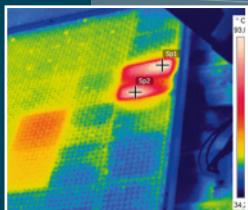


Wolfgang Schröder

# Gewerblicher Betrieb von Photovoltaikanlagen

Betreiberverantwortung, Betriebssicherheit,  
Direktvermarktung



Fraunhofer IRB Verlag

Gewerblicher Betrieb von Photovoltaikanlagen  
Betreiberverantwortung · Betriebssicherheit · Direktvermarktung  
Wolfgang Schröder



---

Wolfgang Schröder

## Gewerblicher Betrieb von Photovoltaikanlagen

Betreiberverantwortung · Betriebssicherheit · Direktvermarktung

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](http://www.dnb.de) abrufbar.

ISBN (Print): 978-3-8167-9921-4  
ISBN (E-Book): 978-3-8167-9922-1

Redaktion: Viola Pusceddu  
Layout: Gabriele Wicker  
Satz und Herstellung: Angelika Schmid  
Umschlaggestaltung: Martin Kjer  
Druck: Druckerei & Verlag Steinmeier GmbH & Co. KG, Deiningen

Die hier zitierten Normen sind mit Erlaubnis des DIN Deutsches Institut für Normung e.V.  
wiedergegeben. Maßgebend für das Anwenden einer Norm ist deren Fassung mit dem neuesten  
Ausgabedatum, die bei der Beuth Verlag GmbH, Burggrafenstraße 6, 10787 Berlin, erhältlich ist.

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.

© Fraunhofer IRB Verlag, 2018  
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](mailto:irb@irb.fraunhofer.de)  
[www.baufachinformation.de](http://www.baufachinformation.de)

# Inhalt

Vorwort	11
1 Verantwortung des Betriebsführers	15
2 Inspektion und Prüfung	21
2.1 Anlagenprüfung	21
3 Fehler / Mängel an Photovoltaikanlagen	31
3.1 Grundlagen	31
3.2 Planung / Verschattung	32
3.3 Unterbau / Tragsystem	34
3.3.1 Tragsystem	35
3.3.2 Modulaufstände	37
3.3.3 Konstruktive Anforderungen	38
3.4 Verkabelung der Gleichstromseite (DC)	41
3.5 Generatoranschlusskästen	53
3.6 Steckverbindungen	55
3.7 Module	56
3.8 Wechselrichter	60
3.9 Verkabelung Wechselstromseite (AC) und Schutzeinrichtungen	63
3.10 Anlagenkennzeichnung	65
3.11 Anlagenplanung – Betriebssicherheit	66
3.11.1 Vorbeugender Brandschutz	66
3.11.2 Sichere Wartung und Prüfung	68
4 Dachanlagen	71
4.1 Eignung der Dächer für Photovoltaikanlagen	71
4.2 Spezialfall Flachdach	72
4.2.1 Allgemeines	72
4.2.2 Statik und Befestigungen der Photovoltaikanlage	77
5 Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlich genutzten Gebäuden	81
5.1 Gefahren und Risiken	81

5.2	Elektrische Installation in landwirtschaftlichen Betriebsstätten	82
5.3	Elektrische Betriebsmittel und deren Installationsorte	87
5.4	Geeignete Wechselrichterstandorte	92
5.5	Geräteschutz	93
5.6	PEN-Leiter	94
5.7	Schutzeinrichtungen	95
5.8	Potenzialausgleich	96
5.9	Blitz- und Überspannungsschutz	96
6	<b>Photovoltaikanlagen auf Sonderbauwerken</b>	99
6.1	Begriff des Sonderbauwerks	99
6.2	Industriegebäude	100
6.2.1	Pflichten des Betreibers	100
6.2.2	Brandwände	102
6.2.3	Flucht- und Rettungswege	103
6.2.4	Feuergefährdete Betriebsbereiche	105
6.2.5	Dachaufbauten	106
6.2.6	Der Zustand der Dachhaut	107
6.3	Schulgebäude und sonstige öffentliche Gebäude	108
6.3.1	Blitzschutz	108
6.3.2	Baulicher Brandschutz	110
6.4	Haftung	111
7	<b>Schutzeinrichtungen und Schadensvorbeugung</b>	113
7.1	Blitz- und Überspannungsschutz	113
7.2	Diebstahlschutz	120
8	<b>Brände und Brandschutz an Photovoltaikanlagen</b>	123
8.1	Brandursachen	123
8.2	Brandschutz	126
8.3	Einsatz von Feuerwehren	126
8.4	Hochwasser	132
9	<b>Anlagenerträge sicher überwachen</b>	135
9.1	Allgemeines	135
9.2	Anlagenüberwachung – Monitoring – Fehlererkennung	135
10	<b>Sondermessungen und Prüfungen</b>	139
10.1	Thermografie	139
10.1.1	Grundlagen	139
10.1.2	Kamera und Aufnahmeposition	141

---

10.1.3	Bildinformation	141
10.1.4	Fehlerbeispiele	142
10.1.5	Einsatz mit Flugdrohnen (Quadrocopter / Octocopter)	143
10.2	Kennlinienmessung	145
10.3	Leistungsmessung	149
10.4	Elektrolumineszenzaufnahme	149
10.5	Geologische Kontrollmessungen auf Deponien	152
10.6	Prüfung bei besonderen Ereignissen	152
11	<b>Einspeisevergütung und Direktvermarktung</b>	153
11.1	Historie	153
11.2	Vergütungsanspruch	154
11.3	Freiwillige und zwingende Direktvermarktung	154
11.4	Wie funktioniert Direktvermarktung?	155
11.5	Technische Anforderungen bei der Direktvermarktung	160
11.6	Weitere formale Regelungen aus dem EEG	161
11.7	Vertragliche Regelungen	162
11.8	Zusammenfassung	164
12	<b>Einspeisemanagement</b>	165
12.1	Technische Regeleinrichtung	165
12.2	Ermittlung der Entschädigungszahlung	168
12.2.1	Pauschales Verfahren für Photovoltaikanlagen mit registrierender Leistungsmessung	169
12.2.2	Pauschales Verfahren für Photovoltaikanlagen ohne registrierende Leistungsmessung	170
12.2.3	Spitzabrechnungsverfahren bei Photovoltaikanlagen	171
12.2.4	Neuanlagen mit der Inbetriebnahme ab 1. Januar 2012	172
13	<b>Eigenstromnutzung – Möglichkeiten der Kosteneinsparung</b>	175
13.1	Allgemeine Betrachtungen	175
13.2	Optimierungsmöglichkeiten ohne Speicher	176
13.2.1	Privathaushalte	176
13.2.2	Gewerbebetriebe	177
13.3	Steigerung des Eigenverbrauchs	180
13.4	Speichersysteme	180
13.4.1	Allgemeines	180
13.4.2	Lebensdauer und Wirkungsgrad von Speichermedien	183
13.4.3	Betriebssysteme	183
13.4.4	Aufstellungsräume	184
13.4.5	Netzanschluss	185

13.4.6	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung – Speicher jetzt oder später?	186
13.4.7	Förderungen	187
13.5	Resümee	187
<b>14</b>	<b>Rechtssicherer Anlagenbetrieb</b>	<b>189</b>
14.1	§ 9 EEG – Technische Vorgaben	189
14.2	§ 52 EEG – Verringerung der Förderung bei Pflichtverstößen	191
14.3	§ 93 Anlagenregister	192
14.4	Direktvermarktung	195
14.5	§ 71 EEG – Anlagenbetreiber	196
14.6	Modultausch – Risiko bei der EEG-Vergütung	197
<b>15</b>	<b>Gebrauchte Photovoltaikanlagen</b>	<b>201</b>
<b>16</b>	<b>Steuerliche Aspekte</b>	<b>203</b>
16.1	Unternehmerische Tätigkeit?	203
16.2	Gewerbeanmeldung – ja oder nein?	204
16.3	Umsatzsteuer – ja oder nein?	205
16.3.1	Regelbesteuerung	205
16.3.2	Kleinunternehmerregelung	205
16.4	Besteuerung von Eigenverbrauch	206
16.5	Erwerb eines Stromspeichers (Batterie)	207
16.6	Einkommensteuer	208
16.6.1	Betriebseinnahmen	209
16.6.2	Betriebsausgaben	209
16.6.3	Gewöhnliche und außergewöhnliche Ausgaben	209
16.6.4	Abschreibung	209
16.6.5	Selbstverbrauch	211
16.6.6	Abgabe der Einkommenssteuererklärung	212
16.6.7	Einkommenssteuervorauszahlung	212
16.7	Gewerbesteuer	213
16.8	Aufzeichnungspflichten und Steuererklärung	213
16.9	Steuerabzug bei Bauleistungen – Bauabzugsteuer	214
16.10	Steueroptimierungen	214
<b>17</b>	<b>Ausblick – die Zeit nach dem EEG</b>	<b>217</b>
17.1	Nur noch wenige Jahre	217
17.2	Zukunft von Photovoltaik	219
17.3	Zukünftige Nutzungen	221
<b>18</b>	<b>Schlusswort</b>	<b>227</b>

---

Normverweise / Richtlinien / Gesetze / Literaturhinweise	229
VDE Normen	229
VDE Anwendungsregeln	232
DIN-Normen	232
VdS-Richtlinien	233
Weitere Regelwerke und Richtlinien	234
Gesetze/Verordnungen	235
Literaturhinweise	237
Der Autor	238
Stichwortverzeichnis	239



# Vorwort

Die beiden Fachbücher »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« und »Gewerblicher Betrieb von Photovoltaikanlagen« richten sich an Käufer und Betreiber von Solarstromsystemen zur Netzeinspeisung oder zum Eigenstromverbrauch. Im Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« wurden allgemeine, für den Betreiber von Photovoltaikanlagen relevante Themen behandelt. Dabei ging es um Fragen zur Gewährleistung und Garantie, zu Erträgen, zur Notwendigkeit regelmäßiger Prüfungen und zur Versicherung. Ferner veranschaulichen Beispiele die Themenbereiche.

Im vorliegenden Buch werden ergänzende Themen rund um Photovoltaik-Großanlagen behandelt, d. h. es geht um Anlagengrößen von mehr als 30 kWp als Dachanlagen oder als Freifeldanlagen. Dabei werden Fragen rund um die Direktvermarktung, Fehlervorsorge, Prüfungspflichten, Sondermessungen sowie den rechtssicheren Anlagenbetrieb behandelt. Darüber hinaus werden einige Fehlerbeispiele nochmals angeführt, weil sie insbesondere bei Großanlagen beträchtliche Auswirkungen haben können. Das vorliegende Buch ist daher eine sinnvolle Ergänzung zum Titel »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen«.

In der Abhandlung der verschiedenen Themen ergeben sich in beiden Büchern Überschneidungen und inhaltliche Wiederholungen. Um die Vollständigkeit des einzelnen Werkes zu gewährleisten ist dies aber unvermeidbar. Der Autor bittet diesbezüglich um Nachsicht.

Im Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« wurden bereits viele allgemeine Aspekte aus der jüngeren Geschichte der Photovoltaikanlage dargelegt, insbesondere über ihren Verkauf und die Probleme, die sich heutzutage daraus ergeben. Oftmals wurde beim Verkauf mehr versprochen, als später bei der Projektrealisierung gehalten wurde. Was in diesem Zusammenhang über kleinere Photovoltaikanlagen gesagt wurde, gilt in besonderem Maße auch für größere Anlagen, denn hier liegt das Investitionsrisiko um ein Vielfaches höher. Dabei ist nicht nur das finanzielle Risiko aufgrund eines geringeren Gewinns gemeint, sondern auch das Risiko von Haftungsschäden. In Bezug auf Versicherung und Haftung verlangt der Aufbau größerer Photovoltaikanlagen vom Betreiber ein sehr sorgsames Vorgehen, denn oftmals werden sie als großflächige Dachanlagen auf Objekten konstruiert, die im Hinblick auf das Baurecht und die Unfallverhütungsvorschriften (Brandschutz, Schutz von Personen und Tieren) als sensibel einzustufen sind. Kommt es zu Schäden, die auf die Photovoltaikanlage zurückzuführen sind, haftet der Betreiber der Anlage.

Insbesondere Anlagen, die auf Fremdeigentum errichtet worden sind, sogenannte Pachtmodelle, bergen für den Betreiber ein Haftungspotenzial gegenüber dem Eigentümer und Nutzer des Gebäudes. Weil der Anlagenerrichter in den meisten Fällen nur zwei Jahre für mögliche Mängel aufkommen muss, steht ein Anlagenbetreiber bei Problemen oft sehr schnell alleine da. Doch selbst wenn Gewährleistungs- oder Garantieansprüche geltend gemacht werden können, sind damit meist noch nicht alle Probleme gelöst.

Ich erinnere mich hierbei in meiner Tätigkeit als Sachverständiger an zwei tragische Fälle:

Auf einem angemieteten Industrieflachdach wurde eine Photovoltaikanlage im Pachtmodell mit einer Leistung von 500 kWp für rund 1,5 Mio. € errichtet. Nach ihrer Fertigstellung kam es zu einem Streit mit dem Gebäude- und Grundstückseigentümer, weil das Dach plötzlich undicht war. Dieser verweigerte im Antrag zum Netzanschluss für die Photovoltaikanlage die Genehmigung für den Netzbetreiber. Es gab daher vorerst keine Einspeisevergütung und der Streitfall ging vor Gericht. Bei der gerichtlichen Beweisaufnahme wurde festgestellt, dass die vorhandenen Dächer so sanierungsbedürftig gewesen seien, dass diese für die Aufnahme einer Photovoltaikanlage gar nicht geeignet waren. Darüber hinaus stand auch die Befestigungstechnik und Standfestigkeit der Anlage erheblich im Zweifel. Auf einem Dach hatte man als Pachtcompensation eine Dachsanierung vorgenommen. Dies hatte die Photovoltaik-Firma gleich miterledigt, wohl nach dem Motto, alles aus einer Hand wäre doch sicherlich immer von Vorteil. Dabei wurde jedoch übersehen, dass durch falsche Baustoffwahl die brandschutztechnischen Anforderungen an das Dach nicht eingehalten wurden. Schließlich ergab sich ein Schaden in Höhe von rund 500 000 €, obgleich die Anlage noch keine Kilowattstunde an Strom eingespeist hatte und dies auch in der kommenden Zeit nicht tun würde. Aufgrund des Ergebnisses des Beweisverfahrens ergab sich die Verpflichtung zum Anlagenrückbau und zur Dachsanierung. Sowohl für den Verkäufer als auch für den Investor und die Installationsfirma bedeuteten diese Konsequenzen den finanziellen Ruin.

In einem anderen Fall haben mehrere Betreiber gemeinsam ein gewerbliches Dach angemietet, um darauf eine Photovoltaikanlage errichten zu lassen. Auch hier handelte es sich um ein Flachdach. Die Investitionskosten lagen bei einer größeren sechsstelligen Summe. In diesem Fall hat der Objekteigentümer das Dach vorher sanieren lassen. Dennoch kam es nach etwa einem Jahr Betriebszeit zu Dachundichtigkeiten und Feuchteschäden im Gebäude. Bei der Begutachtung stellte sich heraus, dass der Unterbau der Photovoltaikanlage nicht für eine Flachdachkonstruktion geeignet war. Zudem wurden viele der verwendeten rahmenlosen, großformatigen Dünnschichtmodule beschädigt, da ein erheblicher Anteil der Module durch falsche Befestigung und Nichtbeachtung der regional bedingt hohen Schneelast zerbrochen war. Die Anlage musste vollständig zurückgebaut werden und die Investoren mussten sich neue Dächer suchen. Der Schaden betrug ca. 50 % der Investitionssumme.

---

Sie können jetzt die Schadens- und Investitionssummen sowie die Kosten des Rechtsstreits beider Fälle in Relation zu dem möglichen Haftungskapital der jeweiligen Installationsfirmen setzen und Sie werden merken, dass der Anlagenbetreiber immer benachteiligt ist, weil bei den eigentlichen Verursachern in solchen Fällen nichts mehr zu holen ist.

Nicht immer gestalten sich die Fälle so drastisch wie in den beiden geschilderten Beispielen. Dennoch sollte bedacht werden, wie im Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« bereits ausführlich dargelegt, dass die Schadensquoten bei Photovoltaikanlagen steigen und die Mängelquote der errichteten Anlagen nach eigenen Erfahrungen und denjenigen von Kollegen weit über 50 % liegt.

Mit diesem zweiten Buch werde ich daher verstärkt auf die Anforderungen an größere Photovoltaikanlagen eingehen, insbesondere im Hinblick auf die betrieblichen Sicherheiten und das entsprechende Haftungspotenzial. Ergänzend zu »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« werden typische Fehler und Mängel bei größeren Anlagen aufgezeigt, die der Anlagenbetreiber oftmals nicht erkennt. Steuerliche Aspekte sowie ein Ausblick auf die Zeit nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) beschließen die beiden Titel, die hoffentlich jedem Anlagenbetreiber in dem einen oder anderen Thema hilfreich sein mögen.

Giebelstadt, im Januar 2018

Wolfgang Schröder



# 1 Verantwortung des Betriebsführers

»Das Wort *Verantwortung* hat nur da einen deutlichen Sinn, wo jemand die Folgen seines Handelns öffentlich abgerechnet bekommt, und das weiß, so der Politiker am Erfolg, der Fabrikant am Markt, der Beamte an der Kritik der Vorgesetzten«, wie der deutsche Philosoph, Anthropologe und Soziologe Arnold Gehlen (\* 29. Januar 1904 in Leipzig, † 30. Januar 1976 in Hamburg) in seinem Werk »Moral und Hypermoral« darstellte [Frankfurt: Athenäum 1973, S. 151]. Gehlen beschreibt darin sehr einfach und verständlich, was Verantwortung bedeutet.

Über die Verantwortung des Anlagenbetreibers habe ich bereits im Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« geschrieben und das dort auch an den Anfang meines Buches gestellt. An dieser Stelle möchte ich nochmals hervorheben, dass der Betreiber für die Funktion der Photovoltaikanlage die Verantwortung trägt, auch wenn sie nicht von ihm selbst installiert wurde. Nun kann man sicherlich nicht die Verantwortung eines Betreibers von einer 6 kWp-Anlage auf dem Einfamilienhaus mit der eines Betreibers einer 200 kWp-Anlage auf einem landwirtschaftlichen Betriebsgebäude vergleichen. Wenn man sich beispielsweise als Privatmann mit dem Hammer auf den Daumen schlägt, dann ist das selbst verschuldet und letztlich Privatsache. Passiert dies einem Landwirt oder einem Angestellten, dann schaltet sich in dem Fall meist die Berufsgenossenschaft ein. Der Gewerbetreibende wird also stärker von Institutionen und Behörden kontrolliert, die für sicherheitstechnische und gesundheitliche Fragen verantwortlich sind.

Wenn während des Betriebs einer Photovoltaikanlage ein Schaden entsteht, dann muss zunächst der zuständige Anlagenbetreiber dafür aufkommen. Dies gilt bereits dann, wenn sich zum Beispiel ein Modul vom Dach löst und einem Dritten einen Schaden zufügt, oder wenn die Anlage das öffentliche Versorgungsnetz stört und es zu einem Stromausfall kommt, oder aber wenn es aufgrund eines technischen Defektes zu einem Brand kommt.

Aus dem Betrieb der Anlage heraus ergeben sich für den Anlagenbetreiber Fürsorgepflichten, unter anderem damit die Anlage den elektrotechnischen Vorschriften genügt. In diesem Zusammenhang erwähne und wiederhole ich immer wieder gerne auch, wo diese Vorschriften nachzulesen sind:

Zum Beispiel im Energiewirtschaftsgesetz § 49 (Anforderungen an Energieanlagen):

»Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. ... eingehalten worden sind.«

Gesetzestexte sind für den Laien oftmals nur schwer verständlich, weshalb an dieser Stelle hierzu nachfolgende ergänzende Erläuterungen gegeben werden soll:

Bei den Allgemein anerkannten Regeln der Technik handelt es sich um einen unbestimmten Rechtsbegriff. Nach heutigem Sprachgebrauch und Verständnis lässt sich der bereits mehr als hundert Jahre alte Begriff wie folgt zusammenfassen: Als Allgemein anerkannte Regeln der Technik sind die Regeln der Technik zu verstehen, die auf wissenschaftlicher Grundlage und/oder fachlichen Erkenntnissen (Erfahrungen) beruhen, in der Praxis erprobt und bewährt sind und deren Mehrheit als richtig anerkannt und angewandt werden.

Die Grundlage der Allgemein anerkannten Regeln der (Bau)Technik bilden u.a die DIN-Normen des Deutschen Instituts für Normung e.V., die Einheitlichen Technischen Baubestimmungen (ETB), die Bestimmungen des Verbandes Deutscher Elektrotechniker (VDE), die Unfallverhütungsvorschriften der Bauberufsgenossenschaften und von den Bauaufsichtsbehörden eingeführte technische Bestimmungen des Deutschen Instituts für Normung.

Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass sich die DIN-Normen als technische Regelwerke mit der Zeit ändern und damit ihre Aktualität verlieren können. Des Weiteren bestehen eine Reihe von überholten DIN-Normen, die ihre Bedeutung für die Allgemein anerkannten Regeln der Technik verloren haben. Wer die Allgemein anerkannten Regeln der Technik beachtet, für den spricht der Beweis des ersten Anscheins (tatsächliche Vermutung), dass er richtig gearbeitet hat.

Auch in den Normen des Verbandes der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. (VDE) sowie in den berufsgenossenschaftlichen Vorschriften gibt es Hinweise, dass elektrische Anlagen und somit auch Photovoltaikanlagen während des Betriebes regelmäßig zu prüfen sind.

Im Hinblick auf Begriffsdefinitionen regelt die DIN VDE 0105-100 (Betrieb von elektrischen Anlagen) Folgendes:

Dort wird der Anlagenbetreiber in der Fassung von 2009 als Unternehmer oder eine von ihm beauftragte Person definiert, welche die Unternehmerpflicht für den sicheren Betrieb und ordnungsgemäßen Zustand der elektrischen Anlage wahrnimmt. Er kann sowohl eine natürliche als auch eine juristische Person sein.

Die aktuelle Fassung (Oktober 2015) beschreibt den Anlagenbetreiber als Person »mit der Gesamtverantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage, die Regeln und Randbedingungen vorgibt«. Diese Person kann der Eigentümer, Unternehmer, Besitzer oder eine beauftragte Person sein, welche die Unternehmerpflicht wahrnimmt.

---

Der Betrieb einer Anlage wird wiederum definiert mit allen Tätigkeiten, die erforderlich sind, damit die elektrische Anlage funktionieren kann. Dies umfasst u.a. die Überwachung und Instandhaltung. Zur Instandhaltung gehört wiederum eine regelmäßige Prüfung, auf die weiter unten eingegangen wird.

Zu den grundlegenden Aufgaben des Anlagenbetreibers gehört es daher, den ordnungsgemäßen und sicheren Betrieb der elektrischen Anlage durch Inspektions-, Instandsetzungs- und Wartungsarbeiten sicherzustellen. Auch wenn der Anlagenbetreiber Laie im Bereich Elektroinstallation ist, trägt er trotzdem die Verantwortung für seine Anlage. In diesem Fall muss er die aus seiner Verantwortung entstehenden Rechte und Pflichten an eine Elektrofachkraft übertragen, um den ordnungsgemäßen und sicheren Betrieb der elektrischen Anlage zu gewährleisten. Grundsätzlich steht jede elektrische Anlage unter der Verantwortung des Anlagenbetreibers.

So hat das Landgericht Kassel in einem Urteil (6 O 374/07 – 14. Oktober 2010) bei der Verhandlung eines Schadensfalles an einer elektrischen Anlage dargelegt, dass ...

»... die Unfallverhütungsvorschriften der Berufsgenossenschaften den zu beachtenden gesetzlichen und behördlichen Sicherheitsvorschriften unterfallen. Auf Unkenntnis kann sich der Anlagenbetreiber insoweit nicht berufen. Wer im Unternehmen oder Betrieb elektrische Anlagen unterhält, hat von sich aus Erkundigungen über die einzuhaltenden Vorschriften einzuholen. Über die eigene Berufsgenossenschaft ist dies auch ohne Weiteres möglich.«

Die oben zitierte DIN VDE 0105-100 erwähnt zudem ergänzend:

»Werden an und in elektrischen Anlagen Mängel beobachtet, die eine Gefahr für Personen, Nutztiere und Sachen zur Folge haben, so sind unverzüglich Maßnahmen zur Beseitigung der Mängel zu treffen ... der Anlagenbetreiber ist unverzüglich zu benachrichtigen.«

Dies bezieht sich nicht nur auf Beobachtungen direkt an der Anlage wie z.B. eines beschädigten Kabels, sondern auch auf Hinweise aus dem Monitoringsystem der Photovoltaikanlage, die Fehler oder Unregelmäßigkeiten anzeigt, aus denen Gefahren für Personen, Nutztiere und Sachen resultieren können. Dann sind vom Betriebsverantwortlichen entsprechende Maßnahmen zu veranlassen.

Darüber hinaus sind die einschlägigen Vorschriften der Berufsgenossenschaft für den Betrieb von elektrischen Anlagen zu beachten. Die Berufsgenossenschaft ist immer dann zuständig, wenn der Betreiber mit seinem Gebäude, auf dem die Photovoltaikanlage betrieben wird, kraft seiner beruflichen oder gewerblichen Tätigkeit einer Berufsgenossenschaft angehört. Die Zuständigkeit einer Berufsgenossenschaft kann sich aber auch daraus ergeben, dass allein die Photovoltaikanlage in einem solchen Umfang betrieben wird, dass es gewerblichen Charakter annimmt. Das ist meist dann der Fall, wenn für den Betrieb eine separate Betreibergesellschaft gegründet oder die Anlage auf einem fremden Dach betrieben wird.

Primär zuständig ist hierbei u. a. die DGUV-3 (ehemals BGV A3) der Berufsgenossenschaft. Diese Unfallverhütungsvorschrift gilt für elektrische Anlagen und Betriebsmittel. Als elektrische Betriebsmittel im Sinne dieser Unfallverhütungsvorschrift gelten alle für den Anwender notwendigen Gegenstände, z. B. zum Erzeugen oder Fortleiten elektrischer Energie. Elektrotechnische Regeln im Sinne dieser Unfallverhütungsvorschrift sind die Allgemein anerkannten Regeln der Elektrotechnik, die in den VDE-Bestimmungen enthalten sind. Es ist unstrittig, dass es sich bei einer Photovoltaikanlage um eine elektrische Anlage handelt. Die präventiven Grundsätze verlangen vom Unternehmer, dafür Sorge zu tragen, dass elektrische Anlagen und Betriebsmittel nur von einer Elektrofachkraft oder unter Leitung und Aufsicht einer Elektrofachkraft instand gehalten werden. Der Unternehmer hat ferner sicherzustellen, dass die elektrischen Anlagen und Betriebsmittel den elektrotechnischen Regeln entsprechend betrieben werden. Ist bei einer elektrischen Anlage oder einem elektrischen Betriebsmittel ein Mangel festgestellt worden, d. h. sie entsprechen nicht oder nicht mehr den elektrotechnischen Regeln, so hat der Unternehmer dafür zu sorgen, dass der Mangel unverzüglich behoben wird. Zudem muss er, falls bis dahin eine dringende Gefahr besteht, ebenso dafür sorgen, dass die elektrische Anlage oder das elektrische Betriebsmittel im mangelhaften Zustand nicht verwendet wird.

Die Verordnungen der Berufsgenossenschaften legen auch den Ablauf von Prüfungen fest und geben dem Prüfer Entscheidungshilfe bei der Ermittlung geeigneter Fristen für Wiederholungsprüfungen. Den technischen Rahmen bilden die Normen des Verbandes für Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE), wie z. B. die bereits erwähnte DIN VDE 0105-100.

Bei elektrischen Anlagen in Betriebsstätten und Räumen sowie bei Anlagen besonderer Art werden jährlich Prüfungen vorgegeben. Hierzu gehören ortsfeste elektrische Anlagen nach der Gruppe 700 der VDE 0100. Photovoltaikanlagen gehören zu dieser Gruppe (DIN VDE 0100-712 Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik (PV) Stromversorgungssysteme). Die eingezäunte PV-Freifeldanlage stellt zudem eine Betriebsstätte besonderer Art dar.

Wiederholungsprüfungen ortsfester elektrischer Anlagen und Betriebsmittel			
Anlage/Betriebsmittel	Prüffrist	Art der Prüfung	Prüfer
Elektrische Anlagen und ortsfeste Betriebsmittel	4 Jahre	auf ordnungsgemäßen Zustand	Elektrofachkraft
Elektrische Anlagen und ortsfeste elektrische Betriebsmittel in »Betriebsstätten, Räumen und Anlagen besonderer Art« (DIN VDE 0100 Gruppe 700)	1 Jahr		
Schutzmaßnahmen mit Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen in nichtstationären Anlagen	1 Monat	auf Wirksamkeit	Elektrofachkraft oder elektrotechnisch unterwiesene Person bei Verwendung geeigneter Mess- und Prüfgeräte
Fehlerstrom-, Differenzstrom- und Fehlerspannungs-Schutzschalter <ul style="list-style-type: none"><li>• in stationären Anlagen</li><li>• in nichtstationären Anlagen</li></ul>	6 Monate arbeitstäglich	auf einwandfreie Funktion durch Betätigen der Prüfeinrichtung	Benutzer

Tab. 1.1: Prüffristen gemäß DGUV-3

[Quelle BGFE – Berufsgenossenschaft der Feinmechanik und Elektrotechnik]

Die in Tabelle 1.1 aufgeführten Fristen sind als Orientierungswerte anzusehen. Der verantwortliche Betreiber kann hiervon abweichen, wenn er eine entsprechende Risiko-einschätzung für die betriebliche Anlage vorgenommen hat. Dadurch können sich längere Prüffristen ergeben, oder auch kürzere. Wenn eine Photovoltaikanlage permanent überwacht wird, können sich die Prüffristen verlängern. Die Dauerüberwachung muss jedoch laut VDE durch eine Elektrofachkraft sichergestellt werden.

Natürlich können Sie als Laie im Bereich Elektrik keine Anlagenprüfung vornehmen. Dafür müssen Sie entsprechendes Fachpersonal beauftragen. Für mögliche Schäden empfiehlt es sich, die Anlage zu versichern, allerdings ist nicht alles versicherbar, und selbst im Versicherungsverhältnis ergeben sich Obliegenheitsverpflichtungen für den Anlagenbetreiber.

Sie sind auch dann für die ordnungsgemäße Funktion der Photovoltaikanlage verantwortlich, wenn es gar nicht um die elektrische Sicherheit geht, sondern auch um den rechts-sicheren Betrieb der Anlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Alleine der Ausfall der technischen Regeleinrichtung kann bei den entsprechend hierfür bestimmten Anlagen die komplette EEG-Vergütung kosten. Hierzu erfahren Sie mehr in den nachfolgenden Kapiteln, insbesondere auch zu den Pflichten des Anlagenbetreibers im Zusammenhang mit der Prüfung, Wartung und Instandhaltung.



## 2 Inspektion und Prüfung

### 2.1 Anlagenprüfung

Der Sinn und Zweck einer Inspektion und Prüfung wurde bereits im Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« umfassend thematisiert. Für einen verantwortungsbewussten Betrieb einer Photovoltaikanlage ist es notwendig, dass der Betreiber über den Zustand seiner Anlage informiert ist. Wer seine Photovoltaikanlage nur dahingehend beurteilt, dass diese »gut läuft«, handelt unternehmerisch nicht verantwortungsvoll, in manchen Fällen auch leichtfertig oder sogar fahrlässig.

Wer größere Photovoltaikanlagen betreibt oder deren Betrieb auch noch mit einem weiteren Unternehmen (Landwirtschaft, Gewerbe, etc.) zusammenfällt, gilt als Gewerbetreibender, für den besondere gesetzliche Regelungen gelten. Anders als beim Auto oder bei einer Heizungsanlage, gibt es für Photovoltaikanlagen keine gesetzliche Prüfungspflicht. Wenn Sie Ihr Auto nicht zur Hauptuntersuchung bringen und die Plakette ungültig wird, können Ihnen die Behörden die Betriebserlaubnis entziehen und die Versicherung entfällt automatisch. Auch zur Feuerstättenbeschau kommt in regelmäßigen Abständen der Bezirksschornsteinfeger und kontrolliert Ihre Heizanlage. Auch dieser Kontrolle können Sie sich als Hauseigentümer nicht entziehen, wenn Sie nicht die Stilllegung Ihrer Heizanlage riskieren wollen.

Bei der Photovoltaikanlage selbst passiert nichts, weil die gesetzlichen Grundlagen einer zwingenden Prüfung fehlen. Es gibt aber dennoch entsprechende Vorschriften, die auf eine regelmäßige Prüfung (bzw. »Prüfungspflicht«) oder zumindest auf eine Obliegenheitspflicht des Anlagenbetreibers hinweisen.

#### Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das Gesetz wurde eingangs bereits genannt. Es stammt aus den 1930er-Jahren und ist aktuell als Gesetz über die »Elektrizitäts- und Gasversorgung« im Juli 2005 in Kraft getreten. Es regelt u.a. in Teil 6 »Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung«, § 49 »Anforderungen an Energieanlagen«, dass Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben sind, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist.

## 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

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 BG-Vorschrift gilt die DGUV Vorschrift 1 (Grundsätze der Prävention), früher BGV A1 (aktuelle Ausgabe November 2013). Durch diese Vorschrift wurden viele Unfallverhütungsvorschriften 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 zu Rate gezogen.

Die DGUV Vorschrift 3 (Elektrische Anlagen und Betriebsmittel), früher BGV A3, regelt die Prüfung von in Betrieben verwendeten Elektrogeräten und elektrischen Anlagen.

## Betriebssicherheitsverordnung

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 Gefährdungen anwendbar, die von Arbeitsmitteln ausgehen.

Im Unterschied zu den berufsgenossenschaftlichen Vorschriften, in denen die Verantwortung der Unternehmer in unfallversicherungsrechtlicher Hinsicht geregelt ist, regelt die BetrSichV die Verantwortungen, die zu strafrechtlichen Konsequenzen führen. Sie regelt daher Belange über die Sicherheit und den 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.

Da eine Photovoltaikanlage kein Arbeitsmittel im eigentlichen Sinne darstellt, wird diese Vorschrift hier auch nicht direkt anwendbar sein. Auszuschließen ist dies jedoch grundsätzlich nicht, wenn Betreibergesellschaften auch eigenes Personal für die Überwachung und Prüfung von Photovoltaikanlagen beschäftigen. Dies gilt auch für die nachfolgend aufgeführten Technischen Regeln der Betriebssicherheit.

### Technische Regeln für Betriebssicherheit

Die Technischen Regeln für Betriebssicherheit (TRBS) geben den Stand der Technik wieder. Außerdem umfassen sie der Arbeitsmedizin und Hygiene entsprechende Regeln sowie sonstige gesicherte arbeitswissenschaftliche Erkenntnisse für die Bereitstellung und Benutzung von Arbeitsmitteln sowie den Betrieb von überwachungsbedürftigen Anlagen.

Sie werden vom Ausschuss für Betriebssicherheit ermittelt und im Gemeinsamen Ministerialblatt bekannt gegeben. Die Technischen Regeln für Betriebssicherheit konkretisieren die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) hinsichtlich der Ermittlung und Bewertung von Gefährdungen sowie der Ableitung von geeigneten Maßnahmen. Bei Anwendung der darin beispielhaft genannten Maßnahmen kann der Arbeitgeber insoweit die Vermutung der Einhaltung der Vorschriften der Betriebssicherheitsverordnung für sich geltend machen. Wählt der Arbeitgeber eine andere Lösung, hat er die gleichwertige Erfüllung der Verordnung schriftlich nachzuweisen. Unter anderem 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 (Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 6: Prüfungen) die Erstprüfung bei Errichtung von elektrischen Anlagen beschreibt, gibt die VDE 0105-100 Hinweise für die Wiederholungsprüfung von elektrischen Anlagen. Sie ist darauf ausgerichtet, den ordnungsgemäßen Zustand einer elektrischen Anlage zu erhalten, d.h. Fehler zu erkennen, die durch äußere Einflüsse während des Betriebs der Anlage entstehen.

Die Erstprüfung soll sicherstellen, dass die Anlage entsprechend der Norm errichtet worden ist. Die Wiederholungsprüfungen sollen Mängel aufdecken, die nach der Inbetriebnahme oder nach einer Instandsetzung oder Änderung auftreten können. Der Schwerpunkt liegt auf möglichen Veränderungen, aus denen sich Folgeschäden ergeben und

Schutzvorkehrungen z. B. gegen elektrischen Schlag oder Brandentstehung beeinträchtigt sein können.

Die Problematik, die sich bei Photovoltaikanlagen hieraus ergibt, ist die Tatsache, dass viele Photovoltaikanlagen noch nicht einmal eine Erstprüfung durchlaufen haben, d. h. nach DIN VDE 0100-600 nicht geprüft wurden. Eine reine Fixierung auf mögliche Veränderungen während des Betriebs kann in die Irre führen, da man nicht generell davon ausgehen kann, dass die Photovoltaikanlage überhaupt nach den gültigen Normen errichtet wurde.

Die in der DIN VDE 0105-100 enthaltenen Begriffsbestimmungen zum Thema »Betreiber« wurden bereits in Kapitel 1 »Verantwortung des Betriebsführers« benannt. Dabei wurde deutlich, dass Unwissenheit nicht vor möglichen Haftungsansprüchen schützt. Wenn Sie also den Betrieb der Photovoltaikanlage nicht an einen fachkundigen Dritten beauftragt haben, sind und bleiben in erster Linie Sie der verantwortliche Anlagenbetreiber.

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

Diese Norm gilt für die Personen, die in landwirtschaftlichen und gartenbaulichen Betriebsstätten sowie in den dazugehörigen Nebenräumen beim Betrieb der elektrischen Anlagen tätig sind. 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 Elektrofachkräften, die in diesen Betriebsstätten tätig sind, als Beratungsunterlage dienen. Zudem gilt sie auch für die vom Unternehmer beauftragte Elektrofachkraft.

### DIN VDE 0126-23-1 (DIN EN 62446) Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen

In dieser internationalen Norm, die aktuell im Dezember 2016 als DIN VDE 0126-23-1 erschien ist, werden die erforderlichen Mindestangaben einer Anlagendokumentation festgelegt, die einem Kunden nach der Installation eines netzgekoppelten PV-Systems zu übergeben sind. In diesem Dokument wird auch der Mindestumfang der Inbetriebnahmeprüfung, der Prüfkriterien und der Dokumentation beschrieben, der zur Prüfung der sicheren Installation und des korrekten Betriebs des Systems erwartet wird. Die vorliegende Norm kann daher auch für die wiederkehrende Nachprüfung angewendet werden. Durch die ausführliche Beschreibung des erwarteten Mindestumfangs der Inbetriebnahmeprüfung und der Prüfkriterien hilft sie dem Anwender auch bei der Prüfung und Besichtigung im Zuge einer Wartung oder bei Modifikationen.

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

Die Norm ist in zwei Abschnitte unterteilt:

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

In Abschnitt 6 und 7 werden im Hinblick auf Großanlagen erweiterte Prüfverfahren beschrieben.

### VdS 3145 Photovoltaikanlagen – Technischer Leitfaden

Bei der VdS, herausgegeben von der VdS Schadensverhütung GmbH, handelt es sich um eine technische Versicherungsregel. Sie wurde von der VDE Prüfungs- und Zertifizierungs-institut GmbH und dem Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV) erarbeitet. Darin enthalten sind auch Angaben zu regelmäßigen Prüfungen, die sich u.a. auch an die normativen Forderungen aus der DIN VDE 0105-100 anlehnern.

Auch wenn es zunächst sehr umfangreich erscheint – ohne diese Fülle an Vorschriften funktioniert der Betrieb einer Photovoltaikanlage nicht. Vergleichen wir nochmals mit dem Auto: Beispielsweise gibt es die Straßenverkehrsordnung und die Fahrzeug-Zulassungsverordnung. Bei beiden Vorschriften sind Regeln einzuhalten, da ansonsten Konsequenzen drohen. Wer ein Auto nutzt, bei dem die Reifen abgefahren sind, kann zwar noch behaupten, dass das Auto ansonsten gut läuft, in Extremsituationen aber lässt sich das Fahrzeug womöglich nicht mehr beherrschen und gefährdet andere. Zudem gefährdet der Halter auch seinen Versicherungsschutz. Dieser Sachverhalt ist auch auf Photovoltaikanlagen übertragbar, auch wenn es hier keine Verkehrsüberwachung gibt. Hier zählt allein die Eigenverantwortung des Betreibers.

Wie die Praxis bei Photovoltaikanlagen manchmal aussehen kann, soll mit nachfolgendem Fall beschrieben werden. Bei einer größeren Freifeldanlage kam es zu einem Brand an einem Generatoranschlusskasten. Der Schaden selbst war recht überschaubar, da nur ein Bauteil in Form eines Generatoranschlusskastens betroffen war. Bei der Schadensbegutachtung wurde ergänzend festgestellt, dass beim Zentralwechselrichter Isolationsfehler aufgetreten sind. Die Ursache hierfür war aber nicht der Brand am Generatorkasten, denn der wurde bereits aus Sicherheitsgründen abgeschaltet.

Bild 1: Brand in einem Generatoranschlusskasten



Wenige Wochen später entwich dann Dampf am Sockel von weiteren Generatoranschlusskästen. Hier zeigten sich Beschädigungen an Solarleitungen, die direkt in der Erde verlegt waren.

Bild 2: Beschädigte, vorher im nassen Erdreich gelegene Stringleitungen innerhalb eines Generatoranschlusskastens



Die Messung aller Leitungen zeigte, dass mehr als 50 % der Leitungen des gesamten Solarparks einen Isolationsfehler aufwiesen.

Isolationsfehler bei einer elektrischen Anlage sind grundsätzlich kritisch zu sehen und gelten als Fehler. Insbesondere im Wechselstromnetz entstehende Isolationsfehler können zu Sach- und Personenschäden führen, weshalb nach den einschlägigen Normen eine Fehlerstromüberwachung oder entsprechende Schutzmaßnahmen (z. B. durch Sicherungen) vorzusehen sind. Bei Photovoltaikanlagen auf der Gleichstromseite (DC-Seite) gibt es technisch bedingt keine solchen Sicherungsorgane. Daher wird eine kurzschlussichere

Leitungsverlegung in Einzeladern mit doppelter Isolierung sowie eine Isolationsüberwachung am Wechselrichter verlangt.

Die möglichen Isolationsfehler sind zudem nach dem Anlagenaufbau zu unterscheiden. Anlagen mit galvanischer Trennung (Trafo), wie beispielsweise PV-Großanlagen mit Zentralwechselrichter und Mittelspannungstransformator, sind zumeist, wie die gegenständliche Photovoltaikanlage, im isolierten Betrieb aufgebaut, d.h. der DC-Stromkreis wird nicht geerdet. Die Grundstruktur ähnelt dabei einem sogenannten IT-Netz (von »Isolé Terre« – isolierte Erde). Daraus ergibt sich der Vorteil, dass bei einem einpoligen Isolationsfehler noch kein großer Fehlerstrom fließen kann, der dann z.B. beim Berühren durch eine Person über Erde einen Stromkreis schließen würde, weil die natürliche Erdung des aktiven Pols fehlt. Erst bei einem zweiten Fehler mit Erdberührung würde sich ein niederohmiger Stromkreis schließen. Der sich dann ausbildende Fehlerstrom kann unter Umständen sehr groß werden und sowohl Personen gefährden als auch gegebenenfalls einen Brand verursachen.

Es ergeben sich aber gerade bei größeren Anlagen auch »natürliche« Fehlerströme, die eher unkritisch zu betrachten sind, aber dennoch zu Störungen führen können. Isolatoren im Bereich von Modulen und Leitungen haben keinen unendlichen Widerstand. Hierüber können daher ebenfalls Ströme fließen, allerdings nur in sehr geringer Stärke. Dieser sehr geringe Stromfluss ergibt sich z.B. bei einem Solarmodul durch die Einbettungsfolien, zwischen denen die Solarzellen im Modul liegen, und durch das Modulfrontglas zum Modulrahmen, die sich dann in der Summe der zusammengeschalteten Module addieren. Diese »Mikroströme« oder die damit verbundene »Isolationsschwäche« zeigen sich in einem nachlassenden Isolationswiderstand, der im Verhältnis kleiner wird, je großflächiger die Anlage ist. Isolationsfehler sind ferner auch von der Witterung (nass/trocken) abhängig. In der Praxis hat sich z.B. gezeigt, dass der Isolationswiderstand tageszeitlich schwanken kann. Gerade in den Morgenstunden ist oftmals ein sinkender Wert zu verzeichnen. Dies liegt u.a. an der Betauung und an den vorher beschriebenen Eigenschaften der PV-Module. Auch die verwendete Modultechnik hat Einfluss auf den Isolationswiderstand.

Der Wechselrichter misst automatisch den Isolationswiderstand. Bei trafobetriebenen Geräten wird in der Regel bei Isolationsfehlern nur eine Warnmeldung angezeigt und der Wechselrichter bleibt in Betrieb. Ein trafoloser Wechselrichter kann während des Betriebs keine Isolationswerte messen, daher misst dieser den Isolationswert vor dem Aufschalten ins Netz. Liegt ein Fehler vor, schaltet der Wechselrichter erst gar nicht auf das Netz auf, sondern meldet eine Störung und bleibt außer Betrieb.

Aufgrund der verschiedenen Fehlermöglichkeiten und Auswirkungen ist es wichtig, den Isolationswiderstand entweder permanent über den Wechselrichter und eine Fernauslesung zu erfassen oder bei regelmäßigen Prüfungen zu messen.

Bei der Lokalisierung der weiteren Schäden an der betroffenen Photovoltaikanlage trat zutage, dass neben den isolationsgeschädigten Stringleitungen auch die erdverlegten Stringhauptleitungen mit einem Durchmesser von zwei Zentimetern zum Teil erheblich beschädigt waren. Es hatten sich anscheinend über längere Zeit hinweg Kurzschlüsse mit Lichtbögen gebildet, was man an den thermischen Einwirkungen mit zum Teil erfolgter Kupferschmelze der Leiter sehen konnte.

Bild 3: Verschmortete Erdleitung  
einer Generator-Hauptleitung  
mit Kupferschmelze



Bild 4: Schadensreste  
weiterer beschädigter  
Generator-Hauptleitungen



Solche Schäden entstehen jedoch nicht von heute auf morgen. In der weiteren Schadensabwicklung wurden entsprechende Prüfungen angestellt und es kamen hierbei folgende Ergebnisse zum Vorschein:

- An der seit fünf Jahren betriebenen Photovoltaikanlage gab es von Anfang an Probleme mit Isolationsfehlern. Diese haben sich dann im Laufe der Zeit verstärkt. Obgleich sich im Monitoring auffällige Werte von teilweise nahezu 0 bis 1 kΩ am

Isolationswiderstand zeigten (übliche Widerstandswerte bei ähnlichen Anlagen sind  $> 100 \text{ k}\Omega$ ), hat man hierauf nicht reagiert, da es ansonsten keinerlei Auffälligkeiten bei den Ertragswerten gab.

- Die auflaufenden Fehlermeldungen von den beiden Zentralwechselrichtern wurden offensichtlich ignoriert, Fehlerprotokolle im Monitoringsystem deaktiviert. Möglicherweise, weil die ständigen Meldungen »nervig« waren.

Die Anlage wurde seit ihrer Errichtung noch nie gewartet bzw. geprüft, obgleich ein Betriebs- und Wartungsvertrag vorlag. Bei näherer Prüfung hat man jedoch festgestellt, dass darin wesentliche Leistungen vom Betreiber bei Beauftragung gestrichen wurden. Zumindes reduzierte er die Leistungen auf die Bereitstellung des Monitorings und meinte, damit die Anlage eigenverantwortlich betreiben zu können. Hier wurde sicherlich an der falschen Stelle gespart. Das Ergebnis dieser mangelhaften Betriebsführung war ein Versicherungsschaden in sechsstelliger Höhe, aus dem folgte, dass die Versicherung die Anlage nicht weiter versichern wollte.

Es ging in dem konkreten Fall jedoch nicht nur um Sachschäden. Das Wissen um solche Isolationsfehler könnte im Fall eines Personenschadens durch Unterlassung auch strafrechtliche Konsequenzen nach sich ziehen. Dass diese Betrachtungsweise nicht übertrieben ist, zeigt der Umstand, dass bei der Ortsbegehung im Zuge der Schadensfeststellung bereits Isolationszweifehler im großen Umfang vorhanden waren. Hierbei bestand für die Teilnehmer an der Ortsbegehung eine signifikante Personengefahr auf der gegenständlichen Anlage. Unter Umständen hätte sich durch das Berühren von unter Spannung stehenden Anlagenteilen über die in der Erde beschädigten Leitungen ein Fehlerstromkreis bilden können, bei dem über Körperteile des Betroffenen teilweise erhebliche Ströme geflossen wären. Schon die unterlassene Information des Anlagenbetreibers oder dessen verantwortlichen Anlagenüberwachers, dass auf der Anlage anscheinend massive Isolationsfehler vorhanden sind, in Kenntnis der bevorstehenden Besichtigung des Anlagengeländes, ist daher als grob fahrlässig zu bezeichnen. Man kann daher von Glück sprechen, dass nichts passiert ist.

An dieser Stelle soll passend zu dem zuvor geschilderten Fall nochmals die bereits genannte DIN VDE 0105-100 zitiert werden:

*»Werden an und in elektrischen Anlagen Mängel beobachtet, die eine Gefahr für Personen, Nutztiere und Sachen zur Folge haben, so sind unverzüglich Maßnahmen zur Beseitigung der Mängel zu treffen ... der Anlagenbetreiber ist unverzüglich zu benachrichtigen.«*

Vorschriften haben daher ihre Berechtigung und dienen gerade im Bereich der Elektrotechnik der Vermeidung von Personen- und Sachschäden. Sie verlieren dort aber ihren Sinn, wo solche Vorschriften schlichtweg missachtet werden, sei es aus Kostenersparnisgründen, Bequemlichkeit oder Unwissenheit. Aber auch Letzteres schützt nicht vor Haftungsansprüchen.



# 3 Fehler / Mängel an Photovoltaikanlagen

## 3.1 Grundlagen

Wie bereits im Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« dargelegt, können Fehler und Mängel an Photovoltaikanlagen verschiedene Ursachen, aber auch verschiedene Auswirkungen haben:

- Sie können den Ertrag beeinflussen – auch in einer Weise, die kaum auffällt.
- Sie können die Lebensdauer der Anlage oder einzelner Komponenten der Anlage reduzieren.
- Sie können die Betriebssicherheit der Photovoltaikanlage herabsetzen, wodurch Mensch, Tier oder Sachen gefährdet werden können.

Gerade der letzte Punkt ist dann relevant, wenn die Photovoltaikanlage in betrieblich bzw. gewerblich genutzten Gebäuden installiert ist. Wiederholt wird mit Anlagenbetreibern über angebliche Fachbetriebe diskutiert, die mit der Installation der Photovoltaikanlage beauftragt wurden. Tatsächlich ist es so, dass es viele vermeintliche professionelle Betriebe gab, die die Anlagen dann aber oftmals nur nach bestem Wissen und Gewissen installiert haben.

Photovoltaikanlagen wurden auf verschiedene Weisen von sehr unterschiedlichen Menschen verkauft, geplant und installiert. Jeder nannte sich hierbei »Fachbetrieb«, »Solar-Profi«, »PV-Spezialist« und vieles mehr und man warb zudem mit Unmengen an Referenzen.

An dieser Stelle sollen Installationsbetriebe nicht grundsätzlich schlecht gemacht werden, aber man sollte anerkennen, das in der Zeit der großen PV-Euphorie die PV-Branche noch sehr jung war und viele Installationsbetriebe noch recht unerfahren. Technische Neuerungen musste man erst kennenlernen, Ergebnisse aus der Forschung mussten ihren Eingang in die Praxis finden. Erst viel später entstanden aus diesen Erfahrungen heraus die einschlägigen Vorschriften. Hinzu kamen noch Konflikte mit anderen Gewerken wie z.B. dem baulichen Brandschutz.

Dies bedeutet jedoch nicht, dass die älteren Photovoltaikanlagen einen Bestandsschutz genießen. In den meisten Fällen waren entsprechende Regelwerke schon immer vorhanden. Viele Planer und Installateure kannten diese aber nicht. Somit ergeben sich heutzutage Zustände an Photovoltaikanlagen, die durchaus besorgniserregend sein können.

Nachfolgend werden ergänzend zum Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« nochmals einige häufige und typische Fehlerbeispiele bei größeren Photovoltaikanlagen erläutert, beginnend mit der Planung über das Thema Statik und Unterbau, die Gleichstromverkabelung, die Module und Wechselrichter bis hin zum Netzanschluss. Diese stellen jedoch lediglich eine Auswahl von Fehlerbeispielen dar.

## 3.2 Planung / Verschattung

Das Thema Verschattung ist oftmals nur bei kleineren Dachanlagen relevant, bei denen Kamine, Gauben und die benachbarte Bebauung Verschattungen verursachen können, was natürlich zugleich die Anlagenleistung beeinflussen kann. Aber auch bei größeren Anlagen können Verschattungen auftreten. Beispielsweise sind bei aufgeständerten Modulen auf Dächern oftmals die Modulreihen zu eng gesetzt und die Module zusätzlich hochkant installiert, wodurch dann im Falle einer Teilverschattung die im Modul eingebauten Bypassdioden keine Wirkung mehr zeigen. Auf diese Weise führen solche Anlagen ein weitaus größeres »Schattendasein«, als dies auf den ersten Blick erkennbar ist, und dies selbstverständlich mit teilweise erheblich reduzierten Erträgen. Auch größere Dachaufbauten können zu erheblichen Verschattungswirkungen führen.

Beeinflussen größere Verschattungen nur den Ertrag, so können »harte« Verschattungen – d. h. nahe Kernschattenbereiche – auch zu thermischen Schäden an den Modulen führen. Einzeln verschattete Modulzellen wirken im Modul als Widerstände. Dadurch wird der durch den Modulstring fließende Strom an dieser Zelle »ausgebremst«. Widerstände machen sich in der Elektrotechnik und so auch bei verschatteten Solarzellen immer als Wärme bemerkbar. Wird die Wärme zu groß, können Modulzellen auch Schaden nehmen.

Bild 5: »Harte« Verschattung durch Nahinstallation an einen Dachentlüfter





Bild 6: Thermische Schädigung einer Zelle (braune Verfärbung)

Natürlich können sich auch erst im Laufe der Zeit Verschattungen ergeben, z.B. durch Bewuchs. Beispielsweise können sich Bäume im Laufe der Jahre bei niedrigem Sonnenstand zu störenden Objekten entwickeln. Insbesondere bei Freifeldanlagen kann sich der Bewuchs zwischen den Modulfugen in den Sommermonaten so stark entwickeln, dass er Teile der Module verschattet. Regelmäßige Bewuchspflege ist daher unabdingbar.

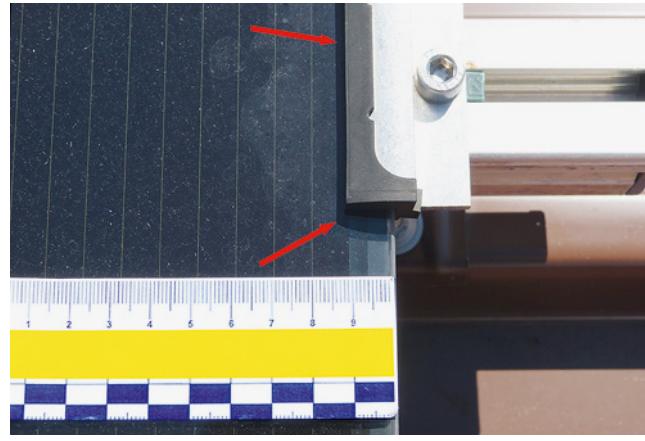


Bild 7: Bewuchs führt zu Teilverschattung und zu Ertragsminderungen

Auffällige Verschattungen lassen sich in der Regel leicht feststellen, aber auch kleinere Fehler können schon zu Schwierigkeiten an der PV-Anlage führen. Falsche oder fehlerhaft angebrachte Modulklemmen können zum Beispiel die Leistung eines Moduls beeinträchtigen, insbesondere dann, wenn die Klemmbachen bis in den aktiven Zellbereich ragen. Bei gerahmten Modulen ist dies nur selten ein Problem, bei ungerahmten Glaslaminaten schon eher. Gerade bei Dünnschichtmodulen mit ihren fast bis zum Randbereich reichen Zellen macht es einen Unterschied, ob man die Klemme an den kurzseitigen Enden

der Modulzellen anbringt oder im Längsbereich der Zelle. In letzterem Fall wird sich die Verschattung am stärksten auf das Modul auswirken.

Bild 8: Falsche Klemmseite am Modul – Modulklemme und deren Schatten ragen in den aktiven Zellbereich



### 3.3 Unterbau / Tragsystem

Gerade bei großen Dachanlagen hat das auf die Dachkonstruktion abgestimmte und statisch berechnete Tragsystem eine große Bedeutung. Ein besonderes Augenmerk widmet dieses Buch später noch dem speziellen Thema »Photovoltaikanlagen auf Flachdächern«. In Verbindung mit anderen Dachkonstruktionen, die insbesondere bei gewerblichen oder landwirtschaftlichen Gebäuden zu finden sind, wie Trapezblech, Wellzementplatten oder Flachdächern, kommt es immer wieder zu Problemen. Hierbei kollidieren die Konstruktionen oftmals mit den spezifischen Regeln und technischen Ausführungsbestimmungen für Dächer, dem »Regelwerk des Deutschen Dachdeckerhandwerkes« und der »Flachdachrichtlinie«.

Seit 2012 ist die Photovoltaik auch in der Bauregelliste des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) geregelt. Solarkollektoren im Dachbereich mit einer Dachneigung bis zu  $75^\circ$  und einer Einzelmodulfläche bis  $2,0 \text{ m}^2$  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 geregelte Bauprodukte, die verwendet werden dürfen. Voraussetzung dafür ist eine CE-Kennzeichnung nach der Richtlinie 2006/95/EG bzw. Zertifizierung nach DIN EN 61215 (Terrestrische Photovoltaik (PV)-Module mit Silizium-Solarzellen, Bauarteignung und Bauartzulassung), DIN EN 61646 (Terrestrische-Dünnenschicht-Photovoltaik (PV)-Module – Bauarteignung und Bauartzulassung) sowie DIN EN 61730 (Photovoltaik (PV)-Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 1: Anforderungen an den Aufbau).

Bei allen hiervon abweichenden Verwendungen (wie z. B. bei Verwendung über Verkehrsflächen, die durch herabfallende Glasteile gefährdet sind, bei Neigungen  $> 75^\circ$  wie z. B. bei Fassadenanlagen oder bei 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.

### 3.3.1 Tragsystem

Neben Problemen der fehlenden statischen Berechnung ergeben sich oftmals folgende Fehler/Mängel:

- falsche Materialwahl mit Korrosionseffekten,
- Beschädigung an der Dacheindeckung,
- zu große zusammenhängende Profillängen,
- falsche Modulbefestigung.



Bild 9: Verbogene Ständerkonstruktion durch zu schwach gewählte Querschnitte

Bild 10: Fehlerhafte Konstruktionswahl: Die Stockschraube auf dem Ziegeldach wird früher oder später zu Undichtigkeit führen.



Bild 11: Ausgeschlagene Dachziegel mit beschädigter Unterspannbahn



In Bezug auf die Windkräfte beobachtet man insbesondere bei größeren Anlagen oftmals nachlässige Modulanordnungen oder Konstruktionen, bei denen die Module weit über den Dachrand hinausragen. Über das optische Erscheinungsbild kann man sicherlich streiten, aber diese Modulanordnung kann dazu führen, dass die Module dem nächsten Sturm nicht standhalten.



Bild 12 und 13: Die überstehende Modulanordnung bietet ideale Windangriffsflächen.

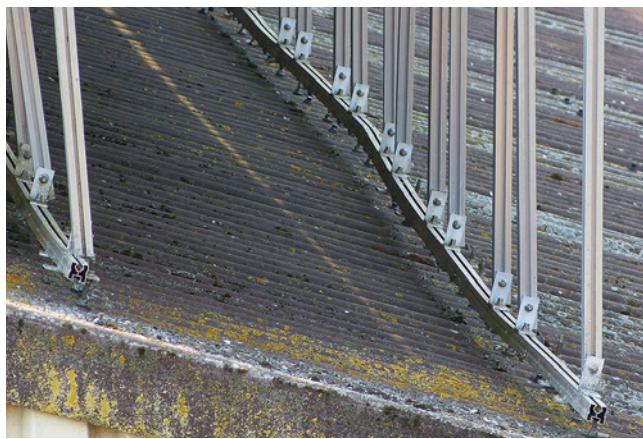
### 3.3.2 Modulaufstände

Bei flachen Dachkonstruktionen oder Modulbelegungen auf nördlich ausgerichteten Dachflächen erhalten die Module eine nach Süden ausgerichtete, künstliche Neigung, um die Einstrahlungsbedingungen zu verbessern. Dabei entstehen oftmals fragwürdige Konstruktionen in Bezug auf die technische Ausführung und die Statik. Viele dieser Konstruktionen haben größere Windangriffsflächen, die nicht nur die Module, sondern auch die Dachkonstruktion belasten.



