Stehwechselspannung im TT-System ist dadurch begründet, dass bei diesem die Anforderungen an die Betriebserdung des Verteilungsnetzes geringer sind als beim TN-System. Ferner tritt im TT-System bei einem Körperschluss während der kurzen Zeit bis zum Abschalten am Schutzleiter und am Schutzerder die Außenleiter-Erde-Spannung U_0 auf, während der zweite an die TFS angeschlossene Leiter u. U. das Erdpotential beibehält. Bei TFS zum Überbrücken von Isolierstücken zwischen zwei erdverlegten Abschnitten metallener Rohrleitungen, z. B. Ferngasleitungen, können u. U. kleinere Bemessungs-Stehwechselspannungen ausreichen.

5 Verfügbare Geräte

Eine Übersicht über die verfügbaren TFS gibt die Tafel 1. Im Hinblick auf den Überspannungs-Grobschutz wurden nur solche TFS in die Tafel aufgenommen, für die ihr Hersteller den Blitzstoßstrom mit der Wellenform (10/350 µs) angeben konnte. Ferner wurden Geräte mit Blitzstoßströmen unter 50 kA sowie mit sehr kleinen Bemessungs-Ansprechstoßspannungen und Bemessungs-Stehwechselspannungen nicht berücksichtigt.
Die Werte beruhen auf Angaben der jeweiligen Firmen. Es empfiehlt sich, nach Auswahl eines Gerätes von dort ausführliche technische Unterlagen (Datenblatt, Angaben über bestandene Prüfungen und erteilte Prüfzeichen, Einbauanleitung) anzufordern. Die vollständigen Namen und Sitze der Firmen enthält die Tafel 2. Die Tafel 1 entspricht dem Stand vom Dezember 2007. Es können jederzeit Änderungen der Kenngrößen eintreten, zusätzliche Ausführungen erscheinen und/oder Lieferprogramme geändert werden.

Literatur

[1] *Hering, E.*: Fundamenterder. Berlin: Verlag Technik 1996. Wird nicht mehr vom Verlag vertrieben.
[2] *Hering, E.*: Zusammenschluss erdgebetteter metallener Anlagen mit Fundamenterdern. Elektropraktiker, Berlin 51 (1997) 1, S. 38-41.
[3] *Kiefer, G.*: VDE 0100 und die Praxis. 12. Auflage. Berlin/Offenbach: VDE-Verlag 2006.
[4] DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3):2006-10 Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen.
[5] *Hering, E.*: Blitzstromableiter und Überstrom-Schutzeinrichtungen. Elektropraktiker, Berlin 53 (1999) 7, S. 630-634.
[6] *Weber, A.*: Potentialausgleich für Breitbandkabel. Elektropraktiker, Berlin 60 (2006) 12, S. 994-995.
[7] DIN EN 50164-3 (VDE 0185-203):2007-03 Blitzschutzbauteile – Teil 3: Anforderungen an Trennfunkenstrecken. Dazu Berichtigung 1:2007-08.
[8] DIN 48810:2001-09 Blitzschutzanlage; Verbindungsbauteile und Trennfunkenstrecke; Anforderungen, Prüfungen.
[9] DIN EN 62305-1 (VDE 0185-305-1):2006-10 Blitzschutz – Teil 1: Allgemeine Grundsätze.
[10] DIN EN 61643-11 (VDE 0675-6-11):2002-12 Überspannungsschutzgeräte für Niederspannung – Anforderungen und Prüfungen.

Verschattungen von Photovoltaikanlagen minimieren

H. Buers, Berlin

Verschattungen von Photovoltaikanlagen führen zu Ertragseinbußen und können schlimmstenfalls einzelne Solarzellen zerstören und ein ganzes Modul unbrauchbar werden lassen. Sowohl den Herstellern als auch den Planern und Betreibern bieten sich eine Reihe von Möglichkeiten, die negativen Auswirkungen zu minimieren.

