

Die optimale Auslegung einer netzgekoppelten PV- Anlage

Vorabausgabe

SMA Regelsysteme GmbH

Bereich Solartechnik

Stand: August 2003

Inhalt:

Einleitung	3
1. Das Leistungsverhältnis Wechselrichter / PV-Generator	4
1.1. Die Leistungsverteilung des Energieertrags.....	4
1.2. Unterdimensionierung eines PV-Wechselrichters.....	8
1.3. Die wirtschaftlichste Auslegung.....	9
1.4. Sunny Boys unter sich.....	11
2. Die Generatorspannung	14
2.1. Die niedrigste Arbeitsspannung.....	16
2.2. Die höchste Arbeitsspannung.....	18
2.3. MPP-Spannung und Wirkungsgrad.....	20
3. Hilfsmittel für die Planung	23
3.1. Die Generatorauslegungstabelle „GenAu.xls“.....	23
3.2. Energienutzungsfaktor.....	24
3.3. Einbindung eigener Einstrahlungsdaten.....	25
3.4. Auslegung eines Multi-String Wechselrichters.....	29
4. Zusammenfassung	30
5. Glossar	31
6. Quellen	33
Anhang I: Prüfung der elektrischen Grenzwerte in „GenAu.xls“	34

Einleitung

Die optimale Auslegung einer netzgekoppelten PV-Anlage – so wie es der Titel dieser Ausarbeitung verspricht - können auch wir nicht verraten, denn *das* Optimum existiert nicht in dieser absoluten Form. Es wäre ja auch sonst zu einfach, eine PV-Anlage zu bauen. Zweifellos gibt es aber Auslegungen, die den energetischen Ertrag maximieren bzw. die Amortisationszeit minimieren. Die Kunst des Anlagenplaners besteht genau darin, die Auswirkungen der wichtigsten Parameter auf den Ertrag und die Investitionskosten abschätzen zu können und so dem Kunden eine maßgeschneiderte Anlage anzubieten.

Die vorliegende Ausarbeitung enthält die wesentlichen technischen Grundlagen und Zusammenhänge, die bei einer korrekten Auslegung berücksichtigt werden müssen. Außerdem werden die Auswirkungen der PV-Spannung und PV-Leistung auf den Anlagenenertrag hergeleitet und beschrieben, mit deren Kenntnis es möglich wird, den Energieertrag einer PV-Anlage im Netzparallelbetrieb zu optimieren.

1. Das Leistungsverhältnis Wechselrichter / PV-Generator

Bei einer gut geplanten PV-Anlage muss die Leistung des Wechselrichters zu der Leistung des angeschlossenen Photovoltaikgenerators passen. Als Kenngröße hierfür soll an dieser Stelle das „Leistungsverhältnis V_P “ eingeführt werden, das die Schnittstelle beider Systeme über das Verhältnis der maximalen Eingangsleistung des Wechselrichters $P_{WReinMAX}$ zur Spitzenleistung des vorgeschalteten Systems, des PV-Generators P_{PVpeak} , beschreibt.

$$V_P = \frac{P_{WReinMAX}}{P_{PVpeak}}$$

mit V_P	Leistungsverhältnis
$P_{WReinMAX}$	maximale Eingangsleistung des Wechselrichters
P_{PVpeak}	Ausgangsnennleistung bzw. Spitzenleistung des PV-Generators bei STC [STC: Standard Test Conditions; s. Glossar]

Zu beachten ist hierbei, dass P_{PVpeak} nicht die absolut maximale MPP-Leistung des PV-Generators darstellt, sondern die Ausgangsleistung bei den Standard-Testbedingungen STC (Definition s. Glossar), wie sie für eine gute Vergleichbarkeit in den Datenblättern der Module meist angegeben ist. Die realen Einstrahlungs- und Betriebsbedingungen können dem gegenüber durchaus günstiger sein und deshalb zu höheren Generatorleistungen führen. In Deutschland sind maximale Modulleistungen im Bereich von 1,1- bis 1,2-fachen der PV-Spitzenleistung P_{PVpeak} zu erwarten.

Bei konventionellen technischen Systemauslegungen wird eine Leistungsanpassung aller Komponenten angestrebt, d.h. gemäß den oben ausgeführten Vorüberlegungen ein Leistungsverhältnis von ca. 1,2. Wenn auch die Maximalleistung der Komponenten genutzt werden soll, stellt diese Auslegung gleichzeitig die energetisch optimierte und auch die wirtschaftlichste Lösung dar.

Bei einer PV-Anlage ist allerdings nicht die Höhe der Momentanleistung wichtig, sondern das Integral der Einspeiseleistung - die eingespeiste Energie. Wenn die energetisch optimale Auslegung nur über einen unverhältnismäßig hohen technischen Aufwand (Überdimensionierung des Wechselrichters) erreichbar ist, stellt sich die Frage nach der wirtschaftlich optimierten Auslegung. Sie wird bestimmt durch:

- Die Zuordnung des jährlichen Energieertrags auf die jeweiligen MPP-Leistungen
- Das Verhalten eines überlasteten Wechselrichters
- Investitionskosten für PV-Generator und Wechselrichter

Die technischen Informationen werden in den nächsten beiden Abschnitten erarbeitet und im darauf folgenden Abschnitt durch die wirtschaftlichen Daten ergänzt. Der letzte Abschnitt dieses Kapitels wird dann auf die Unterschiede zwischen den einzelnen Sunny Boys bezüglich ihrer wirtschaftlich optimalen Auslegung eingehen.

1.1. Die Leistungsverteilung des Energieertrags

Für die Abschätzung, wie groß der „Energieverlust“ ist, wenn der Wechselrichter die Einspeiseleistung begrenzt, muss zunächst die Leistungsverteilung des Energieertrags bekannt sein. Sie gibt an, welchen Anteil an der Gesamtenergie ein PV-Generator bei einer bestimmten MPP-Leistung liefert. Grundlage dieser Verteilung ist natürlich die Statistik der Sonneneinstrahlung des gewählten Aufstellungsortes.

Durch Integration der jeweils betrachteten Einstrahlungsstärke über die Dauer ihres Auftretens erhält man die Energieverteilung über der Einstrahlungsstärke.

Diese Verteilung gehört zur Familie der meteorologischen Daten und ist für viele Standorte auf der Welt verfügbar. Je nach der Herkunft der Daten, berücksichtigen sie lediglich die geographische Lage (Simulationsrechnung mit Länge und Breite) oder sogar die Witterungsverhältnisse (Messdaten über eine gewisse Aufzeichnungszeit) des gewünschten Standorts. Individuell vorhandene Einflüsse auf die Einstrahlungsstatistik gehen hier auf keinen Fall ein. So wird selbstverständlich eine (Teil-) Abschattung der Generatorfläche zu einer geringeren Einstrahlung gegenüber den statistischen Daten führen, wie reflektierende Flächen prinzipiell den Energieertrag erhöhen können.

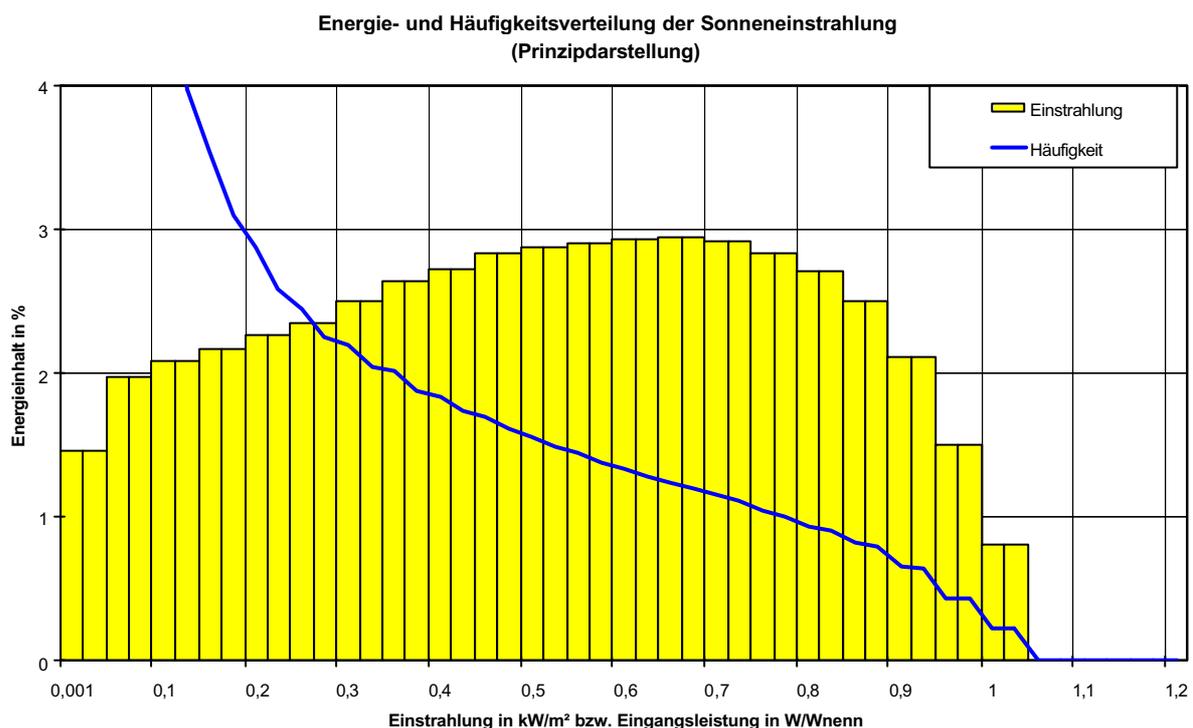


Abbildung 1: Jährliche Häufigkeit und Energieinhalt verschiedener Einstrahlungsstärken

Diese Einflüsse sollen hier zunächst vernachlässigt werden. In der Abbildung 1 ist ein Beispiel für eine Jahresstatistik eines Standortes dargestellt, bei der für verschiedene Klassen der Einstrahlungsstärke, die Häufigkeit und der Energieinhalt im Betrachtungszeitraum bilanziert wird. Erwartungsgemäß werden sehr häufig Einstrahlungsdichten geringer Höhe registriert. Ihr Beitrag zum Gesamtertrag ist jedoch ebenso niedrig, wie der der hohen, aber seltenen Einstrahlungsdichten. Es überrascht deshalb nicht, wenn der höchste Energieanteil einer Klasse etwa bei 2/3 der maximalen Einstrahlungsdichte von 1000 W/m² bei 650 W/m² liegt. In diese Rechnung geht hierbei die gesamte, während des betrachteten Jahres eingefallene Sonnenenergie ein - unabhängig davon, ob diese genutzt wird oder nicht.

Kann aus dieser Einstrahlungsstatistik jetzt auch unmittelbar auf die Leistung geschlossen werden, die eine Solarzelle im Laufe eines Betriebsjahres liefert? Schließlich steigt die MPP-Leistung mit der Einstrahlungsstärke, so dass diese beiden Größen in einer ersten Näherung als proportional zueinander betrachtet werden können. Um aus der in Abbildung 1 aufgetragenen Einstrahlungsenergieverteilung die entsprechende Verteilung über der MPP-Leistung zu ermitteln, braucht für eine erste Näherung lediglich die X-Achse umskaliert zu werden. Das geht ganz einfach, wenn man eine, auf die

Ausgangsnennleistung des Generators normierte Darstellung wählt: Die Ausgangsnennleistung P_{PVpeak} wird vom PV-Generator bei einer (Nenn-)Einstrahlungsstärke von 1000 W/m^2 geliefert (vgl. Glossar: „STC“). Die Solarzellen wandeln die einfallende Sonnenstrahlung nur zu einem sehr kleinen Teil in elektrische Energie um. Der Wirkungsgrad liegt je nach Technologie bei 5 ... 14 % [Kreutzmann 2001].

Wird das Ergebnis einer solchen Umskalierung den realen Messwerten gegenübergestellt, dann wird deutlich, dass diese Näherung des Betriebsverhaltens eines PV-Generators nur für eine sehr grobe Abschätzungen nutzbar ist. Um eine befriedigenden Beschreibung des PV-Generators zu erhalten, muss das Modell der PV-Zelle verfeinert werden und mindestens der Einfluss von Temperatur und Einstrahlungsstärke auf den Wirkungsgrad berücksichtigt werden, so wie es z.B. der Abbildung 3 zu entnehmen ist. Der Wirkungsgrad einer (kristallinen) Solarzelle sinkt mit der Zelltemperatur und steigt mit der Einstrahlung. Die Abweichung vom Nennwirkungsgrad (Wirkungsgrad bei Nennbedingungen bzw. STC) ist in Abbildung 3 dargestellt.

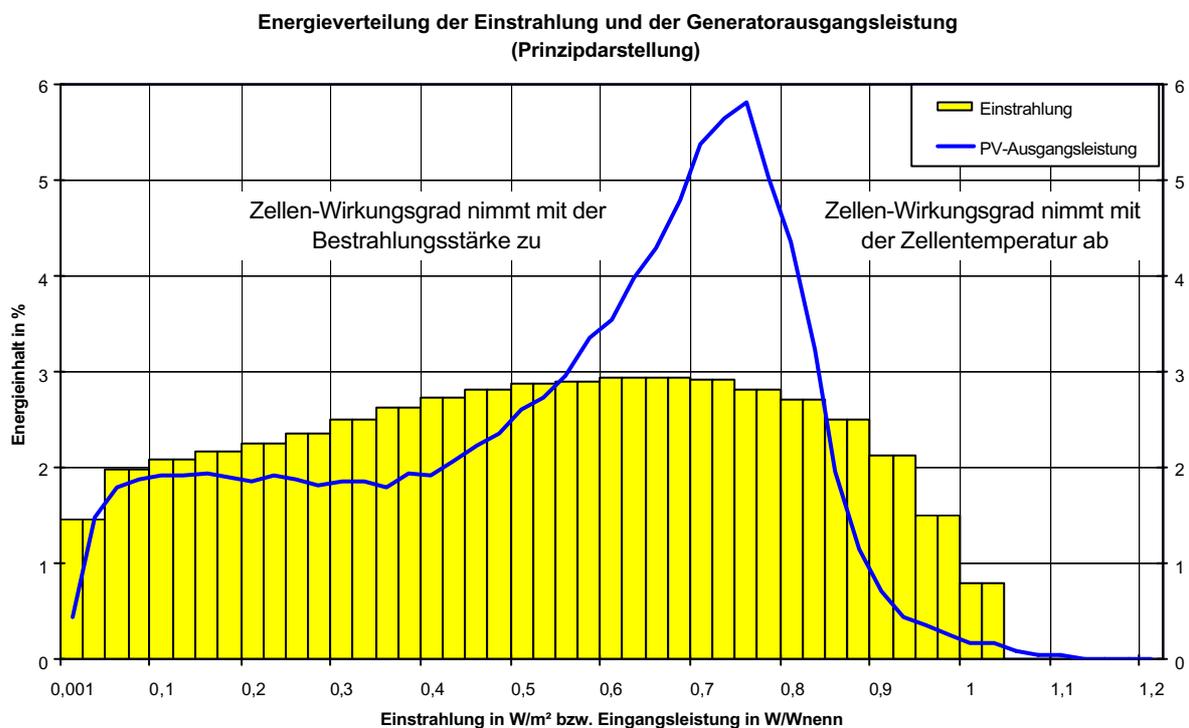


Abbildung 2: Qualitative Umrechnung der Einstrahlungsstatistik in die MPP-Statistik

