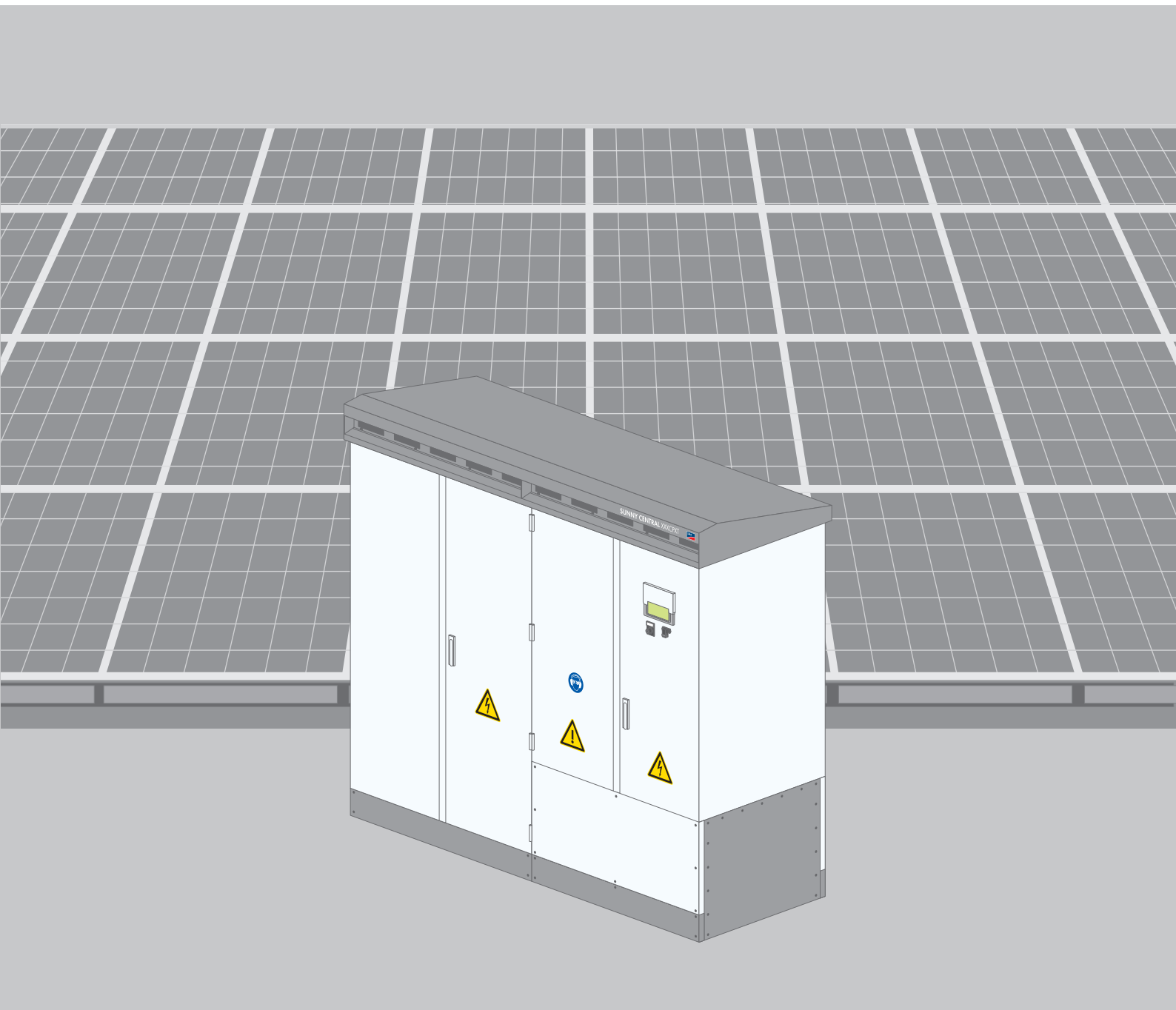


Zentral-Wechselrichter
Planung eines PV-Generators
Planungsleitfaden



Inhaltsverzeichnis

1	Hinweise zu diesem Dokument	5
2	Technische Grundlagen	7
2.1	Elektrische Kenngrößen	7
2.2	Leistungsverteilung des Energieertrags	8
2.3	PV-Module	9
2.3.1	Kenngrößen	9
2.3.1.1	Standardtestbedingungen	9
2.3.1.2	Technische Daten	9
2.3.2	Einstrahlung	10
2.3.3	Temperatur	11
2.3.4	Maximum Power Point	12
2.3.5	Erdung	13
2.3.5.1	Minuserdung - TCO-Korrosion	13
2.3.5.2	Plus- oder Minuserdung: Potenzialinduzierte Degradation	14
2.3.5.3	Pluserdung - Polarisation	15
2.4	Wechselrichter	16
2.4.1	Wirkungsgrad	16
2.4.1.1	η_{WR}	16
2.4.1.2	η_{Euro}	16
2.4.1.3	η_{CEC}	16
2.4.1.4	Wirkungsgrade im Vergleich	17
2.4.2	Schein-, Blind-, Wirkleistung und der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	18
3	Auslegung der PV-Anlage	20
3.1	Leistungsdimensionierung	20
3.1.1	AC-Wirkleistung bestimmen	20
3.1.2	DC-Eingangleistung des Wechselrichters bestimmen	21
3.1.3	Nominal Power Ratio	22
3.2	Spannungsdimensionierung	23
3.2.1	PV-Modul	23
3.2.1.1	Maximale Leerlaufspannung bestimmen	23
3.2.1.2	Minimale MPP-Spannung bestimmen	23
3.2.1.3	Maximalen PV-Modulstrom bestimmen	24

3.2.2	String.	24
3.2.2.1	Maximale PV-Modulanzahl pro String bestimmen.	24
3.2.2.2	Minimale PV-Modulanzahl pro String bestimmen.	24
3.2.2.3	PV-Modulanzahl pro String festlegen.	25
3.2.2.4	String-Anzahl bestimmen.	25
3.3	Systemtechnik-Dimensionierung.	25
3.3.1	Auswahl der Sunny String-Monitore.	25
3.3.2	Berechnung der Anzahl der notwendigen Sunny String-Monitore.	26
3.3.3	Maximale Anzahl der angeschlossenen PV-Strings.	30
3.3.4	Maximaler String-Strom.	30
3.3.5	Auswahl der Systemvarianten.	31
4	Beispielauslegung eines PV-Generators.	32
5	Anhang.	35
5.1	Formelzeichen.	35

1 Hinweise zu diesem Dokument

Der vorliegende Leitfaden greift verschiedene Aspekte auf, die bei der Planung und Realisierung einer zentralen PV-Anlage beachtet werden müssen. Für die Bereiche PV-Anbindung und Wechselrichterkonfiguration werden Lösungsansätze skizziert und technische Hintergrundinformationen gegeben, die dem Projektierer Hilfestellung bei der Auslegung großer zentraler PV-Anlagen geben. Die in diesem Dokument vorliegenden technischen Informationen unterliegen einer stetigen Weiterentwicklung, wodurch Änderungen vorbehalten sind. Der Inhalt wird fortlaufend überprüft und gegebenenfalls angepasst. Trotzdem können Abweichungen nicht ausgeschlossen werden. Es wird keine Gewähr für Vollständigkeit gegeben.

SMA Utility Grade

Im Bereich Power Plant Solutions ist SMA Solar Technology AG mit einem ganzheitlichen Konzept zur Realisierung von PV-Anlagen im Kraftwerksmaßstab der richtige Partner. SMA Utility Grade bündelt führende Wechselrichtertechnologie, ein Portfolio an flexibler Systemtechnik und umfassende Dienstleistungen, speziell für die Realisierung von erfolgreichen Megawattprojekten.

Alle Partner profitieren von einem Höchstmaß an Erfahrung und Know-how, nicht allein im Bereich technologischer Entwicklung, sondern ganz besonders auch bei der Planung, der Realisierung und dem begleitenden Service.

