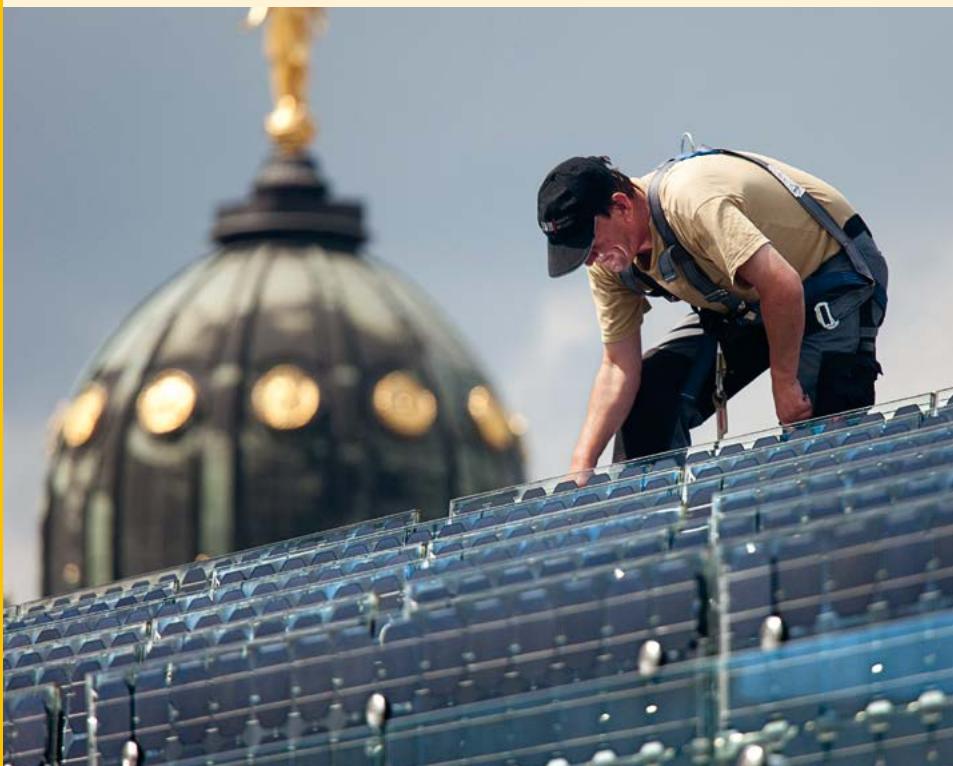


Ralf Haselhuhn

Photovoltaik

Gebäude liefern Strom

7., vollständig überarbeitete Auflage



Fraunhofer IRB Verlag

 **BINE**
Informationsdienst

BINE-Fachbuch

Ralf Haselhuhn

Photovoltaik

BINE-Fachbuch

Photovoltaik

7., vollständig überarbeitete Auflage

Der Autor:

Ralf Haselhuhn

Herausgeber

 **FIZ Karlsruhe**
Leibniz-Institut für
Informationsinfrastruktur

Fraunhofer IRB  **Verlag**

 **BINE**
Informationsdienst

BINE Informationsdienst berichtet über Themen der Energieforschung: Neue Materialien, Systeme und Komponenten, innovative Konzepte und Methoden. BINE-Leser werden so über Erfahrungen und Lerneffekte beim Einsatz neuer Technologien in der Praxis informiert. Denn erstklassige Informationen sind die Grundlage für richtungsweisende Entscheidungen, sei es bei der Planung energetisch optimierter Gebäude, der Effizienzsteigerung industrieller Prozesse oder bei der Integration erneuerbarer Energien in bestehende Systeme.

BINE Informationsdienst ist ein Service von FIZ Karlsruhe und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert.

Für weitere Fragen steht Ihnen zur Verfügung:

Gerhard Hirn (Redaktion)

BINE Informationsdienst, FIZ Karlsruhe, Büro Bonn

Kaiserstraße 185–197, 53113 Bonn

Tel. +49 2 28 9 23 79-0, E-Mail: bine@fiz-karlsruhe.de, www.bine.info

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:

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

ISBN (Print): 978-3-8167-8737-2 | ISBN (E-Book): 978-3-8167-8738-9

Layout: Dietmar Zimmermann | Umschlaggestaltung: Martin Kjer | Herstellung: Tim Oliver Pohl

Satz: Mediendesign Späth GmbH, Birenbach | Druck: DZA Druckerei zu Altenburg GmbH, Altenburg

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 dürften.

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.

Titelbild: Paul Langrock, paul-langrock.de

© by FIZ Karlsruhe

Verlag und Vertrieb:

Fraunhofer IRB Verlag

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB

Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart

Telefon +49 7 11 9 70-25 00

Telefax +49 7 11 9 70-25 08

irb@irb.fraunhofer.de

www.baufachinformation.de

Hinweis zu den Abbildungen: Soweit nachfolgend keine anderen Quellen genannt werden, stammen die Abbildungen von den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	9
1 Solaraktive Flächen für die Architektur	11
1.1 Gebäude mit Solarmodulen gestalten	11
1.2 Demokratisierung der Energiewirtschaft	13
2 Neue Technik für Gebäude	16
2.1 Elektrizität aus Sonnenlicht	16
2.2 Die Solarzelle	17
2.3 Verschiedene Solarzellentypen	19
2.3.1 Monokristalline Zellen	20
2.3.2 Polykristalline Zellen	21
2.3.3 Dünnschichtzellen	22
2.4 Von der Solarzelle zum Modul	28
2.5 Speichersysteme ergänzen die Photovoltaikanlage	32
3 Am Anfang steht die Planung	37
3.1 Wie viel Energie liefert die Sonne?	37
3.2 Vorbereitung und Gebäudebegutachtung	41
3.3 Sind Standort und Gebäude geeignet?	42
3.4 Verschattungseffekte vermeiden	43
3.5 Anlage und Komponenten richtig dimensionieren	46
3.5.1 Leistung, Flächenbedarf und Wirkungsgrad	46
3.5.2 Wetterföhligkeit der Solarmodule	47
3.5.3 Schatten: Problem und Lösung	48
3.5.4 Besonderheiten von Dünnschichtmodulen	50
3.5.5 Verschaltung der Module zum Solargenerator	52
3.6 Der Wechselrichter als Anlagenzentrale	53
3.6.1 Aufbau	54
3.6.2 Wechselrichter-Konzepte	56
3.6.3 Optimale Performance – Europäischer Wirkungsgrad	57
3.6.4 Was bei der Installation zu beachten ist	58
3.6.5 Solargenerator und Wechselrichter aufeinander abstimmen	58
3.7 Ertragsabschätzung und Simulation	60
3.8 Planung von PV-Systemen zum Eigenverbrauch	62
3.9 Checkliste zur erfolgreichen Planung	68

4	Mit Photovoltaik bauen	70
4.1	Was ist bei der Statik zu beachten?	70
4.2	Montage auf dem Dach	71
4.3	In-Dach-Anlagen	78
4.4	Aufgeständerte Systeme für das Flachdach	81
4.5	Montage an der Fassade.	84
4.5.1	Fassaden für die Photovoltaik-Integration	85
4.5.2	Module mit linienförmigen Halterungen	89
4.5.3	Module mit punktförmigen Halterungen	91
4.5.4	Module als Sonnenschutz	91
4.6	Weitere Montagelösungen	92
4.6.1	Wintergärten, Erschließungszonen und bauliche Anlagen	92
4.6.2	Freiflächen-Anlagen	94
5	Baurecht, Normen & Co.	95
5.1	Baugesetzgebung und Baugenehmigung	95
5.2	Bauordnung, Bauregeln, Bauprodukte und DIBt-Hinweispapier für Solaranlagen	98
5.2.1	DIBt-Hinweispapier für Solaranlagen.	99
5.2.2	Statik-Normen	101
5.3	Brandschutz	103
5.3.1	Brandschutzanforderungen der Bauordnung.	103
5.3.2	Anforderungen für die Brandbekämpfung	104
5.3.3	Weitere Anforderungen für den Brandschutz	106
5.4	Photovoltaik als elektrische Anlage	108
5.5	Unfallschutz und allgemeine Sicherheit	108
5.6	Gewährleistung	109
6	Elektrische Installation und Inbetriebnahme	110
6.1	Wer darf welche Arbeit durchführen?	110
6.2	Der Generatoranschlusskasten	111
6.3	Die richtigen Kabel und Leitungen	111
6.4	Schutz vor Fehlerströmen	113
6.5	Schutz vor Blitzeinwirkungen	114
6.6	Geltende Regelungen für den Netzanschluss	116
6.7	Abnahme und Inbetriebnahme	121
7	Qualität und Solarerträge	122
7.1	Modul-Prüfung und Garantien	122
7.2	Qualität und Zuverlässigkeit von Wechselrichtern	126

7.3	Was letztlich zählt: Energieerträge	127
7.4	Ertragssicherung durch Betriebsdatenerfassung und Anlagenüberwachung	128
7.5	Wartung und Instandhaltung	129
8	Ökologie und Nachhaltigkeit	135
8.1	Energieversorgung – heute und morgen	135
8.2	Energiebilanz von PV-Anlagen	136
9	Kosten und Erlöse	140
9.1	Anschub durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz	140
9.2	Investitionskosten dominieren die Wirtschaftlichkeit	145
9.3	Ergänzende öffentliche Fördermittel	147
9.4	Steuerliche Nebenwirkungen	148
9.5	Risiken versichern	150
10	Trends und neue Technologien	152
10.1	Neue Zelltechnologien	152
10.2	Trends bei Solarmodulen.	154
10.3	Neue Wechselrichter- und Anlagenkonzepte	156
10.4	Auf dem Weg zum virtuellen Kraftwerk und zur solaren Mobilität	156
10.5	Weitere Trends	159
11	Zitierte Literatur und Abbildungsverzeichnis	160
11.1	Zitierte Literatur	160
11.2	Abbildungsverzeichnis	164
12	Forschungsvorhaben der Bundesregierung	166
12.1	Laufende und kürzlich abgeschlossene Forschungsvorhaben.	166
12.2	Forschungsberichte.	168
13	Weiterführende Literatur	169
13.1	Literatur	169
13.2	Software	170
13.3	Literaturtipp	170
13.4	BINE Informationsdienst	171
13.5	Forschungsportale des BMWi	171
14	Zum Autor	172

Vorwort

Überall im Land gehören Dächer mit Photovoltaik-Anlagen zum Ortsbild. Die Zahl der Anlagen wächst weiter, für die Besitzer sind sie zugleich eine sinnvolle Investition und ein Statement für umweltgerechte Energieerzeugung. Der zukunftsfähige Wirtschaftszweig nachhaltige Energieerzeugung reduziert Ressourcenverbrauch und Emissionen und schafft Einkommen und Arbeit. Die Energiebilanz der Photovoltaik ist beeindruckend: Nach zwei Jahren hat ein neues Modul die Energie geliefert, die für seine Produktion gebraucht wurde. Und es wird insgesamt 20–30 Jahre Strom produzieren.

Inzwischen sind Solarstromanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 34 Gigawatt in Deutschland in Betrieb (Stand Juni 2013). Mit der Produktion von 27,6 TWh elektrischer Energie im Jahr 2012 deckte die Photovoltaik etwa 5,3 % des Nettostromverbrauchs. Photovoltaik bleibt trotz jährlich sinkender Einspeisevergütungen und Förderobergrenzen interessant. Das neue Ziel ist es, einen hohen Eigenverbrauch zu erreichen – das entlastet Kasse und Stromnetz. Deshalb investieren gegenwärtig insbesondere Hausbesitzer in neue Anlagen, die durch höhere Eigenverbrauchsquoten den stark abgesenkten Einspeisetarif zum Teil ausgleichen können.

Der Boom der Solarenergie wurde im Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) angestoßen. Durch die Förderung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen ermöglichte es enorme Fortschritte bei Forschung, Entwicklung und Produktion von Solarzellen, Modulen und anderen Anlagenkomponenten, z. B. Wechselrichtern. Die Forschungs- und Entwicklungsarbeit der deutschen Solarbranche wird von der Bundesregierung auch im Rahmen der Innovationsallianz Photovoltaik unterstützt. Dank effizienterer und kostengünstigerer Herstellungsprozesse kann (und muss) die Industrie von Jahr zu Jahr leistungsfähigere und günstigere Photovoltaikmodule und -anlagen anbieten.

Die Anlagenpreise sinken nicht nur durch technischen Fortschritt, sie stehen zusätzlich durch internationale Konkurrenz sowie Deckelung des Zubaus unter Druck. Im ersten Halbjahr 2013 wurde nur noch etwa halb so viel neue PV-Leistung installiert wie im Jahr davor. Die Kombination von Preisdumping und Absatzdeckelung bringt die Zukunftsindustrie Photovoltaik in ernste Schwierigkeiten.

In seiner siebten, völlig überarbeiteten Auflage fasst dieses Fachbuch das aktuelle Wissen für eine optimale Planung und Erstellung von Photovoltaik-Anlagen kompetent und kompakt zusammen. Es richtet sich vor allem an Bauherren, Handwerker, Planer und Investoren, also an die Akteure und Berufsgruppen, die mit der neuen Gebäudetechnik Photovoltaik zu tun haben. Neben den Aktualisierungen werden neue Schwerpunkte gesetzt, zum Beispiel bei Baurecht, Normen und Brandschutz, Eigenverbrauch sowie bei der wirtschaftlichen Bewertung eines Anlagen-Neubaus.

Das Buch ist modular aufgebaut – das macht es Ihnen als Leser einfacher, sich entweder gezielt über einzelne Fragestellungen zu informieren oder sich einen Überblick über Photovoltaik auf Gebäuden zu verschaffen, von Planung und Bau über Wirtschaftlichkeit bis zu aktueller Forschung.

FIZ Karlsruhe GmbH
BINE Informationsdienst

1 Solaraktive Flächen für die Architektur

Wie steht es um unsere derzeitige Architektur? Formale und ästhetische Aspekte stehen bei vielen modernen Gebäuden im Vordergrund, oft wurden sie weitgehend unabhängig von den Standortgegebenheiten entworfen und gebaut. Die Funktionalität wurde in vielen modernen Häusern jedoch erst mit Technik ermöglicht. Vielfach entstanden schlanke hohe Glaspaläste mit hohen Kühl- und Wärmlasten, mit entsprechend hohem Energiebedarf für den Betrieb von Heizungen und Klimaanlagen. Die Fenster müssen oft bei Tag verdunkelt werden, um Arbeit an den PC-Arbeitsplätzen zu ermöglichen, zusätzlich wird das Licht angeschaltet. Zielvorgabe für heutige Architektur ist es, Gebäude nutzer- und umweltfreundlich sowie ressourcenschonend zu planen und zu errichten. Einen besonderen Stellenwert hat dabei die Verringerung des Verbrauchs fossiler Energieträger und der damit verbundenen CO₂-Emissionen. Deshalb müssen folgende Fragen gestellt werden: Wie fügt sich das Gebäude in die Umwelt ein? Greift es die klimatischen Bedingungen des Standortes auf und setzt diese mit kreativen Mitteln um und optimiert so die Nutzung und den Energieverbrauch? Berücksichtigt schon der Entwurf die Versorgung des Hauses? Trägt das Gebäude zu seiner Energieversorgung bei oder stellt es sogar mehr Nutzenergie her als es Primärenergie verbraucht? Hierzu kann die Solarenergie einen beträchtlichen Beitrag leisten.

1.1 Gebäude mit Solarmodulen gestalten

So zeugen blau schimmernde Dächer in Deutschland von der weiten Verbreitung dieser ökologischen Energietechnologie. Solaranlagen an Gebäuden tragen überall in der Welt dazu bei, umweltfreundlich Energie zu erzeugen. Der Einstieg in einen Wandel weg von fossilen Energieträgern ist durch die dynamische Entwicklung der regenerativen Energien der letzten Jahre gelungen. Photovoltaikstrom ist schon heute billiger als der Haushaltstrom. Diese sogenannte »Grid-Parity« macht den PV-Strom vom Dach wirtschaftlich konkurrenzfähig und führt dazu, dass weltweit immer mehr Strom dezentral erzeugt wird.

Solarmodule sollten sich in die Farb- und Formgebung der Gebäude einfinden. Hier ist die Solarbranche allerdings noch gefordert, oft werden die Ansprüche der Architekten an die Ästhetik der Solarelemente als zu hoch angesehen. Aus Kostengründen hat sich die Standardproduktion, unabhängig von den ästhetischen und funktionalen Bedürfnissen, durchgesetzt. Wer bestimmte Maße benötigt, eine In-Dach- oder Dachersatzlösung bevorzugt, wer Solarelemente an die Fassade bringen will, auf eine bestimmte Farbe oder Struktur bzw. Oberfläche Wert legt, muss tiefer in die Kasse greifen. Bestimmte Wünsche können noch gar nicht erfüllt werden. Etwa 95 % der Solarmodule werden heute in Deutschland in klassischer Auf-Dach-Montage, in Flachdachaufständerung sowie Freiflächenanlagen erstellt. Auch bei diesen Anlagen gibt es gestalterisch überzeugende Lösungen. Durch neue Produktionstechnologien werden Solarmodule entwickelt, die sehr viel mehr auf ihren Einsatz auf unseren Dächern und unsere gestalterischen Wünsche abgestimmt sind. Mit solaraktiven Flächen lassen sich verschiedene, sehr moderne Formensprachen für die Architektur entwickeln. Die Anmutung von Solarmoduloberflächen fasziniert ebenso wie der lautlose, saubere und umweltfreundliche Betrieb der gesamten Anlage. Für viele ist das Kraftwerk auf dem eigenen Dach auch ein Schritt in Richtung Unabhängigkeit. Energie wird dezentral vor Ort erzeugt, so werden Leitungs- und Verteilungsverluste vermieden oder verringert. In Zukunft werden viele, über das öffentliche Stromnetz verknüpfte Stromerzeuger kleinerer Leistung eine wesentliche Säule der Energieversorgung sein. Die Struktur ähnelt dann dem heutigen Informationsnetz, dem Internet. Je höher der

Anteil der Photovoltaik in der Stromerzeugung steigt, desto wichtiger wird, dass mehr Anlagen in die Gebäudehülle integriert werden: Während heute auf höchsten Solarertrag ausgelegte südorientierte, um ungefähr 30° geneigte Anlagen dominieren, werden in Zukunft wegen des über den Tag verteilten Strombedarfs nach allen Richtungen orientierte Solaranlagen wichtig sein. So werden zunehmend nach Osten ausgerichtete Anlagen gebraucht, die am Vormittag ihren maximalen Strom erzeugen, sowie nach Westen orientierte Anlagen, die am Nachmittag ihr Maximum erreichen. Aber auch Anlagen an Fassaden, die ihr Maximum erreichen, wenn die Sonne im Winter schräg steht, werden einen wichtigen Beitrag zu wechselnden Stromlastprofilen leisten, ebenso solche, die nach Norden orientiert sind und im Sommer in den Früh- und Abendstunden mehr Strom erzeugen.

Reichen die Dach- und Fassadenflächen in Deutschland denn dafür aus, dass die dort installierte Photovoltaik einen relevanten Beitrag zur Stromversorgung Deutschland leisten kann? Wissenschaftliche Untersuchungen bestätigen, dass die technisch und wirtschaftlich nutzbaren Gebäudeflächen ausreichen, um mindestens 30 % des Stromverbrauches in Deutschland zu decken. So können auf geeigneten Dächern und Fassaden etwa 2 000 Quadratkilometer Fläche genutzt werden. Diese Fläche erscheint riesig, entspricht aber gerade mal 5 % der 41 000 Quadratkilometer bebauten Fläche in Deutschland. Mit dieser Fläche lässt sich eine Solarleistung von etwa 300 Gigawatt realisieren, die eine jährliche Energie von etwa 300 Terrawattstunden liefern könnte. Das würde ausreichen um über die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs Deutschlands zu decken, unter der Voraussetzung, dass dann saisonale Speicher eingesetzt werden.

	Dächer	Fassaden	Verkehrsflächen	Freiflächen
Kaltschmidt und Wiese (1993)	800 km ²	200 km ²	–	4 140 km ²
Nitsch (1999)	838 km ²	150 km ²	350 km ²	300 km ²
Quaschning (2000)	1 300 km ²	200 km ²	39 km ²	250 km ²
Enquete Kommission (2003)	1 100 km ²	800 km ²	–	–
IEA Task 7 (2006)	1 480 km ²	530 km ²	–	–
Ecofys (2007)	1 760 km ²	584 km ²	–	–
Biohaus (2008)	2 360 km ²	640 km ²		
IWES (2012)	1 200 km ²	233 km ²	742 km ²	670 km ² *

* nur versiegelte Freiflächen

■ Abb. 1: Nutzbares Flächenpotenzial in Deutschland nach verschiedenen Studien [1]

Je mehr Photovoltaik-Anlagen das Gesicht unserer Städte und Gebäude prägen werden, desto wichtiger wird es, die PV-Module über die Energieerzeugung hinaus gestalterisch und funktional in die Gebäude zu integrieren. Dadurch können PV-Anlagen neben der solaren Stromerzeugung weitere Gebäudefunktionen wie Witterungsschutz, Verschattung, Licht, Dacheindeckung, Fassadenbekleidung, Wärmedämmung und Sichtschutz übernehmen. Entscheidend ist hier die Wahl des Materials, also Form, Farbe und Oberfläche. Hier stehen uns inzwischen viele unterschiedliche Materialien zur Auswahl. Die Solartechnik hat ihren Weg in die moderne Architektur gefunden.

Das Modehaus Zara entschied sich bei seiner Filiale in der Kölner Innenstadt für eine repräsentative Solarstromfassade mit ultramarinblau schimmernden Solarzellen. Neben dem ästhetischen Effekt gewährleisten die Solarmodule im Isolierglasverbund einen guten Wärme- und Schallschutz. Mögliche Einbußen durch Verschattung werden durch eine abgestimmte Verschaltung der Module minimiert.

Die Möglichkeiten der Photovoltaik in der Architektur lassen sich an vielen Projekten überzeugend dokumentieren, dies zeigen auch die folgenden Abbildungen aus den Bereichen Wohnungsbau und Nichtwohnungsbau:



Abb. 2: Photovoltaik-Anlagen mit Auf-Dach-Montage (links), komplettes In-Dach-Montage-System (rechts)

1.2 Demokratisierung der Energiewirtschaft

Die leitungsgebundene Versorgung hat im 20. Jahrhundert zu einer monopolistischen zentralistischen Energieversorgung geführt. Seit Ende der Neunziger Jahre wurde politisch EU-weit mit mehr oder weniger Erfolg versucht, die Verflechtung zwischen Energieversorgung, Netzbetrieb und Stromhandel aufzulösen. Für eine dezentrale Energieversorgung mit z. B. PV-Anlagen, BHKW und Windkraftanlagen ist diese Entflechtung Schlüssel zum Erfolg. Weit über 1 Million Photovoltaikanlagen wurden in Deutschland im vergangenen Jahrzehnt errichtet. Sie deckten im Jahr 2012 5,7 % des deutschen Strombedarfes [2]. Fast 40 % der installierten Leistung haben Privatpersonen errichten lassen, gefolgt von Landwirten und dem Gewerbe mit

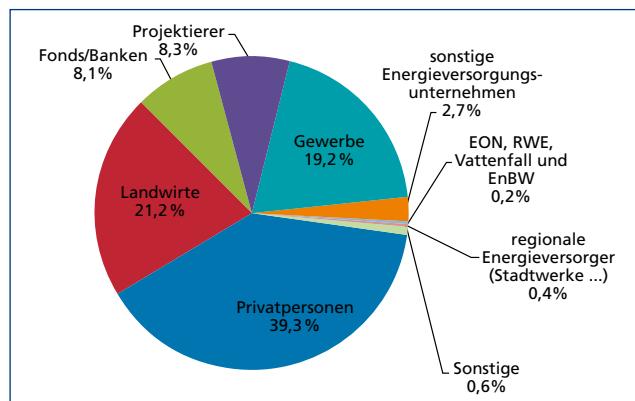
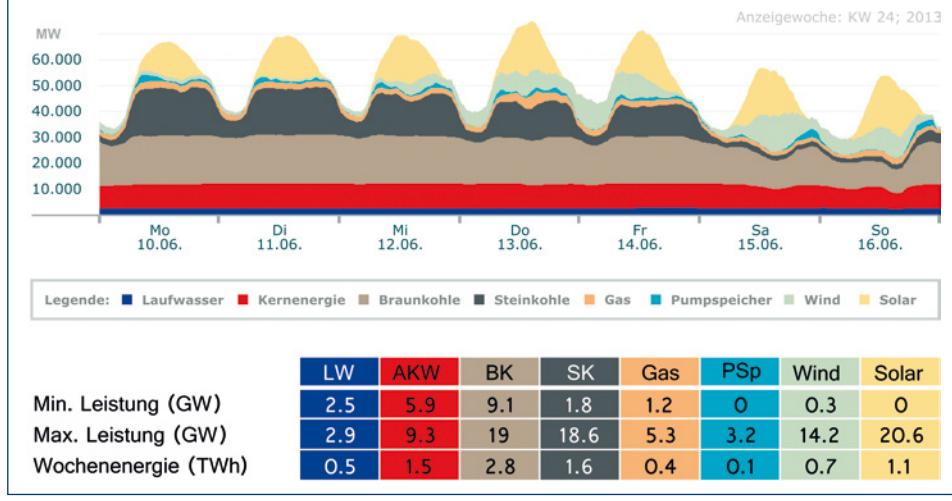


Abb. 3: Anteil der Eigentümer an der bis 2011 installierten Leistung von 17 GW

jeweils etwa 20 % [3]. Dagegen wurden nur 3,3 % von Energieversorgungsunternehmen errichtet. Bei der Photovoltaik zeigen sich am deutlichsten die Dezentralisierung und damit die Demokratisierung der Energiewirtschaft.

Während 1990 nur wenige Prozente des Strombedarfs von Deutschland durch Erneuerbare Energien gedeckt wurden, beträgt deren Anteil derzeit schon fast ein Viertel. Doch ist dies, bezogen auf den weltweiten Anstieg des fossilen Energieverbrauchs verschwindend gering (siehe Kap. 8). Denn nur durch eine weltweite Energiewende lässt sich der Klimawandel noch aufhalten. Die Bundesregierung plant für das Jahr 2050 einen Anteil erneuerbarer Energien von 80 %. Wird die dynamische Entwicklung der letzten Jahre beibehalten, könnte Deutschland sogar schon 2040 vollständig mit regenerativem Strom versorgt werden. Die größte technische Herausforderung hierbei ist, das schwankende Angebot von Wind- und Solarstrom mit dem Strombedarf abzustimmen. Obwohl sich Wind- und Solarstrom gut ergänzen, gibt es Zeiten mit zu wenig oder zu viel regenerativem Strom. Derzeit füllen fossile Kraftwerke noch die Lücken mit zu wenig Regenerativstrom. Steinkohle- und Kernkraftwerke sind jedoch nicht sehr flexibel einsetzbar, sie lassen sich nur langsam und aufwendig abregeln. Besser eignen sich hierzu gut Regelbare Gaskraftwerke. Zunehmend übernehmen Wind- und PV-Anlagen neben der Spitzenlast auch die Mittellast und am Wochenende auch Teile der Grundlast. Der beispielhafte Verlauf der Stromproduktion der Juniwoche 2013 zeigt die Schwankungsbreiten der Leistungen der Kraftwerkarten. Die Integration von hohen Solar- und Windanteilen stellt zwar eine technische Herausforderung dar, wird aber durch verschiedene Maßnahmen zur besseren Netzintegration beherrscht.

Bei einem Überangebot werden zuerst fossile Kraftwerke, sofern sie abregelfähig sind, und dann nachrangig Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt. Letzteres war selten und insbesondere bei größeren Windparks in norddeutschen Netzbereichen der Fall. 2011 betrug die abgeregelte regenerative Energie nach den Daten der Bundesnetzagentur ca. 0,35 % bezogen auf den gesamten Wind- und Solarstrom. Bei höheren Anteilen von PV- und Windstrom nimmt dieser Anteil zu. Eine Analyse des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE zu den Abregelverlusten in der Zukunft ergab selbst bei hohen Anteilen von Wind- und PV-Leistungen im Stromnetz nur geringe Abregelverluste.



■ Abb. 4: Stromproduktion aufgeteilt nach Stromerzeugern in der 24. Kalenderwoche 2013

Deshalb müssen Anreize gesetzt werden, um innerhalb der regionalen Netzstruktur Verbrauch und Erzeugung stärker in Übereinstimmung zu bringen. Gegebenenfalls sollten auch räumlich-/netzorientierte Anreize für den weiteren Zubau entwickelt werden. Zunehmend kommt auf die Stadtwerke und Regionalversorger die Aufgabe zu, ein Netzmanagement im Nieder- und Mittelspannungsnetz aufzubauen. Dazu werden bidirektionale Netzschnittstellen der dezentralen Stromerzeugungsanlagen im Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz benötigt. Ein immer höherer Anteil von erneuerbarem Strom erfordert Speicher. Bei diesen muss man zwischen Kurzzeitspeicherung (Stunden, Tage, Wochen) und saisonalen Speicherung unterscheiden. Kurz- und mittelfristig können Kurzzeitspeicher mit dezentralen Akkumulatoren und Netzmanagementfunktionen der Solarwechselrichter (wie Blindleistungsreglung und Frequenzhaltung) die Netzausbaukosten deutlich verringern. Durch die Kopplung von Strom- und Wärmesystemen können nicht benötigte Erzeugungsspitzen von PV- und Windstrom kostengünstig in Wärme umgewandelt werden. Längerfristig kommen auch saisonale Speicher wie Power-to-Gas in Betracht (siehe Kapitel 10.4).

2 Neue Technik für Gebäude

Bisher verbrauchten Gebäude Energie vor allem auf Basis endlicher Rohstoffe. Die Zeichen weisen in Richtung Ressourcenschonung durch umweltverträgliche Energienutzung. Ein stetig wachsendes ökologisches Bewusstsein und neue Technologien bieten uns heute die Chance, nachhaltig und umweltverträglich zu wirtschaften. Mit der Solartechnik können Gebäude die benötigte Energie vor Ort mit weit geringerem Rohstoffbedarf gewinnen – und dies mit in der Lebenszyklusbilanz nur geringen Schadgas- oder Treibhausgasemissionen. Sie tragen also zur Klimaentlastung bei. Ein Ziel heutiger Architektur sind Gebäude mit minimalem Wärmeverbrauch. Dies kann erreicht werden mit neuen Wärmedämmstandards, mit der Niedrigenergie- oder Passivhausbauweise und durch solares Bauen. Immer mehr Gebäude werden mit solarthermischen Kollektoren zur Warmwassererzeugung oder Heizungsunterstützung ausgestattet. In wärmeoptimierten Gebäuden tritt dann der elektrische Energiebedarf in den Vordergrund. Primärenergetisch bewertet wird hier der Strombedarf von elektrischen Geräten, Beleuchtung, Lüftung und Klimatisierung zum wesentlichen Posten in der Energiebilanz. Mit Solarstrom kann diese Bilanz ausgeglichen werden, ja es kann sogar ein Überschuss erwirtschaftet werden.



■ Abb. 5: Dachintegration von PV-Modulen und solarthermischen Kollektoren in Mirow



■ Abb. 6: Doppelglasmodule an der Solarfabrik in Freiburg

2.1 Elektrizität aus Sonnenlicht

In der Solarzelle findet die direkte Umwandlung von Licht (Photo- von griechisch: Licht) in elektrische Energie (-voltaik von Volt, Einheit der elektrischen Spannung) statt. Der photovoltaische Effekt wurde 1839 von dem französischen Physiker Alexandre Becquerel entdeckt. Die Umwandlung beruht auf einem physikalischen Effekt, der lautlos ohne Emissionen und Stoffverbrauch innerhalb des solaraktiven Materials abläuft. Solarzellen bestehen aus Halbleitern, in den meisten Fällen aus Silizium. Halbleiter sind Stoffe, deren elektrische Leitfähigkeit zwischen der eines Metalls und eines Isolators liegt. Halbleiter können durch Energiezufuhr leitend werden. Die vier Außenelektronen des Siliziumatoms gehen Elektronenpaarbindungen mit den Nachbaratomen ein. Bei kristallinen Solarzellen entsteht dabei ein regelmäßiges Kris-

tallgitter. In der Zelle grenzen zwei elektrisch verschieden dotierte¹ und damit unterschiedlich leitfähige Halbleiterschichten aneinander. Zwischen der positiv dotierten (p-) und der negativ dotierten (n-) Schicht entsteht ein inneres elektrisches Feld, das durch die Wanderung (Diffusion) überschüssiger Elektronen aus dem n-Halbleiter in den p-Halbleiter im Bereich des pn-Übergangs verursacht wird. Es entsteht ein Gebiet mit wenig freien Ladungsträgern, die sogenannte Raumladungszone. Im n-Gebiet der Raumladungszone bleiben positive, im p-Gebiet negativ geladene Dotieratome zurück. Es entsteht ein elektrisches Feld, das der Bewegung der Ladungsträger entgegen gerichtet ist, sodass die Diffusion nicht endlos fortgesetzt wird.

Trifft nun Licht auf die Solarzelle, so kann die Strahlungsenergie der Photonen² Elektronen aus ihren Bindungen im Atomgitter des Halbleiters herauslösen. Die Photonen werden dabei absorbiert. Die (negativ geladenen) herausgelösten Elektronen sind dann frei beweglich und lassen an ihrem ursprünglichen Platz eine positive Ladung, ein sogenanntes Loch, zurück. Das innere elektrische Feld der Solarzelle bewirkt, dass die beiden beweglichen Ladungen (Elektronen und Löcher) in unterschiedliche Richtungen angezogen werden. Die Ladungen gehen getrennte Wege: die negativen Ladungen wandern zur Frontseite der Zelle, die positiven zur Rückseite. Durch die unterschiedliche Polarität zwischen Front- und Rückseite resultiert ein Potenzialunterschied, der als elektrische Spannung gemessen werden kann. Diese Leerlaufspannung liegt bei kristallinen Solarzellen üblicherweise zwischen 0,6 und 0,7 Volt. Wird der Stromkreis geschlossen, fließt ein Strom über einen Verbraucher (Lampe in Abb. 7). Einige Elektronen erreichen die Kontakte nicht, sondern rekombinieren³. Ein rekombiniertes Elektron nimmt nicht mehr am Stromfluss teil.

Die Diffusion von Ladungsträgern hin zu den elektrischen Kontakten bewirkt, dass eine Spannung an der Solarzelle anliegt.

2.2 Die Solarzelle

Die klassische kristalline Silizium-Solarzelle setzt sich aus zwei unterschiedlich dotierten Silizium-Schichten zusammen. Die dem Sonnenlicht zugewandte Schicht ist mit Phosphor negativ dotiert, die darunter liegende Schicht ist mit Bor positiv dotiert. Um der Solarzelle Strom entnehmen zu können, werden auf der Front- und Rückseite metallische Elektroden als Kontakte aufgebracht. Auf der Rückseite geschieht dies meist vollflächig. Die Vorderseite hingegen muss möglichst gut lichtdurchlässig sein. Hier bestehen die Kontakte meist aus einem dünnen Gitter, das nur einen geringen Teil der Zelloberfläche abdeckt. Auf der Rückseite ist das Aufbringen einer ganzflächigen Kontaktsschicht durch Aluminium- oder Silberpaste möglich. Das Aufbringen der Kontakte erfolgt meist in Siebdrucktechnik. An der Zelloberfläche sollte das Licht möglichst wenig reflektiert werden, sodass möglichst viele Photonen absorbiert werden. Dazu wird auf die Zelloberfläche eine Antireflexschicht aufgebracht, welche den grauen Siliziumzellen ihre typische schwarze Farbe bei monokristallinen Zellen bzw. blaue Farbe bei polycristallinen Zellen gibt.

¹ Dotierung: der Einbau von Fremdatomen in einen Halbleiter, um dessen elektrische Leitfähigkeit und Eigenschaften gezielt zu verändern.

² Photon oder auch Lichtquant: in der Quantenphysik werden so die kleinsten Energieteilchen der elektromagnetischen Strahlung bezeichnet.

³ Mit Rekombination (Rückkehrprozess) wird die Bindung eines freien Elektrons mit einem Atom mit fehlendem AußenElektron bezeichnet. Ein gebundenes Elektron kann nicht zum Stromfluss beitragen.

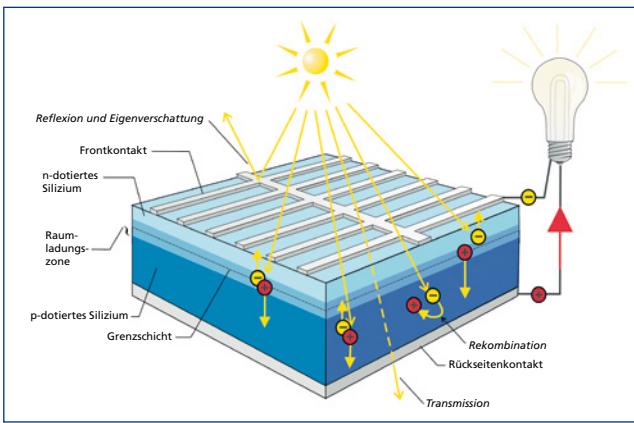


Abb. 7: Aufbau und Energieumwandlung einer kristallinen Silizium-Solarzelle

Fällt Licht auf die Solarzelle, kommt es, wie oben beschrieben, zur Ladungsträgertrennung und bei Anschluss eines Verbrauchers zum Stromfluss. An der Solarzelle treten Verluste durch Rekombination und Reflexion sowie durch Abschattung der Frontkontakte auf. Der größte Energieanteil geht in Form von lang- und kurzwelliger Strahlung, die nicht genutzt werden kann, verloren. Langwellige Strahlung wandert so zum Beispiel durch die Zelle hindurch (Transmission) und trägt nicht zur Ladungsträgererzeugung bei. Solarzellen können aufgrund der materialtechnischen Eigenschaften nur einen Teil des gesamten Spektrums des Sonnenlichtes nutzen (siehe Abb. 30). Ein anderer Teil der ungenutzten Energie wird absorbiert und in Wärme umgewandelt. Am Beispiel einer kristallinen Silizium-Solarzelle werden in der folgenden Energiebilanz die einzelnen Verlustmechanismen dargestellt:

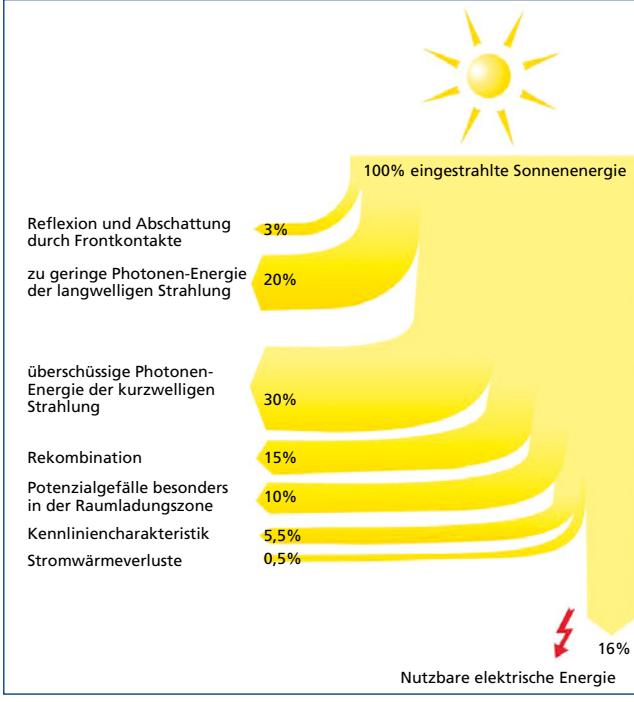


Abb. 8: Energiefluss in der Solarzelle

2.3 Verschiedene Solarzellentypen

Es gibt eine Vielzahl von Materialien und Konzepten für Solarzellen. Sie unterscheiden sich in Form und Farbe sowie in ihren Eigenschaften und Leistungsdaten. Im Folgenden werden wichtige Solarzellentypen vorgestellt.

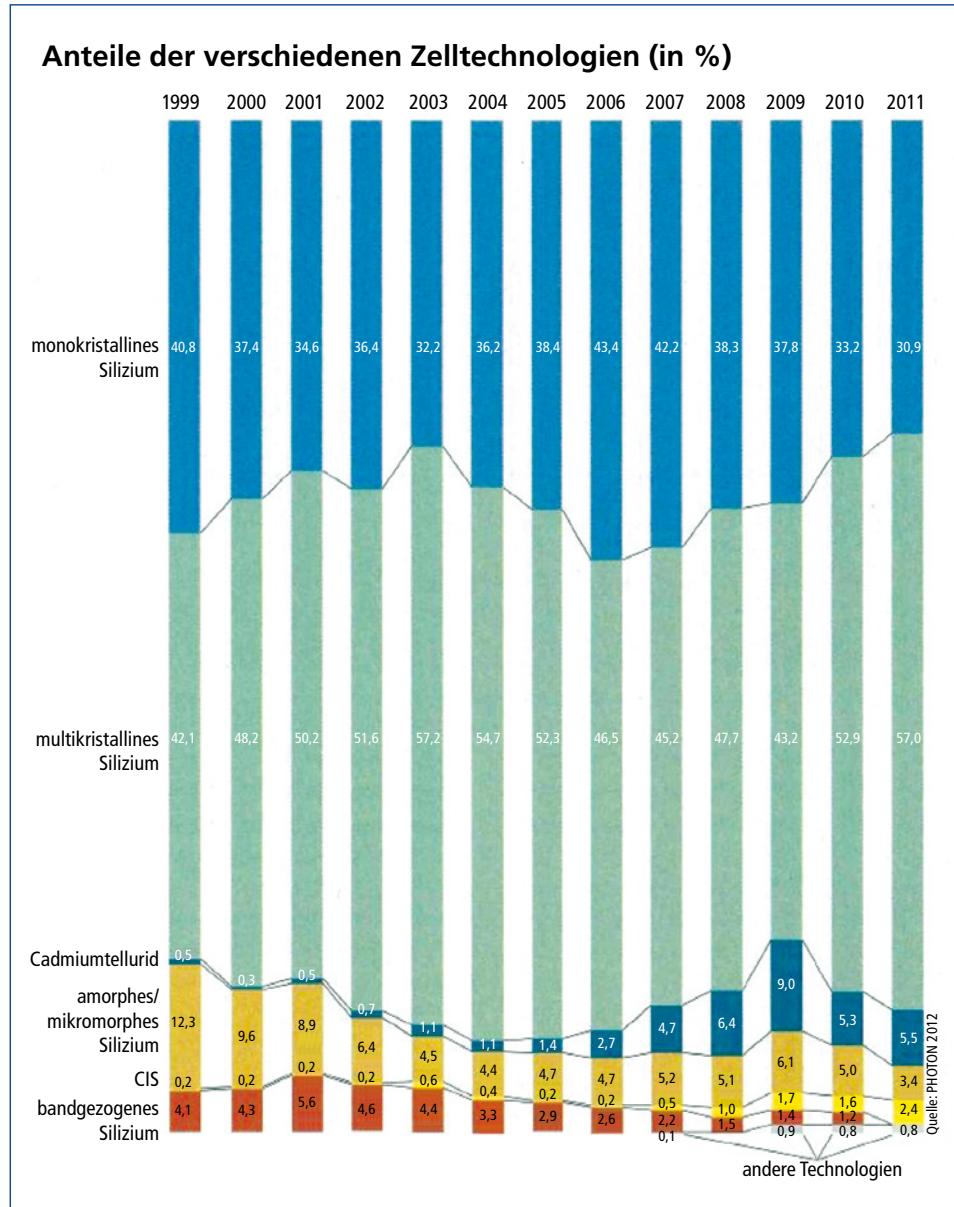


Abb. 9: Marktanteile der verschiedenen Zelltechnologien, Stand 2012

Solarzellen auf Basis von kristallinem Silizium dominieren mit 86 % den heutigen Markt. Silizium ist ein ungiftiges und in der Elektronik bekanntes und erprobtes Material. Nach Sauerstoff ist Silizium das zweithäufigste Element auf der Erde und damit reichlich verfügbar. Es kommt jedoch nicht in Reinform vor, sondern muss aus eingeschmolzenem Quarzsand unter hohen Temperaturen gewonnen werden. In chemischen Prozessen wird das Rohsilizium weiter gereinigt, bis ein nahezu hundertprozentiger Reinheitsgrad erreicht ist. Während früher in der Photovoltaik hauptsächlich Siliziumabfälle der Elektronikindustrie als Grundmaterial für Solarzellen verwendet wurden, wird der zunehmende Bedarf vor allem durch eigenständige Solar-siliziumproduktion abgedeckt. Das hochreine Silizium kann auf verschiedene Arten zu monokristallinen oder polykristallinen Solarzellen weiterverarbeitet werden.

2.3.1 Monokristalline Zellen

Die monokristallinen (= einkristallinen) Silizium-Zellen sind meist quadratisch oder quadratisch mit abgerundeten Ecken (= semisquare). Das Kantenmaß der quadratischen Zellen beträgt 10, 12,5 und 15 Zentimeter. International ist es in der Solarindustrie üblich, die Maße in Zoll anzugeben: Es ergeben sich 4, 5 und 6 Zoll. Neuere semiquadratische Zellen besitzen eine Kantenlänge von 15,2 cm und werden oft mit drei Leitungsbändchen (Busbars) ausgestattet. Monokristalline Module mit abgerundeten Zellen bei einem Durchmesser von 6 Zoll (entspricht ca. 15 cm) werden auch angeboten, sind aber eher selten. Die Ursachen für deren geringere Verbreitung sind das gewöhnungsbedürftige Design von runden Zellen in rechteckigen Modulen und der geringere Modulwirkungsgrad aufgrund der geringeren Flächenausnutzung. In Modulen für die Gebäudeintegration, bei denen eine Teiltransparenz bzw. eine bestimmte optische Wirkung erwünscht ist, oder für Solar-Home-Systeme stellen runde Zellen aber durchaus eine Alternative dar. Der Materialverbrauch bei runden Zellen ist herstellungsbedingt – die Zellen werden aus runden Säulen geschnitten – sehr viel geringer als bei quadratischen Zellen. Um den Flächennutzungsgrad zu erhöhen und den Materialverbrauch gleichzeitig zu mindern, werden auch sechseckige Zellen angeboten.

Weil das Zellmaterial aus nur einem Kristall besteht, ist die Oberfläche der Zellen homogen dunkelblau bis schwarz. Die elektrische Qualität von monokristallinen Solarzellen ist sehr hoch. Sie erreichen Wirkungsgrade von über 21 % bei Hochleistungszellen, durchschnittliche monokristalline Zellen liegen bei 15 bis 19 %. Die Form der Zellen wird durch den Herstellungsprozess bestimmt. Bei Herstellung von einkristallinem Silizium wird zumeist der Czochralski-(Cz)-Prozess angewandt: Mittels eingetauchtem Kristallkeim wird aus einer hochreinen Siliziumschmelze unter langsamem Drehen ein runder Einkristallstab mit bis zu 30 cm Durchmesser und mehreren Metern Länge gezogen. Zuvor muss das Silizium in einem Tiegel bei Temperaturen von 1 420 °C zum Schmelzen gebracht werden. Die Kristallisation ist der energieintensivste Prozess in der Photovoltaik. Der runde Stab wird auf einen quadratischen Querschnitt zugeschnitten und anschließend in 0,3 mm dicke Scheiben (Wafer) gesägt. Beim Zuschniden der Stäbe und Sägen der Wafer geht ein großer Teil des Siliziums als Sägeabfall verloren. Je nachdem, wie viel von dem Einkristall abgeschnitten wird, entstehen später runde, semiquadratische oder quadratische Zellen. Auf die bereits p-dotierten Wafer wird eine dünne n-dotierte Schicht durch Phosphor-Diffusion aufgedampft. Mit Aufbringen der Rückkontakte schicht sowie der Stromkontaktefinger und der Antireflexschicht auf der Vorderseite sind die Solarzellen nun komplett. Die Antireflexschicht sorgt dafür, dass möglichst wenig Licht an der Zelloberfläche reflektiert wird. Je weniger Licht von der Solarzelloberfläche reflektiert wird, desto mehr Licht kann zur Energiegewinnung verwertet werden. Verschiedene Antireflex-

Schichten (Solarzelle) und Antireflex-Gläser (Module) haben sich bereits seit Jahren etabliert. Vermehrt werden die Zelloberflächen mit mikroskopisch kleinen Strukturen versehen. Hierfür wurden verschiedene Verfahren entwickelt: Mit dem Laser oder per mechanischer oder chemischer Bearbeitung werden mikroskopisch kleine pyramiden- oder rillenförmige Strukturen erzeugt, die als Lichtfallen funktionieren und so die Reflektion gegenüber dielektrischen Antireflexschichten nochmals deutlich reduzieren.

Hochleistungssolarzellen

Für die Herstellung von Hochleistungszielen auf Basis von kristallinem Silizium werden Halbleitermaterialien mit hoher Reinheit benötigt. Mit dem Float-Zone (FZ)-Verfahren können monokristalline n-dotierte Siliziumzellen höherer Reinheit hergestellt werden. Mit dem Czochralski-Verfahren können nur p-Wafer hergestellt werden, mit denen nicht ganz so hohe Zellwirkungsgrade erreicht werden. Beim FZ-Verfahren wird ein polykristalliner Siliziumstab mit einem monokristallinen Siliziumkeim an der Spitze durch eine elektromagnetische Spule hindurch geführt und mit Hilfe hochfrequenter Felder – beginnend an der monokristallinen Spitze – ringförmig geschmolzen. Beim Abkühlen bildet sich dann eine monokristalline Struktur im gesamten Stab. Der Wirkungsgrad von Solarzellen mit diesem Ausgangsmaterial verbessert sich um ein bis zwei Prozentpunkte. Außerdem ermöglichen diese n-Wafer Solarzellen eine einfachere Rückseitenkontaktierung, wodurch der Wirkungsgrad weiter steigen kann. Allerdings ist das Float-Zone-Verfahren aufwendiger und damit auch kostenintensiver.

HIT-Zelle: Die japanische Firma Sanyo (Panasonic) brachte 2003 HIT-Zellen-Module mit Modulwirkungsgraden von 16,1 % auf den Markt. Die HIT-Zelle stellt eine sogenannte Hybrid-Solarzelle dar, bei der ein monokristalliner Wafer beiderseitig dünn mit amorphem Silizium beschichtet wird, sodass hohe Zellwirkungsgrade von über 20 % und Modulwirkungsgrade über 19 % erreicht werden. Gegenüber den kristallinen Solarzellen zeichnet sich die HIT-Zelle durch eine höhere Energieausbeute bei hohen Temperaturen und durch Nutzung eines breiteren Strahlungsspektrums aus. Bemerkenswert sind auch die Betriebsergebnisse von HIT-Zellen-Modulen. Beim Betrieb einer Photovoltaik-Anlage mit HIT-Modulen konnte ein 7 %-iger Mehrertrag pro Kilowattpeak im Vergleich zu polykristallinen Modulen ermittelt werden. [4]

Rückseitenkontakteierte Solarzellen: Ein weiterer Ansatz zur Steigerung des Wirkungsgrades wird mit der Vermeidung von Verschattung durch die Frontkontakte beschritten. Dazu werden durch Gräben oder Löcher die elektrischen Kontakte an die Solarzellenrückseite geführt. Es entstehen Solarzellen, die ausschließlich auf der Rückseite kontaktiert sind. Seit 2004 produziert die amerikanische SunPower Corp. (die inzwischen vom französischen Energiekonzern Total übernommen wurde) komplett rückseitenkontakteierte Hochleistungszielen, die 2013 Wirkungsgrade von ca. 23 % und Modulwirkungsgrade von 21,5 % erreichen. Die monokristallinen Solarzellen werden im Float-Zone-Verfahren hergestellt. Die Kontaktierung erfolgt mittels Lasertechnologie. Weitere Solarzellhersteller (Hanwha Q-Cells, Kyocera, Sharp etc.) arbeiten an der Einführung der Rückseitenkontaktierung bei klassischen Cz-Solarzellen oder auch bei polykristallinen Zellen.

2.3.2 Polykristalline Zellen

Die polykristallinen (= mehrkristallinen) Zellen sind leicht an ihrer unterschiedlich blau schimmernden Kristallstruktur zu erkennen. Sie sind quadratisch mit einer Kantenlänge von 4, 5, 6

oder 8 Zoll (ca. 10, 12,5, 15 oder 21 cm). Die üblichen Wirkungsgrade liegen zwischen 13 und 16 Prozent.

Polykristallines Silizium ist einfacher und billiger herzustellen als monokristallines Silizium. Meist wird hierbei das Blockgießverfahren angewandt. Dabei wird Silizium im Vakuum auf 1 500°C erhitzt und in einem Graphittiegel bis in Nähe des Schmelzpunktes kontrolliert abgekühlt. So entstehen polykristalline Siliziumblöcke von 40 cm × 40 cm und 30 cm Höhe. Die Blöcke werden erst in Stangen und dann in etwa 0,2 mm dicke Wafer gesägt. Der Sägeabfall ist geringer als beim Beschneiden von monokristallinen Zylindern. Die anschließenden Produktionsschritte bis zur fertigen Solarzelle erfolgen genauso wie bei den monokristallinen Zellen. Beim Blockgießverfahren bilden sich Kristalle mit unterschiedlicher Orientierung aus. Durch die unterschiedliche Reflexion des Lichts lassen sich die einzelnen Kristalle gut erkennen. Durch die unterschiedliche Orientierung der Kristalle sinkt der Wirkungsgrad etwas.

Quasimonokristalline Zellen

Bis 2010 entwickelte BP-Solar beim Blockgießen ein Verfahren, bei dem eine monokristalline Platte als Saatkristall benutzt wird, sodass sich beim Abkühlen Kristalle gleich oder ähnlich orientieren. Aus diesem Material gelang es, »quasimonokristalline« Zellen mit Wirkungsgraden über 19 % [5] herzustellen. Nachdem BP sich aus der Solartechnik zurückzog, übernahmen vor allem chinesische Hersteller wie JA Solar, Renesola oder Suntech diese Technologie. Je weiter das im Block auskristallisierte Silizium von der monokristallinen Saatplatte entfernt ist, umso polykristalliner sind die dort aus dem Block geschnittenen Wafer. So entstehen aus einem Block unterschiedliche Wafer: quasimonokristalline, polykristalline und Misch-Wafer, die dann entsprechend unterschiedliche Wirkungsgrade besitzen. Die Quasimo-Zellen sehen optisch fast wie monokristalline Zellen aus und besitzen den höchsten Wirkungsgrad. Je nachdem, wie weit der geschnittene Wafer von der Saatplatte entfernt war, sind mehr oder weniger unterschiedlich ausgerichtete Kristalle zu erkennen.

2.3.3 Dünnschichtzellen

Der Kostendruck in der Photovoltaik führte in den 90er-Jahren zur verstärkten Entwicklung und Produktion von Dünnschichtzellen, bei denen der produktionstechnische Aufwand und der Material- und Energieeinsatz sehr viel geringer ist. Allerdings wurden die hohen Erwartungen, kurzfristig eine kostengünstigere Produktion aufzubauen zu können, nicht erfüllt. Die Hersteller hatten mit hohen Anfangsinvestitionen und technologischen Schwierigkeiten zu kämpfen. Außerdem wurde die erwartete Wirkungsgradsteigerung gerade bei Dünnschichtsilizium-Modulen nicht erreicht. Die automatisierte Massenfertigung bietet beträchtliche Kostenenkungspotenziale, die bei den derzeitig noch geringen Produktionsmengen nicht ausgeschöpft werden. Der Marktanteil von Dünnschichtmodulen lag 2012 bei etwa 10 %. Langfristig gehört der Dünnschicht-Technik mit ihrem hohen physikalischen und technologischen Potenzial sowie den kurzen Energierücklaufzeiten die Zukunft. Die Dünnschicht-Technologie fasziniert technisch und in der Anwendung durch vielfältige Eigenschaften. Hierzu zählen geringere Temperatur- und Verschattungsempfindlichkeit, Flexibilität, bessere Ausnutzung des spektralen Angebots der Sonne, geometrische Freiheit, mögliche Transparenz des Materials, homogenes Erscheinungsbild, Integrationsfähigkeit und Kunstlichteinsatz. Zelltechnologien mit absehbaren eingeschränkten Materialverfügbarkeiten (wie CIS und CdTe) werden dabei nur mittelfristig Marktanteile erobern und halten können. Dünnschicht-Technologien mit Sili-

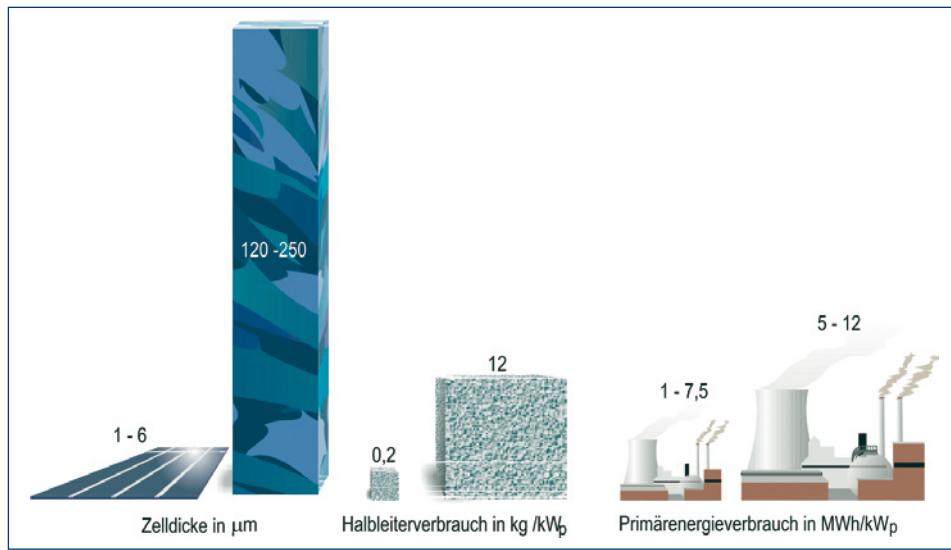


Abb. 10: Vergleich von Material- und Energieaufwand für die Herstellung von Dünnschichtzellen (jeweils links) und kristallinen Zellen (jeweils rechts)

zium oder Siliziumverbindungen erreichen noch zu geringe Wirkungsgrade. Sobald ihr Wirkungsgrad in den Bereich von kristallinen Siliziummodulen steigt, werden sie größere Marktanteile erreichen.

Derzeit sind die Investitionskosten einer PV-Anlage mit gleicher Nennleistung in Dünnschicht-Technik und in kristalliner Technik vergleichbar. Der Preisvorteil der billigeren Dünnschichtmodule wird durch die erhöhten Montage- und Installationskosten – für die gleiche Leistung wird mehr Solarfläche benötigt – und den höheren Planungsaufwand zumeist ausgeglichen. So ging der Marktanteil der Dünnschichtmodule seit 2010 zurück.

Dem Anwender fällt insbesondere die andere Optik der Dünnschichtmodule auf. Sie wirken im Gegensatz zur typischen Rasterstruktur kristalliner Module aus größerer Entfernung homogen. Dadurch wirken Dünnschichtanlagen auf Dächern oft unauffälliger und können besser an die Architektur des Hauses angepasst werden. Bei näherer Betrachtung werden viele zentimeterdicke Zellstreifen sichtbar, die an ein Nadelstreifenmuster erinnern. Durch die Verbreiterung der Abstände zwischen den Zellstreifen oder auch durch zusätzliche Trennschnitte, senkrecht zu den Zellstreifen, lassen sich semitransparente Module herstellen.

Anders als die waferbasierten kristallinen Module sind Dünnschichtmodule nicht an die Größe der Siliziumwafer gebunden, so sind sie flexibler in den Formen und Abmessungen.

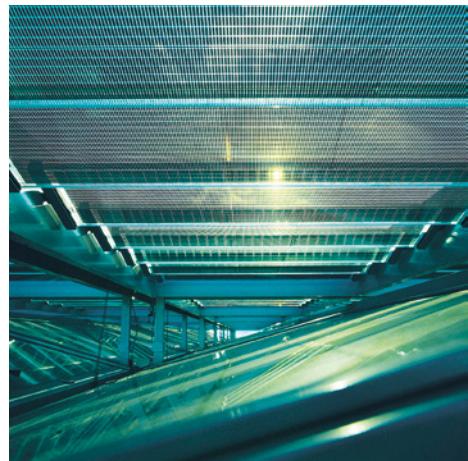
Bei der Herstellung von Dünnschichtzellen wird – anders als bei den bisher beschriebenen Verfahren – das Solarzellenmaterial als hauchdünne Schicht von einigen Mikrometern auf Glas aufgetragen. Neben Glas werden auch andere kostengünstige Trägermaterialien wie Kunststoff oder Metallfolien verwendet. Die eingesetzten Verfahren benötigen lediglich Temperaturen zwischen 200 °C und 500 °C (statt 1 500 °C bei kristallinen Siliziumzellen). Während bei der Modulherstellung kristalliner Solarzellen Zelle für Zelle in einem gesonderten Fertigungsschritt miteinander verlötet werden, ist die elektrische Verbindung von Dünnschichtzellen bereits in die Zellherstellung integriert. Die Frontkontakte bestehen hier aus einer hochtransparenten



■ **Abb. 11:** In-Dach-Anlage mit CIS-Dünnschichtmodulen



■ **Abb. 12:** Semitransparente amorphe Dünnschichtmodule an der Fachhochschule Trier, Umweltcampus Birkenfeld

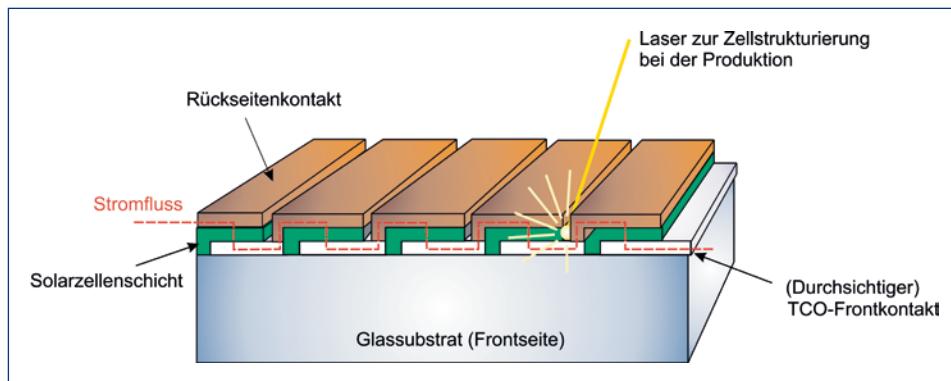


■ **Abb. 13:** Semitransparente amorphe Dünnschichtmodule als Sonnenschutz auf dem Berliner Paul-Löbe-Haus

und leitfähigen Metalloxidschicht, der sogenannten TCO-Schicht⁴. Die Zellen und Module werden in einem kombinierten Prozess hergestellt, dabei erfolgt die elektrische Trennung und Verschaltung der Zellen durch in den Herstellungsprozess eingebundene Strukturierungsschritte. Eine Zelle stellt somit einen langen, ca. 1 cm breiten Halbleiterstreifen dar. Zum Schutz wird der Aufbau mit einer Glasscheibe versehen und mit einem Verbundmaterial (Ethylen-Vinyl-Acetat, EVA) verkapselt.

Der größte Nachteil von Dünnschichtzellen ist ihr geringer Wirkungsgrad: Er ist im Vergleich zu kristallinen Siliziumzellen oft nur halb so groß. Allerdings erreichen die leistungsstärksten Dünnschichtmodule den Wirkungsgrad polykristalliner Standardmodule. Dieser Nachteil relativiert sich, wenn eine ausreichend große Fläche zur Verfügung steht und die Gesamtkosten

⁴ TCO = englisch: Transparent Conductive Oxide. Übliche TCO-Materialien sind Zinkoxid, Zinndioxid oder Indium-Zinn-Oxid. TCO-Schichten sind der entscheidende Kostenfaktor bei der Dünnschichtzellenproduktion.



■ Abb. 14: Herstellungsprinzip von Dünnschichtzellen

inklusive Planung, Montage und Installation besonders günstig sind. Und trotz des relativ geringen Wirkungsgrades kann die Energieausbeute unter bestimmten Bedingungen recht hoch sein. Gerade bei der Gebäudeintegration weist die Dünnschicht-Technik einige Vorteile auf (siehe Kap. 3.5.4).

Amorphe Siliziumzellen (a-Si)

Der Klassiker der Dünnschicht-Technik ist das amorphe Silizium. Schon 1974 entwickelten die Forscher die ersten funktionsfähigen amorphen Zellen. Wenig später begann der Siegeszug dieser ersten Dünnschichtgeneration. Amorphe Kleinmodule sind seitdem in Taschenrechnern, Uhren, Taschenlampen etc. im millionenfachen Einsatz.

Das amorphe Silizium bildet keine regelmäßige Kristallstruktur, sondern ein ungeordnetes Netzwerk. Es wird durch chemische Abscheidung bei Temperaturen von nur 200°C aus gasförmigem Silan hergestellt. Dotiertes amorphes Silizium besitzt eine sehr kurze Diffusionslänge, freie Ladungsträger würden sofort wieder rekombinieren⁵, ein Beitrag zur Stromerzeugung ist also kaum möglich. Abhilfe schafft der Einbau einer intrinsischen (undotierten) i-Schicht zwischen n- und p-dotierter Schicht, in der die Lebensdauer der Ladungsträger wesentlich höher ist. Hier findet die Lichtabsorption und die Ladungserzeugung statt, während die p- und n-Schicht das elektrische Feld erzeugen, das die freigesetzten Ladungsträger trennt. Die Struktur wird somit pin-Struktur genannt.

Nachteil der amorphen Zellen ist der geringe Wirkungsgrad, der durch die lichtinduzierte Alterung in den ersten sechs bis zwölf Monaten im Betrieb sogar noch abnimmt (Staebler-Wronski-Effekt), sich dann aber auf einem stabilen Wert hält.

Der Wert nach dieser Anfangsdegradation wird vom Hersteller als Nennleistung angegeben. Das bedeutet, dass amorphe Module mit einer höheren Leistung (meist ca. +15 %) als der Nennleistung ausgeliefert werden. Die Entwicklung von Stapelzellen führte zu höheren Wirkungsgraden. Bei Tandemzellen werden zwei und bei Tripel-Zellen drei pin-Strukturen übereinander abgeschieden. Mit amorphen PV-Modulen wurden so bis zu 7 % Wirkungsgrad erreicht.

⁵ Mit Rekombination (Rückkehrprozess) wird die Bindung eines freien Elektrons mit einem Atom mit fehlendem AußenElektron bezeichnet.

Mikromorphe Solarzellen (μ -Si/A-Si)

Mikromorphe Solarzellen sind eine Kombination von mikrokristallinem und amorphem Silizium in Tandemzellen. Bei der Herstellung wird ähnlich wie bei amorphen Solarzellen mit Silan bei Temperaturen um 200°C ein Plasma erzeugt und auf Glas eine ca. 0,3 Mikrometer dicke amorphe Siliziumschicht abgeschieden. Durch Veränderungen der Abscheideparameter des Plasmas (Temperatur, Druck und Mikrowellenfrequenz) entsteht dann auf der glasabgewandten Seite eine 0,25 Mikrometer dicke kristalline Struktur, die mikrokristalline Siliziumschicht (μ -Si). Die besten elektrischen Eigenschaften stellen sich ein, wenn noch nicht das gesamte amorphe Material mikrokristallin geworden ist. Die Schichten werden dabei strukturiert, sodass möglichst pyramidenförmige Oberflächenstrukturen entstehen, die bessere optische und elektrische Eigenschaften als glatte Strukturen aufweisen. Dabei bestehen die Herausforderungen in einer kontinuierlichen Abscheidung der mikrokristallinen Schicht bei einem engen Prozessfenster des Plasmaverfahrens, in der Stromanpassung der beiden Schichten (a-Si und μ -Si) sowie der spektralen Optimierung des TCO und den optischen Eigenschaften des Rückkontaktees.

Die entstehende Tandem-Zelle kann das Sonnenspektrum besser nutzen und besitzt im Gegensatz zu rein amorphen Zellen einen doppelt so hohen Wirkungsgrad. Vorteilhaft neben dem höheren Wirkungsgrad von derzeit bis 12 % ist die geringere Anfangsdegradation von maximal 10 % der Anfangsleistung. Bisher liegen die Wirkungsgrade bei mikromorphen Standardmodulen zumeist bei 9 %. Die Firmen Mitsubishi Heavy Industries und Sharp haben neben Kaneka 2008 Module mit mikromorpher Technologie im zwei bis dreistelligen Megawattbereich produziert. Viele Hersteller von amorphen aber auch von kristallinen Siliziummodulen versuchten seit 2008 den Einstieg in diese Technologie. Da jedoch die erwarteten Wirkungsgradsteigerungen und Produktionskostensenkung im Vergleich zur konkurrierenden kristalli-

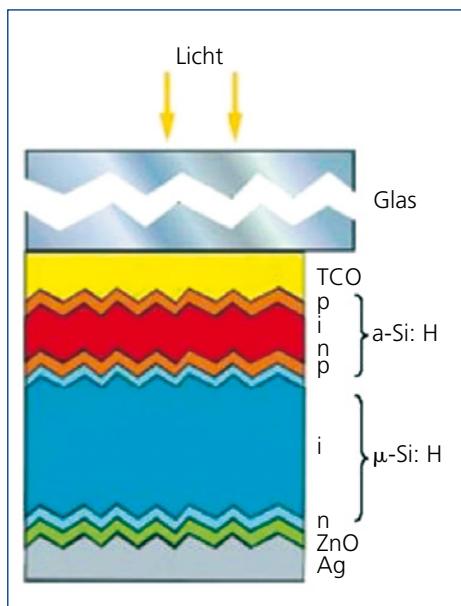


Abb. 15: Aufbau einer mikromorphen Stapelzelle

nen Technologie bisher ausblieben, stellten viele Hersteller (zum Beispiel Sharp, Inventux, Bosch Solar etc.) die Produktion zunächst wieder ein und verstärkten ihrer Forschung sowie Entwicklung in diesem Bereich.