1 Die Sonne als Energiequelle

Im Inneren der Sonne entsteht durch die Verschmelzung von zwei Wasserstoff- zu einem Heliumatom eine unvorstellbare Menge Energie. In Zahlen ausgedrückt: Die Sonne strahlt mit einer Leistung von etwa $3{,}85 \times 10^{20}$ MW. Dazu würden auf der Erde etwa 3×10^{17} Atomreaktoren mit einer thermischen Leistung von 1200 MW benötigt. Diese Zahlenspielerei ließ sich noch eine Weile fortsetzen und würde doch nur eines deutlich machen: Für menschliche Begriffe ist die Energie der Sonne unendlich – ein guter Grund, sie nutzbar zu machen. Allerdings geht auf dem Weg zur Erde fast alles wieder verloren: nur der etwa zweimillionste Teil der Sonnenstrahlung schafft es bis auf die Erdoberfläche. Und dennoch: Das entspricht immerhin noch einer Energiemenge von 1×10^{18} kWh/a und damit etwa dem 10000-fachen des weltweiten Bedarfs.
Solartechniker haben bei ihrem Bemühen, diese im Überfluss vorhandene Energie zu nutzen, einige Hürden zu überwinden. Sie müssen sie mit Modulen einfangen, deren Absorptionsfläche aus Kostengründen so klein wie möglich sein soll und deren Wirkungsgrad nicht einmal bei 20 % liegt. Das kann ihnen nur gelingen, wenn sie alle Daten zur Sonneneinstrahlung vorab in ihre Planungen und Berechnungen einfließen lassen und alle negativen Einflüsse von der Photovoltaikanlage fern halten. Zu den negativen Einflüssen, die die solaren Erträge erheblich mindern können, zählen Schattenwürfe auf die Modulflächen.
Die Solarbranche hat dem Einfluss von Verschattungen in den vergangenen Jahren oft nur eine untergeordnete Bedeutung zugemessen und meistens nur lapidar empfohlen, verschattete oder teilverschattete Standorte zu vermeiden. Doch in der Praxis lässt sich dies nicht immer realisieren, wie unter anderem die Erfahrungen beim deutschen 1000-Dächer-Programm gezeigt haben: Nach einer Auswertung der Betriebsergebnisse waren bei mehr als 50 % der Anlagen Verluste durch Teilverschattungen zu beobachten. Die jährlichen Leistungseinbußen betrugen bis zu 10 %. Es lohnt sich also, diesem Problem zu Leibe zu rücken.
Der Beitrag beschreibt verschiedene Aspekte des Problems. Da wären zunächst die Verschattungen selbst, von denen einige vermeidbar, andere unvermeidbar sind. Zudem hängen sie meistens vom Standort der Photovoltaikanlage ab. Verschattungen nehmen Einfluss auf die Zellkennlinien und -parameter und senken damit die Leistung der Module oder beschädigen sogar die Zelle. Mit Verschattungsanalysen und -simulationen lassen sich mögliche Beeinträchtigungen bereits im Vorfeld erkennen. Die Abschätzung von Ertragseinbußen machen den Umfang des Problems deutlich und helfen bei der Entscheidung, ob und welche Maßnahmen zu ergreifen sind. Möglichkeiten, Verschattungen zu vermeiden oder deren Auswirkungen zumindest zu minimieren, gibt es einige, wie die Ausführungen zeigen werden.

Autor
Hermann Buers ist freier Fachjournalist, Berlin.

2 Verschattungsarten

Verschattungen lassen sich unterschiedlichen Kategorien zuordnen. Eine in der Fachliteratur gängige Einteilung unterscheidet zwischen zufälligen, vermeidbaren und unvermeidbaren sowie anlagenbedingten Verschattungen. Für alle gilt gleichzeitig, dass die mit ihnen einhergehenden Energieverluste umso höher sind, je näher sich die Schatten werfenden Objekte an der Photovoltaikanlage befinden.

2.1 Zufällige Verschattungen

Typische Verursacher von temporären Verschattungen sind Schnee, Laub und Verschmutzungen. Sie hängen zum Teil stark von der geografischen Lage des Standorts ab. Selbstverständlich treten Schneebedeckungen in ganz Deutschland auf, es ist aber leicht nachzuvollziehen, dass ein Standort im Hochgebirge, in den Alpen beispielsweise, anders zu beurteilen ist als ein Standort im durchschnittlich wärmeren Ruhrgebiet. Ein Beispiel:

Oft übersehene Verursacher von Verschattungen

Schnee, Laub und Schmutz sowie Nachbargebäude fallen fast jedem ein, wenn im Zusammenhang mit Photovoltaikanlagen nach Verursachern von Schattenwürfen gefragt wird. Oft aber sind es gerade kleinere Objekte, die den solaren Ertrag erheblich schmälern können. Um so ärgerlicher ist es, wenn sie übersehen und deshalb bei der Planung nicht berücksichtigt werden. Hier eine Auswahl:

- Schornsteine und Rauchabzüge
- Entlüftungsstutzen
- Dachgauben
- Hoch stehende Abdeckprofile von Dachflächenfenstern
- Satellitenschüsseln und sonstige Antennenanlagen
- Halterungen von Solarmodulen
- Nachwachsende Bäume und Pflanzen
- Fahnenmaste
- Freileitungen
- Windenergieanlagen.

In einem behördlichen Lageplan, der dem Solarplaner vorliegen sollte, mögen Nachbargebäude und Freileitungen eingezeichnet sein, Satellitenschüsseln und nachwachsende Bäume sind es sicher nicht. Daraus folgt, dass für die professionelle und gewissenhafte Planung einer Photovoltaikanlage eine Ortsbegehung unumgänglich ist. Sonst könnten nicht erkannte Verschattungsquellen die Profitabilität der gesamten Investition in Frage stellen.

München hat laut Statistik an 69 Tagen des Jahres eine geschlossene Schneedecke, in Essen sind es dagegen nur 22 Tage. Schnee auf Photovoltaikanlagen taut in der Regel verhältnismäßig schnell ab.

