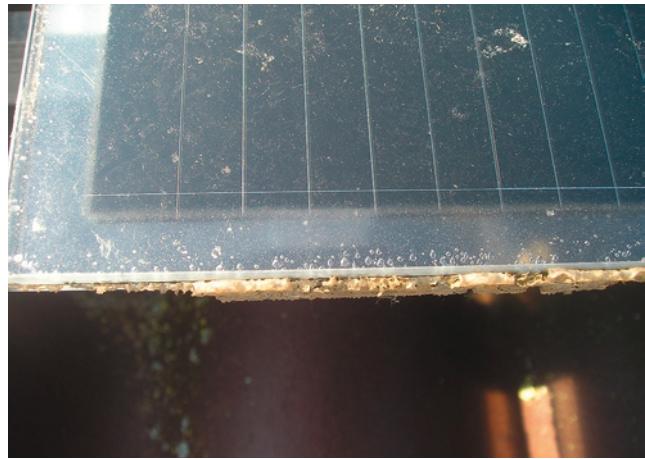
Schlechte Zellsortierung (überwiegend in älteren Modulen zu finden); in der Regel kein beeinträchtigender Fehler, da sich die Unterschiede der Zelltemperaturen in Grenzen halten; es kann aber auch ein Diodendefekt vorliegen.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Kommt bei den heutigen Qualitätsstandards nicht mehr vor, da bessere Zellsortierung; ggf. sind die Dioden zu prüfen und zu tauschen.

Blasenbildung in der Randabdichtung

Bild 115: Blasenbildung in der Randversiegelung



Fehlerursache:

Mangelhafte Qualität bei der Modulherstellung.

Fehlerbehebung/-vermeidung:

Die im Bild gezeigte Situation hat noch keine Auswirkung auf die Modulfunktion; erst wenn die Luftblasen sich ausbreiten und aktive Zellebene erreichen, erfolgen meist Delaminierungsanzeichen mit entsprechender Leistungsreduzierung des Moduls.

6.6 Wechselrichter

Mit Besichtigung der Wechselrichter ist festzustellen,

- ob diese im Hinblick auf die Eigenschaften und Eigenheiten der Betriebsstätte installiert sind (z. B. feuergefährdete oder explosionsgefährdete Betriebsstätte)
- ob diese nach den Herstellerbedingungen installiert sind (Abstände untereinander und zu begrenzenden Flächen)
- ob die Wechselrichter vor direkter Erwärmung (Sonneneinstrahlung) ausreichend geschützt sind
- ob die Topologie der Wechselrichter den Vorgaben der Modulhersteller entspricht
- ob die Auslegung und Dimensionierung der Wechselrichter der Leistung und den zu erwartenden Einstrahlungsverhältnissen des an den Wechselrichtern angeschlossenen Teilgeneratoren entspricht
- ob pro MPP-Tracker-Generatoren mit den gleichen elektrischen Eigenschaften und der gleichen Ausrichtung angeschlossen wurden

- ob die Betriebsparameter der Wechselrichter den örtlichen technischen Anschlussbedingungen entsprechen oder nach den Herstellervorschriften programmiert sind
- ob die Geräte beschriftet sind und eine Zuordnung der einzelnen Teilgeneratoren möglich ist.

Bei den Wechselrichtern ergeben sich meistens Beanstandungen bei der Nichtbeachtung herstellerbedingter Installationsvorgaben, z. B. was den Installationsort oder den Abstand der Geräte von seitlichen Begrenzungen oder untereinander angeht (Wärmebildung). Auch durch die Nichtbeachtung von einschlägigen Vorschriften der VDE-Normen zur Installation von elektrischen Geräten (Installationsort) und brandschutztechnischen Vorgaben, z. B. die Installation im Bereich feuergefährdeter Gebäude bzw. Betriebe ergeben sich nicht selten Installationsdefizite.

Anbringungsort

Nach DIN VDE 0100-530 sind elektrische Geräte so zu installieren, dass sie jederzeit ohne Hilfsmittel zu erreichen sind. Dies ist zum einen der Betriebssicherheit geschuldet, u. a. bei einer plötzlich erforderlich werdenden Notabschaltung (z. B. bei einem Brand) oder bei der Wartung und Instandsetzung. Insbesondere ungünstige, d. h. meist zu hohe und nur durch Steighilfen erreichbare Installationsorte erschweren eine Wartung und einen möglichen Wechselrichteraustausch erheblich.



Bild 116: Zugang zu den Wechselrichtern erheblich eingeschränkt



Bild 117: zu geringer Abstand zur oberen Begrenzung, dadurch erheblicher Wärmestau – in Verbindung mit Holzdecke in brandschutztechnischer Hinsicht problematisch

Im Bereich von feuergefährdeten Betriebsstätten ergeben sich immer wieder problematische Installationsbedingungen. Wechselrichter und andere elektrische Betriebsmittel, welche nicht zur Versorgung des Gebäudes gehören, haben darin nichts verloren. Grundsätzlich kann in solchen Räumen weder eine Brandentstehung noch eine mechanische Beschädigung ausgeschlossen werden. Siehe hierzu auch Kapitel 6.10 »Feuergefährdete Betriebsstätten«.

Bild 118: immer wieder problematisch: Wechselrichter in landwirtschaftlichen Gebäuden

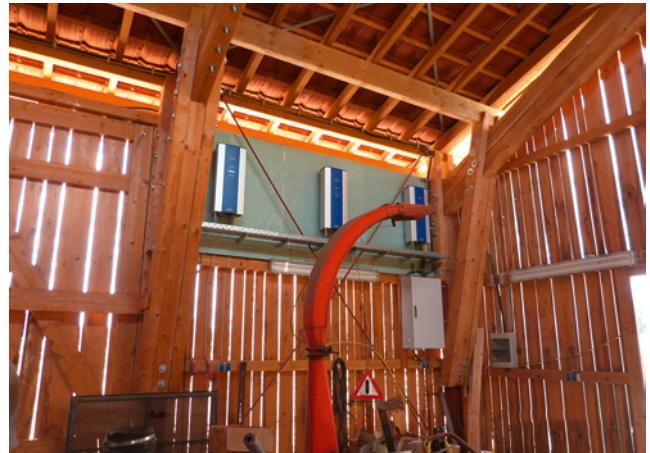




Bild 119: in Scheune mit Strohlagerung montierte Wechselrichter, dazu auf Holzplatte

Falsche Auslegung

Bei der Auswahl der Wechselrichter ist u. a. deren Leistung an die zum Anschluss kommende Generatorleistung abzustimmen. Bei der Auswahl des sogenannten Nennleistungsverhältnisses ist neben der Generatorleistung auch deren zu erwartende Einstrahlung zu berücksichtigen. Bei manchen Anlagen findet man unterdimensionierte Wechselrichter, welche bei günstigen Einstrahlungsverhältnissen schnell an ihre Leistungsgrenzen kommen und den DC-Eingangsstrom begrenzen. Seltener aber durchaus anzutreffen sind auch völlig überdimensionierte Wechselrichter, welche aufgrund der permanenten Teilleistung kaum einen vernünftigen Wirkungsgrad erreichen.

Solche Defizite resultieren in den meisten Fällen aus Installationsjahren, in denen Wechselrichter Mangelware waren und man notgedrungen schlechte Kompromisse eingehen musste.

Fehlerhafte Verschaltung

Darüber hinaus sind Situationen anzutreffen, bei denen unterschiedlich ausgerichtete Generatorteilfelder zusammen auf einen MPP-Tracker angeschlossen sind. Insbesondere bei der Belegung von Ost-West-Dachflächen oder Dachgauben mit geringer Modulanzahl ergeben sich solche, ertragsschmälernde Konstellationen.

Bild 120: bereits optisch von außen erkennbare Probleme mit der Stringverschaltung bei unterschiedlicher Dachneigung



6.7 Verkabelung Wechselstromseite (AC)

Mit Besichtigung der Wechselstromseite ist festzustellen,

- ob an den Leitungen und sonstigen Betriebsmitteln (z. B. Verteilerschränke, Schutzrohre etc.) äußere Beschädigungen vorhanden sind
- ob die Betriebsmittel verschmutzt sind
- ob auf der Wechselstromseite Vorrichtungen zum Trennen der Wechselrichter vorgesehen sind
- ob die Betriebsmittel den in den Errichtungsnormen enthaltenen zusätzlichen Festlegungen für Betriebsstätten, Betriebsräume und Anlagen besonderer Art noch entsprechen
- ob der Schutz gegen direktes Berühren aktiver Teile elektrischer Betriebsmittel noch vorhanden ist
- ob die Schutzmaßnahmen bei indirektem Berühren noch den Errichternormen entsprechen
- ob Schutzleiter, Erdungsleiter und Potenzialausgleichsleiter den geforderten Querschnitt haben
- ob diese richtig verlegt und angeschlossen sind
- ob Schutzleiter und Neutralleiter nicht verwechselt wurden
- ob Schutz-, Neutral- und PEN-Leiter richtig gekennzeichnet sind
- ob in Schutz- und PEN-Leiter keine Überstromschutzeinrichtungen vorhanden sind oder diese schaltbar sind
- ob Überstromschutzeinrichtungen in der nach der Errichternorm geforderten Auswahl getroffen wurde und den Leiterquerschnitten noch richtig zugeordnet sind
- ob Fehlerstromschutzeinrichtungen in der nach der Errichternorm geforderten Auswahl getroffen wurden

- ob Überspannungsschutzelemente in der nach der Errichternorm geforderten Auswahl getroffen wurden und noch richtig eingestellt sind
- ob Beschriftungen, dauerhafte Kennzeichnungen der Stromkreise, Schaltpläne, Gebrauchs- und Betriebsanleitungen vorhanden und noch zutreffend sind
- ob im Hinblick auf Unfallverhütung und Brandbekämpfung entsprechende Schutzeinrichtungen, Hilfsmittel, Sicherheitsschilder, Schottungen von Leitungs- und Kabeldurchführungen richtig bemessen, vollständig, richtig ausgewählt und ohne Schäden und Mängel sind
- ob der Potenzialausgleich durchgängig vorhanden ist und alle erforderlichen Schutzleiteranschlüsse einbezogen wurden.

Ein besonderes Augenmerk gilt hierbei auf Räume mit besonderen Anforderungen zu lenken, wie z.B. landwirtschaftliche Gebäude, öffentliche Gebäude oder Versammlungsstätten (wie z.B. Schulen) und Industriebauten.

Die wechselstromseitige Verkabelung ab Wechselrichteranschluss über Unterverteilung, Zählereinheit und Netzanschluss sollte prinzipiell bei der Ausführung durch ein Fachunternehmen keine Probleme bereiten, da sie ja in ähnlicher Form wie bei einer Hausinstallation zum elektrischen Standard gehört. Aber auch hier finden sich oftmals Probleme, da sich zum einen der Installationsort oftmals von der Standard-Hausinstallation unterscheidet und darüber hinaus auch erweitertes Wissen und Erfahrung gefordert sind.

Hieraus ergeben sich nicht selten Beanstandungen:

- bei der EMV-gerechten Installation; d.h. Trennung von Leitungen unterschiedlicher Spannung und Funktion, wie z.B. Gleichstromleitungen/Wechselstromleitungen/Datenkabel
- bei der Auswahl der richtigen Leitungen
 - ausreichender Querschnitt (Spannungsfall)
 - Adernzahl (je nach Netzform und Installationsort, z. B. Landwirtschaft und Thema »PEN-Leitung«)
- bei der Auswahl der richtigen Schutzeinrichtungen und deren Installation
 - richtige Bemessung für den Fehlerfall (Kurzschlussstrom/Fehlerstrom)
 - Beachtung der Wärmeentwicklung
- und deren Verlegung und Anschluss
 - zulässige Verlegeart (Biegeradien, Leitungsschutz)
 - besondere Verarbeitungsbedingungen bei der Verwendung von ALU-Leitern.

Gem. den Richtlinien zur elektromagnetischen Verträglichkeiten müssen Leitungen mit unterschiedlichen Bemessungsspannungen und Betriebsspannungen physikalisch getrennt verlegt werden. Dies gilt für die Gleichstromleitungen (bis 1000 V), für die Wechselstromleitungen (bis 400 V) und Datenleitungen (12/24 V). Die getrennte Verlegung ergibt sich auch nach DIN VDE 0100-520.

Bild 121: vermischte
Leitungsverlegung
(DC-AC-Datenleitung)



Bild 122: unsachgemäße
Kabeleinführungen heben
die Schutzklasse des
Verteilergehäuses auf



Sicherungskästen für die Absicherung der Wechselrichter sind oftmals zu klein dimensioniert. Hierbei entstehen bereits Probleme mit der Verdrahtung. Auch werden all zu oft die Sicherungen ohne ausreichenden Abstand installiert. Bei einer üblichen Elektroinstallations ergeben sich in der Regel nur zyklische Belastungen mit einem Gleichheitsfaktor von 0,3 bis 0,6. Bei einer Photovoltaikanlage muss aufgrund der Dauerbelastung, insbesondere im Sommer, von einem Gleichheitsfaktor von 1,0 ausgegangen werden. Aufgrund der Dauerbelastung kommt es zu einer erheblichen Erwärmung der Sicherungen. Bei dicht an dicht angeordneten Sicherungselementen kann es hierbei durchaus auch zu einer Brandentstehung kommen, was abgebrannte Verteilerkästen bei Photovoltaikanlagen belegen. Zudem sind Schraubsicherungen als einzelne Absicherungen ungeeignet, da sich diese im Betrieb durch Temperaturausdehnungen lockern können und es beim Lösen und Einschrauben zu Störungen kommen kann.

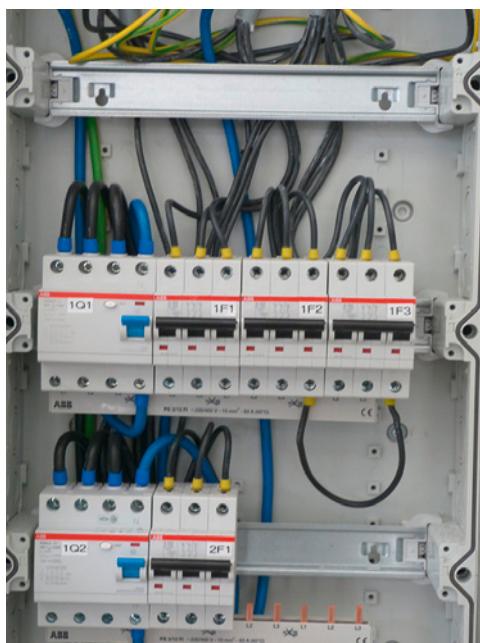


Bild 123: fehlender Abstand der Lasttrennschalter – auch zum Fehlerstromschutzschalter

Leitungsverlegung

Leitungen und Kabel sind während der Montage und im Betrieb verschiedenen Belastungen ausgesetzt. Hierzu zählen:

- mechanische Beanspruchung
- thermische Beanspruchung
- äußere Einflüsse.

Bei der mechanischen Belastung zählen Zug- und Biegebelastung zu den häufigsten Beanspruchungen. Die Zugbelastung elektrischer Leiter beim Verlegen darf nach DIN VDE 0298 (Teil 3) 50 N/mm^2 für feste Installationen und 15 N/mm^2 für ortsteilende Betriebsmittel nicht überschreiten. Zu hohe Zugkräfte führen zum Fließen des Leitermaterials. Veränderungen im Materialgefüge und Leiterquerschnittsverringerung führen zu einer höheren Stromdichte und Erwärmung der Leiter und damit zur vorzeitigen Alterung der Leiterisolierung.

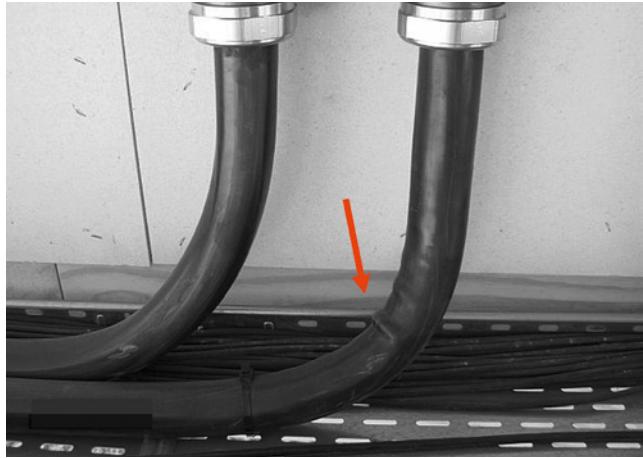
In der DIN VDE 0100-520 sind die zulässigen Biegeradien für elektrische Leitungen in Abhängigkeit des Leitungsdurchmessers festgelegt. Zulässige Biegeradien:

- für mehradrige Leitungen kunststoffisolierter Kabel: $4 \times \text{DU}$ ($\text{DU} = \text{Leitungsdurchmesser}$) für flexible Leitungen bei freier Bewegung:
 - $\text{DU} = 8 \text{ bis } 12 \text{ mm}: 4 \times \text{DU}$
 - $\text{DU} = 12 \text{ bis } 20 \text{ mm}: 5 \times \text{DU}$

- für flexible Leitungen bei fester Verlegung:
 - DU = 8 bis 12 mm: 3 x DU
 - DU = 12 bis 20 mm: 4 x DU.

Werden Biegeradien bei der Leitungsverlegung nicht eingehalten, kommt es durch Materialstreckungen und Stauchungen zu Veränderungen im mechanischen Aufbau der Kabel mit der Folge einer Beeinträchtigung der elektrischen Eigenschaften.

Bild 124: zu geringer Biegeradius mit Faltenbildung am Leitungsmantel



Befestigung von Leitungen

Die Befestigung von Leitungen hat nach DIN VDE 0100-520 in erster Linie durch Kabelkanäle, Kabelpritschen, Schellen, Kabelbinder, Zugentlastungen etc. zu erfolgen. Sie muss so durchgeführt werden, dass die elektrischen Eigenschaften der Kabel und Leitungen bei den im Betrieb zu erwartenden Beanspruchungen (einschließlich Überlastungs- und Kurzschlussfall) nicht verloren gehen. Z. B. ist die lose Verlegung einer Leitung auf einem Dachboden nicht statthaft.

PEN-Leiter

Die unzulässige Verwendung von PEN-Leitern, d. h. nur 4-adrigen Leitungen ohne getrennten Neutral- und Schutzleiter wird immer wieder heftig diskutiert. Grundsätzlich erlaubt die DIN VDE 0100-410 die Verwendung von PEN-Leitern in TN-Systemen – auch bei Photovoltaikanlagen. Gleichwohl gibt es jedoch erhebliche Probleme im Bereich landwirtschaftlicher Betriebe. In der DIN 0100-705 wird die Trennung des Neutral- und Schutzleiters ab dem Speisepunkt der elektrischen Anlage gefordert. Dieser Punkt ist in der Regel in der Zählerverteilung zu sehen. Eine Verbindung der Zählerverteilung und Unterverteilung mit einem PEN-Leiter ist daher nicht zulässig. Gleichermaßen gilt dies für die Bereiche feuergefährdeter Betriebsstätten außerhalb landwirtschaftlicher Betriebe. Auch dort ist die Durchquerung mit einem Kabel mit PEN-Leiter nicht zulässig, es sei denn,

es handelt sich um ein mineralisiertes Kabel oder es ist erd- und kurzschlussicher verlegt. Liegt ein TT-Netz vor, müssen Schutz- und Neutralleiter immer getrennt sein, soweit eine Schutzleiterverbindung auf anderem Wege nicht dauerhaft sichergestellt und nachgewiesen wird.



Bild 125: problematisch:
PEN-Leiter an einer PV-
Unter verteilung in einem
landwirtschaftlichen
Betrieb; dazu noch fehlende
Kennzeichnung

Aluminiumleiter

Die Verwendung von kostengünstigeren Aluminiumkabeln anstelle von Kupferkabeln hat gerade bei der Photovoltaik-Installation zugenommen. Die fachgerechte und sichere Verarbeitung von Aluminiumleitern ist jedoch arbeitsintensiver und erfordert entsprechend mehr Aufmerksamkeit. Unsachgemäße Installation von Aluminiumkabeln führt zu gefährlichen Betriebszuständen und zu erheblichen Schäden in der Leitungsanlage.

Bei Beachtung aller Verarbeitungshinweise und dem Einsatz geeigneter Installationsmaterialien ist die Installation von Aluminiumkabeln genauso sicher wie die Installation von Kupferkabeln. So sind z. B. die Aluminiumleiter entsprechend zu präparieren, bevor sie verklemmt werden. Das bedeutet, dass die Leiterenden unmittelbar vor dem Kontaktieren mechanisch von der Oxid-Schicht befreit und mit säure- und alkalifreiem Fett behandelt werden müssen. Auf keinen Fall darf hier mit Schmirgelpapier, Bürsten oder Feilen gearbeitet werden. Auf dem Leiter könnten kleine Eisenpartikel verbleiben, die aufgrund der elektrochemischen Spannungsreihe zu einer Zersetzung des unedleren Leitermaterials und einer unzulässigen Erwärmung der Klemmstelle führt.

Aufgrund der Fließneigung von Aluminium sind die Klemmen vor der Inbetriebnahme und nach den ersten 200 Betriebsstunden nachzuziehen. Diese Arbeitsgänge sind jedes Mal erforderlich, wenn der Leiter abgeklemmt und wieder neu angeklemmt wird.

Die verwendeten Klemmen für Aluminiumleiter müssen vom Hersteller für diese Anwendung geprüft sein. Das verwendete Material muss unter Berücksichtigung der elektrochemischen Spannungsreihe so gewählt werden, dass eine Zersetzung des unedleren Materials verhindert wird. Weiterhin muss die Klemme im Bereich des Stromübergangs eine entsprechende Oberfläche haben, um die Fettschicht und eine trotz korrekter Leiterbehandlung vorhandene sehr geringe Oxidschicht beim Anschluss zu durchbrechen.

Bei einer Inspektion bzw. Anlagenprüfung sind deshalb insbesondere bei vorhandenen Aluminiumleitern die oben genannten Punkte vor Ort genau zu prüfen.

6.8 Schutzeinrichtungen

Die Anforderungen an die Besichtigung von Schutzeinrichtungen wurden bereits in den vorangegangenen Kapiteln bei den Wechselrichtern und den wechselstromseitigen Betriebsmitteln erläutert. Darüber hinaus muss bzw. kann eine Photovoltaikanlage verschiedene weitere Schutzeinrichtungen haben. Das »Muss oder Kann« richtet sich in der Regel nach dem Anbringungsort, der Netzform, dem Netzbetreiber, bereits anderweitig vorhandenen Schutzeinrichtungen sowie der Risikoeinschätzung des Anlagenbetreibers. Nachfolgend sind die einzelnen Schutzeinrichtungen genannt und deren Erfordernis und Aufgabe beschrieben. Im Zuge der Inspektion bzw. Besichtigung der Anlage sind, soweit möglich, deren Zustand und Funktion zu prüfen.

6.8.1 Wechselrichter

6.8.1.1 Selbsttägige Freischaltstelle

Bereits der Wechselrichter als »aktives« Bauteil einer Photovoltaikanlage hat bestimmte Schutzfunktionen zu erfüllen. Er muss z. B. dann abschalten, wenn die Netzspannung einbricht oder das Netz komplett ausfällt. Hier ist zu prüfen, ob die zutreffenden Parameter nach den Netzanschlussbedingungen noch eingestellt sind oder angepasst werden müssen.

6.8.1.2 Frequenzüberwachung

Bei Schwankungen der Netzfrequenz muss der Wechselrichter nach den aktuellen Anwendungsregeln der VDE A-RN-4105 »aktiv« mitwirken. D. h. er muss netzstabilisierend in der Form mitwirken, dass er seine Leistung stufenweise reduziert, bis sich die Netzfrequenz wieder stabilisiert und danach erst wieder stufenweise seine Leistung erhöht. Bei älteren Wechselrichtern fehlt diese Eigenschaft. Bei ihnen gibt es nur starre Abschaltwerte bei einer Unter- oder Überschreitung der Netzfrequenz mit der Folge, dass beim Verlassen des

eingestellten Frequenzfensters alle Wechselrichter einer Anlage oder aller Anlagen im Netzbereich schlagartig abschalten und bei Frequenzstabilisierung auch wieder schlagartig zuschalten. Dabei besteht die Gefahr, dass das strapazierte Netz sich durch die pulsive Ent- und Belastung durch die »harte« Schaltung der Wechselrichter »aufschaukelt« und die Gefahr eines kompletten Zusammenbruchs besteht. Hier wurden oder werden noch entsprechende technische Maßnahmen nachgerüstet oder je nach Wechselrichtertyp unterschiedliche Abschaltfrequenzen eingestellt. Ziel dieser Maßnahmen ist es, dass sich bei einer Frequenzschwankung nicht plötzlich alle Wechselrichter einer Region abschalten und nach der Frequenzstabilisierung wieder schlagartig zuschalten, was weitere Kettenreaktionen im Netz auslösen könnte. Bei vor Ort eingestellten Abschaltfrequenzen müssen ergänzende Hinweise zum vorhandenen Typenschild des Wechselrichters angebracht sein. Wechselrichter neuerer Generation wirken bei Frequenzstörungen aktiv mit; d. h. sie reduzieren ihre Leistung nur stufenweise und erhöhen diese auch wieder nur stufenweise und tragen somit zu einer Netzstabilisierung bei.

6.8.1.3 Spannungsüberwachung

Wird das Netz durch übermäßige Einspeisung von regenerativen Energiequellen belastet, steigt die Netzspannung an. Wechselrichter müssen darauf reagieren und ab einem gewissen Grenzwert abschalten. Hier ist zu prüfen, ob die zutreffenden Parameter nach den Netzanschlussbedingungen noch eingestellt sind oder angepasst werden müssen.

6.8.1.4 Phasenüberwachung

Insbesondere bei kleineren und älteren Photovoltaikanlagen sind Wechselrichter einphasig mit unterschiedlicher Leistung ans Netz angeschlossen. Auch wenn die Differenz der Anschlusswerte aller drei Phasen $< 4,6 \text{ kVA}$ beträgt, kann sich dieser Wert bei Ausfall eines Wechselrichters erheblich vergrößern. Um hierbei eine Phasenschiefelast zu vermeiden, werden Phasenüberwachungsrelais installiert, welche bei einer Schiefelast von $> 4,6 \text{ kVA}$ alle Wechselrichter ausschalten.

6.8.2 Überstromschutzeinrichtungen

Alle Stromkreise sind generell mit Überstromschutzeinrichtungen auszustatten. Diese müssen in Ihrer Bauweise und Art nach dem maximal möglichen Kurzschlussstrom bemessen sein und im Kurzschlussfall sicher auslösen.

Bei der Anordnung der Überstromschutzeinrichtungen ist zu beachten, dass diese auf einen ausreichenden Abstand untereinander gesetzt wurden, damit sie sich im Dauerbetrieb nicht erwärmen. Kritisch zu betrachten sind Schraubsicherungen. Zum einen können sie sich temperaturbedingt lockern, zum anderen sind sie bei manchen Wechselrichterherstellern nicht zugelassen.

6.8.3 Fehlerstromschutzschalter

In der Regel ist der Fehlerstromschutzschalter, kurz RCD genannt, eine zusätzliche Schutzeinrichtung für den Fehlerfall. Er wird bei Photovoltaikanlagen dann erforderlich, wenn

- offene Stromkreise vorhanden sind (z. B. Steckdosen)
- ein TT-Netz besteht
- die Betriebsstätten feuergefährdet sind (z. B. Landwirtschaft).

Grundsätzlich ist hierbei ein RCD Typ A (pulsstromsensitive Fehlerstromschutzeinrichtung) ausreichend, zumindest wenn durch galvanische Trennung bei den Wechselrichtern sichergestellt ist, dass keine Gleichstromfehlerströme auf die Wechselstromseite gelangen können. Soweit trafolose Wechselrichter verwendet werden, welche seitens des Herstellers keine Bescheinigung darüber besitzen, dass auf der Gleichstromseite keine Fehlerströme auftreten können, ist ein RCD Typ B (allstromsensitiver Fehlerstromschutzschalter) vorzusehen.

6.8.4 Hauptschalter

Hauptschalter oder Notausschalter sind dort anzubringen, wo Wechselrichter nicht durch Laien anderweitig abgeschaltet werden können (z. B. über Sicherungsautomaten) sowie in brandgefährdeten Betrieben.

6.8.5 Jederzeit zugängliche Freischaltstelle/NA-Schutz

Nach früheren Anschlussbedingungen benötigte jede Photovoltaikanlage ab 30 kWp Anlagenleistung eine für den Netzbetreiber jederzeit zugängliche Freischaltstelle, um die Photovoltaikanlage bei Netzstörungen oder Netzarbeiten abschalten zu können. Bei neueren Anlagen > 30 kVA wurde diese Freischaltstelle in der aktuellen Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 durch einen zentralen Netz und Anlagenschutz (NA-Schutz) ersetzt. Dieser wird am Zählerplatz realisiert, überwacht Spannung und Frequenz und schaltet im Fehlerfall zwei in Reihe geschaltete galvanisch trennende Kuppelschalter ab.

6.9 Blitz- und Überspannungsschutz

6.9.1 Grundlagen

Bei Anlagenbesichtigungen stößt man immer wieder auf die Situation, dass bei einem bestehenden Blitzschutzsystem dieses bei der Planung und der Montage der Photovoltaikanlage schlichtweg ignoriert wurde. Dies äußert sich in der Form, dass der Blitzschutz größtenteils überbaut oder auf erforderliche Trennungsabstände nicht geachtet wurde. Bei einigen Photovoltaikanlagen hat man sich offensichtlich etwas dabei gedacht, weil zumindest das PV-Gestell mit dem Blitzschutzdraht verbunden wurde. Es stellt sich aber

meist schnell heraus, dass dieser Gedanke nicht zu Ende gedacht wurde, insbesondere was den inneren Blitzschutz angeht. Nicht selten erlebt man auch Diskussionen über Sinn und Unsinn einer Blitzschutzanlage. Es darf in diesem Zusammenhang deshalb auf einige grundlegende Planungs- und Ausführungsbestimmungen hingewiesen werden.

Bei einer Blitzschutzanlage unterscheidet man den äußeren sowie den inneren Blitzschutz. Der äußere Blitzschutz besteht aus den Fang- und Ableiteeinrichtungen (Blitzschutzdraht). Der innere Blitzschutz besteht aus Überspannungsschutzgeräten mit unterschiedlichen Wirkungsgraden, je nach Blitzschutzzone und zu schützendem Bereich.

Die Installation einer Blitzschutzanlage (BSA) auf einem Gebäude kann sich aus verschiedenen Situationen heraus ergeben:

- Bauordnungsrechtliche Forderungen: Auf bestimmte Gebäude muss kraft Gesetzes bereits eine Blitzschutzanlage installiert werden (z. B. Schulen, Verkaufsstätten, Hochhäuser). Darüber hinaus können baugenehmigungsrechtliche Auflagen einen Blitzschutz beinhalten.
- Versicherungsrechtliche Forderungen: In der VDS 2010 wird ab 10 m² Solarfläche ein Blitzschutz empfohlen. Hieraus ergeben sich ausschließlich versicherungsrechtliche Forderungen, welche jedoch nicht alle Versicherer fordern.
- Private Forderungen: Wenn der Anlagenbetreiber nach seiner Risikoeinschätzung sein Gebäude als entsprechend schützenswert hält. Dies gilt sowohl im Privatbereich als auch im gewerblichen Bereich.

Soweit auf einem Gebäude kein äußerer Blitzschutz installiert ist, wird für die Installation einer Photovoltaikanlage auch keine BSA erforderlich, es sei denn, es ergeben sich dennoch Forderungen aus den zuvor genannten Punkten.

Ist auf einem Gebäude bereits eine BSA vorhanden, so hat dies seinen Grund. Bei der Errichtung einer Photovoltaikanlage auf einem solchen Dach muss dieser Umstand bei der Planung und Ausführung zwingend berücksichtigt werden. Dies ergibt sich bereits aus den normativen Forderungen, insbesondere der DIN VDE 0185-305 Teil 3, Beiblatt 5. Wichtig zu wissen ist, dass weder der Teil 3 der DIN VDE 0185-305 noch das Beiblatt 5 einen Blitzschutz für Photovoltaikanlagen fordern, wie dies oft fälschlicherweise in Werbebroschüren von Blitzschutzbietern dargestellt wird. Dieser Teil der Norm regelt ausschließlich die Ausführung des Blitzschutzes, soweit für dessen Errichtung ein Erfordernis besteht.

Bild 126: oftmals anzutreffen:
überbauter äußerer Blitzschutz



Auch der innere Blitzschutz bzw. Überspannungsschutz (SPD – Surge Protection Device) richtet sich nach Erfordernis und Umfang, nach der Örtlichkeit und den normativen Forderungen, insbesondere der DIN VDE 0100-712 und VDE 0185-305 Teil 3, Beiblatt 5.

Ist kein äußerer Blitzschutz vorhanden und auch nicht erforderlich, muss nicht unbedingt ein SPD eingebaut werden. Klar muss aber auch sein, dass es alleine durch einen Naheinschlag eines Blitzes noch bis 500 m vom Objekt entfernt zu elektrischen und magnetischen Feldkopplungen kommen kann, welche z.B. die installierten Wechselrichter beschädigen können.

Ist ein äußerer Blitzschutz vorhanden oder erforderlich, gilt es zu prüfen, ob mit der Photovoltaikanlage der erforderliche Trennungsabstand zur Blitzschutzanlage eingehalten werden kann. Ist dies der Fall, muss bereits ein SPD eingebaut werden. Hier reicht ein SPD Typ 2 unmittelbar vor dem zu schützenden Gerät. Kann der Trennungsabstand nicht eingehalten werden, z.B. bei einem Blechdach, ist unmittelbar am Gebäudeeintritt der Stringleitungen ein SPD Typ 1 (Blitzstromableiter) anzurufen. Unter Umständen wird unmittelbar am zu schützenden Gerät noch ein SPD Typ 2 erforderlich. Näheres hierzu regeln die entsprechenden VDE-Normen.



Bild 127: Trennungsabstand?

Bei einer in den BSA eingebundenen Photovoltaikanlage ist ein Überspannungsschutz vom Typ 2 vor den Wechselrichtern in der Regel ausreichend. Es können aber auch mehrere SPDs erforderlich werden, wenn sich die Anlage vom Generatorfeld bis zu den Wechselrichtern sehr lange ausdehnt.

Die Einhaltung des Trennungsabstandes der Photovoltaikanlage zur äußeren BSA soll oberstes Ziel sein. Ansonsten ergeben sich erhebliche Aufwendungen für den Blitzschutzbereich und den inneren Blitzschutz.



Bild 128: viele Fehler auf einmal (Leitungsschutz, Leitungsbefestigungen, Trennungsabstand?)

Kann der Trennungsabstand nicht eingehalten werden, muss das metallene Gestell an die vorhandene BSA angebunden werden. Dieser Blitzschutzpotentialausgleich hat die Aufgabe, eine gefährliche Funkenbildung und somit Brandentstehung bei einem Blitzüberschlag von der BSA auf die Photovoltaikanlage zu vermeiden. Besteht die Möglichkeit, dass durch die erforderliche Anbindung an die BSA Blitzteilströme auch durch die Photovoltaikanlage und insbesondere durch die Leitungen fließen können, bedarf es eines zusätzlichen und höheren Überspannungsschutzes vom Typ 1 zur Blitzstromableitung unmittelbar am Gebäudeeintritt.

6.9.2 Prüfung vor Ort

Bei einer Inspektion vor Ort muss eine vorhandene Blitzschutzanlage zumindest visuell mit geprüft werden, wenn die Photovoltaikanlage in diese eingebunden oder angebunden ist. Es darf darauf hingewiesen werden, wenn die Photovoltaikanlage das erste Mal fachmännisch geprüft wird, dass schätzungsweise bei 80 bis 90 % der Photovoltaikanlagen mit Blitzschutzeinrichtung zum Teil erhebliche Ausführungsmängel vorhanden sind. Es bedarf deshalb gerade hier einer erfahrenden Fachkraft, welche die Ausführung bereits augenscheinlich fachlich beurteilen kann.

In die Prüfung mit einzuschließen ist hierbei

- der Zustand des äußeren Blitzschutzes (Korrosion, Verbindungen)
- die Einbindung der Photovoltaikanlage in den äußeren Blitzschutz (Trennungsabstände, Schutzbereiche)
- die Maßnahmen bei einem fehlenden Trennungsabstand (Blitzschutzpotentialausgleich, innerer Blitzschutz).

Soweit Überspannungsschutzeinrichtungen vorhanden sind, ist zu prüfen,

- ob die eingesetzten Sicherungen für Photovoltaikanlagen zugelassen sind
- ob eine oder mehrere Sicherungen ausgelöst haben
- ob bei der Leitungsführung »saubere« und »schmutzige« Leitungen getrennt verlegt sind (mit »schmutzigen« Leitungen sind diejenigen vor dem Überspannungsableiter gemeint, welche mit Überspannung behaftet sein können; mit »sauberen Leitungen diejenigen nach dem Überspannungsableiter).



Bild 129: Vermischte Verlegung von Leitungen vor dem Überspannungsschutz (»schmutzige Leitungen«) und nach dem Überspannungsschutz (»saubere Leitungen«) können die Schutzwirkung durch Spannungseinkopplung wieder aufheben.

6.10 Feuergefährdete Betriebsstätten

Nachdem in den bereits vorangegangen Kapiteln mehrfach von Brandentstehungen bei elektrischen Anlagen die Rede war, muss diesbezüglich in Bereichen, in welchen von Grund auf leicht Brände entstehen können eine besondere Aufmerksamkeit erfolgen, insbesondere im Bereich der feuergefährdeten Betriebsstätte.

Zuerst stellen sich jedoch die Fragen, was eine feuergefährdete Betriebsstätte ist, wo eine solche definiert wird und welche Kriterien dabei eine Rolle spielen?

In der DIN VDE 0100-420 (Vorgängerversion: DIN VDE 0100-482) wird die Auswahl und die Errichtung von elektrischen Anlagen in Räumen oder Orten mit besonderem Brandrisiko beschrieben. Das sind solche, bei denen das Brandrisiko durch die Art der verarbeiteten oder gelagerten Materialien einschließlich der Ansammlung von Staub, wie in Scheunen, Holzverarbeitungswerkstätten, Papier- und Textilfabriken, oder Ähnlichem verursacht wird. Demzufolge geht es um die Lagerung oder Herstellung leicht entzündlicher Stoffe.