Einfluß der Umgebungsbedingungen auf den Wirkungsgrad

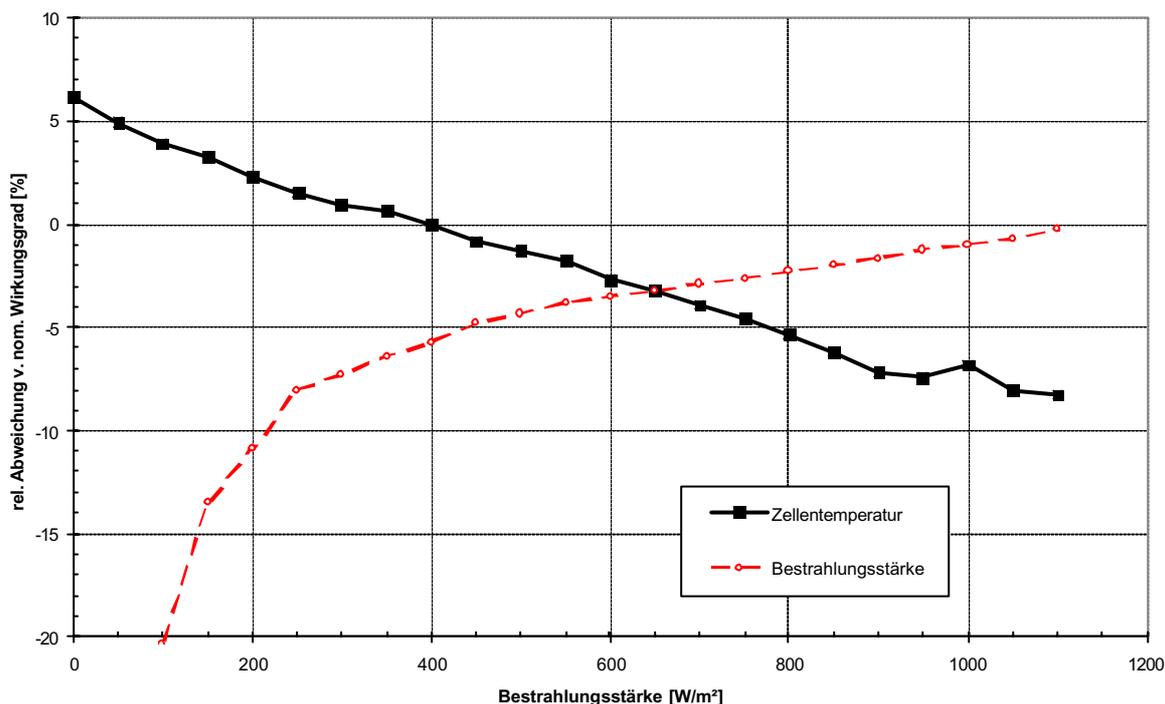


Abbildung 3: Wirkungsgrad von kristallinen Solarzellen in Abhängigkeit von der Temperatur und Einstrahlungsstärke [Decker 1993]

Ohne zusätzliche Informationen ist dies allerdings nicht durchführbar, denn die selbe Einstrahlungsstärke kann ja im Winter bei kalter Außentemperatur und im Sommer bei heißem Wetter zu ganz unterschiedlichen MPP-Leistungen des Generators führen. Es ist aber möglich den Einfluss der oben beschriebenen Parameter qualitativ darzustellen.

Eine hohe Zelltemperatur wird in unseren Breiten meistens zusammen mit hohen Einstrahlungsstärken auftreten. In der Energieverteilung bedeutet das, dass der Ertrag bei hohen Einstrahlungen sich verringert und so zum Teil in die Richtung kleinerer MPP-Leistungen „verlagert“. Die Einstrahlungsabhängigkeit des Wirkungsgrades bewirkt bei niedrigen Einstrahlungen ebenfalls eine „Verlagerung“ hin zu kleinen MPP-Leistungen. Die Gegenüberstellung der Energieverteilung über der Einstrahlung bzw. der MPP-Leistung in Abbildung 2 verdeutlicht, dass der höchste Energieertrag etwa bei 2/3 der Nennleistung durch die physikalischen Eigenschaften der Solarzellen noch verstärkt wird. Es zeigt aber auch, dass eine realistische Anlagenauslegung auf der Energieverteilung über der MPP-Leistung basieren muss. Leider sind diese Daten wesentlich schwerer beschaffbar, als die Einstrahlungsstatistiken. Die Ergebnisse einer Messreihe in Freiburg [Jantsch 1993] ist in Abbildung 4 dargestellt.

Energieverteilung der PV-Generator-Abgabeleistung bei verschiedenen Neigungswinkeln

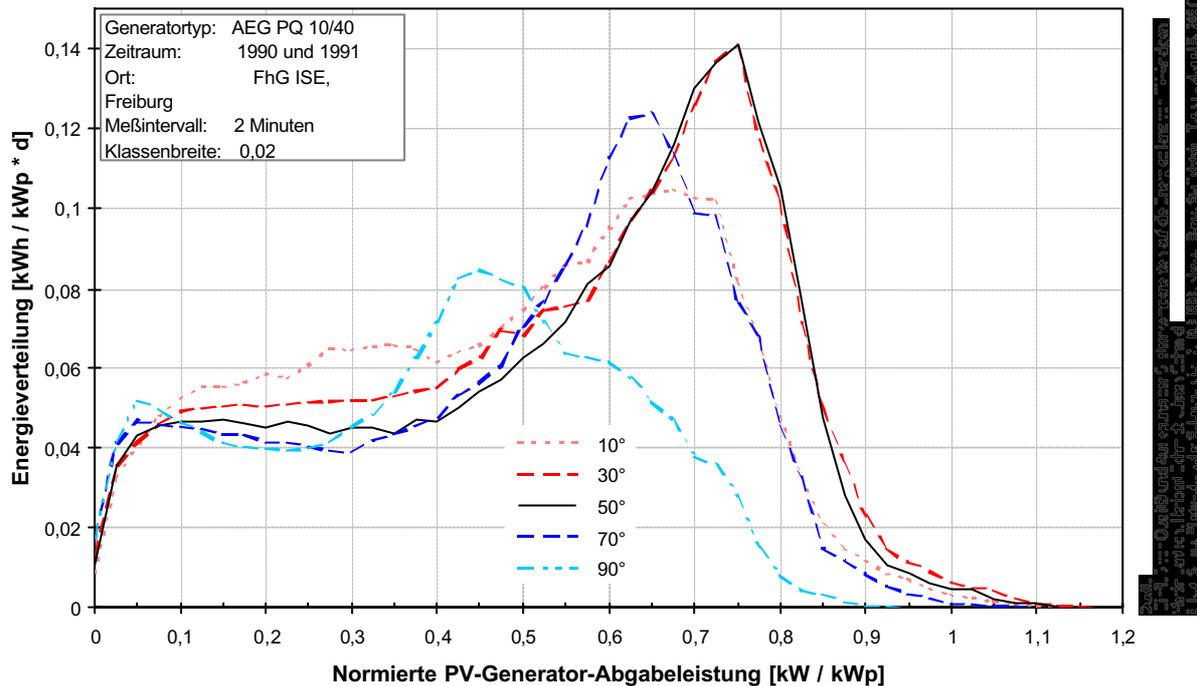


Abbildung 4: Energieverteilung der PV-Ausgangsleistung bei unterschiedlichen Neigungswinkeln [Jantsch 1993]

1.2. Unterdimensionierung eines PV-Wechselrichters

Mit dem Ergebnis des letzten Abschnitts, ist es nun möglich, die Verluste abzuschätzen, die durch die begrenzte Eingangsleistung eines unterdimensionierten Wechselrichters entstehen. Bei dieser Betrachtung ist das Verhalten des Wechselrichters bei einer Überlastung ganz wesentlich und soll deshalb am Beispiel eines drastisch unterdimensionierten Wechselrichters demonstriert werden. Es wird angenommen, dass die maximale Eingangsleistung des Wechselrichters nur der halben Peakleistung des PV-Generators entspricht, das Leistungsverhältnis also 0,5 beträgt.

MPP-Leistungen bis zur Hälfte der Nennleistung können problemlos vom Wechselrichter verarbeitet werden. Aus der Energieverteilung ergibt sich bei einem Neigungswinkel von 50° für diese Leistungen einen Anteil am Gesamtertrag von 39,4 %. Bei höheren MPP-Leistungen am Eingang schaltet der Wechselrichter jedoch nicht einfach ab, sondern er begrenzt die Eingangsleistung durch Verschieben des Arbeitspunktes des PV-Generators auf die maximale Eingangsleistung. Da hier der MPP verlassen wird, entstehen zwar Verluste gegenüber dem theoretisch möglichen Ertrag des PV-Generators, der wesentliche Teil der Energie kann jedoch genutzt werden. So würde in diesem Beispiel selbst die Energie, die der Generator mit seiner Peakleistung zur Verfügung stellen würde, immer noch die Hälfte ins Netz eingespeist werden.

Nutzungsgrad der PV-Generator-Abgabeleistung

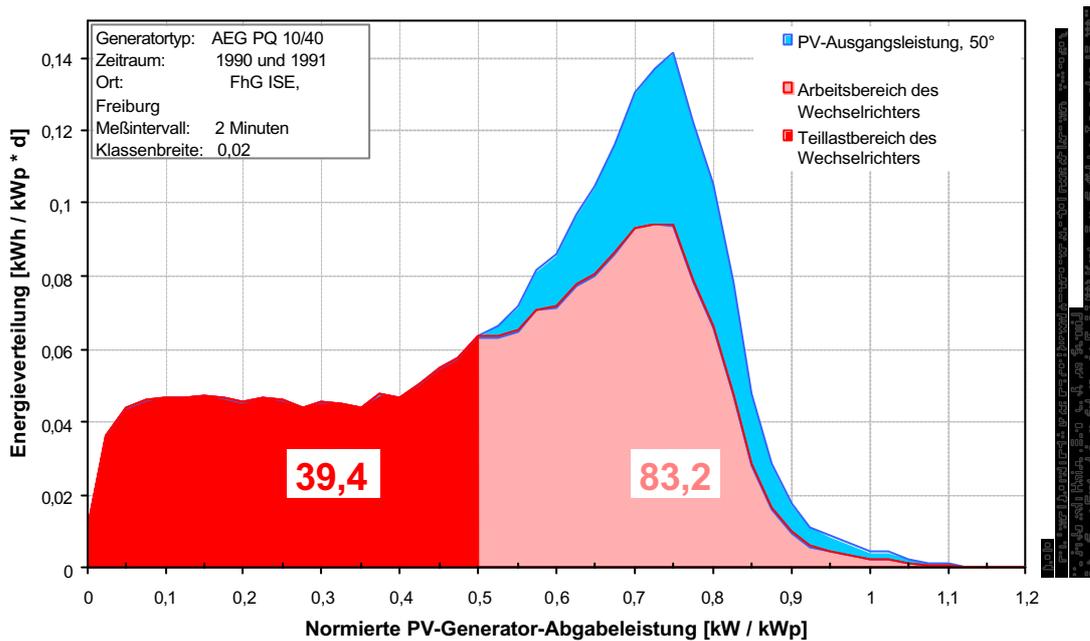


Abbildung 5: Energieertrag bei einer PV-Peakleistung, die doppelt so groß ist, wie die maximale Eingangsleistung des Wechselrichters ($V_p = 0,5$)

In Abbildung 5 ist die beschriebene Situation graphisch dargestellt. Insgesamt würden mit diesem drastisch unterdimensionierten Wechselrichter, dessen maximale Eingangsleistung lediglich 50 % der Generatorleistung entspricht, immer noch 83 % der möglichen Energie ins Netz eingespeist werden. Eine „Unterdimensionierung“ bewirkt also bei weitem nicht die Verluste, die durch das Leistungsverhältnis suggeriert wird. Allerdings muss der Wechselrichter auch so konstruiert sein, dass er problemlos einige Stunden mit seiner Grenzleistung betrieben werden kann, ohne dabei zu überhitzen bzw. abzuregeln. Diese Bedingung wird um so wichtiger und die Überlastzeit wird um so länger, je stärker der Wechselrichter unterdimensioniert wird.

1.3. Die wirtschaftlichste Auslegung

Das im vorangegangenen Abschnitt erläuterte Verfahren kann jetzt angewandt werden um den Energieertrag für ganz unterschiedliche Leistungsverhältnisse zu ermitteln. In Abbildung 6 ist das Ergebnis einer solchen Berechnung dargestellt. Es kann dort abgelesen werden, welcher Teil der verfügbaren Energie vom Wechselrichter bei einer bestimmten Auslegung wirklich genutzt wird bzw. im Umkehrschluss, wie viel Energie nicht genutzt werden kann. Hier findet sich auch das Beispiel aus Abbildung 5 wieder mit einem Energieertrag von 83,2 % bei einem Leistungsverhältnis von 0,5.

Energieertrag einer PV-Anlage mit Wechselrichtern unterschiedlicher Maximalleistung

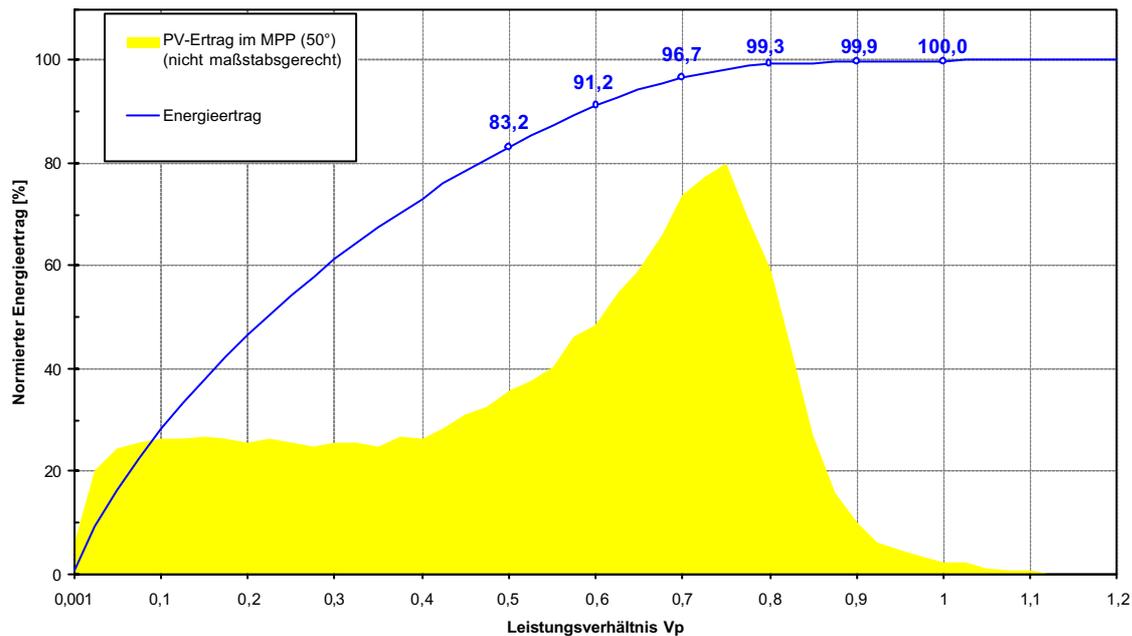


Abbildung 6: Energieertrag als Funktion des Leistungsverhältnisses V_p für eine PV-Anlage (Freiburg, Südausrichtung, 50° Modulneigung)

Aus der Abbildung 6 wird deutlich, dass der nicht nutzbare Anteil des Energieangebotes mit kleinerer Wechselrichterleistung immer größer wird. Dafür hat ein kleinerer Wechselrichter allerdings auch einen geringeren Kaufpreis. Das betriebswirtschaftliche Optimum muss beide Einflüsse zusammen mit den damit verbundenen Kosten (Investitionen) und Einnahmen (Ertragsvergütung) berücksichtigen. Für die Identifizierung der wirtschaftlichsten Auslegung, sind absolute Angaben nicht notwendig, sondern es genügt die Angabe des Verhältnisses zwischen den Kosten und den Einnahmen.