Verschattungen durch Laub sind naturgemäß verstärkt im Herbst zu beobachten. Neben dem Standort – stark bewaldete Region oder städtisches Ballungsgebiet – spielen die Anzahl und Höhe der Laubbäume die wichtigste Rolle. Nasses Wetter ist ungünstig, da feuchtes Laub häufig an der Abdeckung haften bleibt. Hoch gelegene Photovoltaikanlagen sind im Vorteil.

Das größte Problem bereiten Staub- und Rußverschmutzungen, die besonders häufig in Industrieansiedlungen zu beobachten sind. Es kommt dort zu meist hartnäckigen Ablagerungen von Schmutzpartikeln auf den Abdeckungen der Solarmodule, die sich nur zum Teil mit dem einfallenden Regenwasser wieder auflösen. Der andere Teil bleibt haften, sodass der Ertrag der Photovoltaikanlage schon nach einer kurzen Betriebszeit unter den Anfangsertrag zurückfällt. Eine weitere Beeinträchtigung hängt mit der Alterung der Module zusammen: Nach einigen Betriebsjahren kommt es als Folge von Umwelteinflüssen häufig zu einer nachlassenden Transparenz der Abdeckung, die man wohl akzeptieren muss, ohne mit wirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen nachbessern zu können. Weitere Verschattungen entstehen typischerweise durch die Ablagerung von Vogelexkrementen. Sie führen in vielen Fällen zu erheblichen Leistungseinbußen, zumal es mehrere Tage dauern kann, bis der Regen die Oberfläche wieder gereinigt hat.

2.2 Vermeidbare standortbedingte Verschattungen

Vermeidbare standortbedingte Verschattungen resultieren meistens einfach nur aus der fehlenden Berücksichtigung vorhandener Beeinträchtigungen. Häufig bieten sich aber Möglichkeiten genug, die Umgebung einer Photovoltaikanlage so zu modifizieren, dass die Zahl der Verschattungen deutlich reduziert werden kann. Der Rest ist zu akzeptieren und bei der Planung in Rechnung zu stellen. Ein oft auftretendes Problem sind Eigenverschattungen. Sie sind vor allem bei aufgeständerten Photovoltaikanlagen zu beobachten, wenn Modulreihen aus Platzmangel zu eng aufgestellt wurden.

2.3 Unvermeidbare standortbedingte Verschattungen

Zu den am häufigsten vorkommenden Verursachern von Verschattungen zählen Nachbarhäuser, aber auch weiter entfernte hohe Gebäude. Sie sind standortgebunden, können also nicht ignoriert oder einfach aus der Welt geschafft werden. Zumindest aber sollte man schon bei der Planung berücksichtigen, dass auf einem bislang leer stehenden Nachbargrundstück neue Gebäude entstehen und Bäume nachwachsen können, die erst im Laufe der Jahre ihre für die Photovoltaikanlage negative Wirkung entfalten.

2.4 Nahverschattungen

Allen bisher genannten Verschattungsarten ist gemein, dass sie umso höhere Energieverluste verursachen, je näher das Schatten werfende Objekt an der Photovoltaikanlage steht. So vermindert ein Kernschatten die auf die Zelle eingestrahlte Energie um bis zu 80 Prozent, während ein Teilschatten nur etwa eine halb so hohe Minderung verursacht. Daraus folgt: Je weiter das Schatten werfende Objekt entfernt ist, desto heller ist der Schatten und desto mehr verringern sich die Ertragsverluste.

3 Verschattungsanalyse

An den meisten Standorten lässt sich auch mit der sorgfältigsten Anlageplanung und der geschicktesten Modulaufstellung und -ausrichtung eine teil- oder zeitweise Verschattung des Solargenerators nicht vermeiden. Die Ertragseinbußen können dabei erheblich sein, zumal die Solarzellen und -module fast immer in Serie verschaltet sind und sich auch kleine partielle Verschattungen gleich auf die gesamte Strangleistung auswirken. Um wirksame Gegenmaßnahmen anwenden und Ertragseinbußen minimieren zu können, ist die Ermittlung des täglichen Schattenverlaufs unter Berücksichtigung der jahreszeitlich wechselnden Sonnenhöhe dringend anzuraten. Zu diesem Zweck muss der Solarplaner eine Verschattungsanalyse erstellen, das heißt, einen Schattenriss der Umgebung des geplanten Standorts aufnehmen, bezogen auf einen oder – bei größeren Anlagen – auch mehrere Punkte der Modulfläche. Diese Arbeit kann auf dreierlei Weise erfolgen:

- mit einem Sonnenbahndiagramm in Kombination mit einem Lageplan,
- mit einem auf einer durchsichtigen Folie aufgedruckten Sonnenbahndiagramm
- oder fotografisch mit Hilfe einer Kamera und Software.