Sunny Central

Für zentrale Anlagenkonzepte hat SMA die Sunny Central Wechselrichter für Großprojekte etabliert. Dank ihrer besonderen Eigenschaften sind sie optimal für den Einsatz in PV-Kraftwerken mit homogener Struktur geeignet. Die outdoorfähigen Geräte der CP XT Reihe sind dabei besonders wirtschaftlich. Mit einem maximalen Wirkungsgrad von über 98,6 Prozent ist der Sunny Central 900CP XT der effizienteste in seinem Segment. Mit über 7 000 installierten Geräten* überzeugen die Wechselrichter dabei besonders in ihrer Leistungsfähigkeit und durch ihre Zuverlässigkeit. Das wetterfeste Gehäuse und die damit verbundene Gewichtsreduktion des Gesamtsystems ermöglichen die direkte Außenaufstellung. Eine aufwendige Betoneinhausung kann somit entfallen. Ihre Widerstandsfähigkeit gegen extreme Klimabedingungen haben die Wechselrichter in zahlreichen Stresstests und in vielen PV-Kraftwerken weltweit eindrucksvoll unter Beweis gestellt.

* Stand 1/2013

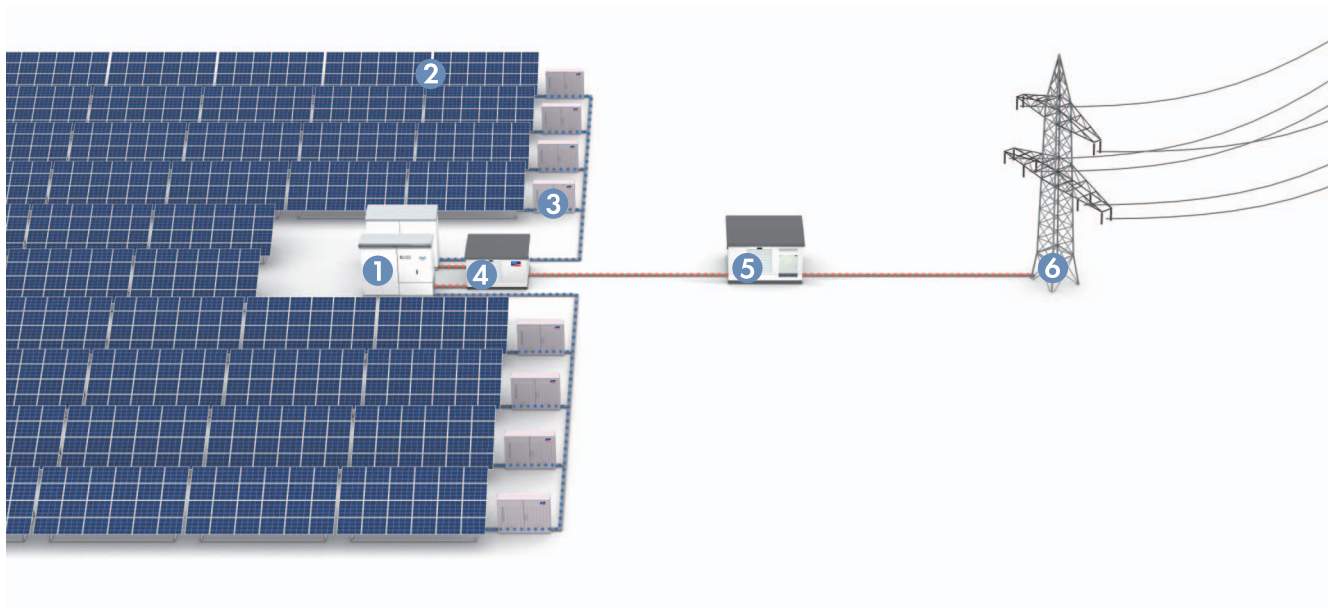


Abbildung 1: Typische PV-Anlage mit Systemtechnik von SMA

Position	Bezeichnung
1	Wechselrichter
2	PV-Module
3	Sunny String-Monitor
4	Transformator Compact Station
5	Übergabestation
6	Öffentliches Stromnetz

Sunny String-Monitor

Überwachung im Detail: Durch Vergleich der einzelnen String-Ströme ermöglicht der Sunny String-Monitor, dass Leistungsminderungen im PV-Generator sicher erkannt und direkt im Wechselrichter ausgewertet werden. Das Gerät bietet – für die Wandmontage oder als Standverteiler lieferbar – neben der Messung der String-Ströme eine String-Absicherung sowie eine Überspannungsschutzeinrichtung. Die robuste Technik lässt sich nahezu überall einsetzen und hat sich in über 40 000 verkauften Geräten* weltweit unter unterschiedlichsten Gegebenheiten bewährt.

* Stand 1/2013

2 Technische Grundlagen

In diesem Kapitel erhalten Sie einen Überblick über die elektrischen Kenngrößen von PV-Modulen und Komponenten in einer PV-Anlage. Weiterhin wird erklärt, wie sich die Leistungsverteilung des Energieertrags auf die Auslegung der PV-Anlage auswirkt und welchen Einfluß die Standardtestbedingungen, Einstrahlung, Temperatur und Erdung auf die Auswahl der PV-Module ausüben.

2.1 Elektrische Kenngrößen

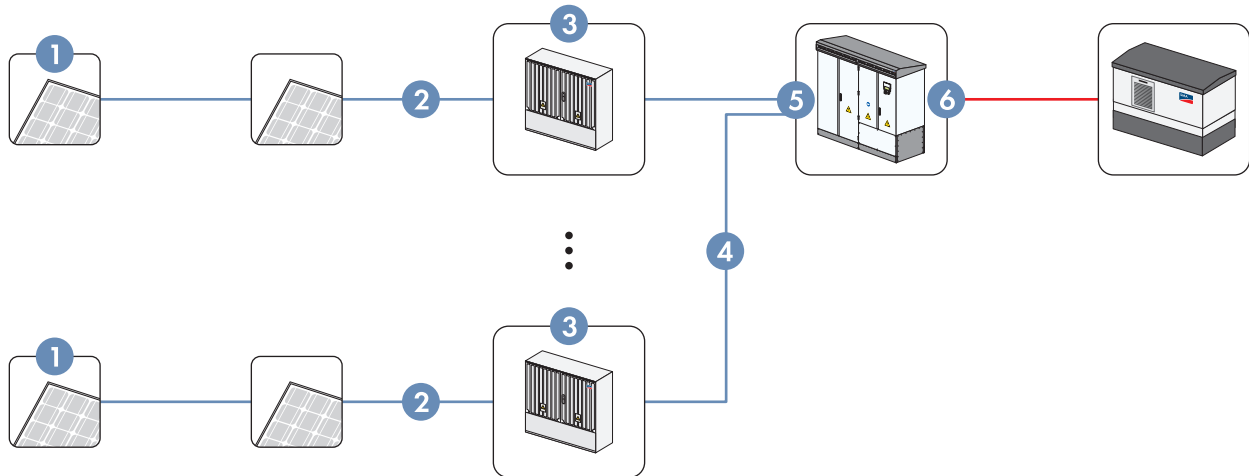


Abbildung 2: Übersicht einer PV-Anlage

Position	Kenngröße	Einheit	Beschreibung
1	I_{MPP}	A	Strom bei Maximalleistung
	I_{SC}	A	Kurzschlussstrom
	P_{maxMOD}	WP	Maximalleistung
	$U_{DCmaxMODSYS}$	V	Maximale Systemspannung SKII
	U_{mpp}	V	Spannung bei Maximalleistung
	U_{oc}	V	Leerlaufspannung
	$T_{DCUocMOD}$	%/K	Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung
	$T_{DCIscMOD}$	%/K	Temperaturkoeffizient des Kurzschluss-Stroms
	$U_{DCmaxMOD}$	V	Maximale Leerlaufspannung
	$U_{DCminMOD}$	V	Minimale Leerlaufspannung
2	$I_{DCmppSTR}$	A	Stringstrom
	$n_{maxMODSTR}$	–	Maximale PV-Modulanzahl pro String
	$n_{minMODSTR}$	–	Minimale PV-Modulanzahl pro String
	n_{MODSTR}	–	PV-Modulanzahl pro String
	$U_{DCmaxSTR}$	V	Maximale String-Spannung
	$U_{DCminSTR}$	V	Minimale String-Spannung
3	n_M	–	Anzahl der Strings pro Messeingang
	$I_{DCfuseSTR}$	A	Sicherungsgröße
	I_{DCSSM}	A	Ausgangsstrom Sunny String-Monitor
	I_{maxSSM}	A	Maximaler Ausgangsstrom Sunny String-Monitor
	$n_{STRfuse}$	–	Anzahl der Strings pro Sicherung