Als Referenzanlage wird hier gewählt:

- Leistungsverhältnis = 1 (Wechselrichter-Eingangsleistung ist gleich der PV-Peakleistung)
- spezifische Investitionskosten PV-Module / Wechselrichter = 5 (z.B. 5 €/W / 1 €/W)
- sehr guter Standort (Freiburg, Südausrichtung, 50° Modulneigung)
- Betriebswirtschaftliches Ergebnis = 0
(Die Investitionskosten werden im Betrachtungszeitraum durch die Ertragsvergütung genau gedeckt. Ob dies durch einen hohen Investitionszuschuss oder eine hohe Einspeisevergütung erreicht wird, geht in diese Rechnung jedoch nicht ein.)

Variiert man gegenüber dieser Referenzanlage lediglich die Maximalleistung des Wechselrichters, dann erhält man die Abbildung 7. Als betriebswirtschaftliches Ergebnis wird hier die Differenz zwischen Investitionen und Ertrag ausgewiesen. Der Verlauf über dem Leistungsverhältnis zeigt ein deutliches Maximum bei einem Wert von etwa 0,8 bzw. bei einem Ertragsverlust von 1 %. Gegenüber der Referenzanlage ist also eine leichte Unterdimensionierung des Wechselrichters wirtschaftlich sinnvoll, da sich die Kosten des Wechselrichters deutlich verringern, aber der Ertrag dadurch nur unwesentlich reduziert wird.

Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage mit Wechselrichtern unterschiedlicher Maximalleistung

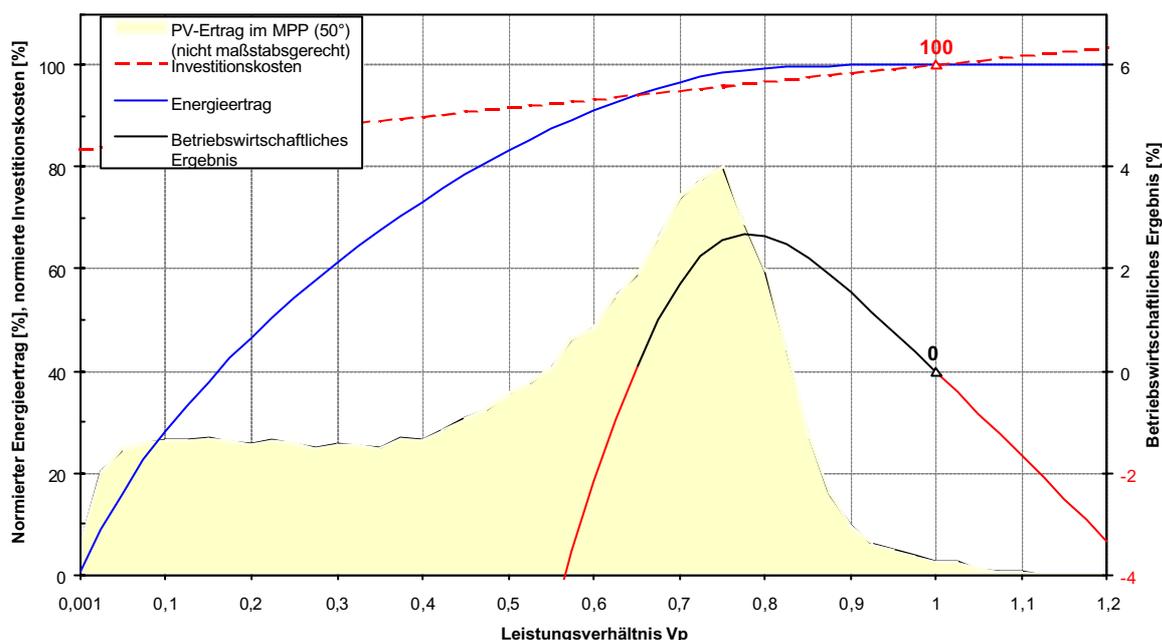


Abbildung 7: Abschätzung der wirtschaftlichsten Anlagenauslegung (Freiburg, Südausrichtung, 50° Modulneigung)

Die bisherigen Empfehlungen für die wirtschaftliche Auslegung einer PV-Anlage aus der Literatur [Jantsch 1993], basieren auf einem, als tolerierbar angesehenen Ertragsverlust von 1 % der maximal nutzbaren Energie. Es ist interessant, dass diese, von dieser „willkürlichen“ Definition ausgehenden, Empfehlungen zum gleichen Ergebnis führen, wie die hier durchgeführten Berechnungen:

Faustregel für die Auslegung von PV-Anlagen im Netzparallelbetrieb

Wechselrichter-Eingangsleistung : PV-Peakleistung80 %
 maximaler Energieertragsverlust 1 %

Die Definition über den maximalen Ertragsverlust erleichtert insbesondere die Übertragbarkeit der Auslegungsrichtlinien auf andere als die hier vorausgesetzten Betriebsbedingungen. So würde z.B. eine PV-Anlage in Südeuropa sehr viel häufiger hohe Einstrahlungsstärken verarbeiten als in Mitteleuropa, so dass das Leistungsverhältnis, bei dem sich ein Ertragsverlust von 1 % einstellen würde auch auf über 80 % ansteigen würde. In Abhängigkeit von dem zu erwartenden Energieertrag am Aufstellungsort, sollte das Leistungsverhältnis mindestens

90 % bei einem Jahresertrag von mehr als 1000 kWh/kWp und
 100 % bei einem Jahresertrag von mehr als 1500 kWh/kWp betragen.

Ebenso sollte das Leistungsverhältnis größer gewählt werden, wenn der Wechselrichter ungünstigen Umgebungsbedingungen ausgesetzt wird, die dazu führen, dass er seine Verlustwärme nicht ausreichend abführen kann und deshalb frühzeitig seine Leistung reduziert.

1.4. Sunny Boys unter sich

Wie der Name schon sagt, ist die oben genannte Faustregel nur ein grober Anhaltspunkt für die Auslegung einer konkreten PV-Anlage. Die optimale Auslegung hängt noch von vielen anderen Kriterien

ab, die bisher nicht berücksichtigt worden sind: dem Wirkungsgrad des Wechselrichters, der Generatorneigung bzw. -ausrichtung usw.. Welchen Einfluss haben diese Faktoren auf die Faustformel?

Um diese Frage qualitativ zu klären, wird in diesem Abschnitt der Energieertrag unter Berücksichtigung des Wechselrichter-Wirkungsgrades und der Generatorneigung berechnet.

In den bisherigen Überlegungen hat der Wirkungsgrad des Wechselrichters überhaupt keine Rolle gespielt, d.h. er wurde als leistungsunabhängig und zu 100 % angenommen. Die Abbildung 8 zeigt die wirklichen Wirkungsgradkurven der Wechselrichter der Sunny Boy Familie. Abgesehen von den Unterschieden im Absolutwert, gibt es außerdem deutliche Unterschiede im Lastverlauf. In erster Näherung kann jedoch festgestellt werden, dass der gesamte Bereich „eingerahmt“ wird durch die beiden Typen Sunny Boy 700 und Sunny Boy 2100 TL. Für diese beiden Wechselrichter wurde deshalb der Energieertrag unter Berücksichtigung ihres konkreten Wirkungsgradverlaufs und für verschieden Generatorneigungen ermittelt und über dem Leistungsverhältnis aufgetragen. Es wurde jeweils das

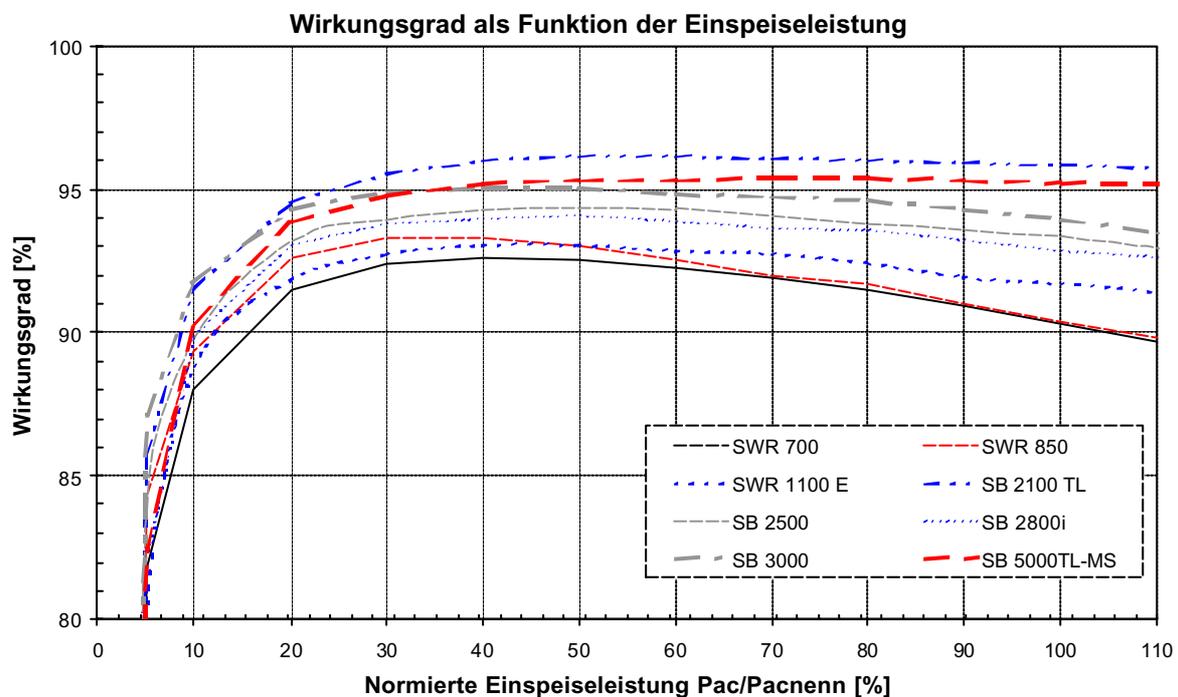


Abbildung 8: Wirkungsgradverlauf der Sunny Boys über der Einspeiseleistung

Leistungsverhältnis für den maximalen Energieertrag, sowie die Auslegungen mit 1 % Ertragsverlust ermittelt. In Abbildung 9 wurden die Resultate grafisch dargestellt.

Die Analyse des Verhaltens des Energieertrags über dem Leistungsverhältnis führt zu den Aussagen:

- Die unterschiedlichen Charakteristika der Sunny Boys führen zu leichten Unterschieden im Energieertrag. Die 80 %-Faustregel ist jedoch für alle Sunny Boys anwendbar.
- Das Abweichen von der idealen Ausrichtung des PV-Generators sollte durch ein deutlicheres Unterdimensionieren des Wechselrichters berücksichtigt werden. So kann eine Fassadenanlage durchaus mit einem Leistungsverhältnis von 0,65 wirtschaftlich arbeiten, während die gleiche Dimensionierung bei einem gut ausgerichtete Generator zu inakzeptablen Einspeiseverlusten führen würde.

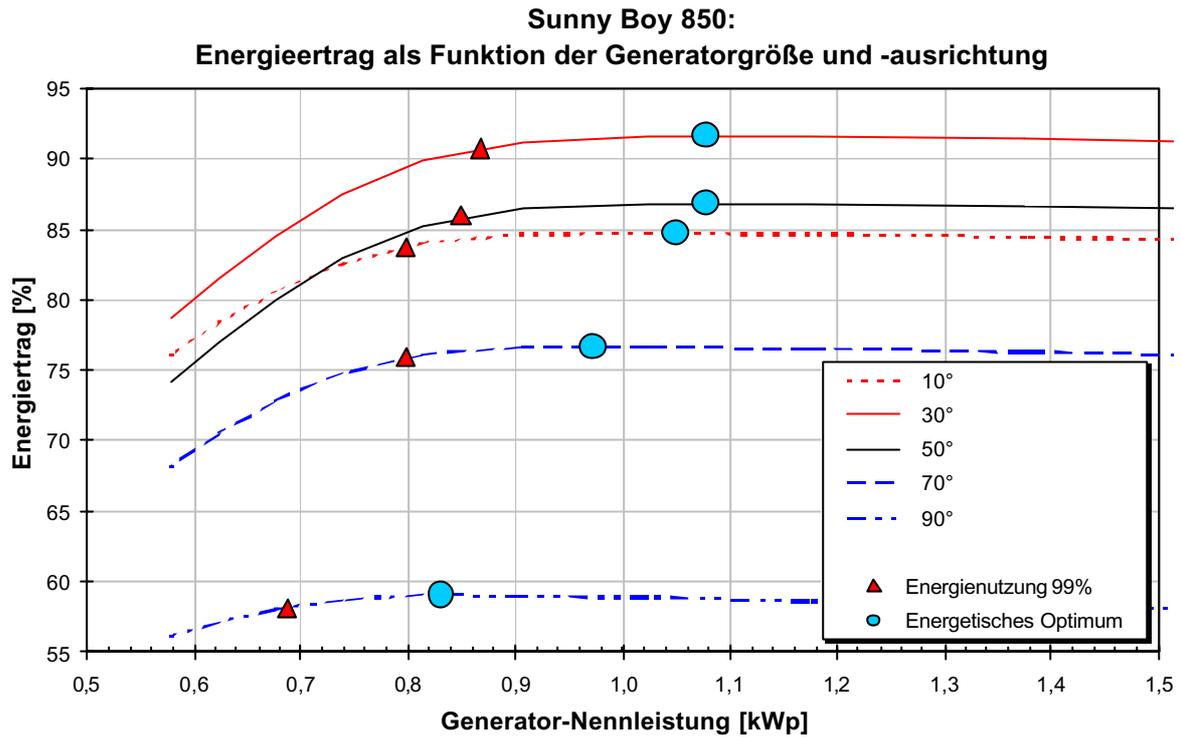


Abbildung 9: Energieertrag über der Generatorleistung eines Sunny Boy 850

Die in diesem Kapitel hergeleiteten Empfehlungen, führen bei normalen Anlagen zu einer vernünftigen Auslegung. Aber welche Anlage ist schon „normal“?! Ein guter Anlagenentwurf steht und fällt deshalb mit der richtigen Gewichtung der konkreten Randbedingungen, die gegenüber der Standardanlage abweichen. Die Kenntnisse und Erfahrungen des Planers sind hier entscheidend. Dieses Kapitel sollte deshalb nicht nur Faustregeln benennen, sondern auch die wichtigsten Einflussfaktoren aufzuführen, um daraus ableiten zu können, wann und wie in der Praxis von diesen Faustregeln abgewichen werden sollte.

2. Die Generatorspannung

Die bisher dargelegten Überlegungen befassten sich ausschließlich mit der Leistung des PV-Generators und des Wechselrichters. Im Zuge der Auslegung einer PV-Anlage entspricht dies auch der üblichen Vorgehensweise, da zunächst eine technische Lösung für die gegebenen Randbedingungen (Fläche, Ausrichtung, Investitionsvolumen, usw.) gefunden werden muss.

Neben der Leistung (entspricht der Gesamtzahl der PV-Module) muss aber auch die Spannung des PV-Generators (also die Anzahl der PV-Module pro String) zum Eingangsspannungsbereich des Wechselrichters passen. Schließlich soll der PV-Generator möglichst immer im Arbeitspunkt maximaler Leistung (MPP) betrieben werden, muss aber auch jederzeit abschaltbar sein, also in den Leerlauf gehen können. Das Datenblatt des verwendeten PV-Moduls enthält mindestens die I(U)-Kennlinie für den Nennbetrieb und gibt so Auskunft über die Spannung im MPP und im Leerlauf. Bei (poly-)kristallinen Zellen stehen diese beiden Spannungen etwa im Verhältnis von 8 : 10. Im realen Betrieb ist jedoch außerdem zu berücksichtigen, dass die Spannung von Solarzellen leicht mit der Einstrahlungsstärke, sehr stark jedoch mit ihrer Temperatur variiert (s. Abbildung 10).