Die Definition von leicht entzündlichen Stoffen gibt ebenfalls die DIN VDE 0100-420 vor. Hierbei handelt es sich um brennbare feste Stoffe, die, der Flamme eines Zündholzes 10 Sekunden ausgesetzt, nach Entfernen der Zündquelle von selbst weiter brennen und weiter glimmen.

Diese allgemeinen normativen Aussagen werden ergänzt durch die Anmerkung, dass in Deutschland die Einstufung in feuergefährdeten Betriebsstätten vom Betreiber/Nutzer der elektrischen Anlage unter Berücksichtigung von gegebenenfalls BGV A1 vorzunehmen ist. Er sollte für die Einstufung einen Sachkundigen/Sachverständigen hinzuziehen.

Hieraus ergibt sich ein wichtiger Hinweis: Verantwortlich für die Gefährdungsbeurteilung ist der Betreiber der elektrischen Anlage. Nicht unwichtig ist aber auch der Umstand, dass

ein Planer oder Installateur eine Prüfungs- und Hinweispflicht hat. Wenn er der Meinung ist, dass die Einstufung nicht richtig vorgenommen wurde, so muss er den Betreiber schriftlich darüber in Kenntnis setzen. Installiert ein Errichter eine elektrischen Anlage so, als gäbe es keine feuergefährdete Betriebsstätte, obgleich hierfür Anzeichen bestehen, so handelt er grob fahrlässig. Das Gleiche gilt auch für denjenigen, der eine Inspektion an der Anlage durchführt und die entsprechenden Kriterien außer Acht lässt.

Nicht unproblematisch ist oftmals die Konstellation, wenn Dachflächen für eine Photovoltaikanlage angemietet wurden. Ist üblicherweise der Betreiber der Photovoltaikanlage und somit der elektrischen Anlage auch Eigentümer des Daches bzw. Gebäudes, so liegt es in seinem Ermessen, was die Einstufung für eine feuergefährdete Betriebsstätte angeht. Bei angemieteten Dächern verlagert sich dieses unweigerlich alleine auf den Anlagenbetreiber. Ist der Anlagenbetreiber darüber hinaus auch noch technischer Laie, so überwiegt die Verantwortung beim Installateur im Zuge der Anlagenerrichtung bzw. später bei der Servicefachkraft im Zuge der Inspektion und Anlagenprüfung.

Bei der Installation von Photovoltaikanlagen werden nicht selten die Anforderungen der örtlichen Gegebenheiten meist ausschließlich der Photovoltaikanlage untergeordnet. Dies bedeutet: so viel Leistung wie möglich auf das Dach, möglichst kurze Leitungswege und einen geschützten Anbringungsort für die Wechselrichter. Die Eigenheiten und Eigenschaften des betreffenden Gebäudes werden oftmals völlig ausgeblendet.

Es gibt durchaus bereits objektive Kriterien, ein Gebäude einer feuergefährdeten Betriebsstätte zuzuordnen, z.B. in der Landwirtschaft: Scheune mit Strohlagerung. Darüber hinaus gibt es jedoch auch Grenzfälle und durchaus auch Gebäude, welche auf den ersten Blick gar nicht mit feuergefährdeten Betriebsstätten in Bezug gebracht wird. Die genannte Norm gibt hierzu noch weitere Hilfen. So verweist sie auf die Richtlinien zur Schadensverhütung VdS 2033 »Feuergefährdete Betriebsstätten und diesen gleichzustellende Risiken« des Gesamtverbandes der deutschen Sachversicherungen.

Danach sind feuergefährdete Betriebsstätten Räume oder Orte in Räumen oder im Freien, bei denen die Gefahr besteht, dass sich nach den örtlichen und betrieblichen Verhältnissen leicht entzündliche Stoffe in gefahrbedrohender Menge den elektrischen Betriebsmitteln so nähern können, dass höhere Temperaturen an diesen Betriebsmitteln oder Lichtbögen eine Brandgefahr bilden. Durch entsprechende Fallbeispiele lassen sich bestimmte Räumlichkeiten, Gebäude oder Orte hierzu einstufen:

- holzverarbeitende Betriebe
- landwirtschaftliche Betriebsstätten
- Lager (Speditionslager).

Bei der landwirtschaftlichen Betriebsstätte sind im Übrigen nicht nur die Scheune oder der Stall gemeint. Es zählt die gesamte Betriebsstätte, d.h. auch Lagerhallen mit Maschinen und Wohngebäude dazu. Dabei gibt es viele Beispiele, nicht nur in der Landwirtschaft, bei denen elektrische Betriebsmittel der Photovoltaikanlage in feuergefährdeten Betriebsstätten installiert wurden.



Bild 130: oftmals anzutreffen: problematische Wechselrichter-montagen in landwirtschaftlichen Gebäuden



Bild 131: nicht nur wegen des Brandschutzes problematisch – Tiere können sehr neugierig sein

6.11 Baulicher Brandschutz

Mit dem Thema Brandschutz und Photovoltaikanlage wird meist die Thematik des Löscheinsatzes bei Bränden an Gebäuden mit Photovoltaikanlagen gemeint. Ein sehr ernst zu nehmendes Thema ist der eigentliche bauliche Brandschutz. Insbesondere bei weit ausgedehnten Photovoltaikanlagen auf großflächigen Dächern, zumeist auf Gewerbe- bzw. Industriegebäuden, tangieren in vielen Bereichen den baulichen Brandschutz, dessen Nichtbeachtung erhebliche Folgen haben kann. Ungeachtet der meist hohen Sachschäden als Folge eines Brandes erfordert der Brandschutz eines Gebäudes, in dem sich regelmäßig Personen aufhalten, eine weitaus größere Aufmerksamkeit, da Personenschäden zivil- und strafrechtlich erhebliche Konsequenzen nach sich ziehen können.

Es gibt unter § 306 ff. Strafgesetzbuch das fahrlässige Herbeiführen einer Brandgefahr. Er greift bereits bei Begründung einer Brandgefahr einschlägig, wenn besonders feuergefährdete Betriebe oder Anlagen, Anlagen oder Betriebe der Land- und Forstwirtschaft etc. in Brandgefahr gebracht werden. Dies gilt möglicherweise auch in Verbindung mit § 13 StGB durch Unterlassen einer Handlung nach Begründung der von einem Produkt ausgehenden Gefahr.

Auszug aus Strafgesetzbuch (§ 306d Fahrlässige Brandstiftung):

- »(1) Wer in den Fällen des § 306 Abs. 1 (Anmerk.: Brandstiftung an fremden Gebäude, Betriebsstätten, technischen Einrichtungen ... etc.) oder des § 306a Abs. 1 (Anmerk.: u. a. Gebäude in denen sich Menschen aufhalten) fahrlässig handelt oder in den Fällen des § 306a Abs. 2 (Anmerk.: Menschengefährdung nach § 306) die Gefahr fahrlässig verursacht, wird mit Freiheitsstrafe bis zu fünf Jahren oder mit Geldstrafe bestraft.
- (2) Wer in den Fällen des § 306a Abs. 2 fahrlässig handelt und die Gefahr fahrlässig verursacht, wird mit Freiheitsstrafe bis zu drei Jahren oder mit Geldstrafe bestraft.«

Nach der Musterbauordnung und den Landesbauordnungen werden Gebäude je nach Größe (Gebäudehöhe, Stockwerke, Grundfläche) und Nutzung unterschiedlich eingestuft. Bei großflächigen Gebäudekomplexen handelt es sich meist um bauliche Anlagen und Räume besonderer Art und Nutzung (Sonderbauten). Hierzu gehören z. B. Gebäude mit mehr als 1.600 m² Brutto-Grundfläche des Geschosses mit der größten Ausdehnung. Nach der Definition der Landesbauordnungen sind für solche Sonderbauten Brandschutzkonzepte zu erstellen.

Eine Photovoltaikanlage – insbesondere auf großflächigen Dächern – verändert die brandschutztechnische Infrastruktur in und auf einem Gebäude bzw. Dach. Deswegen müssen solche Anlagen zwingend in ein Brandschutzkonzept mit eingebunden werden. Darüber hinaus kann auch nicht ausgeschlossen werden, dass sich durch die Änderungen der Brandlast auch eine Nutzungsänderung des Gebäudes ergibt, welche einer baurechtlichen Genehmigung bedarf.

Auch die Musterindustriebaurichtlinie legt im Hinblick auf den baulichen Brandschutz einheitlich zu beachtende Regeln fest. Hierbei ergeben sich auch Pflichten für den Betreiber. Die Musterindustriebaurichtlinie gibt hier unter Ziff. 9 folgenden Hinweis:

»9 Pflichten des Betreibers

Änderungen der brandschutztechnischen Infrastruktur sowie eine Erhöhung der Brandlast erfordern eine Überprüfung des Brandschutzkonzeptes. Ergibt sich daraus eine niedrigere Sicherheitskategorie, eine höhere äquivalente Bränddauer t_a oder eine höhere rechnerisch erforderliche Feuerwiderstandsdauer erf. t_f oder eine höhere Brandschutzklasse nach Tabelle 2, so liegt einen Nutzungsänderung vor. Solche Nutzungsänderungen bedürfen dann eines Bauantrages und einer Baugenehmigung, wenn sich aus ihnen höhere Anforderungen ergeben. Dies gilt auch bei Änderungen und Ergänzungen des Brandschutzkonzeptes nach

Erteilung der Baugenehmigung.« [Quelle: Musterindustriebaurichtlinie, herausgegeben von der Fachkommission Bauaufsicht der Bauministerkonferenz, Fassung 2014]

Ein besonderes Augenmerk gilt sowohl den bereits vorhandenen brandschutztechnischen baulichen als auch konstruktiven Gegebenheiten am, im und auf dem Gebäude. Dies betrifft u.a. Brandwände, Entrauchungsanlagen, Rettungswege, stationäre Löscheinrichtungen, etc.

So müssen nach landesbaurechtlichen Vorschriften Dachaufbauten einen Mindestabstand von 1,25 m zu Brandwänden einhalten. Dies gilt vorwiegend für Dachaufbauten aus brennbaren Baustoffen. PV-Module sind in der Regel normal entflammbar, soweit sie keine bauaufsichtliche Zulassung als schwer entflammbar oder nicht brennbar haben.

Das ungeschützte Überführen von Leitungen oder gar Leitungsbündel über bestehende Brandwände ist nicht gestattet. An solchen Stellen müssen entweder brandschutztechnische Maßnahmen (Kabelschottungen, Brandschutzisolierungen) getroffen oder die Leitungstrassen so verlegt werden, dass diese innerhalb eines Brandabschnittes verbleiben.



Bild 132: ohne zusätzlichen Schutz überführte Kabelbündel bei einer Brandschutzwand

Gem. der Musterindustriebaurichtlinie gelten Dachflächen ab einer Größe von 2.500 m² als großflächig. Für solche Dächer werden in der Regel bereits Brandschutzkonzepte erstellt. Sie beinhalten u.a. Löschwege für die Feuerwehr, Rettungs- und Fluchtwege, Rauchgas- und Wärmeabzugsanlagen. Diesbezüglich ist bei solchen Dachflächen die DIN 18234 zu beachten. Diese regelt u.a. bei großflächigen Dächern den Brandschutz »von unten«. Darin ist als Ziel geregelt, dass eine Brandweiterleitung innerhalb eines Brandabschnittes über das Dach behindert wird.

Dies bedeutet, dass z.B. bei Dachdurchdringungen besondere Maßnahmen zum Brandschutz durchgeführt werden müssen – unabhängig der Zuordnung von Brandabschnitten. Bei kleinen Durchdringungen (bis 30 × 30 cm oder Durchmesser 30 cm), welche üblicherweise für Kabeleinführungen ins Innere des Gebäudes hergestellt werden, ist

um die Durchdringung herum die Wärmedämmung von mind. 1,00 m × 1,00 m aus A1-Dämmmaterial (nicht brennbar, z.B. Mineralwolle mit einem Schmelzpunkt von mind. 1000 °C) herzustellen. Die Profilhohlräume (z.B. im Bereich eines Unterdaches) sind mit Profilfüller (Sickenfüller) abzuschotten. Gleiches gilt auch für die Hohlräume innerhalb des Kabelschutzrohres.

Bei der Verwendung von thermoplastischen Produkten bei Dachdurchdringungen (Schutzhörre) kommt es beim Brandfall zum Wegschmelzen. Insofern wären an solchen Stellen selbstschließende Systeme (Rohrabschottung R30 nach DIN 4102-11 oder Feuerschutzklappe) einzubauen. Aufgrund der Leitungsdurchführungen ist dies jedoch technisch nicht möglich. Dementsprechend sind nicht brennbare Rohrdurchführungen und Kabelabschottungen zu verwenden.

Zugänge zu verschiedenen Dachebenen, welche z.B. auch für den Einsatz von Rettungskräften und mögliche Fluchtwege gedacht sind, dürfen nicht mit Anlagenteilen der Photovoltaikanlage verbaut werden. Gleiches gilt auch für Öffnungsflächen von sich automatisch öffnenden Entrauchungsöffnungen (z.B. Oberlichter mit pneumatischer Öffnung) und stationär installierten Löschwasserzuführung.

Bild 133: mit Modulen
zugebauter Dachzugang mit
stationärer Löschwasserzufuhr



Dachflächen aus Bitumenbahnen sind im Hinblick auf den baulichen Brandschutz als problematisch anzusehen. Bitumen ist ohne weiteren Schutz oder ohne Zusätze als brennbar in der Klassifizierung E gem. DIN EN 13501-1 einzustufen. Bezüglich der Klassifizierung bedeutet dies, dass es bei Bitumenbahnen unter Umständen zu einem Flash-over kom-

men kann. Hierbei beginnt der Werkstoff nach einem bestimmten Zeitraum schlagartig vollständig zu brennen. Harte Bedachungen müssen jedoch mind. den Anforderungen nach DIN EN 13501-5 nach Klassifizierung B_{roof}(t1) entsprechen, d. h. normal entflammbar. Dies kann einerseits erreicht werden durch ein bauaufsichtliches Prüfzeugnis oder bei Bitumenbahnen wenn diese durch mineralische oder keramische Bestreuung oder durch eine durchgehende mind. 50 mm starke Kiesschicht mit der Körnung 16/32 geschützt sind. Wurde aufgrund der Gewichtsersparnis bei der Installation der Photovoltaikanlage die Kiesschicht entfernt oder befinden sich die Bitumenbahnen in einem abgewitterten Zustand, ist die Bedachung in ihrer Eigenschaft als harte Bedachung eingeschränkt bzw. nicht mehr gegeben. Soweit die Klassifizierung einer Photovoltaikanlage nicht den Eigenschaften einer harten Bedachung entspricht, z. B. nur B2, kann in der Folge hieraus auch die B1-Eigenschaft des Daches erloschen sein.

Dachflächen über 2.500 m² sind nach Industriebaurichtlinie so auszubilden, dass eine Brandausbreitung über das Dach behindert wird. Großflächige Photovoltaikanlagen sind daher auf ebenso großflächigen Dächern räumlich zu begrenzen und mit entsprechenden Abständen zu installieren. Soweit kein direkter Zugang zu dem Dach gegeben ist, ist ein Zugang über einen Freistreifen an der längeren Seite zu schaffen. Bei großen Flachdächern sollte für jeden Brandabschnitt (in der Regel 40 × 40 m) umlaufend um die Generatoren eine Zugangsmöglichkeit gegeben sein. Laufwegbreiten sollten 1 m nicht unterschreiten.

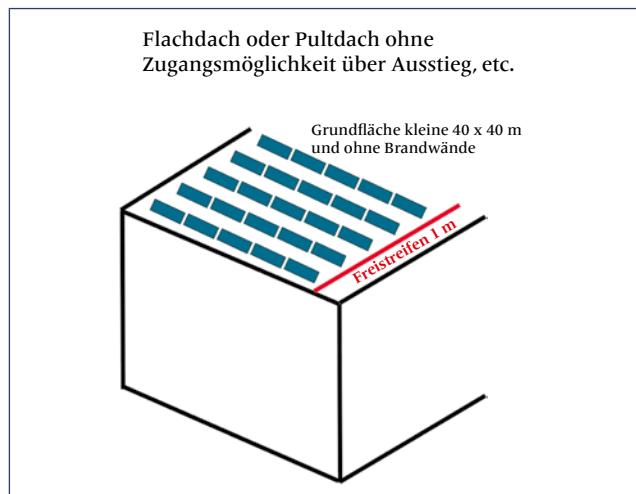
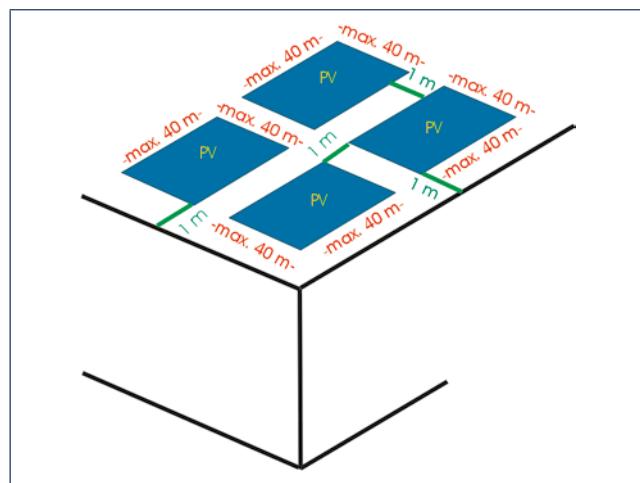


Bild 134: Freistreifen bei fehlendem direkten Zugang zum Dach; das Bild zeigt ein Flachdach oder Pultdach ohne Zugangsmöglichkeit über Ausstieg o.ä. bei einer Grundfläche von kleiner 40 x 40 m

Bild 135: Trennung von großflächigen Generatorfeldern mit Umlaufmöglichkeit



Bei Dacheinbauteilen sind entsprechende Abstände für eine sichere Wartung und deren Zugang einzuhalten. Insbesondere bei mechanischen Rauchabzugsanlagen (RWA) gilt es, deren Funktionsfähigkeit nicht zu beeinflussen. Der Fachverband Tageslicht und Rauchschutz e.V. empfiehlt hierbei Abstände von mind. 2,00 m bei max. Bauhöhengleichheit zwischen Photovoltaikanlage und Entrauchungsöffnung. Soweit die Konstruktion der Photovoltaikanlage die Bauhöhe der Entrauchungsöffnung überragt, sind mind. 5,00 m Abstand einzuhalten. Dies auch im Hinblick auf die aerodynamische Wirksamkeit des Rauchabzuges.

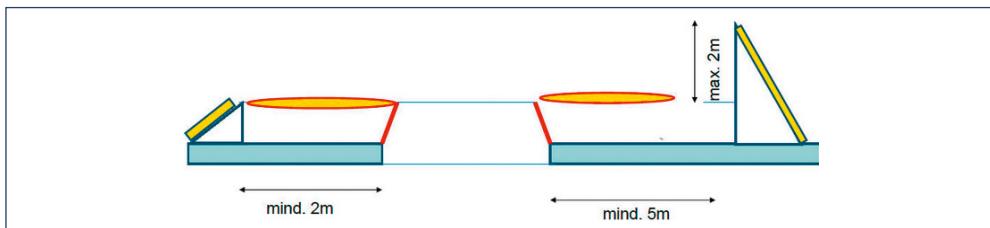


Bild 136: Abstand zu Entrauchungsanlagen [Quelle: Fachverband Tageslicht und Rauchschutz e.V.]

6.12 Anlagenkennzeichnung

Wie bereits bei einigen Bauteilen der Photovoltaikanlage angesprochen, sind bestimmte Anlagenteile dauerhaft zu kennzeichnen. Probleme bei Prüfung und Wartung bereiten immer wieder fehlende oder unzureichende Anlagenkennzeichnungen. Dies gilt auch für handbeschriftete Klebestreifen, welche nach einiger Zeit weitgehend abgewittert sind oder von alleine abfallen. Schwierig wird dies insbesondere bei größeren Anlagen mit Stringverteilerkästen und/oder mehreren Wechselrichtern mit mehreren Stringanschlüssen.

Man kann zwar später Messungen vornehmen, tut sich aber in den meisten Fällen schwer, diese richtig zu interpretieren. Auch eine Fehlersuche ist fast unmöglich, wenn die genaue Stringbezeichnung fehlt. Man muss dann notgedrungen auf dem Dach einzelne Generatoren abdecken, um anhand wiederholter Messungen herauszufinden, welcher String aus welchem Generatorfeld zu dem Wechselrichter gehört. Sollte dann noch ein Stringplan in der Dokumentation fehlen, wird die Fehlersuche nahezu ein Ding der Unmöglichkeit.

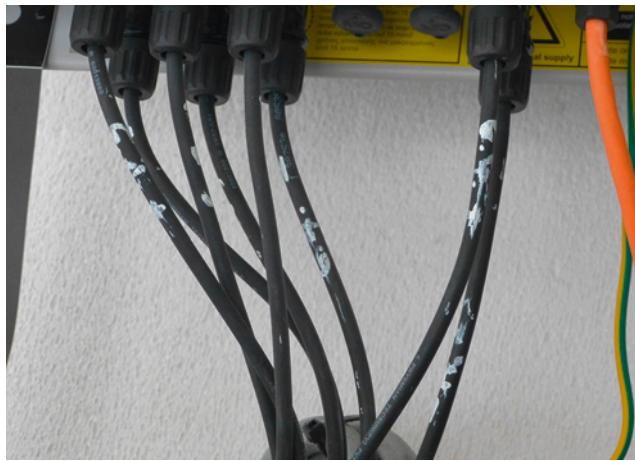


Bild 137: nicht entzifferbare Stringbeschriftung

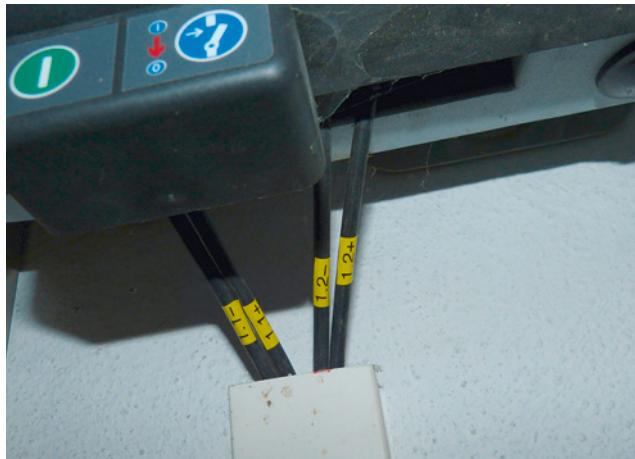


Bild 138: So sollte es sein.

Gem. DIN 0100-510 sowie DIN 0126-23 in Verbindung mit DIN EN 81346 (Industrielle Systeme, Anlagen und Ausrüstungen und Industrieprodukte – Strukturierungsprinzipien und Referenzkennzeichnungen) und der DIN EN 61439-1 (Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen) sind Anlagenteile dauerhaft und sichtbar zu kennzeichnen. Ergänzende Anlagenkennzeichnungen für Photovoltaikanlagen sind auch in der Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712 erwähnt.

Bild 139: einfache
aber übersichtliche
Anlagenkennzeichnung



Auch sind bestimmte Anlagenbauteile auf der Gleichstromseite, wie z. B. Überspannungsschutz- oder Generatoranschlusskästen, dauerhaft mit einem Warnhinweis zu versehen, da auch bei abgeschalteter Photovoltaikanlage die Anlagenteile noch aktiv sind und eine Stromschlaggefahr besteht.

Bild 140: Kennzeichnungsschild
z. B. auf Generator-
anschlusskästen oder
Freischaltern

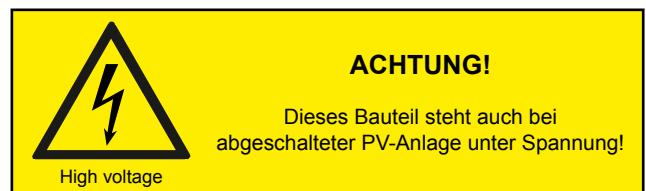


Bild 141: zuvor genannter
Warnhinweis fehlt hier



Auch der nunmehr genormte Hinweis, dass sich auf dem Gebäude eine Photovoltaikanlage befindet, ist nach der neuen Anwendungsregel vorzusehen. Es dient gleichzeitig als Hinweis für die Feuerwehr im Einsatzfall (siehe auch Kapitel 6.13).

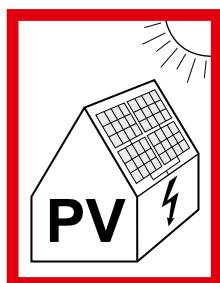


Bild 142: Anlagenkennzeichnung nach Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712
[Quelle: www.solarwirtschaft.de]

Bei größeren und ausgedehnten Dachanlagen empfiehlt es sich grundsätzlich vor Ort einen Feuerwehreinsatzplan vorzuhalten, in dem die wesentliche Flächenausdehnung der Photovoltaikanlage, der Verlauf der Gleichstromhauptleitungen und der Wechselrichterstandort in einem Lageplan eingezeichnet sind. Entsprechende Muster wurden vom Bundesverband der Solarwirtschaft (BSW) erarbeitet und sind in die Anwendungsregel VDE-AR-E2100-712 mit eingeflossen.

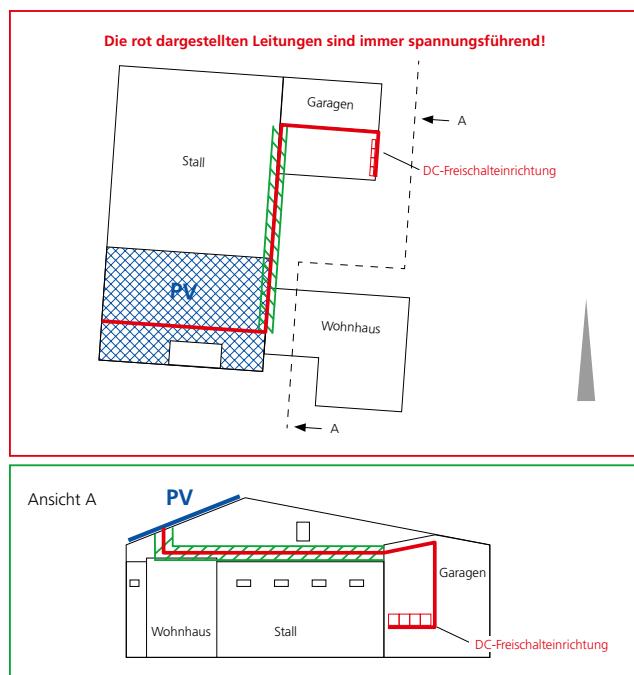


Bild 143: Muster Feuerwehreinsatzplan nach Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712
[Quelle: www.solarwirtschaft.de]

Datum: Datum der Erstellung	Übersicht: Luftbild des Gebäudes	Projekt: Projekt-Nummer	Aufstellort der PV-Anlage: Adresse
Legende: — spannungsführende Leitung — spannungsführende Leitung (feuerfest verlegt) ■ PV-Generator Position der DC-Freischalteinrichtung	Kunde: Name und Mobilfunknummer	Inhalt: PV-Anlage Übersichtsplan für Einsatzkräfte	Erstellt durch: Komplette Adresse und Telefonnummer des Anlagen- herstellers
		Notfallnummer: Name und Mobilfunknummer	

6.13 Notausschalter/Feuerwehrschanter

Das Thema Brandschutz im Sinne des Schutzes der Einsatzkräfte vor den Risiken (Stromschlag) einer Photovoltaikanlage sorgt seit längerer Zeit für Diskussionsstoff sowohl in der Branche als auch bei Feuerwehren. Es wurde bereits in der Vergangenheit über mögliche sinnige und unsinnige Lösungen diskutiert. Im Mai 2013 trat die VDE-AR-E 2100-712 als Anwenderregel zur Brandabschaltung in Kraft. Sie wurde gemeinsam mit dem TÜV Rheinland und dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE vorbereitet. Diese Regel ist nicht verbindlich wie z. B. eine Norm nach DIN EN. Sie richtet sich auch vielmehr an die Entwickler von Abschaltsystemen, die bisherigen Erkenntnisse und mögliche Schutzziele zukünftig zu berücksichtigen. Demzufolge besteht derzeit auch noch keine Verpflichtung, solche Abschalteinrichtungen zu installieren oder nachzurüsten. Es existiert noch nicht einmal eine Produktnorm.

In VDE-AR-E 2100-712 werden Teile der Solaranlage mit Schutzziel 1 und Teile mit Schutzziel 2 klassifiziert. Ob das sinnvoll ist, wird sich zeigen. Denn im Brandfall muss die Photovoltaikanlage von der Feuerwehr als Ganzes abgeschaltet werden können. Den Einsatzkräften bleibt in der Regel keine Zeit, sich mit Details an der Photovoltaikanlage auseinander zu setzen, um verschiedene Maßnahmen zu ergreifen.

Als bisherige Standardlösung sind sogenannte Feuerwehrschanter im Gespräch und werden teilweise bereits eingesetzt. Im Brandfall schalten solche Feuerwehrschanter die Leitung von den Solarmodulen zum Wechselrichter spannungslos. Eine Gefährdung der Einsatzkräfte im Brandfall – aufgrund spannungsführender Gleichstromleitungen – ist somit gänzlich ausgeschlossen; verspricht zumindest die Werbung diverser Hersteller.

Es bleiben aber zumindest zwei Risiken: Erstens in den Leitungen innerhalb der Generatoren – hier ist keine Abschaltung vorgesehen, wobei es auch Entwicklungen gibt, welche die Module untereinander trennen sollen; zweitens müssen solche Trennvorrichtungen, d. h. auch ein Feuerwehrschanter, im Ernstfall auch funktionieren. Durch das reine Verlassen auf die technische Funktion solcher Einrichtungen besteht die Gefahr, dass entsprechende Vorsichtsmaßnahmen bei den Einsatzkräften womöglich ausgeblendet werden. Dies bedeutet, dass bei einer Anlageninspektion auch die Funktion solcher Trennsysteme überprüft werden muss. Soweit Fehlfunktionen oder Störungen festgestellt werden, hat es durchaus Sinn, am Bedienschalter einen Hinweis anzubringen »wegen Funktionsstörung außer Betrieb«.

6.14 Dachanlagen

Nachdem die Mehrzahl der Photovoltaikanlagen auf Gebäuden installiert sind, soll nachfolgend im Speziellen auf diverse Eigenheiten von Dachkonstruktionen eingehen, welche auch bei einer Wartung und Inspektion einer Photovoltaikanlage nicht außen vor

gelassen werden sollten. Denn auch die Feststellung von etwaigen Schäden am Dach in Verbindung mit der installierten Photovoltaikanlage gehört zu einer Inspektion bei einer Photovoltaikanlage dazu.

Bei der Installation von Photovoltaikanlagen auf Dachflächen kollidieren Planung und Ausführung oftmals mit den Regeln des Dachdeckerhandwerks und der Flachdachrichtlinie. Das Anbringen, Befestigen oder Aufstellen von PV-Elementen an oder auf Dachflächen beeinflusst die Eigenschaften von Dachhaut und Dachkonstruktion. Soweit bei der Montage der Photovoltaikanlage das Verständnis für die Regeln des Dachdeckerhandwerks fehlt oder vernachlässigt wird, sind Schäden vorprogrammiert.

6.14.1 Eignung der Dächer für Photovoltaikanlagen

Die Eignung von Dächern für Photovoltaikanlagen hängt, unabhängig von den solargeografischen Eigenschaften und den Möglichkeiten der unmittelbaren Netzeinspeisung in der Regel im Wesentlichen von drei Faktoren ab:

- Lastreserven
- Dachkonstruktion (Dachhaut) und deren Zustand
- Installationsaufwand.

Bleiben hier einige Aspekte bereits bei der Planung unberücksichtigt, können deren mögliche nativen Auswirkungen später im Anlagenbetrieb nur sehr schwer korrigiert werden.

Nicht unwesentlich ist auch der Zustand der Dachhaut und der Dachkonstruktion zum Zeitpunkt der Installation einer Photovoltaikanlage. Hier ergeben sich im Ergebnis zwei Faktoren: zum einen ein Wirtschaftlichkeitsfaktor für die Photovoltaikanlage im Hinblick eines dauerhaften und ungestörten Betriebes bei einem möglichen Erfordernis einer im geplanten Betriebszeitraum notwendigen Dachsanierung; zum anderen im Hinblick auf die Dauerhaftigkeit der Dachdeckung im Hinblick auf einen dauerhaften Schutz des Gebäudes gegen Niederschläge und eindringende Feuchtigkeit. Weiterhin sind die einschlägigen Regelwerke des Zentralverbandes des Deutschen Dachdeckerhandwerks sowie der Flachdachrichtlinie und deren zugeordnete DIN-Normen zu beachten.

6.14.2 Flachdach

Im Gegensatz zu einem Steildach sind an ein Flachdach erhöhte Anforderungen gestellt. Z.B. muss es im Gegensatz zu einem Ziegeldach wasserdicht sein. Gerade diese Anforderung macht ein Flachdach relativ »verwundbar«, insbesondere dann, wenn sich auf einem Flachdach (z.B. bei Zweck- bzw. Industriebauten) eine Vielzahl von Aufbauten und Durchdringungen befinden, die gewisse Schwachstellen darstellen. Flachdächer genießen deshalb nicht immer den besten Ruf, weil es sehr häufig zu Schäden kommt. Daher müssen gerade Flachdächer sorgfältig geplant und auch ausgeführt werden, um spätere Probleme auszuschließen.

Die Normen unterscheiden weiterhin zwischen genutzten und ungenutzten Flachdächern. Ungenutzte Flachdächer haben lediglich die Aufgabe, das Gebäude vor Niederschlag und Durchnässtung zu schützen. Neben einer normalen Begehbarkeit für Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten werden neben den üblichen Lastannahmen für Schnee und Wind keine besonderen Anforderungen für die Aufnahme von zusätzlichen Lasten gestellt.

Genutzte Flachdächer sind in der Form von begrünten Dächern, Terrassen oder Parkdecks anzutreffen. Hier muss bereits bei der Planung nicht nur den erhöhten Anforderungen bei der tragenden Dachkonstruktion, sondern insbesondere auch bei den einzelnen Schichten des Dachaufbaus und der Wahl der entsprechenden Baustoffe Rechnung getragen werden.

Weder in den DIN-Vorschriften noch in der aktuellen Flachdachrichtlinie ist bisher der Sonderfall einer Flachdachnutzung mittels Photovoltaik behandelt. Da eine Photovoltaikanlage auf einem Flachdach gegenüber der Dachkonstruktion eine besondere Nutzung darstellt, welche durch ihre Zusatzlast und häufigere Frequentierung wegen Wartungsarbeiten einer höheren Nutzung nahekommt, liegt die Zuordnung eher bei denen der genutzten Flachdaches.

Bei genutzten Flachdächern erfolgt die Lasteinleitung je nach Konstruktionstyp in unterschiedlicher Weise:

Bei einem sogenannten Warmdach (Wärmedämmung liegt unterhalb der Abdichtung bzw. oberhalb der Tragschale) geschieht dies in der Regel über eine lastverteilende Schicht in Form eines Estrichs oder flächiger Betonplatten. Auch eine Lastabtragung über eine Kies- oder Splittschicht mit darunterliegender Bautenschutzmatte ist möglich. Zu beachten ist jedoch, dass gem. DIN 4108-10 (Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden – Teil 10: Anwendungsbezogene Anforderungen an Wärmedämmstoffe – Werkmäßig hergestellte Wärmedämmstoffe) Wärmedämmplatten bei einem Warmdachaufbau zum Anwendungsgebiet DAA (Außendämmung von Dach oder Decke, vor Bewitterung geschützt, Dämmung unter Abdichtungen) gehören und eine Druckbelastbarkeit von mind. »dh« (genutzte Dachflächen, Terrassen) nachweisen müssen.

Bei einem Umkehrdach (Wärmedämmung liegt außen, oberhalb der Abdichtung, meist mit Kieschicht beschwert) erfolgt die Lastabtragung über ein Kies- oder Splittbett, da hier Mörtelbette ungeeignet sind. Auch hier müssen die Wärmedämmplatten den Anforderungen von mind. »dh« entsprechen.

Bei ungünstigen Lasteinleitungen ergeben sich unzulässige Spannungen für die Abdichtung sowie unzulässige Kräfte, bei denen die Wärmedämmung versagen kann. Hierbei sind zu geringe lasteintragende Flächen und Punktlasten problematisch. Diese können zum Perforieren der Abdichtung führen. Die DIN 18195-5 (Bauwerksabdichtungen – Teil 5: Abdichtungen gegen nichtdrückendes Wasser auf Deckenflächen und in Nassräumen, Bemessung und Ausführung) nimmt Bezug auf die Wechselwirkungen zwischen Dämmeschicht und Abdichtung. Bei einem Warmdach versagt im Falle einer deutlichen und häufigen Spannungsüberschreitung nicht nur die Wärmedämmeschicht, sondern meistens auch die Abdichtung, die mit der Dämmschicht fest verbunden ist. Beispiele zeigen, dass

sich an derselben Stelle eines schadhaften Dachbelages mit zeitlicher Verschiebung Risse im Belag und in der darunterliegenden Abdichtung sowie Eindrückungen und Risse in der Wärmedämmung bilden.

In einem Umkehrdachaufbau entstehen bei Überschreiten der Langzeitdruckfestigkeit ebenfalls Verformungen und Risse in der Dämmung, nicht aber in der Abdichtung, da diese entkoppelt, d. h. ohne festen Verbund, mit den Dämmplatten unterhalb der Dämmeschicht liegt.

Schon relativ kurz nach Errichtung der ersten Flachdächer wurde klar, dass diese Dachart zu den wartungs- und instandsetzungsintensivsten Dacharten zählt. Gegenüber einem Steildach fehlt dem Flachdach die Eigenschaft, Niederschlagswasser schnell und gezielt abzuführen, weshalb es wasserdicht sein muss.

Bei einem Flachdach beträgt das Oberflächengefälle $< 5^\circ$. Darüber hinaus ist zwangsläufig eine Vielzahl von Anschlussbereichen (Einläufe, Dachdurchdringungen, Dachaufbauten) vorhanden, welche einen potenziellen Schwachpunkt bei der Abdichtung darstellen. Daneben fehlt dem Dach die harte Bedachung, wie z.B. bei einem Ziegel- oder Blechdach, welches gegen Verwitterung erheblich resistenter ist als weiches Bitumen oder Kunststofffolien.

Sicherlich haben sich bis heute die Qualitätskriterien und Abdichtungsmaterialien aus den Schadenserfahrungen der vergangenen Jahre verbessert, allerdings bleibt es Fakt, dass Flachdächer Schwachstellen haben und im Laufe der Nutzungsdauer des Daches mit Instandsetzungen zu rechnen ist.