Bild 14: Von der Ferne her betrachtet eine normale Konstruktion ...

Bild 15: ... im Detail aber mehr als fraglich.



### 3.3.3 Konstruktive Anforderungen

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

Mancher Anlagenbetreiber hat sich schon 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 wurde. Bei Metall ergeben sich entsprechende temperaturbedingte Längenänderungen. Aluminium weist pro Meter bei einem Grad Temperaturunterschied eine Längenänderung von 0,0231 mm auf. Das klingt sehr wenig, jedoch ergeben sich hieraus bei 10 Metern Profillänge und einem Temperaturunterschied von 40 °C 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 Längenänderungskräfte mit einem Dehnweg von nicht selten 20 bis 30 mm auf die Modulklemmen und letztendlich auch auf die Module.



Bild 16: Falsche Anordnung einer Dehnungsfuge unterhalb einer Modulreihe



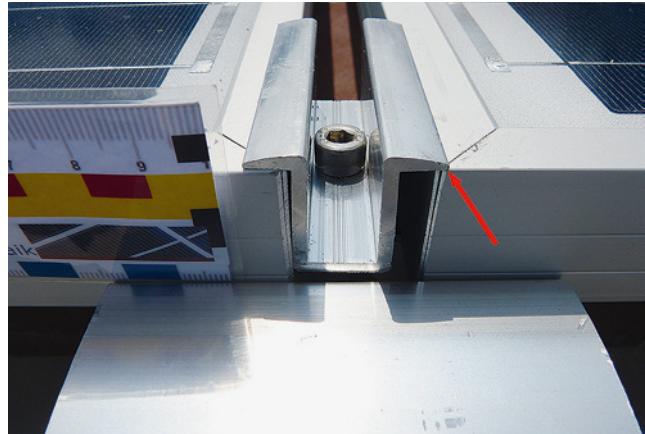
Bild 17: »Wandernde Module« durch Längenverschiebungen der Querschienen



Bild 18: Verschobene Modulreihen durch Längenänderung der Tragschienen

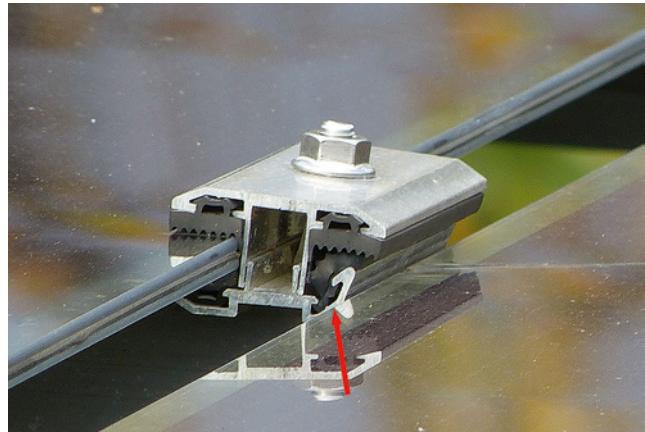
Auch gerahmte Module können sich aufgrund temperaturbedingter Längenänderungen des Unterbaus verschieben. Einige Module hängen in ihrer Klemmverbindung dann oftmals nur noch am »seidenen Faden«.

Bild 19: Herausgezogene  
Klemmverbindung  
durch Temperaturdehnung  
der Tragschiene



Module können in solchen Fällen vollständig aus den Klemmbefestigungen rutschen und somit vom Dach fallen. Nachfolgendes Beispiel verdeutlicht die Kräfte, die durch temperaturbedingte Längenänderungen auftreten können. Das rahmenlose Modul ist bei der Temperaturausdehnung (Sommer) der darunter befindlichen 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 20: Beschriebenes  
Beispiel der durch das Modul  
deformierten Modulklemme



## 3.4 Verkabelung der Gleichstromseite (DC)

Aufgrund der in der Praxis sehr häufig auftretenden Beanstandungen ist es beim Thema der Gleichstromverkabelung angebracht, diese Problematik ausführlich anzusprechen, um das Bewusstsein des Anlagenbetreibers dafür zu schärfen.

Bei unsachgemäßer Ausführung der Gleichstromverkabelung besteht nicht nur die Gefahr eines elektrischen Schlags, sondern insbesondere eine Brandgefahr durch die Bildung eines Lichtbogens. An dieser Stelle möchte ich auf das schadensträchtige Beispiel zu Beginn dieses Buches verweisen. Mag die Verkabelung bei einer 5 kWp-Anlage noch überschaubar sein, wird es bei Großanlagen schon schwieriger, wenn durch viele Strings und mit Parallelverschaltungen eine Vielzahl von Leitungen, Steckverbindungen und Anschlusskästen auf dem Dach vorzufinden sind.

Die Leitungen müssen sowohl nach den Herstellervorschriften als auch insbesondere nach den Installationsnormen vor äußeren Einflüssen geschützt verlegt werden. Die Leitungen sind UV-beständig, dies aber **nicht dauerhaft**. Die oftmals beworbene Aussage, dass PV-Leitungen UV-beständig sind, erweckt immer wieder den Eindruck, dass dies für alle Ewigkeit gilt. Solarleitungen der neuen Generation haben sicherlich eine erhöhte Widerstandskraft gegen vorzeitiges Altern. Ob dies bei einer ungeschützten Verlegung mit Dauer-UV-Bestrahlung auch noch nach mehr als 10 Jahren Betriebszeit der Fall ist, kann angezweifelt werden. Problematisch sind insbesondere Photovoltaikanlagen aus früheren Jahren, bei denen noch keine speziellen Solarleitungen verwendet wurden, sondern übliche Gummischlauchleitungen. Hier wird in Zukunft ein erheblicher Instandsetzungsbedarf eintreten.



Bild 21: Ausgeblichene Gleichstromleitung, 10 Jahre alt

Solarleitungen dürfen nicht lose auf der Dachhaut verlegt werden. Dies entspricht keiner geschützten Verlegung, weil das Beschädigungsrisiko zu groß ist.

Bild 22: Typisches Bild unter dem Generatorfeld: auf der Dachfläche aufliegende Leitungen

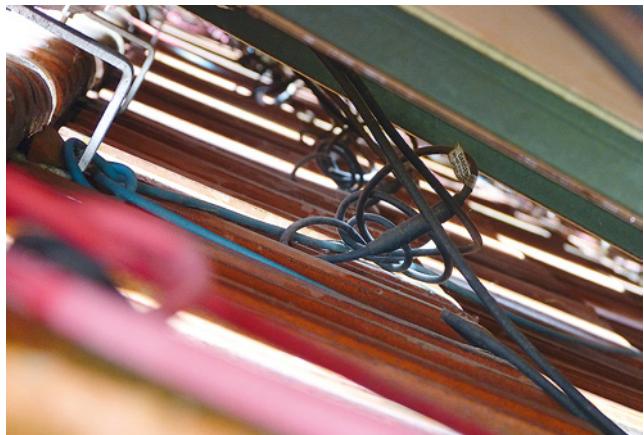


Bild 23: Dauerbenässung eines Steckers und deren Folgen: Moosbesatz, Feuchtigkeitseindring und Isolationsprobleme



Bild 24: Rutscht Schnee im Bereich lose verlegter Leitungen ab, können Steckverbindungen oder sogar Modulanschlussdosen mit abgerissen werden.





Bild 25: Eigenwillige Leitungsverlegung: Sie ist weder dauerhaft noch zulässig.

Das übliche Befestigen von Solarleitungen mittels Kabelbinder an die Unterbaukonstruktion hat sich als gängige Lösung etabliert. Dafür müssen UV-beständige Kabelbinder eingesetzt werden. Der Einsatz von Kabelbindern hat jedoch auch seine Grenzen. Die Befestigung von ganzen Kabelbündeln, insbesondere bei Steigetrassen stellt keine dauerhafte und »kabelfreundliche« Lösung dar. Verschmutzungen, mechanische Beschädigungen (Kantenpressungen) und infolge des Kabelgewichtes abreißende Kabelbinder mindern die Dauerhaftigkeit solcher recht einfacher Lösungen. Ein festes Kabelverlegesystem würde in solchen Fällen Problemen vorbeugen.

Jedoch eignen sich nicht alle Leitungsschutzsysteme für eine Verlegung auf dem Dach. Die oftmals verwendeten schwarzen Schutzrohre sind nur bedingt für den Kabelschutz geeignet. Überfüllte Kabelrohre führen – wenn zudem noch auf dem Dach verlegt – zu einer Überwärmung der darin befindlichen Kabel, da schon der Betriebsstrom, der durch die Kabel fließt, Wärme erzeugt. Werden Kabelbündel durch Kabelbinder zusammengezurrt, erwärmen sich zumindest die inneren Leitungen. Liegt dann noch ein Schutzrohr über dem Kabelbündel und scheint im Sommer die Sonne darauf, ergeben sich erhebliche Temperaturen an den Leitungen, die zu Stromverlusten führen (Leitungswiderstand erhöht sich bei hohen Temperaturen), aber auch zu einer schnelleren Alterung der Leitungen.

Bei den oftmals verwendeten flexiblen Schutzrohren stößt man ebenfalls schnell an die Grenzen des Kabelschutzes. Bei loser Verlegung auf dem Dach ergibt sich eine verminderte Dauerhaftigkeit, insbesondere bei abrutschendem Schnee. Auch anderweitige Beschädigungen durch mechanische Einwirkungen, z. B. durch Mäharbeiten bei Freifeldanlagen, können nicht ausgeschlossen werden.

Die erforderliche Verwendung von Kabelschutzrohren scheitert oftmals an einer sachgemäßen Verlegung auf dem Dach (ohne Befestigung, Aufscheuern der Dachfläche) oder einer ausreichenden UV-Festigkeit.

Bild 26: Mangelhafter Leitungsschutz



Bild 27: UV-Schädigung am Schutzrohr: Die Anlage ist ca. 5 Jahre alt.



Leitungen, die auf der Dachhaut von Schrägdächern liegen, sind nicht zulässig, dennoch aber häufig anzutreffen. Noch größer scheint die Versuchung zu sein, die Leitungen auf Flachdächern und entsprechenden Großanlagen »frei« zu verlegen. Ist das Dach dann zudem bituminös eingedeckt oder abgedichtet, besteht bei Leitungsschäden eine latente Brandgefahr. Werden Leitungen oder Stecker beschädigt, die direkt auf der Dachhaut liegen, kann ein Lichtbogen entstehen und sich die Dachbahn entzünden.



Bild 28: Leitungen und Stecker in einem bereits vermoosten Stauwasserbereich auf einem Flachdach mit Bitumenbahnen



Bild 29 und 30: Auch diese innovative »Befestigung« vor einem ca. 10 m tiefen Kabelabgang wurde völlig unsachgemäß ausgeführt.

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 durch Verschaltung und zentrale Wechselrichter meist erhebliche Leitungsbündel. Die Grenze der Befestigung mit UV-beständigen Kabelbindern liegt bei maximal sechs Leitungen. Darüber hinaus benötigte Leitungen müssen mit festen Kabelverlegesystemen in Kabelrinnen aus Metall angebracht werden.

Bild 31: Nicht ausreichend befestigte Kabelbündelungen und ungeschützt über Metallkanten geführte Leitungen verkürzen deren Dauerhaftigkeit.



Bild 32: Keine dauerhafte Leitungsbefestigung; ein Abreißen ist vorprogrammiert



Bild 33: Auch kleine Lichteinfälle hinterlassen eine UV-schädigende Wirkung.





Bild 34: Dauernässe führt zur Beeinträchtigung der Dauerhaftigkeit.



Bild 35: Gutes Beispiel einer fachgerechten Leitungsverlegung bei Leitungsbündelungen und deren Schutz



Bild 36: Beispielhaft zugfrei verlegte Modulanschlussleitung

Bild 37: Kabelgänge von Freifeldanlagen, die nur mit Kunststoffrohren geschützt sind, können bei Mäharbeiten zerstört werden.



Bild 38: Bessere Lösung mit bis in das Erdreich reichendem metallenen Kabelschutz



Die beste Wahl sind feste Kabelverlegesysteme, z. B. in Form von metallenen Kabelrinnen. Aber auch diese bergen Gefahren wenn sie überfüllt, beschädigt oder die Leitungen vor scharfen Metallkanten nicht ausreichend geschützt sind.

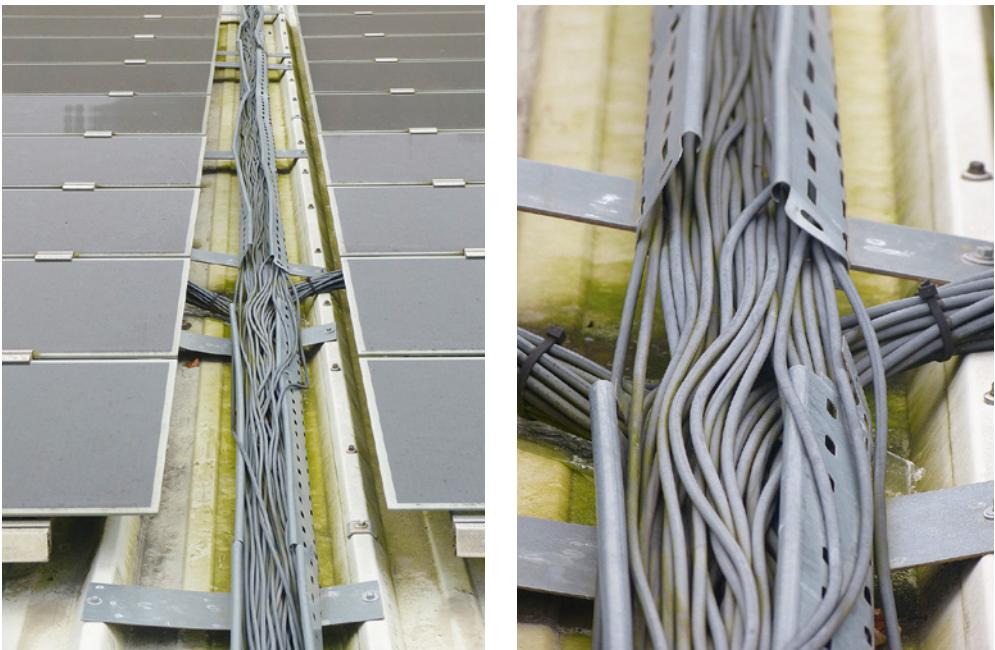


Bild 39 und 40: Fraglicher Leitungsschutz: überfüllte, nicht verschlossene und zudem durch Begehung zertretene Kabelrinne mit scharfen Metallkanten



Bild 41: Problematische Leitungsführung, bei der die Isolierung der Leitungen bereits beschädigt ist

Die Verlängerung von Kabeln durch »Anflicken« (Krimpverbindungen) und die Nachisolierung mit Schrumpfschläuchen sind ebenfalls unzulässig. Hier ist bereits eine kurzschlussichere Verlegung durch das Fehlen einer doppelten Isolierung nicht mehr gegeben.

Bild 42: Nicht statthaft Leitungsverlängerung und Isolierung mit Schrumpfschlauch



Bild 43: Mit Isolierband nachisolierte Verbindung an einer Leitungsverlängerung



Strafrechtlich relevant wird es, wenn neben der fehlerhaften Verlegung von elektrischen Leitungen völlig ungeeignete Kabel oder »selbstgebastelte« Verbindungen verwendet und installiert werden.

Dazu ein Beispiel: Bei einer zu prüfenden Anlage wurde weder eine Gummischlauchleitung noch ein zugelassenes PV-Kabel verwendet, sondern ein handelsübliches Elektrokabel mit Kunststoffmantel, das, wie die grün-gelbe Farbe der inneren Adern zeigte, ausschließlich für die Verlegung als Schutzleiter verwendet werden darf. Darüber hinaus hat der Elektriker keine handelsüblichen Abzweigverbinder für die parallele Stringverschaltung oder einen Generatoranschlusskasten verwendet, sondern vor Ort durch Auf trennen der bereits falsch gewählten Mantelleitung die Stringabzweige händisch zusammenge lötet. Hinzu kam, dass die gelötenen Verbindungen lediglich mit einem Gewebeband mangelhaft isoliert wurden. Hierdurch ergab sich zwischen der fehlerhaften Isolierung und dem metallenen Dach eine messbare anstehende Spannung von mehr als 300 Volt

– und das bei mehr als 40 Verbindern, die auf dem gesamten Dach verteilt waren. Ergebnis: Der Prüfende erlitt einen Stromschlag und musste für zwei Tage ins Krankenhaus.

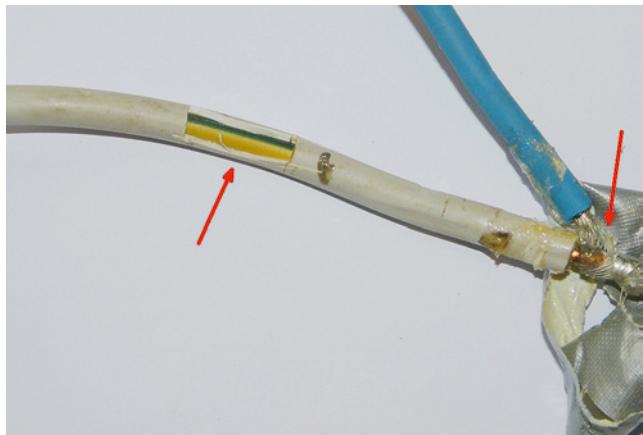


Bild 44: Selbstgefertigtes Abzweigstück lose auf dem Dach verlegt



Bild 45: Die messbare Spannung zwischen mangelhaft isolierter Leitung und Metalldach: 317 Volt!

Bild 46: Untersuchtes Kabelstück mit Schutzleitercharakteristik und mangelhaft isolierter Leiterverbindung



Auch Kabeleinführungen durch die Dachhaut oder durch Wände bereiten immer wieder Probleme. Die meist ungeschützte Verlegung auf Bruchkanten ist nicht kurzschlussicher, da die Isolation leicht beschädigt werden kann. Darüber hinaus ergeben sich bei Dachanlagen an solchen Stellen oftmals Probleme im Zusammenhang mit der Regensicherheit oder der Wasserdichtigkeit der Dachhaut.

Bild 47: Ungeeigneter Leitungsschutz an der Dachdurchführung



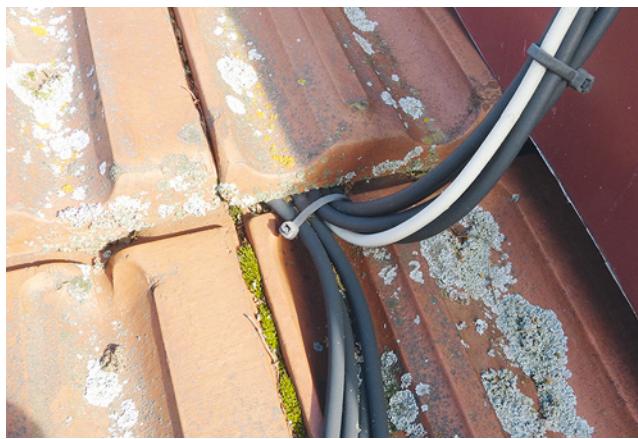


Bild 48: Durch Ziegel gequetschte Leitungen im Bereich der Dacheinführung

Bei Industriedächern werden meist nachträglich Dachdurchdringungen für die Kabel-einführungen in das Gebäudeinnere erzeugt. Dabei beschränkt sich der Kabelschutz häufig auf den äußeren Einführungsbereich. An den Innenseiten der Dachkonstruktion, die meist aus Trapezblechen besteht, fehlt oft ein entsprechender Schutz. Die Leitungen liegen dann an den scharfen Schnittstellen der Metallöffnungen. Es lohnt sich immer einmal der Blick nach oben.



Bild 49: Die Leitungsbündel liegen ungeschützt an den scharfen Metallkanten.

### 3.5 Generatoranschlusskästen

Insbesondere bei Großanlagen auf Dächern werden Parallelverschaltungen von Strings mittels Generatoranschlusskästen (GAK) realisiert. Die überwiegend aus Kunststoff bestehenden Gehäuse sind oftmals ohne Schutz auf den Dachflächen angebracht. Probleme ergeben sich meist durch von außen eindringendes Wasser oder Kondenswasser. Dann

besteht die Gefahr eines Kurzschlusses und einer latenten Brandentstehung durch eine Lichtbogenzündung.

Bild 50: Kondenswasserbildung  
in Generatoranschlusskästen  
bei gleichzeitigem unge-  
schützten, exponierten  
Montageort und nicht fach-  
gerechter Leitungsverlegung



Bild 51: Offene  
Generatoranschlusskästen  
aufgrund einer versprödeten  
Verriegelung sowie  
umgekippte Kabelrinnen



Solche elektrischen Installationseinrichtungen müssen daher regelmäßig auf Wasser- eintritt und Kondenswasserbildung kontrolliert werden, insbesondere wenn diese an exponierten Stellen installiert und der Witterung ausgesetzt sind. Zur Vermeidung von Kondenswasserbildung genügt meist schon der Einbau eines Entlüftungsventils in die Ge- häusewandung. Zudem sollte geprüft werden, inwieweit der Witterungsschutz verbessert werden kann. Bei eindringendem Wasser muss die undichte Stelle gefunden und fachmän- nisch abgedichtet werden, entweder durch Austausch defekter Kabeleinführungsstüllen, durch fachgerechtes Schließen von offenen Kabeleinführungsöffnungen oder sogar, bei anderweitiger Beschädigung, durch Austausch des kompletten Gehäuses.

## 3.6 Steckverbindungen

Es gibt viele Hersteller von Steckverbindungen, die mit der Baugleichheit eines bestimmten Steckerformates werben. Zwar gibt es viele systemgleiche Stecker auf dem Markt, diese können aber durchaus aus unterschiedlichen Materialbestandteilen hergestellt sein. Nicht nur Passgenauigkeiten, sondern auch eine unterschiedliche Materialalterung kann zu Problemen führen. Dadurch ändert sich im Laufe der Zeit die Passgenauigkeit der Stecker, was entweder zu einem Lösen oder zu Kontaktproblemen im Innern der Stecker führt. Die möglichen Folgen sind Stringausfall und insbesondere auch die Gefahr der Lichtbogenbildung.

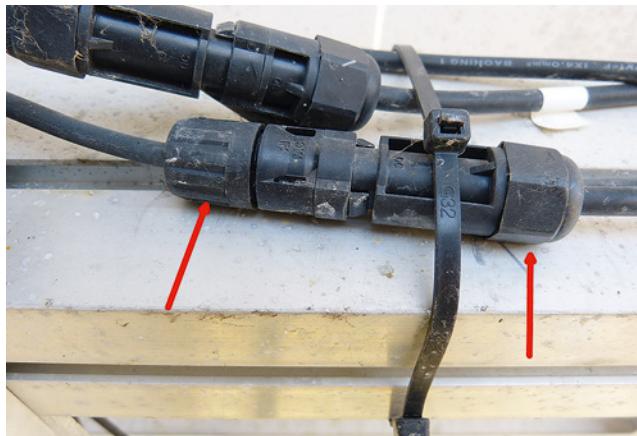


Bild 52: Unterschiedliche Steckerfabrikate, die nur an den Endkappen erkennbar sind

Bei einigen Anlagen findet man Steckverbindungen, die ohne Kupplung lose auf dem Dach liegen und bei denen sich die Frage stellt, ob hier ein Anschluss fehle oder ob dieses Leitungsstück bei der Montage übrig geblieben sei. Oftmals sieht man auch offene Steckanschlüsse, die bei der Montage nicht gebraucht und dann nur durch ein Isolierband notdürftig abisoliert wurden. Dies führt früher oder später zu Isolationsproblemen.

Bild 53: Mit Isolierband verschlossener Steckanschluss



## 3.7 Module

Eine Vielzahl von Schadensbildern an Modulen, die sich durch optische Veränderungen bemerkbar machen, wurde bereits im Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« erklärt und soll an dieser Stelle nicht wiederholt werden. In der Regel ist eine spezielle Fachkenntnis gefordert, um genaue Diagnosen zu stellen und Ursachen erforschen zu können. Veränderungen müssen nicht allein von außen herrühren, sondern können auch altersbedingt oder durch elektro-physikalische und chemische Prozesse im Innern hervorgerufen werden. Solche Prozesse zeigen sich oft durch farbliche Veränderungen an den Zellen bzw. am ganzen Modul. Sie können, müssen aber nicht leistungsrelevant sein.

Oftmals gibt es auch keine optischen Veränderungen an Modulen, aber dennoch Leistungsminderungen. Aktuell wird hierzu der »PID-Effekt« (Potenzialinduzierte Degradation) viel diskutiert. Dieser Effekt kann bei allen kristallinen Siliziumsolarzellen auftreten, die in Glas und Folie eingebettet sind. Er kann vor Ort mithilfe von Spezialmessungen (Elektrolumineszenz) festgestellt werden. Unter ungünstigen Bedingungen, z. B. beschleunigt durch hohe Luftfeuchtigkeit und Temperatur, entstehen Leckströme am Übergang von Modul und Rahmen und sorgen so für Kurzschlüsse, die die Leistung der gesamten Anlage mindern. Bei sogenannten Doppelglasmodulen tritt der Effekt von vornherein in weitaus geringerem Maß in Erscheinung. Auf Anlagenebene lässt sich der Effekt vermeiden, wenn die Anlage geerdet oder mit speziellen Vorrichtungen zum Spannungsausgleich versehen ist. Selbstverständlich sollte die Qualität im Idealfall schon bei der Herstellung sichergestellt werden.

Bei Versicherungsfällen entstehen oftmals Auslegungsprobleme mit der Fragestellung, welche optische Veränderung auf welche Ursache zurückzuführen ist. Dabei werden oftmals »Hotspots«, die zumeist Qualitätsprobleme darstellen, mit Blitz- oder Überspannungsschäden verwechselt.



Bild 54: Typische »Hotspots« auf Zelloberfläche



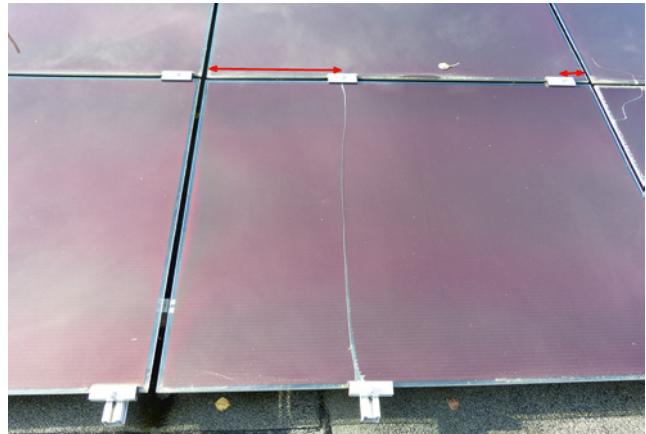
Bild 55: Thermische Auswirkungen sogenannter Hotspots auf der Modulrückseite



Bild 56: Folgen eines »Hotspots«, der an einen Schaden nach Blitz einschlag denken lässt

Viele Schäden an Modulen sind auch auf einen ungeeigneten Unterbau oder eine nicht sachgemäß ausführte Befestigung (nicht nach Herstellerangaben) zurückzuführen.

Bild 57: Unterschiedliche Klemmabstände führen zu Schäden aufgrund der ungleichmäßigen Belastungen.



Farbliche Unterschiede bedürfen oftmals einer genaueren Überprüfung, teilweise auch durch Untersuchung im Labor. Hierzu nachfolgend einige Beispiele deren mögliche Ursachen nur kurz angerissen werden.

Bild 58: Kreisförmige Verfärbungen





Bild 59: Helle Bläschen im Bereich der Busbars und Zellränder



Bild 60: Fleckige Zellverfärbungen



Bild 61: Farblich unterschiedliche Module mit fleckiger Struktur

## 3.8 Wechselrichter

Auf das Thema Wechselrichter wurde ebenfalls bereits in »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« intensiver eingegangen. Immer wieder wird die Nichtbeachtung herstellerbedingter Installationsvorgaben bemängelt, z. B. was den Installationsort oder den Abstand der Geräte von seitlichen Begrenzungen oder untereinander angeht, wodurch Wärmebildung möglich ist. Auch die einschlägigen Vorschriften der VDE-Normen zur Installation von elektrischen Geräten (Installationsort) und brandschutztechnische Vorgaben werden häufig nicht beachtet. Gerade größere Photovoltaikanlagen auf Gebäuden haben oftmals gebündelte Anordnungen von mehreren Wechselrichtern, die aber am Anbringungsort häufig fehl am Platz sind. Insbesondere auf den baulichen Brandschutz soll in den folgenden Kapiteln noch näher eingegangen werden.

Mancher Betreiber empfindet es als vorteilhaft, wenn die Wechselrichter »aufgeräumt« sind, d. h. an einer Stelle installiert werden, wo sie am wenigsten stören. Vergessen wird dabei im besonderen Maße sowohl von den Betreibern als auch von den Fachinstallateuren dass z. B. nach DIN VDE 0100-530 (Errichten von Niederspannungsanlagen Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Schalt- und Steuergeräte) elektrische Geräte so zu installieren sind, dass sie jederzeit ohne Hilfsmittel erreicht werden können. Dies ist zum einen der Betriebssicherheit geschuldet, beispielsweise wegen einer plötzlich erforderlichen Notabschaltung bei einem Brand, zum anderen wird dadurch der Zugang bei Wartung oder Instandsetzung erleichtert. So können ungünstige, d. h. meist zu hohe, nur durch Steighilfen erreichbare Installationsorte die Wartung und einen möglichen Wechselrichteraustausch erheblich erschweren.

Bild 62: Der Zugang zu den Wechselrichtern ist erheblich eingeschränkt.





Bild 63: Eingeschränkte Zugänglichkeit in einem Werkgebäude

Nicht nur das gefahrlose und rechtzeitige Erreichen der Wechselrichter, sondern auch das Umfeld, in dem die Wechselrichter installiert werden, spielt eine große Rolle. Werden die Wechselrichter in einem kleinen Raum oder auch unter dem Dach installiert, dazu noch in einem zu geringen Abstand zueinander, können diese sich gegenseitig aufheizen. Die Wechselrichter regeln dann bei einer bestimmten Betriebstemperatur automatisch ab. Ungeachtet dieser Abregelung, bei der man Ertragsverluste hinnehmen muss, ist die Lebensdauer solcher permanent überwärmter Geräte deutlich herabgesetzt. Zudem gefährden die aufgeheizten Geräte auch ihr Umfeld aufgrund einer erhöhten Brandgefahr.

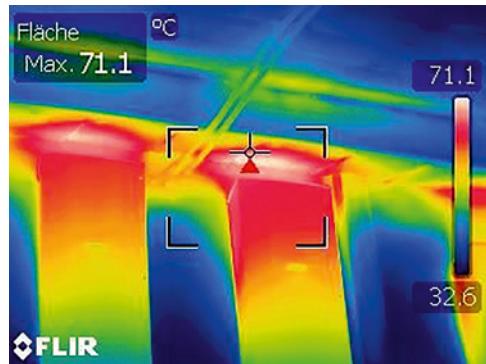


Bild 64 und 65: Durch den zu geringen Abstand zur oberen Begrenzung entsteht ein erheblicher Wärmestau. In Verbindung mit der Holzdecke ist das bei einer gemessenen Temperatur von 70°C in brandschutztechnischer Hinsicht problematisch.

Werden Wechselrichter unter Nichtbeachtung des Betriebsumfeldes installiert, kann es zu Beschädigungen, aber auch zu Verletzungen von Personen kommen.

Bild 66: Beschädigungs- und Verletzungsgefahr in einer Werkstatt durch ungünstige Anbringung der Wechselrichter

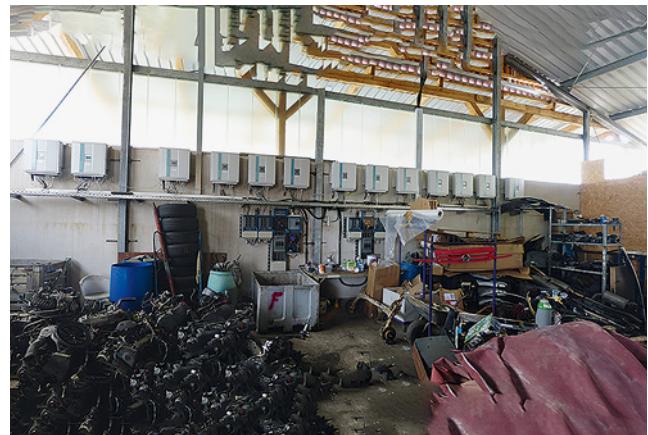


Bild 67: Problematisch: Verschiedene Materialien werden in der Nähe einer elektrischen Anlage gelagert und erschweren den Zugang.



Im Bereich von feuergefährdeten Betriebsstätten, dem in diesem Buch das Kapitel 6.2.4 gewidmet ist, ergeben sich immer wieder problematische Installationsbedingungen. Wechselrichter und andere elektrische Betriebsmittel, die nicht zur Versorgung des Gebäudes gehören, dürfen darin nicht angebracht werden, denn grundsätzlich kann weder eine Brandentstehung noch eine mechanische Beschädigung in solchen Räumen ausgeschlossen werden.

### Falsche Auslegung und fehlerhafte Verschaltung

Wie in »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« bereits erwähnt, muss bei der Auswahl der Wechselrichter beachtet werden, dass u. a. die Leistung der Wechselrichter an die Leistung der Generatoren angepasst sein muss. Bei der Berechnung des Nennleistungsverhältnisses ist neben der Generatorleistung auch deren zu erwartende Einstrahlung zu berücksichtigen. Bei manchen Anlagen findet man unterdimensionierte Wechselrichter,

die bei günstigen Einstrahlungsverhältnissen schnell an ihre Leistungsgrenzen kommen und den DC-Eingangsstrom begrenzen. Seltener sind auch völlig überdimensionierte Wechselrichter, die aufgrund der permanenten Teilleistung keinen angemessenen Wirkungsgrad erreichen. Darüber hinaus gibt es auch Photovoltaikanlagen, deren Wechselrichter aufgrund ihrer minimalen Eingangsspannungen oder Mpp-Bereiche (Arbeitsbereiche) falsch ausgelegt wurden und somit unbemerkt immens viel Energie nutzlos verbrauchen. Solche Fehler stammen meist noch aus den Jahren, als Wechselrichter Mangelware waren und man aus der Not heraus schlechte Kompromisse eingegangen ist.

Bei großen Dachanlagen mit unterschiedlichen Dachausrichtungen und Neigungen sind oftmals Verschaltungen verschiedener Module zu finden, die gemeinsam an einem Wechselrichter angeschlossen sind. Insbesondere auf Ost-West-Dachflächen ergeben sich solche Konstellationen, die sich negativ auf die Wirkungsweise der Wechselrichter und letztlich auf den Ertrag auswirken.

## 3.9 Verkabelung Wechselstromseite (AC) und Schutzeinrichtungen

Selbst bei einer üblichen Elektroinstallation an der Wechselstromseite zeigen sich vom Wechselrichter bis zum Einspeisepunkt oftmals erhebliche fachliche Einbaufehler. Anfangen bei der üblichen Leitungsverlegung mit ihrer Befestigung über unpassende Kabelmaterialien und zu geringe Kabelquerschnitte bis hin zur Verwendung von Aluminiumleitern. Dies wurde bereits im Buch »Betrieb von privaten Photovoltaikanlagen« thematisiert. Einige weitere Beispiele dafür zeigen die folgenden Abbildungen.



Bild 68: Lose auf der Dachfläche verlegte Leitungen

Bild 69: Unzureichender Biegeradius mit Knickbildung im Leitungsmantel

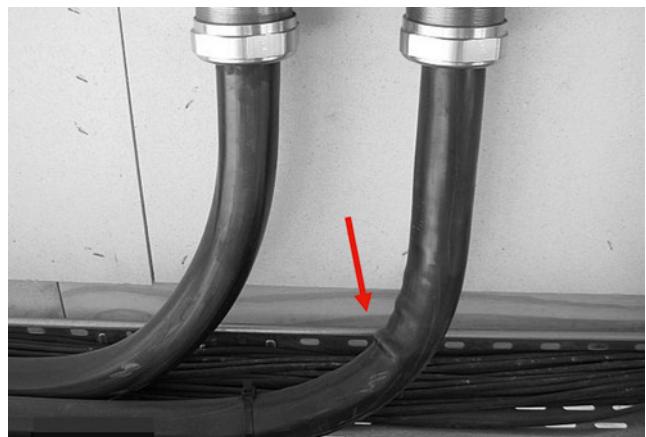


Bild 70: Überfüllter Verteilerkasten, Sicherungen ohne Abstand und unsachgemäße Leitungsverlegung

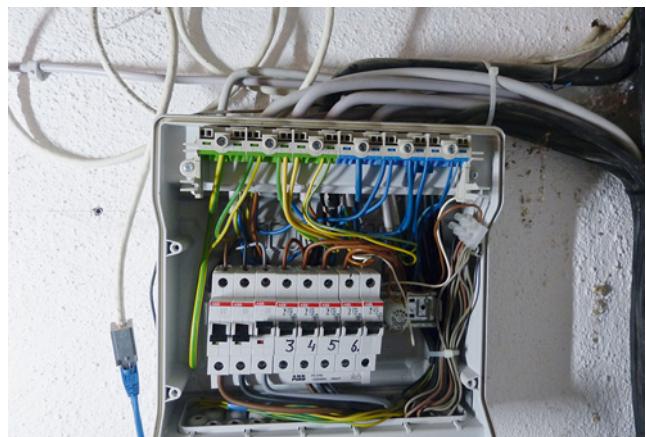


Bild 71: Verwitterte Unterverteilungen mit defekter Tür



Weitere Hinweise und Beispiele erfolgen in den nachfolgenden Kapiteln zum Thema feuergefährdete Betriebsstätten und Sonderbauten.

## 3.10 Anlagenkennzeichnung

Wie schon im Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« ausgiebig beschrieben, sind bestimmte Anlagenteile einer Photovoltaikanlage dauerhaft zu kennzeichnen. Probleme bei der Prüfung und Wartung bereiten immer wieder fehlende oder unzureichende Anlagenkennzeichnungen, z. B. durch handbeschriftete Klebestreifen als Kennzeichnung, die nach einiger Zeit weitgehend verwittert sind. Gerade bei größeren Anlagen mit Stringverteilerkästen und/oder mehreren Wechselrichtern mit mehreren Stringanschlüssen ist es häufig nahezu unmöglich, bei fehlender Kennzeichnung oder fehlendem Stringplan auftretende Fehler gezielt zu suchen, wenn bei mehreren Hundert Modulen nicht einmal bekannt ist, an welche Wechselrichter diese angeschlossen sind.

Auch bei nachträglichen Messungen sind die Messergebnisse oftmals nur schwer zu bewerten, wenn eine Stringzuordnung nicht möglich oder deren Verschaltung nicht bekannt ist.

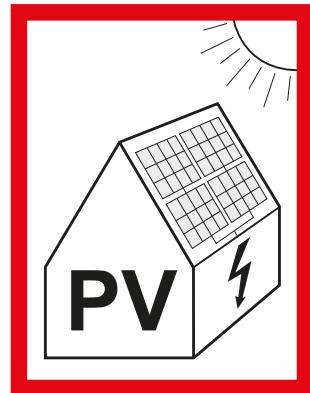
In den folgenden Normen und Anwendungsregeln wird definiert, dass Anlagenteile dauerhaft und sichtbar zu kennzeichnen sind:

- DIN VDE 0100-510 (Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 5-51: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Allgemeine Bestimmungen),
- DIN VDE 0126-23-1 (Photovoltaik (PV)-Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung, Teil 1: Netzgekoppelte Systeme – Dokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und Prüfanforderungen),
- DIN EN 81346 (Industrielle Systeme, Anlagen und Ausrüstungen und Industrieprodukte – Strukturierungsprinzipien und Referenzkennzeichnung),
- DIN EN 61439-1 (Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen).

Diese Anlagenkennzeichnungspflicht ist für Photovoltaikanlagen nochmals explizit in der Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712 (Maßnahmen für den DC-Bereich einer Photovoltaikanlage zum Einhalten der elektrischen Sicherheit im Falle einer Brandbekämpfung oder einer technischen Hilfeleistung) erwähnt. Dies gilt auch für Überspannungsschutzkästen oder Generatoranschlusskästen, die dauerhaft mit einem Warnhinweis zu versehen sind, weil auch bei abgeschalteter Photovoltaikanlage die Anlagenteile noch aktiv sind und eine Stromschlaggefahr besteht.

Auch der genormte Hinweis, dass sich auf einem Gebäude eine Photovoltaikanlage befindet, ist nach der neuen Anwendungsregel vorzusehen. Sie ist nach der neuen DIN VDE 0100-712 spätestens im Jahr 2016 Pflicht geworden.

Bild 72: Anlagenkennzeichnung  
nach Anwendungsregel  
VDE-AR-E 2100-712



Bei größeren und ausgedehnten Dachanlagen empfiehlt sich, vor Ort einen Feuerwehreinsatzplan vorzuhalten, in dem die wesentliche Flächenausdehnung der Photovoltaikanlage, der Verlauf der Gleichstromhauptleitungen und der Wechselrichterstandort eingezeichnet sind (siehe auch Kapitel 8.3).

## 3.11 Anlagenplanung – Betriebssicherheit

### 3.11.1 Vorbeugender Brandschutz

Der vorbeugende Brandschutz spielt eine bedeutende Rolle, wenn es um den Schutz von Objekten, Sachen und insbesondere Menschen geht. Wie im Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« unter dem Thema Versicherung bereits dargelegt, liegen die Brandursachen zu ca. 30 % an Defekten von elektrischen Geräten oder elektrischen Anlagen, zu denen auch Photovoltaikanlagen zählen.

Darüber hinaus gibt es baurechtliche Vorschriften aus der Musterbauordnung und den sich daraus ableitenden Landesbauordnungen der Bundesländer, nach denen bestimmte Gebäude z. B. als Sonderbauwerke (siehe Kapitel 6 in diesem Buch) eingestuft werden. Dazu gehören zum Beispiel Gebäude mit großer räumlicher Ausdehnung (Industriebauten) und Schulen. Für solche Objekte gibt es besondere Baurichtlinien, wie die Muster-Industriebaurichtlinie oder die Schulbaurichtlinie.

Eine Gemeinsamkeit solcher Gebäude ist, dass unter Umständen Brandschutzkonzepte erstellt werden müssen. Baulich sind u. a. Brandschutzwände zu berücksichtigen, welche die Aufgabe haben, eine Brandausbreitung zu verhindern. Beispielsweise dürfen Leistungsbündel nicht über bestehende Brandwände geführt werden, ohne die dafür brandschutztechnischen Maßnahmen zu berücksichtigen. Zu den brandschutztechnischen Maßnahmen in diesem Fall gehören Kabelschottungen und Brandschutzisolierungen oder die Umverlegung der Leitungstrassen, dass diese innerhalb eines Brandabschnittes

verbleiben. Bei Brandwänden sind auch bestimmte Abstände zu beachten, die in Kapitel 6 nochmals genauer erläutert werden.

Obwohl PV-Module überwiegend aus Glas mit einem Aluminiumrahmen bestehen, gelten Photovoltaikanlagen als brennbar. Auf der Gleichstromseite, d. h. alles was sich in der Regel auf dem Dach befindet, gibt es einen entscheidenden Nachteil: Im Fehlerfall schaltet sich die Anlage nicht automatisch ab.

Wenn Sie mit einer Bohrmaschine versehentlich genau an der Stelle ein Loch bohren, wo ein Elektrokabel verläuft, löst im Regelfall die Sicherung oder, soweit installiert, der Fehlerstromschutzschalter aus. Das sind manchmal gleich zwei Mechanismen, die im Fehlerfall greifen. Der Fehlerstromschutzschalter ist meist etwas schneller, weil er bei bereits sehr kleinen und reinen Fehlerströmen in Sekundenbruchteilen reagiert: Wenn z.B. ein Leiter (Phase) mit dem Schutzleiter (grün-gelb) in Berührung kommt oder ein Fehlerstrom über Erde (auch über eine Person) fließt. Das gilt auch in dem Fall, wenn Sie defekte Leitungen oder Geräte berühren, die über einen Schutzleiter verfügen. Die Sicherung löst dann aus, wenn über das defekte Stromkabel z. B. im Kurzschlussfall ein sehr hoher Strom fließt, der, wenn er für längere Zeit anstehen würde, in der Regel zu einem Kabelbrand führt. Die Sicherung reagiert zudem auch in dem Fall, wenn der Stromkreis z. B. beim Anschluss und dem Betrieb von vielen Geräten gleichzeitig einen zu hohen Strom zieht und demzufolge überlastet wird.

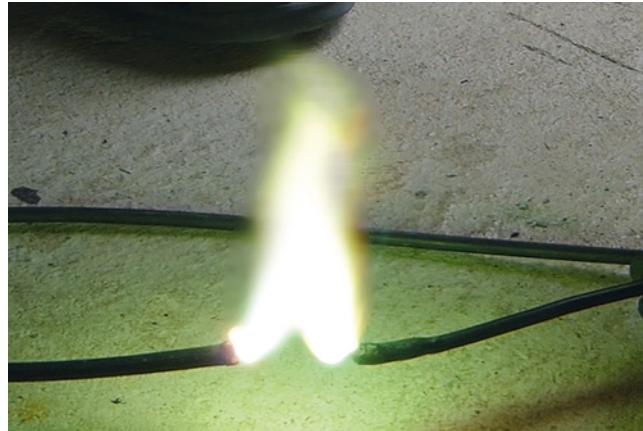
Wenn Sie einmal einen Blick in Ihren Sicherungsschrank in der Hausverteilung werfen, werden Sie verschiedene Sicherungen oder auch Lasttrennschalter erkennen. Die üblichen Absicherungen im Haushalt liegen zwischen 16 und 25 Ampere. Dies ist meist ausreichend, weil die üblichen Haushaltsgeräte nur wenige Ampere an Strom ziehen. Sollte es in irgendeinem Stromkreislauf zu einem Kurzschluss kommen, lösen solche Sicherungen binnen maximal 4 Sekunden aus. Dies erfolgt deshalb, weil bei einem Kurzschluss über das Niederspannungsnetz bei üblichen 250 Volt Netzspannung Kurzschlussströme von bis zu mehr als 200 Ampere fließen können. Würde dieser Strom dauerhaft z. B. über einen kleinen Leitungsquerschnitt fließen, würde die Leitung nach kurzer Zeit anfangen zu glühen und durchbrennen. Der Umstand, dass der Kurzschlussstrom wesentlich höher ist als der Auslösestrom der Sicherung, lässt die Sicherung im Kurzschlussfall sofort auslösen.

Auf der Gleichstromseite bei einer Photovoltaikanlage gibt es diese großen Unterschiede zwischen Betriebsstrom und Kurzschlussstrom nicht. Wenn Sie sich das Datenblatt Ihrer Module ansehen, werden Sie lesen, dass der Kurzschlussstrom ( $I_{oc}$ ) vielleicht bei ca. acht Ampere liegt, der Betriebsstrom ( $I_{mpp}$ ) nur wenig darunter. Es gibt daher derzeit technisch keine Sicherungen oder sonstigen Schutzeinrichtungen, die einen so geringen Unterschied zwischen Kurzschluss- und Betriebsstrom erkennen und entsprechend fehlerfrei reagieren könnten.

Dies ist auch der Grund, warum bereits normativ eine geschützte, einadrige und kurzschlussichere Verlegung der Gleichstromleitungen gefordert wird. Man möchte von

vornherein einen Kurzschluss infolge einer Beschädigung verhindern. Denn im Kurzschlussfall kann keine Sicherung auslösen. Weiterhin entsteht im Kurzschlussfall ein Lichtbogen, der bei Gleichstrom im Gegensatz zu Wechselstrom nicht selbstlöschend ist.

Bild 73: Provozierter Lichtbogen bei einer durchtrennten Stringleitung: Die Gasentladung und die Plasmabildung wirken auch noch bei einem Abstand der Leitungsenden von ca. 2 cm.



Durch den permanent anstehenden Lichtbogen (bei Sonneneinstrahlung) wirkt dieser wie ein kleines Schweißgerät. Dies bedeutet, dass sich durch die freigesetzte Hitze schnell ein Brand entwickeln kann. Er wird in der Verkabelung ausgelöst, über die Kabelbündel und über die Module weitergeführt und letztlich auf das Gebäude übertragen. Daran wird deutlich, dass Fehler auf der Gleichstromseite gravierende Folgen nach sich ziehen können, wie auch das Schadensbeispiel am Anfang dieses Buches zeigt.

### 3.11.2 Sichere Wartung und Prüfung

Auf die planerischen Grundsätze und die Allgemein anerkannten Regeln der Technik im Zusammenhang mit der Betriebssicherheit bei den Gewerken Blitz- und Überspannungsschutz, dem Brandschutz sowie der elektrischen Installation (Leitungsverlegungen) und der Statik wurde bereits in den vorangegangenen Kapiteln hingewiesen.

Grundsätzlich sind Photovoltaikanlagen auf Gebäuden so zu planen, dass sie einen weitgehend einfachen und gefahrlosen Zugang für die Wartung und Prüfung bzw. Instandhaltung ermöglichen. Außerdem sind örtliche Gegebenheiten des Gebäudes und sicherheitstechnische Belange zu berücksichtigen. Dies ergibt sich bereits aus dem zitierten § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes. Darüber hinaus sind die einschlägigen Unfallverhütungsvorschriften der Berufsgenossenschaften zu beachten:

- Der Betrieb, die Wartung und die Prüfung müssen gefahrlos erfolgen können. In vielen Fällen ergeben sich dort Mängel, wo dies nur noch eingeschränkt möglich ist.
- Die Generatorflächen bzw. Modulreihen werden stellenweise durchgehend bis zum Gebäudeflügel gebaut. Die Absturzhöhen betragen oftmals mehr als 5,00 m.

Zugleich fehlen Anschlagpunkte zur Sicherung des Wartungspersonals. In den meisten Landesbauordnungen sind auch Hinweise gegeben, dass für Arbeiten, die vom Dach aus vorgenommen werden müssen, sicher benutzbare Vorrichtungen anzubringen sind.

- Bei einigen Photovoltaikanlagen sind die Betriebsmittel (zumeist Wechselrichter und Unterverteilungen) so angebracht, dass in Notfällen erst Zugangsmöglichkeiten geschaffen werden müssen oder sie nur mit besonderen Hilfsmitteln erreichbar sind.

Die genannten Beispiele verlangen vom Betreiber sowie vom Wartungspersonal, dass sie die Anlage ungesichert und in luftiger Höhe betreten. Bei Unfällen kann sich der Betreiber nicht allein darauf berufen, dass eine andere Firma die betreffende Photovoltaikanlage gebaut hat, sondern er selbst ist grundsätzlich mit haftbar.



Bild 74: Module, die bis zur Absturzkante gebaut wurden



Bild 75: Module auf einem Betriebsgebäude, die bis zur Absturzkante reichen

Bild 76: Außerst gefährlich:  
Die elektrischen Betriebsmittel  
befinden sich in Nähe einer  
ungesicherten Absturzkante mit  
zugleich vielen Stolperstellen.



## 4 Dachanlagen

Nachdem die Mehrzahl der Photovoltaikanlagen auf Gebäuden installiert sind, soll nachfolgend besonders auf die Dachkonstruktionen eingegangen werden. Bei der Installation von Photovoltaikanlagen auf Dachflächen kollidieren die Installationsarbeiten der Photovoltaikanlage vielerorts mit den Regeln des Dachdeckerhandwerkes und der Flachdachrichtlinie. Das Anbringen, Befestigen oder Aufstellen von Photovoltaik-Elementen an oder auf Dachflächen beeinflusst die Eigenschaften von Dachhaut und Dachkonstruktion. Soweit bei der Montage der Photovoltaikanlage das Verständnis für die Regeln des Dachdeckerhandwerkes fehlt oder vernachlässigt wird, ist mit Schäden zu rechnen.

### 4.1 Eignung der Dächer für Photovoltaikanlagen

Die Eignung von Dächern für Photovoltaikanlagen hängt, unabhängig von den solar-geografischen 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 negativen Auswirkungen später im Anlagenbetrieb nur sehr schwer korrigiert werden.

Grundlegend ist der Zustand der Dachhaut und der Dachkonstruktion zum Zeitpunkt der Installation einer Photovoltaikanlage. Hier spielen im Wesentlichen zwei Faktoren eine Rolle: Zum einen sollte die Wirtschaftlichkeit der Anlage im Hinblick eines dauerhaften und ungestörten Betriebes betrachtet werden, falls im geplanten Betriebszeitraum eine Dachsanierung erforderlich wird. Zum anderen sind die Dauerhaftigkeit der Dachdeckung und der dauerhafte Schutz des Gebäudes gegen Niederschläge und eindringende Feuchtigkeit festzustellen. Ist eine Dachsanierung bereits absehbar, so ist es sicherlich sinnvoll, noch vor der Installation einer Photovoltaikanlage eine Sanierung durchzuführen, auch wenn dies zusätzliche Investitionskosten bedeutet. Eine erforderliche Sanierung nach der Installation einer Photovoltaikanlage bedeutet immer höhere Aufwendungen und zugleich höhere Kosten. Aber auch bei einem intakten Dach muss auf dessen Besonder-

heit beim Bau einer Photovoltaikanlage Rücksicht genommen werden. Hierzu sind auch die einschlägigen Regelwerke des Zentralverbandes des Deutschen Dachdeckerhandwerks sowie der Flachdachrichtlinie und deren zugeordnete DIN-Normen zu berücksichtigen.

## 4.2 Spezialfall Flachdach

### 4.2.1 Allgemeines

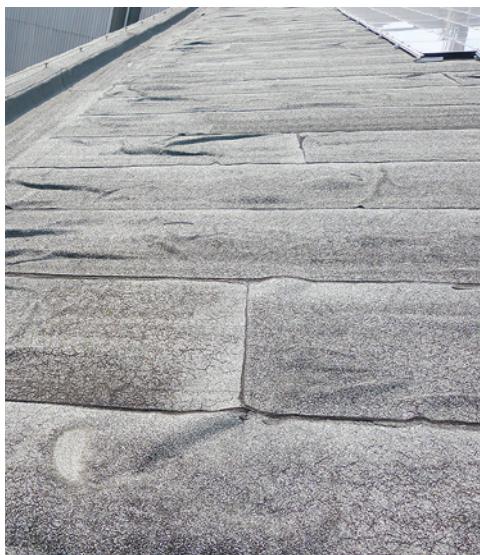
Dachkonstruktionen haben die Aufgabe das Gebäude vor Witterungseinflüssen, insbesondere vor Niederschlag und gegen Wärmeaustritt zu schützen. Dächer bestehen also immer aus den Komponenten »Wärmedämmung« und »Schutz vor Niederschlag« bzw. beim Flachdach aus der »Abdichtung«. Je nach Konstruktionstyp ergeben sich unterschiedliche Reihenfolgen von Dämmung und Abdichtung.

Im Gegensatz zu einem Steildach sind an ein Flachdach erhöhte Anforderungen gestellt. Gerade diese Anforderung macht ein Flachdach relativ »verwundbar«. Flachdächer sind in Bezug auf die Dichtigkeit der Dachhaut kritisch zu betrachten, weil es sehr häufig zu Schäden kommt. Daher müssen gerade Flachdächer sorgfältig geplant und auch ausgeführt werden, um viele Reparaturen in der Zukunft auszuschließen. Schon relativ kurz nach Errichtung der ersten Flachdächer wurde klar, dass diese Dachart zu den wartungs- und instandsetzungseintensivsten Dacharten zählt. Gegenüber einem Steildach fehlt dem Flachdach die Eigenschaft, Niederschlagswasser schnell und gezielt abzuführen, weshalb höhere Anforderungen an seine Wasserdichtigkeit gestellt werden.

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

Sicherlich wurde die Qualität der Abdichtungsmaterialien aufgrund der Schadenserfahrungen der vergangenen Jahre verbessert, allerdings ist es weiterhin so, dass Flachdächer Schwachstellen haben und im Laufe der Nutzung mit Instandsetzungen zu rechnen ist.

Zu beachten ist, dass bei Alterung und Versprödung die Riss- und Kerbempfindlichkeit zunimmt. Ältere Bahnen weisen bei örtlicher Überlastung Kerbbrüche und Risse auf, insbesondere im Bereich von Dehnzonen, Eckstücken und Lüfteranschlüssen.



**Bild 77:** Kritischer Zustand einer Flachdachabdichtung:  
Das Dach ist zumindest in diesem Zustand nicht für den Bau einer Photovoltaikanlage geeignet.

Die Normen und Richtlinien unterscheiden zwischen genutzten und ungenutzten Flachdächern. Ungenutzte Flachdächer haben lediglich die Aufgabe, das Gebäude vor Niederschlag und Durchnässung zu schützen. Neben einer »normalen« Begehbarkeit für Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten werden die üblichen Lastannahmen für Schnee und Wind berücksichtigt, aber keine besonderen Anforderungen an 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 den einzelnen Schichten des Dachaufbaus und der Wahl der entsprechenden Baustoffe Rechnung getragen werden.

**Neue Regelwerke:** In der neuen DIN 18531 (Abdichtung von Dächern sowie von Balkonen, Loggien und Laubengängen) wird nunmehr auch auf den Sonderfall einer Flachdachnutzung mittels Photovoltaik eingegangen. Da eine Photovoltaikanlage auf einem Flachdach gegenüber der Dachkonstruktion eine besondere Nutzung darstellt, die durch ihre Zusatzlast und häufige Frequentierung wegen Wartungsarbeiten einer höheren Beanspruchung nahekommt, gehört das Dach in diesem Fall zu der Kategorie der genutzten Flachdächer.

Wird z.B. auf einem bisher nicht genutzten Foliendach mit weicher Dämmung eine Photovoltaikanlage angebracht, ergeben sich je nach Flächenverteilungslast der Photovoltaikanlagenkonstruktion unterschiedliche Belastungen auf die Wärmedämmung, die zu mehr oder weniger starken Eindrücken führen kann. Linienlasten bzw. Punktlasten erhöhen diesen Effekt. Daraus folgt eine erhebliche Beanspruchung durch Dehnung der Abdichtung bzw. Folienbahn. Je nach Belastungsstärke und Belastungsart kann es zu

einer Überdehnung mit Rissen oder zu einem Abreißen infolge von Dehnung an Anschlussbereichen kommen.

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 Wechselwirkungen zwischen Dämmschicht und Abdichtung sind unter Baufachleuten bekannt. Bei einem Warmdach versagt im Falle einer deutlichen und häufigen Spannungsüberschreitung nicht nur die Wärmedämmung, sondern meistens auch die Abdichtung, die mit der Dämmschicht fest verbunden ist. Beispiele zeigen, dass sich mit zeitlicher Verschiebung an derselben Stelle, wo der Dachbelag schadhaft ist, Risse in der darunterliegenden Abdichtung sowie Eindrückungen und Risse in der Wärmedämmung bilden.

In Anbetracht der bisher erörterten Probleme eines Flachdachs blieb bis jetzt der Umstand unberücksichtigt, dass die auf einem Flachdach installierte Photovoltaikanlage ebenfalls Einfluss auf die Lebensdauer der Flachdachabdichtung haben kann, sodass sich die Wahrscheinlichkeit einer erforderlichen Dachsanierung möglicherweise noch erhöhen könnte. Zugleich können nachträglich auf ein bereits bestehendes Flachdach aufgebrachte Photovoltaikanlagen, die die ursprünglich zugedachte Funktion des Flachdachs ändern, erhebliche Auswirkungen mit sich bringen.

Bild 78: Das punktuelle Auflager im Abdichtungsrandbereich führt früher oder später zu Schäden.



Bei der Nutzung von Flachdächern für Photovoltaikanlagen wird, wie bereits erwähnt, ein bisher ungenutztes Flachdach nunmehr zu einem genutzten Flachdach. Es erfolgt somit eine Nutzungsänderung. Gleichzeitig muss bedacht werden, dass das bisher ungenutzte Flachdach ursprünglich wahrscheinlich nur als solches geplant war. Bei einer Nutzungsänderung können sich somit nicht nur die statischen Anforderungen, sondern auch die Anforderungen an die einzelnen Konstruktionsteile wie z.B. Abdichtung und Wärme-

dämmung ändern, was gleichzeitig mit der Frage verbunden ist, ob diese die nunmehr erhöhten Anforderungen auch weiterhin erfüllen können.