Kupfer-Indium-Diselenid-Zellen (CIS)

Unter allen Dünnschicht-Technologien können CIS-Module derzeit die höchsten Wirkungsgrade aufweisen. So wurden im Labor mit kleinen CIS-Zellen über 20 % erreicht. Die gleichmäßige Abscheidung auf größere Flächen stellt die Forscher jedoch vor diverse Probleme. Deshalb wird in der Produktion bisher nur ein Modulwirkungsgrad von etwa 15 % erreicht. Mit einem Ausbau der Massenfertigung werden günstigere Produktionskosten als für kristalline Silizium-Module erwartet. Bei der Herstellung wird das Trägerglas in einer Vakuumkammer bei Temperaturen um 500°C mit einer dünnen Kontaktsschicht überzogen, auf die eine p-leitende CIS-Absorberschicht aufgebracht wird. Die anschließende n-leitende Cadmium-Sulfid-Pufferschicht verringert Verluste aufgrund von Fehlern im Kristallgitter. CIS-Solarzellen sind – anders als amorphes Silizium – nicht der lichtinduzierten Alterung unterworfen. Allerdings zeigen sie Stabilitätsprobleme in heißer und feuchter Umgebung. Deshalb ist auf eine sehr gute Feuchteversiegelung zu achten. Die CIS-Module wirken dunkelgrau bis schwarz.

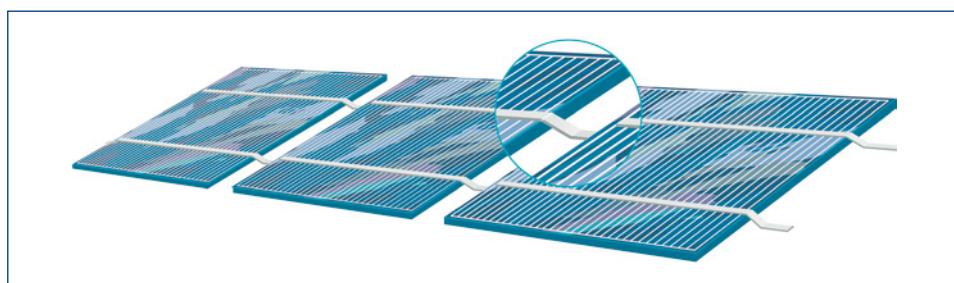
Prinzipiell lassen sich die CIS-Modulhersteller in zwei Gruppen einteilen: in Hersteller, die Solarzellen klassisch großflächig auf Glas abscheiden sowie in Hersteller, die die Zellen kleinteilig, meist auf Metallfolien, abscheiden und diese dann zu größeren Modulen verschalten. Unangefochtener Marktführer war 2011 die japanische Firma Solar Frontier mit einer Produktionskapazität von knapp 1 GW und einer jährlichen Produktion von 440 MW. Danach folgte die deutschen Hersteller Solibro mit 66 MW Produktion und Würth-Solar mit 30 MW in 2011. Die Leipziger Firma Solarion produziert seit Juli 2012 in einer 20 MW-Fertigungslinie CIS-Zellen auf Polyamidfolie im Rolle-zu-Rolle-Prozess. Die Zellen werden dann in rahmenlose Glas-Glas-Module eingekapselt. Die Firma plant, 2013 mit flexiblen CIS-Modulen auf den Markt zu kommen. Im Mai 2012 erzielte der amerikanische CIS-Hersteller MiaSolé einen Wirkungsgrad von 15,5 % mit einem flexiblen 1,68 m²-großen Modul. Bisher stellte MiaSolé im zweistelligen Megawatt-Bereich Standard-Glas-Glas-CIS-Module mit Wirkungsgraden von 14 % her. Die Produktion von flexiblen CIS-Modulen soll 2013 anlaufen.

Cadmium-Tellurid-Zellen (CdTe)

Die grauen bis schwarzen Cadmium-Tellurid-Solarzellen (CdTe) erreichen ebenfalls höhere Wirkungsgrade als amorphe Zellen. Die Massenproduktion läuft seit 2000. Die Abscheidung der Halbleiterschichten erfolgt bei etwa 700°C im Vakuumverfahren. Die CdTe-Technologie erfordert die niedrigsten Herstellungskosten unter den heutigen Dünnschichtmodulen. Die amerikanische Firma First Solar stellt seit Anfang 2000 CdTe-Module her. Die Module bewähren sich seither in den verschiedensten Anlagen weltweit. Durch die Ausweitung der Produktion in den USA, Deutschland (das Werk in Frankfurt/Oder wurde im April 2012 geschlossen) und Malaysia erreichte FirstSolar 2011 ein Produktionsvolumen von fast 2 GW. Die rahmenlosen Doppelglasmodule besitzen einen Modulwirkungsgrad von bis zu 13 %. Nachdem 2009 das Patent für diese Technologie ausgelaufen ist, sind weitere Firmen in die CdTe-Modulproduktion eingestiegen, ohne nennenswerte Marktanteile zu erreichen. CdTe-Module hatten bis 2010 deutliche Kostenvorteile gegenüber kristallinen Modulen. Dieser ist jedoch seitdem deutlich geschrumpft, verbunden mit der Reduzierung des Marktanteils.

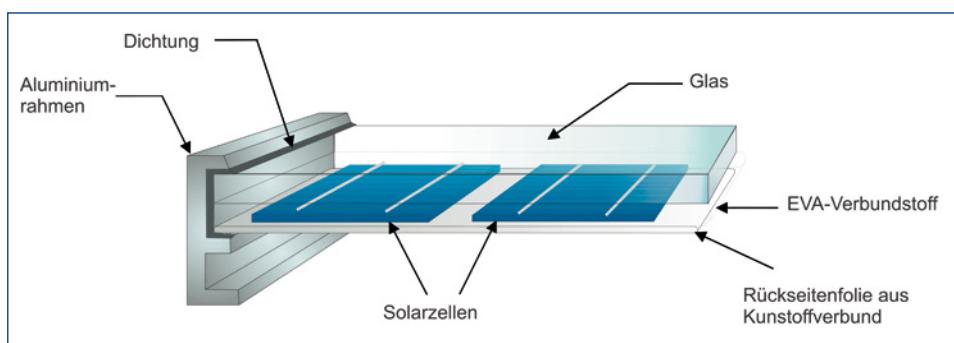
2.4 Von der Solarzelle zum Modul

Übliche kristalline Solarzellen zeigen derzeit Leistungswerte von bis zu 5 Watt mit einer typischen Zellspannung von 0,5 Volt. Um größere Einheiten mit gängigen Spannungen als anschlussfertiges Bauteil bereitzustellen, werden viele Solarzellen zu einem »Solarmodul« zusammengefasst. Übliche Solarmodule – die Standardmodule – besitzen heute meist 36, 48, 54, 60 bzw. 72 Zellen, die zumeist in einem, mitunter in zwei Zellsträngen (»Strings«) elektrisch hintereinander (»in Reihe«) geschaltet sind. Dazu werden jeweils die Frontkontakte einer Zelle (Minuspol) mit den Rückkontakten (Pluspol) der nächsten Zelle vollautomatisch verlötet. Anfang und Ende jedes Strings werden für den späteren elektrischen Anschluss aus dem Modul geführt. Bei der Herstellung von Dünnschichtmodulen entfällt das Verlöten der einzelnen Zellen. Die Dünnschichtzellen werden als lange schmale Streifen auf einer Glasscheibe aufgedampft und bereits innerhalb des Beschichtungsverfahrens in Reihe geschaltet.



■ Abb. 16: Zellverstringung – Reihenschaltung der einzelnen Solarzellen

Für die Herstellung eines Moduls werden meist vier bzw. acht Zellreihen nebeneinander gelegt und dann verkapselt. Es ergeben sich somit rechteckige Modulabmessungen, die von der Zellgröße bestimmt werden. Die fertigen Strings werden zwischen einer Glasscheibe auf der Vorderseite und einer Kunststofffolie (zum Beispiel Tedlar) auf der Rückseite zu dem Solarmodul verkapselt. Dabei werden die Solarzellen beidseitig in Ethylen-Vinyl-Acetat (EVA), neuerdings häufiger auch in andere Polyethylen-Verbindungen, eingebettet. Auf diese Weise sind die Zellen vor Witterungseinflüssen, mechanischen Beanspruchungen und Feuchtigkeit geschützt.



■ Abb. 17: Aufbau eines gerahmten Standardmoduls

EVA ist transparent und isoliert die Zellen elektrisch. Unter Wärme und Druck werden die Zellen mit dem Glas und der Folie zu einem wetterfesten und bruchsicheren Verbund zusammengebacken oder laminiert. Als Frontglas dient ein spezielles, gehärtetes Solarglas, das eisenoxidarm und daher besonders lichtdurchlässig ist. Diese kostengünstigste und leichteste Variante wird als Glas-Folien-Modul bezeichnet. Wenn auch die Rückseite aus Glas besteht, spricht man von Doppelglasmodulen. In vielen Fällen bekommen die Module einen Rahmen aus Aluminium, der die empfindlichen Glaskanten schützt und zur Montage genutzt wird. Rahmenlose Module werden meist Laminate genannt.

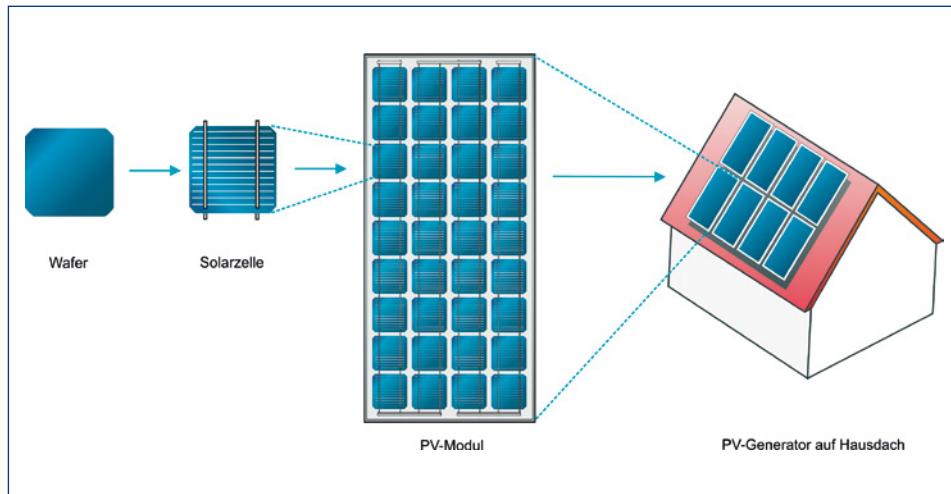


Abb. 18: Vom Siliziumwafer zum Photovoltaik-Generator

Durch ein Loch in der Rückseitenfolie oder im Rückseitenglas gelangen die Anschlüsse der Zellstrings nach außen. Auf die Durchgangsstelle wird die Modulanschlussdose geklebt. Sie besteht aus UV- und wärmebeständigem Kunststoff und beherbergt die Bypass-Dioden und die Anschlussklemmen, mit denen mehrere Module mit Solarleitungen untereinander verbunden werden. Eine witterungssichere Modulanschlussdose muss mindestens den Schutzgrad IP 54 besitzen und nach Schutzklasse II isoliert sein. Viele Module werden bereits mit Anschlussleitungen und verpolungs- und berührungssicheren Steckern geliefert. Die Module können dann einfach zusammengesteckt werden, ohne dass die Modulanschlussdose geöffnet werden muss.

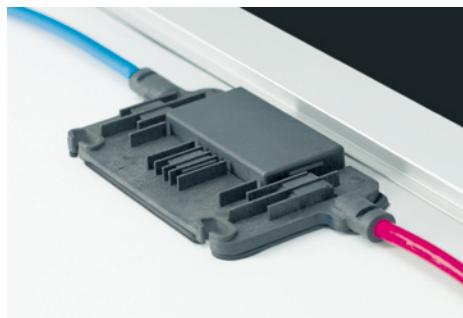


Abb. 19: Sehr flache, hermetisch verschlossene Modulanschlussdose

Solarmodule können nach Standardmodulen, Spezialmodulen oder Sondermodulen unterschieden werden. Standardmodule werden »von der Stange« in großen Stückzahlen preisgünstig für solche Photovoltaik-Anlagen hergestellt, die keine speziellen Anforderungen an die Module stellen. Sie werden mit Standard-Montagesystemen auf dem Dach oder auf Freiflächen installiert. Verschiedene Zelltechnologien, Formate und Leistungsklassen stehen zur Verfügung. Es gibt Standardmodule mit und ohne Rahmen. Ein übliches kristallines Standardmodul hat eine Leistung von 100 bis 300 Watt bzw. eine Fläche von 0,6 bis 2 m² und kann mit 8 bis 25 kg Gewicht gerade noch von einer Person gehandhabt werden.

Vom optischen Eindruck her lassen sich Standardmodule durch den Einsatz von verschiedenfarbigen oder transparenten Rückseitenfolien sowie durch das Rahmendesign verändern. Meist sind die Rückseitenfolien weiß, grau oder blau und die Module sind opak (lichtundurchlässig). Bei Verwendung von transparenten Rückseitenfolien kann Sonnenlicht über die Zellzwischenräume in den dahinter liegenden Raum gelangen – das Modul ist semitransparent. Das typische Schattenraster verschwimmt, wenn milchige Folien verwendet werden.

Neben der bei Standardmodulen schon beschriebenen Laminierung werden auch die Teflonverkapselung oder der Gießharzverbund zur Verkapselung von Solarzellen eingesetzt. Insbesondere Dünnenschichtmodule oder kristalline PV-Doppelglasmodule werden auch häufig mit Polyvinylbutyral (PVB) verkapselt. PVB wird in der Glasindustrie seit langem als Zwischenfolie für Verbundsicherheitsglas verwendet. PVB-Doppelglasmodule erfüllen deshalb die Voraussetzungen für die bauliche Zulassung zur Gebäudeintegration. Als Alternative zur EVA-Verkapselung werden verschiedenste Elastomere, Ionomere und Thermoplaste erprobt, die noch einfachere, schnellere und kostengünstigere Herstellungsprozesse ermöglichen.

Spezialmodule werden ebenfalls serienmäßig, aber für bestimmte Anwendungen hergestellt. Ein Beispiel sind Solardachziegel, die aufgrund ihrer Form und Größe wie normale Dachziegel



Abb. 20: Angepasstes Design von Glas-Folien-Modulen auf der denkmalgeschützten Kirche von Rietnordhausen (Thüringen). Dunkelgraue Rückseitenfolien, rahmenlose Module und gefärbte Frontkontakte bewirken einen sehr homogenen Flächeneindruck und passen zur Schieferendeckung des übrigen Kirchendachs



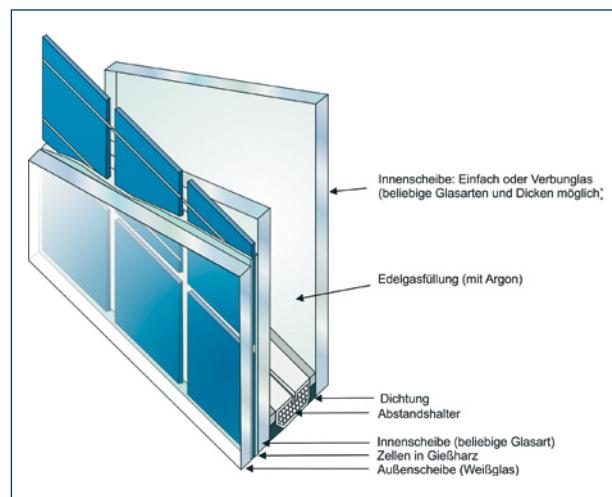
Abb. 21: Braas-Solardachziegel mit dunkler Tedlarfolie auf der Megawatt-Siedlung in Nieuwland bei Amersfoort (Niederlande)

verlegt werden können. Modul- und Dachziegelhersteller bieten eine breite Vielfalt solcher Spezialmodule an, zum Beispiel für Boote, Lampen, Parkscheinautomaten. So gibt es Module ganz ohne Glas, in denen die Solarzellen zwischen Folien einlaminiert bzw. zwischen Acrylgläsern oder Teflonschichten eingebettet sind. Mit diesen Techniken werden auch flexible oder nicht ebene Module hergestellt.

Oft werden vom Architekten oder Bauherrn bei Gebäudeentwürfen Module mit einem bestimmten Design, Aufbau oder Format gewünscht. Es werden also sozusagen maßgeschneiderte Sondermodule benötigt, die für das spezielle Gebäude individuell in der gewünschten Zellart, Größe, Farbe oder Lichtdurchlässigkeit angefertigt werden. Und wie auch beim Schneider ist der maßgeschneiderte Anzug individuell und schick, kostet allerdings mindestens das Doppelte wie ein Anzug von der Stange. Häufig werden die Zellen für Architekturanwendungen anstelle von EVA auch in Gießharz oder PVB eingebettet. Beim Einsatz von Glas-Glas-Modulen lässt sich die Transparenz der Module durch die Breite des Zellzwischenraumes einstellen.

Strukturiertes oder milchiges Glas lässt die Schattenkonturen der Zellen verschwinden. Durch die Verwendung von farbigen Gläsern lassen sich überraschende Farbeffekte erzielen. Abmessung und Form können nach Bedarf angepasst werden. Weicht man allerdings weit von der rechteckigen Grundform ab, kann dies die Funktion beeinträchtigen. So sind zum Beispiel trapezförmige oder dreieckige Module in Randbereichen oft elektrisch nicht aktiv.

Die Rückseite kann auch optisch gestaltet oder für bauliche Zusatzfunktionen genutzt werden. Mit einem Isolierglas auf der Rückseite wird aus dem Solarmodul eine stromerzeugende Wärmeschutzverglasung; es entstehen Solarmodule als Dreifachverglasung, die den Wärmeschutz eines Gebäudes gewährleisten (siehe Abb. 22). Ebenso ist es möglich, mit Sondermodulen eine Überkopfverglasung mit Verbundsicherheitsglas oder mit speziellem Schallschutzglas zu realisieren.



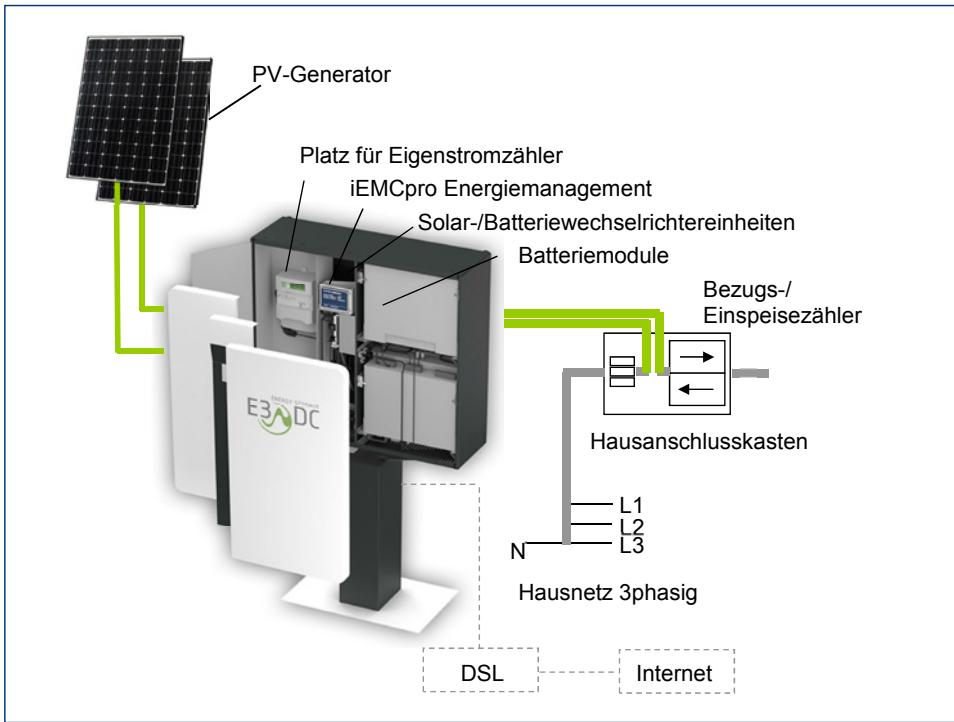
■ Abb. 22: Sondermodul mit kristallinen Solarzellen in Isolierglas



■ Abb. 23: Semitransparente Module mit kristallinen Solarzellen sowie Lamellen aus amorphen Solarzellen in Isolierglas

2.5 Speichersysteme ergänzen die Photovoltaikanlage

Zwei entscheidende Vorteile besitzen Speichersysteme beim Einsatz mit PV-Anlagen: Zum einen lässt sich der Solarstromverbrauch erhöhen und somit ggf. die Wirtschaftlichkeit verbessern, anderseits wird der Anlagenbesitzer etwas unabhängiger von der öffentlichen Stromversorgung und von Strompreissteigerungen. Ein Speichersystem für netzgekoppelte PV-Anlagen besteht aus den Batteriemodulen mit dem dazugehörigen Entlade- und Lademanagement, Laderegler, Wechselrichter, Überwachungseinheiten (Messtechnik, Eigenstromzähler, Datenlogger, Datenübertragungsschnittstellen etc.). Als Speicher kommen meist Blei- bzw. Lithium-Ionen-Akkumulatoren zum Einsatz.

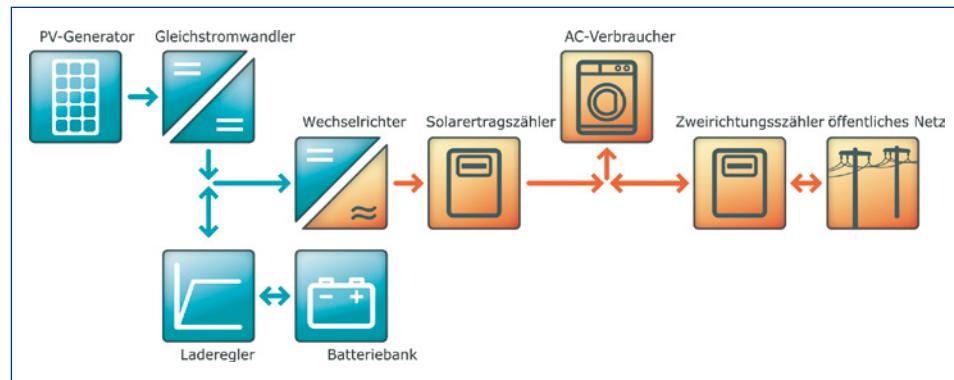


■ Abb. 24: Typisches Speichersystem für netzgekoppelte PV-Anlagen

Einige Speichersysteme können Energiemanagementfunktionen übernehmen. So können sie Verbraucher wie Geschirrspüler oder Waschmaschine gezielt zuschalten, wenn die Sonne scheint, um den Eigenverbrauch zu erhöhen.

Speichersysteme lassen sich unterscheiden in Systeme mit DC-Kopplung der Batterien über einen Gleichstromwandler sowie in Systeme mit AC-Kopplung über einen zusätzlichen Wechselrichter.

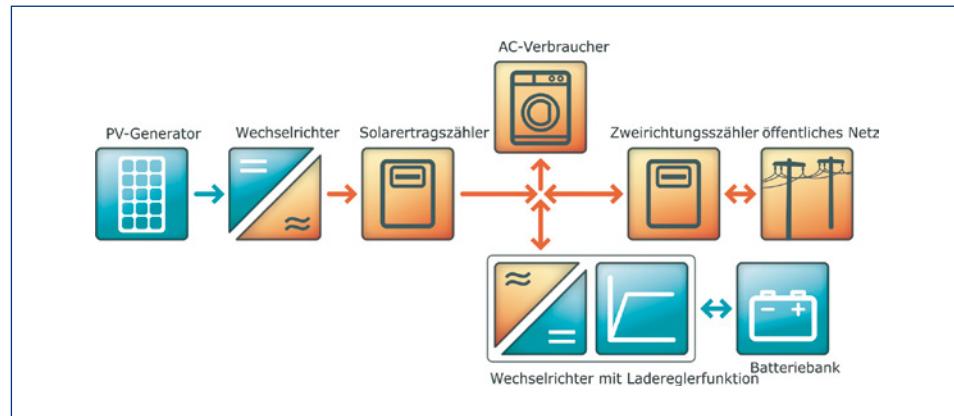
Bei DC-Systemen übernimmt ein separater Gleichstromwandler das MPP-Tracking. Parallel zu einem Netzwechselrichter wird dann je nach Solarstromangebot und dem Ladezustand die Spannungsversorgung der Akkumulatoren gewährleistet. Ein intelligenter Laderegler übernimmt die Steuerungs- und Reglungsfunktion, um die optimale Ladung zu gewährleisten. Bei



■ Abb. 25: Speichersystem mit DC-Kopplung der Akkumulatoren

einem Back-Up-System übernimmt er neben dem Laden und der Überwachung der Batteriesätze gegebenenfalls auch das Abschalten von Verbrauchern bei Bedarf. DC-Kopplungssysteme können prinzipiell höhere Wirkungsgrade erreichen und Herstellungskosten sparen, da sie keinen zweiten Wechselrichter benötigen.

Bei AC-gekoppelten Speichersystemen ist die PV-Anlage so aufgebaut wie bei netzgekoppelten PV-Anlagen ohne Speicher. Der einzige Unterschied ist, dass im Verbraucherstromkreis ein zusätzlicher Verbraucher, das AC-gekoppelte Speichersystem, angeschlossen wird. Somit kann eine bestehende netzgekoppelte Anlage relativ einfach mit einem Speichersystem mit AC-Kopplung nachgerüstet werden. Das System besteht aus einem Wechselrichter mit Ladereglerfunktion und der Batteriebank. Wenn Wechselrichter mit hohen Wirkungsgraden eingesetzt werden, ist der Wirkungsgradunterschied zum DC-System gering. Bei Back-Up-Systemen wird neben dem Laden und der Überwachung der Akkumulatoren auch das bedarfsweise Abschalten von Verbrauchern realisiert.



■ Abb. 26: Speichersystem mit AC-Kopplung der Akkumulatoren

Blei-Akkumulatoren

Der gebräuchlichste Akkutyp ist der einfache Bleiakku mit Gitterplatten und flüssigem Elektrolyten. Aufgrund seines Einsatzes als Starterbatterie in Autos wird er in großer Stückzahl kostengünstig hergestellt. Eine weitere Anwendung ist der klassische Solarakku. Allerdings erreichen Blei-Säure-Akkus üblicherweise nur eine Lebensdauer unter 2 000 Zyklen. Um diese Lebensdauer zu erreichen, müssen sie etwa alle 6 Monate gewartet werden. Dabei wird unter anderem der Elektrolytpegel kontrolliert und gegebenenfalls destilliertes Wasser nachgefüllt, Spannungen und Zellsäuredichten werden gemessen und der Akku wird vollgeladen.

Eine Weiterentwicklung des klassischen Bleiakkus mit Gitterplatten ist der wartungsfreiere Blei-Gel-Akku. Die Säure ist hier durch Zusätze zu einem Gel eingedickt worden. Deshalb besitzt der Blei-Gel-Akku eine höhere Entnahmekapazität bis 80 % und eine höhere Zyklenfestigkeit bis 3 000 Zyklen. Das bedeutet, dass man bei einer Betriebsdauer des Speichersystems von 20 Jahren mindestens dreimal die Akkumulatoren wechseln muss – das ist bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu berücksichtigen.

Schwere ortsfeste Panzerplatten-Bleiakkus mit Elektrolyt (OPzS) oder mit Gel (OPzV) können bei gutem Lademanagement höhere Zyklenzahlen bis über 5 000 Zyklen erreichen. Bei ortsfesten Panzerplatten-Bleiakkus mit Elektrolyt muss dabei eine Wartung alle 2 bis 3 Jahre erfolgen.

Lithium-Ionen-Akkumulator

Gegenüber dem Bleiakkumulator hat der Lithium-Ionen Akkumulator einige Vorteile. Insbesondere seine deutlich höhere Zahl von Ladezyklen sowie die höhere Energiedichte bei gleichzeitig größerer Entladetiefe machen ihn attraktiv für den Einsatz als Speicher bei PV-Anlagen. Aktuelle Entwicklungen und neue Angebote vermitteln den Eindruck, dass sehr wartungsarme Systeme mit einer Lebenszeit von 20 Jahren umsetzbar sind. Jedoch stützen sich die Herstellerangaben zur Lebenszeit und Zyklenfestigkeit im Allgemeinen lediglich auf beschleunigte Alterungstests mit nicht klar definierten Parametern. Insbesondere wenn keine Garantien vorliegen, sollten die Herstellerangaben daher kritisch betrachtet werden.

Hausspeichersysteme zur Ergänzung von PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern wurden im Rahmen des vom BMU geförderten Projektes Sol-ion erforscht und entwickelt. Dabei wurde ein Systemwirkungsgrad (Akkus und Energiemanagementelektronik) von 97 % mit dem System von Voltwerk (inzwischen Bosch PowerTec GmbH) und Akkus der Firma Saft erreicht.

Um Regelenergie für das Stromnetz bereitzustellen, wird im Rahmen des vom BMBF geförderten Projektes LESSY (Lithium-Elektrizitäts-Speicher-System) aktuell der Einsatz eines stationären Großspeichers mit einer Speicherkapazität von 700 kWh und 1 MW Ein- und Ausspeicherleistung getestet [6].

Im Unterschied zu den Bleiakkumulatoren können Lithium-Ionen-Akkumulatoren eine hohe Zyklenzahl von über 10 000 Zyklen erreichen, wenn sie nicht unter die Hälfte ihrer Kapazität entladen werden. Für den Einsatz in netzgekoppelten PV-Anlagen geben die meisten Hersteller von Speichersystemen Werte zwischen 5 000 bis 7 000 Zyklen an. Zudem besitzen sie im Vergleich zu Bleiakkus eine 50 bis 80 % niedrigere Selbstentladung. Allerdings ist ihr Tiefentladungsbereich um etwa 10 % höher als bei Blei-Gel-Akkus, sodass nur 70 % der Kapazität entnommen werden. Eine zu tiefe Entladung und ein Laden über die Ladeschlussspannung müssen unbedingt vermieden werden, da sonst der Akkumulator irreversibel zerstört werden kann. Batteriemanagementsysteme überwachen daher die Spannung jeder einzelnen Zelle.

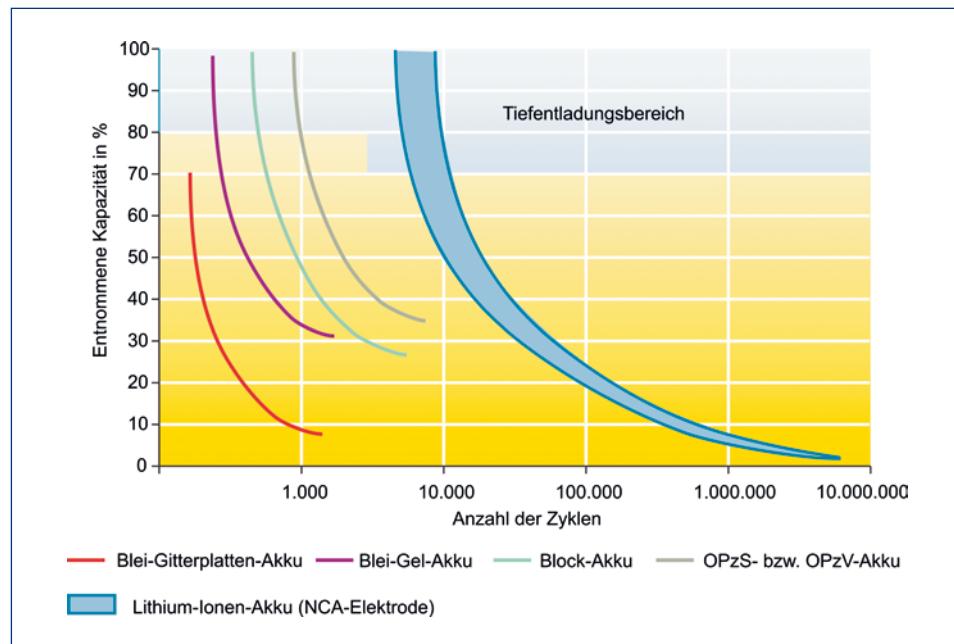


Abb. 27: Kapazität verschiedener Batterienarten in Abhängigkeit von der Zyklanzahl

Auch die Betriebs- und Lagertemperatur hat Einfluss auf die Lebensdauer, daher kommen zum Teil zusätzlich Temperaturmanagementsysteme zum Einsatz. Durch intelligentes Lademanagement und Betrieb bei konstanter Temperatur kann eine Lebensdauer von 20 Jahren erreicht werden. Bei Lithium-Ionen-Akkus, die auf NCA (Nickel Cobalt Aluminium) basieren, sinkt die Kapazität über lange Zeiträume kaum.

Eine Herausforderung stellt die mit der hohen Energiedichte verbundene Sicherheitsproblematik bei größeren Lithium-Ionen-Batteriestacks dar. Energielademanagementsysteme für separate Batteriemodule müssen insbesondere die Überladung und den damit verbundenen unkontrollierten Temperaturanstieg verhindern. Aufgrund der Feuer- und Explosionsgefahr sind hohe Sicherheitsanforderungen an Lithium-Ionen-Speichersysteme zu stellen. Obwohl viele Lithium-Ionen-Zellen zum Beispiel die schon existierenden europäischen Sicherheitsstandards der UN 38.8 erfüllen, können sie ein großes Sicherheitsrisiko darstellen, wenn sie in einem größeren System ohne geeignete Energiespeichermanagement- und Sicherheitssysteme zu höheren Spannungen verschaltet werden. Normierte Test- und Prüfverfahren für netzgekoppelte stationäre Lithium-Ionen-Speichersysteme sind derzeit in Entwicklung.

Vorteile	Nachteile
höhere Zellspannung	Batteriemanagement zur Überwachung jeder Zelle notwendig
hohe Energiedichte	
hohe Leistungsdichte	zur Gewährleistung der Langzeitstabilität Temperaturmanagement erforderlich
hoher Ladewirkungsgrad	
geringe Selbstentladung	
kein Memory-Effekt	hohe Kosten
wartungsfrei	hohe Sicherheitsanforderungen
hohe Zyklusfestigkeit	ca. 10 % geringere Entnahmekapazität als Blei-Gel-Akku

■ **Abb. 28:** Vergleich von Lithium-Ionen-Akkus zu Bleiakkumulatoren

Um hohe Qualitäts- und Sicherheitsanforderungen zu erfüllen, wurde vom Zentralverband des Elektrohandwerkes (ZVEH), dem Bundesverband der Solarwirtschaft (BSW) und der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) ein Speicherpass entwickelt, mit dem der Installateur dem Kunden die ordnungsgemäße Installation und Funktion des Systems dokumentiert.

3 Am Anfang steht die Planung

Photovoltaik lässt sich auf Altbauten nachträglich installieren und in Neubauten integrieren. Für beide Fälle gibt es einige Besonderheiten zu beachten. Die meisten Photovoltaik-Anlagen werden auf bestehenden Gebäuden im Zuge einer Sanierung bzw. Modernisierung errichtet. Große Flächenpotenziale für die Gebäudeintegration von Solartechnik liegen im Bereich der Alltagsarchitektur. Hier können Wohnsiedlungen aber auch Industrie- und Gewerbegebiete eine energietechnische wie auch baukulturelle Aufwertung erfahren.

Beim Neubau sollte der Fachplaner der Photovoltaik-Anlage möglichst frühzeitig mit dem Architekten sprechen. So kann die Anlage sowohl architektonisch in den Gebäudeentwurf integriert als auch energetisch-technisch optimiert werden. Wird der Fachplaner zu spät hinzugezogen, werden oft suboptimale Lösungen erreicht – mit zu geringen Energieerträgen oder unnötigen Zusatzkosten für spezielle Anpassungsdetails.

Es gibt für den Bauherrn, Architekten, Fachplaner oder Installateur eine Vielzahl von Rahmenbedingungen, die von allen Beteiligten möglichst frühzeitig erkannt, abgestimmt und in der Konzeption der Anlage entsprechend berücksichtigt werden sollten:

Bauherr und Architekt definieren:

- Lage und Ausrichtung des Gebäudes sowie Dachorientierung und Neigung
- Anlagendesign mit Zellmaterial, Modularität, Größe und Anordnung der Solarmodule (Solar-generator), Befestigung und Gebäudeintegration
- Statik, Dachanschlüsse, Leitungsführung, evtl. Deckendurchbrüche
- Stromverbrauch (insbesondere Tagesverlauf), zur Optimierung der PV-Eigenstromnutzung
- Investitionsvolumen und Wirtschaftlichkeit

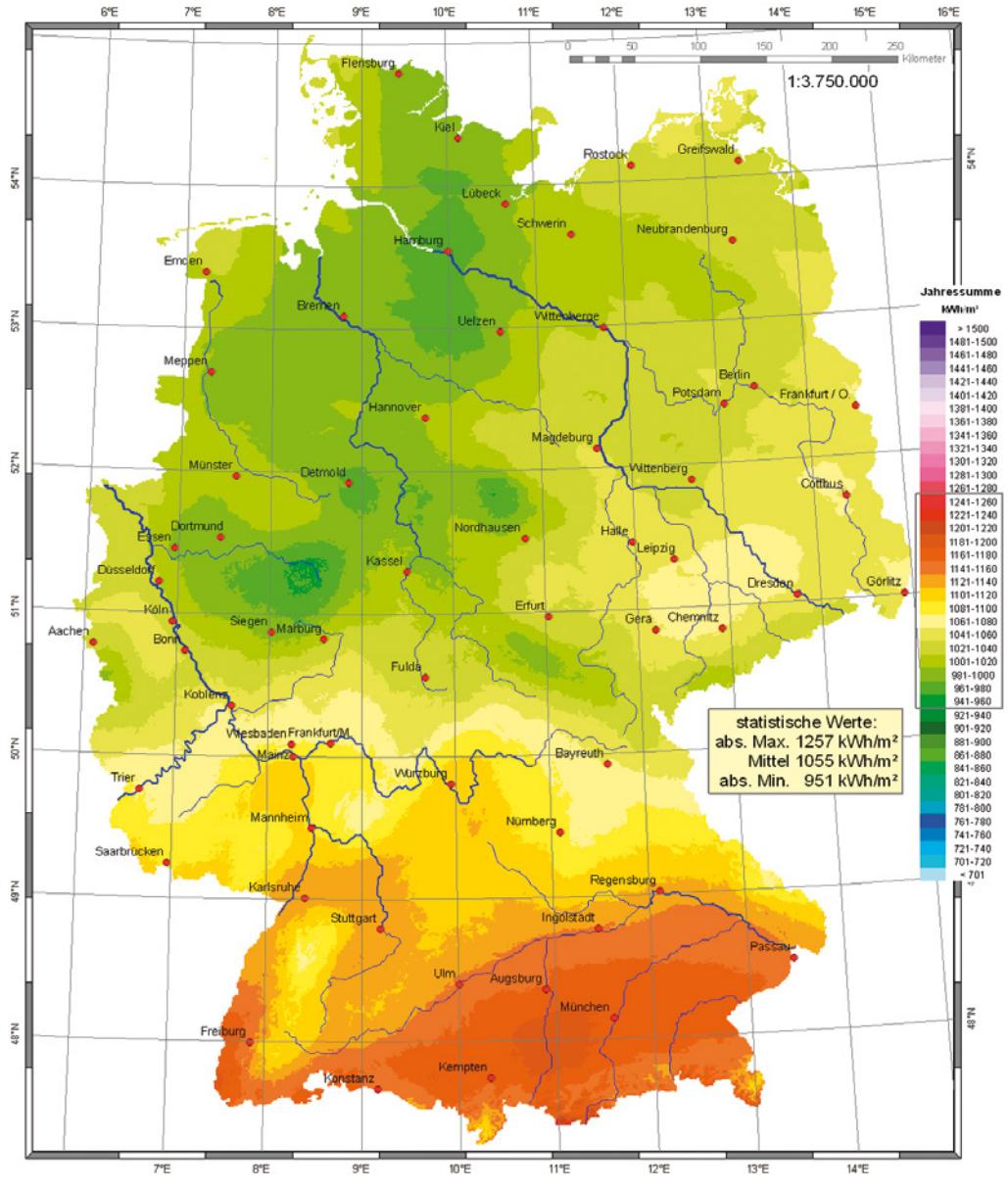
Fachplaner oder Installateur sind verantwortlich für:

- Anordnung der Module
- Lage und Zuordnung der Stränge
- Verschaltungskonzept
- Wechselrichterkonzept
- Montagesystem
- Anschlüsse
- Leitungsführung
- Blitz- und Überspannungsschutz
- Materialwahl
- Installationsort: Wechselrichter, Zählerschrank ...
- Energieertragsoptimierung

3.1 Wie viel Energie liefert die Sonne?

Die Einstrahlungsleistung sowie die jährliche Einstrahlungsenergie (Energie = Leistung × Zeit) werden auf die besonnte Fläche bezogen und auf einen Quadratmeter normiert. Auf der

Atmosphärenhülle der Erde beträgt die Leistung der senkrecht einfallenden Solarstrahlung durchschnittlich 1367 Watt pro m². Dieser Mittelwert heißt Solarkonstante. Auf dem Weg durch die Erdatmosphäre wird die Sonnenlichtleistung gemindert, denn Luftmoleküle, Wassertropfen und Aerosole reflektieren, absorbieren oder streuen die Strahlung (und sorgen für die blaue Farbe des Himmels). Bei schönem Wetter erreicht die Strahlungsintensität auf der Erdoberfläche um die Mittagszeit Spitzenwerte von 1000 W je m², relativ unabhängig vom Standort. Dieser Einstrahlungswert wird als Referenzwert zum Bestimmen der Nennleistung von Solarmodulen benutzt. (Näheres zu Standardtestbedingungen in Kapitel 3.5.1).



■ Abb. 29: Verteilung der durchschnittlichen jährlichen horizontalen Sonneneinstrahlung 1989 bis 2010

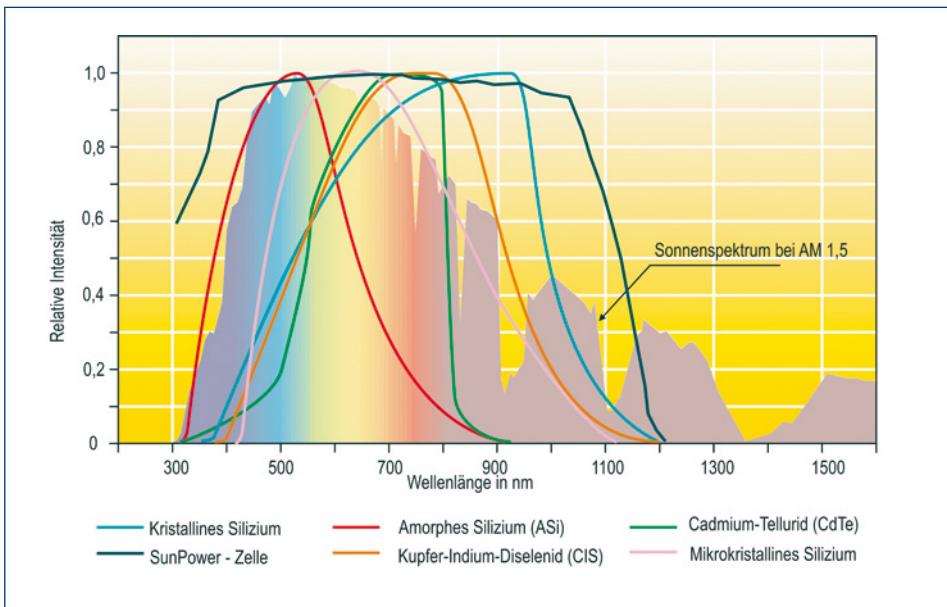
Die Solarstrahlung auf der Erde setzt sich aus einem diffusen und einem direkten Anteil zusammen. An klaren Tagen überwiegt die direkte Strahlung, die ohne Ablenkung aus Richtung der Sonne ankommt und scharfe Schatten wirft. Bei bedecktem Wetter hingegen, wenn die Sonne am Himmel nicht sichtbar ist, wird das Sonnenlicht zumeist in den Wolken oder im Nebel, aber auch in Dunst-, Ozon- oder Staubschichten gefiltert und abgelenkt. Es trifft dann nahezu vollständig als diffuse Strahlung ohne vorgegebene Richtung auf. Die Strahlungsintensität kann dadurch auf Werte unter 100 W pro m² sinken. Zusammensetzung und Intensität der Solarstrahlung werden vom Wetter, aber auch von Jahreszeit, Tageszeit und geografischer Breite beeinflusst. In Norddeutschland überwiegt in der Jahresbilanz die diffuse Sonneneinstrahlung gegenüber der direkten Strahlung mit ca. 60:40, während in Süddeutschland das Verhältnis ausgeglichen ist. Solaranlagen nutzen direktes und diffuses Sonnenlicht.

Summiert man den Energiegehalt der direkten und diffusen Solarstrahlung aller Sonnenstunden über ein Jahr, erhält man die jährliche Sonneneinstrahlung, die sogenannte Globalstrahlung in Kilowattstunden pro m² Fläche und Jahr. Dieser Wert ist regional sehr unterschiedlich und wird für die horizontale Fläche angegeben. In heißen Wüstengebieten erreicht sie Werte bis 2 500 kWh/m² im Jahr, während in Deutschland mit einer jährlichen Sonneneinstrahlung von 900 bis 1 200 kWh/m² gerechnet werden kann. Das Flächenmittel über die Jahre 1981 bis 2010 beträgt nach DWD-Daten 1 083 kWh/m² pro Jahr. Es ist ein Nord-Süd-Gefälle erkennbar, aufgrund des Mikroklimas treten jedoch lokale Unterschiede auf, zum Beispiel in einigen Regionen Ostdeutschlands oder an den Nord- und Ostseeküsten werden genauso hohe Werte wie Süddeutschland erreicht. In unseren Breiten entfällt mehr als drei Viertel der eingestrahlten Sonnenenergie auf das Sommerhalbjahr von April bis September. Seit 1990 steigt in Deutschland die jährliche Sonnenenergieeinstrahlung, vor allem wegen der durch Zusammenbruch und Umstrukturierung der Industrie in der ehemaligen DDR und in den Osteuropäischen Ländern verminderter Staub- und Schadstoff-Emissionen sowie der Verschärfung der Emissionsgrenzwerte in Deutschland und Europa. So erhöhte sich der Mittelwert der Einstrahlung der Jahre 1989–2010 in Bezug auf den DWD-Mittelwert der Jahre 1989–2000 um rund 4 %. [7]

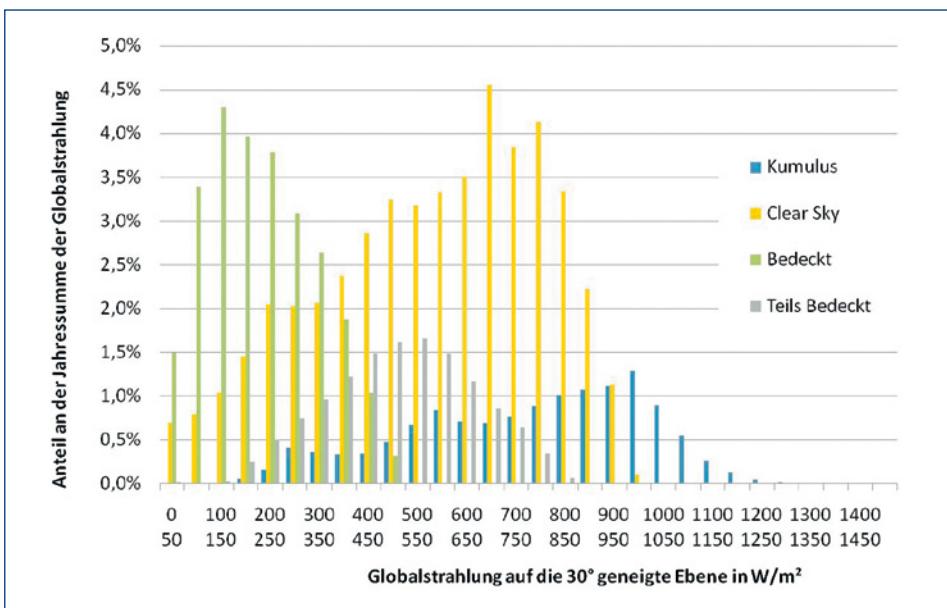
Die Sonneneinstrahlung setzt sich aus Anteilen mit verschiedenen Wellenlängen zusammen. So bilden kurze Wellenlängen das ultraviolette, die mittleren das energiereiche, sichtbare und die langen Wellenlängen das infrarote Licht. Die verschiedenen Zellmaterialien können unterschiedliche Bereiche des Sonnenlichtes mehr oder weniger gut in Energie umwandeln. Abb. 30 zeigt das komplette Sonnenspektrum bei AM = 1,5⁶ und die spektrale Empfindlichkeit der unterschiedlichen Solarzellmaterialien.

Die verschiedenen Solarzellen besitzen unterschiedliche spektrale Empfindlichkeiten. Kristallines Silizium kann den energiereichsten Bereich des Sonnenspektrums nicht optimal nutzen. Da jedoch das spektrale Verhalten nur ein Faktor für die Leistung einer Solarzelle ist, erreichen kristalline Zellen trotzdem hohe Wirkungsgrade. Bei mikromorphen Zellen addiert sich die spektrale Empfindlichkeit von amorphem und mikrokristallinem Silizium.

⁶ AM = 1,5 Air Mass (Abk. AM, engl. für Luftmasse) Bei senkrechtem Sonnenstand nimmt das Sonnenlicht den kürzesten Weg durch die Erdatmosphäre, die Atmosphärendicke wird einmal durchdrungen, der Faktor Air Mass ist somit gleich eins. Steht die Sonne hingegen in einem flacheren Winkel, verlängert sich die Strecke um den Faktor Air Mass AM. Dies bewirkt eine geringere Strahlungsintensität und eine veränderte spektrale (farbliche) Zusammensetzung des Sonnenlichts. Außerhalb der Atmosphäre gilt AM = 0. Für viele Teile der Welt wird ein Jahresmittelwert von AM 1,5 benutzt. Dieses Sonnenspektrum entsteht bei einem Sonnenhöhenwinkel von 41,8° und klarem Himmel.



■ Abb. 30: Sonnenspektrum und spektrale Empfindlichkeit von Solarzellen



■ Abb. 31: Einstrahlungsenergie des Jahres 2004 am Standort Kassel eingeteilt nach Bewölkungssituationen

Übers Jahr treten in Deutschland wolkenlose AM 1,5-Spektren (wie in der IEC61215 zum Leistungstest benutzt, siehe 3.5.1) nicht so häufig auf. Relevante Energiemengen ergeben sich auch bei teilweise oder vollständig bedecktem Himmel und den damit verbundenen Änderungen des Spektrums. Insofern sind Messungen bei unterschiedlichen Spektren für eine realitätsnahe Schwachlichtcharakterisierung von PV-Modulen erforderlich. Abb. 31, basierend auf einer detaillierten Einstrahlungsanalyse von 15-Sekundenwerten für den Standort Kassel 30° Süd-Ausrichtung, stellt die Energiemengen bei bestimmten Bewölkungssituationen eines Jahres über die Einstrahlungsklassen dar.

Es ist erkennbar, dass die höchsten jährlichen Energiemengen bei Einstrahlungen zwischen 600 und 900 W/m² auftreten. Einstrahlungen unter 200 W/m² erreichen noch 17 % der eingesetzten Jahresenergie, somit ist für Mitteleuropa auch das Schwachlichtverhalten der Module wichtig. In der Grafik sind Einstrahlungserhöhungen über 1000 W/m² zu erkennen. Lange Zeit hatte man angenommen, dass Werte über 1000 W/m² fast gar nicht auftreten. Diese kurzzeitigen Effekte werden durch Sonnenspiegelungen an Kumuluswolken hervorgerufen. Somit treten auch bei Einstrahlungen über 1000 W/m² relevante Energiemengen auf, die bei der Auslegung von PV-Anlagen berücksichtigt werden sollten.

3.2 Vorbereitung und Gebäudebegutachtung

Zu Beginn der Planung sollten bei einer Aufnahme des Standortes alle notwendigen Informationen und Rahmenbedingungen für die Photovoltaik-Anlage ermittelt werden. Eine gründliche Besichtigung hilft, Planungs- und Installationsfehler sowie Fehlkalkulationen zu vermeiden. Der Montageaufwand für die Solarmodule, der Installationsort zum Beispiel für den Wechselrichter, die Leitungswege, die Leitungsverlegung sowie die Erweiterung bzw. Änderung des Zählerschrankes können eingeschätzt und abgestimmt werden.

Folgende Punkte sollten bei der Standortaufnahme geklärt werden:

- Modularart, Anlagenkonzept, Montageart ...
- finanzieller Rahmen unter Beachtung der jeweiligen Förderbedingungen
- zur Optimierung auf den Solarstromeigenverbrauch: Stromverbrauch, Lastgang wenn vorhanden, Stromverbraucher am Tage
- nutzbare Dach-, Fassaden- bzw. Freifläche
- Ausrichtung und Neigung
- Ansätze für Photovoltaik-Leistung und Energieertrag
- Dachform, Dachaufbau, Dachunterkonstruktion und Art der Dacheindeckung
- nutzbare Dachdurchführungen (z. B. Lüftersteine, freie Schornsteinzüge)
- Angaben zur Verschattung, ggf. Verschattungsaufnahme
- Montageorte für Generatoranschlusskästen, Freischalteinrichtung und Wechselrichter
- Zählerschrank und Platz für weiteren Zähler
- Leitungslängen, Leitungswege und Verlegeart
- Zufahrt, besonders wenn für die Aufbringung der Solarmodule Hilfsmittel nötig sind: Kran, Gerüst usw.

Die folgenden Unterlagen erleichtern die Planung:

- Lageplan des Hauses zur Ermittlung der Ausrichtung
- Baupläne des Hauses zur Ermittlung der Dachneigung, der nutzbaren Fläche und der Leitungslängen, Dachstatik
- Fotografien vom Dach, Gebäude und Zählerplatz

3.3 Sind Standort und Gebäude geeignet?

Wichtig für die Wahl des Standortes für den Solargenerator⁷ ist die Ausrichtung zur Sonne und eine möglichst verschattungsfreie Fläche. Bei bestehenden Gebäuden ist die Wahl des Standortes schon von vornherein auf die Dach- und Fassadenflächen eingeschränkt. Ein Flachdach bietet meist noch sämtliche Freiheiten, während zum Beispiel ein Nord-Süd-Giebelhaus nur eine Ost- und Westdachfläche und eine Südfassade anbietet. Um die Flächen in ihrer Ausrichtung einschätzen zu können, wird die Einstrahlungserhöhung bzw. -minderung bei verschiedenen geneigten Flächen verglichen. Wenn eine Fläche senkrecht zur bevorzugten Einfallsrichtung der Sonnenstrahlung steht, trifft auf sie eine höhere Einstrahlungsleistung. Da sich der Sonnenstand im Laufe eines Tages und auch während des Jahres ändert, variiert der Einfallswinkel der Solarstrahlung ständig. Um abzuschätzen, ob bestimmte Dachflächen für die Nutzung der Sonnenenergie geeignet sind, müssen die Einstrahlungsverhältnisse über das ganze Jahr betrachtet werden. Als Hilfsmittel dienen Einstrahlungsdiagramme, aus denen die Jahreseinstrahlung für jede beliebige Ausrichtung und Neigung⁸ einer Fläche abgelesen werden kann (Abb. 32). Während in der Architektur Norden mit 0° gekennzeichnet wird, und dann die Winkel im Uhrzeigersinn bis 360° ansteigen, wird in der Solartechnik die Ausrichtung nach Süden mit dem Azimutwinkel 0° bezeichnet. Nach Osten werden die Winkel mit negativem Vorzeichen versehen (Ostausrichtung entspricht -90°), nach Westen werden die Winkel positiv gezählt (Westausrichtung entspricht $+90^\circ$).

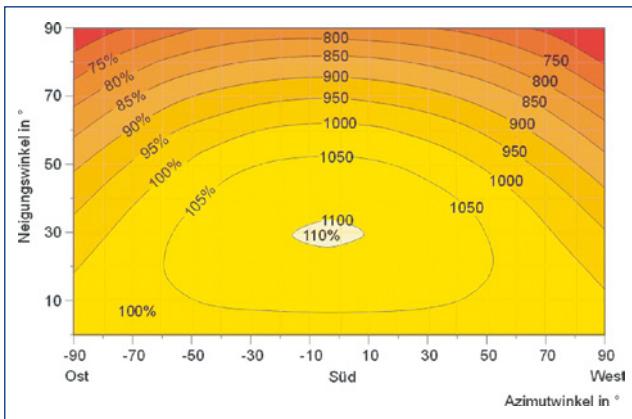


Abb. 32: Einstrahlungsdiagramm mit Jahressumme der Globalstrahlung auf unterschiedlich geneigte und ausgerichtete Flächen am Standort Berlin in Prozent und Kilowattstunden

⁷ Wie bei herkömmlichen Kraftwerken wird das zentrale Element, das den Strom erzeugt, als Generator bezeichnet. Ein Solargenerator besteht aus mehreren Solarmodulen, die meist auf Hausdächern installiert und zusammengeschaltet werden.

⁸ Der Neigungswinkel beschreibt den Winkel zwischen dem Solarmodul und der Horizontalen. Der optimale Neigungswinkel für Photovoltaik-Anlagen ist abhängig vom Breitengrad des Standortes.

Die maximale Einstrahlung über das Jahr erhalten wir in Deutschland auf Süddächern mit ca. 30° Neigung. Etwa 10 % beträgt der Einstrahlungsgewinn gegenüber einer horizontalen Fläche. Noch dazu lagern sich auf horizontalen Flächen Staub, Schnee und Laub ab. Nur durch regelmäßiges Reinigen kann die Anlage vor größeren Verlusten bewahrt werden. Bei Flächen, die mehr als ungefähr 12° geneigt sind, ist der Selbstreinigungseffekt durch den Regen und die Schwerkraft ausreichend, sodass auf ein manuelles Reinigen verzichtet werden kann. Die jährlichen Verschmutzungsverluste betragen im Allgemeinen zwischen 1 und 5 %. Mit steigender Neigung verstärkt sich der Selbstreinigungseffekt. Entscheidend für den Grad der Beeinträchtigung durch Staub- und Ruß-Verschmutzungen sind jedoch die örtlichen Gegebenheiten: Entfernung zu Industriegebieten bzw. Fernverkehrsstraßen (Staub) oder zu Wald bzw. Feld (Pollen, Laub). Verschattung durch Schnee tritt in ganz Deutschland auf. Die Anzahl der Tage im Jahr mit einer geschlossenen Schneedecke ist auf geneigten Anlagen meist relativ gering. Der Schnee auf Photovoltaik-Anlagen taut schneller ab als in ihrer Umgebung.

Eine Abweichung von Süden von $\pm 10^\circ$ und eine Abweichung der Neigung von $\pm 5^\circ$ lässt keinen merklichen Unterschied in der jährlichen Einstrahlung erkennen. Der »optimale« Standort bezogen auf die Einstrahlung kommt auf unseren Dächern selten vor. Aber wie in Abb. 32 dargestellt, ist die Abweichung vom Einstrahlungsoptimum der Dachausrichtung nicht so gravierend und beträgt zwischen Südwest und Südost bzw. einer Dachneigung zwischen 10° und 50° maximal 10 Prozent. Selbst Ost- oder Westdächer und andere Dachneigungen bis hin zu Fassaden bieten geeignete Standorte für Solaranlagen. Außerdem können Anlagen auf Ost- und Westdächer an den Tagesstromverlauf eines normalen Haushaltes besser angepasstes Solarstromangebot liefern, sodass ein höherer Eigenverbrauchsanteil realisiert werden kann.

3.4 Verschattungseffekte vermeiden

Neben einer günstigen Ausrichtung ist auch ein möglichst schattenfreier Standort eine Grundvoraussetzung für einen guten solaren Energieertrag. Dabei ist zu beachten, dass die Sonne und damit alle Schatten im Tages- und Jahresverlauf wandern. Bei der Anlagenauswertung im 1 000-Dächer-Programm⁹ wurde erkannt, dass bei etwa der Hälfte der Anlagen Verschattungseffekte zu beobachten waren. Bei einem Großteil dieser Anlagen wurden dadurch jährliche Ertragseinbußen von 5 bis 10 % verursacht.

Nachbargebäude, Bäume aber auch weiter entfernte hohe Gebäude können die Anlage verschatten oder zumindest zur Horizontverdunklung führen. Besonders negativ wirken nahe Schatten, zum Beispiel Freileitungen, die über das Haus führen und die einen schmalen, aber wirksamen wandernden Schatten werfen. Je näher ein Schatten werfendes Objekt ist, umso kritischer ist seine Wirkung. Zu achten ist insbesondere auf Schornsteine, Antennen, Blitzableiter, Satellitenschüsseln, Dach- bzw. Fassadenvorsprünge, versetzte Baukörper, Dachaufbauten. Einige Verschattungen können durch Verschieben des Photovoltaik-Generators oder des verschattenden Objektes (zum Beispiel Antenne) vermieden werden. Ist das nicht möglich, kann die Wirkung der Verschattung mit einer abgestimmten Zell- und Modulverschaltung und mit einem speziell angepassten Anlagenkonzept minimiert werden (Kapitel 3.5.3).

⁹ Bund-Länder-Breitentestprogramm für netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen: 1990–95 wurden mehr als 2000 kleine netzgekoppelte PV-Anlagen auf Dächern von Ein- und Zweifamilienhäusern errichtet und in einem begleitenden Messprogramm anschließend über mehrere Jahre untersucht.

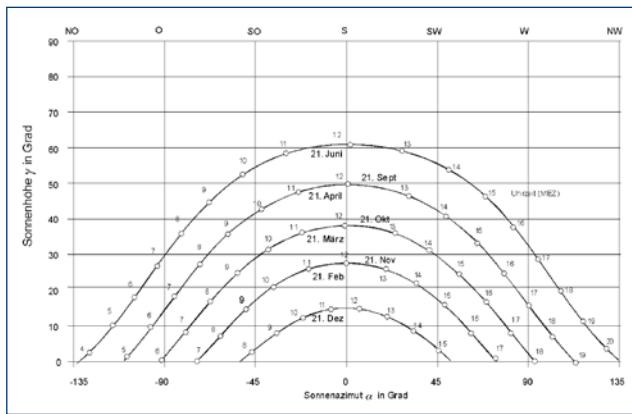


Abb. 33: Sonnenbahndiagramm von Berlin

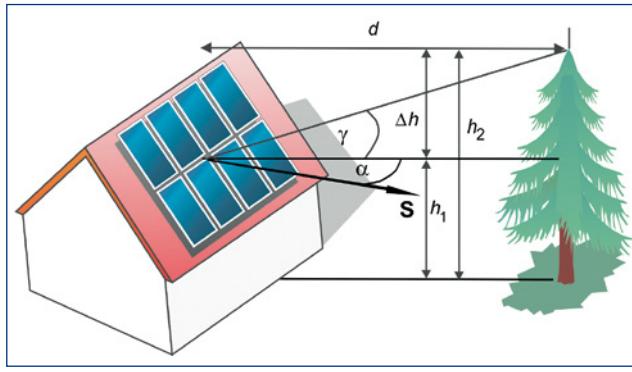


Abb. 34: Bestimmung von Azimut- und Höhenwinkel

Zur Bestimmung der Einstrahlungsverluste wird eine Verschattungsanalyse erstellt. Dazu wird, bezogen auf einen Punkt der Anlage, meistens auf den Mittelpunkt des Solargenerators, die Horizontlinie im 180°-Winkel von Ost über Süd nach West aufgenommen. Bei größeren Anlagen, oder falls eine höhere Genauigkeit erwünscht wird, sollte die Verschattungsanalyse für mehrere Punkte durchgeführt werden. Die Bestimmung der Horizontlinie kann mit Lageplan und Sonnenbahndiagramm erfolgen (vgl. Abb. 33).

Dazu müssen die Entfernung und die Abmessungen der schattenwerfenden Objekte ermittelt werden. Daraus können, wie in Abb. 34 dargestellt, die Azimut- und Höhenwinkel bestimmt werden.

Der Höhenwinkel γ wird aus der Differenz der Höhe der Photovoltaik-Anlage h_1 und der Höhe des verschattenden Objektes h_2 und dessen Entfernung berechnet:

$$\tan \gamma = \frac{h_2 - h_1}{d} \rightarrow \gamma = \arctan \frac{\Delta h}{d}$$

Die Bestimmung des Höhenwinkels wird für alle Hindernisse in der Umgebung der Photovoltaik-Anlage durchgeführt, wozu jeweils Höhe und Entfernung der Objekte zum Bezugspunkt bekannt sein müssen. Die Ermittlung des Azimuts der Hindernisse kann direkt aus dem Lageplan unter Beachtung der Himmelsrichtung erfolgen. Mit den Winkeln lässt sich eine Horizontlinie in das Sonnenbahndiagramm zeichnen. Zur weiteren Verarbeitung kann diese Horizontlinie in geeignete Software übertragen werden.

Immer mehr Handwerker benutzen zur Schattenanalyse spezielle Geräte. Basis der Analyse ist die Aufnahme der Horizontlinie durch Digitalfotografien. Daraus wird durch eine Software eine digitale Horizontlinie erzeugt und zur Weiterverarbeitung für Simulationsprogramme exportiert. So braucht der Planer die Daten nicht mühsam per Hand einzugeben. Während einige Geräte Horizontbilder erzeugen und dann die Auswertung am Bürocomputer erfolgt, ermöglicht das portable Gerät SunEye durch die Kombination von Fischaugenobjektiv, Kamera, GPS, PDA und Auswertesoftware eine detaillierte und komfortable Auswertung gleich am zukünftigen Anlagenstandort.

Als Ergebnis der Schattenanalyse ergibt sich die Silhouette der Verschattung durch die Gebäudeumgebung im Sonnenbahndiagramm. Aus diesem Diagramm kann abgelesen werden, in welchem Monat welche Verschattungseffekte auftreten. In dem in Abb. 36 dargestellten Beispiel ist der Standort im Winter knapp zwei Stunden (zwischen 9:30 und 11:20 Uhr) durch das mittlere Hochhaus verschattet; zusätzlich gibt es bei Sonnenauf- und -untergang etwa ein halbe Stunde lang Schatten. Im Zeitraum März bis September läuft der Schatten, verursacht durch das rechte Haus, nach 17:00 Uhr für ein bis zwei Stunden über den Standort.

Eine weitere Auswertung des Diagramms kann grafisch, rechnerisch oder am einfachsten per Software erfolgen. Simulationsprogramme berechnen aus der Horizontlinie die Einstrahlungsverluste und ermitteln daraus überschlägig die Ertragsverluste. Dabei wird der Schattenriss an

Abb. 35: Schattenanalysegerät SunEye mit Kamera und PDA mit Auswertesoftware zur Vorortauswertung

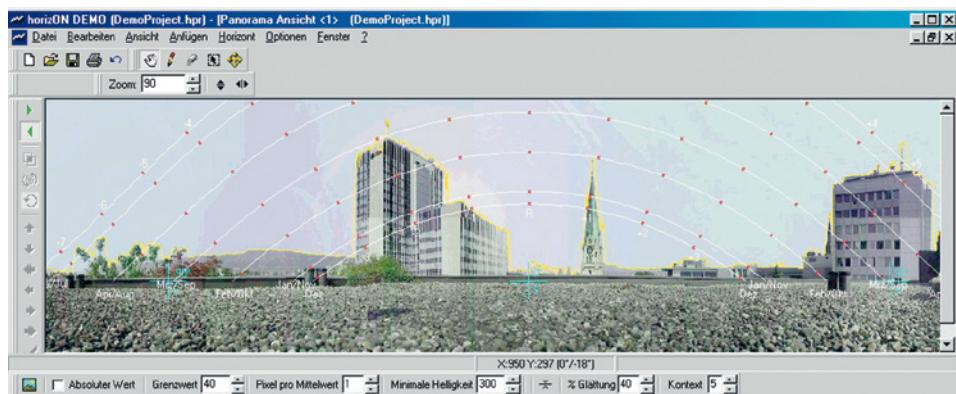


Abb. 36: Computergestützte Ermittlung der Horizontlinie anhand eines digitalen Panoramabildes mit dem Programm horizon

einem Punkt des Photovoltaik-Generators (oft Mittelpunkt) ermittelt und eingegeben. Diese Genauigkeit ist in vielen Fällen ausreichend. Für die Horizontlinie im Beispiel Abb. 36 und eine typische Photovoltaik-Anlage wurden mit dem Simulationsprogramm PV*SOL eine Einstrahlungsminderung von 9 % und Ertragsverluste von 10 % ermittelt. Ohne Software werden die durchschnittlichen Einstrahlungssummen für die einzelnen Monate am Anlagenstandort benötigt. Daraus können – durch die aus dem Sonnenbahndiagramm ermittelten prozentualen Anteile der Verschattung – für die jeweiligen Monate die Einstrahlungsverluste abgeschätzt werden. Dabei wird jedoch davon ausgegangen, dass die Verschattungen den gesamten Photovoltaik-Generator gleichmäßig erfassen. Die Ertragseinbußen fallen meist höher aus, als aufgrund der verschatteten Fläche zu vermuten wäre. Mit komplexeren Simulationsprogrammen wie PVSYST, PV*SOL und 3DSolarWelt ist eine dreidimensionale Verschattungsanalyse möglich, die auch inhomogene Schattenverläufe berücksichtigt. Zur genaueren Bestimmung der Verschattungsverluste müssen außerdem Modulanordnung, Zell- und Bypass-Dioden-Verschaltung (Kapitel 3.5.3), Modulverschaltung, Anlagenkonzept und Wechselrichterauslegung (Kapitel 3.5.5 und 3.6) berücksichtigt werden.

3.5 Anlage und Komponenten richtig dimensionieren

3.5.1 Leistung, Flächenbedarf und Wirkungsgrad

Kleinanlagen bis 10 kW können den Solarstrom komplett ins öffentliche Stromnetz einspeisen und werden gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet. Wie groß die Photovoltaik-Anlage sein soll, hängt dann nicht vom Strombedarf des Gebäudes ab, sondern vielmehr von der verfügbaren Fläche und den finanziellen Möglichkeiten. Allerdings ist es mit der sinkenden Einspeisevergütung, die auch bei Kleinanlagen unter dem Haushaltsstrompreis liegt, zunehmend attraktiv, den Solarstrom selber zu verbrauchen. Bei Anlagen über 10 kW muss nach dem EEG mindestens 10 % des Solarstromes im Gebäude selbst verbraucht werden oder dieser wird vom Anlagenbetreiber selbst vermarktet.

Als Faustwert für kristalline Module kann pro Kilowatt mit einer Fläche von 8 m² gerechnet werden. Zu beachten ist, dass meist nicht die ganze Fläche genutzt werden kann, weil Abstände zu den Dachrändern, Dachaufbauten, Dachfenstern, Blitzableitern etc. eingehalten werden müssen. Abb. 37 verdeutlicht, dass der Flächenbedarf von Photovoltaik-Anlagen von der Effizienz der Energieumwandlung abhängt. Hierbei spielt der Wirkungsgrad der Solarmodule eine wesentliche Rolle. Der Wirkungsgrad einer Solarzelle oder eines Moduls¹⁰ bestimmt die maximale elektrische Leistung, die eine bestimmte Zell- bzw. Modulfläche unter Sonnenlicht erzeugt.