Neben bereits erheblichen Qualitätsverbesserungen, insbesondere mit dem Einsatz von Kunststoffbahnen und deren Verbesserung gegen Weichmacheraktivierung (Versprödung) und Kalanderschrumpf (Schrumpfung der Bahnängen nach Austrag auf dem Dach), ergeben sich zusätzliche neue Probleme, deren Ursachen weitgehend noch gar nicht geklärt sind. So reißen z.B. beim »Shattering« ohne Vorwarnung Kunststoffbahnen in kleine Streifen oder es bilden sich Rotalgen, die die Kunststoffbahnen regelrecht abschmirlgen.

In einer Erhebungsstudie der Stadt Zürich von 2007 [Pöll] wurden insgesamt 371 Flachdächer verschiedenster Bauarten und Abdichtungen erfasst und ausgewertet. Die Anzahl der Schadenshäufigkeit im Verlauf der Nutzungsdauer von Flachdächern wird in der nachfolgenden Grafik veranschaulicht. Bereits kurze Zeit nach Errichtung bzw. nach dem Bau der Flachdächer steigt die Schadenswahrscheinlichkeit weitgehend kontinuierlich an. Innerhalb der ersten 15 Jahre ist bereits mit einer Schadenswahrscheinlichkeit von 30 bis etwas mehr als 50 % zu rechnen, wobei erstaunlicherweise das »moderne« Kunststoffdach gegenüber Bitumen eine höhere Schadenswahrscheinlichkeit aufweist.

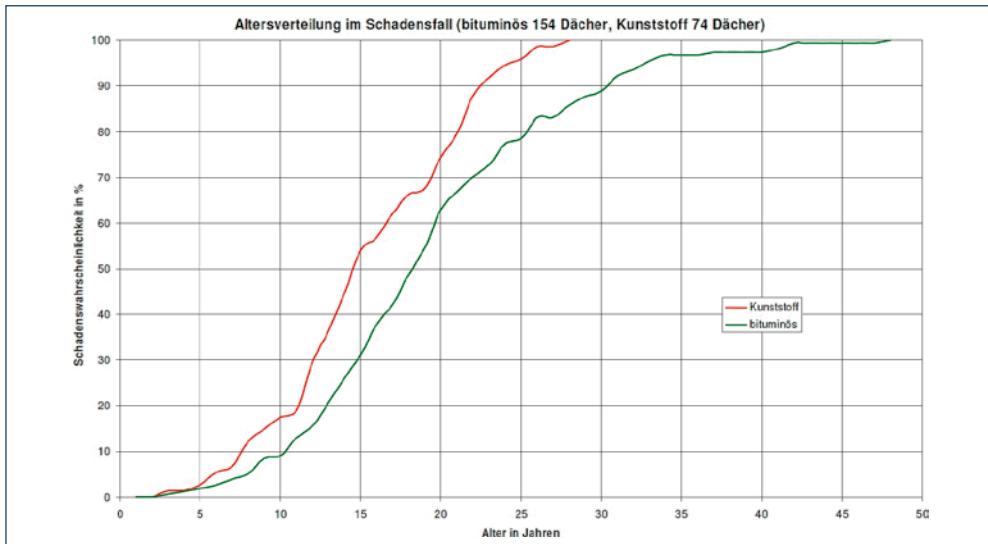


Bild 144: Altersverteilung im Schadensfall [Quelle Stadt Zürich]

Bei Kunststoffbahnen als Dachabdichtung ist zu bemerken, dass deren Haltbarkeit unmittelbar von der Foliendicke abhängig ist. Einer Untersuchung von Götze an Abdichtungen von PVC-Kunststoffdachbahnen nach, ist die Haltbarkeit (praktische Nutzbarkeit) der PVC-Dachbahnen von ihrer Dicke abhängig und beträgt bei 0,8 mm dicken Bahnen 10 Jahre, bei 1,2 mm dicken Bahnen 18 Jahre, bei 1,5 mm 23 Jahre und bei 1,8 mm 28 Jahre.⁷

Der Grund dieses nahezu linearen Verhältnisses zwischen Dicke und Haltbarkeit liegt im Alterungsverhalten begründet. Kunststoffe altern von der Oberfläche her. Alterung und Versprödung schreiten von außen nach innen fort. Dieses Verhalten zeigen im Wesentlichen alle Kunststofferzeugnisse.

Zu beachten ist, dass bei Alterung und Versprödung die Riss- und Kerbempfindlichkeit zunimmt. Dies ist der Grund, weshalb ältere Bahnen bei örtlicher Überlastungen Kerbbrüche und Risse aufweisen. Hiervon betroffen sind in erster Linie Brüche im Bereich von Dehnzonen, Eckstücken und Lüfteranschlüssen.

Daraus folgernd lassen sich mit dem Wissen der Dicke der Dachbahn und des Baujahres der Abdichtung aussagekräftige Rückschlüsse auf die Restnutzungsdauer des Flachdaches ziehen. Auch die wirtschaftlichen Risiken beim Bau einer Photovoltaikanlage auf dem betreffenden Dach und die Wahrscheinlichkeit eines Rückbaus bei erforderlicher Dachsanierung können so bestimmt werden.

⁷ Walter Holzapfel. Dächer – Erweitertes Fachwissen für Sachverständige und Baufachleute. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2009

In Anbetracht der bisher erörterten Lebenszyklen eines Flachdaches blieb bis jetzt der Umstand unberücksichtigt, dass die auf einem solchen Dach installierte Photovoltaikanlage ebenfalls noch Einfluss auf die Lebensdauer der Flachdachabdichtung haben kann, sodass das Risiko einer erforderlichen Dachsanierung sich hierbei möglicherweise noch erhöht. Zugleich können nachträglich auf ein bereits bestehendes Flachdach aufgebrachte Photovoltaikanlagen die ursprünglich dem Flachdach zugesetzte Funktion ändern, was nicht unerhebliche Auswirkungen mit sich bringen kann.

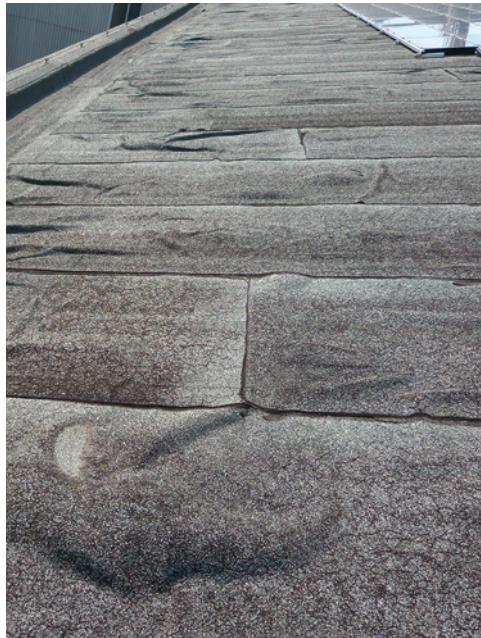


Bild 145: kritischer Zustand einer Flachdachabdichtung – zumindest in diesem Zustand nicht für den Bau einer Photovoltaikanlage geeignet

Dachkonstruktionen haben grundsätzlich die Aufgabe, das Gebäude vor der Witterung, insbesondere dem Niederschlag, und gegen Wärmeaustritt zu schützen. Dächer bestehen also immer aus den Komponenten »Wärmedämmung« und »Schutz vor Niederschlag« bzw. beim Flachdach aus der »Abdichtung«. Je nach Konstruktionstyp ergeben sich, wie bereits ausgeführt, somit unterschiedliche Reihenfolgen von Dämmung und Abdichtung. Wird z. B. auf einem bisher nicht genutzten Foliendach mit weicher Dämmung eine Photovoltaikanlage »oben aufgestellt, so ergeben sich je nach Flächenverteilungslast der Photovoltaikanlagen-Konstruktion unterschiedliche Belastungen auf die Wärmedämmung, welche zu einem mehr oder weniger starken Eindrücken führen können. Linienlasten bzw. Punktlasten erhöhen diesen Effekt. Die Folge hieraus ist auch eine erhebliche Beanspruchung in Form einer Dehnung der Abdichtung bzw. Folienbahn.

Je nach Belastungsstärke und Belastungsart kann es zu einer Überdehnung mit Rissen oder zu einem Abreißen infolge Dehnung an Anschlussbereichen kommen. Die bisher und

nachfolgend dargestellten Risiken bezwecken nicht, grundsätzlich gegen eine sinnvolle und ökologische Nutzung von Flachdächern für regenerativen Strom aus Solarenergie zu werben. Sie will jedoch – gerade wegen der oftmals hohen Investitionssummen und langen Nutzungszeit von Solarstromanlagen – auf wichtige Prüfungen und eine umfängliche Planung vor der Realisierung hinweisen, damit es später nicht zu Aufwendungen kommt, mit denen sich die Wirtschaftlichkeit solcher Investitionsprojekte infrage stellt. Führten bereits in der Vergangenheit Nachlässigkeiten bei der Planung und Montage von Photovoltaikanlagen auf »normalen« Gebäudedächern zu Schäden, so wird aufgrund der Eigenheiten eines Flachdaches sicherlich noch sensibleres Terrain betreten.

Bild 146: Punktuelles Auflager
im Abdichtungsrandbereich
führt früher oder später zu
Schäden.



Es wurde bereits festgestellt, dass die propagierte Nutzungsdauer einer Photovoltaikanlage von mehr als 30 Jahren und die hierbei abgebildete Wirtschaftlichkeitsberechnung über 20 Jahre im Hinblick auf die gesetzliche Einspeisevergütung oftmals nur auf dem Papier existent ist. Viele Mängel und Instandsetzungsmaßnahmen schmälern das wirtschaftliche Ergebnis. Was die Dauerhaftigkeit der Investition angeht, laufen bei der Installation einer Photovoltaikanlage auf einem Flachdach nunmehr zwei wirtschaftliche Risiken zeitlich parallel:

- die Dauerhaftigkeit der Photovoltaikanlage und
- die Dauerhaftigkeit des Daches, auf dem die Photovoltaikanlage installiert wurde.

Wenn die entsprechenden Normen genutzte und ungenutzte Flachdächer unterscheiden, dann heißt dies bei der Nutzung von Flachdächern für Photovoltaikanlagen, dass ein bisher ungenutztes Flachdach nunmehr zu einem genutzten Flachdach umgewidmet wird.

Gleichzeitig muss aber bedacht werden, dass das bisher unbenutzte Flachdach ursprünglich wahrscheinlich nur als solches geplant war – vielleicht auch im baurechtlichen Sinn. Bei einer Nutzungsänderung können sich somit nicht nur die statischen Anforderungen,

sondern auch die Anforderungen an die einzelnen Konstruktionsteile, wie z.B. Abdichtung und Wärmedämmung, ändern, was gleichzeitig mit der Frage verbunden ist, ob diese die nunmehr erhöhten Anforderungen auch weiterhin erfüllen können.

In vielen Fällen wurde dies zumindest in der Vergangenheit nicht bedacht; oder es wurde aus wirtschaftlich verständlichen Gründen auf zusätzliche Maßnahmen, den Austausch gegen geeignete Materialien oder sogar eine grundlegende Dachsanierung vor Installation einer Photovoltaikanlage verzichtet.

Genau hier besteht die Gefahr, dass bestehende Konstruktionen und Materialien durch eine Nutzungsänderung überbeansprucht werden, je nachdem, welches Montagesystem für die Photovoltaikanlage angewendet wurde und ob diese für diesen Zweck konzipiert waren. Dies wird dann unweigerlich zu einer Beeinträchtigung der Dauerhaftigkeit des Daches führen, was bei erforderlichen Instandsetzungsarbeiten auch unweigerlich Einfluss auf die Betriebssicherheit der Solarstromanlage haben wird.

Was die Wahl der Wärmedämmeigenschaften anbelangt, so können für nicht genutzte Flachdächer Dämmstoffe mit einer mittleren Druckbelastbarkeit (dm) verwendet werden. Für genutzte Flachdächer sind jedoch Dämmstoffe mind. mit der Eigenschaft hohe Druckbelastbarkeit (dh) nach DIN 4108-10 (Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden – Teil 10: Anwendungsbezogene Anforderungen an Wärmedämmstoffe – Werkmäßig hergestellte Wärmedämmstoffe) zwingend gefordert.

Vor einer Nutzung eines Flachdaches für eine Photovoltaikanlage sollten deshalb die Eigenschaften der vorhandenen Dämmschicht hinterfragt werden. Problematisch wird es, wenn aufgrund des Gebäudealters keinerlei Informationen mehr über die verwendeten Dämmstoffe existieren. Hier sind örtliche Erhebungen teilweise unumgänglich, soweit dabei überhaupt genauere Feststellungen getroffen werden können.

Darüber hinaus widersprechen einige normative und in Regelwerken erfasste Vorgaben erstmal grundsätzlich dem Bau einer Photovoltaikanlage auf einem Flachdach. Im Abschnitt 4 der Flachdachrichtlinie wird unter Absatz 9 gefordert:

»... sind Aggregate und Anlagen (...) so anzurichten, dass ein ausreichender Abstand für Ausführung, Wartung und Pflege zwischen Anlage und Abdichtung vorhanden ist. Dabei sollte der Mindesthöhenabstand über Oberflächenbelag 0,50 m betragen.«

Eine weitere Forderung ist in Absatz 11 beschrieben. Hier wird erstmals in diesem Punkt eine freie Zugänglichkeit von An- und Abschlüssen an Flachdachabdichtungen zu Wartungszwecken gefordert.

Angesichts solcher Forderungen stellt sich die Frage, wie überhaupt Photovoltaikanlagen auf einem Flachdach installiert werden können. Das bloße Aufstellen von Modulreihen, wie oftmals üblich, entspricht zumindest nicht den Richtlinien der Flachdachausführungen und somit auch nicht den allgemein anerkannten Regeln der Technik.

Bild 147: überbaute Dachabläufe – keine Chance auf Wartung



Gem. Flachdachrichtlinie müssen Flachdächer gewartet werden. Zur Möglichkeit der Wartung muss also die Dachfläche frei zugänglich sein, insbesondere alle Nähte und Anschlüsse. Weiterhin wird in der Flachdachrichtlinie verlangt, dass Anlagen und Aggregate so anzutragen sind, dass ein ausreichender Abstand für die Ausführung, Wartung und Pflege zwischen Anlage und Abdichtung vorhanden ist. Dabei sollte der Mindesthöhenabstand über Oberflächenbelag 0,50 m betragen. Alle An- und Abschlüsse müssen eine freie Zugänglichkeit aufweisen. Bereits die Forderung bzw. Empfehlung bezüglich eines ausreichenden Abstandes zum Oberflächenbelag ist im Hinblick auf eine auf einem Flachdach direkt aufgestellte Photovoltaikanlage als problematisch zu betrachten.

6.14.3 Dachflächen mit Bitumenbahneindeckungen

Dacheindeckungen mit Bitumenbahnen werden hauptsächlich aus wirtschaftlichen Gründen für Zweckbauten (Industriehallen) verwendet. Sie sind relativ kostengünstig, dafür in ihrer Haltbarkeit auch eingeschränkt. Daher unterliegen sie einer regelmäßigen Wartung und regelmäßiger Instandsetzung. Nach einer Studie im Auftrag der städtischen Wohnungsbaugesellschaft Stadt und Land Berlin [Quelle: Dipl.-Ing.-Architekt Jens Drefahl; Dachreport 3/2008 »Flachdachabdichtungen«] an ca. 30 000 m² Dachflächen wurde für Bitumenbahnen bereits nach 3 bis 5 Jahren erster Reparaturbedarf festgestellt und teilweise bereits nach 10 Jahren eine Sanierung erforderlich. Die max. Haltbarkeit wurde mit 17 Jahren bei geneigten Dächern (>5 Grad) angegeben.

Wird nun auf einem solchen reparaturbedürftigen oder altersbedingt vorgeschädigten Dach eine Photovoltaikanlage installiert, tritt plötzlich eine erhöhte Belastung des Daches auf, in Form

- von erhöhten Trittbelastungen infolge der Montagetätigkeit
- von erhöhter Belastung infolge gelagerten Materials
- linienhafter und/oder punktueller Belastungen aufgrund des gewählten Tragesystems der Photovoltaikanlage.

Es ergibt sich hieraus die Konsequenz, dass sich durch diese zusätzlichen sowohl statischen als auch mechanischen Belastungen die altersbedingten Vorschädigungen weiter verschlechtern und somit auch die Restlebenszeit der Dacheindeckung.

Diese Faktoren haben grundsätzlich Einfluss auf den Betrieb einer Photovoltaikanlage, da man bei einer solchen Situation, wenn sie vor Ort vorgefunden wird, zwangsläufig mit einer Dachsanierung innerhalb der kalkulierten Betriebszeit einer Photovoltaikanlage rechnen muss.

Unabhängig vom wirtschaftlichen Einfluss einer eintretenden Dachsanierungen besteht, wie bereits erläutert, allein aufgrund der Montage der Photovoltaikanlage immer das erhöhte Risiko von Undichtigkeiten, was letztendlich deren Eignung zumindest im ungesanierten Zustand infrage stellt.

Ein weiterer Aspekt ergibt sich aus dem Brandschutz. Bitumen ist ohne weiteren Schutz oder ohne Zusätze als brennbar in der Klassifizierung E gem. DIN EN 13501-1 einzustufen. Bezuglich der Klassifizierung bedeutet dies, dass es bei Bitumenbahnen zu einem Flash-over kommen kann. Hierbei beginnt der Werkstoff nach einem bestimmten Zeitraum schlagartig vollständig zu brennen.

Problematisch ist dies im Zusammenhang mit der Installation einer Photovoltaikanlage dann, wenn Fehler an der Anlage auftreten, welche einen Brand begünstigen. Dies kann z.B. eine defekte Anschlussdose am Modul sein, oder eine Lichtbogenbildung bei einer defekten Leitung. Insbesondere die festgestellten Installationsfehler mit potenzieller Brandgefahr erhöhen die Entstehung eines Brandes und die Brandausbreitung unter Beteiligung der Dacheindeckung erheblich.

6.14.4 Befestigungen der Photovoltaikanlage

Bei den Befestigungen oder Aufständern von Photovoltaikanlagen auf Bitumendacheindeckungen oder generell auf Flachdächern werden immer wieder Fehler gemacht, welche gegen die vorgenannten Kriterien und Eigenarten der Dachkonstruktionen verstößen und mit denen grundsätzlich bei einer Anlagenprüfung zu rechnen ist.

6.14.4.1 Lastverteilung

Eine Lastaufbringung auf einem Flachdach oder auf einem mit bituminösen Dachbahnen gedeckten Dach ist nur statthaft, wenn das Dach bzw. die Dacheindeckung nebst den darunter liegenden Konstruktionsschichten hierfür bemessen und konstruiert sind. Das ist grundsätzlich dann der Fall, wenn es sich um genutzte Dachflächen (z. B. genutzte Flachdächer, hier Terrassen) handelt.

In vielen Fällen fehlen z. B. lastverteilende und schützende Schichten unterhalb der Konstruktion, um eine Beeinflussung bzw. Schädigung der weichen Bedachung zu verhindern. Durch die direkte Auflage von Halteschienen oder punktuellen Befestigungen, ergeben sich Lini恒lasten bzw. Punktlasten auf den weichen Bedachungen. Hierbei werden die Dachbahnen eingedrückt, beschädigt und verlieren ihre Regensicherheit bzw. Wetterdichtigkeit.

Bild 148: immer kritisch:
punktuelle Auflager auf
Bitumenbahnen



Bild 149: Punktuelle und
linienförmige Auflasten führen
unweigerlich zu Schäden an der
Abdichtung.





Bild 150: »Self-made«-Auflagerung führt zu nicht zulässiger punktueller Belastung der Abdichtung.

6.14.4.2 Befestigung

Eine direkte Befestigung in Form des Durchbohrens oder der Einbringung von Schrauben durch die Dachbahnen widerspricht bereits einer logischen Überlegung im Hinblick auf die Anforderung der Dachbahn in Bezug auf die Regen- und Wasserdichtigkeit. Sie sind dennoch anzutreffen. Solche Befestigungen entsprechen weder den Richtlinien des Deutschen Dachdeckerhandwerks noch der Flachdachrichtlinie. Da sich die Befestigungen ausschließlich im Wasserlauf befinden, ist auch eine nachträgliche Eindichtung technisch nicht möglich.



Bild 151: direktes Durchschrauben einer Abdichtungsbahn; der darunter gelegte Elastomerstreifen ist hier nur Kosmetik, das Dach ist undicht

Verklebungen als dauerhafte Befestigung gegen Wind- und Schneelasten sind grundsätzlich höchst problematisch. Dies wurde bereits in Kapitel 6.3 angesprochen. Solarkollektoren müssen nach der im November 2012 veröffentlichten Bauregelliste 2012/2 des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) auch die Anforderungen nach dem deutschen Bauproduktgesetz erfüllen. Photovoltaikanlagen gelten auch nach dem DIBt als bauliche Anlagen im Sinne des Baurechts und fallen damit unabhängig vom Anlagentyp (Gebäudeinstallation oder gebäudeunabhängig), wie bereits erwähnt, unter die Landesbauordnungen. Alle nicht geregelten Bauprodukte bedürfen demnach einer bauaufsichtlichen Zulassung. Dabei stehen Standsicherheit und Brandschutz im Mittelpunkt.

Darin ausgenommen sind ausdrücklich Befestigungen im Klebeverfahren. Somit bedürfen Klebeverfahren grundsätzlich einer bauaufsichtlichen Zulassung.

Dies ergibt sich bereits daraus, dass Montagesysteme ohne zusätzlichen Verwendungs-nachweis eingesetzt werden dürfen, wenn der Nachweis auf Grundlage eingeführter Normen (z. B. DIN 1055) rechnerisch geführt werden kann. Das Gleiche gilt auch für Befestigungsmittel. Auf die Dachhaut aufgebrachte Klebestreifen und deren Lasteinleitung in die Dachkonstruktion können grundsätzlich nicht nach Eurocode 1 (ehemals DIN 1055) nachgewiesen werden.

6.15 Fassadenanlagen

In den Anfangsjahren des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurden Fassadenanlagen gesondert mit einem erhöhten Vergütungssatz gefördert. Aus den früheren Jahren sind deshalb einige Modulbefestigungen an Gebäudefassaden in Form von abgewinkelten Generatorreihen anzutreffen. Auch wenn Fassadenanlagen seit geraumer Zeit nicht mehr gesondert vergütet werden, ist die bauwerksintegrierte Photovoltaik an Fassadenflächen auf dem Vormarsch.

Hierbei ergeben sich erhöhte Anforderungen an die Wartung und Prüfung, insbesondere wenn bei Fassadenverkleidungen nicht alle Bauteile (z. B. Verkabelung) zugänglich sind. Bei großen Fassadenflächen sind nicht selten Spezialhebebühnen erforderlich, um die Modulflächen überprüfen zu können.

Fragen müssen sich auch hinsichtlich der Zulässigkeit von Überkopfverglasungen und einer bauaufsichtlichen Zulassung ergeben. Bei von den geregelten Bauprodukten abweichenden Verwendungen (wie z. B. bei Verwendung über Verkehrsflächen, die durch herabfallende Glasteile gefährdet sind, bei Neigungen > 75 Grad – d. h. bei Fassadenanlagen – oder gebäudeunabhängigen, öffentlich zugänglichen Anlagen) ist ein Verwendbarkeitsnachweis durch eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung (abZ) erforderlich, sofern er nicht auf Grundlage der eingeführten technischen Regelwerke des Glasbaus geführt werden kann.

Bei einer Anlagenprüfung sollten die entsprechenden Nachweise zumindest in den Dokumentationsunterlagen enthalten sein.

6.16 Freifeldanlagen

Freiflächenanlagen bieten neben ihrer Besonderheit als fest in den Boden montierte Generatorfelder eine Reihe von besonderen Anforderungen, welche bei der Inspektion und Prüfung zu beachten sind. Diese können sein:

- Setzungen (Deponie)
- Bewuchs
- Diebstahlüberwachung
- Sicherheitseinrichtungen (Schild, abgesperrter Zugang).

Aber auch bei der konstruktiven Ausführung, wie z.B. der Kabelführung, sind oftmals Mängel festzustellen. Auf diesen Zusammenhang wurde bereits im Kapitel 6.4 hingewiesen.



Bild 152: ein nicht seltener Anblick bei Freifeldanlagen: hängende Leitungen mit Überbeanspruchung im Bereich der Modulanschlussdose

Da Freifeldanlagen in ihrer Mehrzahl fernab einer regelmäßigen visuellen Kontrolle stehen, ist eine konzeptionelle regelmäßige Prüfung und Überwachung umso wichtiger. Störungen oder Anlagenausfälle in dieser Größenordnung können sich wirtschaftlich schnell negativ summieren.

Am Beispiel von Freifeldanlagen soll nachfolgend ein mögliches und empfehlenswertes Überwachungs- und Prüfungskonzept vorgestellt werden. Einzelheiten zu den Prüfungen und Messungen werden auch in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

6.16.1 Überwachungs- und Prüfungskonzept

Monitoring

Bei Großanlagen ist ein Monitoring unerlässlich. Ein visuell auf einem PC aufbereitetes Leistungsdiagramm der Wechselrichter erleichtert die regelmäßige Kontrolle. Automatisierte Fehlermeldungen (Vergleichsabweichungen, Teilausfälle, Kompletttausfall) ergänzen eine gesicherte Anlagenüberwachung und ermöglichen somit auch eine relativ kurze und zeitnahe Reaktion.

Ob das regelmäßige Monitoring vom Anlagenbetreiber selbst oder einer Servicefirma übernommen wird, richtet sich nach den technischen und fachlichen Voraussetzungen/ Kenntnissen des Anlagenbetreibers sowie den Kosten. Bei Übertragung an eine Servicefirma ist zumeist auch ein Servicedienst beim Auftreten von Fehlern mit enthalten, um Anlagenstörungen innerhalb einer kurzen Reaktionszeit zu beseitigen.

Visuelle Überwachung/Diebstahlschutz

In Ergänzung zu dem Monitoring sind installierte Kameras eine weitere Hilfe für eine weitgehend permanente visuelle Anlagenüberwachung. Dies insbesondere im Hinblick auf einen Diebstahlschutz. Hierbei sind auch nachttaugliche Kameras empfehlenswert.

Wöchentliche Anlagenprüfung

Zumindest mit Augenschein sollte man einmal in der Woche die Anlage besichtigen. Hierbei geht es weniger um Detailprüfungen an der Anlage, sondern mehr um den groben Überblick, d.h.: Ist die Zaun- und Toranlage unbeschädigt? Sind die Zugänge verschlossen? Steht alles noch an seinem rechten Platz? Auch hier kann dies entweder der Anlagenbetreiber selbst tun oder eine Servicefirma im Zuge eines Servicevertrages.

Jährliche Anlagenprüfung

Bei der jährlichen Inspektion bzw. Prüfung der Anlage erfolgt:

- genaue Sichtprüfung Module, Unterkonstruktion
- genaue Sichtprüfung Verkabelung und Wechselrichter
- stichprobenartige Messung DC-Leitungen
- Säubern der Wechselrichter und Gebläseöffnungen
- Prüfen und Warten der Übergabe- und Trafostation(en)
- genaue Sichtprüfung Zaunanlage, Beschriftungen, Hinweisschilder, Überwachungssysteme.

Die Prüfung erfolgt in Anlehnung an die DIN EN 62446, VDE 0126-23:2010-07 (Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen) sowie gem. BGV A3 bzw. DIN VDE 0105-100 für die Unterverteilungen, Übergabe- und Trafostationen.

Alleine aus dem sich ergebenden Aufgabenumfang ist hier eine Fachkraft zur Ausführung der Inspektion unumgänglich.

Für Prüfarbeiten im Mittelspannungsbereich ist eine besondere fachliche Qualifikation bzw. Eignung des Prüfenden erforderlich.

Bewuchspflege

Da Freifeldanlagen zum Großteil auf Grünflächen erstellt sind, müssen diese regelmäßig gepflegt werden. Je nach Bewuchs und auch Abstand der Modultische vom Boden sind ein oder zwei Grünschnitte pro Jahr erforderlich. Beim Einsatz von Weidetieren (Schafe) ist sicherzustellen, dass von der elektrischen Anlage keine Gefahr ausgeht; d.h. alle Leitungen müssen in für die Tiere unerreichbarer Höhe angebracht bzw. gegen Anknabbern geschützt sein.

Sonderprüfungen/Sondermessungen

Zur Wahrung der Gewährleistungs- und Garantieansprüche kann es empfehlenswert sein, die jährliche Inspektion mit etwaigen Sonderprüfungen auszuweiten. Dies kann mithilfe thermografischer Bildaufnahmen und/oder Kennlinienmessungen erfolgen.

Bereits bei der ersten jährlichen Inspektion oder unmittelbar nach der technischen Abnahme nach Erstinbetriebnahme empfiehlt es sich, in ausgewählten Bereichen von einigen Strings eine Kennlinienmessung durchzuführen, um später bei Wiederholungsmessungen entsprechende Vergleichswerte zu haben. Örtlich durchgeführte Kennlinienmessungen unterliegen im Hinblick auf die Umrechnung der STC-Werte gewissen Fehlergrenzen. Dennoch sind Vergleichsmessungen unter annähernd gleichen Bedingungen vor Ort zur Bestimmung zeitlicher Veränderungen der Modulleistung trotz (gleicher) Fehlertoleranzen durchaus aufschlussreich.

6.16.2 Konzeptionelle Empfehlung von Messperioden

Kennlinienmessung:

- erste Vergleichsmessung nach Inbetriebnahme
- zweite Messung vor Ablauf der Gewährleistungsfrist (zwei Jahre oder bei Freifeldanlagen auch fünf Jahre – je nach Vereinbarung)
- dritte Messung vor Ablauf der Modulgarantie (fünf Jahre oder 10 Jahre – je nach Modulanbieter und Garantievereinbarung). Diese Messung kann deshalb mit der Gewährleistungsmessung zusammen fallen.

Weitere Messungen können im Zuge der Leistungsgarantie, je nachdem wie diese ausgestaltet ist, zusätzlich durchgeführt werden. Bei gestaffelten Garantien (z. B. 10 Jahre 90 %; 25 Jahre 90 %) empfiehlt sich eine Messung im 10. Jahr und 15. Jahr. Bei linearer Leistungsgarantie können kürzere Messzyklen sinnvoll sein.

Bei den Messungen muss nicht die komplette Anlage vermessen werden, es reichen hierbei repräsentative Stichproben von 10 % bis 15 % der Module bzw. Strings. Wichtig hierbei ist, dass bei allen Messungen immer die Referenzmessung (erste Vergleichsmessung) mit einbezogen wird.

Thermografie

Die Prüfabstände bei Thermografiemessungen können sich an die Zyklen der Kennlinienmessung anschließen. Empfehlenswert sind zumindest Stichprobemessungen vor Ablauf der Gewährleistung und Modulgarantie. Bei auftretenden Fehlern oder Leistungsdefiziten ist die Thermografie zudem eine effiziente Methode zur Fehlererkennung (siehe auch nachfolgende Kapitel zu »Sondermessungen«, Kapitel 8.2.1)

Kontrollmessungen Deponie

Viele Freifeldanlagen sind auf sogenannten Konversionsflächen⁸ anzutreffen. Hierzu gehören auch Deponien. Bei Deponien kann es wegen des aufgefüllten Geländes zu Setzungen kommen. Bereits geringe Setzungen führen in den verbundenen Modulreihen zu Spannungen und möglichen Beschädigungen.

Es ist daher empfehlenswert, bereits im 1. Betriebsjahr eine Kontrollmessung durchzuführen und deren Ergebnisse mit einer zweiten Kontrollmessung z. B. im zweiten oder dritten Betriebsjahr zu vergleichen. Weitere Messungen sollten von den Ergebnissen dieser ersten beiden Kontrollmessungen abhängig gemacht werden. Sie können bei festgestellten Erdbewegungen je nach Bedarf alle zwei Jahre oder bei nicht feststellbaren Setzungen z. B. alle fünf Jahre durchgeführt werden.

Zur Dokumentation ist vor Ort ein geeignetes Höhensystem zu erstellen und vermessungstechnisch ein Messraster, vorzugsweise bei markierten Punkten an den Multitischen anzulegen.

Prüfung bei besonderen Ereignissen

Durch besondere Umstände (z. B. Diebstahl) oder Ereignisse (z. B. Unwetter, wie Sturm, Hagel, starke Regenfälle und starker Schneefall) ist es erforderlich bzw. empfehlenswert, die Anlage zu prüfen, auf

⁸ Konversion (= »Umwandlung«); bei Konversionsflächen handelt es sich um ehemalige, jetzt brach liegende Militär-, Industrie- oder Gewerbeflächen, die zum Zweck der baulichen Wiedernutzung eine Umwandlung erfahren.

- weitere Beschädigung im Zuge eines Diebstahlereignisses
- Beschädigungen durch Sturm, Hagel an den Modulen und sonstigen Einrichtungen
- erforderliche Schneeräumung, insbesondere bei den tiefer liegenden Modulreihen nach abgerutschem Schnee.

Die aufgeführten Prüfungen und deren Perioden gehen über die normativen und aus Vorschriften ableitbaren Prüffristen und deren Inhalte hinaus. Sie obliegen daher alleine einer Risikobetrachtung in Bezug auf die Verfügbarkeit der Anlage und möglichen Ansprüchen gegenüber Gewährleistung und Garantien. Darüber hinaus können sie auch zu einer Risikominimierung des Versicherers beitragen.

6.17 Batterieanlagen

6.17.1 Allgemeine Hinweise

Der Preisverfall am Solarmarkt, die in den letzten Jahren hierbei verstärkte Reduzierung der gesetzlichen Einspeisevergütung und der gleichzeitige Strombezugspreisanstieg bringen zwangsläufig die Überlegungen in den Vordergrund, den durch Photovoltaik erzeugten Strom letztendlich verstärkt zum Eigenverbrauch zu nutzen. Insbesondere für Eigenheimbesitzer scheint dies sehr interessant zu sein. Aber auch für Gewerbebetriebe kann sich Eigenverbrauch lohnen.

Eine deutliche Steigerung der Eigenverbrauchsquote ist hierbei mit Speichersystemen möglich. Hier wird neben dem zeitlichen Direktverbrauch überschüssige eigenerzeugte Energie zuerst zwischengespeichert, bevor der Restüberschuss ins öffentliche Netz eingespeist wird. Die gespeicherte Energie steht dann zusätzlich außerhalb der Leistungsspitzen der Photovoltaikanlage zur Verfügung oder auch dann, wenn keine Sonne scheint. Hiermit lässt sich nach Berechnungen der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin ein Autarkiegrad in Deutschland von bis zu 80 % mit vertretbarem Aufwand erreichen. Dies setzt jedoch hocheffiziente Speichermedien voraus.

Speichermedien erfüllen aber noch einen anderen Zweck: die Entlastung der Netze. So kann z.B. überschüssiger Strom in zeitlichen Bereichen einer drohenden Netzüberlastung zwischengespeichert werden. Ein Abschalten oder eine Leistungsregulierung von Photovoltaikanlagen wäre dann nicht mehr erforderlich.

Die Chancen stehen recht gut, dass man bei der einen oder anderen Prüfung einer Photovoltaikanlage auch auf Speichermedien trifft. Solche Speichermedien müssen ebenfalls gewartet bzw. geprüft werden.

Es gibt sehr unterschiedliche Speichermedien. Die Bekanntesten und auch im Strombereich Üblichen sind Batterien. Hierbei unterscheidet man Bleiakkumulatoren und Lithium-Ionen-Batterien.

Moderne Blei-Gel-Batterien unterscheiden sich von den konventionellen Bleibatterien dadurch, dass der Elektrolyt nicht in flüssiger Form vorliegt, sondern durch Zusatz von Kieselsäure in ein Gel überführt wurde. Blei-Gel-Batterien sind daher auslaufsicher.

Im Zuge des technischen Fortschritts in der Mobilfunk- und Computertechnik haben sich Lithium-Ionen-Batterien entwickelt. Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind Speicher auf der Basis von Lithium. Sie weisen im Vergleich zu anderen Akkumulatortypen eine hohe Energiedichte auf, erfordern jedoch in den meisten Anwendungen elektronische Schutzschaltungen.

Da Lithium-Ionen-Akkumulator den Oberbegriff für eine Vielzahl an möglichen Kombinationen von Materialien für Anode, Kathode und Separator darstellt, ist es schwierig, allgemeingültige Aussagen zu treffen. Je nach Materialkombination unterscheiden sich die Eigenschaften teilweise deutlich. Hinzu kommt die fortwährende Verbesserung durch die Batteriehersteller, die in den letzten Jahren insbesondere bei den auf Lithium basierenden Systemen liegt.

Der Lithium-Polymer-Akku ist eine Verbesserung des Lithium-Ionen-Akkus. Er kann im Aufbau mit Lithium-Ionen-Zellen verglichen werden. Der entscheidende Unterschied ist, dass der Elektrolyt nicht flüssig ist, sondern ist in Polymerform (gelartig bis fest). Der Vorteil dieser Polymerform ist, dass der Lithium-Polymer-Akku schon bei Zimmertemperatur volle Leistung erbringt und damit eine höhere Energiedichte besitzt. Der Nachteil ist, dass er sehr empfindlich auf Überladung, Tiefentladung und zu hohe oder zu niedrige Temperaturen reagiert. Um das zu verhindern sind handelsübliche Lithium-Polymer-Akkus mit einer Schutzschaltung versehen.

Bei Akkumulatoren ist vielen auch der sogenannte »Memory-Effekt« bekannt. Insbesondere bei Lithium-Eisenphosphat-Zellen tritt dieser Effekt durch die unterschiedliche Verteilung von geladenen und ungeladenen Partikeln in der Elektrode auf. Lithium-Eisenphosphat hat nämlich eine besonders flache Ladekurve, weshalb dieser Akku über weite Teile der Kapazität mit nahezu identischer Spannung geladen wird. Beim sofortigen Wiederaufladen des Akkus interpretiert die Ladeelektronik daher eine minimale Änderung der Spannung von der vorgegebenen Kennkurve möglicherweise bereits als nahezu vollen Akku und bricht den Ladevorgang ab. Der Effekt ist aber nicht mit dem allgemein bekannten »Memory-Effekt« bei NiCd- und NiMH-Akkumulatoren vergleichbar. Er lässt sich bei Lithium-Eisenphosphat-Zellen durch Warten bei entladem Akku wieder neutralisieren.