Position	Kenngroße	Einheit	Beschreibung
4	$n_{\min\text{STR}}$	–	Minimale String-Anzahl
	$n_{\max\text{STR}}$	–	Maximale String-Anzahl
	n_{STR}	–	String-Anzahl
5	P_{DC}	W	DC-Eingangleistung des Wechselrichters
	P_{DCGEN}	W	PV-Generatorleistung
	U_{DCmaxWR}	V	Maximale Eingangsspannung des Wechselrichters
	$U_{\text{DCmppminWR}}$	V	Minimalen MPP-Spannung des Wechselrichters
6	P_{AC}	W	AC-Wirkleistung
	S_{AC}	VA	AC-Scheinleistung
	$\cos \varphi$	–	Verschiebungsfaktor
	Q	Var	AC-Blindleistung

2.2 Leistungsverteilung des Energieertrags

Für die Abschätzung der PV-Generatorleistung wird üblicherweise die Leistungsverteilung des Energieertrags herangezogen. Sie gibt an, welchen Anteil an der Gesamtenergie ein PV-Generator bei einer bestimmten MPP-Einstrahlung liefert (siehe Abbildung, Seite 8). Grundlage dieser Verteilung ist die Statistik der Sonneneinstrahlung vor Ort. Durch Berücksichtigung der betrachteten Einstrahlungsstärke über die Dauer ihres Auftretens erhält man die Energieverteilung über der Einstrahlungsstärke. Diese Verteilung gehört zu den meteorologischen Daten und ist für viele Standorte auf der Welt verfügbar (siehe NASA*). Idealerweise sind die Leistungsverteilung des Energieertrags und das Betriebsverhalten des Wechselrichters annähernd gleich, wobei der Voll- und Teillastbetrieb des Wechselrichters berücksichtigt werden sollte.

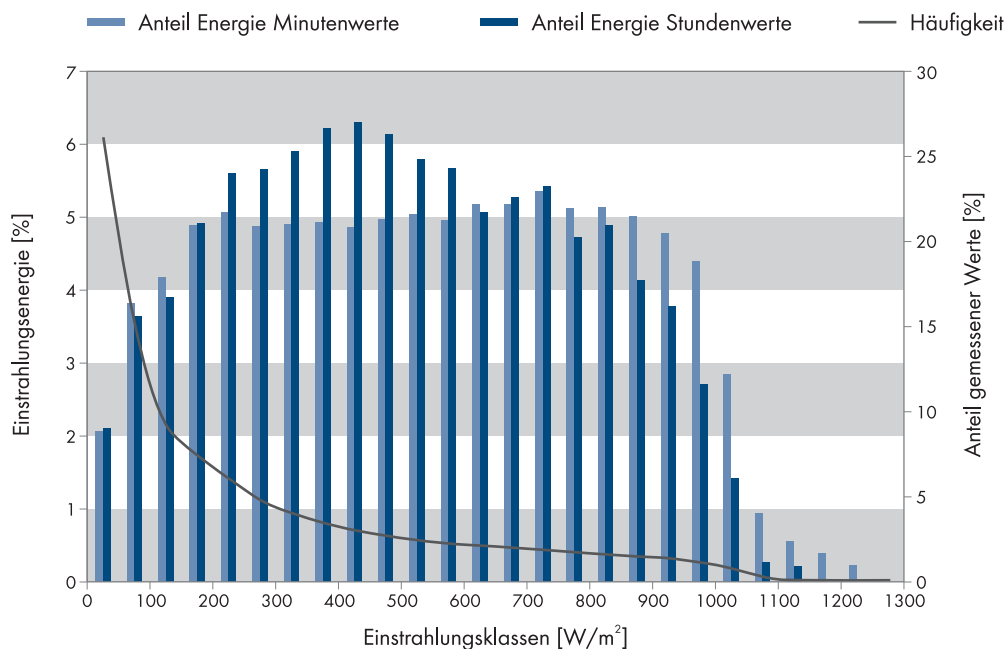


Abbildung 3: Energie- und Häufigkeitsverteilung der Sonneneinstrahlung (Beispiel: Potsdam, Deutschland).

Wichtig bei der Betrachtung der Sonneneinstrahlung ist, dass der Wechselrichter die häufig auftretenden Einstrahlungsklassen bei einem optimalen Wirkungsgrad nutzen kann.

* <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?+s02#s02>

2.3 PV-Module

2.3.1 Kenngrößen

2.3.1.1 Standardtestbedingungen

Die Standardtestbedingungen (kurz STC, Standard Test Conditions) sind Vergleichsgrößen für PV-Module und definieren einheitliche Testbedingungen für die Einstrahlung, die Temperatur und den Air Mass* .

Vergleichsgrößen	Referenzwert
Einstrahlung	1 000 W/m ²
Temperatur	25 °C
Air Mass	1,5

Die so ermittelten Werte ermöglichen einen Vergleich der PV-Module untereinander, das wirkliche Betriebsverhalten ist jedoch daraus nicht direkt abzuleiten. Kristalline Module beispielsweise besitzen bei einer Einstrahlung von 1 000 W/m² meist eine deutliche höhere Modultemperatur als 25 °C, mit der ein Leistungsabfall einhergeht. Auch das Verhalten unterschiedlicher Zelltypen bei Schwachlicht bleibt bei diesem Wert unberücksichtigt.

2.3.1.2 Technische Daten

Die elektrischen Kenngrößen von PV-Modulen sind temperaturabhängig. Nachfolgend sind die typischen technischen Daten eines PV-Moduls aufgeführt, die bei der späteren Berechnung des PV-Generators wichtig sind, um den Wechselrichter passgenau auf Spannung, Strom und Leistung der PV-Module abzustimmen. Die technischen Daten lassen sich dem Datenblatt des PV-Moduls entnehmen.

Kenngröße	Einheit	Beschreibung
I_{mpp}	A	Strom bei Maximalleistung
I_{SC}	A	Kurzschlussstrom
P_{maxMOD}	WP	Maximalleistung
$U_{DCmaxMODSYS}$	V	Maximale Systemspannung SKII
U_{mpp}	V	Spannung bei Maiximalleistung
U_{oc}	V	Leerlaufspannung
T_{min} / T_{max}	%/K	Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung
T_{min} / T_{max}	%/K	Temperaturkoeffizient des Kurzschluss-Stroms
$U_{DCmaxMOD}$	V	Maximale Leerlaufspannung
$U_{DCminMOD}$	V	Minimale Leerlaufspannung

* Der Air Mass beschreibt ein relatives Maß für Länge eines Weges, den Sonnenlicht durch die Erdatmosphäre bis zum Erdboden zurücklegt. Bei einem senkrechten Einfall des Sonnenlichts beträgt der Air Mass 1,0. Die Strahlungsleistung wäre an diesem Punkt maximal. Die Strahlungsleistung nimmt ab, je schräger das Sonnenlicht auf die Erde auftrifft.

