

Basiswissen für Dachhandwerker

Photovoltaik

Teil 1: Technische Grundlagen

Autor: Dipl.-Ing. Markus Friedrich, 15732 Eichwalde

© Copyright Dipl.-Ing.
Markus Friedrich
- Datentechnik -
Bahnhofstraße 74
D - 15732 Eichwalde bei Berlin

www.friedrich-datentechnik.de

Alle Rechte sind geschützt.
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Zustimmung des Autors.

Einleitung

Die weltweite Klimaerwärmung, die Abhängigkeit von Öl- und Gaslieferanten zweifelhafter Zuverlässigkeit und das ökologische Gewissen gepaart mit staatlichen Zuschüssen haben einen Solarboom ausgelöst, der den Dachdeckern einen riesigen Markt eröffnet. Leider wagen sich viele Dachdecker noch nicht in diesen Markt hinein, da grundlegendes Wissen nie erlernt wurde und Photovoltaik als Elektrohandwerk gilt. Dies ist aufgrund der nahenden Netzparität, also dem Zeitpunkt an dem sich die Stromproduktionskosten einer Photovoltaikanlage mit den Verkaufspreisen der Stromkonzerne decken, besonders tragisch, da von diesem Moment an der Solarboom zum Selbstläufer wird. Dieser Markt wird sich, wegen der höheren Stromkosten für Kleinhaushalte, zuerst auf Steildächern und später in „explodierender“ Weise auf den Flachdächern der Industrie- und Logistikunternehmen entwickeln.

Mit dieser Einführung möchte ich Ihnen die Grundlagen der Photovoltaik soweit vermitteln, dass Sie eine Aufdach-Anlage projektionieren, das Programm MF Solar sicher anwenden und dessen Ausdrücke im Kundengespräch nutzen können. Frei nach dem Motto: Es soll kein Dachdecker behaupten können, er hätte den Markt nicht kommen sehen und sich darauf einstellen können!

Hinweis: Die hier gemachten Aussagen repräsentieren einzig den Kenntnisstand des Autors. Sie erheben nicht den Anspruch auf rechtliche oder technische Korrektheit. Insbesondere können nicht alle Aspekte für die Planung und Prüfung von Photovoltaik-Anlagen erschöpfend behandelt werden. Der Autor haftet nicht für Schäden, die aus der Nutzung dieser Broschüre entstehen!

Photovoltaik-Anlage

Im einfachsten Fall besteht eine Photovoltaik-Anlage aus einem Solarmodul, Gleichstromverkabelung, Wechselrichter, Wechselstromverkabelung und einem Stromzähler.

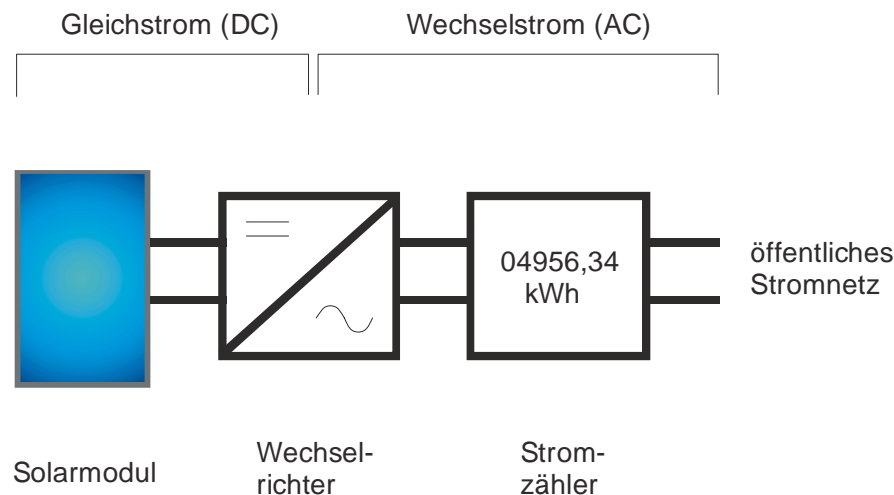


Bild 1: einfachst mögliche Photovoltaik-Anlage

Strom wird erzeugt, wenn das Sonnenlicht auf das Solarmodul trifft und sich in dessen Zellen eine Spannung aufbaut. Diese Spannung treibt einen Gleichstrom (englisch Direct Current, abgekürzt DC) in den Wechselrichter, wird dort zu Wechselstrom (AC) gewandelt und über einen Stromzähler ins öffentliche Stromnetz eingespeist.