Während bei Bleiakkumulatoren das Gefahrenrisiko relativ gering ist und sich eher auf die in den Behältern enthaltene Schwefelsäure konzentriert, gibt es bei den Lithium-Ionen-Akkus verschiedenen Gefahrenpotenziale, welche trotz Herstellungsverbesserungen zu beachten sind.

Bei verschiedenen Lithium-Ionen-Akkus mit flüssigen oder polymeren Elektrolyten kann es ohne spezielle Schutzmaßnahmen wegen der hohen Energiedichte zum thermischen

»Durchgehen«, sprich Überhitzung kommen. Insbesondere bei »Billig-Akkus« mit mangelhafter Qualität mehren sich solche Meldungen.

Mechanische Beschädigungen können zu inneren Kurzschlüssen führen. Die hohen fließenden Ströme führen zur Erhitzung des Akkumulators. Gehäuse aus Kunststoff können schmelzen und entflammen. Unter Umständen ist ein mechanischer Defekt nicht unmittelbar zu erkennen. Auch längere Zeit nach dem mechanischen Defekt kann es noch zum inneren Kurzschluss kommen.

Lithium ist ein hochreaktives Metall. Zwar liegt es in Lithiumbatterien nur als chemische Verbindung in Ionenform vor, allerdings sind die Komponenten eines Lithium-Ionen-Akkus oft leicht brennbar. Ausgleichsreaktionen beim Überladen, z. B. die Zersetzung von Wasser zu Knallgas wie bei anderen Akkus, sind nicht möglich. Lithium-Ionen-Akkus sind hermetisch gekapselt. Dennoch sollten sie nicht in Wasser getaucht werden, insbesondere in voll geladenem Zustand. Brennende Akkus dürfen daher nicht mit Wasser, sondern sollten z. B. mit Sand gelöscht werden. In den meisten Fällen besteht im Falle eines Brandes lediglich die Möglichkeit, auftretende Folgebrände zu löschen und den Akkumulator kontrolliert abbrennen zu lassen. Die Elektrolytlösung ist meist brennbar. Ausgelaufene Elektrolytlösung eines Li-Ionen-Akkus kann fern vom Akku mit Wasser abgewaschen werden.

Bei thermischer Belastung kann es bei verschiedenen Lithium-Ionen-Akkus (Lithium-Polymer-Akkumulator) zum Schmelzen des Separators und damit zu einem inneren Kurzschluss mit schlagartiger Energiefreisetzung (Erhitzung, Entflammung) kommen. Zum Vergleich: Die Energiedichte eines Lithium-Ionen-Akkus liegt zwischen 0,5 und 0,9 MJ pro kg; die von TNT bei ca. 4,6 MJ/kg. Ein beispielsweise ca. 5 kg schwerer Lithium-Ionen-Akku hat demnach die Energiedichte von rd. 1 kg TNT.

Neuartige Akku-Entwicklungen (LiFePO_4) oder keramische, temperaturbeständigere Separatoren gewähren eine erhöhte Sicherheit, haben sich allerdings noch nicht umfassend durchgesetzt. Interne Schutzschaltungen oder Batteriemanagementsysteme (BMS) mit Temperatursensoren, einer Spannungsüberwachung und Sicherheitsabschaltungen sollen bei Überladung oder Überlastung eine Erhitzung bzw. Entzündung verhindern.

Lithium-Ionen-Akkus dürfen, wie andere Akkumulatoren auch, nicht kurzgeschlossen werden. Durch Kurzschluss (auch mit Werkzeugen) können wegen der hohen Ausgleichsströme Feuer oder Verbrennungen verursacht werden.

Bezüglich der Gefahren von Speichermedien ist nicht nur auf einen richtigen Betrieb, sondern auch auf einen richtigen Umgang beim Transport und der Installation zu achten. Blei- und Lithium-Batterien gelten im Transport als gefährliche Güter. Die Vorschriften für den Transport gefährlicher Güter sind in der ADR (Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route) festgehalten. Hier gibt es zwar Ausnahmen in der Form, dass z. B. Bleibatterien im Straßenverkehr nicht als Gefahrgut behandelt werden müssen, wenn sie unbeschädigt, fest verpackt gegen

Verrutschen und Kurzschluss gesichert sind. Ähnliches gilt auch für Lithium-Ionen-Batterien, wenn diese durch den Handwerker zu einer Baustelle transportiert werden und ein Ladege wicht von 333 kg nicht überschreiten. Kurzschluss- und Ladesicherung sind auch hier Pflicht.

Ansonsten müssen die Regelungen der ADR eingehalten werden; d.h. die Batterie muss eine Verpackung haben, die dem Gefahrgutrecht entspricht; sie muss mit einem Gefahr gutzettel gekennzeichnet sein, auf dem »UN 3480« steht. Die UN-Nummer beschreibt



neben der Gefahrenklasse (hier Gefahrenklasse 9 – »verschiedene gefährliche Stoffe und Gegenstände«) das Transportgut bzw. die Stoffgruppe, von der eine Gefährdung ausgeht. Sie befindet sich z.B. im Zusammenhang mit einer orangefarbenen Warntafel an Tankfahrzeugen mit gefährlichen Gütern.

Ergänzend hierzu benötigt der Fahrer ein Beförderungsdokument, mit allen gefahrgut relevanten Daten. Am Transportfahrzeug ist eine orangefarbene Warntafel anzubringen und der Fahrer muss eine Schulung für den Transport von Gefahrengut nachweisen.

Eines besonderen Umgangs bedarf es mit Lithium-Ionen-Batterien. Diese reagieren auf unsachgemäße Behandlung recht sensibel. Durch mechanische Beschädigungen, z.B. Fallenlassen oder thermischer Belastung durch Überhitzung, können, wie bereits ausgeführt, Kurzschlüsse und Brände entstehen. Auch für die Lagerung von Lithium-Ionen-Batterien gibt es Vorschriften, u.a. in der Richtlinie VdS 3103 (Lithium-Batterien).

Nicht nur für die Montage, sondern auch für die Wartung von Speichersystemen wird dringend eine Schulung empfohlen. Ein unsachgemäßer Umgang kann erhebliche Folgen nach sich ziehen. Die Gefahr durch elektrische Spannung und Kurzschlüsse besteht bei allen Batterietypen. Bei Bleibatterien besteht zudem die Gefahr von Verätzung durch austretenden Elektrolyt. Alle Bleibatterien entwickeln beim Betrieb vor allem aber beim Laden Wasser- und Sauerstoffgas (Knallgas). Die für eine Zündung von Knallgas erforderliche Energie ist sehr gering. Hierzu reichen bereits elektrostatische Aufladungen. Besonders wichtig beim Betrieb und Wartung von Bleibatterieanlagen ist daher die Lüftung. Die Batterie darf auch nicht mit einem trockenen Lappen oder Lappen aus synthetischem Material abgewischt werden. Auch Kleidung, z.B. Wolle, sollte sich nicht an der Batterie reiben. Gleichfalls dürfen auch keine Etiketten ohne Sicherheitsvorkehrung von der Batterie gerissen werden. Dies kann alles zu elektrostatischen Entladungen führen. Auch dürfen keine Metallteile oder Werkzeuge auf der Batterie abgelegt werden. Hier besteht die Gefahr der Spannungsübertragung und Kurzschlussbildung. Isolierte Werkzeuge – auch isolierte Schraubenschlüssel oder Ringschlüssel – sind Pflicht.

Weitere Hinweise geben die aktuellen Vorschriften für das Arbeiten an Bleibatterien

- DIN VDE 0510 Teil 2 (DIN EN 50272) »Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen – Teil 2: Stationäre Batterien«
- DIN VDE 0105-1 (DIN EN 50110-1) »Betrieb von elektrischen Anlagen«

- ZVEI-Merkblatt »Vorsichtsmaßnahmen beim Umgang mit Elektrolyt für Bleiakkumulatoren«
- ZVEI-Merkblatt »Sicherheitsdatenblatt für Bleisäure (verdünnte Schwefelsäure)«.

Aus den vorgenannten Umständen ist daher auch eine Wartung und Überprüfung der Speichermedien dringend geboten. Geschlossene Batterien (Blei-Säure-Akkus) sind wartungsintensiver als verschlossene Batterien (Blei-Gel) oder Lithium-Ionen-Akkus. Bei der Prüfung der Batterieanlage gilt nicht nur das Augenmerk auf die Batterie selbst zu lenken, sondern auch auf die Umgebung, d.h. der Aufstellungsort bzw. die Räumlichkeiten, in denen sich die Batterie befindet.

6.17.2 Sichtprüfung

Bei der Sichtprüfung einer Batterie ist zu prüfen,

- ob die Batterie sauber ist
- ob die Batterie trocken ist
- ob an den Polen Korrosion vorhanden ist
- ob die Pole noch ausreichend befestigt sind oder sich bereits durch Korrosion gelöst haben
- ob Zellgefäße und Deckel unbeschädigt sind
- ob die Batterie noch dicht ist (Säure-Auffangwanne)
- ob an der Außenseite Beschädigungen vorhanden sind
- ob der Berührungsschutz nach BGV A3 noch wirksam ist
- ob die Belüftungsanlage des Raumes noch funktionstüchtig ist.

Soweit Batterien mit durchsichtigen Zellgefäßen vorhanden sind, kann auch das Innere der Batterie geprüft werden, auf

- Plattenkorrosion
- Plattenwachstum
- Abschieferungen an den Polschäften
- Farbveränderungen an den Platten
- Abschlämungen.

Der Wasserstand der Batterie kann am besten bei durchsichtigen Zellgefäßen gut erkannt werden. Bei den Batterien sind üblicherweise auch Markierungen für den minimalen und maximalen Wasserstand vorhanden. Muss Wasser nachgefüllt werden, darf nur destilliertes Wasser verwendet werden. Nachfüllbehälter und Einfülltrichter müssen absolut sauber sein. Verunreinigungen in der Batterie führen zwangsläufig zu kleinen Zellenschlüssen, welche die Kapazität der Batterie negativ beeinflussen.

Wassernachfüllintervalle sind zu dokumentieren, da ein hoher Wasserverbrauch üblicherweise auf einen Fehler oder ungünstige Betriebsbedingungen hinweist.

Beim Umgang mit säurehaltigen Batterien ist auf eine ausreichende Schutzkleidung zu achten. Diese muss mindestens bestehen aus säurefesten Handschuhen und Schutzbrille. Auch sollte eine Augenspülflasche nicht fehlen.

6.17.3 Messungen

Die Zellspannung der geladenen Batterie beträgt bei Blei-Akkumulatoren ca. 2,08 V pro Zelle, bei 2 Volt Nennspannung. Sie ist zudem abhängig von der Säuredichte.

Um den Zustand einer verschlossenen Batterie beurteilen zu können, kann der Innenwiderstand gemessen werden. Hierzu gibt es verschiedene Messverfahren. Ein Kapazitätstest gibt Aufschluss über die gespeicherte Energie, jedoch kann eine bereits vorgeschädigte Batterie durch den hohen Entladestrom während des Tests weiter geschädigt werden.

Zur Messung der Säuredichte gibt es verschiedene Messgeräte. Am gebräuchlichsten ist die sogenannte Senkwaage (Aräometer).

Der Isolationswiderstand zu spannungsführenden Bauteilen muss nach DIN VDE 0510-2 > 100 Ohm/Volt betragen.

Lithium-Ionen-Batterien

Im Hinblick auf Leistung und Langlebigkeit setzen sich immer mehr Lithium-Ionen-Batterien durch. Diese Batterien sind sicherlich wartungsarm, bedürfen jedoch eines sorgfältigen Umgangs, um Beschädigungen und eine damit bedingte thermische Reaktion zu vermeiden.

Für die Wartung sind hierbei unbedingt die Herstellerangaben zu beachten.

6.17.4 Batterieräume

Batterien sind in geschützten Räumen unterzubringen. Je nach Batterieart und Menge sind ggf. auch abgeschlossene Räume vorzusehen.

Die baulichen Gegebenheiten für die Aufstellung von Batterien sollten nicht unterschätzt werden. Bei Nachrüstungssystemen von Speichersystemen oder auch bei Neuanlagen werden nicht selten Batterien dort platziert, wo eben Platz ist. Blei-Batterien benötigen jedoch z. B. einen trockenen und entlüfteten Raum (Knallgasbildung). Für Lithium-Ionen-Batterien werden derzeit sogar brandsichere Räume diskutiert. Wahrscheinlich sind hier die Hersteller gefragt, die Entflammbarkeit und Selbstzündung von Batterien konstruktiv zu lösen, z. B. durch geeignete Materialien für Kathoden und die Vermeidung von Kobalt in den Zellen.

Für die Wartung der Batterien ist eine gute Zugänglichkeit zu schaffen. Sind mehrere Batterien vorhanden, sollten diese in spezielle Batteriestände oder Stufengestelle untergebracht sein. Da Batterien mit Chemikalien gefüllt sind (insbesondere Blei-Säure/Blei-Gel), müssen entsprechende Auffangwannen vorhanden sein. Batteriestände und

Batterieschränke müssen bei Batteriespannungen > 120 Volt geerdet sein. Bei den Polen muss ein Berührungsschutz vorhanden sein. Batterieräume zählen zu den besonders zu kennzeichnenden elektrischen Betriebsräumen.



Bild 153: Kennzeichnung Batterieraum

7 Erprobung

Der nächste Schritt nach der visuellen Inspektion bzw. Besichtigung einer Photovoltaikanlage ist die Erprobung. Sie ist Teil der Inspektion. Darin sind auch alle Funktionsprüfungen an der Photovoltaikanlage enthalten.

Die erprobenden Tätigkeiten bei einer Photovoltaikanlage sind vom Umfang her relativ begrenzt. Erprobt wird die Wirksamkeit von Betriebsmitteln, die der Sicherheit dienen, z.B. Schutzrelais, Energiefreischaltung des Systems z.B. mit einem Druckknopf (Not-Aus-Schaltungen), Netz- und Anlagenschutz-(NA)-Schutzeinrichtungen, Abschalten der Wechselrichter bei Netzunterbrechung, Fehlerstromschutzschalter (RCD) durch betätigen der Prüftaste.

Beim Fehlerstromschutzschalter gibt es unterschiedliche Fristen für die Funktionsprüfung. Bei stationären elektrischen Anlagen, zu denen auch die Photovoltaik gehört, sind diese alle sechs Monate mit dem Betätigen der Prüftaste durchzuführen. Dies kann auch durch den Anlagenbetreiber selbst erfolgen.

Soweit die entsprechenden Betriebsmittel bzw. Schutzeinrichtungen in ihrer Funktion eingeschränkt sind oder keine Funktion zeigen, sind diese auszutauschen.

Der Fehlerstromschutzschalter soll mind. zweimal im Jahr mit der Prüftaste ausgelöst werden. Ähnliches Vorgehen empfiehlt sich bei allen Schalteinrichtungen, wie z.B. DC-Freischalter. Durch eine permanente Schalterstellung bilden sich Übergangswiderstände an den Kontakten. In der Folge können sich die Kontakte bzw. gesamten Schalter erwärmen und es dadurch zu Hitzeschäden kommen. Durch das Betätigen der Schalter werden die Kontakte »mechanisch gereinigt«.

8 Messungen

8.1 Messungen nach VDE

In Anlagen mit Nennspannungen bis 1000 V AC und 1500 V DC sind die Werte zu ermitteln, welche eine Beurteilung des Schutzes unter Fehlerbedingungen ermöglichen. Hierzu gehören:

- Durchgängigkeit der Leiter
- Isolationswiderstand der elektrischen Anlage
- Schutz durch SELV, PELV oder Schutztrennung
- Widerstand/Impedanz von isolierenden Wänden und Fußböden
- Schutz durch automatisches Abschalten der Stromversorgung
- Wirksamkeit zusätzlicher Schutzmaßnahmen
- Spannungspolarität
- Phasenfolge der Außenleiter
- Funktions- und Betriebsprüfungen
- Einhaltung des maximal zulässigen Spannungsfalls.

Bei einer Photovoltaikanlage ist demzufolge zu messen: der Schleifenwiderstand, Schutzleiterwiderstand, Auslösefehlerstrom, Erdungswiderstand sowie bei Fehlerstromschutzeinrichtungen deren Abschaltzeiten.

Die Nachweise sind unter Anwendung der in der DIN VDE 0100-600 aufgeführten Messverfahren zu erbringen. Da die Messungen ausschließlich durch eine hierzu befähigte Person (Elektrofachkraft) durchzuführen ist, werden nachfolgend keine Anleitungen zur Messung gegeben, da vorausgesetzt wird, dass die befähigte Person mit der Durchführung der erforderlichen Messung erfahren ist. Es werden daher nur die eigentlichen Messungen benannt und diese mit ihren Eigenheiten kurz beschrieben.

Die durchzuführenden Messungen nehmen einen erheblichen Teil der Anlagenprüfung und Wartung sowie zeitlichen Aufwand ein. Dies bereits deshalb, weil unter Umständen die elektrische Anlage freigeschaltet und mögliche Leitungsverbindungen aufgetrennt werden müssen. Messungen nach VDE sind ebenfalls Teil der Inspektion.

Die zum Einsatz kommenden Messgeräte und Messmethoden müssen die Anforderungen der DIN VDE 0413 erfüllen.

Bild 154: Messungen nach
DIN VDE 0105-100



8.1.1 Durchgängigkeit der Leiter

Die Prüfung der elektrischen Durchgängigkeit umfasst die Schutzleiter und Schutzzpotentialausgleichsleiter mittels Gleichstrommessung. Ein ausdrücklicher Grenzwert wird in den Normen nicht genannt. Die Erfahrungswerte liegen bei Schutzleitersystemen bei $< 1,0$ Ohm und bei Potenzialausgleichsleiter $< 0,1$ Ohm.

8.1.2 Isolationswiderstand

Bei der Messung des Isolationswiderstandes bei Anlagen bis 1000 V Nennspannung (Wechselstrom) wird der Isolationswiderstand zwischen jedem aktiven Leiter (Außen- und Neutralleiter) und Erde bzw. Schutzleiter festgestellt. In TN-C und TN-C-S-Systemen darf die Messung auch gegen den PEN-Leiter durchgeführt werden, hierzu müssen jedoch die Verbindungen zu Neutralleitern aufgetrennt werden.

Um den Messaufwand zu minimieren, dürfen für die Messung alle aktiven Leiter miteinander verbunden werden. Dies gilt jedoch nicht in Bereichen von feuergefährdeten Betriebsstätten und Ex-Bereichen.

Soweit die Messung mit angeschlossenen und eingeschalteten Verbrauchern durchgeführt wird, muss der Isolationswiderstand hinter den Überstromschutzeinrichtungen der angeschlossenen Verbraucher mind. 300 Ohm je Volt Nennspannung betragen; bei Anlagen im Freien mind. 150 Ohm je Volt Nennspannung.

Sofern die Messung ohne Verbraucher durchgeführt wird, muss der Isolationswiderstand hinter der Überstromschutzeinrichtung bei geschlossener Schalteinrichtung mind. 1.000 Ohm je Volt Nennspannung betragen; bei Anlagen im Freien gilt ein Wert von mind. 500 Ohm je Volt Nennspannung.

Die Messungen des Isolationswiderstandes sind mit Gleichspannung durchzuführen. Die Messspannung muss mind. gleich der Nennspannung der Anlage sein.

Zu beachten ist:

- Die Isolationsmessung darf nur im spannungsfreien Zustand durchgeführt werden.
- Bei Wiederholungsprüfungen ist mit L+N gegen PE zum Schutz elektronischer Betriebsmittel zu messen. Alternativ ist eine Messung mit 250 V DC durchzuführen.
- Bei Messungen im TN-Netz ist die N-PE-Brücke zu öffnen.
- Bei Messungen im TT-Netz ist der Neutralleiter aufzutrennen.
- Bei Messungen in Anlagen mit Überspannungsableitern sind diese während der Isolationsmessung erdseitig zu trennen.
- In feuergefährdeten Betriebsstätten ist zusätzlich zwischen den Außenleitern zu messen.

Die Mindestwerte des Isolationswiderstandes müssen nach DIN VDE 0100-600 bei den üblichen Nennspannungen des Stromkreise bis einschl. 500 V mit einer Messgleichspannung von 500 V bei > 1,0 M Ohm liegen.

Sofern die Messungen mit angeschlossenen und eingeschalteten Verbrauchsmitteln durchgeführt werden, muss der Isolationswiderstand hinter den Überstrom-Schutzeinrichtungen einschließlich der angeschlossenen Verbrauchsmittel mindestens 300 Ohm je Volt Nennspannung betragen. Wird der vorgeschriebene Wert bei der Messung nicht erreicht, so ist die Messung ohne angeschlossene Verbrauchsmittel zu wiederholen.

Sofern die Messungen ohne angeschlossene Verbrauchsmittel durchgeführt werden, muss der Isolationswiderstand hinter den Überstrom-Schutzeinrichtungen, aber – bei geschlossenen Schalteinrichtungen – mindestens 1.000 Ohm je Volt Nennspannung betragen.

Bei Anlagen im Freien sowie in Räumen oder Bereichen, deren Fußböden, Wände und Einrichtungen zu Reinigungszwecken abgespritzt werden, muss der Isolationswiderstand bei angeschlossenen Verbrauchsmitteln mindestens 150 Ohm je Volt Nennspannung, ohne angeschlossene Verbrauchsmittel mindestens 500 Ohm je Volt Nennspannung betragen.

8.1.3 Auslösestrom/Auslösezeit des Fehlerstromschutzschalters

Ebenfalls mit einem Messgerät ist die Auslösezeit und der Auslösefehlerstrom des RCD (Fehlerstromschutzschalter) zu prüfen. Es gibt hierbei das Messverfahren mit einem fest eingestellten Prüfstrom oder das Messverfahren mit einem stetig ansteigenden Prüfstrom. Der Auslösewert muss zwischen 50 % und 100 % des Bemessungswertes liegen. In der Praxis lösen RCD im Auslieferungszustand bei ca. 75 % des Bemessungswertes aus.

Kürzere Auslöseströme bei RCD sind zwar für den Personenschutz erwünscht, können aber auch zu unerwünschten Anlageausfällen führen. Wichtig zu wissen ist, dass Geräte – hier die Wechselrichter der Photovoltaikanlage – bereits geringe Ableitströme produzieren können (bis zu 100 mA). Soweit mehrere Wechselrichter auf einem RCD angeschlossen sind, kann es deshalb bereits zu Störauslösungen kommen, obgleich kein Fehlerfall vorliegt. Die Anzahl der Wechselrichter, welche auf einen RCD zugeordnet werden, sind daher zu begrenzen.

Entsprechende Grenzwerte ergeben sich nach den Bedingungen der DIN VDE 0100-410 (Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-41: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag). Die maximalen Abschaltzeiten betragen hierbei:

System	$120 \text{ V} < U_0 \leq 230 \text{ V}$		$230 \text{ V} < U_0 < 400 \text{ V}$	
	AC	DC	AC	DC
TN	0,4 s	5 s	0,2 s	0,4 s
TT	0,2 s	0,4 s	0,07 s	0,2 s

Tab. 8.1: Maximale Abschaltzeiten

8.1.4 Schleifenimpedanz und Kurzschlussstrom

Die Anschaltbedingungen im TN-Netz mit Überstromschutzeinrichtungen müssen durch Prüfung der Schleifenimpedanz nachgewiesen werden. Diese ist zwischen dem Außenleiter und Schutzleiter bzw. Außenleiter und PEN-Leiter zu ermitteln.

Die Ermittlung des Wertes erfolgt durch Messung mit einem Messgerät und einem Belastungsstrom. Die Messergebnisse sind sorgfältig zu bewerten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nicht nur alleine vom Prüfgerät Messfehler von bis zu +/- 30 % zugelassen sind, sondern dass auch Netzschwankungen (Spannung und Blindstromverbrauch) das Messergebnis erheblich verfälschen können.

In der Regel lassen die relativ kurzen Leitungen zwischen Wechselrichter und Überstromschutzeinrichtung einen hohen Auslösestrom zu.

Wird der Schutz nach DIN VDE 0100-410 durch automatische Abschaltung mit einer Fehlerstromschutzeinrichtungen mit $I\Delta N \leq 500 \text{ mA}$ realisiert, so ist die Anforderung an den Schleifenwiderstand immer erfüllt. Das bedeutet, dass die Schleifenimpedanzmessung entfallen kann, jedoch muss der Fehlerstromschutzschalter geprüft werden.

8.1.5 Messung des Spannungsfalls

Die Bestimmung des Spannungsfalls dient zur Beurteilung des Zustandes und der Qualität der elektrischen Anlage, insbesondere der Kabel, Leitungen und Klemmen.

Dies kann erfolgen durch Anwendung von Diagrammen gem. Anhang zur DIN VDE 0100-600 oder durch Messung der Netzimpedanz.

Bei üblichen Niederspannungsanlagen sollte der Spannungsfall nicht größer als 3 % sein. Bei Photovoltaikanlagen sollte der Spannungsfall aufgrund der Begrenzung der Verluste nicht höher als 1 % liegen.

8.1.6 Erdungsmessung

Eine Erdungsmessung ist bei allen Schutzsystemen erforderlich, welche eine Abschaltung oder Meldung bewirken. Der Erdwiderstand ist somit für die automatische Abschaltung von Anlagenteilen im Fehlerfall von hoher Bedeutung. Er muss niederohmig sein, damit im Fehlerfall ein hoher Kurzschlussstrom fließt und die Fehlerstromschutzschalter die Anlage sicher abschalten.

Für die Messung des Erdwiderstandes gibt es mehrere Messverfahren, welche in der DIN VDE 0413-5 beschrieben sind:

- Messung mit Strom-Spannung-Messverfahren in Netzen mit geerdetem Sternpunkt
- Messung nach dem Strom-Spannung-Messverfahren mit eigener Stromquelle
- Messung mit Erdungsmessgerät nach dem Kompensationsverfahren.

Die geforderten Grenzwerte sind von der Netzform abhängig und ferner von dessen Abschaltbedingungen unter Berücksichtigung der maximalen Berührungsspannung. Generell sollen die Widerstände sehr niedrig sein. In der Regel gelten Werte < 10 Ohm als gut.

8.2 Sondermessungen

8.2.1 Thermografie

8.2.1.1 Grundlagen

Mit Thermografieaufnahmen lassen sich schnell und effizient Fehler bei elektrotechnischen Anlagen und auch PV-Modulen lokalisieren und dokumentieren. Elektrotechnik erzeugt in der Regel Wärme. Bei Fehlern in elektrischen Anlagen erhöht sich meist durch den sich bildenden Widerstand lokal die Wärmeentwicklung, sodass diese durch eine thermografische Aufnahme schnell und berührungslos erfasst werden kann. Wichtig ist aber zu wissen, dass eine Thermografiemessung niemals die Messungen nach DIN VDE 0100-600 oder VDE 105-100 ersetzt, sondern immer ein ergänzendes Messinstrument darstellt.

Bei PV-Modulen macht man sich die Thermografie ebenfalls zunutze, da auch hier Fehler im Bereich der Zellen, Anschlussdose und Verlötungen bei entsprechender Einstrahlung Wärme erzeugen.

Bild 155: Wärmebildaufnahme bei Photovoltaikanlagen



Die Thermografie bei Photovoltaikanlagen bringt gleich mehrere Vorteile: Zum einen können Anomalien bei PV-Modulen schneller erfasst werden, als dies mit anderen Verfahren möglich ist; zudem können Wärmebildkameras zur Untersuchung bereits montierter Module verwendet werden, auch wenn diese im Betrieb sind. Zum anderen können mit einer Wärmebildkamera zeitsparend großflächige Bereiche erfasst werden. Sie gehört daher fast schon zur klassischen Messmethode bei Anlageninspektionen.

Grundlage für thermografische Messungen ist die DIN 54191 Teil 1,2 und 3 (Zerstörungsfreie Prüfung – Thermografische Prüfung von elektrischen Anlagen).

Kenntnisse und Fertigkeiten in Elektrothermografie sind Voraussetzung für eine effektive und fehlerfreie Messung sowie Bewertung der Messergebnisse. Wer mit einer Thermografiekamera nicht nur schöne bunte Bilder machen, sondern die Handhabung bei den Aufnahmen richtig durchführen und auch deren Ergebnisse richtig interpretieren möchte, dem sei dringend mindestens eine Schulung empfohlen.

Ergänzend hierzu gibt es auch Ausbildungen nach DIN EN ISO 9712. Bei den Zertifizierungen der Thermografen nach DIN 54162 und DIN EN ISO 9712 gibt es 3 Qualifizierungsstufen, wobei die Stufe 1 die niedrigste Qualifizierungsstufe ist:

Stufe 1 – Eine Person, die in der Stufe 1 zertifiziert ist, hat die Fähigkeit nachgewiesen, thermografische Messungen nach einer Prüfanweisung unter Aufsicht von Personal auszuführen, das höher zertifiziert ist (Stufe-2- oder -3-Personal). Stufe-1-Personal ist innerhalb des auf dem Zertifikat festgelegten Aufgabenbereiches autorisiert.

Stufe 2 – Eine Person, die in der Stufe 2 zertifiziert ist, hat die Fähigkeit nachgewiesen, thermografische Messungen nach aufgestellten oder allgemein anerkannten Verfahrensweisen durchzuführen und zu überwachen. Stufe-2-Personal ist innerhalb des auf dem Zertifikat festgelegten Aufgabenbereiches autorisiert, insbesondere Prüfanweisungen für

sektorspezifische Anwendungen zu erstellen. Es sind fünf Anwendungsbereiche, auf dem Zertifikat als Sektoren bezeichnet, vorgesehen:

- Aktive Thermografie (Materialprüfung auf Trennungen)
- Bauthermografie
- Industriethermografie
- Elektrothermografie
- Sondermessungen.

Ein selbstständiger Dienstleister sollte über eine solche Stufe-2-Zertifizierung auf seinem Anwendungsgebiet verfügen.

Stufe 3 – Eine Person, die in der Stufe 3 zertifiziert ist, hat die Fähigkeit nachgewiesen, jede Tätigkeit auszuüben und zu leiten, für die sie zertifiziert ist. Eine in der Stufe 3 zertifizierte Person darf Prüfungsanweisungen und Verfahrensbeschreibungen aufstellen und alle Aufgaben der Stufe 1 und Stufe 2 übernehmen und überwachen. Eine Stufe-3-Person ist als Prüfungsaufsicht autorisiert und kann die Qualifizierungsprüfungen für eine Zertifizierung abnehmen.

Der Bewertung in Interpretation der Messergebnisse kommt eine ebensolch hohe Bedeutung zu, wie die richtige Handhabung der Kamera. Bereits die falsche Handhabung der Kamera kann verfälschte Ergebnisse zur Folge haben.

8.2.1.2 Anforderungen/Empfehlungen Messtechnik

Wetterbedingungen

Um effektive Resultate erhalten zu können, müssen optimale Witterungsbedingungen vorherrschen. Die Photovoltaikanlage bzw. die elektrische Anlage sollte im oberen Leistungsbereich arbeiten. Ideal ist deshalb sonniges bis leicht bewölktes Wetter, wobei bei Wolkenbildung entsprechende Bildeffekte (Spiegelungen) auf den Modulflächen zu berücksichtigen sind.

Die solare Einstrahlung muss mind. 500 W/m^2 auf Modulebene betragen, um aussagefähige Ergebnisse zu bekommen; besser sind höhere Einstrahlungswerte. Optimale Ergebnisse lassen sich bei einer Strahlungsintensität von 700 W/m^2 erzielen.

Die Einstrahlung vor Ort lässt sich entweder mit einem Pyranometer (für globale Sonneneinstrahlung) oder mit einem Pyrheliometer) direkte Sonneneinstrahlung) messen. Niedrige Außentemperaturen können dabei den thermischen Kontrast erheblich erhöhen.

Kamera

Die Auswahl der richtigen Kamera ist mit entscheidend für die Messgenauigkeiten. Der Detektor sollte mind. 320×240 Pixel Auflösung haben, bei Großanlagen auch 640×480 Pixel. Nach DIN 54191 Tabelle 1 muss die geometrische Auflösung dem kleinsten nachzuweisenden Objektbereich entsprechen. Die thermische Empfindlichkeit sollte nicht

größer als 0,08°C sein, um Temperaturverteilung auf dem Solarmodul zwischen Glas und Zelle ausreichend darstellen zu können.

Darüber hinaus sollten Level und Span manuell einstellbar sein. Im Allgemeinen werden Module mit Alurahmen versehen, welche die Wärmestrahlung des Himmels reflektieren. In der Praxis werden die Rahmentemperaturen daher deutlich unter 0°C angezeigt werden. Da sich der Algorithmus der Anzeige automatisch an die niedrigsten und höchsten gemessenen Temperaturen anpasst, werden thermische Anomalien nicht sofort sichtbar sein. Für einen guten thermischen Kontrast müssen deshalb Level und Span manuell nachkorrigiert werden. Es gibt aber bereits Wärmebildkameras mit automatischem Bildkontrast. Der Messbereich sollte bei mind. -20 bis 120°C liegen. Die Kamera muss in der Regel alle zwei Jahre kalibriert werden.

Einen optimalen Einsatz erreicht man, wenn die Kamera mit verschiedenen Objektiven einsetzbar bzw. nachrüstbar ist (Weitwinkel-/Teleobjektiv).

Einstellbar sollten sein:

- Pegel und Spanne/Level + Span Sonnenblende oder Sucher
- Messfunktion: Messpunkt
- Aufnahmen (Thermogramme) mit radiometrischen Daten
- hohe Bildwiederholrate (bei Befliegung wichtig).

Aufnahmeposition

Thermische Messungen auf Glasoberflächen sind nicht einfach auszuführen. Die Reflexion von Glasflächen ist spiegelnd; d. h. umgebende Objekte mit abweichenden Temperaturen (Dachvorsprünge, Kamine, Gauben, Bäume, Wolken) sind oftmals deutlich im Wärmebild zu sehen, was nicht selten zu Fehlinterpretationen führt. Der Betrachtungswinkel sollte deshalb nicht rechtwinklig und auch nicht zu flach erfolgen. Gute Aufnahmewinkel liegen bei ca. 5° bis 60°. Bei Dachanlagen und auch bei Freifeldanlagen ein nicht immer einfaches Unterfangen. Nicht selten werden künstlich geschaffene erhöhte Standpunkte (Gerüst/Hubsteiger) erforderlich, was eine Thermografieaufnahme dann wiederum recht aufwendig macht. Alternativen bieten das Befliegen mit Drohnen (siehe nachfolgendes Kapitel). Hierbei bietet die größere Entfernung durchaus die Chance, einer großflächigeren Betrachtung. Bei auffallenden Anomalien können dann nochmals gezielte Aufnahmen von einem näheren Standpunkt gemacht werden. Bei größeren Entfernungen ist jedoch auch eine größere Bildauflösung von mind. 320 × 240 Pixel oder größer erforderlich.

Ideal ist z. B. bei Freiflächenanlagen die Aufnahme von der Modulrückseite, da hier störende Reflexionen kaum vorhanden sind. Aufgrund des fehlenden Glases erhält man auch eine genauere Temperaturaufnahme, da hier die Temperatur der Zelle direkt messbar ist.

Bildinformation

Ein erstelltes Thermogramm sollte immer folgende Informationen enthalten

- Aufnahmeort/Kunde
- Datum und Uhrzeit
- Einstrahlung auf Modulebene in W/m^2
- Echtbild
- Emissionsgrad
- Lufttemperatur
- Kennzeichnung der thermischen Auffälligkeit
- vorgeschlagene Maßnahmen zur Behebung der thermischen Auffälligkeit
- Kameramodell
- letzte Kalibrierung.

8.2.1.3 Messfehler

Messfehler entstehen in der Regel durch nicht optimale Umgebungs- und Einstrahlungsbedingungen (Messbedingungen) und durch ungünstige Betrachtungswinkel:

- zu flacher Betrachtungswinkel
- wechselnde Sonneneinstrahlung während der Aufnahme
- Reflexionen (Wolken, aufgehende Bauteile)
- Teilabschattungen.