2.3.2 Einstrahlung

PV-Module arbeiten in den seltensten Fällen im Nennbetrieb. Der Nennbetrieb tritt nur unter Standardtestbedingungen auf. Wesentlich häufiger als im Nennbetrieb arbeiten PV-Module im Teillastbetrieb, während sich die Einstrahlungsstärke und die Temperatur innerhalb des Tagesverlaufes häufig ändern. Die Einstrahlungsänderung beeinflussen den Modul-Strom am stärksten (siehe Abbildung, Seite 10). Im Gegensatz zur MPP-Spannung: Sie bleibt bei einer Einstrahlungsänderungen nahezu konstant, ändert sich allerdings mit der Temperatur deutlich.

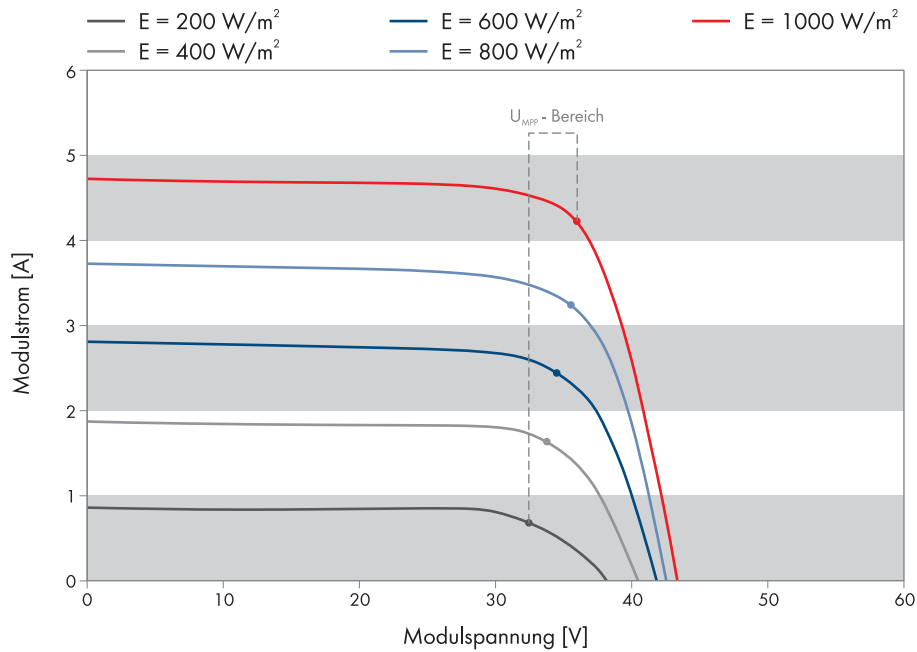


Abbildung 4: PV-Modulspannung und -strom bei unterschiedlicher Einstrahlung und konstanter Temperatur (Beispiel)

2.3.3 Temperatur

Bei einer Temperaturänderung sind die Verhältnisse im Vergleich zur Einstrahlungsänderung umgekehrt: Sinkt die Temperatur, steigt die Modul-Spannung und der Modul-Strom bleibt nahezu konstant (siehe Abbildung, Seite 11). Besonders die Spannungserhöhung bei niedrigen Temperaturen muss bei der PV-Anlagenplanung beachtet werden.

Da bei hohen Temperaturen eine Leistungsminderung eintritt, ist es wichtig für eine optimale Wärmeabfuhr zu sorgen. Dabei spielt die Montageart der PV-Module eine entscheidende Rolle. Eine ertragsoptimierte Montageart ist z. B. die freie Aufstellung. Bei einer Fassadenintegration ohne Hinterlüftung der PV-Module ergibt sich hingegen eine erhöhte Modultemperatur, die eine Ertragsminderung zur Folge haben kann.

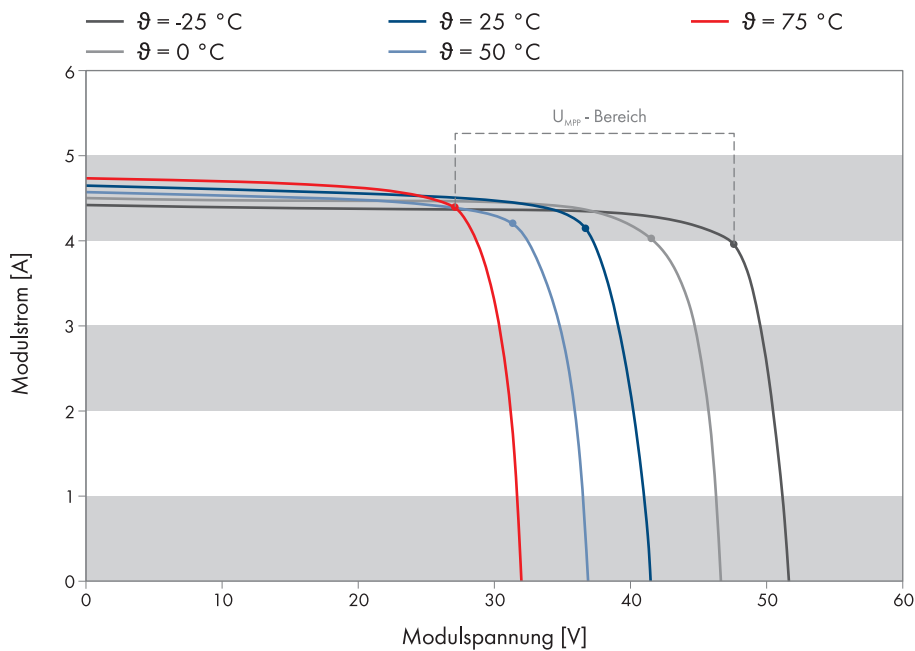


Abbildung 5: PV-Modulspannung und PV-Modulstrom bei unterschiedlicher Temperatur und konstanter Einstrahlung (Beispiel)

2.3.4 Maximum Power Point

Der Maximum Power Point (MPP) ist der Arbeitspunkt eines PV-Moduls, an dem die größte Leistung entnommen werden kann, d.h. der Punkt, an welchem das Produkt von Strom und Spannung eine maximale Leistung ergeben. Der MPP ist nicht konstant, sondern hängt hauptsächlich von der Temperatur und somit von der PV-Modul-Spannung ab. Nur einen geringen Einfluss besitzt die Einstrahlung und damit der PV-Modul-Strom.

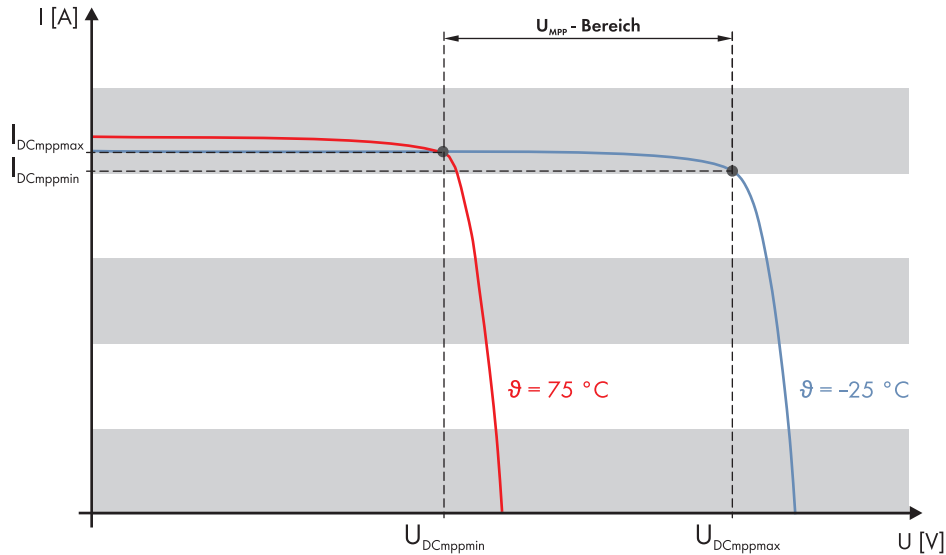


Abbildung 6: MPP-Spannung bei unterschiedlicher Temperatur und konstanter Einstrahlung (Beispiel).