Reale Photovoltaik-Anlagen können deutlich komplexer aufgebaut sein. Eine typische Anlage besteht aus mehreren Solarmodulen, welche bei größeren Anlagen in Gruppen gliedert sind. Diese Gruppen nennen sich Strings.

Der Wechselrichter besteht intern aus mehreren Funktionsteilen. An seinem Eingang befindet sich der MPP-Regler, auch MPP-Tracker genannt. Er sorgt dafür, dass die Solarmodule im bestmöglichen Betriebspunkt (MPP = Maximum Power Point) betrieben werden. Anlagen mit mehreren Strings werden i.d.R. mit mehreren MPP-Reglern aufgebaut um jeden String optimal zu betreiben.

Auf den MPP-Regler folgt der Spannungswandler und macht aus Gleichstrom Wechselstrom. Am Ausgang befindet sich, zumindest bei kleineren Wechselrichtern, die Trennstelle. Über diesen Schalter wird die Photovoltaikanlage mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden oder, insbesondere bei Reparaturarbeiten oder Brand, davon getrennt.

Aufgrund der gesonderten Eigenverbrauchsvergütung im EEG (Erneuerbare Energien-Gesetz) sind bei privat betriebenen Photovoltaikanlagen 2 gesonderte Stromzähler sinnvoll. Einer für den selbst verbrauchten Strom und einer für den Strom, der ins öffentliche Netz gespeist wird.