8.2.1.4 Beispiele von Fehlererkennung und Fehlerinterpretation

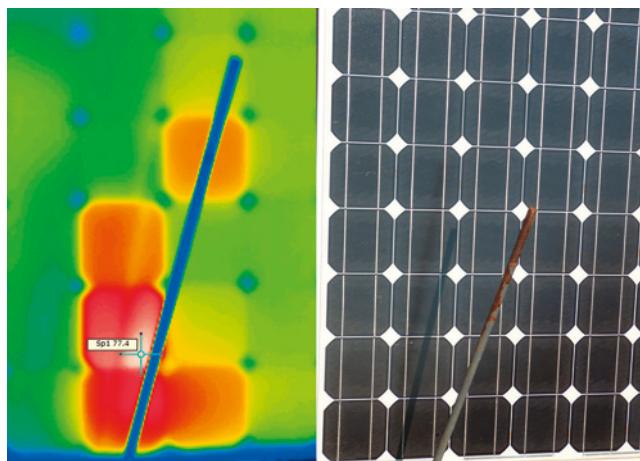


Bild 156: Verschattung mit Zellerwärmung (Versuchsaufbau)

Bild 157: Glasbruch

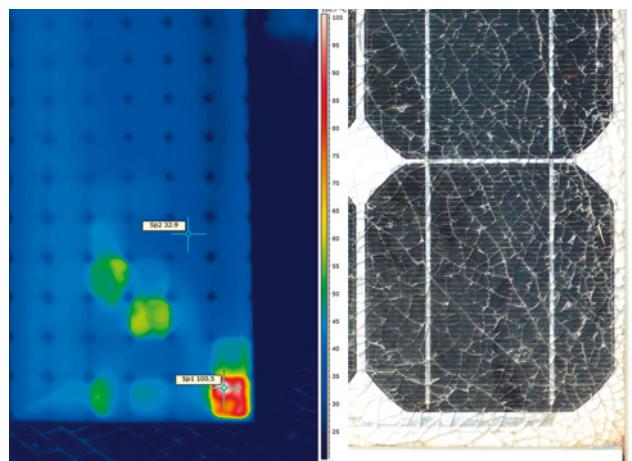


Bild 158: Reaktion der Bypassdioden – Anschlussdosen erwärmt mit Ausfall von Substrings

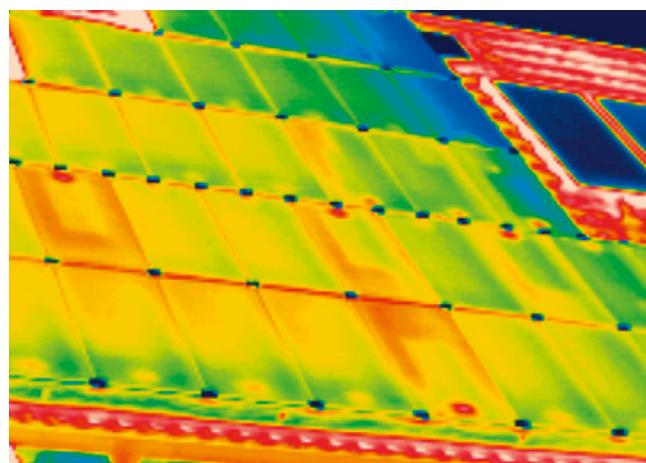
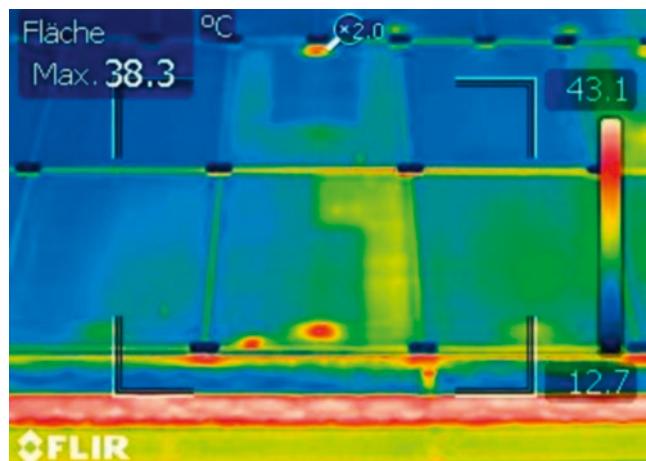


Bild 159: möglicher Hotspot am Modulrand und Reaktion der Bypassdiode, Ausfall von Substrings



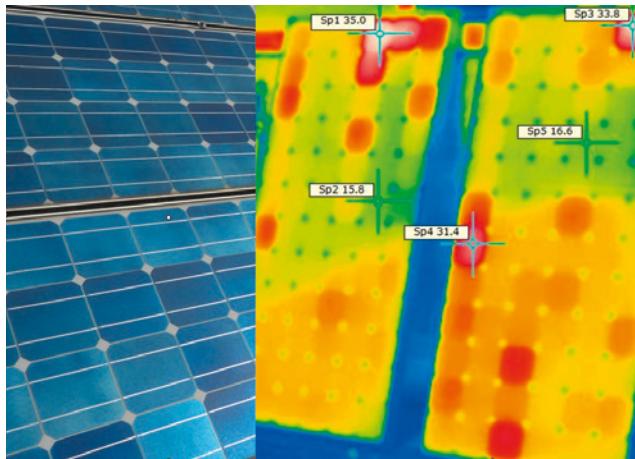


Bild 160: Pattern-Effekt aus schlecht sortierten Zellen (meist bei älteren Modulen)

8.2.1.5 Einsatz mit Flugdrohnen (Octocopter)

Thermografische Aufnahmen von Modulflächen bedürfen eines richtigen Aufnahmewinkels, um störende Reflexionen zu vermeiden. Bietet sich bei Freifeldanlagen eine Rückseitenthermografie an, bei der auch störende Reflexionen aufgrund der matten Rückseitenstruktur der Module weitgehend ausgeschlossen sind, so gestalten sich die Aufnahmen auf Dachflächen erheblich schwieriger. Meist wird der Einsatz von Gerüsten oder Hubgeräten erforderlich, um mit der Kamera einen günstigen Aufnahmewinkel zu erlangen.

Effizient ist hierbei der Einsatz von Flugdrohnen mit ausgestatteter Wärmebildkamera. Sie bieten unabhängig von der Lage und Höhe der angebrachten Module eine schnelle und effiziente Aufnahmemöglichkeit.

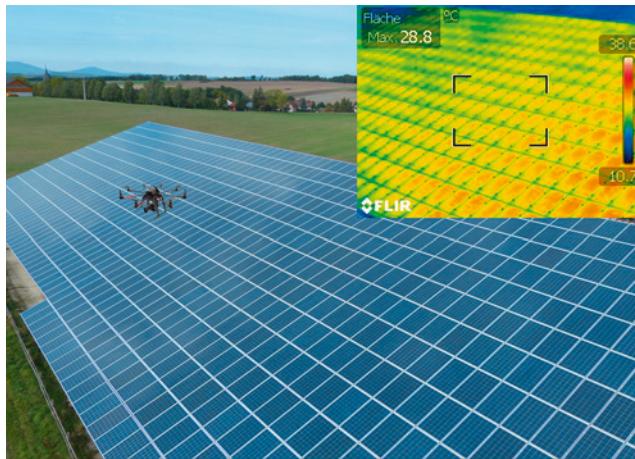


Bild 161: schnellere Übersicht und optimale Positionierung mit Flugdrohne

Bei dem Einsatz von Flugdrohnen gilt es jedoch gewisse Dinge zu beachten: Drohnen sind unbemannte Luftfahrtssysteme und stehen bemannten Sportflugzeugen, Helikoptern oder Passagierflugzeugen weitgehend gleich. Sie alle tummeln sich im öffentlichen Luftraum. Damit es nicht zu Unfällen kommt, regeln das Luftverkehrsgesetz (LuftVG), die Luftverkehrsordnung (LuftVO) und die Luftverkehrs-Zulassungs-Ordnung (LuftVZO) das gemeinsame Miteinander.

Lediglich Flugsysteme mit einem Gesamtgewicht unter fünf Kilogramm, die zu nicht kommerziellen Zwecken, sondern zum reinen Freizeitvergnügen eingesetzt werden, gelten als Flugmodelle und dürfen ohne gesonderte Erlaubnis betrieben werden.

Die kommerzielle Nutzung von Flugdrohnen regeln die einzelnen Bundesländer.

Kommerzielle Nutzung⁹

Nr.	Gewicht	Antrieb	Voraussetzungen	Bemerkungen
1	0–5 kg	Elektrisch	Allgemeine Aufstiegserlaubnis (NfL 161/12) des jeweiligen Landes notwendig. Einhaltung der dort formulierten Auflagen.	Bremen, Hamburg, Berlin, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg haben schärfere Bestimmungen
2	alle	alle	Einzelgenehmigung vor jedem Flug im jeweiligen Land beantragen	Gilt auch, wenn die Auflagen aus Nr. 1 nicht eingehalten werden können

Tab. 8.2: Gemeinsame Grundsätze des Bundes und der Länder zur Erteilung der Aufstiegerlaubnis

Jedes Bundesland stellt die Aufstiegserlaubnis aus, welche in der Regel auf zwei Jahre befristet ist; danach ist die Erlaubnis verlängerbar. Die Gebühren für die Dokumentausstellung sind auch von Bundesland zu Bundesland verschieden und schwanken zwischen 80 € und 150 €. Die Aufstiegserlaubnis wird in den jeweils anderen Bundesländern anerkannt und ist an die jeweils bestehende gekoppelt. In bestimmten Bundesländern haben diese jedoch eigene verschärzte Anforderungen, welche nach der NfL 161/12 definiert sind.

Aus den Bestimmungen ist entnehmbar, dass bestimmte Auflagen und Vorschriften zu beachten sind, welche den Gebrauch und Einsatz von kommerziellen Flugdrohnen regeln. Insbesondere muss auf eine ausreichende Haftpflichtversicherung geachtet werden, damit Schäden, welche durch Unachtsamkeit des Flugführers oder durch einen technischen Defekt entstehen, abgesichert sind.

⁹ Auszug aus NfL I 161/12 – Gemeinsame Grundsätze des Bundes und der Länder für die Erteilung der Erlaubnis zum Aufstieg von unbemannten Luftfahrtssystemen gemäß § 16 Absatz 1 Nummer 7 Luftverkehrs-Ordnung (LuftVO) – Herausgegeben von der Deutschen Flugsicherung 28. Juni 2012

Rechtsgrundlagen sind:

- Luftverkehrsgesetz (LuftVG)
- Luftverkehrs-Ordnung (LuftVO)
- Allgemeine Aufstiegserlaubnis der DFS (NfL 161/12).

8.2.2 Kennlinienmessung

Nicht immer lässt sich die Ursache für einen Minderertrag mit herkömmlichen Mitteln feststellen. Insbesondere wenn die Leerlaufspannung der Strings sowie fehlende Abweichungen bei Leistungskurven der Wechselrichter keine Aufschlüsse über eine mögliche Minderleistung ergeben.

Wenn möglicherweise nach einigen Betriebsjahren die Stromerträge einer Photovoltaikanlage immer geringer werden und es hierzu keine anderweitigen Erklärungen gibt, gilt es die tatsächliche Leistung der Anlage zu überprüfen. Da die elektrische Leistung der Solarstromanlage aber sehr stark von der Sonneneinstrahlung und der Temperatur abhängig ist, sagt ein Momentanwert der eingespeisten Leistung noch nichts über die Qualität des Solargenerators aus. Man muss daher die aktuelle Einstrahlung und die aktuelle Modultemperatur der Solarzellen kennen, um eine belastbare Aussage machen zu können.

Zur Feststellung der tatsächlichen Generatorleistung verwendet man daher sogenannte Kennlinienmessgeräte. Diese Geräte bestehen in der Regel aus drei Messgruppen: einem Einstrahlungsmesser (Sensor), einem Temperatursensor und dem eigentlichen Modulmessgerät. Das Modulmessgerät wird an den Strings angeschlossen, welche normalerweise bei den Wechselrichtern angeschlossen sind. Es entnimmt nun dem Solargenerator gezielt elektrische Energie und durchläuft dabei jeden Arbeitspunkt der Strom-Spannungskennlinie eines Solargenerators. Auf diese Weise wird festgestellt welche Maximalleistung der Solargenerator zum Messzeitpunkt gerade liefert. Außerdem gibt die Kurvenform einer Kennlinie Auskunft über die Leistungsqualität des Generators.

Bild 162: Kennlinienmessgerät (links) mit Einstrahlungs- und Temperatursensor (rechts)



Da gleichzeitig die Einstrahlung, die Temperatur und die elektrische Leistung des Solargeneratorstranges (bei mehreren Modulsträngen muss die Messung an jedem Strang erfolgen) gemessen werden, erfolgt messtechnisch ein Rückschluss auf die Leistung der Module unter Standard-Testbedingungen.

Zu beachten ist, dass diese Messungen, je nach Qualität des verwendeten Messgerätes und der Referenzzelle im Einstrahlungssensor, bestimmten Ungenauigkeiten unterworfen sind. Wenn man einen Solargenerator regelmäßig mit der gleichen Methode (und daher auch mit dem gleichen Messfehler) prüft, erhält man jedoch aussagefähige Vergleichswerte, inwieweit sich die Leistung des Generators im Laufe der Zeit ändert. Es ist daher unter Umständen empfehlenswert, bereits einige Monaten nach Neuinstallation eine Kennlinienmessung durchzuführen, um entsprechende Vergleichswerte zu erhalten.

Ungeachtet der tatsächlichen Modulleistung lassen sich bei einer Kennlinienmessung unter der Betrachtung von Abweichungen des charakteristischen Verlaufs einer Kennlinie viele Fehler oder Beeinträchtigungen von Solargeneratoren feststellen, wie z. B. Teilverschattungen, Verschmutzungen, defekte Bypassdioden, schlechte Füllfaktoren.

Kennlinienmessungen sind grundsätzlich nur bei ausreichender Einstrahlung möglich. Um eine brauchbare Umrechnung auf STC Bedingungen durchführen zu können ist nach DIN EN 60904-1 eine Mindesteinstrahlung von 800 W/m^2 erforderlich. Je nachdem wie schnell die Messungen von dem Gerät durchgeführt werden, ist auch eine ausreichend lange gleichmäßige Einstrahlung erforderlich. Durchziehende Wolken führen meist zu verfälschten und unbrauchbaren Kennlinien. In den meisten Fällen brechen gute Geräte bei schwankender Einstrahlung die Messung ab. Nachfolgend einige Kennliniengrafiken und ihre Bedeutung:

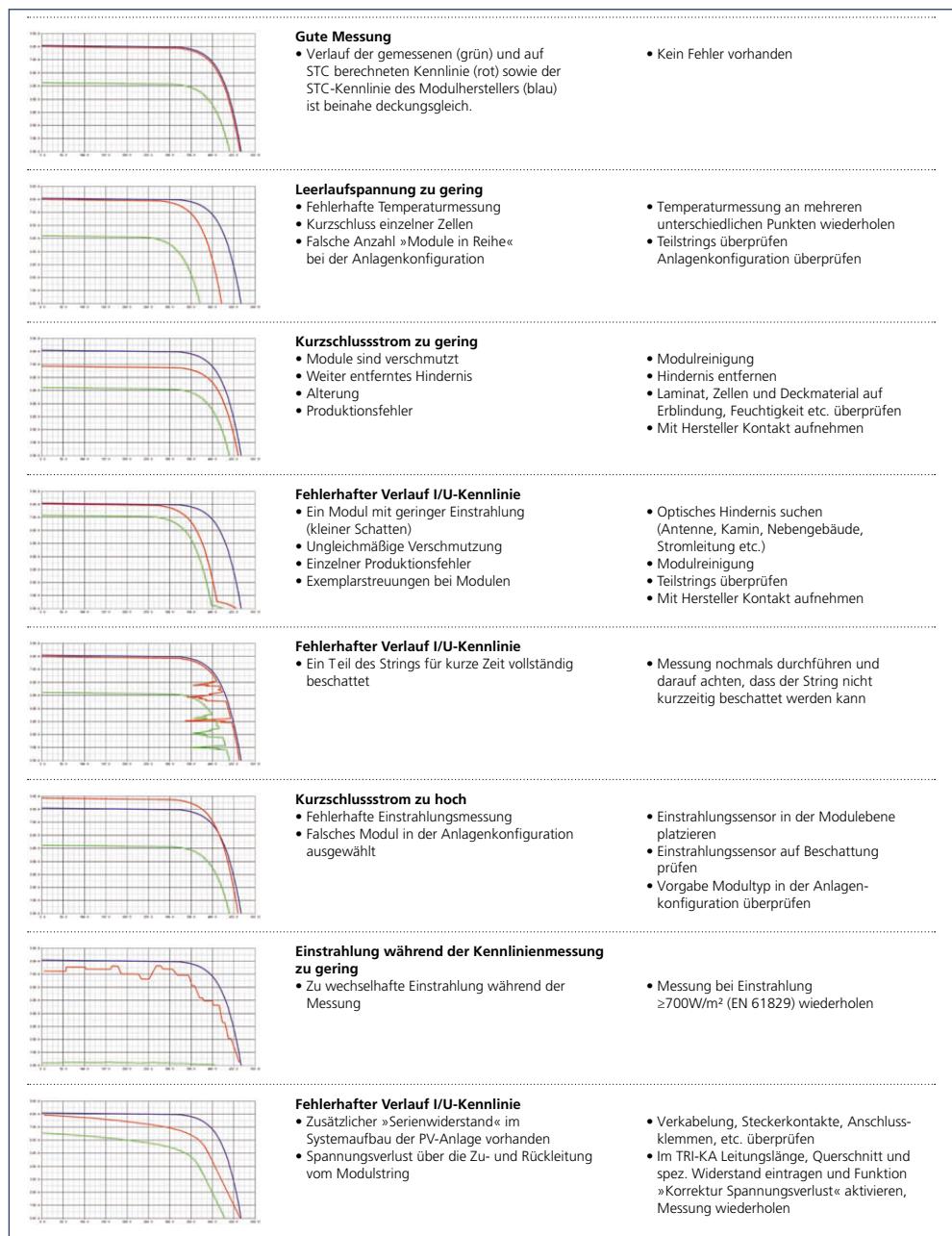


Bild 163: typische Kennlinien und ihre Bedeutung [Quelle: TRIKA]

8.2.3 Leistungsmessung

Beschränkten sich die bisher aufgezeigten Messverfahren alleine auf bestimmte Anlagenbauteile, so kann man mit bestimmten Messgeräten auch die Leistung einer Photovoltaikanlage messen. Hierbei werden gleichzeitig wie bei der Kennlinienmessung sowohl die solare Einstrahlung, die Zelltemperatur sowie die Strom-Spannungswerte der DC-Seite gemessen. Zusätzlich werden auch der Strom und die Spannung am Wechselrichterausgang messtechnisch erfasst. Man bekommt hierdurch einen Gesamteindruck der Anlagenleistung, kann die Verluste bestimmen und somit auch die Performance-Ratio.

8.2.4 Elektrolumineszenzaufnahme

Die Elektrolumineszenz ist ein bildgebendes Messverfahren, welches ermöglicht, direkt in die Zellen eines Solarmoduls hineinzuschauen und mögliche Defekte zu erkennen. Es ist eine Art »Röntgen«, jedoch ohne Bestrahlung. Solche Aufnahmen erfordern zum einen eine Rückbestromung des Moduls, zum anderen eine spezielle Kamera.

Bei der Elektrolumineszenz wird Licht direkt durch elektrischen Strom erzeugt und nicht wie im Gegensatz zur Thermolumineszenz (z.B. Glühbirne) durch Wärmeentwicklung. Bei Halbleitern wird Licht durch Rekombinieren von Elektronen und Löchern abgegeben. Es ist der umgedrehte Prozess zur Umwandlung von Licht zu elektrischer Energie. Praktisch kann man durch Anlegen einer geringeren Spannung Solarzellen zum Leuchten bringen (Photonenstrahlung). Daher wird hier von Rückwärtsstrom gesprochen. Dieser Rückwärtsstrom fließt in entgegengesetzter Richtung zum Normalbetrieb und kann einige Ampere betragen. Die Wellenlänge des emittierten Lichts ist dabei relativ breitbandig und liegt am Ende des visuellen Spektrums bis in den Nahinfrarotbereich, also im nicht sichtbaren Spektralbereich des menschlichen Auges.

Die abgegebene Photonenstrahlung wird mit einer Elektrolumineszenzkamera aufgenommen. In der Regel erfolgt dies im Labor, da für die Aufnahmen relativ lange Belichtungszeiten erforderlich sind. Es gibt mittlerweile auch Handkameras, welche aber nicht gerade günstig sind.

Allgemein gilt: Je mehr Photonen ein Zellbereich abstrahlt, desto aktiver ist dieser beim stromerzeugenden Betrieb der Zelle. Andererseits wirken Zelldefekte oder inaktive Zellbereiche eher dunkel.

Zu den meist mit bloßem Auge nicht erfassbaren Fehlern, welche die Modulleistung und Lebensdauer in zahlreichen Fällen jedoch überaus negativ beeinflussen, zählen u.a.:

- Mikrorisse und Zellsplitter
- vollständige und zellübergreifende Brüche
- Verunreinigungen in der Zelle

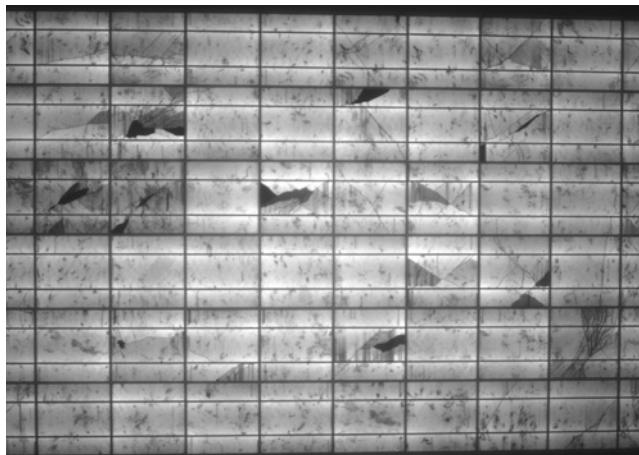


Bild 164: Elektrolumineszenzaufnahme eines polykristallinen Moduls [Quelle: Buchanan Systems GmbH]

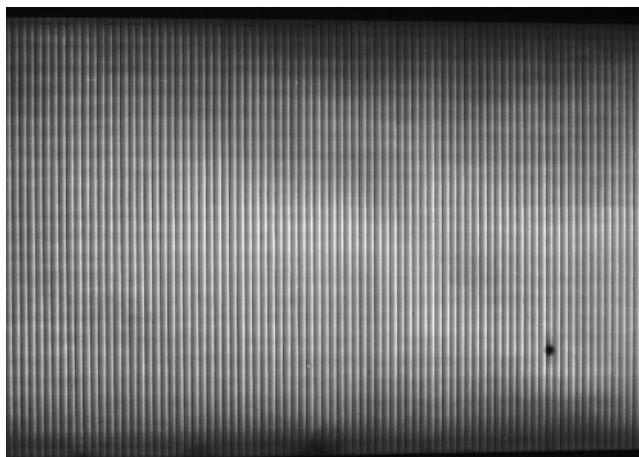


Bild 165: Elektrolumineszenzaufnahme eines Dünnschichtmoduls [Quelle: Buchanan Systems GmbH]

- Kristallisationsdefekte im Wafer
- unterbrochene Kontaktfinger
- Abmalungen des Sinterbandes.

Das Erkennen der Brüche ist bei polykristallinen Solarzellen weitaus schwieriger. In der Region zwischen zwei Busbars wird nicht ein kompletter Bereich inaktiv. Dadurch stellt sich ein kleiner Riss an dieser Stelle oft ähnlich zu kleinen Kristallstrukturen oder Verunreinigungen dar.

Bereits bei der Herstellung von Solarzellen und Modulen können eine Vielzahl von Defekten auftreten. Diese Fehler sind meist Prozessfehler und treten als Ursache bei verschiedenen Herstellungsstadien bis hin zu mechanischen Belastungen beim Transport unsachgemäß transportierter Module auf. Aber auch bei der Montage durch falsche Hand-

habung des Moduls (Betreten) oder im späteren Betrieb durch äußere Einwirkungen (z. B. Hagelschlag) können Zellschäden auftreten, welche erst einmal rein optisch mit dem bloßen Auge nicht erkennbar sind.

Brüche und Microcracks

Die meisten Brüche und Microcracks werden durch mechanische Kräfte verursacht. Ist der Bruch nur sehr klein handelt es sich um einen Microcrack. Liegt der Bruch außerhalb der beiden Busbars der Solarzelle und er dabei vollständig die Finger unterbricht, wird ein kompletter Bereich der Solarzelle elektrisch abgekoppelt. Diese Stellen sind daher inaktiv und erzeugen im Bild einen dunklen bzw. schwarzen Schatten. Ist der Bruch in der Mitte der Solarzelle, sieht man an dieser Stelle eine dünne schwarze Bruchlinie.

Bild 166: monokristalline Solarzelle mit Bruch außerhalb der Busbars Module [Quelle: Buchanan Systems GmbH]

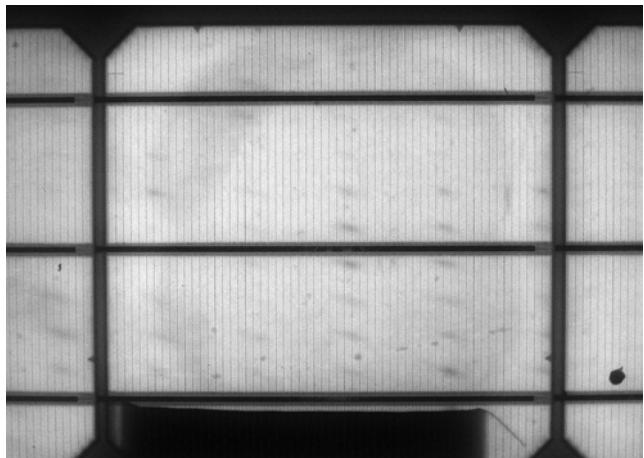
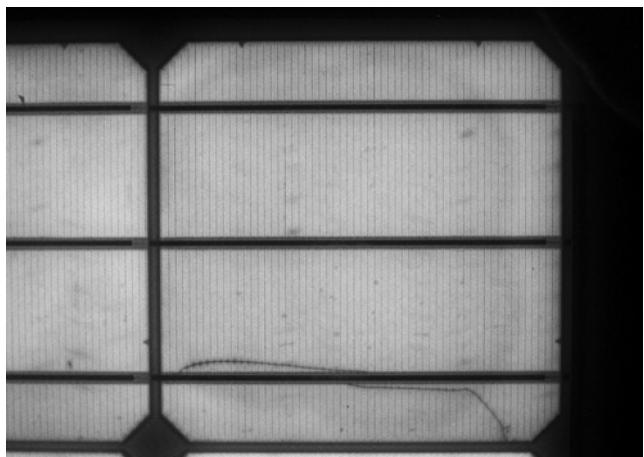


Bild 167: monokristalline Solarzelle mit Microcrack außerhalb der Busbars und zwischen den Busbars Modulen [Quelle: Buchanan Systems GmbH]



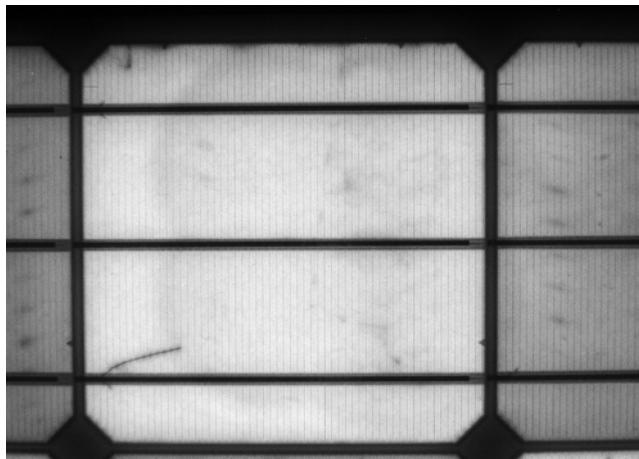


Bild 168: Monokristalline Solarzelle mit Microcrack zwischen den Busbars und Finger Gap Modulen [Quelle: Buchanan Systems GmbH]

Brüche, Splitte und Microcracks sind mögliche Schäden an Zellen, welche in der Praxis während der Anlagenerrichtung und des Anlagenbetriebes interessant sind, weil es entweder durch falsche Handhabung oder durch äußere Einflüsse zu Zellschädigungen kommen kann. Weitere Fehler sind vermehrt der Modulproduktion zuzuordnen, welche nachfolgend nur zur Ergänzung erwähnt werden sollen:

Druckfehler

Druckfehler unterscheidet man in Frontdruckfehler und Rückseitendruckfehler. Zu den Frontdruckfehlern zählen vor allem Fehler in den Fingern (Finger Gap). In der EL-Aufnahme sieht man die Stelle des Fingergaps als einen grauen Fleck. Rückseitendruckfehler entstehen beim Aufbringen der Rückkontakte. An den Fehlerstellen sieht man im Bild ein vollständiges Durchleuchten der Solarzelle.

Unterbrechung der Isolationslinie

Bei Unterbrechung der Isolationslinie in der Zelle erkennt man im EL-Bild am Rand eine unscharfe dunkle Stelle.

Ineffiziente Solarzellen

Da das Leuchten der Zellen von deren Aktivität abhängig ist, werden inaktive Zellen im EL-Bild dunkler abgebildet. Bei der Qualitätssicherung können damit ineffiziente Zellen im Modul identifiziert werden. Bei älteren Modulen ist dies in vielen Fällen noch feststellbar. Bei der aktuellen Modulherstellung sollte dies nicht mehr vorkommen, da die Zellen bereits vor dem Zusammensetzen ausgemessen und sortiert werden.

Kristallfehler

Kristallfehler entstehen bereits beim Ziehen des Siliziumkristalls. Sie stellen sich durch eine Texturierung im EL-Bild dar.

Unterbrechung des Strings

Ist ein String im Bild vollständig schwarz, so handelt es sich um die Unterbrechung des Kontakts im String. Somit ist der komplette String unbrauchbar.

Kurzschluss des Kontaktes

Dieser Fehler stellt in der Aufnahme eine vollständig schwarze Zelle dar. Diese Zelle ist dann funktionsunfähig.

Inwieweit Elektrolumineszenzverfahren mit mobilen Geräten im Feld, sprich auf der installierten und im Betrieb befindlichen Anlage, sinnvoll ist, muss im Einzelfall entschieden werden. Insbesondere bei Hagelschäden, so hat die Praxis gezeigt, ist nicht nur eine Regulierung des objektiv sichtbaren Schadens an zerlöchernden Modulen angezeigt, sondern auch eine Prüfung der übrigen, optisch unversehrten Module auf möglich Zellschäden.

9 Dokumentation

9.1 Normative Anforderung

Grundsätzlich sind für elektrische Anlagen entsprechende Dokumentationsunterlagen zu erstellen. Dies ergibt sich bereits aus den einschlägigen Vorschriften der DIN VDE 0100. Die DIN VDE 0100-100 (Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 1: Allgemeine Grundsätze, Bestimmungen allgemeiner Merkmale, Begriffe (IEC 60364-1)) enthält unter Absatz 132.13 »Dokumentation der elektrischen Anlage« zumindest allgemeine Hinweise und Anforderungen an die Dokumentation, wie sie bei jeder elektrischen Anlage anzuwenden sind. In der DIN VDE 0100-105 (Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-705: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Elektrische Anlagen von landwirtschaftlichen und gartenbaulichen Betriebsstätten (IEC 60364-7-705)) sowie in der DIN VDE 0100-510 (Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 5-51: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Allgemeine Bestimmungen) sind Mindestanforderungen an eine Dokumentation einer elektrischen Anlage beschrieben und fordern mindestens einen einphasigen Stromlaufplan.

Mit Einführung der DIN VDE 0126-23 im Jahr 2010 liegen im Speziellen für Photovoltaikanlagen ganz konkrete Mindestanforderungen über Umfang und Inhalt von Dokumentationsunterlagen vor. Zu beachten ist hierbei das Wort Mindestanforderungen.

In der Praxis kann man davon ausgehen, dass vor der Einführung dieser Norm in vielen Fällen kaum brauchbare Dokumentationsunterlagen vorliegen. Auch nach dem Zeitraum der normativen Einführung gibt es in vielen Fällen nur spärliche Dokumentationsunterlagen, welche kaum hilfreich für eine Prüfung und Betriebsführung sind. Angefangen von dem Angebot und Rechnung der Photovoltaikanlage über Ertragsberechnungen bis hin zu einer Modulbelegeskizze aus der Angebotsphase, welche jedoch meist nicht mit der tatsächlichen Installationsausführung übereinstimmt, ist vieles vorzufinden, was nicht wirklich verwendbar ist.

Bild 169: Komplizierte Generatoraufteilungen bedürfen einer genauen Dokumentation.



Dieser Umstand erschwert natürlich erheblich eine Inspektion und Prüfung, weil ein Vergleich mit Ist- und Soll-Werten kaum möglich ist. Zudem lassen sich Messergebnisse nur schwer interpretieren und eine mögliche Fehlerquelle gleicht der Suche nach der berüchtigten Stecknadel im Heuhaufen.

Im Einzelnen sollen deshalb die erforderlichen Mindestangaben einer Dokumentation aufgeführt sein. Diese können auch Prüfungsgegenstand sein, denn sie gehören mit zum Bestandteil der Photovoltaikanlage.

9.2 Inhalt

Grundlegende Systemdaten

Die grundlegenden Systemdaten sollen in einer Art Typenschild im Regelfall auf dem Deckblatt der Systemdokumentation stehen.

- Anlagenidentifikation (soweit zutreffend oder z.B. die Registrierungsnummer der Bundesnetzagentur)
- Leistung des Systems (kW für DC-Leistung und kVA für die AC-Leistung)
- Hersteller, Anzahl und Typ PV-Module und Wechselrichter
- Name des Kunden bzw. Anlagenbetreibers
- Installationsdatum und Datum Inbetriebnahme
- Anschrift des Aufstellungsortes (kann von Kundenadresse abweichen)
- Angaben zum Systementwickler; als Systementwickler ist im Wesentlichen der Planer gemeint. Waren mehrere Unternehmer an der Planung beteiligt, sollten für jedes beteiligte Unternehmen mit der Beschreibung ihrer Aufgabe folgende Angaben aufgeführt werden:
 - Unternehmen, Ansprechpartner (Sachbearbeiter, Planer)
 - Unternehmen, Postanschrift, Telefonnummer, E-Mail-Adresse.

Angaben über Systeminstallateur(e)

Systeminstallateur (Montagefirma) mit Ansprechpartner (Montageleiter), deren Postanschrift, Telefonnummer, E-Mail-Adresse.

Stromlaufplan

Lt. Norm ist mind. ein Prinzipstromlaufplan zur Verfügung zu stellen mit allen relevanten Angaben und Anmerkungen. Wichtig ist hier die vollständige Erfassung aller Anlagenteile, einschl. Schutzeinrichtungen mit grafischer Darstellung der genormten Symbole und Beschreibung. Hierzu gehören auch die eingesetzten Kabeltypen und Leitungsquerschnitte.

Generator – Allgemeine Festlegungen:

- Modultyp(en)
- Gesamtzahl der Module
- Anzahl der Stränge
- Anzahl der Module pro Strang
- Angaben zum PV-Strang
- Querschnitt und Typ der Kabel im Strang
- Überstrom-Schutzeinrichtungen im Strang (sofern eingebaut)
- Sperrdioden (soweit eingebaut).

Elektrische Einzelheiten des PV-Generators

- Querschnitt und Typ des Hauptkabels des PV-Generators
- Lage der Anschlussdosen des PV-Generators (soweit vorhanden)
- Überstromschutzeinrichtungen des PV-Generators (soweit eingebaut) mit Typenangabe, Lage und Bemessung (Spannung/Strom)
- Erdung und Überspannungsschutz
- Einzelheiten aller Funktionerder und Potenzialausgleichsleitungen und deren Querschnitt und Anschlusspunkte; ferner Einzelheiten der am Modulrahmen angeschlossenen Potenzialausgleichsleitungen (sofern erforderlich und angeschlossen)
- Verbindungen an eine bestehende Blitzschutzanlage (LPS) (soweit erforderlich bzw. zulässig)
- Überspannungsschutzeinrichtungen (SPD) im Bereich Gleichstrom und Wechselstromkreise; Lage, Typ und Bemessungswerte Wechselstromnetz.

AC-Seite

- Mind. ein einphasiger Stromlaufplan, in dem mindestens folgende Angaben enthalten sein müssen:
 - Lage, Typ und Bemessung von Überstromschutzeinrichtungen

- Lage, Typ und Bemessung von Fehlerstromschutzeinrichtungen (RCD) – soweit eingebaut
- Typ und Querschnitte der verwendeten AC-Leitungen.

Datenblätter

- Modul-Datenblatt nach den Anforderungen von IEC 61730-1 für alle Modultypen, die in der Anlage verwendet sind
- Wechselrichter-Datenblatt für alle verwendeten Typen
- Beifügung der Installationshandbücher sowie die entsprechenden Garantiebedingungen des Herstellers (siehe auch Punkt Betriebs- und Wartungsangaben)
- Datenblätter und Betriebsanleitung Anlagenüberwachung
- Angaben zur mechanischen Konstruktion (Systempläne und statische Berechnung)
- Betriebs- und Wartungsangaben mit Angaben zu Verfahren zum Nachweis des korrekten Anlagenbetriebes (z. B. Fernüberwachung mit Fehlermeldung).

Checkliste für den Fall eines Anlagenausfalles oder Teilausfalles

- Notabschaltung und Trennverfahren in einer Gefahrensituation (z. B. Brand)
- Empfehlungen für die Wartung und Reinigung
- Gewährleistungsangaben für die PV-Generatoren (Module) und Wechselrichter mit Gewährleistungsbeginn und Gewährleistungsende
- sonstige Gewährleistungen bzw. Garantien, z. B. Unterbau, Montage, Trafostationen, AC-Verteilung
- Protokoll der Unterweisung des Anlagenbetreibers, soweit dieser nicht der Errichter ist.

Prüfergebnisse und Inbetriebnahmeangaben

Von allen Prüf- und Inbetriebnahmegergebnissen sind von den erstellten Protokollen der Dokumentation Kopien beizufügen. Diese müssen mind. die Ergebnisse der Erstprüfung gem. Abschnitt 5 der Norm enthalten:

- Messprotokolle für alle Strings, Wechselrichter, Unterverteilungen gem. DIN VDE 0126-23 und VDE 0100-600
- Errichterbescheinigung der verantwortlichen Elektrofachkraft sowie das Protokoll des Netzbetreibers zur Zählersetzung und Netzfreischaltung.

Weitere Dokumente

Empfohlen werden weiterhin folgende Unterlagen bzw. Angaben der Dokumentation beizufügen:

- Übersicht aller Seriennummern der Module und elektrischen Werte (Flasherliste)
- Übersicht Seriennummern Wechselrichter
- Konformitätserklärungen und Unbedenklichkeitsbescheinigungen Wechselrichter
- Registrierungsbestätigung der Bundesnetzagentur
- Protokoll oder Bestätigung der Funktion der Regeleinrichtung.

9.3 Dokumentation der Inspektion, Prüfung und Instandsetzung

Nach einer Inspektion, Prüfung und/oder Instandsetzung sind diese ebenfalls zu dokumentieren. Sie sind letztendlich der letzte Schritt ins Ziel und genauso wichtig wie eine fachgerechte Prüfung und Wartung.

An dieser Stelle muss mal wieder das Auto als Beispiel herhalten. Auch hier ist die Prüfung bei der Hauptuntersuchung nur eine Seite der Medaille. Wichtig für jeden Autofahrer sind die gültige Prüfplakette und der aktuelle Prüfbericht. Denn ohne diese erlischt automatisch die Betriebserlaubnis des Fahrzeugs.

Sowohl in den VDE Normen DIN VDE 0100-600 und DIN VDE 0105-100 als auch in der BGV A3 sind Hinweise enthalten, dass nach Beendigung der Prüfung ein Prüf- bzw. Messprotokoll zu erstellen ist. Die Elektrofachkraft kann deshalb noch so viel messen und prüfen; ohne ausreichende Dokumentation kann sie nicht mal belegen, dass sie überhaupt eine Prüfung vorgenommen hat. Es ist deshalb auch eine haftungsrechtliche Frage für den Fall, dass nach der Prüfung ein Schaden an der Anlage entstehen sollte. Selbstverständlich müssen auch die festgestellten Mängel oder Schäden gegenüber dem Anlagenbetreiber dokumentiert und angezeigt werden. Er ist ja auch derjenige, der ein großes Interesse daran hat, zu erfahren, ob seine Anlage richtig funktioniert und ohne Fehler ist. An dieser Stelle sei auch nochmals an die werksvertragscharakterlichen Eigenschaften einer Inspektion und Prüfung aus Kapitel 4 erinnert.