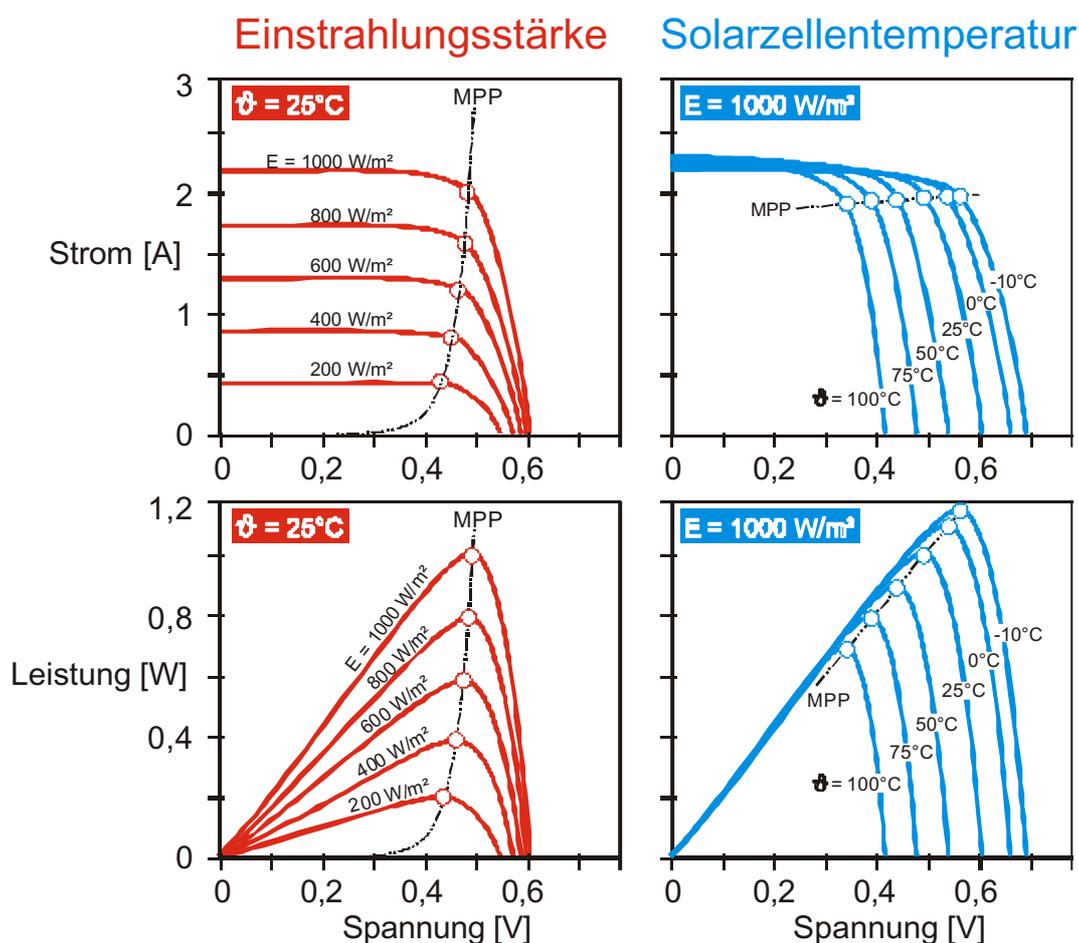


Abbildung 10: Kennlinien einer Solarzelle bei unterschiedlichen Einstrahlungsstärken und Temperaturen

In jeder Situation existiert genau ein Arbeitspunkt der die aktuelle Generatorleistung bestmöglich nutzt, der MPP. Die Leistung in diesem Arbeitspunkt sowie seine Position auf der Kennlinie, die MPP-Spannung, wird jedoch nicht nur von der Einstrahlung bestimmt, sondern wird außerdem noch von vielen anderen Umgebungsbedingungen der Solarzellen beeinflusst. Die optimalen Arbeitspunkte liegen daher

leider nicht auf einer einheitlichen Kennlinie, sondern auf einer Kennlinienschar und bilden über ein Betriebsjahr betrachtet im I(U)-Diagramm eine ganze Fläche aus. Abbildung 11 zeigt die Verteilung der Arbeitspunkte zunächst als Darstellung der physikalischen Betriebsbedingungen (Einstrahlungsstärke über der Zelltemperatur) und dieselben Arbeitspunkte so, wie sie sich an den Generatorklemmen elektrisch widerspiegeln als Darstellung der MPP-Leistung über der MPP-Spannung.

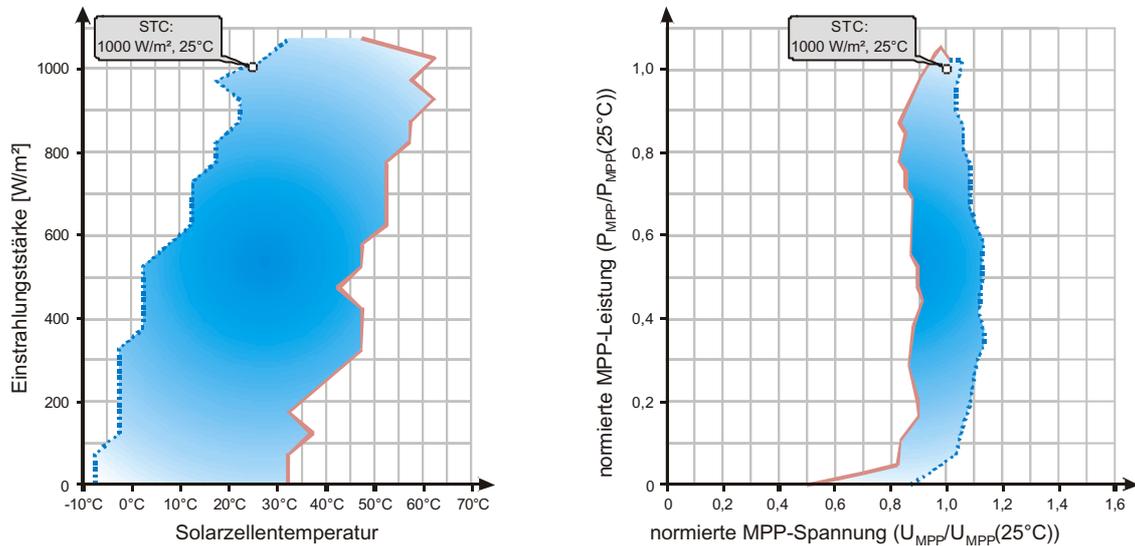


Abbildung 11: Statistische Verteilung der Arbeitspunkte maximaler Leistung eines PV-Generators

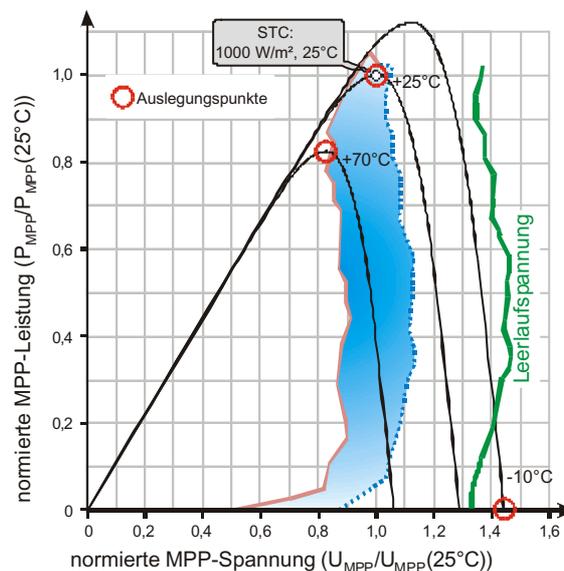


Abbildung 12: Statistische Verteilung aller Arbeitspunkte eines PV-Generators

Aus Abbildung 11 kann der Spannungsbereich entnommen werden, in dem sich der MPP eines PV-Generators im Laufe eines Betriebsjahres aufhält. Um daraus den Eingangsspannungsbereich eines Wechselrichters zu ermitteln, muss diese MPP-Statistik noch durch den Betriebszustand „Leerlauf“ ergänzt werden. In Abbildung 12 ist dies für die jeweils höchsten MPP-Spannungen eingearbeitet worden.

Als Grenzwerte für die Spannungsauslegung werden üblicherweise verwendet:

- $U_{MPP}(70\text{ °C})$, die MPP-Spannung bei 1000 W/m^2 und einer Zelltemperatur von $+70\text{ °C}$ und

- $U_0(-10\text{ °C})$, die Leerlaufspannung bei 1000 W/m^2 und einer Zelltemperatur von -10 °C .

In der Abbildung 12 sind die $I(U)$ -Kennlinien bei den Nenn- und Grenzbedingungen eingetragen. Der Vergleich mit der Arbeitspunktverteilung zeigt, dass die oben definierten Grenzbedingungen für mitteleuropäische Klima- und Einstrahlungsverhältnisse eine gute Auslegungsgrundlage darstellen.

Im hier gewählten Beispiel steht die kleinste MPP-Spannung zur höchsten auftretenden Leerlaufspannung im Verhältnis $0,8 : 1,5$ bzw. $55 : 100 \approx 1 : 2$. Ein Wechselrichter muss also mindestens einen Eingangsspannungsbereich von $1 : 2$ aufweisen, damit alle Arbeitspunkte eines PV-Generators auch eingestellt werden können. In Abbildung 13 ist diese anzustrebende Situation grafisch dargestellt. Der Spannungsbereich des PV-Generators wird komplett vom Wechselrichter abgedeckt und lediglich die Leistung des PV-Generators übersteigt die maximale Eingangsleistung des Wechselrichters. Dies erfolgt aber in dem erwünschten Rahmen, wie er im letzten Kapitel vorgestellt wurde.

Abbildung 13: Vergleich der Arbeitsbereiche von PV-Generator und Wechselrichter

Im Gegensatz zu dieser Auslegung ist es aber auch denkbar, dass die Spannungsbereiche nicht übereinstimmen, denn der Eingangsspannungsbereich der meisten Wechselrichter ist nicht viel größer als $1 : 2$.

Was passiert in diesen Grenzfällen? Kann der Wechselrichter beschädigt werden? Welche Arbeitsspannung sollte für einen optimalen Betrieb des Wechselrichters gewählt werden: Eine hohe oder eher eine niedrige Eingangsspannung? Diese und andere Fragen sollen in diesem Kapitel für die Wechselrichter der Sunny Boy Familie beantwortet werden.

2.1. Die niedrigste Arbeitsspannung

Die niedrigste Arbeitsspannung eines PV-Generators stellt sich bei der höchsten Temperatur der Solarzellen ein. Entscheidend ist hier die Temperatur der im Modul eingebetteten Zellen, die in der Regel deutlich über der Umgebungstemperatur liegt und auch davon abhängt, wie effektiv die Wärmeabfuhr erfolgen kann. So kann z.B. ein Indach-Modul, das ein Bestandteil der Dachhaut ist, die absorbierte und in Wärme umgewandelte Sonnenenergie wesentlich schlechter an die Umgebung abgeben, als ein frei hinterlüftetes oder aufgeständertes Modul und wird daher wesentlich wärmer. In Tabelle 1 werden Beispiele für unterschiedliche Montagearten quantitativ eingeordnet.

Montageart	Zelltemperatur ggb. Umgebung	Energieertrag ggb. freier Aufstellung
völlig freie Aufstellung	+22 °C	0,0
auf Dach großer Abstand	+28 °C	-1,8 %
auf/im Dach, gute Hinterlüftung	+29 °C	-2,1 %
auf/im Dach, schlechte Hinterlüftung	+32 °C	-2,6 %
auf/in Fassade, gute Hinterlüftung	+35 °C	-3,6 %
auf/in Fassade, schlechte Hinterlüftung	+39 °C	-4,8 %

Dachintegration, ohne Hinterlüftung	+43 °C	-5,4 %
Fassadenintegration, ohne Hinterlüftung	+55 °C	-8,9 %

Tabelle 1: Erwärmung der Solarzelle gegenüber der Umgebung bei unterschiedlichen Montagearten [Steinhülser 1997]

Verlässt nun der MPP eines PV-Generators (z.B. wegen einer hohen Zelltemperatur) den Eingangsspannungsbereich des Wechselrichters, dann würde die Anlage nicht im MPP, sondern nur bei der kleinsten Eingangsspannung des Wechselrichters betrieben werden (s. Abbildung 14). Diese Betriebsituation ist unproblematisch für den Wechselrichter, führt jedoch zu einem Minderertrag des PV-Generators. Wie groß dieser Minderertrag ist und ob er akzeptabel ist, hängt vom verwendeten Modul, den Einbauverhältnissen (Zelltemperatur) sowie anderen Faktoren ab und muss im Einzelfall abgeschätzt werden. Bei Einhaltung der oben erwähnten Auslegungsregel (die MPP-Spannung bei 1000 W/m² und einer Zelltemperatur von +70 °C befindet sich im erlaubten Eingangsspannungsbereich des Wechselrichters) ist ein eventueller Ertragsverlust vernachlässigbar, wenn eine gute Hinterlüftung der PV-Module sichergestellt ist. Thermisch ungünstigere Betriebsbedingungen der Module sollten bei der Auslegung durch eine entsprechend höhere Zelltemperatur berücksichtigt werden.

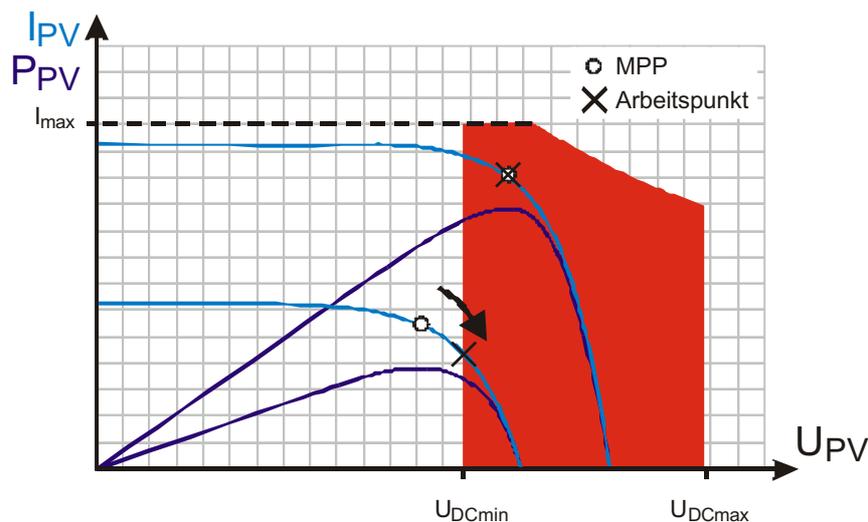


Abbildung 14: Die MPP-Spannung des PV-Generators ist niedriger als die kleinste mögliche Eingangsspannung des Wechselrichters

Die minimale Eingangsspannung des Wechselrichters kann also über die Effektivität der PV-Anlage mitentscheiden. Bei den Wechselrichtern der Sunny Boy Familie wurde deshalb alles versucht, diese Betriebsgrenze so niedrig wie möglich festzusetzen.