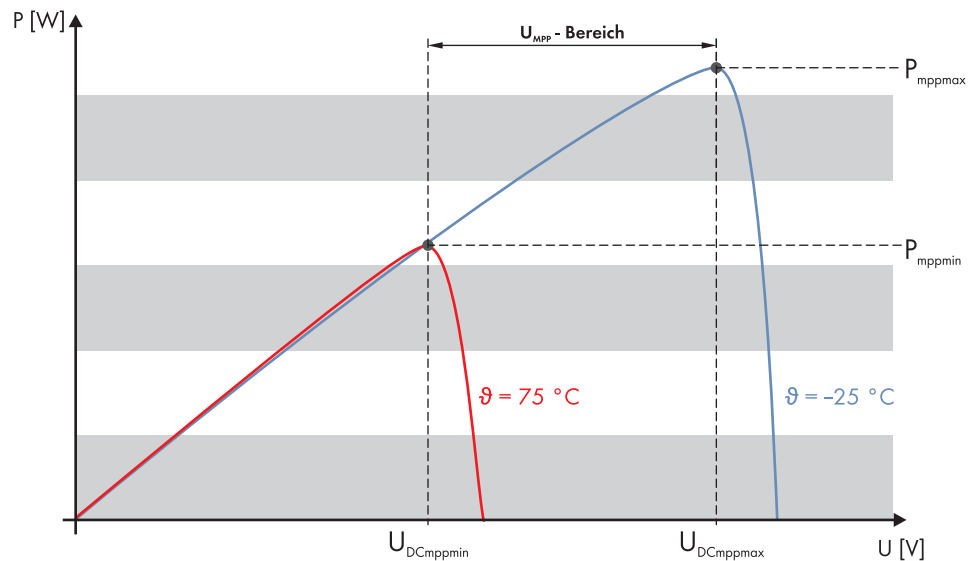


Abbildung 7: MPP-Leistung bei unterschiedlicher Temperatur und konstanter Einstrahlung (Beispiel).

2.3.5 Erdung

2.3.5.1 Minuserdung - TCO-Korrosion

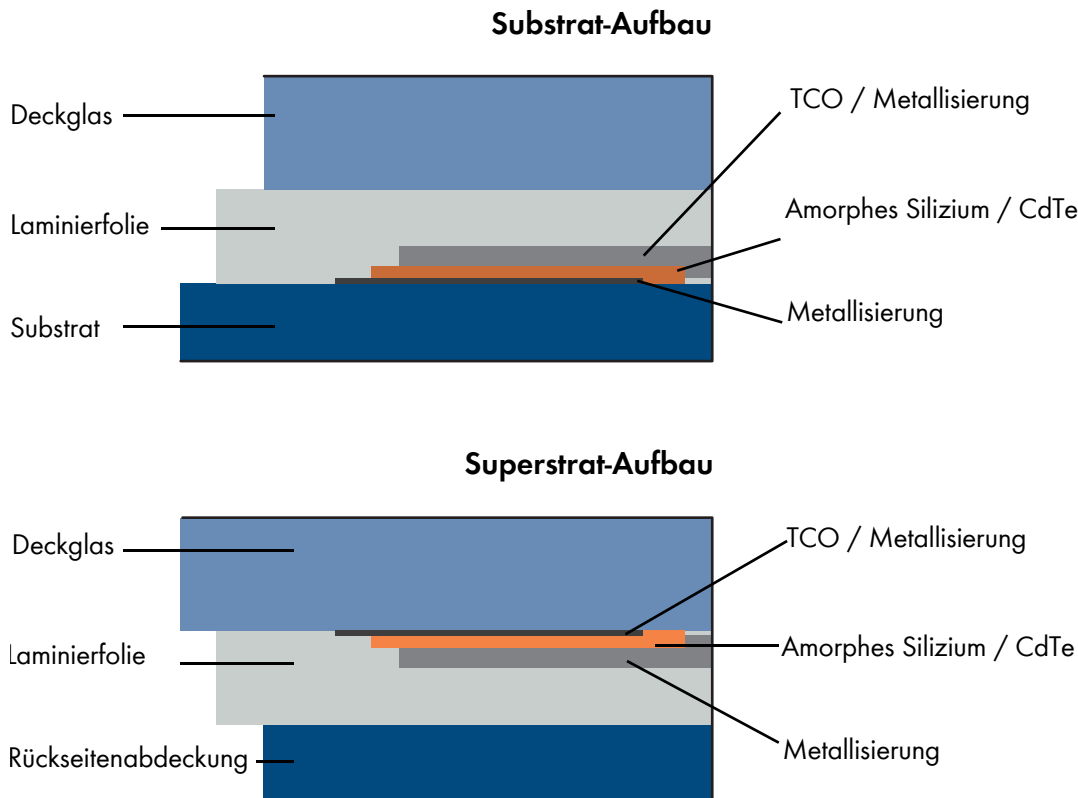


Abbildung 8: TCO-Korrosion

In den ersten aufgebauten PV-Generatoren aus Dünnschichtmodulen konnte bereits nach relativ kurzer Betriebszeit eine Korrosion der so genannten TCO-Schicht einiger Module festgestellt werden. Die Korrosion der elektrisch leitenden Schicht ist nicht reversibel und führt zu erheblichen Leistungseinbußen. Das Florida Solar Energy Center (FSEC) untersucht seit dem Jahr 2000 die Ursachen der Korrosion. Die Untersuchungen zeigten, dass vor allem PV-Module mit Zellen aus α -Si (amorphes Silizium) und CdTe (Cadmium-Tellurid) betroffen sind, die in Superstrat-Technologie hergestellt werden. Die TCO-Korrosion entsteht bei der Reaktion von Natriumionen mit Feuchtigkeit. Das Natrium ist in der Deckglasschicht des PV-Moduls enthalten. Besonders am Rand des PV-Moduls bilden sich durch die TCO-Korrosion Risse, die die gesamte Zellstruktur beeinträchtigen und das PV-Modul dauerhaft schädigen können.

Wie lässt sich die TCO-Korrosion verhindern?

- Durch die negative Erdung des PV-Generators entsteht ein elektrisches Feld, in dem die positiv geladenen Natriumionen in Richtung des negativen Pols wandern. Dadurch entfernen sich die Natriumionen von der TCO-Schicht.
- Alternativ können die Modulkanten versiegelt werden. Dadurch wird verhindert, dass die für den Korrosionsprozess wichtige Feuchtigkeit eindringt.

2.3.5.2 Plus- oder Minuserdung: Potenzialinduzierte Degradation

Die Potenzialinduzierte Degradation (auch Spannungsinduzierte Degradation genannt; engl.: Potential Induced Degradation, PID) ist ein Effekt, der einige PV-Module mit kristallinen Si-Zellen betrifft und zu schleichenden Leistungseinbußen führt, die nach ein einigen Jahren 30 Prozent und mehr betragen können.

Die PID tritt ausschließlich bei Modultypen auf, deren Zellen aus kristallinem Silizium bestehen. Haben die Module im Betrieb ein negatives Potenzial gegen Erde, kommt es zu einer entsprechend hohen negativen Spannung zwischen den Zellen des PV-Moduls und dem aus Sicherheitsgründen geerdeten Aluminiumrahmen. Der Effekt ist umso stärker, je näher sich das Modul am Minuspol des PV-Generators befindet, denn dort kann das Potenzial (und damit die Spannung zwischen Zellen und Aluminiumrahmen) mehr als die halbe Generatorspannung erreichen. Es kann deshalb vorkommen, dass sich Elektronen aus den im PV-Modul verwendeten Materialien lösen, dem elektrischen Feld folgen und schließlich über den geerdeten Aluminiumrahmen abfließen. Das Resultat ist eine zunehmende Aufladung (Polarisation) des Moduls, die – wenn keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden – dessen Kennlinie und damit Leistung nachteilig verändert.