In vielen Fällen wurde dies in der Vergangenheit nicht bedacht oder es wurde aus wirtschaftlichen Gründen auf zusätzliche Maßnahmen, den Austausch gegen geeignete Materialien oder sogar eine grundlegende Dachsanierung vor der Installation einer Photovoltaikanlage verzichtet. Genau hier besteht jedoch die Gefahr, dass die Konstruktionen und Materialien durch eine Nutzungsänderung überbeansprucht werden, je nachdem, ob das Montagesystem für die Photovoltaikanlage für diesen Zweck konzipiert war. Dies wird dann unweigerlich zu einer Beeinträchtigung der Dauerhaftigkeit des Daches führen, was bei erforderlichen Instandsetzungsarbeiten auch unweigerlich Einfluss auf die Betriebswirtschaftlichkeit 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 mit mindestens hoher Druckbelastbarkeit ( $dh$ ) nach DIN 4108-10 (Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden, Teil 10: Anwendungsbezogene Anforderungen an Wärmedämmstoffe – Werkmäßig hergestellte Wärmedämmstoffe) zwingend gefordert.

Vor der Nutzung eines Flachdachs 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 grundsätzlich dem Bau einer Photovoltaikanlage auf einem Flachdach. In Abschnitt 4 der Flachdachrichtlinie wird in Absatz 9 gefordert:

*»... sind Aggregate und Anlagen (...) so anzurufen, 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 der Flachdachrichtlinie beschrieben. Hier wird erstmals eine freie Zugänglichkeit von An- und Abschlüssen an Flachdachabdichtungen zu Wartungszwecken gefordert.

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

Bild 79: Überbaute Dachabläufe:

Hier besteht keine Möglichkeit  
der Wartung.



Wie bereits erwähnt ergeben sich erstmalig normative Vorgaben für den Bau von Photovoltaikanlagen auf Flachdächern aus der DIN 18531. Diese fordert zum Beispiel vor dem Bau einer solchen Anlage eine Bewertung des Zustands des vorhandenen Flachdachs. Alle An- und Abschlüsse müssen frei zugänglich sein. Bereits die Forderung bzw. Empfehlung eines ausreichenden Abstands zum Oberflächenbelag ist bei einer direkt auf einem Flachdach aufgestellten Photovoltaikanlage als problematisch zu betrachten.

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, bestehen bei der Installation einer Photovoltaikanlage auf einem Flachdach nunmehr zwei wirtschaftliche Risiken zeitlich parallel:

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

Die Darlegung von Risiken soll sich nicht grundsätzlich gegen eine sinnvolle und ökologische Nutzung von Flachdächern für regenerativen Strom aus Solarenergie aussprechen. 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 von solchen Investitionsprojekten infrage stellen lässt. Führten bereits in der Vergangenheit Nachlässigkeiten bei der Planung und Montage von Photovoltaikanlagen auf Steildächern zu Schäden, so fordern Flachdächer ein noch sensibleres Vorgehen, um schadenfrei zu sein.

## 4.2.2 Statik und Befestigungen der Photovoltaikanlage

Bei den Befestigungen oder Aufständern von Photovoltaikanlagen auf Bitumendacheindeckungen oder generell auf Flachdächern werden immer wieder Fehler gemacht, die gegen die vorgenannten Kriterien und Eigenarten der Dachkonstruktionen verstossen. Dies betrifft sowohl die Lastverteilung als auch die konstruktiven Ausführungen der Befestigung.

### Schadlose Lasteinleitung

Die aktuelle DIN 18531 fordert den Nachweis, dass die Kräfte aus Eigenlast, Wind- und Schneelast schadlos durch die vorhandenen Konstruktionsschichten des Dachs (Abdichtung, Dämmung) in die vorhandene Tragkonstruktion des Dachs eingeleitet wird. Hierbei dürfen der Abdichtungsschicht keinerlei Kräfte parallel zu ihrer Ebene zugewiesen werden (Längs- oder Querkräfte). Funktionelle Dachaufbauten, wie Dacheinläufe, Entrauchungsanlagen und Lichtkuppeln, dürfen weder mit Photovoltaikanlagen überbaut noch in ihrer Funktion beeinträchtigt werden.

### Lastverteilung

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

Bild 80: Immer kritisch:  
punktuelle Auflager auf  
Bitumenbahnen



## Befestigung

Eine direkte Befestigung in Form des Durchbohren oder der Einbringung von Schrauben durch die Dachbahnen widerspricht bereits den Anforderungen der Dachbahn in Bezug auf die Regen- und Wasserdichtigkeit. Dennoch sind sie häufig zu finden. 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 81: Direktbefestigungen mittels Stockschrauben sind nur kurzfristig dicht, wie man an der bereits erfolgten Nachbesserung erkennen kann.



Der Trend liegt heutzutage bei sogenannten Leichtbausystemen (siehe Bild 163, Kap. 13), bei denen die Module aufgeständert mit Windabweisblechen oder gegeneinander in einzelnen Reihen lediglich direkt auf das Flachdach frei und mit geringer Ballastierung aufgestellt werden. Solche Systeme eignen sich insbesondere für Dächer mit nur geringen Lastreserven. Erfahrungen zeigen jedoch, dass oftmals sehr unterschiedliche Berechnungs-

ansätze Verwendung finden, sodass sich z. B. für ähnliche Systeme sehr unterschiedliche Berechnungsergebnisse für die zusätzliche Ballastierung ergeben. Bei zu optimistischen Lastansätzen kommt dann die Anlage später des Öfteren ins Rutschen.

Verklebungen als dauerhafte Befestigung gegen Wind- und Schneelasten sind höchst problematisch. Solarkollektoren müssen nach der im November 2012 veröffentlichten Bau-regelliste 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), unter die Landesbauordnungen. In der Bauregelliste sind ausdrücklich Befestigungen im Klebeverfahren ausgenommen und bedürfen somit grundsätzlich einer bauaufsichtlichen Zulassung. Dies ergibt sich bereits daraus, dass Montagesysteme ohne zusätzlichen Verwendungsnachweis eingesetzt werden dürfen, wenn der Nachweis auf Grundlage eingeführter Normen, z. B. DIN EN 1991-1-1, Eurocode 1, Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke, – Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau (früher DIN 1055 Einwirkungen auf Tragwerke, Teil 3: Eigen- und Nutzlasten für Hochbauten) rechnerisch geführt werden kann. Das Gleiche gilt auch für Befestigungsmittel. Auf die Dachhaut aufgebrachte Klebestreifen und deren Lasteinleitung in die Dachkonstruktion können grundsätzlich statistisch nicht nachgewiesen werden. Auch die aktuelle DIN 18531 geht nunmehr auf dieses Thema ein und gibt vor, dass ein Verkleben oder Verschweißen der Befestigung der Photovoltaikanlage an die Abdichtungsschicht nicht erlaubt ist.



# 5 Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlich genutzten Gebäuden

## 5.1 Gefahren und Risiken

Wenn Sie Inhaber eines landwirtschaftlichen Betriebes sind oder auf einem angemieteten Dach eines landwirtschaftlichen Betriebs eine Photovoltaikanlage betreiben, dann lege ich Ihnen besonders dieses Kapitel ans Herz.

Die Installation von Photovoltaikanlagen auf Wohnhausdächern unterscheidet sich optisch nicht von der auf anderen Gebäuden. Dennoch gibt es Unterschiede, die bereits bei der Planung einer Photovoltaikanlage beachtet werden sollten, wenn das Gebäude einen bestimmten Zweck erfüllen soll. Als besonders sensibel gelten in diesem Zusammenhang landwirtschaftliche Betriebe, da es sich u. a. nach DIN VDE 0100-420 (Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 4-42: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen thermische Auswirkungen) um sogenannte feuergefährdeten Betriebstätigkeiten handelt. In der Norm wird auf die VdS 2033 (Elektrische Anlagen in feuergefährdeten Betriebstätigkeiten und diesen gleichzustellende Risiken. Richtlinien zur Schadenverhütung. Hrsg. vom Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e. V. (GDV)) verwiesen. Darin werden Fallbeispiele aufgezeigt, welche Objekte mit welchen Risiken zu einer feuergefährdeten Betriebstätigkeit gehören. Dazu gehören auch landwirtschaftlich genutzte Betriebe. Betrachtet werden hierbei drei Faktoren:

- das Vorhandensein von brennbaren Materialien,
- die Menge dieser brennbaren Materialien,
- der Umstand, dass diese Materialien mit einer elektrischen Anlage in Kontakt kommen können.

In feuergefährdeten Betriebstätigkeiten gelten daher besondere Anforderungen hinsichtlich der Errichtung von elektrischen Anlagen wie z. B. Photovoltaikanlagen. Ebenso gelten hier besondere Umgebungsbedingungen hinsichtlich Netzform und normativen Vorgaben. Die Auswertung von Gutachten und Sachschäden zeigt, dass bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen häufig Fehler unterlaufen, die Gefahren für Personen, Nutztiere und Sachwerte mit sich bringen können.

Bild 82: Ein Brand in einer landwirtschaftlichen Betriebsstätte hat oft große Ausmaße und ist meist mit hohen Sachschäden verbunden.



## 5.2 Elektrische Installation in landwirtschaftlichen Betriebsstätten

### Allgemeines

Als landwirtschaftliche Betriebsstätten gelten nach der Definition der VDE-Normen und der VdS Gebäude und Räume, in denen Nutztiere gehalten, oder wo Futter, Düngemittel oder landwirtschaftliche Erzeugnisse gelagert oder weiterverarbeitet werden. Dazu gehören auch Wohngebäude, die mit landwirtschaftlichen Betriebsstätten durch metallene Bauteile verbunden sind. Dies ist bereits bei einer gemeinsamen Erdungsanlage der Fall!

Wegen der speziellen Art und Nutzung dieser Gebäude wirken in besonderem Maße Staub, Feuchtigkeit, chemische Dämpfe oder Säuren auf die elektrischen Betriebsmittel ein. Darüber hinaus besteht erhöhte Brandgefahr durch hohe Brandlasten – sowohl aufgrund der Gebäudekonstruktionen (oftmals Holz) als auch aufgrund der eingelagerten Stoffe wie Stroh, Heu und Trockenfutter sowie deren Emissionen aus Staub und Fasern. Eine weitere Gefahr ergibt sich aus möglichen Spannungsverschleppungen bei fehlerhaften elektrischen Anlagen in Standbereichen von Tieren.

Elektrische Anlagen und Betriebsmittel sind grundsätzlich nach den Allgemein anerkannten Regeln der Elektrotechnik zu errichten und zu unterhalten. Vorrang haben hierbei gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zunächst die VDE-Bestimmungen. In landwirtschaftlichen Betriebsstätten besteht aus den vorgenannten Gründen grundsätzlich eine erhöhte Unfallgefahr, weshalb elektrische Anlagen auch diesen besonderen Anforderungen gerecht werden müssen. Dies ist oftmals nicht der Fall.



Bild 83: Stallanlagen bieten kein gutes Umfeld für elektrische Geräte.

## Leitung- und Kabelverlegung

Es gelten grundsätzlich die einschlägigen normativen Vorgaben zur Auswahl der richtigen Leitungen, deren Verlegeart und Schutz. Wegen der aufgezeigten Risiken müssen bei der Planung und Ausführung in landwirtschaftlichen Betrieben verschiedene Anforderungen zum Schutz vor Bränden, Nagetierverbiss und Beschädigung durch Nutzfahrzeuge oder Maschinen erfüllt werden. Ebenso muss der Schutz der untergebrachten Nutztiere sichergestellt werden. Kabel für den Netzanschluss sollten bevorzugt im Erdreich verlegt werden. Nach DIN VDE 0100-705 (Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 7-705: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Elektrische Anlagen von landwirtschaftlichen und gartenbaulichen Betriebsstätten) sind u.a. Kabel im Erdreich mit einem zusätzlichen Schutz zu versehen. Kabel im urbaren Land oder Ackerland sind mindestens auf 1,00 m Tiefe zu verlegen. Dies betrifft oftmals Leitungen für den Netzanschluss einer Photovoltaikanlage, z. B. an einer weiter entfernten Trafostation.

Kabel, die oberirdische Fahrwege kreuzen, müssen mindestens 5 m oberhalb der Fahrbahn verlaufen. Kabelwege und deren Führung sind in landwirtschaftlichen Gebäuden besonders anfällig für Beschädigungen, insbesondere durch Tierverbiss und durch Maschinen oder Fahrzeuge. Die getrennte Verlegung von Plus- und Minusleitungen auf der Gleichstromseite wird oftmals unterschiedlich bewertet. Normativ gibt es dazu keine Vorschriften, außer einer kurzschlussicheren Verlegung, u. a. in der DIN VDE 0100-712. Gerade vor dem Hintergrund möglicher Brandlasten in landwirtschaftlichen Gebäuden macht es jedoch Sinn, Plus- und Minusleitungen konstruktiv, z. B. durch einen Trennsteg in einem Kabelkanal, zu separieren. In den Betriebsstätten besteht eine erhöhte Gefahr des Kabelverbisses durch Nagetiere, insbesondere Mäuse und Marder. Bei einer gemeinsamen Verlegung von Plus- und Minus-Leitungen erhöht sich hierbei auch die Gefahr eines Kurzschlusses und der Lichtbogenbildung, z. B. wenn die Isolierung von Nagetieren beschädigt wurde. Grundsätzlich sollten geschlossene Kabelsysteme auch

wirklich geschlossen sein, damit Nagetiere erst gar nicht zu den Kabeln gelangen, insbesondere am Kabelkanalanfang und -ende. Wenn Leitungen geschützt verlegt werden, muss der Schutz auch auf die örtlichen Verhältnisse abgestimmt und angepasst sein. So müssen zum Beispiel Elektroinstallationsrohre einen Schutz gegen Zusammendrückungen von mindestens Klasse 4 (hoher Schutz) aufweisen. Häufig verwendete flexible Kunststoffrohre entsprechen nicht dieser Anforderung.

Defizite bei der Leitungsverlegung betreffen häufig auch die Schutz- und Befestigungssysteme. Durchhängende Leitungen, fehlende Zugentlastung, fehlender mechanischer Schutz und vermischt Kabelverlegungen von Leitungen unterschiedlicher Spannungen und Stromart sind häufig anzutreffen. Bei gemischten Kabelverlegungen können sich größere Probleme hinsichtlich der elektromagnetischen Verträglichkeit ergeben, die auch die elektrischen Anlagen und z.B. Anlagen der Mess-, Steuer- und Regeltechnik des landwirtschaftlichen Betriebes negativ beeinflussen können. Beispielsweise kann der dadurch entstandene Ausfall einer Lüftungsanlage in einem Schweinemastbetrieb ungeahnte Folgen haben.

Bild 84: Kritische  
Leitungsverlegung von  
Gleichstromleitungen über  
Holzgebälk und Strohlager  
ohne Befestigung



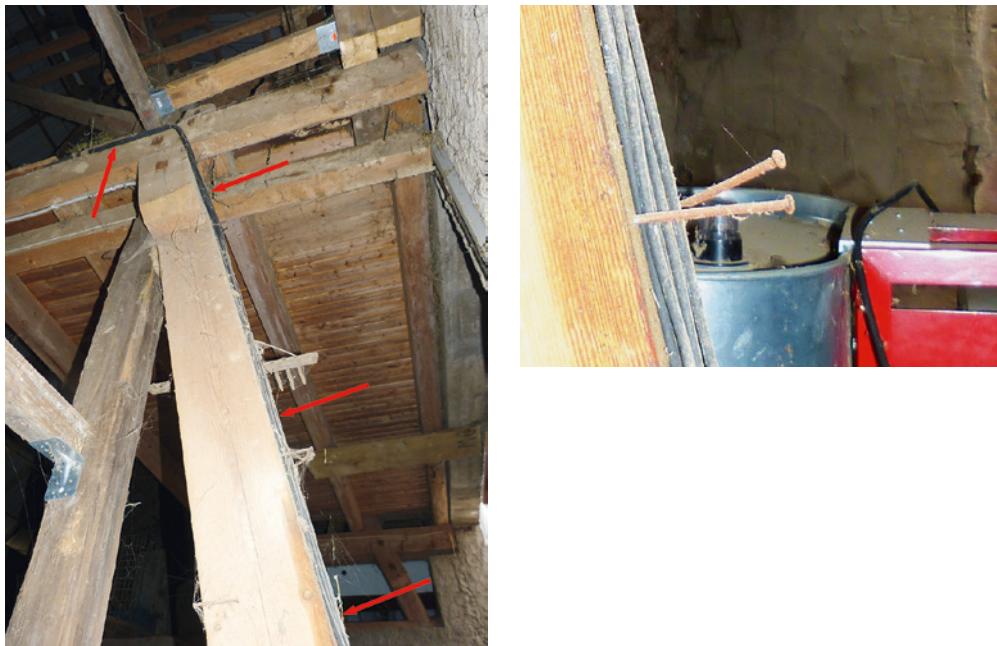


Bild 85 und 86: Leitung ohne normgemäße Befestigung zwischen schräg eingeschlagenen Nägeln

Brandgefährdete Gebäude wie z. B. landwirtschaftliche Betriebsgebäude können baulich in Brandabschnitte mittels Brandwänden unterteilt sein, insbesondere wenn Wohngebäude angrenzen. Leitungsdurchführungen durch brandabschnittsbegrenzende Wände sind gemäß DIN 4102 (Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen) mit einem bauaufsichtlich zugelassenen Brandschott zu verschließen. Das einfache Ausschäumen z. B. mit Montageschaum ist nicht zulässig.

### Tierverbisse

Ein großes Problem im landwirtschaftlichen Bereich stellen Tierverbisse dar. Häufig sind es Marder, die Gleichstromleitungen, String- oder Modulleitungen auf dem Dach zerbeißen. Dies gelingt Mardern oftmals sehr leicht, wenn z. B. alle Leitungen lose auf der Dachfläche liegen und nicht hochgebunden sind. Auch Mäuse und Ratten zerstören häufig Solarleitungen. Im Gegensatz zu Mardern zeigen sich hier keine spitzen Bissspuren, sondern typische Nagespuren (siehe Bild 89).

Die Folgen: Oftmals setzen die Wechselrichter aufgrund ihrer Sicherheitsanforderungen ihren Betrieb aus, weil ein Isolationsfehler detektiert wurde. Andere Wechselrichter zeigen einen Isolationsfehler an, speisen aber weiter ein. Problematisch wird die Situation dann, wenn eine Vielzahl von Isolationsfehlern und somit Zweitfehler auftreten. Neben

einer zu hohen Berührungsspannung besteht durch freiliegende blanke Leiter auch die Gefahr einer Lichtbogenbildung mit latenter Brandgefahr. Sind solche Leitungen innerhalb eines landwirtschaftlichen Gebäudes verlegt, insbesondere im Getreidespeicher, Dachboden oder Heulager, ergeben sich bei einer Beschädigung durch Tierfraß sehr hohe Brandgefahren.

Soweit man Leitungen geschützt in festen Kabelkanälen verlegt, muss sichergestellt werden, dass Nagetiere nicht in die Kabelkanäle gelangen können. Daher sollten die Kanäle am Anfang und am Ende geschottet werden. Dies ist ein weiterer Grund dafür, Leitungsanlagen von Photovoltaikanlage nicht durch landwirtschaftlich genutzte Gebäude zu führen, weil dies eine Vielzahl von Problemen mit sich bringt.

Bild 87: Kabel, das durch einen Marder zerstört wurde



Bild 88: Freiliegende Leiterlitzen können zu gefährlichen Situationen führen.



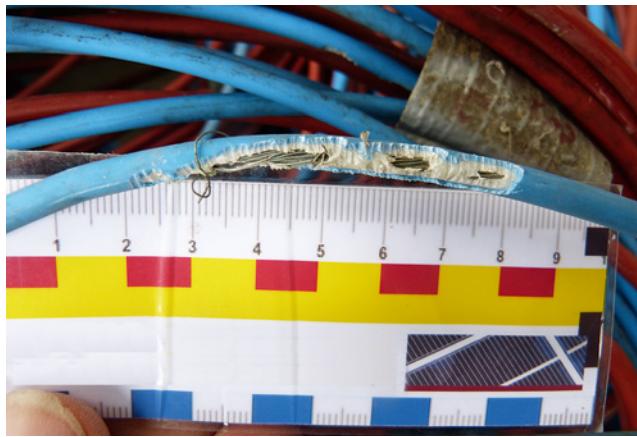


Bild 89: Typische Nagespuren von Mäusen und Ratten

## 5.3 Elektrische Betriebsmittel und deren Installationsorte

Es stellt sich die Frage, ob die Wechselrichter oder andere elektrische Betriebsmittel der Photovoltaikanlage innerhalb des landwirtschaftlichen Gebäudes untergebracht werden dürfen. Grundsätzlich sind laut VDE elektrische Betriebsmittel in landwirtschaftlichen Gebäuden auf solche zu beschränken, die der Versorgung des Gebäudes dienen. Wechselrichter gehören nicht dazu, wenn der Strom ins öffentliche Netz eingespeist wird. Fragt man einen Elektroinstallateur, warum der Wechselrichter dennoch z. B. in der Scheune angebracht ist, erhält man häufig als Antwort, dass dies der Wunsch des Kunden war. Tatsächlich haben Elektrofachkräfte, die dies dann auch ausführen, kein Verständnis für die Sensibilität des Objektes sowie der Situation vor Ort und sind mit den einschlägigen Vorschriften nicht vertraut.

Bei der Beurteilung vor Ort kommt es daher auch immer wieder zu Diskussionen zwischen Sachverständigen, Installateuren und Betreibern, was die Anbringungsorte der elektrischen Betriebsmittel angeht. Insbesondere wenn die Anlage bereits einige Jahre alt ist, wird darauf verwiesen, dass bisher kein Schaden entstanden sei und die Geräte auch nicht mit entzündlichem Material in Kontakt kommen würden. Da dies nicht sicher auszuschließen ist, bleibt das Risiko zu hoch.

Oftmals werden in landwirtschaftlichen Betriebsstätten im Laufe der Zeit die Räumlichkeiten umgenutzt, z. B. werden Geräte im ehemaligen Getreidespeicher gelagert, und umgekehrt werden frühere Maschinenabstellflächen für die Lagerung von Stroh und Getreide genutzt. Eine fest installierte elektrische Anlage ist diesen Veränderungen ausgesetzt.

Bild 90: Die Heulagerung direkt bei den Wechselrichtern birgt ein hohes Gefahrenpotenzial.



Bild 91: Auch Wechselrichter im Strohlagerraum erhöhen das Risiko für Brände.



Die Bauteile der Wechselrichter, insbesondere angebrachte Kühlrippen, können über 70 °C warm werden. Daran können sich abgelagerter Staub oder leicht brennbare Fasern aus Stroh, Getreide und Heu leicht entzünden.

Oftmals wird man mit mehreren Fehlern beim Anbringen von Wechselrichtern innerhalb eines landwirtschaftlichen Gebäudes konfrontiert. Neben dem Anbringen in großer Höhe oder im Bereich von brennbaren Materialien werden Wechselrichter häufig auch auf brennbaren Untergründen, z. B. auf Holz, montiert. Da die Bauteile von Wechselrichtern sehr warm werden können, führt dies zu einer permanenten Austrocknung des Holzuntergrundes und stellt damit auch eine Brandgefahr dar.

Sind Wechselrichter und Unterverteilungen in luftiger Höhe in oder an Ställen oder Scheunen angebracht, ist dies in mehrfacher Hinsicht problematisch. Erstens ist es oftmals mühsam oder sogar unmöglich, in einer Notsituation an die Wechselrichter oder zu deren

Unterverteilungen zu gelangen, um diese abschalten zu können. Ferner können Wartung, Prüfung und Kundendienstarbeiten nicht sachgemäß ausgeführt werden. Dadurch ergeben sich oft haarsträubende Situationen mit dem Besteigen von Leitern oder mit der Personenbeförderung in der Ladeschaufel eines Traktors.



Bild 92: Hier ist kein sicherer Zugang zu den Wechselrichtern möglich.



Bild 93: Der Zugang zu den Wechselrichtern ist gefährlich.

Bild 94: Hier werden Düngemittel unterhalb der vorderen Wechselrichterreihe gelagert, dahinter befinden sich die an der Holzwand installierten Wechselrichter.



Bild 95: Vielfältige Mängel: die Anbringung der Wechselrichter im Getreidelager auf einem Holzuntergrund und zudem in unerreichbarer Höhe



Bild 96: Gefahr der mechanischen Beschädigung



Gerade in der Landwirtschaft besteht neben den Brandgefahren auch das Risiko mechanischer Beschädigungen von elektrischen Anlagen. Die elektrischen Betriebsmittel können durch die Lagerung von Gegenständen und das Abstellen von Maschinen und Gerätschaften in unmittelbarer Nähe leicht Schaden nehmen (siehe Bild 96).



Bild 97: Der Zugang zu den Wechselrichtern ist eingeschränkt und ihre Unversehrtheit ist in Gefahr.

Ein weiterer Gefahrenpunkt ergibt sich, wenn die Möglichkeit besteht, dass Tiere mit den elektrischen Geräten in Berührung kommen.



Bild 98: Kritischer Standort der Wechselrichter

## 5.4 Geeignete Wechselrichterstandorte

Im Hinblick auf geeignete Standorte bzw. Anbringungsorte für die elektrischen Betriebsmittel scheiden sich oftmals die Geister. In landwirtschaftlichen Betrieben sind die Betriebsmittel wie Wechselrichter und Unterverteilungen in separaten und geeigneten Installationsräumen, getrennt von den Stall oder Futterlager, unterzubringen. Die Abtrennung sollte nach DIN 4102 mindestens feuerhemmend ausgeführt sein und aus nicht brennbaren Baustoffen (F 30-A) bestehen. Die leichte Zugänglichkeit zu diesem Raum und zu den Betriebsmitteln ist hierbei sicherzustellen. Ist eine separate Unterbringung nicht möglich, so müssen z. B. Unterverteilungen gekapselt (IP 54) angebracht werden.

In den meisten Fällen ist es aufgrund der erhöhten sicherheitstechnischen Anforderungen ratsam, sämtliche elektrische Betriebsmittel, insbesondere Wechselrichter, Unterverteilungen und Schutzeinrichtungen, außerhalb des Gebäudes an einer geschützten Stelle anzubringen. Gleichzeitig können hierbei auch die Leitungsführungen, insbesondere der Gleichstromseite, vom Dach abwärts außerhalb belassen werden. Dies vereinfacht in erheblichem Maße die Leitungsführungen sowie auch die Installation und trägt dazu bei, sensible Bereiche innerhalb des Betriebsgebäudes zu meiden. Beim Anbringen außerhalb eines landwirtschaftlichen Gebäudes, wie z. B. direkt an einer Stallanlage, sollte jedoch bedacht werden, dass die Geräte oftmals einer sehr starken Schmutzemission ausgesetzt sind.



Bild 99: Außerhalb des Gebäudes angebrachte Wechselrichter



Bild 100: Erheblicher Verschmutzungsgrad bei Wechselrichter im Freien

## 5.5 Geräteschutz

Planungsfehler entstehen häufig auch durch die falsche Auswahl der Geräteschutzklasse, wenn die Umgebungsbedingungen (Schmutzemissionen, Sonneneinstrahlung etc.) und die Zugänglichkeit im Gefahrenfall nicht berücksichtigt werden. Die DIN EN 60529 (VDE 0470-1) Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code) legt durch einen Zahlencode die verschiedenen Schutzarten von Gehäusen elektrischer Betriebsmittel bzw. Geräten fest. Der Code wird als »IPxx« ausgedrückt, z.B. IP 20. Die erste Zahl bedeutet hierbei der Schutz gegen eindringende Fremdkörper, die zweite Zahl den Schutz gegen Feuchtigkeit. Nach der genannten Norm ergeben sich hierbei folgende Zahlenkombinationen und deren Bedeutung:

Bedeutung				
1. Kenn- ziffer	Schutz gegen Fremdkörper	Schutz gegen Berührung	2. Kenn- ziffer	Schutz gegen Wasser
0	kein Schutz	kein Schutz	0	kein Schutz
1	geschützt gegen feste Fremdkörper mit Durchmesser $\geq 50$ mm	geschützt gegen den Zugang mit dem Handrücken	1	Schutz gegen Tropfwasser
2	geschützt gegen feste Fremdkörper mit Durchmesser $\geq 12,5$ mm	geschützt gegen den Zugang mit einem Finger	2	Schutz gegen fallendes Tropfwasser, wenn das Gehäuse bis zu 15° geneigt ist
3	geschützt gegen feste Fremdkörper mit Durchmesser $\geq 2,5$ mm	geschützt gegen den Zugang mit einem Werkzeug	3	Schutz gegen fallendes Sprühwasser bis 60° gegen die Senkrechte
4	geschützt gegen feste Fremdkörper mit Durchmesser $\geq 1,0$ mm	geschützt gegen den Zugang mit einem Draht	4	Schutz gegen allseitiges Spritzwasser
5	geschützt gegen Staub in schädigender Menge	vollständiger Schutz gegen Berührung	5	Schutz gegen Strahlwasser (Düse) aus beliebigem Winkel
6	staubdicht	vollständiger Schutz gegen Berührung	6	Schutz gegen starkes Strahlwasser
			7	Schutz gegen zeitweiliges Untertauchen
			8	Schutz gegen dauerndes Untertauchen
			9	Schutz gegen Wasser bei Hochdruck-/ Dampfstrahlreinigung, speziell Landwirtschaft

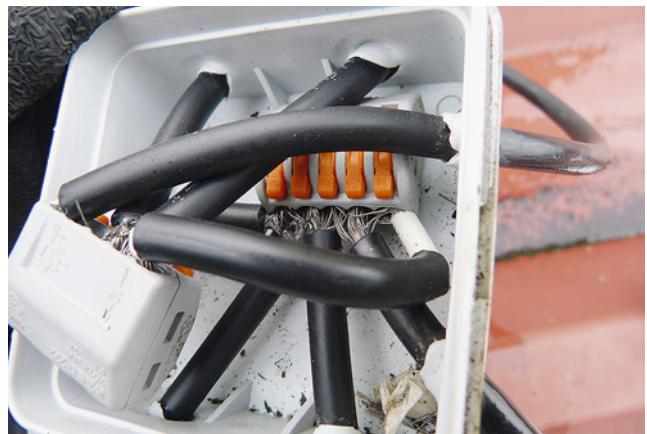
Tab. 5.1: Schutzarten nach DIN EN 60529 (VDE 0470-1)

In der DIN VDE 0100-705 (Anforderungen an Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – elektrische Anlagen von landwirtschaftlichen und gartenbaulichen Betriebsstätten) wird unter 705.512.2 (Äußere Einflüsse) aufgeführt: »... elektrische Betriebsmittel, die ... für den normalen Gebrauch verwendet werden, müssen mind. der Schutzart IP 44 entsprechen. In Fällen, in denen Betriebsmittel der Schutzart IP 44 nicht verfügbar sind, müssen die Betriebsmittel in einem Gehäuse mit der Schutzart IP 44 eingebaut sein«.

Die Verwendung z. B. einer Schutzklasse von IP 21 bei einem Wechselrichter in einem landwirtschaftlichen Gebäude, wo nach Norm mindestens IP 4X gefordert wird (bei Staubanfall IP 5X), ist äußerst leichtsinnig, da in das Gerät einziehender Staub und Feuchtigkeit nicht nur die Lebensdauer erheblich herabsetzt, sondern auch mittelfristig eine latente Brandgefahr gegeben ist.

Auch ungeeignete und für die Verwendung nicht zugelassene elektrische Betriebsmittel für die Unterverteilungen, Schaltgerätekombinationen und Schutzeinrichtungen haben gerade in landwirtschaftlichen Betriebsstätten nichts verloren.

Bild 101: Baumarktübliche Aufputzverteilerdosene mit unzulässigen Klemmen werden hier als Generatoranschlusskästen zweckentfremdet.



## 5.6 PEN-Leiter

Üblicherweise werden für den Netzanschluss 5-adrige Leitungen verwendet. Je nach Netzart können auch 4-adrige Leitungen verwendet werden. Hierbei gibt es neben den drei Außenleitern nur einen gemeinsamen Neutral- und Schutzleiter, den PEN-Leiter. Die Verwendung von 4-adrigen Leitungen ohne getrennten Neutral- und Schutzleiter ist nicht überall zulässig und wird immer wieder heftig diskutiert. Gleichwohl gibt es normative Vorschriften (DIN VDE 0100-705), die für bestimmte Netzformen des öffentlichen Versorgungsnetzes ab dem Speisepunkt der elektrischen Anlage die Verwendung einer 5-adrigen Kabelverlegung – d. h. mit separatem Schutzleiter – zwingend fordert. Als Speisepunkt ist in der Regel die Zählerverteilung zu sehen. Eine Verbindung zwischen Zählerverteilung

und der Unterverteilung der Photovoltaikanlage mittels 4-adriger PEN-Leitung ist somit unzulässig. Liegt ein TT-Netz (von »terre-terre« – Erde-Erde, örtliche Erdung der Verbraucher) vor, was in ländlichen Gebieten häufig noch anzutreffen ist, müssen Schutz- und Neutralleiter immer getrennt sein, soweit eine Schutzleiterverbindung auf anderem Wege nicht dauerhaft sichergestellt und nachgewiesen wird.



Bild 102: Unzulässiges 4-adriges Kabelsystem mit PEN-Leiter; zudem ist er nicht als solcher durch das übliche blaue Band gekennzeichnet.

## 5.7 Schutzeinrichtungen

Der Einbau eines Fehlerstromschutzschalters (RCD) wird sowohl nach den Hersteller-vorgaben der Wechselrichterhersteller als auch normativ nicht für jeden Wechselrichter gefordert. Insbesondere nicht für solche, die einen eingebauten Transformator haben, da hier zwischen der Wechselstromseite und Gleichstromseite eine galvanische Trennung vorhanden ist, die das Fließen von Fehlerströmen von der Wechselstromseite auf die Gleichstromseite verhindert.

In landwirtschaftlichen Betrieben ist der Einbau eines Fehlerstromschutzschalters (RCD) nach DIN VDE 0100-705 aus brandschutztechnischen Gründen Pflicht. Auch bei den gerade in ländlichen Gegenden noch üblichen TT-Netzen lassen sich die geforderten Abschaltzeiten im Fehlerfall nur durch einen Fehlerstromschutzschalter (RCD) realisieren. Der Bemessungsdifferenzstrom der Schutzeinrichtung darf, damit der Brandschutz gewährleistet ist, für Stromkreise maximal  $0,3\text{ A}$  betragen. Für Stromkreise mit Steckdosen, was auch bei Photovoltaikanlagen z. B. für den Anschluss von Überwachungsgeräten vorkommen kann, muss der Bemessungsdifferenzstrom  $\leq 0,03\text{ A}$  gemäß DIN VDE 0100-705 betragen.

Die elektrischen Anlagen müssen im Ganzen durch einen Hauptschalter nach DIN VDE 0100-537 (Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 5: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kapitel 53: Schaltgeräte und Steuergeräte – Abschnitt 537: Geräte zum Trennen und Schalten) und entsprechend DIN VDE 0100-460 (Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 4-46: Schutzmaßnahmen – Trennen und Schalten) vom Netz getrennt werden können. Insofern ist jede Verteilung (Haupt- und Unterverteilung) der Photovoltaikanlage mit einem Hauptschalter zu versehen. Sicherungen und ein Fehlerstromschutzschalter zählen nicht als Hauptschalter. Es muss möglich sein, durch eine Schalthandlung, die gesamte elektrische Anlage außer Betrieb zu setzen.

## 5.8 Potenzialausgleich

Für den Potenzialausgleich bestehen in landwirtschaftlichen Betriebsstätten erhöhte Anforderungen. So müssen alle von Tieren berührbaren, leitenden Bauteile in den Potenzialausgleich mit eingebunden werden. Dieser muss in einem Plan dokumentiert werden.

Der Hauptpotenzialausgleich hat entsprechend nach DIN VDE 0100-410 (Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 4-41: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag) und nach DIN VDE 0100-540 (Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Erdungsanlagen und Schutzleiter, zu erfolgen. Im Falle eines TT-Netzes darf der vierte Leiter (PEN-Leiter) nicht in den Potenzialausgleich miteinbezogen werden!

## 5.9 Blitz- und Überspannungsschutz

Ein oftmals vernachlässigtes, aber auch kontrovers geführtes Thema ist der Blitz- und Überspannungsschutz von Photovoltaikanlagen. Einerseits erzeugt er Kosten bei den meist unter Preisdruck stehenden Anbietern, andererseits, wenn er ausgeführt wird, wird auch vieles falsch gemacht, wodurch die Sicherheit der Anlage sogar noch wesentlich verschlechtert werden kann. Viele Anlagenbetreiber stellen sich zudem die Frage, ob sie einen Blitz- und Überspannungsschutz brauchen. Darauf kann keine pauschale Antwort gegeben werden.

In landwirtschaftlichen Betriebsstätten darf dieses Thema jedoch nicht unterschätzt werden. Schon wegen der Forderungen der Brandversicherungen und zum Schutz der untergebrachten Tiere und Maschinen ist ein äußerer sowie innerer Blitzschutz in den meisten Fällen Pflicht. Bei der Planung einer Photovoltaikanlage sind deshalb bestehende Blitz- und Überspannungsanlagen zu berücksichtigen. Grundsätzlich darf eine Photovoltaikanlage eine vorhandene Blitzschutzeinrichtung nicht beeinflussen. Die Schutzwirkung muss weiterhin erhalten bleiben (siehe auch Kapitel 7.1).

Auch beim Thema Überspannungsschutz (*SPD – Surge Protection Device*) sind noch viele Fragen offen. Die Erfordernis und der Umfang von SPD-Einrichtungen richtet sich wiederum nach der Örtlichkeit, einer Gefährdungsbeurteilung sowie den normativen Forderungen, insbesondere der DIN VDE 0100-712 (PV-Anlagen) und VDE 0185-305 Beiblatt 5 (Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen – Beiblatt 5: Blitz- und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme). Insbesondere in größeren Ställen und bei Intensivtierhaltungen sind umfassende Überspannungsschutzeinrichtungen lebensnotwenig und deshalb bereits fester Bestandteil der elektrischen Anlage. Demzufolge sind auch bei der Planung und Installation einer Photovoltaikanlage auf die Stallanlage eines solchen Betriebs die bestehenden Schutzeinrichtungen zu berücksichtigen und die gleichen Schutzbedingungen bei der Installation herzustellen. Fehlende Schutzeinrichtungen an der Photovoltaikanlage dürfen nicht zu einem Risiko der weiteren zum Betrieb gehörenden elektrischen Anlagen führen. Zum Beispiel hätte der Ausfall einer Lüftungsanlage in einem Mastbetrieb wegen eines Überspannungsschadens fatale Folgen. (Zu Überspannungsschutzeinrichtungen siehe auch Kapitel 7.1)



# 6 Photovoltaikanlagen auf Sonderbauwerken

## 6.1 Begriff des Sonderbauwerks

Die Landesbauordnungen sind in der Regel vorrangig auf Wohngebäude ausgerichtet. Neben Wohnhäusern gibt es jedoch auch Bauwerke mit anderer Nutzung und größerer Ausdehnung. Diese werden als Sonderbauten oder Sonderbauwerke bezeichnet. Dafür sind besondere Verordnungen erlassen worden, die die spezifischen technischen Anforderungen an Sonderbauten festlegen. Des Weiteren treffen auf die Sonderbauten aufgrund der Bauordnungen verfahrensrechtliche Besonderheiten zu.

Sonderbauten sind entsprechend der Begriffsdefinition in § 2 der Musterbauordnung Anlagen und Räume besonderer Art und Nutzung, die einen vordefinierten Tatbestand erfüllen, nach den Bauordnungen einiger Bundesländer auch Anlagen und Räume besonderer Art und Nutzung, an die besondere Anforderungen oder Erleichterungen gestellt werden können.

Aus der Musterbauordnung können hieraus folgende Beispiele entnommen werden (Auszug):

1. Hochhäuser (*Gebäude mit einer Höhe nach Absatz 3 Satz 2 von mehr als 22 m*),
2. bauliche Anlagen mit einer Höhe von mehr als 30 m,
3. Gebäude mit mehr als 1 600 m<sup>2</sup> Grundfläche des Geschosses mit der größten Ausdehnung, ausgenommen Wohngebäude,
4. Verkaufsstätten, deren Verkaufsräume und Ladenstraßen eine Grundfläche von insgesamt mehr als 800 m<sup>2</sup> haben,
5. Gebäude mit Räumen, die einer Büro- oder Verwaltungsnutzung dienen und einzeln eine Grundfläche von mehr als 400 m<sup>2</sup> haben,
6. Gebäude mit Räumen, die einzeln für die Nutzung durch mehr als 100 Personen bestimmt sind,
7. Schulen, Hochschulen und ähnliche Einrichtungen,
8. Regallager mit einer Oberkante Lagerguthöhe von mehr als 7,50 m,
9. bauliche Anlagen, deren Nutzung durch Umgang oder Lagerung von Stoffen mit Explosions- oder erhöhter Brandgefahr verbunden ist,
- ...
16. Anlagen und Räume, die in den Nummern 1 bis 17 nicht aufgeführt und deren Art oder Nutzung mit vergleichbaren Gefahren verbunden sind.

Die oben genannten Sonderbauwerke werden durch Sonderverordnungen oder auch durch besondere technische Regelwerke in deren technischen Anforderungen geregelt, z.B. über die Industriebaurichtlinie, die Schulbaurichtlinie oder die Beherbergungsstättenverordnung.

Das Ziel dieser Sonderbauverordnungen bzw. der zusätzlichen technischen Regelwerke besteht im Wesentlichen darin, Mindestanforderungen an den Brandschutz zu regeln, insbesondere an:

- die Feuerwiderstandsfähigkeit der Bauteile,
- die Brennbarkeit der Baustoffe,
- die Größe der Brandabschnitte bzw. Brandbekämpfungsabschnitte,
- die Anordnung, Lage und Länge der Rettungswege.

Hiermit sollen die baurechtlichen Schutzziele, nämlich bauliche Anlagen so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und in Stand zu halten, dass der Entstehung eines Brandes und der Ausbreitung von Feuer und Rauch (Brandausbreitung) vorgebeugt wird und bei einem Brand die Rettung von Menschen und Tieren sowie wirksame Löscharbeiten möglich sind.

In diesem Kapitel dürfen sich nun alle Betreiber angesprochen fühlen, die auf großen Dachflächen Photovoltaikanlagen errichtet haben und betreiben, sei es auf einem eigenen Gebäude oder auch auf angemieteten Dachflächen. Nachfolgend werden hierzu beispielhaft zwei Gebäudearten abgehandelt, auf denen in der Vergangenheit viele Photovoltaikanlagen installiert wurden: Industrie-/Gewerbegebäude und Schulgebäude.

## 6.2 Industriegebäude

Industriegebäude für größere gewerbliche Betriebe mit den unterschiedlichsten betrieblichen Nutzungen sind meist große, weitläufige Gebäudekomplexe mit entsprechend großen Dachflächen. Solche Gebäude unterliegen, wie bereits erläutert, aufgrund von baurechtlichen Grundlagen besonderen Anforderungen bei der Planung und deren Betrieb. Diese regelt die Muster-Industriebaurichtlinie.

### 6.2.1 Pflichten des Betreibers

Neben den Anforderungen, die bei der Planung und Errichtung von solchen Bauwerken zu berücksichtigen sind, sind in der Muster-Industriebaurichtlinie unter Ziffer 9 auch die Pflichten des Betreibers (des Industriebauwerks) geregelt. Darin ist zu entnehmen, dass Änderungen der brandschutztechnischen Infrastruktur sowie eine Erhöhung der Brandlast eine Überprüfung des Brandschutzkonzeptes erfordern. Ergibt sich daraus eine niedrigere Sicherheitskategorie, eine höhere äquivalente Branddauer oder eine höhere rechnerisch erforderliche Feuerwiderstandsdauer bestimmter Bauteile, so liegt eine

Nutzungsänderung vor. Solche Nutzungsänderungen bedürfen dann eines Bauantrags und einer Baugenehmigung, wenn sich aus ihnen andere Anforderungen ergeben. Dies gilt auch für Änderungen und Ergänzungen des Brandschutzkonzeptes nach Erteilung der Baugenehmigung.

Werden nun z. B. auf einem Industriedach oder auch auf anderen Gebäuden, die gemäß Sonderbauverordnung genutzt werden, eine große Anzahl an PV-Modulen angebracht, erhöht sich hiermit automatisch die Brandlast, weil die Photovoltaikmodule und deren Leitungen zwar schwer entflammbar sind, aber dennoch brennen können. Die häufige Annahme, dass Photovoltaikanlagen grundsätzlich genehmigungsfrei im Sinne der Bauordnung sind, ist nur für Wohngebäude oder kleinere Betriebe zutreffend, jedoch nicht unbedingt für Sonderbauten, wenn sich z. B. für den baulichen Brandschutz hieraus andere Anforderungen und baurechtliche Genehmigungsverfahren ergeben, wie sie aus der Industriebaurichtlinie zu entnehmen sind.

Manch einer beruft sich sogar auf den »Bestandsschutz« mit der Begründung, dass das Gebäude »damals« so genehmigt worden sei und dies eben auch weiterhin so gelten würde. Dieses Thema bedarf oftmals einer rechtlichen, schwer festlegbaren Definition und Auslegung. Bestandsschutz ist zu bejahen, wenn das Bauwerk zu einem namhaften Zeitpunkt im Einklang mit den Vorschriften und dem materiellen Recht stand (OVG Münster, Beschl. vom 13. November 2014). Hierzu ist jedoch der Bauherr beweislastig. Ein Bestandsschutz kann aber schnell erlöschen, wenn der Bauherr Änderungen am gegenständlichen Objekt vornimmt. Dies können Umbau- und Sanierungsarbeiten sowie Nutzungsänderungen sein. Vorsicht ist daher geboten, wenn auf einem Dach eines gewerbl. genutzten Gebäudes eine Photovoltaikanlage installiert werden soll. Hier ergeben sich mitunter konkrete Nutzungsänderungen in der Form, dass neben der bisher genehmigten Nutzung nunmehr auch die Nutzung als stromerzeugende Einheit hinzukommt. Allein daraus können sich schon ergänzende Brandschutzaufgaben ergeben.

*»Selbst wenn es sich nicht um eine Nutzungsänderung handeln sollte, führt ein möglicher Bestandsschutz nicht etwa dazu, dass der Eigentümer sich z. B. bei der Verwirklichung einer brandschutzrechtlichen Gefährdungslage und tatsächlichem Schadenseintritt damit entlasten könnte.«* (Der Bausachverständige, 2016, Jahrgang 12, Heft 6, »Nachträgliche Brandschutzanordnungen« Autor: Dr. Marcus Hirschfelder, S. 64 ff.).

Nach ständiger Rechtsprechung des BGH ist derjenige, der eine Gefahrenlage gleich welcher Art schafft, grundsätzlich verpflichtet, die notwendigen und zumutbaren Vorkehrungen zu treffen, um eine Schädigung anderer zu verhindern (BGH, VI ZR 182/89, vom 19.12.1989). Die möglichen Folgen einer Nichtbeachtung werden in den nachfolgenden Kapiteln angeführt.

Ich wage die These aufzustellen, dass die rechtlichen und versicherungsrelevanten Aspekte im Zusammenhang mit der Schadensvermeidung nicht immer bedacht wurden, weil man der Photovoltaikanlage grundsätzlich eine Vorrangstellung eingeräumt hat. Demzufolge

werden auf vielen Objekten Photovoltaikanlagen ohne baurechtliche Genehmigung betrieben – mit zum Teil hohem Haftungsrisiko, wie nachfolgende Beispiele zeigen sollen.

### 6.2.2 Brandwände

Brandwände haben die Aufgabe, den Übergriff von Feuer eines Bauteils oder Bauabschnitts auf benachbarte Bauteile oder Bauabschnitte zu verhindern. Der maximale Abstand von Brandwänden beträgt 40 m. Brandwände sind z. B. zwischen Brandabschnitten, notwendigen Fluren und Treppenhäusern zu errichten. Das Überbauen von Brandwänden mit ungeschützten Leitungsanlagen hebt jedoch die Schutzwirkung der Brandschutzwand auf, weil das Feuer mit dem Brand der Leitungen auf den nächsten, zu schützenden Abschnitt des Gebäudes übergeleitet werden kann.

Bild 103: Nicht zulässig ist die mit Leitungsanlagen überbaute Brandwand.



Nicht nur der seitliche Übergriff von Feuer muss verhindert werden, auch die Ausbreitung in vertikaler Richtung. Dies gilt sowohl für Kabel- und Leitungsverlegungen zwischen Geschossebenen mehrstöckiger Gebäude als auch für Dachdurchdringungen. Daher sind nicht abgeschottete Dachdurchdringungen bei zusammenhängenden Dachflächen unzulässig, wenn diese größer als 2500 m<sup>2</sup> sind, um eine Brandausbreitung durch das Dach von unten nach oben zu verhindern.



Bild 104: Die Kabeldurchführung durch das Dach ist nicht brandsicher.

### 6.2.3 Flucht- und Rettungswege

Flucht- und Rettungswege dienen dazu, im Falle einer Gefahr, z.B. bei einem Brand, Personen rasch in Sicherheit zu bringen. Solche Bereiche sind grundsätzlich von Brandlasten frei zu halten. Dies gilt für Möbel und Geräte ebenso wie für elektrische Anlagen, Leitungen und Verteiler. Soweit diese nicht zur Versorgung der Flure und Rettungswege dienen, sind elektrische Anlagen entweder in feuerfeste Ausführungen zu verkleiden oder in anderen Räumen unterzubringen. Im Bereich von Fluren und Rettungswegen ist das Anbringen von ungeschützten elektrischen Leitungen und fremden elektrischen Betriebseinrichtungen grundsätzlich nicht erlaubt.



Bild 105: Das Anbringen von Wechselrichtern und Leitungen im Bereich von Fluren und Notausgängen dieser Industriehalle ist nicht erlaubt.

Auf großflächigen und auf höhenversetzten Dachflächen sind oftmals Laufwege und Steighilfen angebracht. Diese dienen Wartungszwecken und im Brandfall als Rettungs- und Angriffswege für die Feuerwehr und sonstige Hilfskräfte. Zugebaute Dachwege mit

PV-Modulen behindern daher nicht nur die freie Zugangsmöglichkeit bei Wartungsarbeiten, sondern auch die Rettung von Menschen und einen Löschangriff über Dach.

Bild 106: Fatale Situation für Rettungskräfte, wenn der Zugang durch Modulfelder versperrt ist



Genauso verhält es sich bei örtlich fest installierten Löscheinrichtungen. Sind diese durch Modulfelder verbaut, wird der Löscheinsatz bei einem Brandereignis behindert oder sogar unmöglich gemacht. Müssen notfalls die Module bei einem Rettungseinsatz betreten werden, können diese zu Bruch gehen und es ergeben sich weitere Gefährdungspotenziale durch Glasscherben, -splitter und freiliegende elektrische Leiter.



Bild 107 und 108: Problematisch für die Feuerwehr: Die stationäre Löschmittelzuführung wird durch das Modulfeld behindert.

### 6.2.4 Feuergefährdete Betriebsbereiche

Ähnliche Probleme wie bei landwirtschaftlichen Betrieben ergeben sich im Inneren von Industrie- oder Gewerbebetrieben oftmals durch das Anbringen der Wechselrichter und sonstiger elektrischer Betriebsmittel von Photovoltaikanlagen. Nicht selten gelten solche Gebäude aufgrund ihrer Nutzung als feuergefährdete Betriebsstätten. Der Begriff der »feuergefährdeten Betriebsstätte« wurde bereits in Kapitel 5 »Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlich genutzten Gebäuden« erläutert. Dies können z. B. Lager sein, in denen brennbare Waren, aber auch Materialien mit brennbarer Verpackung gelagert werden.



Bild 109: Die Wechselrichter sind hinter dem Lagergut aus brennbaren Materialien »versteckt«.



Bild 110: Die Wechselrichter innerhalb eines Holzlagers sind nicht zulässig.

## 6.2.5 Dachaufbauten

Entrauchungsanlagen oder sonstige Aggregate auf dem Dach benötigen für ihre fehlerfreie Funktion und Wartung entsprechende Abstände zu den PV-Modulen. Zudem müssen Dachaufbauten regelmäßig gewartet werden können. Werden PV-Module oder auch aufgeständerte Modulreihen zu nah an den Entrauchungsanlagen verbaut, kann die Funktion solcher Anlagen behindert oder eingeschränkt werden. Dies gilt nicht nur für deren freie Öffnung, sondern auch für die Funktion des freien Rauchabzugs ohne strömungstechnische Behinderungen. Empfohlen ist ein Abstand von mindestens 2,00 m zwischen den PV-Systemen und Entrauchungsanlagen, wenn die PV-Systeme die Entrauchungsanlage in der Höhe nicht überragen. Liegt das PV-System (z. B. aufgeständert) höher als die Oberkante der Entrauchungsöffnung, sind sogar 5,00 m Abstand einzuhalten.

Bild 111: Zugang und Wartung für Dachaufbauten sind hier wegen der vollständigen Belegung mit Photovoltaikmodulen als schwierig anzusehen.



Bild 112: Schwieriges Unterfangen bei Wartungsarbeiten oder sogar Gerätetausch: Neben dem nicht ausreichenden Arbeitsplatz besteht ein hohes Beschädigungspotenzial bei den Photovoltaikmodulen.



### 6.2.6 Der Zustand der Dachhaut

Besonders auf älteren Dachflächen ergibt sich eine weitere, oft völlig unterschätzte Brandgefahr durch den Zustand der Dachhaut. Abgewitterte Dachflächen bestehend aus bituminösen Dachbahnen stellen ein erhöhtes Brandentstehungsrisiko dar, insbesondere in Verbindung mit darauf angebrachten Photovoltaikanlagen. Durch die Verwitterung geht die brandhemmende Eigenschaft verloren. Treten an der Photovoltaikanlage Fehler auf, die zum Beispiel einen Lichtbogen bewirken können, ergibt sich eine signifikante Brandgefahr (siehe auch Kapitel 3.11.1).



Bild 113: Verwitterte Dachbahnen erhöhen die Brandgefahr.



Bild 114: Der schlechte Zustand der Dachhaut kann schwere Brände nach sich ziehen.

## 6.3 Schulgebäude und sonstige öffentliche Gebäude

In der Vergangenheit wurden Photovoltaikanlagen häufig auf öffentlichen Gebäuden, z. B. auf Schulgebäuden, installiert. Entweder hat dies die zuständige Kommune selbst veranlasst oder die Dachflächen wurden dafür an Dritte vermietet. Meist boten solche Anlagen auch genügend Imagewerbung für die Städte, Gemeinden oder Betreiber, da diese an einem öffentlichen Gebäude vordringlich zur Energiewende beitragen und dies zudem werbewirksam mit entsprechenden Anzeigetafeln demonstrierten, auf denen der täglich steigende Energieertrag und die damit einhergehende CO<sub>2</sub>-Vermeidung ablesbar waren. Bei einem Schulgebäude handelt es sich gemäß der Musterbauordnung (MBO) sowie den Bauordnungen der Länder ebenfalls um ein Sonderbauwerk, das baurechtlich gesonderten Richtlinien (Muster-Schulbau-Richtlinie) unterliegt.

### 6.3.1 Blitzschutz

Durch die Installation einer Photovoltaikanlage auf einem der bereits beschriebenen Industriegebäude entsteht ein großer Schwachpunkt meist in den Bereichen von Blitzschutz und baulichem Brandschutz. Bei Schulgebäuden und sonstigen öffentlichen Gebäuden ergeben sich jedoch bereits aus den Bauordnungen und den Muster-Schulbau-Richtlinien der Länder besondere Vorschriften. Unter anderem ist geregelt (z. B. gemäß Bayerischer Bauordnung in Art. 44), dass bauliche Anlagen, bei denen nach Lage, Bauart oder Nutzung Blitzschlag leicht eintreten oder zu schweren Folgen führen kann, mit dauernd wirksamen Blitzschutzanlagen zu versehen sind. Bei Schulgebäuden ist ein solcher Blitzschutz obligatorisch.

In der DIN VDE 0185-305-3 Beiblatt 5 gibt es u.a. folgende Aussage:

»Werden vom Gesetzgeber Blitzschutzmaßnahmen als Bestandteil des vorbeugenden Brandschutzes gefordert, dürfen diese durch PV-Stromversorgungssysteme nicht beeinträchtigt werden.«

Die Situationen vor Ort sehen aber oftmals anders aus. So wurden bei der Planung und Installation der Photovoltaikanlagen die vorhandenen Blitzschutzeinrichtungen häufig ignoriert. Eine mangelhafte planerische Auseinandersetzung mit der Situation vor Ort und die Nichtbeachtung vorhandener Blitzschutzanlagen führten dazu, dass diese bei der Montage von Photovoltaikanlagen in vielen Fällen einfach überbaut oder teilweise auch zur Seite gedrückt wurden.

Oft kreuzen auch die elektrischen Leitungen die Blitzschutzdrähte oder laufen sogar ohne entsprechende physikalische Trennung mit diesen parallel. Dies hat zur Folge, dass sich solche Photovoltaikanlagen selbst nicht im Schutzbereich des Blitzschutzes befinden. Zwar mag es Angelegenheit des PV-Betreibers sein, ob er einem solchen Schutzziel gerecht werden möchte, jedoch sind die bei der Installation solcher Photovoltaikanlagen entstandenen Probleme für das Gebäude teilweise schwerwiegend und vielfältig:

- Die Funktion des äußeren Blitzschutzes solcher Gebäude ist durch den Überbau der Photovoltaikanlage erheblich eingeschränkt.
- Durch die Nichteinhaltung des Trennungsabstandes zum äußeren Blitzschutzsystem kann es bei einem Blitzeinschlag zu Überschlägen und gleichzeitiger gefährlicher Funkenbildung kommen.
- Die überbauten Anlagenteile des Blitzschutzes können nicht mehr geprüft und gewartet werden.
- Führen Leitungen der Photovoltaikanlage ins Gebäude, z. B. zu den Wechselrichtern, Anzeigetafeln oder Zählerplätzen, werden bei einem Blitzeinschlag Blitzteilströme über die Leitungen in das Gebäude geleitet und können erst im Gebäudeinnern ausgekoppelt werden. Dies hat erhebliche Auswirkung auf den inneren Blitzschutz (Überspannungsschutz). Ist dort kein innerer Blitzschutz vorhanden, ist mit erheblichen Schäden zu rechnen. Auch Personengefährdungen sind nicht auszuschließen.



Bild 115: Mangelhafte Leitungsverlegung und fehlender Trennungsabstand zum Blitzschutz



Bild 116: Der überbaute Blitzschutz ist in seiner Funktion eingeschränkt.

Bild 117: Auch solche Bilder sind nicht selten: Die Solarleitungen sind an Blitzschutzeinrichtung befestigt.



Die gilt nicht nur für Schulgebäude, sondern in der Regel für alle öffentlichen Gebäude wie auch Sportstätten, Theater oder Veranstaltungshallen, bei denen mit hohem Menschenauftreten und Publikumsverkehr zu rechnen ist.

Grundsätzlich ist beim Eintrag von Überspannungen in ein Gebäude mit einem hohen Sachschaden an elektrischen Geräten zu rechnen. Insbesondere bei Geräten, die sehr empfindlich gegen Überspannungen reagieren, wie z.B. Telefonanlagen, Computer und Steuereinrichtungen, kann es zu Totalschäden kommen. Gleichzeitig muss auch mit dem Ausfall von einzelnen oder mehreren Stromkreisen gerechnet werden.

Bei der Nutzung der Gebäude als Schule oder z.B. Veranstaltungsstätte sind bei Überspannungen auch Personenschäden nicht auszuschließen, insbesondere dann, wenn es durch Stromausfall oder starkem Lärm und plötzlichen Geräuschen zu Paniksituations kommt.

Eine detailliertere fachliche Auseinandersetzung mit dem Thema Blitz- und Überspannungsschutz erfolgt in Kapitel 7.1.

### 6.3.2 Baulicher Brandschutz

In Gebäuden, die viele Funktionsbereiche haben, deren Räume großflächig verteilt sind und in denen sich viele Personen aufhalten, wird dem baulichen Brandschutz eine hohe Bedeutung beigemessen. Ziel ist es, im Brandfall die Brandausbreitung räumlich zu begrenzen, den Brand in einem definierten Abschnitt zieltgerecht bekämpfen zu können und die übrigen Räumlichkeiten soweit zu schützen, dass Personen sich weitgehend geordnet in Sicherheit bringen bzw. Personen und gegebenenfalls auch Sachen gerettet werden können. Dazu gehören u.a. planerisch angeordnete Brandabschnitte mit Brandwänden, Brandtüren und geschützte Treppenräume. Bezuglich des baulichen Brandschutzes gelten die gleichen Bedingungen wie bereits bei den Industriebauten beschrieben.

Werden die örtlichen Gegebenheiten des baulichen Brandschutzes bei der nachträglichen Installation einer Photovoltaikanlage gestört, z. B. weil Leitungen über oder durch Brandwände geführt werden, ist die Betriebssicherheit des Gebäudes nicht mehr volumnäßig gegeben. Bei einem Schulgebäude sind hierbei die möglichen Folgen kaum vorhersehbar.