¹⁰ Der Wirkungsgrad η von Solarzellen ergibt sich aus dem Verhältnis der durch die Solarzelle abgegebenen Leistung und der durch die Sonne eingestrahlten Leistung. Somit berechnet er sich aus der elektrischen Leistung im Punkt maximaler Leistung P_{MPP} , der solaren Einstrahlung e (in W pro m²) und der Fläche A der Solarzelle wie folgt:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A \times e} = \frac{U_{MPP} \times I_{MPP}}{e \times A}$$

Bei Solarmodulen wird für A die Modulfläche angesetzt. Auf den Datenblättern wird der Wirkungsgrad immer bei Standardtestbedingungen (STC) angeben: $\eta_{STC} = \eta$ STC. Daraus folgt der Nennwirkungsgrad von Solarzellen bzw. Modulen:

$$\eta = \frac{P_{MPP} (STC)}{A \times 1000 \text{ W/m}^2}$$

Abb. 37: Wirkungsgrad und Flächenbedarf von PV-Modulen mit unterschiedlichen Zelltechnologien (Stand 2013)

Solarzellenmaterial	Modulwirkungsgrad	Benötigte Fläche für 1 Kilowattpeak
Silizium-Hochleistungszellen (rückseitenkontaktiert, HIT)	17–20 %	5–6 m ²
Monokristallines Silizium	11–17 %	6–9 m ²
Polykristallines Silizium	10–16 %	6–10 m ²
Dünnschicht: Kupfer-Indium-Diselenid (CIS)	7–14 %	7–12,5 m ²
Cadmiumtellurid (CdTe)	7–13 %	9–17 m ²
Mikromorphes Silizium	7–12 %	8,5–15 m ²
Amorphes Silizium	4–7 %	15–26 m ²

gen kann. Da die Intensität der Sonneneinstrahlung wetterbedingt schwankt, wurde eine definierte Einstrahlung von 1 000 W/m² als Referenzwert für die Bestimmung des Wirkungsgrades festgelegt. Die Leistung der Solarzellen hängt ebenfalls von dem Sonnenspektrum und der Temperatur ab, so wurden auch diese Werte definiert: Die sogenannten Standardtestbedingungen (engl.: Standard Test Conditions, STC) zur Bestimmung der elektrischen Kennwerte in der Photovoltaik legen neben der Einstrahlung von 1 000 W/m² eine Zell- bzw. Modultemperatur von 25°C und ein Spektrum bei AM = 1,5 fest. Der Wirkungsgrad eines Moduls ist immer etwas kleiner als der Wirkungsgrad der Zellen, da das Frontglas das Sonnenlicht nicht vollständig passieren lässt und die Module nicht vollflächig mit Zellen belegt werden können. Auf dem Typenschild eines Moduls werden die maximale Leistung P_{\max} oder P_{MPP} mit der dazugehörigen MPP-Spannung U_{MPP} und dem MPP-Strom I_{MPP} angegeben, außerdem die beiden charakteristischen Maximalwerte Leerlaufspannung U_L und Kurzschlussstrom I_K . Diese Nennwerte unterliegen einer produktionsbedingten Toleranz von bis zu $\pm 10\%$.

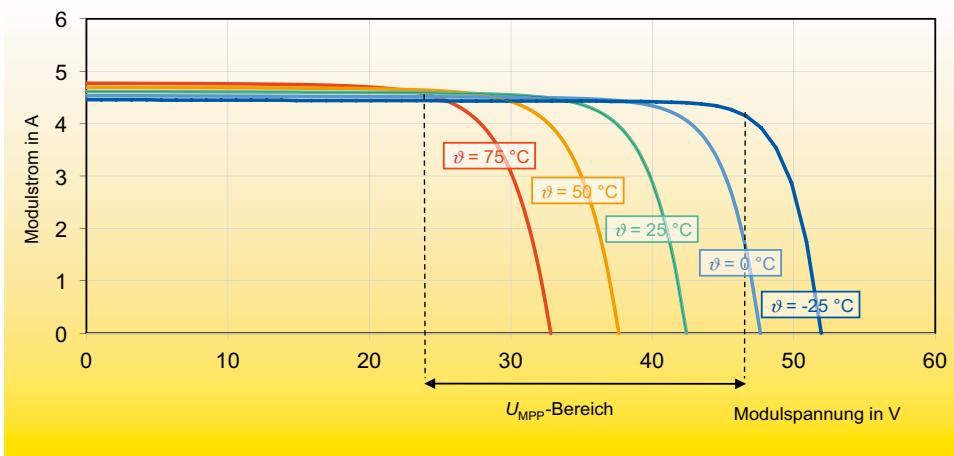
Die Modulkennlinie veranschaulicht das Zusammenwirken der Kenngrößen. Die Strom-Spannungs-Kennlinie zeigt alle Betriebspunkte, die sich je nach Belastungszustand des Solarmoduls unter STC-Bedingungen einstellen können.

Multipliziert man jeweils Strom und Spannung, ergibt sich die entsprechende Modulleistung. An dieser Kennlinie kann der Betriebspunkt mit der größten Leistung abgelesen werden: der MPP (englisch: Maximum Power Point).

3.5.2 Wetterföhligkeit der Solarmodule

Alle elektrischen Kennwerte von Solarzellen und Solarmodulen werden im Labor unter definierten Licht- und Temperaturverhältnissen gemessen. Diese Messergebnisse sind als Nenngrößen festgelegt. So lassen sich unterschiedliche Module unabhängig von Wetter und Standort miteinander vergleichen.

Im Gegensatz zu anderen technischen Geräten arbeiten Photovoltaik-Anlagen nur selten im Nennbetrieb, da die STC-Bedingungen in der Realität nicht oft auftreten. Strom, Spannung und Leistung verändern sich im Laufe eines Tages ständig – abhängig von Temperatur und Einstrahlung.



■ Abb. 38: Modulkennlinien kristalliner Solarzellen bei unterschiedlichen Temperaturen

Die Einstrahlungsstärke wirkt sich direkt auf den Modulstrom aus. Halbiert sich die Lichtintensität, liefert das Modul nur noch die Hälfte des Stroms. Die Modulspannung wird hauptsächlich durch die Modultemperatur beeinflusst. Die Spannung steigt bei niedrigen Temperaturen (Abb. 38). Im Winter kann die Spannung dadurch bis zu 20 % über den Nennwert klettern. Umgekehrt sinkt die Spannung bei höheren Temperaturen. Dementsprechend sinkt der Wirkungsgrad und damit das Leistungsvermögen bei Modularwärmung. An einem sonnigen Sommertag kann die Betriebstemperatur von Modulen auf dem Dach leicht auf über 50°C steigen. Je Grad Temperaturerhöhung verlieren kristalline Module durchschnittlich 0,4 bis 0,5 % ihrer Nennleistung. Trotzdem bringen Solarmodule im Sommer aufgrund der deutlich höheren Sonneneinstrahlung fast 80 % mehr Energie als im Winter. Eine gute Hinterlüftung des Solargenerators sorgt für Kühlung – und gute Stromerträge.

3.5.3 Schatten: Problem und Lösung

Da in den meisten Standardmodulen viele Zellen in Reihe geschaltet werden (Strings zu 36 oder 72 Zellen), sind Solarmodule sehr empfindlich gegenüber partiellen Abschattungen. Sind zum Beispiel durch eine Teilverschattung unterschiedlich beleuchtete Module in Reihe verschaltet, liefert der ganze Modulstrang so viel Strom wie das am wenigsten beleuchtete Modul. Wenn eine einzelne Zelle zum Beispiel durch ein Blatt abgedeckt wird, erzeugt diese Zelle keinen Strom mehr. Die anderen voll beleuchteten Zellen des Strings sind weiter aktiv und treiben den vollen Modulstrom durch die dunkle Zelle, in der die Energie in Wärme umgesetzt wird. Im schlimmsten Fall entsteht dort ein heißer Punkt (Hot Spot), der ein Loch in das Zellmaterial schmelzen und das Modul zerstören kann. Um dies zu verhindern, werden Bypass-Dioden eingesetzt, die den Strom an der ausgefallenen Zelle vorbeiführen. Meist überbrückt eine Bypass-Diode 18 bis 20 Solarzellen. Module mit 36 Zellen besitzen beispielsweise zwei Bypass-Dioden; häufig sind inzwischen auch Module mit 54 bis 60 Zellen und drei Bypass-Dioden.

Bypass-Dioden schützen also vor Schäden und sie vermindern gleichzeitig die Ertragsverluste durch Verschattungen. Eine Verschattung wirkt sich als stark reduzierte Einstrahlung aus, die zu einem reduzierten Stromfluss führt. Wenn der Schattenwurf eines Kamins, einer Dachgau-

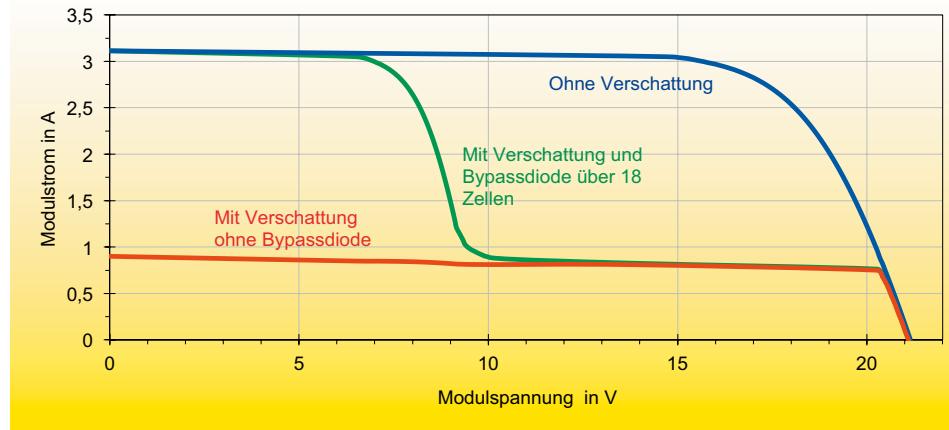


Abb. 39: Kennlinien eines Standardmoduls mit zwei Bypassdioden, bei dem eine Zelle zu drei Vierteln verschattet ist.

be oder einer Antenne auf eine Zelle im Modul fällt, tritt ein »Gartenschlaucheffekt« ein: Die verschattete Zelle wird zum Verbraucher und begrenzt so als schwächstes Glied den Strom in der gesamten Reihenschaltung. Ohne Bypass-Diode würden alle Solarzellen in Mitleidenschaft gezogen, obwohl sie von der Verschattung nicht betroffen sind. Dank der Bypass-Diode fällt jedoch nur die verminderte Leistung der 18 überbrückten Zellen ins Gewicht (Abb. 39).

In schneereichen Gebieten oder bei waagerechten Verschattungen, wie sie zum Beispiel durch Modulreihen bei Flachdachanlagen hervorgerufen werden, lassen sich durch waagerechte Anordnung von Standardmodulen die Verluste auf etwa die Hälfte reduzieren. Bei Verschattung überbrückt dann die Bypass-Diode nur zwei Zellreihen, und es werden nicht alle Zellreihen, wie bei der senkrechten Anordnung je Modul, elektrisch betroffen (Abb. 40).

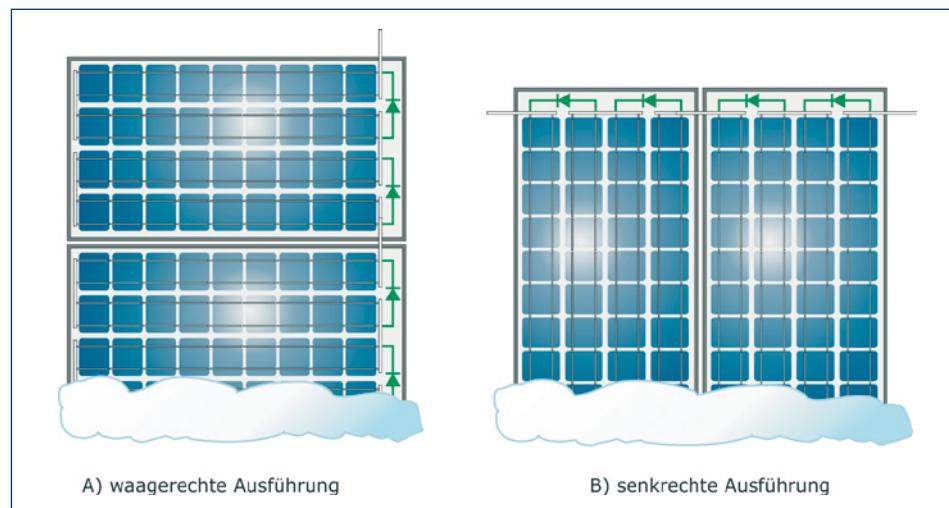


Abb. 40: Verschattung von Solarmodulen bei Schnee: Die waagerechte Anordnung minimiert die Verschattungsverluste.

Alle elektrischen Daten und Angaben zu Maßen, Gewicht, Grenzwerten für die thermische und mechanische Belastung und zur Einstrahlungs- und Temperaturabhängigkeit werden im Modul-Datenblatt angegeben. Die europäische Norm DIN EN 50380 schreibt vor, welche Informationen der Modulhersteller auf dem Datenblatt angeben muss. So können die Auslegung optimiert und verschiedene Module miteinander verglichen werden.

3.5.4 Besonderheiten von Dünnschichtmodulen

Kristalline und Dünnschicht-Module unterscheiden sich nicht allein in Wirkungsgrad und optischem Eindruck sondern auch in der Einstrahlungs- und Temperaturabhängigkeit, der spektralen Empfindlichkeit sowie in der Verschattungstoleranz. Der geringere Wirkungsgrad von Dünnschicht-Modulen führt zu einem höheren Flächenbedarf pro Leistung, hat jedoch keine Auswirkung auf den spezifischen Energieertrag pro Kilowatt installierter Leistung.

Bei den kristallinen Modulen werden Abmessungen und Spannung durch die Siliziumzellen bestimmt. Die Spannung ergibt sich als Vielfaches der in Reihe geschalteten Zellen. Dünnschicht-Module sind flexibler in den geometrischen Abmessungen, die Zellen bestehen aus 0,5 bis 2 cm breiten Zellstreifen. Mit der Vergrößerung der Modulfläche kann die Leistung nahezu stufenlos erhöht werden.

Neben dem geringeren Wirkungsgrad fällt die flachere Strom-Spannungs-Kennlinie von Dünnschichtmodulen, insbesondere der amorphen Module, auf. Dünnschichtmodule besitzen höhere Spannungen und niedrigere Ströme als kristalline Module. Somit ergeben sich bei der Reihenschaltung von wenigen Modulen schnell hohe Spannungen. Das muss bei der Auslegung berücksichtigt werden. Hinzu kommt, dass die maximale Systemspannung der Dünnschichtmodule mitunter nur bei 600 V liegt. Einige Hersteller schalten zwei Zelfelder in dem Modul parallel, sodass sich der Strom verdoppelt und die Spannung sich halbiert.

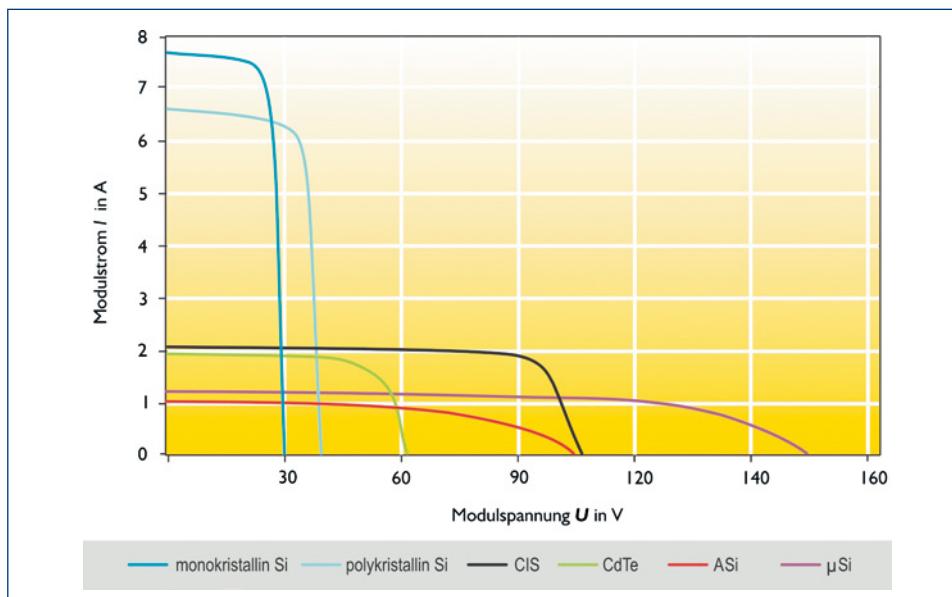


Abb. 41: Kennlinien typischer Standardmodule im Vergleich

Im Vergleich fällt die höhere Verschattungstoleranz der Dünnschichtmodule auf. Eine komplete Verschattung von einer Zelle führt bei kristallinen Standardmodulen mit zwei Bypass-Dioden in der Regel zum Ausfall des halben Moduls. Im Gegensatz dazu erschweren die streifenförmigen Zellen von Dünnschichtmodulen die Vollverschattung einer ganzen Zelle. Die Leistung vermindert sich bei Schattenwurf quer zu den Zellstreifen deshalb meist nur proportional zur verschatteten Fläche. Bei Schattenwurf längs der Zellstreifen kann der Verlust deutlich steigen. Außerdem kann es bei starkem Schattenwurf längs der Zellstreifen zur internen Zellerwärmung (Hot Spots) und dadurch bei längerer Belastung zu internen Zellstreifenkurzschlüssen (Shunts) kommen, die die Leistung des Moduls dauerhaft mindern.

Trotz des relativ geringen Wirkungsgrades kann die Energieausbeute unter bestimmten Bedingungen recht hoch sein. Dünnschichtmodule besitzen einen günstigeren Temperaturkoeffizienten, deshalb nimmt die Leistung bei höheren Modultemperaturen weniger stark ab als bei kristallinen Zellen. Und der Temperaturkoeffizient steigt mit sinkender Einstrahlung. So können amorphe Module bei niedrigen Einstrahlungen und höheren Temperaturen sogar einen größeren Wirkungsgrad als bei der Normtemperatur von 25 °C erreichen.

Einige Dünnschicht-Zellen nutzen das energieschwächere Licht bei bewölktem Himmel besser aus als kristalline Solarzellen, die besonders empfindlich für langwellige Solarstrahlung sind (vgl. Abb. 30). Amorphe Siliziumzellen können kurzwelliges Licht optimal absorbieren, mikrokristalline, CdTe- und CIS-Zellen dagegen die mittleren Wellenlängen. Dadurch erreichen Dünnschichtmodule in geringen Einstrahlungsklassen höhere Wirkungsgrade. In Stapelzellen, die vor allem bei amorphen Zellen üblich sind, werden die übereinander liegenden Einzelzellen für unterschiedliche Wellenlängenbereiche optimiert. Wenn solche Stapelzellen verwendet werden, kann der Wirkungsgrad bei Schwachlicht gegenüber dem STC-Wirkungsgrad um bis zu 30 % gesteigert werden (siehe Abb. 43). Allerdings kommt es dabei auf die Änderung des Sonnenspektrums (Blauverschiebung bei wolkigen Himmel und Rotverschiebung bei Sonnen-tiefstand) und die spektrale Empfindlichkeit der jeweiligen Dünnschichttechnologie an. So ist der jährliche Ertragsunterschied eher gering und wird eher durch den Temperaturfaktor bestimmt.

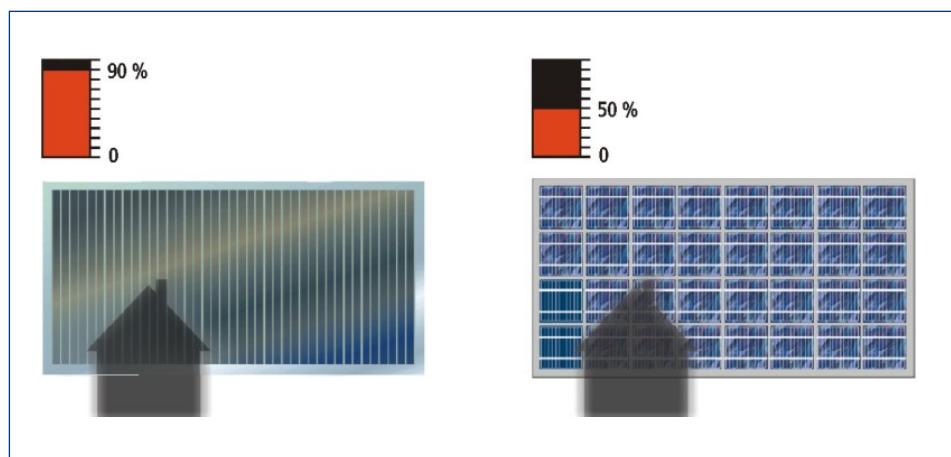


Abb. 42: Unterschiedliches Leistungsverhalten unter Verschattung bei Dünnschicht- und kristallinen Modulen. Dünnschichtmodule zeigen vergleichsweise geringe Leistungseinbußen bei partieller Verschattung

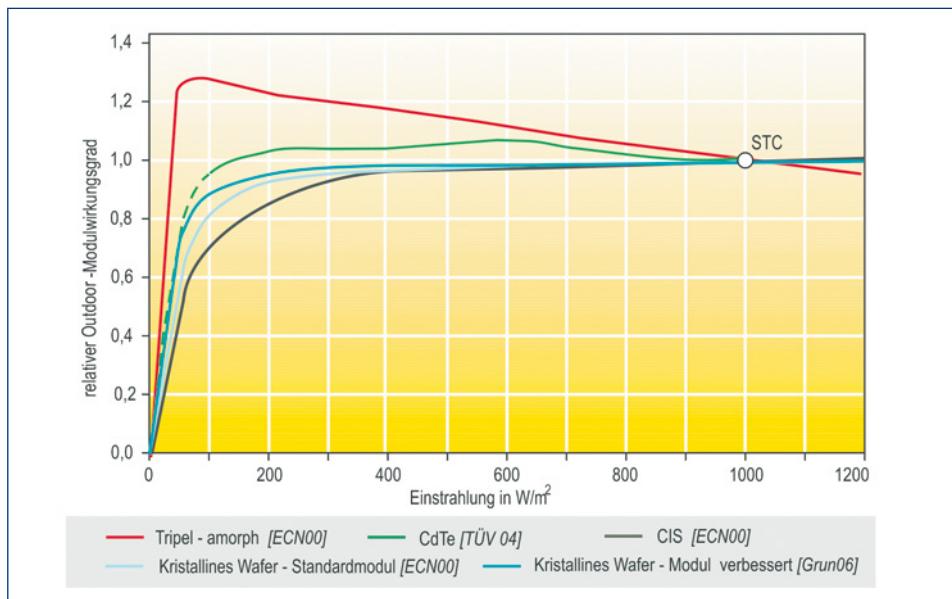


Abb. 43: Relativer Modulwirkungsgrad unter Freiluftbedingungen bei verschiedenen Zelltechnologien (STC: Wirkungsgrad unter Standardtestbedingungen)

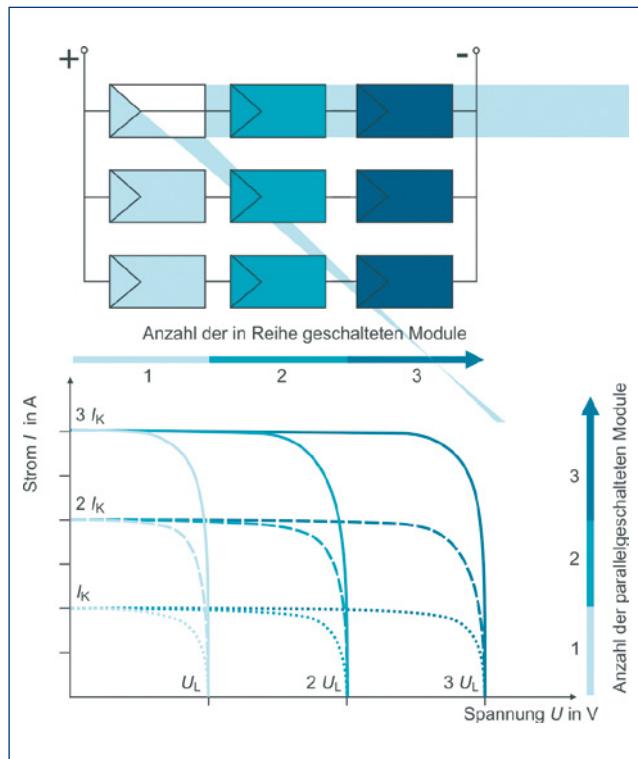
Die Stärken der Dünnschicht-Technik liegen also vor allem bei der gebäudeintegrierten Bauweise. Sie ist immer dann günstig, wenn eine gute Hinterlüftung der Module oder eine minimierte Verschattung nicht realisierbar sind.

3.5.5 Verschaltung der Module zum Solargenerator

Die Module werden über die Modulanschlussleitungen miteinander elektrisch verbunden. Oft sind sie schon mit berührungssicheren Steckverbindungen vorkonfektioniert. Alle Module, die jeweils mit dem Plus- auf den Minusanschluss des nächsten Moduls in Reihe zusammenge schaltet werden, bilden einen Strang (engl. String). Die Spannung der einzelnen Module summiert sich zur Systemspannung, der Strom bleibt der gleiche. Die geometrische Anordnung der Module in Reihen weicht oft von denen elektrischer Reihen ab. Gleichlange Stränge werden dann parallel zu dem Solargenerator verschaltet. Dabei addieren sich die Ströme. Wie viele Module parallel oder in Reihe geschaltet werden, ergibt sich aus den zulässigen Eingangs spannungen und -strömen des Wechselrichters. Das Zusammenschalten der Stränge erfolgt bei nur wenigen Strängen direkt am Wechselrichter (vgl. Abb. 44) oder im Generatoran schlusskasten bei mehr als drei Strängen.

Werden die Module auf unterschiedlich ausgerichteten Flächen (zum Beispiel Ostdach und Westdach) errichtet, sollte dies beim Anlagenkonzept beachtet werden. Die Modulstränge sollten nach Ost- und Westdach separiert an eigene Wechselrichter oder an einen Multistring wechselrichter angeschlossen werden. Dies ist auch bei sehr unterschiedlich verschatteten Ge neratorbereichen sinnvoll.

Abb. 44: Solargenerator mit mehreren parallel geschalteten Strängen



3.6 Der Wechselrichter als Anlagenzentrale

Der Wechselrichter ermöglicht die Verbindung zwischen Solargenerator und Wechselstromnetz bzw. Wechselstromverbraucher. Er wandelt den vom Solargenerator erzeugten Gleichstrom (DC) in Wechselstrom (AC) um und passt diesen an die Frequenz und Spannungshöhe des Stromnetzes an. Mit Hilfe moderner Leistungselektronik erfolgt die Umwandlung in Wechselstrom mit nur geringen Verlusten.

Bei netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen ist der Wechselrichter direkt mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden. Bis zu einer Leistung von 5 kWp bzw. einer Modulfläche von ca. 50 m² wird meist einphasig in das Niederspannungsnetz (230 V) eingespeist. Größere Anlagen speisen möglichst gleichmäßig in alle drei Phasen des Stromnetzes ein, zumeist mit zentralen dreiphasigen Wechselrichtern.

Um die maximale Leistung in das Stromnetz einzuspeisen, muss der Wechselrichter im Maximum Power Point (MPP) des Solargenerators arbeiten. Durch die wechselnden Einstrahlungen und Temperaturen ändert sich die Leistung des Solargenerators. Im Wechselrichter gleicht ein MPP-Regler den Arbeitspunkt durch Spannungsanpassung mit dem MPP des Solargenerators ab. Moderne Wechselrichter ermöglichen zudem eine Anlagenüberwachung per Betriebsdatenerfassung und besitzen Display und PC-Schnittstelle. In den meisten Wechselrichtern sind verschiedene DC- und AC-Schutzeinrichtungen wie zum Beispiel Verpolungs-, Überspannungs- und Überlastschutz, eine Isolationsüberwachung sowie Netzschatzeinrichtungen eingebaut.

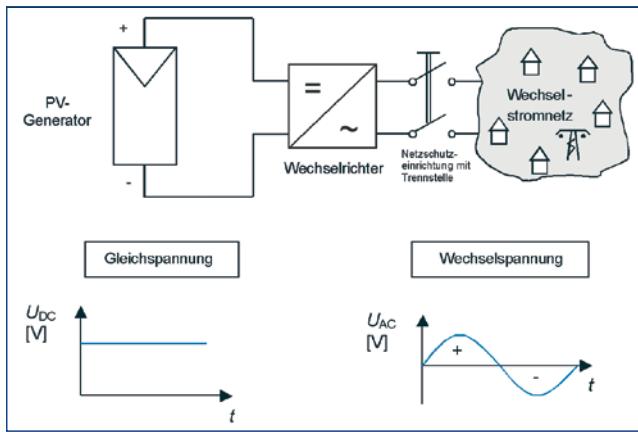


Abb. 45: Prinzip eines netzgekoppelten Wechselrichters

3.6.1 Aufbau

Ein Wechselrichter besteht im Prinzip aus wechselseitig zu- und abschaltenden elektronisch gesteuerten Schaltern. Im Wechselrichter übernimmt ein Mikroprozessor die Formung der Einschalt- und Ausschaltimpulse für die elektronischen Leistungsschalter (meist werden IGBT = Isolated Gate Bipolar Transistoren verwendet). Die Frequenz des Schaltens ist sehr viel höher als 50 Hz. Durch das schnelle Zerhacken der Gleichspannung (= Pulsbreitenmodulation) werden Impulse geformt, welche die Sinusform fast ideal nachbilden. Die Umwandlungsverluste bei diesen Geräten sind gering. In den Pulspausen wird der Strom in dem Eingangskondensator zwischengespeichert. Viele Wechselrichterhersteller verwenden industriell vorgefertigte gekapselte Leistungsbrücken mit elektronischen Schaltelementen und rückseitig integriertem Kühlblech oder setzen statt einzelner leistungselektronischer Schalter mehrere kleine Transistoren ein, um so Baugröße und Fertigungsaufwand zu verkleinern. Im Gegensatz zu den netzgeführten Wechselrichtern funktionieren selbstgeföhrte Wechselrichter auch, wenn die Netzspannung ausfällt. Dies stellt jedoch ein Risiko für den Elektriker dar, der eine Reparatur am Stromnetz durchführt. Somit ist eine Schutzschaltung vorgeschrieben, die den Wechselrichter vom öffentlichen Stromnetz trennt, falls die Spannung ausfällt, aber auch wenn die Spannung oder die Frequenz von den vorgeschriebenen Grenzwerten abweicht. Diese automatische Lasttrennstelle ist aus Sicherheitsgründen doppelt ausgeführt. Meist ist diese sogenannte Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)-Schutzschaltung schon im Wechselrichter eingebaut.

Nach ihrem Aufbau können die Wechselrichter in Geräte mit NF-Transformator, mit HF-Trafo und ohne Transformator sowie mit bzw. ohne Tief- oder Hochsetzsteller eingeteilt werden.

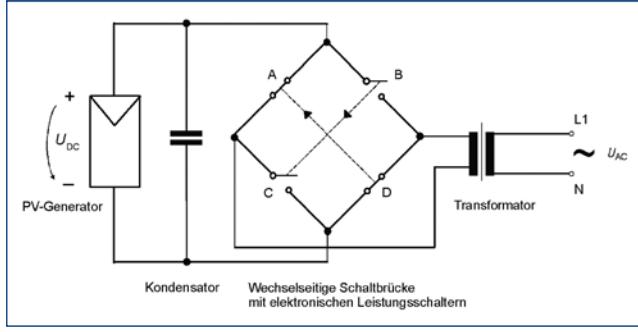
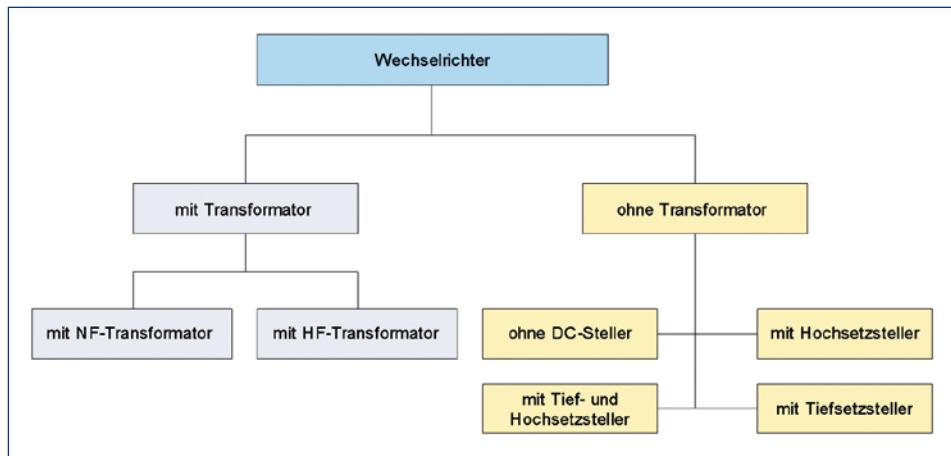


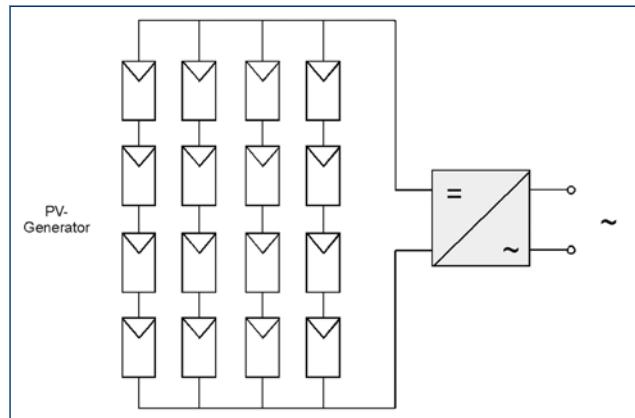
Abb. 46: Schaltungsprinzip eines Wechselrichters mit NF-Transformator



■ Abb. 47: Die unterschiedlichen Wechselrichter auf dem Markt

Durch den Netztransformator (NF) werden relevante Leistungsverluste verursacht. Außerdem erhöht der Transformator die Baugröße, die Schallemission und das Gewicht sowie die Kosten der Geräte. Ein Hochfrequenz (HF)-Trafo ist kleiner, leichter und effizienter. Wechselrichter mit HF-Trafo brauchen jedoch eine aufwendigere Leistungselektronik.

Wegen ihrer hohen Wirkungsgrade haben sich trafilose Wechselrichter mehr und mehr durchgesetzt. Bei Transformatoren sind Primärseite (Gleichstrom) und Sekundärseite (Wechselstrom) ohne direkte elektrisch leitende Verbindung (galvanische Trennung). Dies hat unter Sicherheitsaspekten Vorteile. Transformatorlose Geräte benötigen also zusätzliche Schutzeinrichtungen. Als Personenschutz wird hier ein gleichstromsensitiver Fehlerstromschutzschalter benötigt. Dieser Schutzschalter ist meist schon im Wechselrichter zusammen mit dem NA-Schutz kombiniert. Um einen weiten Eingangsspannungsbereich abzudecken, werden bei trafilosen Geräten Tief- bzw. Hochsetzsteller eingesetzt. Allerdings wird durch diese DC-Steller der Wirkungsgrad etwas verringert. Bei vielen transformatorlosen Wechselrichtern können die Pole des PV-Generators nicht geerdet werden. Dies ist bei vielen Dünnschichtmodulen oder auch sehr selten bei kristallinen Modulen zur Verhinderung von potenzialinduzierten Degradationseffekten (PID) erforderlich. Einige Hersteller haben trafilose Geräte mit geeigneter Schal-



■ Abb. 48: Photovoltaik-Anlage mit zentralem Wechselrichter

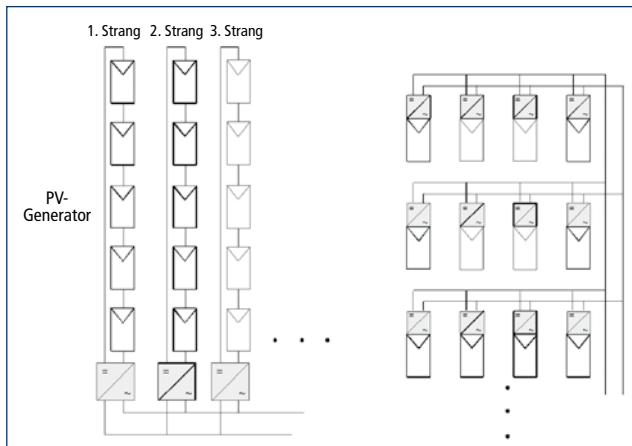
tungstopologie (Heric, H5 etc.) entwickelt, bei denen eine Erdung erfolgen kann oder bieten spezielle Erdungsgeräte an, die in der Nacht einen Pol erden und so das Potenzial abbauen, sodass der PID-Effekt verhindert wird.

3.6.2 Wechselrichter-Konzepte

Bei größeren PV-Generatoren werden häufig zentrale Wechselrichter eingesetzt, an die viele Stränge angeschlossen werden. Um Schattenauswirkungen zu reduzieren (z. B. bei Fassadenanlagen) können kürzere Modulstränge sinnvoll sein – somit muss ein Wechselrichter mit kleiner Eingangsspannung gewählt werden. Nach der Netzanschluss-Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4105 dürfen einphasige Wechselrichter nur bis zu einer Wechselstromleistung (Scheinleistung) von 4,6 kVA pro Phase einspeisen. So werden größere Anlagen mit dreiphasigen Wechselrichtern errichtet. Durch die dreiphasige Einspeisung lassen sich höhere Wirkungsgrade im Vergleich zu Einphasengeräten erreichen. Bei sehr großen Photovoltaik-Anlagen werden häufig zentrale Wechselrichtereinheiten mit mehreren Wechselrichtern im Master-Slave-Konzept verwendet. Vorteilhaft bei diesem Konzept ist, dass bei geringen Einstrahlungen nur ein Wechselrichter (Master) arbeitet und somit der Wirkungsgrad besonders im kleinen Leistungsbereich höher ist als bei Verwendung nur eines zentralen Wechselrichters. Bei Bedarf werden weitere Geräte (Slave) zugeschaltet.

Die weitverbreiteten Strangwechselrichter (Abb. 49 links) sind Geräte, an denen alle Module an einen oder maximal zwei Strängen angeschlossen werden. Bei kleinen Anlagen bis 5 kWp wird ein Strangwechselrichter häufig als »zentraler« Wechselrichter verwendet. Bei unterschiedlich orientierten Teilgeneratoren oder größeren Anlagen werden mehrere Geräte verwendet. Strangwechselrichter erlauben eine bessere leistungsbezogene Anpassung bei unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen auf die Stränge. Es ist darauf zu achten, dass nur Module mit ähnlicher Ausrichtung und Verschaltung zusammen in einen Strang gefasst werden. Der Einsatz von Strangwechselrichtern erleichtert gleichstromseitig die Installation, reduziert die Leitungslängen und dadurch die Installationskosten. Die Wechselrichter werden oft in unmittelbarer Nähe der Solarmodule montiert und strangweise angeschlossen.

Bei Anlagen mit Verschattungsproblem oder mit unterschiedlicher Ausrichtung der Generatoren führt der Einsatz von Strangwechselrichtern zu erheblichen Energieverlusten. Deshalb



■ Abb. 49: Photovoltaik-Anlage mit Strangwechselrichtern (links) und mit Modulwechselrichtern (rechts)



■ Abb. 50: Unterschiedliche Wechselrichtertypen im Test beim SOLID in Fürth



■ Abb. 51: Die Wechselrichter im Gebäude der Solarfabrik Freiburg wirken wie Designobjekte.

entwickelten die Hersteller verschiedene vom Zentral- und Strangwechselrichterkonzept gleichermaßen beeinflusste Wechselrichterkonzepte. So zum Beispiel die sogenannten Multi-String-Wechselrichter, bei denen mehrere Stränge mit je einem eigenen MPP-Regler angeschlossen werden können. Auch der Einsatz von Master-Slave-Konzepten für Wechselrichter im kleinen Leistungsbereich erhöht den Systemwirkungsgrad und die Flexibilität bei der Auslegung und im Betrieb. So kann auch eine Aufteilung der einzelnen Wechselrichter der Master-Slave-Einheit auf verschiedene Teilgeneratoren oder Stränge erfolgen und die einzelnen Wechselrichter können unterschiedliche MPP-Punkte verarbeiten.

Unter Modulwechselrichtern (Abb. 49 rechts) werden Geräte kleiner Leistung verstanden, die mit jeweils einem Solarmodul direkt verbunden werden. Das hat den Vorteil, dass die Wechselrichter für jedes Modul den optimalen Arbeitspunkt individuell einstellen. Allerdings sind im Vergleich zu größeren Wechselrichtern die spezifischen Kosten und das Ausfallrisiko höher sowie der Gesamtwirkungsgrad der Geräte geringer. Bei Modulwechselrichtern entfällt die Gleichstrominstallation. Sie werden insbesondere in den Niederlanden und den USA häufiger eingesetzt, in Deutschland haben sie bisher keinen nennenswerten Marktanteil erreicht.

3.6.3 Optimale Performance – Europäischer Wirkungsgrad

Da sich Spannung und Strom der Solarmodule wetterbedingt ständig ändern, muss der Wechselrichter seinen Arbeitspunkt jeweils nachführen, um optimal zu arbeiten. Dazu wird eine elektronische Schaltung eingesetzt, die die Spannung so einstellt, dass der Wechselrichter immer im Punkt der maximalen Solarmoduleleistung betrieben wird. Es wird also die größtmögliche Leistung in das Stromnetz einspeist.

Im mitteleuropäischen Klima wird die meiste Energie im mittleren Leistungsbereich der Nennleistung des Solargenerators erzeugt. Deshalb optimieren die Hersteller den Wirkungsgrad des Wechselrichters auf den Teillastbetrieb. Ein Kennwert, der die Effizienz von Wechselrichtern im realen Betrieb gut beschreibt, ist der sogenannte Europäische Wirkungsgrad. Um den verschiedenen Lastverhältnissen Rechnung zu tragen, verwendet man bestimmte charakteristische Kennwerte zur Gewichtung der verschiedenen Betriebsphasen:

$$\eta_{Euro} = 0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,1 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,2 \times \eta_{100\%}$$

Der Wert $\eta_{100\%}$ gibt den Wirkungsgrad im Nennfall an (im Mittel wird der 100 %-Belastung des Wechselrichters eine 20 %-Betriebszeit übers Jahr unterstellt). Der Europäische Wirkungsgrad stellt einen nach dem mitteleuropäischen Klima gewichteten Wirkungsgrad dar, allerdings bezogen auf stündliche Klimadaten. Moderne Wechselrichter erreichen einen Eurowirkungsgrad von 95 bis 98,5 %. Eine Berücksichtigung der Wirkungsgradkennlinien des Wechselrichters durch eine Anlagensimulation (Kapitel 3.7) ist prinzipiell zu empfehlen.

3.6.4 Was bei der Installation zu beachten ist

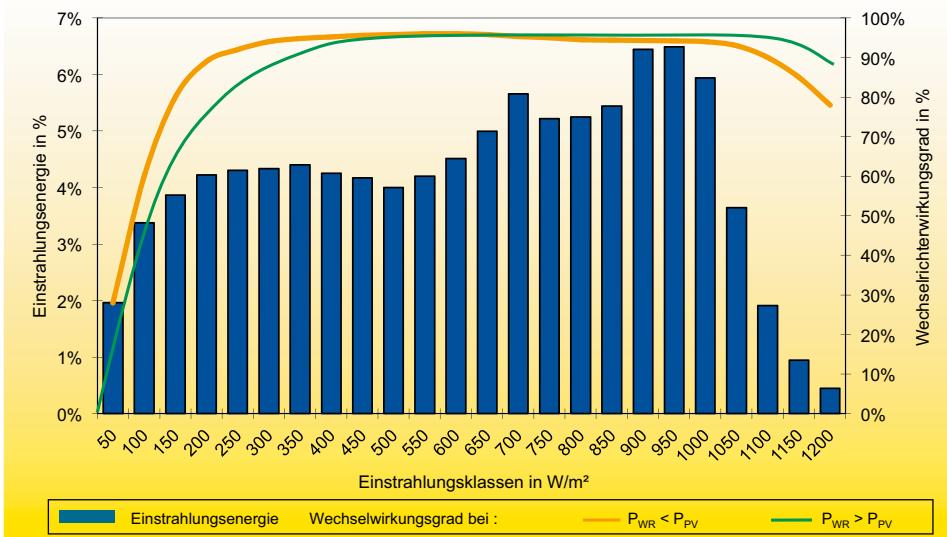
Für die Wahl des Installationsortes ist entscheidend, dass die vom Hersteller geforderten Umgebungsbedingungen (im Wesentlichen Feuchte und Temperaturbereich) eingehalten werden. Der ideale Installationsort von Wechselrichtern ist kühl, trocken, staubfrei und innen (Indoor). Sinnvoll ist die Installation neben dem Zählerschrank oder in dessen Nähe. Wenn die Umgebungsbedingungen es zulassen, kann der Wechselrichter in der Nähe des Generatoranschlusskastens angebracht werden, hierdurch werden die Länge der Gleichstrom-Hauptleitung verringert und die Installationskosten gesenkt.

Die Lüftungsschlitzte und Kühlkörper müssen frei sein, damit eine optimale Kühlung sichergestellt ist. Aus dem gleichen Grund sollten die Geräte möglichst nicht dicht übereinander montiert werden. Auch die Geräuschenwicklung des Wechselrichters sollte bei der Wahl des Installationsortes beachtet werden. Vor aggressiven Dämpfen, Wasserdampf und feinen Stäuben sollten die Geräte geschützt werden, so können zum Beispiel in Scheunen oder Ställen Ammoniakdämpfe entstehen, die Schäden am Wechselrichter hervorrufen können. Größere zentrale Wechselrichter werden oft in einen separaten Wechselrichterschrank eingebaut – zusammen mit Schutz-, Zähler- und Schalteinrichtungen.

Zunehmend werden Strangwechselrichter für den Außeneinsatz auf dem Dach oder im Außenbereich eingesetzt. Diese Geräte sind mit dem Schutzgrad IP 54 auf die Outdoor-Witterungsbedingungen vorbereitet. Doch empfiehlt es sich, die Wechselrichter zumindest vor direkter Sonneneinstrahlung und Regen zu schützen, um deren Lebensdauer positiv zu beeinflussen.

3.6.5 Solargenerator und Wechselrichter aufeinander abstimmen

Solargenerator und Wechselrichter müssen in ihren Leistungswerten optimal aufeinander abgestimmt werden. Die AC-Nennleistung von Wechselrichtern kann zwischen $\pm 20\%$ der Solargeneratorleistung (STC) betragen – je nach Wechselrichter- und Modultechnologie und abhängig von den örtlichen Gegebenheiten wie zum Beispiel Orientierung der Module. Ertragsreiche Anlagen zeigen oft ein Leistungsverhältnis von 1:1.



■ Abb. 52: Verteilung der jährlichen Sonneneinstrahlung auf Modulebene (Minutenwerte) einer Anlage in München (30°Süd) und Wirkungsgradkennlinien von einem (rot) kleiner dimensionierten (~10 %) sowie einem (grün) größer dimensionierten Wechselrichter (+10 %)

Damit der Wechselrichter optimal auf den Solargenerator abgestimmt werden kann, ist es wichtig, die Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeit der Module zu kennen. Die Generatorenspannung ist stark von der Temperatur abhängig. Der MPP-Regelbereich des Wechselrichters sollte die MPP-Punkte der Generatorkennlinie bei unterschiedlichen Temperaturen einschließen (Abb. 53).

Werden die Wechselrichter im Außen- oder Dachbereich installiert, so sollte aufgrund der hohen thermischen Belastungen eine höhere Wechselrichterleistung gewählt werden. Bei nicht optimal ausgerichteten Anlagen oder Anlagen mit Teilverschattungen kann es aus technischer wie wirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein, den Wechselrichter kleiner zu dimensionieren. Dabei ist das unterschiedliche Überlastverhalten von Wechselrichtern im Blick zu behalten. Bei häufiger Überlastung verringert sich die Gerätelebensdauer.

Außerdem muss die Abschaltspannung und die Spannungsfestigkeit des Wechselrichters beachtet werden. In keinem Fall darf die maximale Eingangsspannung des Wechselrichters überschritten werden. Als oberer Grenzwert wird die Leerlaufspannung herangezogen, die sich bei -10°C am Solargenerator einstellt. Als Faustwert gilt ein winterlicher Anstieg der Leerlaufspannung um 14 %. Im Sommer können sich Module auf dem Dach bis auf etwa 70°C aufheizen. Die Spannung von kristallinen Modulen sinkt hierbei um ca. 18 %. Die resultierende Strangspannung muss mit der minimalen Eingangsspannung des Wechselrichters abgestimmt werden. Auch darf der maximale Eingangsstrom des Wechselrichters in keinem Betriebsfall überschritten werden, dies begrenzt die Anzahl der möglichen Modulstränge. Da auch bei geringen Einstrahlungen noch relevante Energiemengen zu ernten sind, sollte der MPP-Punkt des Solargenerators bei 100 W/m^2 und 30°C im Arbeitsbereich des Wechselrichters liegen.

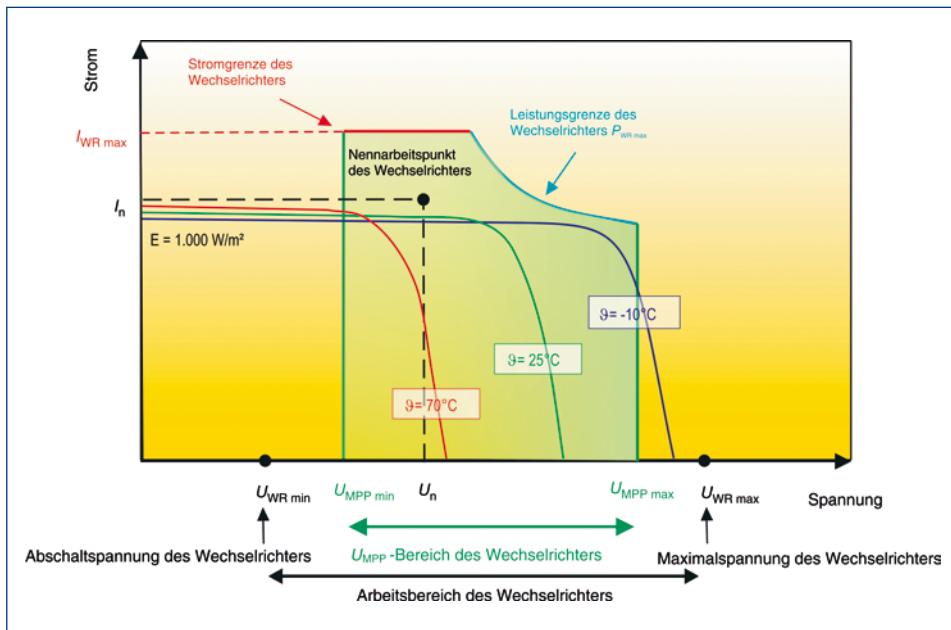


Abb. 53: Abstimmung des Arbeitsbereiches des Wechselrichters mit dem Betriebsbereich des Solar-generators anhand von Kennlinien

3.7 Ertragsabschätzung und Simulation

Um eine Ertragsprognose zu ermitteln, muss die Standortqualität (Sonneneinstrahlung) und die Anlagengüte der Anlage eingeschätzt werden. Abb. 54 zeigt die verschiedenen Verlustfaktoren einer beispielhaften Photovoltaik-Anlage.

Zur Einschätzung der Anlagengüte wird eine weitgehend standortunabhängige Kennzahl benutzt, die sogenannte Performance Ratio PR . Sie ergibt sich aus dem Verhältnis des realen Energieertrags E_{real} zu der theoretisch zu erwartenden Energieausbeute E_{ideal} des Photovoltaik-Generators:

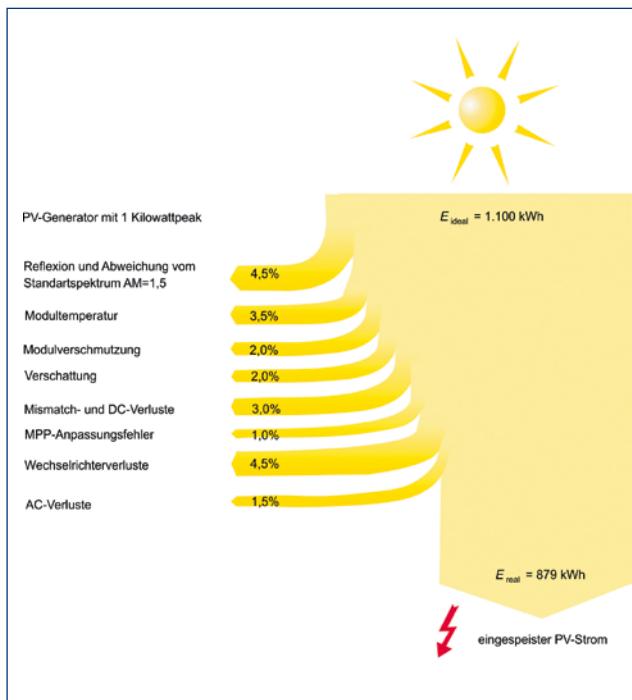
$$PR = \frac{E_{real}}{E_{ideal}}$$

E_{ideal} berechnet sich hierbei aus dem Produkt der solaren Einstrahlung e in kWh pro m^2 auf die Generatorfläche A_{PV} und dem Nennwirkungsgrad der Solarmodule:

$$E_{ideal} = A_{PV} \times e \times \eta_{STC}$$

Ohne Simulationsprogramm kann die Sonneneinstrahlung des Standortes (Abb. 29) zum Abschätzen des Ertrages benutzt werden. Dann wird mit dem Einstrahlungsdiagramm nach Abb. 32 die jährliche Einstrahlung e auf den Photovoltaik-Generator mittels Azimut und Neigung ermittelt. Der ermittelte Wert wird mit der Generatorfläche A_{PV} multipliziert. Mit dem Modulwirkungsgrad η_{STC} ergibt sich aus der jährlichen Einstrahlung auf die Generatorfläche der ideale Energieertrag E_{ideal} im Jahr. Danach wird der prozentuale Verschattungsverlust abgeschätzt (Kapitel 3.4). Multipliziert mit der Performance Ratio PR folgt daraus der jährliche

Abb. 54: Energiefloss und Verluste an einer netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage



Energieertrag der Anlage. Für die Performance Ratio ergeben sich bei Dachanlagen Werte zwischen 70 und 85 %.

Eine möglichst genaue Ertragsprognose bringt Investitionssicherheit. Denn Bauherren und Investoren möchten wissen, welcher Ertrag zu erwarten, wie viel Strom ihres Eigenbedarfs gedeckt wird und wie wirtschaftlich die Anlage ist. Daher empfiehlt sich der Einsatz von Simulationsprogrammen. Es gibt unterschiedliche Software – vom einfachen Schätzprogramm (zum Beispiel im Internet) bis zu komplexen Simulationsprogrammen mit entsprechendem Einarbeitungsbedarf. Immer mehr Planer und Installateure nutzen die Programme auch für das Kundengespräch und die Akquisition. Sie listen die zu erwartenden Erträge, Wirtschaftlichkeitsdaten und die Emissionseinsparung auf. Einige Programme liefern ergänzend das Anlagenschema, weitere Anlagendaten und Ergebnisse als druckfertigen Bericht.

Eine gezielte Anlagenoptimierung wird durch Programme erleichtert, die Optimierungsfunktionen oder Variantenvergleiche ermöglichen. Mit einigen Programmen lassen sich Stromverbraucher und deren Verbrauchsprofile eingeben, sodass der Solarstromeigenverbrauch und der solare Deckungsanteil ermittelt werden. Einige Programme wie PV*SOL oder PVSYST führen zwar eine Plausibilitätskontrolle wichtiger Eingabeparameter durch, dennoch lassen sich auch damit nicht alle Eingabe- oder Auslegungsfehler ausschließen. Hilfreich ist immer der kritische Vergleich der Ergebnisse mit Erfahrungswerten: Die Performance Ratio PR oder der leistungsbezogene Jahresertrag E in kWh/kWp liefern dabei gute Anhaltspunkte. Die meisten Programme kalkulieren diese Beurteilungsparameter. Für die Planung gebäudeintegrierter Photovoltaik-Anlagen gibt es spezielle Programme, die CAD-Schnittstellen besitzen, wie beispielsweise PVcad oder 3DSolarWelt.

3.8 Planung von PV-Systemen zum Eigenverbrauch

Je mehr Erzeugungskosten für Solarstrom unter die Strombezugskosten sinken, umso sinnvoller ist es für den Anlagenbetreiber, seinen erzeugten Strom selbst zu verbrauchen, statt ihn ins öffentliche Stromnetz einzuspeisen und die niedrigere EEG-Einspeisevergütung zu erhalten (Kap. 9.1).

Je häufiger die Solarstromerzeugung mit dem Verbrauch übereinstimmt, umso höher ist der Eigenverbrauchsanteil. Der überschüssige Strom wird ins öffentliche Stromnetz eingespeist und mit der EEG-Einspeisevergütung vergütet. Setzt man den Solarstromeigenverbrauch zum gesamten Solarstromertrag eines Jahres ins Verhältnis, ergibt sich der Eigenverbrauchsanteil:

$$\text{Eigenverbrauchsanteil [\%]} = \frac{\text{Solarstromeigenverbrauch [kWh/a]}}{\text{Solarstromertrag [kWh/a]}}$$

Wird der eigengenutzte Solarstrom auf den Stromverbrauch bezogen, ergibt sich die solare Deckung (auch Autarkie- bzw. Autonomiegrad oder Eigenbedarfsdeckungsquote genannt).

$$\text{Solare Deckung [\%]} = \frac{\text{Solarstromeigenverbrauch [kWh/a]}}{\text{Solarstromverbrauch [kWh/a]}}$$

Je größer die Deckung des Strombedarfs ohne zusätzliche Investitionsmaßnahmen wie z. B. in Speichersysteme ist, umso wirtschaftlicher ist das PV-System. Da der Stromverbrauch nicht immer zeitlich mit der solaren Stromerzeugung übereinstimmt, sollte die Leistung der PV-Anlage gut auf die zu erwartende Last am Tag abgestimmt sein. Deshalb sollte man zur genaueren Planung den Stromverbrauch sowie den Lastgang des Betreibers und/oder von »Dritten in räumlicher Nähe« (EEG), die versorgt werden sollen, über den Tag, die Woche und die Monate kennen. Die Versorgung von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe darf dabei nicht über das öffentliche Stromnetz erfolgen.

Da im Haushaltsbereich selten Lastgänge gemessen werden, kann das durchschnittliche Haushalt-Standardlastprofil $H0$ vom BDEW genutzt werden. So wurde im folgenden Beispiel das Standardlastprofil $H0$ für Haushalte auf ein Einfamilienhaus in Berlin mit einem Jahresstromverbrauch von 3 600 kWh normiert und eine PV-Anlage von 2,2 kWp simuliert. Während im Sommer an klaren Werktagen der Solarstromertrag ab 6 Uhr bis 17 Uhr den Stromverbrauch weit übersteigt, wird im Winter an etwas diesigen Tagen am Wochenende oder zu Feiertagen (hier der 25. Dezember) der Stromverbrauch am Tage fast gedeckt. Auch an einem sehr klaren Wintertag kann um die Mittagszeit die Nennleistung erreicht werden, sodass dann

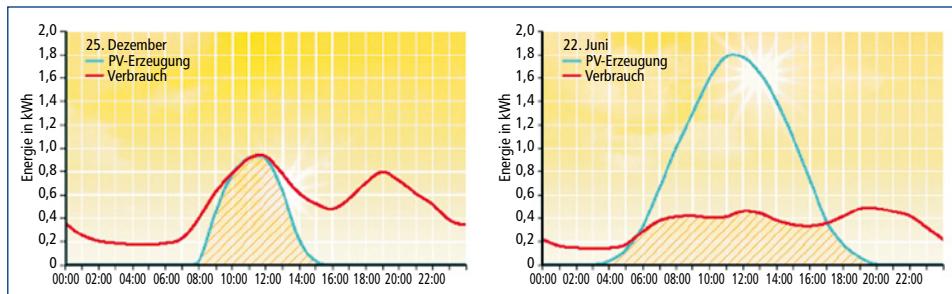


Abb. 55: Beispielhafte Tagesverläufe von Solarertrag und Stromverbrauch nach Standardlastprofil (Verbrauchsdeckung schraffiert)

ebenfalls mehr Strom erzeugt als verbraucht wird. Bei bedecktem Himmel werden nur kleinere Deckungsanteile erreicht. Übers Jahr ergaben sich aus der Simulation mit einem durchschnittlichen Berliner Wetter ein Eigenverbrauchsanteil von 50 % und eine solare Deckung von fast 30 %.

Wird eine doppelte PV-Generatorleistung von 4,4 kWp gewählt, sinkt der Eigenverbrauchsanteil auf 29 %. Die solare Deckung erhöht sich dagegen leicht um ca. 4 %.

Ein Ost/West-Dach mit $2 \times 2,2$ kWp Teilgeneratoren und 30° Neigung würde zwar den Eigenverbrauchsanteil um ca. 7 % erhöhen, die solare Deckung steigt aber nur um ca. 1 %, da gegenüber der Südausrichtung fast 19 % weniger solarer Ertrag geerntet wird. Bei einer Ost/West-Anlage könnte der Wechselrichter ca. 30 % kleiner dimensioniert werden, sodass die Investitionskosten etwas sinken. Je geringer die Einspeisevergütung im Vergleich zum Strompreis in Zukunft wird, umso wirtschaftlicher könnten Ost/West-Anlagen werden.

Das Standardlastprofil *H0* stellt ein über viele Haushalte gemitteltes und damit geglättetes Profil mit $\frac{1}{4}$ -Stunden-Leistungswerten dar. Somit stimmt es nicht mit dem tatsächlichen Lastgang eines konkreten Haushalts überein. So mitteln sich Lastspitzen von Stromverbrauchern eines einzelnen Haushaltes hinaus. Der Lastgang von Haushalten ist sehr unterschiedlich, je nachdem welche Stromverbraucher zu welchen Zeiten benutzt werden. Dabei sind insbesondere die strombasierten Wärme- und Kälteerzeuger die größten Lasten, wie Wärmepumpe, Elektroherd, Elektroboiler, Elektrogrill, Durchlauferhitzer, Kaffeemaschine, Tiefkühltruhe, Kühlenschrank, Waschmaschine, Trockner, Föhn, die für hohe, oft aber nur kurze Lastspitzen sorgen. Kontinuierliche Kleinverbraucher können Wasser- und Heizungspumpen, Stand-By-Geräte und Telekommunikationsanlagen sein. Beeinflusst wird der Lastgang davon, wie häufig und zu welchen Uhrzeiten die Bewohner zu Hause sind. Somit verändern Wochenende und Urlaubszeiten das Lastprofil. Eine genauere Abbildung des Lastgangs ist somit schwierig und kann nur durch Messung über ein Jahr ermittelt werden.

Der mit Standardhaushaltsprofil ermittelte Eigenverbrauchsanteil kann somit bis zu 50 % mehr als der tatsächliche Eigenverbrauch betragen. Eine genauere Auslegung und Prognose des Eigenverbrauchs kann nur erfolgen, wenn zeitlich hochauflöste Wetter- und Verbrauchswerte benutzt werden. Die Schwierigkeit liegt jedoch darin, diese Daten zu erhalten. Die Firma SMA hat Lastmessungen in verschiedenen Haushalten vorgenommen und diese zusammen mit Messungen des Solarertrages analysiert. Durch die Verwendung von Minutenwerten wird das Verhalten der PV-Anlage insbesondere bei Wolkenzug sowie auch das Kurzzeitverhalten der einzelnen Verbraucher berücksichtigt. In den folgenden Diagrammen ist ein zufällig ausgewählter aber typischer Tageslastgang eines Vierpersonenhaushalts mit 5 kWp-Anlage benutzt worden, um die Abhängigkeiten des Eigenverbrauchsanteils von der Wettersituation darzustellen.

Bei den Untersuchungen der Firma SMA wurde für verschiedene Haushaltsgrößen der typische Eigenverbrauch in Abhängigkeit von der Anlagengröße ermittelt. Bei üblichen Anlagengrößen zwischen 4 bis 7 kWp werden 30 bis 50 % des Solarstroms im Haushalt verbraucht. Bei sehr kleinen Anlagen können Werte über 80 % erreicht werden. Der Eigenverbrauchsanteil lässt sich um 10 bis 20 % steigern, wenn ein Lastmanagement vorgenommen wird. Ein einfaches Lastmanagement stellt ein Lastrelais dar, das vom Solarwechselrichter gesteuert bestimmte Verbraucher wie Geschirrspüler oder Waschmaschine immer dann automatisch zuschaltet, wenn genügend Solarstrom anliegt.

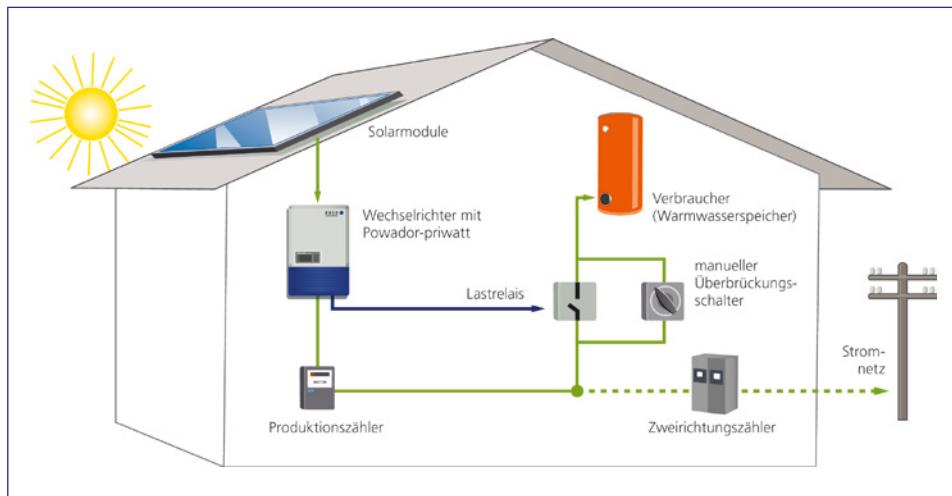


Abb. 56: Einfaches Lastmanagement durch wechselrichtergesteuertes Lastrelais

Nach Ermittlungen des Instituts für ökologische Wirtschaftsförderung werden in typischen Zwei- und Vierpersonenhaushalten mit 3, 4 bzw. 5 kW-Anlagen Eigenverbrauchsanteile zwischen 18 und 36 % sowie solare Deckungsanteile zwischen 19 und 27 % erreicht [8].

Durch den Einsatz von Energiesparhaushaltsgeräten lässt sich der Deckungsanteil um ca. 5 Prozentpunkte erhöhen. In Abb. 57 sind die Verbrauchsanteile der Haushaltsgeräte eines durchschnittlichen Privathaushaltes übers Jahr dargestellt.

Mit Simulationsprogrammen wie PV*SOL können die Einzelverbraucher mit ihrem zeitlichen Verlauf eingegeben werden. Damit lässt sich eine gute Ertrags- und Eigennutzungsprognose abgeben.

Mit dem durchschnittlichen Stromverbrauch von Haushalten mit und ohne elektrische Warmwasserbereitung lassen sich Eigenverbrauchsanteile bei unterschiedlichen PV-Anlagengrößen abschätzen. Es wurde hierfür von einem mittleren jährlichen Solarertrag von 900 kWh/kWp

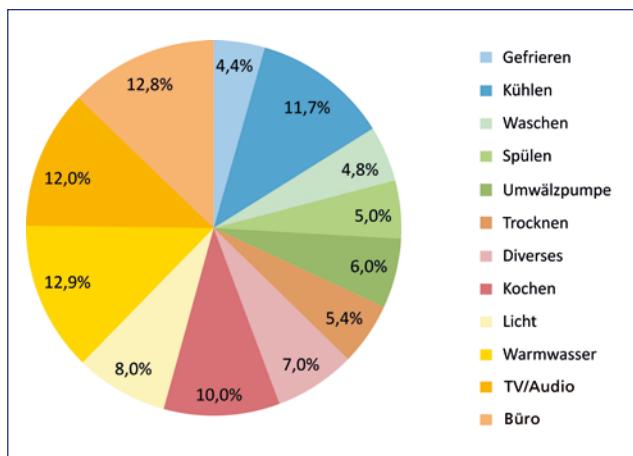


Abb. 57: Durchschnittliche Anteile des Stromverbrauchs von Privathaushalten

Haushaltsgröße	Stromverbrauch*		Eigenverbrauchsanteil ohne WW und 20 % SD							Eigenverbrauchsanteil mit WW und 40 % SD						
	mit WW	ohne WW	2 kWp	4 kWp	5 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp	2 kWp	4 kWp	5 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp		
1 Person	2 818	1 798	20 %	10 %	8 %	7 %	5 %	4 %	63 %	31 %	25 %	21 %	16 %	13 %		
2 Personen	3 843	2 850	32 %	16 %	13 %	11 %	8 %	6 %	85 %	43 %	34 %	28 %	21 %	17 %		
3 Personen	5 151	3 733	41 %	21 %	17 %	14 %	10 %	8 %	114 %	57 %	46 %	38 %	29 %	23 %		
4 Personen	6 189	4 480	50 %	25 %	20 %	17 %	12 %	10 %	100 %	69 %	55 %	46 %	34 %	28 %		
5 Personen	7 494	5 311	59 %	30 %	24 %	20 %	15 %	12 %	100 %	83 %	67 %	56 %	42 %	33 %		
6 Personen	8 465	5 816	65 %	32 %	26 %	22 %	16 %	13 %	100 %	94 %	75 %	63 %	47 %	38 %		

* Daten zum durchschnittlichen Jahresstromverbrauch von Haushalten in kWh/a mit und ohne elektrischer Warmwasserbereitung nach Ermittlung der Energieagentur NRW 2011

■ **Abb. 58:** Erreichbarer PV-Eigenverbrauchsanteil bei verschiedenen Haushalts- und PV-Anlagengrößen bei einem mittleren jährlichen Solarertrag von 900 kWh/kWp und einer solaren Deckung (SD) von 20 % bzw. 40 %

und einer solaren Deckung (SD) von 20 % ohne beziehungsweise von 40 % mit elektrischer Warmwasserbereitung ausgegangen. Bei der elektrischen Warmwasserbereitung wurde das Vorhandensein oder Nachrüsten eines ausreichend großen Warmwasserspeichers mit elektrischem Heizstab unterstellt. Die Steigerung der solaren Deckung ist von der Größe des Warmwasserspeichers abhängig. Bei elektrischen Durchlauferhitzern oder Boilern mit geringem Speicherinhalt hängt die solare Deckung viel stärker vom Nutzerverhalten ab, sodass 40 % nicht erreicht werden.