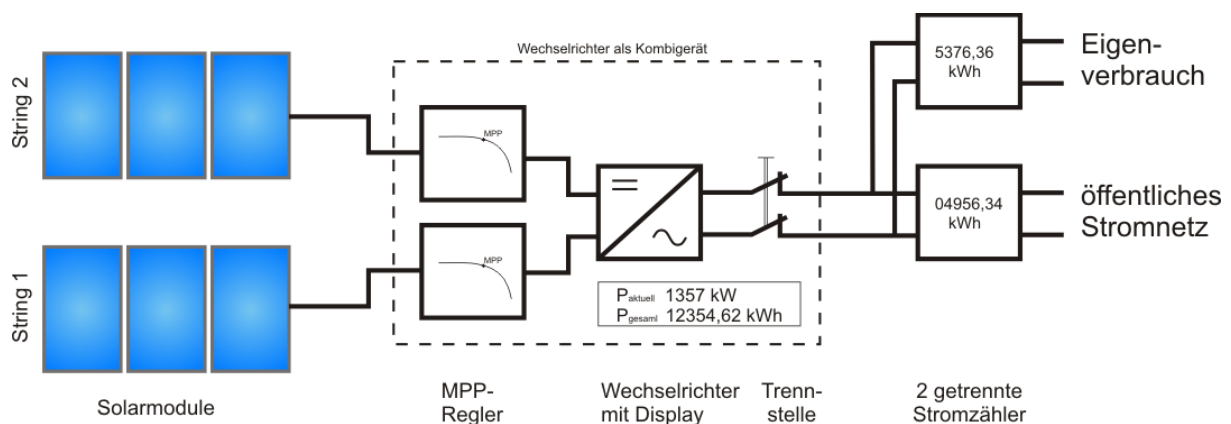


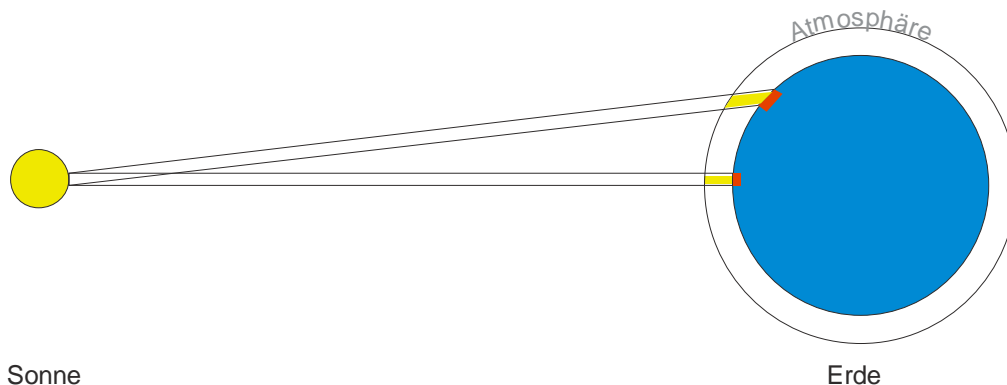
Bild 2: Typische Photovoltaik-Anlage für Wohngebäude

Große Solaranlagen können noch komplexer aufgebaut sein. Dabei werden zusätzliche Leistungs-optimierer eingesetzt, gesonderte MPP-Regler an 3 getrennte Wechselrichter gebunden und der Strom als Drehstrom ins öffentliche Netz gespeist. Überwachungsfunktionen mit Internetanbindung, Sonnenstands-Nachführungssysteme u.a. bleiben in diesem Bericht unberücksichtigt.

Damit die Photovoltaik-Anlage Strom erzeugt, muss Sonnenlicht auf die Solarmodule treffen. In den Solarmodulen wird das Sonnenlicht in elektrische Energie gewandelt, über die Gleichstromkabel einem Wechselrichter zugeführt, dort zu Wechselstrom gewandelt und über einen Stromzähler in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Entlang diesem Ablauf werden auf den folgenden Seiten die Stationen der Stromerzeugung beschrieben, Verlustbringer offenbart, die zugehörigen Rechenwege erläutert und Tipps für eine sinnvolle Anlagendimensionierung gegeben.

Einstrahlung

Die Solarstromerzeugung startet auf der Sonne, deren Licht durch das Weltall strömt und mit ca. 1367 W/m^2 (Solarkonstante E_0) auf die Erdatmosphäre trifft. Ein Teil des Sonnenlichts wird von der Erdatmosphäre (Wolken, Staubpartikel...) zurück in das Weltall reflektiert, der Rest trifft in unterschiedlichen Winkeln auf die Erdoberfläche. Am Äquator ist der Einfallswinkel steil und die Energiedichte nahezu optimal. In Richtung der Pole verringert sich der Einfallswinkel und mit ihm die Energiedichte. Bild 2 zeigt dies mit den roten Bereichen, die jeweils dieselbe Energiemenge erhalten. Hinzu kommt, dass die Sonnenstrahlen in unseren nördlichen Breiten einen längeren Weg durch die Atmosphäre nehmen müssen. Das Mehr an Luft nennt sich „Air Mass“ bzw. AM und wird für unsere Breitengrade mit ca. 1,5 angegeben, was ein Durchschnittswert für unterschiedliche Tages- und Jahreszeiten ist. Für Berlin gilt: am 21. Juni liegt AM bei 1,15, an Heiligabend bei 4. In Bild 2 erkennen Sie dies an der Länge der gelben Linie.



Sonne

Erde

Bild 3: Ortsabhängige Sonneneinstrahlung

Die jährliche Energiemenge, die je m^2 an einem bestimmten Ort auf die Erdoberfläche trifft, entnimmt man Globalstrahlungskarten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) oder aus Datenbanken, die mit Hilfe von Satelliten in jahrzehntelangen Messreihen erstellt wurden (PVGIS, NASA).