3.1 Analyse mit Lageplan und Sonnenbahndiagramm

Eine einfache aber trotzdem zuverlässige Schattenanalyse lässt sich am besten unter Zuhilfenahme eines Sonnenbahndiagramms und eines Lageplans ermitteln. Das folgende kleine Beispiel soll die notwendigen Schritte verdeutlichen.

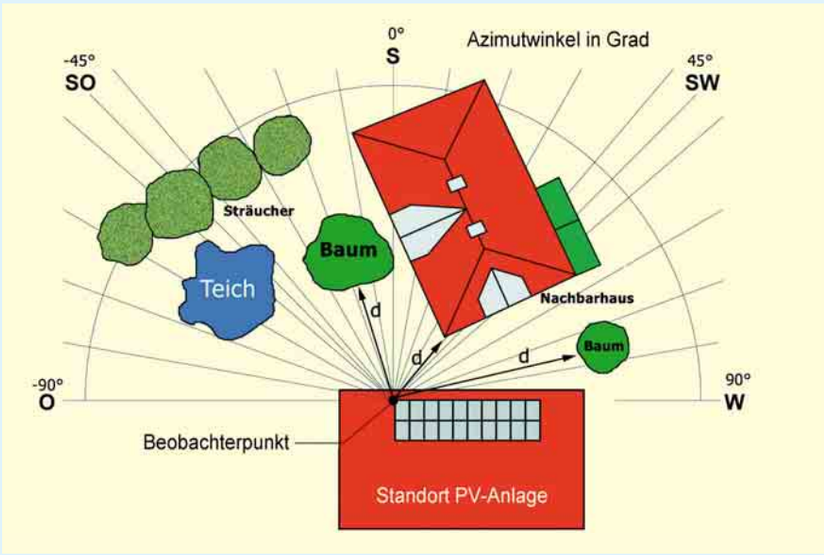
Gegeben: das Dach eines Einfamilienhauses, auf dem eine Photovoltaikanlage errichtet werden soll. In der Umgebung befinden sich zwei Bäume und ein direkt angrenzendes Nachbarhaus, die über die Photovoltaikanlage hinausragen. Einige Sträucher an der Grundstücksgrenze sind niedrig wachsend und werden nach Auskunft des Kunden die jetzige Höhe von etwa einem Meter auch nicht wesentlich mehr überschreiten (Bild ❶).

1. Schritt: Zuerst muss ein Beobachterpunkt festgelegt werden. Es ist zweckmäßig, hierfür den niedrigsten Punkt der Solaranlage zu wählen, da hier die Wahrscheinlichkeit einer Verschattung am größten ist. Sämtliche Azimut- und Höhenwinkel der folgenden Analysen beziehen sich auf diesen Punkt.

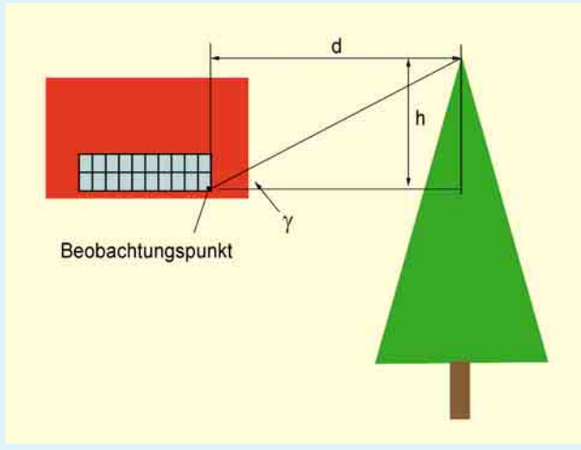
2. Schritt: In den maßstabsgetreuen Lageplan sind Lage, Entfernung, Breite und Höhe des Dachs, der Module und aller Schatten werfenden Objekte einzutragen.

3. Schritt: Von den beiden Bäumen und dem Nachbarhaus müssen die Azimut- und Höhenwinkel in Bezug auf den gewählten Beobachterpunkt gemessen beziehungsweise errechnet werden. Der Azimutwinkel 0° (Süd) lässt sich leicht von einem Kompass ablesen. Nutzt man einen Lageplan, den die Stadt- oder Gemeindeverwaltung zur Verfügung gestellt hat, ist die Nordrichtung bereits eingezeichnet.