Bild 118: Mit Leitungen überführte Brandwand, die zudem keinen ausreichenden Leitungsschutz hat

## 6.4 Haftung

Was bei Problemen mit einer Photovoltaikanlage bei einem Einfamilienhaus noch im Kleinen abläuft, kann bei komplexeren Gebäuden mitunter zu einem sehr großen Haftungsproblem anwachsen. Werden Mängel nicht erkannt und es kommt zu einem Schaden, stehen zumeist zivile Forderungen des Schadensersatzes im Raum, auf denen im schlimmsten Fall der Anlagenbetreiber sitzen bleibt. Die zuvor aufgeführten Mängel und Unzulänglichkeiten können beseitigt werden, nachdem sie bemerkt wurden. Entstehen aber Schäden, insbesondere Personenschäden, ergeben sich ganz andere Haftungsansprüche. Es ergibt sich eine Sachlage, die auch mögliche strafrechtliche Konsequenzen nach sich ziehen kann.

Unter anderem spricht § 319 des Strafgesetzbuches von der Baugefährdung:

- »(1) Wer bei der Planung, Leitung oder Ausführung eines Baues oder des Abbruchs eines Bauwerks gegen die allgemein anerkannten Regeln der Technik verstößt und dadurch Leib oder Leben eines anderen Menschen gefährdet, wird mit Freiheitsstrafe bis zu fünf Jahren oder mit Geldstrafe bestraft.
- (2) Ebenso wird bestraft, wer in Ausübung eines Berufs oder Gewerbes bei der Planung, Leitung oder Ausführung eines Vorhabens, technische Einrichtungen in ein Bauwerk einzubauen oder eingebaute Einrichtungen dieser Art zu ändern, gegen die allgemein anerkannten Regeln der Technik verstößt und dadurch Leib oder Leben eines anderen Menschen gefährdet.
- (3) Wer die Gefahr fahrlässig verursacht, wird mit Freiheitsstrafe bis zu drei Jahren oder mit Geldstrafe bestraft.

*(4) Wer in den Fällen der Absätze 1 und 2 fahrlässig handelt und die Gefahr fahrlässig verursacht, wird mit Freiheitsstrafe bis zu zwei Jahren oder mit Geldstrafe bestraft.«*

[siehe dazu auch [https://www.gesetze-im-internet.de/stgb/\\_\\_319.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stgb/__319.html)]

Ähnliches gilt auch für Brandstiftung aus § 306d StGB (Fahrlässige Brandstiftung):

*»(1) Wer in den Fällen des § 306 Abs. 1 oder des § 306a Abs. 1 fahrlässig handelt oder in den Fällen des § 306a Abs. 2 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.«*

[siehe dazu auch [https://www.gesetze-im-internet.de/stgb/\\_\\_306d.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stgb/__306d.html)]

Solche strafrechtlichen Konsequenzen gehen nicht nur auf den Planer und Errichter der Photovoltaikanlage über, sondern können auch den Betreiber einer solchen Anlage treffen, wenn er seiner Fürsorgepflicht nicht nachgekommen ist.

Es ist daher gerade bei solchen besonderen Objektsituationen ratsam, die Installation der Photovoltaikanlage überprüfen zu lassen. Denn nur rechtzeitig entdeckte Mängel ermöglichen eine Ertüchtigung und Verbesserung der baulichen Sicherheit vor Ort, wodurch Schäden verhindert und Risiken aus möglichen Haftungsansprüchen Dritter minimiert werden können.

# 7 Schutzeinrichtungen und Schadensvorbeugung

Bei der Installation und dem Betrieb von Photovoltaikanlagen ergeben sich häufig bauliche Schnittstellen, die entweder nicht beachtet werden oder über die es im Nachhinein viele Diskussionen gibt. In vielen Fällen kollidiert die Installation einer Photovoltaikanlage mit anderen Gewerken, sei es in punkto Dachkonstruktion, Statik oder Sicherheitseinrichtungen. Darüber hinaus ist es notwendig, möglichen Schadensereignissen präventiv vorzubeugen. Das folgende Kapitel widmet sich solchen Diskussionspunkten, Maßnahmen und Besonderheiten, die bei Photovoltaikanlagen relevant sein können.

## 7.1 Blitz- und Überspannungsschutz

Bei Anlagenbesichtigungen ist immer wieder festzustellen, dass bestehende Blitzschutzsysteme bei der Planung und Montage der Photovoltaikanlage ignoriert wurden (vgl. Kapitel 6.3.1). Häufig wurde der Blitzschutz einfach größtenteils überbaut oder auf die erforderlichen Trennungsabstände nicht geachtet. Bei einigen Photovoltaikanlagen hat man zumindest daran gedacht, das Photovoltaik-Gestell mit dem Blitzschutzdraht zu verbinden. Häufig wird auch über den Sinn und Unsinn einer Blitzschutzanlage diskutiert, weil man häufig lesen konnte, dass durch eine Photovoltaikanlage das Blitz-einschlagsrisiko nicht erhöht sei. Eine Photovoltaikanlage wird mithilfe von sehr vielen Konstruktionsteilen aus Metall auf das Dach eines Gebäudes befestigt. Dieser Umstand hat bereits früh zu Diskussionen geführt, ob durch diese Metallkonstruktion der Blitz leichter »angezogen« wird. Dem wurde aber recht schnell fachlich widersprochen, was aber nicht grundlegend bedeutet, dass dort, wo Photovoltaikanlagen installiert werden, auch kein Blitzschutz erforderlich wird. Deshalb darf in diesem Zusammenhang auf einige grundlegende Planungs- und Ausführungsbestimmungen hingewiesen werden, die nachfolgend für den Laien etwas vereinfacht erklärt werden sollen.

## Grundlagen

Bei einer Blitzschutzanlage unterscheidet man den »äußerer« 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 dem zu schützenden Bereich.

Die Erfordernis der Installation einer Blitzschutzanlage (BSA) auf einem Gebäude kann verschiedene Gründe haben:

- Bauordnungsrechtliche Forderungen

Auf bestimmten Gebäuden 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 m<sup>2</sup> Solarfläche ein Blitzschutz empfohlen. Soweit diese Vorschrift bei den Versicherungsverträgen mit eingeschlossen wurde, gelten auch deren Auflagen. Manche Versicherer erlassen auch eigene Auflagen für einen Blitz- oder Überspannungsschutz. Es ergeben sich hieraus unterschiedliche, jedoch ausschließlich versicherungsrechtliche Forderungen. So fordern einige Versicherer z. B. ab einer gewissen Anlagengröße einen äußeren Blitzschutz und/oder einen Überspannungsschutz. Bei Nichterfüllung kann eine höhere Selbstbeteiligung im Schadensfall verlangt werden.

- Private Risikobetrachtung

Der Anlagenbetreiber hält aufgrund seiner Risikoeinschätzung sein Gebäude für entsprechend schützenswert. Dies gilt für den privaten wie den gewerblichen Bereich.

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

Ist auf einem Gebäude bereits eine BSA vorhanden, hat dies meist seinen Grund, der aus den vorgenannten Aufzählungen resultiert. Dieser Umstand muss bei der Planung und Ausführung einer Photovoltaikanlage auf einem solchen Dach zwingend berücksichtigt werden, um den Schutz des Gebäudes zu gewährleisten. Dies ergibt sich bereits aus den normativen Forderungen, insbesondere der DIN VDE 0185-305, Teil 3, Beiblatt 5. Wichtig zu wissen ist, dass Teil 3 der DIN VDE 0185-305 sowie Beiblatt 5 keinen Blitzschutz für Photovoltaikanlagen fordert, wie dies so oft fälschlicherweise in Werbebroschüren von Blitzschutzbietern dargestellt ist. Dieser Teil der Norm regelt ausschließlich die Ausführung des Blitzschutzes, soweit für dessen Errichtung eine Erfordernis bestehen sollte.



Bild 119: Häufiger Fehler: ein überbauter äußerer Blitzschutz

Auch der innere Blitzschutz, auch Überspannungsschutz genannt (nachfolgend kurz als *SPD – Surge Protection Device* bezeichnet), richtet sich in 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, wird nach den gültigen Normen zumindest ein SPD empfohlen. Es sollte bedacht werden, dass alleine durch einen Naheinschlag eines Blitzes noch bis 500 m vom Objekt entfernt, es zu elektrischen und magnetischen Feldkopplungen kommen kann, die z. B. die installierten Module und Wechselrichter beschädigen können. Der Grund liegt darin, dass bei einem Blitzeinschlag ein elektromagnetisches Feld entsteht. Je nach Ausbreitung dieses elektromagnetischen Feldes kann sich dieses in Leitungen induktiv einkoppeln. Die Leitungen, z. B. die Gleichstromleitungen auf dem Dach, wirken hierbei wie Antennen. Sind die Leitungen auf dem Dach in großen Leiterschleifen verlegt, wird diese Antennenwirkung noch begünstigt. Durch diese Einkopplung entstehen in den Leitungen Spannungsspitzen, welche die dort angeschlossenen Geräte (Module, Wechselrichter) zerstören können.

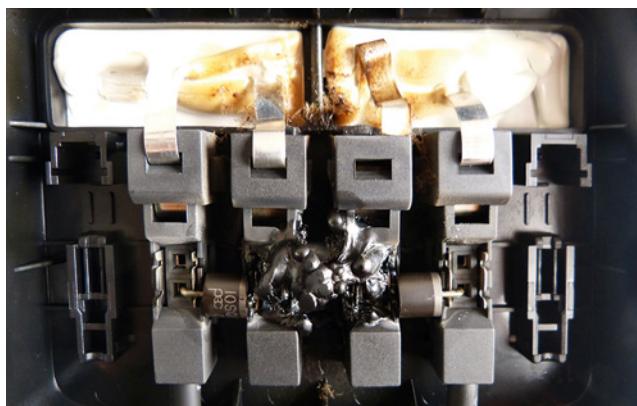


Bild 120: Verschmorte Bypassdioden in einer Modulanschlussdose durch atmosphärische Überspannung

Bei der Installation von Überspannungsschutzeinrichtungen ist darauf zu achten, dass alle Leitungen bzw. Geräte mit eingebunden werden. Wird nur der Wechselrichter auf der Gleichstromseite geschützt, können trotzdem Überspannungen netzseitig oder über die Datenleitungen auftreten und das Gerät beschädigen.

Bei den Überspannungsschutzgeräten unterscheidet man drei verschiedene Schutzklassen, die nachfolgend von der »feinen« bis zur »groben« Schutzklasse knapp beschrieben werden:

- SPD Typ 3: Feinschutz; dient lediglich zum Endgeräteschutz bei kleineren Spannungsspitzen. Solche SPDs sind auch bei den meisten Wechselrichtern bereits eingebaut.
- SPD Typ 2: Mittelschutz; dient zum Schutz vor induktiven Spannungseinkopplungen in Leitungssystemen, wie z. B. bei einem entfernten Blitzeinschlag, Blitznaheinschlag oder Wolke-Wolke-Blitze. Auch solche Schutzsysteme können bereits modularer Bestandteil eines Wechselrichters sein.
- SPD Typ 1: Grobschutz (beschalteter Blitzstromableiter); dient zum Ableiten von Blitzteilströmen z. B. bei Direkteinschlägen in PV-Komponenten oder Freileitungen.

Darüber hinaus gibt es auch kombinierte Überspannungsschutzgeräte, z. B. Typ 1-2 mit Grob- und Mittelschutz.

Ist ein äußerer Blitzschutz vorhanden oder erforderlich, gilt es zu prüfen, ob mit der Photovoltaikanlage der erforderliche Trennungsabstand zur Blitzschutzanlage eingehalten werden kann. In der Regel beträgt dieser je nach Dachhöhe 30 bis 50 cm und ist vom Installateur oder einer Blitzschutzfachkraft rechnerisch nachzuweisen. Der Abstand ist deshalb erforderlich, damit bei einem Blitzeinschlag dieser nicht auf andere Bauteile, wie z. B. die Photovoltaikanlage, überspringen kann und es dabei zu Funkenbildung kommt. Ist ein ausreichender Abstand vorhanden, kann die Photovoltaikanlage in den Blitzschutz, d. h. im Schutzbereich eingebunden werden. Dann ist ein Überspannungsschutz vom Typ 2 vor den Wechselrichtern bzw. den zu schützenden Geräten in der Regel ausreichend. Es können aber auch mehrere SPDs erforderlich werden, wenn die Entfernung vom Generatorfeld bis zu den Wechselrichtern relativ weit ist. Kann der Trennungsabstand nicht eingehalten werden, z. B. bei einem Blechdach (hier liegt sowohl der Blitzableiter als auch die Dachhaut auf einem Potenzial – d. h. sie sind leitend verbunden), kann es bei einem Blitzeinschlag in die Fangeinrichtungen passieren, dass Blitzteilströme über die Gleichstromleitungen der Photovoltaikanlage abfließen. Führen die Gleichstromleitungen in das Gebäude, werden gleichzeitig die Blitzteilströme mit in das Gebäude geführt. Daher sind in diesem Fall unmittelbar am Gebäudeeintritt der Stringleitungen ein SPD Typ 1 (Blitzstromableiter) anzurufen. Unter Umständen wird unmittelbar am zu schützenden Gerät (z. B. Wechselrichter) noch ein SPD Typ 2 erforderlich. Der Unterbau der Photovoltaikanlage ist in den Blitzschutzzpotenzialausgleich einzubinden. Dieser soll erstens eine gefährliche Funkenbildung und somit Brandentstehung bei einem Blitzüberschlag von der BSA auf die Photovoltaikanlage vermeiden und zweitens die Überspannung über das

gesamte metallene System verteilen und somit den Potenzialunterschied (Überspannung) beseitigen. Näheres hierzu regeln die entsprechenden VDE-Normen.

Die Einhaltung des Trennungsabstandes der Photovoltaikanlage zur äußeren BSA soll oberstes Ziel sein. Ansonsten ergeben sich erhebliche Aufwendungen für den Blitzschutzpotenzialausgleich und den inneren Blitzschutz, z. B. durch die erforderliche Installation von mehreren und in Bezug auf die Schutzklasse höherwertigen Blitzstromableitern und Überspannungsschutzeinrichtungen.



Bild 121: Vieles richtig gemacht, am Schluss dennoch alles falsch: Der Abstand des Generatorfeldes vom Blitzschutz ist ausreichend, jedoch kreuzen die Stringhauptleitungen die Blitzschutzeinrichtung.

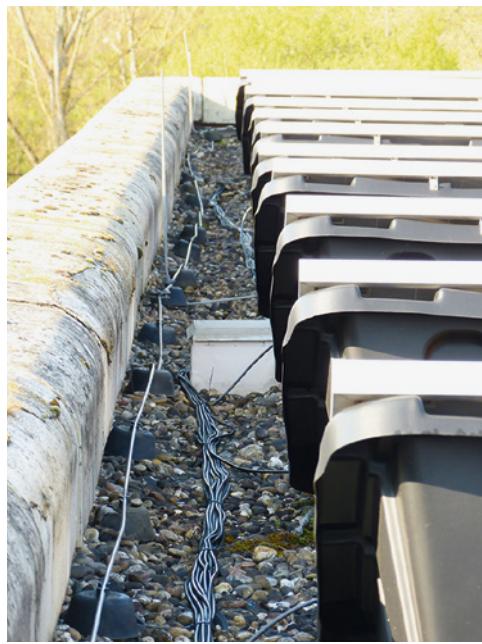
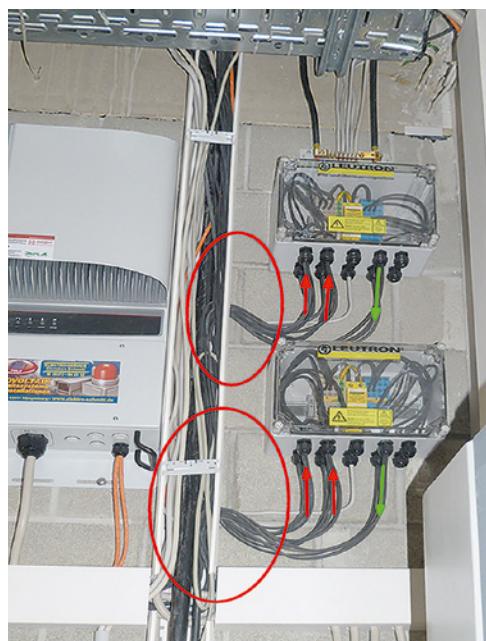


Bild 122: Fehler bei Leitungsverlegung, Leitungsschutz und Trennungsabstand: Der Schutz gegen Witterungseinflüsse fehlt und die Leitungen liegen parallel zum Blitzableiterdraht.

Bild 123: Ähnliche Situation wie im vorherigen Bild beschrieben:  
fehlender Leitungsschutz und  
nicht ausreichender Abstand  
zum äußeren Blitzschutz



Bild 124: Durch die vermischte Verlegung von Leitungen vor dem Überspannungsschutz (»schmutzige Leitungen« – rot) und nach dem Überspannungsschutz (»saubere Leitungen« – grün) kann die Schutzwirkung durch Spannungseinkopplung im zusammengeföhrten Leitungsbündel wieder aufgehoben werden.



Auch beim inneren Blitzschutz mit Überspannungseinrichtungen scheitert die richtige Installation oft an Kleinigkeiten. Bei Überspannungseinrichtungen müssen die ankommenden (»schmutzigen«) Leitungen und abgehenden (»sauberer«) Leitungen strikt getrennt sein, damit es im Überspannungsfall nicht zu Spannungsüberschlägen kommt und somit die Überspannung die Schutzeinrichtungen umgehen kann. Häufig findet man aber, wie im Bild zuvor gezeigt, vor Ort eine gemischte Leitungsverlegung, bei der die Wirkung des Überspannungsschutzes in den meisten Fällen vermindert ist.

Im nachfolgenden Fall hat ein Blitz direkt in die SAT-Schüssel eines Wohnhauses eingeschlagen. Der Schaden an der Hauselektrik war immens. Gleichzeitig wurden alle Module und Wechselrichter bei der auf dem Dach installierten Anlage beschädigt, obgleich hier gar kein direkter Einschlag feststellbar war.



Bild 125: Blitzeinschlag in SAT-Schüssel ...



Bild 126: ..., nur bei näherer Betrachtung ist das beschädigte Koaxialkabel erkennbar.

## 7.2 Diebstahlschutz

Von Diebstählen, bei denen es die Täter auf den Rohstoff Metall abgesehen haben, sind häufig auch gewerbliche Betriebe betroffen. Auch Photovoltaikanlagen sind ab und zu begehrtes Ziel solcher Diebstähle. In der Regel passiert dies, weil es die Diebe auf die Module und Wechselrichter abgesehen haben, auch wenn die Preise auf dem Weltmarkt in den letzten Jahren stark rückläufig waren. Es gab aber auch Fälle, bei denen die Module vom Dach geworfen und nur die Tragkonstruktion aus Edelstahl und Aluminium entwendet wurden.

In der Regel sollte jeder PV-Betreiber auch gegen Diebstähle ausreichend versichert sein. Selbstverständlich ist es trotz Versicherungsschutz ärgerlich, wenn Teile der Photovoltaikanlage entwendet werden, da dies zumeist mit weiteren Schäden einhergeht. Deshalb ist es ratsam, sich die Bedingungen aus dem Versicherungsvertrag genauer anzusehen. Nicht selten werden dort genaue Vorgaben und Auflagen gemacht, unter welchen Umständen überhaupt ein Versicherungsschutz besteht. Zudem kann die Versicherung dem Betreiber nach einem Diebstahl entsprechende Auflagen machen oder bereits bestehende verschärfen.

Bild 127: Ärgernis und Schaden zugleich: gestohlene Module aus einer Freifeldanlage



Ein 100%iger Schutz vor Diebstählen und vor diebstahlbedingten Sachbeschädigungen ist meines Erachtens kaum zu realisieren. Es werden auf dem Markt verschiedene Möglichkeiten angeboten, Photovoltaikanlagen zu schützen und zu überwachen. Viele Systeme haben aber neben den Vorteilen auch eine Reihe von Nachteilen.

So gibt es für Module und Wechselrichter Diebstahlschutzeinrichtungen mit einem dauerhaften Verschluss der Schrauböffnungen an den Befestigungsmitteln (z. B. Inbusschraube mit Kugeleinlage oder Epoxidharz), um eine Demontage mit üblichem Werkzeug unmöglich zu machen. Dies hält aber manchen Dieb nicht davon ab, die Module notfalls mit Gewalt (Brecheisen) zu lösen. Der Schaden kann dann enorm werden. Darüber hinaus

ergeben sich zum Teil erhebliche Aufwendungen, wenn im Zuge von Wartungs- oder Instandsetzungsarbeiten einzelne Module gelöst werden müssen.

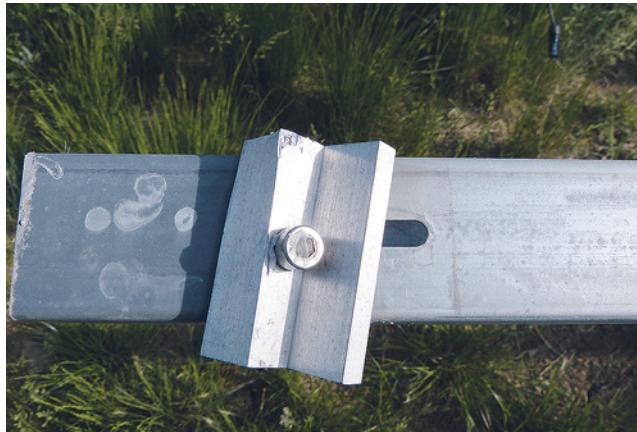


Bild 128: »Ausgehebelte«  
Modulklemme mit  
Diebstahlschutz

Besonders Freifeldanlagen liegen im Fokus von Diebstahlschutzmaßnahmen. Sie befinden sich oftmals abseits von bewohntem Gebiet und bieten ideale Voraussetzungen für ungehörtetes Handeln. Die Sicherheitseinzung für elektrische Betriebsstätten sollte daher auch Diebe vom Zutritt abhalten können. Ein Maschendrahtzaun ohne Übersteigschutz bietet hier keinen ausreichenden Schutz. Ideal sind Stabgitterzäune mit einer Mindesthöhe von 2,00 m sowie doppeltem Übersteigschutz.



Bild 129: Stabgitterzaun  
mit Übersteigschutz

Bild 130: »Rundumblick« mittels  
Kameraüberwachung



Darüber hinaus ergeben sich ergänzende Maßnahmen wie Kameraüberwachungssysteme oder ein Meldedraht im Zaun, der bei Beschädigung bzw. beim Durchschneiden automatisch einen Meldealarm beim Betreiber auslöst.

# 8 Brände und Brandschutz an Photovoltaikanlagen

## 8.1 Brandursachen

Laut Schadensstatistik des TÜV-Rheinland (siehe »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen«) stehen Brände an Photovoltaikanlagen anzahlmäßig nicht im Vordergrund. Dennoch ist nicht von der Hand zu weisen, dass Photovoltaikanlagen brennen können. Die Umstände hierzu wurden bereits in Kapitel 6.2 beschrieben.

Bei Bränden, die von einer elektrischen Anlage ausgehen, ist die Ursache (meist) ein technischer Defekt. Bei einer Photovoltaikanlage können technische Defekte insbesondere dort Brände auslösen, wo relativ hohe Energie entsteht, die sich zu einem Brand entwickeln kann. Dies sind meist die Bereiche der Wechselrichter und der Gleichstromseite mit der Gefahr einer Lichtbogenbildung.



Bild 131: Brand an einer Photovoltaikanlage: Die Ursache war ein technischer Defekt im Modulbereich.

Bild 132: Brandtechnische Untersuchung einer durch Lichtbogenzündung zerstörten Steckverbindung



Bild 133: Durch Brand zerstörte Module (oben und rechts)



Bild 134: Löscheinsatz bei einer Photovoltaikanlage, bei denen einige Module gebrannt haben  
[Quelle: Feuerwehr Wardenburg]





Bild 135: Verschmortete Anschlussdose an einem Modul: Die Ursache ist ein Herstellungsfehler.



Bild 136: Meistens bleibt nach einem Brand nicht viel übrig. Das Bild zeigt die Reste von vier Wechselrichtern und der Unterverteilung.



Bild 137: Brandschaden an einem Generatoranschlusskasten einer Freifeldanlage

Diese einzelnen Beispiele sollen den Anlagenbetreiber nicht verunsichern oder ängstigen, sondern ihm vielmehr vermitteln, dass der Betrieb von Photovoltaikanlagen keine risikofreie Angelegenheit ist. Wenn bei sonnigem Wetter mehrere Ampere Strom durch ein Kabelbündel fließen, funktioniert das nur sicher, wenn die Kabelwege, Leitungen und der Rest der Photovoltaikanlage technisch einwandfrei installiert wurden und auch alle anderen Komponenten ohne Mängel betrieben werden. Den einwandfreien Betrieb zeigt nicht allein das Ergebnis des Stromzählers an, sondern er kann nur durch eine regelmäßige Prüfung sichergestellt werden. Dies trifft insbesondere auf sensible Gebäude und auch Betriebe zu, wo sich ein Brand sehr schnell ausbreiten und erheblichen Schaden anrichten kann.

Die in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten möglichen Fehler und Installationsmängel sollen dem Betreiber Hinweise für mögliche Mängel an seiner Anlage geben, von denen er eventuell keine Kenntnis hat.

## 8.2 Brandschutz

Bezüglich des baulichen Brandschutzes wurden bereits in Kapitel 6 ausführliche Hinweise gegeben. Insbesondere bei landwirtschaftlichen Betrieben sowie Sonderbauwerken spielt der bauliche Brandschutz eine wichtige Rolle zur Schadensprävention. Dabei sind baurechtliche und versicherungsrechtliche Vorgaben zu berücksichtigen. Die nachträgliche Installation einer Photovoltaikanlage kann z. B. großen Einfluss auf das bauliche Brandschutzkonzept nehmen und mitunter sogar gesetzlich vorgeschriebene bauliche Brandschutzvorkehrungen aufheben – mit ungeahnten Risiken und Folgen.

Neben einer allgemein fachgerechten und nach den örtlichen Bedingungen durchgeführten Anlageninstallation trägt eine regelmäßige Prüfung der Photovoltaikanlage zur Vorbeugung von Brandrisiken bei.

## 8.3 Einsatz von Feuerwehren

Nicht immer lässt es sich vermeiden, dass ein Brand entsteht. Dieser muss noch nicht einmal direkt etwas mit der Photovoltaikanlage selbst zu tun haben. Viele Anlagenbetreiber wurden in der Vergangenheit mit beunruhigenden Meldungen aus der Presse konfrontiert, in denen das Löschen von Gebäuden mit Photovoltaikanlagen als höchstgefährlich eingestuft wurde. Hierbei machte auch die Schlagzeile vom »kontrollierten Abbrennen lassen« die Runde, wonach die Feuerwehr nicht mehr bei Objekten mit installierten Photovoltaikanlagen löscht, da diese nicht abgeschaltet werden können.

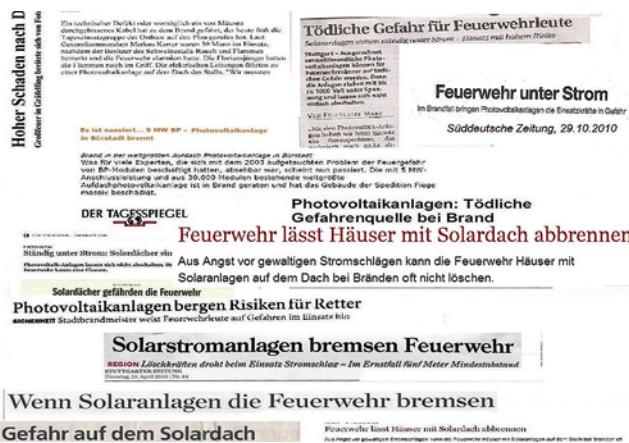


Bild 138: Schlagzeilen aus der Presse zu Feuerwehreinsätzen an Gebäuden mit Photovoltaikanlagen

Geschichten vom »kontrollierten Abbrennen lassen« von Gebäuden mit Photovoltaikanlage sollten der Vergangenheit angehören, weil es das nie gegeben hat. Solche Gerüchte wurden meist durch missverstandene Meldungen in Umlauf gebracht. Die Feuerwehr ist grundsätzlich verpflichtet, Brände zu bekämpfen. Zudem gab es bereits vor dem Boom von Photovoltaikanlagen entsprechende Unfallverhütungsvorschriften für Feuerwehren für die Bekämpfung von Bränden an elektrischen Anlagen.

Das markante, viel und oft kontrovers diskutierte Thema des Feuerwehreinsatzes ist oftmals mit der Überschrift »Brandschutz« tituliert, obwohl es sich nicht um den Brandschutz, sondern vielmehr um die Brandbekämpfung und den Personenschutz der Feuerwehrleute handelt. Dabei sind genau diese zwei Punkte zu unterscheiden.

Dennoch stellt das Löschen eines Brandes an einem Objekt mit Photovoltaikanlage eine Herausforderung dar. Das Hauptproblem ist der Umstand, dass Photovoltaikanlagen nicht einfach so abgeschaltet werden können. Zwar kann die Anlage vom öffentlichen Netz getrennt werden, wodurch sich die Wechselrichter aus Sicherheitsgründen automatisch abschalten, aber zumindest bei Tageslicht bleiben die Module, die Verbindungsleitungen der Module sowie die Gleichstromleitungen vom Modulfeld bis zu den Wechselrichtern weiterhin unter Spannung. Wenn die Photovoltaikanlage nicht beschädigt ist, gehen von ihr keine Gefahren beim Löscheinsatz aus. Wenn die Gleichstromleitungen beschädigt sind, zugleich außerhalb des Gebäudes verlaufen und beim Löscheinsatz ein entsprechender Abstand eingehalten werden kann, bestehen ebenfalls keinerlei Gefährdungen für die Feuerwehreinsatzkräfte. Problematisch können sich jedoch Einsätze gestalten, bei denen Zimmerbrände durch die Feuerwehrleute von innen gelöscht werden und wo die Gleichstromleitungen irgendwo im Inneren des Gebäudes verlaufen. Zum einen können die Leitungen bzw. deren Isolierung durch das Brandereignis beschädigt werden, zum anderen sind solche Leitungen für die Einsatzkräfte im Inneren des Gebäudes in den meisten

Fällen aufgrund der Rauchentwicklung erst gar nicht erkennbar. Unter sehr ungünstigen Umständen könnte es daher zu einem Stromunfall kommen.

Ein zweites massives Problem kann der erschwerte Zugang zum Gebäude über das Dach darstellen, da die Photovoltaikanlage zwangsläufig zu einer Löscheinbeiderung führt. Einige Dacheindeckungen können bei einem Einsatz schnell mit entsprechendem Gerät oder sogar per Hand geöffnet werden, um zum Brandherd vorzudringen. Bei einer mit Modulen überbauten Dachfläche mit fest installiertem Untergestell wird dies jedoch zum Problem. Somit können sich Löscheinsätze verzögern oder deren Wirkung gehemmt sein. Eingeplante Wartungsgassen dienen deshalb nicht nur der Wartung im Anlagenbetrieb, sondern können auch bei einem Löscheinsatz nützlich sein.

Eine weitere Gefährdung stellt das Zerplatzen von Modulscheiben durch die Hitzeeinwirkung bei einem Brand dar. Herumfliegende Scherben können die Einsatzkräfte verletzen und Löschscläuche beschädigen.

Eine wichtige Voraussetzung für die Unfallvermeidung bei Löscheinsätzen an Gebäuden mit Photovoltaikanlagen ist die Aufklärung und Schulung der Feuerwehr. Hinweisschilder, die das Vorhandensein einer Photovoltaikanlage anzeigen, gekennzeichnete Kabelwege und bei größeren Objekten ein Feuerwehreinsatzplan mit den eingetragenen Generatorfeldern und Kabelwegen bieten sinnvolle Unterstützung sowohl bei Feuerwehreinsätzen als auch beim Anlagenbetrieb und sollten bereits bei der Planung und Anlagendokumentation miteinbezogen werden.

Gerade bei weiträumigen Photovoltaikanlagen, die in der Landwirtschaft oder bei Gewerbe- und Industriegebäuden anzutreffen sind, ist es sinnvoll, diese einmal zusammen mit der örtlichen Feuerwehr zu besichtigen, um einen Überblick über kritische Stellen zu erhalten, die ggf. gekennzeichnet, gesichert und anderweitig einsatzsicher gestaltet werden müssen. Schon allein die Kenntnis über die Ausdehnung der Anlage und den Verlauf der dazugehörigen Leitungen und Abschalteinrichtungen helfen der Feuerwehr im Einsatz enorm.

Pflicht für jeden Photovoltaikbetreiber sollte es aber sein, seine Anlage kenntlich zu machen. Hierzu gibt es bereits genormte Hinweisschilder, die gut sichtbar anzubringen sind.

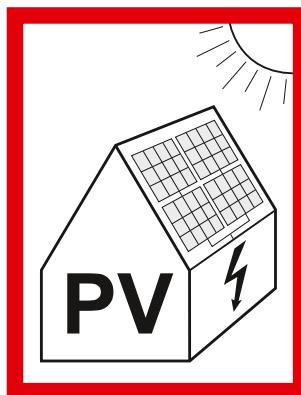


Bild 139: Hinweisschild für Photovoltaikanlagen

Auch ein einfacher Feuerwehreinsatzplan sollte bei ausgedehnten Anlagen nicht fehlen. Darin zeigt ein Lageplan den Standort des Generatorfeldes, den Verlauf der Stringhauptleitungen sowie den Wechselrichterstandort mit den DC-Freischaltstellen an.

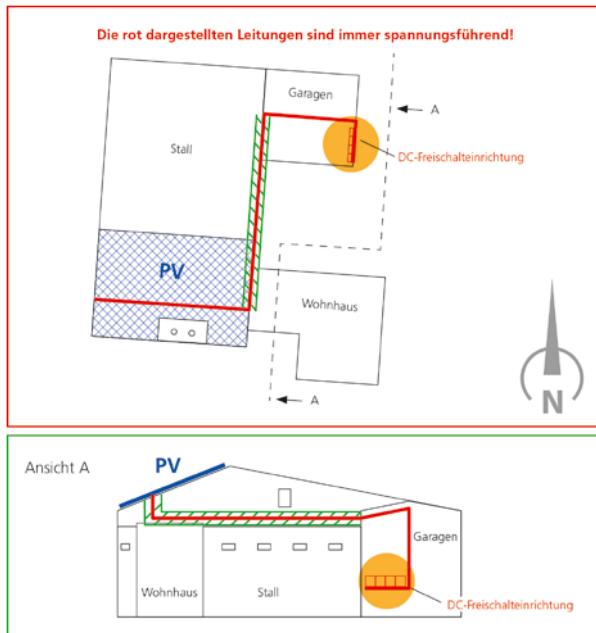


Bild 140: Beispiel für einen Feuerwehreinsatzplan  
[Quelle: Deutscher Feuerwehrverband]

Datum: Datum der Erstellung	Übersicht: Luftbild des Gebäudes	Projekt: Projekt-Nummer	Aufstellort der PV-Anlage: Adresse
		Kunde: Name und Mobilfunknummer	Erstellt durch: Komplette Adresse und Telefonnummer des Anlagen- herstellers
		Inhalt: PV-Anlage Übersichtsplan für Einsatzkräfte	
		Notfallnummer: Name und Mobilfunknummer	

Weitere Hinweise dazu liefert auch eine Informationsbroschüre vom Bundesverband der Solarwirtschaft (BSW), die u. a. in Zusammenarbeit mit dem Feuerwehrverband Niedersachsen erstellt wurde.

Bild 141: Broschüre: Einsatz an Photovoltaikanlagen  
[Quelle: Deutscher Feuerwehrverband]



Inhalt der Informationsbroschüre ist auch eine Einsatzcheckliste, die den Einsatzkräften helfen soll, vor Ort die Situation schnell und sicher zu beurteilen.

Seit Mai 2013 regelt die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712 bei der Planung und Errichtung von Photovoltaik-Systemen an oder auf Gebäuden mögliche Maßnahmen zur Verhinderung von gefährlichen Berührungsspannungen beim Versagen der Schutzmaßnahme »Doppelte oder verstärkte Isolierung« (z. B. im Brandfall). Daraus ergibt sich auch die Pflicht, seine Photovoltaikanlage gemäß dem o. g. Hinweisschild kenntlich zu machen.

In der Anwendungsregel werden zum einen bauliche und organisatorische Installationsmaßnahmen beschrieben, bspw. das gegen Feuer geschützte Verlegen von PV-Gleichstromleitungen im Gebäude (z. B. unter Putz oder in Brandschutzkanälen), das berührungssichere Verlegen solcher Leitungen (z. B. auf hochliegenden Kabelpritschen) oder das Verlegen der Leitungen grundsätzlich außerhalb eines Gebäudes. Weiterhin sind diverse Abschaltmaßnahmen aufgeführt, z. B. »Feuerwehrschanter«, die entweder bei einem Brand automatisch reagieren oder manuell von einer zentralen Stelle aus ausgelöst werden können. Über die Funktionsweise von »Feuerwehrschantern« wird oftmals kontrovers diskutiert, und es gibt noch keine normativen Vorgaben und Produktrichtlinien. Diese werden derzeit entwickelt.

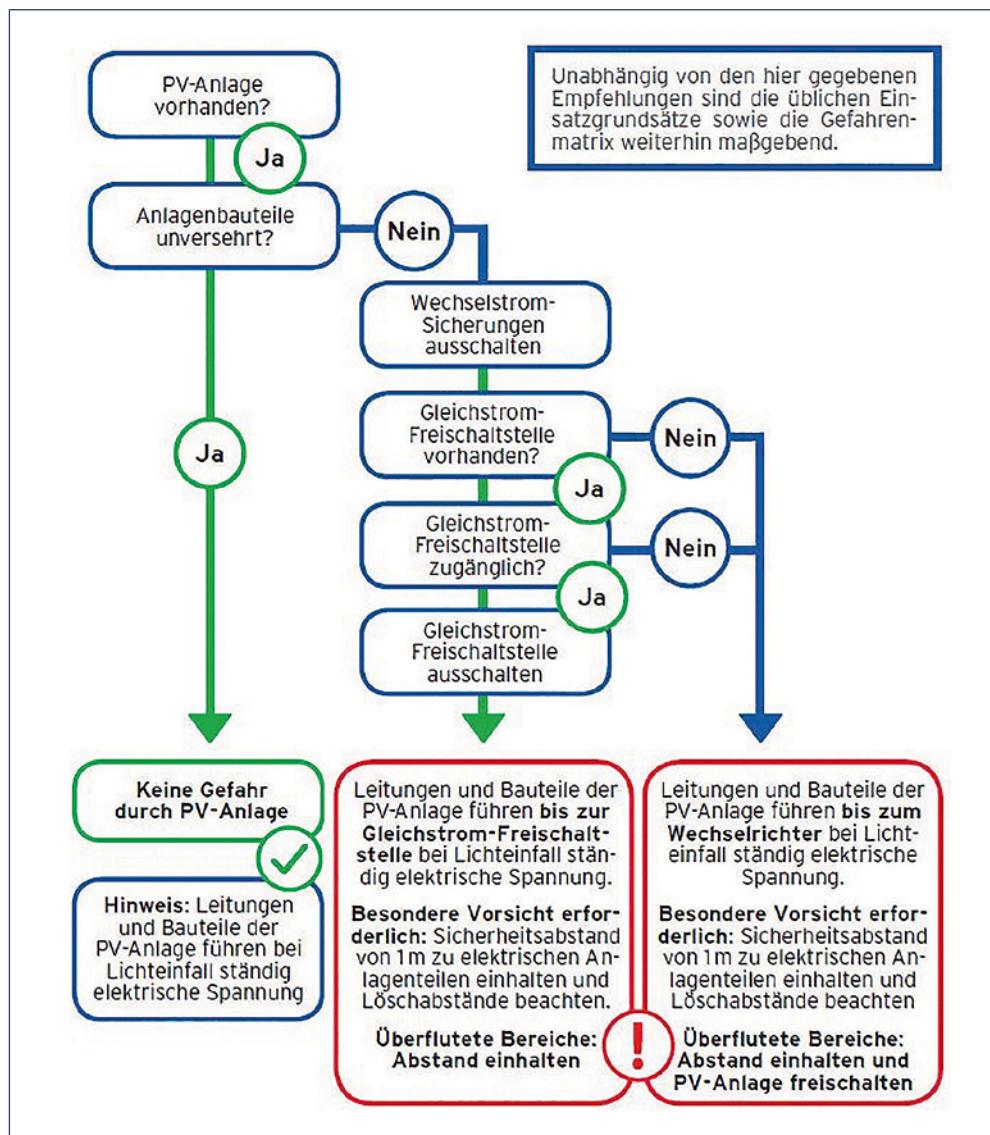


Bild 142: Checkliste für den Feuerwehreinsatz [Quelle: Deutscher Feuerwehrverband]

## 8.4 Hochwasser

Eine wahre Instandsetzungs- bzw. Reparaturwelle an Photovoltaikanlagen gab es im Jahr 2013. Das Jahrhunderthochwasser – bereits das zweite schwere Hochwasser in einem Jahrzehnt – hat in Süd- und Ostdeutschland in bestimmten Regionen Rekordschäden verursacht, die teilweise existenzbedrohend waren. Dass dies auch viele Photovoltaik-anlagen betraf, war unverkennbar.

Bild 143: Flutkatastrophe in Südbayern: Gebäude mit Photovoltaikanlagen nach der Flutkatastrophe  
[Quelle: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt- und Verbraucherschutz]



Dass sich solche Ereignisse häufen, haben auch die Unwetterkatastrophen 2016 in Süddeutschland gezeigt. In solchen Situationen haben Installationsbetriebe Hochkonjunktur, denn es gilt die Anlagen so schnell wie möglich wieder instand zu setzen. Überflutete Keller entstehen jedoch nicht nur während einer Jahrhundertflut, sondern können auch die Folge kleinerer Ereignisse sein, wie ein lokales starkes Regenereignis, Wasserleitungsbruch oder Rückstau in der Abwasserleitung. Zumeist sind die Photovoltaik-Module sicher vor Hochwasser und anderer Ereignisse auf dem Dach montiert, jedoch ergeben sich Schäden an Photovoltaikanlagen oft an den im Erdgeschossbereich oder auch in den Kellerräumen installierten Unterverteilungen und Wechselrichtern.

Allgemein ist bekannt, dass Wasser und elektrischer Strom nicht aufeinander treffen sollten, da dadurch die Gefahr von Kurzschlüssen und Stromschlägen besteht. Weniger bekannt ist, dass dadurch bei der Photovoltaik auch Explosionen entstehen können.

Bei den Hochwassereignissen konnten viele Erkenntnisse zum Vorgehen und Verhalten in solchen Fällen gesammelt werden, um zusätzliche Sach- und Personenschäden zu vermeiden. Viele Orte waren bei der Flut wochenlang nicht zugänglich. Die vom Wasser überspülten Wechselrichter wurden zerstört, sodass keine weitere Schadensverhinderung möglich ist, wenn man die entgangenen Einspeiseerlöse außer Acht lässt.

Problematisch war die Vorgehensweise von Installationsbetrieben, die zu eiligen Maßnahmen rieten, um angeblich schlimmere Folgeschäden zu vermeiden. Im Hinblick auf die entstandenen Elementarschäden am Gebäude und Inventar, ist der eher zeitbefristete Verlust der Einspeisevergütung als zweitrangig zu betrachten, insbesondere wenn die Anlage gegen Allgefahren, d. h. gegen jegliche Beschädigungen, die von außen wirken, versichert ist. Aus voreiligen Maßnahmen können sich jedoch ganz andere Probleme ergeben, wie in den nächsten Abschnitten erläutert wird.

Werden die Keller 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 auf der DC-Seite – auch wenn das Ortsnetz bzw. die Stromversorgung des Gebäudes abgestellt ist. Allgemein bekannt ist, 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, denn es besteht hierbei die akute Gefahr eines Stromschlags.



Darüber hinaus besteht 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, sodass das sogenannte Knallgas entsteht. Sammelt sich zu viel Wasserstoff in einem geschlossenen Raum, steigt das Explosionsrisiko. Solche Räume müssen deshalb ausreichend belüftet werden, bevor sich Personen z. B. mit Ersatzstromgeräten wie Lampe oder Pumpe in diese Räume begeben.

Als erste Maßnahme bei Überflutungen im Zusammenhang mit Photovoltaikanlagen sollten die Gleichstromhauptleitungen im Bereich des Generatorfeldes entweder durch eine bereits vorinstallierte Abschalteinrichtung (z. B. »Feuerwehrschatzer«) getrennt oder durch eine Elektrofachkraft fachmännisch abgeklemmt werden. Erst danach können Kellerräume, in denen sich die Wechselrichter befinden, betreten werden. Eine Elektrofachkraft kann dann die weiteren Anlagenteile prüfen, ob von ihnen noch Gefahren ausgehen und diese gegebenenfalls stilllegen. Anschließend können alle Schäden kontrolliert und die Räume trockengelegt werden.



# 9 Anlagenerträge sicher überwachen

## 9.1 Allgemeines

Neben einem sicheren Anlagenbetrieb, der auf der Grundlage einer fachlich richtigen Planung und Installation der Anlage sowie regelmäßigen Prüfungen fußt, bedarf es zugleich einer Ertragsüberwachung, um den wirtschaftlich sinnvollen Betrieb sicherzustellen. Über die entsprechenden Grundlagen zur Einschätzung und Prüfung der Anlagenerträge wurden schon im Buch »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« verschiedene Punkte dargestellt.

Gerade bei größeren Anlagen sollte ein Augenmerk auf die Ertragssituation und -überwachung gelegt werden. Fällt in einer kleinen Anlage ein String aus, dann fällt dies dem Anlagenbetreiber womöglich sehr schnell auf, insbesondere dann, wenn der betreffende Wechselrichter vielleicht nur noch die halbe Leistung erbringt. Bei einer größeren Anlage, die über kein brauchbares Monitoring verfügt, kann ein Wechselrichterausfall sogar über Tage unbemerkt bleiben. Selbst ein über mehrere Tage unbemerter Totalausfall der gesamten Anlage ist keine Seltenheit. So etwas geht sehr schnell ins Geld. Daher werden nachfolgend die wesentlichen Punkte – insbesondere für Großanlagen – nochmals zusammengefasst.

## 9.2 Anlagenüberwachung – Monitoring – Fehlererkennung

Um bei größeren Anlagen alles überblicken zu können, ist ein professionelles Monitoring mit Stringüberwachung notwendig. Professionelle Ertragsvergleiche ergeben sich nur mit entsprechender technischer Ausrüstung. Hierbei gibt es recht einfache Systeme mit automatisch generierender Fehlermeldung bis hin zu ausgefeilten Techniken mit Einzelstringüberwachung sowie zusammen mit Einstrahlungs- und Temperatursensor. Angesichts der vielen installierten Anlagen ist es manchmal verwunderlich, dass manche größere Anlage im Bereich von 30 bis 100 kWp oftmals über gar kein Überwachungssystem verfügt.

Eine kontinuierliche Anlagenüberwachung sichert die hohe Verfügbarkeit der Anlage. Dabei ist eine funktionierende und permanente Betriebsüberwachung unabdingbar. Diese sollte unabhängig von der Anlagengröße täglich durchgeführt werden. Heutzutage sind

Monitoringsysteme mit permanenter Überwachung und automatischer Fehlermeldung Stand der Technik und für größere Anlagen ein Muss.

Zur Ertragsauswertung ist ein Datenlogger zu empfehlen, der die Daten der Wechselrichter und Strings aufzeichnet und über eine Schnittstelle entweder direkt am PC zur Verfügung stellt oder über das Internet mit einer visualisierten Darstellung überall und jederzeit zugänglich macht. Solche Datensysteme sind notwendig, um gesicherte Messdaten und auch Fehlermeldungen zu erhalten, was ein zeitnahe Reagieren des Anlagenbetreibers ermöglicht. Durch automatisierte Fehlermeldungen können Störungen rasch behoben und die Dauer von Anlagenausfällen minimiert werden. Zusätzliche Messinstrumentarien wie Einstrahlungssensor, Windmesser und Temperaturfühler ergänzen das Monitoring zu einer professionellen Betriebsführung und liefern permanent Daten in Echtzeiterfassung sowie fertige Ergebnisse wie z. B. die Performance Ratio. Unter Performance Ratio versteht man in der Photovoltaik das Verhältnis von Nutzertrag und Sollertrag 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 Photovoltaikanlagen 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.

Man ist dann nicht mehr auf sonnige Tage angewiesen, um die Leistung seiner Anlage einschätzen zu können; selbst an regenreichen Tagen ergeben sich somit Datenwerte, die eine sichere Einschätzung der Anlagenperformance ermöglichen und auch Ausfälle sicher erkennen lassen.

Wie in Kapitel 12 beschrieben kann der Netzbetreiber bei bestimmten Anlagen bei einer Netzauslastung die Leistung der Photovoltaikanlage ferngesteuert regeln. Neben der automatischen Aufzeichnung mit dem Nachweis, dass der Netzbetreiber geregelt hat, geht es zudem um den Ersatz der durch Regelung ausgefallenen Vergütung. Diese erhält man nicht automatisch, was in einem späteren Kapitel noch eingehender erörtert wird.

Wer seine Anlage über die Direktvermarktung betreiben möchte, ist zwingend auf ein Monitoringsystem mit zusätzlicher Regeleinrichtung angewiesen. In diesem Zusammenhang spielt auch die Sicherstellung eines rechtssicheren Anlagenbetriebs eine Rolle (siehe Kapitel 14). Soweit der Anlagenbetreiber die Überwachung nicht auf einen Dritten überträgt, muss er sich selbst zuverlässig um die Funktion seiner Photovoltaikanlage kümmern. Störungen, die den Ertrag beeinflussen oder die Kommunikation mit der Anlage, sind dem Direktvermarkter unverzüglich mitzuteilen. Wird dies unterlassen, kann es durchaus zu Auseinandersetzungen kommen, wenn dem Direktvermarkter z. B. die prognostizierten Tageserträge aus der gegenständlichen Anlage nicht zur Verfügung stehen.

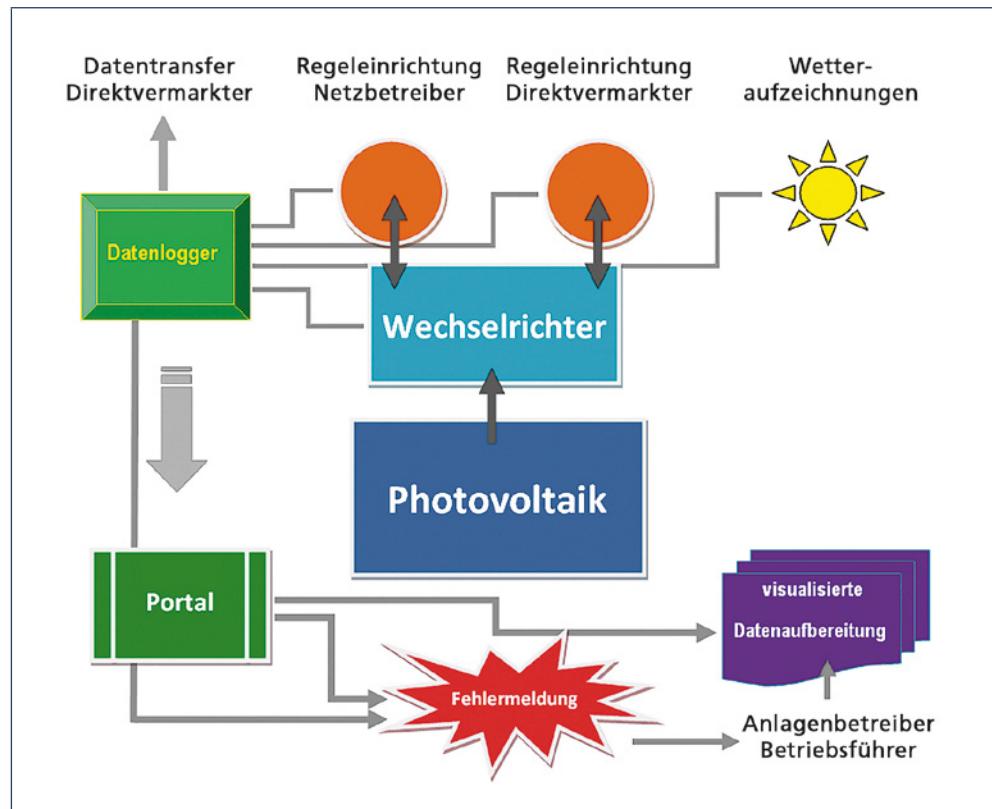


Bild 144: Systembeispiel einer kommunikativen Anlagenüberwachung mit Direktvertrieb

Auf dem Markt gibt es derzeit eine Vielzahl von Monitoringsystemen mit visualisierter Aufbereitung und ortsunabhängiger Kontrolle via Internet oder i-Pod. Die Systeme unterscheiden sich in ihrer örtlichen Installation (Datenleitung mit Schnittstelle oder Bluetooth-Variante), in der Datenaufzeichnung und im Datenversand (direkt am PC oder via GPRS/Mobilfunknetz) sowie in der Visualisierungsmöglichkeit und Datenaufbereitung.

Bild 145: Visualisierte  
Datenaufbereitung  
[Quelle: Meteocontrol]



Neben Systemen, bei denen die Datenaufbereitung via Internet kostenfrei ist, gibt es gebührenpflichtige Systeme. 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. Stringleitungen und Wechselrichterzuordnungen genau erfasst wurden.

Bei Großanlagen ist es sinnvoll, einen zuverlässigen Installateur oder einen fachspezifischen Dienstleister zu beauftragen, der im Rahmen eines Betriebsführungsvertrags und ggf. eines Wartungs- und Instandhaltungsvertrags das Monitoring übernehmen kann. Betriebsführungsverträge beinhalten in der Regel auch Störungsdienste. Dadurch wird insbesondere bei Großanlagen die Betriebsführung erheblich erleichtert und die Reaktionszeit bei Fehlermeldungen verkürzt, wenn diese sofort beim zuständigen Installationsbetrieb eingehen. Hier sind jedoch genaue vertragliche Regelungen erforderlich, die bereits in »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« dargelegt wurden.

# 10 Sondermessungen und Prüfungen

Photovoltaikanlagen können fachmännisch durch Inaugenscheinnahme und die üblichen Messungen schnell und effizient geprüft werden. Zur Wahrung der Gewährleistungs- und Garantieansprüche kann es empfehlenswert sein, die regelmäßige Inspektion durch bestimmte Sondermessungen zu erweitern. Gleiches gilt auch, wenn sich Vermutungen über einen Minderertrag ergeben, der durch die üblichen Messmethoden nicht sicher detektiert werden kann.

Es gibt derzeit drei praktische Methoden von Sondermessungen, die unter verschiedenen Voraussetzungen und je nach Art der möglichen Fehlersuche vor Ort angewandt werden können: die Thermografie, die Kennlinienmessung und die Lumineszenzmessung. Alle drei Methoden sind spezielle elektrotechnische Messungen, die einen »Blick« in die Module ermöglichen. Wenn man es auf den Menschen übertragen könnte, wären diese Methoden vergleichbar mit Fiebermessen, EKG und Ultraschallaufnahme.

Grundsätzlich sind solche Messmethoden umsichtig einzusetzen, weil sie wegen der erforderlichen teuren Messgeräte kostenintensiv sind. Beispielsweise ist es sinnlos, eine Kennlinienmessung durchzuführen, wenn der Fehler bereits optisch (defektes Modul) oder durch eine übliche Spannungs- und Strommessung ersichtlich ist.

Darüber hinaus können je nach Konstruktion und Anbringungsort gesonderte Prüfungen erforderlich sein, die im Folgenden beschrieben werden.

## 10.1 Thermografie

### 10.1.1 Grundlagen

Mit Thermografieaufnahmen lassen sich schnell und effizient Fehler bei elektrotechnischen Anlagen und auch Photovoltaik-Modulen lokalisieren und dokumentieren. Elektrotechnik erzeugt durch den dabei fließenden Strom in der Regel Wärme. Bei Fehlern in elektrischen Anlagen erhöht sich durch den sich bildenden Widerstand meist 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 elektrotechnischen Sicherheits-Messungen nach DIN VDE 0100-600 (Erstprüfung) oder DIN VDE 105-100 (Wiederholungsprüfung) ersetzt, sondern immer ein ergänzendes Messinstrument darstellt.

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

Bild 146: Wärmebildaufnahme  
bei Photovoltaikanlagen



Die Thermografie bei Photovoltaikanlagen bringt gleich mehrere Vorteile: Zum einen können Anomalien bei Photovoltaikmodulen schneller erfasst werden, als dies mit anderen Verfahren üblich ist. Beispielsweise können hier 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.

Kenntnisse und Fertigkeiten in Elektrothermografie sind Voraussetzung für eine effektive und fehlerfreie Messung sowie Bewertung der Messergebnisse. Der Bewertung und Interpretation der Messergebnisse kommt eine ebenso große Bedeutung zu wie der richtigen Handhabung der Kamera. Bereits die falsche Handhabung der Kamera kann verfälschte Ergebnisse zur Folge haben.

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 mindestens  $500 \text{ W/m}^2$  auf Modulebene betragen, um aussagefähige Ergebnisse zu bekommen; besser sind höhere Einstrahlungswerte. Optimale Ergebnisse lassen sich bei einer Strahlungsintensität ab  $700 \text{ W/m}^2$  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.

### 10.1.2 Kamera und Aufnahmeposition

Wie auch bei der Bildfotografie gibt es auch bei den verschiedenen Wärmebildkameras Qualitätsunterschiede. So sind von einer kleinen, günstigen Thermografiekamera auch keine hochauflösenden Bildauswertungen zu erwarten.

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 5 bis 60 Grad, was bei Dach- und Freifeldanlagen oftmals eine Herausforderung ist. Oftmals müssen mit Gerüst oder Hubsteiger erhöhte Standpunkte geschaffen werden, wodurch Thermografieaufnahmen aufwendig werden. Eine Alternative wäre die Nutzung von Drohnen (siehe Kapitel 10.1.5). Dabei bildet die größere Entfernung durchaus die Chance einer großflächigeren Betrachtung. Bei auffallenden Anomalien können dann nochmals gezielte Aufnahmen aus geringerer Entfernung gemacht werden. Jedoch ist auch bei größeren Entfernungen eine höhere Bildauflösung von mindestens  $320 \times 240$  Pixel oder mehr erforderlich.

Ideal ist z. B. bei Freiflächenanlagen auch die Aufnahme von der Modulrückseite, da hier störende Reflexionen kaum vorhanden sind und man aufgrund des fehlenden Glases auch eine genauere Temperaturaufnahme erhält; die Temperatur der Zelle ist hier direkt messbar.

### 10.1.3 Bildinformation

Ein erstelltes Thermogramm sollte immer folgende Informationen enthalten:

- den Aufnahmestandort oder Kundennamen,
- Datum und Uhrzeit,
- die Einstrahlung auf Modulebene in  $\text{W/m}^2$ ,
- ein Echtbild,
- den Emissionsgrad,
- die Lufttemperatur,
- Kennzeichnungen der thermischen Auffälligkeit,
- vorgeschlagene Maßnahmen zur Behebung der thermischen Auffälligkeit,
- das Kameramodell,
- die letzte Kalibrierung.