9.3.1 Prüfbericht

Jede Prüfung oder Wartung erfordert zu deren Dokumentation und Nachweis einen Prüfbericht mit den wesentlichen Ergebnissen der Prüfung bzw. Wartung. Formvorgaben hierzu gibt es zumindest normativ keine. Es darf sich deshalb jeder ein eigenes Prüfmuster »stricken« oder auf bereits bestehende Entwürfe von verschiedenen Organisationen zurückgreifen. Sinnvoll ist es, den Prüfbericht in Anlehnung an die DIN VDE 0126-23 zu gestalten. Darin sind in geordneter Reihenfolge bauteilbezogen die wesentlichen Eigenschaften der einzelnen Baugruppen und deren Anforderungen aufgeführt. Solch eine Auflistung kann auch bereits während der Prüfung und Wartung als Checkliste dienen.

Neben den Angaben zur Anlagenidentifikation und den Prüfergebnissen sind auch Datum der Prüfung/Wartung, Uhrzeit, Wetterverhältnisse (Einstrahlung/Temperatur) sowie Name des Prüfers bzw. Wartungsverantwortlichen anzugeben.

Darüber hinaus ist bei festgestellten Mängeln die Relevanz der Instandsetzungserfordernis mit anzugeben, dies bedeutet:

- Hat der Mangel Einfluss auf das Ertragsverhalten der Anlage, auf die Dauerhaftigkeit, die Verkehrssicherheit, die Betriebssicherheit und die Brandsicherheit der Anlage?
- wie dringlich muss der Mangel behoben werden? – sofort/unverzüglich; kurzfristig (z. B. innerhalb der nächsten Tage oder Wochen); mittelfristig (z. B. bei der nächsten Inspektion).

9.3.2 Messprotokolle

Dem Prüfbericht sind als Anlage die dokumentierten Ergebnisse der erforderlichen Messungen (siehe Kapitel 8) beizufügen. Auch hierzu gibt es von diversen Organisationen, z. B. BSW, ZDVH etc., entsprechende Messformulare.

Wichtig dabei ist, nicht nur zu messen und die Messergebnisse niederzuschreiben, sondern auch die Messergebnisse zu interpretieren, insbesondere dann, wenn Abweichungen festgestellt worden sind. Abweichungen können, müssen aber zwangsläufig nicht unbedingt auf Fehler hindeuten.

9.3.3 Inspektion- und Prüfbericht

Der Inspektions- oder Prüfbericht fasst die Ergebnisse aus Besichtigung, Erprobung und Messung zusammen, bewertet diese und gibt bei Bedarf Empfehlungen für erforderliche Instandsetzungsmaßnahmen, Reparaturen oder Verbesserungsmöglichkeiten.

Der Bericht dient als Grundlage des meist technisch nicht so bewanderten Anlagenbetreibers, Entscheidungen zu treffen, um die Photovoltaikanlage, soweit erforderlich, wieder in einen sicheren und dauerhaften Zustand zu versetzen. Ein Angebot des Installateurs ist hierbei zugleich hilfreich, den erforderlichen Kostenaufwand zur Kenntnis zu nehmen um möglicherweise aus wirtschaftlichen Gründen auch gewisse Prioritäten setzen zu können.

10 Monitoring

Die regelmäßige Überwachung einer Photovoltaikanlage in ihrer Funktion und ihrem Ertragsverhalten sichert langfristig ein optimales Ertragsergebnis und somit auch den wirtschaftlichen Erfolg. Eine solche Überwachung kann durch das Auge des Ablagenbetreibers erfolgen, zumindest dort, wo die Anlagengröße relativ klein und überschaubar ist. Ausgeklügelte und übersichtliche Displays an den Wechselrichtern der neueren Generation geben hierzu entsprechende Informationen.

Unterstützung zur Aufbereitung und visuellen Darstellung der Anlagendaten und ihrer einzelnen Wechselrichter erfahren kleinere bis mittelgroße Anlagen durch Datenlogger mit Übersichtsdisplay und/oder Datenauslesung und visueller Darstellung am PC.

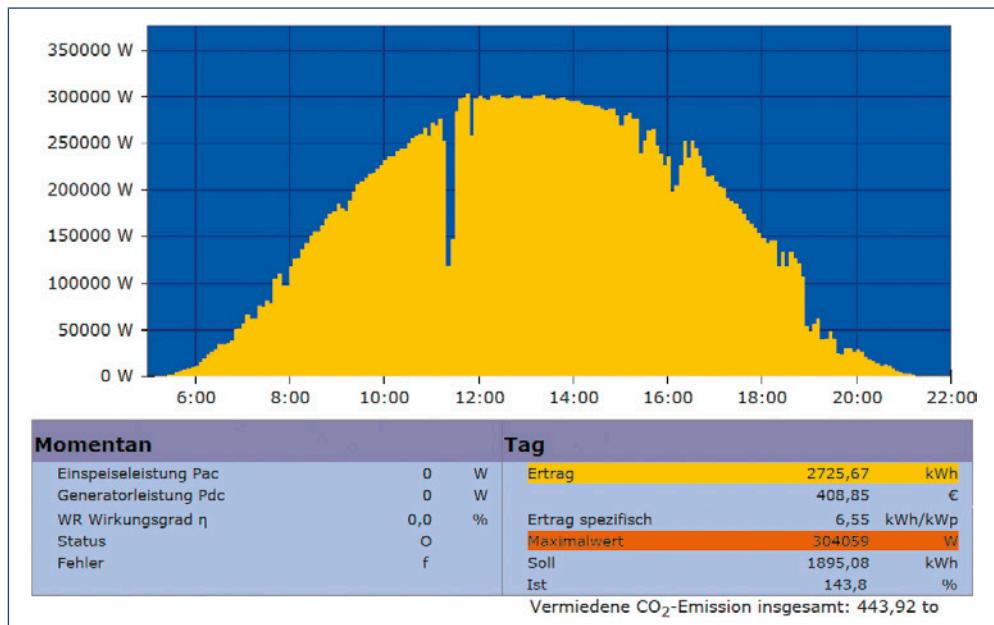


Bild 170: Ausschnitt visuelle Darstellung auf PC-Monitor

Eine automatisierte Anlagenüberwachung mit Fernauslesung und bereitgestellter visueller Performance-Anzeige mit Datenarchiv erleichtern eine permanente Anlagenüberwachung

erheblich. Automatisierte Fehlermeldungen stellen eine schnelle Reaktion bei Störungen sicher und tragen somit zu einer Minimierung von Anlagenausfällen bei.

Ergänzende Messinstrumentarien, wie Einstrahlungssensor, Windmesser und Temperaturfühler machen das Monitoring zu einem mächtigen Werkzeug einer professionellen Betriebsführung und liefern in einem permanenten Monitoring Daten in Echtzeiterfassung und bereits fertige Ergebnisse, wie z.B. die Performance-Ratio¹⁰.

Ein Monitoring kann Bestandteil eines Wartungsvertrages sein. Soweit hier der Störungsdienst mit integriert ist, sprechen Viele von einem Vollwartungsvertrag. Es erleichtert insbesondere bei Großanlagen erheblich die Betriebsführung sowie verkürzt entsprechend die Reaktionszeit bei Fehlermeldungen, wenn diese sofort beim zuständigen Installationsbetrieb eingehen.

Dies setzt voraus, dass die Anlage fernüberwacht werden kann. Hierzu ist ein Datenlogger erforderlich, welcher die Daten der Wechselrichter aufzeigt und über eine Schnittstelle entweder direkt am PC zur Verfügung stellt oder über das Internet mit einer visualisierten Darstellung überall und jederzeit zugänglich macht. Bei einer Anlagengröße ab 25 kW oder dort, wo die Funktion der Wechselrichter nicht täglich visuell kontrolliert werden kann, ist ein ferauslesbares Monitoring unabdingbar, um gesicherte Messdaten und auch Fehlermeldungen zu erhalten, was ein zeitnahe Reagieren des Anlagenbetreibers ermöglicht. Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben aus dem EEG § 6 (Technische Regeleinrichtung) kommt man bei größeren Anlagen alleine diesbezüglich nicht mehr ohne Monitoring aus.

Auf dem Markt gibt es derzeit eine Vielzahl von Monitoringsystemen mit visualisierter Aufbereitung und ortsunabhängiger Kontrolle via Internet oder Smart Device (intelligentes mobiles System). Die Systeme unterscheiden sich von ihrer örtlichen Installation (Datenleitung mit Schnittstelle oder Bluetooth-Variante), der Datenaufzeichnung und Datenversand (direkt am PV, via GRS oder über Speicherplatte) sowie der Visualisierungsmöglichkeit und Datenaufbereitung.

Bei einem visualisierten Monitoringsystem werden Anlagenausfälle oder auch bereits Teilausfälle schnell erkannt. Auch Teilabschaltungen von einzelnen Wechselrichtern z.B. durch zu hohe Netzschwankungen oder Netzspannung werden hier aufgezeigt. Mit moderner Sensortechnik können sogar Ausfälle von einzelnen Stringleitungen oder Generatoren erkannt werden. Einstrahlungssensoren ermöglichen einen direkten Vergleich der örtlichen Einstrahlung mit der erzeugten Anlagenenergie und somit der Ermittlung der Performance-Ratio.

¹⁰ Unter »Performance-Ratio« versteht man in der Photovoltaik das Verhältnis von Nutzertrag und Solarertrag einer Anlage. Die Performance Ratio einer Photovoltaikanlage ist der Quotient aus dem Wechselstromertrag und dem nominalen Ertrag an Generatorgleichstrom. Sie gibt an, welcher Anteil des vom Generator erzeugten Stroms real zur Verfügung steht. Leistungsfähige PV-Anlagen erreichen eine Performance Ratio von über 80 %. Die Performance Ratio wird oft auch als Qualitätsfaktor (Q) bezeichnet. Sie kann in Jahren mit wenig Globalstrahlung höher sein, als in solchen mit hoher Einstrahlung.

Bei Großanlagen hat es Sinn, wenn der Installateur das Monitoring mit übernimmt, möglicherweise auch im Zusammenhang mit einem Wartungsvertrag.

Neben kostenfreien Systemen, was die Datenaufbereitung via Internet angeht, sind einige Systeme auch gebührenpflichtig. Die Höhe der Gebühr richtet sich meist nach der Anlagengröße.

Bereits der Laie kann mithilfe von visualisierten Anlagendaten auffällige Abweichungen zeitnah erkennen. Voraussetzung ist jedoch, dass die Anlagendaten, Wechselrichterleistungen bzw. Stringeleistungen und Wechselrichterzuordnungen bei der Installation des Monitoringsystems genau erfasst wurden.

Parallel laufende Wechselrichterleistungsdiagramme sind – vorausgesetzt die einzelnen Wechselrichter sind auch gleich belegt – erstmal ein beruhigendes Zeichen für einen ungestörten Anlagenbetrieb.

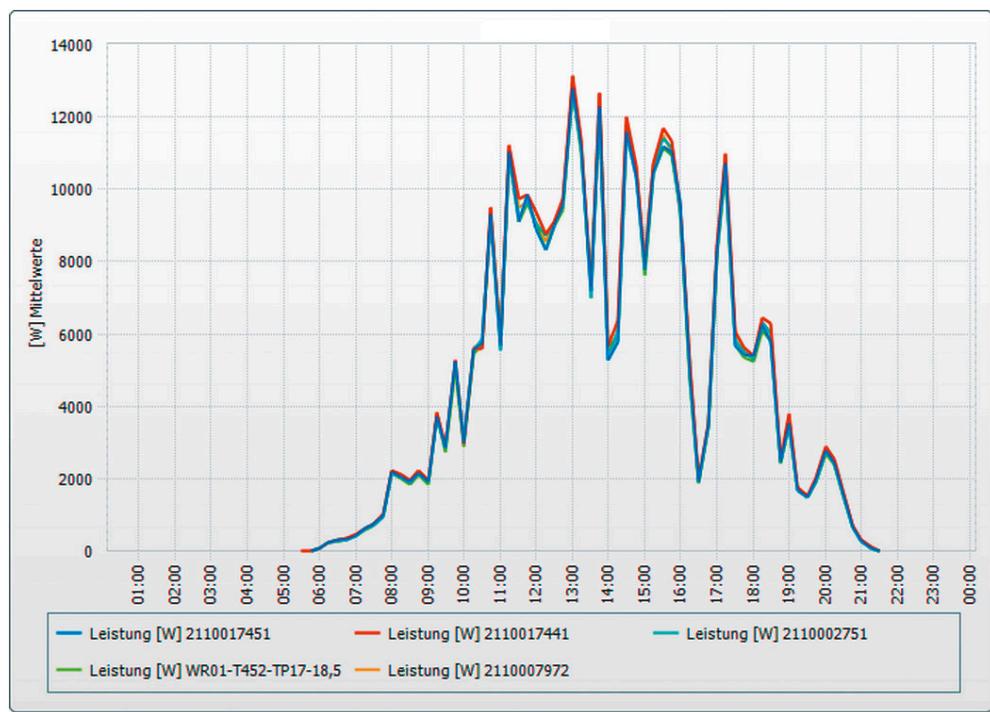


Bild 171: synchron laufende Wechselrichter

Bei Abweichungen sollte man bereits misstrauisch werden. Jedoch ist auch hier Vorsicht geboten. Bei manchen Wechselrichtern gibt es bereits Abweichungen im Messsystem, da diese bei einem Wechselrichter nicht geeicht sind. Abweichungen können daher bis zu 10 % auftreten, obgleich nachweislich kein Anlagenfehler vorliegt.

11 Instandsetzung

11.1 Reparatur

Nach der normativen Definition beschreibt die Instandsetzung oder auch Reparatur all die Maßnahmen, welche zur Wiederherstellung des ursprünglichen Funktionszustandes, z.B. bei einem Defekt, Verschleiß oder einer Beschädigung, erforderlich sind. Zu unterscheiden wären hierbei Garantieleistungen, d.h. das kostenfreie Ersetzen oder Reparieren defekter Anlagenteile, und Reparaturarbeiten, die nicht der Gewährleistung oder Garantie unterliegen oder außerhalb der Gewährleistung und Garantie anfallen.

Die Unterscheidung, was der Garantie unterliegt und was nicht, kann bei dem Ausführenden der Wartung bzw. Instandsetzung dann zu Gewissenskonflikten führen, wenn derjenige auch die Anlage installiert hat. Wer gibt schon gerne Fehler zu, die er selbst begangen hat. Natürlich kann es auch ein Streitfall sein, ob jener oder anderer Mangel der Garantie unterliegt oder einem natürlichen Verschleiß. Die schlechteste Lösung wäre, den Mangel im Zuge der Inspektion und Prüfung nicht zu erwähnen. Dies könnte haftungsrechtliche Konsequenzen nach sich ziehen, falls bei einem auftretenden Schaden nach der Prüfung nachgewiesen werden kann, dass der Mangel bei der Inspektion/Prüfung bereits vorhanden war und im Zuge dessen hätte festgestellt werden müssen.

11.2 Bestandsschutz

11.2.1 Definition

Nicht unproblematisch ist die Frage, nach welchen technischen Vorgaben eine Photovoltaikanlage instand gesetzt werden muss. Nicht selten ändern sich die Vorschriften, Regelwerke und Normen innerhalb der Betriebsjahre einer Photovoltaikanlage. Bereits ein oder zwei Jahre nach Errichtung können neuere Regelwerke Gültigkeit besitzen.

In den einschlägigen DIN VDE-Normen ist der Begriff des Bestandsschutzes nicht definiert. Den Begriff Bestandsschutz kennt man zumeist aus dem öffentlichen Baurecht. Er definiert den rechtlichen Schutz für bauliche Anlagen gegenüber nachträglichen normativen oder baurechtlichen Anforderungen. Eine rechtmäßig errichtete bauliche Anlage bleibt daher auch dann baurechtmäßig, wenn sich die gesetzlichen Bestimmungen nachträglich ändern. Dies setzt aber voraus, dass die bauliche Anlage zum Zeitpunkt der Errichtung rechtswirksam genehmigt worden war und in ihrer Ausführung dieser Genehmigung entspricht oder bei genehmigungsfreien Bauvorhaben zur Zeit der Errichtung den ma-

teriellen Baurechtsvorschriften entsprochen hat. Eine Sonderrolle nehmen historische Gebäude ein.

Soweit an einer baulichen Anlage Änderungen vorgenommen werden, ist es wichtig zu hinterfragen, wann und mit welchem Umfang ein Bestandsschutz aufgehoben ist. Dies kann z. B. beim Thema Wärmeschutz der Fall sein, wenn bei einer Fassadenrenovierung nicht nur der Putz erneuert werden »darf«, sondern zugleich auch energetische Maßnahmen mit ausgeführt werden »müssen«.

Nicht unproblematisch kann dies z. B. auch bei einer elektrischen Anlage sein. Im Allgemeinen ist bei elektrischen Anlagen folgende Regel allgemein anerkannt: Wenn die elektrische Anlage zu Ihrem Errichtungszeitpunkt den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprochen hat besteht Formal Bestandsschutz. Ausnahmen, in denen der Bestandsschutz jedoch nicht greift, sind wesentliche Änderungen oder Anlagenerweiterung oder eine Nutzungsänderung.

Problematisch sind dabei immer wieder die Schnittstellen zwischen Bestandsanlage und der eigentlichen Änderung bzw. Erweiterung. Hier wird dann häufig der Begriff des Bestandsschutzes gebraucht, um diese Anpassungen umgehen zu können.

Wichtig ist zu wissen, dass die elektrische Anlage funktionstüchtig und nach den zum Zeitpunkt der Errichtung gültigen allgemein anerkannten Regeln der Technik zu errichten ist. Die allgemein anerkannten Regeln der Technik werden nach allgemeiner Auffassung in den einschlägigen DIN VDE-Normen abgebildet. Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist gesetzlich festgelegt, dass Energieanlagen technisch sicher zu errichten und zu betreiben sind. Dazu fordert das EnWG, dass die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten sind (vgl. §49 Absatz 1 EnWG).

Dieser Sachverhalt lässt sich auf bestehende elektrische Anlagen jedoch nur bedingt übertragen. Grundsätzlich können elektrische Anlagen, welche bereits mehr als 40 Jahre alt sind, nicht mehr einem Bestandsschutz untergeordnet werden. Maßnahmen an bestehenden Elektroinstallationen, wie sie oben beschrieben wurden, müssen nach den gültigen allgemein anerkannten Regeln der Technik ausgeführt werden. Der bestehende Teil der Elektroinstallation kann unter Umständen unverändert weiter genutzt werden. Hierfür sind jedoch alle nachfolgend genannten Voraussetzungen zu erfüllen:

- Die bestehende elektrische Anlage muss den zum Zeitpunkt ihres Errichtens gültigen DIN VDE-Normen entsprochen haben und diesen noch entsprechen.
- Eine Anpassung an den aktuellen Stand der Technik wurde in den zwischenzeitlich geänderten Normen nicht gefordert.
- Die bestehende elektrische Anlage wird unter den zum Zeitpunkt und Errichtung bestehenden Betriebs- und Umgebungsbedingungen, für die sie geplant war, weiterhin betrieben.
- Sie ist ohne Mängel.

Im Zweifelsfall sollte grundsätzlich gelten: Anpassung geht vor Bestandsschutz.

11.2.2 Anpassen/Änderungen elektrischer Anlagen

Gründe für ein Anpassen der Elektroinstallation können sein:

- Anpassen in Bezug auf veränderte Betriebs- und Umgebungsbedingungen.
- Anpassen aufgrund von Nutzungsänderungen elektrischer Anlagen (z. B. Erweiterung, zusätzliche Funktionen, Nutzungsänderungen einzelner Räumlichkeiten)
- Anpassen aufgrund grober und gefahrbringender Mängel, die einen unveränderten Weiterbetrieb der Anlage nicht zulassen (Bewertung durch eine Elektrofachkraft).

Diese Anpassungen müssen nicht zwangsläufig den Bestandsschutz der Elektroinstallation aufheben, soweit sich Anpassungen auf die Wiederherstellung eines zum Zeitpunkt der Errichtung der Anlage gültigen sicherheitsgerechten Zustandes beschränken. In der Praxis ist dies allerdings nur schwer zu bewerkstelligen, da der Aufwand hierzu teilweise nicht unerheblich sein kann.

Bei der Frage, ob überhaupt Bestandsschutz geltend gemacht werden kann, ist unbedingt die Lebensdauer der elektrischen Anlage oder des elektrischen Betriebsmittels zu berücksichtigen. Zwar trifft dies weniger direkt für Photovoltaikanlagen zu, aber solche sind zumindest bei Kleinanlagen nicht selten an bereits veraltete Unterverteiler (Hausverteiler) angeschlossen worden, bei denen auch zwangsweise zur Platzschaffung Änderungen vorgenommen worden sind. Bei weiteren Nachrüstungen (z. B. wegen Eigenverbrauch oder Anlagenerweiterung) kann dann ein kompletter Umbau der Hausverteilung erforderlich werden.

Prinzipiell gilt bei einer elektrischen Anlage: Sicherheit und Zuverlässigkeit der elektrischen Anlage haben immer Vorrang vor Bestandsschutz

11.3 Modultausch – Risiko bei der EEG-Vergütung

Es kommt nicht selten vor, dass Module getauscht werden müssen. Ob dies nun aus Gewährleistungsgründen geschieht oder wegen eines Schadens oder nur weil die Leistung der Module nachgelassen hat, sollte auf dem ersten Blick erst einmal keine weiteren Auswirkungen auf den Betrieb der Anlage haben – so denkt man. Nicht unproblematisch ist aber die Frage, ob man bei einem Modultausch auch die bisherige Vergütung nach dem EEG behält oder einer neuen, zumeist viel niedrigeren Vergütung unterliegt.

Die Vergütung der Anlage richtet sich nach dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Module; wobei es hier durchaus auch eine Einzelfrage des Moduls sein kann, denn der Anlagenbegriff beschränkt sich nach dem EEG schon immer auf das einzelne Modul. Deshalb können sich bei einem Modultausch auch für jedes Modul unterschiedliche rechtliche Handhabungen ergeben – egal, ob diese auf einem Wechselrichter, auf dem gleichen Dach oder sich auf demselben Grundstück befinden. Eine Zusammenfassung ergibt sich nur bei der Frage der Vergütung bei einer Anlagenerweiterung aus dem § 19 EEG (Inbetriebnahme innerhalb von 12 Monaten).

Die Einspeisevergütung für ausgetauschte Module war in der Vergangenheit nicht sicher geregelt. Bei strikter Anlagen- und Vergütungsauslegung würde man die ursprüngliche Vergütung für die getauschten Module verlieren und bekäme für die neuen Module nur die aktuelle Vergütung nach EEG.

Mit der Sonderregelung in § 32 Abs. 5 EEG hat der Gesetzgeber nunmehr mit dem EEG 2012 etwas Klarheit verschafft: »*Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf Grund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls an demselben Standort ersetzen, gelten abweichend von § 3 Nummer 5 bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen, zu dem die ersetzen Anlagen in Betrieb genommen worden sind. Der Vergütungsanspruch für die nach Satz 1 ersetzen Anlagen entfällt endgültig.*« Diese Regelung gilt auch für Anlagen, welche vor 2012 errichtet wurden.

Es ergeben sich aber weiterhin Unsicherheiten und Auslegungsbedarf zur Anwendung des § 32 (5) des EEG, da der Gesetzgeber die aufgeführten Fälle, welche zu einem Modultausch führen können, nicht im Einzelnen definiert hat. Konkret: was ist ein technischer Defekt, was eine Beschädigung oder was ein Diebstahl? Der BDEW hat in einem Arbeitspapier¹¹ dargelegt, dass im Allgemeinen angenommen werden kann, dass es sich um eine Funktionsstörung handelt, welche »vor allem als nicht nur unerhebliche Leistungseinbuße des betreffenden Moduls bis zu einem vollständigen Defekt, d. h. eines technischen Ausfalls des Moduls beschreiben« lässt.

Ein Defekt kann sowohl äußerlich vorliegen als auch durch Leistungsminderung. Wichtig dabei zu wissen ist, dass eine natürliche Leistungsminderung (Degradation) kein Defekt im Sinne des § 32 (5) ist und somit von der darin enthaltenen Vergütungsregelung ausgenommen ist.

Im Gegensatz zu einem technischen Defekt ist die Beschädigung grundsätzlich eine Einwirkung von außen, wie z.B. Glasbruch durch Hagel, Blitzschlag, Brand oder Vandalismus. Laut BDEW ist der Diebstahl auf die strafrechtliche Definition abzustellen.

Nachweispflicht beachten

Soweit nicht genau auf den Anlagenbegriff geachtet wird, kann es zu unliebsamen Überraschungen kommen. Zwar lässt der Gesetzgeber es zu, dass die Vergütungshöhe beibehalten wird, wenn die Anlage ersetzt wird. Das EEG geht aber, wie bereits erwähnt, nach absolut herrschender Meinung bei der Photovoltaikanlage davon aus, dass jedes Modul für sich eine jeweilige Anlage ist. Dies bedeutet, dass auch nur jenes bestimmte Modul, welches über die Beschädigung oder den technischen Defekt verfügt, ohne Beeinflussung für die Vergütungshöhe ersetzt werden kann. Dies ist notfalls auch genau vom Anlagenbetreiber nachzuweisen, um seinen Vergütungsanspruch zu behalten. Fehler in der gesetzlichen

¹¹ BDEW Arbeitspapier Teil 6 vom 25.01.2013

Auslegung und Handhabung bei einem Modultausch können auch empfindliche Konsequenzen für den Installateur haben, nämlich dann, wenn ihn der Anlagenbetreiber für den eingetretenen Schaden (Verlust des Vergütungsanspruches/Verminderung der Vergütung) in Regress nimmt, soweit dieser seiner Hinweis- und Beratungspflicht nicht nachgekommen ist.

Auch hier gilt eine ausreichende Dokumentation in Form von Messprotokollen, Bilddokumentation und Beschreibung des Umstandes, welcher zum Modultausch geführt hat.

In der Praxis ergeben sich bei einem Modultausch jedoch auch noch andere Probleme: Nicht selten sind Marken und Modultypen auf dem Markt verschwunden und können daher nicht mehr 1:1 ersetzt werden. Oftmals gibt es nur noch geeignete Module mit höherer Leistung, da sich in der Vergangenheit die Flächenleistungen der Module erheblich erhöht haben.

Werden beispielsweise 100 Module mit ursprünglich 120 Wp gegen 80 Module mit 150 Wp getauscht, so ist klärungsbedürftig, ob es bei der Vergütung auf die Anzahl der Module ankommt oder auf die Leistung pro Modul. Da sich im EEG die Vergütung nicht nur alleine auf das einzelne Modul beschränkt, sondern sich insbesondere nach der Anlagengröße, d. h. Anlagengröße auf dem gleichen Dach bzw. bei mehreren Dächern auf dem gleichen Grundstück und in unmittelbarer Nähe definiert, ist davon auszugehen, dass bei einem Modultausch auch die Gesamtanlagengröße die Vergütung bestimmt. Bleibt die Gesamtanlagengröße bei geringerer Modulanzahl gleich, ändert sich nichts; erhöht sich die Gesamtleistung bei gleicher Modulanzahl, wäre die überschüssige Leistung als Anlagenerweiterung zu sehen, mit der Folge, dass – und auch nur hierfür – eine neue Vergütung zum Zeitpunkt des Modultausches erfolgt.

Zu beachten ist dann aber auch, dass die weiteren Konsequenzen einer Anlagenerweiterung im Vorfeld des Modultausches zu beachten sind, in Bezug auf Netzkapazität, Netzverträglichkeitsprüfung, Einspeisegenehmigung, technische Regeleinrichtung, Anmeldung der Anlagenerweiterung beim zuständigen Netzbetreiber etc.; auch hier sind entsprechende Überraschungen nicht ausgeschlossen, welche mit zusätzlichen Kosten verbunden sein können.

Wichtig ist auch zu wissen, dass ab 01.01.2012 der Vergütungsanspruch für die ersetzen Module endgültig entfällt. Zwar können diese, soweit sie noch funktionsfähig sind, weiterhin an das öffentliche Netz angeschlossen werden, ein EEG-Vergütungsanspruch besteht aber durch die ausdrückliche Regelung von §32 Abs.5 Satz 2 EEG nicht mehr. Eine sinnvolle Nutzung noch gebrauchstauglicher Module kann sich daher vornehmlich im Ausland oder für den Eigenverbrauch finden.

11.4 Hochwasser

Eine wahre Instandsetzungs- bzw. Reparaturwelle an Photovoltaikanlagen gab es im Jahre 2013. Bilder von überfluteten Städten und Gemeinden haben im Sommer 2013 die Medien beherrscht. Ein Jahrhunderthochwasser in Süd- und Ostdeutschland hat innerhalb eines Jahrzehnts bereits zum zweiten Mal bestimmte Regionen aufgesucht und hierbei Rekordschäden verursacht. Dass dies auch viele Photovoltaikanlagen betraf, war unverkennbar. Für die Betroffenen sicher das kleinere Übel, angesichts der ansonsten teilweise existenzbedrohenden Schäden an Wohnhäusern, Nebengebäuden, Gewerbebetrieben und Grundstücken.

In solchen Situationen haben Installationsbetriebe Hochkonjunktur, denn es gilt die Anlagen so schnell wie möglich wieder instand zu setzen. Sind die PV-Module zumeist sicher vor Hochwasser auf dem Dach montiert, ergeben sich die eigentlichen Schäden an Photovoltaikanlagen meist an den entweder im Erdgeschossbereich oder auch in den Kellerräumen installierten Unterverteilungen und Wechselrichtern. Überflutete Keller entstehen dabei nicht nur aus den extremen Verhältnissen bei einer Jahrhundertflut, sondern können auch die Folge kleinerer Ereignisse sein, wie ein lokales starkes Regenereignis, Wasserleitungsbruch oder Rückstau in der Abwasserleitung.

Wasser und elektrischer Strom vertragen sich nicht gut. Das ist auch technischen Laien bekannt. Dass das Zusammentreffen von Wasser und elektrischem Strom nicht nur zu Kurzschlägen führen kann und die Gefahr eines elektrischen Schlagzeuges besteht, sondern gerade bei der Photovoltaik auch zu Explosionen beitragen kann, ist nicht unbedingt weit verbreitet.

Bei den Hochwasserereignissen konnten viele Erfahrungen darüber gesammelt werden, wie man sich in so einem Fall verhält und welche Vorgehensweisen einzuhalten sind, damit es nicht zu weiteren Sachschäden oder sogar zu Personenschäden kommt.

Schlechte Beispiele gab es bei den Flutereignissen von Installationsbetrieben, welche zur Eile mahnten, da sich angeblich Folgeschäden entwickeln könnten, wenn man zu lange wartet. Diese Vorgehensweise scheint jedoch problematisch zu sein. Ungeachtet der entgehenden Einspeisevergütung läuft man bei übereilten Vorgehensweisen in ganz andere Gefahren. Im Hinblick auf die entstehenden Elementarschäden am Gebäude und Inventar ist der doch eher zeitbefristete Verlust der Einspeisevergütung auch als zweitrangig zu betrachten, insbesondere wenn die Anlage gegen Allgefahren versichert ist.

Viele Orte waren bei der Flut wochenlang gar nicht zugänglich. Angesichts der Wasserstände ist es dann auch relativ egal, wie lange sich ein Wechselrichter im Wasser befindet – er ist schlichtweg zerstört. Man kann hier keine weitere Schadensverhinderung betreiben, wenn man mal die entgangenen Einspeiseerlöse außer Acht lässt.

Werden Keller zudem voreilig leergepumpt, kann es zu statischen Problemen mit den Außenwänden des Gebäudes kommen, da das Grundwasser an den Kellerwänden noch

sehr hoch ansteht. Erhöhte Wasserdrücke von außen können so das Mauerwerk schädigen.



Zu beachten ist auch, dass die Anlagen beispielsweise im Keller noch unter Spannung stehen können – zumindest seitens der DC-Seite – auch wenn das Ortsnetz bzw. die Stromversorgung des Gebäudes abgestellt ist. Es sollte allgemein bekannt sein, dass die Stringleitungen bis zu den Wechselrichtern bei Sonneneinstrahlung permanent unter Spannung stehen und auch im Kurzschlussfall nicht automatisch abschalten, so wie das bei Lasttrennschaltern oder Fehlerstromschutzschaltern im Wechselstromnetz der Fall ist. Die überfluteten Räume dürfen deshalb niemals betreten werden. Es besteht hierbei die akute Gefahr eines Stromschlages.



Es besteht aber auch eine latente Explosionsgefahr. Wenn sich Wechselrichter in kleineren, geschlossenen Kellerräumen befinden, können fließende Ströme aus der Gleichspannungsseite im Wasser elektrolytische Vorgänge auslösen; d.h. Wasser wird in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten – sogenanntes Knallgas entsteht. Sammelt sich zu viel Wasserstoff in einem geschlossenen Raum, steigt das Explosionsrisiko. Solche Räume müssen deshalb ausreichend belüftet und auf ihre Gaskonzentration hin gemessen werden, bevor man sich, z.B. mit Ersatzstromgeräten, wie Lampe oder Pumpe, in diese Räume begibt.

Als erste Maßnahme im Falle einer Überflutung sollten daher im Bereich der Photovoltaikanlage zuerst die Gleichstromhauptleitungen im Bereich des Generatorfeldes entweder durch eine bereits vorinstallierte Abschalteinrichtung (z.B. Feuerwehrschatz) getrennt oder durch eine Elektrofachkraft fachmännisch abgeklemmt werden, bevor man die Kellerräume, in denen sich die Wechselrichter befinden, betritt.

Eine Elektrofachkraft kann dann die weiteren Anlagenteile prüfen, ob hiervon noch eine Gefahr ausgeht und diese ggf. stilllegen.

Anschließend können alle Schäden kontrolliert und die Räume trockengelegt werden.

12 Anlagenoptimierung – Verbesserungen – Modulreinigung

Eine Anlagenoptimierung fällt unter den Begriff Verbesserung. Die Verbesserung ist eine Leistung zur Aufwertung des ursprünglich vertraglich vereinbarten Anlagenzustandes zur Verbesserung der Anlagenleistung oder des Betriebes. Dies kann z. B. sein:

- Einbau einer Fernüberwachung
- Entfernung von Verschattungsursachen
- Tausch der Wechselrichter gegen solche mit verbessertem Wirkungsgrad.

Maßnahme	Ergebnis	Zu beachten
Einbau Fernüberwachung	Komfortable, sichere Betriebs- führung, Verkürzung der Reaktionszeiten bei Ausfällen	Wirtschaftlicher Mehrwert schwer darstellbar, wenn auch Investition sicherlich sinnvoll
Entfernen oder Optimieren von Teilverschattungen	Optimierter Ertrag bei Beseitigung oder Reduzierung der Teilverschattung	Kann sich lohnen, wenn Aufwand rela- tiv gering; z. B. Versetzen einer SAT-An- tenne, Versetzen von einzelnen Modulen
Tausch Wechselrichter	Besserer Wirkungsgrad, je nach Modell und Alter zwischen 2 % und 6 %	Rentiert sich meist bei älteren Anlagen mit hoher Einspeisevergütung. Achtung: Restlaufzeit beachten; Meldung an Netzbetreiber wegen geänderter Anlagenkonfiguration
Modultausch	Höhere Leistung, bessere Erträge	Aufgrund der gesunkenen Modulpreise für Altanlagen sicher interessant. Zu beachten ist, dass zwar ein Modultausch bei Garantiefall oder Instandsetzung nicht die Einspeisevergütung verändert, jedoch eine sich hieraus ergebende vergrößerte Anlagenleistung gegenüber der ursprünglichen Leistung grundsätzlich eine Anlagenerweiterung darstellt, bei der sich eine andere Vergütung ergibt (siehe Kapitel 11.3). Die Erweiterung ist auch beim Netzbetreiber anzumelden.

Tab. 12.1: Beispiele für Anlagenoptimierungen

Die Anlagenoptimierung unterliegt in den meisten Fällen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung; d.h. es sollte untersucht werden, welcher Nutzen einem bestimmten Aufwand zur Verbesserung einer Anlage gegenüber steht und welche Konsequenzen beachtet werden müssen – auch im Hinblick auf mögliche Bestimmungen des Netzbetreibers in Verbindung mit den Regelungen des aktuellen EEG.

Modulreinigung

Photovoltaikanlagen sind der ganzjährigen Witterung ausgesetzt. Durch verschiedene äußere Einflüsse und Faktoren können Modulflächen deshalb verschmutzen. Vogelkot, Moosbildung, massive Staubablagerungen aus umliegendem Ackerbau oder Immissionen durch Industrie, Schornstein- und Abluftanlagen. Je nach Dachneigung und Modultyp (gerahmt, ungerahmt) wird ein Teil der losen Verschmutzungen wie Staub, Blütenpollen und Blätter bei Regen wieder abgewaschen. In Abhängigkeit des Selbstreinigungseffektes bei geringeren Generatorenneigungen – in der Regel $< 15^\circ$ – und der Schmutzeigenschaften können sich die Verunreinigungen jedoch zu einer verkrustenden Schicht oder einem klebrigen Film entwickeln, welche alleine durch Regenereignisse nicht mehr entfernt werden. Je nach Lichtempfindlichkeit des eingesetzten Halbleitermaterials kann sich dann der Ertrag der Anlage zunehmend verschlechtern und deshalb eine Reinigung erforderlich werden.

Bild 172: Über den First ragende Module laden Vögel zum Verweilen ein – mit Folgen.



Die Reinigung von Modulen kann sowohl im Zuge einer Anlagenwartung oder Inspektion erfolgen. In normalen Wartungsverträgen ist diese Leistung jedoch ausgeschlossen, soweit die Erfordernis einer Reinigung und deren zeitliche Intervalle nicht genau vorhergesagt werden können.



Bild 173: Schmutz- und Moosbildung im Randbereich gerahmter Module

Aber auch bei der Modulreinigung gilt das wirtschaftliche Prinzip. Es gibt bislang keinen wissenschaftlichen Faktoren und Aussagen, wann eine PV-Anlage zu reinigen ist. Das muss in Anbetracht der Erträge, des Standortes der Anlage und den äußeren Einflüssen nach Einzelfall geprüft werden. Anlagenbetreiber waren schon enttäuscht, als nach einer Reinigung bei vermeintlicher Verschmutzung sich die Erträge kaum merkbar verbesserten. Das gleiche gilt, wenn sich nach der Reinigung aufgrund der äußeren Umstände die Verschmutzung nach kürzester Zeit wieder einstellt. Die Werbeversprechen mancher Reinigungsfirmen von bis zu 20 % mehr Leistung nach erfolgter Reinigung sind deshalb genauer zu hinterfragen.