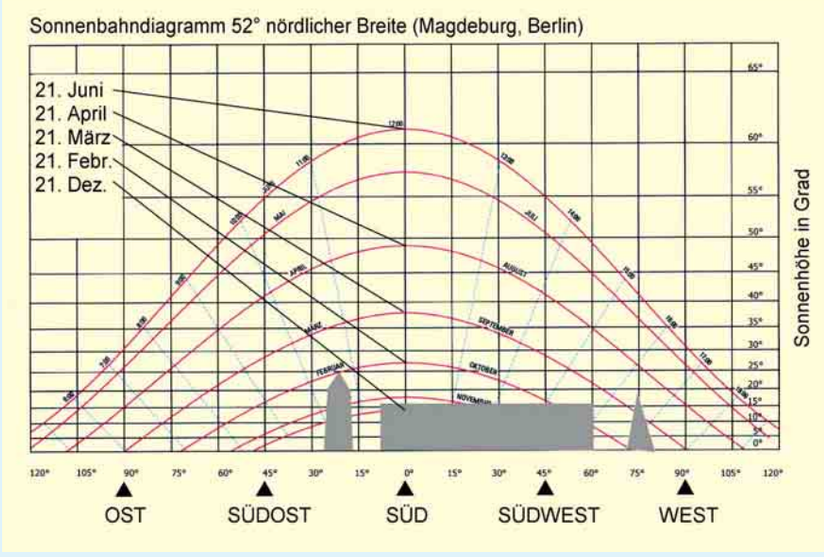
4. Schritt: Mit einem Maßband müssen jetzt die Entfernungen (d) der beiden Bäume und des Nachbarhauses von dem Beobachterpunkt des Solargenerators gemessen werden. Das gleiche gilt für die Höhe (h), um die die Bäume und das Nachbarhaus über den



❶ **Lageplan mit Azimutwinkeln und Schatten werfenden Objekten**



❷ **Ermittlung des Höhenwinkels**



❸ **Sonnenbahndiagramm mit eingetragener Silhouette der schattenwerfenden Objekte**

Beobachterpunkt hinausragen (Bild ❷). Mit diesen beiden Größen lässt sich der Höhenwinkel errechnen (tan $\gamma = h/d$).

5. Schritt: Zum Schluss werden die für die Schatten werfenden Objekte ermittelten Werte in das Sonnenbahndiagramm eingetragen. Im Bild ❸ ist zu erkennen, dass die Sonne am 21. Dezember nur am Vormittag für etwas mehr als zwei Stunden den Solargenerator bescheint. Am 21. Februar und am 21. Oktober verschattet das Nachbarhaus die Anlage nachmittags für etwa 1 Stunde. Eine kurze Verschattung ist auch noch im März und im September zu erwarten.

3.2 Ermittlung mit transparentem Sonnenbahndiagramm

Die Betrachtung von Bild ❸ führt zu einer weiteren Analysemethode, nämlich zur Arbeit mit einem Sonnenbahndiagramm, das einfach auf einer transparenten Folie ausgedruckt wird. Betrachtet wird dann die Umgebung vom Beobachterstandpunkt aus durch die Folie hindurch. Mit etwas Geschick lassen sich schnell alle Verursacher von Schattenwürfen erkennen und die Azimut- sowie die Höhenwinkel direkt ablesen. Um einigermaßen exakte Werte zu bekommen, muss die Folie – weil es sich ja um einen Rundblick handelt – zu einem Halbkreis gebogen werden.

3.3 Verschattungsanalyse mit Digitalkamera und Software

Bei der dritten Methode wird die Umgebung mit einer Digitalkamera fotografiert, bei gleichzeitiger Abbildung eines Winkelrasters. Allerdings müssen die Aufnahmen einen Rundumbereich von mindestens 180° erfassen. Die ermittelten Daten können dann später bequem im Büro ausgewertet werden. Spezielle Softwareprogramme ermöglichen die Zusammenführung der einzelnen Fotos zu einem kompletten Panoramabild. Das Ergebnis ist wiederum ein Sonnenbahndiagramm mit dem eingetragenen Schattenriss der Gebäudeumgebung. Noch komfortabler sind spezielle Softwareprogramme, die nicht nur Verschattungssituationen darstellen, sondern darüber hinaus Ertragseinbußen oder auch Veränderungen der Zellenparameter errechnen können.

4 Errechnen von Ertragseinbußen

Mit Hilfe des in Bild ❸ gezeigten Sonnenbahndiagramms und der darin eingezeichneten Silhouette der „Schattenwerfer“ lassen sich leicht Ertragseinbußen errechnen, zumindest überschlägig. Neben den im Bild angegebenen Verschattungszeiträumen sind dazu noch Angaben zum Anteil der Sonneneinstrahlung an den gesuchten Tagen im Verhältnis zur Globalbestrahlung (liegt in Berlin beispielsweise bei etwas über 1 000 kWh/m^{2}a) erforderlich. Man kann

diese Daten von meteorologischen Instituten beziehen.
Weist das Sonnenbahndiagramm beispielsweise für den 21. Februar je eine 1-stündige Verschattung in der Zeit von 11 bis 12 Uhr und von 15 bis 16 Uhr aus, addiert sich die Einstrahlungseinbuße anhand von Tafel ❶ auf einen Wert von 6,9 % der Globalstrahlung an diesem Tag. Mit Hilfe weiterer meteorologischer Tabellen lassen sich auch leicht die monatlichen und jährlichen Verluste überschlägig ermitteln.