Wenn Speicher eingesetzt werden, lassen sich Eigenverbrauchs- und solarer Deckungsanteil noch weiter steigern. Akkumulatoren (üblich sind Blei-Gel- oder Lithium-Ion-Batterien, Kap. 2.5) können überschüssige solare Energie zwischenspeichern und dann bei Bedarf wieder den eigenen Stromverbrauchern zur Verfügung stellen. So kann der Akkumulator den Solarstrom vom Tag in den Abend- oder Nachstunden nutzbar machen. Dabei entspricht der Eigenverbrauch den grünen und gelben Flächen in Abb. 59.

Standardsysteme für optimierte PV-Eigenstromversorgung mit Speichern werden von vielen Systemanbietern oder Fachhändlern angeboten. Nach dem Aufbau lassen sie sich in Speichersysteme mit DC-Kopplung der Batterien über einen Gleichstromwandler oder in Systeme mit AC-Kopplung über einen zusätzlichen Wechselrichter unterscheiden. DC-Kopplungssysteme können höhere Wirkungsgrade erreichen, da sie keinen zweiten Wechselrichter benötigen.

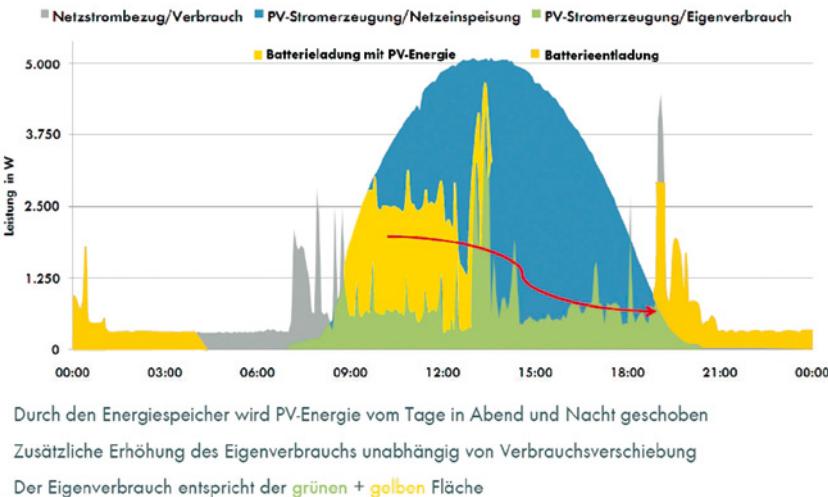


Abb. 59: Erhöhung des Eigenverbrauchs durch Zwischenspeicherung (Prinzipgrafik)

Die Größe des Batteriespeichers wird durch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Investitionskosten, Strompreis und Einspeisevergütung) sowie von Nutzerprofil und solarer Deckung stark beeinflusst. Bei einem Vierpersonenhaushalt mit 3 bis 5 kWp-Anlage wird ein solarer Deckungsanteil von ca. 60 % ab einer Speicherkapazität von 5 kWh erreicht. Wenn die Speicherkapazität 10 kWh übersteigt, kann ein Deckungsanteil von über 70 % realisiert werden [8].

Mit den folgenden Diagrammen (Abb. 60) können bei Batterienutzung die solare Deckung und der Eigenverbrauchsanteil abgeschätzt werden.

Bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 4000 kWh ergibt sich danach mit einer Anlagengröße von 4 kWp und einer nutzbaren Batteriekapazität von 2000 Wh eine solare Deckung von etwa 40 % und ein Eigenverbrauchsanteil von 50 %. Schon mit einer relativ

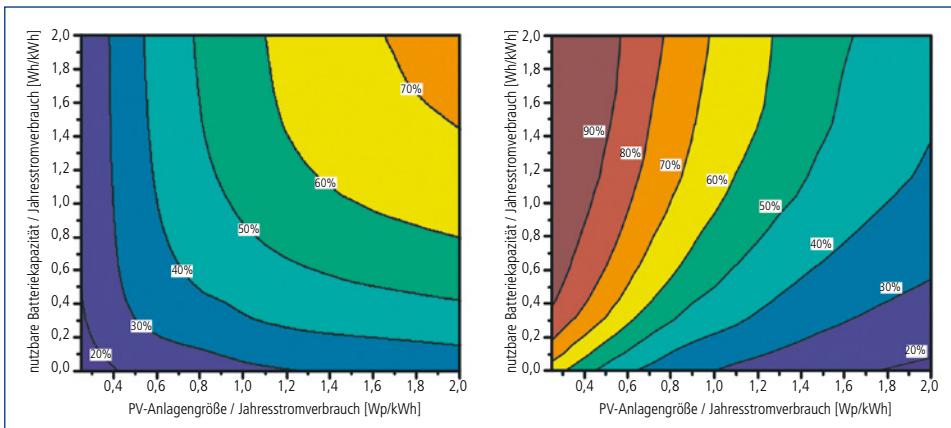


Abb. 60: Abschätzung von Solarer Deckung (links) und Eigenverbrauchsanteil (rechts) in Abhängigkeit der Anlagen- und Batterigröße von Haushalten. Die Ergebnisse basieren auf den Wetterdaten am Standort Kassel. Es liegt ein 5 kW-Batteriewechselrichter zu Grunde.

kleinen Batteriekapazität lässt sich somit der Eigenverbrauch bei den betrachteten Haushalten deutlich erhöhen. Eine weitere Steigerung erfordert dann verhältnismäßig hohe Batteriekapazitäten.

Die mittleren Kosten für Speichersysteme mit Blei-Gel-Akkumulatoren liegen 2012 bei ca. 1 000 Euro je kWh Speicherkapazität und mit Lithium-Ion-Akkumulatoren bei ca. 2 000 Euro je kWh Speicherkapazität. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen sind Speichersysteme noch nicht wirtschaftlich. Vorteilhaft ist aber die zunehmende Autarkie des Nutzers. So kann das Speichersystem bei Stromausfall auch als Back-Up-System fungieren (Kap. 2.5).

Ideal ist die Kombination mit der Elektromobilität. Durch Elektromobile lässt sich ein hoher Eigenverbrauchsanteil erreichen, ohne dass die Kosten für einen zusätzlichen Speicher steigen. Je mehr Elektroautos auf den Markt kommen, umso öfter wird diese Option genutzt werden. Dabei bietet sich die Dachnutzung von Carport oder Garage für den PV-Generator sowie die Kopplung mit der Ladestation des Elektroautos an. Einige Firmen bieten ihren Mitarbeitern photovoltaisch betriebene Elektrotankstellen auf mit PV-Modulen überdachten Parkplätzen an.

Die bisher erwähnten Speicherlösungen können keine saisonale Speicherung gewährleisten. Eine großtechnische Option zur saisonalen Speicherung für die Zukunft ist die Methanisierung oder Wasserstofferzeugung mittels Wind- und Solarstrom und die spätere Verstromung in Gaskraftwerken. Erste Pilotanlagen laufen, größere Anlagen zur Methanerzeugung werden in Kombination mit Biomasseanlagen derzeit realisiert.

Größere Dachanlagen werden häufig an Industrie- und Gewerbestandorten gebaut. Bisher sind bei Industriegroßverbrauchern die Strombezugspreise im Vergleich zu den solaren Gestehungskosten noch recht günstig. Aber die Entwicklung der Strompreise sowie der PV-Anlagenkosten werden bewirken, dass auch hier der Eigenverbrauch mittelfristig wirtschaftlich wird. Bei einem geringen und mittleren Stromverbrauch und mit einem ausgeglichenen Lastprofil am Tage ist dieses schon jetzt der Fall. Günstig wirkt sich auch ein Wochenendbetrieb auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Bei Stromverbräuchen über 100 MWh bzw. über 50 kW Anschlussleistung erfolgt zur Stromverbrauchsabrechnung meist zusätzlich eine Lastmessung. Wird die Speicherung und Übermittlung der meist $\frac{1}{4}$ -Stundenwerte vorgenommen oder beim Netzbetreiber beauftragt, liegen somit Lastgänge für die Planung vor. Ist das nicht der Fall können ebenfalls die



Abb. 61: Elektroauto mit solarem Carport

Standardlastprofile vom BDEW benutzt werden. Neben dem durchschnittlichen Haushaltlastprofil H0 gibt es verschiedene Lastprofile für Gewerbe G0 bis G6 und für Landwirtschaftsbetriebe L0 bis L2. Wird das geeignete Lastprofil gewählt, beschreibt es den tatsächlichen Lastverlauf oft mit ausreichender Genauigkeit und liefert so die Basis für die Planung der Anlage. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ergeben sich dann meist Anlagengrößen, bei denen der gesamte PV-Strom genutzt werden kann.

3.9 Checkliste zur erfolgreichen Planung

Arbeitsschritte der Planung einer netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage	
1	Standortaufnahme Photovoltaik-Generator
2	Standortaufnahme Wechselrichter, Leitungsführung, Zählerschrank und möglicher Einspeisepunkt
3	Verschattungsanalyse
4	Bestimmung von Lage und Größe der nutzbaren Dachfläche
5	Zelltyp, Modultyp und Montageart festlegen
6	bei Eigenverbrauchsnutzung: Stromverbrauch analysieren
7	überschlägige Auslegung der Generatorfläche, ungefähre Leistungsbestimmung
8	Modultyp auswählen und Kennwerte heraussuchen
9	Anlagenkonzept und Anzahl der Wechselrichter festlegen
10	Auswahl und Auslegung Wechselrichter <ul style="list-style-type: none">■ Leistungsdimensionierung, Wechselrichter auswählen und Kennwerte heraussuchen■ Installationsort des Wechselrichters bei Leistungsdimensionierung beachten■ Photovoltaik-Generator und Wechselrichter abstimmen■ Spannungsanpassung, Anzahl der Module pro Strang bestimmen■ Stromanpassung, Anzahl der Stränge bestimmen
11	Blockschaltbild entwerfen
12	Montagesystem auswählen
13	Dachskizze mit Anordnung der Module und des Montagesystems entwerfen
14	Anzahl der Dachhaken bestimmen und Längen der Halfen- und Montageschienen
15	DC-Leistungsdimensionierung
16	Generatoranschlusskasten und DC-Hauptschalter auswählen und dimensionieren
17	Blitzschutz, Erdung und Überspannungsschutz auswählen und dimensionieren
18	AC-Leistungsdimensionierung
19	ggf. Speichersystem auswählen und auslegen
20	Netzeinspeisepunkt wählen und prüfen, Dimensionierung Netzanschluss
21	Auswahl und Auslegung AC-Schutztechnik und NA-Schutz

22	Kalkulation und Angebotserstellung
23	Ertragsberechnung, Simulation
24	Fördermöglichkeiten prüfen (z. B. www.energiefoerderung.info , www.solarfoerderung.de etc.)
25	steuerliche Möglichkeiten prüfen
26	Wirtschaftlichkeitsberechnung
27	Planung Bauablauf, Modulbestellung ...
28	Bauüberwachung
29	Dokumentation zusammenstellen
30	Bauabnahme und Inbetriebsetzung

4 Mit Photovoltaik bauen

Beim Neubau und bei der Sanierung von Gebäuden bieten sich gute Chancen, mit Photovoltaik das Erscheinungsbild, die energetische Performance und sogar den Raumkomfort aufzuwerten. Hierfür müssen bauphysikalische, energetische und solartechnische Aspekte schon von Anfang an bedacht werden. Für die technische Planung und Installation der Photovoltaik-Systeme schließlich stehen technisch oder ästhetisch hochwertige Komponenten, spezielle Befestigungssysteme und rationelle Montagesysteme zur Verfügung. Solarmodule können eigentlich überall an Gebäuden montiert oder integriert werden: Auf Schrägdächern, Flachdächern, in Lichtsheds oder Überkopfverglasung, in Sonnenschutz- oder Verschattungselementen etc.

Am häufigsten werden Photovoltaik-Anlagen auf schrägen Dächern montiert – neuerdings auch vermehrt auf Flachdächern. Hierfür gibt es eine Vielzahl von Standard-Montagesystemen. Alle anderen oben genannten Integrationsformen entstehen meist als Architekturlösungen. Oft noch werden Solaranlagen mit einer Metallunterkonstruktion zusätzlich zur Dachhaut oder Fassadenverkleidung am Gebäude befestigt – am ausgeprägtesten wird dies bei der Auf-Dach-Montage auf schrägen Dächern sichtbar. Bei den integrierten Systemen werden Bauteile des Daches oder der Fassade durch Solarmodule komplett ersetzt. Die Photovoltaik-Anlage wird so zum unverzichtbaren Bestandteil der Gebäudehülle, denn die Solarmodule sind zugleich die regendichte Hülle des Gebäudes (zum Beispiel bei der In-Dach-Montage). Erst mit solchem Mehrfachnutzen können Photovoltaik-Anlagen ihre Möglichkeiten voll ausspielen.

4.1 Was ist bei der Statik zu beachten?

Entscheidend für die Eignung eines Gebäudes ist neben den Einstrahlungsverhältnissen, ob das Dach und die gewählte Montagelösung geeignet sind, die Lasten und Kräfte aufzunehmen, die am Solargenerator auftreten können. Oft wird dieses Thema unterschätzt: so wird allein die geringe Eigenlast der PV-Module von zum Beispiel 15 kg/m² als unproblematisch für den massiven Dachstuhl angesehen. Doch im Winter kommen zusätzlich zum Eigengewicht die Schneelasten, die auf den Solargenerator wirken und die sich sonst gleichmäßig auf das Dach verteilt hätten. Bei einer Aufdachanlage werden die Kräfte des Solargenerators nur punktweise über Dachhaken, die die Montageschienen tragen, auf den Dachstuhl übertragen. Neben dem Eigengewicht, Wind- und Schneedruck wirken zusätzlich auch Sogkräfte durch Wind auf den Solargenerator. Die auftretenden Lasten hängen somit vor allem von Witterungsbedingungen am Standort, den möglichen Wind- und Schneebelastungen ab. Aber auch die Höhe des Gebäudes, die Dachneigung, die Montageart und der Abstand von der Dachdeckung sowie den Dachrändern beeinflussen die wirkenden Lasten stark. Die Grundlage für Lastberechnung an Gebäuden liefert die europäische Normreihe DIN EN 1991 (auch als Eurocode bezeichnet) »Einwirkungen auf Tragwerke« insbesondere die Teile EN 1991-1-3 Schneelasten (früher DIN 1055-5) und EN 1991-1-4 Windlasten (früher 1055-4). Nach dieser Norm wird Deutschland in bestimmte Wind- und Schneelastzonen eingeteilt.

Zu einer kompletten Statik gehört der Nachweis, dass die PV-Module und alle Befestigungselemente zwischen Dach und PV-Modul statisch geeignet sowie durch geeignete und ausreichende Verknüpfungspunkte mit der Dachkonstruktion verbunden sind und dass die Dachkonstruktion geeignet ist, die zusätzlichen Lasten und Kräfte aufzunehmen und abzuführen. Bei

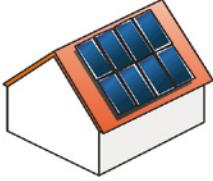
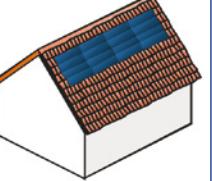
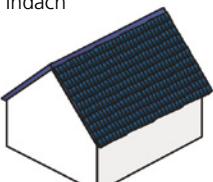
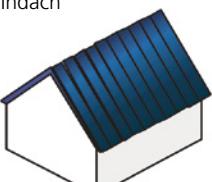
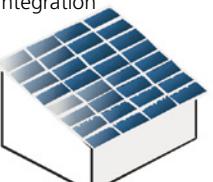
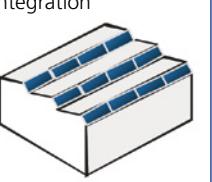
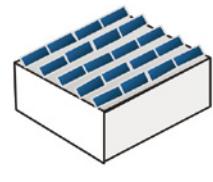
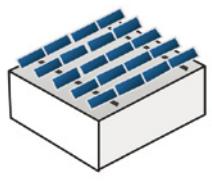
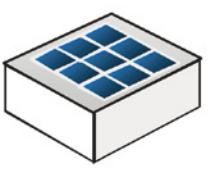
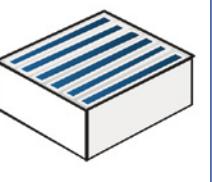
einem Teil dieser komplexen Betrachtung liefern die Montagesystemhersteller Hilfestellung, nämlich beim statischen Nachweis der Eignung der Befestigungselemente und der Systemstatik. Sie haben für ihre Montagesystemlösungen Musterstatiken für verschiedene Dachsituatiosn und Standorte erstellt. Anhand von Montageanleitungen, Dimensionierungstabellen bzw. -diagrammen für die verschiedenen Wind- und Schneelastzonen sowie speziellen Computer-tools der Hersteller können die Installateure Anzahl, Art, Ausführung und Abstände der Dachhaken und Montageschienen bestimmen. So können sie auf Basis der Dachgeometrie die Anzahl der Dachhaken und Dachschauben sowie deren minimale nötige Einschraubtiefe ermitteln, ebenso die Anzahl der Montageschienen und Verbindungsstücke normgerecht bestimmen. Um Auslegung und geeignetes System zu bestimmen, benötigt der Installateur die geografische Lage, die Geländekategorie bezüglich Windlastermittlung, die Gebäudehöhe sowie Angaben zur Dachkonstruktion und Dachdeckung. Eigengewicht, Schneedruck- sowie Windsogkräfte bestimmen somit die erforderliche Stärke der Montagesystemteile und die Anzahl der Dachbefestigungspunkte. Auf-Dach-Konstruktionen können wie Tragflächen von Flugzeugen wirken. Um die Windsogkräfte am Generator zu minimieren, sollte deshalb der Abstand zwischen den Modulen und der Dachfläche nur so groß sein, dass eine ausreichende Hinterlüftung gewährleistet ist und sich keine Blätter verfangen können, die den Regenabfluss behindern. Der Abstand der Anlage zum Dachrand an First, Traufe und Giebel sollte mindestens fünfmal so groß wie der Abstand zwischen Modul und Dachfläche sein. Außerdem sollte die Dachstatik und die Beschaffenheit des Dachstuhls geprüft werden. Während der Dachstuhl eines Schrägdaches mit Ziegeldeckung meist so gebaut ist, dass die zusätzlichen Lasten und Kräfte aufgenommen werden können, ist die Tragfähigkeit von Flachdächern mitunter statisch ausgereizt. So muss insbesondere bei frei aufgestellten Flachdachanlagen mit Schwerlast die Statik des Daches geprüft werden.

Muss ein Statiker hinzugezogen werden?

Obwohl nach dem Baurecht viele Anlagen nicht genehmigungspflichtig sind, und somit die Vorlage einer prüffähigen Statik nicht erforderlich ist (Kap. 5), müssen statische Anforderungen und Bauregeln eingehalten werden. Am besten kann das ein Statiker prüfen, der mit Solaranlagen vertraut ist. Viele Bauherren trauen einem Elektroinstallateur den Bau einer technisch hochwertigen Solarstromanlage zu; doch mitunter fühlt dieser sich nur für die elektrische Sicherheit und die Funktionsfähigkeit der Anlage verantwortlich und unterschätzt die mechanische Problematik. Oft werden noch Standsicherheit, Dachdichtigkeit und Statik gegenüber elektrischer Funktionsweise und Sicherheit vernachlässigt. Für Bauschäden, die sich auf den Aufbau des Solargenerators zurückführen lassen, ist der Installateur verantwortlich: die allgemein anerkannten Regeln der Bautechnik müssen ebenso wie die der Elektrotechnik eingehalten werden.

4.2 Montage auf dem Dach

Dächer eignen sich gut für die Montage von Photovoltaik-Anlagen. Als oberer Gebäudeabschluss bietet das Dach eine große zusammenhängende Fläche und ist aufgrund seiner exponierten Lage der am ehesten verschattungsfreie Gebäudeteil. Neben den traditionellen Aufgaben wie Wetter- und Wärmeschutz kann das Dach auch solaraktive Flächen aufnehmen. Die »Dachlandschaft« wird sich in Zukunft stark verändern, insbesondere in Bezug auf Materialien und Erscheinungsbild.

Schrägdach	Aufdach  Satteldach mit Standardmodulen	Indach  Satteldach mit Standardmodulen	Indach  Solardach mit Standardmodulen	Indach  Ziegeldach mit integrierten Solardachplatten
Schrägdach	Indach  Satteldach mit Solardachziegeln	Indach  Metallprofil bzw. Stehfalzdächer mit PV-Elementen	Integration  Pultdach mit Sondermodulen (Glasglasmodule)	Integration  Licht- bzw. Sheddächer mit Sondermodulen (Glasglasmodule)
Flachdach	Aufdach  Standardmodule auf selbsttragendem Montagesystem, Schwerlast-verankerung	Aufdach  Standardmodule auf dachverbundem Montagesystem, Direktverankerung	Indach  Umkehrdachsystem mit PV-Modulen, Schwerlast-verankerung	Indach  Kunststoffdachbahnen mit PV-Elementen

■ Abb. 62: Die verschiedenen Möglichkeiten der Montage auf Dächern

Konstruktionen für das Schrägdach: Auf-Dach-Lösung

Beim geneigten Dach leitet die Dacheindeckung aus überlappenden Einzelementen das Regenwasser ab. In der Regel sind Dacheindeckungen und Schrägdächer als Kaldach ausgeführt, das bedeutet, die Dachkonstruktion ist belüftet und besteht aus folgenden Schichten:

- Dacheindeckung (Dachpfannen aus Ziegel oder Beton, Biberschwanz, Schindeln u. ä.) zum Ableiten von Regenwasser
- Dachlattung
- Konterlattung
- Unterspannbahn oder Unterdach als Wassersperre
- Sparren mit Wärmedämmung

Die Wärmedämmung kann unter, zwischen oder auf den Sparren verlegt sein. Befindet sich die Dämmung auf den Sparren, können keine Standard-Montagesysteme eingesetzt werden. Spezielle Befestigungsziegel sind hier die Alternative.

Auf-Dach-Systeme haben den Nachteil, dass alle Bauteile einschließlich der Befestigungen, elektrischen Anschlüsse und Kabel der Witterung ausgesetzt sind. Ein Pluspunkt wiederum ist die freie Hinterlüftung der Module, die sich positiv auf den Energieertrag auswirkt.

Welches Montagesystem?

Die überwiegende Anzahl der PV-Anlagen wird über die Dächer montiert. Der Grund hierfür ist, dass dies insbesondere bei Nachrüstungen auf bestehenden Dächern die kostengünstigste Variante darstellt, denn der Arbeits- und Materialaufwand ist gering. Die Metallkonstruktion für die Aufnahme der Module, das sogenannte Montagesystem, setzt sich aus drei Hauptbestandteilen zusammen: Dachbefestigung (Dachhaken), Trag- bzw. Montageschienen und Modulbefestigung. Mit der Dachbefestigung wird das Schienensystem durch die Dachdeckung hindurch an der Dachkonstruktion verankert oder direkt an der Dachdeckung befestigt. Die Module werden mit systemangepassten Befestigungselementen auf den Tragschienen fixiert.

Bei der Auf-Dach-Montage werden die Module mit einer Metallunterkonstruktion mit relativ geringem Aufwand oberhalb der bestehenden Dacheindeckung montiert. Die Dacheindeckung bleibt dabei komplett erhalten und behält ihre wasserableitende Funktion. Lediglich an den Stellen, wo Dachhaken befestigt werden, müssen meist die Dachziegel/Dachsteine¹¹ mit einem Winkelschleifer bearbeitet werden, da sie nach dem Wiedereinsetzen an der alten Stelle auf den darunter und seitlich liegenden Dachsteinen plan aufliegen sollen. Die Kopf- und Fußfalzung behindert bei vielen Dachsteinarten ansonsten den Schenkel des Dachhakens. Die Dachhaken dürfen die Lage der Dachsteine nicht verändern, da es sonst zu Dachundichtigkeiten kommen kann. Als Alternative bieten Hersteller für die verschiedenen Dacheindeckungen Befestigungsziegel oder Spezialdachsteine an, bei denen der Durchtritt der Dachhaken nicht behindert wird. Die Dachhaken dürfen nicht auf den Dachsteinen aufliegen, da diese sonst durch mechanische Belastung beschädigt werden können. Zahl und Abstand der Haken hängen von Montagesystem und statischen Erfordernissen ab.

Neben Dachhaken kommen auch Befestigungsziegel, Klemmen für Metalldächer (Stehfalfz-, Profildächer etc.) oder Stockschrauben für Welleternit und Well- bzw. Trapezblehdächer als Dachbefestigung zum Einsatz.

Die Unterkonstruktion muss die am Generator auftretenden Kräfte aufnehmen und auf das Dachtragwerk übertragen, ohne sich dabei auf die Dachziegel abzustützen. Abgesehen von der thermischen Beanspruchung im Hochsommer sind es vor allem mechanische Belastungen, denen die Module ausgesetzt sind. Auf den Dachhaken werden die Trag- bzw. Montageschienen montiert. Meist werden die Module hochkant auf zwei horizontalen Montageschienen je Reihe festgeklemmt. Die Montageschienen werden meist entsprechend den Dachgegebenheiten vor Ort zugeschnitten bzw. mit Verbindungselementen verlängert. Variable Dachhaken und Montageschienen erleichtern den Installateuren die Anpassung an das Dach.

Der Abstand der Schienen richtet sich nach den möglichen Dachbefestigungspunkten, dem Reihenabstand der Dachpfannen, den statischen Eigenschaften von Montagesystem und Dach

¹¹ Oft werden Dachbedeckungen aus Stein umgangssprachlich Dachziegel genannt, auch wenn sie nicht aus gebranntem Ton hergestellt wurden. Deshalb ist als allgemeine Bezeichnung Dachstein richtiger.



Abb. 63: Je nach Dachstein sind Aussparungen an den Pfannen notwendig, damit diese nach der Dachhakenmontage wieder plan aufliegen ohne Belastung durch den Dachhaken. Das gelingt am besten mit einem Winkelschleifer (Flex).

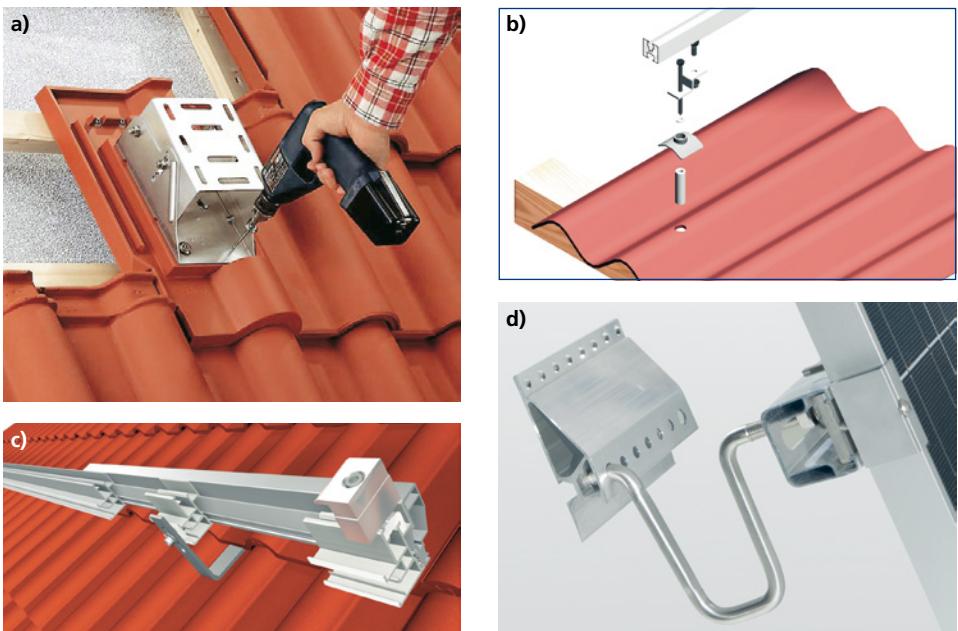


Abb. 64: Modulbefestigung: a) Befestigungsziegel, b) Stockschaube, c) flexibel einsetzbare Teleskop-Montageschiene, d) zweiseitig höhenverstellbarer Dachhaken

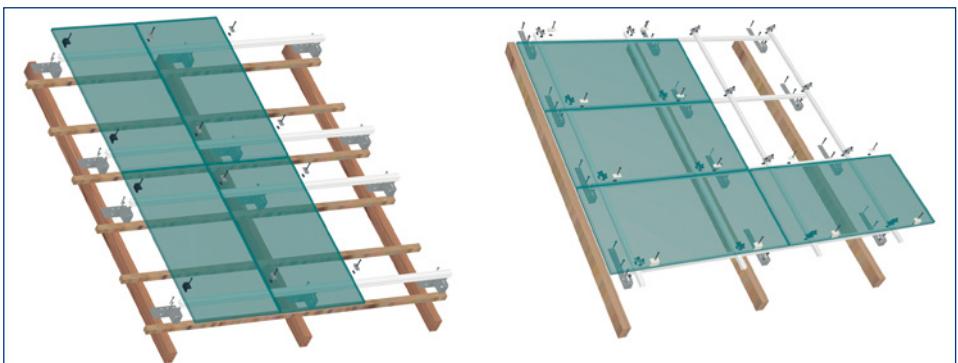


Abb. 65: Quer- und Längsschiebemontage

■ Abb. 66: Kreuzschielenmontage



sowie den Abmessungen und zulässigen Befestigungsbereichen des Moduls. Verläuft die Dachkonstruktion quer oder werden die Module aus ästhetischen Gründen oder zur Verschatzungsoptimierung quer montiert, werden die Montageschienen vertikal angebracht.

Um eine plane Fläche zu erhalten, müssen vorhandene Unebenheiten des Daches durch das Montagegestell ausgeglichen werden. Deshalb sollte vor der Montage überprüft werden, ob ein Höhenausgleich mithilfe von verstellbaren Dachhaken bzw. eine Unterfütterung mit Unterlegscheiben oder Distanzstücken erforderlich ist. Wenn die Unterkonstruktion keine passenden Befestigungspunkte im erforderlichen Schienenabstand bietet oder die Dachfläche sehr uneben ist, empfiehlt sich eine zweite, rechtwinklig montierte Schienenlage. Mit dieser sogenannten Kreuzschielenmontage lässt sich die Generatorfläche leichter plan ausgleichen. Unter Umständen können Dachbefestigungspunkte gespart werden, da deren Abstand unabhängig von der Modulgröße ist und so die statisch maximal zulässigen Abstände ausgenutzt werden können. Bei Kreuzschielenmontage können die Solarmodule auf den Querschienen am Boden vormontiert und verkabelt werden. Beim Bau von Großanlagen werden diese vorbereiteten Modulgruppen dann mittels Kran auf das Dach gebracht und auf der dort montierten unteren Schienenlage befestigt. Für Montagesysteme, bei denen die Module in die Tragprofile eingelegt oder linear geklemmt werden, ist ebenfalls ein zweilagiges Schienensystem erforderlich.

Montagefreundliche Systeme sparen Zeit und Geld. Ungünstig sind Systeme, die auf dem Dach noch angepasst werden müssen. Eine mögliche Vormontage auf dem Boden reduziert mühselige Arbeit auf dem Dach. Noch schneller lassen sich Systeme montieren, die bereits vorkonfektioniert geliefert werden. Die wenigen Einzelteile können dann schnell montiert werden. Beispielsweise sind bei einigen Systemen die Kanäle und Befestigungsmöglichkeiten für die Kabelführung bereits vorhanden. Durch Lüfterdachsteine werden die Kabel dann in das Gebäude geführt. Die Kabeldurchführung durch Wärmedämmung, Dampfsperre und Unter spannbahn muss fachgerecht vorgenommen und wieder sorgfältig abgedichtet werden, damit die Luftdichtigkeit des Gebäudes nicht leidet.

Modulbefestigungen

Bei der Halterung der Module kommen punkt- oder linienförmige Klemmung sowie Einlegesysteme und neuerdings auch Klebungen zum Einsatz. Meist werden die Module punktförmig am Rand mit beidseitigen Mittelklemmen zwischen zwei Modulen und mit einseitigen Endklemmen für das äußere Modul befestigt. Die Klemmen greifen zum Beispiel mittels Hammerkopfschrauben in die Nuten der Montageschienen. Zwischen den Modulen müssen Deh-

nungsfugen vorgesehen werden, damit es in Folge der thermischen Ausdehnung nicht zur Verspannung und zum Bruch der Module kommt. Zumeist geben die Mittelklemmen die Dehnungsfugen zwischen den Modulen zur Temperatursausdehnung vor. Es sollten Abrutschsicherungen montiert werden, zum Beispiel untere Anschlagwinkel oder einfache Schrauben in den Montagebohrungen des Modulrahmens, um das Abgleiten der Module aus den Klemmen zu verhindern. Bei der Modulbefestigung ist darauf zu achten, dass geeignete Klemmen benutzt werden, die Module fest und sicher an den vorgeschriebenen Klemmbereichen sitzen und die Schrauben keinen zu hohen Druck auf die Module ausüben. Bei rahmenlosen Glas-Folien-Modulen oder Doppelglasmodulen werden Gummiprofile zwischen den Halteklemmern eingesetzt.

In der modernen Architektur werden zunehmend Klebetechniken für Glaselemente eingesetzt. Die meist auf Silikon basierenden Kleber haben eine hohe Haftfähigkeit und Langzeitbeständigkeit. Dünnschichtmodule werden häufig als Doppelglaselemente ausgeführt. Zunehmend setzen die Hersteller Rückseitenschienen ein, sogenannte Backrails. Dieses sind metallische Befestigungselemente und Schienen, die auf das rückseitige Glas geklebt werden. Das hat aufgrund der geringeren mechanischen Verspannung der Module gegenüber einer punkt- oder linienförmigen Klemmung am Modulrand deutliche Vorteile.

Bei linienförmigen Befestigungen werden die Module mit durchgehenden Klemmleisten am Rahmen befestigt. Neben der ansprechenden Optik ist die einfache Modulmontage hervorzuheben: die Module werden abrutschsicher in die Profile eingelegt und nicht mehr einzeln ausgerichtet und befestigt. Die Unterkonstruktion ist jedoch aufwendiger, da zwei Schienenlagen erforderlich sind. Einlegesysteme halten die Module ebenfalls linienförmig. Hier werden die Module ohne Klemmung und Verschraubung nur in die Trägerprofile hineingestellt. Sie halten verspannungsfrei durch ihr Eigengewicht und Reibung. Die Module können ohne Werkzeug montiert und sehr einfach ausgewechselt werden. Es besteht jedoch die Gefahr von Schmutzablagerung oder von Frostschäden, wenn Wasser durch eventuell verdeckte Wasserablauflöcher der Modulrahmen nicht ablaufen kann. Obwohl sich Einlegesysteme schon vielfach bewährt haben, sollte bei der querseitigen Befestigung besonders auf die Eignung der Module geachtet werden. Die statische Belastung ist hier sehr viel höher, sodass die Module hierfür vom Modulhersteller ausdrücklich zugelassen sein müssen.

Mittlerweile gibt es viele Standardsysteme, die sich in ihrer Konzeption und Qualität oft erheblich unterscheiden. Der Trend geht in Richtung Materialeinsparung und Montagevereinfachung.



Abb. 67: Links: Modulklemme (Punktförmige Befestigung) von gerahmten Modulen, rechts: Laminatklemme für rahmenlose Module bei einem In-Dach-System



Abb. 68: Links: Linienförmige Befestigung mit Klemmleiste, rechts: Modulmontage am Einlegesystem

chung. Vorteilhaft sind universelle Systeme, die für verschiedene Module, Typen und Formate einsetzbar sind. Noch wird oft beim Montagesystem gespart, obwohl diese Komponente nur fünf bis zehn Prozent der Gesamtkosten einer Photovoltaik-Anlage ausmacht. Es trägt aber die teuerste und wertvollste Komponente, den Solargenerator, der über mehr als 25 Jahre zuverlässig Strom liefern soll. Unter ästhetischen Gesichtspunkten sollte das Montagesystem möglichst im Hintergrund bleiben, die Montageschienen sollten nicht über den Rand des Generators hinausragen. Dabei ist wichtig, dass die Module gut hinterlüftet sind und die Selbstreinigung nicht durch überstehende Konstruktionselemente behindert wird (keine Schmutzkanten).

Ausgewählte Materialien

Standardwerkstoffe für Montagesysteme sind Aluminium und Edelstahl oder feuerverzinkter Stahl. Zu beachten sind dabei die Grundnorm zur Tragwerksplanung DIN EN 1990, insbesondere deren Teile 2 und 3 »Ausführung von Stahl- und Aluminiumtragwerken« sowie die DIN Bauregellisten EN 1993-1 »Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten« und DIN EN 1991-1 »Bemessung und Konstruktion von Aluminiumtragwerken«. Da die Standsicherheit und die Ausführung von Tragkonstruktionen aus nichtrostendem Stahl derzeit nicht durch die geltenden technischen Baubestimmungen geregelt sind, ist die allgemeine bauaufsichtliche Zulassung Nr. Z-30.3-6 zu beachten. In Gebieten mit Industrie- oder Meeresluft (feuchte, salz- oder säurehaltige Luft) ist der Einsatz von Stahl nicht zu empfehlen. Bei direkter Berührung mit den Modulrahmen aus Aluminium kann es zu Kontaktkorrosion kommen – dies gilt auch für verzinkten Stahl. Zur Vermeidung von Korrosion sollten an den Verbindungsstellen zwischen Modul, Schienen und Dachhaken, aber auch bei Berührung mit anderen Metallteilen auf dem Dach (Dachrinnen, Bleche etc.) nur Materialkombinationen verwendet werden, bei denen keine Gefahr durch elektrochemische Reaktionen besteht. Montagesysteme aus Aluminium und Edelstahl sind hier auf der sicheren Seite. Prinzipiell sollten Montagesystemhersteller Musterstatiken für ihr System mitliefern. Doch diese können nicht generell die Statikberechnung nach DIN 1055 bzw. Eurocode ersetzen, da diese für jede Anlage, dem Dach und Standort entsprechend, individuell geprüft werden muss (siehe auch Kap. 4.1).

Hinweise zur fachgerechten Montage des Solargenerators

Mitunter werden Module am Dach mechanisch verspannt, um eine plane Generator-Oberfläche aufzubauen. Bei Temperatur- und Windeinwirkungen bzw. im Lauf der Zeit können dann die Modulgläser platzen. Die Dachhaken müssen so auf dem Dachsparren befestigt werden,

dass sie keine Kraft auf die Dachziegel ausüben, sonst können diese brechen und das Dach wird undicht. Um das zu verhindern, müssen die richtigen Dachhaken in ausreichender Zahl verwendet werden; unter Umständen sind Holzdistanzstücke zwischen Dachhaken und Dachsparren einzusetzen. Eine Beschädigung der Dachziegel wird vermieden, wenn der Abstand zwischen Dachhaken und Ziegel ca. 3 bis 5 mm beträgt. Die Dachhaken sollten mindestens an zwei Holzschrauben (meist $\varnothing 8 \times 100$) mit Unterlegscheiben in diagonal versetzten Bohrungen sicher am Sparren befestigt werden. Ein Vorbohren der Löcher im Sparren erleichtert eine solide Montage. Die Sparren müssen stabil – mindestens Nadelholzgütekasse C24 nach DIN 1052 [9] – und nicht morsch oder vom Pilz befallen sein. Inzwischen werden auch höhenverstellbare Dachhaken angeboten, bei denen der Einsatz von Distanzstücken entfällt (siehe Abb. 64).

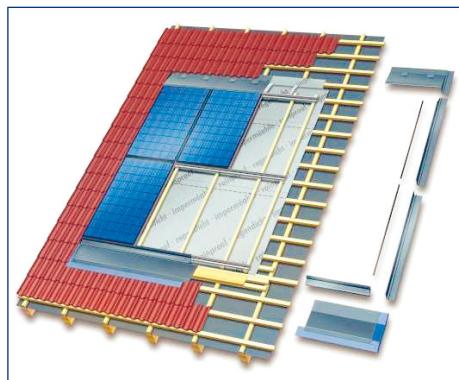
Da Photovoltaik-Anlagen für einen Zeitraum von 20 Jahren und mehr ausgelegt werden, und bei aufgeständerten Anlagen die gesamte mechanische Befestigung der Witterung ausgesetzt ist, sollte darauf geachtet werden, dass nur hochwertige Metalle eingesetzt werden. Innerhalb einer Metallart, zum Beispiel Aluminium oder V2A-Edelstahl, gibt es, abhängig von der chemischen Zusammensetzung, deutliche Qualitätsunterschiede. Daher ist auf die jeweilige Legierung oder Werkstoffnummer zu achten. An manchen Anlagen kam es wegen falscher Materialwahl zu Korrosionserscheinungen am Montagegestell. Es muss auf eine Verträglichkeit der eingesetzten Metalle geachtet werden. Zum Beispiel dürfen Messingschrauben nicht an verzinkten Montagesystemen verwendet werden. Metallkombinationen dürfen nur verwendet werden, wenn keine Gefahr durch elektrochemische Reaktionen entsteht. Gegebenenfalls müssen Verbindungsstellen verschiedenartiger Metalle vor Feuchtigkeit geschützt werden. Unter Umständen wird eine Isolation zwischen Metallen hoher Spannungsdifferenz erforderlich. Auch andere, bereits vorhandene Bauteile (zum Beispiel Dachrinnen, Mauerwerksabdeckungen etc.) müssen berücksichtigt werden, um eine elektrolytische Korrosion auszuschließen. Wird die Tragkonstruktion bauseits erstellt, so ist auf guten Korrosionsschutz zu achten. Feuerverzinktes Material sollte nachträglich nicht mehr gebohrt oder abgelängt werden, da eine nachträglich auf die unverzinkten Stellen aufgebrachte Kaltverzinkung nicht so haltbar ist wie die Feuerverzinkung. Um die am Solargenerator wirkenden Lasten (Wind und Schnee) zu minimieren, sollte bei der Planung Folgendes beachtet werden:

- Der Abstand zwischen der Modulfläche und der Dacheindeckung sollte nicht zu groß sein. Andererseits muss er so groß sein, dass eine ausreichende Hinterlüftung gewährleistet ist und sich keine Blätter verfangen können, die den Regenabfluss behindern.
- Die vertikalen und horizontalen Linien des Gebäudes (First, Traufe, Giebel) sollten nicht überschritten werden. An den Eck- und Randbereichen des Daches steigen die Windlasten deutlich an. Als Faustwert sollte deshalb der Abstand der Anlage vom Dachrand mindestens fünfmal so groß wie der zwischen Modulfläche und Dachdeckung sein.
- Die Modulfläche sollte die gleiche Neigung wie das Dach haben.
- Werden die Module nicht bündig, sondern mit einem kleinen seitlichen Abstand montiert, wird der Druckausgleich erleichtert. Dadurch werden gleichzeitig Pfeifgeräusche durch den Wind vermieden.

4.3 In-Dach-Anlagen

In-Dach-Anlagen sind die aufwendigere, aber ästhetisch hochwertigere Lösung. Die Mehrkosten halten sich allerdings in Grenzen, sofern Standardmodule eingesetzt werden. Bei Neubau

■ Abb. 69: Prinzip eines In-Dach-Systems



■ Abb. 70: Links: In-Dach-System als Energiedachlösung, rechts: In-Dach-Konstruktion mit semitransparenten Sondermodulen an der Bayerischen Landesbank

oder Neueindeckung eines Daches reduzieren sich Aufwand und Kosten, da die Module anstelle der Dachdeckung montiert werden. Es können ganze Dachflächen oder nur Teilbereiche des Daches mit Modulen eingedeckt werden.

In-Dach-Systeme müssen so konstruiert und ausgeführt werden, dass sie die Dichtheit des Daches gegen Regenwasser und aufsteigende Feuchtigkeit genauso gewährleisten wie eine normale Dacheindeckung. Die Solarmodule müssen ausreichend hinterlüftet sein, damit eine evtl. Kondensatbildung unter den Modulen nicht zu Feuchteschäden führen kann. In-Dach-Module müssen nach Bauregelliste den brandtechnischen Nachweis der so genannten »harten Bedachung« besitzen.

Die Systeme mit Standardmodulen basieren auf einem Profilsystem aus Metall, das auf der vorhandenen Dachunterkonstruktion als Rahmenwerk für die Module befestigt wird. Die Module werden in dieses Rahmenwerk eingelegt und je nach System mit Haltebügeln, Deckleisten, Klemmgummis, Klammern oder durch Verkleben befestigt. Damit das Solardach zuverlässig dicht bleibt, gibt es verschiedene Lösungen: Eine schindelförmige Überlappung leitet das Regenwasser genauso ab wie die Dachziegel. Entwässerungskanäle in den Profilen sammeln

das Wasser unter den Modulen und leiten es in Richtung Traufe ab. Manche Systeme verwenden dafür Wannen, Bleche oder Matten unter den Modulen, andere dichten die Fugen zwischen den Modulen mit Gummiprofilen ganz ab. Wird nur ein Teil der Dachfläche mit Modulen belegt, muss auch der Übergang zu den Dachsteinen regensicher ausgeführt werden, zum Beispiel durch Überlappung oder Eindeckbleche ähnlich wie bei Dachflächenfenstern.

Die meisten In-Dach-Systeme werden in der Ebene der Dachlattung hinterlüftet. Dennoch sind die Module nicht so frei belüftet wie bei der Auf-Dach-Lösung. Es ist also mit höheren Modultemperaturen und etwas niedrigeren Erträgen zu rechnen. Günstig sind Systeme ohne waagerechte Systemschiene und ohne vollflächige Bauteile zur Wasserableitung zwischen den Modulen und der Dachkonstruktion. Vorteilhaft bei In-Dach-Anlagen sind die geringeren Windkräfte und die geschützte Lage sämtlicher Befestigungs- und Anschlussteile innerhalb der Dachhaut.

Sonderform: Die Solardachziegel

Solardachziegel können mit ihrem speziellen Kunststoff- oder Mineralrahmen wie normale Dacheindeckungen verlegt werden. Für verschiedene Dachsteinarten gibt es eigens passende Solardachziegel. Wie normale Dachsteine überlappen sie an zwei Seiten die darüber und daneben liegenden Dachsteine, sodass Regenwasser darüber abfließen kann. Von ihren Abmessungen her können sie oft mehrere normale Dachziegel ersetzen. Sie werden meist unmittelbar auf der vorhandenen Dachlattung befestigt. Seltener werden noch kleine Spezialmodule meist direkt auf die Dacheindeckungselemente geklebt. Diese Lösung ist jedoch mit einem hohen Verkabelungsaufwand und einem größeren Flächenbedarf verbunden. Ein kabelloses Stecksystem gibt es bislang nicht.

Für Metalldächer werden Stehfalz-Dachelemente angeboten, die oft mit Tripelzellen aus amorphen Silizium, seltener mit Modulen aus kristallinem Silizium beschichtet bzw. beklebt sind. Eine Weiterentwicklung sind Leichtbauelemente aus Stahl mit integrierter Wärmedämmung und Tripelzellen-Laminaten, die zur Dach- und Fassadenbekleidung verwendet werden.

Licht- und Shed-Dächer mit Solarmodulen

Auf vielen Industriegebäuden gibt es Licht- oder Shed-Dächer. Durch semitransparente Module lässt sich der Sonnenschutz realisieren und gleichzeitig ausreichend Licht ins Gebäude bringen. Bei der nachträglichen Integration von Solarmodulen in Licht- und Shed-Dächer sollte die Änderung der Lichtverhältnisse im Gebäude beachtet werden.



Abb. 71: Isolierglasmodule im Shed-Dach der Veranstaltungshalle Arena in Berlin

Beim Umbau der denkmalgeschützten Bushalle in Berlin zur inzwischen viel besuchten Veranstaltungshalle »Arena« wurden auf der Südostseite der Licht-Sheds Isolierglasmodule integriert. Bei der zweiseitig linienförmigen Halterung wurden die rahmenlosen Isolierglasmodule mit Glashalteschienen und Dichtungen punktuell an der Shed-Dach-Konstruktion befestigt. Um Denkmalschutzaflagen zu entsprechen, wurden als rückseitige Modulscheiben Strukturgläser verwendet.

4.4 Aufgeständerte Systeme für das Flachdach

Dächer mit einer Neigung von weniger als 12° gegen die Horizontale gelten gemeinhin als Flachdach. Flachdächer eignen sich oft sehr gut für die Aufstellung von größeren Solaranlagen. Sie lassen für die Planung des Solargenerators einige Freiheiten: Meist kann die Ausrichtung genau nach Süden gewählt und der Neigungswinkel optimal eingestellt werden. Damit wird gleichzeitig eine optimale Hinterlüftung der Module erreicht. Vor Baubeginn sollte sicher gestellt sein, dass das Flachdach in den nächsten 20 Jahren nicht grundlegend saniert werden muss. Die Module können übrigens als »Sonnenschutz« die Lebensdauer der Dachhaut verlängern. Beim Flachdach ist die Dachabdichtung im Gegensatz zu den Schrägdächern absolut wasserundurchlässig und wird vollflächig in Bahnen oder flüssig aufgebracht. Deshalb ist mit besonderer Vorsicht zu arbeiten, da die Dachhaut leicht verletzbar ist und dies zu Undichtigkeiten mit gravierenden Folgeschäden führen kann.

Je nach Dachaufbau unterscheidet man zwischen dem zweischaligen durchlüfteten Dach (Kaltdach) und dem einschaligen nicht durchlüfteten Dach (Warmdach). Das Warmdach ist das gängigste Eindeckungssystem für Flachdächer. Eine Sonderform des Warmdaches ist das Umkehrdach. Dabei liegt die Dachhaut unter der Wärmedämmung, vor Temperaturschwankungen und Umwelteinflüssen geschützt. Die Wärmedämmung muss hierbei mit einer dauerhaften Auflast beschwert werden, zum Beispiel mit einer Kiesschüttung, mit Betonplatten oder neuerdings mit Photovoltaikmodulen.

Der Markt bietet viele Standard-Montagegestelle für Flachdächer. Oft werden die gleichen Profilschienen wie bei Schrägdach-Aufständungen benutzt und mit einer Anstellvorrichtung kombiniert, die den gewünschten Neigungswinkel ermöglicht. Dies können zum Beispiel Metallgestelle, Betonwinkel oder spezielle Kunststoffwannen sein. Prinzipiell können die Module auch horizontal montiert werden. Der Energieertrag wird dann jedoch nicht nur durch den nicht optimalen Neigungswinkel geschmälert, sondern auch durch vermehrte Ablagerung von Staub, Laub etc. Es gibt niedrige Flachdachgestelle, die nur ein Modul aufnehmen oder solche, die mehrere Module übereinander tragen. Meist werden mehrere Gestellreihen hintereinander aufgestellt. Dabei wird der Reihenabstand so gewählt, dass sich die Module nur gering gegenseitig verschatten. Für einen Neigungswinkel von 30° sollte der Abstand von südausgerichteten Modulreihen deshalb etwa das Zwei- bis Dreifache der Modulbreite betragen. Wenn möglichst viele Module auf einem Dach untergebracht werden sollen, wird eine höhere Verschattung zugelassen. Es besteht ebenfalls die Möglichkeit, durch die Wahl eines geringeren Neigungswinkels der Modulreihen die Abschattung zu minimieren, sodass die Modulreihen näher aneinander rücken können. In Hinblick auf die Eigenverbrauchsoptimierung macht gerade bei Flachdächern auch eine Ost/Westaufständung mit geringen Neigungswinkeln und einer hohen Dachflächenausnutzung Sinn. So werden neben den Mittagsstunden auch die Morgen- und Abendstunden gut genutzt. Es werden dabei nur geringe Abstände zwischen den Modulreihen gelassen, die gerade so ausreichend Platz für das Durchlaufen zwischen den Reihen

lassen. Die Verschattungsverluste halten sich dabei durch die geringen Neigungswinkel von 15° bis 20° in Grenzen.

In schneereichen Gegenden sollten die Module je nach der winterlichen Schneehöhe mit ausreichendem Abstand zwischen Modulunterkante und Dachoberfläche montiert werden, damit der Schnee abrutschen kann und die Module nicht verschattet werden. Auch bei Gründächern muss dieser Abstand groß genug gewählt werden, damit die Pflanzen die Module nicht verschatten. Noch dazu sollten Reihenabstand und Modulreihenabmessungen so gewählt werden, dass die Pflanzen unter den Modulen genügend Licht erhalten.

Montage der Modulbefestigungssysteme auf dem Flachdach

Die Modulflächen bieten dem Wind eine große Angriffsfläche – dies gilt insbesondere für hohe Gebäude, an denen beachtliche Windkräfte auftreten können. Die Wahl der Befestigung ist von der Statik des Daches abhängig. Ist das Dach zusätzlich belastbar oder nicht? Die Antwort findet sich bei vorhandenen Bauplänen in der Statikberechnung des Gebäudes oder muss bei einem Statiker eingeholt werden. Damit entscheidet sich, ob die Anlage frei aufgestellt werden kann oder mit dem Dach fest verbunden werden muss. Als Dachkonstruktion für Flachdächer kann eine Holzbalkendecke dienen, meist kommen jedoch Stahlbetonmassivplatten, Profilbleche oder Stahlbetontragwerke zum Einsatz. Oft jedoch ist die Statik von neueren Flachdächern im Gewerbebereich schon »ausgereizt«, sodass die zusätzliche Last auf die tragenden Gebäudewände abgeführt werden muss.

Frei aufgestellte Anlagen sind der Standardfall auf Flachdächern. Hier werden die Montagesysteme durch eine Beschwerung gesichert. Eine Dachdurchdringung ist dabei nicht erforderlich. Die Auflast, zum Beispiel Betonsockel, Gehwegplatten oder auch das Dachsubstrat von Gründächern ist so schwer, dass bei maximal zu erwartender Windlast die Anlage noch fest aufliegt. Das erforderliche Gewicht ist abhängig von der Höhe des Gebäudes, seiner Lage und der Beschaffenheit der Dachhaut. Als Berechnungsgrundlage dient DIN 1055 (siehe auch Kap. 4.1). Das Montagesystem wird entweder am Betonsockel mit Schraubankern befestigt oder mit einer Auflastlage beschwert. Eine andere Variante sind Systeme auf der Basis von Wannen, die mit Kies oder Betonplatten gefüllt werden.

Übersteigt das benötigte Gewicht die statische Belastbarkeit des Flachdaches, muss die Anlage fest mit der Dachkonstruktion oder den tragenden Wänden verbunden werden. Dazu ist es erforderlich, die Dachhaut an einigen Stellen zu durchstoßen und die Verankerungspunkte fachgerecht abzudichten. Diese Dachbefestigung erfordert Sonderlösungen, die auf das Dach und die Anlage zugeschnitten sind.



■ Abb. 72: Aufgeständerte Anlage auf Kiesdach



Abb. 73: Links: Wannensystem ConSoLe aus Kunststoff, rechts: Module auf dem Wannensystem Solgreen für Gründächer



Abb. 74: Verankerung am Dach der Landesbank Berlin. Links: Blick auf das Dach, rechts: Modulunterkonstruktion

Die Solarmodule der Landesbank Berlin (Abb. 74) sind mit einer Konstruktion befestigt, bei der auf der Betondecke verschraubte Sockelstützen eine Konstruktion aus handelsüblichen Stahlprofilen aufnehmen. Die Dachfläche unter den Modulen wurde begrünt.

Zunehmend kommen insbesondere auf Dächern mit geringer zulässiger Dachlast sogenannte aerodynamische Aufständersysteme zum Einsatz. Das sind oft vollflächige Stützsysteme aus Blechen oder auch Kunststoffen mit Rückwänden. Diese Systeme nutzen die Kraft des Windes, sie minimieren durch ihre Form und Aufständierung die Windkräfte, folglich wird weniger Ballast benötigt. Dazu werden die Module meist mit einem geringen Neigungswinkel ($< 25^\circ$) aufgeständert, sie erhalten auch eine schräge Rückwand und zum Teil Seitenwände. Zusätzlich werden die einzelnen Reihen meist über Profile miteinander verbunden. Bei Ost/West-aufgeständerten Modulen kann die Rückwand entfallen. Die Neigungswinkel der Module und der Rückwände sowie die Reihenabstände wurden von den Herstellern in Windkanaltests und Strömungssimulationen optimiert. Durch diese Maßnahmen kann die Ballastierung um bis zu 85 % reduziert werden. Vor allem für Dächer mit geringen Lastreserven können Systeme dieser Art sehr interessant sein. Die Systeme müssen über einen Nachweis der winddynamischen Eignung verfügen. Wenn Kunststoffe verwendet werden, sollte die BÜV-Empfehlung »Tragende Kunststoffteile im Bauwesen« beachtet werden [10].

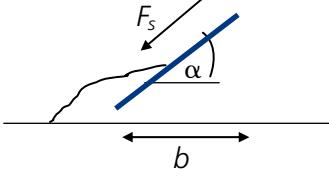
Prinzipiell muss bei Aufständungen auf dem Flachdach die Schneehäufung berücksichtigt werden. So erhöht sich vor den Modulen, insbesondere wenn kein oder nur ein geringer Abstand zum Dach gehalten wird, die Schneelast. Dies muss in der Berechnung der Statik berück-



Abb. 75: Aerodynamisch optimierte Aufständerungen

sichtigt werden, indem zum Beispiel bei der Berechnung Schneehäufungsansatz für Schneefanggitter, Höhensprünge oder Sheddächer entsprechend DIN EN 1991-1-3 NA gewählt wird. Dabei ergibt sich die wirkende Last aus:

$$F_s = s \times b \times \sin \alpha$$



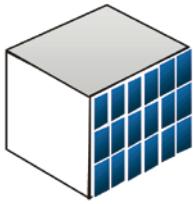
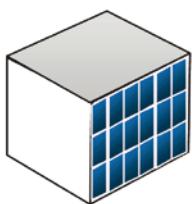
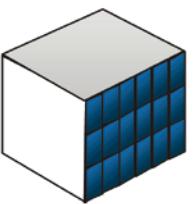
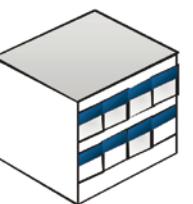
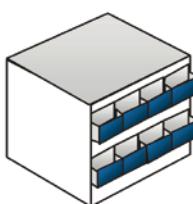
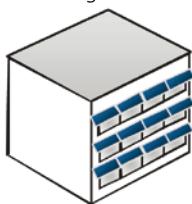
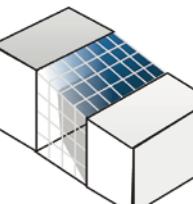
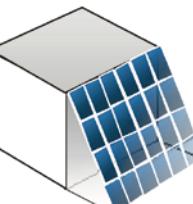
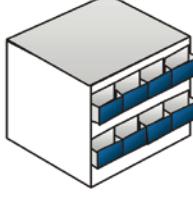
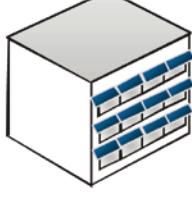
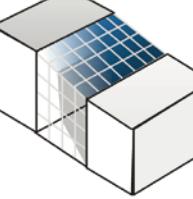
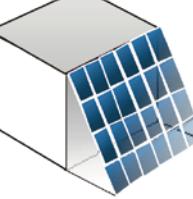
Dabei entspricht b der horizontalen Tiefe des aufgeständerten Moduls und s der geltenden Schneelast.

4.5 Montage an der Fassade

Neben den Dächern bieten auch Fassaden, Überdachungen, Lichtkuppeln, Atrien, Sonnenschutzeinrichtungen etc. vielfältige Möglichkeiten, um solaraktive Flächen in das Gebäude zu integrieren. Die vermiedenen Kosten für eingesparte Fassadenelemente können bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt werden.

Die Energieerträge von vertikalen Fassadenanlagen sind wegen der ungünstigen Neigung (Abb. 32) und zusätzlich wegen der stärkeren Reflexion des oft schräg einfallenden Sonnenlichtes begrenzt. So stellen 600 kWh pro kWp bereits einen guten Wert für vertikale Fassaden dar, der in Deutschland nur an Südfassaden erreichbar ist. Der Ertrag ist jedoch nicht der alleinige Bewertungsmaßstab für solaraktive Fassaden. Denn die Photovoltaik-Anlage wird Bestandteil der Gebäudehülle und übernimmt neben der Stromerzeugung zusätzliche Funktionen wie Wetterschutz, Wärmedämmung, Schallschutz, Sonnenschutz. Architektonisch hochwertige Fassaden lassen sich mit diesen Synergieeffekten kombinieren.

Die Fassade ist vielleicht das wichtigste Element der Architektursprache. Man kann sie als das Gesicht des Gebäudes sehen. Solarmodule können das Gestaltungsrepertoire von Architekten bereichern oder auch einschränken, da nur bestimmte Rastermaße bzw. Farben umsetzbar sind. Eine ganze Reihe von gelungenen Photovoltaik-Fassaden zeigt jedoch, dass Solarmodule fast wie Standard-Fassadenbekleidungen eingesetzt werden können. Zur Montage werden die üblichen Befestigungssysteme aus dem Glasfassadenbau benutzt. Besondere Aufmerksamkeit

Kaltfassade 	Warmfassade 	Warmfassade 	Warmfassade 
Vorhangsfassade mit Standardmodulen 	Fassade mit Standardmodulen 	Fassade mit Sondermodulen (Glasglasmodule) 	PV-Sondermodule als Oberlicht im Fensterbereich 
Brüstungselemente 	Sonnenschutzeinrichtungen 	Atrien oder Lichthöfe 	Glasvorbau 
Fassade mit PV-Modulen an der Balkonbrüstung 	PV-Module als Sonnenmarkisen (fest oder nachgeführt) 	Integrierte semitransparente PV-Sondermodule 	Integrierte semitransparente PV-Sondermodule 

■ Abb. 76: Verschiedene Möglichkeiten zur Integration von Photovoltaik in Gebäudefassaden

gilt dabei der Kabelführung. Wegen der besonderen baurechtlichen Anforderungen müssen meist Sondermodule eingesetzt werden. Bei der Fassaden- und Gebäudeintegration von PV-Modulen sollte die Vornorm DIN VDE V 0126-21 »Photovoltaik im Bauwesen« beachtet werden. Spezielle Photovoltaik-Fassadensysteme mit geeigneten Fassadenmodulen sind auf dem Markt.

4.5.1 Fassaden für die Photovoltaik-Integration

Solartechnik lässt sich grundsätzlich bei allen Fassadenarten einsetzen: bei Kalt-, Warm- und Doppelfassaden.

Kaltfassaden

Kaltfassaden sind zweischalige Konstruktionen. Die äußere Schale, die Verkleidung oder das Verblendmauerwerk, dient dem Wetterschutz und der architektonischen Gestaltung. Das dahinter liegende gedämmte Tragwerk übernimmt die Statik und die Wärmedämmung. Zwischen den beiden Schalen befindet sich eine Luftsicht, die Feuchte und Wasserdampf abführen kann. Diese Konstruktion wird auch als hinterlüftete Vorhangsfassade bezeichnet.

Aufgrund der Hinterlüftung ist diese Konstruktion sehr gut für die Aufnahme von Photovoltaik-Elementen geeignet. Hier kommen gerahmte Module, Laminate oder Doppelglas-Module mit Einscheiben-Sicherheitsgläsern (ESG) zum Einsatz. Diese müssen die Anforderungen der DIN 18516-4 für Außenwandverkleidungen aus ESG erfüllen. Die Verkabelung der Module

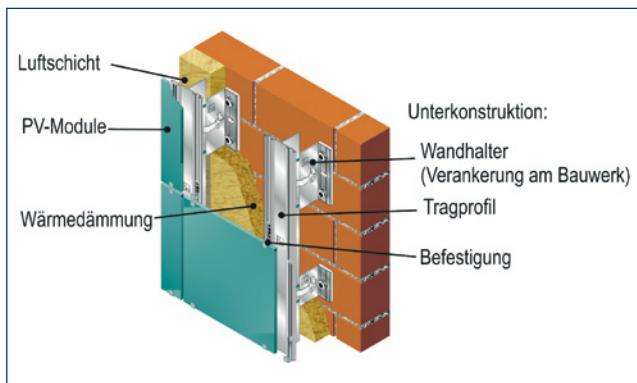


Abb. 77: Hinterlüftete Vorhangsfassade mit Photovoltaik an einer massiven Außenwand

wird in Kabelkanälen geführt, die im Bereich der Wärmedämmung an der tragenden Wand liegen.

Warmfassade

Als Warmfassade bezeichnet man eine Fassade, die sämtliche Funktionen des Raumabschlusses übernimmt: statische Funktion, Wärmedämmung und Wetterschutz. Warmfassaden sind nicht hinterlüftet. Hier gelangen Profile mit thermischer Trennung zum Einsatz. Die eingesetzten Fassadenelemente müssen niedrige U-Werte¹² aufweisen. In Warmfassaden können konventionelle Isolierverglasungen durch Solarmodule ersetzt werden. In den transparenten oder semitransparenten Bereichen kommen Isolierglas-Module zum Einsatz. Für eine opake Frontverkleidung können gerahmte Module, Laminate oder Doppelglas-Module verwendet werden. Bei Doppelglas-Modulen sollte die rückseitige Glasscheibe opak ausgebildet werden (zum Beispiel durch Siebdruck) oder einen sehr engen Zellabstand haben, damit die dahinterliegende Wärmedämmung nicht zu sehen ist.

Doppelfassaden

Bei Doppelfassaden wird eine zusätzliche Glasfassade vor eine vorhandene, vollwertige Fassade gesetzt, um das Gebäudeklima oder die Schalldämmung zu verbessern und jahreszeitliche Klimaschwankungen auszugleichen. Zwischen der wärmedämmten inneren Fassade und der zweiten Haut entsteht ein unbeheizter thermischer Pufferraum, der bedarfswise belüftet wird und außerdem Sonnenschutzeinrichtungen aufnehmen kann. Für die Integration von Photovoltaik ist die äußere Fassade hervorragend geeignet, da sie aus einer einfachen Verglasung besteht und die Module zum Beispiel den Sonnenschutz übernehmen können. Die Leitungsführung erfolgt meist in den Profilen.

Häufig werden die Modulanschlussleitungen nicht über die herkömmliche, rückseitige Anschlussdose, sondern seitlich herausgeführt und evtl. mit einem Leerrohr geschützt. Um dennoch die gerade im Fassadenbereich wichtigen Bypass-Dioden unterzubringen, kann oft nur eine sehr kleine Anschlussdose in Moduldicke am Randverbund angebracht werden – die Dicke wird durch das Fassadenprofil bestimmt.

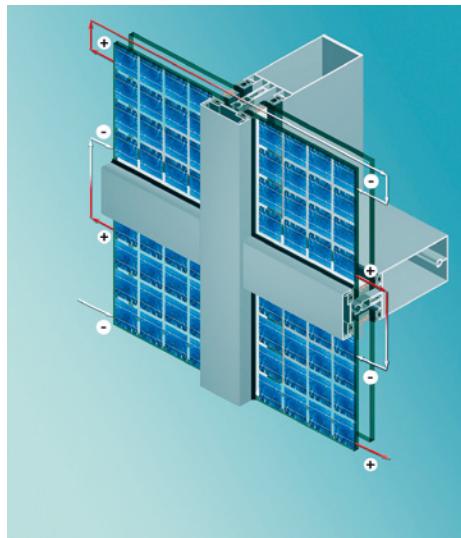
¹² U-Wert [$\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$]: Maß für den Wärmedurchgang eines Bauteils. Je kleiner der U-Wert, umso weniger Wärme fließt durch das Bauteil.

Alternativ dazu könnte eine externe, nachträglich zugängliche Modulanschlussdose die By-pass-Dioden aufnehmen oder die wichtigen Bauteile könnten auch im Generatoranschlusskasten eingebaut werden – beides jedoch macht die Installation sehr aufwendig. Hier sollten die Modulhersteller bessere Lösungen anbieten.

Pfosten-Riegel-Konstruktion

Vielfach werden Pfosten-Riegel-Konstruktionen verwendet (Abb. 78). Die Profile werden hierbei mit Schraub- oder Steckverbindungen zu einer Rahmenkonstruktion zusammengefügt. Die durchgehenden senkrechten Stützen (Pfosten) werden meist an den Geschossdecken, die waagerechten Streben (Riegel) zwischen den Pfosten eingepasst. Häufig werden Solarmodule mit Pressleisten auf den Pfosten-Riegel-Profilen montiert. Fugendichtungen verhindern das Eindringen von Wasser. Die Pfosten-Riegel-Konstruktion kann als Kalt- sowie als Warmfassade ausgeführt werden.

Abb. 78: Pfosten-Riegel-Konstruktion mit PV-Isolierglas als Warmfassade



In oder auf die Fassade?

Photovoltaikmodule lassen sich relativ einfach an vorhandene Fassaden aufbringen, gut geeignet sind Brandwände oder fensterlose Fassaden großer Industrie- und Gewerbeanlagen. Immer, wenn keine speziellen Anforderungen an Form und Größe der Module gestellt werden, können Standardmodule eingesetzt werden.

Der Wärme- und Feuchteschutz ist in DIN 4108 »Wärmeschutz und Energieeinsparung in Gebäuden« geregelt. Statisch werden Fassaden durch ihr Eigengewicht, die Temperaturspannungen und durch Wind belastet. Wie bei den Dächern gilt für die Windbelastung DIN 1055 »Einwirkungen auf Tragwerke«. Bei der Bemessung von Fassadensystemen müssen die zulässigen Spannungen und die maximal zulässige Durchbiegung der Bauteile eingehalten werden. Dabei sind die geltenden Normen zu beachten. Werden statt rahmenloser Laminate gerahmte Module verwendet, muss der Glaseinstand der Rahmen der DIN 18545 entsprechen. Bei der Montage können die Module mit ihren Rahmen auf Profilschienen zu großflächigen Elementen vormontiert und dann in die Fassadenunterkonstruktion eingehängt werden.



Abb. 79: Links: Warmfassade mit semitransparenten PV-Modulen am Produktionsgebäude der Firma SMA in Niestetal, rechts: Geneigte Warmfassade mit semitransparenten Modulen am Hastra-Gebäude in Hannover



Abb. 80: Kaltfassade mit gerahmten CIS-Standardmodulen am Ferdinand-Braun-Institut für Höchstfrequenztechnik in Berlin

4.5.2 Module mit linienförmigen Halterungen

Grundsätzlich können Fassadenelemente linien- oder punktförmig gehalten werden, mit sichtbaren oder nicht sichtbaren Befestigungen. Während die nicht sichtbare Befestigung bei Paneele, Kassetten oder überlappenden Bekleidungen relativ einfach gelingt, müssen ebene Elemente hierfür aufwendig auf der Rückseite befestigt werden.