Anlagengeometrie

Die Globalstrahlungswerte von DWD, PVGIS und NASA gelten typischerweise für horizontal angeordnete Flächen, sprich die ebene Erdoberfläche. Für dachintegrierte Photovoltaikmodule rechnet man die Globalstrahlungswerte auf die Modulneigung um. Die ideale Modulneigung beträgt in Deutschland ca. $30^\circ - 35^\circ$ bei Südausrichtung (Azimut = 0°). Ist die exakte Südausrichtung nicht gegeben, führt dies nicht sofort zu drastischen Ertragsminderungen. Der Extremfall Nordausrichtung macht dies deutlich. Bei einer Modulneigung von 0° liese sich Solarstrom ernten, bei 30° läge das Modul nahezu konstant im eigenen Schatten. Wie sich Dachneigung und Azimut ergänzen entnehmen Sie dem Neigungswinkel-Azimut-Diagramm.

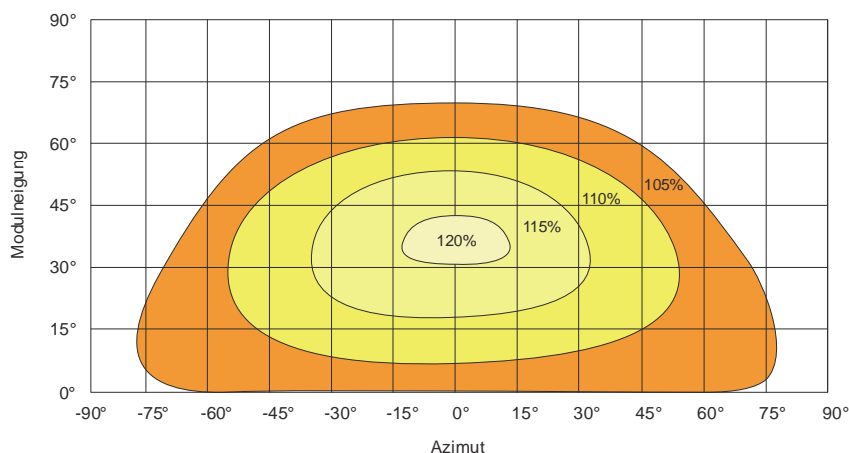


Bild 4: Modulneigungs-Azimut-Diagramm

Temperaturabhängigkeit

Die Solarzellen der Solarmodule bestehen i.d.R. aus Halbleitern, typischerweise Silizium. Halbleiter zeichnen sich dadurch aus, dass der elektrische Widerstand am absoluten Nullpunkt der Temperatur (ca. -273°C) Null ist und mit zunehmender Temperatur wächst.

In Solarzellen wirkt sich die Temperaturabhängigkeit mehrfach ungünstig aus. Zum einen, da die Sonnenstrahlung an heißen Sommertagen die Module erwärmt, und zum anderen, da der erzeugte Strom durch die Zellen fließt und zur Erwärmung beiträgt. Damit wird ausgerechnet an den ertragreichsten Tagen die Stromproduktion gebremst, da der ansteigende Widerstand den Strom teilweise zu Wärmeenergie wandelt und diese als Infrarotstrahlung in die Umgebung abstrahlt. Diese Energie kommt folglich am Wechselrichter nicht mehr an.

Besonders stark wirkt dieser Effekt bei In-Dach-Modulen, da diese mangels Hinterlüftung weniger effektiv gekühlt werden als aufgeständerte Module. Vorteilhaft ist in diesem Zusammenhang ein hoher Einbauort, da die kühlende Luft in größeren Höhen stärker bewegt ist (siehe Basiswissen Windsog, Teil 1).

In der Ertragsberechnung wird die Temperaturabhängigkeit durch Korrekturfaktoren abgebildet. Für In-Dach-Module liegt der Faktor bei 0,9378, für aufgeständerte Module bei 0,9585. Diese Faktoren können für unterschiedliche Montagearten und Orte (Dach <-> Fassade, Umgebung...), Halbleitertypen (Silizium, Cadmium-Tellurit, Kupfer-Indium-Diselenid...) und Modulaufbau zwar variieren, werden mangels belastbarer Zahlen in diesem Skript aber ausschließlich mit diese 2 Werten angegeben.