5 Ertragseinbußen minimieren

Zu einer gewissenhaften Planung gehört es nun, alle Möglichkeiten zur Minimierung von Verschattungsverlusten zu nutzen. Die Hersteller leisten schon ihren Teil dazu, indem sie Module mit modul- oder zellintegrierten Bypassdioden und Wechselrichter mit MPP-Regelung anbieten, sodass Photovoltaikanlagen in gewissen Grenzen schattentolerant werden. Daneben gibt es aber auch technisch weniger aufwendige Lösungen wie die ertragsfreundliche Auswahl des Anlagenstandorts. Es ist auch schon viel erreicht, so banal es klingt, wenn aufgeständerte Module so platziert werden, dass sie sich nicht gegenseitig verschatten. Es ist Aufgabe des Planers und Installateurs, alle in Frage kommenden Beeinträchtigungen schon im Vorfeld zu erkennen und so weit zu minimieren, dass die zu erwartenden negativen Auswirkungen so klein wie möglich gehalten werden. Denn: Photovoltaikanlagen sind teuer und die Betreiber deswegen auf möglichst hohe Solarerträge angewiesen.

5.1 Bypassdioden gegen Hot Spots

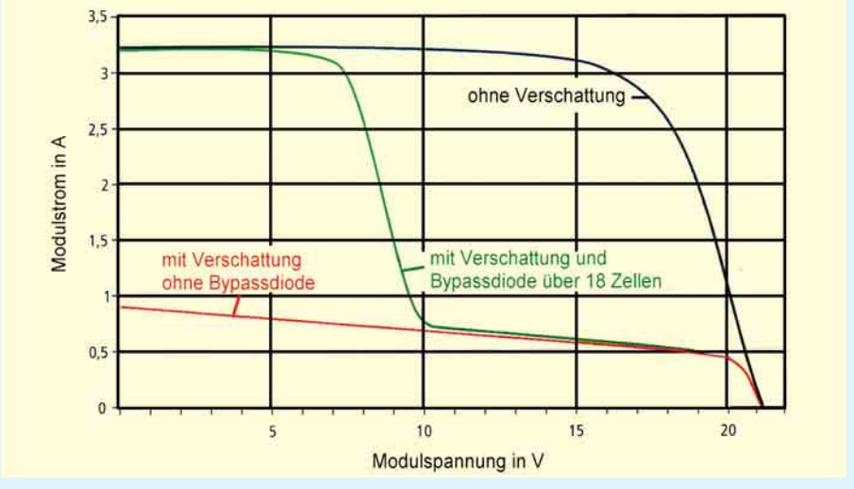
Wird eine Zelle durch ein Laubblatt oder durch Vogelkot verdunkelt, steigt ihr elektrischer Widerstand, der je nach Schattenintensität einen sehr hohen Wert annehmen kann. Die Folge ist, dass sie sich von einem Stromerzeuger in einen elektrischen Verbraucher verwandelt, an dem jene Spannung abfällt, den die übrigen in Serie geschalteten noch beleuchteten Zellen aufbauen. Die Zelle erwärmt sich dabei und wird zu einem so genannten Hot Spot, der so hohe Temperaturen annehmen kann, dass die Zellstruktur unter bestimmten Betriebsbedingungen zerstört wird. Das Entstehen eines solchen „heißen Punkts“ lässt sich sicher dadurch verhindern, dass jede in Reihe geschaltete Zelle durch eine parallel angelegte Bypassdiode überbrückt wird, sodass der Strom im Störungsfall an der verdunkelten und in diesem Zustand hochohmigen Solarzelle vorbeifließt.
Aus Kostengründen sieht es in der Praxis aber so aus, dass nicht jede einzelne Zelle, sondern eine Reihe von meistens 10 bis 24 Zellen auf diese Weise geschützt wird. Je kleiner die Anzahl ist, desto unempfindlicher wird das Modul gegen Verschattungen (Schattentoleranz), desto größer wird aber auch der Aufwand. Eine Bypassdiode, die beispielsweise 18 von 36 Zellen eines Standardmoduls überbrückt, sorgt also dafür, dass im Falle einer Verschattung zumindest durch die restlichen 18 nicht betroffenen Zellen noch der volle Strom fließt. Es ändern sich dann allerdings auch die elektrischen Werte des Moduls, wie die grüne Kennlinie in Bild ❹ zeigt. Die MPP-Spannung sinkt um die Hälfte. Ohne Bypassdiode würde sich wegen der geringeren Einstrahlung die rote I-U-Kennlinie ergeben. Die dargestellten verschatteten Modulkennlinien gelten für ein Standardmodul mit 36 Zellen