Es gibt linienförmige Halterungen mit zweiseitiger, mit dreiseitiger oder mit allseitiger Lagerung der Fassadenelemente. Die Elemente werden am Rand über Anpressleisten an die Unterkonstruktion geschraubt und linear festgeklemmt. Holzkonstruktionen haben dabei den Vorteil, dass die Klemmschrauben an beliebigen Stellen angesetzt werden können, während bei Metall vorbereitete Gewinde erforderlich sind, beispielsweise in den Pfosten und Riegeln. Soll die Befestigung von vorn nicht sichtbar sein, können die Bekleidungen durch Verkleben gehalten werden. Bei Bekleidungen aus Glas sind die Technischen Regeln für die Verwendung linienförmiger Verglasungen (TRLV) zu beachten. Solarmodule lassen sich mit Glashalteleisten wie bei normalen Fenstern oder mit Pressleisten linienförmig befestigen.

Die Pressleiste ist die Weiterentwicklung der Glashalteleiste für den Fassadenbau. Dabei werden von außen Profile aufgebracht, die einen linearen Anpressdruck auf zwei nebeneinander liegende Glasscheiben und die Unterkonstruktion ausüben. Zusätzlich dazwischen gelegte Dichtprofile sorgen für die Dichtheit der Konstruktion. Für den Einsatz von Photovoltaik-Elementen sollte die Pressleiste schmal und flach sein, damit die Zellen im Randbereich weder abgedeckt noch verschattet werden. Bei schrägen Fassaden sollte das querliegende Profil zusätzlich abgeschrägt sein, damit Schnee besser abrutschen kann.

Schon 1991 wurde Deutschlands erste fassadenintegrierte Photovoltaik-Anlage am Verwaltungsgebäude der Stadtwerke Aachen errichtet. Die Erfahrungen mit dieser Warmfassade, bei der die Solarmodule durch Pressleisten an der Pfosten-Riegel-Konstruktion befestigt wurden, beeinflusste die Entwicklung vieler Folgeprojekte weltweit.

Damit ein elektrischer Kontakt zwischen Strom führenden Kabeln und Metallfassade zuverlässig verhindert wird, führt man die Anschlüsse auf kürzestem Weg und ohne mechanische Beanspruchung aus dem Glasfalzbereich heraus und zum Beispiel in ein Leerrohr. Bei Modulen mit rückseitiger Anschlussdose muss auf genügend Abstand zu den Stützprofilen geachtet werden.

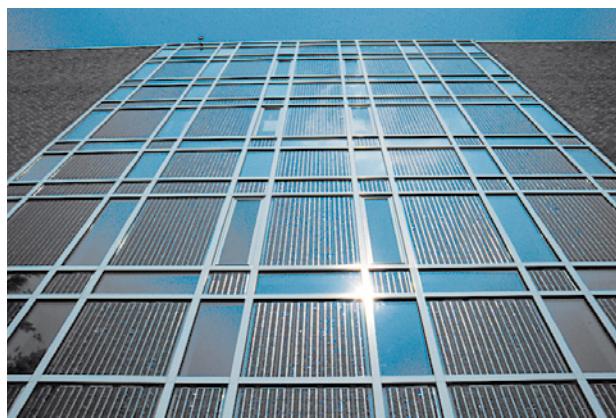


Abb. 81: Transparente Warmfassade mit Isolierglasmodulen und Presshalteleisten am Gebäude der STAWAG, Aachen. Außen- und Innenansicht

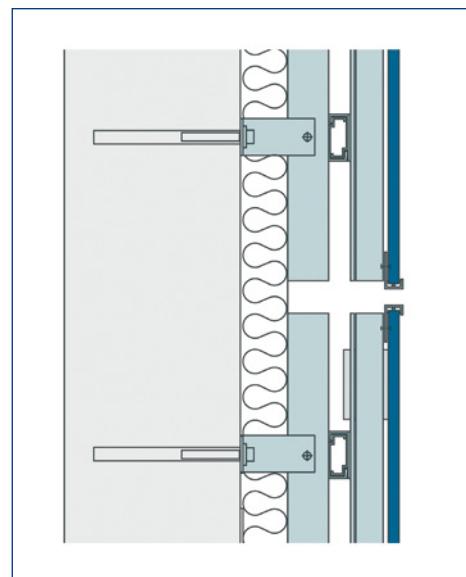
Structural Sealant Glazing

Beim Structural Sealant Glazing (SSG) wird das Glaselement unmittelbar mit einem Tragrahmen verklebt. Dieser Stahl- oder Aluminiumrahmen wird an der Unterkonstruktion (meist ein Pfosten-Riegel-System) befestigt. Dadurch sind Fassadenflächen möglich, die von außen rahmen- und halterlos erscheinen. Die Verklebung erfolgt grundsätzlich in einer für SSG-Verklebungen zugelassenen Werkstatt. Tragrahmen und Glas werden als Element gefertigt und auf der Baustelle in die Konstruktion eingesetzt. Die Verklebung nimmt das Eigengewicht und die Windsogkräfte auf und wirkt gleichzeitig als Abdichtung. Ab 8 m Gebäudehöhe muss das Glasgewicht zusätzlich mechanisch gesichert werden, zum Beispiel über Haltewinkel. SSG ist sowohl für Kalt- als auch für Warmfassaden geeignet.

SSG eignet sich sehr gut zur Befestigung von Solarmodulen, da keine außenliegenden Rahmen die Modulränder verschatten können. Die Vorfertigung erleichtert die Verkabelung der Module und verringert das Risiko einer Beschädigung auf der Baustelle. In SSG-Fassaden können Lamine, Doppelglas- und Isolierglas-Module verwendet werden, allerdings ist die Zustimmung der Baubehörde im Einzelfall erforderlich.



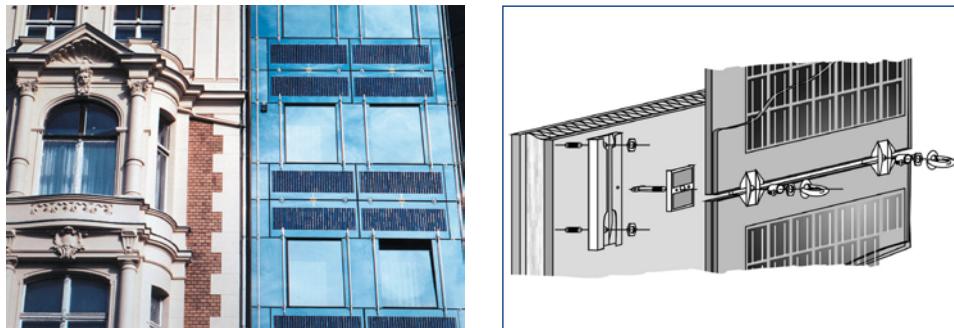
■ Abb. 82: SSG-Fassade am Gebäude des Schreibgeräteherstellers Lamy in Heidelberg



■ Abb. 83: Links: Kaltfassade mit Doppelmodulen am Wohnhochhaus Helene-Weigel-Platz in Berlin; rechts: Fassadenschnitt

4.5.3 Module mit punktförmigen Halterungen

Bei Punkthalterungen werden die Module mittels Klammern, Klemmhaltern, Nieten, Haken, Clips oder Schrauben befestigt. Die Punkthalterungen selber können in Fugen oder Bohrungen sitzen. Punktformig gehaltene Verglasungen sind – abgesehen von der Befestigung mit außensitzenden Klemmhaltern nach DIN 18516-4 – bauaufsichtlich nicht geregelt. Es gibt aber bereits mehrere Punkthaltesysteme mit einer allgemeinen bauaufsichtlichen Zulassung. Werden diese Systeme verwendet, ist keine Zustimmung der Baubehörde im Einzelfall erforderlich. Gemäß DIN 18516-4 muss bei der punktförmigen Lagerung von Glasscheiben die das Glas überdeckende Klemmfläche mindestens 1000 mm^2 betragen und der Glaseinstand mindestens 25 mm. Sind die Halterungen im Eckbereich angeordnet, ist eine asymmetrische Klemmfläche vorgeschrieben.



■ Abb. 84: Doppelglas-Module an der Kaltfassade des Bürohauses Ökotec 3 in Berlin, rechts: Punkt-halter für Doppelglas-Module

4.5.4 Module als Sonnenschutz

Großzügige Glasflächen in Fassaden und Dächern stellen oftmals hohe Anforderungen an den Sonnenschutz. Geeignete Verschattungselemente können die sommerliche Gebäudeerwärmung verringern. Außenliegende Jalousien, Markisen oder Rollläden schützen



■ Abb. 85: Links: Klinisch-molekulargenetisches Forschungszentrum der Uni Erlangen mit Solarmarkisen und nachgeführten Photovoltaik-Solarlamellen, rechts: amorphe Dünnschichtmodule als Sonnenschutz-Lamellen auf dem Paul-Löbe-Haus in Berlin

grundsätzlich effektiver als innenliegende Verschattungselemente, weil sie die Sonnenstrahlung gar nicht erst ins Gebäude lassen. Sonnenschutzeinrichtungen und Solarmodule brauchen gleichermaßen eine optimale Ausrichtung zur Sonne, ihre Funktion lässt sich also verbinden. Man kann die Verschattungselemente aus Glas oder Metall durch geeignete Solarmodule ersetzen, die Gesamtkosten erhöhen sich dadurch kaum. Die günstige Modulorientierung und die gute Hinterlüftung garantieren hohe Energieerträge.

4.6 Weitere Montagelösungen

4.6.1 Wintergärten, Erschließungszonen und bauliche Anlagen

In Wintergärten lassen sich (semitransparente) Solarmodule im Dachbereich als Sonnenschutzelemente nutzen. An den Erschließungszonen von Gebäuden bieten sich ebenfalls verschiedene Möglichkeiten für die Photovoltaik-Integration: Eingangsbereiche, Lauben- oder Wandelgänge, Überdachungen von Fahrradabstellflächen etc.

Bauliche Anlagen wie Lärmschutzwände, Bahnsteigüberdachungen, Haltestellen, Wartehäuschen, Tankstellen und Parkhäuser bieten ein großes Potenzial zur Integration von Photovoltaik. Es gibt bereits einige Lärmschutzwände mit Photovoltaik-Anlagen. Hier werden die Solarmodule aus Schallschutzgründen mit einem dicken, schweren Glas versehen. Außerdem gibt es im Verkehrsbereich erhöhte Anforderungen an die Witterungs-, Alterungs- und Korrosionsbeständigkeit aller Bauteile. So hat beispielsweise ein Modulhersteller ein für Lärmschutzwände optimiertes Keramikmodul entwickelt.

Überdachungen von Haltestellen und Bahnsteigüberdachungen werden noch selten als solaraktive Flächen genutzt, bieten aber exzellente Chancen.



■ **Abb. 86:** Links: Terrassenüberdachung mit semitransparenten CIS-Modulen, rechts: Bahnsteigüberdachung mit Doppelglas-Modulen am Hauptbahnhof in Berlin



■ Abb. 87: Freiflächen-Anlagen: Links: Zweiachsig nachgeführte PV-Anlagen »Solon Mover«, rechts: Fünf Megawatt Freiflächenanlagen Leipziger Land, aufgeständert auf Holzfachwerkkonstruktion.

Wintergärten, Überdachung von unbeheizten Bereichen	Überdachungen von Erschließungszonen	Lärmschutzwand an Autobahnen
Integrierte semitransparente PV-Sondermodule	Vordach mit Standardmodulen	Integrierte PV-Module
Auf Bahnsteigüberdachungen	Freistehende PV-Anlagen	Freiflächenanlagen
Aufgeständerte Modulreihen	Dem Sonnenstand nachgeführte Anlage	Mit Standardmodulen oft in der Megawattklasse

■ Abb. 88: Weitere Möglichkeiten zur Aufstellung oder Montage von Photovoltaik-Anlagen

4.6.2 Freiflächen-Anlagen

Kleine freistehende Photovoltaik-Anlagen werden oft als Eyecatcher oder Kunstobjekt errichtet. Einige dieser Anlagen werden der Sonne nachgeführt. Windlast und Konstruktion dieser Anlagen lassen den Einsatz auf Dächern nur selten zu. Nachgeführte Photovoltaik-Anlagen erreichen in Deutschland bei zweiachsiger Nachführung bis zu 35 % mehr Ertrag. Der technische Aufwand der Nachführung, die selbst hohen Windbelastungen standhält, ist jedoch hoch. Hinzu kommt der erhöhte Wartungsaufwand im Vergleich zu fest montierten Anlagen. Deshalb werden nachgeführte Anlagen meist nur in großen Solarparks eingesetzt.

Große Photovoltaik-Anlagen der Megawatt-Klasse werden aus Kostengründen meistens auf Freiflächen errichtet, denn geeignete Dächer mit einer zusammenhängenden Fläche von mehr als 10 000 m² sind rar. Also werden Freiflächen für Großanlagen bevorzugt. Idealerweise sind das vorbelastete Flächen, die weder als Baugrund noch landwirtschaftlich genutzt werden und deshalb günstig angemietet werden können, zum Beispiel geschlossene Mülldeponien. Hier kommt es hauptsächlich auf die Kosten an. Häufig wird Holz oder Stahl für die Montagesysteme eingesetzt. Diese werden ähnlich wie Flachdachgestelle auf Betonsockeln oder mit Fundamenten im Boden verankert. Die Module werden so platziert, dass die Pflanzen darunter weiter gedeihen können – es wird also nur ein kleiner Teil der Fläche versiegelt.

5 Baurecht, Normen & Co.

5.1 Baugesetzgebung und Baugenehmigung

Eine gewöhnliche Photovoltaik-Anlage in der typischen Auf-Dach-Montage auf einem Eigenheim ist baurechtlich zumeist ein genehmigungsfreies Bauvorhaben. Der Bauherr benötigt also keine Bauvorlagen, braucht keinen Antrag zu stellen oder Bauanzeige bei Behörden zu erstatten: Er kann sofort anfangen zu bauen, die baurechtliche Zulässigkeit wird von den Behörden nicht überprüft. Allerdings sind der Bauherr und seine Beauftragten dafür verantwortlich, dass das Baurecht und die Bauregeln und -normen sowie die weiteren Vorschriften beachtet und eingehalten werden. Ist die Anlage rechtswidrig, könnte es passieren, dass sie auf Anordnung der Behörde wieder beseitigt werden muss und zudem noch ein Bußgeld zu zahlen ist. Zum Beispiel wäre das der Fall bei einer Anlage ohne ausreichende Standfestigkeit der Montagesysteme, insbesondere, wenn ein öffentlicher Weg dadurch gefährdet wird.

Keine schlichte Genehmigungsfreiheit für Ausnahmefälle:

Bei denkmalgeschützten Gebäuden

In einem Gebiet mit Ensembleschutz

Bei besonders großen Anlagen

Bei besonders hohen Anlagen

Auf besonders hohen Gebäuden

Bei besonders großen Wohngebäuden

Bei Fassadenanlagen

Bei Überkopfverglasungen

Wenn die Anlage aus der Gebäudehülle herausragt (z. B. Solarmarkisen ...)

Bei kompletten Dächern mit Doppelglas- oder Glas-Folienmodulen

Auf öffentlichen Gebäuden oder Veranstaltungsgebäuden

Im Geltungsbereich eines Bebauungsplans mit Gestaltungssatzung oder Festlegung der maximalen Höhenentwicklung

Im Außenbereich (außerhalb von bebauten Bereichen)

Bei GlasmODULEN, die im Dachbereich oder zugänglichen Freiflächenbereich eingesetzt werden und größer als 2 m² sind

Abb. 89: Übersicht über die wichtigsten »Ausnahmefälle«, bei denen keine sogenannte »schlichte« Genehmigungsfreiheit gilt.

Je nach Bauordnung des jeweiligen Bundeslandes können neben der schlichten Genehmigungsfreiheit drei weitere Verfahren in Frage kommen: das Freistellungs-, Anzeige- bzw. Kenntnisgabe-Verfahren, das vereinfachte Baugenehmigungsverfahren sowie das herkömmliche Baugenehmigungsverfahren.

In der Bauordnung sind die Grenzfälle für die Genehmigungsfreiheit beschrieben. Falls der Bauherr sich unsicher ist, empfiehlt sich eine Anfrage beim Bauamt bzw. der jeweiligen Un-

teren Bauaufsichtsbehörde oder eine sogenannte Bauanzeige. Bei der Anzeige prüft das Bauamt gegen eine geringe Gebühr, ob ein Genehmigungsverfahren notwendig ist.

Bei Wohngebäuden bis zu einer bestimmten Größenordnung im Geltungsbereich eines Bebauungsplans nach § 30 Abs. 1 BauGB kann für den Einbau einer Photovoltaik-Anlage zum Beispiel ein Kenntnisgabe-Verfahren notwendig sein. Der Bauherr darf nicht einfach mit dem Bauen beginnen, sondern durchläuft ein Kenntnisgabe-Verfahren, bei dem er bestimmte Bauvorlagen und Nachweise einzureichen bzw. zu erstellen hat. Als Nachweis ist grundsätzlich ein Standsicherheitsnachweis der Anlage erforderlich.

Bei dem vereinfachten Baugenehmigungsverfahren prüft die Behörde nicht alle rechtlichen Vorschriften, sondern nur noch einen abschließenden Katalog besonders wichtiger Regelungen. Dabei reduziert sich nicht der Umfang der zu beachtenden Vorschriften, sondern nur der Prüfungsumfang. Ein vereinfachtes Baugenehmigungsverfahren wird zum Beispiel bei Änderungen an Wohn- oder Bürogebäuden ab einer bestimmten Höhe gefordert.

Trifft keiner der drei Fälle zu, ist die Errichtung einer Photovoltaik-Anlage baurechtlich voll genehmigungspflichtig. So muss zum Beispiel für Freiflächenanlagen meist ein herkömmliches Baugenehmigungsverfahren mit allen erforderlichen Unterlagen durchgeführt werden. Die Behörde prüft alle in Frage kommenden öffentlich-rechtlichen Vorschriften und bescheinigt mit der Baugenehmigung deren Einhaltung. Erst dann darf mit dem Bau begonnen werden [11, 12].

Formell-rechtliche Anforderungen	Materiell-rechtliche Anforderungen
Baugenehmigung	Bauplanungsrecht
Bauprodukt	Bauordnungsrecht
Bauart	Baunebenenrecht
Brand- und Schallschutz	Denkmalschutzrecht
Statik und Standsicherheit	Natur- und Landschaftsschutzrecht

■ **Abb. 90:** Im deutschen Baurecht gibt es eine Vielzahl von Anforderungen, die umso mehr greifen, je stärker die Solaranlage Bestandteil der Gebäudehülle ist.

Besonderheiten des Bauplanungs- und Bauordnungsrechts

Jede bauliche Anlage muss dem Bauplanungsrecht entsprechen. Das Bauplanungsrecht ist im Baugesetzbuch (BauGB) geregelt. Im Baugesetzbuch ist übrigens unter § 1 Abs. 5 Nr. 7 die Nutzung erneuerbarer Energien ausdrücklich als Ziel erwähnt. Es werden drei bauplanungsrechtliche Bereiche unterschieden:

- Geltungsbereich eines Bebauungsplans (§ 30 Abs. 1 BauGB),
- Innenbereich (§ 34 BauGB),
- Außenbereich (§ 35 BauGB).

Befindet sich das Grundstück im Geltungsbereich eines Bebauungsplans, darf die Photovoltaik-Anlage dessen Festsetzungen nicht widersprechen (zum Beispiel der Gestaltungssatzung oder Festsetzung über eine maximale Höhenentwicklung).

Im Innenbereich, also innerhalb im Zusammenhang bebauter Bereiche, ist die Errichtung dann zulässig, wenn sie sich nach Art und Maß sowie Bauweise in die nähere Umgebung einfügt. Hier ist zum Beispiel auf die Höhenentwicklung der umgebenden Bebauung Rücksicht zu nehmen.

Freiland-Anlagen können installiert werden, wenn diese im Geltungsbereich eines Bebauungsplanes oder auf einem Gelände aufgestellt werden, für das ein Verfahren nach § 38 Abs. 1 Baugesetzbuch durchgeführt wurde oder die Anlage muss im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 des BauGB errichtet werden. Bei letzterem muss der Bebauungsplan nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aufgestellt worden sein.

Freiflächenanlagen erhalten nur dann eine Einspeisevergütung nach dem EEG, wenn sie errichtet werden:

- a) auf Flächen, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen und in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, liegen oder
- b) auf versiegelten Flächen, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren oder
- c) auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung und diese Flächen zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans nicht rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet im Sinne des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Nationalpark im Sinne des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden sind.

PV-Anlagen auf neuen Gebäuden im Außenbereich nach BauGB § 33 erhalten nur dann die erhöhte EEG-Vergütung, wenn es sich um Wohngebäude oder von der zuständigen Baubehörde genehmigte und dauerhaft genutzte Tierställe bzw. Gebäude handelt, die im Zusammenhang einer nach dem 31.03.2012 errichteten Hofstelle eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebes stehen.

Der Bundestag hat im Mai 2004 eine Novelle des Baugesetzbuches zur Europarechtsanpassung beschlossen. Danach können Kommunen bei städtebaulichen Verträgen die Nutzung von Solaranlagen für die Wärme-, Kälte- und Elektrizitätsversorgung vorschreiben (§ 11 BauGB Abs. 1 Satz 2 Nr. 4). Außerdem können bereits in den Bebauungsplänen Vorgaben über die Art der Energieversorgung gemacht werden. Dazu ist im neuen Gesetzestext ausgeführt, dass »bestimmte bauliche Maßnahmen ... für den Einsatz erneuerbarer Energien, wie insbesondere Solarenergie, getroffen werden müssen«.

Nach dem Bauordnungsrecht müssen Photovoltaik-Anlagen im Ganzen und in ihren Einzelteilen standsicher sein. Hierfür ist je nach Genehmigungsverfahren (s. o.) ein prüffähiger Standsicherheitsnachweis erforderlich. Das Bauordnungsrecht fordert weiter, dass die Abstandsflächen eingehalten werden. Verändert sich die Gebäudehöhe, zum Beispiel durch aufgeständerte Photovoltaik-Anlagen, müssen die neuen Abstandsflächen ohne Überschreitung auf das Grundstück passen. Außerdem müssen die Gestaltungsvorschriften eingehalten werden. Diese sind entweder in den Bebauungsplänen enthalten oder existieren in Form einer Gestaltungssatzung und können bei der jeweiligen Bauaufsichtsbehörde erfragt werden. Sind keine Gestaltungsvorschriften vorhanden, gilt das sogenannte Verunstaltungsverbot.

Und die Nachbarn?

Der Nachbar muss von dem Vorhaben benachrichtigt werden. Allerdings ist die Zustimmung der Nachbarn für die Errichtung einer Solaranlage nicht erforderlich. Stimmt der Nachbar nicht zu, ist das Vorhaben nicht unzulässig, der Nachbar erhält sich aber seine Rechtsschutzmöglichkeiten. Probleme könnte es zum Beispiel bei einer Fassadenanlage und der Blendwirkung geben. Der Nachbar müsste dann nachweisen, dass er durch die Anlage stark beeinträchtigt wird.

Photovoltaik und Denkmalschutz

Bei einem denkmalgeschützten Gebäude ist die Veränderung der äußeren Gestalt nur eingeschränkt erlaubt und bedarf einer besonderen denkmalschutzrechtlichen Erlaubnis. Dies gilt auch für Anlagen in der Nähe eines denkmalgeschützten Gebäudes, wenn sie sich auf das Erscheinungsbild des Denkmals auswirken. Baudenkmäler stehen in der sogenannten Denkmalschutzliste bei der Unteren Bauaufsichtsbehörde. Ist das Gebäude denkmalgeschützt, sollte man sehr frühzeitig mit der zuständigen Baubehörde in Dialog treten. Gemeinsam lässt sich oft ein Weg finden, um die Photovoltaik-Anlage so in das Gebäude zu integrieren, dass die Denkmalschutzbelange berücksichtigt werden. In diesem Dialog können die vielen bereits realisierten Beispiele von Solaranlagen an denkmalgeschützten Gebäuden überzeugende Argumente liefern. So wurden zum Beispiel im Zuge des Förderprogramms »Kirchengemeinden für Solarenergie« der Deutschen Bundesstiftung Umwelt sehr ansprechende Lösungen für denkmalgeschützte Sakralbauten gefunden [13].

5.2 Bauordnung, Bauregeln, Bauprodukte und DIBt-Hinweispapier für Solaranlagen

Für Photovoltaik-Anlagen gelten, wie für jede bauliche Anlage, die Vorschriften über Bauprodukte und Bauarten. Bei den Bauprodukten unterscheidet die Bauordnung zwischen geregelten Bauprodukten und nicht geregelten Bauprodukten.

Die Musterbauordnung (MBO) liefert eine einheitliche Basis für Bauordnungen der Bundesländer. Diese wird von der Bauministerkonferenz (ARGEBAU), in der alle Bundesländer vertreten sind, ständig aktualisiert. Die obersten Bauaufsichtsbehörden der Länder führen die erforderlichen technischen Bauregeln für die Verwendung von Bauprodukten durch eine öffentliche Bekanntmachung in Form von Bauregellisten ein. Diese Bauregellisten werden jährlich überarbeitet und vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt) in den »DIBt Mitteilungen« veröffentlicht.

PV-Module wurden im November 2012 in die Bauregelliste B Teil 2 aufgenommen [14]. Danach sind PV-Module mit mechanisch gehaltenen Glasdeckflächen mit einer maximalen Einzelglasfläche bis $2,0 \text{ m}^2$ beim Einsatz im Dachbereich mit einem Neigungswinkel $\leq 75^\circ$ und bei gebäudeunabhängigen Solaranlagen im öffentlich unzugänglichen Bereich geregelt. PV-Module müssen dann die Europäische Niederspannungsrichtlinie 2006/95/EG einhalten und dieses mit dem CE-Zeichen nachweisen. Das Konformitätszeichen CE erfordert die Prüfung und Zertifizierung nach IEC 61215 für kristalline Siliziummodule bzw. IEC 61646 für Dünnschichtmodule sowie jeweils nach IEC 61730, der Sicherheitsnorm für PV-Module. Die Prüfprozedur dieser internationalen Normen enthält auch verschiedene mechanische und klimatische Belastungstests.

5.2.1 DIBt-Hinweispapier für Solaranlagen

Im Juli 2012 wurde eine DIBt-Informationsschrift »Hinweise für die Herstellung, Planung und Ausführung von Solaranlagen« veröffentlicht. Ziel der Informationsschrift ist es, insbesondere Bauämtern und Planern bei der formellen Einordnung der Solartechnik und der Festlegung der baulichen Anforderungen zu helfen [15]. Dieses Hinweispapier spricht zwar dem mechanischen Lasttest und den anderen Prüfungen der PV-Module nach den geltenden IEC Normen ab, dass diese zu charakteristischen Materialkennwerten führen, die für den Nachweis der bauaufsichtlichen Anforderungen, wie zum Beispiel der Standsicherheit, benötigt werden. Es verweist aber auf den obengenannten Wortlaut der Ergänzungen der Bauregelliste B Teil 2.

Die Solarbranche sollte in Zukunft daran arbeiten, dass in den IEC-Normen die Ermittlung von charakteristischen Materialbeiwerten zum Nachweis der Tragfähigkeit und der Gebrauchstauglichkeit nach baulicher Sicht aufgenommen werden. Dazu müsste zum Beispiel der mechanische Lasttest durch mehrere Prüfzyklen an mehreren Modulen zur statistischen Bewertung erweitert werden. Orientieren könnte man sich dabei an der Prüfnorm für Fenster DIN EN 12211. In dem Zuge könnte gleich ein Test für die Belastung bei 30°-Neigung und ein etwas erhöhte Lastprüfung in Rahmennähe erfolgen, um die Schneelasten besser abzubilden. Durch abrutschenden Schnee können bei gerahmten Modulen auf das untere Rahmenprofil der unteren Modulreihe hohe horizontale Schneelasten wirken. Dies kann bei einigen Rahmen zu einem Verbiegen und Ablösen, insbesondere bei vertikaler Modulmontage führen. Die Firma Schletter entwickelte für das RAL Solar GZ 966 ein Modulprüfverfahren, bei dem inhomogene Lastprüfungen auf geneigte Module am Modulrahmen durchgeführt werden. 2012 stellte der TÜV-Rheinland ein ähnliches Prüfverfahren und Testergebnisse mit inhomogenen Lastprüfungen auf geneigte Module am Modulrahmen vor. An der Längsseite kam es bei Lasten zwischen 1,4 und 2,3 kN/m² zu Rahmenablösungen bzw. Glasbruch [16].

Wenn das verwendete Rahmenprofil keine ausreichende Stabilität für diesen Lastfall aufweist, müssen zusätzliche Maßnahmen getroffen werden. So bietet die Firma IBC einen Rahmenrückhalter an, der einen Teil der Kräfte auf die oberen Modulecken ableitet und somit unzulässig hohe Kräfte verhindert.

Kunststoffmodule und andere Module ohne Glasdeckflächen für die Verwendung im Dachbereich können ohne Größenbeschränkung eingesetzt werden, wenn sie die oben genannten Anforderungen erfüllen.



Abb. 91: Links: Inhomogene Lastprüfung auf geneigten Modulen am Modulrahmen, rechts: Rahmenverformung durch Schneeanhäufung an Rahmenkante



■ Abb. 92: Links: Glas- und Rahmenbruch durch Schneelast, rechts: Rahmenrückhalter »Framefix«

Kein Verwendbarkeitsnachweis ist erforderlich für kleinformative PV-Module mit $\leq 0,4 \text{ m}^2$ Fläche und $\leq 5 \text{ kg}$ Eigenlast bzw. brettformatige Elemente mit $\leq 0,3 \text{ m}$ Breite und Unterstützungsabständen durch die Unterkonstruktion von $\leq 0,8 \text{ m}$, die die entsprechenden Regelungen nach Bauregelliste C erfüllen. Das Hinweispapier spricht hier nur von Fassadenelementen, aber nach der Formulierung in der Bauregelliste C würde das auch für PV-Module als kleinteilige Dachelemente gelten.

Gebäudeunabhängige Solaranlagen im öffentlich unzugänglichen Bereich, wie die meisten PV-Freiflächenanlagen, besitzen eine untergeordnete Bedeutung und es entfallen somit erweiterte Verwendbarkeits- und Übereinstimmungsnachweise. Sie werden bis zu einer Höhe von drei Metern ohne erweiterte Bauregelanforderungen in Liste C eingeordnet.

PV-Module, die von den genannten Einsatzbereichen abweichen, müssen andere Anforderungen erfüllen. So sind bei der Verwendung als Überkopfverglasung die Technischen Baubestimmungen im Bereich des Glasbaus (insbesondere TRLV) zu beachten. Weicht man davon ab, ist ein Verwendbarkeitsnachweis durch eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung erforderlich. Beim Einsatz im Fassadenbereich entfallen die Anforderungen eines gesonderten Verwendbarkeitsnachweises, sofern Bauprodukte aus Glas der Bauregelliste B Teil 1 in Verbindung mit der Bauregelliste A Teil 1 eingesetzt werden [17].

Geregelte Bauprodukte aus Glas nach Bauregelliste A Teil 1 sind Sondergläser wie Guss- oder Spiegelglas, Einscheibensicherheitsglas (ESG), Mehrscheiben-Isolierglas und Verbundsicherheitsglas (VSG).

In Standardmodulen wird üblicherweise teilvergespanntes Glas (TVG) verwendet. In bauaufsichtlich relevanten Konstruktionen (zum Beispiel Überkopfverglasung oder Fassaden) zählen sie damit zu den nicht geregelten Bauprodukten und können nur mit Zulassung, Prüfzeugnis oder Zustimmung im Einzelfall verwendet werden.

Auch bei den Bauarten gibt es geregelte und nicht geregelte Bauarten: Geregelte Bauarten entsprechen den allgemein anerkannten Regeln der Technik und dürfen ohne Anwendungsnachweis angewandt werden. Der Bauherr kann die maßgebenden Ausführungs- und Bemessungsnormen in der Liste der Technischen Baubestimmungen (LTB) der Bundesländer nach-

schlagen. Alle Bundesländer haben darin die »Technischen Regeln für die Verwendung von linienförmig gelagerten Verglasungen« (TRLV) des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) aufgenommen. Diese gelten für Verglasungen, die an mindestens zwei gegenüberliegenden Seiten durchgehend linienförmig gelagert sind und als Überkopf- oder Vertikalverglasung an Fassaden zum Einsatz kommen.

Überkopfverglasungen sind mehr als 10° zur Senkrechten geneigt. So müssen auch abstehende Photovoltaik-Fassadenelemente und Sonnenschutzeinrichtungen den Sicherheitsbestimmungen für Verglasungen im Überkopfbereich entsprechen. Als geregeltes Bauprodukt wird oft Verbundsicherheitsglas (VSG) eingesetzt. Bisher bedeutet dies für Solarmodule im Überkopfbereich einen Drei-Scheiben-Aufbau mit hohem Gewicht: unten eine VSG mit zwei Gläsern im PVB-Verbund und darauf die Solarzellen im EVA-Laminat mit dem oberen Glas. Neuerdings bietet ein Modulhersteller auch VSG-Solarmodule als Zwei-Scheiben-Aufbau an, bei dem die Zellen statt mit EVA- mit PVB-Folie laminiert werden.

Vertikalverglasungen weichen maximal 10° von der Senkrechten ab. Möglich sind Fassadensysteme, in denen die Glasscheiben über Anpressleisten gehalten werden. Für hinterlüftete Außenwandbekleidungen aus ESG gilt außerdem die Norm DIN 18516 Teil 4 »Außenwandbekleidungen, hinterlüftet. Einscheiben-Sicherheitsglas«, die außer der linienförmigen Lagerung auch außen sitzende Klemmhalter zulässt. Die Norm erlaubt auch die Verwendung von Solarmodulen aus ESG, wenn das Glas nicht über 80°C warm wird. Inzwischen sind hierfür spezielle Fassadenmodule im ESG-Laminat-Aufbau auf dem Markt.

Weicht die Bauart von anerkannten Regeln der Technik ab, ist der Bauherr verpflichtet, einen allgemeinen Verwendbarkeitsnachweis (allgemeine bauaufsichtliche Zulassung, allgemeines bauaufsichtliches Prüfzeugnis) oder eine Zustimmung im Einzelfall einzuholen. Dieses Verfahren ist mit einem hohen finanziellen und zeitlichen Aufwand verbunden. Nicht geregelte Bauprodukte und Bauarten sollten deshalb nur in Ausnahmefällen eingesetzt werden bzw. wenn die Zusatzkosten für die bauaufsichtlich geregelte Ausführung der Module und ihrer Unterkonstruktion höher sind als die Kosten für die Zulassung oder Zustimmung im Einzelfall. Für die Erteilung einer allgemeinen bauaufsichtlichen Zulassung ist das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) in Berlin zuständig. Sie wird für fünf Jahre erteilt und gilt bundesweit. Ein allgemeines bauaufsichtliches Prüfzeugnis erstellt ebenfalls das DIBt, eine Zustimmung im Einzelfall wird bei der Obersten Bauaufsichtsbehörde des Bundeslandes beantragt.

5.2.2 Statik-Normen

Das zusätzliche Gewicht der Solarmodule und der Modulgestelle bedeutet für die meisten Dachkonstruktionen insbesondere bei Schrägdachmontage kein statisches Problem. Allerdings müssen das Montagesystem und die Verbindungen zum Dach die Standsicherheit des Solargeräts gewährleisten. Grundsätzlich muss bei der Auslegung des Montagesystems die Norm DIN 1055 (Kap. 4.1) beachtet werden. Durch detaillierte Systemstatik des Montagesystems sowie die Angabe der Auslegungsdaten (Anzahl der Dachhaken, Stützenabstände etc.) kann oft eine aufwendige Einzeltypstatik vermieden werden. Im obengenannten DIBt-Hinweispapier werden die grundsätzlichen Anforderungen an das Montagesystem beschrieben. Montagesysteme und Befestigungen müssen die Eigenlasten der PV-Module sowie die Wind- und Schneelasten, die auf das PV-Modul einwirken, sicher und dauerhaft aufnehmen und in das Gebäude, andere bauliche Anlagen oder den Baugrund weiterleiten. Für die Standsicherheit gelten dabei die technischen Regeln der Liste der Technischen Baubestimmungen. So sind bei

der Ausführung von Stahl- und Aluminiumkonstruktionen die in dieser Liste aufgeführten Eu-rocodes DIN EN 1993-1 und DIN EN 1999-1 einschließlich ihrer nationalen Anhänge und die Ausführungsnorm DIN EN 1090-2 und DIN EN 1090-3 zu beachten. Da die Standsicherheit und die Ausführung von Tragkonstruktionen aus nichtrostendem Stahl derzeit nicht durch die geltenden Technischen Baubestimmungen geregelt sind, ist die allgemeine bauaufsichtliche Zulassung Nr. Z-30.3-6 zu beachten. Sofern die Tragfähigkeit von Metallkonstruktionen durch Versuche ermittelt wurde, ist für den Nachweis der Standsicherheit und Dauerhaftigkeit eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung erforderlich. Wurde die Tragfähigkeit auf Basis einer technischen Baubestimmung rechnerisch nachgewiesen, wird keine bauaufsichtliche Zulassung benötigt.

Bestehen relevante Teile des Montagesystems aus Kunststoffbauteilen oder sind die Montage-träger oder Aussteifungselemente des PV-Moduls geklebt, ist ebenfalls eine allgemeine bau-aufsichtliche Zulassung erforderlich. Der Einsatz von geklebten Verbindungen an PV-Modulen, wie es die sogenannten Backrails darstellen, wird somit durch das DIBt-Hinweispapier und den Entwurf der Bauregelliste erschwert. Sie fordern dafür eine allgemeine baurechtliche Zulas-sung für den Nachweis der Standsicherheit und Dauerhaftigkeit. Für PV-Fassadensysteme kann die ETAG 002-Leitlinie für die Europäische Technische Zulassung für Geklebte Glaskonstruktio-nen (Structural Sealant Glazing Systems – SSGS) angewendet werden. Die Übertragung der ETAG-Leitlinie auf geneigte PV-Module führt allerdings aufgrund der hohen Anforderungen bei Fassaden und den damit verbundenen hohen Sicherheitsbeiwerten zu aufwendigen Konstruktionen. 2012 hat die Fachgruppe Bau des BSW Fachregeln zur »Beurteilungsgrundlage für geklebte Verankerungs-, Befestigungs- und Verbindungselemente an Solaranlagen« erar-beitet, die die Grundlage für Zulassungen und Prüfungen bilden können.



Abb. 93: Bei der Befestigung von PV-Modulen mit Backrail-Systemen an Gebäuden verlangt das DIBt eine allgemeine baurechtliche Zulassung.

Für die Verankerung und Befestigung von Solaranlagen am Gebäude, an anderen baulichen Anlagen oder auf dem Fundament bzw. für die Verbindung an der Unterkonstruktion sind Verankerungs-, Befestigungs- und Verbindungselemente (Schrauben, Dübel, Ankerschienen etc.) zu verwenden, die den Technischen Baubestimmungen entsprechen oder die aufgrund europäischer technischer Spezifikationen die CE-Kennzeichnung tragen und eine Kennzeichnung der in der Bauregelliste B Teil 1 festgelegten Klassen und Leistungsstufen aufweist. Für alle anderen Verankerungs-, Befestigungs- und Verbindungselemente ist der Verwendbarkeits-nachweis durch eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung zu erbringen. Nicht geregelte Ver-ankerungs- und Befestigungsmittel für Beton und Mauerwerk müssen europäischen techni-schen Zulassungen oder allgemeinen bauaufsichtlichen Zulassungen entsprechen. Bisher werden selten PV-Module oder Montagesysteme auf die Dachhaut geklebt oder mit den Dach-

bahnhen verschweißt. Diese sogenannte adhäsive Verbindung mit der Dachhaut zur Einleitung von Zugkräften entspricht bisher nicht dem technischen Regelwerk, sodass ebenfalls ein bauaufsichtlicher Verwendbarkeitsnachweis notwendig ist. Hierbei müssen die einzuleitenden Zug- und Schubkräfte durch alle Schichten der Gebäudehülle hindurch dauerhaft in die tragende Konstruktion des Gebäudes weitergeleitet werden [17].

Neben der Statik müssen die Fachregeln des Deutschen Dachdeckerverbandes beachtet werden.

5.3 Brandschutz

Bei der Planung und der Installation von PV-Anlagen sind die Belange des Brandschutzes zu beachten. Es sind die entsprechenden Brandschutzanforderungen der Musterbauordnung (MBO), die Brandschutzfachregeln und die Norm VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2100 einzuhalten. Die Fachregeln der »Brandschutzberechteten Planung-, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen« wurden im März 2011 gemeinsam von Bundesverband Solarwirtschaft (BSW), Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH), Berufsfeuerwehr München und Bundesvereinigung der Fachplaner und Sachverständigen im vorbeugenden Brandschutz e.V. (BFSB) herausgegeben. Sie wurden zudem mit der Arbeitsgemeinschaft der Leiter der Berufsfeuerwehren in Deutschland (AGBF Bund) abgestimmt. Sie sind insofern als allgemein anerkannter Stand der Regel der Technik anerkannt.

In der Broschüre »Brandschutzberechtete Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen« (Download unter www.dgs-berlin.de) wurden die Anforderungen, die in den verschiedenen Regelwerken im Bau- und Elektrogewerk schon bestehen, zusammengetragen sowie Regelungslücken identifiziert und Maßnahmen zur deren Lösung dargestellt. Die Brandschutzfachregeln entstanden durch die Arbeit einer interdisziplinären Arbeitsgruppe aus Feuerwehr, Brandschutz- und PV-Experten, Brandschutzbaubeauftragten, Planern und Installateuren [18].

5.3.1 Brandschutzanforderungen der Bauordnung

Grundsätzlich darf die Installation von PV-Anlagen die Schutzfunktion von Dächern und Brandwänden nicht mindern. Damit sich ein Gebäudebrand nicht auf andere Gebäude oder Gebäudeteile ausbreitet, sind durch die jeweiligen Bauordnungen der Länder (LBO) sowie in der Musterbauordnung (MBO) verschiedene Anforderungen an Gebäude und Dächer festgelegt. Dazu zählen insbesondere die Anforderung der »Harten Bedachung« für In-Dach-Lösungen sowie die Verwendung von Materialien mit einer Einstufung von mindestens Baustoffklasse B2 »Normal entflammbar«, Klasse B2 nach DIN 4102 (alt) oder Klasse E nach EN 13501 (neu) bei Aufdachlösungen. Die meisten PV-Module mit Glas können in Klasse B2 bzw. E eingruppiert werden. Die Modulanbieter müssen dieses gemäß der Bauregelliste mit einer Übereinstimmungserklärung des Herstellers (ÜH) nachweisen.

Hinweis: Bei dachintegrierten Systemen wird der Nachweis der »Harten Bedachung« im Regelfall durch den Hersteller in Form von bauaufsichtlichen Prüfzeugnissen erbracht.

In der MBO sind die Abstände zwischen den normal entflammbaren Materialien und den Brandwänden definiert. Dadurch soll eine Brandweiterleitung durch Flugfeuer oder durch Wärmestrahlung verhindert werden. So schreibt die MBO in § 32 unter anderem vor, dass



Abb. 94: Korrekte brandgeschottete Leitungsverlegung über Brandwand.

Dachgaubenähnliche Dachaufbauten aus brennbaren Baustoffen mindestens 1,25 Meter von der Brandwand entfernt sein müssen. Das gilt sinngemäß auch für PV-Module und die anderen Komponenten der Anlage.

Mitunter wurden Brandabschnitte mit PV-Modulen überbaut oder die Leitungen durchdrängen Brandabschnitte bzw. wurden ungeschützt über Brandwände geführt. Leitungen, die durch eine Brandwand hindurch oder darüber hinweg verlegt werden, sind laut den Brandschutzfachregeln entsprechend Musterleitungsanlagenrichtlinie (MLAR) geschottet auszuführen. Andernfalls besteht die Gefahr der Weiterleitung eines Brandes durch den sogenannten Zündschnureffekt des Isolationsmaterials.

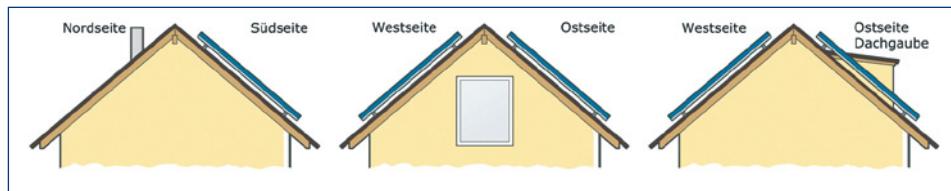
Die verwendeten Materialien müssen für Außenanwendungen geeignet sein. Brandwände müssen mindestens 30 Zentimeter über normal entflammbarer Materialien und damit über die Oberkante des PV-Generators ragen. Da normal entflammbarer Materialien nur in gewissen Abständen zu Brandwänden verbaut werden dürfen, müssen über der Dachdeckung installierte, normal entflammbarer PV-Module einen Abstand von mindestens 1,25 Metern einhalten. Achtung: Dieser Abstand gilt auch zur Gebäudetrennwand beziehungsweise Grundstücksgrenze. Eine Leitungsdurchführung durch Brandabschnitte ist bei Einhaltung der Feuerwiderstandsklasse S 90 möglich. Einzelne Leitungen dürfen in einem Abstand mindestens des Außenbereichs der Leitung durch eine mindestens 8 cm dicke Wand geführt werden und dabei muss der Raum zwischen den Leitungen mit Zementmörtel oder Beton verschlossen werden.

5.3.2 Anforderungen für die Brandbekämpfung

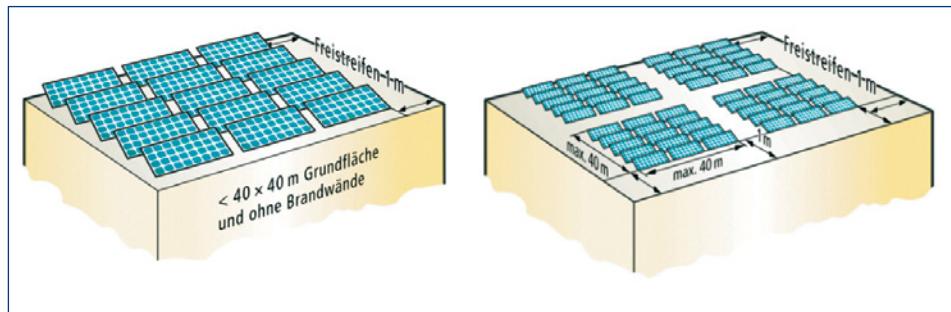
Im Falle eines Gebäudebrandes müssen Feuerwehr-Einsatzkräfte schnell und sicher an den Brandherd gelangen. Bei einigen Einsätzen ist es unumgänglich, direkt vom Dach aus in den darunterliegenden Dachstuhl zu gelangen und dort zu löschen. In diesem Fall könnte eine elektrische spannungsführende Anlage, wie sie eine PV-Anlage darstellt, hinderlich sein, insbesondere wenn sie die gesamte Dachfläche beansprucht, was somit vermieden werden sollte.

So vielfältig wie die Gebäude, so unterschiedlich sind mögliche Zugänge zum Dachstuhl. In Abb. 95 sind beispielhaft die wichtigsten Dachvarianten mit Zugangsmöglichkeiten dargestellt.

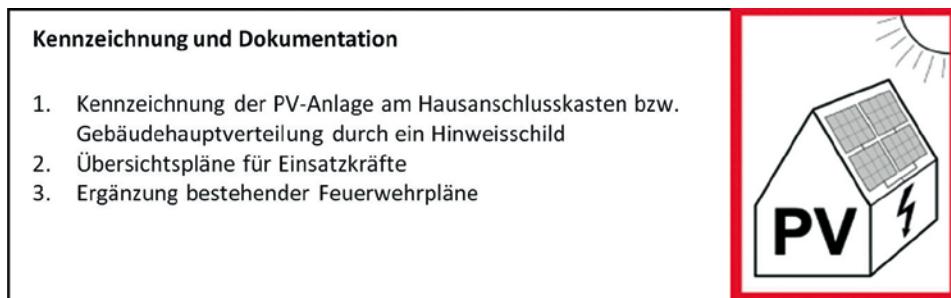
In vielen Fällen kann der Feuerwehrmann über die zweite, nicht durch einen PV-Generator bedeckte Dachhälfte (oft Nordhälfte) in den Dachstuhl gelangen und von dort aus die Brandbekämpfung mit ausreichendem Abstand zu spannungsführenden Anlagenteilen vornehmen.



■ Abb. 95: Verschiedene Zugangsmöglichkeiten für die Brandbekämpfung



■ Abb. 96: Zugangsmöglichkeiten für die Brandbekämpfung bei
a) mittelgroßen Dächern auf Gebäuden mit Grundfläche unter $40 \text{ m} \times 40 \text{ m}$,
b) großen Dächern auf Gebäuden mit Grundfläche größer als $40 \text{ m} \times 40 \text{ m}$



■ Abb. 97: Übersicht über die Brandschutzmaßnahmen der VDE AR 2100-712
(Anmerkung: Anforderungen an die Einrichtungen müssen noch in Produktnormen festgelegt werden.)

Wenn beide Dachhälften belegt sind, wie es bei Ost/Westdächern der Fall ist, muss es möglich sein, andere Dachzugangsmöglichkeiten wie Gaubenfenster oder giebelständige Fenster zu nutzen. Hierbei ist darauf zu achten, dass diese die Abmessungen eines als Rettungsweg geeigneten so genannten »notwendigen Fensters« besitzen und von Einsatzkräften zu erreichen sind. Ein solches Fenster hat nach Musterbauordnung die Mindestmaße einer lichten Breite von 90 cm und einer lichten Höhe von 120 cm. Ist jedoch ein Zugang zum Dachstuhl weder über rückseitige Dachflächen noch über Fenster möglich, muss darauf geachtet werden, dass ein geeigneter Teilbereich des Daches frei bleibt. Für die Einsatzkräfte ist bereits ein mindestens ein Meter breiter Freistreifen hilfreich, um Löscharbeiten durchzuführen.

Bei Dächern ohne sonstige Zugangsmöglichkeiten und mit einer Grundfläche von kleiner als 40×40 Meter sollte auf der längeren Seite ein 1-Meter-Freistreifen realisiert werden. Außerdem wird ab einer Anlagenbreite von 20 Metern ein zusätzlicher mittlerer Freistreifen empfohlen.

len. Sind größere PV-Anlagen geplant, müssen die Generatorflächen in Abschnitte von maximal 40 × 40 Meter unterteilt werden. Zwischen diesen Abschnitten sind Laufwegbreiten von mindestens einem Meter zu realisieren. Wichtig ist bei der Planung der Abstände zu spannungsführenden Teilen, dass sowohl die PV-Module selbst als auch Leitungen und andere Anlagenkomponenten berücksichtigt werden.

Bei der Planung von PV-Anlagen auf Sonderbauten, wie sie in den Bauordnungen des jeweiligen Bundeslandes definiert sind, und bei speziellen Dachformen sollten Brandschutzsachverständige hinzugezogen werden.

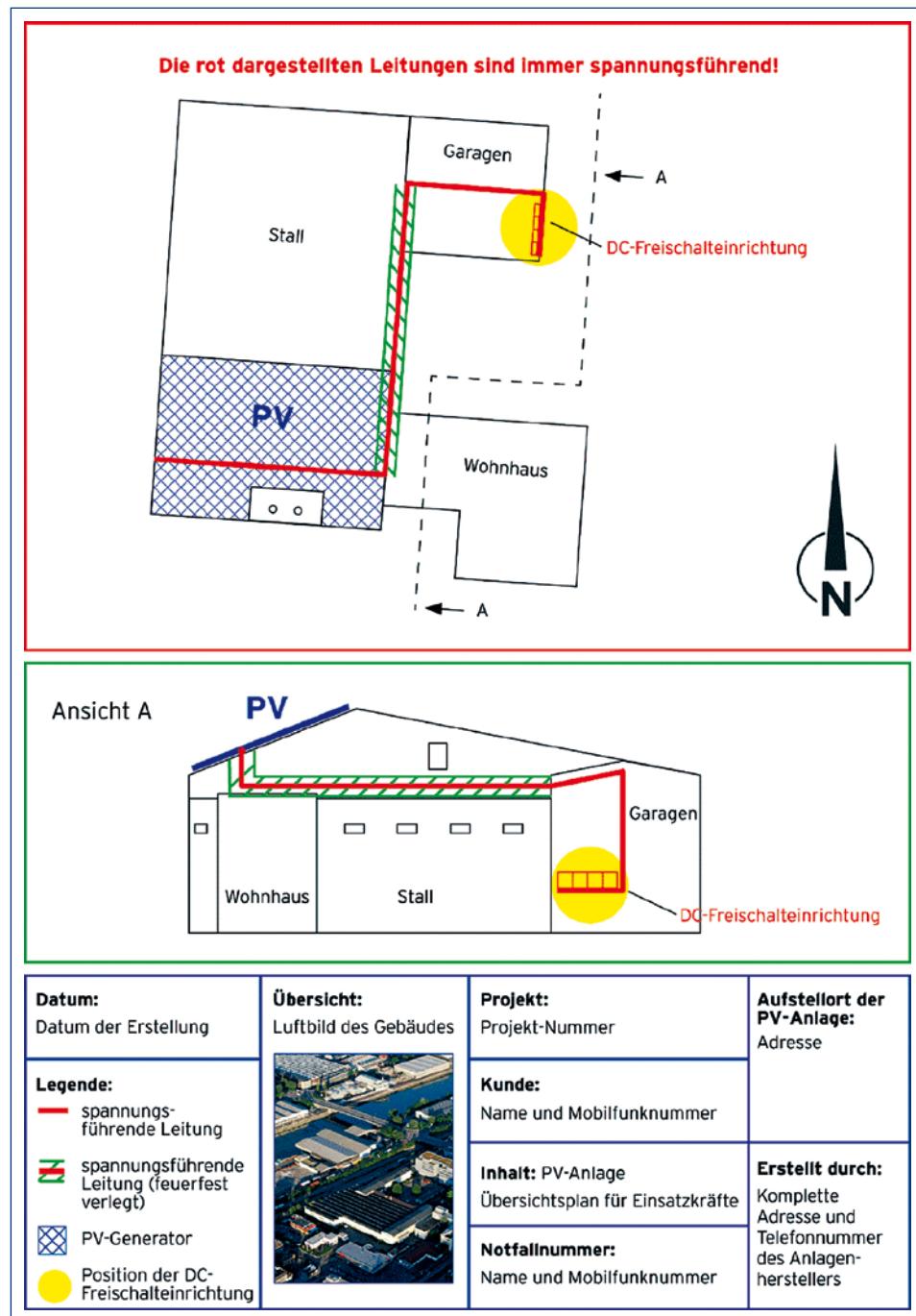
5.3.3 Weitere Anforderungen für den Brandschutz

Da am PV-Generator am Tage eine nicht abschaltbare Spannung bis zu 1000 V anliegt, kann der Einsatz der Feuerwehr bei der Brandbekämpfung erschwert werden. Die Feuerwehreinsatzkräfte müssen beim Einsatz auf die Sicherheitsregel beim Löschen von elektrischen Anlagen, festgelegt in der VDE 0132, achten. Danach sind entsprechende Sicherheitsabstände von einem Meter bzw. fünf Meter beim Löschen mit Sprührohr bzw. Strahlrohr einzuhalten. Außerhalb des Gebäudes kann dieser Löschabstand zur PV-Anlage in der Regel problemlos eingehalten werden. Dagegen ist bei einem Feuerlöschangriff oder Personenrettung im Gebäude die Einhaltung des Sicherheitsabstandes nicht immer möglich, zum Beispiel bei eingeschränkter Sicht durch Rauchentwicklung. Deshalb legt die VDE AR-2100-712 entsprechende Maßnahmen fest und schreibt als Schutzziel bei der Planung und Installation von PV-Anlagen die Vermeidung von gefährlichen berührbaren DC-Spannungen im Gebäude im Brandfall vor, so dass die Personenrettung und Brandbekämpfung sicher durchgeführt werden kann.

An jeder Anlage ist obligatorisch die Kennzeichnung von PV-Anlagen und der Leitungsführung umzusetzen. Das betrifft die Anbringung des genormten Hinweisschildes am Hausanschlusskasten sowie die Anbringung eines Übersichtsplans für die Einsatzkräfte am Übergabepunkt der elektrischen Anlage, zum Beispiel am Hausanschlusskasten beziehungsweise Gebäudehauptverteiler.

Des Weiteren müssen entweder bauliche oder technische Installationsmaßnahmen vorgenommen werden, um den Schutz vor berührbaren gefährlichen Spannungen im Gebäude zu realisieren. Wenn nichtabschaltbare DC-Leitungen im Gebäude verlegt werden, richtet sich der Feuerwiderstand der Leitungsanlage nach der jeweils gültigen Landesbauordnung (mindestens jedoch F30). Dies kann beispielsweise durch Unterputz-Verlegung mit mindestens 15 mm dickem mineralischem Putz oder mit Brandschutzkanälen und -schächten nach EN 1366 erreicht werden. Einfacher ist es meist, den DC-Bereich außerhalb des Gebäudes zu verlegen. Das kann entweder durch die Verlegung der DC-Leitungen außerhalb des Gebäudes und Einführung direkt in den elektrischen Betriebsraum beziehungsweise an die Hausanschlussstelle oder durch die Installation der Wechselrichter im Außenbereich oder am Gebäudeeintritt erreicht werden.

Bei der gegen Berührung geschützten und feuerwiderstandsfähigen Verlegung müssen die DC-Leitungen einen Meter über den Handbereich von Personen ohne Hilfsmittel (Leiter etc.) und auf Kabeltragesystemen nach DIN 4102-12 verlegt werden. Bei dieser Verlegungsart ist das Kabeltragesystem in den Funktionspotenzialausgleich mit einzubeziehen. Prinzipiell ist für die DC-Leitungsinstallation ein ungeschützter Bereich von bis zu einem Meter um den PV-Generator auf dem Dach und um den Wechselrichter im Gebäude zulässig und in der Dokumentation für Einsatzkräfte entsprechend zu kennzeichnen.



■ Abb. 98: Beispiel eines Übersichtsplanes für die Einsatzkräfte nach VDE AR 2100-712

Wenn die baulichen Installationsmaßnahmen nicht umgesetzt werden, muss eine der folgenden technischen Installationsmaßnahmen realisiert werden:

1. Einbau eines DC-Freischalters mit Fernauslösung zum Freischalten der DC-Hauptleitung im Gebäude bzw. zum Freischalten der Modulstränge oder
2. Einsatz von Modulabschalteinrichtungen; allerdings sind diese bisher noch nicht durch eine entsprechende Produktnorm im VDE-Regelwerk ermächtigt worden.

5.4 Photovoltaik als elektrische Anlage

Beim Bau einer Photovoltaik-Anlage ist eine Vielzahl an elektrotechnischen Normen unterschiedlicher Normungsgremien und -werke zu beachten. Die Normen für die Komponenten von Photovoltaik-Anlagen, die Bauartzulassung sowie die Zertifizierung und Prüfung von Solarmodulen oder Wechselrichtern usw. werden vom Deutschen Institut für Normung (DIN) veröffentlicht. Die Normungsarbeit DIN/VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informatstechnik e.V.) wird auf dem Gebiet der Photovoltaik in Deutschland durch das Normungskomitee der Deutschen Elektrotechnischen Kommission (DKE) K373 »Photovoltaische Solar-energie-Systeme« koordiniert und wahrgenommen. Die weltweite Normung erfolgt durch die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC). Der zuständige Ausschuss für die Photovoltaik ist innerhalb des IEC das technische Komitee TC 82 »Solar Photovoltaic Energy Systems«.

Wesentliche Normen

Die Errichtung von Photovoltaik-Anlagen und deren Installation ist nach den bestehenden VDE-Bestimmungen auszuführen, insbesondere gemäß der Normenreihe VDE 0100 »Errichten von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000 Volt« (alle zutreffenden Teile), VDE 0105-100 »Betrieb von elektrischen Anlagen« und VDE 0298-4 »Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen – Teil 4: Empfohlene Werte für die Strombelastung von Kabeln und Leitungen für feste Verlegung in und an Gebäuden und von flexiblen Leitungen«. Spezielle Anforderungen für die Installation von Photovoltaik-Anlagen formuliert die VDE 0100-712 »Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-712: Anforderungen an Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik (PV) Stromversorgungssysteme (IEC 60364-7-712)« (vgl. Kap. 6.4) und die VDE 0126-23 (EN 62446) »Netzgekoppelte PV-Systeme – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen«. Für den Blitz- und Überspannungsschutz muss die Norm VDE 0185-305 »Blitzschutz«, Teile 1 bis 4 beachtet werden. Die technischen Regeln für den Netzzanschluss u. a. für PV-Anlagen werden durch die Anwendungsregel »VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz« festlegt.

5.5 Unfallschutz und allgemeine Sicherheit

Bei der Installation von Photovoltaik-Anlagen sind die von der Berufsgenossenschaft formulierten Regeln zum Schutz vor Unfällen zu beachten. Sie umfassen im Wesentlichen den Personenschutz für alle beteiligten Gewerke.

Bei der Errichtung, Änderung und Wartung elektrischer Anlagen müssen die technischen Anordnungen BGV¹³ A 3 »Elektrische Anlagen und Betriebsmittel« beachtet und eingehalten werden. Elektrotechnische Regeln im Sinne dieser Unfallverhütungsvorschrift sind die allgemein anerkannten Regeln der Elektrotechnik, die in den VDE-Bestimmungen enthalten sind. Außerdem hat nach § 3 der »Unternehmer ... dafür zu sorgen, dass elektrische Anlagen und Betriebsmittel nur von einer Elektrofachkraft oder unter Leitung und Aufsicht einer Elektrofachkraft den elektrotechnischen Regeln entsprechend errichtet, geändert und instand gehalten werden«.

Bei Arbeiten auf geneigten Dachflächen sind die technischen Anordnungen »BGV C22 Bauarbeiten«¹⁴ zu beachten und einzuhalten; nach § 8 müssen »auf geneigten Flächen, auf denen die Gefahr des Abrutschens von Personen besteht, Maßnahmen gegen das Abrutschen vom Arbeitsplatz getroffen« werden. Außerdem werden die vorgeschriebenen und zulässigen Absturzsicherungen beschrieben.

5.6 Gewährleistung

Grundsätzlich beträgt die Gewährleistungspflicht zwei Jahre (nach Bürgerlichem Gesetzbuch BGB § 634a Abs. 1). Einige Installationsfirmen bieten freiwillig längere Gewährleistungsfristen an. Innerhalb der Gewährleistungsfrist muss der Installateur eventuelle Mängel der Installation oder durch unsachgemäße Installation hervorgerufene Mängel auf eigene Kosten beseitigen. Darüber hinaus gilt bei Bauvorhaben die Verdingungsordnung für Bauleistungen (VOB) mit den dort geregelten Gewährleistungen und Verjährungsfristen (siehe auch BGB § 638) für Bauleistungen, insbesondere auch bei Planungsfehlern.

Bei Arbeiten auf dem Dach begibt sich der Elektroinstallateur zumeist auf Neuland. Gerade bei Dachdurchdringungen ist Rat und Tat eines Dachdeckers erforderlich. In der Grundregel für Dacheindeckungen des Zentralverbandes des Deutschen Dachdeckerhandwerks heißt es: »Dacheindeckungen müssen regensicher sein. Das wird im Normalfall erreicht, wenn die in den Fachregeln angegebenen werkstoffabhängigen Regeldachneigungen und Werkstoffüberdeckungen eingehalten werden«. Darüber hinaus muss die Statik des Daches und die Standsicherheit des Photovoltaik-Generators gewährleistet sein.

Auf-Dach-Systeme kommen nur punktuell in Kontakt mit der Dachdeckung. An den Dachhaken wird die Regendichtigkeit nur unwesentlich beeinflusst. Bei Verwendung von Befestigungsziegeln (Trägerpfannen) erfolgt keine Beeinflussung. Von Eingriffen in Flachdächer mit Kunststoffbahnen durch den Elektroinstallateur ist grundsätzlich abzuraten. Die eventuell noch wirkende Gewährleistungspflicht auf frühere Handwerksleistungen ist bei Eingriffen ins Dach oder in die Elektroinstallation zu beachten.

¹³ Berufsgenossenschaftliches Vorschriften- und Regelwerk

¹⁴ Weitere Informationen im Berufsgenossenschaftlichen Vorschriften- und Regelwerk BGV C 22 Bauarbeiten, Bezug über: Bau-Berufsgenossenschaft, An der Festeburg 27–29, 60389 Frankfurt am Main

6 Elektrische Installation und Inbetriebnahme

6.1 Wer darf welche Arbeit durchführen?

Eine Photovoltaik-Anlage kann nur dann optimale Energieerträge liefern, wenn sie fachlich kompetent geplant und installiert wurde. Dabei müssen alle Komponenten aufeinander abgestimmt und die Gesamtverluste minimiert werden. Die Installation einer Photovoltaik-Anlage erfordert unter Umständen die Zusammenarbeit unterschiedlicher Gewerke (Zimmermann, Dachdecker, Elektriker, Fassadenbauer ...).

Die Elektroinstallation auf der Gleichspannungsseite kann durch vom Elektroinstallateur unterwiesene »Nicht-Elektriker« erfolgen. Die Elektroinstallation ab dem Anschluss des Wechselrichters und die Inbetriebnahme der Photovoltaik-Anlage muss in jedem Fall ein zugelassener Elektroinstallateur vornehmen. Dieser haftet für die Elektroarbeiten an der gesamten Photovoltaik-Anlage. Im Inbetriebnahmeprotokoll garantiert er die Beachtung der Vorschriften und der anerkannten Regeln der Technik. Dachdurchführungen im Flachdach und In-Dach-Anlagen sollten vom Dachdecker oder unterwiesenen Personen ausgeführt werden. Die Sicherheitsbestimmungen für Arbeitsschutz und Unfallverhütung zur Elektroinstallation müssen nach BGV A 2 eingehalten werden.

Oft kommt es zu Fehlern bei der Installation aufgrund mangelnder Erfahrung und Praxis mit der Gleichstrominstallation. Auf die Unterschiede der Gleichstrominstallation zur Wechselstrominstallation ist deshalb besonders zu achten. Die Module stehen bei der Montage, Installation und Wartung selbst bei geringen Einstrahlungen unter voller Spannung. Sie lassen sich nicht abschalten. Der Kurzschlussstrom liegt nur ca. 20 % über dem Nennstrom der Anlage. Dieses ist bei der Auslegung der Schutztechnik (Sicherungen und Schalteinrichtungen) zu beachten. Der Solarstrom ist zunächst ein Gleichstrom, sodass bei Isolationsfehlern ein dauerhafter Lichtbogen entstehen kann. Deshalb muss die Installation erd- und kurzschlussicher sein und die Leitungsverbindungen müssen sorgfältig ausgeführt werden. Schlechte Kontaktverbindungen bedeuten ein erhöhtes Brandrisiko. Es dürfen nur Sicherungen und Lastschalter verwendet werden, die für den Gleichstrom Einsatz zugelassen sind.

Wenn die Photovoltaik-Anlage ausschließlich durch eine Elektroinstallationsfirma errichtet wird, muss sichergestellt sein, dass die Installateure mit den Sicherheitsbestimmungen auf dem Dach vertraut sind und über ausreichende Fertigkeiten für die notwendigen Dacharbeiten verfügen. An Arbeitsplätzen auf Dächern mit mehr als drei Metern Absturzhöhe müssen nach den Berufsgenossenschaftlichen Vorschriften BGV C 22 »Bauarbeiten« (Kap. 5.5) Einrichtungen vorhanden sein, die ein Abstürzen von Personen verhindern. Bei Höhenunterschieden von mehr als fünf Metern zwischen Absturzsicherung und Arbeitsplatz müssen zusätzliche Schutzeinrichtungen auf den Dachflächen angeordnet werden. Die Art der Absturzsicherung ist abhängig von den konstruktiven Gegebenheiten des Daches, der Neigung des Daches und dem Umfang der Arbeiten. Als Sicherungen können Schutzwände, Auffangnetze, Anseilschutz oder Fanggerüste in Betracht kommen. Die Solarmodule werden übrigens gut und sicher mit Glastragegriffen transportiert.

6.2 Der Generatoranschlusskasten

Wenn eine Anlage aus mehreren Strängen besteht, werden diese im Generatoranschlusskasten zusammengeführt und mit der Gleichstromhauptleitung verbunden, die zum Wechselrichter führt. Der Generatoranschlusskasten beinhaltet Anschlussklemmen und Trennstellen und, falls vorhanden, Strangsicherungen und Strangdiode. Der Generatoranschlusskasten sollte in Schutzklasse II ausgeführt sein und eine klare Trennung der Plus- und Minus-Seite innerhalb des Kastens aufweisen. Bei der Außenmontage sollte er den Schutzgrad IP 54 besitzen sowie UV-beständig sein. Bei größeren Anlagen werden häufig mehrere Anschlusskästen erforderlich. Für viele Anlagenkonfigurationen lassen sich im Solargroßhandel Generatoranschlusskästen als fertige Baugruppen beziehen. Strangsicherungen schützen die Leitungen vor Überlastungen im Fehlerfall. Sie sollten nicht nur für den Gleichstrombetrieb, sondern speziell für die wechselnden Betriebsbedingungen in der Photovoltaik geeignet sein. Auf den Einsatz von Strangsicherungen kann bei Schutzklasse-II-Ausführung der Anlage und ungeerdetem System (= ungeerdeter Plus- und Minuspol) verzichtet werden. Wegen den Erfahrungen mit ungeeigneten Strangsicherungen und dem damit verbundenen Brandrisiko sollte auf deren Einsatz verzichtet werden bzw. es sollten nur Strangsicherungen verwendet werden, die explizit geeignet sind, wechselnde PV-Ströme zu beherrschen (Kennzeichnung g_{PV}) [19]. Strangdioden zur Entkopplung der einzelnen Stränge werden nur noch sehr selten bei stark und unterschiedlich verschatteten Modulsträngen, die mit einem zentralen Wechselrichter verbunden sind, eingesetzt. Bei Photovoltaik-Anlagen mit Strangwechselrichtern, die nur aus ein oder zwei Modulsträngen bestehen, entfällt der Generatoranschlusskasten meist.