Aus eigenen Erfahrungen können je nach Verschmutzungsgrad Verbesserungen von bis zu ca. 10 % angenommen werden. Als Beispiel sei hier eine Anlage in einem Gewerbegebiet genannt. Innerhalb von vier Jahren Anlagenbetrieb hat sich ein klebriger Film auf den Modulen entwickelt. Bereits während der Reinigung war der Unterschied deutlich zu sehen. Der Vergleich im Monitoring zeigt das Ergebnis auch deutlich. Die Anlagenleistung stieg um 9,3 %. Reinigungskosten von ca. 2 800 € bei einer 160 kWp-Anlage mit einem hierfür entstehenden Mehrertrag von ca. 3 600 € machten eine Reinigung daher mehr als rentabel.

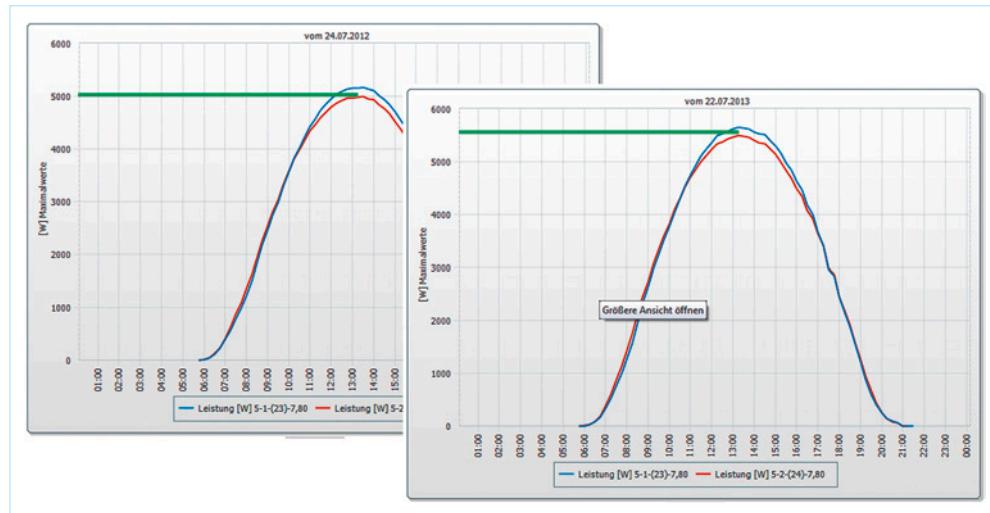


Bild 174: rd. 10 % Ertragsverbesserung nach erfolgter Reinigung bei dieser Beispielanlage

Bild 175: nicht nur optisch ein großer Unterschied zwischen gereinigter und ungereiniger Modulfläche



Für die Reinigung von Modulen werden immer mehr Systeme auf dem Markt angeboten. Kleine Anlagen kann man durchaus selbst reinigen, soweit der Zugang sicher möglich ist. Bei größeren Anlagen ist stets eine professionelle Reinigung durch einen Fachbetrieb zu empfehlen. Hier geht es auch um Gewährleistungsfragen. Module dürfen nur mit aufbereitetem Wasser gereinigt werden. Zu beachten sind auch die Unfallverhütungsvorschriften, was das Betreten und Arbeiten auf Dächern angeht.



Bild 176: professionelle Reinigung mit aufbereitetem Wasser

Der Aufwand für das Reinigen von Photovoltaikanlagen ist unterschiedlich und abhängig von der Installationsart und der Zugänglichkeit. Freiflächenanlagen sind sicher leichter zugänglich als Dach- oder Fassadenanlagen. Hierbei unterscheiden sich auch die Systeme der Reinigungsfirmen. Angefangen von Teleskopstangen mit Bürsten, Arbeitsbühnen, selbstfahrende Rotationsbürsten bis zu Reinigungsrobotern ist das Angebot vielfältig.

Wichtig in diesem Zusammenhang ist immer die Prüfung, ob das angebotene Reinigungssystem auch für die Module und Installation geeignet ist. Insbesondere bei rahmenlosen Modulen besteht leicht Bruchgefahr. Weiterhin ist aus Beweissicherungsgründen und Gewährleistung jeweils unmittelbar vor der Reinigung und nach der Reinigung das Modulfeld zu inspizieren, um Beschädigungen festzustellen und spätere Streitigkeiten hinsichtlich der Verursachung zu vermeiden. Die Inspektionen sind zu dokumentieren und auch durch den Anlagenbetreiber gegenzeichnen zu lassen.

13 Schneeräumung

Viele Enthusiasten möchten auch im Winter jeden Sonnenstrahl für Ihre PV-Anlage nutzen und greifen daher schnell zu Räumgerät. Die Folgen hieraus können jedoch teilweise gravierend sein: schwere Unfälle durch Stürze, beschädigte Module.



Es gibt sicherlich Möglichkeiten, gefahrlos seine Anlage von Schnee zu räumen, falls es sein soll. Ob dies wirtschaftlich ist, hängt in der Regel vom Wetter ab. Sollte nach dem Abzug einer Schneefront tagelang schönes, sonniges Winterwetter vorherrschen, kann sich eine Schneeräumung lohnen – aber nicht für alle Dächer. Bei großflächigen Dächern und großen Flachdächern sind sicherlich Grenzen gesetzt.

Das Räumen von Schnee von einem Dach ist in der Regel nicht Bestandteil eines Wartungsvertrages. Zumindest sind solche Leistungen im Vorfeld schwer oder gar nicht kalkulierbar. Dies geht nur, wenn die Leistung nach tatsächlichem Aufwand abgerechnet werden kann. Soweit die Schneeräumung mit einem entsprechend hohen Aufwand verbunden ist, wie z. B. Gerüst, Hubbühnen, spezielles Räumgerät, stellt sich grundsätzlich die Frage nach der Wirtschaftlichkeit. Mag das bei gut vergütenden Anlagen noch der Fall sein, so schwindet die Wirtschaftlichkeit schnell bei Anlagen mit geringeren Einspeisevergütungen. Alternativ wären hier stationäre Schneeräumeinrichtungen zu diskutieren, insbesondere in schneereichen Gebieten.

Anders sieht es aus, wenn das Dach oder die Photovoltaikanlage von Schnee geräumt werden muss, weil entweder das Dach unter der Schneelast einzustürzen droht oder die Schneelast einen Schaden an der Photovoltaikanlage entstehen lässt. Das kommt nicht unbedingt selten vor. Insbesondere industrielle oder gewerbliche Bauten mit flachen Dächern in schneereichen Zonen werden statisch durchaus in der Form wirtschaftlich bemessen, dass man die rechnerische Schneelast nicht voll ansetzt. In der Konsequenz hieraus muss dann aber auch eine »Betriebsanleitung« für das Dach aufgestellt werden, in der vorgegeben ist, ab welcher Schneehöhe bzw. ab welchem Schneegewicht das Dach zu räumen ist. Sollte dies der Fall sein, müssen entsprechende Gassen auf dem Dach bereits bei der Photovoltaikanlagenplanung frei gelassen werden, damit die Möglichkeit des Schneeräumens gegeben ist. Insbesondere bei Flachdächern mit aufgeständerten PV-Systemen können sich bei Schneefall erhebliche Schneeverwehungen in den Modulreihen bilden, welche eine flächenhafte oder linienhafte Überlastung der Dachkonstruktion mit sich bringen können.

Problematisch in diesem Zusammenhang sind großflächig zusammenhängende Generatorfelder, insbesondere Leichtbausysteme mit Ost-West-Ausrichtung bzw. A-förmige oder V-förmige Verbundreihen. Hier ist eine Schneeräumung – zumindest mit herkömmlichen Mitteln – kaum möglich.

Das Schneeräumen von Dächern mit Photovoltaikanlagen kann mitunter sehr aufwendig und teuer sein. Bei großen Hallendächern werden mitunter auch Helikopter hierfür eingesetzt, welche den Schnee durch die Rotorblätter vom Dach wehen.

Wenn es bei einer Noträumung schnell gehen muss, kann oftmals keine Rücksicht auf die Module genommen werden. Zurück bleibt dann ein beträchtlicher Schaden.

In besonders schneereichen Gebieten kann es auch bei Freifeldanlagen kritisch werden, nämlich dann, wenn abrutschender Schnee sich aufstaut und gegen die unteren Modulreihen drückt.

Auf dem Markt gibt es auch automatische Schneereinigungssysteme, bei denen die Generatorfläche über einen fest installierten und sensorgesteuerten Schiebemechanismus bereits nach einsetzendem Schneefall von Schnee gereinigt wird. Dass sich dies für ein paar wenige Schneetage im Jahr nicht rechnen kann, sollte jedem klar sein. Für die Alpenregion mit ihren hohen Einstrahlungen kann sich eine solche Investition aber schnell rechnen.

Wichtig wie bei jeder Modulreinigung sind neben der Einhaltung von Unfallverhütungsvorschriften auch eine fachgerechte Behandlung der Module und die richtige Auswahl der Räummittel.

- Beim Räumen dürfen die Module nicht betreten werden.
- Nur geeignetes Werkzeug zum Schneeentfernen verwenden.
- Schnee muss mit sanften Mitteln entfernt werden.
- Niemals gefrorenen Schnee oder Eis entfernen (abschaben, abkratzen, etc.).
- Kein heißes oder warmes Wasser zum Schneeschmelzen verwenden.
- Keine Auftaumittel wie Streusalz oder Enteiser verwenden.

Zur Wahrung der Garantien der Modulhersteller sollte mit dem gewählten Reinigungssystem die Freigabe des Modulherstellers eingeholt werden.

Eine weitere Möglichkeit der Schneeräumung ist eine Umkehrung des Stromflusses der Module. Durch gesonderte Geräte können somit die Module erwärmt werden, was ein Abtauen des Schnees bewirkt. Auch hier wäre vor der Installation solcher technischen Einrichtungen eine Freigabe beim Modulhersteller zu erwirken, ob eine solche Rückstrombelastung bei den betreffenden Modulen statthaft ist.

Anhänge

Anhang 1: Beispiel Überwachungs-, Inspektions- und Prüfungsvertrag

Überwachungs-, Inspektions- und Prüfungsvertrag Photovoltaikanlage

zwischen

xxx

Anschrift

im nachfolgenden -Auftraggeber- genannt
und

Firma xxx

Anschrift

im nachfolgenden -Auftragnehmer- genannt

1. Vertragsgegenstand

Vertragsgegenstand ist das Solarkraftwerk/Photovoltaikanlage auf dem Flurstück Nr. xxxx in xxxx Musterstadt, Beispielstraße xx mit einer Leistung von xxx kWp (mit den Teilanlagen X-Haus, Y-Gebäude und Z-Dach).

2. Leistungsumfang

Der Leistungsumfang des Auftragnehmers gliedert sich wie folgt:

- I. Anlagenüberwachung/Monitoring
- II. Störungsdienst
- III. Inspektion/Prüfung
- IV. Sonderprüfung
- V. sonstige Prüf-, Kontroll- oder Dienstleistungen
- VI.

3. Leistungsbeschreibung

I. Anlagenüberwachung/Monitoring

Der AN übernimmt die laufende Überwachung (mittels Fernüberwachung) der Photovoltaikanlage (nachfolgend auch Anlage genannt) nach folgenden Bestimmungen:

Voraussetzung für das Monitoring und die Überwachung ist ein fest installiertes Datenerfassungssystem mit Fernübertragung (DSL oder gleichwertige Internetverbindung), vorzugsweise des Herstellers xx, Typ xxx, mit Übertragungsmöglichkeit zum AN. Die Kosten der Datenfernübertragung trägt der xx.

(Ergänzend/alternativ: Den AG hält zur Ermittlung der Anlagenperformance einen geeigneten Einstrahlungssensor an der Anlage vor)

Der AN trägt dafür Sorge, dass auftretende Störungen an der Photovoltaikanlage nach gesonderter Beauftragung beseitigt werden.

Nach jeder Störungsbeseitigung erhält der AG ein Protokoll über festgestellte Fehler oder Schäden und durchgeführte Arbeiten.

Der AG erhält wöchentlich (/monatlich/quartalsweise/...) einen Bericht bzw. ein Protokoll zur Anlagenüberwachung und dem Ertragsverhalten.

II. Störungsdienst

Der AN unterhält einen Einsatzservice bei auftretenden Störungen, mit einer Reaktionszeit innerhalb von xxx Stunden nach Eingang der Störungsmeldung.

Nicht vom Leistungsumfang dieses Vertrages umfasst sind:

- die Zählerablesung zu allen Zwecken der Abrechnung der Einspeisevergütung;
- Störungen, die durch Eingriffe durch den AG oder durch vom AG beauftragte Drittfirmen in die Anlage verursacht werden;
- Instandsetzungsarbeiten, die über die laufende Störungsbeseitigung hinausgehen und einer vollständigen oder teilweisen Neuerrichtung der Anlage gleichkommen. Dies gilt beispielsweise für den Wiederaufbau nach Schaden durch Sturm, Hagel, Schneelast, Feuer oder Überspannung (Reparatur).

III. Inspektion/Prüfung

Der Auftragnehmer übernimmt die jährliche Inspektion bzw. Prüfung der Anlage. Diese besteht aus

- Sichtprüfung Module, Unterkonstruktion
- Sichtprüfung Zustand Dachhaut
- Sichtprüfung Verkabelung und Wechselrichter
- Messungen DC-Leitungen nach DIN VDE 0126-23
- Messungen AC-Seite nach DIN VDE 0105-100
- Säubern der Wechselrichter und Gebläseöffnungen
- Sichtprüfung (Zaunanlage), Beschriftungen, Hinweisschilder, Überwachungssysteme
- ...

Die Prüfung erfolgt in Anlehnung an die DIN EN 62446 VDE 0126-23 -Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen sowie gem. BGV A3 bzw. DIN VDE 0105-100 (Betrieb von elektrischen Anlagen) für die Unterverteilungen und Übergabestationen.

IV. Sonderprüfungen

Zur Wahrung der Gewährleistungs- und Garantieansprüche wird die Anlage neben der jährlichen Inspektion umfassend mithilfe thermografischer Bildaufnahmen und Kennlinienmessungen geprüft.

Hierzu ergeben sich folgende Leistungen:

- Thermografieaufnahme aller Module;
 - Prüfung aller Module durch Ablaufen der Reihen mit
 - Rückseitenprüfung, Markierung und Dokumentation auffälliger Module oder Leitungen
 - Prüfbericht
- Kennlinienmessung an mind. 20 % der Module mittels Prüfgerät xxx einschl. Prüfbericht für jede Messung

V. sonstige Prüf-, Kontroll- oder Dienstleistungen

Werden sonstige Prüf-, Kontroll- oder Dienstleistungen erforderlich, z.B. Inspektion nach Unwetter (Sturm, Hagel, starke Regenfälle), starkem Schneefall oder Unterstützungen in der Abwicklung von Gewährleistungs-, Garantie-, oder Versicherungsfällen, etc. erforderlich, kann dies durch gesonderten Auftrag des Auftraggebers in Abstimmung mit dem Auftragnehmer erfolgen.

4. Fristen

Es werden für die o.g. Leistungen folgende Fristen vereinbart:

I. Anlagenüberwachung/Monitoring

permanent zu den üblichen Geschäftszeiten des AN

- Fernüberwachung der Funktion und Leistung der Anlage – täglich
- Überprüfung von Strings und Wechselrichtern auf Ausfall – täglich
- Plausibilitätsprüfung von Fehlermeldungen – täglich
- Benachrichtigung des AG bei Störungen – im Störungsfall

II. Störungsdienst

permanent zu den üblichen Geschäftszeiten des AN (alternativ: 24 h-Service einschl./außerhalb Samstag/Sonn- und Feiertag)

III. Inspektion/Prüfung

jährlich nach Absprache mit dem Auftraggeber, vorzugsweise zwischen Mai und September

IV. Sonderprüfung

im 5. Betriebsjahr, dann alle 5 Jahre

V. sonstige Prüf-, Kontroll- oder Dienstleistungen

nach Bedarf

VI. ...

5. Vergütung

Die Vergütung wird wie folgt vereinbart:

I.+ II. Monitoring/Anlagenüberwachung/Serviceeinsatz

pauschal anfänglich xxx € (pauschal xx € pro kWp)

III. Inspektion/Prüfung

pauschal anfänglich xxx € (pauschal xx € pro kWp)

IV. Sonderprüfung

pauschal anfänglich xxx € (pauschal xx € pro kWp)

V. sonstige Prüf-, Kontroll- oder Dienstleistungen

nach Stundenaufwand mit anfänglich xx € pro Stunde

Fahrtkostenpauschale nach xx: anfänglich xx €

VI. ...

Die Vergütung wird fällig:

- am xxx jeden Jahres für I.; II.; und III.
- nach Übergabe der Messprotokolle bzw. Prüfgutachten für IV.
- nach Abschluss der Leistung für V.
- ... für VI.

Im Fall des Zahlungsverzugs ist der Auftragnehmer berechtigt, ohne besonderen Nachweis, Zinsen in Höhe von 3 % über dem Basiszinssatz (§ 288 BGB) zu erheben.

Die Preise sind netto zzgl. der zum Rechnungszeitpunkt gültigen Umsatzsteuer.

6. Preisanpassung

Die o.g. Preise sind Festpreise und gültig bei der erstmaligen Ausführung der Leistung bzw. bei Leistungen nach Aufwand mit Preisgarantie bis zum 31.12.xxxx. Zum Ausgleich von jährlichen Preissteigerungen werden die vereinbarten Preise ab dem Folgejahr der erstmaligen Ausführung in Höhe der jährlichen Preissteigerung für Verbraucher, ermittelt vom Statistischen Bundesamt (Destatis) jeweils mit Stand Monat xxxx im Vergleich zum gleichen Monat des Vorjahres, angeglichen.

Dem Auftraggeber steht ein Kündigungsrecht zu, soweit die Preisanziehung mehr als xx % beträgt. Die Kündigung muss spätestens 4 Wochen nach Bekanntgabe der Preisanziehung gegenüber dem Auftragnehmer in schriftlicher Form erfolgen.

7. Voraussetzungen für den Eintritt der Leistungsverpflichtung des Auftragnehmers

Dem Auftragnehmer werden folgende Unterlagen zur Verfügung gestellt:

- Anlagendokumentation
- ...

Der Auftraggeber stellt dem Auftragnehmer einen freien Zugriff auf die internetbasierende Monitoringseite der Anlage zur Verfügung.

8. Leistungen des Auftraggebers

Der Auftraggeber erbringt folgende Leistungen

- a) die Beauftragung bzw. den Abruf eines erforderlichen Störungsdienstes bei auftretenden Störungen an der Anlage, soweit diese nicht vom Monitoring und der hierbei automatisch generierten Fehlermeldung erfolgen.
- b) die Beauftragung von Reparatur- und Instandsetzungsarbeiten
- c) ...

9. Rechte und Pflichten

- (1) Der Auftragnehmer führt eigenverantwortlich die anfallenden Leistungen durch. Er hat hierbei
 - a) den Zustand der Anlage festzustellen
 - b) die Abnutzungs- oder Schadensursachen zu bestimmen
 - c) und hieraus notwenige Konsequenzen (Erneuerung, Reparatur) abzuleiten
- (2) Dem Auftragnehmer bzw. deren Mitarbeitern und externen Beauftragten ist während der üblichen Geschäftszeit Zutritt zu der Anlage nach vorheriger Terminabsprache zu gestatten.
- (3) Für Mindererträge, die durch Prüfungs- und Messarbeiten entstehen, wird kein Ausgleich vorgenommen.
- (4) Der Auftragnehmer erbringt seine prüfenden Tätigkeiten persönlich. Sofern es sachdienlich ist, kann der Auftragnehmer im Rahmen seiner eigenverantwortlichen Tätigkeit bei der Vorbereitung der Prüfung Auftragnehmer Mitarbeiter zur Unterstützung auf eigene Kosten hinzuziehen. Über die Hinzuziehung solcher Mitarbeiter entscheidet der Auftragnehmer alleine und eigenverantwortlich.
- (5) Der Auftragnehmer führt die Leistungen innerhalb der vorgesehenen Fristen aus. Die erforderlichen Prüfberichte, Protokolle, etc. sind innerhalb einer angemessenen Frist oder der mit dem Auftraggeber vereinbarten Frist, jedoch spätestens 60 Tage nach Beendigung der Leistungen vor Ort, getrennt nach Anlagenbeteiligter in zweifacher Ausfertigung zu erstellen. Weitere Exemplare werden gesondert berechnet.

- (6) Der Auftragnehmer wird den Auftraggeber rechtzeitig über eine etwaig eintretende Überschreitung der vereinbarten Frist in Kenntnis setzen. Der Auftraggeber kann erst nach Setzung einer angemessenen Nachfrist vom Vertrag zurücktreten oder Schadensersatz wegen Nichterfüllung verlangen. Als angemessen gilt eine Nachfrist von 1 Monat als vereinbart.
- (7) Hat der Auftragnehmer die Überschreitung der Frist nicht zu vertreten, etwa im Falle höherer Gewalt, Krankheit, Streik und Aussperrung, sind Rücktritt vom Vertrag oder Schadensersatz wegen Nichterfüllung/wegen Überschreitung der vereinbarten Frist ausgeschlossen. Wird dem Auftragnehmer die Erbringung der vertraglich geschuldeten Leistung in diesen Fällen unmöglich, so wird er von seinen Vertragspflichten freigesprochen. Schadensersatzansprüche des Auftraggebers werden für diesen Fall ausgeschlossen.
- (8) Pflichten des Auftraggebers
Der Auftraggeber stellt dem Auftragnehmer rechtzeitig und unentgeltlich die ihm zur Verfügung stehenden und für die Ausführung des Vertrages notwendigen Dokumente und Unterlagen zur Verfügung und erteilt die notwendigen Auskünfte. Der Auftraggeber setzt den Auftragnehmern ferner von allen Vorgängen und Umständen (z. B. Schriftverkehr), die erkennbar für die Durchführung seiner Leistungen und insbesondere Einschätzung der Prüfergebnisse von Bedeutung sein können, rechtzeitig und ohne besondere Aufforderung in Kenntnis.
- (9) Beratungsleistungen
Beratungsleistungen des Auftragnehmers beschränken sich ausschließlich auf Empfehlungen des Auftragnehmers als Entscheidungshilfe für den Auftraggeber im Hinblick auf die Prüfergebnisse, Planungsleistungen und baubegleitende Tätigkeiten. Sie ersetzen nicht die eigenverantwortlichen beraterischen und planerischen Pflichten Dritter, wie z. B. Architekten, Ingenieure oder bauausführende Firmen. Eine rechtliche Beratung erfolgt nur in den Grenzen der gesetzlichen Zulässigkeit und im Zusammenhang der Beratungs- und Hinweispflichten als Nebenleistung. Darüber hinausgehende Rechtsberatungen sind einem durch den Auftraggeber auf eigene Kosten beauftragten zugelassenen Rechtsbeistand vorbehalten.

10. Abnahme

Die Abnahme der Leistung des Auftragnehmers gilt spätestens 14 Tage nach Übergabe der Prüfergebnisse, Protokolle, Prüfgutachten, etc. als erfolgt.

11. Gewährleistung

Die Gewährleistung richtet sich nach dem Werkvertragsrecht des BGB. Im Gewährleistungsfall kann der Auftraggeber zunächst nur kostenlose Nachbesserung der mangelhaften Leistung verlangen. Erfolgt die Nachbesserung nicht innerhalb einer angemessenen Frist oder schlägt die Nachbesserung fehl, kann der Auftraggeber nach Wahl Rückgängigmachung des Vertrages (Wandelung) oder Herabsetzung des Honorars (Minderung) verlangen.

Etwaige Mängel müssen dem Auftragnehmer unverzüglich nach Feststellung schriftlich angezeigt werden, andernfalls erlischt der Gewährleistungsanspruch.

12. Haftung

Der Auftragnehmer haftet unbeschränkt nur für Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit. Ansonsten ist die Haftung für Personen- und Sachschäden auf xxx Mio. € sowie für Vermögensschäden auf xxx € begrenzt.

13. Laufzeit und Kündigung des Vertrages

Dieser Vertrag wird am Tag seiner Unterzeichnung wirksam. Er hat eine Laufzeit bis zum 31.12.xxxx. Er verlängert sich jeweils um ein weiteres Jahr, wenn er nicht mit einer Frist von

3 Monaten zum Ablaufdatum durch den Auftraggeber oder den Auftragnehmer gekündigt wird.

Jede Kündigung bedarf der Schriftform. Bei einer Kündigung aus wichtigem Grund muss darüber hinaus der Grund für die außerordentliche Kündigung im Kündigungsschreiben angegeben sein.

Jede Partei ist berechtigt, diesen Vertrag aus wichtigem Grund ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist außerordentlich zu kündigen. Ein wichtiger Grund liegt insbesondere vor:

- a) für den Auftraggeber, wenn der Auftragnehmer seinen Leistungszusagen, nach zweimaliger schriftlicher Mahnung nicht nachkommt;
- b) für den Auftragnehmer, wenn der Auftraggeber in Bezug auf eine oder mehrere vertragliche Pflichten eine erhebliche Vertragsverletzung begeht;
- c) für beide Parteien, wenn über das Vermögen der jeweils anderen Partei das Insolvenzverfahren eröffnet oder beantragt wird oder die Eröffnung des Insolvenzverfahrens mangels Masse abgelehnt wird;
- d) für den Auftragnehmer, wenn der Auftraggeber der in diesem Vertrag zugesicherten Vergütung, nach dreimaliger fristgerechter schriftlicher Mahnung des Auftragnehmer nicht nachkommt.

Wird der Vertrag vom Auftraggeber außerordentlich aus einem wichtigem Grund gekündigt, den der Auftragnehmer zu vertreten hat, so steht dem Auftragnehmer eine Vergütung für die bis zum Zeitpunkt der Kündigung erbrachte Teilleistung nur insoweit zu, als die erbrachte Leistung für den Auftraggeber objektiv verwertbar ist. In allen anderen Fällen behält der Auftragnehmer den Anspruch auf das vertraglich vereinbarte Honorar, jedoch unter Abzug der ersparten Aufwendungen. Sofern der Auftraggeber im Einzelfall keinen höheren Anteil an ersparten Aufwendungen nachweist, beträgt dieser 40 % des Honorars für die vom Auftragnehmern noch nicht erbrachten Leistungen.

14. Rechtsnachfolge, Vertragsübertragung

Der Verkauf der Photovoltaikanlage an einen Dritten, die Übertragung von Eigentums- oder Nutzungsrechten auf einen Dritten oder der Wechsel des Anlagenbetreibers begründen kein Recht zur außerordentlichen Kündigung des Vertrages. Der Auftraggeber verpflichtet sich, für den Fall, dass die Photovoltaikanlage an Dritte verkauft wird bzw. ein Betreiberwechsel stattfindet, für die Übertragung dieses Vertrages auf den Erwerber Sorge zu tragen.

15. Schlussbestimmungen

Vereinbarungen außerhalb dieses Vertrages wurden nicht getroffen. Änderungen und Ergänzungen bedürfen zu ihrer Wirksamkeit der Schriftform und dem Einverständnis beider Parteien. Rechtsgestaltende Erklärungen sowie Mitteilungen bedürfen ebenfalls der Schriftform.

Sollten einzelne Bestimmung dieses Vertrages unwirksam sein, wird die Wirksamkeit der übrigen Bestimmungen davon nicht berührt. Die Parteien verpflichten sich, anstelle der unwirksamen Bestimmung eine dieser Bestimmung möglichst nahekommende wirksame Regelung zu treffen.

Gerichtsstand ist xxxxxx, Erfüllungsort ist der Anlagenstandort.

Hinweis: Für die Richtigkeit des Vertragsmusters wird keine Haftung übernommen. Da sich die Leistungen je nach Kundenwunsch und Angebotsmöglichkeit des Ausführenden unterscheiden können (auch Eigenleistungen des Anlagenbetreibers), dient das Vertragsmuster nur als unverbindliches Beispiel.

Anhang 2: Checkliste Fehlersuche

Anlagentotalausfall	Netz vorhanden? Sicherungen Wechselrichter? Fehlerstromschutzschalter? Störung Trafostation? Phasenüberwachungsrelais ausgelöst? nach Gewitter? (Überspannungsschaden)
Anlagenteilausfall Wechselrichter	Sicherungen Wechselrichter? Fehlerstromschutzschalter?
Kommunikation	Datenverbindung (DSL, GMS)? Örtliche Verdrahtung? Funktionsleuchten Datenerfassungsgerät?
Ertragsabweichungen Wechselrichter untereinander	String prüfen (Strom/Spannung) Sichtprüfung Module (lokale Verschmutzung, Glasbruch) Für weitere Fehlereingrenzung: Thermografieaufnahme String zurück bauen, Leitungen, Stecker/Module prüfen
Minderertrag	Saison-/wetterbedingt? (schlechtes Sonnenjahr?) Plötzlicher Ertragsabfall? <ul style="list-style-type: none"> • Wechselrichter vergleichen • Strings messen (Leerlaufspannung/Kurzschlussstrom) • Thermografieaufnahme • Kennlinienmessung Schleichender Ertragsabfall (im Vergleich mit anderen Anlagen) <ul style="list-style-type: none"> • Stringmessung (Leerlaufspannung/Kurzschlussstrom) • Thermografieaufnahme • Kennlinienmessung

Die einzelnen Messverfahren und Maßnahmen sind Empfehlungen – auch in deren Reihenfolge. Soweit Fehler eingegrenzt werden, sind eventuell weitergehende Prüfungen und Messungen erforderlich.

Anhang 3: Muster Prüfprotokoll

Prüfbericht der Photovoltaikanlage

Prüfbericht Nr.:

Prüfer:

Name / Firma

Blatt

von

Hauptprüfung (nach VDE 0126-23 und VDE 0105-100)

Anlageninformationen:

Auftraggeber (Anlagenbetreiber)

Name:		Straße/Nr.	
Straße/Nr.		PLZ Ort	
PLZ Ort		Installierte Leistung	kWp
		Erstinbetriebnahme	

Generator / Module

Hersteller		Modultyp	
Modulleistung		Modulanzahl	
Kurzschlussstrom Isc	A	Mpp-Strom	A
Leerlaufspannung Uoc	V	MPP-Spannung	V

Wechselrichter

Hersteller		Typ	
AC-nenn	kW	Anzahl	
AC-max	kW	DC-max	kW

Anlagen:

- Prüfbericht Besichtigung, Prüfung und Messung gem. VDE 0126-23
- Prüfbericht Besichtigung, Prüfung und Messung gem. VDE 0105-100 (BGV A3)
- Prüfbericht der Dokumentationsunterlagen gem. VDE 0126-23

Verwendete Messgeräte:

- Multimeter
- Stromkreisprüfgerät
- PV-Prüfgerät
- Thermografiekamera

Witterungsverhältnisse während der Prüfung:

sonnig leicht bew. bewölkt

Einstrahlung: W/m²

Temperatur: °C

Prüfbescheinigung

Die Prüfung wurde durch die prüfverantwortliche Person mit angemessener Fachkenntnis und Sorgfalt am _____ durchgeführt.

Das nachfolgende Prüfergebnis wird hiermit bestätigt.
 es wurden keine Mängel festgestellt
 es wurden Mängel festgestellt

- Planungsmängel Beschädigung
 Ausführungs-/ Installationsmängel

Die PV-Anlage entspricht / (entspricht nicht) den anerkannten Regeln der Technik
 es bestehen Bedenken gegen elektrische Sicherheit

- Brandschutz
- Blitz- und Überspannungsschutz
- Dauerhaftigkeit
- Ertragsergebnis

Nächste empfohlene Prüfungen

Elektrische Anlage nach BGV A3 bzw. VDE 0105-100

/

Hauptprüfung PV-Anlage nach VDE 0126-23 / 105-100

/

Datum:

Unterschrift Prüfer

Prüfbericht der PhotovoltaikanlagePrüfbericht Nr. :

Prüfer:

Name / Firma
Blatt von **Hauptprüfung** (nach VDE 0126-23 und VDE 0105-100)

- Besichtigung**
- gesamte PV-Anlage
 - nicht zugänglich war

Konstruktion und Installation des PV-Generators (Unterbau, Module, Verkabelung)

Konstruktion	i.O.	mangelhaft	Beschreibung
Unterbau / Befestigung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Korrosionsbeständigkeit	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Modulbefestigung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Auswahl DC-Kabel	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
DC-Verkabelung			
kurzschlussichere Verlegung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Schutz äußere Einflüsse	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Generatoranschlusskästen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Potentialausgleich	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Funktionserdung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Module - Verschmutzungsgrad

Verschmutzungsgrad	<input type="checkbox"/> sauber	<input type="checkbox"/> leicht	<input type="checkbox"/> mittel	<input type="checkbox"/> erheblich
Verschmutzungsart	<input type="checkbox"/> flächig	<input type="checkbox"/> Randbereich	<input type="checkbox"/> Vogelkot	<input type="checkbox"/>
Sonstige Auffälligkeiten	<input type="checkbox"/> Hotspots	<input type="checkbox"/> Beschädigung	<input type="checkbox"/> Glasbruch	<input type="checkbox"/> "Schneckenspuren"

Wechselrichter / AC-Unterverteilung / Zählerplatz

Konstruktion	i.O.	mangelhaft	Beschreibung
Installation Wechselrichter	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Physikalische Trennung Gleich-, Wechselstrom- und Kommunikationsleitungen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Gleichstromlasttrennschalter	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Fehlerstromschutzschalter	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Trennvorrichtung WR	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Unterverteilung WR	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Kabelführung AC-Seite	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Auswahl AC-Kabel	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Blitz- und Überspannungsschutz

Konstruktion	i.O.	mangelhaft	Beschreibung
Fläche Verdrahtungsschleifen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Äußerer Blitzschutz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Überspannungsschutz DC-Seite	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Überspannungsschutz AC-Seite	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Prüfbericht der Photovoltaikanlage

Prüfbericht Nr. : _____

Prüfer:

Name / Firma

Blatt _____ von _____

Hauptprüfung (nach VDE 0126-23 und VDE 0105-100)

Anlagenkennzeichnung / Beschriftung

Konstruktion	i.O.	mangelhaft	Beschreibung
Hinweisschild PV-Anlage	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Stringkennzeichnung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Generatoranschlusskästen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Wechselrichter	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Stromkreise	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Schutzeinrichtungen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Haupttrennschalter	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Warnhinweis Zählerplatz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Doppelversorgung			
Prinzipstromlaufplan vor Ort	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Verfahren Notabschaltung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Sonstiges / Bemerkungen

Prüfbericht der PhotovoltaikanlagePrüfbericht Nr. :

Prüfer:

Name / Firma

Blatt von **Hauptprüfung** (nach VDE 0126-23 und VDE 0105-100)**Messung elektrische Werte Strings**

String / Wechselrichter						
String	Modul					
	Menge					
Parameter Module im String	U _{oc} (STC)					
	I _{sc} (STC)					
Schutzeinrichtung (Zweigisicherung)	Typ					
	Bemessungswert (A)					
	DC-Bemessung (V)					
	Kapazität (kA)					
Verdrahtung	Typ					
	Phasenleiter (mm ²)					
	Erdleiter (mm ²)					
Erprobung und Messung des Zweigs	U _{oc} (V)					
	I _{sc} (A)					
	Bestrahlungsstärke					
Kontrolle der Polarität						
Isolationswider- stand Generator	Prüfspannung					
	(MΩ)					
Durchgängigkeit der Erdverbindung (wenn angebracht)						
Bestimmungsgemäße Schaltgerätefunktion						
Marke / Modell des Wechselrichters						
Seriennummer des Wechselrichters						
Bestimmungsgemäße Wechselrichterfunktion						
Netzausfallprüfung						

Prüfbericht der PhotovoltaikanlagePrüfbericht Nr. :

Prüfer:

Name / Firma
Blatt von **Hauptprüfung** (nach VDE 0126-23 und VDE 0105-100)**Prüfbericht der elektrischen Prüfung der AC-Seite der PV-Anlage**

Prüfung nach:	DIN VDE 0100-600 <input type="checkbox"/>	DIN VDE 0105-100 <input type="checkbox"/>	BGV A3 <input type="checkbox"/>	/ BSV <input type="checkbox"/>	E-Check <input type="checkbox"/>
Netz / V	Netzform:	TN-C <input type="checkbox"/>	TN-S <input type="checkbox"/>	TN-C-S <input type="checkbox"/>	TT <input type="checkbox"/>
Netzbetreiber:					

Erproben	i.O.	n.i.O.	i.O.	n.i.O.	i.O.	n. i.O.
Funktionsprüfung der Anlage	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Funktion der Schutz-, Sicherheits- und Überwachungseinrichtungen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Elektr. Verträglichkeit Leitungsverlegung
Fl-Schutzschalter (RCD)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Schutzklasse Gehäuse	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Anbringungsort

Messen		Stromkreisverteiler Nr.:									
Nr.	Stromkreis Bezeichnung	Leitung/Kabel		Überstrom-Schutzeinrichtung		R _{iso} (MΩ) ohne <input type="checkbox"/> mit <input type="checkbox"/> Verbraucher	Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (RCD)				Fehlercode
		Typ	Leiter Anzahl x Quers. (mm ²) x	Art Charakteristik	I _n (A)		I _{Δn} (mA) (A)	I _{mess} (mA) (≤ I _{Δn})	Ausl.Zeit tA (ms)	U _i ≤ ... V U _{mess} (V)	
		x									
		x									
		x									
		x									
		x									
Durchgängigkeit des Schutzleiters ≤ 1Ω		<input type="checkbox"/>	Erdungswiderstand: R _E Ω								
Durchgängigkeit Potentialausgleich (≤ 1 Ω nachgewiesen) <input type="checkbox"/>											

Erdungsanschluss an	Fundamenteerde <input type="checkbox"/>	Potentialausgleichsschiene <input type="checkbox"/>
---------------------	---	---

Verwendete Messgeräte nach VDE	Fabrikat: Typ:	Fabrikat: Typ:	Fabrikat: Typ:
--------------------------------	-------------------	-------------------	-------------------

Prüfergebnis:	<input type="checkbox"/> keine Mängel festgestellt	<input type="checkbox"/> folgende Mängel festgestellt
Mängel:		
Ort, Datum	Unterschrift Prüfer	

Prüfbericht der PhotovoltaikanlagePrüfbericht Nr. :

Prüfer:

Name / Firma

Blatt von **Hauptprüfung** (nach VDE 0126-23 und VDE 0105-100)**Prüfung Dokumentationsunterlagen**