### 10.1.4 Fehlerbeispiele

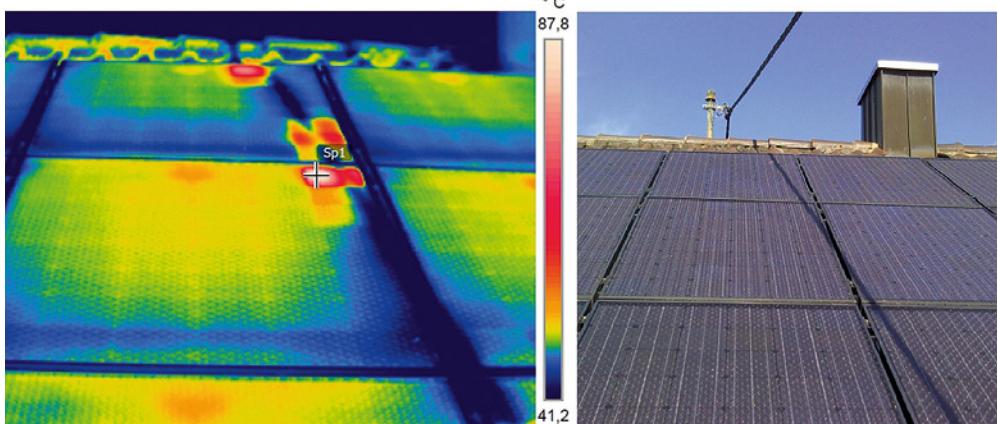


Bild 147: Verschattung durch Freileitung mit Zellerwärmung an Modulen

Bild 148: Glasbruch an Modulen

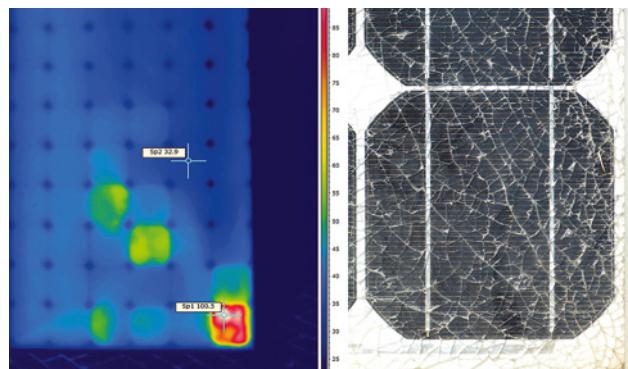
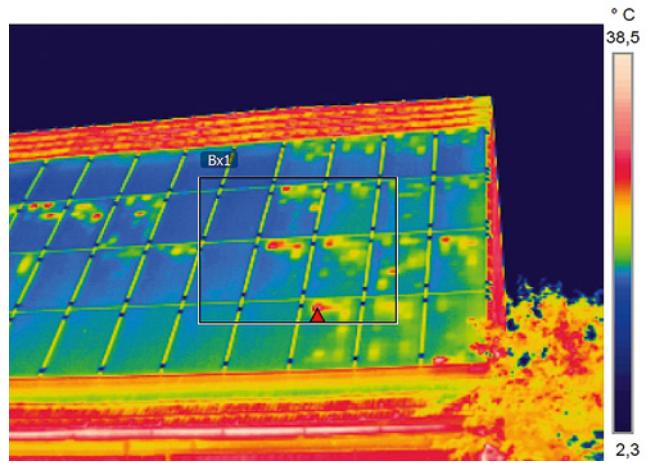


Bild 149: Module nach Überspannungsschaden



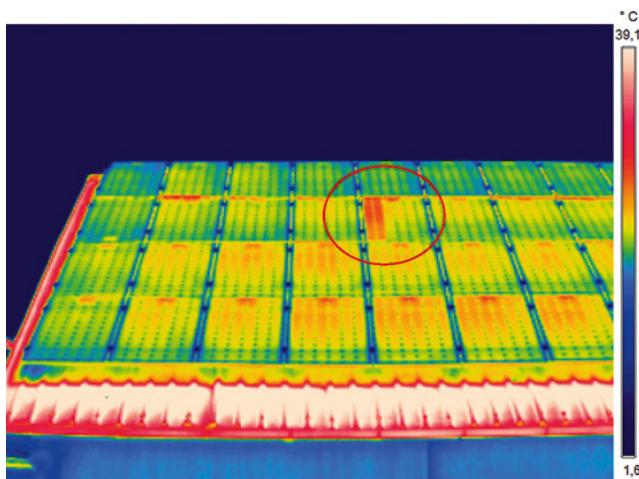


Bild 150: Ausfall eines Substrings im Modul und Reaktion der Bypassdiode

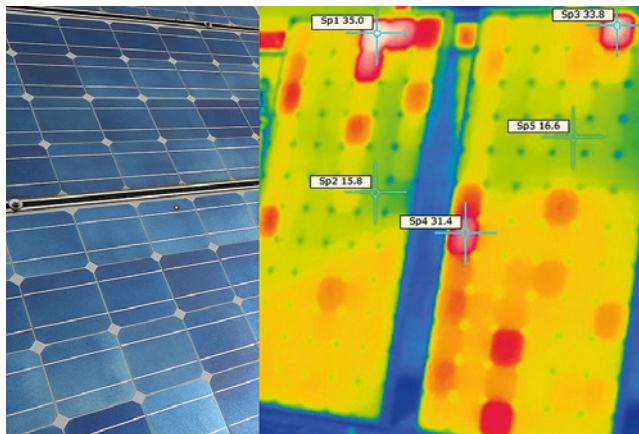


Bild 151: Patternmuster aus schlecht sortierten Zellen (meist bei älteren Modulen)

### 10.1.5 Einsatz mit Flugdrohnen (Quadrocopter / Octocopter)

Thermografische Aufnahmen von Modulflächen bedürfen des richtigen Aufnahmewinkels, um störende Reflexionen zu vermeiden. Bietet sich bei Freifeldanlagen eine Rückseitenthermografie an, bei der 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 152: Schnellere Übersicht und optimale Positionierung mit Flugdrohne



Beim Einsatz von Flugdrohnen gilt es jedoch gewisse Dinge zu beachten, die dem Bediener bzw. Piloten bekannt sein müssen. Drohnen sind unbemannte Luftfahrtsysteme 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) die gemeinschaftliche Nutzung des Luftraums.

Lediglich Flugsysteme mit einem Gesamtgewicht von weniger als 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. Im Verkehrsministerium wird derzeit über verschärfende Maßnahmen für die Genehmigung von Flugdrohnen diskutiert.

Am 6. April 2017 ist im Bundesgesetzblatt die neue Drohnen-Verordnung verkündet worden und am 7. April 2017 in Kraft getreten. Offiziell heißt diese »Verordnung zur Regelung des Betriebs von unbemannten Fluggeräten – vom 30. März 2017«. Die Drohnen-Verordnung umfasst umfangreiche Regelungen und Vorschriften zum Betrieb von unbemannten Fluggeräten wie bspw. Flugdrohnen. So müssen u.a. alle Flugmodelle und unbemannten Luftfahrtsysteme ab einer Startmasse von mehr als 0,25 kg künftig gekennzeichnet sein, um im Schadensfall schnell den Halter feststellen zu können.

Der Nutzer einer Flugdrohne sollte insbesondere auf eine ausreichende Haftpflichtversicherung achten, damit Schäden, die durch Unachtsamkeit des Flugführers oder durch einen technischen Defekt entstehen, abgesichert sind. Der Anlagenbetreiber sollte sich deshalb eine Bestätigung über die Haftungsdeckung der Versicherung aushändigen lassen, um zum Beispiel mögliche Mithaftungen aufgrund von Flugbewegungen aus seinem Grundstück heraus zu vermeiden.

## 10.2 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 die Stromerträge einer Photovoltaikanlage aus ungeklärten Gründen immer geringer werden, 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 Kennlinienmessgeräte. Diese Geräte bestehen in der Regel aus drei Messbereichsgruppen: einem Einstrahlungsmesser (Sensor), einem Temperatursensor und dem eigentlichen Modulmessgerät. Das Messgerät wird mit den Strings verbunden, die normalerweise bei den Wechselrichtern angeschlossen sind. Nun entnimmt es 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 153: Kennlinienmessgerät (links) mit Einstrahlungs- und Temperatursensor (rechts)

Da hierbei gleichzeitig die Einstrahlung, die Temperatur und die elektrische Leistung des Solargeneratorstranges gemessen wird (bei mehreren Modulsträngen muss die Messung an jedem Strang erfolgen), erfolgt messtechnisch ein Rückschluss auf die Leistung der

Module unter Standard-Testbedingungen (STC, Einstrahlung 1000 W/m<sup>2</sup>, Zelltemperatur 25 °C).

Zu beachten ist, dass sowohl diese Messungen, je nach Qualität des verwendeten Messgeräts, als auch 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 nach einigen 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, hohe Degradationserscheinungen.

Kennlinienmessungen sind grundsätzlich nur bei ausreichender Einstrahlung möglich. Um eine brauchbare Umrechnung auf STC-Bedingungen durchführen zu können, ist nach DIN EN 60904-1 (Photovoltaische Einrichtungen – Teil 1: Messen der photovoltaischen Strom-Spannungs-Kennlinien) eine Mindesteinstrahlung von 800 W/m<sup>2</sup> 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. Gute Geräte brechen bei schwankender Einstrahlung die Messung ab.

Nachfolgend ein Beispiel eines Messergebnisses aus einer Kennlinienmessung: Der gegenständliche String hat nach Datenblatt eine vorhandene Nominalleistung (Soll) in Summierung seiner darin zusammengeschlossenen Module von 2340 Wp (blaue Linie). Tatsächlich ist vor Ort unter Feststellung einer reduzierten Spannung eine Leistung (Ist) in Höhe von 2045 Wp zu messen und somit 12,6 % zu wenig.

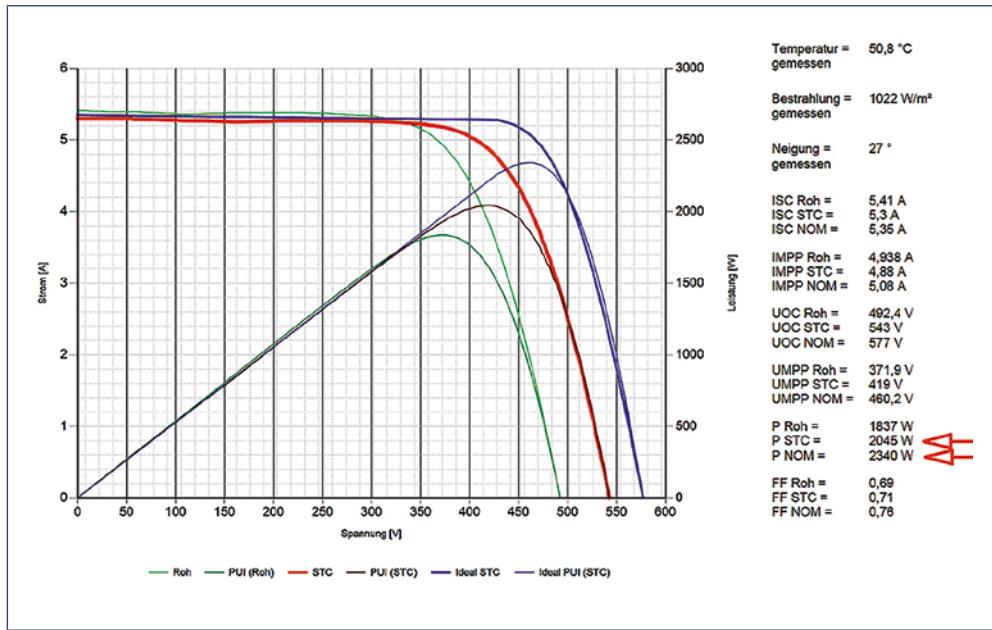


Bild 154: Beispiel einer Kennlinienmessung und deren grafische Ergebnisauswertung

Die vor Ort aufgenommenen Messergebnisse bedürfen grundsätzlich einer vorsichtigen Bewertung und Interpretation und dürfen nicht als Faktum herangezogen werden, da sie einer gewissen Ungenauigkeit unterliegen. Vielmehr zeigt es Tendenzen auf, inwieweit die Module noch ihre ursprüngliche Leistung besitzen. Bei Auseinandersetzungen bezüglich der Garantieleistungen wird es oftmals nicht ausbleiben, einzelne Module unter Laborbedingungen testen zu lassen. Dies geht auch mit mobilen Messwägen vor Ort, die mit einem Laborflasher bestückt sind.

Interessant sind Kennlinienmessungen auch im Hinblick auf Modul- oder Verschaltungsfehler. Nachfolgende Kennlinie (rot) zeigt einen String, bei dem defekte Dioden vorhanden waren.

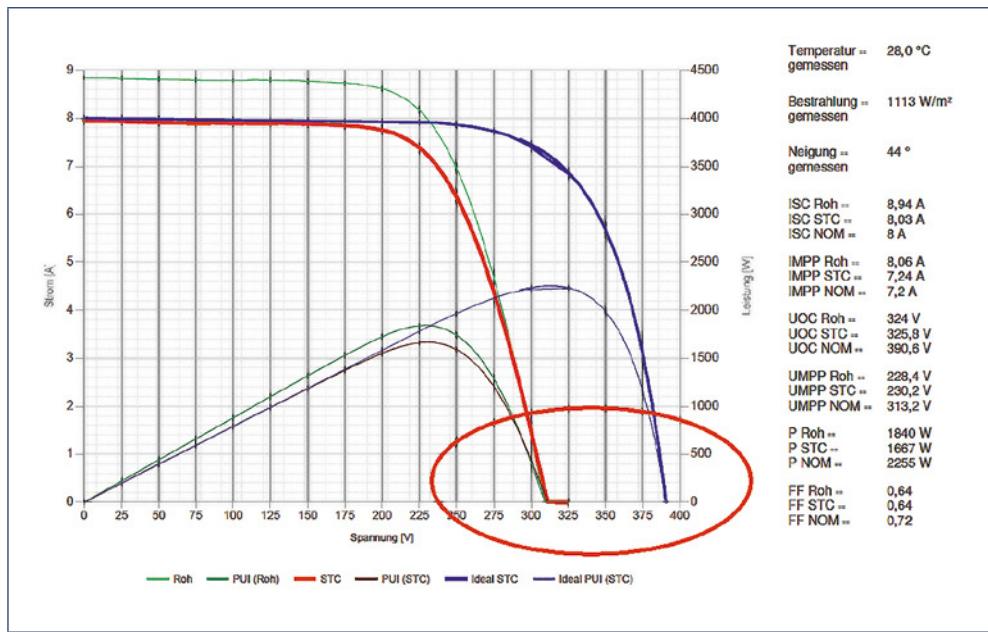


Bild 155: Die stark abfallende Spannungslinie deutet auf fehlende Module oder defekte Dioden hin.

Bereits bei der ersten jährlichen Inspektion nach Inbetriebnahme oder unmittelbar nach der technischen Abnahme (soweit eine solche durchgeführt wurde) empfiehlt es sich, in ausgewählten Bereichen von einigen Strings eine Kennlinienmessung durchzuführen, um später bei Wiederholungsmessungen entsprechende Vergleichswerte zu haben. Da örtlich durchgeführte Kennlinienmessungen, wie bereits erwähnt, im Hinblick auf die Umrechnung der STC-Werte gewissen Fehlertoleranzen unterliegen, sind Vergleichsmessungen unter annähernd gleichen Bedingungen vor Ort über mögliche zeitliche Veränderungen der Modulleistungen trotz (gleicher) Fehlertoleranzen durchaus aufschlussreich.

Konzeptionell können insbesondere bei größeren Photovoltaikanlagen folgende Messperioden für Kennlinienmessungen empfohlen werden:

- Vergleichsmessung nach Inbetriebnahme,
- Messung vor Ablauf der Gewährleistungsfrist (zwei Jahre oder bei Freifeldanlagen auch fünf Jahre, je nach Vereinbarung),
- Messung vor Ablauf der Modulgarantie (fünf oder zehn Jahre, je nach Modulanbieter und Garantievereinbarung); diese Messung kann deshalb mit der Gewährleistungsmessung zusammenfallen.

Weitere Messungen im Zuge der Leistungsgarantie, je nachdem, wie diese ausgestaltet sind, sind nötig. Bei gestaffelten Garantien (z. B. 10 Jahre 90 %, 25 Jahre 90 %) empfiehlt

sich eine Messung im 10. 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 ist dabei, dass bei allen Messungen immer die Referenzmessung (erste Vergleichsmessung) miteinbezogen wird.

## 10.3 Leistungsmessung

Beschränkten sich die bisher aufgezeigten Messverfahren alleine auf bestimmte Anlagenbauteile, so kann man mit bestimmten Messgeräten auch die Leistung einer Photovoltaikanlage messen. Dabei werden gleichzeitig, wie bei der Kennlinienmessung, die solare Einstrahlung, die Zelltemperatur sowie die Strom-Spannungs-Werte 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.

## 10.4 Elektrolumineszenzaufnahme

Die Elektrolumineszenz ist ein bildgebendes Messverfahren, das es 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 handelt es sich um eine rückwärtsgewandte Form der Tätigkeit eines PV-Moduls. Anstatt dass durch Licht (Sonneneinstrahlung) Strom erzeugt wird, wird das Modul mit einem Rückstrom belastet, sodass die Solarzellen – vereinfacht ausgedrückt – Licht absondern und quasi zum Leuchten gebracht werden. Praktisch kann man durch Anlegen einer geringen Spannung Solarzellen zum Leuchten bringen (Photonenstrahlung). Daher wird hier von »Rückwärtsstrom« gesprochen. Dieser »Rückwärtsstrom« fließt in entgegengesetzter Richtung zum Normalbetrieb und kann einige Ampera betragen. Die Wellenlänge des hierbei erzeugten Lichts ist dabei relativ breitbandig und liegt im Bereich der Infrarotstrahlung, also im nicht sichtbaren Spektralbereich des menschlichen Auges.

Die abgegebene Photonenstrahlung wird mit einer speziellen Kamera (Elektrolumineszenzkamera) aufgenommen. In der Regel erfolgt dies im Labor, da für die Aufnahmen relativ lange Belichtungszeiten erforderlich sind. Es gibt mittlerweile auch Handkameras, die aber verhältnismäßig teuer sind. Damit lassen sich auch Aufnahmen vor Ort tätigen.

Bild 156: Elektrolumineszenzaufnahme eines monokristallinen Moduls ohne Fehler

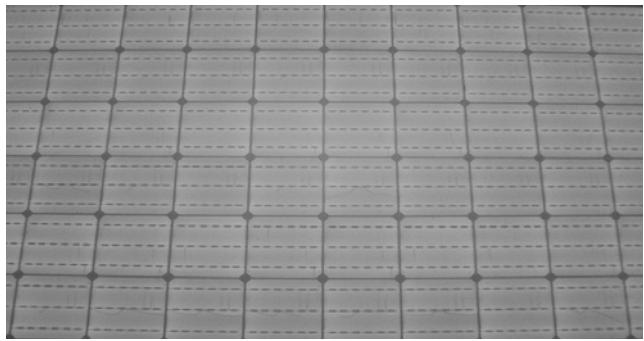
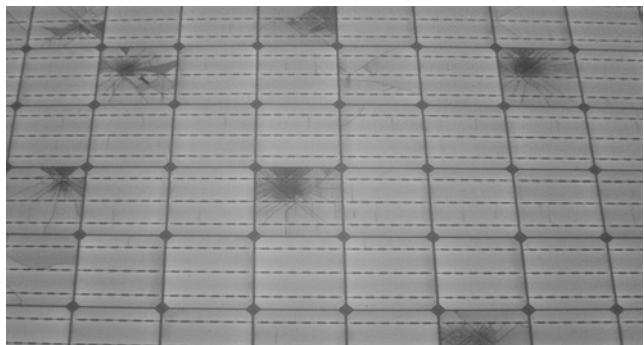


Bild 157: Elektrolumineszenzaufnahme eines Moduls mit Zellbrüchen infolge von Hagelschlag



Allgemein gilt für das Aufnahmegergebnis: 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, die die Modulleistung und Lebensdauer in zahlreichen Fällen jedoch überaus negativ beeinflussen, zählen unter anderem:

- Mikrorisse und Zellsplitter,
- vollständige und zellübergreifende Brüche,
- Verunreinigungen in der Zelle,
- Kristallisatonsdefekte im Wafer,
- unterbrochene Kontaktfinger,
- Abmalungen des Sinterbandes.

Bereits bei der Herstellung von Solarzellen und Modulen kann eine Vielzahl von Defekten auftreten. Diese Fehler sind meist Prozessfehler und treten innerhalb verschiedener Herstellungsstadien oder aufgrund mechanischer Belastungen unsachgemäß transportierter Module auf. Aber auch bei der Montage durch falsche Handhabung des Moduls (Betreten)

oder im späteren Betrieb durch äußere Einwirkungen (z. B. Hagelschlag) können Zellschäden auftreten, die mit dem bloßen Auge nicht erkennbar sind.

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 unterbricht dabei vollständig die Finger, wird ein kompletter Bereich der Solarzelle elektrisch abgekoppelt. Diese Stellen sind dann 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.

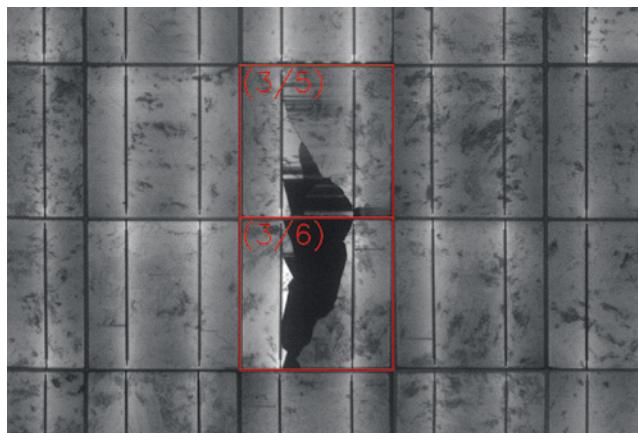


Bild 158: Polykristalline Solarzellen mit Mikrorissen und »toten« Zellbereichen (schwarz)

Brüche, Splitterungen und Microcracks sind mögliche Schäden an Zellen, die während der Anlagenerrichtung und des Anlagenbetriebs entstehen und durch falsche Handhabung oder durch äußere Einflüsse Zellschädigungen nach sich ziehen. Weitere Fehler sind vermehrt der Modulproduktion zuzuordnen, die nachfolgend nur zur Ergänzung erwähnt werden sollen. Hierbei handelt es sich um

- Druckfehler,
- Unterbrechung der Isolationslinie,
- ineffiziente Solarzellen,
- Kristallfehler,
- Unterbrechung des Strings,
- Kurzschluss des Kontaktes.

Inwieweit Elektrolumineszenzverfahren mit mobilen Geräten auf der in Betrieb befindlichen Anlage sinnvoll sind, muss im Einzelfall entschieden werden. Insbesondere bei Hagelschäden, so hat es die Praxis gezeigt, ist nicht nur eine Regulierung des objektiv sichtbaren Schadens an durchlöcherten Modulen notwendig, sondern auch eine Prüfung der übrigen, optisch unversehrten Module auf mögliche Zellschäden.

## 10.5 Geologische Kontrollmessungen auf Deponien

Einige Freifeldanlagen wurden auf Konversionsflächen errichtet, d. h. ehemaligen gewerblichen oder anderweitig genutzten und schließlich stillgelegten Flächen, unter anderem auch auf ehemaligen 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 ersten 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 in regelmäßigen zeitlichen Abständen durchgeführt werden. Die Messintervalle richten sich danach, inwieweit sich aus den ersten Messungen bereits relevante Setzungen ergeben haben.

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

## 10.6 Prüfung bei besonderen Ereignissen

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

- weitere Beschädigungen im Zuge eines Diebstahlereignisses,
- Beschädigungen durch Sturm, Hagel an den Modulen und sonstigen Einrichtungen,
- erforderliche Schneeräumung, insbesondere bei Flachdächern oder auch bei Freifeldanlagen in 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.

# 11 Einspeisevergütung und Direktvermarktung

Die meisten Photovoltaikanlagen in Deutschland erzeugen ihren Strom für die direkte Netzeinspeisung und bekommen hierfür die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelte Einspeisevergütung. Der Gesetzgeber hat in den fortschreitenden Novellierungen des EEG Regelungen eingebaut, welche die Photovoltaikanlagen in eine freiwillige und bisweilen auch zwingende Direktvermarktung eingliederten.

## 11.1 Historie

Der Begriff der Direktvermarktung wurde erstmals im EEG 2009 unter § 17 eingeführt. Er führte damals zum Verlust des Vergütungsanspruchs, wenn der durch die EEG-Anlage bzw. Photovoltaikanlage erzeugte Strom direkt an Dritte oder Direktvermarkter verkauft wurde. Mit der Novellierung des EEG 2012 wurden die Regelungen in den §§ 33a bis 33i weiterentwickelt. Daraus ergab sich eine gesetzliche Förderung der Direktvermarktung durch die sogenannte optionale Marktprämie. Nach der Definition des aktuellen EEG 2014 (§ 5 Nr. 10) ist Direktvermarktung die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet. Eigenverbrauch zählt also nicht zur Direktvermarktung, gilt jedoch als eine direkte Belieferung an Dritte vor Ort.

Seit 2014 gilt für EEG-Anlagen als Regelfall die Direktvermarktung. Ausnahmen gelten nur für Bestandsanlagen und »kleine« Neuanlagen. In den Bestimmungen der §§ 34 bis 36 EEG 2014 wurde die Verpflichtung zur Direktvermarktung für bestimmte Anlagengrößen stufenweise verringert, von 1 MWp über 500 kWp ab dem 1. August 2014 bis auf 100 kWp ab dem 1. Januar 2016. Bei sogenannten kleinen Neuanlagen spricht man also nur noch von Anlagen unter 100 kWp.

Es ist aber auch möglich, Photovoltaikanlagen, die sich bisher alleine in der gesetzlichen Einspeisevergütung befinden, am Direktvertrieb teilnehmen zu lassen. Wie das funktioniert und welche Vor- und Nachteile es geben kann, wird in den nachfolgenden Kapiteln gezeigt.

## 11.2 Vergütungsanspruch

Auch im neuen EEG, das seit Anfang 2017 gilt, wird der allgemeine Vergütungsanspruch weiterhin in § 19 geregelt. § 19 EEG unterscheidet den Fall, in dem der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf die Einspeisevergütung nach § 21 EEG hat, von dem Fall, in dem der Anlagenbetreiber die Marktprämie nach § 20 EEG beansprucht.

Hinsichtlich des gespeicherten Stroms stellt § 19 Absatz 3 EEG klar, dass der Anspruch nach Absatz 1 auch dann besteht, wenn der Strom vor der Einspeisung in ein Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Strommenge, die aus dem Stromspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde berechnet sich also nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte.

Die »klassische« Einspeisevergütung nach § 21 EEG (Netzeinspeisung) können nur noch wenige Anlagenbetreiber bei Neuanlagen beanspruchen. Dazu zählen, wie bereits erwähnt, Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW. Dann muss jedoch zum einen dem Netzbetreiber der gesamte in dieser Anlage erzeugte Strom zur Verfügung gestellt werden, der nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und durch ein Netz durchgeleitet wird. Zum anderen darf der Betreiber mit dieser Anlage nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen. Dazu gehören alle Anlagen bis 100 kW Leistung mit Netzeinspeisung sowie mit oder ohne Eigenverbrauch.

Dem Anlagenbetreiber bleibt es aber vorbehalten, gemäß § 21a EEG Strom, für den er weder die Marktprämie noch die gesetzliche Einspeisevergütung erhalten will, direkt zu vermarkten. Man spricht hierbei von der sonstigen Direktvermarktung.

## 11.3 Freiwillige und zwingende Direktvermarktung

Der Gesetzgeber hat in den vergangenen Jahren, wie eingangs erläutert, zur Förderung des Wettbewerbs bestimmte Anlagenformen und Anlagengrößen zwingend in ein Direktvermarktungssystem verbannt. Zentrale Vorgaben ergeben sich aus § 22 EEG: Der Gesetzgeber wünscht sich eine wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie, indem die Bundesnetzagentur den Wert durch Ausschreibung ermittelt. Eine Vergütung für Photovoltaikanlagen über 100 kW kann also nur dann beansprucht werden, wenn der Anlagenbetreiber entweder selbst den Strom verkauft oder an der Ausschreibung erfolgreich teilgenommen hat. Hierbei gibt es wiederum Einschränkungen für Anlagen bis einschließlich 750 kWp. Diese Anlagen erhalten zwar keine gesetzliche Vergütung, aber eine Marktprämie auch ohne erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung. Die Höhe der Marktprämie richtet sich dann nach den gesetzlichen Voraussetzungen.

Darüber hinaus bleibt es dem Anlagenbetreiber überlassen, ob er seine Photovoltaikanlage, die nicht bereits zwingend an der Direktvermarktung teilnehmen muss, freiwillig an der Direktvermarktung mit Marktpremie teilhaben lässt. Dabei stehen sich Vor- und Nachteile gegenüber, die nachfolgend noch weiter erläutert werden sollen.

## 11.4 Wie funktioniert Direktvermarktung?

Normalerweise verkauft der Betreiber einer Erneuerbare-Energien-Anlage, in unserem Fall einer Photovoltaikanlage, seinen Strom an den zuständigen regionalen Verteiler-Netzbetreiber (VNB). Dabei erhält der Anlagenbetreiber eine Vergütung (EEG-Vergütung), die in der Vergangenheit über dem Marktpreis für »normalen« Strom lag, aktuell aber deutlich darunter. Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber leitet den Strom zum Endkunden und bekommt seinerseits die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem an den Anlagenbetreiber gezahlten Preis wieder erstattet. Diese Erstattung wird durch eine Umlage finanziert, die von den Verbrauchern gezahlt wird – die sogenannte EEG-Umlage.

Alternativ kann der Anlagenbetreiber den Strom aber auch – ungefordert – durch ein öffentliches Netz leiten und ihn direkt an einen interessierten Abnehmer verkaufen. Dies wird als »Direktvermarktung« bezeichnet. Strom, der erst gar nicht durch das öffentliche Netz geht, wird im Sinne des EEG nicht als direkt vermarkter Strom angesehen, sondern als Eigenverbrauch bzw. Verbrauch in unmittelbarer Nähe. Direkt vermarkter Strom wird unter bestimmten Voraussetzungen mit der »optionalen Marktpremie« und der zusätzlichen »Managementprämie« gefördert. Die Marktpremie soll einen Anreiz für EEG-Anlagenbetreiber liefern, ihre Anlagen marktorientiert zu betreiben, d.h. sie sollen verstärkt dann Erneuerbaren-Energie-Strom einspeisen, wenn die Nachfrage besonders groß ist. Bei der normalen Abgabe des erzeugten Stromes an den Netzbetreiber hat dieser hingegen eine Abnahmepflicht und die Vergütung ist konstant.

Laut EEG gibt es für Anlagenbetreiber nach EEG drei Möglichkeiten, ihren Strom direkt zu vermarkten:

- zum Zweck der Inanspruchnahme der optionalen Marktpremie nach § 33g EEG 2012 (seit dem 1. Januar 2012),
- zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 39 EEG 2012,
- als sonstige Direktvermarktung.

In der Regel benötigt man für den Direktvertrieb einen Direktvermarkter, der den Strom dann an der Strombörse oder anderweitig veräußert. Allein wäre man als Anlagenbetreiber hier überfordert, da dies sehr aufwendig ist. Denn der Direktvermarkter muss z.B. auch vorher eine Ertragsprognose stellen, mit welcher Einspeiseleistung am Folgetag zu rechnen ist.

Zielgruppe von Direktvermarktern waren bislang nur Großanlagen von mehr als 1 MWp gewesen. Dies folgte aufgrund der gesetzlichen Vorgaben, aber auch weil die entstehenden Nebenkosten bei Kleinanlagen relativ hoch gegenüber möglichen finanziellen Vorteilen sind. Das Blatt hat sich jedoch spätestens seit 2016 gewendet. Nach der aktuellen Novellierung des EEG müssen, wie bereits erwähnt, seit dem 1. Januar 2016 alle Photovoltaikanlagen – also auch Dachanlagen ab einer Leistung von 100 kWp – zwingend in die Direktvermarktung eingebunden werden. Es ergibt sich somit nochmals eine Hürde für neue Investoren oder zukünftige Anlagenbetreiber. Sie müssen sich einen passenden Direktvermarkter suchen, bevor sie an den Bau einer Photovoltaikanlage ab der genannten Größenordnung denken.

Das EEG unterscheidet bei der Direktvermarktung im Wesentlichen zwei Kategorien von Vermarktungsformen:

- das Grünstromprivileg,
- das Marktprämienmodell.

Auf die dritte Kategorie der sonstigen Direktvermarktung soll hier nicht näher eingegangen werden, da diese für den »Normalverbraucher« nicht relevant ist.

Der Begriff »Grünstromprivileg« bezeichnet in Deutschland umgangssprachlich die gesetzliche Regelung zur teilweisen oder vollständigen Befreiung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen von der Zahlung der EEG-Umlage, wenn diese bestimmte Voraussetzungen erfüllen. Das Grünstromprivileg galt bis zum Inkrafttreten des EEG 2014 am 1. August 2014. Es war neben der Marktprämie, die 2012 eingeführt wurde, eine wesentliche wirtschaftliche Motivation für die Direktvermarktung von EEG-fähigem Strom.

Seit Anfang 2012 fördert das EEG den Direktvertrieb von Solarstrom mit den beiden Instrumenten »Marktprämie« und »Managementprämie«. Hiermit sollen die Photovoltaikanlagenbetreiber angehalten werden, den von ihren Anlagen erzeugten Strom direkt an der Strombörse zu verkaufen, statt die Einspeisevergütung in Anspruch zu nehmen. Da die Einspeisevergütung aber wesentlich höher als der Strompreis an der Börse ist, wurden in dem Förderprogramm finanzielle Anreize mit entsprechendem Kostenausgleich gesetzt. Inzwischen haben professionelle Direktvermarkter darin ein lukratives Geschäftsmodell entdeckt. Sie übernehmen für den Kunden die Vermarktung und bieten unter Umständen eine Reihe weiterer Serviceleistungen an, die den Anlagenbetreiber praktisch von allen anfallenden Arbeiten entlasten.

Die **Marktprämie** ist das zentrale Förderelement bei der Direktvermarktung. Sie wird monatlich neu berechnet und entspricht in ihrer Höhe der Differenz zwischen dem durchschnittlichen Börsenstrompreis und der aktuellen Einspeisevergütung. Diese Differenz wird dem Anlagenbetreiber dann als Marktprämie erstattet. Das Geschäftsmodell des Direktvertriebes besteht jedoch darin, den Strom anderweitig zu besseren Konditionen als an der Börse zu verkaufen. In diesem Fall würde der Erlös insgesamt die übliche

Einspeisevergütung überschreiten. Der Mehrerlös geht dann zugunsten des Direktvertreibers und des Anlagenbetreibers. In welchem Verhältnis das geschieht, muss vertraglich geregelt werden. Für die Erzielung einer Marktprämie sind auch technische Voraussetzungen erforderlich (siehe nachfolgende Erläuterungen).

Die **Managementprämie** soll den Mehraufwand ausgleichen, der durch die Direktvermarktung des Stroms verursacht wird. Denn wer eigenproduzierten Strom an der Strombörse verkaufen will, muss eine zuverlässige Einspeiseprognose abgeben und die zu erwartende Einspeisung möglichst genau vorhersagen.

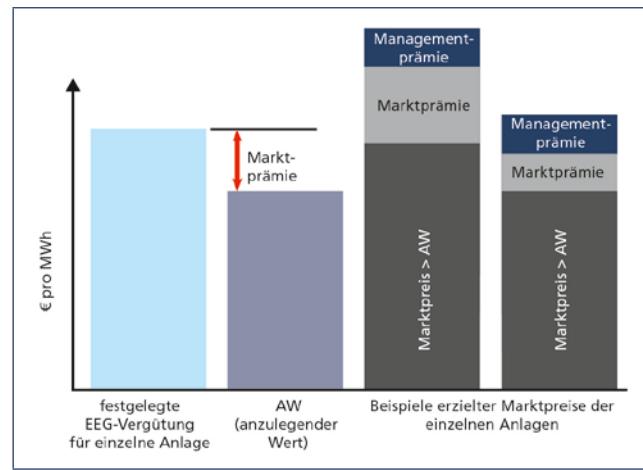
Sie ist daher Teil des Marktprämienmodells und soll Anlagenbetreiber für Mehraufwand und Mehrrisiko, die aus der Direktvermarktung entstehen, entschädigen. Dazu gehören neben den Kosten für Börsenzulassung, Handelsanbindung, Transaktionen, Erfassung der Ist-Werte, Abrechnung, IT-Infrastruktur, Personal und Dienstleistungen auch die Kosten für die Erstellung von Einspeiseprognosen und die Kosten, die durch Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose entstehen. Je besser Betreiber und Händler die Stommengen vorhersagen können, die sie dann auch produzieren, umso weniger Reserven müssen sie bereitstellen bzw. umso weniger teure Ausgleichsenergie müssen sie hinzukaufen. Daher sind möglichst präzise Prognosen erforderlich. Da gerade Photovoltaikanlagen wetterbedingten Leistungsschwankungen unterliegen, sind dazu auch zuverlässige Wetterprognosen erforderlich. Das bedeutet nicht nur einen erheblichen Arbeitsaufwand, sondern birgt auch ein entsprechendes Risiko für kostspielige Fehlprognosen.

### Höhe der Marktprämie und Managementprämie

Vereinfacht ausgedrückt ergibt sich die Marktprämie aus der Differenz zwischen dem aktuellen Börsenstrompreis und der EEG-Vergütung. Man spricht hier von einem anzulegenden Wert (AW) einer hypothetischen EEG-Vergütung zu einem energieträger-spezifischen Marktwert (MW).

Die Höhe der Managementprämie richtet sich nach dem Erstinbetriebnahmedatum der Photovoltaikanlage und liegt zwischen 0,3 und 0,6 Cent/kWh.

Bild 159: Vergütungsmodell in der Direktvermarktung mit Marktprämie



Das Diagramm zeigt, dass für Anlagenbetreiber im Rahmen der Direktvermarktung jeweils eine Chance bzw. ein Risiko besteht:

- Der Anlagenbetreiber bekommt für seinen Strom eine höhere Vergütung als die EEG-Vergütung, wenn er für seinen Strom an der Börse einen höheren Preis erzielt als der angelegte Referenzwert.
- Oder er bekommt für seinen Strom eine niedrigere Vergütung als die EEG-Vergütung, wenn er für seinen Strom an der Börse einen niedrigeren Preis erzielt als der angelegte Referenzwert.

In der Regel ist es so, dass sich Direktvermarkter und Anlagenbetreiber die Managementprämie aufteilen. In welchem Verhältnis das geschieht, ist Verhandlungs- und Vertragsache. Wir sprechen zwar hier nur über einen Betrag im Mittel von 0,4 ct pro kWh, aber je nach Anlagengröße kann sich das summieren. Weiterhin erfolgt auch eine Aufteilung des erzielten Mehrerlöses an der Strombörsen gegenüber dem Referenzwert. Eine Direktvermarktung kann sich also unter Umständen durchaus rechnen, zumindest bei größeren Anlagen. Sie birgt aber auch Risiken, wenn z.B. die Nachfrage für Strom fällt bei gleichzeitig fallenden Preisen. Problematisch kann es werden, wenn der Börsenpreis negativ ist. Hierbei verringert sich der anzulegende Wert (AW) für den gesamten Zeitraum auf Null, allerdings erst, wenn die Preise an der EPEX Spot mindestens 6 Stunden lang negativ waren. Ausnahmen hiervon gelten bei Photovoltaikanlagen, wenn diese vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen wurden.

Inwieweit sich die Direktvermarktung auch bei kleineren Anlagen mit dem entsprechenden Aufwand lohnt, muss mit der weiteren Erschließung des Marktes im Direktvertrieb abgewartet werden. Fakt ist jedoch, dass der Aufwand für den Direktvermarkter steigt, je kleiner die Anlage ist. Für den Anlagenbetreiber wird dann wohl nicht mehr viel von der Marktprämie übrig bleiben. Zudem muss auch bedacht werden, dass beim Direktvertrieb

eine technische Regeleinrichtung für den Direktvermarkter eingerichtet werden muss. Diese ist nicht zu verwechseln mit der technischen Regeleinrichtung für den Netzbetreiber nach § 9 des EEG 2014 (siehe Kapitel 14). Die Kosten liegen derzeit je nach bereits vorhandener Peripherie, d. h. vorhandenes Monitoring, vorhandene Fernüberwachung etc., bei 1 000 bis 2 000 €. Neben dem Netzbetreiber benötigt der Direktvermarkter hiervon unabhängig eine eigene Regelmöglichkeit, wenn zum Beispiel seine Tagesmenge an Strom den prognostizierten Wert erheblich übersteigt. Bevor der Direktvermarkter erhebliche Strafzahlungen tätigen muss, hat er die Möglichkeit, die Stromlieferung abzuregeln. Die Erstattung der hierbei abgeregelten Strommenge muss zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter vertraglich geregelt werden.

Dies zeigt, dass der Anlagenbetreiber, abgesehen von der zu erstellenden Prognose, die entsprechenden Dienste der Direktvermarkter zwingend in Anspruch nehmen muss. Um die anfallenden Kosten zu drücken, werden die Direktvermarkter immer mehr übergangen und Anlagenpools aus mehreren Anlagen gebildet – sogenannte virtuelle Kraftwerke. Hierdurch ergibt sich auch wegen der größeren Zahl an Photovoltaikanlagen eine bessere Einspeiseprognose. Sind in dem Anlagenpool dann neben den Photovoltaikanlagen auch noch Windkraftanlagen enthalten, wirken sich Differenzen bei der Wetterprognose weniger stark aus. Daher können einige Direktvermarkter die Managementprämie teilweise auch an den Kunden weitergeben und dennoch wirtschaftlich arbeiten.

Grundsätzlich ist es unter gewissen Umständen möglich, gemäß nachfolgender Tabelle einen Mehrwert durch Direktvermarktung zu generieren, wobei dieser natürlich von der Anlagengröße abhängig ist. Unterstellt wird, dass der Anlagenbetreiber vom Direktvermarkter einen Bonus von 0,2 ct pro kWh erhält und die Anlage 950 kWh/kWp an Jahresertrag erzeugt. Daraus erhält man einen Nettobarwert, von dem noch die Investition für die Steuerung bzw. Regeleinrichtung abgezogen werden muss. Betragen die Kosten dafür z. B. 2 000 €, müsste eine 400 kWp-Anlage noch mindestens 3 Jahre an EEG-Restlaufzeit haben, damit sich die Investition amortisiert.

Größe der Anlage	100 kWp	200 kWp	300 kWp	400 kWp	500 kWp	1000 kWp	5000 kWp
Restlaufzeit							
1	179	358	538	717	896	1792	8962
2	348	697	1045	1393	1742	3483	17417
3	508	1016	1524	2031	2539	5079	25394
4	658	1317	1975	2633	3292	6584	32919
5	800	1601	2401	3201	4002	8003	40017
6	9835	1869	2803	3737	4671	9343	46715
7	1061	2121	3182	4243	5303	10607	53033
8	1180	2360	3540	4719	5889	11799	58993
9	1292	2585	3877	5169	6462	12923	64616
10	1398	2797	4195	5594	6992	13984	69921
11	1499	2997	4496	5994	7493	14985	74925
12	1593	3186	4779	6372	7965	15929	79647
13	1682	3364	5046	6728	8410	16820	84100
14	1766	3532	5298	7064	8830	17660	88302
15	1845	3694	5536	7381	9227	18453	92266

Tab. 11.1: Nettobarwert für zusätzliche Erlöse bei der Direktvermarktung (Beträge in €)  
[Quelle: Zerer, Markus: Wann sich Umsteigen lohnt. pv-magazine 2015, Heft März]

## 11.5 Technische Anforderungen bei der Direktvermarktung

In § 34 EEG 2014 werden die Voraussetzungen für die Direktvermarktung definiert, die oben bereits angesprochen wurden.

Die Erzeugungsanlage muss mit einer technischen Einrichtung im Sinne des § 9 ausgestattet sein. Dies bedeutet, dass neben der ferngesteuerten Leistungsreduzierung auch die Funktion der Istwert-Übertragung vorhanden sein muss. Bei Erzeugungsanlagen für mehr als 100 kW ist in der Regel eine geeignete technische Einrichtung vorhanden. Ausnahmen sind Erzeugungsanlagen, die nach dem EEG aus dem Jahr 2009 nur mit einer betrieblichen Lösung zur Leistungsreduzierung ausgestattet wurden. Diese »Bestandsanlagen« müssen vor der Direktvermarktung technisch nachgerüstet werden. Mit Einführen der Managementprämienverordnung (MaPrV) vom 2. November 2012 wurden einheitliche Vorgaben für technische Regeleinrichtungen für den Stromhandel definiert. Anlagen sind nach der MaPrV fernsteuerbar, wenn technische Einrichtungen installiert sind, über die jederzeit

- die jeweilige Ist-Einspeisung abgerufen werden kann,
- die Einspeiseleistung ferngesteuert reduziert werden kann und
- Dritten oder einer anderen Person eingeräumt werden kann, die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert bedarfsgerecht zu reduzieren.

Die nach § 3 MaPrV beschriebene technische Einrichtung unterscheidet sich von der technischen Einrichtung nach § 9 EEG durch die Zugriffsberechtigung. In § 9 EEG wird das Zugriffsrecht dem Netzbetreiber und in § 3 MaPrV dem Stromhändler eingeräumt. Grundsätzlich ist eine gemeinsame technische Einrichtung denkbar. In der Praxis scheitert sie aber meist an den unterschiedlich verwendeten Kommunikationstechniken von Netzbetreiber und Stromhändler.

Die gesamte Ist-Einspeisung der Erzeugungsanlage muss viertelstündlich gemessen und bilanziert werden. Um diese viertelstündliche Auflösung zu erreichen, ist eine registrirende Lastgangmessung mit Zählerfernauslesung notwendig. Für die Kommunikationsverbindung setzen Messstellenbetreiber in der Regel GSM-Modems oder Festnetz-Telefonanschlüsse ein. Die entsprechenden technischen Kommunikationsanbindungen müssen vorhanden sein.

Der direkt vermarktete Strom muss in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der in derselben Form nach § 34–36 EEG 2014 direkt vermarktet wird.

## 11.6 Weitere formale Regelungen aus dem EEG

Bei Bestandsanlagen, die nach EEG nicht zwingend in der Direktvermarktung betrieben werden, ist es möglich, zwischen den Veräußerungsformen des Stroms (EEG-Vergütung, Direktvermarktung oder Eigenverbrauch) zu wechseln. Der Wechsel der Veräußerungsform nach § 20 EEG 2014 des durch erneuerbare Energie erzeugten Stroms ist nur zum ersten Kalendertag des Monats möglich. Die Anmeldung muss bis zum letzten Kalendertag des vorvorigen Monats erfolgen. Hierbei hat der Anlagenbetreiber eine Mitteilungspflicht gegenüber dem Netzbetreiber,

- in welche Veräußerungsform gewechselt werden soll und
- welchem Bilanzkreis der Strom zugeordnet werden soll.

Eine Doppelvermarktung, also reine EEG-Einspeisung und gleichzeitige Direktvermarktung oder eine andere Form von Direktlieferung ist unzulässig! Grundsätzlich darf aber der Strom aus einer EE-Anlage prozentual aufgeteilt werden auf die Direktvermarktung im Marktprämienmodell, eine sonstige, ungeforderte Direktvermarktung, die Einspeisevergütung nach EEG und auf den Eigenverbrauch. Die aufgeteilten Prozentsätze sind aber jederzeit einzuhalten, was möglicherweise nur mit sehr großem Managementaufwand geht.

## 11.7 Vertragliche Regelungen

Das EEG regelt die Förderung der Direktvermarktung nur hinsichtlich der Zahlung der Marktprämie durch den Netzbetreiber und gibt deren gesetzliche Voraussetzungen vor. Es enthält keinerlei Vorgaben oder Regelungen für die eigentliche Stromvermarktung, die in der Regel durch den Direktvermarkter durchgeführt wird. Es sind daher zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter vertragliche Regelungen in Form eines Direktvermarktungsvertrags erforderlich. Hierbei handelt es sich um einen Kaufvertrag (Stromliefervertrag), in dem der Direktvermarkter auch zu vergütende Dienstleistungen übernimmt.

Die typischen Inhalte eines Direktvermarktungsvertrags sind:

- Regelungen zum Anlagenbetrieb, z.B. Lieferpflichten (meist der gesamte, von der Anlage erzeugte Strom mit der Verpflichtung der maximalen Produktion nach bestem Vermögen),
- Betreiberpflichten (zeitnahe Informationspflicht zum Anlagenbetrieb über Wartungsarbeiten, Ausfälle und Stillstandszeiten),
- formale Regelungen zum Anlagenbetrieb und den dazugehörigen EEG-Pflichten,
- Verteilung zusätzlicher Vermarktungserlöse,
- Regelungen zur Kostentragung,
- Regelungen zur Bereitstellung von Sicherheiten,
- Regelungen zu Schadensersatzpflichten.

### Hintergründe

Der Direktvermarkter versucht den Strom an der Börse so effektiv wie möglich zu verkaufen. Hierzu ist es erforderlich, entsprechende Prognosen über die Stromnachfrage zu erstellen, wie weiter oben bereits erwähnt. Demzufolge ist dem Direktvermarkter neben den Wetterprognosen auch die Verfügbarkeit der Anlage wichtig, damit er den in der Prognose ermittelten Strom auch zu den angepeilten Konditionen verkaufen kann. Schwanken die Stromangebote dann erheblich bzw. weichen diese erheblich von den Prognosen ab, kann dies letztlich teuer werden, wenn er die Kosten für die »Ausgleichsenergie« tragen muss.

Die technischen Einrichtungen zum Regeln der Anlage kosten Geld. Normalerweise trägt dies der Anlagenbetreiber. In bestimmten Fällen sind aber auch Kostenteilungsmodelle möglich. Gleicher gilt für die Managementprämie.

Sicherheiten sind immer Verhandlungssache, aber grundsätzlich wichtiger Bestandteil eines Direktvermarktungsvertrags. Man muss dabei bedenken, dass man die Marktprämie über einen Drittanbieter (Direktvermarkter) bekommt, der unter Umständen auch noch mit anderen Gesellschaften oder Tochterunternehmen zusammenarbeitet und in einem Vertragsverhältnis steht. Fällt der direkte Vertragspartner des Anlagenbetreibers finanziell aus, kann es zu wirtschaftlichen Engpässen kommen, da die Abrechnungen

für den Direktvertrieb im Nachhinein erfolgen und durchaus bis zu zwei oder drei Monate dauern können. Dies bedeutet, dass sich dann auch der finanzielle Schaden über drei Monatsausfälle erstrecken kann. Zudem muss der Betreiber in so einem Fall auch noch einen Ersatz für den Direktvertrieb finden. Bei kleineren Anlagen mag dies nicht so ins Gewicht fallen, trotzdem werden Regelungen empfohlen, dass zumindest zwei oder drei durchschnittliche Monatsvergütungen seitens des Direktvermarkters als werthaltige Sicherheit (Bankbürgschaft) hinterlegt werden.

Auch wenn der Direktvermarkter die zum Erhalt der Marktprämie erforderlichen Leistungen wie die Bilanzierung der Strommengen, die Fernsteuerung und die An- und Ummeldung beim Netzbetreiber übernimmt, ist der Anlagenbetreiber weiterhin verantwortlich für die grundsätzlichen Erfüllungen der Vergütungsvoraussetzungen nach dem EEG sowie die Erfüllung der anlagenspezifischen Anforderungen der Direktvermarktung. Werden diese Verpflichtungen unterlassen, kann sich der Anlagenbetreiber schadensersatzpflichtig machen.

## Vergütungsvereinbarungen

Grundsätzlich sind die Strompreise zwischen den Vertragspartnern frei verhandelbar. In der Regel wird mindestens der Marktwert garantiert. Gegebenenfalls ist der Anlagenbetreiber auch an der Managementprämie beteiligt, insbesondere dann, wenn der Aufwand für das Management bei der betreffenden Anlage relativ gering ist oder sich durch mehrere Anlagen ein größerer Anlagenpool ergibt.

## Haftung

Mögliche Haftungsregelungen sind als pauschalierter Schadensersatz bei schuldhafter Nichtlieferung und Haftungsausschluss bei leichter Fahrlässigkeit möglich. Auch eine Haftung des Direktvermarkters bei Verstößen gegen Regelungen des EEG, die zum Verlust der Marktprämie und EEG-Vergütung führen, sollte sichergestellt sein. Haftungsausschlüsse im Hinblick auf die gesetzlichen Regelungen des Direktvertriebs sind jedoch nicht möglich.

## Vertragslaufzeiten

Die Vertragslaufzeit sollte in der Regel nur ein Jahr betragen. Dies lässt zum Beispiel Raum für Vertragsanpassungen infolge von Gesetzesänderungen. Die Kündigungsfrist sollte die Wechselfristen berücksichtigen.

## 11.8 Zusammenfassung

Größere oder neuere PV-Anlagen (über 100 kWp) sind nach dem EEG zwangsläufig zur Direktvermarktung verpflichtet. Inwieweit es sich lohnt, mit Bestandsanlagen in die Direktvermarktung zu wechseln, muss jeder Anlagenbetreiber für sich entscheiden. Sie birgt sowohl Chancen (höhere Erlöse) als auch Risiken (Zahlungsausfälle). Die größten Hemmnisse für den Umstieg in die Direktvermarktung bestehen in den Kosten für die Fernsteuerung, im administrativen Aufwand und im möglichen wirtschaftlichen Risiko. Zudem ist es oftmals für kleinere Anlagen schwierig, einen Direktvermarkter zu finden, da diese wegen des Kostenaufwandes natürlich gerne größere Anlagen in ihr Portfolio nehmen. Künftig ist jedoch davon auszugehen, dass auch vermehrt Kleinanlagen in die Direktvermarktung einfließen werden, insbesondere dann, wenn die ersten Photovoltaikanlagen aus dem EEG auslaufen, d. h. nach 20 Jahren.

# 12 Einspeisemanagement

## 12.1 Technische Regeleinrichtung

Entsprechend der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zum 1. Januar 2012 müssen Anlagenbetreiber von Photovoltaikanlagen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit

- die Einspeiseleistung bei Netzüberlast ferngesteuert reduzieren kann,
- die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann.

Die Anforderungen sind im aktuellen EEG 2017 in § 9 geregelt (nachfolgender Auszug):

### »§ 9 Technische Vorgaben

(1) *Anlagenbetreiber und Betreiber von KWK-Anlagen müssen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit*

1. *die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und*
2. *die Ist-Einspeisung abrufen kann.*

*Die Pflicht nach Satz 1 gilt auch als erfüllt, wenn mehrere Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Netzbetreiber jederzeit*

1. *die gesamte Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und*
2. *die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen kann.*

### (2) *Betreiber von Solaranlagen*

1. *mit einer installierten Leistung von mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt müssen die Pflicht nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 oder Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 erfüllen,*

2. *mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt müssen*

- a) *die Pflicht nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 oder Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 erfüllen oder*
- b) *am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.*

(3) *Mehrere Solaranlagen gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung im Sinne der Absätze 1 und 2 als eine Anlage, wenn*

1. *sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und*
2. *sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.*

[...]<sup>a</sup>

[siehe dazu auch [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_9.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_9.html)]

Anlagenbetreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, müssen demnach diese technischen Vorgaben seit dem 1. Juli 2012 einhalten. Für Anlagenbetreiber mit kleineren Anlagen gibt es Ausnahmen bzw. Wahlmöglichkeiten und Nachrüstfristen, die sich nach dem Datum der Erstinbetriebnahme richten.

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW und höchstens 100 kW müssen die Pflichten nach § 6 Absatz 1 Nr. 1 (EEG 2012) erfüllen:

Anlagenbetreiber von Photovoltaikanlagen

- mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW und höchstens 100 kW, die nach dem 31. Dezember 2008 und vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, müssen die technischen Vorgaben gemäß § 66 Absatz 1 Nr. 2 EEG 2012 ab dem 1. Januar 2014 einhalten.
- mit einer installierten Leistung von höchstens 30 kW müssen
  - die Pflicht nach § 6 Absatz 1 Nr. 1 erfüllen oder
  - am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung begrenzen.

Diese Vorgaben gelten nur für Photovoltaikanlagen, die ab dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen werden. Auf Bestandsanlagen findet diese Vorschrift keine Anwendung.

Die Kosten für die technischen Einrichtungen sind durch den Anlagenbetreiber zu tragen und verbleiben in dessen unterhaltpflichtigem Eigentum. Der Anlagenbetreiber ist für den ordnungsgemäßen Betrieb und die Funktion der jeweiligen technischen Einrichtung verantwortlich. Hilfsenergie ist zur Verfügung zu stellen. Kommt der Anlagenbetreiber den Verpflichtungen nach § 6 EEG nicht nach, so besteht kein Anspruch auf eine EEG-Einspeisevergütung nach § 16 EEG.

Aus dem aktuellen EEG 2017 (Stand Oktober 2016) ergibt sich folgender Gesetzestext für die Regelerlaubnis des Netzbetreibers, dem Einspeisemanagement:

#### »§ 14 Einspeisemanagement

(1) Netzbetreiber dürfen unbeschadet ihrer Pflicht nach § 12 ausnahmsweise an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1, Satz 2 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 oder 2 Buchstabe a ausgestattet sind, regeln, soweit

1. andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstünde,

2. der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird, soweit nicht sonstige Stromerzeuger am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und

3. sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen im Sinne des § 9 Absatz 2 erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Im Übrigen müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.

(2) Netzbetreiber müssen Betreiber von Anlagen nach § 9 Absatz 1 spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist.

(3) Netzbetreiber müssen die von Maßnahmen nach Absatz 1 Betroffenen unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung unterrichten und auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind im Fall eines Verlangens nach Satz 1 letzter Halbsatz insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 erhobenen Daten vorzulegen. Die Netzbetreiber können abweichend von Satz 1 Betreiber von Anlagen nach § 9 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 nur einmal jährlich über die Maßnahmen nach Absatz 1 unterrichten, solange die Gesamtdauer dieser Maßnahmen 15 Stunden pro Anlage im Kalenderjahr nicht überschritten hat; diese Unterrichtung muss bis zum 31. Januar des Folgejahres erfolgen. § 13j Absatz 2 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.« [siehe dazu auch [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_14.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_14.html)]

### »§ 15 Härtfallregelung

(1) Wird die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1 reduziert, muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 liegt, muss dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die Kosten für die Entschädigung ersetzen.

(2) Der Netzbetreiber kann die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

(3) Schadensersatzansprüche von Anlagenbetreibern gegen den Netzbetreiber bleiben unberührt.« [siehe dazu auch [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_15.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_15.html)]

Dies sind die rein gesetzlichen Vorgaben. In der Praxis ergeben sich oftmals Probleme mit den technischen Regeleinrichtungen, bei denen es sich schwierig gestaltet, deren Funktion jederzeit sicherzustellen:

- Die Regeleinrichtungen wurden im Zuge der Erstinbetriebnahme der PV-Anlage entweder vergessen anzuschließen oder deren Funktion nicht getestet.
- Die Funktionen der Regeleinrichtungen werden im Zuge von Wartungsintervallen nicht überprüft.

Die Netzbetreiber sind mehr und mehr dazu übergegangen, selbst Tests durchzuführen oder durch Dritte durchführen zu lassen, um die Funktion der Regeleinrichtungen zu überprüfen. Hierbei werden nicht selten Mängel bzw. Fehlfunktionen festgestellt.

Nach einem Bericht des Solarfördervereins wurden Anfang 2016 über 2 000 Anlagen in Mecklenburg-Vorpommern getestet. Leider waren die Ergebnisse nicht zufriedenstellend. Bei mehr als der Hälfte der angesteuerten Anlagen fiel der Funktionstest negativ aus. Mögliche Ursachen wurden oben bereits genannt.

Wichtig sind für Sie als Anlagenbetreiber mit einer solchen Regeleinrichtung folgende Informationen:

- Netzbetreiber sind verpflichtet, alle Maßnahmen zum Lastmanagement vorher anzukündigen. Nach §14 (3) EEG müssen sie die Anlagenbetreiber unverzüglich über den tatsächlichen Zeitpunkt, die Dauer, den Umfang und die Gründe einer Abregelung informieren. Die Bundesnetzagentur bestätigte dem Solarförderverein auf Nachfrage, dass diese Ankündigungsplikt grundsätzlich auch für Funktionstests gilt.
- Wird die Einspeisung der Anlage aufgrund eines Funktionstests reduziert, besteht ebenfalls ein Entschädigungsanspruch nach §15 EEG.
- Solange die vorgeschriebenen technischen und betrieblichen Einrichtungen nicht eingehalten werden, verwirken Anlagenbetreiber den Anspruch auf Einspeisevergütung. Nach §9 Absatz 7 EEG 2014 verringert sich der Vergütungsanspruch gemäß §25 Absatz 2 Nr.1 EEG 2014 auf den Monatsmarktwert. In besonderen Fällen erfolgt dies rückwirkend bis zum Zeitpunkt der Erstinbetriebnahme!

Es wird daher jedem Anlagenbetreiber dringend empfohlen, die Regeleinrichtung regelmäßig auf deren Funktion prüfen und dies auch dokumentieren zu lassen.

## 12.2 Ermittlung der Entschädigungszahlung

Gemäß §12 Absatz 1 S.1 EEG sind betroffene Anlagenbetreiber, deren Einspeisung aufgrund eines Netzengpasses nach §11 Absatz 1 EEG reduziert wird, zu entschädigen. Darüber hinaus wird der Anlagenbetreiber weiterhin die eingespeiste Ist-Arbeit mit der gesetzlichen Vergütung bewerten und in Rechnung stellen können.

Werden Erzeugungsanlagen aus anderen Gründen als der Einspeisemanagement-Maßnahme in ihrer Leistungsabgabe reduziert oder ganz abgeschaltet (z. B. Revision am Netz), besteht für die entsprechenden Zeiträume kein Anspruch auf Entschädigung.

Der Anlagenbetreiber muss sich je Anlage und je Kalenderjahr auf ein Verfahren für die Berechnung der Ausfallarbeit festlegen. Mit der ersten Abrechnung im Kalenderjahr einer Einspeisemanagement-Maßnahme legt sich der Anlagenbetreiber automatisch für das entsprechende Kalenderjahr auf ein Berechnungsverfahren fest.

Die Berechnung der Ausfallarbeit berücksichtigt die Werte der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung, die auch bei der Vergütung nach dem EEG für den eingespeisten Strom Anwendung findet.