■ Abb. 99: Generatoranschlusskasten mit DC-Schalter und Überspannungsschutz

6.3 Die richtigen Kabel und Leitungen

Die elektrischen Verbindungsleitungen zwischen den einzelnen Modulen eines Solargenerators und zu dem Generatoranschlusskasten bzw. Wechselrichter müssen erd- und kurzschlussicher verlegt werden. Das erfolgt meist durch eine getrennte Verlegung der Plus- und Minusleitung mit doppelter Isolierung. Dazu haben sich einadrige Kabel mit doppelter Isolierung als praktikable Lösung bewährt, die hohe Sicherheit bietet. Zum Einsatz im Außenbereich sollten nur Solarleitungen entsprechend DKE-Anwendungsprofil VDE-AR-E 2283-4 (Kennzeichnung: PV1-F) verwendet werden, die sich vor allem durch UV- und Witterungsbeständigkeit in einem großen Temperaturbereich (zum Beispiel –55 °C bis 125 °C) auszeichnen. Die Module besitzen

dementsprechende Anschlussleitungen mit berührungssicheren Steckkontakte. Die Leitungen sollten nicht auf der Dachhaut aufliegen, sondern am Montagesystem befestigt und möglichst im beschatteten Bereich verlegt werden. Die Kabel bzw. Leitungen sollten so verlegt werden, dass die vorgeschriebenen Mindestbefestigungsabstände beachtet werden. Außerdem sollten die Biegeradien entsprechend der Norm bzw. der Herstellerangaben eingehalten werden.

Leitungs-Außendurchmesser D in mm	Befestigungsabstand in mm	
	waagerecht	senkrecht
< 9	250	400
9 < D < 15	300	400
15 < D < 20	350	450
20 < D < 40	400	500

■ **Abb. 100:** Mindestbefestigungsabstände bei fachgerechter Leitungsverlegung nach VDE 0298-300 (2009-09)

Leitungs-Außendurchmesser D in mm	zulässige Biegeradien für	
	feste Verlegung	flexible Verlegung
< 8	4 × D	3 × D
8 < D < 12	5 × D	3 × D
D > 12	6 × D	4 × D

■ **Abb. 101:** Biegeradien bei fachgerechter Leitungsverlegung nach VDE 0276-603 (2010-3)

»Scheuerkanten« und mechanische Beschädigungen sind zu vermeiden. Beim Zusammenklemmen ist auf die Polarität der Leitungen zu achten. Bei den Verbindungen der Modul- und Strangleitungen zum Generatoranschlusskasten und zum Wechselrichter werden zunehmend berührungssichere Steckverbindungen benutzt, es gibt sogar »plug and play«-fähige Komplettsysteme.

Die Gleichstrom (DC)-Hauptleitung verbindet den Generatoranschlusskasten mit dem Wechselrichter. Aus Kostengründen wird hier oft auf die gebräuchlichen PVC-Mantelleitungen mit der Bezeichnung NYM oder NYY zurückgegriffen. Aus Umweltgesichtspunkten sollte man halogenfreie Produkte wählen (zum Beispiel Typ NHMH-J), im Außenbereich sollten Solarleitungen vom Typ PV1-F gewählt werden. Die DC-Leitung sollte im Gebäude wegen Brandschutzanforderungen feuergeschützt verlegt werden. Als Alternative dazu bietet sich die Verlegung der Leitung im Außenbereich an und die Einführung in den Keller zum Wechselrichter. Bei der Verwendung von Outdoor-Wechselrichtern brauchen die AC-Leitungen zum Hausanschlusskasten nicht feuergeschützt verlegt werden. Die Leitungsdurchführung durch das Dach sollte brandgeschottet erfolgen.

Bei der Planung sollte die Gesamtlänge der Leitungen minimiert werden. Die Querschnitte der Leitungen sind so zu dimensionieren, dass im Nennbetrieb ein gleichstromseitiger Leitungsverlust von 1 % eingehalten wird. Bei langen Leitungen oder weit verzweigten Anlagen sollten

nicht mehr als 2 % toleriert werden. Außerdem müssen die Spannungsfestigkeit und die Strombelastbarkeit der Leitungen entsprechend der VDE-Norm 0298 Teil 4 eingehalten werden. Bei der Dimensionierung der Strangleitungen von Standardanlagen ergibt sich meist ein Querschnitt von 4 mm².

Die Wechselstrom-Anschlussleitung verbindet den Wechselrichter über die Zähler- und Schutzeinrichtung mit dem Stromnetz. Der Anschluss an das Niederspannungsnetz (230 V) bei einphasigen Wechselrichtern erfolgt mit einer dreipoligen Leitung, bei dreiphasigen Wechselrichtern (400 V) mit einer fünfpoligen Leitung (Typ NYM, NYY oder NYCWY).

6.4 Schutz vor Fehlerströmen

Gleichstrom-Hauptschalter

Die Norm VDE 0100-712 »Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-712: Anforderungen an Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik (PV) Stromversorgungssysteme (IEC 60364-7-712)« fordert einen Gleichstrom-Hauptschalter zwischen Photovoltaik-Generator und Wechselrichter, um im Fehlerfall oder für Wartungs- oder Reparaturarbeiten die Komponenten voneinander trennen zu können. Es ist sinnvoll, den Gleichstrom (DC)-Hauptschalter direkt vor dem Wechselrichter einzubauen. So wird ein versehentliches Einschalten durch eine andere Person, wenn zum Beispiel Wartungsarbeiten am Wechselrichter durchgeführt werden, weitgehend ausgeschlossen. Bei der Auswahl des DC-Schalters muss berücksichtigt werden, dass dieser das Schaltvermögen für Gleichstrom (mindestens Klasse DC 22B) besitzt. Mitunter ist ein DC-Schalter direkt am Wechselrichter integriert.

Wechselstrom-Leitungsschutzschalter

Hier handelt es sich um eine Überstromschutzeinrichtung, die nach Auslösen wieder einschaltbar ist. Sie trennt die Photovoltaik-Anlage selbstständig vom Stromnetz, sobald eine Überlastung oder ein Kurzschluss auftritt. Oft werden hierfür Sicherungsautomaten benutzt. Beim Anschluss muss auf richtige Polung und die Energieflussrichtung geachtet werden.

Fehlerstromschutzschalter

Der Fehlerstromschutzschalter (Fl-Schalter) überwacht den fließenden Strom im Hin- und Rückleiter des Stromkreises. Der Fl-Schalter löst bei Isolationsfehlern oder Erd- bzw. Körperschluss eines Leiters aus. Bei Anlagen mit trafilosen Wechselrichtern muss wegen der fehlenden galvanischen Trennung ein gleich- und wechselstromsensitiver Fl-Schalter (= Typ B) eingesetzt werden. Dieser ist oft schon im trafilosen Wechselrichter integriert. Falls eine PV-Anlage einen Verbraucherabzweig von der PV-Einspeiseleitung besitzt (PV-Strom Eigenverbrauch), müssen bei transformatorlosen Wechselrichtern zusätzliche Fl-Schalter Typ B bzw. bei Geräten mit Trafo Typ A eingesetzt werden. Welcher Typ, an welcher Stelle und wie der Fl-Schalter eingesetzt wird, richtet sich dabei nach Anschlussart, Wechselrichtertopologie, Einsatzort, Speicher- und Netzsystem unter Beachtung VDE 0100 Teil 712, Teil 410, Teil 530 (ggf. noch andere wie z. B. Teil 482, 705).

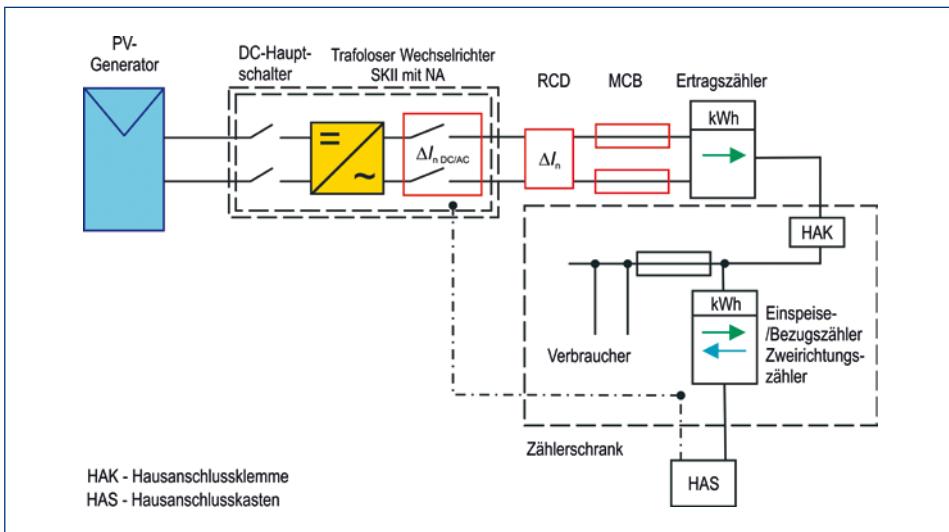


Abb. 102: Schutztechnik bei PV-Anlagen mit PV-Eigenstromverbrauch (NA = integrierter Netz- und Anlagenschutz, RCD = Fehlerstromschutzschalter, MCB = Leitungsschutzschalter)

6.5 Schutz vor Blitzeinwirkungen

Im Normalfall gilt: Photovoltaik-Anlagen erhöhen nicht die Gefährdung durch Blitz einschläge für das Gebäude. Deshalb ist keine zusätzliche Blitzschutzanlage notwendig. Allerdings fordert der Verband der Schadensversicherer in deren Richtlinie VDS 2010 bei größeren Photovoltaik-Anlagen ab 10 kW einen Blitz- und Überspannungsschutz, der entsprechend der Blitzschutzklasse III und den VDE-Normen auszuführen ist [20]. Weist ein Fachmann entsprechend VDE 0185-305 Teil 2 nach, dass Blitzgefährdung und Schadensrisiko gering sind, werden von den Versicherern von der VDS 2010 abweichende Lösungen akzeptiert. So wird das zum Beispiel bei in der Nähe stehenden hohen Gebäuden mit Blitzschutzeinrichtung schon praktiziert.

Blitzfangeinrichtung

Die Blitzschutzeinrichtungen dienen vor allem dem Personenschutz bei direktem Blitzschlag. Wird die Photovoltaik-Anlage in exponierter Lage aufgebaut, ist eine geeignete Blitzfangeinrichtung einzusetzen. Zum Beispiel müssen aufgeständerte Photovoltaik-Anlagen auf Flachdächern bei Gebäuden mit hoher Blitzgefährdung mit einer Blitzfangeinrichtung ausgerüstet werden, weil der Photovoltaik-Generator als herausragender Dachaufbau eine bevorzugte Einschlagstelle darstellt. Blitzschutzanlagen werden unter Beachtung der Normen VDE 185-305 Teile 1 bis 4 errichtet. Ist an dem Gebäude bereits eine Blitzschutzanlage vorhanden, muss der darauf montierte Photovoltaik-Generator in das Blitzschutzkonzept eingebunden werden. Es kann erforderlich sein, zusätzliche Fangstangen zu setzen. Außerdem sollte auf den Trennungsabstand zu den Blitzableitern geachtet werden. Mitunter wird das metallische Montagegestell über die Blitzfangableitungen gebaut und der Trennungsabstand (Richtwert 0,5 Meter) so unterschritten. Da der Installateur dann in die bestehende Blitzschutzanlage eingreift, übernimmt er die Gewährleistung dafür. Deshalb sollte er sich von der Funktionsfähigkeit der Blitzschutzanlage überzeugen und zum Beispiel Messungen des Erdungswiderstandes vornehmen. Um zu verhindern, dass der Blitz direkt in die Solarmodule

einschlägt, werden meist Blitzfangstangen eingesetzt. Dabei ist ein Schattenwurf auf die Module zu vermeiden. Bei Flachdachanlagen ergeben sich bei Anwendung des Blitzkugelverfahrens statt des bekannten Schutzwinkelverfahrens deutlich kleinere Blitzfangstangen und damit geringere Verschattungsverluste. Der Trennungsabstand zwischen den Solarmodulen sowie deren Zuleitung und der Blitzschutzanlage ist gemäß VDE 185-305 Teil 3 einzuhalten. Die Gleichstrom-Leitungen sind möglichst weit entfernt vom Blitzableiter bzw. der Blitzschutzanlage zu verlegen, dabei sind Überkreuzungen zu vermeiden. Bei Unterschreitung des Trennungsabstandes wird das Montagesystem elektrisch mit der Blitzschutzanlage verbunden. Es darf dann keine zusätzliche Potenzialausgleichsleitung an das Montagesystem angeschlossen werden.

Überspannungsschutz

Jeder Blitzeinschlag kann im Umkreis von ca. 1 km Überspannungen in elektrischen Leitungen erzeugen. Der Überspannungsschutz umschreibt alle Maßnahmen und Einrichtungen im Gebäude, die sich mit dem Schutz elektronischer Geräte vor indirekten Blitzeinwirkungen, aber auch vor den Wirkungen von Schalthandlungen im öffentlichen Stromnetz befassen. Je höher die Blitzgefährdung des Hauses oder je wertvoller die datentechnischen Einrichtungen, umso umfangreichere Maßnahmen werden gewählt. Die Maßnahmen werden in der Norm VDE 0185-305 Teil 4 beschrieben. Die Einkopplung von Überspannungen in Solarmodule mit

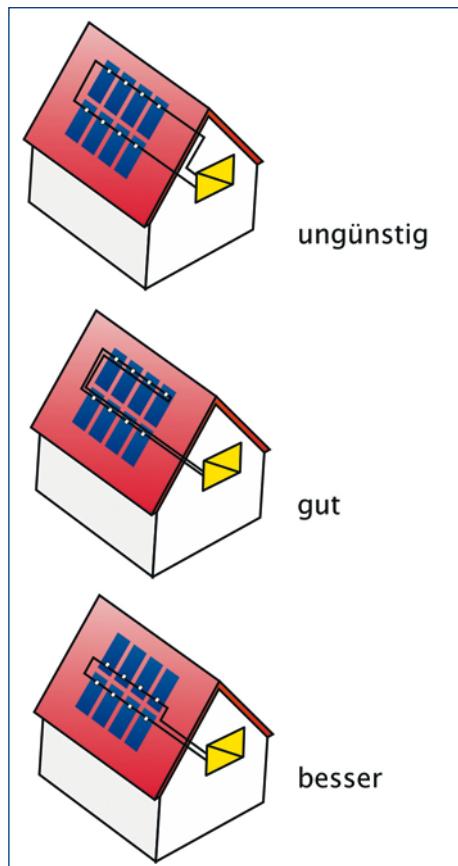


Abb. 103: Bei der Modulverschaltung sind großflächige Leiterschleifen zu vermeiden.

metallischem Rahmen ist um die Hälfte kleiner als in rahmenlose Solarmodule. Um die Einkopplungen in die Modulleitungen gering zu halten, verlegt man die Hin- und Rückleitungen (+ und -) eines Stranges möglichst nah beieinander. Je kleiner die grau gekennzeichnete Fläche der offenen Leiterschleife im Generatorstromkreis ist, umso kleiner ist die Einkopplung in die Modulleitungen. Üblicherweise werden die Überspannungsableiter im Generatoranschlusskasten eingebaut. In modernen Wechselrichtern sind meist eingangsseitige Überspannungsableiter (Varistoren) – die allerdings nur einen gewissen Basisschutz gegen Überspannungen gewährleisten – integriert. Zum Anschluss wird deshalb der Potenzialausgleichs- bzw. Erdungsleiter in den Generatoranschlusskasten bzw. Wechselrichter geführt. Bei kleineren Photovoltaik-Anlagen mit Varistoren innerhalb des Wechselrichters kann auf zusätzliche Überspannungsableiter im Generatoranschlusskasten verzichtet werden. Bei größeren PV-Anlagen (>10 kW) sollten mindestens separate Überspannungsableiter Typ 2 verwendet werden. Der Überspannungsschutz auf der Wechselstromseite wird grundsätzlich empfohlen, ist aber nicht zwingend vorgeschrieben. Bei blitzgefährdeten Anlagen werden separate Überspannungsableiter vor und nach dem Wechselrichter sowie im Generatoranschlusskasten (Abb. 99) eingesetzt. Dabei wird empfohlen, Überspannungsableiter mit Defektanzeige oder mit Fernmeldekontakt zu verwenden. Bei Wechselrichtern mit Isolationsüberwachung kann das Auslösen der Überspannungsableiter bzw. Varistoren erkannt werden, sodass auf separate Fernüberwachung verzichtet werden kann. Die Einkopplung in die Gleichstromhauptleitung kann durch die Verwendung von geschirmten Einzelleitungen minimiert werden. Wird keine geschirmte Leitung verwendet, müssen separate Überspannungsableiter mit hohem Ableitstrom eingesetzt werden. Bei blitzgefährdeten Photovoltaik-Anlagen, deren Wechselrichter ständig über eine PC-Schnittstelle überwacht werden, sollte ein zusätzlicher selektiver Überspannungsschutz vor dem PC eingesetzt werden.

Erdung und Potenzialausgleich

Voraussetzung für den wirksamen Überspannungsschutz ist ein lückenloser Potenzialausgleich nach VDE 0100 Teil 540 und die sorgfältige Erdung. Generell wird empfohlen, das Montagesystem zu erden und in den Potenzialausgleich einzubeziehen. Bei Gebäuden mit Blitzschutzanlage muss das Montagesystem am Potenzialausgleich des Gebäudes angeschlossen werden (dies gilt nicht bei einer Unterschreitung des Trennungsabstands). Hierfür werden die Photovoltaik-Modulrahmen und die metallische Unterkonstruktion gut leitend mit dem Erdungsleiter verbunden. Die Erdungsanlage muss entsprechend VDE 0185-305 Teil 3 ausgeführt sein.

Ist keine Blitzschutzanlage vorhanden und werden transformatorlose Wechselrichter oder Solarmodule ohne Schutzklasse II eingesetzt, muss der Photovoltaik-Generator geerdet und in den Potenzialausgleich eingebunden werden. Bei Modulen ohne Schutzklasse II kann bei Wechselrichtern mit Kleinspannungskonzept auf den Potenzialausgleich verzichtet werden.

6.6 Geltende Regelungen für den Netzanschluss

PV-Anlagen stellen Stromerzeugungsanlagen dar, die bei Parallelbetrieb mit dem öffentlichen Stromnetz so zu errichten und zu betreiben sind, dass unzulässige Rückwirkungen auf das Netz oder andere Kundenanlagen ausgeschlossen sind. Dabei sind die allgemein anerkannten Regeln und Richtlinien zum Netzanschluss einzuhalten. Normative und gesetzliche Anforderungen für den Netzanschluss von Photovoltaik-Anlagen beinhalten die Norm DIN EN 61727 (IEC 61727), die Anwendungsregel VDE 4105 »Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,

Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz«, das EEG und das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Weitere Anforderungen werden bei Großanlagen mit Mittelspannungsanschluss von der »BDEW-Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz« und durch die »Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz (TAB)« der Netzbetreiber gestellt.

Dazu heißt es unter § 7 des EEG, dass »die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen müssen.« Übrigens verbietet § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes (Änderung BGBl. I S. 2966 vom 19.12.2007) den Anbieter von Elektrizität, deren marktbeherrschende Stellung für zu hohe Entgelte, unverhältnismäßige Anforderungen oder sonstige Geschäftsbedingungen missbräuchlich auszunutzen.

Die Photovoltaik-Anlage muss beim zuständigen Verteilungsnetzbetreiber (VNB), kurz Netzbetreiber¹⁵ genannt, angemeldet werden. Die Anmeldung kann durch einen konzessionierten Elektroinstallateur erfolgen, wenn das Anlagenkonzept und die Komponenten festgelegt sind und der Auftrag zum Bau der Anlage erteilt wurde. Gleichzeitig werden Anschlussart und Netzeinspeisepunkt mit dem Netzbetreiber geklärt. Ein Wechselrichter mit integriertem NA-Schutz kann über einem Unterverteiler bis zu einer maximalen Wirkleistung von 30 kW auch dezentral angebracht werden.

Die ausreichende Dimensionierung des Netzeinspeisepunktes wird nach der Niederspannungsanwendungsregel VDE-AR-N 4105 geprüft. Wenn die geforderten Werte nicht eingehalten werden, kann eine Netzverstärkung, eine andere technische Lösung oder eine Einspeisung ins Mittelspannungsnetz erforderlich sein.

Nach § 5 des EEG sind »Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist.«

Nach § 13 trägt der Anlagenbetreiber die notwendigen Kosten des Anschlusses an den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des Netzes sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung der gelieferten und der bezogenen elektrischen Arbeit. »Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer Leistung von insgesamt bis zu 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.« (§ 5) »Weist der Netzbetreiber den Anlagen einen anderen Verknüpfungspunkt zu, ist er verpflichtet, die daraus resultierenden Mehrkosten zu tragen.« (§ 13 Abs. 2)

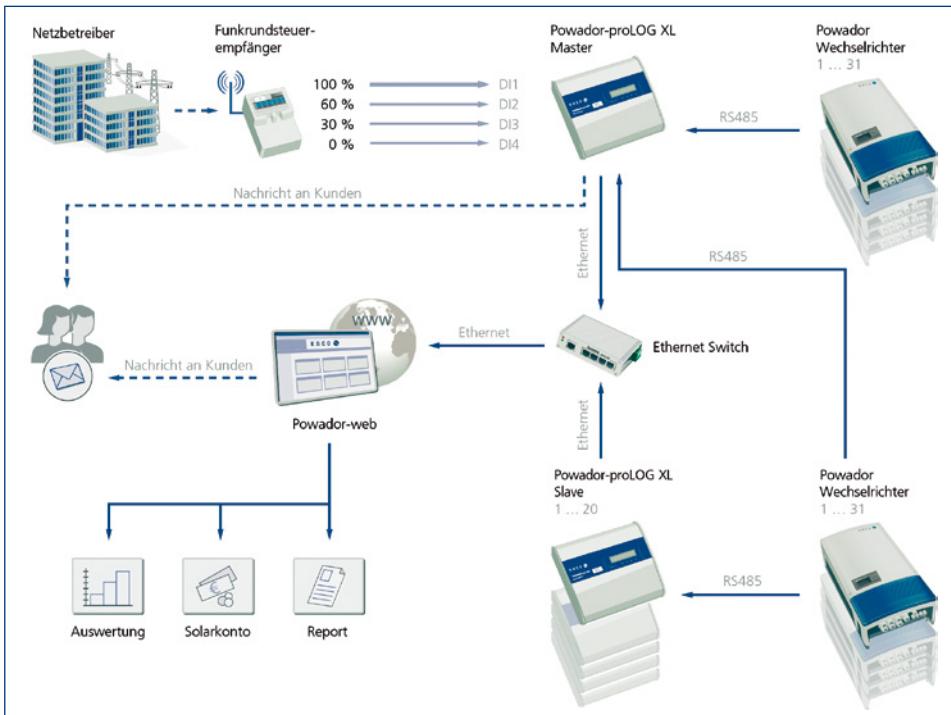
Für größere Anlagen kann der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber eine nachvollziehbare Netzverträglichkeitsprüfung mit den notwendigen Netzdaten innerhalb von acht Wochen zur Festlegung des Netzanschlusspunktes einfordern. Das EEG legt in § 59 fest: »Auf Antrag der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers kann das für die Hauptsache zuständige Ge-

¹⁵ Im liberalisierten Strommarkt sind Stromerzeugung, Netzbetrieb und Stromhandel formal getrennt. Der Netzbetreiber ist für die technische Sicherheit im öffentlichen Stromnetz zuständig und zur ungehinder-ten Durchleitung von Strom verpflichtet.

richt bereits vor Errichtung der Anlage unter Berücksichtigung der Umstände des Einzelfalles durch einstweilige Verfügung regeln, dass die Schuldnerin oder der Schuldner der in den §§ 5, 8, 9 und 16 bezeichneten Ansprüche Auskunft zu erteilen, die Anlage vorläufig anzuschließen, sein Netz unverzüglich zu optimieren, zu verstärken oder auszubauen, den Strom abzunehmen und hierfür einen als billig und gerecht zu erachtenden Betrag als Abschlagszahlung zu leisten hat.«

Anforderungen für die Netzintegration

Je mehr PV-Anlagen und andere dezentrale Stromerzeuger zur Stromversorgung Deutschlands im Niederspannungsnetz beitragen, umso mehr Aufgaben zum Netzmanagement müssen diese übernehmen. So müssen sie sich seit 2012 wie für konventionelle Kraftwerke in höheren Spannungsebenen (Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz) an der statischen Spannungshaltung beteiligen. Die statische Spannungshaltung nach VDE 4105 wird über Blindleistungsregelung durch die Wechselrichter im Netznormalsbetrieb realisiert. Ab 3,68 kVA bis zu einer Leistung 13,8 kVA ist dazu ein Verschiebefaktor $\cos \varphi = +/-0,95$ entsprechend der Kennlinienvorgabe durch den Netzbetreiber einzustellen. Bei Anlagenleistungen über 13,8 kVA müssen die Wechselrichter Verschiebefaktor $\cos \varphi = +/-0,9$ entsprechend der Kennlinienvorgabe realisieren können. Die Wechselrichter sollten wegen der geforderten Blindleistungsbereitstellung auf eine Nennscheinleistung von 105 % beziehungsweise 110 % PV-Generatorleistung dimensioniert werden. Ansonsten können sie die Wirkleistung des PV-Generators nicht vollständig aufnehmen, wenn Blindleistung im Netz benötigt wird und es käme dadurch zu vermeidbaren Ertragsverlusten. Die Wechselrichter müssen außerdem zur Frequenzhaltung beitragen durch



■ Abb. 104: Funkgesteuerte Einrichtung zur Leistungsreduzierung

eine stufenlose Wirkleistungsreduzierung von 50,2 bis 51,5 Hz mit 40 % pro Hz. Um eine Überlastung des Verteilnetzes zu vermeiden, ist seit 2012 außerdem nach § 6 EEG 2011 vorgeschrieben, dass sich alle PV-Anlagen am Einspeisemanagement beteiligen müssen.

Für Anlagen unter 30 kW kann das »vereinfachte« Einspeisemanagement eingesetzt werden, welches eine maximale Wirkleistungseinspeisung von 70 % der installierten Leistung am Netzverknüpfungspunkt zulässt, oder es wird eine vom Netzbetreiber ferngesteuerte Einrichtung zur Leistungsabregelung eingesetzt. Es haben sich dabei die Stufen 0, 30, 60 und 100 % etabliert. Die Abregelung der Wirkleistung sowie die Blindleistungsbereitstellung werden durch die Ansteuerung der Halbleiterschalter der Wechselrichter realisiert. Bei Anlagen mit Leistungen über 30 kW ist prinzipiell eine vom Netzbetreiber ferngesteuerte Einrichtung zur Leistungsabregelung einzusetzen. Ab 100 kW muss eine Messeinrichtung zur Ermittlung von mindestens der Viertelstundenleistung sowie eine automatische Einrichtung zur Leistungsreduzierung vorgesehen werden.

Die Kommunikation mit dem Netzbetreiber erfolgt meist über Funkrundsteuersignalempfänger. Diese Lösung ist eigentlich technisch veraltet und kostenaufwendig. Außerdem können die Signale nur in Richtung Empfänger geschickt werden. In zukünftigen Netzen werden bidirektionale Schnittstellen benötigt, um zum Beispiel auch Lasten zu regeln. In Zukunft könnten sich deshalb bei der Entwicklung von »intelligenten Stromnetzen« (Smart Grids) internetbasierte Lösungen (Protokoll IEC 61850) durchsetzen. Diese wären zudem kostengünstiger zu realisieren. Die technische Richtlinie BSI TR – 03109 des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik wird die Entwicklung und den Einsatz von Smart-Grid-Schnittstellen und -Zählern ermöglichen. Gegebenenfalls macht diese Entwicklung in Zukunft eine Nachrüstpflicht von Bestandsanlagen nötig. Mit dem Energiewirtschaftsgesetz wird nach § 21d für Neuanlagen größer 7 kW zukünftig eine Smart-Grid-Schnittstelle verpflichtend. Deshalb sollten diese Anlagen nur dann mit Rundsteuersignalempfängern ausgerüstet werden, wenn der Netzbetreiber ausdrücklich darauf besteht und bestätigt, dass er tatsächlich Netzmanagement im Niederspannungsnetz mit Funkrundsteuerung vornimmt. Ansonsten ist nur die meist schon im Wechselrichter integrierte Einrichtung zur Leistungsreduzierung mit Schnittstelle vorzuhalten.

Die netzbedingte Abregelung kommt bisher äußerst selten vor. Zumeist regeln die örtlichen Netzbetreiber im Mittel- und Niederspannungsnetz noch nicht. Die Abregelung von Windparks oder die Phasenschiebung von großen konventionellen Kraftwerken reicht bisher oft aus. Diese regeln zumeist nur die Übertragungsnetzbetreiber, welche das Hoch- und Höchstspannungsnetz betreiben. Je mehr dezentrale Einspeisungen im Netzgebiet erfolgen, umso mehr Regelaufgaben kommen auf die Versorgungsnetzbetreiber zu.

Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)

Der Netzbetreiber verlangt eine Schutzeinrichtung zwischen einer Energieerzeugungsanlage und dem Stromnetz, um die Personen- und Anlagensicherheit netzseitig zu gewährleisten. Dazu wird der sogenannte Netz- und Anlagenschutz eingesetzt. Diese Schutzeinrichtung trennt bei Netzfehlern, bei Spannungs- und Frequenzabweichungen die PV-Anlagen automatisch vom öffentlichen Stromnetz. Meist ist NA-Schutz in den Wechselrichtern integriert. Nach den Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4105 dürfen Wechselrichter nur bis zu einer Wechselstromleistung (Scheinleistung) von 4,6 kVA¹⁶ einphasig einspeisen, darüber hinaus müssen sie dreiphasig einspeisen. Dieses erfolgt über dreiphasige Wechselrichter, kann aber auch mit

¹⁶ kVA = Kilovoltampere: Einheit für die Wechselspannungsleistung, entspricht der Einheit Kilowatt

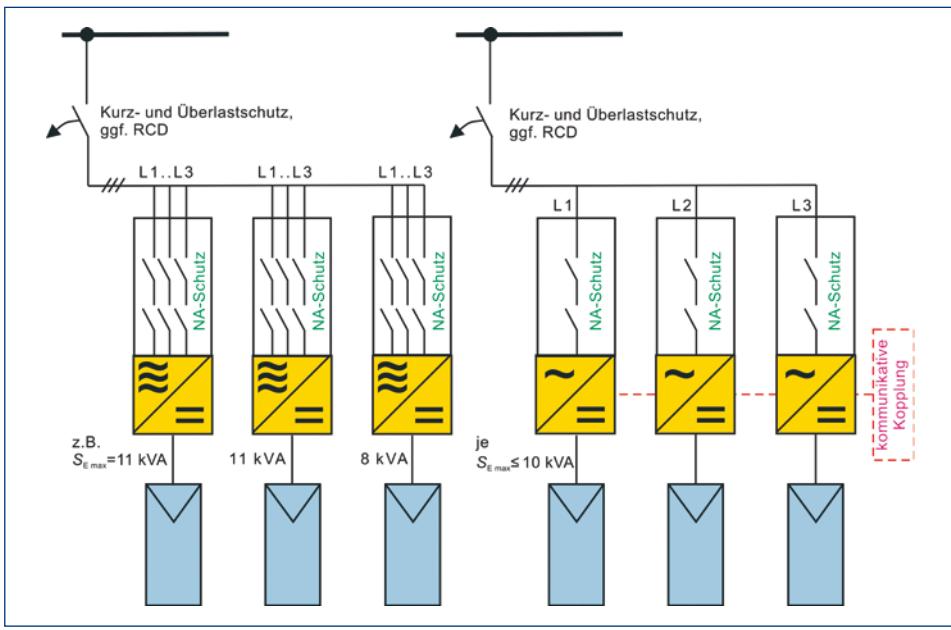


Abb. 105: Anschlussmöglichkeiten bei PV-Anlagen mit Volleinspeisung bis 30 kVA und im Wechselrichter integrierten NA-Schutz

mehreren einphasigen Wechselrichtern realisiert werden. Diese werden dann möglichst gleichmäßig auf die drei Phasen verteilt, wobei eine maximale Schieflast von 4,6 kVA nicht überschritten werden darf. Dies wird durch eine kommunikative Kopplung gewährleistet und ist ab drei Wechselrichtern mit integriertem einphasigem NA-Schutz vorgeschrieben. Ab 30 kVA ist ein zentraler NA-Schutz an der Hausanschlussstelle vorgeschrieben.

Bei sogenannten Back-Up-Systemen, bei dem die PV-Anlage unter bestimmten Randbedingungen den Anlagenbetreiber bei einem Stromnetzausfall weiterversorgt, muss der Netzan schluss anders ausgeführt werden. Viele Solarwechselrichter besitzen einen integrierten NA-Schutz, der die Anlage gemäß VDE 4105 bei einem Netzfehler vom Stromnetz trennt. Diese Funktionalität muss bei einem Backup-System durch einen zentralen NA-Schutz im Hausanschlusskasten übernommen werden. Der im Wechselrichter integrierte NA-Schutz muss dann deaktiviert werden.

Die vom Netz getrennte Anlage muss dann alle Funktionen einer Inselanlage übernehmen. Will man dabei unabhängig von der Einstrahlung sein, ist ein Speicher erforderlich. Vielfach wird ein Back-Up-System mit einem zweiten Wechselrichter vor dem Batteriesatz und einer Umschalteinrichtung ausgeführt.

Einspeisezähler

Wegen der erhöhten Einspeisevergütung nach dem EEG wird meist der gesamte Solarstrom über einen Einspeisezähler parallel in das öffentliche Netz eingespeist. Vom Netzbetreiber zugelassene Zähler können vom Anlagenbetreiber gekauft oder gemietet werden. In den Zählerschrank sind der Einspeisezähler und alle vom Netzbetreiber geforderten Mess-, Schalt- und Schutzgeräte integriert. Neben dem Bezugszähler kann ein vorhandener zweiter Zählerplatz

im Zählerschrank für den Einspeisezähler genutzt werden. Falls kein Platz vorhanden ist, wird ein externer Zählerplatz daneben eingerichtet. Dabei sind als Einspeisezähler Zähler ohne Rücklaufsperrre oder Zweirichtungszähler einzusetzen.

Wird eine PV-Eigenstromversorgung vorgesehen, sind ein Solarstromerzeugungszähler als Einrichtungszähler mit Rücklaufsperrre direkt nach dem Wechselrichter und ein Zweirichtungszähler für Lieferung und Bezug im Hausanschlusskasten zu setzen.

6.7 Abnahme und Inbetriebnahme

Nach der Fertigstellungsanzeige oder einem Inbetriebsetzungsantrag beim zuständigen Netzbetreiber wird der Inbetriebnahmetermin festgelegt. Die Inbetriebnahme der Photovoltaik-Anlage erfolgt durch den Elektroinstallateur im Beisein eines Vertreters des Netzbetreibers und des Anlagenbetreibers. Vom Vertreter des Netzbetreibers werden dabei der Einspeisezähler angeschlossen und verschiedene Prüfungen zur Elektro- und Netzsicherheit ausgeführt.

Jede Anlage muss, bevor sie vom Benutzer in Betrieb genommen wird, nach VDE 0100 Teil 610 und BGV A2 »Elektrische Anlagen und Betriebsmittel« geprüft werden. Die Prüfungen gelten in erster Linie der Sicherstellung des Schutzes von Personen und Sachen. Die Inbetriebsetzung erfolgt durch einen in der Handwerksrolle eingetragenen und zugelassenen Elektroinstallateur. Im Inbetriebnahme-Protokoll werden wichtige Anlagendaten dokumentiert und elektrische Messwerte aufgenommen. Es dient als Nachweis gegenüber dem Betreiber, dass die Photovoltaik-Anlage funktionsfähig und betriebssicher ist. Gleichzeitig erfolgt die Abnahme durch den Anlagenbetreiber. Dabei sollte dieser eine Dokumentation der Anlage zu Betrieb und Wartung sowie alle erforderlichen Unterlagen (Garantiezertifikate, technische Beschreibungen etc.) erhalten. Bei der Abnahme und der Inbetriebnahme muss die Norm DIN IEC 62446 (VDE 0126-23) »Netzgekoppelte PV-Systeme – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahme und Prüfanforderungen« beachtet werden. Hilfreich sind auch die Unterlagen zur Abnahme der Initiative zum PV-Anlagenpass von BSW und Zentralverband des Elektrohandwerks ZVEH (www.photovoltaik-anlagenpass.de).

7 Qualität und Solarerträge

7.1 Modul-Prüfung und Garantien

Was sagen Zertifikate aus?

Etwa 50 % der Investitionskosten einer Photovoltaik-Anlage stecken in den Modulen. Bei sehr großen Anlagen sind es sogar bis zu 60 %. Deshalb sind Qualität und Langlebigkeit bei den Modulen besonders wichtig. Prüfinstitute ermitteln die Parameter der Module mit diversen elektrischen, thermischen, mechanischen und Klima-Tests und erteilen darüber Zertifikate. Die Modulprüfungen basieren auf verschiedenen Normen. Die wichtigste Norm ist die DIN EN 61215 (IEC 61215) »Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik-(PV-)Module – Bauartegnung und Bauartzulassung«. Für die Anerkennung schicken die Hersteller acht Module aus der Serienproduktion zu einem anerkannten Prüfinstitut. Ein Modul wird als Referenz verwendet, während die anderen sieben Module den verschiedenen Prüfverfahren unterworfen werden:

- Sichtprüfung
- Ströme und Spannungen unter verschiedenen Bedingungen:
 - bei STC, bei NOCT/NMOT¹⁷ und bei einer Temperatur von 25° sowie einer Einstrahlung von 200 W/m²
- Prüfung der Isolationsfestigkeit
- Messung der Temperaturkoeffizienten
- Dauertest unter Freilandbedingungen
- Hot-Spot-Dauerprüfung
- Temperaturwechselprüfung und UV-Test
- Luftfeuchte/Frost-Prüfung
- Feuchte/Wärme-Prüfung
- Festigkeitsprüfung der Anschlüsse
- Prüfung der mechanischen Belastbarkeit und Verwindungstest
- Hageltest

■ **Abb. 106:** Prüfverfahren nach der Norm DIN/IEC 61215

Um das etwas andere Betriebsverhalten von Dünnsschichtmodulen zu berücksichtigen (zum Beispiel die Lichtdegradation bei amorphen Modulen beziehungsweise die Leistungssteigerung eines CIS-Moduls, wenn es nach einer Dunkelphase dem Sonnenlicht ausgesetzt ist),

¹⁷ Neben den in Kapitel 3.5.2 erläuterten STC-Bedingungen sind die Testbedingungen für die Bestimmung der normalen Betriebstemperatur der Module (NOCT, englisch: Nominal Operating Cell Temperature) festgelegt. Da die Bedingungen nach STC sehr selten im normalen Betrieb einer Photovoltaik-Anlage auftreten, sind die NOCT-Bedingungen (Einstrahlung von 800 W/m², Umgebungstemperatur von 20°C und Windgeschwindigkeit von 1 m/sec) eher aussagekräftig für den Normalbetrieb von Modulen. Seit 2012 wird vermehrt die nominale Modul-Betriebstemperatur NMOT (engl. Nominal Modul Operating Temperature) bestimmt, der Unterschied ist jedoch gering. Die NOCT-Messung erfolgt bei Leerlaufspannung, während die NMOT-Messung im MPP-Betrieb erfolgt.

wurden die Prüfvorschriften der DIN EN 61215 deutlich erweitert und in der Prüfnorm DIN EN 61646 »Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik-(PV)Module – Bauarteignung und Bauartenzulassung« (IEC 61646) festgelegt.

Diese beiden Zertifikate haben sich in Europa und nahezu weltweit als Nachweis der Modulqualität etabliert. Die meisten Bewilligungsstellen für nationale und internationale Fördermaßnahmen fordern entsprechende Nachweise für die Modulqualität. Bei den geringen Produktionsvolumina von Spezial- und Sondermodulen ist die Zertifizierung – wegen der hohen Kosten für die Prüfungsprozedur – eher ungewöhnlich.

Die Leistungsmessung von Solarmodulen nach der Norm DIN EN 61215 sagt nur wenig über die zu erwartenden Erträge aus. Wünschenswert wäre die Angabe von Wirkungsgraden und Erträgen unter realen Betriebsbedingungen im Freiland. Dazu wäre eine Messung des Wirkungsgrades bei verschiedenen Einstrahlungen und Temperaturen und deren Gewichtung erforderlich. Denn ein Modul mit einem unter Standardtestbedingungen höheren Wirkungsgrad kann unter realen Bedingungen durchaus einen niedrigeren Energieertrag als ein Vergleichsmodul besitzen. Verschiedene Institute in der Welt arbeiten an standardisierten Verfahren zur Ermittlung des Energieertrags unter Freilandbedingungen.

Neben der Leistungsfähigkeit ist auch die elektrische Sicherheit ein wesentlicher Qualitätsaspekt. Der Hersteller bzw. Importeur des Produkts haftet in Europa nach dem »Geräte- und Produktsicherheitsgesetz« vom 01.05.2005 für Schäden, die durch sein Produkt entstehen. PV-Module fallen unter die EU-Niederspannungsrichtlinie. Diese schreibt beim Einsatz in Anlagen mit Nennspannungen zwischen 75 und 1500 Volt die CE-Kennzeichnungspflicht der Module vor. Die EU-Niederspannungsrichtlinie wird erfüllt, wenn die Bestimmungen zur Sicherheit von PV-Modulen entsprechend der internationalen Norm DIN EN 61730, Teil 1–2 (IEC 61730, 1–2) »Photovoltaik (PV)-Module – Sicherheitsqualifikation« eingehalten werden. Wesentlicher Bestandteil im Rahmen dieser Sicherheitsnorm ist die Prüfung auf die elektrische Schutzklasse II. Dieser Schutz wird bei Modulen durch eine doppelte beziehungsweise verstärkte Isolierung gewährleistet. Die meisten Standardmodule auf dem deutschen Markt besitzen dieses wichtige Zertifikat.

Leistungstoleranz, Qualitätskriterien und Modultest

Die produktionsbedingte Leistungstoleranz der Module liegt heutzutage meist unter $\pm 5\%$, sodass Mismatch-Verlusten bei der Strangverschaltung der Module unter 1 % liegen. Diese Verluste können durch Vermessung und Strangsortierung der Module bei der Installation reduziert werden, dies ist aber mit einem nicht unerheblichen Aufwand verbunden. Einige Hersteller garantieren eine deutlich kleinere Leistungsstreuung von zum Beispiel $\pm 1\%$ oder geben nur Positiv-Abweichungen für ihre Module an.

Unabhängige Modultests, bei denen anonym Module gekauft und untersucht werden, bieten eine gute Informationsquelle zur Qualität der Module. Diese Tests werden von den Verlagen der Fachzeitschriften »Photon« und »Photovoltaik« (Photon-Verlag und Gentner-Verlag) durchgeführt. Seit 2004 untersucht das Photon-Testlabor PV-Module im Außeneinsatz und ermittelt deren Gleichstrom-Energieertrag. Der Modultest der Zeitschrift »Photovoltaik« wird durch ein akkreditiertes Prüflabor des TÜV Rheinland vorgenommen und umfasst u.a. erweiterte Klimakammertests zur Einschätzung der Langzeitbeständigkeit sowie Messungen des Schwachlichtverhaltens.

Welche Garantien geben die Modulhersteller?

Die Qualität eines Moduls zeigt sich auch in den Garantiefristen. Die Produktgarantie gewährleistet dem Bauherrn, dass das Modul frei von Material- und Verarbeitungsfehlern ist und die Produkteigenschaften nach Datenblatt oder Werbung erfüllt. Die Hersteller bieten Produktgarantien zwischen zwei Jahren (gesetzlich vorgeschriebene Mindestgarantie) und 30 Jahren an.

Die Leistungsgarantie sichert dem Kunden eine bestimmte Modulleistung über einen längeren Zeitraum zu. Die Garantiezeiten betragen 10 bis 30 Jahre. Wichtig ist, auf welchen Leistungswert sich die Garantie bezieht: Auf die untere Grenze der Modulleistungstoleranz (d.h. die Mindestleistung) oder auf die Nennleistung. Denn eine Garantie von 90 % auf die Mindestleistung ergibt bei einer Leistungstoleranz von 10 % eine Garantie von nur 81 % auf die Nennleistung. Ein intensives Studium des »Kleingedruckten« in den Garantiebedingungen wird empfohlen.

Die Garantieleistungen der Modulhersteller sind im Branchenvergleich sehr ambitioniert, wenn auch bislang nur sehr wenige Garantiefälle bei Standardmodulen bekannt wurden.

Wie lange volle Leistung?

Eine Photovoltaik-Anlage funktioniert wartungssicher und liefert über viele Jahre zuverlässig Energieerträge, wenn sie gut geplant und sorgfältig installiert wird, und wenn hochwertige Komponenten verbaut werden. Die Solarmodule sind die beständigsten Komponenten einer Solaranlage. Einige kristalline Module sind schon über 30 Jahre lang im Einsatz und zeigen kaum Alterungsscheinungen. Über die Jahrzehnte sorgt das UV-Licht der Sonne für eine Lichtalterung und führt zu einem Ausbleichen der Zellen (Browning) und einer geringen Leistungsabnahme (Degradation). Selten kommt es bei der witterungsbedingten Alterung zu Schäden an der Kunststoff-Einkapselung der Zellen und damit zu Korrosion. Untersuchungen an 25 Jahre alten Modulen ergaben allerdings, dass sogar Module mit sichtbaren Alterungsscheinungen (wie zum Beispiel Browningeffekten und Zellkorrosion) immer noch durchschnittlich 75 % ihrer ursprünglichen Leistung erbringen [21].

Über zwanzig Jahre alte Anlagen in Mittel- und Südeuropa zeigten 0,2 % bis 0,3 % jährliche Moduldegradation [22]. Nach Recherchen und Untersuchungen des TÜV Rheinland lag die mittlere jährliche Degradation bei unter 0,5 % [23]. Das Fraunhofer ISE konnte bei Langzeituntersuchungen an einer zehn Jahre alten netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage keine relevanten Modulleistungseinbußen feststellen [24]. Nach Ergebnissen von Langzeituntersuchungen an 20 bis 25 Jahre alten kristallinen Modulen ermittelte das Europäische Forschungszentrum ESTI in Ispra bei 82,4 % der Module eine Leistung von über 80 % der STC-Leistung. Es ergab sich eine jährliche durchschnittliche Degradation von 0,7 % pro Jahr. 65 der 205 untersuchten Module erreichten noch über 90 % ihrer Nennleistung [25]. Zusammenfassend kann bei kristallinen Modulen im Laufe einer zwanzigjährigen Betriebsdauer von einer jährlichen Degradation um etwa 0,3 % ausgegangen werden. Solange das Laminat dicht ist, altern die Zellen kaum. Wenn das Laminat mechanisch beschädigt wird oder sich altersbedingt auflöst, dringen Luft und Feuchtigkeit in das Modul ein. Das führt dann zu seiner beschleunigten Alterung. Insbesondere in den Tropen, auf Tierställen oder bei salzhaltiger Luft in Küstennähe kann es zur Delaminierung kommen: Zellen lösen sich von der EVA-Einkapselung. Deshalb wird bei diesen Einsatzbedingungen empfohlen, Module zu verwenden, die verstärkte Testprozeduren erfolgreich durchlaufen haben (erweiterter Klimakammertest, Ammoniak- und Salznebeltest).

Durch Herstellungsfehler, unsachgemäßen Transport oder nicht fachgerechte Installation können Mikrorisse in den Zellen entstehen. Sie können durch Elektrolumineszenz-Messverfahren detektiert werden. Diese Mikrorisse könnten im Laufe der Zeit durch Zellbruch zu inaktiven Zelfeldern oder Hot-Spots führen, die die Leistung der Zelle oder des gesamten Moduls verringern. Bisher können die Langzeitauswirkungen noch nicht anhand von Anzahl und Art der Mikrorisse vorhergesagt werden. Bei gehäuftem Auftreten sollten Leistungsveränderungen der Module regelmäßig durch Kennlinienmessungen kontrolliert werden. Mitunter werden an kristallinen Modulen sogenannte »Schneckenspuren« detektiert. Es handelt sich um mit bloßem Auge sichtbare Farbveränderungen auf der Zelloberfläche, die aussehen, als ob sich eine Schneckschleimspur auf den Modulen befindet. Tatsächlich sind diese Spuren jedoch zurückzuführen auf chemische Prozesse auf der Zelloberfläche und den Zellkontakteen durch eindringende Feuchtigkeit und Materialunverträglichkeiten beziehungsweise Mikrorisse. Etwa Feuchtigkeit diffundiert üblicherweise durch Rückseitenfolie des Moduls. Negative Auswirkungen auf das Modul, insbesondere Leistungsminderungen, wurden bisher nicht nachgewiesen. Es scheint so, dass durch »Schneckenspuren« lediglich Mikrorisse sichtbar werden, ohne dass sich zunächst weitere Beeinträchtigungen ergeben. Module ohne »Schneckenspuren« können die gleiche Häufigkeit von Mikrorissen aufweisen.

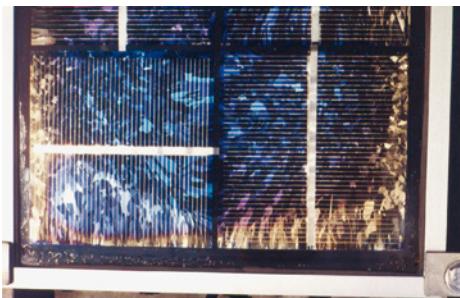


Abb. 107: Links: Zellverfärbung (Browning) an den Rändern von 25 Jahre alten Solarmodulen, rechts: Delaminierung an 20 Jahre alten Modulen auf der Mittelmeerinsel Salina

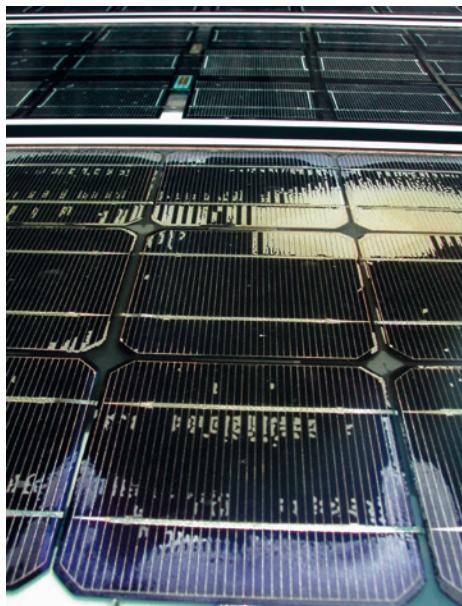
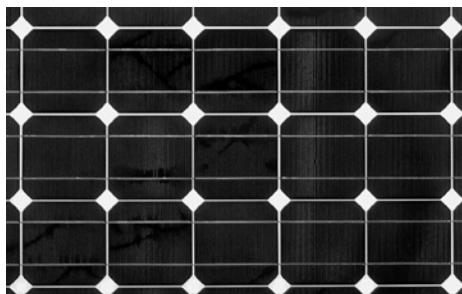


Abb. 108: Schneckenspuren aufgrund von Mikrorissen an einem kristallinen Modul



7.2 Qualität und Zuverlässigkeit von Wechselrichtern

Die Wechselrichter müssen das CE-Zeichen besitzen und die Bestimmungen zur Elektrosicherheit sowie zum Netzanschluss entsprechend der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 einhalten. Sie erreichen zumeist hohe Wirkungsgrade und haben damit geringe Verluste. Doch bei der vollständigen Angabe und Ermittlung der technischen Daten gibt es bei einigen Wechselrichterherstellern noch Probleme. Das betrifft insbesondere die Angabe von Wirkungsgraden im Teillastbereich. Hier sei deshalb auf die Norm DIN EN 50524 »Datenblatt- und Typschildangaben von PV-Wechselrichtern« verwiesen. Die Angabe des Europäischen Wirkungsgrades (siehe Kapitel 3.6.3) reicht nicht aus, da er oft nur bei einer (optimalen) Spannung ermittelt wird. Da die Wirkungsgrade des Wechselrichters aber entscheidend von der Eingangsspannung abhängig sind, sollte die Messung der Wirkungsgrade entsprechend der Norm DIN EN 50530 »Gesamtwirkungsgrad von Photovoltaik-Wechselrichtern« erfolgen. Diese Norm schreibt bei der Wirkungsgradbestimmung die Berücksichtigung der Spannungsabhängigkeit sowie des MPP-Tracking-Wirkungsgrads vor. Wie bei den Modulen werden bei Wechselrichtern auch unabhängige Tests durchgeführt, zum Beispiel durch die Zeitschrift Photon, das Labor des Fraunhofer ISE und das Schweizer PV-Labor in Bern.

Der Wechselrichter ist der anfälligste Bestandteil einer Photovoltaik-Anlage. Langzeiterfahrungen von vielen Geräten ergaben einen durchschnittlich defektfreien Betrieb von 5 bis 8 Jahren [26]. Im Mittel steht nach 10 Betriebsjahren eine aufwendige Reparatur oder ein Komplett-austausch an [27]. Eine Langzeitanalyse von 1991 bis 2010 von 73 Wechselrichtern an 44 PV-Anlagen ergab in den Jahren 1992 bis 2010 durchschnittlich 0,07 bis 0,21 Wechselrichterausfälle pro Betriebsjahr [28]. Eine internationale Studie, die das Betriebsverhalten von 2825 PV-Anlagen im Zeitraum 1990 bis 2000 untersuchte, kam auf 0,04 bis 0,12 Wechselrichterausfälle pro Betriebsjahr [29]. Neuere Wechselrichter erreichen durch verbesserte elektronische Bauteile und Schaltungstopologien nach Herstelleranalysen deutlich geringere Fehlerraten, sodass von 0,01 bis 0,003 Ausfällen pro Jahr und einer Lebensdauer von bis zu 25 Jahren ausgegangen werden kann [30].

So bieten inzwischen immer mehr Hersteller längere Garantiezeiten von bis zu 10 Jahren und optional Garantieverlängerungen bis zu 20 Jahren an.

Ein Servicevertrag mit dem Wechselrichterhersteller inklusive Austauschservice minimiert mögliche Ertragsverluste durch Ausfall und Reparatur des Gerätes. Gravierende Ertragsverluste entstehen oft dadurch, dass eine Wechselrichterstörung durch den Anlagenbetreiber erst spät entdeckt wird. Häufig sind Störungen bedingt durch den Ausfall von Gerätesicherungen oder – bei Gewittern oder Netzschaltungen – durch defekte Varistoren (Überspannungsableiter). Eine zu geringe Leistungsdimensionierung des Wechselrichters kann zum Ausfall durch Überlastung der elektronischen Bestandteile führen. Mit einer kontinuierlichen Betriebsüberwachung und einer regelmäßigen Wartung kann der Betrieb der gesamten Anlage optimiert werden.

7.3 Was letztlich zählt: Energieerträge

Übers Jahr folgt der Energieertrag der Photovoltaik-Anlage naturgemäß dem monatlichen Einstrahlungsverlauf der Sonne. So erreicht eine nach Süden orientierte geneigte Anlage im Sommerhalbjahr bis zu 70 % des Jahresertrages.

Der Anlagenertrag ist zuerst einmal abhängig von der Sonneneinstrahlung am Standort. Zur Standorteinschätzung werden langjährige Mittelwerte der Sonneneinstrahlung auf die Horizontale benutzt. Der Einstrahlungsunterschied zwischen der süddeutschen Stadt Freiburg mit 1 129 kWh/m² und dem norddeutschen Hamburg mit 949 kWh/m² beträgt rund 17 %.

Mittelwert der Sonneneinstrahlung (bei 30° Neigung und Südausrichtung)			Jahresertrag bei PR = 80 %
Norddeutschland	nördlich Braunschweig	1 130 kWh/m ²	904 kWh/kWp
Mitteldeutschland	zwischen Braunschweig und Frankfurt	1 200 kWh/m ²	960 kWh/kWp
Süddeutschland	südlich Frankfurt	1 300 kWh/m ²	1 040 kWh/kWp

■ **Abb. 109:** Langjährige Mittelwerte der Einstrahlung 1981 bis 2010 und zu erwartende Erträge von unverschatteten und optimal ausgerichteten Photovoltaik-Anlagen (bei einer Performance Ratio von 80 %)

Die Sonneneinstrahlung schwankt auch im Verlauf der Jahre. Diese Schwankung kann bis zu 20 % betragen. Somit kann der Ertrag eines konkreten Betriebsjahres von den Werten in der Tabelle entsprechend abweichen.

Einen guten Vergleich bieten Ertragsübersichten im Internet. In der bundesweiten Ertragsübersicht von Photovoltaik-Anlagen des Solarfördervereins Aachen liegt der 20-jährige Mittelwert aller erfassten Anlagen bei 878 kWh/kWp¹⁸. Dieser Wert spiegelt vor allem den Durchschnittswert der vielen Kleinanlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern wider. Größere Anlagen erreichen oft höhere, dachintegrierte Photovoltaik-Anlagen oder Fassadenanlagen niedrigere Erträge. Projekte mit Dachintegrationen erreichen Erträge zwischen 600 und 900 kWh/kWp und senkrechte Fassadenanlagen zwischen 400 und 700 kWh/kWp. Der zusätzliche Nutzen dieser Anlagen wie Wetterschutz, Wärmedämmung und Sonnenschutz sowie Einsparung von Baumaterialien lässt jedoch diesen Aspekt in den Hintergrund treten. Architekten und Bauherren verstehen das Solarmodul zunehmend als interessantes Baumaterial, das obendrein Strom erzeugt.

Mehrere Feldtests mit verschiedenen Dünnschichtmodulen zeigen deren Ertragspotenzial in Mitteleuropa. Insbesondere bei gebäudeintegrierten Anlagen oder an Standorten mit einem hohen diffusen Sonnenlichtanteil zeigen die Dünnschichtmodule höhere spezifische Erträge als kristalline Referanzanlagen [31].

¹⁸ Mittelwert gebildet aus den Ertragsdaten der Jahre 1992 bis 2012 von über 6000 PV-Anlagen der Datenbank des SFV Aachen: www.pv-ertrage.de

7.4 Ertragssicherung durch Betriebsdatenerfassung und Anlagenüberwachung

Eine umfassende Betriebsdatenüberwachung sorgt dafür, dass Ausfälle oder Störungen signalisiert und schnell erkannt werden. So kann der Anlagenbesitzer Maßnahmen zur Fehlerbeseitigung veranlassen und Ertragsverluste minimieren. Zwar arbeiten Photovoltaik-Anlagen in der Regel störungsfrei, doch wenn es zu Störungen oder Ausfällen kommt, dann werden diese bei fehlender Betriebsüberwachung mitunter erst nach einigen Monaten erkannt. Daraus resultiert unter Umständen eine deutlich reduzierte Einspeisevergütung am Jahresende. Zwar lässt sich der reibungslose Betrieb am Display des Wechselrichters oder am laufenden Zähler leicht erkennen, doch erfahrungsgemäß findet eine regelmäßige Ertragskontrolle per Hand nicht über längere Zeiträume statt. Ebenso reicht das jährliche Ablesen des Einspeisezählers in den meisten Fällen nicht aus, ein möglicher Defekt würde vielleicht Monate zu spät entdeckt. Und beim flüchtigen Blick auf die Jahresabrechnung können sogar größere Mindererträge unentdeckt bleiben.

Viele Wechselrichter zeichnen die wesentlichen Betriebsdaten auf und ermöglichen so eine elementare Betriebsüberwachung der Photovoltaik-Anlage. Auffällige Störungen der Anlage können damit registriert und angezeigt werden. Die Daten sind entweder an einem Display ablesbar und/oder durch Service-Programme am heimischen Computer oder im Internet auswertbar. Die Datenerfassung von Wechselrichtern umfasst meist folgende Werte:

- Eingang (Gleichstrom): Spannung, Strom und Leistung,
- Ausgang (Wechselstrom): Spannung, Strom, Leistung und Frequenz,
- Betriebsdauer des Wechselrichters,
- Energieerträge in kWh,
- Gerätetestatus und Störungen.

Teilweise erledigen der Wechselrichter oder ein separates Datenerfassungsgerät den Anlagencheck automatisch. Dabei werden aber nur auffällige Störungen, wie Totalausfall oder Fehlerströme, erkannt und signalisiert. Es können dann beispielsweise akustische Alarmsignale sowie Meldungen per Fax, E-Mail, SMS oder Internet gegeben werden. Oder der Anlagenbetreiber kümmert sich am heimischen Computer um die Pflege, Sicherung und Aufbereitung der Betriebsdaten mithilfe einer speziellen Software, die von den Wechselrichterherstellern und Messsystem-Anbietern bereitgestellt wird – eine durchaus aufwendige Routinetätigkeit.

Ob eine Anlage optimale Erträge liefert, ist ohne ständige Messungen nicht ohne weiteres festzustellen. Je nach Wetter verändern sich Ströme, Spannungen und die Einspeiseleistung ständig. Erst durch einen Vergleich mit vor Ort gemessenen Einstrahlungsdaten können die Betriebsdaten genau geprüft werden. Ein geeichter Photovoltaik-Sensor und ein Temperatursensor werden in Modulebene angebracht und messen Einstrahlung und Temperatur. So kann der erwartete mit dem tatsächlichen Ertrag verglichen und die Leistungsfähigkeit der Anlage bewertet werden. Leider sind PV-Sensoren bei der Einstrahlungsmessung mit Abweichungen von bis zu 15 % sehr ungenau [32]. Deshalb empfiehlt der Autor, zur genaueren Analyse ein Pyranometer¹⁹ einzusetzen. Ein »Sensorkit« mit Pyranometer und Temperatursensor sowie Datenlogger zur Betriebsdatenauswertung wird vom Photon-Verlag angeboten.

¹⁹ Bei einem Pyranometer wird die Einstrahlung über die Ermittlung von Temperaturdifferenz von in Reihe geschalteten Thermoelementen sehr genau bestimmt.

Teilweise werden sogar die einzelnen Modulstränge über Stromwächter überwacht. Bei signifikanten Abweichungen kann der Anlagenbetreiber und ggf. der Installateur automatisch informiert werden. Gerade bei größeren Photovoltaik-Anlagen ist solch eine Betriebsüberwachung unbedingt zu empfehlen.

Ohne Einstrahlungssensor muss der Vergleich auf Basis von Wetterdaten benachbarter Wetterstationen oder mit den Erträgen von anderen, vergleichbaren Photovoltaik-Anlagen erfolgen. Eine einfache, grobe Überprüfung der monatlichen Betriebsergebnisse ist zum Beispiel möglich, indem unter www.pv-erträge.de die eigene Anlage auf Basis von Stromzählerdaten mit anderen Anlagen verglichen wird. Aber: Bei beiden Verfahren werden Mindererträge erst nach Ablauf von mehreren Monaten beziehungsweise nach einem Jahr erkannt.

Anlagenmonitoring per Internet und Smartphone

Standard ist die internetbasierte Anlagenüberwachung geworden. Meist bieten Wechselrichterhersteller oder spezielle Dienstleister im Internet eine Plattform, auf der dann die Auswertung und Darstellung der Betriebsdaten für den Anlagenbetreiber über eine gesicherte Verbindung erfolgt. Im Störungsfall kann der Anlagenbetreiber automatisch über E-Mail oder SMS informiert werden. So kann er jederzeit die aktuellen Ertragsdaten seiner Photovoltaik-Anlage per Internet abfragen oder bekommt über eine App eine aktuelle Betriebsdatendarstellung seiner Anlage auf sein Smartphone.



Abb. 110: Anlagenüberwachung mittels Smartphone oder Tablet-PC

Photovoltaik-Anlagen arbeiten still und sind oft unauffällig auf Dächern platziert. Immer mehr Anlagenbetreiber wollen auf die umweltfreundliche Stromerzeugung aufmerksam machen, indem sie die »Erfolgsdaten« ihrer Anlage auf repräsentativen Displays zeigen. Zumeist werden hierbei die Momentanleistung, der tägliche Energieertrag und die aktuelle Sonneneinstrahlung angezeigt.

7.5 Wartung und Instandhaltung

Technische Anlagen, die über Jahre Wind und Wetter ausgesetzt sind, benötigen eine regelmäßige Wartung. Turnusmäßige Wartungsroutinen durch den Anlagenbetreiber oder die Installationsfirma helfen, Störungen und längere Ausfallzeiten zu vermeiden. Wichtig für War-

tung und Instandhaltung sind ganz einfache Dinge: Eine Betriebsanleitung (insbesondere für den Wechselrichter), Wartungsempfehlungen und eine gute Anlagendokumentation. Die Störungsanzeige des Wechselrichters sollte möglichst täglich überprüft werden. Parallel dazu sollten die Betriebsergebnisse mindestens einmal im Monat abgelesen, notiert und kontrolliert werden. Systeme zur automatischen Störungs- und Betriebsdatenüberwachung mit Meldefunktion erleichtern dem Anlagenbetreiber diese Aufgabe.

Täglich	Wechselrichter	<ul style="list-style-type: none"> ■ in Betrieb ohne Störungsanzeige?
	Betriebsüberwachungssystem (falls vorhanden)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Prüfung auf Auffälligkeiten, Fehler- oder Störungsmeldungen
Monatlich	Ertragskontrolle	<ul style="list-style-type: none"> ■ Zählerstände regelmäßig protokollieren bzw. mit Betriebsüberwachungssystem prüfen
Halbjährlich	Generatorfläche	<ul style="list-style-type: none"> ■ bei starken Verschmutzungen durch Laub, Vogelexkremente, Luftverschmutzung oder Sonstiges ■ Reinigung durchführen ■ sind alle Module noch korrekt befestigt? ■ steht Generatorfläche unter mechanischer Spannung? (z.B. weil sich der Dachstuhl verzogen hat) etc.
	Generatorschlusskasten (falls vorhanden)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Insekten/Feuchtigkeit eingedrungen? (bei Außenanbringung) ■ Sicherungen prüfen
	Überspannungsableiter	<p><i>Auch nach Gewittern prüfen</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Überspannungsableiter intakt? (Sichtfenster weiß bzw. rot)?
	Leitungen	<ul style="list-style-type: none"> ■ auf Schmorstellen, Isolationsbruch, sonstige Beschädigung achten (Kabelfraß durch Tiere) ■ Verbindungsstellen kontrollieren
Jährlich	Wiederholung der Prüfung und Messungen entsprechend der Inbetriebnahme	<p>Pflicht für PV-Anlagen, die der BGV A3 bzw. TRBS 1201 unterliegen</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Prüfung nach DIN EN 62446 sowie VDE 0105-100 durch Fachkraft
	Bei zentralem NA-Schutz und Kuppelschalter	<ul style="list-style-type: none"> ■ Prüfung nach VDE VR N 4105 durch Fachkraft
Drei- bis vierjährlich	Wiederholung der Prüfung und Messungen entsprechend der Inbetriebnahme	<p>Empfohlen für alle PV-Anlagen</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Prüfung nach DIN EN 62446 sowie VDE 0105-100 durch Fachkraft
Bei Verdacht	Module	<ul style="list-style-type: none"> ■ Kennlinienmessung, Thermografie-Untersuchung oder Funktionsanalyse durch Fachkraft
	Generatoranschlusskasten (falls vorhanden)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Sicherungen prüfen
	DC-Leitungen und Kontaktstellen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Prüfung (ggf. mit Thermografie) durch elektrotechnische Fachkraft
	DC-Schutzeinrichtungen	<ul style="list-style-type: none"> ■ DC-Schalter und allstromsensitiven Fl-Schalter prüfen
	AC-Schutzeinrichtungen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Leitungsschutzschalter, AC-Sicherungen, Fl-Schalter und NA-Schutz prüfen

■ Abb. 111: Wartungs- und Instandhaltungscheckliste

Die Module sollten regelmäßig auf Verschmutzungen hin kontrolliert werden. Verschattungen durch Laub, Vogelexkremente, Luftverschmutzung oder sonstige Verschmutzungen bewirken Ertragsverluste. Bei ausreichend geneigten Anlagen wäscht der Regen die Module, sodass die resultierenden jährlichen Ertragsverluste meist unter 2 % liegen. Bei Anlagen, die stark von Verschmutzung betroffen sind, kann eine regelmäßige Reinigung der Module den solaren Ertrag um bis zu 10 % [33] erhöhen. Die Reinigung sollte mit viel Wasser (Gartenschlauch) und einem schonenden Reinigungsgerät (Schwamm) ohne Verwendung von Reinigungsmitteln erfolgen. Die Module sollten nicht trocken gewischt oder gefegt werden, damit die Oberfläche nicht zerkratzt wird.

Das Prüfen der Kabelbefestigungen und -verbindungen oder der Modulbefestigung wird oft durch einen unzugänglichen Dachstandort erschwert, sollte aber trotzdem erfolgen, so gut es geht. Das Gleiche gilt auch für das Prüfen der Kabel und Leitungen auf Schmorstellen, Isolationsbruch oder sonstige Beschädigung. Bei einer Anlage mit einem oder zwei Strängen lassen sich Leitungsfehler durch Überprüfungen am Wechselrichter erkennen. Gealterte Isolationen oder schlechte Kontaktverbindungen können zur Lichtbogenentstehung und zum Brand führen. Dies kann im Vorfeld des Entstehens durch die Isolationsüberwachung des Wechselrichters detektiert werden, wenn das Unterschreiten des zulässigen Isolationswiderstandes angezeigt wird. Diese Schutzeinrichtung ist standardmäßig bei trafilosen Wechselrichtern vorhanden; sie schaltet dann den Wechselrichter ab. Da auch bei abgeschaltetem Wechselrichter noch ein (wenn auch geringeres) Sicherheitsrisiko besteht, sollte der Anlagenbetreiber sobald wie möglich eine Fehlersuche veranlassen.

Alle drei bis vier Jahre empfiehlt es sich, durch eine Fachkraft die nach DIN EN 62446 festgelegten Wiederholungsprüfungen vornehmen zu lassen.

Fehler vermeiden oder entdecken!

PV-Anlagen funktionieren zumeist über viele Jahre ohne kostspielige Störungen oder Reparaturen. Im Rahmen des 1000-Dächer-Programms²⁰ wurde das Betriebsverhalten von vielen Anlagen in Deutschland durch verschiedene Institute und Organisationen intensiv untersucht, die aufgetretenen Fehler und Störungen wurden analysiert [34]. Die Auswertung von Fragebögen [35] zu Anlagenstörungen beim 100 000-Dächer-Programm von 1999 bis 2003 [36] und eigene Erfahrungen und Analysen [37] ergab Folgendes:

Die zuverlässigste Komponente ist der Photovoltaik-Generator mit den Solarmodulen, der Gleichstromverkabelung und dem Generatoranschlusskasten. Falls hier doch Störungen auftraten, waren meist nicht die Solarmodule, sondern oft durch Gewittereinwirkung ausgefallene Bypass- oder Strangdiode verantwortlich. Strangdiode werden heute nur noch selten eingesetzt (Kap. 6.2). Außerdem nahmen in den letzten Jahren fehlerhafte Lötstellen an den Zell- und Modulverbindern zu.