Energieerzeugung

Aus den Werten für Globalstrahlung, Modulneigung, Azimut, Temperaturfaktor und den Eigenschaften des Solarmoduls lässt sich unmittelbar die vom Solarmodul erzeugte Energiemenge E_{ideal} berechnen.

Beispiel:

Solarmodule: 10 x Solarworld SW 250 Mono (Nennleistung STC = 250 Watt)
Standort: Berlin
Dachneigung: 45°
Azimut: -30° (Süd-Süd-Ost)

Rechenweg:

Nennleistung P_{PV} : $10 \cdot 250 \text{ Watt} = 2500 \text{ Watt} = 2,5 \text{ kWp}$
Globalstrahlung Z_2 : 1010 kWh/m^2 (Mittelwert für Berlin lt. DWD, PVGIS und NASA)
Faktor Neigung + Azimut Z_3 : 1,1 (siehe Bild 4: abgelesener Wert = 110 %)
Temperaturkorrekturfaktor Z_4 : 0,9585 (aufgeständerte = hinterlüftete Module)

$$E_{\text{ideal}} = P_{\text{PV}} \cdot Z_2 \cdot Z_3 \cdot Z_4 \cdot [\text{m}^2 / (\text{kW} \cdot \text{Jahr})] = 2,5 \text{ kW} \cdot 1010 \text{ kWh/m}^2 \cdot 1,1 \cdot 0,9585 = 2662 \text{ kWh} / \text{Jahr}$$

Anmerkung: Rechenweg und Formelzeichen entstammen dem Handbuch „Photovoltaische Anlagen“ der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie, Landesverband Berlin Brandenburg e.V. Der Einheiten-Faktor $[\text{m}^2 / (\text{kW} \cdot \text{Jahr})]$ korrigiert die Einheiten entsprechend den STC-Testbedingungen, unter denen die Nennleistung der Module ermittelt wurden. Dies ist erforderlich, da die Leistung pro Modul, die Einstrahlung aber je m^2 angegeben ist und die Modulleistung als Momentanwert angegeben wird, die Globalstrahlung aber pro Jahr gilt.

Unglücklicherweise liegt diese Strommenge von 2662 Kilowattstunden pro Jahr nur direkt an den unterseitigen Klemmen der Solarmodule an, vorausgesetzt diese werden niemals verschattet, haben eine absolut saubere Glasscheibe und sind alle technisch identisch und perfekt. Da dies nicht der Fall sein kann und auch die nachfolgende Gleichstromverkabelung, der Wechselrichter und die Wechselstromverkabelung bis hin zum Stromzähler verlustbehaftet sind, müssen wir uns für die Berechnung des realistischen Ertrages mit diesen Verlusten beschäftigen.

Verluste

Die ersten Verluste entstehen, noch bevor das Sonnenlicht die Module erreicht, durch **Verschattung**. Das können ein vorbei fliegender Vogel, ein Baum, ein Nachbargebäude, der Schornstein, die Freilandleitung des Energieversorgers u.a.m. sein. Nebel und Wolken werden hierbei nicht betrachtet, da deren Einfluss bereits in der Globalstrahlung enthalten ist.

Feste Werte oder Formeln für den Verschattungsfaktor gibt es leider nicht und Programme für deren Berechnung sind aufwendig in der Eingabe (3D-Zeichnung...) und auch recht kostenintensiv. Dies ist bedauerlich, da Verschattungen einen unangenehmen Effekt auslösen. Da Solarmodule i.d.R. in Reihe geschaltet sind und bei der Teilverschattung eines Moduls dessen elektrischer Widerstand ansteigt, beeinträchtigt dieses ein Modul die gesamte Modulreihe (String) so, als ob alle Module in derselben Art verschattet wären.