Technisch ist die minimale Eingangsspannung durch das Übersetzungsverhältnis des Netzfrequenz-Transformators und die Netzspannung festgelegt. Bei einer zu kleinen Eingangsspannung würde die transformierte Eingangsspannung nicht mehr die Netzspannung übersteigen, so dass eine sinusförmige Stromspeisung nicht mehr gewährleistet ist. Eine sichere Auslegung muss berücksichtigen, dass selbst mit der kleinsten erlaubten Eingangsspannung in ein Netz mit der höchsten erlaubten Netzspannung (z.B. 251 V) eingespeist werden kann. Da die Netzspannung jedoch meist deutlich unter ihrem erlaubten Maximalwert liegt, würde damit aber die darauf basierende untere Eingangsspannungsgrenze häufig viel zu hoch liegen.

Wesentlich intelligenter ist es, die untere Eingangsspannungsgrenze des Wechselrichters nach der aktuellen Höhe der Netzspannung auszurichten. Die Abbildung 15 verdeutlicht dies grafisch am Beispiel eines Sunny Boy 3000 und zeigt, welcher Betriebsbereich durch eine dynamische Anpassung der minimalen Eingangsspannung an die Netzspannung erschlossen werden kann.

Die Steigung der begrenzenden Geraden in Abbildung 15 entspricht dem Übersetzungsverhältnis des Netzfrequenz-Transformators und verläuft deshalb für jeden Typ des Sunny Boys etwas anders. Tabelle 2 enthält die minimalen Eingangsspannungen einiger Sunny Boys, jeweils sowohl für den Nennwert, als auch für den Maximalwert der Netzspannung. Die für die Praxis relevanten Werte werden sich in der Regel zwischen diesen beiden Grenzfällen befinden.

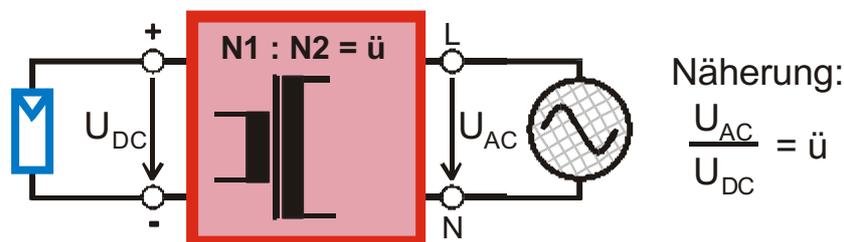


Abbildung 15: Die flexible untere Eingangsspannungsgrenze der Sunny Boy Wechselrichter.

Minimale Eingangsspannung	Sunny Boy						
	SWR 700	SWR 850	SWR 1100E	SWR 1700E	SWR 2500	SB 2800i	SB 3000
Netzspannung 230 V	119 V	119 V	134 V	139 V	224 V	224 V	268 V
Netzspannung 251 V	129 V	129 V	145 V	151 V	244 V	244 V	291 V

Tabelle 2: Kleinste Eingangsspannung einiger Sunny Boys als Funktion der Netzspannung

2.2. Die höchste Arbeitsspannung

Genau so wie die niedrigste Arbeitsspannung mit der höchsten Zelltemperatur verknüpft ist, so tritt die höchste Arbeitsspannung zusammen mit der niedrigsten Zelltemperatur auf. Hier ist allerdings nicht nur die MPP-Spannung zu betrachten, sondern die etwas höhere Leerlaufspannung des PV-Generators (vgl. Abbildung 12).

Abbildung 16 zeigt exemplarisch die hier zu betrachtende Situation, in der die Leerlaufspannung des PV-Generators die höchste erlaubte Eingangsspannung des Wechselrichters übersteigt. Obwohl der MPP hier im erlaubten Arbeitsbereich liegt, würde ein Wechselrichter, der sich in Betriebsbereitschaft

befindet, in diesem Fall nicht in Betrieb gehen. Denn um den erlaubten Arbeitspunkt zu erreichen, müsste er bei zu hohen Eingangsspannungen anfahren und würde dabei seine Leistungshalbleiter überlasten. Erst wenn die Leerlaufspannung des PV-Generators sinkt (durch Erwärmung der Zellen) und den erlaubten Arbeitsbereich erreicht, startet der Wechselrichter den Einspeisebetrieb. Diese Situation führt also zu einem Minderertrag der PV-Anlage. Doch selbst eine lediglich am nicht einspeisenden Wechselrichter anliegende Überspannung kann dessen Bauelemente schädigen und sogar zu einer irreparablen Beschädigung des Gerätes führen. Diese Situation muss also unter allen Umständen vermieden werden.

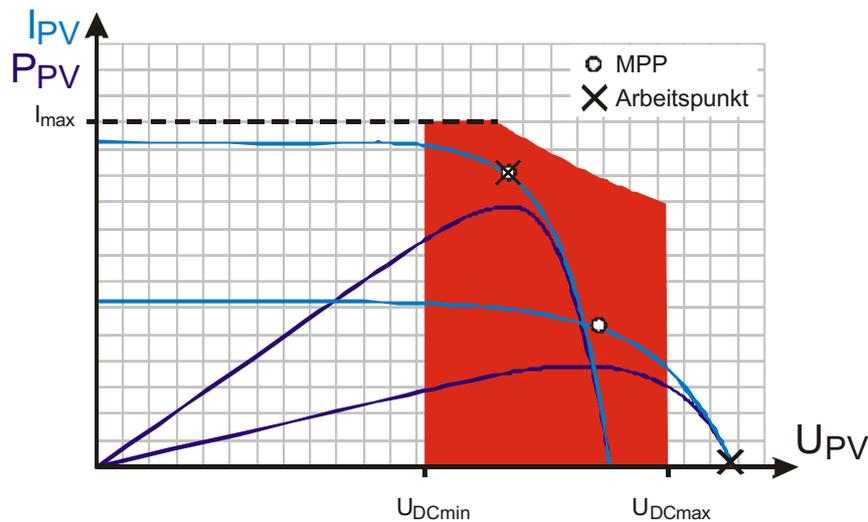


Abbildung 16: Die Leerlaufspannung des PV-Generators ist höher als die höchste erlaubte Eingangsspannung des Wechselrichters

Andererseits, ist diese Forderung „Überspannung am Eingang muss verhindert werden“ nicht praxisfremd? Was passiert denn an einem Wintertag mit klarem Himmel, klirrender Kälte und kräftigem Wind? Werden dann landesweit alle Sunny Boys irreparabel beschädigt? Um diese Fragen einschätzen bzw. beantworten zu können, soll im Folgenden der Schädigungsmechanismus bei einer Überspannung im Detail betrachtet werden. Da die Leistungshalbleiter bei einer Überspannung durch die Betriebsführung des Wechselrichters nicht geschaltet werden, konzentriert sich diese Analyse vollständig auf die zweite spannungsempfindliche Komponente im Eingangsteil des Wechselrichters: den Eingangskondensator.

Unmittelbar am Eingang eines Sunny Boys befindet sich ein großer Kondensator, der die Schnittstelle darstellt zwischen dem kontinuierlichen Energiefluss des PV-Generators und dem diskontinuierlichen Energiefluss in das Wechselspannungsnetz. Die Kapazität dieses Kondensators bildet an dieser Stelle einen wichtigen Zwischenspeicher, dessen Größe die Stabilität der Generatorspannung (sog. Spannungsrippel) bestimmt. An dieser Stelle kommen daher Elektrolytkondensatoren zum Einsatz, die auf kleinstem Raum ein Maximum an Kapazität bieten. Die maximale Eingangsspannung entspricht in der Regel auch der Nennspannung dieser Bauteile. Eine Beaufschlagung des Elektrolytkondensators mit einer höheren als seiner Nennspannung wird im wesentlichen zu einer höheren Erwärmung des Bauteils führen. Da die eine der beiden internen Kondensatorflächen aus einer Flüssigkeit (Elektrolyt) besteht, führt das Überschreiten einer Grenztemperatur zum Verdampfen der Flüssigkeit, damit zu einer Reduzierung der Kondensatorfläche und folglich zu einer Reduzierung der (Speicher-)Kapazität. Welche

Auswirkung eine geringe Überspannung (bis zu ca. +10 %) auf die Lebensdauer des Kondensators hat, hängt hierbei entscheidend von der erreichten Bauteiltemperatur ab.

Generell kann also festgestellt werden, dass eine geringe Überspannung am Eingangskondensator nicht zu einem Funktionsausfall führen darf, sondern höchstens eine vorzeitige Alterung des Bauteils bewirkt. Geräte, die in einem klimatisierten Innenraum positioniert sind, reagieren durch die allgemein höhere Umgebungstemperatur und ungünstigere Kühlung des Elektrolytkondensators allerdings empfindlicher auf Überspannungen, als Wechselrichter in Außenmontage. Darüber hinaus gehende Überspannungen können dagegen zu einer schnellen Überhitzung und nachfolgenden Explosion des Elektrolytkondensators oder gar zu einem Überschlag und Lichtbogen führen. Eine solche irreparable Beschädigung des Wechselrichters ist jedoch nur bei einer extrem falschen Anlagenauslegung bzw. bei einer versehentlichen Serienschaltung statt einer geplanten Parallelschaltung von Strings möglich.

Eine PV-Anlage, deren Leerlaufspannung bei -10°C Zelltemperatur sich noch im Eingangsspannungsbereich des Wechselrichters befindet, besitzt genügend interne Reserven, um auch extreme Wettersituationen unbeschädigt zu überstehen.

2.3. MPP-Spannung und Wirkungsgrad

Bei Vorgabe einer bestimmten Modul/Wechselrichter-Kombination bleiben nur noch wenige Varianten übrig, die die bisher beschriebenen Regeln für die Leistungs- und Spannungsanpassung von PV-Generator und Wechselrichter einhalten. Ein zusätzliches Unterscheidungsmerkmal und damit auch Auswahlkriterium stellt die Entfernung vom optimalen Arbeitspunkt des Wechselrichters dar.

Die Höhe der Eingangsspannung hat bei den Sunny Boys wesentlichen Einfluss auf die Effektivität des Betriebs, dem Wirkungsgrad. Der Grund hierfür liegt in der notwendigen Spannungsanpassung zwischen Eingang und Ausgang des Wechselrichters. Das grundsätzliche Verhältnis zwischen Ein- und Ausgangsspannung wird durch das Übersetzungsverhältnis des Transformators bestimmt, wie es bereits in Kapitel 2.1 beschrieben ist. Die Situation beim Anlegen der minimalen Eingangsspannung zeigt der obere Teil der Abbildung 17. Im Zeitdiagramm über eine Netzhalbperiode ist zu erkennen, dass die Schalter der Wechselrichterbrücke im Bereich des Netzspannungsmaximums nur mit geringen zeitlichen Unterbrechungen geschlossen sind. Kennlich gemacht wird dies durch die Markierung dieser Zeiten mit einem farbigen Rechteck. Die Energie des PV-Generators kann hier sehr verlustarm direkt ins Netz eingespeist werden. Im Bereich zwischen den Rechtecken muss die Energie in den Drosseln dagegen verlustreich zwischengespeichert werden. Je geringer diese Zwischenräume sind, desto höher ist der Wirkungsgrad des Wechselrichters.

Bei einer höheren als der minimalen Eingangsspannung, wie es im unteren Teil der Abbildung 17 dargestellt ist, bleiben die Schalter der Wechselrichterbrücke nur jeweils für kurze Zeiten geschlossen. Die roten Rechtecke sind deshalb wesentlich schmaler als die blauen Rechtecke im oberen Diagramm. Dies deutet darauf hin, dass der Wechselrichterbetrieb bei (zu) hohen Eingangsspannungen mit hohen Verlusten verbunden ist.

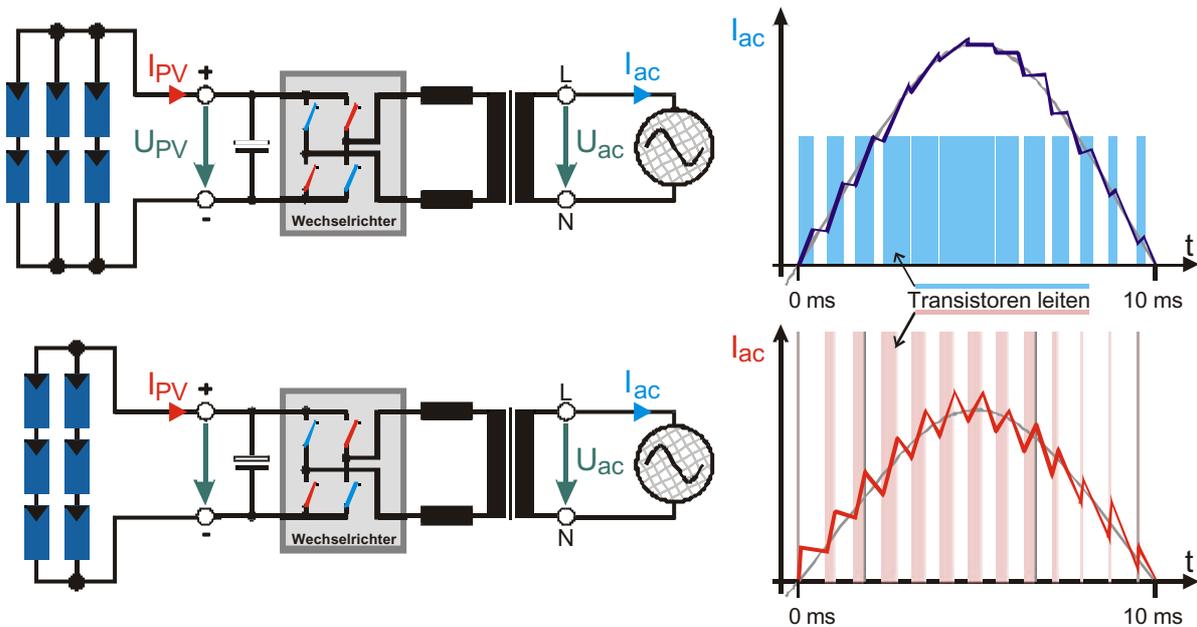


Abbildung 17: Betrieb eines Wechselrichters mit niedriger und hoher Eingangsspannung

Der hier hergeleitete Zusammenhang zwischen dem Wirkungsgrad und der Eingangsspannung findet sich auch in den Kennlinien der Wechselrichter wieder. In Abbildung 18 ist der maximale Wirkungsgrad als Funktion der Eingangsspannung für verschiedene Sunny Boys grafisch dargestellt. Der Wirkungsgrad ist für die minimale Eingangsspannung am höchsten und verringert sich um ca. 1 % pro 100 V. Die genauen Werte variieren mit dem Wechselrichtertyp und wurden in der Tabelle 3 für die Sunny Boys mit integriertem Transformator zusammengestellt.