Insbesondere bei der Umstellung auf automatische Lötverfahren beziehungsweise bleifreies Lot in den Jahren 2005 bis 2009 kam es teilweise an den Zellverbindern oder in den Anschlussdosen zur Hot-Spot-Bildung. Außerdem kam es ebenfalls bei einigen Modulchargen wegen ungenügender Wärmeabführung oder fehlerhafter Ausführung in und an den Modulan schlussdosen (Bypass-Dioden etc.) zur Hot-Spot-Bildung. Inzwischen scheint die Branche aus

²⁰ Bund-Länder-Breitentestprogramm für netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen: 1990–1995 wurden mehr als 2 000 kleine netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen auf Dächern von Ein- und Zweifamilienhäusern errichtet und in einem begleitenden Messprogramm anschließend über mehrere Jahre untersucht.

diesen Produktionsfehlern gelernt zu haben – sie treten nur noch sehr selten auf. Mitunter kam es zu Delaminierung und Leistungsverlusten der Module. Teilweise waren Modulstränge inaktiv aufgrund von schlechten oder gelösten Leitungsverbindungen. In den letzten Jahren erhöhte sich die Qualität der marktüblichen Modulverbindungen deutlich durch die Verwendung von Steckverbindungen.

Sehr problematisch ist die Verwendung von nicht UV- oder temperaturbeständigen Kabelbindern oder Leitungen, auch die Isolation sollte den mechanischen Belastungen standhalten. Jede Isolation altert im Laufe der Zeit. In der Elektroenergieversorgung wird für die physische Betriebsdauer von Stromkabeln ein Zeitraum von 45 Jahren angesetzt. Die Isolation kann auch durch UV-Strahlung, Überspannungen oder mechanisch beschädigt werden. In manchen Gegend en knabbern Marder die Isolierung der Modulleitungen an. Ein geeigneter Kabelschutz wird auf dem Markt angeboten. Ein wie auch immer verursachter Isolationsfehler auf der Gleichstromseite kann zur Entstehung von Lichtbögen führen und Brände verursachen. So sind die Leitungen turnusmäßig auf eine eventuelle mechanische oder thermische Beschädigung der Isolation zu untersuchen – am besten erfolgt das über eine Isolationswiderstandsmessung. Deshalb ist eine automatische Isolationsüberwachung, wie sie bei vielen Wechselrichtern erfolgt, sehr sinnvoll. Ein Isolationsfehler wird dann signalisiert, und der Wechselrichter trennt die Anlage vom Netz. Allerdings liefert der beleuchtete PV-Generator weiter Gleichstrom, der den Lichtbogen speist. Somit kann der Fehler durch den Wechselrichter nicht abgeschaltet werden. Bei einer Signalisierung eines Isolationsfehlers sollte so schnell wie möglich eine Fehlersuche veranlasst werden. Bei einer Anlage mit einem oder zwei Strängen lassen sich Leistungsfehler durch Überprüfungen am Wechselrichter erkennen, da dort Störungen am häufigsten auftreten. Bei rund 3600 PV-Anlagen, die 2000 in Betrieb genommen wurden, kam es 301-mal zu Wechselrichterstörungen. Allerdings mussten nur 14 Geräte (0,39 %) repariert werden [36].

Eine häufige Fehlerquelle war eine fehlerhafte Auslegung beziehungsweise Leistungs- oder Spannungsanpassung an den PV-Generator. Inzwischen wird dies von den meisten Installationsfirmen beherrscht, und Simulationsprogramme oder Auslegungstools der Wechselrichterhersteller bieten hier Unterstützung. Weitere Fehlerquellen am Wechselrichter sind Überspannungseinwirkungen durch Gewitter oder Netzschaltungen, Alterung oder thermische Überlastung; einige Ausfälle sind schlicht und einfach auf Gerätefehler zurückzuführen. Es ist sinnvoll, mit dem Wechselrichterhersteller erweiterte Garantieleistungen oder Serviceverträge zu vereinbaren. Manchmal lösen Netznachwirkungen die Einrichtung zum Netzschutz aus, ohne dass ein Netzausfall oder eine durch den Wechselrichter hervorgerufene Störung vorliegt. In diesem Fall sollten mit dem Netzbetreiber geeignete Maßnahmen abgestimmt werden (zum Beispiel Impedanzschwelle der Netzschutzeinrichtung einstellen). Als weitere Störungen traten neben dem Ausfall von Sicherungen Störungen im Zählerschrank auf, zum Beispiel durch das Auslösen des Leitungsschutzschalters.

Deutschland wurde in den letzten Jahren vermehrt von Unwettern mit starken Stürmen und Orkanböen oder von heftigen Schneefällen heimgesucht. Dabei wurden durch das Zusammenbrechen von Dächern sowie Bruchschäden bei Solaranlagen oft Mängel bei der statischen Auslegung deutlich. Leider wird beim Bau von Solaranlagen häufig an ausreichender und hochwertiger Befestigung der Module gespart, obwohl nur 7 % der Investitionskosten auf das Montagegestell entfallen, gegenüber rund 60 % für die Module. Um eine lange wartungsfreie Funktion der Anlage zu sichern und um Baufolgeschäden zu vermeiden, sollte der Bauherr nicht an der falschen Stelle sparen. Für ein gutes Schrägdachmontagesystem muss pro Quad-



Abb. 112: Links: Sturmschäden an nicht ausreichend befestigtem Solargenerator, rechts: Schneedruckschaden und PV-Anlage

ratmeter mit Kosten von 15 bis 30 Euro beziehungsweise 120 bis 240 Euro pro Kilowatt ge-rechnet werden. Bei Standorten mit höheren Wind- beziehungsweise Schneelasten sind die Kosten höher, da stärker dimensionierte Montagesysteme mit mehr Dachbefestigungen erforderlich sind.

Typische Fehler bei der Auslegung der Befestigung der Module auf dem Dach liegen im Nicht-beachten der Wind- oder Schneelasten. Oft werden zu wenig Dachhaken gesetzt beziehungs-weise die Module falsch befestigt. Teilweise wird die Tragfähigkeit der Montageschienen, der Module in einer bestimmten Befestigungsart oder des Daches überschätzt. Sich blind auf die Anleitung der Montagesystemhersteller und der Modulhersteller zu verlassen, reicht leider oft nicht aus. Die Verantwortung liegt letztlich beim Errichter der Anlage. Der Installateur ist gut beraten, wenn er nur komplette Montagesysteme verwendet, bei denen eine Systemstatik vorliegt und die Module nachweislich für das System geeignet sind.

Fehlersuche

Zur detaillierten Fehlersuche an den Modulen oder am Photovoltaik-Generator vor Ort wurden Messgeräte entwickelt, mit denen komplett Strom-/Spannungskennlinien unter Berücksichti-gung von Einstrahlung und Temperatur gemessen werden können. Damit kann die Leistungsfähigkeit der Module, eines Strangs oder des gesamten Photovoltaik-Generators beurteilt werden. Die Auswirkung von Verschattungen lässt sich ebenfalls anhand der Kennlinien ablesen. Teilwei-se ist gleichzeitig eine Isolationsmessung integriert, sodass der Installateur zum Beispiel Beschä-digungen an der Leitungsisolation oder Kontaktfehler orten kann. Die Ergebnisse werden in ei-nem Messprotokoll dokumentiert. Eine PC-Schnittstelle und Software zur Messdatenauswertung ermöglichen eine detaillierte Fehlersuche. Fehler an größeren Photovoltaik-Anlagen können

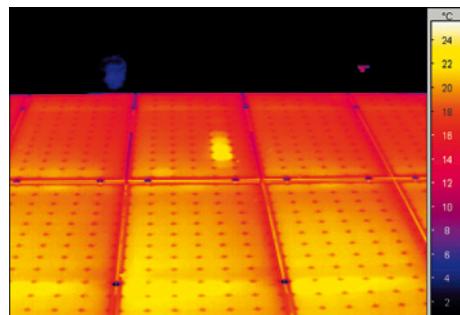


Abb. 113: Infrarotaufnahme eines Photovoltaik-Generators mit auffälligen Zellen (Hot Spot)

recht effektiv mit Infrarotaufnahmen detektiert werden. Ein großer Temperaturunterschied zwischen Modulen oder Solarzellen deutet auf mögliche Fehler hin. Die Interpretation der thermischen Auffälligkeiten erleichtert die Fehlersuche und anschließende Detailmessungen deutlich, erfordert aber ein hohes Maß an Erfahrung und fachlicher Qualifikation.

Vor der Beseitigung des Fehlers sollte geprüft werden, ob die Fehlerbeseitigung im Rahmen der Gewährleistungsfrist des Installateurs beziehungsweise Planers stattfindet oder ob Garantien der Gerätehersteller berücksichtigt werden können (Produkthaftung). Bei der Wiederinbetriebnahme sollte ein Prüfprotokoll angefertigt werden.

	Auswirkung		Ursache		
	Betriebsunterbrechung	Leistungsminderung	Planung	Komponente	Installation
Das schmälert die Erträge					
Defekter Wechselrichter führt zu Anlagenstillstand oder erheblichen Mindererträgen	■	■	■	■	■
Die Module sind zeitweise oder teilweise verschattet (durch Bäume, Gebäude, Dachgauben, Schornstein, Antenne etc.)		■	■		
Unterschiedlich orientierte Modulgruppen führen zu erhöhter Fehlanpassung (Mismatch)		■	■		
Wartezeit auf Austauschkomponenten	■	■	■		
Die Module sind nicht optimal orientiert (Neigung bzw. Ausrichtung)		■	■		
Wechselrichter erreicht nur unbefriedigende Effizienz	■	■		■	
Hohe Modultemperaturen schmälern Zellenwirkungsgrade	■	■			■
Verschmutzte Module nutzen weniger Sonnenlicht		■	Insbesondere Standort und Neigung		
Defekte Verkabelung auf der Gleichstromseite	■	■	■	■	■
Defekte Schutz-, Schalt- oder Sicherheitseinrichtungen	■	■		■	■
Strom-Spannungs-Charakteristik der Module streut produktionsbedingt (Mismatch)		■		■	
Altersbedingte Degradation der Module		■		■	
Einzelne Module oder Modulbereiche sind defekt		■		■	
Reparaturarbeiten, Wartungsarbeiten		■		■	■
Schäden durch Unwetter (Sturm, Hagel, Blitz) oder aufgrund von Schalthandlungen im Stromnetz	■	■	■	■	■

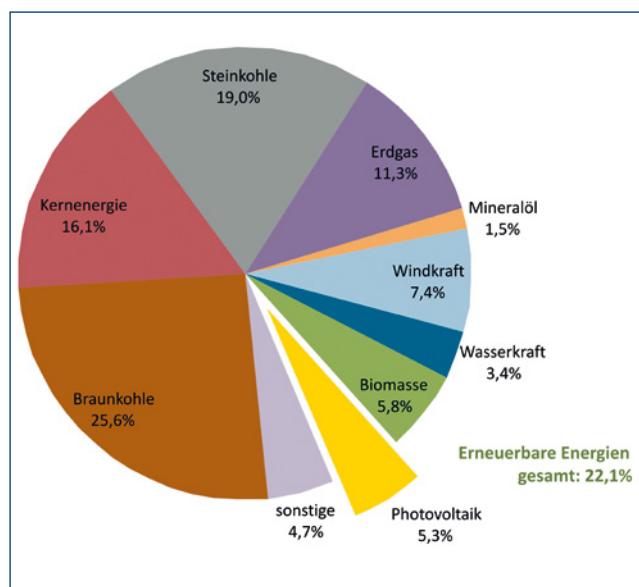
Abb. 114: Warum bleiben PV-Anlagen manchmal hinter den Erwartungen zurück? Eine Checkliste. Reihenfolge geordnet nach absteigender Relevanz (Häufigkeit × den Ertrag mindernder Effekt)

8 Ökologie und Nachhaltigkeit

8.1 Energieversorgung – heute und morgen

Zwar sind sich die Mitgliedsstaaten der UN einig, dass drastische Verringerungen der CO₂-Emissionen dringend erforderlich sind, um die Klimaerwärmung zu bremsen. Doch mit dem noch immer zunehmenden Energieverbrauch steigen die Kohlendioxidemissionen sogar, denn in unserer heutigen Energieversorgung dominieren weiterhin die fossilen stoffgebundenen Energieträger wie Öl, Kohle und Erdgas. Der Anteil der erneuerbaren Energien ist von 3,6 % in 2001 auf 16,7 % in 2011 gestiegen; bezogen auf die Stromerzeugung besitzen sie einen Anteil von 20,3 %. [38]. Der Energieverbrauch der Welt stieg aber im gleichen Zeitraum um 28 %, sodass der CO₂-Ausstoß unverändert stark ansteigt. Von 1975 bis 2010 hat sich der jährliche Energieverbrauch der Welt auf über 12 Milliarden MTOE (Million Tonnes of Oil Equivalent) verdoppelt [39]. Die Reichweite von fossilen Energieträgern ist begrenzt: Bei gleichbleibendem Verbrauch reichen die gesicherten Reserven nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA) bei Erdöl noch für 40 Jahre und bei Erdgas für 60 Jahre [40]. Auch die Kernkraft (6,2 % am Weltenergieverbrauch in 2006) hat eine deutlich beschränkte Reichweite: Die weltweiten Uranvorkommen reichen nur noch bis zum Jahr 2030 [41]. Hinzu kommen hier schwer abschätzbare Risiken im Anlagenbetrieb sowie der nicht unerhebliche Aufwand für die »Entsorgung« radioaktiven Mülls, die für Jahrhunderte sichergestellt sein muss. Außerdem ist die Gefahr, die aus der möglichen militärischen Nutzung der Kernkraft erwächst, nicht auszuschließen. Für eine zukunftsfähige Energieversorgung sind also ökonomisch und ökologisch sowie sozial und weltpolitisch tragfähige Alternativen gefragt.

Die Stromversorgung in Deutschland basiert noch zum überwiegenden Teil auf Kohle und Kernkraft. Doch die erneuerbaren Energien erreichen im Jahr 2012 insgesamt bereits einen Anteil von 22,1 %. Dazu liefert die Photovoltaik einen Anteil von 4,5 %. Die Bundesregierung



■ Abb. 115: Strommix
Deutschland 2012

geht bei einem langfristigen Nutzungspotenzial der Photovoltaik von 105 TWh²¹ aus [42]. Gemessen an der gesamten Stromerzeugung 2012 wäre das ein Anteil von 17 %. Verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen gehen von weit höheren Potenzialen bis zu 200 TWh pro Jahr aus, das entspricht etwa 30 % des deutschen Stromverbrauchs (siehe Studien unter [1]). Die Prognosen und Studien gehen bei der Photovoltaik von einem konstanten Wachstum in den nächsten Jahrzehnten aus. Der Anteil der Solarenergie wird im Vergleich zu den anderen Energien somit wahrscheinlich am stärksten steigen.

8.2 Energiebilanz von PV-Anlagen

Um eine Photovoltaik-Anlage herzustellen, wird Energie verbraucht. Entscheidend dabei ist die eingesetzte Zelltechnologie. Kristalline Zellen benötigen den höchsten Energieaufwand – vor allem wegen hoher Temperaturen bei der Silizium- und Waferherstellung. So ist die Herstellung von hochreinem Silizium sehr energieintensiv²², der Energieverbrauch summiert sich bei kristallinen PV-Anlagen auf etwa 9 000 kWh pro kWp. Bei der Herstellung von Dünnschichtmodulen wird rund halb so viel Energie verbraucht. Bei Rahmen und Montagegestell ist der Aufwand für Dünnschichtmodule etwas größer, d. h. der Vorteil gegenüber kristallinen Modulen verringert sich etwas. Allein für die Herstellung des Aluminiumrahmens werden zwischen 1 250 kWh pro kWp bei Modulen aus monokristallinem Silizium und 1 860 kWh pro kWp bei Modulen aus amorphenem Silizium benötigt. Im Dünnschichtbereich werden allerdings verstärkt rahmenlose Module hergestellt. Bei Modulen aus kristallinem Silizium werden für das Montagegestell bei Schrägdachmontage ca. 1 500 kWh pro kWp benötigt, bei Modulen aus amorphenem Silizium kann dieser Wert wegen höherem Flächenbedarf auf das Doppelte steigen. Der Wechselrichter schlägt mit ca. 280 kWh pro kWp zu Buche.

Der Energieaufwand für die Herstellung von Photovoltaik-Anlagen ist eine Vorleistung, die mit Solarstrom wieder zurückgezahlt wird. Wie lange dauert die solare Tilgung? Setzt man eine Anlagenperformance von 1 000 kWh pro kWp an und wertet den erzeugten Solarstrom primärenergetisch gewichtet (35 % Kraftwerkswirkungsgrad), so ergibt sich eine jährliche Primärenergieeinsparung von 2 860 kWh pro kWp. So werden energetische Amortisationszeiten zwischen 1,8 und 3,6 Jahren erreicht. Bei doppelter solarer Einstrahlung (zum Beispiel in Südeuropa oder Nordafrika) wird etwa doppelt so viel Solarstrom erzeugt, die energetischen Amortisationszeiten verkürzen sich entsprechend. In Abb. 116 (basierend auf wissenschaftlichen Untersuchungen der Universitäten Utrecht und Stuttgart) wurde ein westeuropäischer Strommix (UCTE-Netz), Einstrahlungen von 1 000 kWh/m² für Mitteleuropa und 1 700 kWh/m² für Südeuropa und eine PR von 75 % unterstellt.

Der CO₂-Vermeidungsfaktor von PV-Strom beträgt nach Angaben des Bundesumweltministeriums 700 g CO₂/kWh. Im Vergleich dazu lag 2011 der durchschnittliche CO₂-Emissionsfaktor bei der Deutschen Stromerzeugung bei 566 g/kWh. Ein Steinkohle-Kraftwerk emittiert ca. 949 g CO₂ je Kilowattstunde Strom und ein Braunkohle-Kraftwerk ca. 1 153 g/kWh [43]. Durch den Solarstrom von 28 TWh wurden 2012 19,7 Mio. t CO₂-Äquivalente an Treibhausgasen vermieden.

²¹ 1TWh = 1 000 000 000 kWh

²² Allerdings findet die Siliziumproduktion für die Halbleiterproduktion in Ländern mit hohem Wasserkraftanteil wie Norwegen und Brasilien, also weitgehend CO₂-neutral, statt.

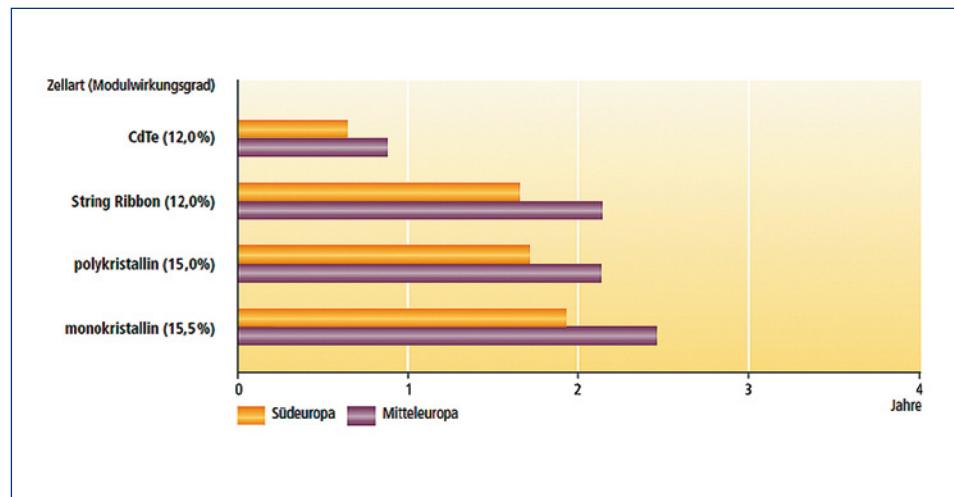


Abb. 116: Energetische Amortisationszeit von Photovoltaik-Anlagen mit unterschiedlichen Zelltechnologien

Neben der energetischen Amortisationszeit wird oft der sogenannte Erntefaktor angegeben. Dieser Faktor gibt an, wie viel mehr Energie die Photovoltaik-Anlage produziert als zu ihrer Herstellung notwendig war – bilanziert über die voraussichtliche Lebensdauer der Anlage. Bei einer angenommenen Betriebsdauer von 30 Jahren wird 12- bis 35-mal soviel Energie produziert, wie zur Herstellung notwendig war. Bei gebäudeintegrierten Anlagen ist einerseits der Energieertrag nicht ganz so hoch, doch die Herstellungsenergie der eingesparten Baustoffe kann in der Bilanz angerechnet werden.

Schadstoffe im Produktionsprozess

Bei der Produktion von Solarzellen aus Silizium treten umweltschädliche Stoffe vergleichbar mit der Halbleiterindustrie auf, sie verbleiben jedoch in geschlossenen Kreisläufen. Das fertige Silizium-Solarmodul enthält bis auf eventuell bleihaltige Lötverbindungen keine umweltschädlichen Bestandteile. Bei der Herstellung von Silizium-Dünnschichtmodulen wurden und werden mitunter zur Reinigung von Beschichtungsanlagen fluorhaltige Stoffe wie SF₆ und NF₃ eingesetzt. Diese Stoffe haben eine 22 800-fache beziehungsweise 16 800-fache Klimawirksamkeit im Vergleich zu Kohlendioxid. Zwar sind die freigesetzten Mengen bei verantwortungsvollen Herstellern sehr gering, aber trotzdem müssen die Siliziumdünnschichtmodule zusätzlich ein halbes bis zwei Jahre Sonnenstrom in Deutschland erzeugen, nur um die Klimabilanz auszugleichen. Unterstellt man einen ähnlichen Energieaufwand wie bei der Herstellung von anderen Dünnschichtzellen, würde somit die energetische Amortisationszeit auf das Niveau von kristallinen Solarzellen steigen. Die Hersteller sind deshalb gefordert, Ersatzstoffe einzusetzen oder komplett geschlossene Kreisläufe für diese Stoffe zu realisieren.

CdTe- und CIS-Module haben derzeit einen Weltmarktanteil von unter 3 %. Insbesondere CdTe-Module enthalten bis zu 170 g/kWp beziehungsweise 900 mg/kg Cadmium [44]. Allerdings tritt es nur in Verbindungen auf, die nicht giftig sind. Trotzdem handelt es sich bei ausgedienten CdTe-Modulen um Sondermüll. Im normalen Betrieb sind von CdTe-Modulen keine Umweltrisiken zu erwarten. Allein bei einem Brand können giftige Gase entstehen. Das

Problem relativiert sich, wenn man bedenkt, wie viele toxische Stoffe durch übliche Haushaltsgeräte bei einem Brand freigesetzt werden. Bei Untersuchungen von Modulbrüchen und deren Auswaschung durch Regen wurde festgestellt, dass die Cadmiumkonzentration unter dem Grenzwert der Trinkwasserverordnung bleibt [45]. In diesem Zusammenhang sei auch erwähnt, dass bei der konventionellen Stromerzeugung in den Großkraftwerken sehr große Mengen an Cadmiumemissionen entstehen.

CIS-Module gelten als weniger bedenklich als CdTe-Module. Bei CIS-Modulen werden zumeist dünne Schichten Cadmiumsulfid verwendet. Der Cadmiumanteil beträgt dabei weniger als 1 % im Vergleich zu CdTe-Modulen. Bei den CIS-Modulen kommt als kritischer Stoff Selen zum Einsatz, allerdings auch mit sehr geringem Anteil.

Recyclingkonzepte für Module

Vor dem Hintergrund der EU-Richtlinien über Elektro- und Elektronik-Altgeräte (WEEE-Richtlinie) und zur Beschränkung der gefährlichen Stoffe in Elektro- und Elektronik-Altgeräten (RoHS-Richtlinie) arbeiten die Hersteller an Recycling- und Vermeidungsstrategien. Gemäß dieser Richtlinie ist die Verwendung von gefährlichen Stoffen wie Cadmium, Blei, Quecksilber etc. in Elektro- und Elektronikgeräten verboten. Seit 2012 ist die Novelle der RoHS (Richtlinie 2011/65/EU) in Deutschland in Kraft. Für PV-Module ist eine Ausnahme formuliert, die zunächst auf fünf Jahre befristet ist (bis zum 21. Juli 2016).

Die Novelle der WEEE-Richtlinie (Waste Electrical and Electronical Equipment) von Juni 2012 regelt das fachgerechte Recycling von Elektro(nik)-Altgeräten, auch von alten PV-Modulen und dessen Finanzierung durch die Hersteller. Beide Richtlinien sind (beziehungsweise werden) im sogenannten Elektrogesetz (ElektroG) in Deutschland umgesetzt. Die Hersteller müssen sich um Recyclingkonzepte kümmern und gefährliche Stoffe substituieren. So sind viele Hersteller schon dazu übergegangen, kristalline Solarzellen mit bleifreiem Lot zu verlöten.

Die technische Lebensdauer von Solarmodulen beträgt 30 bis 35 Jahre. Auch aus energetischen und ökologischen Gründen ist es interessant, defekte und ausrangierte Solarmodule stofflich wiederzuverwerten. Neben den Siliziumzellen können auch Glas und Aluminium zurückgewonnen werden.

Elektrosmog oder Lärm?

Gelegentlich wird im Zusammenhang mit Photovoltaik-Anlagen über Elektrosmog gesprochen. Wechselrichter können unter Umständen hoch- und niederfrequente elektromagnetische Felder auf die Elektroinstallation und den Photovoltaik-Generator übertragen. Daraus resultieren elektrische und magnetische Felder im Umkreis – allerdings auf sehr niedrigem Niveau. Die Wechselrichter auf dem deutschen Markt halten die Grenzwerte der Bundes-Immissionsschutz-Verordnung (26. BIMSchV) zum Elektrosmog ein. Messungen des Fraunhofer ISE ergaben, dass Anlagen mit Transformator-Wechselrichtern selbst baubiologische Grenzwerte mühelos einhalten [34]. Bei trafolosen Geräten kann es wegen der fehlenden galvanischen Trennung zu einer stärkeren Einkopplung von elektromagnetischen Störimpulsen auf den Photovoltaik-Generator kommen. Durch neue Schaltungsverfahren können elektromagnetische Netzwechselfelder auch bei trafolosen Geräten am Photovoltaik-Generator weitgehend vermieden werden.

	Trafoloser Wechselrichter	Wechselrichter mit Trafo
Gesetzlicher Grenzwert nach 26. BIMSchV		5 000 V/m
Typische Werte für Wohnungen		5 bis 40 V/m
Baubiologische Empfehlung		< 20 V/m
Abstand vom PV-Generator:	0,1 Meter	350 V/m
	0,5 Meter	70 V/m
	1,0 Meter	17 V/m
		0,8 V/m

■ **Abb. 117:** Messergebnisse an einer Photovoltaik-Anlage mit unterschiedlichem Wechselrichterkonzept

Die Geräuschentwicklung eines Wechselrichters steigt mit seiner Leistung an. Während Geräte unter 3 kW selten einen Geräuschpegel über 35 dBA erreichen, erzeugen Großgeräte mit über 50 kW Leistung ein sonores Betriebsgeräusch von über 60 dBA. So ist beim Einbau von Großgeräten auf den Schallschutz des Wechselrichterraumes oder des Containers zu achten. Auch bei Geräten mit kleiner Leistung sollte ein geeigneter Wechselrichterstandort gewählt werden. Zum Beispiel kann die Geräuschentwicklung eines 2 kW-Gerätes im Flur mit 35 dBA schon sehr stören. Trafolose Kleingeräte besitzen eine sehr viel geringere Geräuschentwicklung, manche Hersteller geben sogar den Wert 0 dBA an.

9 Kosten und Erlöse

9.1 Anschub durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Seit dem 1. April 2000 sorgt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als wesentlicher Baustein der Bundesregierung für den Aufbau einer nachhaltigen umweltverträglichen Energieversorgung. Es garantiert den vorrangigen Netzanschluss der Anlage durch den nächstgelegenen Netzbetreiber sowie die Abnahme und die Vergütung des erzeugten elektrischen Stroms. Dadurch wurde ein sicherer Rechtsrahmen für Investitionen in Anlagen zur Nutzung von Erneuerbaren Energien geschaffen. Die Anlagenbetreiber erhalten nach Energieträgern differenzierende Vergütungssätze für den eingespeisten Strom. Den zur Inbetriebnahme geltenden Vergütungssatz erhält der Betreiber einer PV-Anlage über 20 Jahre zuzüglich der Monate des Inbetriebnahme-Jahres. Die Einspeisevergütung wird über eine Umlage auf den Strompreis finanziert. Somit ist die Förderung gemäß EEG unabhängig vom Staatshaushalt; zugleich wurde die Einspeisevergütung für den regenerativ erzeugten Strom degressiv angelegt. Letzteres lässt sich an der Preisentwicklung von PV-Anlagen gut erkennen. Die Preise haben sich innerhalb von drei Jahren halbiert. Das monatliche Absenken der Vergütung für neu installierte Anlagen (derzeit 1,8 %/Monat, Stand: 09/2013) ist ein kräftiger Anreiz auf dem Weg zur Konkurrenzfähigkeit mit den fossilen Energieträgern. Bis 2010 sorgte das EEG für ein starkes Wachstum der Photovoltaikbranche. Danach bekamen die Deutschen Hersteller massive Konkurrenz, insbesondere aus Fernost. Durch ein Überangebot an Modulen kam es zu einem raschen Preisverfall, viele Hersteller stellten in der Folge die Produktion in Deutschland ein. Das EEG wurde mehrfach novelliert, doch konnte damit keine Verfestigung der Entwicklung der deutschen Solarwirtschaft abgesichert werden. Die Diskussionen im Vorfeld der jeweiligen turnusmäßigen und außerplanmäßigen Novellierungen bewirkte eine Verunsicherung der Akteure.

Vor jeder starken Vergütungsabsenkung entwickelte sich ein regelrechter Run beim Bau von PV-Anlagen, doch ließen diese »Investitionssprünge« keine nachhaltige Wirtschaftsentwicklung der jungen PV-Branche in Deutschland zu.

Im Jahr 2012 beschäftigte die deutsche PV-Branche etwa 89 000 Menschen und erreichte eine Exportquote von ca. 60 %. Doch Marktdruck und die angekündigte deutliche Reduzierung der Förderung von PV-Strom zeigte Wirkung: Im Laufe des Jahres gingen mehr als 23 000 Arbeitsplätze verloren [47]. Wie sich die PV-Branche in Deutschland weiter entwickelt, hängt insbesondere von wirtschafts- und gesellschaftspolitischen Weichenstellungen ab. Die Ziele der Energiewende, insbesondere Klimaschutz und Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern, könnten schneller als politisch geplant realisiert werden. Durch die vorgesehene Deckelung des PV-Anlagen-Neubaus verlängert sich die Laufzeit der fossil befeuerten Kraftwerke.

Wie der Strompreis zustande kommt: EEG-Umlage und paradoxe Effekte

Die EEG-Umlage und damit die Mehrkosten für die Stromverbraucher betragen 2013 5,277 Cent/kWh [48]. Die Höhe der EEG-Umlage wurde als Differenz zwischen Börsenstrompreis und EEG-Vergütung festgelegt. Da PV-Anlagen zu Zeiten der Tagesspitzenlast liefern, senken sie damit zu Gunsten der Großverbraucher den Börsenpreis. Doch das bewirkt zugleich, dass sich zu Lasten der Haushalte die EEG-Umlage erhöht (sogenannter Merit-Order-Effekt). Zusätzlich steigt die Umlage dadurch, dass große Teile von Industrie und Gewerbe von der Umlage befreit sind.

Der Börsenstrompreis wird vor allem von der konventionellen Stromwirtschaft dominiert. Die Preise für Strom aus fossilen Kraftwerken sind niedrig, sie werden kaum durch die CO₂-Zertifikate (CO₂-Emissionsrechte) belastet, die den Großemittenten kostenlos beziehungsweise sehr billig überlassen wurden.

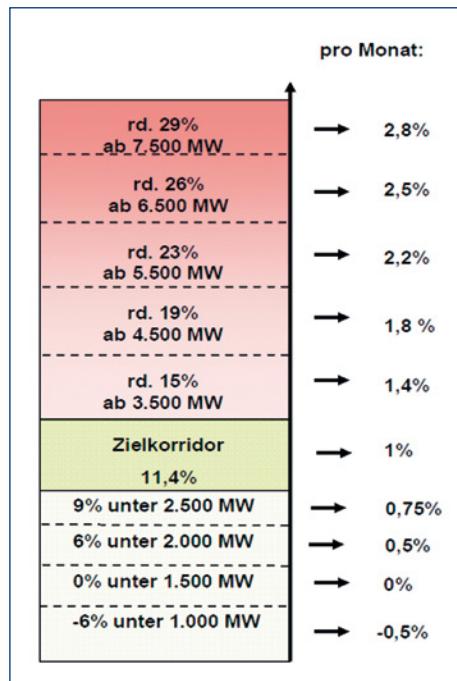
Die konventionelle Stromwirtschaft ließ zum geplanten Ausstieg Deutschlands aus der Atomenergie verlautbaren, dass die damit einhergehende verstärkte Nutzung fossiler Energieträger die Nachfrage und damit den damaligen Preis der Emissionszertifikate von 17 Euro je Tonne um rund fünf Euro pro Tonne erhöhen dürfte [49]. Tatsächlich sank der Preis der CO₂-Emissionsrechte im April 2013 auf unter 3 Euro je Tonne! Damit ist der Einfluss dieser »Klimaabgabe« auf die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke fast vernachlässigbar.

Demgegenüber empfiehlt ein Gutachten des Bundesumweltministeriums aus dem Jahre 2007 70 Euro je Tonne CO₂ als »mittleren Schätzwert« für Schadenskosten der konventionellen Stromerzeugung [50].

Inspiriert von den Erfolgen des EEG in Deutschland wurden ähnliche Stromeinspeisungsgesetze in mindestens 63 Staaten eingeführt. Beispiele sind China, Dänemark, Frankreich, Italien, Großbritannien, Malaysia und Japan sowie einzelne Regionen von Australien, Kanada, Indien und der USA. Innerhalb der EU wurden Stromeinspeisegesetze in 20 Ländern eingeführt [51]. Einspeisetarife führten auch in Ländern, die früher Quotenmodelle für EE-Anlagen hatten, zu vergleichsweise geringeren Kosten von EE-Strom.

Die Konditionen des EEG

Die 5. Novelle des EEGs wurde am 17. August 2012 im Bundesgesetzblatt BGBl. I S1754 veröffentlicht und trat rückwirkend zum 1. April 2012 in Kraft. Die auffälligste Veränderung war



■ Abb. 118: Degressionssätze nach jährlichen Zubaurenaten [52]

der Wechsel von der jährlichen zur monatlichen Degression der Einspeisevergütung. Alle Vergütungssätze werden seit dem 1. Mai 2012 monatlich um 1 % gegenüber dem jeweiligen Vormonat abgesenkt (monatliche Basisdegression). Für die Höhe der weiteren Degression ist der jährliche Zubau maßgeblich. Es wurde ein jährlicher Zielkorridor von 2,5 bis 3,5 GW festgelegt. Beim Erreichen dieses Zielkorridors beträgt die jährliche Degression 11,4 %, das entspricht einer monatlichen Degression von 1 %. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht monatlich die zugebaute Leistung des vorangegangenen Kalendermonats. Maßgeblich für die Vergütungssätze der jeweils nächsten drei Monate sind die Summen zu den festgelegten Zeitpunkten: 31. Oktober, 31. Januar, 30. April und 31. Juli. Die Hochrechnung auf das Jahr erfolgt jeweils mit einem entsprechenden Faktor, bei dem mindestens die vorangegangenen drei Monate berücksichtigt werden.

Für alle gebäudegebundenen Anlagen oder Anlagen auf Lärmschutzwänden gelten höhere Einspeisevergütungen. PV-Anlagen auf neuen Gebäuden im Außenbereich nach BauGB § 33 erhalten nur dann die erhöhte Vergütung, wenn es sich um Wohngebäude oder von der zuständigen Baubehörde genehmigte und dauerhaft genutzte Tierställe beziehungsweise Gebäude handelt, die im Zusammenhang einer nach dem 31.3.2012 errichteten Hofstelle eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebes stehen.

Freiflächenanlagen erhalten nur dann eine Einspeisevergütung, wenn sie errichtet werden:

- a) auf Flächen, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen und in einer Entfernung bis zu 110 Metern liegen, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn oder
- b) auf versiegelten Flächen, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren oder
- c) auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnbaulicher oder militärischer Nutzung.

Während bei Freilandanlagen oder kleinen Anlagen auf oder an Gebäuden der Wert der Einspeisevergütung direkt aus der Tabelle abgelesen werden kann, ist bei Anlagen über 10 kW auf oder an Gebäuden die Ermittlung der Einspeisevergütung etwas komplizierter:

Beispiel

Die Einspeisevergütung pro Kilowattstunde einer Dachanlage mit einer Leistung von 100 kW, die im Juli 2013 in Betrieb genommen wurde, berechnet sich wie folgt:

$$\frac{10 \text{ kW} \times 15,06 \text{ Cent/kWh} + 40 \text{ kW} \times 14,30 \text{ Cent/kWh} + 50 \text{ kW} \times 12,75 \text{ Cent/kWh}}{100 \text{ kW}} = 13,45 \text{ Cent/kWh}$$

Entsprechend beträgt die Einspeisevergütung 13,45 Cent/kWh über 20 Jahre. Allerdings bekommt der Anlagenbetreiber ab 1.1.2014 nur 90 % des Jahresertrages vergütet. Er kann aber auch die restlichen 10 % verbrauchen oder vermarkten (siehe unten).

Die Einspeisevergütung wird übrigens 20 Jahre zuzüglich dem Inbetriebnahme-Jahr gezahlt. Das heißt, dass eine Anlage, die am 1.1.2013 in Betrieb genommen wurde, 21 Jahre lang die Einspeisevergütung erhält. Bei Inbetriebnahme am 1. Juli erhält der Anlagenbetreiber zwanzigseinhalb Jahre die Einspeisevergütung.

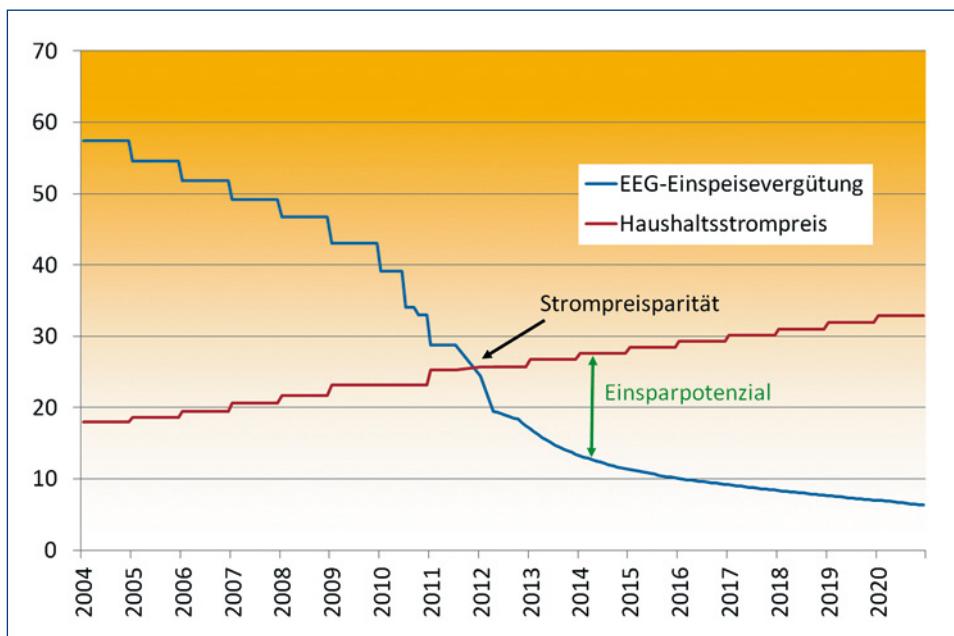
Anträge für den Netzanschluss werden beim zuständigen Netzbetreiber gestellt. Dieser ist zum Anschluss und zur Zahlung der Einspeisevergütung nach dem EEG verpflichtet.

Inbetriebnahme ab	Gebäudegebundene Anlagen				Freiflächenanlagen
	bis 10 kW _p	10–40 kW _p	ab 40 kW _p	1–10 MW _p	
1. Mai 2013	15,63	14,83	13,23		10,82
1. Juni 2013	15,35	14,56	12,99		10,63
1. Juli 2013	15,07	14,30	12,75		10,44
Hochgerechneter Jahreszubau bis ... = Degression	5 500 MW_p	5 500 MW_p	5 500 MW_p		5 500 MW_p
1. Aug. 2013	14,80	14,04	12,52		10,25
1. Sept. 2013	14,54	13,79	12,30		10,06
1. Okt. 2013	14,27	13,54	12,08		9,88

■ Abb. 119: Vergütungssätze in Cent je Kilowattstunde nach EEG für ab Mai 2013 in Betrieb genommene Photovoltaik-Anlagen

Eigenverbrauch, Lieferung an Dritte und Marktintegrationsmodell

Die Einspeisevergütung nach dem EEG ist schon im April 2012 bei kleinen Anlagen unter 20 Cent/kWh gefallen, ein Jahr später liegt sie unter 16 Cent/kWh. Der Strombezugspreis nach den Haushaltstarifen und auch nach vielen Gewerbetarifen liegt darüber, somit ist eine Eigenstromnutzung meist wirtschaftlich sinnvoll. Noch dazu ist der Anlagenbetreiber so unabhängig von der zukünftigen Strompreisentwicklung. Konservative Studien gehen von einer Strom-



■ Abb. 120: Vergleich der Kostenentwicklung (Angaben in Euro-Cent) des Haushaltsstrompreises mit der EEG-Vergütung für PV-Anlagen mit Leistungen unter zehn Kilowattpeak.

preissteigerung von 3 % pro Jahr aus. Mit dem Erreichen der Haushaltsstromparität kann aus Abb. 120 abgelesen werden, wie viel (Cent) eine Anlage mit Eigenverbrauch je kWh selbst genutzten Solarstrom gegenüber einer Anlage, die nur einspeist, einspart.

Bei allen größeren gebäudegebundenen Anlagen (inklusive Lärmschutzwänden) mit Leistungen von 10 kW bis einschließlich 1 MW werden ab 1.1.2014 nach dem sogenannten »Marktintegrationsmodell« gemäß EEG nur 90 % der erzeugten Strommenge vergütet. Die restlichen 10 % können vom Anlagenbetreiber oder von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe verbraucht oder direkt vermarktet werden. Findet der Betreiber keinen Dritten, der ihm den Strom abnimmt, erhält er für die Einspeisung vom Übertragungsnetzbetreiber den Marktwert »Solar«. Dieser ist von dem Strompreis an der Leipziger Strombörs EEX abhängig, 2012 lag er bei 5 Cent/kWh.

Die Versorgung von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe darf dabei nicht über das öffentliche Stromnetz erfolgen. Außerdem muss nach § 37 Abs. 2 für die Lieferung von PV-Strom an Dritte die EEG-Umlage an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden. Diese verringert sich jedoch nach § 39 Abs. 3 um 2 Cent/kWh (sogenanntes Grünstromprivileg). Auf den mit dem Stromabnehmer vereinbarten Strompreis kann Umsatzsteuer anfallen, Strom-

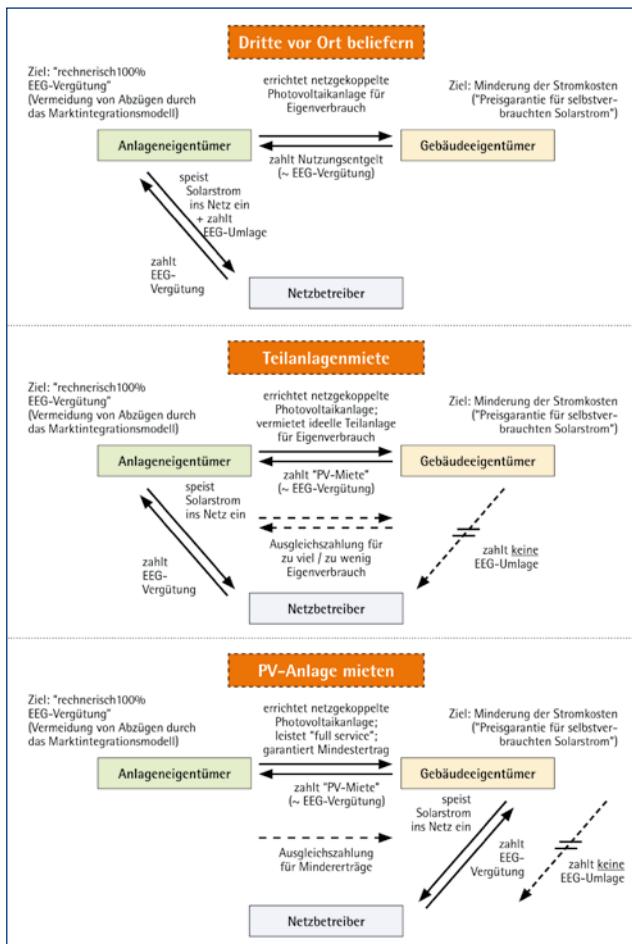


Abb. 121: Modelle zur Lieferung von PV-Strom an Dritte

steuer und Konzessionsabgaben dagegen nicht. Wenn der Stromabnehmer (der Dritte) die Anlage ganz oder teilweise mit betreibt, entfällt die EEG-Umlage. Dazu kann er die PV-Anlage ganz oder teilweise mieten oder leasen. Musterverträge und Rechentools zur Belieferung von Dritten vor Ort, zur PV-Mitnutzung (ideelle Teilmiete) und zum Mieten von PV-Anlagen werden vom DGS LV Franken e. V. unter www.dgs-franken.de zum Kauf angeboten. Weitere Informationen finden Sie in der DGS-Zeitschrift Sonnenenergie 05/2012 (www.sonnenenergie.de).

9.2 Investitionskosten dominieren die Wirtschaftlichkeit

Ist die Solaranlage erst einmal finanziert, fallen keine Kosten für Brennstoff an: Die Sonne schickt keine Rechnung. Allerdings sind zunächst die Investitionskosten für die Anlage zu erbringen. Hier unterstützt der Staat mit zinsgünstigen Krediten (Kap. 9.3). Die Tilgung des Kredits kann dann aus der Einspeisevergütung bezahlt werden.

Investitionskosten

Die Investitionskosten werden stark durch Modulkosten bestimmt: So entfällt bei einer kleinen Auf-Dach-Anlage unter 10 kW knapp die Hälfte der gesamten Investitionskosten auf den Photovoltaik-Generator (Stand 04/2013). Durch die immer stärkere Automatisierung und Optimierung sämtlicher Produktionsschritte sowie durch Steigerungen des Wirkungsgrades konnten bei kristallinen PV-Modulen die Produktionskosten von 2009 bis 2013 pro Jahr um etwa 15 % sinken. Außerdem setzte durch den Ausbau der Solarsilizium-Produktionskapazitäten ein starker Preisrutsch bei Solarsilizium ein. In Zukunft wird sich diese dynamische Modulpreisentwicklung nicht mehr fortsetzen. Die Modulkosten werden immer stärker durch die Materialkosten bestimmt.

Die Kosten für gebäudeintegrierte Lösungen liegen derzeit noch um 20 bis 100 % über denen von Standardanlagen in Auf-Dach-Montage. Doch werden integrierte Photovoltaik-Anlagen bereits von Beginn an im Planungs- und Bauprozess berücksichtigt, so können sie aufgrund der eingesparten Baumaterialien im Dach- und Fassadenbereich trotz höherer Kosten wirtschaftlicher sein. Je mehr sich Solarmodule zu Standardelementen am Bau entwickeln, umso kleiner werden Kostenunterschiede zu herkömmlichen Fassaden- und Gebäudekomponenten.

Gemessen an den Investitionskosten sind die Betriebskosten von Photovoltaik-Anlagen sehr gering. Zu den Betriebskosten zählen:

- Versicherung,
- Zählermiete oder turnusmäßige Zähler-Eichung,
- Rückstellungen für Reparaturen,
- Wartung und Instandhaltung,
- ggf. Betriebsdatenüberwachung und Betriebsführung,
- ggf. Verwaltung oder Abrechnung,
- ggf. Pacht/Flächennutzung.

Für eine typische Auf-Dach-Anlage mit einer Leistung von 2 bis 5 kW werden für Wartung und Instandhaltung sowie Rückstellungen für Reparaturen zwischen 1 und 2 % der Investitionskosten angesetzt. Diese Kosten sind allerdings unregelmäßig über die Jahre verteilt: Eine größere

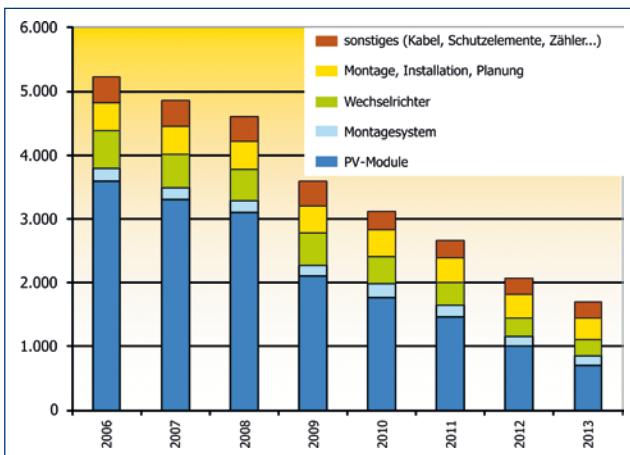


Abb. 122: Entwicklung der Kostenanteile bei PV-Anlagen bis 10 kW

Wechselrichterreparatur (mit Kosten von ca. 1 000 Euro) könnte vielleicht im 10. Jahr erfolgen. Die Zählermiete liegt inkl. Abrechnungskosten durch den Netzbetreiber bei ca. 30 Euro pro Jahr. Eine Allgefahrenversicherung kostet etwa 40 Euro p. a. Weitere Betriebskosten fallen nicht an. Die Betriebsdaten werden vom Anlagenbetreiber erfasst: Ablesen des Zählers und ggf. Auswerten der Wechselrichterbetriebsdaten erfolgt mittels Computer oder internetbasierter Serveranwendung. Bei größeren Photovoltaik-Anlagen sinken die prozentualen Betriebskosten, allerdings muss mit höheren Betriebsüberwachungs- und Verwaltungskosten und ggf. auch mit Mietkosten für die Fläche gerechnet werden.

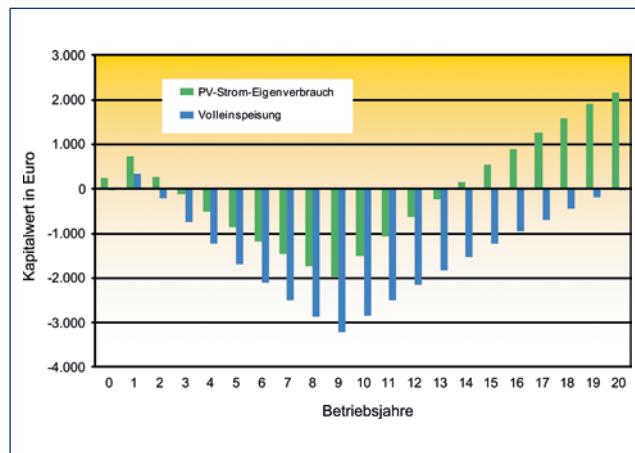
»Rechnen sich« PV-Anlagen?

Wer auf eine große Rendite geschielt hat, wird zumeist andere Geldanlageformen einer Investition in die Photovoltaik vorgezogen haben. Doch die weltweite Finanzkrise machte deutlich, dass Rendite und Risiko zusammenhängen. Die Investition in eine gut geplante und installierte PV-Anlage stellt eine sehr sichere langfristige Anlagenform dar. Wenn man einen 20-Jahres-Mittelwert der solaren Einstrahlung als Planungsbasis benutzt, ist die Wetterunsicherheit zu vernachlässigen. Die Wirtschaftlichkeit wird zumeist nur erreicht, wenn ein ausreichend hoher Eigenverbrauchsanteil realisiert wird. Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit kann mit unterschiedlichen Methoden erfolgen:

- Amortisationsrechnung,
- Interne-Zinsfuß-Methode,
- Kapitalwertmethode,
- Annuitätenmethode,
- Endwertmethode.

Oft wird die statische Amortisationsrechnung wegen ihrer Einfachheit angewendet. Realitätsnäher ist eine dynamische Amortisationsrechnung, die den Kapitalzins berücksichtigt. Die Berechnung ist zwar komplexer, kann aber mit Hilfe von Tabellenkalkulationsprogrammen relativ einfach vorgenommen werden. Bei Beteiligungs- oder Fondsanlagen wird häufig die Interne-Zinsfuß-Methode benutzt, die Annuitätenmethode bei der Ermittlung der dynamischen Stromgestehungskosten. Simulationsprogramme wie PV*Sol liefern als Ergebnis die dynamische

Abb. 123: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung einer kleinen PV-Anlage mit und ohne PV-Stromeigennutzung



Amortisationszeit gleich mit. Mit dem speziell auf die Wirtschaftlichkeit zugeschnittenen Software-Tools PV-Profit oder SOLInvest Pro können die verschiedenen Investitionsrechnungen durchgeführt und die steuerlichen Abrechnungen unterstützen werden.

Beispiel

Auf-Dach-Anlage am Schrägdach, Standardmodule mit einer Nennleistung von 5 kW_p , Inbetriebnahme: 1.7.2013, Anlagenstandort mit einer Globalstrahlung von 1095 kWh/m^2 , Die Anlage erreicht einen Anlagenertrag von 900 kWh/kW_p , Investitionskosten: 8000 Euro (= 1600 Euro/ kW_p), Steuersatz: 30 %, KfW-Kredit: Zinssatz nominal 2,95 % über 10 Jahre, 96 % Auszahlung, Zinsbindung 10 Jahre

Wird Solarstrom nicht selbst verbraucht und vollständig ins Netz eingespeist, dann wird eine Amortisation erst nach 20 Jahren erreicht. Der Kapitalwert nach 20 Jahren beträgt –9 Euro.

Zum Eigenverbrauch des Solarstroms wurden folgenden Annahme getroffen: Eigenverbrauchsanteil 24 %, Stromnettobezugspreis 23,5 Cent/kWh, mittlerer Strompreisanstieg 2 % pro Jahr.

Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung bei Eigenverbrauch von Solarstrom: Es ergeben sich eine dynamische Amortisationsdauer von 13,5 Jahren, ein interner Zinsfuß nach Steuer von 27,2 % sowie ein Kapitalwert nach 20 Jahren von 2179 Euro.

Die Wirtschaftlichkeit erhöht sich auch, wenn der Strompreis stärker als 2 % pro Jahr steigt. Amortisationszeiten unter 10 Jahren können erreicht werden, wenn mehr Solarstrom selbst verbraucht wird und/oder an ertragsreicherem Standorten.

9.3 Ergänzende öffentliche Fördermittel

Die kostenorientierte Einspeisevergütung nach dem EEG ist Grundlage für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Die Wirtschaftlichkeit erreichen viele Anlagen zudem erst dann, wenn zinsgünstige Kredite und Steuereffekte genutzt werden können. Es ist möglich, Photovoltaikanlagen mithilfe von zinsgünstigen Krediten der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zu finanzieren. Das Programmteil »Standard« des KfW-Programms Erneuerbare Energien ermög-

licht es, die Investition in Solarstrom sowie die Stromerzeugung aus anderen Erneuerbaren Energien zu fördern. Dabei gelten folgende Konditionen: für die Kredite können Laufzeiten von 5, 10 beziehungsweise 20 Jahren gewählt werden, tilgungsfrei für 1, 2 beziehungsweise 3 Jahre, mit einer Zinsbindung von 5 beziehungsweise 10 Jahren. Die Auszahlung beträgt 96 % der Netto-Investitions-Summe. Die Bereitstellungsprovision beträgt 0,25 % pro Monat.

Einige Bundesländer oder Energieversorger stellen zusätzliche Fördermittel bereit. Weil sich die Förderkonditionen kurzfristig ändern können, ist es ratsam, vor Antragstellung die jeweils gültigen Konditionen zu sondieren. Eine Übersicht findet sich unter www.energiefoerderung.info oder www.solarfoerderung.de.

Fördermittel für Batteriespeicher

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) fördert den Kauf von Batteriespeichern mit dem »Marktanreizprogramm für dezentrale Stromspeicher für Photovoltaik-Strom«. Gewährt wird ein zinsgünstiger Kredit über die gesamte Anschaffungssumme, zusätzlich erhält man einen attraktiven Tilgungszuschuss. Die Förderhöhe hängt von der Größe der Photovoltaik-Anlage und den Anschaffungskosten des Speichersystems ab. 30 Prozent der anzurechnenden Kosten bezuschusst der Staat. Dabei wird unterschieden, ob der Speicher gleichzeitig mit einer Solaranlage installiert wird, oder ob er zu einer bestehenden Anlage nachgerüstet wird. Der maximale Fördersatz soll im ersten Fall bei 600 Euro pro Kilowatt Solaranlagen-Leistung liegen, im zweiten Fall bei 660 Euro, da ein höherer Aufwand für den nachträglichen Einbau der Steuerungstechnik unterstellt wird. Der Fördersatz errechnet sich als 30-prozentige Förderquote auf die maximal förderfähigen Kosten von 2 000 Euro (bei kombinierter Installation) beziehungsweise 2 200 Euro (bei Speicher-Nachrüstung) je Kilowatt Anlagenleistung. Voraussetzung ist die Netzdienlichkeit der Speicher. Die Steuerung des Systems hat sicherzustellen, dass die in das öffentliche Stromnetz eingespeiste Leistung 60 Prozent der PV-Anlagennennleistung nicht überschreitet.

9.4 Steuerliche Nebenwirkungen

Die steuerliche Behandlung von Photovoltaik-Anlagen kann das betriebswirtschaftliche Ergebnis entscheidend beeinflussen. Allerdings ist unser Steuerrecht sehr unübersichtlich und noch dazu häufiger Veränderung unterworfen. Deshalb wird hier nur auf die wesentlichen steuerrechtlichen Aspekte eingegangen. Beim konkreten, auf die individuelle Situation angepassten Vorgehen wird es meist erforderlich, einen Steuerberater zu konsultieren.

Ist für den Betrieb der Photovoltaik-Anlage eine Umsatzsteuererklärung sinnvoll?

Zwar gilt bis zu jährlichen Umsätzen von 16 620 Euro nach §19 Umsatzsteuergesetz (UstG) die Kleinunternehmerregelung, diese wäre aber für Betreiber von Photovoltaik-Anlagen nachteilig. Nach dieser Regelung bestünde bei Anlagen unter 30 kW keine Umsatzsteuerpflicht. Der Aufwand zur Erstellung einer Umsatzsteuererklärung entfällt also, aber der Anlagenbetreiber verzichtet auf bares Geld. Denn mit der Umsatzsteuererklärung bekommt der Anlagenbetreiber die Umsatzsteuer, die auf die Anlagenkosten entfällt, vom Finanzamt zurückerstattet. Um die auf die Investitions- und Betriebskosten entfallende Umsatzsteuer als Vorsteuer zurückerstattet zu bekommen, muss man über die Betriebsdauer der Anlage jedes Jahr eine Umsatzsteuererklärung beim Finanzamt abgeben. In einem Papier des Bundesfinanzministeriums heißt es dazu: »... gilt im Einvernehmen der Länder Folgendes: Soweit der Betreiber einer EEG-Anlage

zur Stromgewinnung den erzeugten Strom ganz oder teilweise, regelmäßig und nicht gelegentlich in das Stromnetz einspeist, dient diese Anlage ausschließlich der nachhaltigen Erzielung von Einnahmen aus der Stromerzeugung ... und begründet die Unternehmereigenschaft« [53]. Der Photovoltaik-Anlagen-Betreiber muss dem Netzbetreiber mitteilen, dass die Einspeisevergütung zuzüglich Umsatzsteuer erfolgen soll. Allerdings muss diese auf die Einspeisevergütung entfallende Umsatzsteuer an das Finanzamt abgeführt werden.

Wie der Eigenverbrauch von Solarstrom umsatzsteuerrechtlich zu behandeln ist, war bis zur Drucklegung des Buches nicht abschließend geklärt. Basis könnte der EEG-Einspeisevergütungssatz sein oder die Selbstkosten der Solarstromerzeugung. Letztere würden sich aus der Abschreibung und den Betriebskosten der Anlage, umgelegt auf die im jeweiligen Jahr erzeugten Kilowattstunden, errechnen.

Abhängig ist Umsatzsteuerpflicht außerdem von der Zuordnung der Photovoltaikanlage zum Unternehmensvermögen oder der Nutzung der Kleinunternehmerregelung. Bei letzteren könnte die Umsatzsteuerpflicht entfallen, dann bekommt der Anlagenbetreiber die Umsatzsteuer für die Investitionskosten der Anlage aber nicht erstattet. Mehrere Artikel zur steuerlichen Behandlung sind in der DGS-Zeitschrift Sonnenenergie erschienen. Die Artikel sind im Onlinearchiv www.sonnenenergie.de abgelegt.

Wie ist es mit der Einkommensteuer?

Wer seine Photovoltaik-Anlage unternehmerisch, also mit Gewinnerzielungsabsicht betreibt, muss in seiner Einkommensteuererklärung eine Gewinnermittlung durchführen. Als Gewinn wird in diesem Zusammenhang ein Totalgewinn verstanden. Ein Totalgewinn liegt vor, wenn über 20 Jahre Betriebsdauer die Summe der Einspeisevergütung höher ist als alle Ausgaben. Dazu zählen neben den Investitionskosten alle Betriebskosten sowie die Kapitalkosten (Zins). Die Anlage wird als private Liebhaberei eingestuft und nicht besteuert, wenn keine Aussicht auf Gewinn besteht. Gerade wenn eine Photovoltaik-Anlage nur geringe Gewinne abwirft, kann die Einordnung als gewerbliche Tätigkeit für den Anlagenbetreiber sinnvoll sein. Während sich durch die anfänglichen Verluste die Einkommensteuer reduziert, verursachen die späteren Gewinne wegen der Abdiskontierung nur geringe Steuern. Noch dazu kann durch einen später geringeren Einkommenssteuersatz (zum Beispiel durch den Eintritt ins Rentenalter) dieser Vorteil verstärkt werden. Durch eine Einnahmen-Ausgaben-Aufstellung kann das jährliche Betriebsergebnis ermittelt werden. Somit sollte der Anlagenbetreiber alle Belege sammeln, die die Photovoltaik-Anlage betreffen. Die Investitionskosten werden entsprechend der gewählten Abschreibungsart berücksichtigt. Als bewegliche abnutzbare Wirtschaftsgüter nach Einkommensteuergesetz (EStG) können Photovoltaik-Anlagen linear oder degressiv über 20 Jahre abgeschrieben werden. Bei einer linearen Abschreibung wird jedes Jahr ein Zwanzigstel der Netto-Investitionskosten abgeschrieben. Bei der degressiven Abschreibung darf der Abschreibungssatz maximal 10 % betragen. Das bedeutet, dass im ersten Jahr 10 % der Investitionskosten abgeschrieben werden und im Jahr darauf 10 % von dem Restwert (also 10 % von 90 %) usw. Sobald der degressive Abschreibungsbetrag kleiner ist als der Betrag, der sich bei linearer Abschreibung des Restwertes über die Restlaufzeit ergibt, kann linear abgeschrieben werden. Darüber hinaus kann unter Umständen bei neuen Gewerbetreibenden die Sonderabschreibung bis zu 40 % nach § 7g EStG genutzt werden. Das würde u.U. bei Arbeitnehmern zutreffen, die eine Photovoltaik-Anlage betreiben. Allerdings müsste eine Ansparrücklage im Jahr vor der Inbetriebnahme gebildet werden.

Muss Gewerbesteuer entrichtet werden?

Eine Gewerbeanmeldung für den Betrieb einer privaten Photovoltaik-Anlage ist meist nicht erforderlich. Bei großen Anlagen oder gewerblichen Beteiligungsanlagen muss sie allerdings erfolgen. Bei Anlagen, die jährliche Überschüsse über 24 500 Euro (= Gewerbesteuer-Freibetrag nach § 11 Abs. 1 GewStG) erbringen, wird der Anlagenbetreiber zur Gewerbesteuer veranlagt. Gewerbesteuer wird also nur bei sehr großen Anlagen fällig.

9.5 Risiken versichern

Reicht die Gebäudeversicherung aus?

Eine Photovoltaik-Anlage stellt zwar eine risikoarme Technik dar, trotzdem ist es im Hinblick auf den hohen Wert einer Photovoltaik-Anlage und auf die lange Betriebszeit sinnvoll, die Anlage gegen Schäden zu versichern. Wenn die Anlage fremdfinanziert wurde und die Stromerlöse für die Tilgung eines Kredites benötigt werden, sollte die Anlage unbedingt über ausreichenden Versicherungsschutz verfügen. Oft gehen Anlagenbetreiber davon aus, dass die Anlage durch die Gebäudeversicherung abgedeckt ist. Bei vielen Versicherern werden Schäden an der Photovoltaik-Anlage im Rahmen der Wohngebäudeversicherung abgedeckt. Allerdings sollte auf jeden Fall der Versicherer informiert werden. Meist wird die Anlage auf ein bestehendes Gebäude nachgerüstet. Also muss der Wert des Gebäudes neu berechnet werden und die Versicherungsprämie erhöht sich entsprechend der Wertsteigerung. Man sollte sich vom Versicherer schriftlich bestätigen lassen, welche Schäden an der Photovoltaik-Anlage die Gebäudeversicherung übernimmt. Zumeist sind in der Hausratversicherung nur Schäden durch Feuer, Einbruchdiebstahl, Leitungswasser, Sturm und Hagel versichert. Oft reicht diese Variante für kleine Anlagen bis höchstens 5 kWp aus, sofern der Betreiber zugleich Hauseigentümer ist. Bestimmte Schäden durch Überspannung, Vandalismus oder Konstruktionsmängel sind dadurch nicht abgedeckt, zudem liegt die Beweislast beim Versicherungsnehmer. Ebenso werden aus Schadensfällen resultierende Ertragsausfälle nicht ersetzt.

Was bieten Solaranlagenversicherungen?

Die speziellen Solaranlagenversicherungen gehen weit über das Standardangebot der Gebäudeversicherung hinaus. Zusätzliche Risiken wie Diebstahl und Vandalismus sind ebenso enthalten wie Bedienungsfehler und Ertragseinbußen im Schadensfall. Sie stellen Allgefahrenversicherungen dar, die den Großteil möglicher Schäden abdecken. Im Gegensatz zur Hausratversicherung liegt bei der Allgefahrenversicherung die Beweislast beim Versicherer und alle Gefahren, bis auf die vom Versicherer aufgeführten Ausschlüsse, werden versichert. Ausgeschlossen werden meist Krieg und kriegsähnliche Ereignisse, Streik und Arbeitsunruhen, Kernenergie, Erdbeben (je nach Versicherer) und Beschlagnahme.

Üblicherweise sind folgende Schäden versichert:

- Naturgewalten wie Erdbeben, Erdsenkung, Erdrutsch, Hochwasser, Überschwemmung, Sturm, Frost, Hagel, Schneedruck, Brand, Blitzschlag, Explosion und Löschen bei diesen Ereignissen,
- Feuchtigkeit, Leitungswasser, Überspannung (indirekte Blitzeinwirkung),
- Kurzschluss, Netzrückwirkung,
- Konstruktions-, Material- und Ausführungsfehler,

- Bedienungsfehler durch Ungeschicklichkeit und Fahrlässigkeit des Betreibers,
- Versagen von Mess-, Regel- und Sicherungseinrichtungen,
- Diebstahl sowie Böswilligkeit, Sabotage und Vandalismus durch Dritte.

Ersetzt werden im Schadenfall alle Kosten, die erforderlich sind, um die Anlage wieder in den Neuzustand zu versetzen. So sind neben den Reparaturkosten auch die Nebenkosten wie Gerüst-, Maurer-, Dachdecker- oder Entsorgungskosten sowie der Ertragsausfall mitversichert. Üblicherweise wird der Ertragsausfall als Pauschalbetrag pro Ausfalltag erstattet. Sinnvoll ist eine Klausel im Versicherungsvertrag, wonach der Ertragsausfall auch dann erstattet wird, wenn der Wechselrichter auf Garantie oder Gewährleistung getauscht wird. Denn oft erhält der Betreiber vom Hersteller keinen Ersatz, weil Folgeschäden aus Garantie- und Gewährleistungsfällen nicht übernommen werden. Die Ersatzpflichtigkeit des Ertragsausfallschadens teilt immer das Schicksal des Sachschadens, d.h. wenn der Sachschaden nicht ersatzpflichtig ist, dann ist es der Ertragsausfall auch nicht [54]. Da die Versicherer unterschiedliche Leistungen und Prämien anbieten, empfiehlt sich ein Vergleich.

Haftpflichtversicherung nicht vergessen!

Für einen durch den Betrieb der Photovoltaik-Anlage verursachten Fremdschaden ist eine Haftpflichtversicherung notwendig. Sie deckt berechtigte Schadensersatzforderungen Dritter und eventuell entstehende Gutachter- und Gerichtskosten ab. Ein solcher Schaden könnte zum Beispiel entstehen, wenn ein vom Dach herabfallendes Solarmodul einen Menschen verletzt oder Sachen beschädigt. Deshalb sollte jeder Anlagenbetreiber eine Haftpflichtversicherung abschließen oder die Anlage in einen bestehenden Vertrag einbeziehen. Ist der Betreiber Eigentümer des Gebäudes, kann die Photovoltaik-Anlage in die bestehende Gebäude-Haftpflichtversicherung einbezogen werden. Besteht keine derartige Versicherung, so kann er versuchen, die Risiken über seine Privathaftpflichtversicherung mit abzudecken. Selbst während der Bau- und Installationsphase haftet zuerst der Bauherr für alle entstehenden Fremdschäden, auch wenn er die Forderungen vom beauftragten Unternehmen zurückverlangen kann. Schon vor Beginn der Arbeiten sollte geklärt sein, ob sich diese Risiken innerhalb der bestehenden Privat- oder Gebäudehaftpflicht abdecken lassen oder separat versichert werden müssen. Eine Betreiberhaftpflicht würde diese Risiken auf jeden Fall abdecken. Eine solche Versicherung sollte bei Anlagen auf Fremdgebäuden sowie bei Groß- und Freiflächenanlagen abgeschlossen werden.

10 Trends und neue Technologien

Eine Zeit lang konnte man bei der Photovoltaik den Eindruck gewinnen, dass die Fortschritte nur noch in eine Richtung laufen: hin zu einer rationellen, voll automatisierten (Groß-)Serienproduktion mit entsprechenden Qualitätsstandards und all den damit verbundenen Chancen für Produktqualität und Kostendegression. Der Eindruck täuschte nicht – mit neuen, modernen Produktionsstätten für Solarsilizium, Solarzellen und Solarmodulen wurde die Fertigungskapazität weltweit enorm ausgeweitet. Auch die Systemtechnik-Hersteller konnten umgehend auf die gesteigerte Nachfrage reagieren. Und trotz dieser zahlreichen unternehmerischen Aktivitäten zeichnen sich jetzt viele Innovationen ab, die den aktuellen Erfolg der nach wie vor jungen, dynamischen Photovoltaik-Branche weiter beschleunigen könnten.