Begriffe aus dem Bereich Sonneneinstrahlung

Sonnenstrahlung: Von der Sonne stammende Strahlung mit einem Wellenlängenbereich von 0,3 µm bis 3 µm
Sonnenspektrum: Verteilung der Intensität der Sonnenstrahlung
Direkte Sonnenstrahlung: Sonnenstrahlung, die direkt aus der Richtung der Sonnenscheibe auf eine Ebene trifft
Diffuse Sonnenstrahlung: Sonnenstrahlung, die erst nach Streuung an Bestandteilen der Atmosphäre (z. B. Wassertröpfchen, Wolken) oder Reflexion in der Umgebung auf eine Ebene trifft
Globalstrahlung: Summe aus direkter und diffuser Sonnenstrahlung (d. h. die gesamte von der Sonne stammende Strahlung) auf eine ebene Fläche
Globale Bestrahlungsstärke G: Leistungsdichte der auf eine Ebene auftreffenden Globalstrahlung; Einheit: W/m^2
Pyranometer: Instrument zur Messung der globalen Bestrahlungsstärke G auf eine ebene Fläche im ganzen Wellenlängenbereich
Referenzzelle: Geeichte Solarzelle zur Messung der Globalstrahlung G auf eine ebene Fläche; preisgünstiger als Pyranometer
Sonnenhöhe h_s: Winkel zwischen der Sonnenrichtung und der Horizontalebenen
Sonnenazimut γ_s: In die Horizontalebene projizierter Winkel zwischen der Sonnenrichtung und Süden, gemessen im Uhrzeigersinn (negative Werte für Ostabweichungen, positive für Westabweichungen)
Solargeneratoranstellwinkel ß: Winkel zwischen der Solarzellenebene und der Horizontalebene

Uhrzeit	Anteil in %
8–9	0
9–10	0,2
10–11	1,8
11–12	4,2
12–13	5,9
13–14	5,9
14–15	5,0
15–16	2,7
16–17	0,5
17–18	0

Tafel ❶ Anteile an der Globalstrahlung (fiktiver Ort im Februar)

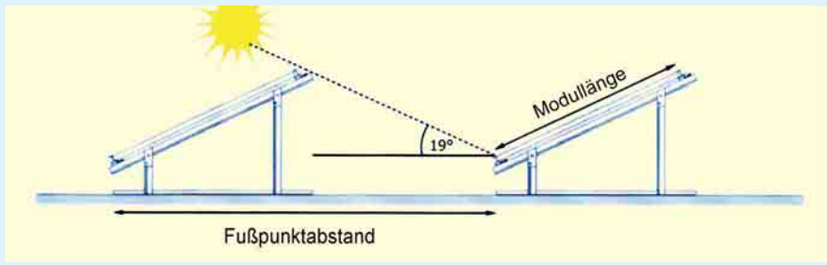


❹ Kennlinien von Modulen mit und ohne Bypassdioden
Quelle: DGS Berlin-Brandenburg ▶

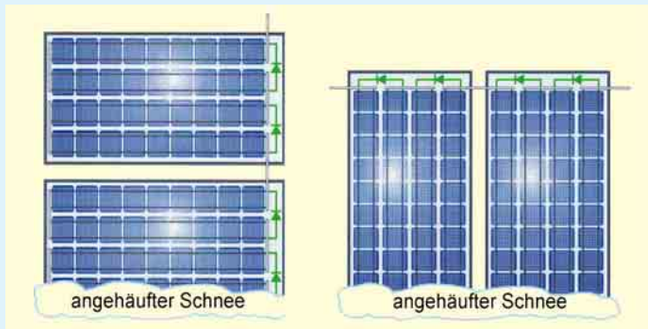
unter Standard-Testbedingungen, bei dem eine Zelle zu 75 % verschattet ist.
Üblicherweise werden Bypassdioden in der Modulanschlussdose untergebracht und angeschlossen. Bei größeren Modulen, wie sie beispielsweise für den Einbau in Fassaden entwickelt werden und die bis zu 200 Solarzellen in sich vereinen, sind sie häufig schon im Modulinnern eingebaut. Bei einem Ausfall einer oder mehrerer Dioden wird es dann jedoch teuer, da sie sich nicht wie Dioden in einer Anschlussdose einfach austauschen lassen.
Bypassdioden können zwar Hot Spots verhindern, aber nicht, dass bei einer Verschattung die Modulleistung überproportional abfällt. Erst in Strängen mit einer größeren Anzahl von in Serie geschalteten Modulen tragen Bypassdioden auch dazu bei, dass die Leistung im Falle einer Verschattung eines einzelnen Moduls nicht allzu rasch abfällt. Diese positive Wirkung resultiert aus der Tatsache, dass die nicht beschatteten Module ihren Arbeitspunkt verschieben.