### 12.2.1 Pauschales Verfahren für Photovoltaikanlagen mit registrierender Leistungsmessung

Das pauschale Verfahren für Photovoltaikanlagen sieht vor, dass sich die zusätzlichen Aufwendungen mit den ersparten Aufwendungen decken. Für die entgangenen Einnahmen der Stromeinspeisung erhält der Anlagenbetreiber eine Entschädigung.

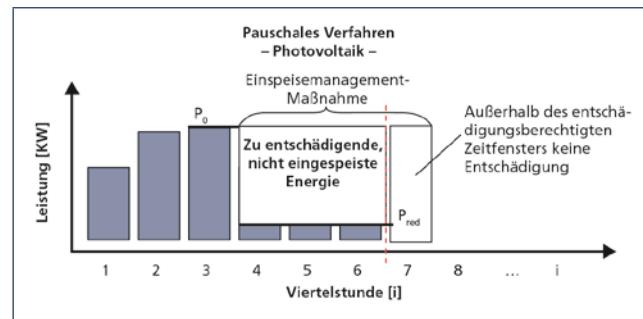
Da Photovoltaikanlagen lediglich in Tageslichtzeiten Strom produzieren, sind auch nur diese Zeiten vergütungsberechtigt. Für die Tageslichtzeiten sind im pauschalen Verfahren Zeitfenster eingerichtet worden, in denen die Ausfallarbeit berücksichtigt werden kann. Die pauschal ermittelten Zeitfenster unterscheiden sich hierbei für die Jahreszeiten Sommer und Winter. Damit wird dem veränderten Sonnenaufgang und -untergang Rechnung getragen. Die nachfolgende Tabelle stellt die entschädigungsberechtigten Zeiträume dar.

Jahreszeit	Zeitraum	Entschädigungsberechtigte Zeitfenster
Sommer	01.03. – 31.10.	6:00 – 19:00 (7:00 – 20:00 MESZ)
Winter	01.01. – 28.(bzw. 29.)02. 01.11. – 31.12.	9:00 – 16:45

Tab. 12.1: Entschädigungsberechtigte Zeitfenster je Jahreszeit [Quelle: Bundesnetzagentur]

Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht das pauschale Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des Einspeisemanagements. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Maßnahme in das nicht entschädigungsberechtigte Zeitfenster hineinläuft und somit für die Zeit außerhalb des Zeitfensters keine Ausfallarbeit ermittelt wird.

Bild 160: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Photovoltaikanlagen  
[Quelle: Bundesnetzagentur]



Da der Netzbetreiber in den meisten Fällen gleichzeitig auch der Messstellenbetreiber ist, gibt es in der Regel keine Probleme bei der Registrierung und Abrechnung der zu entschädigenden und nicht eingespeisten Energie.

### 12.2.2 Pauschales Verfahren für Photovoltaikanlagen ohne registrierende Leistungsmessung

Für Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung wird die Leistung zum Zeitpunkt der Einspeisemanagement-Maßnahme mittels einer pauschalen Annahme ermittelt. Damit wird der fehlenden Leistungsmessung Rechnung getragen. Die zu berücksichtigende Soll-Leistung entspricht hierbei vereinfachend dem in der nachfolgenden Tabelle angegebenen Anlagenfaktor multipliziert mit der installierten Leistung. Es wird zwischen der Tageskernzeit mit starker Sonneneinstrahlung und der Tagesrandzeit (vor und hinter der Tageskernzeit) unterschieden (vgl. Saint-Drenan, Y.-M.; Bofinger, S.; Rohrig, K.: Bestimmung von Koeffizienten für die Entschädigungszahlungen von PV Anlagen. URL: [www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/IWES\\_Studie\\_Entschaedigungsparameter.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/IWES_Studie_Entschaedigungsparameter.pdf) [Stand: 08.11.2017]).

Jahreszeit	Zeitraum Tagesrandzeit	Anlagenfaktor	Zeitraum Tageskernzeit	Anlagenfaktor
Sommer	6:00 – 9:00 & 15:00 – 19:00 (7:00 – 10:00 & 16:00 – 20:00 MESZ)	0,2456	9:00 – 15:00 (10:00 – 16:00 MESZ)	0,6189
Winter	9:00 – 10:00 & 14:00 – 16:45	0,2796	10:00 – 14:00	0,5030

Tab. 12.2: Definition der Tageskern- und -randzeit sowie des Anlagenfaktors  
[Quelle: Bundesnetzagentur]

### 12.2.3 Spitzabrechnungsverfahren bei Photovoltaikanlagen

Beim Spitzabrechnungsverfahren wird die Ausfallarbeit mithilfe des Einstrahlungsmessverfahrens ermittelt. Für das Verfahren ist neben einer registrierenden Leistungsmessung eine messtechnische Aufzeichnung der Strahlungsleistung am Anlagenstandort erforderlich. Dem Anlagenbetreiber wird somit die Möglichkeit gegeben, unterschiedliche Sonnenverhältnisse während der Einspeisemanagement-Maßnahme abzubilden. Dementsprechend ist die Anwendung des Spitzabrechnungsverfahrens nur möglich, wenn der Anlagenbetreiber über ein geeignetes Messgerät verfügt.

Als Vergleichszeitraum wird die letzte vollständig gemessene Stunde vor der Einspeisemanagement-Maßnahme definiert. In der zu berücksichtigenden Stunde darf keine Einspeisemanagement-Maßnahme stattgefunden haben. Sie ist auf die Messwerte der Ist-Leistung sowie der Strahlungsleistung abzustellen.

#### Berechnung der theoretischen Leistung

Die Ermittlung der theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum ( $PV_{Z,\text{theo}}$ ) erfolgt, indem die Anlagenfläche mit dem Modulwirkungsgrad und der gemessenen Strahlungsleistung für die Dauer des Vergleichszeitraums multipliziert wird.

#### Ermittlung des Qualitätsfaktors

Um die reale Leistung aus der theoretischen Leistung während der Einspeisemanagement-Maßnahme ableiten zu können, ist ein Qualitätsfaktor zu berechnen. Dieser legt den durchschnittlichen Anlagenwirkungsgrad einer Anlage während der Einspeisemanagement-Maßnahme fest.

Der Qualitätsfaktor ermittelt sich aus dem Verhältnis zwischen der tatsächlich erzielbaren Leistung ( $PV_{Z,\text{ist}}$ ) und der theoretisch möglichen Leistung ( $PV_{Z,\text{theo}}$ ) während des Vergleichszeitraums.

#### Grundformel für die Soll-Leistung

Die Ermittlung der Soll-Leistung erfolgt unter Berücksichtigung der theoretischen Leistung und des Qualitätsfaktors. Der Qualitätsfaktor berücksichtigt die Transport- und Umwandlungsverluste sowie eingeschränkte Leistungsabgaben wegen Modulverschmutzungen oder Modulverdeckungen.

Zur Ableitung einer möglichst realistischen, während einer Einspeisemanagement-Maßnahme vorliegenden Soll-Leistung ( $P_{i,\text{soll}}$ ) ist zunächst auf Basis der spezifischen Einstrahlungsbedingungen die theoretische Leistung ( $P_{i,\text{theo}}$ ) um den Qualitätsfaktor ( $Q$ ) zu korrigieren. Somit werden durch den Qualitätsfaktor Differenzen zwischen tatsäch-

lich gemessener und theoretischer Leistung ausgeglichen. Die Berechnung ist für jede Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme durchzuführen.

### Ermittlung der Ausfallarbeit

Für die Ermittlung der Ausfallarbeit ergeben sich die folgenden Formeln:

$$W_{A,i} = (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}, P_{red})) \times 0,25h \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_{i,soll} \text{ und } P_{red} < P_{i,soll}$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_{i,soll} \text{ und } P_{red} \geq P_{i,soll}$$

$W_{A,i}$  Ausfallarbeit in einer Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme

$P_{i,soll}$  ermittelte mögliche Soll-Leistung während der Einspeisemanagement-Maßnahme

$P_{i,ist}$  tatsächliche Leistung im Zeitintervall

$P_{red}$  vorgegebener reduzierter Leistungswert während der Einspeisemanagement-Maßnahme

h Stunde

[Quelle: Bundesnetzagentur]

### Ermittlung der Entschädigungshöhe

Um die Ausfallarbeit der kompletten Einspeisemanagement-Maßnahme zu ermitteln, werden die vorab einzeln ermittelten Viertelstundenwerte addiert. Zur Berechnung der Entschädigungszahlung muss die nicht eingespeiste Arbeit (Ausfallarbeit) finanziell bewertet werden. Hierfür ist der je Anlagentyp festgeschriebene Vergütungssatz anhand der aktuellen gesetzlichen Grundlage anzusetzen. Wie sich die Entschädigungszahlung berechnet, wird im folgenden Kapitel dargestellt.

#### 12.2.4 Neuanlagen mit der Inbetriebnahme ab 1. Januar 2012

Die errechneten entgangenen Einnahmen sind gemäß § 12 Absatz 1 EEG mit 0,95 zu multiplizieren, da lediglich 95 % der entgangenen Einnahmen berücksichtigt werden dürfen. Gemäß § 12 Absatz 1 S. 2 EEG sind Betreiber ab dem Zeitpunkt, in dem die entgangenen Einnahmen nach der vorherigen Berechnung in einem Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres übersteigen, für die weiteren entgangenen Einnahmen zu 100 % zu entschädigen.

Die Berechnungen lesen sich sehr kompliziert. Detaillierte Angaben hierzu sind dem »Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte« zu entnehmen, die die Bundesnetzagentur unter [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) unter den Reitern »Elektrizität und Gas« sowie »Erneuerbare Energien« aufgelistet hat.

Je nach Netzbetreiber erhält der Anlagenbetreiber entsprechende Unterstützung. In der Regel ist das Spitzabrechnungsverfahren die bevorzugte Methode zur Ermittlung der Entschädigungszahlung. Diese setzt aber voraus, dass die entsprechenden Messgeräte

vorhanden sind, die die Messwerte aufzeichnen. Sollte dies nicht der Fall sein, weil z.B. die entsprechenden Messgeräte fehlen, übermittelt der Netzbetreiber auch den Lastgang der geregelten Anlage sowie den Lastgang einer vom Netzbetreiber ausgewählten Referenzanlage. Hieraus können dann mit der Differenz beider Lastgänge die entgangene Energie während der Abregelung ermittelt werden.

In Ausnahmen ist auch eine eigene Ermittlung mit eigenen oder auch mit Referenzanlagen aus dem Internet möglich (z. B. Solarenergieverein [www.sfv.de](http://www.sfv.de)).

Um Probleme bei der Abrechnung zu vermeiden, sollten Anlagenbetreiber bereits im Vorfeld mit ihrem Netzbetreiber abklären, welche Abrechnungsmethoden möglich sind und auch seitens des Netzbetreibers akzeptiert werden. Grundsätzlich ist es erforderlich, die eigene erzeugte Energie über ein brauchbares Monitoringsystem aufzuzeichnen, damit der Anlagenbetreiber über einen Nachweis verfügt, dass der Netzbetreiber geregelt hat.



# 13 Eigenstromnutzung

## – Möglichkeiten der Kosteneinsparung

### 13.1 Allgemeine Betrachtungen

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zielte seit seiner Entstehung darauf ab, den durch regenerative Energieerzeuger und somit auch den durch Photovoltaikanlagen erzeugten Strom ins öffentliche Netz zu speisen. Die Vergütungen hierfür waren in den Anfangsjahren bis 2010 recht hoch und angesichts der hohen Investitionskosten einer Photovoltaikanlage auch als ein entsprechendes Marktanreizprogramm gedacht. Für die meisten Anlagen, die vor 2012 installiert wurden, steht die Eigenstromnutzung daher derzeit nicht zur Diskussion, weil die Einspeisevergütung noch über den derzeitigen Strombezugspreisen liegt. Einsparungseffekte sind daher kaum oder nicht möglich.

Von Solarstrom-Eigenverbrauch spricht man dann, wenn Solarstrom direkt und unmittelbar am Ort der Erzeugung verbraucht wird; daher ist alternativ auch der Begriff »Direktverbrauch« üblich. Bereits im Jahr 2009 wurde durch Änderungen des EEG der Eigenverbrauch von Photovoltaik-Strom gesondert gefördert. Dabei ergab sich in Addition der ersparten Strombezugskosten und des für den Eigenverbrauch verringerten Försatzes in Summe sogar eine etwas höhere Förderung, soweit der Eigenverbrauch über 30 % lag. Die Grenze der förderfähigen Anlagengröße lag hierbei bei 30 kWp. Im Juli 2010 wurde diese Grenze auf 500 kWp erhöht.

2012 wurde dieser »Eigenverbrauchsbonus« durch die EEG-Novelle gestrichen. Damit wurde dem Preisverfall am Photovoltaik-Markt Rechnung getragen. Es obliegt daher der ausschließlichen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Anlagenbetreibers, Anteile des durch Photovoltaik erzeugten Stroms als Eigenverbrauch zu nutzen.

Zwischenzeitlich wurde vom Gesetzgeber auch ein Marktintegrationsmodell eingeführt, das zum einen die Selbstvermarktung von Solarstrom als auch den Eigenverbrauch von Solarstrom fördern sollte.

Der Preisverfall am Solarmarkt, die in den letzten Jahren dabei verstärkte Reduzierung der gesetzlichen Einspeisevergütung sowie der gleichzeitige Strombezugspreisanstieg führt zwangsläufig zu der Überlegung, den durch Photovoltaik erzeugten Strom verstärkt zum Eigenverbrauch zu nutzen. Insbesondere für Eigenheimbesitzer interessant, kann sich der Eigenverbrauch auch für Gewerbebetriebe lohnen. Derzeit liegt die gesetzlich

garantierte Einspeisevergütung je nach Anlagengröße unter 13 Eurocent und somit auch weit unterhalb des Preisniveaus des Bezugsstroms. Darum geht es auch beim aktuellen Marktgeschehen. Ziel sind nicht mehr die hohen Anlagenrenditen und Gewinnnahmen. Im Vordergrund stehen jetzt die energetischen Einsparmöglichkeiten bei der Eigenstromnutzung.

Der direkte Eigenverbrauch unterliegt jedoch physikalischen Grenzen. Die Produktion von Solarenergie unterliegt Schwankungen durch Tageszeit und Witterung. An manchen Tagen wird tagsüber zu viel Strom produziert, der nicht vollständig verbraucht werden kann. Ohne zusätzliche Maßnahmen bei einer Optimierung des tageszeitlichen Strombedarfs stehen deshalb nur 20 bis 40 % des selbst erzeugten Stroms für einen Direktverbrauch zur Verfügung. Produktionsüberschuss und Verbrauchsdefizit müssen deshalb ausgeglichen werden, um eine höhere Eigenverbrauchsquote zu ermöglichen. Dies geht durch Umstellung der Verbrauchsgewohnheiten, durch elektronische Steuerungen sowie über Speichermedien.

## 13.2 Optimierungsmöglichkeiten ohne Speicher

### 13.2.1 Privathaushalte

Zur Ermittlung des möglichen Eigenverbrauchs muss man den typischen Verbrauch und die Erzeugung der Photovoltaikanlage gegenüberstellen. Dabei hängt der Verbrauch von der Art und Anzahl der Elektrogeräte, der Personenzahl und den Gewohnheiten der Nutzer ab; insbesondere vom Zeitpunkt des Stromverbrauchs. Die erzeugte und zur Verfügung stehende Energiemenge wird hingegen durch die Leistung der Photovoltaikanlage bestimmt. Diese ist abhängig von ihrer Größe (Anlagenleistung), von ihrer Ausrichtung und ihrem Standort. Ihre Leistung wird zudem vom Wetter, also von der Einstrahlung beeinflusst.

Dies zeigt auch das nachfolgende Lastprofil für Erzeugung und Verbrauch von einer 5 kWp-Anlage in einem 4-Personen-Haushalt an einem typischen Sommertag. Die Kurve der Photovoltaikanlage (grau) weist zumindest an wolkenlosen Tagen grundsätzlich das charakteristische Profil auf. Auf der Kurve der Verbrauchslast (blau) zeigen sich zur Mittagszeit die typischen Lastspitzen. Weitere Verbrauchsschwerpunkte liegen in den Morgen- und Abendstunden. Der Eigenverbrauch entspricht dem Teil der Verbrauchsentfernung (blaue Fläche), der innerhalb der erzeugten Photovoltaik-Energie (hellgraue Fläche) liegt. Er ist in der Abbildung dunkelblau gekennzeichnet.

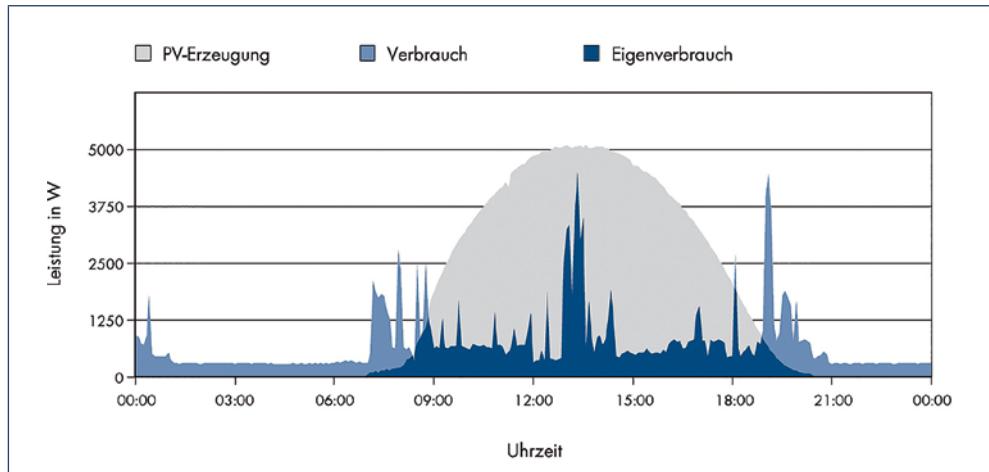


Bild 161: Typisches Lastprofil eines Einfamilienhaushalts [Quelle: SMA]

Das beispielhaft dargestellte Lastprofil basiert auf einem optimalen Sonnentag in der warmen Jahreszeit. Bei schlechtem Wetter oder in den Wintermonaten treten die Verbrauchslastspitzen deutlich über die Fläche der erzeugten Energie hinaus, d. h. die graue Fläche reduziert sich wesentlich. Wegen der typischen Charakteristik von Eigenenergieerzeugung und Energiebedarf im Zusammenhang mit den unterschiedlichsten Verhaltensweisen und Abhängigkeiten ergibt sich daher in Privathaushalten nur eine begrenzte »direkte« Eigenstromnutzungsquote von 20 bis 40 % (4-Personen-Haushalt). Dies begründet sich aus den jahreszeitlichen Effekten und der tageszeitlichen Verfügbarkeit von Solarstrom. So steigt in den Wintermonaten grundsätzlich der Energiebedarf an (Licht, Heizung), die Energieerzeugung der Solarstromanlage hat zu diesem Zeitpunkt jedoch ihre niedrigste Leistung. Im Sommer ist das Verhältnis umgekehrt und die eigenerzeugten Energieüberschüsse überwiegen gegenüber dem Verbrauch. Auch tageszeitlich liegt ein hoher Energiebedarf meist in den Morgen- und Abendstunden, zu einem Zeitpunkt also, wenn kein oder nur sehr geringer Solarstrom zur Verfügung steht.

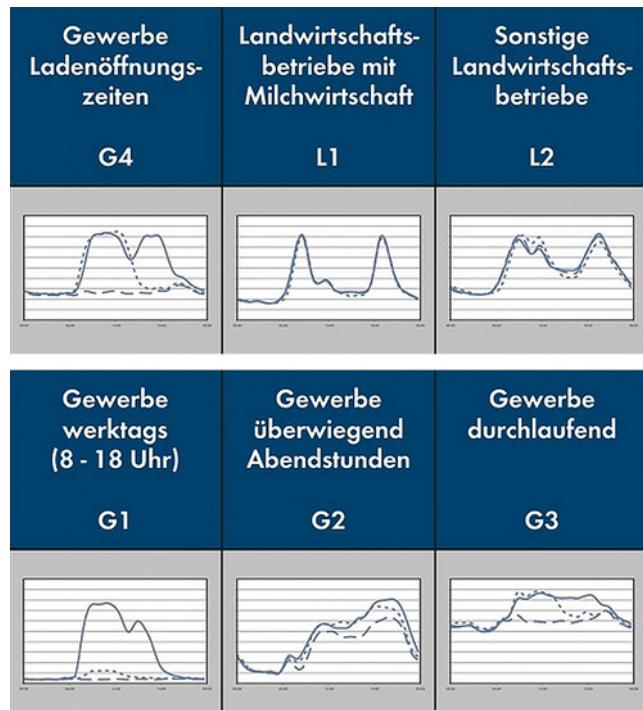
### 13.2.2 Gewerbebetriebe

Die Einflussgrößen beim Eigenverbrauch in Gewerbebetrieben sind weitgehend die gleichen wie in Privathaushalten: der eigene Energiebedarf und dessen zeitliche Verteilung (Lastprofil) sowie die Energieerzeugung der Photovoltaikanlage. Die Besonderheit bei gewerblichen Betrieben liegt aber in der großen Schwankungsbreite dieser Größen, insbesondere des Lastprofils, die generelle Aussagen zu typischen Eigenverbrauchsquoten nahezu unmöglich machen.

Entscheidend ist grundsätzlich das Verhältnis von erzeugter zu benötigter Energie. Ergibt sich ein hoher Energiebedarf, können große Anteile des selbst erzeugten Stroms auch selbst verbraucht werden. Überwiegt jedoch die solare Stromerzeugung, wird nur ein geringer Teil als Eigenverbrauch nutzbar sein.

Ein wichtiger Punkt ist dabei das jeweilige Lastprofil, d. h. die zeitliche Verteilung des Energiebedarfs. Da die Eigenerzeugung nur in einem begrenzten zeitlichen Fenster erfolgt und dessen Maximallistung bei optimaler Einstrahlung in der Regel in der Mittagszeit liegt, ergeben sich für den Verbrauch der eigenerzeugten Energie auch entsprechende Grenzen. Je weiter der maximale Energiebedarf des Betriebs außerhalb dieser Grenzen liegt, desto geringer wird der direkte Eigenverbrauchsanteil sein. Weitgehend jeder Gewerbebetrieb lässt sich zumindest grob einem typischen Standard-Lastprofil des BDEW (Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft) zuordnen. Diese Lastprofile unterscheiden sich nach Werktagen, Samstagen und Sonntagen sowie den Jahreszeiten. Sie dienen auch den Energieversorgern zur Planung des Netzes und der Energiebereitstellung. Durch Abgleich und Zuordnung eines Lastprofils zu einem Gewerbebetrieb mit dem Leistungsprofil der Photovoltaikanlage lässt sich der Eigenverbrauch zumindest grob abschätzen.

Bild 162: typische Lastprofile im Gewerbebereich  
[Quelle: SMA]



In diesem Zusammenhang spielen zwei weitere Faktoren eine bedeutende Rolle: Standort und Ausrichtung der Photovoltaikanlage. Beide Faktoren wirken sich auf die Höhe des

Energieertrags aus. Aber auch die Verteilung des möglichen Eigenverbrauchs wird dadurch beeinflusst. Das typische Lastprofil einer nach Süden ausgerichteten Photovoltaikanlage zeigt in den Mittagsstunden die Maximalleistung. Da aber nicht jede Photovoltaikanlage optimal nach Süden ausgerichtet ist, verschiebt sich der Erzeugungsschwerpunkt bei östlicher Ausrichtung des Photovoltaik-Generators zeitlich in die Vormittagsstunden, wogegen bei westlicher Ausrichtung die Maximalleistung in den Nachmittagsstunden zu verzeichnen ist. Bei einem Gewerbebetrieb mit überwiegendem Energiebedarf am Nachmittag oder Abend ist bei einer nach Westen ausgerichteten Photovoltaikanlage eine höhere Eigenverbrauchsquote möglich. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass es wegen der ungünstigen Ausrichtung des Generators nach Westen hierbei auch zu einer Minderleistung von 10 bis 15 % kommt und deshalb der Einspareffekt beim Eigenverbrauch durch das schlechtere Leistungsergebnis der Photovoltaikanlage wieder aufgehoben werden kann.

Für ein weitgehend gleichmäßiges Lastprofil beim Stromverbrauch haben sich Ost-/West-ausgerichtete Generatoren bewährt. Neben der optimalen Nutzung der Dachflächen, insbesondere bei Flachdächern, ergibt sich ein relativ breites Lastprofil der Photovoltaikanlage, was zu einer höheren Verfügbarkeit von eigenerzeugtem Strom führen kann.



Bild 163: Ost-West-System

Der private Eigenverbrauch lässt sich durch eine zeitliche Umstellung des Haushalts hinsichtlich des Strombedarfs anpassen. Im Gegensatz dazu ist es bei gewerblichen Verbrauchern nur in seltenen Ausnahmen möglich, die betrieblichen Abläufe und Produktionsprozesse so zu verändern, dass das Lastprofil optimiert und der Eigenverbrauch gesteigert werden kann.

## 13.3 Steigerung des Eigenverbrauchs

Verschiedene Maßnahmen ermöglichen eine Steigerung des Eigenverbrauchs. Zumindest in Privathaushalten ist der einfachste Weg, das Nutzungsverhalten zu ändern, indem größere Stromverbraucher bewusst in Zeiten stärkerer Einstrahlung eingeschaltet werden. Voraussetzung für eine optimale Nutzung ist dabei, dass die Verbrauchswerte der Geräte bekannt sind. Gegebenenfalls sollten diese nicht alle auf einmal einschaltet werden, wenn dadurch der Leistungswert der Energieerzeugung überschritten und Teile eines möglichen Eigenverbrauches verschenken würde. Technische Hilfsmittel wie Anlagenmonitoring helfen dabei, den aktuellen Stromverbrauch und die aktuelle Stromerzeugung aufeinander abzustimmen.

Kombiniert man das Leistungsmonitoring der Photovoltaikanlage mit einer elektrischen Schaltvorrichtung, lassen sich auch automatische Lösungen zur Steigerung des Eigenverbrauchs realisieren. Voraussetzung dafür ist, dass neben dem Leistungsmonitoring der Photovoltaikanlage auch der aktuelle Energieverbrauch über das Monitoring erfasst wird und dann automatisch je nach Solarstromverfügbarkeit Verbraucher zu- oder abgeschaltet werden.

Im gewerblichen Bereich sind solche Angleichungen aufgrund nicht oder nur schwer änderbarer Prozessabläufe und Produktionszeiten, wie bereits angedeutet, relativ schwierig und es bedarf einer sehr genauen Planung sowie Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Eine deutliche Steigerung der Eigenverbrauchsquote ist jedoch 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.

## 13.4 Speichersysteme

### 13.4.1 Allgemeines

Durch Speichermedien ist es möglich, die Autarkie-Quote von Photovoltaikanlagen erheblich zu steigern. Speichermedien erfüllen aber noch einen anderen Zweck: Sie entlasten die Netze. So kann z.B. überschüssiger Strom in Zeitspannen mit einer drohenden Netzüberlastung zwischengespeichert werden. Ein Abschalten oder eine Leistungsregulierung von Photovoltaikanlagen wäre dann nicht mehr erforderlich.

Es gibt sehr unterschiedliche Speichermedien. Am bekanntesten und für Elektrizität üblich sind Batterien. Ähnlich wie bei der Auslegung eines Wechselrichters zu den Photovoltaik-Generatoren ist auch die richtige Auslegung des Speichers zur Photovoltaikanlage bzw. zum Energiebedarf erforderlich. Zu groß ausgelegte Speicher erhöhen zwar die Autarkie-Quote, sind aber wegen der hohen Kosten unwirtschaftlich. Darüber hinaus kann es passieren, dass die Lade- und Entladezyklen zu kurz ausfallen, was die Batterie in ihrer Lebensdauer einschränkt. Zu klein ausgelegte Speicher begrenzen den Eigenstromnutzen, erhöhen die Ladezyklen und vermindern somit ebenfalls die Lebensdauer. Zu berücksichtigen ist insbesondere, dass bei einem Batteriespeicher meist nur ca. 80 % der Batteriekapazität zur Verfügung stehen, da ansonsten eine Tiefenentladung eintritt, welche die Lebensdauer der Batterie ebenfalls erheblich herabsetzt.

Die richtige Dimensionierung ist aber schwierig, weil diese individuell auf das elektrische Lastprofil des Haushalts abgestellt werden muss. Es gibt hierzu bereits eine Faustregel, die besagt, dass der nutzbare Speicher nicht größer als ein Tausendstel des jährlichen Stromverbrauchs sein soll, d. h. bei einem Jahresverbrauch von beispielsweise 4 000 kWh sollte die Batteriegröße bei 4 kWh liegen.

Zur Speicherung des erzeugten Solarstroms werden derzeit überwiegend zwei Batterietypen verwendet: Bleibatterien und Lithium-Ionen-Batterien.

Ein **Bleiakkumulator** besteht prinzipiell aus einem säurefesten Gehäuse und zwei Bleiplatten bzw. Plattengruppen, von denen die eine als positiv und die andere als negativ gepolte Elektrode dienen, sowie einer Füllung mit 38-prozentiger Schwefelsäure ( $H_2SO_4$ ) als Elektrolyt. 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 umgewandelt wurde. Blei-Gel-Batterien sind daher auslaufsicher. Ein bekanntes Beispiel ist die Autobatterie.

Bleiakkumulatoren gelten für ihre Lebensdauer von einigen Jahren als zuverlässig und preisgünstig. Im Vergleich mit anderen Akkumulatortechnologien haben sie jedoch im Verhältnis zum Volumen eine hohe Masse (Gewicht) sowie mit 0,11 MJ/kg eine sehr geringe Energiedichte.

Aufgrund 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 der 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 auf den bekannten Problemfeldern wie Haltbarkeit und Sicherheit erhebliche Verbesserungen erzielen konnten.

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, die trotz Herstellungsverbesserungen zu beachten sind.

Bei verschiedenen Lithium-Ionen-Akkus mit flüssigen oder polymeren Elektrolyten kann es ohne spezielle Schutzmaßnahmen zum »Durchgehen«, d. h. zur Überhitzung kommen. Insbesondere bei billigen Akkus von mangelhafter Qualität mehren sich solche Meldungen. Bekanntestes Beispiel aus den Medien waren die brennenden Akkus eines Smartphone-Herstellers. Mechanische Beschädigungen können innere Kurzschlüsse bewirken. 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.

Bei thermischer Belastung kann es bei verschiedenen Lithium-Ionen-Akkus zum Schmelzen des Separators und damit zu einem inneren Kurzschluss mit schlagartiger Energiefreisetzung (Erhitzung, Entflammung) kommen. Neuartige Akkuentwicklungen aus Lithium-Eisenoxid und keramische, temperaturbeständige Separatoren gewähren eine erhöhte Sicherheit, haben sich allerdings noch nicht umfassend durchgesetzt. Interne Schutzschaltungen oder Batteriemanagementsysteme (BMS) mit Temperatursensoren, eine 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 durch die hohen Ausgleichsströme Feuer oder Verbrennungen verursacht werden.

Entscheidendes Kriterium für die Wahl der Speichertechnik ist sicher das Preis-Leistungs-Verhältnis, wobei als Leistungsverhältnis auch die Haltbarkeit angesetzt werden muss. Lithium-Ionen-Technologie zeichnet sich durch eine wesentlich höhere Zykluslebensdauer gegenüber Bleivarianten aus, hat jedoch den Nachteil, dass sie noch sehr teuer ist. Dies kann sich aber relativieren, da die Effizienz bis zu 95 % beträgt. Bei Bleiakkus liegt diese nur bei maximal 80 bis 85 % und weniger Ladezyklen. Zudem entstehen bei Lithium-Ionen-Batterien eine nur geringe Selbstentladung sowie eine hohe Entladungstiefe von deutlich über 90 %. Bei Bleiakkumulatoren liegt die nutzbare elektrische Energie nur bei 50 bis 60 % der eingespeicherten Energie. Zudem dürfen Bleisysteme nur in Räumen aufgestellt werden, die den normativen Vorgaben für Batterieräume entsprechen.

### 13.4.2 Lebensdauer und Wirkungsgrad von Speichermedien

Laut dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) konnten im Labor bei einer entwickelten Lithium-Ionen-Batterie 10 000 Lade-Vollzyklen erreicht werden, ohne dass sich die Anfangskapazität zu stark reduziert. Diese blieb bei ca. 85 % erhalten.

Bisher geben Hersteller für Lithium-Ionen-Batterien im Markt 5 000 bis 6 000 Ladezyklen an bei 200 bis 250 Ladezyklen pro Jahr und einer Lebensdauer von 20 Jahren. Aus Forscherkreisen werden deutlich niedrigere Zahlen genannt, da auch die zeitliche Alterung der Batterie berücksichtigt werden muss. Bei der Zyklusfestigkeit besteht also Verbesserungsbedarf. Die Ergebnisse des ZSW können aber in den nächsten fünf Jahren durchaus Marktreife erhalten.

Als Wirkungsgrade, d. h. die Effizienz zum Energieverlust bei Ladung und Entladung, werden von den Herstellern meist um die 95 % genannt.

Die Technik steht grundsätzlich noch am Anfang, darüber darf auch die hohe Zahl von Anbietern von Speichersystemen nicht hinwegtäuschen. Eine ausreichende Information über die angebotenen Speichermedien und Batterietypen ist wichtig. Bei Lithium-Ionen-Systemen gibt es noch enorme Qualitätsunterschiede.

### 13.4.3 Betriebssysteme

Neben dem Speichermedium selbst gibt es derzeit verschiedene Systeme auf dem Markt, die Wechselrichter und Speichermedium in verschiedener Weise kombinieren.

Komplettsysteme vereinen Wechselrichter, Laderegler und Speichermedium und sind besonders für Neuanlagen geeignet.

Bei Bestandsanlagen ist abzuwegen, ob das System erweitert oder ob bereits installierte Wechselrichter gegen ein Gerät ausgetauscht werden sollen, welches das Be- und Entladen von Speichersystemen steuern kann.

AC-gekoppelte Systeme speichern den Strom auf der AC-Seite, d. h. nach dem Wechselrichter. Der Vorteil liegt darin, dass sie sich einfach in bestehende Solarstromanlagen einbinden und hinsichtlich der Speicherkapazität – unabhängig von der Photovoltaikanlagenleistung – flexibel erweitern lassen. Darüber hinaus beeinflusst das Speichersystem die Arbeit des Solarwechselrichters nicht, weshalb dieser bei Bestandsanlagen auch nicht getauscht werden muss. Die AC-Variante ist aus diesen Gründen bei bestehenden Photovoltaikanlagen die günstigere Lösung. Nachteilig wirken sich dabei die verlustreichen AC-AC-Kopplungssysteme aus: Dabei wird der Gleichstrom der Photovoltaikanlage über den Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt und dann über den Laderegler der Batterie wieder in Gleichstrom, beim Verbrauch über das Speichermedium wieder-

rum in Wechselstrom. Diese permanente Umwandlung führt zu deutlichen Verlusten. Die Systemeffizienz liegt dann meist zwischen 80 und 85 %.

Bild 164: Wechselrichter mit integrierter Batterie  
[Quelle: SMA]



Lösungen für DC-gekoppelte Systeme gibt es bereits von diversen Anbietern, bei denen Speicher und Laderegler zwischen die Module und Wechselrichter geschaltet werden.

DC-gekoppelte Speicher arbeiten in der Regel effizienter als AC-gebundene PV-Speicher-systeme. Der solare Gleichstrom muss nämlich, wie bei Photovoltaikanlagen ohne Speicher auch, nur einmal umgewandelt werden. Bei neu errichteten Photovoltaikanlagen ist diese Variante daher preiswerter als die Wechselstromanbindung. Die Systemeffizienz liegt bei 85 bis 90 %, wenn die einzelnen Komponenten genau aufeinander abgestimmt sind.

Eine höhere Effizienz und geringere Kosten sind vor allem dann erreichbar, wenn die Eingangsspannung der Photovoltaikanlage, die Batteriespannung und die Netzspannung auf ähnlichem Niveau liegen. Derzeit sind Batterien mit 48 Volt die gängigste und vor allem günstigste Variante. Bei dieser Spannung ist ein DC-System in der Regel nicht effizienter als ein AC-System. Deshalb muss man sich im Vorfeld auf ein bestimmtes Verhältnis der Eingangsleistung für die Batterie und die Ausgangsleistung der Photovoltaikanlage festlegen.

Nachteilig ist die geringe Flexibilität der DC-Kopplung. Die Einzelkomponenten müssen genau aufeinander abgestimmt werden. Ein weiterer Nachteil ist, dass bei der Nachrüstung von bestehenden Anlagen der Wechselrichter in der Regel getauscht werden muss, da er nicht mit den Batteriesystemen kommunizieren kann. Dies verteuert wiederum eine DC-gekoppelte Nachrüstung, was ein AC-gekoppeltes System wiederum vorteilhaft erscheinen lässt.

#### 13.4.4 Aufstellungsräume

Die baulichen Gegebenheiten für die Aufstellung von Batterien sollten nicht unterschätzt werden. Bleibatterien benötigen, wie bereits erwähnt, einen speziellen Aufstellungsraum. Dieser muss trocken sein und eine Entlüftung wegen möglicher Knallgasbildung besitzen.

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, zum Beispiel durch geeignete Materialien für Kathoden und verbesserten Schutz vor äußereren Beschädigungen. Grundsätzlich sollten die Batterien an einem geeigneten Ort aufgestellt werden. Eine Abstellkammer ist hier genauso wenig geeignet wie ein Waschraum.



Bild 165: Heizungsraum nach einem Brand an einem Lithium-Ionen-Akku

### 13.4.5 Netzanschluss

Die meisten Photovoltaikanlagen werden im Netzparallelbetrieb betrieben, d. h. die Wechselrichter speisen in das öffentliche Netz ein.

Bei der Speichernutzung kommt, je nach System, ein Netzparallel- oder Inselbetrieb in Betracht. Wird der Batteriespeicher genutzt, um das Lastprofil zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen und so den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen, erfolgt die Installation zunächst nach den Vorgaben des Herstellers und des Netzbetreibers und ist mit der Installation eines PV-Wechselrichters vergleichbar.

Soll der Batteriespeicher auch dazu genutzt werden, um bei einem Ausfall oder dem Nichtvorhandensein der elektrischen Energieversorgung das Gebäude oder Teile hiervon weiterzuversorgen, wird damit aus normativer Sicht ein »Inselnetz« gebildet und betrieben. In der Regel kennt man solche Betriebsweisen beim Wochenendhaus oder im Camping.

### 13.4.6 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung – Speicher jetzt oder später?

Die Wirtschaftlichkeit eines Speichersystems ist von vielen Faktoren abhängig. Im Vordergrund stehen natürlich die Gestehungskosten von Photovoltaikanlage und Speichermedium sowie der Eigenverbrauchsanteil. Auch die zukünftige Strompreisentwicklung hat Einfluss darauf, ob und wann sich ein Speichersystem rechnet. Es kommt grundsätzlich darauf an, wie man die einzelnen Faktoren richtig und vor allen Dingen realistisch ansetzt.

Die Annahme exorbitanter Strompreiserhöhungen innerhalb der kommenden 20 Jahre verleitet hier zu schnell, Speicheranlagen schönzurechnen. Vielfach werden auch Wartungskosten, Austauschkosten für verbrauchte Akkus oder für die Investition entgangene Zinsgewinne (Kapitalkosten) nicht berücksichtigt. Bei der Neuinstallation einer sogenannten Eigenverbrauchsanlage zur optimalen Nutzung von Eigenstrom auf einem Einfamilienhaus und einem entsprechenden Batteriespeicher im Verhältnis zur Photovoltaikanlagengröße ergibt sich für den Batteriespeicher derzeit fast nochmals der gleiche Preis wie für die Photovoltaikanlage.

Aufgrund der verschiedenen möglichen Betriebszenarien ist eine genaue Wirtschaftlichkeitsberechnung relativ schwierig und komplex. Ansatzpunkte sind hierbei der Systemwirkungsgrad, die Anzahl der Vollzyklen pro Jahr, die Kapitalkosten und die Kosten für die Speicherung des eingesetzten Stroms.

Vereinfachte Berechnungen könnten wie folgt aussehen:

- Ermittlung der Energie, die der Akku während seiner Zykluslebensdauer aufnehmen und wieder abgeben kann.

Nimmt man als Beispiel einen günstigen Blei-Akku mit ca. 3 000 Zyklen bei einer Kapazität von 20 kWh, d. h. 60 000 kWh, muss davon die Entladetiefe abgezogen werden, bei der diese Zykluslebensdauer überhaupt erreicht wird. Das wären ca. 50 %. Darüber hinaus muss der Wirkungsgrad des Gesamtsystems berücksichtigt werden – z. B. 84 %. Der Blei-Akku kann somit in seiner Zykluslebensdauer nur ca. 25 200 kWh umsetzen.

Bei einem beispielhaften Preis von 5 000 € für das Speichersystem ergeben sich Speicherkosten von 19,8 ct/kWh.

- Addiert werden müssen nun noch die Kosten für den erzeugten Strom, der gespeichert werden soll. Diese ergeben sich aus den Investitions- und Betriebskosten der Photovoltaikanlage. Hier kommen schnell nochmals 12 bis 15 ct/kWh hinzu, sodass sich für den aus dem Speichermedium entnommenen Strom ein Strompreis von mehr als 30 ct/kWh ergibt. Bei Lithium-Ionen-Technologie kann sich dieser Preis nochmals erhöhen.

Für das oben genannte Beispiel bei einem Jahresenergieverbrauch von angenommenen 8 000 kWh bei 35 % direktem Eigenverbrauch und 15 % Verbrauch durch Speichernutzung ergibt sich bei einem Strombezugspreis von 28 ct/kWh und Erzeugungskosten aus der

Photovoltaikanlage von 12 ct/kWh ein Strommixpreis von rund 18 ct. Das wären bereits Einsparungen von ca. 35 % gegenüber dem Strombezugspreis. Würde sich der Strombezugspreis pro Jahr um durchschnittlich 2 % erhöhen, wachsen somit auch die Einspar-effekte. Verbilligen sich jedoch die Speichermedien innerhalb der nächsten zwei Jahre um 40 % und erhöhen sich gleichzeitig Wirkungsgrad und Ladezyklen, würde sich der Einspareffekt womöglich sofort verdrei- oder vervierfachen. Man sollte deshalb abwägen, trotz Förderung ein Speichersystem zu installieren. Es könnte einerseits zwar sofort spa-ren helfen, aber in zwei Jahren womöglich schon unwirtschaftlich wirken und technisch überholt sein, sodass es lohnenswert wäre, abzuwarten. Insbesondere bei der Lithium-Ionen-Technologie ist ein großes Kostensenkungspotenzial zu erwarten. Andererseits geht dies nur, wenn bereits ein Markt existiert, d. h. wenn genügend Speicher hergestellt und verkauft werden können. Letztlich ein etwas ungerechter Wirtschaftskreislauf.

### 13.4.7 Förderungen

Die Bundesregierung hat nach langem Anlauf 2012 beschlossen, Stromspeichersyste-me zu fördern. Ein entsprechendes Förderprogramm wurde durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) aufgelegt (Kredit-Programm 275). Es gilt für Photovoltaikanlagen, die nach dem 31. Dezember 2012 installiert wurden bzw. werden. Neben einem zinsverbilligtem Darlehen ist ein Tilgungszuschuss nach einem separaten Berechnungsprogramm inbegriffen, das die Gesamtanlagenkosten, die reinen Photovoltaikanlagen-Kosten und die Anlagengröße berücksichtigt. Nähere Informationen hierzu bietet das Internetportal der KfW ([www.kfw.de](http://www.kfw.de)). Inwieweit diese Förderung bestehen bleibt, war bereits von Anfang an unklar. Ende 2015 war von einem Ausstieg die Rede, was man aber wieder revidierte. Anfang 2016 wurde ein neues Förderprogramm aufgelegt, das sich nur wenig vom ersten Programm unterscheidet. Ende 2016 wurde über eine Beendigung der Förderung nachgedacht.

Nach den aktuellen Informationen wird die Förderung durch die KfW bis Ende 2018 mit halbjährlichen Reduzierungen der Tilgungszuschüsse fortgesetzt. Dies gibt sicherlich nochmals einen Impuls für den Markt in Bezug auf das Preisgefüge. Grundsätzlich gilt es abzuwagen, ob der Erwerb eines Speichersystems zum jetzigen Zeitpunkt sinnvoll ist oder besser später erfolgen soll, weil sich Technik und Preise weiterhin rasant entwickeln.

## 13.5 Resümee

Der wirtschaftliche Nutzen des Eigenverbrauchs hängt von vielen Faktoren ab. Ein direkter Eigenverbrauch ist bereits heute wirtschaftlich attraktiv, zumindest dann, wenn die zu erzielende Einspeisevergütung pro kWh niedriger ist als die Stromgestehungskosten. Dies gilt insbesondere für alle aktuell installierten Photovoltaikanlagen. Der Unterschied wird auch in Zukunft noch deutlich zunehmen.

Im Gewerbebereich orientiert sich der Bezugsstrompreis allerdings stark an der Höhe des Stromverbrauchs: Während kleine Gewerbebetriebe etwa 20 Cent zahlen, sind für industrielle Großverbraucher auch Preise von weniger als 12 Cent pro Kilowattstunde üblich. Der Vorteil der meist höheren Eigenverbrauchsquote bei Großverbrauchern wird also durch die geringere Marge beim Eigenverbrauch gemindert. Nicht selten wird auch bewusst auf einen Eigenstromanteil verzichtet, um durch einen hohen Bezugsstromanteil einen günstigeren Verbrauchstarif zu sichern.

Optimierungen für einen höheren Eigenstromverbrauch sind von vielen Faktoren abhängig. Verbrauchsumstellungen und wirtschaftlich günstige technische Lösungen sind meist nur im Privatbereich möglich. Im Gewerbebereich hängt die Eigenverbrauchsquote stark vom jeweiligen Lastprofil des Stromverbrauchs ab.

Speichermedien können den Eigenstromverbrauch nahezu verdoppeln, haben aber den Nachteil einer sehr hohen zusätzlichen Investition, die trotz der vielen Angebote und aktuellen Förderung derzeit in den meisten Fällen nur schwer zu berechnen sind. Hier muss sich, ähnlich wie bei der Photovoltaik, der Markt erst entwickeln, bevor wirtschaftlichere Speichermedien realisiert werden können. Dies sollten auch Installateure bedenken, wenn sie zum jetzigen Zeitpunkt ihren Kunden Speichermedien empfehlen. Eine voreilige Installation kann in vielen Fällen eine falsche Empfehlung sein.

## 14 Rechtssicherer Anlagenbetrieb

Neben den rein wirtschaftlichen und technischen Aspekten rund um Installation und Betrieb von Photovoltaikanlagen, sind auch rechtliche Besonderheiten zu beachten. Dreh- und Angelpunkt ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Daneben bestehen baurechtliche Anforderungen im Zusammenhang mit der Genehmigung durch den Netzbetreiber, der Prüfung der Netzverträglichkeit und der Errichtung von Photovoltaikanlagen.

Aber nicht nur bei der Planung und Errichtung ist das EEG zu beachten, sondern es gibt auch rechtliche Anforderungen, die sich auf den laufenden Anlagenbetrieb auswirken können. Nicht zu vergessen ist, dass sich aus dem zuvor aus ca. vier Seiten bestehenden EEG der Anfangsjahre der Jahrhundertwende nach gut 15 Jahren ein recht umfangreiches Gesetz mit über 100 Paragraphen und ebenso vielen Seiten entwickelt hat. Die Ursachen dieser Erweiterungen sind vielfältig. Zum einen ergaben sich Vorgaben zur Netzstabilität, zum anderen Regelungen bezüglich der Direktvermarktung sowie recht komplizierte Bestimmungen über Ausgleichsmechanismen, Zubauraten und Vergütungsregelungen.

Zu beachten ist dabei, dass sich einige Gesetzesänderungen nicht nur auf Neuanlagen auswirken, sondern auch Altanlagen betreffen können. Eine Nichtbeachtung dieser Auflagen oder Vorgaben für Altanlagen kann sich auf die Einspeisevergütung auswirken, und zwar in Form von einer erheblichen Reduzierung bis hin zu einem vollständigen Verlust des Vergütungsanspruchs für den Zeitraum, in dem die geforderten Bedingungen nicht erfüllt wurden.

**Anmerkung:** Die nachfolgenden Abhandlungen basieren auf das zum Redaktionsschluss dieses Buches gültige EEG in der Fassung von Juli 2017.

### 14.1 § 9 EEG – Technische Vorgaben

Dreh- und Angelpunkt bestehender Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 kWp sind technische Vorgaben zur Reduzierung oder Begrenzung der Einspeisung. In Kapitel 12 wurde dieses Thema mit dem hierzu gültigen Gesetzestext aus dem EEG bereits ausführlich abgehandelt, weshalb nachfolgend nur nochmals kurz darauf eingegangen werden soll.

Die Art und der Umfang der technischen Regelausstattung ist von der Anlagengröße abhängig. Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt sind technisch

so auszustatten, dass der Netzbetreiber die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung jederzeit ferngesteuert reduzieren und die Ist-Einspeisung abrufen kann. Diese Vorgabe stellt somit die umfangreichste Variante der Regeleinrichtung dar.

Bei Anlagen mit mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt können Anlagenbetreiber zwischen einer Einrichtung wählen, mit der der Netzbetreiber entweder die Anlage nur ferngesteuert regelt oder sowohl ferngesteuert regelt als auch zusätzlich den Ist-Einspeisewert abrufen kann, wobei erstere Variante von den Kostenaufwendungen für den Anlagenbetreiber sicherlich die günstigere ist.

Für Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt ( $> 10 \text{ kW}$  bis  $30 \text{ kW}$ ) gelten die gleichen Anforderungen wie für Anlagen zwischen 30 und 100 kW, jedoch gibt es hier alternativ auch die Möglichkeit, die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt mit dem Netz auf 70 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen.

Unabhängig von der erforderlichen technischen Einrichtung gilt die Pflicht auch dann als erfüllt, wenn mehrere Anlagen für gleichartige erneuerbare Energien, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen und für die Gesamtanlagengröße geeigneten technischen Einrichtung ausgestattet sind.

Bezüglich der Anlagengröße gilt es zu beachten, dass mehrere Solaranlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung als eine Anlage gelten, wenn sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und beide innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Inzwischen sind die Übergangsfristen für Nachrüstungen von Altanlagen abgelaufen. Auch solche Photovoltaikanlagen sollten über entsprechende technische Einrichtungen verfügen, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Leistung der Anlage ferngesteuert regeln kann. In der Vergangenheit haben die Netzbetreiber meist die betroffenen Anlagenbetreiber über die entsprechenden Fristen und erforderlichen Maßnahmen informiert. Bei Neuanlagen muss in der Regel bereits bei Inbetriebsetzung nachgewiesen werden, dass entweder eine entsprechende technische Einrichtung vorhanden ist oder eine Leistungsbegrenzung gewählt wurde.

Unabhängig davon muss für die Dauer des Anlagenbetriebs gewährleistet sein, dass die technische Einrichtung auch funktioniert. Beispielsweise führen die Netzbetreiber bei ferngesteuerten Regeleinrichtungen oftmals Tests durch, bei denen geprüft wird, ob entsprechende Regelsignale bei der betroffenen Photovoltaikanlage ankommen und inwieweit dazu Rückmeldungen zu verzeichnen sind. Ebenso führen beauftragte Fachunternehmen für die Netzbetreiber Tests vor Ort durch. Soweit die technische Einrichtung nicht vorhanden ist oder nicht regelkonform funktioniert, besteht für den Anlagenbetreiber das Risiko, dass sich die Einspeisevergütung reduziert oder sogar ganz entfällt. Daher ist eine

regelmäßige Prüfung anzuraten, ob die Photovoltaikanlage die technischen Voraussetzungen nach § 9 EEG noch erfüllt und diese auch funktionieren.

## 14.2 § 52 EEG – Verringerung der Förderung bei Pflichtverstößen

Fast bedrohlich wirkt § 52 EEG 2017. Hier werden die Auswirkungen konkret aufgezeigt, wenn der Anlagenbetreiber gegen gewisse Pflichten aus dem EEG verstößt.

Nach § 52 verringert sich der anzulegende Wert (die Vergütung) auf null, solange der Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht an das Register übermittelt und die Meldung nach § 71 Nummer 1 (Zurverfügungstellung der Daten für die Jahresendabrechnung bis 28. Februar des Folgejahres) noch nicht erfolgt ist. Ferner entfällt die Vergütung,

- solange der Anlagenbetreiber eine Erhöhung der installierten Leistung der Anlage nicht an das Register übermittelt hat,
- wenn der Anlagenbetreiber gegen § 21b Absatz 2 Satz 1 zweiter Halbsatz (Einhaltung der anteiligen Aufteilung bei prozentualer Aufteilung der Veräußerungsform) oder gegen Absatz 3 (viertelstündliche Messauflösung bei prozentualer Aufteilung der Veräußerungsform, siehe Kapitel „Direktvermarktung“) verstößt,
- wenn der Betreiber einer Anlage, deren Einspeisevergütung durch Ausschreibungen ermittelt wird, gegen § 27a (Verbot der Eigennutzung bei Vergütungsanspruch nach Ausschreibung) verstößt.

Eine Reduzierung der Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert (Börsenpreis) erfolgt,

- solange der Anlagenbetreiber gegen § 9 Absatz 1, 2, 5 oder 6 (Technische Regeleinrichtung) verstößt,
- wenn dem Netzbetreiber die Zuordnung zu oder den Wechsel zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen nach § 21b Absatz 1 (Direktvermarktung, Verkauf an Dritte) nicht nach Maßgabe des § 21c übermittelt wurde,
- die Ausfallvergütung in Anspruch genommen und dabei eine der Höchstdauern nach § 21 Absatz 1 Nummer 2 erster Halbsatz überschritten wird,
- solange der Anlagenbetreiber, der eine Einspeisevergütung in Anspruch nimmt, gegen § 21 Absatz 2 verstößt, mindestens jedoch für die Dauer des gesamten Kalendermonats, in dem ein solcher Verstoß erfolgt ist, oder
- wenn der Anlagenbetreiber gegen eine Pflicht nach § 80 (Doppelvermarktungsverbot) verstößt.

Das EEG definiert in diesen Fällen, in welchen Zeiträumen und für welche Dauer die Streichung der Einspeisevergütung erfolgt. Dies kann bis zum Ablauf des Kalendermonats

erfolgen, der auf die Beendigung des Verstoßes folgt, oder auch für die Gesamtdauer des Verstoßes zuzüglich der darauf folgenden sechs Kalendermonate.

Die Einspeisevergütung kann sich um jeweils 20 % verringern, solange Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben (auch bei einer Leistungserhöhung) nicht an das Register übermittelt haben (siehe dazu auch [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_52.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_52.html)). Die im vorgenannten Gesetzestext aufgeführten Vorgaben werden in den nachfolgenden Punkten teilweise genauer erläutert.

## 14.3 § 93 Anlagenregister

Bei § 93 EEG handelt es sich um eine Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister. Hierbei wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie dazu ermächtigt, zur Ausgestaltung des Anlagenregisters nach § 6 Absatz 2 durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln. Die Daten betreffen u.a. den Umfang der Eigenversorgung durch die Anlage, das Datum der Inbetriebnahme der Anlage, technische Eigenschaften der Anlage sowie das Netz, an das die Anlage angeschlossen ist (siehe dazu: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_93.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_93.html)).

Grundsätzlich sind seit Einführung des EEG 2009 Neuanlagen der Bundesnetzagentur zu melden. Mit der seit 2014 in Kraft getretenen Anlagenregisterverordnung (AnlRegV) wurde diese Meldung ausgeweitet und im Inhalt noch stärker konkretisiert.

Danach müssen Anlagenbetreiber Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen werden oder die nach § 39f Absatz 3 Satz 1 oder § 40 Absatz 2 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nach dem 31. Dezember 2016 als neu in Betrieb genommen gelten, nach Maßgabe des § 3 EEG (Registrierung von Anlagen) registrieren lassen. Dies gilt auch für Anlagen, für die dem Grunde nach kein Anspruch auf Vergütung nach EEG besteht, die jedoch an ein Netz angeschlossen sind. Anlagenbetreiber müssen hierbei einige Angaben übermitteln. Dazu zählen:

- persönliche Angaben (Namen, Anschrift, Telefonnummer, E-Mail-Adresse),
- Angaben zum Unternehmerstatus, der nach den klassifizierten Einteilungen der EU recht kompliziert ist,
- der Standort,
- der Name der Anlage (sofern vorhanden),
- der Energieträger (z. B. Solarstrom), aus dem der Strom erzeugt wird,
- die installierte Leistung der Anlage,
- das Datum der Inbetriebnahme der Anlage,
- bei Freiflächenanlagen die in Anspruch genommene Fläche in Hektar,
- die Angabe, in welchem Umfang die Fläche vor der Errichtung der Freiflächenanlage als Ackerland genutzt wurde.

Entsprechende Formulare bei der Onlineregistrierung geben hier entsprechende Vorgaben bzw. Hilfestellungen. Die Angaben müssen innerhalb von drei Wochen nach der Inbetriebnahme der Anlage übermittelt werden.

Weiterhin neu hinzugekommen ist, dass unter bestimmten Umständen eine Registrierungspflicht für Anlagen besteht, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb gegangen sind. Dies ergibt sich aus § 6 (Registrierung von bestehenden Anlagen).

Anlagenbetreiber müssen hiernach Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, registrieren lassen, wenn sie nach dem 31. Juli 2014

- die installierte Leistung der Anlage erhöhen oder verringern,
- erstmalig die Flexibilitätsprämie nach § 50b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Anspruch nehmen wollen,
- die Anlage endgültig stilllegen.

Dabei müssen Anlagenbetreiber neben den für die übliche Anlagenregistrierung geforderten Angaben weitere Angaben übermitteln:

- im Falle einer Erhöhung oder Verringerung der installierten Leistung das Datum und den Umfang der Änderung der installierten Leistung,
- im Falle einer erstmaligen Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie den Zeitpunkt, ab dem die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen werden soll und die Angaben nach Nummer 1, soweit nach dem 31. Juli 2014 die installierte Leistung der Anlage erhöht wird,
- das Datum der endgültigen Stilllegung.

Hierbei gelten folgende Fristen, die je nach Fallgestaltung zwischen drei Wochen und drei Monaten liegen.

Geregelt war dies bisher in der Verordnung über ein Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas (Anlagenregisterverordnung – AnlRegV) vom 1. August 2014. Diese trat nunmehr am 1. September 2017 außer Kraft und wurde zusammen mit dem PV-Meldeportal durch die Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) abgelöst, die am 1. Juli 2017 in Kraft trat ([www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/mastrv](http://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/mastrv)).

Nach der MaStRV ergibt sich seit Juli 2017 eine neue gesetzliche Meldepflicht. Hierbei ist der Anlagenbetreiber angehalten, sich selbst und seine Anlage im neuen Marktstammdatenregister zu registrieren. Die Registrierung betrifft nunmehr alle Anlagen, auch die sogenannten Bestandsanlagen. Das MaStR soll Meldepflichten vereinfachen und diese bündeln. Die Bundesnetzagentur stellt zukünftig für die Registrierung ein Webportal unter [www.marktstammdatenregister.de](http://www.marktstammdatenregister.de) zur Verfügung.

Nach Meldung der Bundesnetzagentur ist das entsprechende Portal erst Mitte 2018 verfügbar. Anlagenbetreiber, deren Anlagen vor dem 1. Juli 2017 in Betrieb genommen wurden,

können daher mit der Registrierung bis zur endgültigen Bereitstellung des Webportals warten. Für Anlagen, die nach dem 1. Juli 2017 erstmalig in Betrieb genommen wurden, ist eine vorläufige Registrierung auch ohne Webportal zwingend notwendig. Hierzu stellt die Bundesnetzagentur eine separate Möglichkeit unter [www.bundesnetzagentur.de/mastr](http://www.bundesnetzagentur.de/mastr) zur Verfügung.

Sobald das Webportal fertig gestellt ist, müssen darin alle Betreiber von Bestands- und Neuanlagen bis zum 30. Juni 2019 ihre Eintragungen prüfen und erforderlichenfalls ergänzen bzw. korrigieren. Soweit dies nicht erfolgt, gehen Ansprüche auf eine EEG-Vergütung bzw. auch auf Abschlagszahlungen verloren.

Für Betreiber nicht nur von neuen Anlagen, sondern auch von Bestandsanlagen werden damit die bürokratischen Auflagen aus gesetzlichen Vorgaben und neuen Verordnungen nicht einfacher. Die bürokratischen Anforderungen nach den Meldeverordnungen gehen sogar so weit, dass bei bereits registrierten Anlagen auch Änderungen der ursprünglichen Angaben wie z. B. der Telefonnummer oder der E-Mail-Adresse zu melden sind.