Daher sollten auf teilverschatteten Flächen eher kurze Strings gebildet und um Schattenwerfer herum großzügig Abstand gehalten werden. Typische Verlustfaktoren liegen zwischen **1 % und 10 %**. 0 % können nicht erreicht werden, da auch temporäre Verschmutzungen wie Laubanhaltungen und Schnee in die Verschattung, nicht in die Verschmutzung, eingerechnet werden.

Unter **Verschmutzung** versteht man Ablagerungen auf dem Solarglas als Folge von Staub, Pollen, Fetten (Viehstall, Biogasanlagen...), Salz (Meeresnähe, Solebergwerk...), Vogelkot u.s.w. Flach liegende Module sind dabei stärker betroffen als steile, da dort die Selbstreinigung durch den Regen schlechter funktioniert. Erfahrungsgemäß sind 12 bis 15° Modulneigung für die Selbstreinigung ausreichend. Darunter sollte eine regelmäßige, vom Verschmutzungsgrad abhängige Reinigung erfolgen. Unter normalen Umständen rechnet man ca. **2 % bis 5 %** als Verschmutzungsfaktor ein.

Dass die Reihenschaltung der Solarmodule Probleme durch Verschattung mit sich bringt, habe ich bereits dargestellt. Doch nicht nur die Verschattung führt zu unterschiedlichen, inneren Widerständen der Solarmodule, auch Ungleichheiten der Solarzellen bedingen ungleiche Widerstandswerte. Innerhalb eines Strings bestimmt das Modul mit dem höchsten Widerstand den Gesamtwiderstand. Man könnte auch sagen: Das schlechteste Modul bestimmt die Eigenschaften des gesamten Strings. Als Gegenmaßnahme bleibt nur die Zusammenfassung möglichst gleichartiger Module zu einem String. Sie als Handwerker sollten deshalb die Prüfprotokolle der einzelnen Solarmodule gewissenhaft prüfen und in Anlagen mit mehreren Strings passend sortieren. Der Rest an Ungleichheit nennt sich **Mismatch** und wird bei qualitativ hochwertigen Modulen unter **3 %** bleiben.

Solarmodule unterscheiden sich nicht nur untereinander, sie unterscheiden sich zwangsläufig auch von den Angaben im Datenblatt. Dort sind alle relevanten, nach STC (Standard Testing Conditions) ermittelten Werte enthalten. Die wichtigste Angabe ist hierbei die Nennleistung, gemessen in Wp. Das W steht für Watt, das p für Peak, dem englischen Wort für Gipfel oder Bergspitze. Die Nennleistung stellt also den Maximalwert dar, den das Solarmodul unter STC-Bedingungen erreicht. Direkt hinter oder unterhalb dieses Wertes folgt meist die zulässige Abweichung. Diese kann lt. Norm nach unten (negativ) und/oder oben (positiv) abweichen und ist bei möglicher Negativabweichung als **Abweichung STC** einzurechnen. Sehr hochwertige Module mit Positivsortierung, d.h. deren Leistung entspricht mindestens der Nennleistung, können ohne Abweichung STC berechnet werden.

Verschattung, Verschmutzung, Mismatch und Abweichung STC sind die Verluste vor, auf und im Solarmodul. Hinter dem Modul folgt die DC- (Direct Current) oder Gleichstromverkabelung. Diese weist einen ohmschen Widerstand $R = U / I$ (Widerstand $R = \text{Spannung} / \text{Strom}$) im Kabel und an allen Verbindern auf. Er steigt mit der Leitungslänge und der Anzahl der Verbinder zwischen Modulen und Wechselrichter. Es entstehen **DC-Leitungsverluste**, die typischerweise zwischen **0,5 % und 1 %** liegen.