Wirkungsgrad als Funktion der Eingangsspannung

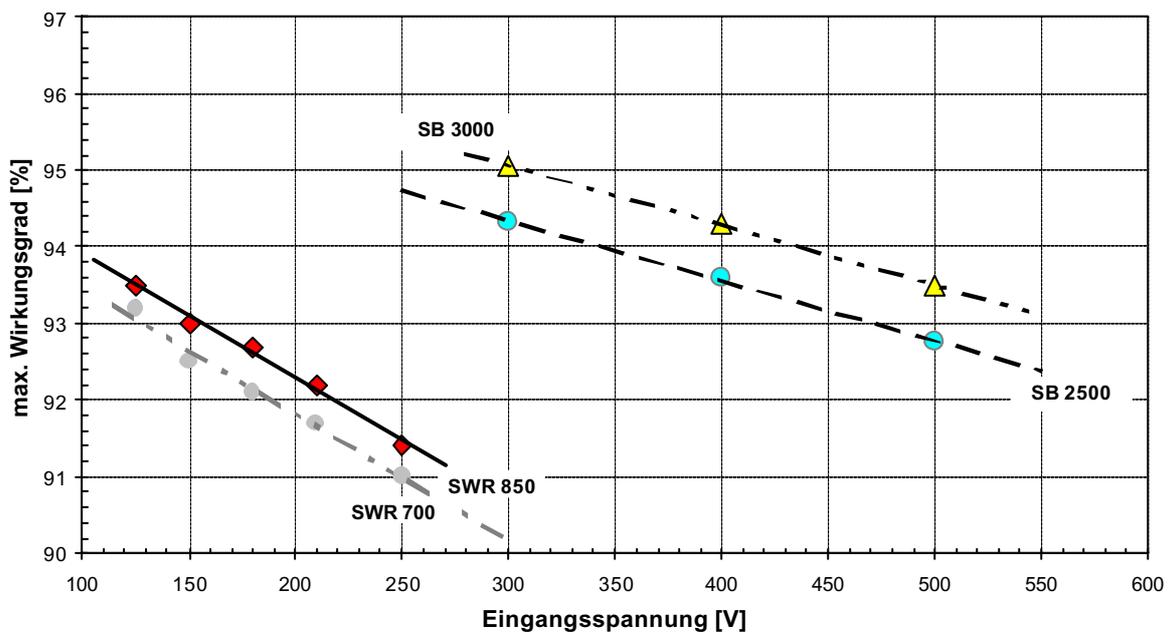


Abbildung 18: Der maximale Wirkungsgrad als Funktion der Eingangsspannung für Sunny Boys mit Netztransformator (SWR 700, SWR 850, SB 2500 und SB 3000).

Sunny Boy		SWR 700	SWR 850	SWR 1100E	SB 2100TL	SB 2500	SB 3000	SB 5000TL-MS
Wirkungsgradänderung	$\frac{\%}{100 \text{ V}}$	-1,5	-1,5	-0,75	+0,4	-0,75	-0,8	0,6

Tabelle 3: Abhängigkeit des Wirkungsgrads von der Eingangsspannung verschiedener Sunny Boys

Die hergeleitete Spannungsabhängigkeit des Wechselrichter-Wirkungsgrads ist nicht nur auf Sunny Boys mit Transformator beschränkt, sondern ist auch auf transformatorlose Wechselrichter anwendbar. Allerdings gilt dies nur für Eingangsspannungen, die - je nach der Wechselrichter-Topologie - die Amplitude (SB 2100 TL) bzw. doppelte Amplitude (Multi-String Wechselrichter) der Netzspannung überschreiten. Kleinere Eingangsspannungen müssen erst bis zur Netzspannungsamplitude hochgesetzt werden und verursachen dadurch Verluste, die mit der Differenz zwischen diesen beiden Spannungen steigt. Der Wirkungsgrad eines transformatorlosen Wechselrichters steigt deshalb mit der Eingangsspannung bis zur einfachen bzw. doppelten Netzspannungsamplitude und sinkt dann wieder. In Abbildung 18 ist dieser Verlauf für den Sunny Boy SB 2100 TL dargestellt.

Abbildung 19: Der maximale Wirkungsgrad als Funktion der Eingangsspannung für die transformatorlosen Sunny Boys (SB 2100TL , SB 4200TL-MS und SB 5000TL-MS).

Um einen Sunny Boy möglichst verlustarm zu betreiben, müssen demnach die folgenden Regeln beachtet werden:

- Sunny Boys mit Transformator sollten eine möglichst geringe Eingangsspannung haben.
- Sunny Boys ohne Transformator sollten eine Eingangsspannung haben, die der internen Zwischenkreisspannung entspricht,
 - a) der Netzspannungsamplitude (ca. 325 V bei 230 V_{eff}) beim SB 2100TL, bzw.
 - b) der doppelten Netzspannungsamplitude (ca. 650 V bei 230 V_{eff}) beim SB 4200TL MS und SB 5000TL MS.

Die Spannungsabhängigkeit des Wirkungsgrades hängt direkt mit dem inneren Aufbau, der Topologie, des Wechselrichters zusammen. Je nach der eingesetzten Schaltung (Netzfrequenz-Trafo, Hochfrequenztrafo, Hochsetzsteller, ...) sinkt oder steigt der Gerätewirkungsgrad mit der Eingangsspannung. Bisher wird man jedoch solche Angaben in den Datenblättern der Wechselrichter vergeblich suchen, da die Eingangsspannungsbereiche der Geräte meist sowieso nur eine einzige Generatorkonfiguration erlauben. Im Zusammenhang mit neuen Wechselrichtertypen, die einen wesentlich größeren Eingangsspannungsbereich als 1 : 2 bieten, wird die Wahl des günstigsten Arbeitspunkts allerdings immer wichtiger.

Die Spannungsauslegung einer PV-Anlage beginnt also mit der Berechnung der höchsten und niedrigsten Spannung des PV-Generators und der Auswahl eines Wechselrichters, dessen Eingangsspannungsbereich diese Spannungen abdeckt. Stehen mindestens zwei mögliche Arbeitspunkte zur Wahl, sollte der mit dem höchsten Wirkungsgrad gewählt werden. Gegebenenfalls muss diese Information beim Wechselrichterhersteller erfragt werden.

3. Hilfsmittel für die Planung

In den bisherigen Kapiteln wurde deutlich, dass im Rahmen einer sorgfältigen Anlagenauslegung, bestimmte Kenndaten der Module (z.B. die Leerlaufspannung bei -10 °C) und der Wechselrichter (z.B. die maximale Eingangsspannung) aufeinander abgestimmt werden müssen. Viele dieser Kenngrößen sind nicht direkt den Datenblättern zu entnehmen, sondern müssen über Formeln erst ermittelt werden. Um diese Arbeit zu erleichtern, wurde von der SMA Regelsysteme GmbH ein Hilfsmittel entwickelt, das dem Planer diese Routinetätigkeiten abnimmt und ihn bei der Auslegung für PV-Anlagen im Netzparallelbetrieb unterstützt: die Excel-Arbeitsmappe „GenAu.xls“.

3.1. Die Generatorauslegungstabelle „GenAu.xls“

GenAu.xls sollte nicht mit einem Simulationsprogramm verwechselt werden, sondern stellt ein einfach zu handhabendes Werkzeug dar, mit dem der Anlagenplaner ohne aufwändige Einarbeitung eine gewählte Anlagendimensionierung überprüfen kann. Er erhält rasch Antworten auf die Fragen:

- Passen die elektrischen Betriebsbedingungen der einzelnen Komponenten zueinander?
- Gibt es deutliche Abweichungen der gewählten Dimensionierung gegenüber den bewährten Faustformeln einer Standardanlage?
- Wie hoch ist der Energieanteil, der vom Wechselrichter nicht genutzt werden kann?

GenAu.xls ist also eher eine wertvolle Ergänzung von Simulationsprogrammen, die weiterhin notwendig bleiben, um eine quantitative Aussage über den Anlagenenergieertrag einer konkreten PV-Anlage zu erhalten.

Mit „GenAu.xls“ kann ein PV-Modul und ein Wechselrichter ausgewählt werden und auf einfache Weise eine PV-Anlage zusammengestellt und verändert werden, die dann unmittelbar auf die Einhaltung der elektrischen Betriebsdaten geprüft wird. Dabei wird u.a. berechnet:

- Die höchste Generatorspannung bei der niedrigsten Zelltemperatur (z.B. -10 °C),
- die niedrigste Generatorspannung bei der höchsten Zelltemperatur (z.B. $+70\text{ °C}$) und
- der Energienutzungsfaktor als Kenngröße für die Leistungsanpassung von PV-Generator und Wechselrichter bei einer Auslegungstemperatur (z.B. $+50\text{ °C}$).

Die Prüfung basiert auf den Daten eines ideal ausgerichteten, hinterlüfteten und unbeschatteten Generators in Freiburg, so dass das Ergebnis nicht allgemein gültig sein kann, sondern für andere PV-Anlagen lediglich Anhaltswerte liefert und Tendenzen aufzeigt. Die Ergebnisse können also nicht unbesehen übernommen werden, sondern müssen immer im Zusammenhang mit dem Ort, der Neigung und der Ausrichtung des geplanten PV-Generators bewertet werden.

Die Arbeitsmappe enthält die Daten der SMA-Wechselrichter sowie die Kenndaten einiger PV-Module, wird in regelmäßigen Abständen aktualisiert und ist als Werkzeug zur Anlagenauslegung kostenlos von der SMA-Homepage (www.sma.de) herunterladbar. Diese Daten können von jedem Anwender durch neue Komponenten ergänzt werden. Ebenso ist es möglich, die vorgegebene Energieverteilung (Freiburg 1990-1991, $10^\circ/30^\circ/50^\circ/70^\circ/90^\circ$ Neigung, Süd-Ausrichtung) durch eigene Daten zu ersetzen, um zu präzisen Aussagen für eine konkrete Anlage zu gelangen.

3.2. Energienutzungsfaktor

In GenAu.xls wird die Entscheidung über die Qualität einer Leistungsanpassung von PV-Generator und Wechselrichter vom Wert des Energienutzungsfaktors abhängig gemacht. Der Energienutzungsfaktor gibt das Verhältnis wider, von dem Teil der Energie, den der Wechselrichter wirklich ins Netz einspeisen kann gegenüber dem nutzbaren Energieangebot. Eine gut ausgelegte PV-Anlage sollte nicht mehr als 1 % des Energieangebots ungenutzt lassen (z.B. wegen einer Unterdimensionierung des Wechselrichters), was einem Energienutzungsfaktor von 99...100 % entsprechen würde. Für die Bewertung einer Auslegung müssen die wesentlichen Einflüsse bekannt sein (s.a. Kapitel 1.1 und 1.2):

- die Größe und Häufigkeit der Einstrahlung auf den PV-Generator,
- der Zusammenhang zwischen Einstrahlung und Temperatur der Solarzellen,
- der Wirkungsgrad der Solarzellen in Abhängigkeit von Einstrahlung und Temperatur,
- der Zusammenhang zwischen max. Leistung, Temperatur und Betriebsdauer des Wechselrichters,
- der Wirkungsgrad des Wechselrichters in Abhängigkeit von Leistung und Temperatur.

Es ist offensichtlich, dass die Berechnung des Energienutzungsfaktors sehr komplex ist, selbst wenn alle erforderlichen Daten vorliegen. Eine aussagekräftige Abschätzung ist jedoch möglich, wenn die folgenden Vereinfachungen angesetzt werden können:

- 1) Die Größe und Häufigkeit der MPP-Leistung eines PV-Generators liegt für den Betrachtungszeitraum (ein komplettes Kalenderjahr) vor.
- 2) Die Eigenschaften der betrachteten Zellen sind mit denen des PV-Generators unter 1) vergleichbar.
- 3) Die Leistung des Wechselrichters hängt nicht von der Betriebsdauer ab (keine Leistungsbegrenzung wegen Überhitzung des Wechselrichters).
- 4) Der Wirkungsgrad des Wechselrichters ändert sich nur unwesentlich mit der Betriebstemperatur.

Die Bedingungen 3) und 4) gelten für die Sunny Boys bei ausreichender Kühlung (z.B. Montage im Außenbereich) und üblicher Unterdimensionierung fast immer und werden nur in wirklichen Extremfällen nicht erfüllt. Die Bedingung 2) kann ebenso meist als erfüllt angenommen werden. (Poly-) Kristalline Si-Zellen haben im Vergleich zueinander physikalisch bedingt nahezu identische thermische Eigenschaften. Unterschiedliche Wirkungsgrade führen in erster Näherung nicht zu Änderungen der Häufigkeitsverteilung der MPP-Leistung. Die Vereinfachung 1) umgeht die komplexe Verknüpfung zwischen der Einstrahlung, der Zelltemperatur und dem Wirkungsgrad der Solarzellen. Allerdings ist eine Häufigkeitsverteilung der MPP-Leistung schwer beschaffbar. Dem gegenüber erhält man ohne Probleme von vielen Standorten die Häufigkeitsverteilung der Sonneneinstrahlung. Die Ermittlung des Energienutzungsfaktor in der Arbeitsmappe GenAu.xls basiert auf einer Messung der Häufigkeitsverteilung der MPP-Leistung von Modulen mit unterschiedlichem Neigungswinkel am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg in den Jahren 1990 und 1991 [Jantsch 1993] (s.a. Abbildung 4).

Im Auslieferungszustand wird die Häufigkeitsverteilung bei optimalem Neigungswinkel (30°) für die Ermittlung des Energienutzungsfaktors verwendet. Die Energieverteilungen der anderen Neigungswinkel (10°, 50°, 70° und 90° [=Fassade]) sind ebenfalls verfügbar und auf dem Blatt „Solar“ einsehbar. Auf diesem Blatt wurden außerdem die gelb markierte Spalten „#6“ bis „#11“ eingerichtet, die vom Benutzer für die Eingabe eigener statistischer Daten verwendet werden können. Die Auswahl der zu

verwendenden Energieverteilung erfolgt direkt auf dem Blatt „Systemdesign“ im Eingabefeld „Generatorneigung“.

Norm. Leistung	Freiburg, Südausrichtung Generatorneigung					Eigenes Leistungsprofil Ort, Ausrichtung, Generatorneigung						Eingangsleistung P/Ppeak
	#1 10°	#2 30°	#3 50°	#4 70°	#5 90°	#6 xx°	#7 xx°	#8 xx°	#9 xx°	#10 xx°	#11 xx°	
0	0,00668	0,01302	0,01085	0,01736	0,01736							0,001
0,025	0,03256	0,03581	0,03581	0,04124	0,04124							0,025
0,05	0,04124	0,04124	0,04341	0,04667	0,05209							0,05
0,075	0,04775	0,04602	0,04558	0,04602	0,04992							0,075
0,1	0,05253	0,04905	0,04667	0,04515	0,04623							0,1
0,125	0,05535	0,05014	0,04667	0,04493	0,04428							0,125
0,15	0,05535	0,05057	0,04710	0,04341	0,04124							0,15
0,175	0,05643	0,05079	0,04623	0,04341	0,04016							0,175
0,2	0,05660	0,05057	0,04515	0,04167	0,03994							0,2
0,225	0,05752	0,05101	0,04667	0,04124	0,03950							0,225
0,25	0,06078	0,05144	0,04558	0,04037	0,03994							0,25
0,275	0,06512	0,05166	0,04384	0,03950	0,04167							0,275
0,3	0,06447	0,05209	0,04515	0,03907	0,04515							0,3
0,325	0,06555	0,05209	0,04493	0,04189	0,04862							0,325
0,35	0,06598	0,05296	0,04363	0,04341	0,05426							0,35
0,375	0,06512	0,05426	0,04732	0,04558	0,06295							0,375
0,4	0,06143	0,05491	0,04667	0,04775	0,07163							0,4
0,425	0,06403	0,05969	0,04992	0,05296	0,08248							0,425
0,45	0,06598	0,06295	0,05426	0,05643	0,08465							0,45
0,475	0,07011	0,06946	0,05730	0,06078	0,08248							0,475
0,5	0,07488	0,06837	0,06295	0,07054	0,07988							0,5
0,525	0,08031	0,07423	0,06620	0,07662	0,07163							0,525
0,55	0,08574	0,07553	0,07163	0,08574	0,06403							0,55
0,575	0,08682	0,07705	0,08140	0,09550	0,06295							0,575
0,6	0,09507	0,08682	0,08574	0,11287	0,08196							0,6
0,625	0,10245	0,09724	0,09859	0,12264	0,05752							0,625
0,65	0,10353	0,10419	0,10419	0,12372	0,05209							0,65
0,675	0,10462	0,11287	0,11612	0,11395	0,04710							0,675

Abbildung 20: Tabellenblatt „Solar“ in GenAu.xls zur Eingabe individueller MPP-Statistiken.