Für Betreiber bestehender Anlagen sind die Auflagen aber wichtig. Nicht nur in Bezug auf eine geforderte »Nachregistrierung«, sondern insbesondere auch, wenn sich die Anlagenleistung erhöht oder verringert. Dies kann zum Beispiel dann der Fall sein, wenn durch ein Schadensereignis Module getauscht wurden. Ist der gleiche Modultyp nicht mehr am Markt erhältlich und entstehen durch einen anderen Modultyp Abweichungen in der ursprünglich installierten Anlagenleistung, ergibt sich bereits eine Meldepflicht – unabhängig von der Änderungsanzeige gegenüber dem Netzbetreiber (siehe auch Kap. 14.6).

Dass die Netzbetreiber es mit dieser gesetzlichen Regelung ernst meinen, zeigt ein Urteil des Bundesgerichtshofs (BGH) vom 5. Juli 2017 (VIII ZR 147/16):

Ein Landwirt in Schleswig-Holstein hatte seine Anlage im Frühjahr 2012 in Betrieb genommen. Der örtliche Netzbetreiber hat den eingespeisten Strom vergütet. Allerdings meldete der Landwirt die Anlage erst am 6. November 2014 bei der Bundesnetzagentur, nachdem der Netzbetreiber festgestellt hatte, dass die Anlage nicht im Register verzeichnet war.

Für die Zeit vom 7. Juni 2012 bis zum 5. November 2014 erhielt der Landwirt Vergütungen in Höhe von 52 429,40 Euro und muss davon anschließend nach der letztinstanzlichen Entscheidung des BGH 45 538,55 Euro an den Netzbetreiber zurückzahlen.

Der BGH führt in seiner Urteilsbegründung unter anderem an, dass die Voraussetzungen für einen Anspruch der klagenden Netzbetreiberin auf Rückzahlung der Einspeisevergütung nach § 35 Absatz 4 Satz 1, 3 EEG 2012 und § 57 Absatz 5 Satz 1, 3 EEG 2014 im vorliegenden Fall gegeben sind. Das EEG macht den Anspruch der Betreiber neuer Photovoltaikanlagen auf (vollständige) Einspeisevergütung bereits seit 2009 davon abhängig, dass diese den Standort und die Leistung ihrer Anlage der Bundesnetzagentur melden.

Einen Verstoß gegen die vorgenannte Pflicht sanktioniert der – vorliegend für den Zeitraum bis zum 31. Juli 2014 anwendbare – § 17 Absatz 2 Nr. 1 Buchst. a EEG 2012 dadurch, dass sich der Vergütungsanspruch für die Dauer des Pflichtverstoßes auf die Höhe des tatsächlichen Monatsmittelwerts des energieträgerspezifischen Marktwerts verringert. Durch den vom 1. August 2014 bis zum 31. Dezember 2016 anwendbaren § 25 Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 des EEG 2014 verschärzte der Gesetzgeber die Sanktionierung für Meldeverstöße und bestimmte, dass sich der anzulegende Wert der finanziellen Förderung »auf null« verringerte, solange der Anlagenbetreiber die zur Registrierung erforderlichen Angaben für den Eintrag in das bei der Bundesnetzagentur betriebene Anlagenregister nicht übermittelte. Eine zeitnahe und umfassende Registrierung neuer Anlagen – und dementsprechend eine starke Sanktionierung versäumter Meldungen – hat der Gesetzgeber als erforderlich betrachtet, um das System des sogenannten atmenden Deckels umzusetzen, nach dem die allmähliche Absenkung der Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen geordnet ist. Hierach ziehen höhere Zubauzahlen bei den geförderten Anlagen grundsätzlich eine stärkere Absenkung der Einspeisevergütung nach sich. Sind aber Anlagen nicht registriert, so hat dies Einfluss auf die Vergütungsabsenkung. Bei einer hierdurch geringer ausfallenden Vergütungsabsenkung trägt die daraus resultierenden Mehrkosten (z. B. die EEG-Umlage) die Allgemeinheit.

## 14.4 Direktvermarktung

Will sich ein Anlagenbetreiber an der Direktvermarktung beteiligen (siehe Kapitel 11), so ergeben sich nach EEG entsprechende Auflagen, die einzuhalten sind. Geregelt ist dies in Teil 3 Abschnitt 1 des EEG (Zahlung von Marktprämie und Einspeisevergütung).

Nach § 20 (Marktprämie) besteht der Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie nur für Kalendermonate, in denen der Anlagenbetreiber oder ein Dritter den Strom direkt vermarktet, oder er dem Netzbetreiber das Recht überlässt, diesen Strom als »Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, finanziert aus der EEG-Umlage« zu kennzeichnen und der Strom in einer Anlage erzeugt wird, die fernsteuerbar ist. Der Anspruch besteht auch in bestimmten Fällen, in dem der Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird.

Anlagen gelten dabei als fernsteuerbar, wenn die Anlagenbetreiber die technischen Einrichtungen vorhalten, die erforderlich sind, um die jeweilige Ist-Einspeisung jederzeit abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln zu können. Einem Direktvermarkter muss die Befugnis eingeräumt werden, diese Maßnahmen (Abruf der Ist-Einspeisung und ferngesteuerte Regelung der Einspeiseleistung) vorzunehmen. Die Nutzung der technischen Einrichtungen zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung sowie die Befugnis, diese zu nutzen, dürfen das Recht des

Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 nicht beschränken (siehe dazu auch: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_20.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_20.html)).

In diesem Zusammenhang ist es wichtig zu wissen, wie in Absatz 4 von § 20 beschrieben, dass die in der Direktvermarktung verlangte Fernsteuerbarkeit nicht mit der technischen Einrichtung nach § 9 EEG für das Einspeisemanagement des Netzbetreibers gleichzusetzen ist. Es handelt sich um eine gesonderte Regeleinrichtung für den Direktvermarkter.

## 14.5 § 71 EEG – Anlagenbetreiber

Aus § 71 EEG ergibt sich für den Anlagenbetreiber die Verpflichtung, die Zählerablesung (erzeugte Strommenge) für die Jahresendabrechnung rechtzeitig mitzuteilen. Diese Mitteilung muss bis spätestens zum 28. Februar des Folgejahres erfolgen. Bei Großanlagen, bei denen über monatliche Istwerte (Lastgangzähler) abgelesen wird, ist das nicht notwendig. Betreiber kleinerer Anlagen werden oft mit der vom Netzbetreiber zum Jahresende verschickten Ablesekarte erinnert.

Nach § 71 (Anlagenbetreiber) müssen diese bis zum 28. Februar eines Jahres alle für die Endabrechnung erforderlichen Daten des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres anlagenscharf, also der jeweiligen Anlage eindeutig zugeordnet, zur Verfügung stellen. In der Regel werden die Gutschriften jedoch vom Netzbetreiber selbst erstellt. Die Regelung aus § 71 gilt aber insbesondere für solche Anlagen, bei denen der Anlagenbetreiber den Zählerstand noch selbst an den Netzbetreiber melden muss – zum Beispiel am Jahresende.

Ferner muss der Anlagenbetreiber mitteilen, wann und in welchem Umfang im vorangegangenen Kalenderjahr für den in der Anlage erzeugten und durch ein Netz durchgeleiteten Strom eine Stromsteuerbefreiung vorgelegen hat, und den Netzbetreiber über entsprechende Änderungen informieren (siehe dazu auch: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_71.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_71.html)).

Gemäß EEG 2017 gibt es in § 53c bei Steuerbefreiung ein Doppelförderungsverbot. Denn die Stromsteuerbefreiung wird mit der EEG-Vergütung oder der Marktprämie verrechnet. Es soll damit verhindert werden, dass Anlagenbetreiber für EEG-geförderten Strom zusätzlich von einer Steuerbefreiung profitieren. Dies war bisher z.B. bei einer kaufmännisch-bilanzierten Weitergabe möglich bzw. bei Anlagenbetreibern, die selbst Direktvermarkter sind.

Nach § 53c (Verringerung des Zahlungsanspruchs bei einer Stromsteuerbefreiung) verringert sich die Einspeisevergütung für Strom, der durch ein Netz durchgeleitet wird und der von der Stromsteuer nach dem Stromsteuergesetz befreit ist, um die Höhe der pro Kilowattstunde gewährten Stromsteuerbefreiung (siehe dazu auch: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_53c.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_53c.html)).

Nach § 9 Stromsteuergesetz (StromStG) sind von der Steuer befreit:

- Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird,
- Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird,
- Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und
  - vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder
  - von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen (siehe dazu auch [https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/\\_9.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/_9.html)).

## 14.6 Modultausch – Risiko bei der EEG-Vergütung

### Vergütung und Modul

Module müssen häufig ausgetauscht werden. Ob dies aus Gewährleistungsgründen geschieht, wegen eines Schadens oder weil die Leistung der Module nachgelassen hat, sollte zunächst keine weiteren förmlichen Auswirkungen auf den Betrieb der Anlage haben. Dennoch stellt sich die Frage, ob nach einem Modultausch für den Anlagenbetreiber die bisherige Vergütung nach dem EEG noch gerechtfertigt ist.

Die Vergütung der Anlage richtet sich nach dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Module, wobei das durchaus auch das einzelne Modul sein kann, denn der Anlagenbegriff beschränkt sich nach dem EEG bislang auf das einzelne Modul. Auch wenn aktuelle Rechtsprechungen bereits von einer Gesamtanlage, d. h. einschließlich der Wechselrichter, ausgehen, können sich bei einem Modultausch für jedes Modul unterschiedliche rechtliche Handhabungen ergeben – egal, ob sich diese auf einem Wechselrichter, auf dem gleichen Dach oder auf demselben Grundstück befinden.

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 2012 (aktuell § 38b EEG 2017) hat der Gesetzgeber nunmehr etwas Klarheit verschafft.

Die Vergütungsregelung aus § 38b des EEG gibt im Absatz 2 vor, dass, soweit Photovoltaikmodule aufgrund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls ersetzt werden, ihre zur ursprünglichen Erstinbetriebnahme zugehörige

Vergütung erhalten bleibt bzw. diese sich nicht ändert. Die Einspeisevergütung für die ersetzen Module entfällt daher (siehe dazu auch [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_38b.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_38b.html)).

Diese Regelung gilt auch für Anlagen, die vor 2012 errichtet wurden. Wichtig dabei ist, dass die Ersetzung am gleichen Standort erfolgt (kein vorheriger Anlagenumzug, z. B. auf ein anderes Gebäude) und die Leistung der ersetzen Anlage sich nicht erhöht. Geschieht Letzteres, so stellt der Teil der Leistungserhöhung eine Anlagenerweiterung dar, dessen Vergütung sich nach dem Zeitpunkt der Ersatzmaßnahme geltenden Einspeisevergütung richtet.

Es ergeben sich aber weiterhin Unsicherheiten und Auslegungsbedarf zur Anwendung von § 38b des EEG 2017, da der Gesetzgeber die aufgeführten Fälle, die zu einem Modultausch führen können, nicht im Einzelnen definiert hat. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat in seinem Arbeitspapier Teil 6 vom 25. Januar 2013 dargelegt, dass es sich bei einem »Defekt« im Sinne des EEG im Allgemeinen um eine Funktionsstörung handelt, die sich »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 ist dabei zu wissen, dass eine natürliche Leistungsminderung (Degradation) kein Defekt im Sinne des EEG 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.

### Nachweispflicht beachten

Soweit nicht genau auf den Anlagenbegriff geachtet wird, kann es zu unliebsamen Überraschungen kommen. Zwar lässt es der Gesetzgeber zu, dass die Vergütungshöhe beibehalten wird, wenn die Anlage ersetzt wird, das EEG geht aber davon aus, dass jedes Modul jeweils für sich eine Anlage ist. Dies bedeutet, dass auch nur das defekte oder beschädigte Modul ersetzt werden kann, ohne dass die Vergütungshöhe beeinflusst wird. Um den Vergütungsanspruch zu behalten, sollte der Anlagenbetreiber dies notfalls nachweisen können. Fehler in der gesetzlichen 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.

Auch hier gilt eine ausreichende Dokumentation in Form von Messprotokollen, Bilddokumentation und Beschreibung der Umstände, die zum Modultausch geführt haben.

In der Praxis ergeben sich bei einem Modultausch jedoch noch andere Probleme. Häufig verschwinden Marken und Modultypen vom Markt, die dann nicht mehr originalgetreu ersetzt werden können. Oftmals müssen defekte Module durch neue Module mit höherer Leistung ausgetauscht werden, 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. Im ersten Fall würde die Vergütung für 80 Module beibehalten bleiben, egal welche Leistung die neuen Module hätten, im zweiten Fall würde jedes neue Modul nur bis zu der ursprünglichen Leistung von 100 Wp die Vergütung behalten, die darüber liegende Leistung, in dem Beispiel je 30 Wp, würde einer neuen Vergütung unterliegen – unabhängig von der Gesamtleistung der Anlage.

Da sich im EEG die Vergütung nicht nur alleine auf das einzelne Modul beschränkt, sondern sich insbesondere auch nach der Anlagengröße 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 Modultauschs erfolgt.

Dabei sind die weiteren Konsequenzen einer Anlagenerweiterung im Vorfeld des Modultauschs zu beachten, um eventuelle Überraschungen zu vermeiden. Dazu gehören Regelungen in Bezug auf die Netzkapazität, Netzverträglichkeitsprüfung, Einspeisegenehmigung, technische Regeleinrichtung, Anmeldung der Anlagenerweiterung beim zuständigen Netzbetreiber etc., denn auch hier können sich entsprechende Überraschungen ergeben.

Wichtig ist auch zu wissen, dass seit dem 1. Januar 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 §48 (Solare Strahlungsenergie) Absatz 4 Satz 2 EEG nicht mehr. Eine sinnvolle Nutzung noch gebrauchstauglicher Module kann sich daher vornehmlich im Ausland oder für den reinen Eigenverbrauch finden.

In diesem Zusammenhang sei noch ergänzend darauf hingewiesen, dass Betreiber von Bestandsanlagen auf ihren selbst genutzten Strom künftig EEG-Umlage zahlen sollen, wenn die Anlage ab 2018 erneuert, erweitert oder ersetzt wurde. Einen Entwurf zur entsprechenden Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hat das Bundesministerium bereits vorgelegt. Vorgesehen ist dabei ein Anteil von 20 Prozent der vollen Umlage. Werden Module in einer Anlage getauscht, kann eine ältere Photovoltaikanlage

zur Eigenversorgung umlagepflichtig werden. Bisher sind Eigenverbraucher von Bestandsanlagen von der Zahlung komplett befreit.

Die Bundesregierung plant bereits eine weitere Änderung des EEG mit der Begründung, dass die Europäische Kommission bei der derzeitigen Eigenverbrauchsregelung für Bestandsanlagen eine Wettbewerbsverzerrung sehe. Eigenverbrauchssysteme sollen weiterhin von einer Zahlung der EEG-Umlage ausgenommen bleiben, wenn sie unter die Bagatellgrenze von zehn Kilowatt Leistung fallen und nicht mehr als zehn Megawattstunden Strom im Jahr erzeugen.

### Rechtshinweis

Die vorangegangenen rechtlichen Betrachtungen, Gesetzesauszüge und Abhandlungen wurden von dem Autor sorgfältig recherchiert. Sie haben jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit und Anwendbarkeit auf mögliche Einzelfälle. Insbesondere bei möglichen Auslegungen einzelner EEG-Textformulierungen ergehen regelmäßig Hinweise oder auch Entscheidungen der Clearingstelle oder auch Rechtsprechungen aus Gerichtsverfahren. Es wird daher empfohlen, sich bei Unstimmigkeiten entweder an einen erfahrenen Installateur oder in Streitfällen an einen Fachanwalt für Energierecht zu wenden.

## 15 Gebrauchte Photovoltaikanlagen

Der Verkauf von bereits in Betrieb befindlichen Photovoltaikanlagen kann unterschiedliche Gründe haben. Es gibt durchaus Investoren oder Besitzer von Photovoltaikanlagen, die über ein größeres Portfolio verfügen und zur Auffüllung ihrer Liquiditätsreserve oder um neue Investitionen zu tätigen, die eine oder andere Anlage abstoßen. Schwierig ist an diesem Geschäftsfeld die Tatsache, dass es an einer einheitlichen Bewertung von Photovoltaikanlagen fehlt. Die Schwierigkeit zeigt sich bereits, wenn eine Immobilie mit einer Photovoltaikanlage verkauft wird oder im Todesfall die Erbsumme mit einer solchen Anlage ermittelt werden muss. Es gibt Internetportale, in denen man durch Eingabe der Daten einen Kaufpreis erhält. Wie belastbar diese Preisermittlungen sind, ist fraglich. Daher ist grundsätzlich anzuraten, einen Fachmann hinzuzuziehen.

Wenn Sie eine solche Anlage kaufen wollen, lassen Sie sich nicht von der Einspeisevergütung blenden. Bei älteren Anlagen gibt es oftmals mehr als 40 ct pro kWh, was auf den ersten Blick verlockend zu sein scheint. Es gibt jedoch einige Fallstricke, die zu beachten sind.

Wichtig ist, zuallererst den Anlagenzustand zu bewerten. Vergleichbar mit den sogenannten Schrottimmobilien der 1990er-Jahre, auf die viele Investoren reingefallen sind, ist die erhöhte Mängelbehaftung bei Photovoltaikanlagen auch nicht auf den ersten Blick erkennbar. Grundsätzlich sollten Käufer einen Sachverständigen einschalten, der die Photovoltaikanlage zumindest technisch überprüft und bewertet.

Darüber hinaus ergeben sich weitere Fragen, die vor dem Kauf beantwortet werden sollten:

- Wie waren laut Abrechnungen des Netzbetreibers (nicht nach Angaben des Verkäufers) die Erträge in den letzten drei Jahren? Wurde die Anlage regelmäßig geprüft (gewartet)? Gibt es hierzu Berichte?
- Welche Garantien, z. B. für Wechselrichter und Module, existieren noch?
- Wie wird die Nutzung des Daches oder des Grundstücks geregelt? (Pachtvertrag, Grunddienstbarkeit, Nachfolger, Pachtzahlungen, Restlaufzeiten etc.)
- Wie hoch ist der steuerliche Restwert nach den bisher erfolgten Abschreibungen?
- Erfolgt Eigenverbrauch? Wenn ja, wie wird dieser zukünftig verrechnet? Gegebenenfalls wird bei Belieferung eines Dritten die anteilige EEG-Umlage fällig.
- Ergeben sich Umstände, welche die Verfügbarkeit der Anlage in naher Zukunft einschränken können, z. B. bevorstehende Dachsanierung?
- Welche Gewährleistungen und/oder Garantien ergeben sich aus dem Kaufvertrag? Achtung! Bei Geschäften unter Gewerbetreibenden kann die Gewährleistung auf ein

Jahr verkürzt werden. Beim Kauf einer größeren Photovoltaikanlage, können dem Käufer möglicherweise keine Verbrauchereigenschaften mehr zugeteilt werden.

Verkäufer von Photovoltaikanlagen sollten sich in jedem Fall von einem Fachmann beraten lassen, insbesondere zu den kaufvertraglichen Regelungen. Das Ergebnis einer Be-gutachtung der Anlage durch eine neutrale dritte Person kann sich, wenn es gut ausfällt, positiv auf den Marktwert auswirken.

# 16 Steuerliche Aspekte

An dieser Stelle soll keinerlei Steuerberatung betrieben werden, was grundsätzlich einer Steuerberaterin oder einem Steuerberater vorbehalten ist. Im Folgenden sollen lediglich einige Hinweise und Informationen gegeben werden, wobei im Einzelfall dazu auftretende Fragen mit Fachleuten zu klären sind.

Die Einordnung des Betriebs der Photovoltaikanlage in das Steuerrecht erfolgt in die Bereiche:

- Einkommenssteuer,
- Gewerbesteuer,
- Umsatzsteuer.

## 16.1 Unternehmerische Tätigkeit?

Auf die Frage, ob Sie als Photovoltaikanlagenbetreiber ein Unternehmer oder Gewerbetreibender sind, gibt es oftmals sehr unterschiedliche Antworten. Es kommt hierbei immer auf die Bestimmungs- bzw. Gesetzesgrundlage an. Man muss hierbei zwischen Steuerrecht und Zivilrecht unterscheiden.

Das Bürgerliche Gesetzbuch (BGB) definiert in § 14 Absatz 1 den Unternehmer wie folgt:  
*»Unternehmer ist eine natürliche oder juristische Person oder eine rechtsfähige Personengesellschaft, die bei Abschluss eines Rechtsgeschäfts in Ausübung ihrer gewerblichen oder selbständigen beruflichen Tätigkeit handelt.«*

Das deutsche Umsatzsteuergesetz definiert Unternehmer wie folgt (§ 2 Absatz 1, UStG):

*»Unternehmer ist, wer eine gewerbliche oder berufliche Tätigkeit selbstständig ausübt. Das Unternehmen umfasst die gesamte gewerbliche oder berufliche Tätigkeit des Unternehmers. Gewerblich oder beruflich ist jede nachhaltige Tätigkeit zur Erzielung von Einnahmen, auch wenn die Absicht, Gewinn zu erzielen, fehlt oder eine Personenvereinigung nur gegenüber ihren Mitgliedern tätig wird.«*

Zivilrechtlich ist zumindest bei Kleinanlagenbetreibern davon auszugehen, dass diese keine Unternehmer sind. Dazu hat sich auch bereits der Bundesgerichtshof (BGH) geäußert. Demnach sind Betreiber einer Photovoltaikanlage ebenfalls als Verbraucher zu betrachten. Geklagt hatte ein damals 76 Jahre alter Rentner, der sich nach dem Kauf einer solchen Anlage überrumpelt gefühlt hatte und den Kauf widerrufen wollte. Der Verkäufer jedoch wollte ihm dieses Widerrufsrecht, das Verbrauchern bei Haustürgeschäften laut

Bürgerlichem Gesetzbuch (BGB) zusteht, nicht gewähren. Der Streit der Vertragspartner landete vor dem Oberlandesgericht (OLG) Hamm, das die Eigenschaft des Klägers als Verbraucher verneinte (Az.: I-19 U 151/11 vom 24. Februar 2012). Die Revision zum BGH ließ das Oberlandesgericht allerdings zu. Zu einem höchstrichterlichen Urteil kam es nun trotzdem nicht. In der mündlichen Verhandlung vertrat der BGH zwar die Auffassung, dass der Käufer als Verbraucher einzuordnen sei. Doch der Verkäufer erkannte dann doch noch an, dass der Photovoltaik-Kunde sein Geld zurückerhält. Das Urteil blieb also aus (Az.: VIII ZR 121/12).

Im Grunde genommen fehlt es bei einem Kleinanlagenbetreiber an der eigentlichen Betriebsstruktur wie Fuhrpark, Mitarbeitern und betrieblicher Ausrüstung etc. Daher ist anzunehmen, dass er kein Unternehmer im eigentlichen Sinne des BGB ist.

Ungeachtet dessen ist jedoch hierzu das Steuerrecht zu unterscheiden. Es liegt grundsätzlich eine unternehmerische Tätigkeit vor, wenn eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage betrieben wird, da der erzeugte Strom in das Netz eingespeist und an den jeweiligen Netzbetreiber verkauft wird. Bei einer ins öffentliche Netz einspeisenden Photovoltaikanlage, aus denen Erlöse fließen, wird von einer unternehmerischen Tätigkeit ausgegangen.

Die unternehmerische Tätigkeit im steuerrechtlichen Sinne macht den Betreiber, wie oben ausgeführt, nicht automatisch auch zu einem Unternehmer im gewerberechtlichen Sinne. Ein Photovoltaikanlagenbetreiber ist nämlich in der Regel Verbraucher, es sei denn, er agiert als GbR mit mehreren Anlagen, GmbH oder GmbH & Co. KG oder sogar AG. Hier greift auch zivilrechtlich eine unternehmerische Tätigkeit, die u. a. nicht mehr dem Verbraucherschutz unterliegt.

## 16.2 Gewerbeanmeldung – ja oder nein?

Häufig stellen sich Betreiber einer privaten Photovoltaikanlage die Frage, ob dafür ein Gewerbe angemeldet werden muss. Die Frage kann verneint werden, auch wenn Finanzämter oder Gemeinden oftmals Gegenteiliges behaupten. Private Photovoltaikanlagen in einer üblichen Größe auf Einfamilienhäusern werden als »Bagatelle« eingeordnet und entsprechen grundlegend nicht dem Bild einer unternehmerischen Tätigkeit. Es gab eindeutige Stellungnahmen zum Gewerberecht vom Bund-Länder-Ausschuss. In der Regel haben Finanzämter hier kein Bestimmungsrecht, da diese Angelegenheiten nicht dem Steuerrecht unterliegen, sondern dem Gewerberecht der Gemeinden und Kommunen. Die Gewerbeanmeldung kann für Privatpersonen einige Konsequenzen nach sich ziehen. Mit Anmeldung des Gewerbes werden teilweise Verbraucherrechte eingeschränkt. Es kann passieren, dass sie automatisch in die örtlich zuständige IHK eintreten. Auch die örtliche Kommune kann dem Betreiber einer Photovoltaikanlage für den gewerblichen Teil zusätzliche Müllgebühren oder Kosten für separate Wasserabrechnungen aufbürden, obgleich hierzu eigentlich kein Bedarf besteht.

Obligatorisch ist eine Gewerbeanmeldung dann, wenn die Voraussetzungen eines Unternehmers, wie oben beschrieben, vorliegen sollten.

## 16.3 Umsatzsteuer – ja oder nein?

Umsätze aus dem Betrieb einer Photovoltaikanlage unterliegen grundsätzlich der Umsatzsteuer. Dabei hat die vom Betreiber der Anlage gewählte Besteuerungsform entscheidenden Einfluss auf die Umsatzbesteuerung. Informationen zur gewählten Besteuerungsform benötigt neben dem Finanzamt auch der jeweilige Netzbetreiber, um gegenüber dem Anlagenbetreiber durch zutreffende Gutschriften abrechnen zu können.

### 16.3.1 Regelbesteuerung

Gemäß Regelbesteuerung muss der Anlagenbetreiber seine Einnahmen aus den Stromerträgen der Umsatzsteuer unterwerfen. Für die Lieferung des erzeugten Stroms fällt die Umsatzsteuer von derzeit 19 % an. Diese ist an das Finanzamt abzuführen. Im Gegenzug kann aber der Anlagenbetreiber für alle Aufwendungen (Ausgaben), auf deren Rechnung die Umsatzsteuer offen ausgewiesen ist, diese als Vorsteuer geltend machen und bekommt diese vom Finanzamt zurückerstattet. Hier liegt klar ein Vorteil beim Erwerb der Photovoltaikanlage. Denn die in der Rechnung enthaltene und ausgewiesene Umsatzsteuer kann sich der Anlagenbetreiber sofort vom Finanzamt bei der ersten Umsatzsteuervoranmeldung zurückholen.

Die vom Netzbetreiber gezahlte Einspeisevergütung ist das Entgelt für die Lieferungen des Anlagebetreibers. Der gesetzlich festgelegte Betrag ist ein Nettobetrag, also die Vergütung ohne Umsatzsteuer. Wird der Strom vom Anlagenbetreiber direkt vermarktet, ist das mit Dritten vereinbarte Entgelt die Bemessungsgrundlage.

Wählt der Anlagenbetreiber die Regelbesteuerung, so erhält er vom Netzbetreiber oder Direktvermarkter auf die Nettoeinspeisevergütung die Umsatzsteuer. Diese muss der Anlagenbetreiber wieder an das Finanzamt abführen. Zahlt der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber in diesen Fällen eine Marktprämie bzw. eine Flexibilitätsprämie, handelt es sich jeweils um einen echten, nicht steuerbaren Zuschuss, der somit nicht der Umsatzsteuer unterliegt.

### 16.3.2 Kleinunternehmerregelung

Eine Vereinfachung der Besteuerung durch Nichterhebung der Steuer ergibt sich aus der Kleinunternehmerregelung nach § 19 Umsatzsteuergesetz (UStG). Der Betreiber einer Photovoltaikanlage kann als Kleinunternehmer behandelt werden, wenn die Umsätze im Gründungsjahr nicht mehr als 17 500 € betragen und im Folgejahr 50 000 € voraus-

sichtlich nicht übersteigen werden. Um die zuvor genannten Umsatzgrenzen überprüfen zu können, benötigt das Finanzamt eine individuelle Prognoseberechnung, die im Fragebogen zur steuerlichen Erfassung vorzunehmen ist. Wurde die unternehmerische Tätigkeit nur während eines Teils des Kalenderjahres ausgeübt, ist der tatsächliche Umsatz in einen Jahresumsatz umzurechnen. Auf die Umsätze wird dann keine Umsatzsteuer erhoben.

Dafür ist allerdings Voraussetzung, dass der Anlagenbetreiber keine Rechnungen bzw. der Netzbetreiber keine Gutschriften mit gesondert ausgewiesener Umsatzsteuer ausstellt. Wird die Umsatzsteuer in der Rechnung (oder Gutschrift) offen ausgewiesen, ist diese auch durch den Anlagenbetreiber zwingend an das Finanzamt abzuführen.

Die Kleinunternehmerregelung ist eine gute Lösung, wenn die Voraussetzungen dafür erfüllt werden. Jedoch sollte beachtet werden, dass dann keine Vorsteuer aus den Eingangsrechnungen (auch aus dem Erwerb der Anlage!) vom Finanzamt erstattet wird. Betreiber von Photovoltaikanlagen verzichten deshalb regelmäßig auf die Kleinunternehmerregelung und wählen die Regelbesteuerung, weil dann das Finanzamt die vom Verkäufer der Anlage in Rechnung gestellte Umsatzsteuer sowie Steuerbeträge, die für den laufenden Unterhalt der Anlage anfallen, als Vorsteuer erstattet. Es sind aber auch Ausnahmen möglich, die sich wirtschaftlich darstellen lassen.

## 16.4 Besteuerung von Eigenverbrauch

Auch der Eigenverbrauch ist umsatzsteuerlich relevant, da es sich hier um eine Einnahme handelt. Aufgrund der gesetzlichen Änderungen des EEG, bei der es auch gesonderte Vergütungen zum Eigenverbrauch gab, sind hierbei verschiedene Zeitabschnitte zu beachten.

### Anlagen, die bis zum 31. März 2012 in Betrieb genommen wurden

Soweit der Anlagenbetreiber bei Inanspruchnahme der Vergütung nach § 33 Absatz 2 EEG in der bis zum 31. März 2012 geltenden Fassung selbst erzeugten Strom verbraucht, liegt umsatzsteuerlich eine (Rück-) Lieferung des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber vor. Bei einem solchen dezentralen Verbrauch ist das Entgelt aus der Differenz zwischen Einspeisevergütung nach § 33 Absatz 1 Nr. 1 EEG und der Einspeisevergütung nach § 33 Absatz 2 EEG zu ermitteln. Dies bedeutet:

- eine fiktive Volleinspeisung zum EEG-Vergütungssatz zuzüglich Umsatzsteuer,
- eine fiktive Rücklieferung des Eigenverbrauchs vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber zum Differenzbetrag zwischen Einspeisevergütung und Eigenverbrauchsvergütung zuzüglich Umsatzsteuer.

Da der Eigenverbrauch eine Rücklieferung darstellt, über die der Strombetreiber eine Rechnung stellt, wird eine gesonderte Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch umsatzsteuerlich nicht mehr fällig.

## Anlagen, die nach dem 31. März 2012 in Betrieb genommen wurden

Bei Anlagen, die nach dem 31. März 2012 in Betrieb genommen wurden und nicht unter die Übergangsregelung des § 66 Absatz 18 EEG fallen, wird der Direktverbrauch vom Netzbetreiber nicht mehr vergütet. Wird vom Anlagenbetreiber der Strom nicht in das Netz eingespeist, sondern selbst verbraucht, ist eine unentgeltliche Wertabgabe zu versteuern (sofern aus der Anschaffung der Anlage insoweit ein Vorsteuerabzug geltend gemacht wurde). Der Betreiber muss deshalb Umsatzsteuer für den selbstverbrauchten Strom ans Finanzamt abführen.

Nach § 10 Absatz 4 S. 1 Nr. 1 UStG bemisst sich die unentgeltliche Wertabgabe nach dem Einkaufspreis zuzüglich der Nebenkosten für einen gleichartigen Gegenstand. Steuerfachleute halten den reinen Kilowattstundenpreis als ausreichend, da die Grundgebühr bereits voll mit der Umsatzsteuer belastet ist.

## 16.5 Erwerb eines Stromspeichers (Batterie)

Bezüglich der Zuordnung eines Stromspeichers zur Photovoltaikanlage gab es in der Vergangenheit oftmals Diskussionen. Aktuell bestehen dazu anscheinend immer noch Unsicherheiten. Zumindest zwei verschiedene Fallsituationen sind zu unterscheiden:

### Photovoltaikanlage und Stromspeicher als einheitliches Zuordnungsobjekt

Bei gleichzeitiger Anschaffung einer Photovoltaikanlage und eines Stromspeichers handelt es sich nach dem Bayerischen Landesamt für Finanzen um ein einheitliches Zuordnungsobjekt. Dementsprechend kann für den Batteriespeicher auch die Umsatzsteuer als Vorsteuer geltend gemacht werden. Das Umsatzsteuergesetz (§ 15 Absatz 1 S. 2 UStG) verlangt, dass mindestens 10 % des produzierten Solarstroms eingespeist werde, wenn das einheitliche Zuordnungsobjekt komplett dem Unternehmensvermögen zugeordnet werden soll. Für den selbst erzeugten, zunächst gespeicherten und dann privat verbrauchten Strom wird als unentgeltliche Wertabgabe ebenfalls der Einkaufspreis des zugekauften Stroms zuzüglich der Nebenkosten angesetzt.

### Stromspeicher als eigenes Zuordnungsobjekt

Bei der »nachträglichen« Anschaffung eines Stromspeichers, wenn dieser also nach Anschaffung und Inbetriebnahme der Photovoltaikanlage erworben wird, handelt es sich um ein eigenes Zuordnungsobjekt.

Ein Vorsteuerabzug aus der Anschaffung oder Herstellung des Speichers ist in diesem Fall nur zulässig, wenn der gespeicherte Strom zu mindestens 10 % für unternehmerische Zwecke des Anlagenbetreibers verwendet wird (§ 15 Absatz 1 S. 2 UStG).

Hat der Betreiber den Stromspeicher zulässigerweise in vollem Umfang seinem Unternehmen zugeordnet, muss er neben der Entnahme des privat verwendeten Stroms (unentgeltliche Wertabgabe nach § 3 Absatz 1b Nr. 1 UStG) für die private Verwendung des Stromspeichers, d. h. soweit er den gespeicherten Strom für private Zwecke verwendet, eine unentgeltliche Wertabgabe nach § 3 Absatz 9a Nr. 1 UStG versteuern.

Die hier genannten Regelungen wurden für den Freistaat Bayern veröffentlicht. Ob das auch in anderen Bundesländern so zutrifft, gilt zu prüfen. Ob diese Regelung so bleibt, bleibt ebenfalls abzuwarten. Das Finanzgericht München entschied bereits in einem Urteil im Juni 2015 zur Frage des Vorsteuerabzugs für ein nachträglich eingebautes Speichersystem. Die Finanzrichter beurteilten den Speicher und die Photovoltaikanlage jeweils als selbstständige Anlage. Folgerichtig forderten sie für den Vorsteuerabzug eine betriebliche/unternehmerische Nutzung von mindestens 10 %. Im Urteilsfall konnte der erforderliche Nutzungsumfang nicht nachgewiesen werden, da lediglich das betriebliche Elektroauto geladen und der Strom ansonsten privat genutzt wurde. Wer auf der sichereren Seite sein will, sollte also einen Nutzungsanteil des Speicherstroms von über 10 % für unternehmerische Zwecke darstellen. Dies kann z. B. neben einem betrieblich genutzten Elektroauto zusätzlich durch den Stromverbrauch in Betriebsräumen oder durch betriebliche Maschinen erfolgen.

## 16.6 Einkommensteuer

Es mag die unangenehmste Steuer sein, die jeder bezahlen muss. Die Einkommensteuer wird immer dann relevant, wenn die Einnahmen, egal ob aus selbstständiger oder nicht selbstständiger Tätigkeit, den gesetzlich festgelegten Grundfreibetrag übersteigen. Im Jahr 2017 wird der Freibetrag für Alleinstehende bei 8 820 € liegen. Bei verheirateten Paaren ist dieser doppelt so hoch, dazu kommen noch mögliche Kinderfreibeträge. Wie hoch die Einkommensteuer ist, richtet sich daher nach den persönlichen Verhältnissen und dem Einkommen.

Der durch den Betrieb einer Photovoltaikanlage entstehende Gewinn oder Verlust gehört zu den Einkünften aus Gewerbebetrieb nach § 15 des Einkommensteuergesetzes (EStG – Fassung 2011). Gewinn ist der Unterschiedsbetrag zwischen den zugeflossenen Betriebs-einnahmen (einschließlich der Entnahmen) und den abgeflossenen Betriebsausgaben. Beim Betrieb einer Photovoltaikanlage ergeben sich in den laufenden Jahren unterschiedliche Überschüsse oder Verluste was z. B. von der Abschreibungsart abhängt. Der Vorteil der Einkommensteuerveranlagung ist, dass die Verluste entsprechend steuermindernd angesetzt werden können. Dafür müssen die späteren Überschüsse versteuert werden. Gleches gilt auch für die sonstigen Einkünfte. Die Besteuerungsgrundlage ergibt sich aus dem Betriebsergebnis der Photovoltaikanlage, das sich aus den Betriebseinnahmen und Betriebsausgaben zusammensetzt.

### 16.6.1 Betriebseinnahmen

Zu den Betriebseinnahmen zählen grundsätzlich alle Gelder, die dem Betreiber einer Photovoltaikanlage zufließen, also die Vergütungen des Netzbetreibers oder eines Dritten für die Stromlieferungen (z. B. eines Nachbarn), Zuschüsse und die Entnahmen durch Selbstverbrauch.

Falls ein Anlagenbetreiber Zuschüsse erhält, kann er wählen, ob er diese sofort als Betriebseinnahme versteuern will oder ob er die Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten der Anlage um die Zuschüsse verringern will. Durch den Abzug von den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten tritt eine Besteuerung jeweils nur in der Höhe ein, um die die Abschreibungen auf das betreffende Wirtschaftsgut geringer sind. Beachtet werden muss, dass bei einer Einnahmenüberschussrechnung das Wahlrecht bereits im Jahr der Zusage ausgeübt werden muss.

### 16.6.2 Betriebsausgaben

Zu den Betriebsausgaben zählen alle Aufwendungen, die durch den Betrieb der Photovoltaikanlage veranlasst werden. In der Regel sind dies gewöhnliche und außergewöhnliche Ausgaben sowie Abschreibungen.

### 16.6.3 Gewöhnliche und außergewöhnliche Ausgaben

Zu den gewöhnlichen und außergewöhnlichen Ausgaben zählt alles, was für den Betrieb einer Photovoltaikanlage an Kosten aufgewendet werden muss:

- Zählermiete,
- Bezugsstrom (geringfügig für Wechselrichterbetrieb),
- Versicherungen,
- Steuerberatungskosten,
- Dachmieten (20-Jahresvorauszahlungen sind jährlich aufzuteilen),
- Anlagenreinigung,
- Reparatur,
- Prüfung/Inspektion.

### 16.6.4 Abschreibung

Wie jedes betrieblich genutzte Wirtschaftsgut, kann dieses auf die Nutzungsdauer hin abgeschrieben werden. Hierbei gibt es verschiedene Formen der Abschreibung.

## Normalabschreibung

Bei der Einnahmenüberschussrechnung sind die Regelungen über die Absetzung für Abnutzung (AfA) zu befolgen, d. h. die Anschaffungskosten für eine Photovoltaikanlage (gemindert um eventuelle Zuschüsse) sind auf die steuerliche Nutzungsdauer von 20 Jahren zu verteilen und in gleichen Jahresbeträgen (jährliche AfA = 5 %) zu berücksichtigen. Im Jahr der Fertigstellung, kann die AfA allerdings nur zeitanteilig vorgenommen werden, also für die noch verbleibenden Monate des Jahres.

Die einzige Funktion von Photovoltaikanlagen, deren Module z. B. auf dem Dach befestigt werden, ist die Stromerzeugung. Einkommensteuerlich handelt es sich um ein selbstständiges bewegliches Wirtschaftsgut, um eine Betriebsvorrichtung. Photovoltaikanlagen, deren Module Bestandteil der Gebäudehülle sind, sogenannte gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen, erfüllen neben der Funktion der Stromerzeugung noch mindestens eine weitere Funktion. Diese Anlagen sind wie selbstständige bewegliche Wirtschaftsgüter, also wie eine Betriebsvorrichtung zu behandeln.

Zur Ermittlung der oben erläuterten Abschreibungsmöglichkeiten müssen in diesen Fällen allerdings die Investitionskosten in die Kosten für eine herkömmliche Dacheindeckung und die Mehrkosten für die Solarstromproduktion aufgeteilt werden, da nur dieser Teil der Mehrkosten im Gewerbebetrieb Photovoltaikanlage abschreibbar ist. Ergeben sich hierzu keine Angaben aus der Herstellerrechnung, muss im Einzelfall sachgerecht geschätzt werden.

## Sonderabschreibung nach § 7g Absatz 5 EStG

Im Fall des gewerblichen Betriebs einer Photovoltaikanlage ist der private Verbrauch des Stroms keine private Verwendung der Anlage, sondern eine Sachentnahme des produzierten Stroms. Neben der linearen Abschreibung sind daher unter bestimmten Voraussetzungen zusätzlich Sonderabschreibungen in Höhe von bis zu 20 % der Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten möglich, die beliebig über die ersten fünf Jahre verteilt werden können.

## Investitionsabzugsbetrag nach § 7g Absatz 1 EStG in Jahren vor der Inbetriebnahme

Wenn die übrigen Anspruchsvoraussetzungen vorliegen, kann bereits vor der eigentlichen Investition ein Investitionsabzugsbetrag gewinnmindernd subtrahiert werden. Dadurch können bereits im Jahr vor der Investition bis zu 40 % der voraussichtlichen Anschaffungskosten als fiktive Betriebsausgaben abgezogen werden. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Investitionsabsicht, eine Photovoltaikanlage zu betreiben, anhand geeigneter Unterlagen, wie beispielsweise Kostenvoranschläge, Informationsmaterial, konkrete Verhandlungen oder verbindliche Bestellungen, bereits im Jahr vor der eigentlichen Investition nachgewiesen werden.

## Geringfügige Wirtschaftsgüter/Sofortabschreibungen

Werden für die Photovoltaikanlage nachträglich Anschaffungen getätigt, die einen Wert von 410 € netto nicht übersteigen, können diese im Jahr der Anschaffung voll abgeschrieben werden. Dies kann z.B. eine Anlagenüberwachung sein.

Reparatur- und Ersatzkosten für Einzelteile, wie z.B. aus dem kostenpflichtigen Tausch eines Wechselrichters oder einer Modularerneuerung, können im Jahr der Anschaffung sofort abgeschrieben werden.

## Keine Abschreibung

Erwerben Sie im Zusammenhang mit der Anschaffung einer Photovoltaikanlage oder später zur Speicherung des Stroms eine Batterie, die Sie ausschließlich zur Erhöhung des Selbstverbrauchs nutzen, handelt es sich um ein selbstständiges Wirtschaftsgut des notwendigen Privatvermögens. Eine Abschreibung ist in diesem Fall nicht möglich.

### 16.6.5 Selbstverbrauch

Die Verwendung des Stroms für den privaten Haushalt ist einkommensteuerrechtlich betrachtet eine Sachentnahme aus dem Gewerbebetrieb Photovoltaikanlage und ist wie eine fiktive Betriebseinnahme anzusetzen. Umsatzsteuerrechtlich wird der Selbstverbrauch als unentgeltliche Wertabgabe bezeichnet.

Nach allgemeinen ertragsteuerrechtlichen Grundsätzen ist die Entnahme des erzeugten Stroms mit dem Teilwert zu bewerten, einkommensteuerrechtlich sind das die Wiederbeschaffungskosten. Dazu gehören neben den Herstellungskosten auch die Verwaltungs- und Betriebskosten, jedoch nicht die Finanzierungskosten.

Zur Teilwertbewertung des selbst verbrauchten Stroms bestehen folgende Möglichkeiten:

- anhand der individuell angefallenen Kosten (progressive Methode),
- durch Ableitung aus dem voraussichtlich am Markt erzielbaren Verkaufspreis (gerindert um den kalkulatorischen Gewinnaufschlag (retrograde Methode),
- anhand der in der USt-Voranmeldung erklärten unentgeltlichen Wertabgabe, die einfacheitshalber übernommen werden kann.

Dieser Teilwert ist noch um die Umsatzsteuer für die unentgeltliche Wertabgabe zu erhöhen.

Die Höhe des selbst verbrauchten Stroms kann durch Abzug der an den Netzbetreiber gelieferten Strommenge von der insgesamt erzeugten Strommenge ermittelt werden. Der entnommene (selbst verbrauchte) Strom kann zutreffend anhand des Zählers ermittelt werden.

Ist ein Stromzähler nicht vorhanden, kann die erzeugte Strommenge z. B. aus Vereinfachungsgründen unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 1 000 kWh/kWp (jährlich erzeugte Kilowattstunden pro Kilowatt installierter Leistung) geschätzt werden.

Die Vereinfachungsmaßnahme bei Selbstverbrauch erfolgt nach § 33 Absatz 2 EEG 2009 (für eine Inbetriebnahme zwischen dem 31. Dezember 2008 und dem 31. März 2012).

Anstatt die Entnahme nach den ausgeführten allgemeinen Grundsätzen zu ermitteln, kann aus Vereinfachungsgründen die umsatzsteuerliche Sichtweise des Selbstverbrauchs des erzeugten Stroms nach § 33 Absatz 2 EEG 2009 für ertragsteuerliche Zwecke übernommen werden. Danach kann davon ausgegangen werden, dass der Anlagenbetreiber den gesamten erzeugten Strom an den Netzbetreiber liefert und dafür die ungekürzte Einspeisevergütung erhält, die einschließlich Umsatzsteuer als Betriebseinnahme zu erfassen ist. Den Strom, den er selbst verbraucht, bezieht er wiederum vom Netzbetreiber. Für den bezogenen Strom wendet dann der Anlagenbetreiber den Kürzungsbetrag nach § 33 Absatz 2 Nr. 1 EEG 2009 auf (für 2012: 16,38 Ct/kWh für den Stromanteil bis zu 30 % der insgesamt erzeugten Strommenge). Die Aufwendungen für den bezogenen Strom sind Aufwendungen der privaten Lebensführung, wenn der Strom im eigenen Haushalt verwendet wird. Als Betriebsausgaben oder Werbungskosten sind diese Aufwendungen nur abziehbar, wenn der bezogene Strom im Rahmen einer Einkunftsart verwendet wird.

### 16.6.6 Abgabe der Einkommenssteuererklärung

Gewerbetreibende sind zur Abgabe einer Einkommensteuererklärung bis zum 31.05. des Folgejahres verpflichtet. Darin muss der Gewinn aus dem Gewerbebetrieb angegeben werden. Betragen die Betriebseinnahmen im Wirtschaftsjahr weniger als 17 500 €, kann die Gewinnermittlung formlos erfolgen, andernfalls ist zusätzlich zur Anlage G die Einnahmenüberschussrechnung auf dem amtlich vorgeschriebenen Vordruck (Anlage EÜR) elektronisch zu übermitteln. Die Anlage EÜR erscheint auf den ersten Blick sehr umfangreich. Es sind allerdings nur wenige Eintragungen erforderlich. Der Gewinnermittlungszeitraum ist das Wirtschaftsjahr, im Regelfall das Kalenderjahr.

### 16.6.7 Einkommenssteuervorauszahlung

Während bei einem Arbeitsverhältnis monatlich Lohnsteuer vom Arbeitslohn einbehalten und von Arbeitgeberseite an das Finanzamt abgeführt wird, wird bei Gewerbetreibenden Einkommensteuer im Vorauszahlungsverfahren erhoben. Aus diesem Grund prüft das zuständige Finanzamt im Jahr der Existenzgründung anhand der Angaben im Vordruck »Fragebogen zur steuerlichen Erfassung bei Aufnahme einer gewerblichen, selbstständigen (freiberuflichen) oder landwirtschaftlichen Tätigkeit oder Beteiligung an einer Personengesellschaft/-gemeinschaft«, ob und gegebenenfalls in welcher Höhe

Einkommensteuervorauszahlungen zu leisten sind. In den Folgejahren bemessen sich die Vorauszahlungen grundsätzlich nach der Einkommensteuer, die sich bei der letzten Veranlagung ergeben hat. Die Vorauszahlungen werden in einem Bescheid festgesetzt und sind jeweils vierteljährlich zum 10. März, 10. Juni, 10. September und 10. Dezember eines Jahres zu zahlen. Die bereits geleisteten Vorauszahlungen werden auf die Jahressteuerschuld angerechnet.

Vorauszahlungen müssen nur geleistet werden, wenn sie im Kalenderjahr mindestens 400 € und mindestens 100 € pro Vorauszahlungszeitpunkt betragen. Sollten sich im laufenden Kalenderjahr Änderungen gegenüber den Vorjahreswerten ergeben (z.B. durch Ausfall der Anlage), kann beim Wohnsitzfinanzamt ein Antrag auf Anhebung oder Herabsetzung der Vorauszahlungen gestellt werden.

## 16.7 Gewerbesteuer

Die Gewerbesteuer ist an die Bedingung geknüpft, dass eine Photovoltaikanlage Gewinne erwirtschaftet. Eine Gewerbesteuer entsteht erst, wenn der Gewinn aus der gewerblichen Tätigkeit mehr als 24 500 € pro Jahr beträgt. Diese Summe werden Photovoltaikanlagen mit einer Leistung bis zu 50 kWp bei Weitem nicht erreichen. Insofern tangiert die Gewerbesteuer die meisten Betreiber nicht, es sei denn, sie betreiben größere Anlagen. Auch wenn diese als Kapitalgesellschaft firmieren (GmbH oder GmbH & Co. KG), wird die Gewerbesteuer fällig, ohne Gewinngrenze.

## 16.8 Aufzeichnungspflichten und Steuererklärung

Gilt der Betreiber einer Photovoltaikanlage steuerrechtlich als Unternehmer, was in der Regel der Fall ist, ist er dazu angehalten, alle Belege aufzuheben, die mit der Photovoltaikanlage in Zusammenhang stehen. Einnahmen wie Ausnahmen müssen in einer Gewinnermittlung aufgelistet werden. Die Aufbewahrungsfrist für die steuerlich relevanten Unterlagen, speziell auch der Belege, beträgt zehn Jahre. Nur durch eine ordnungsgemäße »Buchführung« zusammen mit den Belegen kann dem Finanzamt gegenüber nachgewiesen werden, wie hoch die Verluste oder Gewinne sind, auch wenn Betriebsprüfungen bei kleinen Photovoltaikanlagen sicher selten sind. Fehlt es jedoch an Nachweisen, schätzt das Finanzamt die Gewinne und Verluste, was meist mit Steuernachzahlungen einhergeht. Der Aufwand für die Erstellung einer Gewinn- und Verlustberechnung ist bei Photovoltaikanlagen verhältnismäßig gering, da in der Regel nur wenige Zahlungsvorgänge stattfinden.

## 16.9 Steuerabzug bei Bauleistungen – Bauabzugsteuer

Um die illegale Beschäftigung in der Baubranche einzudämmen, hat der Gesetzgeber bereits im Jahr 2001 eine sogenannte Bauabzugsteuer eingeführt. Nach § 48 Absatz 1 Satz 1 EStG müssen unternehmerisch tätige Empfänger von Bauleistungen einen Steuerabzug von 15 % der Bausumme aus der Rechnung des Leistungserbringens einbehalten und an das Finanzamt abführen. Der Steuerabzug kann aber unterbleiben, wenn der Leistende dem Leistungsempfänger eine gültige Freistellungsbescheinigung (§ 48b EStG) vorlegt oder die gesamte Gegenleistung im laufenden Kalenderjahr eine Bagatellgrenze von 5 000 bzw. 15 000 € nicht übersteigt (§ 48 Absatz 2 Satz 1 Nr. 1 und 2 EStG).

Bislang vertrat die Finanzverwaltung den Standpunkt, dass die Installation einer Photovoltaikanlage keine Bauleistung im gesetzlichen Sinne ist, sodass entsprechende Leistungen nicht der Bauabzugsteuer unterlagen. Entsprechende Anlagen wurden als Betriebsvorrichtungen angesehen, die nicht den Begriff des Bauwerks erfüllten. Dies hat sich aber nunmehr geändert. Das Bayerische Landesamt für Steuern (BayLfSt) hat bereits mit Verfügung vom 16. September 2015 darauf hingewiesen, dass die Finanzverwaltung künftig auch die Errichtung von Photovoltaikanlagen als Bauleistung einstuft. Nach einer Abstimmung der obersten Finanzbehörden des Bundes und der Länder gilt: Die Installation einer Photovoltaikanlage an oder auf einem Gebäude stellt eine Bauleistung dar. Das Aufstellen einer Freifeldanlage kann ebenfalls den Begriff der Bauleistung erfüllen.

Aufgrund einer geänderten Verwaltungsauffassung werden ab dem 1. Januar 2016 auch Arbeiten an Photovoltaikanlagen als steuerabzugspflichtige Bauleistungen erfasst. Mit einer gültigen Freistellungsbescheinigung, wie oben beschrieben, können Unternehmer aus der Photovoltaikbranche ihren Kunden allerdings einen Steuereinbehalt ersparen.

Nach dem Einkommensteuergesetz werden von der Abzugssteuer alle Leistungen erfasst, die der Herstellung, Instandsetzung, Instandhaltung, Änderung oder Beseitigung von Bauwerken dienen (§ 48 Absatz 1 Satz 3 EStG).

## 16.10 Steueroptimierungen

Die oftmals als Steuertricks bezeichnete Steueroptimierung hat nichts mit einem Austricksen des Finanzamtes zu tun, sondern mit einer Verbesserung der steuerlichen Situation innerhalb des gesetzlichen Rahmens. Gerade weil das deutsche Steuergesetz für den Laien ein schwer verständliches Konstrukt darstellt, muss er aufmerksam sein und sich informieren, um als Steuerzahler keine Nachteile zu erfahren. Der Anlagenbetreiber hat in der Regel Ein- und Ausgaben, Regelabschreibungen und mögliche Sonderabschreibungen. Beim Nachrüsten einer oder mehrerer Teilanlagen, z. B. um den Eigenverbrauch auszunutzen oder durch andere Maßnahmen, kann sich die Besteuerung unter bestimmten Voraussetzungen ändern. Deshalb sollten zukünftige Investitionen auch steuerlich

betrachtet werden. Übt der Anlagenbetreiber zum Beispiel die Option zur Regelbesteuerung aus, ist er daran für mindestens fünf Jahre gebunden. Danach kann die Option zur Regelbesteuerung nur mit Wirkung von Beginn eines Kalenderjahres an widerrufen werden.

Jetzt wird es möglicherweise interessant für Eigenstromverbraucher. Bei der Regelversteuerung muss nicht nur die vom Netzbetreiber in einer Gutschrift ausgewiesene Umsatzsteuer an das Finanzamt abgeführt werden, sondern es muss auch der Eigenverbrauch mit der entsprechenden Umsatzsteuer belegt und diese an das Finanzamt abgeführt werden. Bei einer Änderung der Steueroption auf Kleinunternehmer sparen Sie sich die Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch, insbesondere wenn dieser sehr hoch ist. Ob das von Vorteil ist, muss durch Vergleichsberechnungen abgewägt werden. Das Gleiche gilt bei Neuanlagen.

## Rechenbeispiel

### *Regelbesteuerung:*

- Investitionskosten für eine 6 kWp-Anlage: 9 000 € zzgl. 19 % USt. ( $1710 \text{ €}$ ) = 10 710 €
- Vorsteuererstattung am Anfang: 1710 €
- Jahresertrag der Anlage:  $950 \text{ kWh/kWp} \times 6 \text{ kWp} = 5700 \text{ kWh}$
- Eigenverbrauchsquote: 30 % = 1710 kWh
- Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch über 20 Jahre:  $1710 \times 0,22 \text{ €/kWh} \times 19 \% \times 20 \text{ Jahre} = \text{rd. } 1430 \text{ €}$

Umsatzsteuer-Ersparnis: ca. 280 €

### *Kleinunternehmerregelung:*

- Vorsteuererstattung am Anfang: keine ( $-1710 \text{ €}$ )
- Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch über 20 Jahre:  $1710 \times 0,22 \text{ €/kWh} \times 19 \% \times 20 \text{ Jahre} = \text{rd. } 1430 \text{ €}$

Umsatzsteuer-Ersparnis: keine (Verlust ca. -280 €)

### *Günstiger sieht es beim Wechsel auf die Kleinunternehmerregelung nach 5 Jahren aus:*

- Vorsteuererstattung am Anfang: 1710 €
- Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch über 5 Jahre:  $1710 \times 0,22 \text{ €/kWh} \times 19 \% \times 5 \text{ Jahre} = \text{rd. } 360 \text{ €}$

Umsatzsteuer-Ersparnis: ca. 1350 €

Bei kleinen Anlagen, niedrigen Investitionskosten und hohen Eigenverbrauchsquoten sollte von vorneherein die Wahl der Kleinunternehmerregelung oder deren Wechsel nach fünf Jahren geprüft werden.



# 17 Ausblick – die Zeit nach dem EEG

## 17.1 Nur noch wenige Jahre

In wenigen Jahren, zwischen 2023 und 2024, werden die ersten nennenswerten Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 1 GW das »EEG-Alter« erreicht haben. Daher lohnt sich schon heute die Überlegung darüber, was danach passieren wird.

Unbestritten werden diese Anlagen weiterhin für die Energiewende und den neuen Energiemix gebraucht. Dabei wird es irrelevant sein, wenn die eine oder andere Anlage herausfällt. Aber die bisherigen Anlagen mit knapp 36 GW installierter Leistung haben einen hohen Anteil am Energiemix. Zudem sind in den nächsten Jahren weitere Zuwächse zu erwarten, wenn auch nicht in der Größenordnung der vergangenen Jahre. Natürlich könnte man auch behaupten, dass die Photovoltaikanlage in 20 Jahren ihren Dienst verrichtet hat, man damit Geld verdient hat und sie nun weg kann. Dies könnte aber auch zu kurz gedacht sein, denn gerade mit einer nachhaltigen Energietechnik könnte man in die Fußstapfen der üblichen Wirtschaftsbetrachtung der Industrie und konventionellen Stromerzeuger treten, bei denen der Ressourcenverbrauch im Vordergrund steht.

Wie sich die Photovoltaik in den nächsten zehn oder zwanzig Jahren entwickelt, wird von einigen Voraussetzungen abhängig sein. Insbesondere politische Entscheidungen werden dabei richtungweisend sein. Weitere Faktoren sind die Preise für Energie und der zukünftige Energiebedarf.

Wir stehen weiterhin vor der Herausforderung, neue Energieformen zu entwickeln und zu implementieren. Deutschland selbst ist im großen Maße abhängig von Energieimporten. Nach einer Studie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe aus dem Jahr 2009 liegt die Abhängigkeit Deutschlands bei Erdöl bei 97 %, bei Erdgas bei 84 % und bei Steinkohle bei 72 %. Allein die Energieformen aus Braunkohle, Atomstrom und erneuerbaren Energien kommen zu 100 % aus dem eigenen Land. Der Anteil der Braunkohle und des Atomstroms liegt aber nur bei jeweils 20 % des importierten Energieaufkommens. Derjenige der erneuerbaren Energie noch weiter darunter. Der Ausstieg aus der Atomverstromung ist bereits politisch beschlossen. Auch die Braunkohle hat in Deutschland keine Zukunft mehr, wenn man an den Klimazielen festhalten möchte. Insofern steigt die Abhängigkeit von exportierten Energieformen weiter. Demgegenüber stehen jedoch teilweise starke politische Veränderungen in den Regionen, aus denen wir unsere Energieträger importieren. China setzt auf die eigene Wirtschaftsstärke und Expansion, Russland

spielt mit politischen Machtinstrumenten, der Nahe Osten ist politisch völlig zerrissen und die Politik in den USA ist derzeit nicht einschätzbar. Ein politischer Diskurs würde hier sicherlich zu weit führen. Es soll aber zumindest in einem kleinen Rahmen aufgezeigt werden, dass die erneuerbaren Energieformen grundsätzlich zu einer unabhängigen Energieversorgung beitragen können.