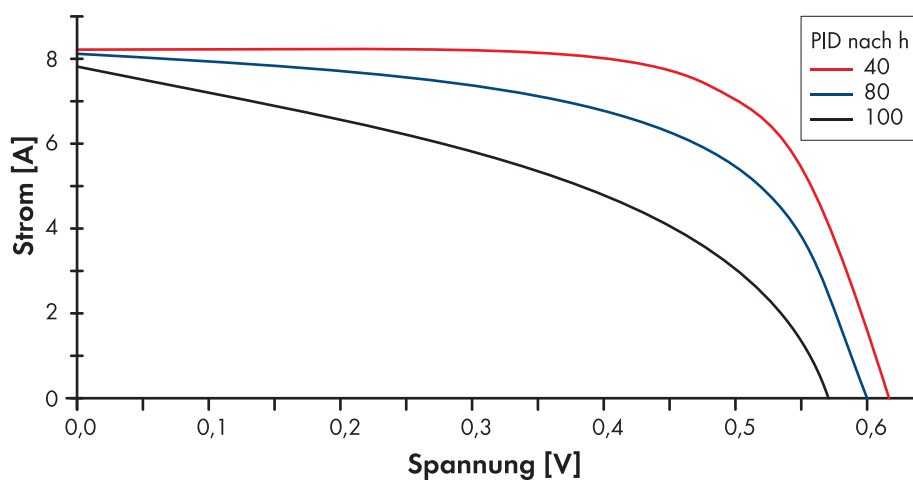


Abbildung 9: Die Kennlinie eines PV-Moduls im Ursprungszustand und während des Degradationsvorgangs. Charakteristisch ist eine Abflachung, bei der die Leerlaufspannung und der Kurzschluss-Strom fast unverändert bleiben, die maximale Leistung (MPP) sich aber um 30 % oder mehr verringert.*

Warum die elektrische Aufladung des PV-Moduls so kritisch ist, erklärt sich aus der Funktionsweise der Solarzellen. Der photovoltaische Effekt beruht darauf, dass dort zwei unterschiedliche Halbleitermaterialien eingesetzt sind und durch den Ladungsaustausch ein elektrisches Feld aufbauen. Erst dieses Feld führt dazu, dass durch Lichtenergie frei gewordene Elektronen von ihrem Platz gelöst werden und als elektrischer Strom über die Kontakte abfließen. Zusätzliche Ladungsträger können diesen Effekt empfindlich stören und so einen deutlichen Leistungsverlust verursachen. Allerdings hat sich herausgestellt, dass solche Polarisationen in den meisten Fällen umkehrbar sind. Deswegen unterscheidet man sie von irreversiblen Effekten wie Korrosionen und der normalen altersbedingten Degradation.

Wie lässt sich die potenzialinduzierte Degradation verhindern?

- Durch die Erdung eines PV-Generatoranschlusses wird der potenzialinduzierte Degradation vermieden. Welcher Pol geerdet werden muss, lässt sich aus den technischen Daten des PV-Moduls entnehmen.

* J. Berghold et.al, Potential Induced Degradation of solar cells and panels, proceedings of the 25th EU PVSEC, 2010

2.3.5.3 Pluserdung - Polarisation

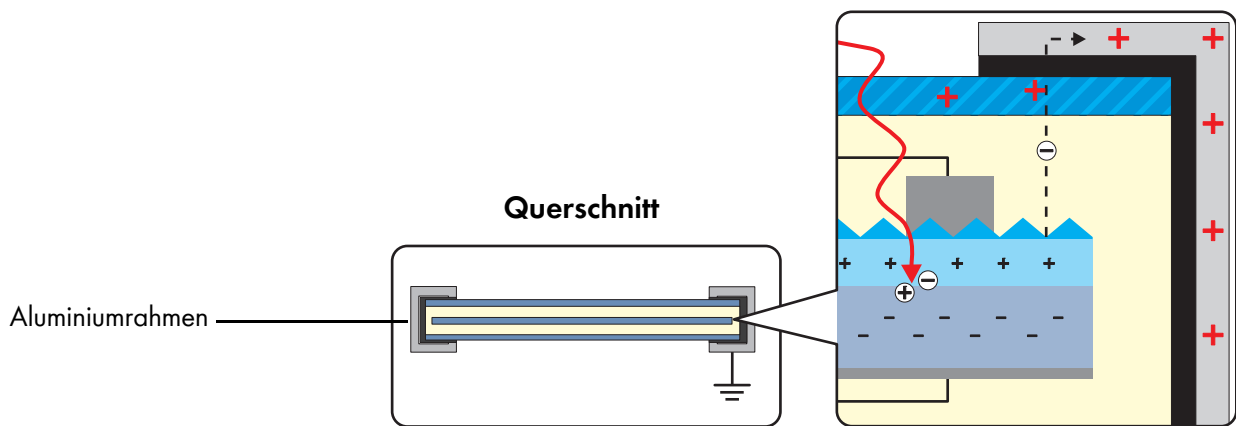


Abbildung 10: Polarisation

Neben den Photonen der Lichtwellen ist für den photovoltaischen Effekt ein elektrisches Feld erforderlich, das die negativen von den positiven Ladungsträgern trennt und ihre sofortige Rekombination verhindert. Befindet sich nun der DC+ und der DC – Anschluss der Solarzelle auf einer Seite – wie bei rückseitenkontaktierten Zellen – ist der Aufbau dieses elektrischen Feldes komplexer als bei einer Standardzelle. Beim Betrieb mit Spannungen über 20 V kann es zu statischen Aufladungen an der Zelloberfläche kommen. Dadurch steigt die Rekombinationsrate der Ladungsträger, was den Wirkungsgrad der PV-Module deutlich reduziert. Dieser Polarisationseffekt ist reversibel. Sobald die negativen Ladungen in der EVA-Folie wieder entfernt werden, „erholt“ sich der Wirkungsgrad.

Wie lässt sich die Polarisation verhindern?

- Durch die Erdung des positiven PV-Generatoranschlusses wird der Polarisationseffekt vermieden.
- Ist oder war der PV-Generator nicht geerdet, lässt sich durch das zeitweise Anlegen einer hohen negativen Spannung an die geschädigten Module der ursprüngliche Zustand und Wirkungsgrad der Zellen wieder herstellen. Das genaue Regenerationsverfahren sollte mit dem Modulhersteller abgestimmt werden. Die Regeneration der PV-Module verhindert jedoch kein Wiederauftreten der Polarisation. Hier hilft nur die positive Erdung.

2.4 Wechselrichter

2.4.1 Wirkungsgrad

2.4.1.1 η_{WR}

Der maximale Wirkungsgrad (η_{WR}) ist ein Maß für die Effizienz eines Wechselrichters. Er ergibt sich aus dem Verhältnis der zugeführten Leistung (P_{ZU}) und der Ausgangsleistung (P_{AB}). Die zugeführte Leistung ist wiederum abhängig von den aktuellen Einstrahlungsverhältnissen (E_{PV}). Die Einstrahlungsverhältnisse ändern sich im Tagesverlauf ständig, sodass es vorkommen kann, dass sich nicht immer der optimale Arbeitspunkt finden lässt. Aussagekräftiger für die Effizienz des Wechselrichters sind gewichtete Wirkungsgrade wie der europäische oder der kalifornische Wirkungsgrad, welche die unterschiedlichen Einstrahlungsverhältnisse mit einbeziehen (vgl. Abbildung, Seite 17.)