3.3. Einbindung eigener Einstrahlungsdaten

Die Ermittlung des Energienutzungsfaktors kann selbstverständlich auch auf andere Einstrahlungsverhältnisse angepasst werden, wenn die MPP-Energieverteilung oder MPP-Häufigkeit als Funktion der MPP-Leistung vorliegt. Die üblichen Einstrahlungsstatistiken (Häufigkeit über Einstrahlungsleistung) können zwar auch verwendet werden, es müssen dann jedoch Unschärfen der Ergebnisse in Kauf genommen werden, da die Vereinfachung 1) nicht vorliegt.

Für eine neue Einstrahlungsverteilung muss die Energie als Funktion der auf 1 kWp normierten Leistung vorliegen. Die Maßeinheit der Energie ist für die Eingabe unwichtig, da in die Rechnung nur der relative Verlauf über der Leistung eingeht.

Beispiel:

Für den Standort A-Dorf einer geplanten PV-Anlage (SW, 35°) liegt ein Diagramm der jährlich eingestrahlten Energie (Wh oder %) über der Einstrahlung (W/m²) vor und soll als Auslegungsgrundlage verwendet werden.

Energieverteilung und Häufigkeitsverteilung der Sonneneinstrahlung am Ort A-Dorf (SW, 35°)

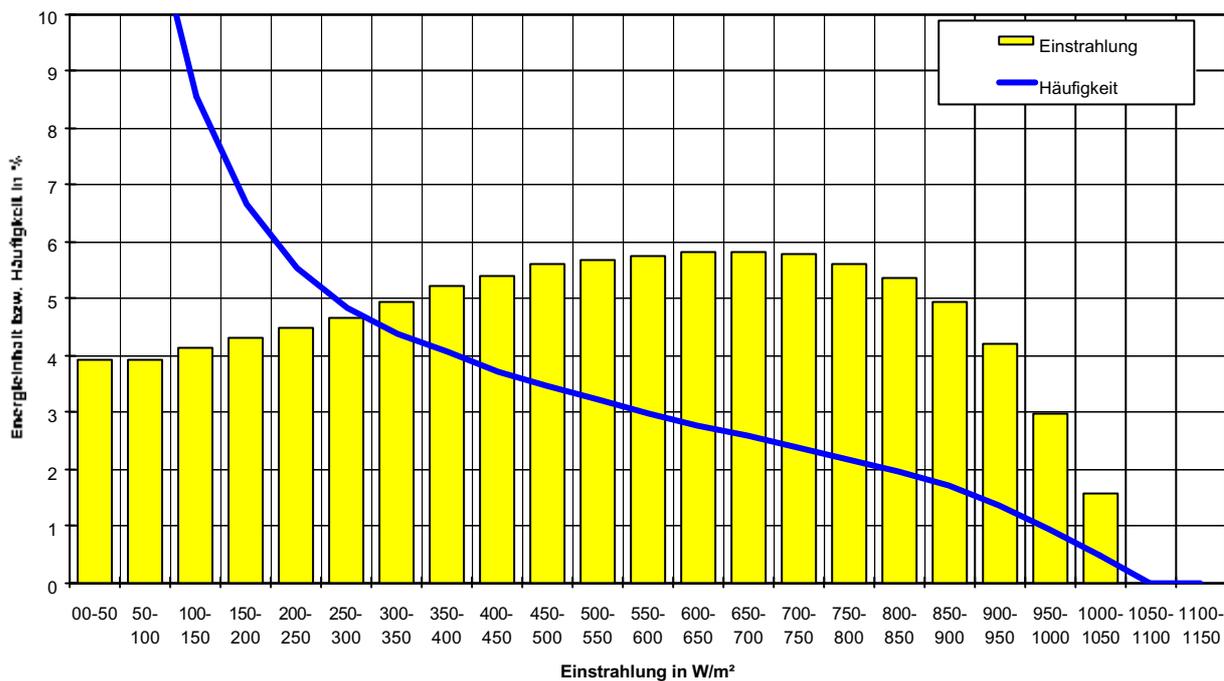


Abbildung 21: Beispiel für eine Einstrahlungsstatistik.

Für die Eingabe dieses Einstrahlungsprofils kann z.B. einfach die Balkenhöhe ausgemessen werden und in die Spalte „#6“ des Blattes „Solar“ eingegeben werden:

0,000	W/Wp $\hat{=}$	0 W/m ²	→	3,91 cm
0,025	W/Wp $\hat{=}$	25 W/m ²	→	3,91 cm
0,050	W/Wp $\hat{=}$	50 W/m ²	→	3,91 cm
0,075	W/Wp $\hat{=}$	75 W/m ²	→	3,91 cm
0,100	W/Wp $\hat{=}$	100 W/m ²	→	3,91 cm
0,125	W/Wp $\hat{=}$	125 W/m ²	→	4,13 cm
0,150	W/Wp $\hat{=}$	150 W/m ²	→	4,13 cm
0,175	W/Wp $\hat{=}$	175 W/m ²	→	4,29 cm
0,200	W/Wp $\hat{=}$	200 W/m ²	→	4,29 cm
0,225	W/Wp $\hat{=}$	225 W/m ²	→	4,47 cm
...				

Im gelben Spaltenkopf kann das Einstrahlungsprofil mit einem Namen versehen werden, der dann auch als Überschrift im Diagramm des Blattes „Systemdesign“ erscheint.

Statistik PV-Generatorleistung												Eingangsleistung
Norm. Leistung	Freiburg, Südausrichtung Generatorneigung					Eigenes Leistungsprofil Ort, Ausrichtung, Generatorneigung						P/Ppeak
	#1 10°	#2 30°	#3 50°	#4 70°	#5 90°	#6	#7	#8	#9	#10	#11	
0	0,00668	0,01302	0,01095	0,01736	0,01736	Dorf, SW, 3	xx°	xx°	xx°	xx°	xx°	0,001
0,025	0,03256	0,03561	0,03561	0,04124	0,04124	3,91000						0,025
0,05	0,04124	0,04124	0,04341	0,04667	0,05209	3,91000						0,05
0,075	0,04775	0,04602	0,04558	0,04602	0,04992	3,91000						0,075
0,1	0,05253	0,04905	0,04667	0,04515	0,04623	4,13000						0,1
0,125	0,05535	0,05014	0,04667	0,04493	0,04428	4,13000						0,125
0,15	0,05535	0,05057	0,04710	0,04341	0,04124	4,29000						0,15
0,175	0,05643	0,05079	0,04623	0,04341	0,04016	4,29000						0,175
0,2	0,05660	0,05057	0,04515	0,04167	0,03994	4,47000						0,2
0,225	0,05752	0,05101	0,04667	0,04124	0,03950	4,47000						0,225
0,25	0,06078	0,05144	0,04558	0,04037	0,03994	4,66000						0,25
0,275	0,06512	0,05166	0,04384	0,03950	0,04167	4,66000						0,275
0,3	0,06447	0,05209	0,04515	0,03907	0,04515	4,94000						0,3
0,325	0,06555	0,05209	0,04493	0,04189	0,04862	4,94000						0,325
0,35	0,06598	0,05296	0,04363	0,04341	0,05426	5,22000						0,35
0,375	0,06512	0,05426	0,04732	0,04558	0,06295							0,375
0,4	0,06143	0,05491	0,04667	0,04775	0,07163							0,4
0,425	0,06403	0,05969	0,04992	0,05296	0,08248							0,425
0,45	0,06596	0,06295	0,05426	0,05643	0,08465							0,45
0,475	0,07011	0,06946	0,05730	0,06078	0,08248							0,475
0,5	0,07488	0,06837	0,06295	0,07054	0,07988							0,5
0,525	0,08031	0,07423	0,06620	0,07662	0,07163							0,525
0,55	0,08574	0,07553	0,07163	0,08574	0,06403							0,55
0,575	0,08682	0,07705	0,08140	0,09550	0,06295							0,575
0,6	0,09507	0,08882	0,08574	0,11287	0,06186							0,6
0,625	0,10245	0,09724	0,09859	0,12264	0,05752							0,625
0,65	0,10353	0,10419	0,10419	0,12372	0,05209							0,65
0,675	0,10462	0,11287	0,11612	0,11395	0,04710							0,675

Abbildung 22: Eingabe der statistischen Daten des Beispiels in GenAu.xls

Nach der kompletten Eingabe steht das Einstrahlungsprofil für die Anlagenauslegung zur Verfügung. Hierzu muss lediglich im Feld Generatorneigung die gewünschte Datenspalte (hier: „#6“) eingestellt werden.

Bitte beachten Sie:

Im Beispiel wird die Energieverteilung der **Sonneneinstrahlung** eingegeben und als Grundlage aller weiteren Berechnungen vorgegeben. In diesem Fall berücksichtigt der, im Blatt „Systemdesign“ berechnete, Energienutzungsfaktor **nicht** die Eigenschaften der Solarzellen (z.B. den sinkenden Wirkungsgrad bei einer Erwärmung der Zellen), so dass bei hohen Einstrahlungswerten (>800 W/m²) tendenziell zu große Energieanteile stehen. Dies ist bei der Bewertung der Ergebnisse zu beachten.

Trotz dieser Ungenauigkeit kann es aber durchaus sinnvoll sein, die örtliche Einstrahlungsstatistik zu benutzen, statt der genaueren aber nur für Freiburg 1990/91 geltenden MPP-Statistik.

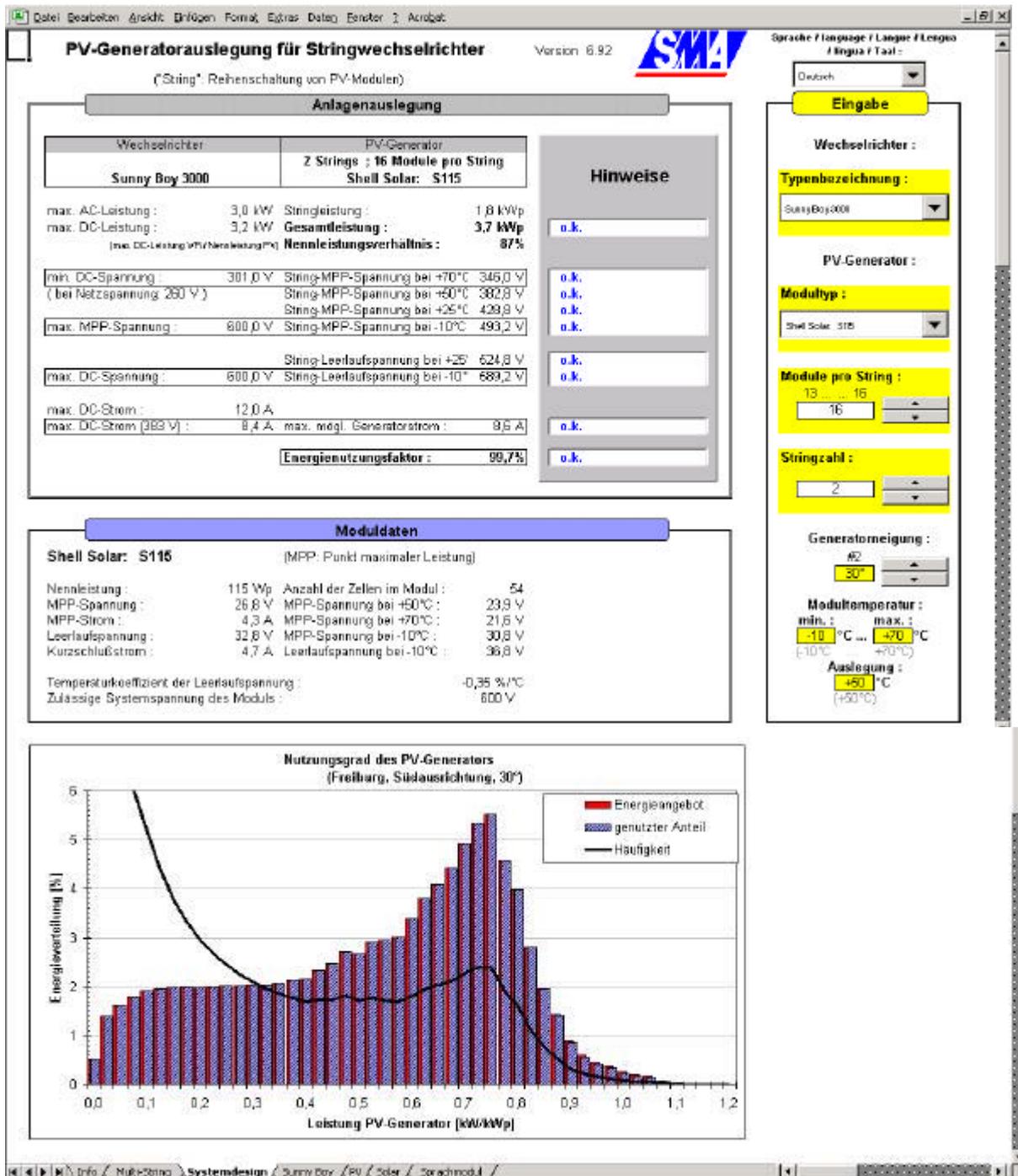


Abbildung 23: Zusammenfassung der Auslegungsdaten in GenAu.xls

3.4. Auslegung eines Multi-String Wechselrichters

Da die Auslegung des Sunny Boy 5000TL Multi-String sich in einigen Details von der Auslegung einfacher String-Wechselrichter unterscheidet, wurde hierfür auch eine separate Tabelle im Hilfsprogramm GenAu.xls (ab der Version 6.5) hinzugefügt.

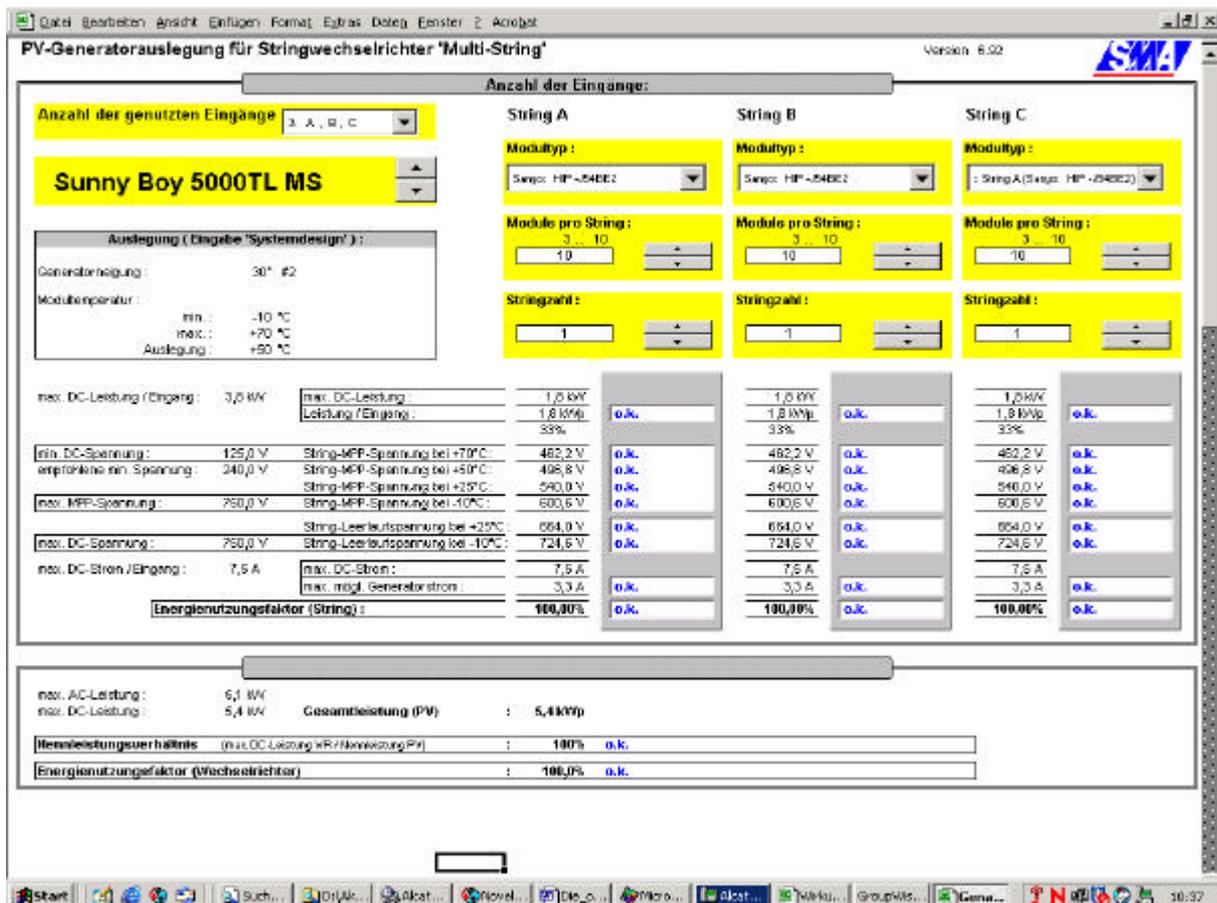


Abbildung 24: Auslegung von PV-Anlagen Multi-String-Wechselrichtern.