10.1 Neue Zelltechnologien

Hauptziel von Forschung und Entwicklung ist es, über sinkende Produktionskosten Solarstrom konkurrenzfähig zu Strom aus fossilen Energieträgern zu machen. Dabei bieten sich folgende Wege an: Material- und Energieverbrauch senken, Wirkungsgrad steigern und effektivere Herstellungsprozesse umsetzen. In Zukunft werden aber auch zunehmend Produkteigenschaften wie Verarbeitung, Form, Farbe und Flexibilität an Bedeutung gewinnen.

Entwicklung bei den kristallinen Siliziumtechnologien: Effizienter und dünner

Die kristallinen Silizium-Solarzellen werden immer dünner. Waren die Wafer anfangs 300 µm dick, bleiben sie heutzutage unter 180 µm, dadurch wird teures Silizium eingespart. Die Entwickler arbeiten an Solarzellen mit Silizium-Wafern, die nur noch 30 bis 50 µm dünn sind. Mehrere Verfahren zur Herstellung solch dünner Wafer sind im Erprobungsstadium.

Forscher am Fraunhofer ISE arbeiten an der Abtrennung von mikrometerdicken Wafern mittels Lasertechnologie. Dazu wird der Laserstrahl von Kalilauge gebündelt. Der Siliziumblock erhitzt sich dabei so stark, dass Schnitte hindurch geätzt werden können [55]. Mit angepassten Zellstrukturen wie Passivierung und Lichtfallen können sogar höhere Wirkungsgrade trotz dünnerer Zellen erreicht werden. Das Handling und die Kontaktierung der hauchdünnen Zellen stellt noch eine technologische Herausforderung bei der industriellen Weiterverarbeitung dar. Solarworld und das belgische Forschungsinstitut IMEC präsentierten auf der Europäischen PV-Konferenz 2012 Solarzellen mit über 19 % Wirkungsgrad, die auf nur 100 µm dicken Wafern basieren. Dabei wurden die Zellen mit industrietauglichen Prozessen produziert [56].

Ein Weg zu höheren Wirkungsgraden ohne aufwendige Zellkonzepte wie Rückkontaktierung oder Float-Zone-Verfahren ist die Optimierung vieler technologischer Details wie zum Beispiel Texturierung, dinnere Kontaktierung, Selektive Emitter, Passivierung etc. – so konnten chinesische Forscher den Wirkungsgrad von monokristallinen Standardsolarzellen auf 18,8 % erhöhen [57].

Die amerikanische Firma Tetrasun (inzwischen First Solar) entwickelte auf n-dotierten Wafern basierende cSi-Solarzellen mit sehr dünnen, im Tintenstrahlverfahren gedruckten Kupferkontakte. Vorteilhaft dabei ist der Verzicht auf teure Silberkontakte, die sonst Standard sind. Nicht zuletzt durch den Einsatz von guten passivierten Zelloberflächen, hergestellt durch chemische Gasphasenabscheidung (PECVD), wurde ein Wirkungsgrad von fast 21 % erreicht.

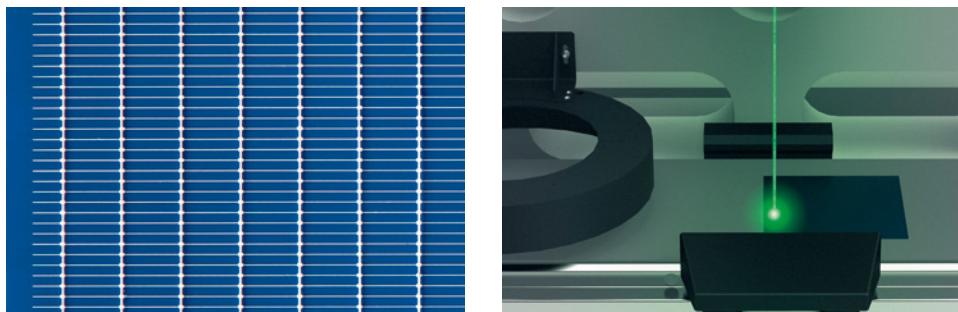


Abb. 124: Links: Gitterförmige Zellkontaktestruktur (Multibusbar), rechts: Punktformige Laserkontaktestruktur

Mit Standardverfahren in der Zellproduktion hocheffiziente polykristalline Zellen mit Wirkungsgraden bis 19 % zu erreichen, das verspricht der Einsatz von Siliziumgranulat als Basismaterial, wie es Siliziumhersteller (z. B. Wacker und REC) zunehmend anbieten.

Das deutsche Technologieunternehmen Schmid stellte 2012 seine Multibusbar-Technologie vor. Diese gitterförmige Zellkontaktestruktur kommt ohne die breiten Busbars aus Silber aus, sodass der Silberverbrauch um ca. 75 % sinkt. Die geringere Verschattung durch die Kontaktierung bewirkt eine Wirkungsgradsteigerung um ca. 0,6 %. Höhere Wirkungsgrade werden auch durch Rückseitenpassivierung erreicht, die die Rekombination verhindert und langwellige Strahlung wie ein Spiegel in die Zelle zurück wirft. Um die Kontaktierung zu erreichen, muss allerdings die Passivierungsschicht punktförmig mit dem Laser geöffnet werden.

Entwicklung bei Dünnschicht-Technologien

Da der Wirkungsgrad von mikromorphen Dünnschichtsiliziummodulen sich nicht im erwarteten Umfang verbessern ließ, sind viele Hersteller aus der Produktion ausgestiegen. Einige Hersteller fahren noch die Produktion mit geringer Kapazität weiter und widmen sich verstärkt der Forschung und Entwicklung. Ein Weg zu höheren Wirkungsgraden ist die optische Optimierung der vorderseitigen transparenten Elektrode (TCO-Schicht) und der Rückkontakteschicht: mittels Ausnutzung von Interferenzeigenschaften und Reflexion wird versucht, den Stapelzellen die Solarstrahlung angepasst an ihr Absorptionsspektrum anzubieten.

CIS-Zellen haben im Labor mit 20 % den höchsten Wirkungsgrad unter den Dünnschicht-Technologien erreicht, allerdings nur bei relativ kleinen Zellen. In der Produktion erweist es sich als schwierig, homogene CIS-Zellschichten auf größere Modulflächen abzuscheiden. Allerdings erreicht CIS-Marktführer Solar Frontier mit seinen Modulen in der Produktion einen Wirkungsgrad von 13 %. Der CdTe-Marktführer First Solar stieg 2013 in die Produktion von kristallinen Solarmodulen ein. Das könnte ein Zeichen dafür sein, dass das Kostenreduktionspotenzial neuer CdTe-Produktionslinien nicht mehr mit der kristallinen Siliziumtechnologie mithalten kann.

Farbstoffzellen und organische Solarzellen

Ein bereits 1991 von dem Schweizer Professor Michael Grätzel vorgestellter neuartiger organischer Solarzellentyp könnte sich in Zukunft zur preisgünstigsten Alternative zur Siliziumtechnologie entwickeln. Grundmaterial ist der Halbleiter Titandioxid in einer Elektrolytlösung. Die Farbstoffzelle funktioniert jedoch nicht auf der Basis eines pn-Halbleiterübergangs, sondern



■ Abb. 125: Kunststoffsolarzelle

absorbiert das Licht in einem organischen Farbstoff, ähnlich wie die Pflanzen mit dem Farbstoff Chlorophyll durch Photosynthese Energie aus Sonnenlicht gewinnen. Organische Solarzellen auf Kunststoffbasis zeigen im Vergleich zu Farbstoffzellen deutliche Vorteile bei der Herstellung und Langzeitbeständigkeit. So wird kein Platin als Kontaktmaterial benötigt und eine Elektrolytlösung ist ebenfalls nicht erforderlich. 2013 wurde der höchste Wirkungsgrad von 12 % mit einer sehr kleinen Kunststoffsolarzelle von $1,1 \text{ cm}^2$ von der Deutschen Firma Heliatek erreicht. Diese organischen Tandemsolarzellen werden bei niedrigen Temperaturen von ca. 120°C in Vakuumabscheidung von kleinen Molekülen (Oligomere) in einem Rolle-zu-Rolle-Prozess auf einer 30 cm breiten, durchsichtigen Kunststofffolie hergestellt. Erste Anwendungen mit integrierten Heliatek-Solarfolien sollen voraussichtlich Ende 2013 auf den Markt kommen.

Allerdings können die Zellen geringe Einstrahlungsstärken relativ gut nutzen. Anders als bei kristallinen Zellen steigt der Wirkungsgrad bei hohen Temperaturen sogar an. Anwendungsmöglichkeiten liegen daher im Bereich der Kleingeräte für Innenräume. Der Haupteinsatzbereich wird von den Herstellern auch in der Stromversorgung von Elektronik-Kleingeräten (Handy, Notebooks etc.) gesehen. Hauptproblem der organischen Solarzellen ist allerdings die Langzeitstabilität: der Wirkungsgrad bricht nach einigen Jahren zusammen. Insofern sind organische Solarzellen bisher nicht für Architekturanwendungen geeignet.

10.2 Trends bei Solarmodulen

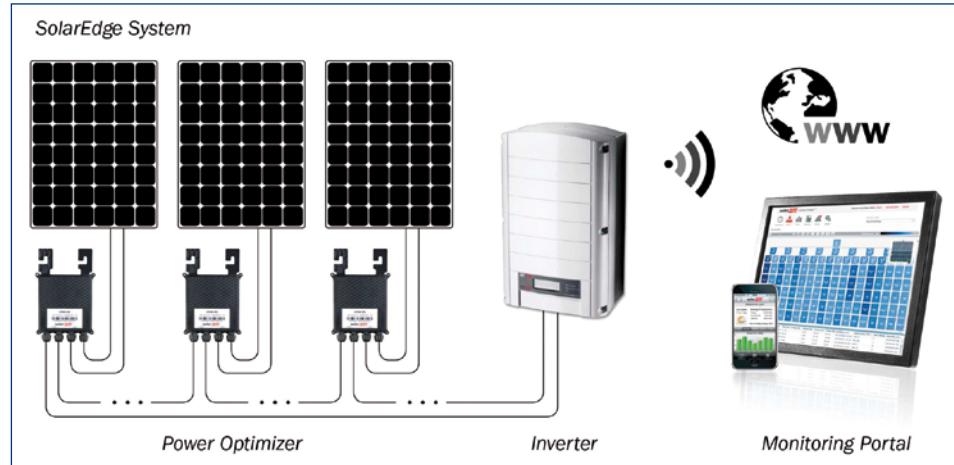
Verstärkt wenden sich Modulhersteller wieder der Gebäudeintegration zu. Insbesondere Module zur In-Dach-Montage kommen von verschiedenen Herstellern auf den Markt. Dabei wird auf einfache Montage und gute Dacheinbindung Wert gelegt. Die In-Dach-Module werden mit Kunststoffrahmen aus Polyurethan-Elastomer angeboten. So wird neben einem besseren Design auch eine gute Verschindlung, Dacheinbindung sowie Hinterlüftung gewährleistet. Nebeneffekt ist die positivere Ökobilanz im Vergleich zu Aluminiumrahmen.

Für Solarzellen wird zunehmend thermoplastisches Polyurethan als Ersatz für das Standard-Verkapselungsmaterial EVA (Ethylen-Vinyl-Acetat) eingesetzt. Vorteile dieses neuen Materials sind eine deutlich geringere Zyklonzeit beim Laminieren der Module, die Möglichkeit, vakuumfrei zu laminieren sowie die Wiederaufschmelzbarkeit des Zellverbundes. Die sonstigen Eigenschaften sind denen von EVA ähnlich, darüber hinaus zeigt das Material geringere Vergilbungsscheinungen unter UV-Strahlung – ein klarer Vorteil für den Einsatz in sonnenreichen Regionen der Erde.

Zunehmend werden wieder kristalline Doppelglasmodule als Standardmodule produziert. Dabei kommen sehr dünne verlustarme Frontgläser von zum Beispiel 2,6 mm Dicke zum Einsatz. Durch das Rückseitenglas im EVA-Verbund kann dann eine höhere mechanische Belastbarkeit von 7,7 kN/m² (entspricht 5,3 kN/m² mehr als der IEC61215-Test) erreicht werden. Seit 2012 produziert der deutsche Hersteller Centrosolar ein entsprechendes Modul. Durch die langzeitbeständige Glasverkapselung wird eine lange Lebensdauer erreicht, sodass der Hersteller 15 Jahre Produktgarantie und 26 Jahre Leistungsgarantie gewährt. Neben Anwendung in der klassischen Auf-Dach-Montage ist das Modul insbesondere für die In-Dach-Montage geeignet und erfüllt Anforderungen der Technischen Regeln für die linienförmig gelagerte Verglasung (TRLV).

Smarte Solarmodule

Ob die Entwicklung zu Smart-Solarmodulen ein internationaler Trend wird, ist noch offen. Firmen wie SolarEdge oder Tigo-Energy integrieren in die Modulanschlussdose einen MPP-Regler (Leistungsoptimierer genannt) und andere Zusatzelektronik zur Betriebsdatenüberwachung oder für diverse Schutzfunktionen, zum Beispiel gegen Lichtbogenbildung im Brandfall oder bei Diebstahl. Vorteilhaft ist die hohe Verschaltungstoleranz, die Reduktion der Mismatch-Verluste der Module und Flexibilität im PV-Generatorenraum: so können unterschiedliche Anzahlen von Modulen in Strängen sowie verschiedene Modultypen und unterschiedlich ausgerichtete Module miteinander verschaltet werden. Modulwechselrichter bieten ebenfalls diese Funktionen und übernehmen die Umformung in Wechselstrom gleich mit. In der Vergangenheit kamen Modulwechselrichter nur äußerst selten zum Einsatz. Die Gründe dafür lagen in niedrigeren Eurowirkungsgraden von knapp über 90 %, in hohen spezifischen Kosten sowie in Alterungsproblemen wegen der hohen Temperaturbelastung der Geräte auf der Rückseite der Module. Die Hersteller arbeiten verstärkt an der Erhöhung von Wirkungsgrad, Lebensdauer und Fehlersicherheit ihrer Geräte. Erste Markengeräte mit 96 % Kalifornischem Wirkungsgrad und 25 Jahren Herstellergarantie kamen 2011 auf den Markt. Ein stärkeres Marktwachstum von Modulwechselrichtern kann einsetzen, wenn die Preisunterschiede zu den leistungsstärkeren Wechselrichtern weiter sinken. Wegen erhöhter Brandschutzanforderungen bei PV-Anlagen an Gebäuden kam es in den USA seit 2011 zu einer signifikanten Zunahme von modulorientierter Systemtechnik wie Modulwechselrichter beziehungsweise Leis-



■ Abb. 126: Leistungsoptimierer für Smarte Solarmodule

tungsoptimierer. Entscheidend wird sein, ob sich Smartmodule über die lange Betriebszeit von 20 Jahren bewähren. Das setzt insbesondere robuste und langzeitbeständige Elektronik voraus.

10.3 Neue Wechselrichter- und Anlagenkonzepte

In den letzten Jahren stieg der Wirkungsgrad von Wechselrichtern, insbesondere von trafenlosen Geräten, bis auf 98,5 % an. Eine weitere Steigerung des Wirkungsgrads auf 99 % wurde schon im Labor des Forschungsinstitutes ISET Kassel erreicht. Möglich wurde dies durch den Einsatz teurer, hocheffizienter Siliziumkarbid-Halbleiter für die Leistungsbrücke der Wechselrichter, wie sie bisher vor allem in der Weltraumtechnik zum Einsatz kommen. Erste Seriengeräte mit Siliziumkarbid-Halbleiter sind 2012 auf den Markt gekommen.

Aber nicht nur der Spitzewirkungsgrad der Geräte kann sich sehen lassen, immer mehr Wechselrichter besitzen einen hervorragenden Wirkungsgrad über einen weiten Leistungs- und Spannungsbereich. Die Eurowirkungsgrade erreichen Werte bis 98 %, sodass Betriebswirkungsgrade bis 97,5 % erreichbar scheinen. Es wurden Regelalgorithmen entwickelt um auch in jedem Verschattungsfall den optimalen MPP-Arbeitspunkt zu finden. Die Entwicklung von kostengünstigen Geräten mit hohen Wirkungsgraden führte zu Dreiphasengeräten auch im kleinen Leistungsbereich. Es ist ein Trend zur Flexibilität, Modularität und Funktionalität bei den Wechselrichtern zu beobachten. Modularisierung in der Wechselrichtertechnik bedeutet, dass mehrere Geräte jeweils kleiner Leistung mit jeweils unabhängigen MPP-Trackern zur gewünschten Leistung gebündelt werden. Dadurch wird eine Flexibilität der Wechselrichter in Bezug auf das Anlagenkonzept und die verwendeten Solarmodule erreicht. Neben der zum Standard gewordenen Betriebsdatenerfassung und Datenkommunikation bieten einige Geräte Möglichkeiten zur automatischen Betriebszustandsprüfung, zur Anlagenüberwachung, zur Fehlererkennung beziehungsweise zur Messung der Kennlinie des PV-Generators. Neuerdings ist es möglich, Betriebsdaten auf Smartphone oder Tablet-PC zu übertragen und mittels Apps auszuwerten.

10.4 Auf dem Weg zum virtuellen Kraftwerk und zur solaren Mobilität

Photovoltaik-Anlagen tragen momentan mit knapp 4,5 % zur deutschen Stromversorgung bei. Für die Integration in das bestehende Stromnetz ist das also kein Problem. Zudem passt die zeitliche Charakteristik der solaren Stromerzeugung gut zum realen Strombedarfsverlauf, sodass Photovoltaik-Anlagen einen Teil des Spitzenstrombedarfs decken können. Wenn die Photovoltaik langfristig einen nennenswerten Anteil der Stromversorgung übernehmen soll, dann ist bei heutigem Stand der Technik die maximale Photovoltaik-Leistung aus Gründen der Netzqualität begrenzt. Eine Möglichkeit ist die Steuerung der Blindleistungsflüsse und der Frequenzhaltung durch die dezentralen Einspeiser: Dies übernehmen heute schon viele Wechselrichter selbsttätig mit geeigneten Regelungssystemen. Seit 2012 ist die Blindleistungs- und Frequenzreglung bei Wechselrichtern nach der VDE-AR-N 4105 gefordert. Dabei kann auch eine spannungsabhängige Blindleistungsreglung umgesetzt werden. Leider werden bisher nur selten bidirektionale Netzschnittstellen eingesetzt, sodass im Nieder- oder Mittelspannungsnetz kaum Netzreglung durch die Netzbetreiber erfolgt. Der Einsatz von »Smart Grid« Netzschnittstellen wird in Zukunft das Netzmanagement im Mittel- und Niederspannungsnetz ver-

einfachen. Aus den vielen dezentralen Photovoltaik-Anlagen könnte ein riesiges virtuelles Kraftwerk entstehen, das vom Netzbetreiber im Hinblick auf optimierte Netzqualität gesteuert werden kann. Der Einsatz von Kurzzeitspeichern in Netzknotenpunkten oder der Ausbau des Verteilungsnetzes wären weitere Lösungen, um die Leistungsfähigkeit zur Aufnahme dezentraler Energieerzeuger zu erhöhen.

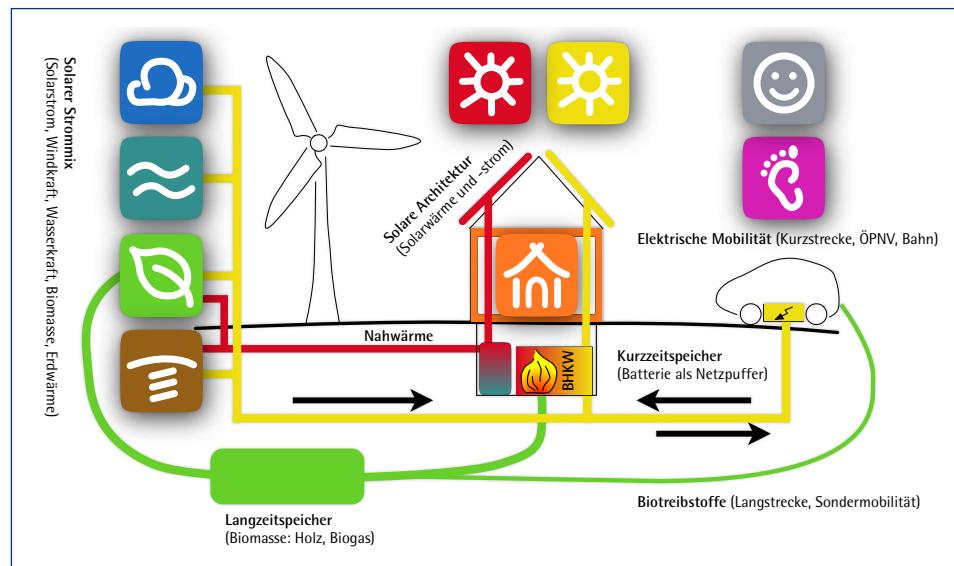
Speicher und Elektromobilität

Je größer der Solar- und Windstromanteil im Stromnetz wird, umso wichtiger wird die Regelung und Speicherung der Energiemengen. Zur Kurzzeitspeicherung (Stunden, Tage, Wochen) werden insbesondere Lithium-Ionen-Akkumulatoren weiterentwickelt. Sie werden zunehmend in Haushalten eingesetzt, um den Eigenverbrauch von Solarstrom zu steigern.

Für einen höheren Eigenverbrauch bietet die Kombination mit den demnächst auf den Markt kommenden Elektroautos interessante Entwicklungsmöglichkeiten. Die in diesen eingesetzten Akkumulatoren können als Energiepuffer für Solarstrom genutzt werden. Die Entwicklungen im Bereich Lithium-Batterien mit hoher Speicherkapazität und Zyklenlebensdauer, die im Automobilsektor vorangetrieben werden, bieten die Möglichkeit, diese Speichersysteme mit akzeptablen Kosten in das Energienetz einzubinden und so Speichermöglichkeiten für den fluktuierenden Strom aus Erneuerbaren Energien zu nutzen.

Der BDEW schätzt die volkswirtschaftlichen Kosten von dezentralen Speichern (Elektroautos) im Vergleich zu konventionellen Speichern mittels Pumpspeicherwerken usw. als geringer ein. »Die Elektromobilität ... bietet wesentliche Energieeffizienzvorteile und dadurch auch große CO₂-Einsparpotenziale. Und sie kann die Stromnetzstabilität verbessern, da sie potentielle Speichervolumina für die steigenden fluktuierenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien bietet« [58].

Die Bundesregierung setzt sich dafür ein, dass Deutschland ein Leitmarkt für Elektromobilität wird. Sie strebt das Ziel an, dass bis 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Stra-

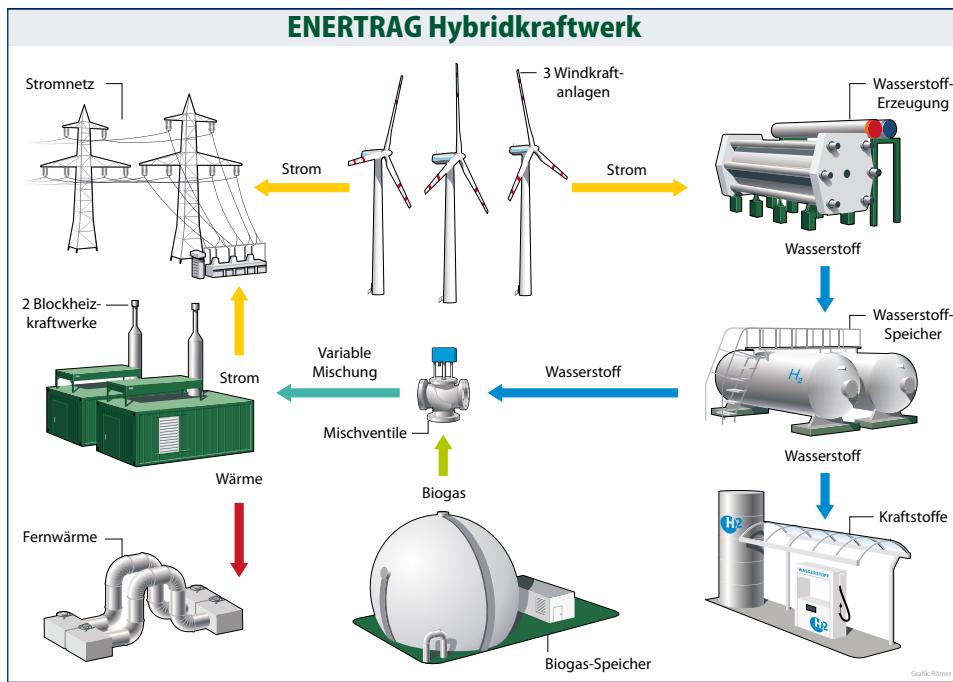


■ Abb. 127: Elektromobile bieten den Erneuerbaren Energien gute Speichermöglichkeiten.

ßen fahren und wichtige Ballungsgebiete über eine flächendeckende Ladeinfrastruktur verfügen. Die Elektromobilität kann zu Klimaschutz, zu verbesserter NetzinTEGRATION von erneuerbaren Energien und zu einer Verminderung lokaler Emissionen beitragen [59].

Weiterführende Informationen zum Thema Elektromobilität und Erneuerbare Energien finden Sie auch beim DGS-Fachausschuss »Solare Mobilität« unter <http://www.dgs.de/solarmobil-hintergrundinfos.0.html>.

Wenn der überwiegende Teil der Stromversorgung aus Wind und Sonnenstrom erfolgt, könnten saisonale Speichertechnologien notwendig werden. Bei der saisonalen Speichertechnologie »Power-to-Gas« wird Regenerativstrom benutzt, um Wasserstoff bzw. Methan herzustellen. Vorteil von Methan ist, dass es bei Bedarf ins konventionelle Gasnetz eingespeist werden kann. In Gaskraftwerken kann mit dem gespeicherten Methan wieder Strom erzeugt werden, dabei kann die vorhandene Infrastruktur benutzt werden. Noch ist diese Umwandlung von elektrischer in chemische Energie teuer, und die Wirkungsgrade sind noch zu gering. Wenn hier Verbesserungen erreicht werden, ist diese Speicheroption gut realisierbar, da die notwendige Infrastruktur (Gasleitungen und -Speicher) bereits in ausreichendem Maße vorhanden ist. Dezentrale Einheiten mit einigen 100 kW Leistung in Kombination mit Biogasanlagen erscheinen hierbei kostengünstiger als zentrale großindustrielle Lösungen.



■ Abb. 128: Power-to-Gas-Speichertechnologie

10.5 Weitere Trends

Moderne Montagesysteme sind flexibel, bezogen auf den Modultyp, bieten Stabilität und Langlebigkeit sowie Montageerleichterungen mit Steck- oder Klicksystemen. Für den Bereich der Gebäudeintegration werden zunehmend standardisierte Lösungen entwickelt. So bietet der Fassadenhersteller R+P ein Pfosten-Riegel-System für PV-Module an, in dem die Kabel in dem Fassadensystem geschützt geführt werden. Das vermeidet ein aufwendiges Durchlöchern des Fassadensystems, um die Kabel zu führen, oder eine sichtbare Verkabelung.

Neue Vertriebs- und Servicekonzepte für Solaranlagen sind auf dem Vormarsch: So ist inzwischen eine Ertragsgarantie erhältlich, bei der das Risiko von zu geringen Energieerträgen zumindest teilweise auf den Systemanbieter oder eine Versicherung verlagert wird. Auch ist es möglich, Photovoltaik-Anlagen zu leasen. Voraussetzung für diese neuen Dienstleistungen sind geeignete Überwachungs- und Wartungskonzepte für die Anlage. Hierzu werden immer mehr Web-basierte Dienstleistungen angeboten. Neben der Betriebsdatenüberwachung gibt es zunehmend auch Systeme für automatische Störungs- oder Fehlermeldung, für technische und wirtschaftliche Betriebsführung, insbesondere von größeren Solaranlagen. Das Institut für Energiedatenmeteorologie arbeitet an der Solarleistungsvorhersage für die bessere Netzintegration für Solarstrom. Bei der Kurzzeitvorhersage wurde eine ähnliche Genauigkeit wie bei der Windleistungsvorhersage erreicht. Diese wird schon seit Jahren von den Netzbetreibern genutzt, um das Stromnetz bei fluktuierenden Energiequellen optimiert zu regeln [60].

11 Zitierte Literatur und Abbildungsverzeichnis

11.1 Zitierte Literatur

Weite Teile dieses Buches basieren auf:

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V., Berlin. Landesverband Berlin Brandenburg (Hrsg.): **Photovoltaische Anlagen. Leitfaden für Elektriker, Dachdecker, Fachplaner, Architekten und Bauherren.**

2012. Ca. 750 S. + DVD, 5. Aufl., ISBN 978-3-9805738-6-3, 98,00 Euro

Vertrieb: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V., Landesverband Berlin Brandenburg
dgs@dgs-berlin.de, www.dgs-berlin.de

- [1] Kaltschmidt, M.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potenziale und Kosten. Berlin: Springer, 1993. 370 S., ISBN 978-3-540566-31
- Nitsch, J. (Projektltr.); Fischbeck, M. (Projektltr.): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin (Hrsg.). Okt. 1999. 629 S., UFOPLAN 29897340
- Quaschning, V.: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2000. 198 S., ISBN 3-318-343706-6. Fortschritt-Berichte VDI. Reihe 6. Nr. 437
- Deutscher Bundestag, Bonn (Hrsg.): Endbericht der Enquete-Kommission »Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung«. 2002. Drucksache 14/9400. S. 271
- International Energy Agency (IEA), Paris (France) (Hrsg.); Nowak Energy & Technology (NET) Ltd., St. Ursen (Schweiz) (Hrsg.): Potential for Building Integrated Photovoltaics. Summary. Juli 2002. 11 S., Report IEA-PVPS T7-4 (Summary)
- Ecofys Germany GmbH, Köln (Hrsg.): Ecofys setzt Impuls für klimafreundlichen, solaren Städtebau und ermittelt Potenziale für Nutzung von Solarenergie in Deutschland. Presseinformation. August 2007.
- Centrosolar Group AG, München. Biohaus (Hrsg.): Hausinterne Flächenermittlung vor dem Hintergrund der zusätzlichen Nutzung von flexiblen Modulen. 2008
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Kassel (Hrsg.): Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Ergänzte Fassung vom 29.05.2012
- [2] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg (Hrsg.): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 08.01.2013. Aktuelle Fassung abrufbar unter: www.pv-fakten.de
- [3] trend:research Institut für Trend- und Marktforschung, Köln (Hrsg.): Marktakteure Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung. 2011. 92 S.
- [4] Rust, T.; Kohake, D.; Rossner, M.: Sanyo-HIT: Revolutionäre Technik oder mehr Schein als Sein? In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI) e.V., Regensburg (Hrsg.): 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, 10.–12. März 2004. 2004. S. 395–400
- [5] Pressemitteilung Schmid Group vom 20.12.2011, www.schmid-group.com
- [6] Website der Firma Li-Tec Battery GmbH zum Projekt »Lithium-Elektrizitäts-Speicher-System (LESSY)«, www.li-tec.de/Lessy/
- [7] Quaschning, V.: Einfluss von Strahlungsquellen und Klimaschwankungen auf die Ertragsprognose für PV-Anlagen. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI) e.V., Regensburg (Hrsg.): 24. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, 04.–06. März 2009. 2009. ISBN 978-3-934681-93-4

- [8] Bost, M.; Hirschl, B.; Aretz, A.: Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin (Hrsg.); Greenpeace Energy eG, Hamburg (Hrsg.). 2011. 96 S.
- [9] DIN 1052: Entwurf, Berechnung und Bemessung von Holzbauwerken – Allgemeine Bemessungsregeln und Bemessungsregeln für den Hochbau. Ausgabe 2008-12
- [10] Bau-Überwachungsverein e.V. (BÜV), Berlin (Hrsg.): BÜV-Empfehlung. Tragende Kunststoffteile im Bauwesen. Entwurf, Bemessung und Konstruktion. August 2010. 89 S.
- [11] Böning, C.: Genehmigung von PV-Anlagen. Ein Leitfaden zum Baurecht. Solarenergieförderverein Bayern e.V., München (Hrsg.). 2003. 32 S., 2. Aufl.
- [12] Dirnberger, F.; Lohbihler, I.; Kolmetz, S. u. a.: Genehmigung und Montage von PV-Anlagen. Studie. eta Energieberatung GbR, Pfaffenhofen (Hrsg.). 1998.
- [13] Rümmele, S.: Kirchengemeinden für die Sonnenenergie. Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU), Osnabrück (Hrsg.). 2003. 57 S.
- [14] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Berlin (Hrsg.): Bauregelliste A, Bauregelliste B und Liste C. Ausgabe 2012/2. 2012. 203 S., www.dibt.de
- [15] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Berlin (Hrsg.): Hinweise für die Herstellung, Planung und Ausführung von Solaranlagen. Juli 2012. 9 S. www.dibt.de
- [16] RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e.V., Sankt Augustin (Hrsg.): RAL Gütezeichen Solarenergieanlagen. Gütesicherung RAL-GZ 966. Ausgabe August 2008. 84 S.
Reil, F.; Mathiak, G.; Strohkendl, K. u. a.: Experimental testing of PV-modules under inhomogeneous snow loads. In: 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference 2012, Frankfurt am Main. Proceedings. 2012. p. 3414–3417
- [17] Haselhuhn, R.: Bauregeln für Solartechnik. In: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V., Berlin (Hrsg.): Sonnenenergie. (2012), H. 4, S. 36–38
- [18] Haselhuhn, R.: PV-Anlagen brandschutzwertig planen und errichten. In: ep photovoltaik. (2011), H. 6., S. 54–60
- [19] Kremer, P.: Arcing potential in fuses: missing standards for adequate testing of fuses in PV application. In: International Workshop: Arcing in PV DC-Arrays. Burgdorf (Schweiz), 31. Okt. 2007. (PowerPoint-Vortrag)
- [20] Verband der Sachversicherer, Köln (Hrsg.): Risikoorientierter Blitz- und Überspannungsschutz. Richtlinien zur Schadenverhütung. VDS 2010. Ausgabe 2005-07. Köln: VdS Schadenverhütung Verlag, 2005. ca. 20 S.
- [21] Quaschning, V.; Grochowski, A.; Hanitsch, R.: Untersuchung von Alterungerscheinungen bei Photovoltaikmodulen an der TU Berlin. TU Berlin. Institut für Elektrische Energietechnik. Fachgebiet Erneuerbare Energien (Hrsg.). 1998
- [22] Chianese, D.; Realini, A.; Cereghetti, N. u. a.: Analysis of weathered c-Si PV Modules. In: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), New York City (USA) (Ed.): Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Osaka (Japan), 11–18 May 2003. Vol. 3, p. 2922–2926
Guastella, S.: Vulcano 80 kW Photovoltaic Plant Technology Assessment. More Than 20 Years of Performance Evaluation and Experience. In: WIP-Renewable Energies, München (Ed.): 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference. Dresden, 04–08 Sept. 2006. Proceedings. ISBN 3-936338-20-5, p. 2798ff.
- [23] Vaaßen, W.: Degradation von Solarmodulen. In: Erneuerbare Energien. Jg. 14 (2004), H. 6, S. 56–58
- [24] Kiefer, K.; Hoffmann, V.: Betriebserfahrungen und Messergebnisse von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen in Deutschland – eine Langzeitstudie. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI) e.V., Regensburg (Hrsg.): 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, 10.–12. März 2004. 2004. S. 75–80

- [25] Skoczek, A.; Sample, T.; Dunlop, D. u.a.: Electrical performance results from long-term outdoor weathered modules. In: Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milano, 2007, p. 2458–2466
- [26] Renken, C.; Häberlin, H.: Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen 2 (LZPV2). Schlussbericht. Berner Fachhochschule. Hochschule für Technik und Informatik (HTI). Labor für Photovoltaik, Burgdorf (Schweiz) (Hrsg.). Sept. 2003. DIS 39949
- [27] Häberlin, H.; Renken, C.: Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen, 2. Forschungsbericht. Berner Fachhochschule (BFH), Labor für Photovoltaik, Burgdorf (Hrsg.). 2003
- [28] Häberlin, H.; Schärf, P.: Langzeitverhalten von PV-Anlagen über mehr als 15 Jahre. In: 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz. Tagungsband. Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), Regensburg (Hrsg.). 2010
- [29] Laukamp, H.: Reliability Study of Grid Connected PV Systems. Field Experience and Recommended Design Practice. International Energy Agency (IEA), Paris (Hrsg.). 2002. 31 S.
- [30] Laschinski, J.; Greizer, F.; Irme, S.: Qualitätssicherung von PV-Wechselrichtern – 20 Jahre Felderfahrung mit PV-Anlagen im Netzparallelbetrieb. In: 27. Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI) e.V., Regensburg (Hrsg.): 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie. 2012
- [31] Frei, R.; Meier, C.: 6 Dünnfilm-Technologien in 3 verschiedenen BIPV-Varianten – Erste Resultate des Performance-Tests unter realen Bedingungen. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI) e.V., Regensburg (Hrsg.): 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, 10.–12. März 2004. 2004. S. 81–87
- [32] Glotzbach T.; Bendel C.; Schulz B. u. a.: Round Robin Test mit Bestrahlungssensoren. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI) e.V., Regensburg (Hrsg.): 23. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, 04.–06. März 2008. 2008. S. 341
- [33] Häberlin, H.; Renken, C.: Allmähliche Reduktion des Energieertrags netzgekoppelter Photovoltaikanlagen infolge permanenter Verschmutzung. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI) e.V., Regensburg (Hrsg.): 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, 10.–12. März 1999. 1999. S. 114–118
- [34] Jahresberichte 1994–1998. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg (Hrsg.). 1994–1998
- [35] Kiefer, K.; Hoffmann, V.: 1000-Dächer-Programm Mess- und Auswerteprogramm. Jahresjournal 1996. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg (Hrsg.). 1997
- [36] KfW Bankengruppe, Frankfurt (Hrsg.): Jahresbericht 2000 zum 100000 Dächer-Solarstrom-Programm. 2002
- [37] Hielscher, T.; Haselhuhn, R.; Spitzmüller, P.: Diverse Auswertungen der Berliner PV-Anlagen im 1000-Dächer-Programm. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V., Berlin. Landesverband Berlin Brandenburg (Hrsg.). 1994–1999
- [38] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), Paris (Hrsg.): Renewables Global Status Report 2012. 2012. 4 S., www.ren21.net
- [39] International Energy Agency (IEA), Paris (Hrsg.): World Energy Outlook 2012. 2012. 690 S., ISBN 978-92-64-18084-0
- [40] International Energy Agency (IEA), Paris (France) (Hrsg.): World Energy Outlook 2008. 2008. 578 S., ISBN 978-92-64-04560-6
- [41] U.S. Department of Energy. Energy Information Administration. Office of Integrated Analysis and Forecasting, Washington, DC (USA) (Hrsg.): International Energy Outlook 2009. Mai 2009. 284 S., DOE/EIA-0484 (2009)
- [42] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Juni 2009.

- [43] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Juli 2012.
- [44] Giese, L.; Weimann, K.; Loge, K.: Wiederverwertung von Erneuerbaren Energieanlagen – Forschungsbedarf in der Abfallbehandlung. In: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V., Berlin. Landesverband Berlin Brandenburg (Hrsg.): 13. Internationales Sonnenforum. Berlin, 12.–14. Sept. 2002. 2002
- [45] Steinberger, H.; Kettrup, A.: Umwelt- und Gesundheitsauswirkungen der Herstellung und Anwendung sowie Entsorgung von Dünnschichtsolzellen und Modulen. Kenntnisstandbericht. Fraunhofer-Institut für Festkörpertechnologie IFT, München (Hrsg.). 1995. 34 S., FKZ 0329205A
- [46] Bopp, G.; Schätzle, R.: Inwieweit tragen PV-Anlagen zum Elektrosmog bei? In: Berufsverband Deutscher Baubiologen (VDB) e.V., Lauf (Hrsg.): Elektromagnetische Verträglichkeit Energieversorgung & Mobilfunk. 1. EMV-Tagung des VDB. Hamm, 19.–20. April 2002. 2002. S. 37–46
- [47] O'Sullivan, M.; Edler, D.; Bickel, P. u. a.: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012. Eine erste Abschätzung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin (Hrsg.), Stand: 20.3.2013. 21 S.
- [48] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNA), Bonn (Hrsg.); Bundeskartellamt. Arbeitsgruppe Energie-Monitoring, Bonn (Hrsg.): Monitoringbericht 2012. 2012. 3. Aufl., 308 S., Stand: 05.02.2013
- [49] Harvey, F.: Germany's nuclear phase-out will cause UK emissions to fall, report says. The Guardian, 22. Juni 2011, www.guardian.co.uk
- [50] Krewitt, W.; Schlomann, B.: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe (Hrsg.); DLR, Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart (Hrsg.). 2007. 59 S.
- [51] Kunz, C. (Red.): Erfolgreicher Ausbau Erneuerbarer Energien dank Einspeisevergütung. In: Agentur für Erneuerbare Energien, Berlin (Hrsg.): Renews Kompakt. (2012), Juni. www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/RenewsKompakt_Foerdersysteme_jun12.pdf
- [52] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin (Hrsg.): Novellierung des EEG 2012 durch die PV-Novelle. [http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/novellierung-des-eeg-2012-durch-die-pv-novelle/?tx_tnews\[backPid\]=253](http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/novellierung-des-eeg-2012-durch-die-pv-novelle/?tx_tnews[backPid]=253)
- [53] Bundesministerium der Finanzen (BMF), Berlin (Hrsg.): Umsatzsteuer beim Betreiben von Anlagen zur Stromgewinnung im Privathaushaltsbereich. 04. Dez. 2001. 2 S., GZ: IV B7-S7104-47/01. [Schreiben an die Obersten Finanzbehörden der Länder]
- [54] Liesenberg, H.: Versicherungsmöglichkeiten für Solarstromanlagen. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI) e.V., Regensburg (Hrsg.): 24. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Stafelstein, 04.–06. März 2009. 2009. ISBN 978-3-934681-93-4
- [55] Hopman S.; Fell A.; Mayer K. u. a.: First Results of Wafering With Laser Chemical Processing. In: WIP, München (Hrsg.): Twenty-third European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Valencia (Spain), 01-05 Sept. 2008. Proceedings. 2008. S. 1131–1135
- [56] [Quelle: http://www2.imec.be/be_en/press/imec-news/imecsolarworldmodule.html].
- [57] Shi, Z.; Wenham; S.; Ji, J.: Mass Production of the Innovative PLUTO Solar Cell Technology. Abstract. In: 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. Philadelphia, PA (USA), 07–12 June 2009. 2009
- [58] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) e.V., Berlin (Hrsg.): Positionspapier zur Elektromobilität. Stellungnahme. Berlin, 24. Oktober 2008 [www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20081024_Positionspapier_zur_Elektromobilitaet\\$file/BDEW_Branchenposition_zur_Elektromobilitaet.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20081024_Positionspapier_zur_Elektromobilitaet$file/BDEW_Branchenposition_zur_Elektromobilitaet.pdf)

- [59] Die Bundesregierung, Berlin (Hrsg.): Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. August 2009. 53 S.
www.elektromobilitaet2008.de/
- [60] Lorenz, E.: Solarleistungsvorhersagen zur NetzinTEGRATION von Solarstrom. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI) e. V., Regensburg (Hrsg.): 24. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, 04.–06. März 2009

11.2 Abbildungsverzeichnis

Alle hier nicht aufgeführten Abbildungen stammen vom Autor.

Abb. 1	nach [1]
Abb. 3	trend:research
Abb. 2 a), 19, 61, 70 links	SolarWorld AG, Bonn
Abb. 4	B. Burger, Fraunhofer ISE
Abb. 9	Photon – das Solarstrom Magazin, (2009)
Abb. 10, 16	Quelle: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), Landesverband Berlin Brandenburg e. V. Grafik: Solarpraxis AG, Berlin
Abb. 11	BEC Engineering GmbH, Ottersberg
Abb. 12	Schott Solar AG, Alzenau
Abb. 13, 23, 85	Solon AG, Berlin
Abb. 20	SOLARWATT AG, Dresden
Abb. 21	REMU, jetzt: Eneco Holding NV (Eneco), Rotterdam (Niederlande)
Abb. 22, 79 rechts, 81, 84 links	FLABEG Holding GmbH, Nürnberg
Abb. 24	E3/DC GmbH, Osnabrück
Abb. 25, 26	Quelle: DGS-Landesverband Berlin Brandenburg e. V. Grafik: muViCom – Fa. Uwe Meurer
Abb. 29	Deutscher Wetterdienst, Offenbach
Abb. 31	Martin Hofmann, DGS Berlin Brandenburg e. V.
Abb. 33, 39	Quaschning, Volker
Abb. 35	soleg GmbH, Zwiesel
Abb. 36	energiebüro ag, Zürich (Schweiz)
Abb. 42	Solarpraxis AG, Berlin
Abb. 44, 72	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), Landesverband Berlin Brandenburg e. V.
Abb. 56, 104	KACO new energy GmbH, Neckarsulm
Abb. 59, 60	SMA Solar Technology AG, Niestetal
Abb. 63	links: Schletter GmbH, Kirchdorf/Haag i. OB rechts: MHH Solartechnik GmbH, Tübingen

- Abb. 64 a) Klöber GmbH & Co. KG, Ennepetal
b) Schletter GmbH, Kirchdorf/Haag i. OB
c) Conergy Deutschland GmbH, Hamburg
d) MHH Solartechnik GmbH, Tübingen
- Abb. 65 ALTEC Solartechnik, ALTEC Mittig und Manger GmbH, Crispeldorf
- Abb. 66 links: Lorenz Energiebau Solarstromsysteme GmbH, Köln
- Abb. 67 links: Solarzentrum Allgäu GmbH & Co. KG, Biessenhofen-Altdorf
rechts: Schletter GmbH, Kirchdorf/Haag i. OB
- Abb. 68 links, 92 rechts IBC SOLAR AG, Bad Staffelstein
- Abb. 68 rechts rechts: Urs Bühler Energy Systems and Engineering, Cham (Schweiz)
- Abb. 69 FATH Solar Group Holding GmbH, Spalt
- Abb. 70 rechts, 78, 83 links Schüco International KG, Bielefeld
- Abb. 73 links: Econergy, jetzt: Renusol GmbH Köln
rechts: TRITEC International AG, Allschwill/Basel (Schweiz), früher Soltis
- Abb. 74 links: Energiebiss Solartechnik GmbH, Berlin
rechts: Solon AG, Berlin
- Abb. 75 Donauer Solartechnik Vertriebs GmbH
- Abb. 77 BWM Dübel und Montagetechnik GmbH, Leinfelden-Echterdingen
- Abb. 82 BFK Architektur AG, Zürich (Schweiz)
- Abb. 83 Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS),
Landesverband Berlin Brandenburg e. V.
- Abb. 84 rechts Weyermann GmbH & Co. KG, Mettmann, früher SF Systemfassade
- Abb. 86 links: Würth Solar GmbH & Co. KG, Schwäbisch Hall
- Abb. 91 rechts, 112 rechts Mannheimer Versicherung AG, Mannheim
- Abb. 91 links TÜV Rheinland AG, Köln
- Abb. 92 links, 112 links Schletter GmbH, Kirchdorf/Haag i. OB
- Abb. 93 Sunfilm AG
- Abb. 94 Obo Bettermann
- Abb. 95, 96 Quelle: DGS-Landesverband Berlin Brandenburg e. V.
Grafik: muViCom – Fa. Uwe Meurer
- Abb. 110 Danfoss GmbH, Offenbach
- Abb. 113 DGS-Landesverband Berlin Brandenburg e. V.
- Abb. 114 BINE Informationsdienst, Bonn
- Abb. 115 nach Daten der AGEB
- Abb. 117 siehe [46]
- Abb. 121 Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS),
Landesverband Franken e. V., Nürnberg
- Abb. 124 Gebr. SCHMID GmbH, Freudenstadt
- Abb. 125 Tom Baerwald / Heliatek GmbH, Dresden
- Abb. 126 SolarEdge Technologies Inc., Hod Hasharon, Israel
- Abb. 127 Tomi Engel, DGS-Fachausschuss Solare Mobilität
- Abb. 128 Enercon GmbH, Aurich

12 Forschungsvorhaben der Bundesregierung

Im Folgenden wird eine Auswahl von Forschungsvorhaben zum Thema »Photovoltaik« vorgestellt, die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) oder Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert werden. Informationen über die im Rahmen der Innovationsallianz Photovoltaik geförderten Projekte finden sich unter www.innovationsallianz-photovoltaik.de.

Einen umfassenden Überblick über die Projekte der Energieforschung bietet die Datenbank »Förderkatalog« www.foerderkatalog.de.

Die Sortierung der Projekte erfolgt nach dem Förderkennzeichen (FKZ).

12.1 Laufende und kürzlich abgeschlossene Forschungsvorhaben

Verbundprojekt »SONNE« Silizium Hocheffizienzzellen und -module.

Kontakt: SolarWorld Innovations GmbH, Freiberg

FKZ **0325277A-J**, Laufzeit 01.01.2011–31.12.2013

Verbundvorhaben »INET-PV« – Innovative Netzwechselrichtertopologien für kleine Photovoltaikanlagen.

Kontakt: Steca Elektronik GmbH, Memmingen

FKZ **0325289A, B**, Laufzeit 01.12.2011–30.11.2014

Verbundvorhaben »CIGSfab« – Kostenreduzierung bei der Herstellung von CIGS Dünnschicht-solarmodulen durch Produktivitäts- und Effizienzsteigerung.

Kontakt: Manz CIGS Technology GmbH, Schwäbisch Hall

FKZ **0325305A-D**, Laufzeit 01.03.2011–28.02.2014

Verbundprojekt »SiliziumDS12plus« – Steigerung der Produktionsleistung der Silizium-basierten Dünnschichtmodulfertigung durch verbesserte Moduleffizienz bei hohen Abscheideraten.

Kontakt: Next Energy EWE – Forschungszentrum für Energietechnologie e. V., Oldenburg

FKZ **0325317A-D**, Laufzeit 01.07.2011–30.06.2014

Verbundvorhaben »ALPHA« – Auf Lichtstreuung basierte Prozessregelung für die Herstellung von Aluminium und Bor dotierten Zinkoxid-Frontkontakte für Siliziumdünnschichtsolarzellen.

Kontakt: Forschungszentrum Jülich GmbH. Institut für Energie- und Klimaforschung, Photovoltaik (IEK-5)

FKZ **0325356A-C**, Laufzeit 01.11.2011–31.10.2013

Verbundvorhaben »EuroPlas« – Entwicklung umweltverträglicher, hocheffizienter Plasma-Prozesse für die kostengünstige industrielle Herstellung von Solarzellen.

Kontakt: Roth & Rau AG, Hohenstein-Ernstthal

FKZ **0325371A-D**, Laufzeit 01.07.2012–30.06.2015

Verbundprojekt »INKOTEK« – Entwicklung innovativer und kostengünstiger Technologien für höchsteffiziente Solarzellbaugruppen für Konzentratormodule nächster Generationen.

Kontakt: AZUR SPACE Solar Power GmbH, Heilbronn

FKZ **0325379A-H**, Laufzeit 01.10.2011–30.09.2014

Verbundprojekt »PLASMA-CIGS« – Entwicklung eines plasmagestützten Chalkogenisierungsverfahrens zur Herstellung von Cu(In, Ga)(Se,S)-Dünnschichtsolarzellen.

Kontakt: Carl von Ossietzky Universität Oldenburg. Fakultät V, Mathematik und Naturwissenschaften. Institut für Physik, Energie- und Halbleiterforschung

FKZ **0325383A, B**, Laufzeit 01.11.2011–31.10.2014

Verbundvorhaben »InfraVolt« – Herstellung und Bewertung von Rückseitenreflektoren und Hochkonversion.

Kontakt: Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg. Naturwissenschaftliche Fakultät II. Institut für Physik. Mikrostrukturbasiertes Materialdesign

FKZ **03SF0401A-E**, Laufzeit 01.04.2011–31.03.2014

Verbundvorhaben »NADNuM« – Neue Absorbermaterialien für Dünnschichtsolarzellen mit Nanopartikeln.

Kontakt: Forschungszentrum Jülich GmbH. Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK-5)

FKZ **03SF0402A-E**, Laufzeit 01.12.2010–31.03.2014

Projekt »SISSY« – Silizium In-situ Spektroskopie am Synchrotron.

Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie. Gesellschaft mit beschränkter Haftung. Institut Silizium-Photovoltaik (E-11)

FKZ **03SF0403**, Laufzeit 01.01.2011–31.12.2014

Verbundvorhaben »NANO-III-V-PIN's« – Silizium Heterostrukturen für hocheffiziente Solarzellen.

Kontakt: Technische Universität Ilmenau. Institut für Mikro- und Nanotechnologien MacroNano

FKZ **03SF0404A-F**, Laufzeit 01.12.2010–31.03.2014

Verbundvorhaben »Q-Wafer« – Entwicklung einer inline-fähigen Qualitätsbewertung für multi-kristalline Siliziumwafer für die Solarzellenproduktion.

Kontakt: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg i. Br.

FKZ **03SF0409A-C**, Laufzeit 01.08.2011–31.07.2014

Verbundvorhaben »SiSoFlex« – Silizium Solarzellen auf flexiblen Substraten.

Kontakt: Next Energy EWE – Forschungszentrum für Energietechnologie e. V., Oldenburg

FKZ **03SF0418A-E**, Laufzeit 01.02.2012–31.01.2015

Verbundvorhaben »MIKRO« – Mikrorisse. Ursachen und Folgen für die Langzeitstabilität von PV Modulen.

Kontakt: Institut für Solarenergieforschung GmbH, Emmerthal

FKZ **03SF0419A-C**, Laufzeit 15.02.2012–14.02.2015

Verbundvorhaben »MWT-plus« – Hocheffiziente kristalline Solarzellen auf Basis der Metal-Wrap-Through Technik.

Kontakt: NaMLab gGmbH, Dresden

FKZ **03SF0420A-F**, Laufzeit 01.09.2012–31.08.2015

Verbundprojekt »FutureFab« – Fabrik der Zukunft: Erforschung neuartiger Herstelltechnologien für die Zell- und Modulfertigung.

Kontakt: centrotherm cell & module GmbH, Konstanz

FKZ **13N11444-51**, Laufzeit 01.07.2011–30.06.2014

Verbundprojekt »LasVeGaS« – Langzeitstabile Vorderseiten-Metallisierung auf Basis Umwelt-freundlicher Galvanischer Schichten.

Kontakt: RENA Solar Technology Center GmbH, Freiburg

FKZ **13N11617-18**, Laufzeit 01.05.2011–30.04.2014

Verbundprojekt »FeinPass« – Einführung einer Feinlinienmetallisierung und einer beidseitigen Passivierung für c-Si-Solarzellen.

Kontakt: Manz Coating GmbH, Karlstein

FKZ **13N11619-22**, Laufzeit 01.05.2011–31.03.2012

Verbundprojekt »CIS-CT« – CIS-Clustertool.

Kontakt: AVANCIS GmbH & Co. KG, München

FKZ **13N11645-48**, Laufzeit 01.04.2011–31.03.2014

Verbundprojekt »GIGA-PV« – Systemoptimierung der Photovoltaik-Großkraftwerke für den globalen Sonnengürtel.

Kontakt: SMA Solar Technology AG, Niestetal

FKZ **13N11733, 34, 37, 79**, Laufzeit 01.08.2011–31.07.2014

Verbundprojekt »NeuMaS« – Neuartige Puffermaterialien für Solarabsorber.

Koordination: Robert Bosch GmbH, Gerlingen. Zentralbereich Forschung und Vorausentwicklung. Angewandte Forschung 1.

FKZ **13N10873, 13N11767-70**, Laufzeit 01.06.2011–31.05.2014

Verbundprojekt »T4nPv« – Tailored for next PV.

Kontakt: Robert Bosch GmbH, Produktionstechnik 1. Verbindungstechnik und Lasermaterialbearbeitung. Schwieberdingen

FKZ **13N11783-90**, Laufzeit 01.08.2011–31.07.2014

12.2 Forschungsberichte

Bei den nachfolgend aufgeführten Forschungsberichten handelt es sich um eine Auswahl zum Thema **Photovoltaik**.

Forschungsberichte aus dem naturwissenschaftlich-technischen Bereich werden zentral von der Technischen Informationsbibliothek (TIB) in Hannover gesammelt und können dort ausgeliehen werden. In der Regel stehen die Berichte als pdf-Dokumente zum Download zur Verfügung. Sie können im Onlinekatalog der UB/TIB Hannover recherchiert werden: www.tib.uni-hannover.de

Flikweert, A.; Gordijn, A.:

Entwicklungsarbeiten zur Dünnschicht-Si-Photovoltaik. Einsatz von kontinuierlicher VHF-Plasma-CVD mittels Linearquellen zur Deposition von a-Si:H/[myc]-Si:H Solarzellen. Schlussbericht.

Forschungszentrum Jülich

2011. 66 S., FKZ **0325024A**

Beitrag zu PVPS Task 12. PV Environmental Health & Safety Activities. Abschlussbericht.

Universität Stuttgart. Lehrstuhl für Bauphysik (LBP). Ganzheitliche Bilanzierung (GaBi); Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Baden-Württemberg

2012. 23 S., FKZ **032503A_B**

Schade, W.:

Neuartige Photovoltaik mit »Schwarzem Silizium« und »Schwarzem Zinkoxid« (NEPHOS). Teilvorhaben Femtosekundenlaser Prozessierung zur Herstellung neuartiger »black silicon« Solarzellen (FemtoSolar). Schlussbericht.

Fraunhofer-Institut für Nachrichtentechnik, Heinrich-Hertz-Institut HHI, Standort Goslar

2012. 11 S., FKZ **0325157A**

Schubert, M.; Erath, D.:

EQUIPMENT PV 2010. Prozessanlagen und Messgeräte zur Unterstützung aktueller Forschungsarbeiten zur Photovoltaik. Abschlussbericht.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg i. Br.

2012. 49 S., FKZ **0325183A**

Sensfuß, S.:

Verbundprojekt HyPoSolar. Hybridsolarzelle aus halbleitenden Polymeren und Si-Nanowirestrukturen. Teilvorhaben Photovoltaische Beschichtung von Si-Nanowiresubstraten mit halbleitenden Polymeren und Präparation von Polymer/Si-Nanowire-Kompositzellen. Abschlussbericht.

Thüringisches Institut für Textil- und Kunststoff-Forschung e. V., Rudolstadt

2012. 33 S., FKZ **03SF0333C**

Scherf, U.; Allard, S.:

Verbundvorhaben OPV-Stabilität – Langlebige funktionelle Materialien für die Organische Photovoltaik. Synthese von Modell-Oligomeren und Donor-Polymeren für die systematische Untersuchung der Degradationsmechanismen in organischen Solarzellen. Abschlussbericht.

Bergische Universität Wuppertal

2012. 17 S., FKZ **03SF0334D**

Bausinger, M.:

Organische Photovoltaik für mobile Anwendungen (OPA). Einfluss der Morphologie auf elektronische Eigenschaft und Verständnis der Degradationsmechanismen. Schlussbericht.

Plastic Logic GmbH, Dresden

2012. 61 S., FKZ **13N9870**

Canzler, T.:

Verbundvorhaben Organische Photovoltaik für mobile Anwendungen. Basistechnologien für High-Performance-Bauelemente (Akkronym: OPA). Teilvorhaben Erforschung neuer Materialien für die Organische Elektronik. Schlussbericht.

Novalog AG, Dresden

2012. 37 S., FKZ **13N9871**

13 Weiterführende Literatur

Dieses Literaturverzeichnis weist auf deutschsprachige Publikationen hin, die im Buchhandel oder bei den angegebenen Bezugsadressen erhältlich sind. Die Titel können auch in öffentlichen Bibliotheken, Fach- und Universitätsbibliotheken ausgeliehen werden. Das Verzeichnis ist alphabetisch nach Autoren oder Herausgebern sortiert.

13.1 Literatur

Brückmann, P.:

Autonome Stromversorgung. Auslegung und Praxis von Stromversorgungsanlagen mit Batteriespeicher.

Staufen: Ökobuch, 2012. 112 S., 3., verb. Aufl., ISBN 978-3-936896-28-2, 15,90 Euro

Häberlin, H.:

Photovoltaik. Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen.

Berlin: VDE-Verlag, 2010. XIX, 710 S., 2., erw. u. aktual. Aufl., ISBN 978-3-8007-3205, 68,00 Euro

Haselhuhn R.; Hartmann, U.:

Photovoltaische Anlagen. Leitfaden für das Elektro- und Dachdeckerhandwerk, Fachplaner, Architekten, Ingenieure, Bauherren und Weiterbildungsinstitutionen

Berlin: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie Landesverband Berlin Brandenburg (Hrsg.), 2012. 5., überarb. Aufl. 608 S. + DVD. ISBN 978-3-9805738-6-3, 98,00 Euro

dgs@dgs-berlin.de, www.dgs-berlin.de

Hegger, M.:

Forschungsprojekt energy:shell. Solar Decathlon 2007 – Team Deutschland. Leitfaden zur Integration energiegewinnender Systeme in die Gebäudehülle. Abschlussbericht.

Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2010. 126 S., ISBN 978-3-8167-8200-1, 35,00 Euro

Mertens, K.:

Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis

München: Hanser, 2011. 292 S., 1. Aufl., ISBN 978-3-446-42172-1, 29,90 Euro

Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut (OTTI) e. V., Regensburg (Hrsg.):

28. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Kloster Banz, Bad Staffelstein 6.–8. März 2013.

2013. 826 S. + USB-Card, ISBN 978-3-943891-09-6, 250,00 Euro

Vertrieb: Energiefachbuchhandel

impressum@energiefachbuchhandel.de, www.energiefachbuchhandel.de

Roberts, S.; Guariento, N.:

Gebäudeintegrierte Photovoltaik. Ein Handbuch.

Basel (Schweiz): Birkhäuser, 2013. 171 S., ISBN 978-3-03821-835-7, 69,95 Euro

Sandner, T.:

Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen. Planung, Errichtung und Verkauf für den Handwerksprofi.

München: Hüthig & Pflaum, 2011. 243 S., 3., neu bearb. u. erw. Aufl.,

ISBN 978-3-8101-0277-5, 36,00 Euro

Schlabach, J.:

Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen. Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze.

Berlin: VDE-Verlag, 2011. 240 S., ISBN 978-3-8007-3340-8, 32,80 Euro

Wittlinger, J.:

Photovoltaikanlagen im Steuerrecht. Steuerliche Grundlagen zur Nutzung der Sonnenkraft.

Wiesbaden: Springer, 2012. 206 S., 1. Aufl., ISBN 978-3-8349-3158-0, 39,95 Euro

13.2 Software

Luxea GmbH, Saarbrücken (Hrsg.):

SOLinvest – Software zur Planung von PV-Anlagen

Vertrieb: Luxea GmbH, Softwareentwicklung, Internetdienstleistungen
info@luxea.de, www.luxea.de/

pro Terra Regenerative Energietechnik GmbH, Memmingen (Hrsg.):

PV-Professional

Vertrieb: pro Terra Regenerative Energietechnik GmbH
info@pro-terra.de, www.pro-terra.de

RWC Wirtschaftsberatung, Wemding (Hrsg.):

PV-Kalk

Vertrieb: RWC Wirtschaftsberatung
info@rw-c.de, www.rw-c.de

Universität Genf (Schweiz) (Hrsg.):

PVSYST Software for photovoltaic Systems.

Vertrieb: nur Download über einen Lizenz-Code. Anforderung:
admin@pvsyst.com, www.pvsyst.com/ch/index.php

Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH, Berlin (Hrsg.):

PV*SOL.

Vertrieb: Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH
info@valentin.de, www.valentin.de

13.3 Literaturtipp



Photovoltaische Anlagen

Leitfaden für Elektriker, Dachdecker, Fachplaner, Architekten und Bauherren

Der vom DGS Landesverband Berlin Brandenburg e.V. herausgegebene Leitfaden behandelt alle Aspekte der Planung und des Baus von Photovoltaiksystemen und ist ein umfangreiches Nachschlagewerk für Planer und am Bau beteiligte Gewerke. Er vermittelt die Grundlagen und Praxis der Photovoltaik. Der Inhalt konzentriert sich auf fach- und normgerechte Planung, Bau, Montage und Installation von PV-Anlagen. Es wird unter anderem auf marktgängige Systeme, Dimensionierung, Vorschriften, Installationstechnik und Praxiserfahrungen eingegangen. Der Leitfaden beschreibt

den aktuellen Stand der Technik sowie die gute fachliche Praxis. Die Loseblattsammlung informiert detailliert über die Planung und Auslegung von netzgekoppelten Anlagen mit und ohne Solarstromeigenverbrauch sowie Inselanlagen. Sie behandelt ebenso die Auswahl des geeigneten Montagesystems und die Gebäudeintegration. Eine beiliegende DVD bietet weiterführende Informationen, Tabellen und Checklisten sowie weitere Kapitel und Simulationsprogramme.

5. Auflage 2012, 750 Seiten, über 900 Abbildungen und Diagramme, ISBN 978-3-9805738-6-3, 98,00 Euro mit DVD

Weitere Infos und Bestellungen:

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie Landesverband Berlin Brandenburg e.V.

Tel: 030/29 38 12 60, dgs@dgs-berlin.de, www.dgs-berlin.de

13.4 BINE Informationsdienst

BINE Informationsdienst berichtet über Themen der Energieforschung: Dabei geht es um neue Materialien, Systeme und Komponenten, um innovative Konzepte und Methoden. Die drei Broschürenreihen mit Ergebnissen und Erfahrungen aus Forschungsprojekten (Projektinfo, Themeninfo und basisEnergie) richten sich an potenzielle Anwender, also an Entwickler, Planer, Berater, Investoren, Energieversorger und Nutzer.

Zum Thema »Photovoltaik« sind u. a. folgende Titel erschienen, die kostenfrei angefordert werden können und auch als Download unter www.bine.info zur Verfügung stehen.

- Hocheffiziente Solarzellen und Module entwickeln (BINE-Projektinfo 10/2013)
- Solardächer doppelt nutzen (BINE-Projektinfo 10/2012)
- Neues Betriebssystem für Inselnetze (BINE-Projektinfo 16/2011)
- Photovoltaik – Innovationen (BINE-Themeninfo II/2011)
- Multifunktionale Wechselrichter (BINE-Projektinfo 10/2010)
- Recycling von Photovoltaik-Modulen (BINE-Projektinfo 02/2010)
- Photovoltaik (BINE-basisEnergie Nr. 3)

Über aktuelle Förderprogramme für die photovoltaische Nutzung und alle übrigen neuen Energietechniken informiert der »Förderkompass Energie – eine BINE Datenbank«.

Für Anfragen von Privatpersonen bietet der BINE Informationsdienst die Informationen zu Förderprogrammen auch auf dem Webportal www.energiefoerderung.info an.

BINE Informationsdienst ist ein Service von FIZ Karlsruhe und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gefördert.

13.5 Forschungsportale des BMWi

EnEff heißt Forschung für Energieeffizienz. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) fördert hierbei verschiedene Forschungsinitiativen, deren Forschungsergebnisse auf folgenden Portalen vorgestellt werden:

- Forschungsinitiative »EnEff:Stadt – Energieeffiziente Stadt« www.eneff-stadt.info
- Forschungsinitiative »EnEff:Wärme – Energieeffiziente Wärme- und Kältenetze« www.eneff-waerme.info
- Forschungsinitiative »EnOB – Energieoptimiertes Bauen« www.enob.info
- Forschungsinitiative »EnEff:Industrie – Energieeffiziente Energianwendungen in Industrie und Gewerbe« www.eneff-industrie.info
- Forschungsinitiative »Energiespeicher« von BMBF, BMU und BMWi www.forschung-energiespeicher.info
- Forschungsinitiative »Kraftwerkforschung – Forschung für neue Kraftwerksgenerationen« www.kraftwerkforschung.info

14 Zum Autor



Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

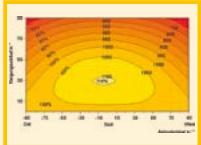
Studium der Elektrotechnik an der Technischen Universität Dresden sowie von Energie- und Umweltmanagement an der Technischen Universität Berlin, danach als Energieberater und Fachplaner tätig. Seit 1995 Mitarbeiter des Berliner Büros der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V. Tätigkeit als Gutachter, Sachverständiger, Fachplaner, Autor und Referent mit dem Schwerpunkt Photovoltaik. Vorsitz des Fachausschusses Photovoltaik der DGS. 2000 bis 2010 nebenberuflich Lehrtätigkeit für Photovoltaik an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.

Veröffentlichungen: DGS-Leitfaden Photovoltaische Anlagen sowie diverse Konferenzbeiträge und Fachartikel zur Photovoltaik.

Mitarbeit in verschiedenen Arbeitsgruppen zu Fachregeln, Richtlinien und Normung bei der Deutschen Kommission Elektrotechnik (DKE) im DIN/VDE, BSW-Fachgruppen, im Redaktionsteam der Fachzeitschrift SONNENENERGIE, bei der EEG-Clearingstelle, fachliche Beratung im Bereich Photovoltaik zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, ab 2010 Tagungsbeirat beim OTTI-Symposium Photovoltaische Solar-energie in Kloster Banz, ab 2009 Fachgremium Photovoltaik des Inter-Solar-AWARD.

Kontakt:

Ralf Haselhuhn
DGS – Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie Landesverband Berlin Brandenburg e.V.
Wrangelstraße 100
D-10997 Berlin
rh@dgs-berlin.de



Ralf Haselhuhn

Photovoltaik

Gebäude liefern Strom

7., vollständig überarbeitete Auflage

Immer häufiger entscheiden sich Bauherren, Architekten und Investoren für eine Photovoltaik-Anlage. Sie schätzen diese Technologie als eine erprobte dezentrale Energietechnik, die sich als hochwertiges Gestaltungselement in Gebäude integrieren lässt.

Das BINE-Fachbuch vermittelt einen aktuellen Überblick über Funktion, Aufbau und Einsatz von Photovoltaik-Anlagen. Es richtet sich an Bauherren, Planer, Handwerker, Studierende und Auszubildende. Mit Blick auf die Praxis informiert das Buch über die einzelnen Schritte zum erfolgreichen Betrieb einer Anlage.

Autor ist Ralf Haselhuhn. Er arbeitet als Mitarbeiter der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) und Vorsitzender des DGS-Fachausschusses Photovoltaik. Als Fachplaner, Referent und Gutachter verfügt er über langjährige Erfahrung im Bereich der Photovoltaik.

ISBN 978-3-8167-8737-2



9 783816 787372