2.4.1.2 η_{Euro}

Der europäische Wirkungsgrad (η_{Euro}) ist ein gewichteter Wirkungsgrad. Er bezieht mit ein, dass sich die Einstrahlungsverhältnisse häufig ändern. Die Gewichtung orientiert sich dabei an den Bedingungen in Mitteleuropa. Mit dem europäischen Wirkungsgrad lassen sich präzise Berechnungen für PV-Anlagen mit jährlichen Einstrahlungssummen um die 1 000 kWh/m² durchführen. Dabei wird davon ausgegangen, dass z. B. bei einer 100 % Belastung des PV-Generators eine Betriebszeit von 20 % über das Jahr erreicht wird.

Formel:

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

2.4.1.3 η_{CEC}

Der kalifornische Wirkungsgrad (η_{CEC}) ist ein wie der europäische Wirkungsgrad ein gewichteter Wirkungsgrad. Mit ihm lassen sich präzise Berechnungen für PV-Anlagen durchführen, bei denen hohe relative Leistungen (P_{ZU}/P_{AB}) zu erwarten sind. Dabei wird davon ausgegangen, dass z. B. bei einer 75 % Belastung des Wechselrichters eine Betriebszeit von 53 % über das Jahr erreicht wird. Anders als bei europäischen Wirkungsgrad, der jede Nachkommastelle zulässt, wird der η_{CEC} in 0,5-Schritten auf, bzw. abgerundet. Zusätzlich sind beim η_{CEC} die DC-Spannungslevel für die Messung des Wirkungsgrades vorgegeben.

Formel:

$$\eta_{CEC} = 0,04\eta_{10\%} \times 0,05\eta_{20\%} \times 0,12\eta_{30\%} \times 0,21\eta_{50\%} \times 0,53\eta_{75\%} \times 0,05\eta_{100\%}$$

2.4.1.4 Wirkungsgrade im Vergleich

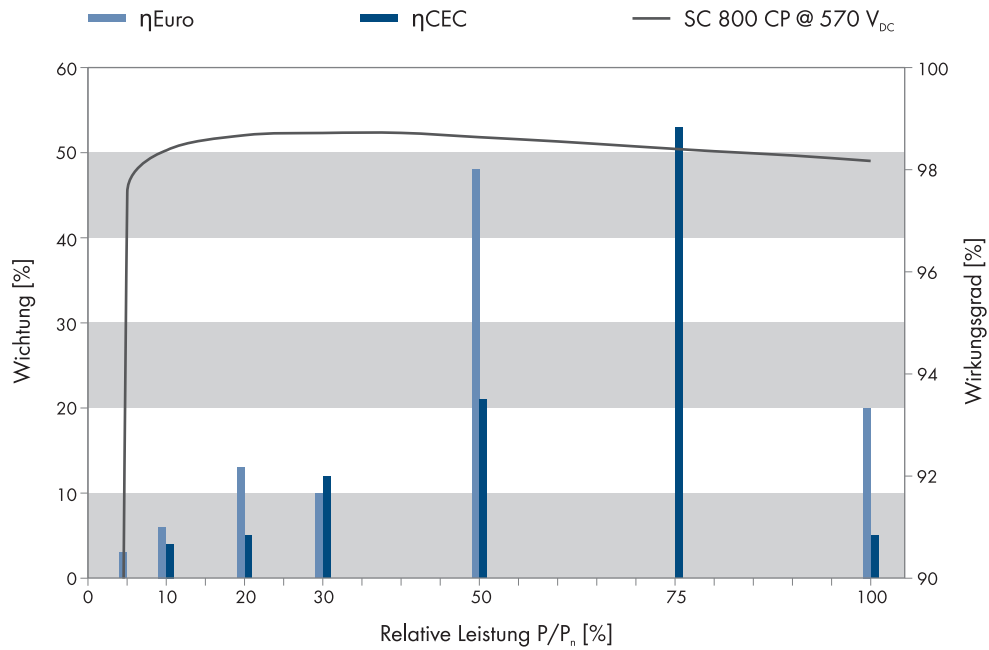


Abbildung 11: Vergleich von maximalem, europäischen und kalifornischen Wirkungsgrad am Beispiel des SC800CP XT

2.4.2 Schein-, Blind-, Wirkleistung und der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

Im Wechselstromnetz ändern Spannung und Strom kontinuierlich ihre Werte. Sie folgen einem sinusförmigen Verlauf mit einer Frequenz von 50 Hz in Deutschland. Sind lediglich ohmsche Verbraucher angeschlossen, verhalten sich Spannung und Strom phasengleich, d. h. sie erreichen ihre Maximal- und Minimalwerte zeitgleich.

Das Produkt aus Spannung und Stromstärke ist die Leistung. Reine Wirkleistung liegt nur dann vor, wenn keine Phasenverschiebung vorliegt. Doch gerade dieser Fall ist in der Realität kaum anzutreffen. Fast in jedem Verbraucher sind Kapazitäten sowie Induktivitäten vorhanden und verursachen die Phasenverschiebung. Kapazitäten und Induktivitäten verursachen direkt Blindleistung in unserem Stromnetz. Bei Induktivitäten eilt der Strom der Spannung nach: Es entsteht eine Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom. Dadurch erreichen Spannung und Strom zu verschiedenen Zeitpunkten ihre Maximal- und Minimalwerte. Bei einer Phasenverschiebung von 90 Grad (+ oder -) ist der Betrag der Wirkleistung null - also reine Blindleistung.

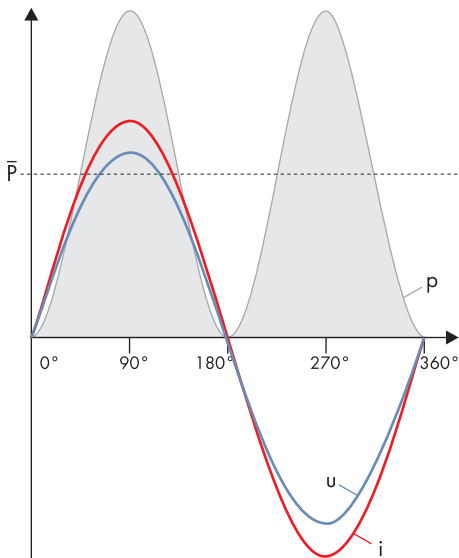


Abbildung 12: Wenn Strom i und Spannung u in Phase sind, ergibt sich eine schwankende, aber immer positive Leistung - reine Wirkleistung.

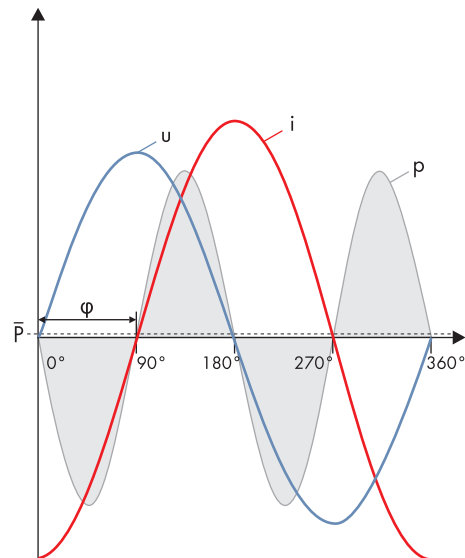


Abbildung 13: Bei einer Phasenverschiebung von 90 Grad zwischen i und u ist der Durchschnittswert der Wirkleistung null - reine Blindleistung.

Durch geometrische Addition ergeben Wirk- und Blindleistung die Scheinleistung: Wirk- und Blindleistung bilden die Katheten eines rechtwinkligen Dreiecks, die Hypotenuse entspricht der Scheinleistung. 400 kW Wirkleistung und 300 kvar Blindleistung ergeben 500 kVA Scheinleistung. Der Winkel zwischen Wirk- und Scheinleistung heißt Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$.