Am anderen Ende der DC-Verkabelung steht der Wechselrichter. Die korrekte Auswahl des Wechselrichters ist eine kleine Kunst für sich, muss er doch zu den Solarmodulen (Trafo ?), deren Verkabelung, Leerlaufspannung, maximaler String- und Gesamtleistung, dem Netzanschluss (ein- oder dreiphasig) u.a.m. passen.

Am Ende des Gleichstromkabels beginnt der Wechselrichter seine Arbeit mit der Suche nach dem optimalen Arbeitspunkt MPP. MPP steht für Maximum-Power-Point, also dem Arbeitspunkt, an dem die Solarmodule die momentan maximal mögliche Leistung (Power) abgeben. In diesem Punkt ist das Produkt aus Spannung * Strom = Leistung am größten.

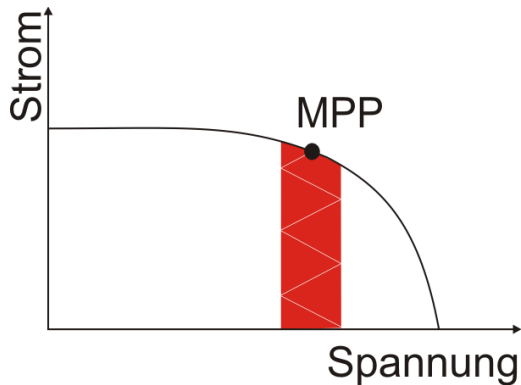


Bild 5: Maximum-Power-Point

Da sich dieser Arbeitspunkt mit dem Sonnenstand und jeder Wolke ändert, gilt es die MPP-Einstellung ständig nachzuführen. Hierzu ändert der Wechselrichter die Eingangsspannung regelmäßig nach unten und oben und prüft, welches die beste Einstellung ist. In Bild 5 ist der Verlauf der Eingangsspannung als weiße Linie im roten Regelbereich dargestellt. Dabei ist immer wieder ein kurzzeitiger Betrieb im ungünstigeren Bereich erforderlich, was Verluste mit sich bringt. Diese Verluste durch **MPP-Anpassung** sind zwar geringer als dauerhafter Betrieb im falschen Arbeitsbereich, liegen aber dennoch bei **1 bis 2 %**.

Im Anschluss an die MPP-Anpassung wandelt der Wechselrichter den Gleichstrom zu Wechselstrom. Hierzu muss er den Gleichstrom „zerhacken“ und über einen Trafo oder eine spezielle Elektronik in einen Sinusstrom wandeln, der in seinem Verlauf exakt dem öffentlichen Stromnetz folgt. Auch dieser Vorgang verläuft nicht perfekt und unterliegt **Wechselrichterverlusten** von **2 bis 10 %**. Den exakten Wert entnehmen Sie dem Datenblatt des Wechselrichters. Dort finden Sie den Wirkungsgrad des Wechselrichters in Prozent. Die Formel „100 % - Wechselrichterwirkungsgrad in %“ ergibt den Wechselrichterverlust in %.

Bitte beachten: Bei kleineren Solaranlagen ist die MPP-Anpassung im Wechselrichter enthalten. Der MPP-Anpassungsverlust ist dabei Teil des Wechselrichterverlustes und kann bei der Eingabe in MF Solar zu 0 gesetzt werden. Nur in größeren Anlagen mit separaten MPP-Reglern (DC-Buskonzept) tragen Sie beide Verlustfaktoren getrennt ein.

Nach dem Wechselrichter folgt abschließend die Wechselstromverkabelung bis zum Stromzähler. Da die Strecke vom Dachboden (Wechselrichter) bis zum Keller (Stromzähler) nennenswerte Leitungslängen ergeben kann, sind **0,5 % bis 1 %** ein realistischer **AC-Leitungsverlust**.