Gegenstand	i.O.	unvollständ.	fehlt	Bemerkung
Systemdaten <input type="checkbox"/> Anlagenidentifikation (soweit zutreffend) <input type="checkbox"/> Leistung des Systems (kW für DC-Leistung und kVA für die AC-Leistung) <input type="checkbox"/> Hersteller, Anzahl und Typ PV-Module und Wechselrichter <input type="checkbox"/> Installationsdatum <input type="checkbox"/> Datum Inbetriebnahme <input type="checkbox"/> Name des Kunden bzw. Anlagenbetreibers <input type="checkbox"/> Anschrift des Aufstellungsortes	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Angaben über Systementwickler <input type="checkbox"/> Systeminstallateur (Montagefirma), Unternehmen <input type="checkbox"/> Unternehmen, Ansprechpartner (Montageleiter) <input type="checkbox"/> Unternehmen, Postanschrift, Telefonnummer, Emailadresse	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
PV-Generator <input type="checkbox"/> Modultyp(en) <input type="checkbox"/> Gesamtzahl der Module <input type="checkbox"/> Anzahl der Stränge <input type="checkbox"/> Anzahl der Module pro Strang	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
PV-Strang <input type="checkbox"/> Querschnitt und Typ der Kabel im Strang <input type="checkbox"/> Überstrom-Schutzeinrichtungen im Strang (sofern eingebaut) <input type="checkbox"/> Sperrdioden (soweit eingebaut)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Elektrische Einzelheiten des PV-Generators <input type="checkbox"/> Querschnitt und Typ des Hauptkabels des PV-Generators <input type="checkbox"/> Lage der Anschlussdosen des PV-Generators (soweit vorhanden) <input type="checkbox"/> Überstromschutzeinrichtungen des PV-Generators (soweit eingebaut) mit Typenangabe, Lage und Bemessung (Spannung/Strom)+	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Erdung und Überspannungsschutz <input type="checkbox"/> Einzelheiten aller Funktionserder und Potentialausgleichsleitungen und deren Querschnitt und Anschlusspunkte; ferner Einzelheiten des am Modulrahmen angeschlossenen Potentialausgleichsleitungen (sofern erforderlich und angeschlossen). <input type="checkbox"/> Verbindungen an eine bestehende Blitzschutzanlage (LPS) <input type="checkbox"/> Überspannungsschutzeinrichtungen (SPD)[2] im Bereich Gleichstrom und Wechselstromkreise; Lage, Typ und Bemessungswerte	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Prüfbericht der PhotovoltaikanlagePrüfbericht Nr. :

Prüfer:

Name / Firma
Blatt von **Hauptprüfung** (nach VDE 0126-23 und VDE 0105-100)

Wechselstromnetz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
□ Lage, Typ und Bemessung von Überstromschutzeinrichtungen				
□ Lage, Typ und Bemessung von Fehlerstromschutzeinrichtungen (RCD) – soweit eingebaut	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
□ Typ und Querschnitte der verwendeten AC-Leitungen				
Stromlaufplan	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Datenblätter	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
□ Module				
□ Wechselrichter	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
□ Schutzeinrichtungen				
Angaben zur mechanischen Konstruktion	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Betriebs- und Wartungsangaben	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
□ Verfahren zum Nachweis des korrekten Anlagenbetriebes (z.B. Fernüberwachung mit Fehlermeldung)				
□ Checkliste für den Fall eines Anlagenausfalles oder Teilausfalles	<input type="checkbox"/>			
□ Not-Abschaltung und Trennverfahren in einer Gefahrensituation (z.B. Brand)				
□ Empfehlungen für die Wartung und Reinigung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
□ Überlegungen zu zukünftigen Arbeiten am Gebäude, welche sich auf den PV-Generator auswirken können; z.B. Dacharbeiten				
□ Gewährleistungsangaben für die PV-Generatoren (Module) und Wechselrichter mit Gewährleistungsbeginn und Gewährleistungsende				
□ sonstige Gewährleistungen bzw. Garantien, z.B. Wasserdichtheit bei Indachsystemen oder für ausgeführte Dacharbeiten				
Prüfungen / Bescheinigungen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
□ Erstprüfung nach VDE 0126-23				
□ String-Kurzschlussstrom	<input type="checkbox"/>			
□ String-Leerlaufspannung				
□ String-Isolationswiderstand	<input type="checkbox"/>			
□ Messung nach VDE 0100-600				
□ Errichterbescheinigung				

Sonstiges / Bemerkungen

Prüfbericht der Photovoltaikanlage

Prüfbericht Nr. :

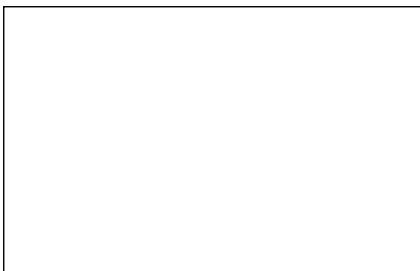
Prüfer:

Name / Firma

Anlage von

Hauptprüfung (nach VDE 0126-23 und VDE 0105-100)

Bilddokumentation



Gesetze/Normverweise/Richtlinien/ Literaturverzeichnis

Gesetze/Verordnungen

- EEG [2012] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25. Oktober 2008 (BGBl.I S.2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl.I S.2730) geändert worden ist. Köln: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2012
- EnWG [2013] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl.I S.1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl.I S.3746) geändert worden ist. Köln: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2013
- BGB [2013] Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 2. Januar 2002 (BGBl.I S.42, 2909; 2003 I S.738), das zuletzt durch Artikel 4 Absatz 5 des Gesetzes vom 1. Oktober 2013 (BGBl.I S.3719) geändert worden ist. Werkvertragsrecht §§631 bis 651; Dienstvertrag §§611 bis 630. Köln: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2013
- LuftVG [2013] Luftverkehrsgesetz () vom 1. August 1922 (RGBl.1922 I S.681), das durch Artikel 2 Absatz 175 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl.I S.3154) geändert worden ist. Köln: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2013
- LuftVO [2012] Luftverkehrs-Ordnung () vom 10. August 1963 (BGBl.I S.652), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Mai 2012 (BGBl.I S.1032) geändert worden ist. Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2012
- LuftVZO [2013] Luftverkehrs-Zulassungs-Ordnung vom 19. Juni 1964 (BGBl.I S.370), die zuletzt durch Artikel 28 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl.I S.2749) geändert worden ist. Köln: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2013
- NfL I 161/12 Nachrichten für Luftfahrer – Gemeinsame Grundsätze des Bundes und der Länder für die Erteilung der Erlaubnis zum Aufstieg von unbemannten Luftfahrtssystemen gemäß §16 Absatz 1 Nummer 7 Luftverkehrs-Ordnung (LuftVO). Langen: DFS Deutsche Flugsicherung, 2012
- VOB/A [2012] Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen Teil A: Allgemeine Bestimmungen für die Vergabe von Bauleistungen, in Anwendung seit dem 19.7.2012, geändert durch Bekanntmachung vom 26. Juni 2012. Berlin: Deutscher Vergabe- und Vertragsausschuss für Bauleistungen, 2012
- VOB/B [2012] Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen Teil B: Allgemeine Vertragsbedingungen für die Ausführung von Bauleistungen, in Anwendung seit dem 11.6.2010, geändert durch Bekanntmachung vom 26. Juni 2012. Berlin: Deutscher Vergabe- und Vertragsausschuss für Bauleistungen, 2012

BGV A1 [2009] Unfallverhütungsvorschrift. Grundsätze der Prävention vom 1. Januar 2004 – Stand Januar 2009. Berlin: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung, 2009

BGV A2 [1997] Elektrische Anlagen und Betriebsmittel vom 1. April 1979 in der Fassung vom 1. Januar 1997 mit Durchführungsanweisungen vom 1. April 1997

BGV A3 [2012] Unfallverhütungsvorschrift – Elektrische Anlagen und Betriebsmittel – Fassung: Januar 1997 (Erster Nachtrag) Stand 04/2012

BG-Regel Dacharbeiten BGR 203, April 2000 Aktualisierte Fassung Oktober 2008

Unfallverhütungsvorschrift Elektrische Anlagen und Betriebsmittel (VSG 1.4) Stand: 1. Januar 2000 in der Fassung vom 19. Juli 2013 Sozialversicherung für Landwirtschaft, Forsten und Gartenbau

ProdSG [2011] Erste Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Verordnung über die Bereitstellung elektrischer Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen auf dem Markt) vom 11. Juni 1979 (BGBl. I S. 629), die zuletzt durch Artikel 15 des Gesetzes vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2178) geändert worden ist. Köln: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2011

GewO [2013] Gewerbeordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 22. Februar 1999 (BGBl. I S. 202), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 6. September 2013 (BGBl. I S. 3556) geändert worden ist. Köln: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2013

BetrSichV [2011] Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Bereitstellung von Arbeitsmitteln und deren Benutzung bei der Arbeit, über Sicherheit beim Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen und über die Organisation des betrieblichen Arbeitsschutzes (Betriebssicherheitsverordnung – BetrSichV) vom 27. September 2002 (BGBl. I S. 3777), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2178) geändert worden ist. Köln: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2011

GefStoffV [2013] Verordnung zum Schutz vor Gefahrstoffen Gefahrstoffverordnung vom 26. November 2010 (BGBl. I S. 1643, 1644), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 15. Juli 2013 (BGBl. I S. 2514) geändert worden ist. Köln: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2013

TRGS 519:2014-01 Technische Regeln für Gefahrstoffe – Asbest, Abbruch-, Sanierungs- oder Instandhaltungsarbeiten

ArbSchG [2013] Gesetz über die Durchführung von Maßnahmen des Arbeitsschutzes zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Beschäftigten bei der Arbeit. Arbeitsschutzgesetz vom 7. August 1996 (BGBl. I S. 1246), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 19. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3836) geändert worden ist. Köln, Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, 2013

TRBS 1001:2006-09-05 Technische Regeln für Betriebssicherheit – Struktur und Anwendung der Technischen Regeln für Betriebssicherheit

TRBS 1111:2006-09-05 Technische Regeln für Betriebssicherheit – Gefährdungsbeurteilung und sicherheitstechnische Bewertung

TRBS 1112:2010-08-25 Technische Regeln für Betriebssicherheit – Instandhaltung

TRBS 1203: 2010-03-17 Technische Regeln für Betriebssicherheit – Befähigte Personen

TRBS 2121:2007-01-31 Technische Regeln für Betriebssicherheit – Gefährdung von Personen durch Absturz – Allgemeine Anforderungen

TRGS 519:2014-01 Technische Regeln für Gefahrstoffe Asbest; Abbruch-, Sanierungs- oder Instandhaltungsarbeiten

VDE Normen

- VDE 0100-100 (VDE 0100-100):2009-06. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 1: Allgemeine Grundsätze, Bestimmungen allgemeiner Merkmale, Begriffe (IEC 60364-1:2005, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-1:2008
- DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410):2007-06. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-41: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag (IEC 60364-4-41:2005, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-4-41:2007
- DIN VDE 0100-420 (VDE 0100-420):2013-02. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-42: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen thermische Auswirkungen (IEC 60364-4-42:2010, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-4-42:2011
- DIN VDE 0100-430 (VDE 0100-430):2010-10. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-43: Schutzmaßnahmen – Schutz bei Überstrom (IEC 60364-4-43:2008, modifiziert + Corrigendum Okt. 2008); Deutsche Übernahme HD 60364-4-43:2010
- DIN VDE 0100-460 (VDE 0100-460):2002-08. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4: Schutzmaßnahmen; Kapitel 46: Trennen und Schalten (IEC 60364-4-46:1981, modifiziert); Deutsche Fassung HD 384.4.46 S2:2001
- DIN VDE 0100-510 (VDE 0100-510):2011-03. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-51: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Allgemeine Bestimmungen (IEC 60364-5-51:2005, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-5-51:2009
- DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520):2013-06. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-52: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen (IEC 60364-5-52:2009, modifiziert + Corrigendum Feb. 2011); Deutsche Übernahme HD 60364-5-52:2011
- DIN VDE 0100-530 (VDE 0100-530):2011-06. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 530: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Schalt- und Steuergeräte
- DIN VDE 0100-537 (VDE 0100-537):1999-06. Elektrische Anlagen von Gebäuden – Teil 5: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel; Kapitel 53: Schaltgeräte und Steuergeräte; Abschnitt 537: Geräte zum Trennen und Schalten (IEC 60364-5-537:1981 + A1:1989, modifiziert); Deutsche Fassung HD 384.5.537 S2:1998
- DIN VDE 0100-540 (VDE 0100-540):2012-06. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Erdungsanlagen und Schutzleiter (IEC 60364-5-54:2011); Deutsche Übernahme HD 60364-5-54:2011
- DIN VDE 0100-600 (VDE 0100-600):2008-06. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 6: Prüfungen (IEC 60364-6:2006, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-6:2007
- DIN VDE 0100-705 (VDE 0100-705):2007-10. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-705: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Elektrische Anlagen von landwirtschaftlichen und gartenbaulichen Betriebsstätten (IEC 60364-7-705:2006, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-7-705:2007 + Corrigendum 1:2007
- DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712):2006-06. Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik (PV) Stromversorgungssysteme (IEC 60364-7-712:2002, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-7-712:2005 + Corrigendum:2006

- DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100):2009-10. Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen
- DIN EN 61724:1999-04. Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme – Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse (IEC 61724:1998); Deutsche Fassung EN 61724:1998
- DIN VDE 0105-115 (VDE 0105-115):2006-02. Betrieb von elektrischen Anlagen – Besondere Festlegungen für landwirtschaftliche Betriebsstätten
- DIN V VDE V 0126-1-1 (VDE V 0126-1-1):2013-08. Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz
- DIN VDE 0289-4 (VDE 0289-4):1988-03. Begriffe für Starkstromkabel und isolierte Starkstromleitungen; Prüfen und Messen
- DIN VDE 0293-308 (VDE 0293-308):2003-01. Kennzeichnung der Adern von Kabeln/Leitungen und flexiblen Leitungen durch Farben; Deutsche Fassung HD 308 S2:2001
- DIN VDE 0298-4 (VDE 0298-4):2013-06. Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen – Teil 4: Empfohlene Werte für die Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen für feste Verlegung in und an Gebäuden und von flexiblen Leitungen
- DIN EN 50110-1 (VDE 0105-1):2014-02. Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 50110-1:2013
- DIN EN 50272-2 (VDE 0510-2):2001-12. Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen – Teil 2: Stationäre Batterien; Deutsche Fassung EN 50272-2:2001
- DIN EN 50380:2003-09. Datenblatt- und Typschildangaben von Photovoltaikmodulen; Deutsche Fassung EN 50380:2003
- DIN EN 50521 (VDE 0126-3):2013-02. Steckverbinder für Photovoltaik-Systeme – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen; Deutsche Fassung EN 50521:2008+A1: 2012
- DIN EN 50524 (VDE 0126-13):2010-04. Datenblatt- und Typenschildangaben von Photovoltaik-Wechselrichtern; Deutsche Fassung EN 50524:2009
- DIN CLC/TS 50539-12 (VDE V 0675-39-12):2010-09. Überspannungsschutzgeräte für Niederspannung – Überspannungsschutzgeräte für besondere Anwendungen einschließlich Gleichspannung – Teil 12: Auswahl und Anwendung grundsätze – Überspannungsschutzgeräte für den Einsatz von Photovoltaik-Installationen; Deutsche Fassung CLC/TS 50539-12:2010
- DIN EN 50548 (VDE 0126-5):2012-02. Anschlussdosen für Photovoltaik-Module; Deutsche Fassung EN 50548:2011
- DIN EN 60269-6 (VDE 0636-6):2011-11. Niederspannungssicherungen – Teil 6: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungseinsätze für den Schutz von solaren photovoltaischen Energieerzeugungssystemen (IEC 60269-6:2010 + Corrigendum Dez. 2010); Deutsche Fassung EN 60269-6:2011
- DIN EN 61829:1999-02. Photovoltaische (PV) Modulgruppen aus kristallinem Silizium – Messen der Strom-/Spannungskennlinien am Einsatzort (IEC 61829:1995); Deutsche Fassung EN 61829:1998
- DIN EN 60891 (VDE 0126-6):2010-10. Photovoltaische Einrichtungen – Verfahren zur Umrechnung von gemessenen Strom-Spannungs-Kennlinien auf andere Temperaturen und Bestrahlungsstärken (IEC 60891:2009); Deutsche Fassung EN 60891:2010

- DIN EN 60904-1 (VDE 0126-4-1):2007-07. Photovoltaische Einrichtungen – Teil 1: Messen der photovoltaischen Strom-/Spannungs-Kennlinien (IEC 60904-1:2006); Deutsche Fassung EN 60904-1:2006
- DIN EN 60904-2 (VDE 0126-4-2):2008-02. Photovoltaische Einrichtungen – Teil 2: Anforderungen an Referenz-Solarelemente (IEC 60904-2:2007); Deutsche Fassung EN 60904-2:2007
- DIN EN 60904-3 (VDE 0126-4-3):2009-02. Photovoltaische Einrichtungen – Teil 3: Messgrundsätze für terrestrische photovoltaische (PV) Einrichtungen mit Angaben über die spektrale Strahlungsverteilung (IEC 60904-3:2008); Deutsche Fassung EN 60904-3:2008
- DIN EN 60904-4 (VDE 0126-4-4):2010-06. Photovoltaische Einrichtungen – Teil 4: Referenz-Solarelemente – Verfahren zur Feststellung der Rückverfolgbarkeit der Kalibrierung (IEC 60904-4:2009); Deutsche Fassung EN 60904-4:2009
- DIN EN 60904-5 (VDE 0126-4-5):2011-12. Photovoltaische Einrichtungen – Teil 5: Bestimmung der gleichwertigen Zellentemperatur von photovoltaischen (PV) Betriebsmitteln nach dem Leerlaufspannungs-Verfahren (IEC 60904-5:2011); Deutsche Fassung EN 60904-5:2011
- DIN EN 60904-7 (VDE 0126-4-7):2009-12. Photovoltaische Einrichtungen – Teil 7: Berechnung der spektralen Fehlanpassungskorrektur für Messungen an Photovoltaischen Einrichtungen (IEC 60904-7:2009); Deutsche Fassung EN 60904-7:2009
- DIN EN 60904-8:1998-11. Photovoltaische Einrichtungen – Teil 8: Messung der spektralen Empfindlichkeit einer photovoltaischen (PV) Einrichtung (IEC 60904-8:1998); Deutsche Fassung EN 60904-8:1998
- DIN EN 60904-9 (VDE 0126-4-9):2008-07. Photovoltaische Einrichtungen – Teil 9: Leistungsanforderungen an Sonnensimulatoren (IEC 60904-9:2007); Deutsche Fassung EN 60904-9:2007
- DIN EN 61215:202-07; VDE 0126-31.2012-07. Terrestrische kristalline Silizium-ohotovoltaik-(PV)Module – Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC82/684/CD:2011)
- DIN EN 60904-10 (VDE 0126-4-10):2010-10 Photovoltaische Einrichtungen – Teil 10: Messverfahren für die Linearität (IEC 60904-10:2009); Deutsche Fassung EN 60904-10:2010
- DIN EN 61215 (VDE 0126-31):2012-07. Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik-(PV)-Module – Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC 61215:2005); Deutsche Fassung EN 61215:2012-07
- DIN EN 61646 (VDE 0126-32):2009-03. Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik (PV)-Module – Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC 61646:2008); Deutsche Fassung EN 61646:2008
- DIN EN 61427-1 (VDE 0510-40):2014-02. Wiederaufladbare Zellen und Batterien für die Speicherung erneuerbarer Energien – Allgemeine Anforderungen und Prüfverfahren – Teil 1: Photovoltaische netzunabhängige Anwendung (IEC 61427-1:2013); Deutsche Fassung EN 61427-1:2013
- DIN EN 61427-2 (VDE 0510-41):2014-04. Wiederaufladbare Zellen und Batterien für die Speicherung erneuerbarer Energien – Allgemeine Anforderungen und Prüfverfahren – Teil 2: Netzintegrierte Anwendungen (IEC 21/813/CD:2013)

DIN EN 61439-1 (VDE 0660-600-1):2012-06. Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen – Teil 1: Allgemeine Festlegungen (IEC 61439-1:2011); Deutsche Fassung EN 61439-1:2011

DIN EN 61557-1 (VDE 0413-1):2007-12. Elektrische Sicherheit in Niederspannungsnetzen bis AC 1000 V und DC 1500 V – Geräte zum Prüfen, Messen oder Überwachen von Schutzmaßnahmen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 61557-1:2007); Deutsche Fassung EN 61557-1:2007

DIN EN 61557-4 (VDE 0413-4):2007-12. Elektrische Sicherheit in Niederspannungsnetzen bis AC 1000 V und DC 1500 V – Geräte zum Prüfen, Messen oder Überwachen von Schutzmaßnahmen – Teil 4: Widerstand von Erdungsleitern, Schutzleitern und Potenzialausgleichsleitern (IEC 61557-4:2007); Deutsche Fassung EN 61557-4:2007

DIN EN 61557-5 (VDE 0413-5):2007-12. Elektrische Sicherheit in Niederspannungsnetzen bis AC 1 000 V und DC 1 500 V – Geräte zum Prüfen, Messen oder Überwachen von Schutzmaßnahmen – Teil 5: Erdungswiderstand (IEC 61557-5:2007); Deutsche Fassung EN 61557-5:2007

DIN EN 61557-10 (VDE 0413-10):2014-03. Elektrische Sicherheit in Niederspannungsnetzen bis AC 1 000 V und DC 1 500 V – Geräte zum Prüfen, Messen oder Überwachen von Schutzmaßnahmen – Teil 10: Kombinierte Messgeräte zum Prüfen, Messen oder Überwachen von Schutzmaßnahmen (IEC 61557-10:2013); Deutsche Fassung EN 61557-10:2013

DIN EN 61643-11 (VDE 0675-6-11):2013-04. Überspannungsschutzgeräte für Niederspannung – Teil 11: Überspannungsschutzgeräte für den Einsatz in Niederspannungsanlagen – Anforderungen und Prüfungen (IEC 61643-11:2011, modifiziert); Deutsche Fassung EN 61643-11:2012

Normenreihe DIN 18015 Elektrische Anlagen in Wohngebäuden

DIN EN 61727:1996-12. Photovoltaische (PV) Systeme – Eigenschaften der Netzschnittstelle (IEC 61727:1995); Deutsche Fassung EN 61727:1995

DIN EN 61730-1/A1 (VDE 0126-30-1/A1):2012-09. Photovoltaik(PV)-Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 1: Anforderungen an den Aufbau (IEC 61730-1:2004/A1:2011); Deutsche Fassung EN 61730-1: 2007/A1:2012

DIN EN 61730-2 (VDE 0126-30-2):2012-09. Photovoltaik(PV)-Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 2: Anforderungen an die Prüfung (IEC 61730-2:2004, modifiziert + A1:2011); Deutsche Fassung EN 61730-2:2007 + A1:2012

DIN EN 61853-1 (VDE 0126-34-1):2011-12. Prüfung des Leistungsverhaltens von photovoltaischen (PV-)Modulen und Energiebemessung – Teil 1: Leistungsmessung in Bezug auf Bestrahlungsstärke und Temperatur sowie Leistungsbemessung (IEC 61853-1:2011); Deutsche Fassung EN 61853-1:2011

DIN EN 62108 (VDE 0126-33):2008-07. Konzentrator-Photovoltaik (CPV) -Module und -Anordnungen – Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC 62108:2007); Deutsche Fassung EN 62108:2008

DIN EN 62305-1 (VDE 0185-305-1):2011-10. Blitzschutz – Teil 1: Allgemeine Grundsätze (IEC 62305-1:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-1:2011

DIN EN 62305-2 (VDE 0185-305-2):2013-02. Blitzschutz – Teil 2: Risiko-Management (IEC 62305-2:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-2:2012

DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3):2011-10 Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen (IEC 62305-3:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-3:2011

- DIN EN 62305-3 Beiblatt 5 (VDE 0185-305-3 Beiblatt 5): 2014-02. Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen; Beiblatt 5: Blitz- und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme
- DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4):2011-10. Blitzschutz – Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen (IEC 62305-4:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-4:2011
- DIN EN 62446 (VDE 0126-23):2010-07. Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen (IEC 62446:2009); Deutsche Fassung EN 62446:2009
- DIN EN 62509 (VDE 0126-15):2012-03. Leistung und Funktion von Photovoltaik-Batterieladereglern (IEC 62509:2010); Deutsche Fassung EN 62509:2011
- DIN EN 61702:2000-08. Bemessungsdaten direktgekoppelter photovoltaischer (PV-) Pumpensysteme (IEC 61702:1995); Deutsche Fassung EN 61702:1999

VDE Anwendungsregeln

- VDE-AR-E 2100-712 Anwendungsregel:2013-05. Maßnahmen für den DC-Bereich einer Photovoltaikanlage zum Einhalten der elektrischen Sicherheit im Falle einer Brandbekämpfung oder einer technischen Hilfeleistung
- VDE-AR-E 2283-4 Anwendungsregel: 2011-10. Anforderungen für Leitungen für PV-Systeme
- VDE-AR-N 4101 Anwendungsregel: 2011-08 Anforderungen an Zählerplätze in elektrischen Anlagen im Niederspannungsnetz
- VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2011-08. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

Weitere Normen

- DIN EN 1991-1-1: 2010-12. Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke – Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau; Deutsche Fassung EN 1991-1-1:2002 + AC:2009 (ersetzt DIN 1055-1:2002-06 und DIN 1055-3:2006-03)
- DIN EN 1991-1-3:2010-12. Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen, Schneelasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-3:2003 + AC:2009 (ersetzt DIN 1055-5:2005-07)
- DIN EN 1991-1-4:2010-12. Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010 (ersetzt DIN 1055-4:2005-03)
- Normenreihe DIN 4102 Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen
- DIN 4108-10:2008-06. Wärmeschutz und Energieeinsparung in Gebäuden – Teil 10: Anwendungsbezogene Anforderungen an Wärmedämmstoffe – Werkmäßig hergestellte Wärmedämmstoffe
- DIN EN ISO 9712. Zerstörungsfreie Prüfung – Qualifizierung und Zertifizierung von Personal der zerstörungsfreien Prüfung (ISO 9712:2012); Deutsche Fassung EN ISO 9712:2012

- DIN EN 13306:2010-12. Instandhaltung – Begriffe der Instandhaltung; Dreisprachige Fassung
EN 13306:2010
- DIN EN 13501-1. Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten - Teil 1: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Prüfungen zum Brandverhalten von Bauprodukten; Deutsche Fassung EN 13501-1:2007+A1:2009
- DIN EN 13501-5. Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten - Teil 5: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus Prüfungen von Bedachungen bei Beanspruchung durch Feuer von außen; Deutsche Fassung EN 13501-5:2005+A1:2009
- DIN 18195-5:2011-12. Bauwerksabdichtungen – Teil 5: Abdichtungen gegen nichtdrückendes Wasser auf Deckenflächen und in Nassräumen, Bemessung und Ausführung
- DIN 18234-1:2003-09. Baulicher Brandschutz großflächiger Dächer – Brandbeanspruchung von unten – Teil 1: Begriffe, Anforderungen und Prüfungen; Geschlossene Dachflächen
- Normenreihe DIN 18531 Dachabdichtungen – Abdichtungen für nicht genutzte Dächer
Normenreihe
- Normenreihe DIN 18195 Bauwerksabdichtungen
- DIN 31051:2012-09. Grundlagen der Instandhaltung
- DIN EN 13306:2010-12. Instandhaltung – Begriffe der Instandhaltung; Dreisprachige Fassung
EN 13306:2010
- DIN 54162:2006-09. Zerstörungsfreie Prüfung – Qualifizierung und Zertifizierung von Personal für die thermografische Prüfung – Allgemeine und spezielle Grundlagen für Stufe 1, 2 und 3
- DIN 54191:2009-03. Zerstörungsfreie Prüfung – Thermografische Prüfung elektrischer Anlagen
- DIN EN 81346-1:2010-05. Industrielle Systeme, Anlagen und Ausrüstungen und Industrieprodukte - Strukturierungsprinzipien und Referenzkennzeichnung – Teil 1: Allgemeine Regeln (IEC 81346-1:2009); Deutsche Fassung EN 81346-1:2009

VdS-Richtlinien

- VdS-Richtlinien des Gesamtverbandes der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV)
- VdS 2010:2010-09. Risikoorientierter Blitz- und Überspannungsschutz, Unverbindliche Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2017:2010-01. Überspannungsschutz für landwirtschaftliche Betriebe, Unverbindliche Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2019:2010-01. Überspannungsschutz in Wohngebäuden, Unverbindliche Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2023:2001-08. Elektrische Anlagen in baulichen Anlagen mit vorwiegend brennbaren Baustoffen, Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2025:2008-01. Elektrische Leitungsanlagen, Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2031:2010-09. Blitz- und Überspannungsschutz in elektrischen Anlagen, Unverbindliche Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2033:2007-09. Elektrische Anlagen in feuergefährdeten Betriebsstätten und diesen gleichzustellende Risiken, Richtlinien zur Schadenverhütung

- VdS 2057:2008-01. Sicherheitsvorschriften für elektrische Anlagen in landwirtschaftlichen Betrieben – Intensiv-Tierhaltungen.
- VdS 2067:2008-01. Elektrische Anlagen in der Landwirtschaft – Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2349:2000-02. Störungssarme Elektroinstallationen, Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2858:2011-02. Thermografie in elektrischen Anlagen, ein Beitrag zur Schadenverhütung und Betriebssicherheit
- VdS 3103:2012-06. Lithium Batterien. GDV-Merkblatt zur Schadenverhütung 2012-06
- VdS 3145:2011-07. Photovoltaikanlagen, Technischer Leitfaden
- VdS 3501: 2008-10. Installationsfehlerschutz in elektrischen Anlagen mit elektronischen Betriebsmitteln – RCD und FU, Richtlinien zur Schadenverhütung

Weitere Regelwerke und Richtlinien

Zentralverband des Deutschen Dachdeckerhandwerks – Fachverband Dach-, Wand- und Abdichtungstechnik e.V. (Hrsg.): Regelwerk des deutschen Dachdeckerhandwerkes. Köln: Verlagsgesellschaft Rudolf Müller, 2013

MBO [2012] Musterbauordnung in der Fassung vom 1. November 2002, zuletzt geändert durch den Beschluss der Bauministerkonferenz vom 21. September 2012 <http://www.bauministerkonferenz.de/verzeichnis.aspx?id=991&o=75909860991> [Stand: 19.11.2014]

M-IndBauRL Muster-Industriebaurichtlinie, ARGEBAU, Fassung 2000; mit Entwurf der Fachkommission Bauaufsicht der Ministerkonferenz zur Neufassung Stand Februar 2014 – geplante Neuveröffentlichung mit Fassung 2014 Anfang 2. Halbjahr 2014

Zentralverband des Elektrohandwerks (ZVEH) (Hrsg.): Richtlinie zum E-Check PV-Anlagen für die wiederkehrende Prüfung von PV-Anlagen. Stand: 07.03.2012

ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (Hrsg.): ZVEI-Merkblatt: Vorsichtsmaßnahmen beim Umgang mit Elektrolyt für Bleiakkumulatoren. Frankfurt am Main, 1999

ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (Hrsg.): ZVEI-Merkblatt: Sicherheitsdatenblatt für Batteriesäure (verdünnte Schwefelsäure). Frankfurt am Main, 2003

vdd Industrieverband Bitumen-Dach- und Dichtungsbahnen e.V. (Hrsg.): Technische Regeln für die Planung und Ausführung von Abdichtungen mit Polymerbitumen- und Bitumenbahnen. 5. überarb. Aufl. Frankfurt am Main, 2012

Literaturquellen

Brehaut, Cedric: »Megawatt-Scale PV Plant Operations and Maintenance: Services Markets and Competitors 2013-2017. URL: <http://www.greentechmedia.com/research/report/MW-scale-PV-plant-operations-and-maintenance-2013-2017> [Stand: 23.05.2014]

Bergmann, Arno: Photovoltaikanlagen – Normgerecht errichten, betreiben, herstellen und konstruieren. Berlin/Offenbach: VDE-Verlag, 2011 (VDE-Schriftenreihe; 138)

- Hochbaum, Adalbert; Callondann, Carsten: Schadensverhütung in elektrischen Anlagen
– Rechtliche Regelungen, Brandgefahren, Schadensursachen, Schutzmaßnahmen, Anforderungen an die Errichtung, Erhaltung des ordnungsgemäßen Zustandes. 3. überarb. Aufl. VDE-Verlag: Berlin/Offenbach, 2002 (VDE-Schriftenreihe; 85)
- Schmolke, Herbert: Brandschutz in elektrischen Anlagen – Praxishandbuch für Planung, Errichtung, Prüfung und Betrieb. München/Heidelberg: Hüthig & Pflaum, 3. Auflage – 2013, Hüthig & Pflaum Verlag
- Hennig, Wilfried: VDE-Prüfung nach BetrSichV, TRBS und BGV A3, Erläuterungen zu DIN VDE 0100 Teile 410, 430 u.a., sowie DIN VDE 0105-100. Berlin/Offenbach: VDE-Verlag, 2010 (VDE-Schriftenreihe/43)
- Hochbaum, Adalbert; Hof, Bernhard: Kabel- und Leitungsanlagen – Auswahl und Errichtung nach DIN VDE 0100-520. 2. Aufl. Berlin/Offenbach, 2003 (VDE-Schriftenreihe; 68)
- Schröder, Wolfgang (Hrsg.); Walter, Albrecht: Ausführungshandbuch für Photovoltaikanlagen; normgerechte Planung, Montage, Installation, Inbetriebnahme und Wartung. Merching: Forum-Verlag, 2012
- Schröder, Mario: Der Wartungsvertrag; Vertragsgestaltung der Inspektion – Wartung – Instandsetzung von baulichen Anlagen und Rechtsfolgen. Berlin/Wien/Zürich: Beuth-Verlag, 2005
- Schoop, Edgar: Stationäre Batterie-Anlagen; Auslegung, Instandhaltung und Wartung. Berlin: Huss-Medien, 2013
- Gesellschaft für Energiedienstleistung (GED) (Hrsg.): Elektroinstallationen im Spannungsfeld von Anpassung und Bestandsschutz. Berlin, 2012
- Holzapfel, Walter: Dächer. Erweitertes Wissen für Sachverständige und Baufachleute. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2013
- Ibold, Stefan: Flachdachrichtlinie – Kommentar eines Sachverständigen. Köln: Rudolf Müller-Verlag, 2009
- Holzapfel, Walter: Moderne Dächer – richtig planen, ausführen und Schäden vermeiden. 84. Gießener BDB-Baufachseminar September 2011. Fraunhofer IRB Verlag, 2011
- Blochmann, Günther (Hrsg.): Schäden am Dach – Problempunkte und Sanierung von Steil-, Flach und Gründächern sowie Photovoltaikanlagen. 47. Bausachverständigen-Tag 2012. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag
- FLIR Systems AB (Hrsg.): Thermografie-Handbuch für Bau-Anwendungen und Erneuerbare Energien – Leitfaden für den Einsatz von Wärmebildkameras bei der Inspektion von Gebäuden, Solarmodulen und Windrädern. 2012
- Thermografische Inspektion von Solarmodulen – Einsatz von Wärmebildkameras für die Überprüfung von Solarmodulen. Merching: Forum Verlag, 2013
- Zentralverband des Elektrohandwerkes (ZVEH) (Hrsg.): Richtlinie zum E-Check. PV-Anlagen für die wiederkehrende Prüfung von PV-Anlagen. Stand: 07.03.2012
- Gesellschaft für Energiedienstleistung (GED) (Hrsg.): Elektroinstallationen im Spannungsfeld von Anpassung und Bestandsschutz. Berlin, 2012
- Pöll, Michael: Lebensdauer und Ökologie von Flachdächern. Zürich: Stadt Zürich, Amt für Hochbau, Fachstelle Nachhaltiges Bauen, 2007
- Rutschmann, Ines: Augen auf! Umfrage bei Sachverständigen. PHOTON (2013), Nr. 1, S. 56

Wolfgang Schröder

Inspektion, Prüfung und Instandhaltung von Photovoltaik-Anlagen

Analyse · Bewertung · Instandsetzung

Strom von der Sonne in Form einer PV-Anlage – die Anfangsinvestition ist teuer, aber dann erwirtschaftet die Anlage auf dem Dach Geld. So ist die weitverbreitete Meinung, denn Photovoltaikanlagen werden oder wurden oft mit dem Argument verkauft, sie seien wartungsfrei.

Tatsächlich muss eine Photovoltaikanlage aber regelmäßig gewartet werden, um störungsfrei Strom produzieren zu können. Leider zeigen sowohl die in Pionierzeiten als auch die in Zeiten mit hohen Zubauraten errichteten Anlagen zahlreiche Mängel wie beispielsweise Defekte an Modulen und Wechselrichtern.

Dabei helfen auch lange Garantiezeiten nicht immer weiter. Gerade in letzter Zeit häufen sich auf einem schwieriger werdenden Markt die Insolvenzen großer Systemanbieter, weshalb Auseinandersetzungen wegen Garantie, Gewährleistung und fehlender Verfügbarkeit von Komponenten Hersteller für Probleme gesorgt haben.

Die Konsolidierung der Branche erfordert eine Neustrukturierung und Neuausrichtung der Solarbetriebe und demzufolge auch eine neue Betrachtungsweise der Anwendungsmöglichkeiten von Seiten der Planer und der Nutzer. Doch Wartung ist nicht gleich Wartung. Es gelten hierbei Mindestanforderungen und entsprechende Pflichten der beauftragten Fachfirma.

Eine gut gewartete Anlage kann dennoch ein substanzIELLER Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung sein. Sowohl an die Wartung als auch an die Planung werden deshalb zukünftig hohe Anforderungen zu stellen sein, um den langfristigen Betrieb der installierten Anlagen zu sichern.

Daher ist es das Anliegen dieses Fachbuches, sowohl dem Prüfungsverantwortlichen als auch dem Anlagenbetreiber Hinweise zur Fehlererkennung, fachgerechten Inspektion, Prüfung und Instandsetzung zu geben. Ergänzt wird das Buch durch die Beschreibung der rechtlichen Rahmenbedingungen von Instandhaltungs- und Instandsetzungsaufträgen und Hinweise zur praktischen Durchführung.

Der Autor:

Wolfgang Schröder ist TÜV-zertifizierter Sachverständiger für Photovoltaik (PersCert TÜV Rheinland), BDSF-geprüfter Sachverständiger Photovoltaik sowie Freier Sachverständiger für Baubegleitung, Abnahme nach DIN VDE 0126-23 und Schadensgutachten.

ISBN 978-3-8167-9264-2



9 783816 792642