Der Aufbau entspricht dem der Haupttabelle „Systemdesign“, berücksichtigt jedoch zugleich die spezifischen Eigenschaften des Multi-String Wechselrichters:

- Der Wechselrichtertyp kann über ein Auswahlfeld festgelegt werden.
- Die Teilgeneratoren der Eingänge A, B und C können bzgl. ihres Modultyps, der Stringlänge und Stringzahl frei definiert werden.
- Die Auslegungsbedingungen (Modulneigung und –Grenztemperaturen) werden von der Tabelle „Systemdesign“ übernommen.
- Beim Verlassen des empfohlenen MPP-Bereichs wird ein Hinweis ausgegeben.
- Die Auslegung jedes einzelnen Eingangs wird überprüft. Um die Auswirkungen einer Über- oder Unterdimensionierung abschätzen zu können, sollte das Nennleistungsverhältnis des Gesamtgeräts beachtet werden!

4. Zusammenfassung

Die in dieser Ausarbeitung dargelegten technischen Zusammenhänge führen zu Richtlinien und Faustregeln für die Auslegung von PV-Anlagen im Netzparallelbetrieb, die hier noch einmal zusammengefasst werden sollen:

1. Der genutzte Anteil der PV-Energie sollte **größer als 99 %** sein, bzw. die Wechselrichter-Eingangsleistung sollte **80...100 % der PV-Peakleistung** bei einem Jahresertrag von 800...1000 kWh/kWp, **90...110 % der PV-Peakleistung** bei einem Jahresertrag von 1000...1500 kWh/kWp, **100...120 % der PV-Peakleistung** bei einem Jahresertrag von 1500...2000 kWh/kWp betragen.
2. Das **Abweichen von der idealen Ausrichtung** des PV-Generators sollte durch ein deutlicheres Unterdimensionieren des Wechselrichters berücksichtigt werden.
3. Die **kleinste Eingangsspannung** des Wechselrichters sollte höchstens $U_{MPP}(70\text{ °C})$, der MPP-Spannung bei 1000 W/m² und einer Zelltemperatur von +70 °C, entsprechen.
4. Die **höchste Eingangsspannung** des Wechselrichters sollte mindestens $U_0(-10\text{ °C})$, der Leerlaufspannung bei 1000 W/m² und einer Zelltemperatur von -10 °C entsprechen.
5. Um einen **hohen Wechselrichterwirkungsgrad** zu erreichen, müssen Sunny Boys **mit** Transformator bei einer möglichst geringen Eingangsspannung betrieben werden.
6. Um einen **hohen Wechselrichterwirkungsgrad** zu erreichen, müssen Sunny Boys **ohne** Transformator bei einer Eingangsspannung betrieben werden, die
 - a) der Netzspannungsamplitude (ca. 325 V bei 230 V_{eff}) beim SB 2100TL, bzw.
 - b) der doppelten Netzspannungsamplitude (ca. 650 V bei 230 V_{eff}) beim SB 4200TL-MS und SB 5000TL-MS entspricht.

Bei jeder Auslegung müssen die Betriebs- und Umgebungsbedingungen des PV-Generators und des Wechselrichters darauf überprüft werden, ob sie von den hier vorausgesetzten Standardbedingungen abweichen. Sollte dies der Fall sein, dann müssen die aufgeführten Richtlinien sinngemäß modifiziert werden.

5. Glossar

Auslegungstemperatur	Temperatur, die bei der Berechnung des Energienutzungsfaktors als durchschnittliche Zelltemperatur verwendet wird.
Arbeitspunkt	<p>Der Arbeitspunkt bezieht sich meistens auf eine Kennlinie und kennzeichnet den Betriebspunkt, in dem sich das Gerät bezogen auf diese Kennlinie gerade befindet.</p> <p>Bei einem allgemeinen Verweis auf den Arbeitspunkt, bezieht sich dagegen auf die Gesamtheit der Betriebsbedingungen (elektrische Eingangsgrößen, Umgebungstemperatur, etc.). Der Nennbetrieb ist ein Beispiel eines genau definierten Arbeitspunkts.</p>
Einstrahlungsstärke	Leistungsdichte der Sonneneinstrahlung, die der Solarzelle zur Energiewandlung zur Verfügung steht. An einem schönen Sommertag werden in Mitteleuropa Werte von ca. 1000 W/m ² erreicht, durch Reflektionen können Spitzenwerte von bis zu 1200 W/m ² gemessen werden.
Energienutzungsfaktor	Verhältnis von der ins Netz gespeisten Energie zum nutzbaren Energieangebot des PV-Generators.
Einstrahlungsstatistik	Die Einstrahlungsstatistik gibt Auskunft über die Häufigkeit, mit der eine Einstrahlungsstärke in einem Betrachtungszeitraum aufgetreten ist.
Kurzschluss	Im Kurzschluss sind die betrachteten Geräteanschlüsse miteinander verbunden; in diesem Arbeitspunkt ist der Laststrom maximal. Beispiel: PV-Modul mit direkt miteinander verbundenen Anschlussklemmen.
Leerlauf	Zustand eines Gerätes oder Systems ohne Belastung; in diesem Arbeitspunkt fließt kein Laststrom. Beispiel: PV-Modul mit offenen Anschlussklemmen.
Leistungshalbleiter	Elektronische Schalter (Transistoren), die ein verlustarmes und verschleißfreies Schalten elektrischer Leistungen ermöglichen. Diese Bauelemente werden aus Halbleitermaterial (Silizium) aufgebaut.
Leistungsverhältnis V_p	Verhältnis der maximalen Eingangsleistung des Wechselrichters zur Spitzenleistung des PV-Generators
MPP	<p>Maximum Power Point</p> <p>Arbeitspunkt des PV-Moduls, in dem die höchste mögliche Leistung abgegeben wird.</p>
Nennbetrieb	Arbeitspunkt, dessen Betriebs- und Umgebungsbedingungen genau definiert sind. Technische Angaben von Geräten und Komponenten beziehen sich immer auf den Nennbetrieb, soweit keine abweichenden Angaben gemacht werden.
Netzparallelbetrieb	Im Netzparallelbetrieb speist die PV-Anlage ihre Leistung direkt in das elektrische Verbundnetz ein. Am Netz sind immer genügend Verbraucher angeschlossen, die gerade in diesem Augenblick Energie benötigen und somit den eingespeisten Solarstrom unmittelbar nutzen können. Eine ausschließliche Versorgung von Verbrauchern mit Solarstrom würde dagegen

immer eine Energiespeicherung (Akkumulator einer Inselanlage) erfordern, da die Einstrahlung und der Energiebedarf nie zeitlich unabhängig voneinander sind. Der Netzparallelbetrieb vermeidet nicht nur den verlustreichen Zwischenschritt der Speicherung, sondern ermöglicht darüber hinaus auch noch, dass die Solarenergie jederzeit und in jeder Höhe genutzt werden kann, so dass der PV-Generator immer im MPP betrieben werden kann.

Netztransformator	Transformator, der für die Übertragung mit Netzfrequenz von elektrischer Leistung genutzt wird.						
PV	Abkürzung für Photovoltaik Umwandlung von Lichtenergie in elektrische Energie						
Spitzenleistung	(auch Peakleistung oder Modul-Nennleistung, Einheit: kW _p) Leistung des Photovoltaik-Moduls bei den Standard-Testbedingungen (STC)						
STC	Standard Test Conditions Standardisierte Testbedingungen für das Vermessen von PV-Modulen nach der IEC-Norm 904-3, die einen Vergleich verschiedener Module ermöglichen: <table border="0" style="margin-left: 40px;"> <tr> <td>Einstrahlungsstärke</td> <td>1000 W/m²</td> </tr> <tr> <td>Spektrale Verteilung</td> <td>Air Mass (AM) 1,5</td> </tr> <tr> <td>Zellentemperatur</td> <td>25 °C</td> </tr> </table>	Einstrahlungsstärke	1000 W/m ²	Spektrale Verteilung	Air Mass (AM) 1,5	Zellentemperatur	25 °C
Einstrahlungsstärke	1000 W/m ²						
Spektrale Verteilung	Air Mass (AM) 1,5						
Zellentemperatur	25 °C						
String	Reihenschaltung aus PV-Modulen						
Teillastbetrieb	Ein Wechselrichter ist für eine bestimmte Leistung ausgelegt, die Nennleistung (-> <i>Nennbetrieb</i>). Wenn der Wechselrichter nicht in diesem Arbeitspunkt betrieben wird, sondern mit einer geringeren Leistung läuft, nennt man dies Teillastbetrieb. Der Überlastbetrieb zeichnet sich dagegen durch einer höheren aktuellen Leistung als die Nennleistung aus.						
Wechselrichterbrücke	Anordnung von vier Leistungshalbleitern, mit denen das Eingangssignal wahlweise direkt oder verpolt weitergeleitet werden kann. Damit kann eine Gleichspannung in eine Wechselspannung umgewandelt werden.						
Wirkungsgrad	Verhältnis von Ausgangsleistung zur Eingangsleistung.						
Zellentemperatur	Sperrschichttemperatur der Solarzelle In der Sperrschicht der Solarzelle werden durch die einfallenden Lichtquanten bewegliche Ladungsträger getrennt (Elektronen und Löcher) und so ein Stromfluss erzeugt. Die Temperatur dieses Bereichs beeinflusst die Eigenschaften dieser Energiewandlung.						

6. Quellen

- [Decker 1993] B. Decker, U. Jahn:
„Energieertrag von netzgekoppelten PV-Anlagen: Ertragsprognosen und Betriebsergebnisse aus dem 1000-Dächer-PV-Programm“;
8. Nat. Symp. PV Solarenergie, S. 95 ff.; Staffelstein, 1993.
- [Jantsch 1993] M. Jantsch, H. Schmidt, J. Schmid:
„Einfluss von Qualität und Auslegung der Systemkomponenten auf die Energiebilanz von Photovoltaik-Anlagen“;
8. Nat. Symp. PV Solarenergie, S. 209 ff.; Staffelstein, 1993.
- [Kreutzmann 2001] A. Kreutzmann:
„Marktübersicht Solarmodule“;
Photon 2/2001, S. 46 ff.
- [Steinhülser 1997] A. Steinhülser, R. Kaiser:
„Computergestützte Auslegung und Simulation von PV-Kleinsystemen“;
Begleitbuch zum Seminar „Photovoltaisch versorgte Kleinsysteme und Geräte“,
Fraunhoferinstitut für Solare Energiesysteme; Freiburg; 1997;
zitiert

Anhang I: Prüfung der elektrischen Grenzwerte in „GenAu.xls“

In der Excel-Arbeitsmappe „GenAu.xls“ werden die elektrischen Betriebsdaten vom Wechselrichter und vom PV-Generator gegenübergestellt. Die hierbei verwendeten Formeln werden im Folgenden aufgeführt.

Verwendete Symbole:

Solare Einstrahlungsdichte
Kurzschlussstrom des PV-Moduls/Generators
Temperaturkoeffizient der MPP-Spannung in V/°C
Temperaturkoeffizient der MPP-Spannung in %/°C
Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung in V/°C
Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung in %/°C
MPP-Strom des PV-Moduls/Generators
MPP-Leistung als Funktion von Zelltemperatur und Einstrahlung
Maximale Einspeiseleistung des Wechselrichters
Nennwert der Einspeiseleistung des Wechselrichters
Maximale Eingangsleistung des Wechselrichters
Nennwert der Eingangsleistung des Wechselrichters
Temperatur der Solarzellen im Modul
Maximale erlaubte Eingangsspannung des Wechselrichters
Minimale Eingangsspannung des Wechselrichters bei MPP-Betrieb
PV-Leerlaufspannung als Funktion von Zelltemperatur und Einstrahlung
MPP-Spannung als Funktion von Zelltemperatur und Einstrahlung
Jahresertrag eines PV-Generators im MPP-Betrieb als Funktion der MPP-Leistung

Zwischenrechnung:

Temperaturabhängige MPP-Spannung des PV-Generators:

$$U_{MPP}(T_{PV}; 1000 \text{ W/m}^2) = U_{MPP}(25^\circ\text{C}; 1000 \text{ W/m}^2) + k_{T_{abs}, U_{mpp}} \times (T_{PV} - 25^\circ\text{C})$$

$$\text{oder } U_{MPP}(T_{PV}; 1000 \text{ W/m}^2) = U_{MPP}(25^\circ\text{C}; 1000 \text{ W/m}^2) \times [1 + k_{T_{rel}, U_{mpp}} \times (T_{PV} - 25^\circ\text{C})]$$

Temperaturabhängige Leerlaufspannung des PV-Generators:

$$U_0(T_{PV}; 1000 \text{ W/m}^2) = U_0(25^\circ\text{C}; 1000 \text{ W/m}^2) + k_{T_{abs}, U_0} \times (T_{PV} - 25^\circ\text{C})$$

$$\text{oder } U_0(T_{PV}; 1000 \text{ W/m}^2) = U_0(25^\circ\text{C}; 1000 \text{ W/m}^2) \times [1 + k_{T_{rel}, U_0} \times (T_{PV} - 25^\circ\text{C})]$$

Prüfkriterien:

Minimale Arbeitsspannung des PV-Generators:

$$U_{DC, min} \leq U_{MPP}(70^\circ\text{C}; 1000 \text{ W/m}^2) \leq U_{DC, max}$$

Maximale Arbeitsspannung des PV-Generators:

$$U_{DC, min} \leq U_0(-10^\circ\text{C}; 1000 \text{ W/m}^2) \leq U_{DC, max}$$

Nennleistungsverhältnis von Wechselrichter zu PV-Generator:

$$80 \% \leq \frac{P_{DC, max}}{P_{MPP}(25^\circ\text{C}; 1000 \text{ W/m}^2)} \leq 100 \%$$

Energienutzungsfaktor:

$$\frac{\int_0^{P_{DC,max}} W_{MPP}(P_{MPP}) dP_{MPP} + \int_{P_{DC,max}}^{\infty} \frac{P_{DC,max}}{P_{MPP}} W_{MPP}(P_{MPP}) dP_{MPP}}{\int_0^{\infty} W_{MPP}(P_{MPP}) dP_{MPP}} \geq 99\%$$