5.2 Wechselrichterkonzepte verbessern

Zu hohe Ertragseinbußen durch Verschattungen lassen sich manchmal auch durch eine Änderung der Wechselrichterkonzeption vermindern. Die gängigste aber nicht unbedingt sinnvollste Installation sieht wohl folgendermaßen aus: Die Photovoltaikanlage besteht aus mehreren Strängen in Reihe geschalteter Module, wobei deren Anzahl davon abhängt, welche Spannung benötigt wird. Zusätzlich können mehrere dieser Modulstränge parallel geschaltet werden. Betrieben wird alles über einen einzigen Wechselrichter.
Die bessere Lösung ist, für jeden Modulstrang einen eigenen Wechselrichter (Stringwechselrichter) einzusetzen. Wird nun ein Strang verschattet, fällt dessen Leistung nicht mehr so dramatisch ab. Sie lässt sich vielmehr durch den „eigenen" Wechselrichter auf einer akzeptablen Höhe halten. Voraussetzung ist, dass der Wechselrichter mit einem MPP-Tracker auf der Gleichstromseite eine Spannungsanpassung über einen großen Spannungsbereich durchführen kann. Durch eine größere Anzahl von Wechselrichtern fallen in der Regel zwar höhere Kosten an. Dafür steigt aber gegenüber der eingangs geschilderten Lösung die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit des Gesamtsystems.
Das mit Abstand beste Verhalten bei Verschattungen zeigt eine Photovoltaikanlage, die mit jeweils einem Wechselrichter pro Modul ausgestattet ist. Jeder einzelne kann dann „sein" Modul ständig im MPP betreiben. Ein weiterer nicht unwesentlicher Vorteil: Mit Modulwechselrichtern, wie sie genannt werden, lassen sich Photovoltaikanlagen einfacher erweitern. Einige der angebotenen Geräte sind so klein, dass sie im Modulanschlusskasten untergebracht werden können.



❺ Beispiel Flachdachmontage am Standort Freiburg (48° nördlicher Breite): Der Fußpunktabstand d zwischen zwei Reihen beträgt knapp das Doppelte der Modullänge
Quelle: Solarmarkt



❻ Bei einer waagerechten Anordnung der Module sind nur zwei Zellreihen betroffen, statt vier wie bei einer senkrechten Anordnung
Quelle: DGS

5.3 Abstand der Modulreihen bei Aufständerungen optimieren

Bei aufgeständerten Anlagen ist darauf zu achten, dass die Module einen genügend großen Abstand zueinander haben, damit sie sich nicht gegenseitig negativ beeinflussen (Bild ❺). Als guter Kompromiss zwischen Flächenausnutzung und verschattungsbedingter Ertragsminderung gilt ein Abstand, bei dem am 21. Dezember mittags gerade keine Verschattung auftritt. Mit Hilfe eines Sonnenbahndiagramms lässt sich der Höhenwinkel berechnen und der notwendige Mindestabstand der Module zueinander ermitteln (s. Verschattungsanalyse).

5.4 Module reinigen

Bereits ab einem Neigungswinkel eines Moduls von 12° kommt es zu einer genügend großen Selbstreinigung. Je größer der Winkel, desto höher ist naturgemäß die Fließgeschwindigkeit des Regenwassers, was den Selbstreinigungseffekt weiter verbessert. Als optimal gilt hierfür eine Neigung von 30°. In schneereichen Regionen lassen sich Verschattungsverluste durch Schneereste, die sich im unteren Bereich der Module ansammlen, am besten dadurch minimieren, dass man die Module waagerecht montiert, weil dann bei der üblichen Verwendung von Bypassdioden meist nur zwei und nicht vier Zellenreihen wie bei einer senkrechten Anordnung betroffen sind (Bild ❻).
Wie Untersuchungen gezeigt haben, betragen bei einem normalen Standort und ausreichender Neigung die Verschmutzungsverluste wohl nur selten mehr als 2 bis 5 %. Das wird meistens auch akzeptiert. Verschattungen durch Laub, Vogelexkremente und Luftverschmutzung wirken sich häufig stärker aus. Bei einer Anlage, die davon stark betroffen ist, wird eine regelmäßige manuelle Reinigung der Moduloberflächen erforderlich sein, um den solaren Ertrag nicht unnötig zu gefährden. Viel Wasser und ein weicher Schwamm gewährleisten eine Schonung der Moduloberfläche. Auf gar keinen Fall sollten kratzende und ätzende Reinigungsmittel verwendet werden. Auch trockenes Abwischen ist zu vermeiden. Bei Versuchen konnte durch ein intensives Reinigen älterer Module der Ertrag um 10 bis 15 % gesteigert werden.

5.5 Standort optimieren

In vielen Fällen kann der Standort einer Photovoltaikanlage in einem gewissen Grad so gewählt werden, dass die Verschattungsrisiken deutlich reduziert werden. Zudem lassen sich Reihen- und Parallelschaltungen von Strängen oft so kombinieren, dass unvermeidbare Verschattungen keinen allzugroßen Schaden anrichten können. Keinen direkten Einfluss haben Bauherr und Planer auf standortbedingte Beeinträchtigungen, beispielsweise durch Freileitungen, die über die Anlage führen und einen wandernden Schatten werfen. Die Auswirkungen mögen gering erscheinen, müssen aber in einer vorausschauenden Ertragsplanung berücksichtigt werden. Ähnliches gilt für Schatten von Antennen, Blitzableitern und Satellitenschüsseln. Manchmal lassen sich diese Störenfriede ja ohne großen, aber lohnenden Aufwand versetzen. ■