Ertragsberechnung

Anlagenwerte:

| | |
|------------------------|---|
| Solarmodule: | 20 x Roto SRP 270 (Nennleistung STC = 270 Watt, dachintegriert) |
| Standort: | Wiesbaden |
| Dachneigung: | 30° |
| Azimut: | 45° (Süd-West) |
| Verschattung: | 2,5 % |
| Verschmutzung: | 2 % |
| Mismatch: | 1,7 % |
| Abweichung STC: | 3 % |
| DC-Leitungsverlust: | 0,7 % |
| MPP-Anpassung: | 1,5 % |
| Wechselrichterverlust: | 6 % |
| AC-Leitungsverlust: | 0,5 % |

Rechenweg:

| | |
|-----------------------------------|--|
| Nennleistung P_{PV} : | 12 * 270 Watt = 5400 Watt = 5,4 kWp |
| Globalstrahlung Z_2 : | 1038 kWh/m ² (Mittelwert für Wiesbaden lt. DWD, PVGIS und NASA) |
| Faktor Neigung + Azimut Z_3 : | 1,09 (siehe Bild 4) |
| Temperaturkorrekturfaktor Z_4 : | 0,9378 (nicht hinterlüftete, dachintegrierte Module) |

$$E_{ideal} = P_{PV} * Z_2 * Z_3 * Z_4 = 5,4 \text{ kW} * 1038 \text{ kWh/m}^2 * 1,09 * 0,9378 = 5730 \text{ kWh / Jahr}$$

Der jährlich zu erwartende Anlagenertrag E_{real} ergibt sich aus dem idealen Ertrag E_{ideal} multipliziert mit sämtlichen Verlustfaktoren.

Beispiel: Für 2,5% Verschattung ergibt sich der Verlustfaktor $(100 - 2,5) / 100 = 0,975$.

$$E_{real} = E_{ideal} * 0,975 * 0,98 * 0,983 * 0,97 * 0,993 * 0,985 * 0,94 * 0,995 = 4776 \text{ kWh / Jahr}$$

Literaturhinweise

Handbuch „Photovoltaische Anlagen“

Herausgeber: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Landesverband Berlin Brandenburg e.V.
ISBN 978-3-00-030330-2

„Photovoltaik – Gebäude liefern Strom“

Herausgeber: Beuth Verlag GmbH, 10787 Berlin
ISBN 978-3-410-20354-4

Photovoltaik-Anlagen: planen - montieren - prüfen – warten

Autor: Hans-Joachim Geist
ISBN 978-3895761911

Was Sie über Photovoltaikanlagen wissen sollten:

Technologie und Technik, Recht und Steuer, Versicherung und Wirtschaftlichkeit

Autor: Markus Witte
ISBN 978-3000211409

Photovoltaik für Profis: Verkauf, Planung und Montage von Solarstromanlagen

Autor: Falk Antony
ISBN 978-3410200321

Photovoltaik: Solarstrom vom Dach

Autor: Thomas Seltmann
ISBN 978-3868510379

Photovoltaik. Normen und Vorschriften, Testberichte, Beratung und Verkauf: de-Jahrbuch 2012

Andreas Stöcklhuber
ISBN 978-3810103178

Photon – Das Solarstrom-Magazin

PHOTON Europe GmbH, Jülicher Straße 376, 52070 Aachen
Erhältlich im gut sortierten Zeitschriftenhandel oder per Abo beim Verlag

Link-Tipps

Globalstrahlungswerte für Deutschland und den Rest der Welt aus europäischer Hand

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/pvreg.php>

Globalstrahlungswerte für Deutschland und den Rest der Welt aus amerikanischer Hand

<http://www.soda-is.com/eng/index.html>

Globalstrahlungswerte aus Deutschland für Deutschland

www.dwd.de/globalstrahlung

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Landesverband Berlin Brandenburg e.V.

www.dgs-berlin.de

Infos zum „Erneuerbare Energien Gesetz“ aus dem zuständigen Ministerium

www.erneuerbare-energien.de

Eines der führenden Sonnenenergie-Portale

www.solarserver.de

Homepage des monatlich erscheinenden Solarstrom-Magazins

www.photon.info

Und zu guter letzt noch ein Hinweis in eigener Sache

www.photovoltaiik-software.de