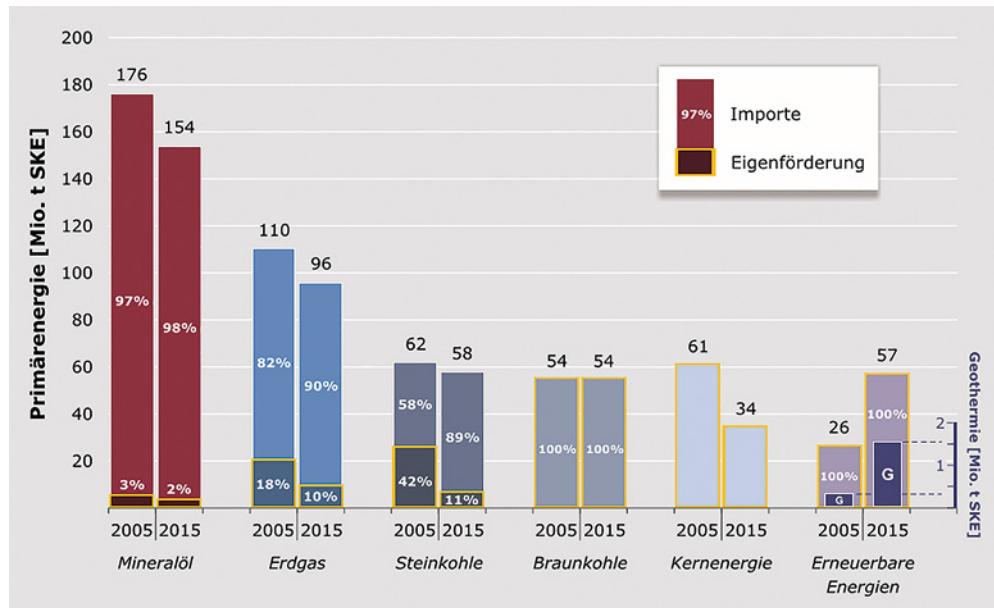


Bild 166: Entwicklung der Importabhängigkeit Deutschlands

[Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe]

Abhängig sind wir nicht nur von der allgemeinen Energieversorgung als solcher, sondern auch in Form unserer Mobilität. Das Verkehrsaufkommen in Deutschland steigt stetig an. Die meisten Fahrzeuge besitzen noch Verbrennungsmotoren und daran wird sich mittelfristig nicht viel ändern. Dennoch ergeben sich auch hier neben einer ansteigenden Schadstoffemission Abhängigkeiten von der Energieversorgung, insbesondere vom Erdöl. Zweifellos wird die zukünftige Mobilität auf elektrobetriebenen Vortriebstechniken basieren. Dies verlangt einerseits, sich durch regenerative Energien von der Abhängigkeit importierter Energiequellen zu befreien, andererseits wird aber auch der Stromverbrauch entsprechend steigen. Im steigenden Stromverbrauch liegt die große Herausforderung, mit einem geeigneten Energiemix und Speichertechniken eine allzeit verfügbare und sichere Stromversorgung zu gewährleisten – von der europäischen Integration ganz zu schweigen. Die Photovoltaik wird aber darin maßgeblich beteiligt sein, weil deren Potenzial noch lange nicht ausgeschöpft ist.

## 17.2 Zukunft von Photovoltaik

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesystem ISE hat in einer Publikation »Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland«, Fassung vom 22. April 2016 (aktuelle Fassung abrufbar unter [www.pv-fakten.de](http://www.pv-fakten.de)) wesentliche Fragen zur Photovoltaik und deren Anteil an der Energieversorgung versucht zu beantworten.

Dabei lautete eine Frage, ob wir einen wesentlichen Anteil unseres Energiebedarf durch Photovoltaik decken können.

Das FVEE-Positionspapier (Forschungsverbund Erneuerbare Energien FVEE) vom Juni 2013 betrachtet die ökonomischen Aspekte eines neuen Stromsystemdesigns und beschreibt, wie wir unser Energiesystem und die energiewirtschaftlichen Strukturen an die neuen Anforderungen anpassen könnten.

Dies würde unter der Betrachtung von ökonomischen Aspekten eines neuen Stromsystemdesigns nach dem FVEE-Positionspapier vom Juni 2013 in dem Maße funktionieren, wie wir unser Energiesystem und die energiewirtschaftlichen Strukturen an die neuen Anforderungen anpassen. Im Folgenden werden die aus heutiger Sicht notwendigen Schritte zusammengefasst und im Weiteren erläutert.

### Zeithorizont bis 2020: Schwerpunkt »Flexibilisierung«

- Die installierte Photovoltaikleistung wird auf mindestens 52 GW ausgebaut, verbrauchsnah, d.h. dezentral am Verbrauchsstandort und zur Verstärkung der Produktion auch in Ost/West-Ausrichtung oder mit Nachführung, mit netzstützenden Wechselrichterfunktionen. Hierdurch sollen ca. 50 TWh/a Solarstrom im Jahr 2020 bei Spitzenleistungen bis 36 GW produziert werden.
- Die Energieeffizienz von Stromverbrauchern in Haushalten und in der Industrie wird gesteigert mit besonderem Fokus auf den nächtlichen Verbrauch.
- Teile des Stromverbrauchs werden durch Nachfragesteuerung (Steuersignale von lokalen Photovoltaikanlagen oder aus dem Netz, Tarifgestaltung, schaltbare Lasten in der Industrie) an die Verfügbarkeit von Photovoltaik- und Windstrom angepasst. In der Kälteversorgung werden Speicher ausgebaut.
- Kraftwerke mit speicherbaren erneuerbaren Energieträgern (Laufwasser, Biomasse) werden für den komplementären Betrieb optimiert (Rückhaltebecken, Speicher). Die verfügbare Pumpspeicherleistung und -kapazität werden gemäß aktueller Planung um 30 bis 40 % ausgebaut.
- Multifunktionale Kraftwerke zur flexiblen Stromproduktion werden errichtet mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und substanziellem Wärmespeicher, der auch elektrisch über Wärmepumpe und Heizstab geladen werden kann. Das Spektrum solcher Kraftwerke reicht vom Großkraftwerk zur FernwärmeverSORGUNG bis hinunter zum Mikro-Blockheizkraftwerk im Einfamilienhaus.

- Photovoltaikanlagen werden mit netzdienlichen Batteriespeichern versehen.
- Vorhandene Kohlekraftwerke werden nach Möglichkeit für den flexiblen Komplemen-tärbetrieb optimiert, Kern- und alte Braunkohlekraftwerke zunehmend stillgelegt.
- Die Stromnetzverbindungen zu unseren Nachbarländern werden verstärkt.

Um teure Fehlentwicklungen zu vermeiden und um die genannten Schritte zügiger zu gehen, sind Anreize notwendig:

- ein stabiles EEG und Investitionsanreize für Energieeffizienzmaßnahmen für multi-funktionale Kraftwerke und Pumpspeicher,
- Preis- und Investitionsanreize für angebotsorientierten Stromverbrauch,
- Vergütungsanreize für nachfrageorientierte Stromeinspeisung und
- die Kürzung der impliziten Subvention für Kohlekraftwerke durch eine Verknappung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate oder – national umsetzbar – durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer.

### Zeithorizont bis 2050: Schwerpunkt Speicherung

- Stromspeicher, die bei vielen Eigenverbrauchsanlagen bereits dazu gehören, werden sich in den kommenden Jahren stärker etablieren. Daraus ergeben sich folgende Szena-rien: Die installierte Photovoltaikleistung wird schrittweise auf ca. 200 GW ausgebaut, was eine Solarstromerzeugung von ca. 190 TWh/a entspräche.
- Die WärmeverSORGUNG wird vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt und der bauliche Wärmeschutz optimiert.
- Der Verkehr wird vollständig auf Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen umgestellt.
- Die Wandlung und Speicherung von erneuerbaren Energien, insbesondere von Strom über erneuerbar erzeugtes Gas und Batterien, wird massiv ausgebaut.
- Der Verbrauch an fossilen Brennstoffen wird vollständig eingestellt.

Die verschiedenen Arten der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien werden gemäß verschiedener vorliegender Szenarien weiter an Bedeutung gewinnen. Insbesondere die Photovoltaik wird daran einen Hauptanteil haben. Eine im Auftrag vom Bundesministe-rium für Umwelt erstellte Studie zu Langfristszenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland vom IfNe (Ingenieurbüro für neue Energien) geht für das Jahresende 2020 von einer installierten PV-Leistung von ca. 53 GW aus. Bei angenommenen 950 Volllaststunden werden im Jahr 2020 somit 50 TWh Solarstrom produziert.

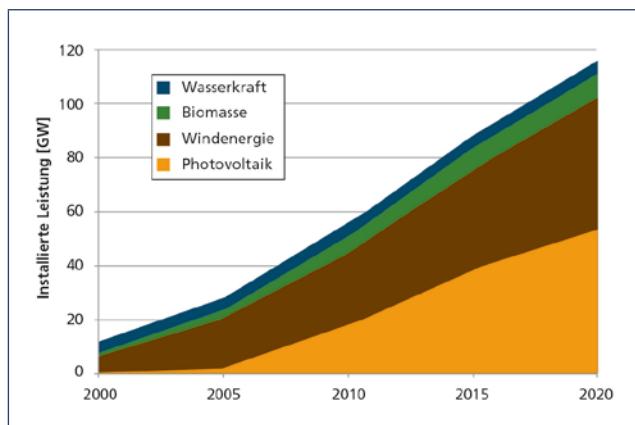


Bild 167: Szenario »2011A« für den Ausbau von EE-Stromleistungen, Daten aus IFNE [Quelle: Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146 vom 29.03.2012]

Aufgrund der aktuellen geringen Zubauraten bei der Photovoltaik muss dieses Szenario zumindest etwas angezweifelt werden.

Vom Umweltbundesamt und von internationalen Forschungsgruppen wurden ebenfalls verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Ausbauzielen der Photovoltaik entwickelt.

## 17.3 Zukünftige Nutzungen

Photovoltaikanlagen können durchaus mehr als 20 Jahre betrieben werden – vorausgesetzt, sie wurden fachgerecht installiert. Die entwickelten Szenarien gehen dabei davon aus, dass es für den weiteren Betrieb bestehender Anlagen sicherlich mehrere Szenarien gäbe. Nachfolgend sollen dazu nur einige herausgegriffen werden.

### Eigenverbrauch

Dreh- und Angelpunkt wird der Eigenverbrauch werden. Dafür sind alle Anlagen geeignet, die sich auf Gebäuden befinden, in denen Energie verbraucht wird. Für Einfamilienhäuser und produzierende Gewerbebetriebe ist das sicher am einfachsten. Probleme mit dem direkten Eigenverbrauch bereiten zum Beispiel Freifeldanlagen oder große Dachanlagen auf landwirtschaftlichen Gebäuden ohne nennenswerten Bezugsstrom.

In den kommenden zehn oder zwanzig Jahren werden sich die Energieformen und Energieträger auch in den Haushalten ändern. Insofern kann die eigene Photovoltaikanlage zu entsprechenden Ersparnissen beitragen. Verbraucher sollten dabei bedenken, dass die Anlage abgeschrieben und bezahlt ist und eigentlich ihr Geld verdient haben sollte. Es steht daher ein nahezu kostenfreier Energieerzeuger zur Verfügung. Es sei denn, die Regierung verändert die Abgaben- oder Steuerregelungen.

Aber nicht nur Bestandsanlagen können als reine Eigenverbrauchsanlagen dienen. Unabhängig von einer gesetzlich garantierten Einspeisevergütung hat jeder Eigenheimbesitzer die Möglichkeit, sich mit einer kleinen Photovoltaikanlage ein Stück Unabhängigkeit zu schaffen. Die Investitionen für eine 3 kWp-Anlage liegt bei ca. 6 000 € (brutto). Rechnet man pro Jahr noch 100 € für Instandhaltung dazu, liegt der finanzielle Einsatz auf 20 Jahre gerechnet bei ca. 8 000 €. Bei einem 4-Personen-Haushalt mit jährlich ca. 3 500 kWh Stromverbrauch lassen sich mit dieser Photovoltaikanlagengröße ca. 50 % an Eigenstrom nutzen. Auf 20 Jahre gesehen ergibt sich hieraus folgende Rechnung:

$$\text{Stromverbrauch: } 3\,500 \text{ kWh} \times 25 \text{ ct/kWh} \times 20 \text{ Jahre} = 17\,500,00 \text{ €}$$

$$\text{Stromersparnis} = \text{Stromkosten mit PV: } 50 \% = 8\,750,00 \text{ €}$$

$$\text{Gestehungskosten PV einschließlich Instandhaltung} = 8\,000,00 \text{ €}$$

$$\text{Stromgestehungskosten PV} = 8\,000 \text{ €} / (3\,500 \text{ kWh/Jahr} \times 50 \% \times 20 \text{ Jahre}) = 22,9 \text{ ct/kWh}$$

Allein daraus ist ersichtlich, dass sich nach 20 Jahren ca. 750 € an Kosten einsparen lassen. Auch wenn das viele als lächerlich kleine Summe betrachten, muss bedacht werden, dass hier ohne Überschusseinspeisung gerechnet wurde und der aktuelle Bezugsstrompreis innerhalb von 20 Jahren steigen wird. Ferner blieb unberücksichtigt, dass der Anteil von 50 % Eigennutzung nicht die Obergrenze bleiben muss.

Rüstet man z. B. einen Speicher für ca. 3 000 € nach, kann sich durchaus eine Eigenverbrauchsquote von 80 % ergeben. Den Stromersparniskosten in Höhe von

$$80 \% \text{ von } 17\,500 \text{ €} = 14\,000 \text{ €}$$

$$\text{stehen dann Investitionskosten von } 8\,000 \text{ €} + 3\,000 \text{ €} = 11\,000 \text{ € entgegen.}$$

$$\text{Ersparnis} = 3\,000 \text{ €}. \text{ Die Stromgestehungskosten PV betragen hierbei}$$

$$11\,000 \text{ €} / (3\,500 \text{ kWh/Jahr} \times 80 \% \times 20 \text{ Jahre}) = 19,6 \text{ ct/kWh}$$

Dies sind jetzt nur vereinfachte Rechenbeispiele, weil das genaue Ergebnis vom tatsächlichen Eigenverbrauch bestimmt wird, der von vielen Faktoren abhängig ist. Dennoch wird dadurch gezeigt, dass Solarstrom bezahlbar und schon jetzt günstiger als konventionell erzeugter Strom ist. Was für neu zu installierende Anlagen gilt, gilt dann natürlich umso mehr für bereits »EEG-ausgediente« Photovoltaikanlagen. Ein Eigenstromverbrauch lässt sich hierbei immer zu gewissen Teilen abdecken. Eine Herausforderung wird es aber werden, die oftmals ländlich verstreuten Photovoltaikanlagen auf Maschinenshallen oder Ställen, die keinen oder nur einen sehr geringen Eigenverbrauch haben, wirtschaftlich fortzuführen. Unterstellt man aber einen Börsenstrompreis von nur 4 ct/kWh, würden sich bei einer 30 kWp-Anlage und einem spezifischen Jahresertrag von 700 kWh/kWp noch Erlöse von 840,00 € ergeben. Dies zeigt bereits, dass die Aufgabe und der Rückbau der Anlage ökonomisch wie ökologisch keinen Sinn ergäbe.

## Steigerungen von Eigenstromnutzung

Der private Stromverbrauch von bestimmten Haushaltsgeräten lässt sich durch sensibilisierte Nutzer, Zeitsteuerung und anderen Steuersignalen so verschieben, dass er besser mit der Verfügbarkeit von Photovoltaikstrom korreliert. Waschmaschine, Wäschetrockner und speicherfähige Kühlgeräte können in gewissen Grenzen eigenverbrauchsoptimiert betrieben werden. Ein Teil dieser Geräte muss dazu mit der Photovoltaikanlage auf dem Dach oder dem Energieversorger »kommunizieren« können. Auch gewerbliche Nutzer können an Werktagen einen erheblichen Eigenverbrauchsanteil realisieren, der sich mit entsprechenden Generatorausrichtungen auch noch zusätzlich optimieren lässt.

Auch die Verfügbarkeit von Sonnenstrom könnte durch Preisgestaltungen Verbraucher sensibilisieren. Ein »Sonnentarif« um die Tagesmitte könnte z. B. Verbraucher veranlassen, einen gewissen Stromverbrauch in die Tagesmitte zu verschieben. In Folge könnten Gerätshersteller reagieren und entsprechende Programmoptionen bereitstellen. Die für diese Abrechnungen erforderliche Technik steht mit der Einführung von Smart-Meter-Messgeräten bereits in den Startlöchern.

Auch in der stromintensiven Industrie gibt es Potenziale zur Anpassung von Verbrauchsprofilen. Dazu werden aber erst Reaktionen zu erwarten sein, wenn sehr preiswerter Sonnenstrom häufiger zur Verfügung steht. Dies kann dann der Fall sein, wenn die installierte PV-Leistung weiter zunimmt. Oft sind zuerst Investitionen notwendig, um die Kapazität energieintensiver Prozessschritte auszubauen. Gleches gilt zum Beispiel für Lebensmittelmarkte oder Klimaanlagen, die bereits eine gewisse thermische Speicherkapazität im System haben und für die ein Ausbau des Speichers vergleichsweise günstig erfolgen kann. Eigenverbrauch ist auch deshalb sinnvoll, weil er das Stromnetz bezüglich Transport- und gegebenenfalls Ausgleichsbedarf entlastet. Da der selbstproduzierte PV-Strom für private und viele gewerbliche Verbraucher mittlerweile deutlich weniger kostet als der Netzstrom, ist ein Anreiz zur Anpassung des Verbrauchsprofils gegeben.

## Speicher

Ein Speicher erhöht die Eigenverbrauchsquote eines 4-Personen-Haushalts mit einer Photovoltaikanlagengröße von rund 6 kWp auf bis zu 80 %. Natürlich muss man die zusätzlichen Investitionskosten eines Speichers noch berücksichtigen. Diese dürften sich aber innerhalb von weniger als zehn Jahren amortisiert haben, wenn man davon ausgeht, dass die Preise für Speichermedien weiter sinken. Unberücksichtigt dabei bleibt bislang die Betrachtung der zukünftigen Elektromobilität. Daraus ergeben sich weitere Nutzungsmöglichkeiten des Eigenstrombezugs von Photovoltaikanlagen. Zudem können Elektroautos, die am Netz hängen und nicht kurzfristig fahrbereit sein müssen, ebenfalls als Stromspeicher betrieben werden.

## Zentrale Speicherung

Zentrale Speicher sind derzeit nur in Form von Pumpspeichern vorhanden. Die Speicherung von elektrischer Energie in Druckluft-Speichern (*adiabatic compressed air energy storage – CAES*) wird derzeit untersucht. Die vielversprechende Umwandlung und Speicherung von Sonnen- und Windstrom über Wasserstoff und gegebenenfalls Methan befindet sich derzeit in der Skalierung und Erprobung. Hier gibt es noch keine nennenswerten Kapazitäten. Die Wandlung von regenerativ erzeugtem Strom zu Gas (Power-to-Gas) erschließt riesige, bereits vorhandene Speichermöglichkeiten. Die Energie lässt sich auf diese Weise im Gasnetz selbst sowie in unter- und oberirdischen Speichern unterbringen.

Die Entwicklung von Speicherkapazitäten wird eine der größten Herausforderungen in der zukünftigen Energieversorgung werden. Es geht hierbei nicht nur um kleinformatige, haushaltstaugliche Speicher, sondern um große Speicherkapazitäten, die zentral und dezentral angeordnet zu einer stabilen Versorgung beitragen »müssen«.

## Heizen

Raumbeheizung und Brauchwassererwärmung werden heute noch überwiegend durch die Verbrennung fossiler Ressourcen gewährleistet. Zwar kann auch mit Strom geheizt werden, jedoch ist problematisch, dass Photovoltaikanlagen naturgemäß gerade im Winter, wenn der Heizungsbedarf besonders hoch ist, durch die geringere Einstrahlung auch die geringste Wirksamkeit zeigen. Dies ist bereits bei der Eigenstromnutzung der Fall. Daher müssen alternative Verwendungsweisen gefunden werden. Eine Möglichkeit wäre, bei einem vorhandenen Pufferspeicher in gleicher Form wie eine thermische Solaranlage die Photovoltaikanlage zur Heizungsunterstützung oder zur Brauchwassererwärmung einzusetzen. Ziel könnte sein, Brauchwasser nicht mehr über die konventionelle Heizanlage (Öl, Gas oder Pellets) zu erwärmen, sondern zwischen Mai und Oktober des Jahres ausschließlich mit solarer Energie. In dieser Zeit könnte die konventionelle Heizanlage stillgelegt werden, sodass konventionelle bzw. fossile Energieträger eingespart würden. Zudem würde die konventionelle Heizungsanlage durch den nicht ganzjährigen Betrieb erheblich gespart.

Ebenso könnten elektrisch betriebene Wärmepumpen mit Wärmespeicher zum Einsatz kommen. Die Effizienz einer Wärmepumpe liegt abhängig von Technologie und Last bei ca. 300 %. Wie oben angedeutet, ist der Betrieb einer Raumheizung mit Photovoltaik in der Heizperiode schwierig, denn um einen ausreichenden Teil des Solarstroms nutzen zu können, würden zu große saisonale thermische Speicher benötigt. Die Warmwasserversorgung über Wärmepumpen, thermische Speicher und Photovoltaikanlagen kann aber attraktive Nutzungsgrade für den Photovoltaikstrom erreichen, insbesondere, wenn die Module auf steilen Süddächern oder an Südfassaden montiert sind.

## Mobilität

Die Fahrzeugindustrie ist gezwungen, die Elektromobilität stärker und für den Normalverbraucher erschwingliche Fahrzeuge zu entwickeln. Photovoltaikanlagen könnten dann als günstige Treibstoffquelle fungieren. Darüber hinaus kann der Eigenstromnutzen im Bereich von Einfamilienhäusern und gewerblichen Anlagen erheblich gesteigert werden.

Der motorisierte Straßenverkehr verbrennt fossile Treibstoffe mit einem äußerst geringen Wirkungsgrad, da die meiste Energie als Abwärme im Motor und im Bremsystem verpufft. Elektrische Fahrzeugantriebe arbeiten hingegen effizient, beispielsweise können sie Bremsenergie zurückgewinnen.

An die Nutzung von Elektrofahrzeugen sind jedoch gewisse Voraussetzungen geknüpft:

### Nutzungsumstellung

Nicht einfach ist auch die Umstellung auf die Nutzung eines E-Fahrzeugs. Statt einfaches »Fahren – Tanken – Weiterfahren« gilt es künftig, seine Fahrt zu organisieren, d. h. Reichweite, Auflademöglichkeiten und die Zeit dafür einzuplanen, was in der heutigen schnelllebigen Zeit vielen Menschen sehr schwer fallen wird. Um die Umstellung zu erleichtern, bedarf es einiger Unterstützung, wie z. B.:

- einer eigenen Ladestation und PV-Anlage zu Hause,
- Arbeitgeber, die Ladestationen bereitstellen,
- Lademöglichkeiten an Einkaufsmärkten.

## Brennstoffzelle

Die übliche Gewinnung von elektrischer Energie aus chemischen Energieträgern (Gas, Kohle, Erdöl) erfolgt zumeist durch Verbrennung und Nutzung der entstehenden heißen Gase in einer Wärmekraftmaschine mit nachgeschaltetem Generator. So wird erst chemische Energie durch Verbrennung in thermische Energie und dann in mechanische Arbeit umgewandelt. Erst aus dieser wird im Generator Strom erzeugt. Eine Brennstoffzelle ist jedoch geeignet, die Umformung ohne die Umwandlung in Wärme und Kraft zu erreichen und ist dadurch entsprechend effizienter. Im Unterschied zu einem üblichen Kraftwerk wandelt sie chemische Energie direkt in elektrische Energie um und unterliegt somit nicht dem schlechten Wirkungsgrad von Kraftwerken mit den entstehenden Verlusten.

Die Photovoltaikanlage erzeugt selbst bereits Gleichstrom. Mit Gleichstrom und Wasser kann durch Elektrolyse Wasserstoff hergestellt werden, der wiederum für eine Brennstoffzelle verwendet werden kann. Diese Gaserzeugung wird auch »Power-to-Gas« genannt. Dabei handelt es sich um einen chemischen Prozess, in dem mittels Wasserelektrolyse mit teilweise nachgeschalteter Methanisierung unter Einsatz von Ökostrom ein Brenngas

hergestellt wird. Das in dieser Form hergestellte Brenngas kann u.a. in Kavernenspeichern zwischengespeichert oder bei Fahrzeugen genutzt werden.

Durch die Speichermöglichkeit von Gas ergeben sich ähnliche Effekte wie beim Stromspeicher. Bei einer geringeren Photovoltaikleistung kann die Brennstoffzelle auf die gespeicherten Gasreserven zurückgreifen oder der fehlende Photovoltaikstrom wird durch beide Energiequellen (Gas aus dem öffentlichen Netz und gespeichertes Gas) ersetzt.

Wie effizient und vor allem wirtschaftlich solche Systeme im Eigenheim, bei Großverbrauchern oder in der Mobilität eingesetzt werden können, wird sich im Laufe der weiteren Entwicklung zeigen.

## Marktintegration

Da die Photovoltaik für den gesamten Energiemix und die Energieziele der Bundesrepublik in Zukunft gebraucht wird, wird es auch über das EEG hinaus Netzeinspeisungen geben. Dabei stellt sich die Frage, wie solche Einspeisungen vergütet werden.

Im günstigsten Fall würde es eine feste gesetzliche Einspeisevergütung geben, die aber im Vergleich zu den früheren Vergütungssätzen erheblich geringer ausfallen und sich womöglich an den Börsen- oder üblichen Marktpreisen von Stromerzeugern orientieren wird. Aufgrund der Entwicklung des EEG und der allgemein üblichen freien Marktwirtschaft in Deutschland ist aber davon auszugehen, dass es keine gesetzlich festgelegten Einspeisevergütungen mehr geben wird.

Die Szenarien einer Vergütung können verschieden sein. Neben festen Angeboten von regionalen Netzbetreibern werden sicherlich auch Direktvermarkter ins Marktgeschehen mit eingreifen. Für Letztere werden jedoch nur Großanlagen ab ca. 100 kWp interessant sein, weil sich für Kleinanlagen der Aufwand der direkten Vermarktung kaum rechnen wird. Hier steht daher der Eigenverbrauch im Vordergrund.

Die Nutzung der Photovoltaikenergie kann und soll auch nicht mit dem Auslaufen des EEG aufhören und sich somit auf das reine »Geldverdienen« aus hohen Einspeisevergütungen beschränken. Eine nachhaltige Nutzung muss über die EEG-Zeit hinausgehen, ansonsten würde man ja die Energiewende wieder rückabwickeln. Wie in allen anderen wirtschaftlichen Bereichen bedingt eine nachhaltige Nutzung ein Umdenken in unserer Gesellschaft. Hierbei ist in erster Linie der Verbraucher gefragt. Denn er beeinflusst grundlegend die wirtschaftlichen und industriellen Denkweisen, egal ob bei billigen Nahrungsmitteln oder auch bei billiger Energie. Als Anlagenbetreiber hat man es daher grundsätzlich selbst in der Hand, bereits jetzt die Weichen für eine zukunftsorientierte und nachhaltige Energieversorgung zu stellen.

## 18 Schlusswort

Ähnlich wie das EEG hat sich die Themenvielfalt um die Photovoltaik in den letzten Jahren erheblich vergrößert. Insbesondere größere Photovoltaikanlagen erfordern vom Betreiber die entsprechende Aufmerksamkeit, um unliebsamen Überraschungen vorzubeugen. Das Buch sollte dem Laien im Technikbereich zumindest den Horizont etwas erweitern, worauf er als Anlagenbetreiber achten sollte. Gerade gewerbliche Betreiber, d. h. Betreiber von größeren Anlagen auf Dächern und Solarparks, unterliegen mit ihrem eingesetzten Kapital einem höheren wirtschaftlichen Risiko im Vergleich zu einer kleinen Aufdachanlage auf einem privaten Haus. Zugleich ergeben sich für den gewerblichen Betreiber auch höhere Verantwortungen.

Wie in den einzelnen Kapiteln aufgezeigt, wird die Grundlage des wirtschaftlichen Erfolgs einer Photovoltaikanlage bereits mit der Planung und Installation gebildet. Fehler hieraus werden oftmals viel zu spät entdeckt und sind dann nicht selten nur mit erhöhtem Aufwand zu beseitigen. Aber auch gut funktionierende Anlagen sind keine Selbstläufer. Sie bedürfen wie jede elektrische Anlage einer regelmäßigen Überprüfung und Instandhaltung. Dies gilt bei Großanlagen umso mehr.

Ich hoffe, Ihnen mit diesem Buch einen etwas tieferen Einblick in die technische Materie von größeren Photovoltaikanlagen geben zu können. Vielleicht hilft das Buch zukünftig, den Betrieb von Anlagen richtig einzuschätzen und die richtigen Entscheidungen, auch unter Einbeziehung eines für die Anlagentechnik spezialisierten Unternehmens, für die regelmäßige Inspektion, Instandhaltung, Anlagenoptimierung oder der zukünftigen Nutzung nach Ablauf des EEG zu treffen.

Wenn ich Ihnen in dem einen oder anderen Punkt helfen konnte, freut mich das. Für konstruktive Kritik stehe ich gerne zur Verfügung.

Wolfgang Schröder

## Haftungsausschluss

Die in diesem Buch, insbesondere in Kapitel 14 (Rechtssicherer Anlagenbetrieb) und in Kapitel 16 (Steuerliche Aspekte), beschriebenen rechtlichen Ausführungen wurden vom Autor sorgfältig recherchiert. Der Autor und der Verlag übernehmen hierfür jedoch ausdrücklich keine inhaltliche Haftung. Die Ausführungen des Autors stellen auch keine Rechtsberatung oder Steuerberatung dar. Sie spiegeln lediglich die zum Zeitpunkt der Drucklegung aktuelle und in den entsprechenden Literaturquellen beschriebenen Rechtsauffassungen. Sie dienen lediglich als Anhaltspunkte für eine individuelle Fallprüfung.

Insbesondere im Hinblick auf rechtliche Auslegungen ergaben sich in der Vergangenheit unterschiedliche Auffassungen der höchsten Gerichte. Es gelten daher grundsätzlich Einzelfallbetrachtungen, die im Zweifelsfall mit einer rechtlich qualifizierten Person (Rechtsanwalt/-anwältin) oder durch eine Steuerberatung zu klären sind.

# Normverweise / Richtlinien / Gesetze / Literaturhinweise

## VDE Normen

- DIN CLC/TS 50539-12:2010-09; **VDE V 0675-39-12:2010-09** Überspannungsschutzgeräte für Niederspannung – Überspannungsschutzgeräte für besondere Anwendungen einschließlich Gleichspannung – Teil 12: Auswahl und Anwendungsgrundsätze – Überspannungsschutzgeräte für den Einsatz in Photovoltaik Installationen; Deutsche Fassung CLC/TS 50539-12:2010; [Dokument zurückgezogen]
- DIN CLC/TS 61836:2010-04; **VDE V 0126-7:2010-04**: Photovoltaische Solarenergiesysteme – Begriffe, Definitionen und Symbole (IEC/TS 61836:2007); Deutsche Fassung CLC/TS 61836:2009
- DIN EN 50110-1:2014-02; **VDE 0105-1:2014-02** Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 50110-1:2013
- DIN EN 50272-2:2001-12; **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 50618:2015-11; **VDE 0283-618:2015-11** Kabel und Leitungen – Leitungen für Photovoltaik Systeme; Deutsche Fassung EN 50618:2014
- DIN EN 60269-6:2011-11; **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 60529:2014-09; **VDE 0470-1:2014-09** Schutzzonen durch Gehäuse (IP-Code) (IEC 60529:1989 + A1:1999 + A2:2013); Deutsche Fassung EN 60529:1991 + A1:2000 + A2:2013
- DIN EN 60891:2010-10; **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 60904-1:2007-07; **VDE 0126-4-1:2007-07** Photovoltaische Einrichtungen – Teil 1: Messen der photovoltaischen Strom-/Spannungskennlinien (IEC 60904-1:2006), Deutsche Fassung EN 60904-1:2006
- DIN EN 60904-3:2009-02; **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; [Dokument zurückgezogen]

DIN EN 61215:2006-02; **VDE 0126-31:2006-02** Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik-(PV-)Module – Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC 61215:2005); Deutsche Fassung EN 61215:2005

DIN EN 61427-1:2014-02; **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 61439-1:2012-06; **VDE 0660-600-1:2012-06** Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen – Teil 1: Allgemeine Festlegungen (IEC 61439-1:2011); Deutsche Fassung EN 61439-1:2011

DIN EN 61643-11:2013-04; **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

DIN EN 61646:2009-03; **VDE 0126-32:2009-03** Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik (PV)-Module – Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC 61646:2008); Deutsche Fassung EN 61646:2008

DIN EN 61730-1/A1:2012-09; **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 61730-2:2012-09; **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 61853-1:2011-12; **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 62305-1:2011-10; **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 Beiblatt 1:2013-02; **VDE 0185-305-2:2013-02** Blitzschutz – Teil 2: Risiko-Management – Beiblatt 1: Blitzgefährdung in Deutschland

DIN EN 62305-3 Beiblatt 5:2009-10; **VDE 0185-305-3** Beiblatt 5:2014-2 Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen – Beiblatt 5: Blitz- und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme

DIN EN 62305-3:2011-10; **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 62305-4:2011-10; **VDE 0185-305-4:2011-10** Blitzschutz – Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen (IEC 62305-4:2010); Deutsche Fassung EN 62305-4:2011

DIN EN 62446:2016-12; **VDE 0126-23-1:2016-12** Photovoltaik (PV) Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung – Teil 1: Netzgekoppelte Systeme – Dokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und Prüfanforderungen (IEC 62446-1:2016); Deutsche Fassung EN 62446-1:2016

- DIN EN 62509:2012-03; **VDE 0126-15:2012-03** Leistung und Funktion von Photovoltaik-Batterieladeregulern (IEC 62509:2010); Deutsche Fassung EN 62509:2011
- DIN EN 62852:2015-10; **VDE 0126-300:2015-10** Steckverbinder für Gleichspannungsanwendungen in Photovoltaik-Systemen – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen (IEC 62852:2014); Deutsche Fassung EN 62852:2015
- DIN VDE 0100-100:2009-06; **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 0100-200:2006-06; **VDE 0100-200:2006-06** Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 200: Begriffe (IEC 60050-826:2004, modifiziert)
- DIN VDE 0100-410:2007-06; **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 0100-420:2016-02; **VDE 0100-420:2016-02** Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-42: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen thermische Auswirkungen (IEC 60364-4-42:2010, modifiziert + A1:2014); Deutsche Übernahme HD 60364-4-42:2011 + A1:2015
- DIN VDE 0100-430:2010-10; **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 0100-443:2016-10; **VDE 0100-443:2016-10** Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-44: Schutzmaßnahmen – Schutz bei Störspannungen und elektromagnetischen Störgrößen – Abschnitt 443: Schutz bei transienten Überspannungen infolge atmosphärischer Einflüsse oder Schaltvorgängen (IEC 60364-4-44:2007/A1:2015, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-4-443:2016
- DIN VDE 0100-460:2002-08; **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 0100-510:2014-10; **VDE 0100-510:2014-10** 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+A11:2013
- DIN VDE 0100-520:2013-06; **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 0100-530:2011-06; **VDE 0100-530:2011-06** Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 530: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Schalt- und Steuergeräte
- DIN VDE 0100-537:1999-06; **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 0100-540:2012-06; **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 0100-600:2017-06; **VDE 0100-600:2017-06** Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 6: Prüfungen (IEC 60364-6:2016); Deutsche Übernahme HD 60364-6:2016 + A11:2017
- DIN VDE 0100-705:2007-10; **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 0100-712:2016-10; **VDE 0100-712:2016-10** Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Photovoltaik-(PV-)Stromversorgungssysteme; Deutsche Übernahme HD 60364-7-712:2016
- DIN VDE 0105-100; **VDE 0105-100:2015-10** Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen
- DIN VDE 0105-115:2006-02; **VDE 0105-115:2006-02** Betrieb von elektrischen Anlagen – Besondere Festlegungen für landwirtschaftliche Betriebsstätten

## 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 2510-2 Anwendungsregel:2015-09: Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz
- VDE-AR-E 2510-50 Anwendungsregel:2017-05: Stationäre Energiespeichersysteme mit Lithium-Batterien – Sicherheitsanforderungen
- VDE-AR-N 4101 Anwendungsregel:2011-08 Anforderungen an Zählerplätze in elektrischen Anlagen im Niederspannungsnetz; [zurückgezogen]
- VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

## DIN-Normen

- DIN 1055-3:2006-03 Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 3: Eigen- und Nutzlasten für Hochbauten [Dokument zurückgezogen]
- DIN 4102 Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen (Normenreihe)
- DIN 4108-10:2015-12 Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden – Teil 10: Anwendungsbezogene Anforderungen an Wärmedämmstoffe – Werkmäßig hergestellte Wärmedämmstoffe
- DIN 18195:2017-07 Abdichtung von Bauwerken – Begriffe
- DIN 18234-1:2003-09 Baulicher Brandschutz großflächiger Dächer – Brandbeanspruchung von unten – Teil 1: Begriffe, Anforderungen und Prüfungen; Geschlossene Dachflächen
- DIN 18531-1:2017-07 Abdichtung von Dächern sowie von Balkonen, Loggien und Laubengängen – Teil 1: Nicht genutzte und genutzte Dächer – Anforderungen, Planungs- und Ausführungsgrundsätze
- DIN 31051:2012-09 Grundlagen der Instandhaltung

- DIN 4108-10:2008-06 Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden – Teil 10: Anwendungsbezogene Anforderungen an Wärmedämmstoffe – Werkmäßig hergestellte Wärmedämmstoffe [Dokument zurückgezogen]
- DIN 54191:2009-03 Zerstörungsfreie Prüfung – Thermografische Prüfung elektrischer Anlagen [Dokument zurückgezogen]
- 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 EN 1991-1-3 Berichtigung 1:2009-09, 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 EN 1991-1-4 Berichtigung 1:2010-01, DIN EN 1991-1-4:2005-07, DIN 1055-4 Berichtigung 1:2006-03, DIN 1055-4:2005-03)
- DIN EN 13306:2010-12 Instandhaltung – Begriffe der Instandhaltung; Dreisprachige Fassung EN 13306:2010
- 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 [Dokument zurückgezogen]
- DIN EN 61702:2000-08 Bemessungsdaten direktgekoppelter photovoltaischer (PV) Pumpensysteme (IEC 61702:1995); Deutsche Fassung EN 61702:1999
- 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 EN 61829:1999-02 Photovoltaische (PV) Modulgruppen aus kristallinem Silizium – Messender Strom-/ Spannungskennlinien am Einsatzort (IEC 61829:1995), Deutsche Fassung EN 61829:1998; [Dokument zurückgezogen]
- 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
- Eurocode 1: 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 EN 1991-1-1 Berichtigung 1:2009-09, DIN EN 1991-1-1:2002-10, DIN 1055-1:2002-06, DIN 1055-3:2006-03)

## VdS-Richtlinien

VdS-Richtlinien, herausgegeben vom Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e. V. (GDV), Köln

VdS 2010:2015-04(05) Risikoorientierter Blitz- und Überspannungsschutz

- VdS 2017:2010-01(02) Unverbindliche Richtlinien zur Schadenverhütung – Überspannungsschutz für landwirtschaftliche Betriebe
- VdS 2019:2010-01(02) Unverbindliche Richtlinien zur Schadenverhütung – Überspannungsschutz in Wohngebäuden
- VdS 2023:2001-08(03) Elektrische Anlagen in baulichen Anlagen mit vorwiegend brennbaren Baustoffen – Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2025:2016-10(06) Elektrische Leitungsanlagen
- VdS 2031:2010-09(07) Blitz- und Überspannungsschutz in elektrischen Anlagen – Unverbindliche Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2033:2007-09(06) Elektrische Anlagen in feuergefährdeten Betriebsstätten und diesen gleichzustellende Risiken – Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2057:2008-01(07) Sicherheitsvorschriften für elektrische Anlagen in landwirtschaftlichen Betrieben und Intensiv-Tierhaltungen. Sicherheitsvorschriften gemäß Abschnitt B § 8 AFB 2008
- VdS 2067:2008-01(05) Elektrische Anlagen in der Landwirtschaft – Richtlinien zur Schadenverhütung
- VdS 2349-1:2015-03(01) Publikation der deutschen Versicherer zur Schadenverhütung – Auswahl von Schutzeinrichtungen für den Brandschutz in elektrischen Anlagen
- VdS 2858:2017-11(03) Thermografie in elektrischen Anlagen – Ein Beitrag zur Schadenverhütung und Betriebssicherheit
- VdS 3103:2016-05(02) Lithium Batterien – GDV-Merkblatt zur Schadenverhütung.
- VdS 3145:2017-11(01) Photovoltaikanlagen
- VdS 3501:2008-10(02) Richtlinien zur Schadenverhütung – Isolationsfehlerschutz in elektrischen Anlagen mit elektronischen Betriebsmitteln – RCD und FU

## Weitere Regelwerke und Richtlinien

- Bauministerkonferenz, Konferenz der für Städtebau, Bau- und Wohnungswesen zuständigen Minister und Senatoren der Länder -ARGEBAU- (Hrsg.): Musterbauordnung (MBO), in der Fassung vom 1. November 2002; zuletzt geändert durch den Beschluss vom 21. September 2012, Berlin
- Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt – (Hrsg.): Baurregellisten. Berlin: Ausgabe 2012/2
- Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt – (Hrsg.): Muster-Richtlinie über den baulichen Brandschutz im Industriebau (Muster-Industriebau-Richtlinie – MIndBauRL). Stand: Juli 2014
- vdd Industrieverband Bitumen-Dach- und Dichtungsbahnen e. V. vdd (Hrsg.): abc der Bitumenbahnen. Technische Regeln für die Planung und Ausführung von Abdichtungen mit Polymerbitumen- und Bitumenbahnen. 6. Aufl. Frankfurt: vdd, 2017
- Zentralverband des Deutschen Dachdeckerhandwerks – Fachverband Dach-, Wand- und Abdichtungstechnik e. V. (Hrsg.): Deutsches Dachdeckerhandwerk – Regelwerk. Köln: Verlagsgesellschaft Rudolf Müller GmbH & Co. KG, 2016
- Zentralverband des Deutschen Dachdeckerhandwerks – Fachverband Dach-, Wand- und Abdichtungstechnik e. V. (Hrsg.): Fachregeln für Abdichtungen – Flachdachrichtlinie. Köln: Verlagsgesellschaft Rudolf Müller GmbH & Co. KG, 2016

Zentralverband des Elektrohandwerks – ZVEH – (Hrsg.): Richtlinie zum E-Check PV-Anlagen für die wiederkehrende Prüfung von PV-Anlagen. Stand März 2012

Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. – ZVEI – (Hrsg.): ZVEI Merkblatt Nr. 1 »Hinweise zum sicheren Umgang mit Bleiakkumulatoren (Bleibatterien)« – Ausgabe Februar 2016

Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. – ZVEI – (Hrsg.): ZVEI-Merkblatt Nr. 2 »Sicherer Umgang mit Lithiumbatterien« – Ausgabe Mai 2016

## Gesetze/Verordnungen

Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) vom 3. Februar 2015 (BGBl. I S.49), zuletzt geändert durch Artikel 147 des Gesetzes vom 29. März 2017 (BGBl. I S.626)

Bürgerliches Gesetzbuch [BGB] - Werkvertragsrecht §§ 631 bis 651, Dienstvertrag §§ 611 bis 630

Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. (DGUV): DGUV Vorschrift 1. Unfallverhütungsvorschrift: Grundsätze der Prävention. Berlin: November 2013

Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. (DGUV): DGUV Vorschrift 3 (ehemals BGV A3). Unfallverhütungsvorschrift: Elektrische Anlagen und Betriebsmittel. Berlin: Januar 2012

Einkommensteuergesetz (EStG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. Oktober 2009 (BGBl. I S. 3366, 3862), zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 14. August 2017 (BGBl. I S. 3214)

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2009) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074)

Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2012) vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634)

Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066)

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066); zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532)

Gesetz über die Bereitstellung von Produkten auf dem Markt (Produktsicherheitsgesetz – ProdSG) vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2178, 2179; 2012 I S.131), zuletzt geändert durch Artikel 435 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474)

Gesetz über die Durchführung von Maßnahmen des Arbeitsschutzes zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Beschäftigten bei der Arbeit (Arbeitsschutzgesetz – ArbSchG) vom 7. August 1996 (BGBl. I S.1246), zuletzt geändert durch Artikel 427 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S.1474)

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S.1970, 3 621), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808)

Gewerbeordnung (GewO) in der Fassung der Bekanntmachung vom 22. Februar 1999 (BGBl. I S. 202), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 23. Mai 2017 (BGBl. I S.1226)

Hauptverband der gewerblichen Berufsgenossenschaften (Hrsg.): BG-Regel Dacharbeiten BGR 203 (bisher ZH 1/355), April 2000; aktualisierte Fassung Oktober 2008

Luftverkehrsgesetz (LuftVG) vom 1. August 1922 (RGBl. 1922 I S. 681), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 175 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154)

Luftverkehrs-Ordnung (LuftVO) vom 10. August 1963 (BGBl. I S. 652), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Mai 2012 (BGBl. I S. 1032)

Luftverkehrs-Zulassungs-Ordnung (LuftVZO) vom 19. Juni 1964 (BGBl. I S. 370), zuletzt geändert durch Artikel 28 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2749)

Sozialversicherung für Landwirtschaft, Forsten und Gartenbau (Hrsg.): Unfallverhützungsvorschrift Elektrische Anlagen und Betriebsmittel (VSG 1.4) Stand: 1. Januar 2000 in der Fassung vom 1. Mai 2017

Strafgesetzbuch (StGB) URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/stgb/> [Stand: 25.01.2018]

TRBS 1001 Technische Regeln für Betriebssicherheit – Struktur und Anwendung der Technischen Regeln für Betriebssicherheit. Ausgabe: September 2006; (Bekanntmachung des Bundesministeriums für Arbeit und Soziales vom 15. September 2006; BAnz. 232a vom 9. Dezember 2006)

TRBS 1111 Technische Regeln für Betriebssicherheit – Gefährdungsbeurteilung und sicherheitstechnische Bewertung. Ausgabe: September 2006; (Bekanntmachung des Bundesministeriums für Arbeit und Soziales vom 15. September 2006; BAnz. 232a vom 9. Dezember 2006, S. 7)

TRBS 1112 Technische Regeln für Betriebssicherheit – Instandhaltung. Ausgabe: Oktober 2010; GMBl. Nr. 60 vom 14. Oktober 2010 S.1219

TRBS 1203 Technische Regeln für Betriebssicherheit – Befähigte Personen. Ausgabe: März 2010; geändert und ergänzt: GMBl 2012 S. 386 [Nr. 21]

TRBS 2121,Technische Regeln für Betriebssicherheit Technische Regeln für Betriebssicherheit. Teil 1: Gefährdungen von Personen durch Absturz - Bereitstellung und Benutzung von Gerüsten. Ausgabe: Juli 2009: GMBl. Nr. 40 vom 21. September 2009 S.845

TRGS 519 Technische Regeln für Gefahrstoffe Asbest, Abbruch-, Sanierungs- oder Instandhaltungsarbeiten. Ausgabe: Januar 2014; GMBl 2014 S.164-201 vom 20.03.2014 [Nr.8/9], geändert und ergänzt: GMBl 2015 S.136-137 [Nr.7] (vom 02.03.2015)

Umsatzsteuergesetz (UStG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. Februar 2005 (BGBl. I S. 386), zuletzt geändert durch Artikel 11 Absatz 35 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I S. 2745)

Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen (VOB) Teil A, Fassung 2016, Bekanntmachung vom 1. Juli 2016 (BAnz AT 01.07.2016 B4)

Verordnung über das zentrale elektronische Verzeichnis energiewirtschaftlicher Daten (Marktstammdatenregisterverordnung – MaStRV) vom 10. April 2017 (BGBl.I S.842), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl.I S.2532)

Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung – MaPrV) vom 29. August 2012

Verordnung zum Schutz vor Gefahrstoffen (Gefahrstoffverordnung – GefStoffV) vom 26. November 2010 (BGBl. I S. 1643, 1644), zuletzt geändert durch Artikel 148 des Gesetzes vom 29. März 2017 (BGBl. I S. 626)

Verordnung zur Regelung des Betriebs von unbemannten Fluggeräten vom 30. März 2017:  
Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 7, ausgegeben zu Bonn am 6. April 2017

## Literaturhinweise

Bergmann, Arno: Photovoltaikanlagen. Normgerecht errichten, betreiben, herstellen und konstruieren. Berlin/Offenbach: VDE-Verlag, 2011 (VDE-Schriftenreihe; 138)

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.): Energierohstoffe 2009. Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit. Hannover, 2009

Deutscher Feuerwehrverband (Hrsg.): Einsatz an Photovoltaikanlagen. Informationen für Einsatzkräfte von Feuerwehren und technischen Hilfsdiensten. 2. Aufl. Berlin: Februar 2011

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart; Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel; Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow (Hrsg.): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. (Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146) 29. März 2012

FLIR Systems GmbH, Frankfurt/Main (Hrsg.): Thermografie-Handbuch für Bau-Anwendungen und erneuerbare Energien. Ein informativer Leitfaden für den Einsatz von Wärmebildkameras bei der Inspektion von Gebäuden, Solarmodulen und Windrädern. Frankfurt: Selbstverlag, 2011

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (Hrsg.): FVEE-Positionspapier Ökonomische Aspekte eines neuen Stromsystemdesigns. Berlin, 2013

Fraunhofer ISE (Hrsg.): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 22.4.2016, zusammengestellt von Harry Wirth [aktuelle Fassung abrufbar unter URL: www.pv-fakten.de]

GED Gesellschaft für Energiedienstleistung GmbH & Co. KG (Hrsg.): Elektroinstallationen im Spannungsfeld von Anpassung und Bestandsschutz. Berlin, 2012

Henning, Wilfried: VDE-Prüfung nach BetrSichV, TRBS und DGUV-Vorschrift 3 (BGV A3). 11. überarb. Aufl. Berlin/Offenbach: VDE-Verlag, 2015 (VDE-Schriftenreihe; 43)

Hirschfelder, Marcus: Nachträgliche Brandschutzverordnungen. Der Bausachverständige 12 (2016), Nr. 6, S. 64ff.

Hochbaum, Adalbert; Hof, Bernhard: Kabel- und Leitungsanlagen: Auswahl und Errichtung nach DIN VDE 0100-520. 2. Aufl. Berlin/Offenbach: VDE-Verlag, 2003 (VDE-Schriftenreihe; 68)

Hochbaum, Adalbert; Callondann, Karsten: Schadensverhütung in elektrischen Anlagen. 3. überarb. Aufl. Berlin: VDE-Verlag 2009 (VDE-Schriftenreihe; 85)

Holzapfel, Walter: Dächer. Erweitertes Fachwissen für Sachverständige und Baufachleute. Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verlag, 2013

Holzapfel, Walter: Moderne Dächer. Richtig planen, ausführen und Schäden vermeiden. 84. Gießener BDB-Baufachseminar am 23. September 2011 (Tagungsband) Stuttgart, Fraunhofer IRB Verlag, 2011

Ibold, Stefan: Flachdachrichtlinie. Kommentar eines Sachverständigen. 2. Aufl. Köln: Rudolf Müller-Verlag, 2017

Saint-Drenan, Y.-M.; Bofinger, S.; Rohrig, K.: Bestimmung von Koeffizienten für die Entschädigungszahlungen von PV Anlagen. URL: [www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/IWES\\_Studie\\_Entschaedigungsparameter.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/IWES_Studie_Entschaedigungsparameter.pdf) [Stand: 08.11.2017]

Schäden am Dach. Problempunkte und Sanierung von Steil-, Flach- und Gründächern sowie Photovoltaikanlagen. 47. Bausachverständigen-Tag im Rahmen der Frankfurter Bautage 2012 (Tagungsband) Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verlag, 2012

Schmolke, Herbert: Brandschutz in elektrischen Anlagen. Praxishandbuch für Planung, Errichtung, Prüfung und Betrieb. 3., neu bearb. u. erw. Aufl. Heidelberg: Hüthig GmbH, 2012

Schoop, Edgar: Stationäre Batterie-Anlagen, Auslegung, Instandhaltung und Wartung. 1. Aufl. Berlin: Huss-Medien, 2013

Schröder, Mario: Der Wartungsvertrag. Vertragsgestaltung der Inspektion – Wartung – Instandsetzung von baulichen Anlagen und Rechtsfolgen. Berlin: Beuth, 2005

Schröder, Wolfgang (Hrsg.): Ausführungshandbuch für Photovoltaikanlagen. Normengerechte Planung, Montage, Installation, Inbetriebnahme und Wartung. Merching: Forum Verlag Herkert, 2017

Schröder, Wolfgang: Inspektion, Prüfung und Instandhaltung von Photovoltaikanlagen. Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verlag, 2015

Zerer, Markus: Wann sich Umsteigen lohnt. pv-magazine 2015, Heft März. URL: <https://www.pv-magazine.de/2015/02/27/wann-sich-umsteigen-lohnt/> [Stand: 25.01.2018]

## Der Autor

Wolfgang Schröder ist ursprünglich Bau- und Projektmanagementexperte. Nach einem Fachstudium für Bautechnik war er viele Jahre in einem Ingenieurbüro für konstruktiven Ingenieur- und Hochbau tätig. Von der Planung bis zur Bauüberwachung eignete er sich ein breites praktisches Wissen in Bauprojekten an, das ihm später als Projektmanager mit dem Schwerpunktbereich juristisches und vertragliches Projektmanagement bei der Betreuung von Großprojekten von praktischem Nutzen war. Danach wechselte er zum TÜV Süd als staatlich anerkannter Sachverständiger für Bautechnik.

Nach acht Jahren Tätigkeit in einem mittelständischen und weltweit agierenden Unternehmen für Projektentwicklung und Systemrealisierung von Photovoltaikanlagen hat er sich 2011 als TÜV-zertifizierter Sachverständiger selbstständig gemacht. Gleichzeitig ist er Geschäftsführer einer kleinen Betreibergesellschaft, die bereits seit mehr als zehn Jahren PV-Anlagen betreibt.

Die breiteste Facette bietet seine Tätigkeit als Sachverständiger mit seinen Tätigkeiten für Gerichte, Schadensbegutachtungen für Versicherungen und Anlagenprüfungen. Zudem ist er Fachreferent und -autor verschiedener Bücher und Fachartikel. Im Fraunhofer IRB Verlag wurden auch seine Fachbücher »Inspektion, Prüfung und Instandhaltung von Photovoltaikanlagen« sowie »Privater Betrieb von Photovoltaikanlagen« veröffentlicht.

Als Leiter einer Feuerwehr und Fachberater zum Thema »Photovoltaik und Brandschutz« der Feuerwehr im Landkreis Würzburg besitzt der Autor auch Erfahrungen im Hinblick auf den vorbeugenden baulichen Brandschutz von PV-Anlagen, insbesondere in gewerblichen oder landwirtschaftlichen Betrieben, was in diesem Buch ebenfalls thematisiert wird.

# Stichwortverzeichnis

## A

- Abschreibung 209
- Allgemein anerkannte Regeln der Technik 16
- Anlagenbetreiber 16
- Anlagenkennzeichnung 65
- Anlagenregister 192
- Anlagenüberwachung 135

## B

- Bauabzugsteuer 214
- Baugefährdung 111
- Bauregelliste 34
- Berufsgenossenschaftliche Vorschriften 22
- Bestandsschutz 101
- Betriebsausgaben 209
- Betriebseinnahmen 209
- Betriebssicherheitsverordnung 22
- Betriebstätte, feuergefährdet 81
- Bleiakkumulator 181
- Blitzschutz 96, 108
  - ~ innerer 114
- Blitzschutzanlage 114
- Brandgefahr 61, 107
- Brandschutz 100, 123, 126
  - ~ baulich 110
  - ~ vorbeugend 66
- Brandstiftung 112
- Brandursache 123
- Brandwand 102

## D

- Dachaufbau 106
- Degradation, potenzialinduziert 56
- Deponie 152
- Diebstahlschutz 120
- DIN-Normen 16
- Direktvermarkter 155, 159
- Direktvermarktung 136, 153
- Direktvermarktsvertrag 162

## E

- Eigenverbrauch 175
- Einkommensteuer 208
- Einspeisemanagement 165
- Einspeisevergütung 153
- Elektrolumineszenz 149
- Energiewirtschaftsgesetz 21
- Entrauchungsanlage 106
- Entschädigungszahlung 168
- Explosionsrisiko 133

## F

- Fehlererkennung 135
- Fehlerstromschutzschalter 95
- Feuerwehreinsatz 126, 127
- Feuerwehreinsatzplan 129
- Flachdach 72
  - ~ genutzt 73
- Flachdachrichtlinie 75
- Fluchtweg 103
- Flugdrohne 143

## G

- Generatoranschlusskasten 53
- Geräteschutzkasse 93
- Gewerbeanmeldung 204
- Gewerbebetrieb 177
- Gewerbesteuer 213
- Gleichstromverkabelung 41
- Grünstromprivileg 156

## H

- Haftung 111
- Hagelschlag 150
- Hauptschalter 96
- Hinweisschild 129
- Hochwasser 132
- Hotspot 56

**I**

- Industriebaurichtlinie 100
- Industriegebäude 100
- Inspektion 21
- Installationsort 87
- Investitionsabzugsbetrag 210
- Isolationsfehler 26

**K**

- Kabelbinder 43
- Kabeleinführung 52
- Kameraüberwachung 122
- Kennlinie 146
- Kennlinienmessung 145
- Kleinunternehmerregelung 205
- Kondenswasser 53
- Krimpverbindung 49

**L**

- landwirtschaftlicher Betrieb 81
- Längenausdehnung 38
- Lasteinleitung 77
- Lastverteilung 77
- Leistungsmessung 149
- Leistungsprofil 178
- Leitungsverlegung 84
- Lichtbogen 68
- Lithium-Ionen-Batterie 181

**M**

- Managementprämie 157
- Marktprämie 155, 156
- Marktstammdatenregister 193
- Mikroriss 150
- Modultausch 197
- Monitoring 135
- Musterbauordnung 99

**N**

- Nachweispflicht 198
- Notabschaltung 60
- Nutzungsänderung 101

**O**

- öffentliches Gebäude 108

**P**

- PEN-Leiter 94
- Performance Ratio 136
- Pflichtverstoß 191

- Photovoltaikanlage, gebraucht 201
- Potenzialausgleich 96
- Privathaushalt 176
- Prüfungspflicht 21

**R**

- Regelbesteuerung 205
- Regeleinrichtung 136
- Rettungsweg 103

**S**

- Schadensvorbeugung 113
- Schulbaurichtlinie 100
- Schulgebäude 108
- Schutzeinrichtung 95
- Selbstverbrauch 211
- Sicherheitseinräumung 121
- Sofortabschreibung 211
- Sonderabschreibung 210
- Sonderbauwerk 99
- Sondermessung 139
- Speicher 176
- Speichermedien 183
- Speichersystem 180
- Steckverbindung 55

**T**

- Technische Regeleinrichtung 165
- Thermografie 139
- Tierverbiss 83
- Tragsystem 34

**U**

- Überflutung 133
- Überspannungsschutz 96, 97, 113
- Umsatzsteuer 205
- Unfallverhütungsvorschrift 18
- Unternehmer 203
- UV-beständig 41

**V**

- Vergütungsanspruch 154
- Verschattung 32
- Verträglichkeit, elektromagnetisch 84

**W**

- Wechselrichter 60
- Wechselrichterstandort 92
- Wiederholungsprüfung 18
- Windkräfte 36

Wolfgang Schröder

# Gewerblicher Betrieb von Photovoltaikanlagen

Betreiberverantwortung, Betriebssicherheit,  
Direktvermarktung

Rechtssicherheit, Brand- und Personenschutz sowie Wirtschaftlichkeit sind die grundlegenden Anforderungen an den Betrieb von Photovoltaikanlagen. Dies gilt insbesondere für den Betrieb von größeren Photovoltaikanlagen. Das vorliegende Buch vermittelt Anlagenbetreibern anschaulich und anhand zahlreicher Beispiele das Grundwissen für den verantwortungsvollen, störungsfreien und wirtschaftlichen Betrieb gewerblicher Dach- und Freifeldanlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kWp.

Der Autor klärt grundlegende Fragen zur Betreiberhaftung, speziell bei Anlagen auf Fremddächern, zeigt Gefahren- und Fehlerquellen auf und erläutert die Notwendigkeit regelmäßiger Prüfungen und eventueller Sondermessungen durch elektrotechnische Verfahren. Zudem geht er auf verschiedene Anlageformen ein und bespricht die Auswirkungen auf die elektrischen Betriebsmittel und den baulichen Brandschutz bei Installationen auf landwirtschaftlichen Betriebsstätten und auf Sonderbauwerken wie zum Beispiel Schulen. Die Themen Einspeisemanagement und Eigenstromnutzung sowie steuerliche Aspekte und der rechtssichere Betrieb vor dem Hintergrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes werden detailliert erläutert.

## Der Autor:

Wolfgang Schröder ist TÜV-zertifizierter Sachverständiger für Photovoltaik (PersCert TÜV Rheinland) mit Schwerpunkt auf Schadens-, Gerichts- und Prüfgutachten sowie den Bereichen »Schäden an Dächern« und »Baulicher Brandschutz«.



Fraunhofer IRB ■ Verlag