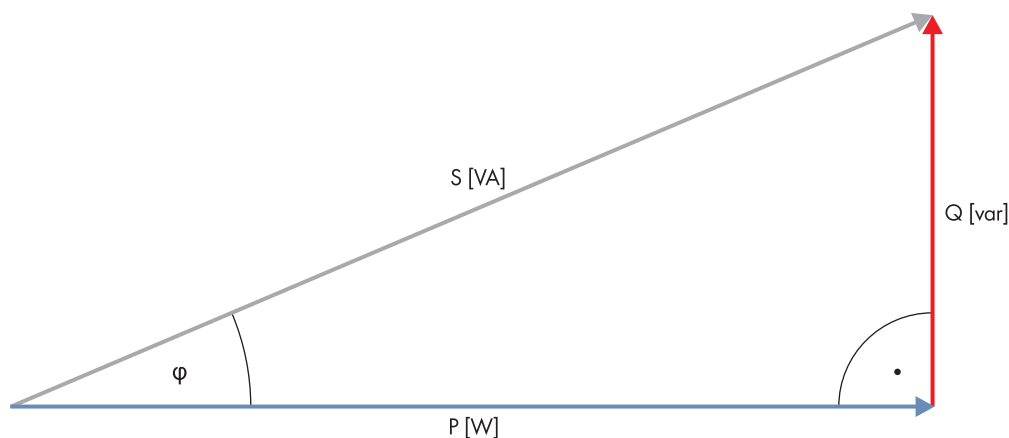


Abbildung 14: Wirkleistung (P) und Blindleistung (Q) bilden die Katheten eines rechtwinkligen Dreiecks. Der Winkel zwischen Wirk- und Scheinleistung (S) heißt Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$.

Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

PV-Anlagen, die auf Mittelspannungsebene einspeisen, müssen in vielen Märkten Blindleistung bereitstellen können. Alle Sunny Central der CP XT-Baureihe sind für die Einspeisung von Blindleistung ausgelegt. Neben den Anforderungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) in Deutschland existieren in vielen Ländern eigene Anforderungen. Zugunsten einer besseren Übersicht werden die Anforderungen des BDEW detaillierter betrachtet, da sie in der Vergangenheit die Anforderungen weltweit beeinflussten.

Die Bereitstellung von Blindleistung kann entweder quasi-statisch oder dynamisch erfolgen. Bei der quasi-statischen Blindleistungsregelung liegt entweder ein festgelegter Blindleistungssollwert vor oder die Blindleistung wird anhand von Kennlinien bestimmt. Beim Blindleistungssollwert sind die Verhältnisse einfach: Der Netzbetreiber gibt einen festen Sollwert der Blindleistung vor. Er wird bei der Inbetriebnahme einmalig eingestellt. Dabei kann der Einstellbereich des Verschiebungsfaktors zwischen 0,9 induktiv und 0,9 kapazitiv liegen. Die Blindleistung kann aber auch in Abhängigkeit der Nennwirkleistung (P_N) festgelegt werden: Der Einstellbereich reicht von $-0,48 P_N$ bis $0,48 P_N$.

Bei schwankenden Netzverhältnissen ist eine dynamische Blindleistungsregelung sinnvoll. Dadurch können Netzbetreiber flexibel auf die Schwankungen im öffentlichen Stromnetz reagieren. In der Regel verteilen Netzbetreiber per Rundsteuersignal die externen Blindleistungssollwertvorgaben, die dann weiterverarbeitet und dynamisch den Vorgaben des Netzbetreibers angepasst werden.

Alle Verfahren haben eines gemeinsam: Ihr Einfluss muss in der Anlagenplanung berücksichtigt werden, sonst drohen Ertragseinbußen, denn der Netzbetreiber kann die Einstellung des $\cos \varphi \neq 1$ auch zu einem späteren Zeitpunkt fordern. Deshalb sollte der PV-Generator mit der maximal möglichen Vorgabe geplant werden, um einen späteren Wirkleistungsverlust zu vermeiden. Dabei kann sich der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ zwischen 0,95 induktiv und 0,95 kapazitiv bewegen.

3 Auslegung der PV-Anlage

In diesem Kapitel erfahren Sie, welche Berechnung bei der Auslegung der PV-Anlage durchgeführt werden müssen. Dabei empfiehlt sich folgendes Vorgehen:

- Leistungsdimensionierung der PV-Anlage durchführen
 - AC-Wirkleistung und DC-Eingangsleistung des Wechselrichters bestimmen
 - Nennleistungsverhältnis festlegen
- Spannungsdimensionierung durchführen
 - Spannungsdimensionierung auf PV-Modulebene
 - Spannungsdimensionierung auf String-Ebene
- Dimensionierung der notwendigen Systemtechnik durchführen
 - Auswahl und Berechnung der notwendigen Sunny String-Monitore

3.1 Leistungsdimensionierung

3.1.1 AC-Wirkleistung bestimmen

Die AC-Wirkleistung gibt an, wieviel Leistung bei optimalen Witterungsbedingungen in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Sie hängt von verschiedenen Faktoren ab, besonders aber vom Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$, der Scheinleistung des Wechselrichters, der AC-Spannung am Netzanschlusspunkt sowie die damit verbundenen Forderungen des Netzbetreibers.*

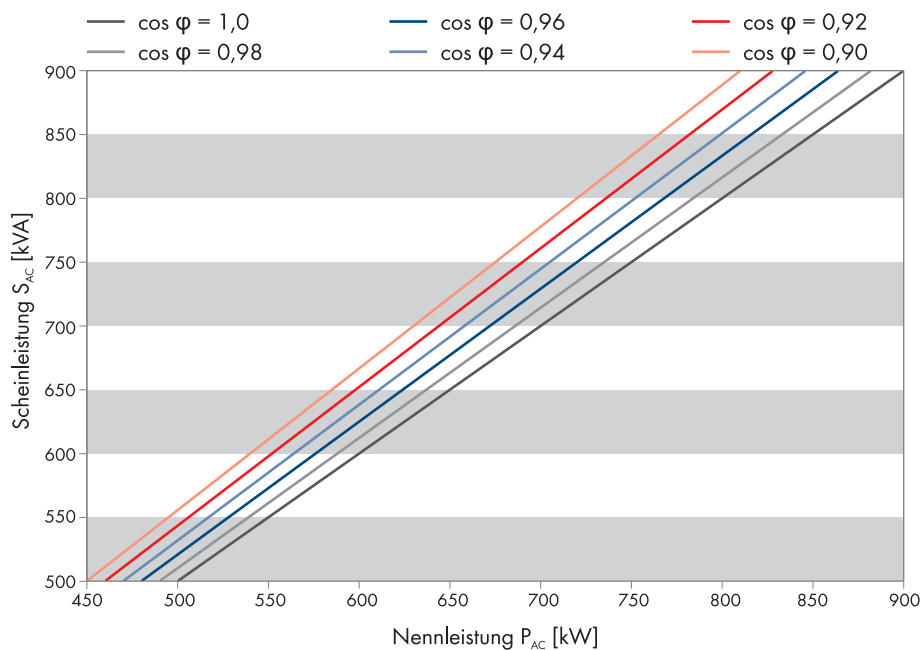


Abbildung 15: AC-Wirkleistung in Abhängigkeit des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$

* z.B. BDEW-Richtlinie: Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Spannungsgrenzen und Reduzierung der Einspeisewirkleistung.

Weitere Informationen: SMA White Paper PPTPM-008 Sunny Central SCxxxCP XT/ SCxxxHE-20

Formel:

$$P_{AC} = S_{AC} \times \cos \varphi \Big|_{0,9}^{1,0}$$

P_{AC}	AC-Wirkleistung
S_{AC}	Scheinleistung
$\cos \varphi$	Verschiebungsfaktor

3.1.2 DC-Eingangleistung des Wechselrichters bestimmen

Die DC-Eingangleistung des Wechselrichters gibt an, welche DC-Leistung am Wechselrichter-Eingang ankommen muss, damit sich die gewünschte AC-Leistung in das öffentliche Stromnetz einspeisen lässt. Bei der Berechnung ist zu beachten, dass der Wirkungsgrad des Wechselrichters von der PV-Generatorspannung beeinflusst wird.

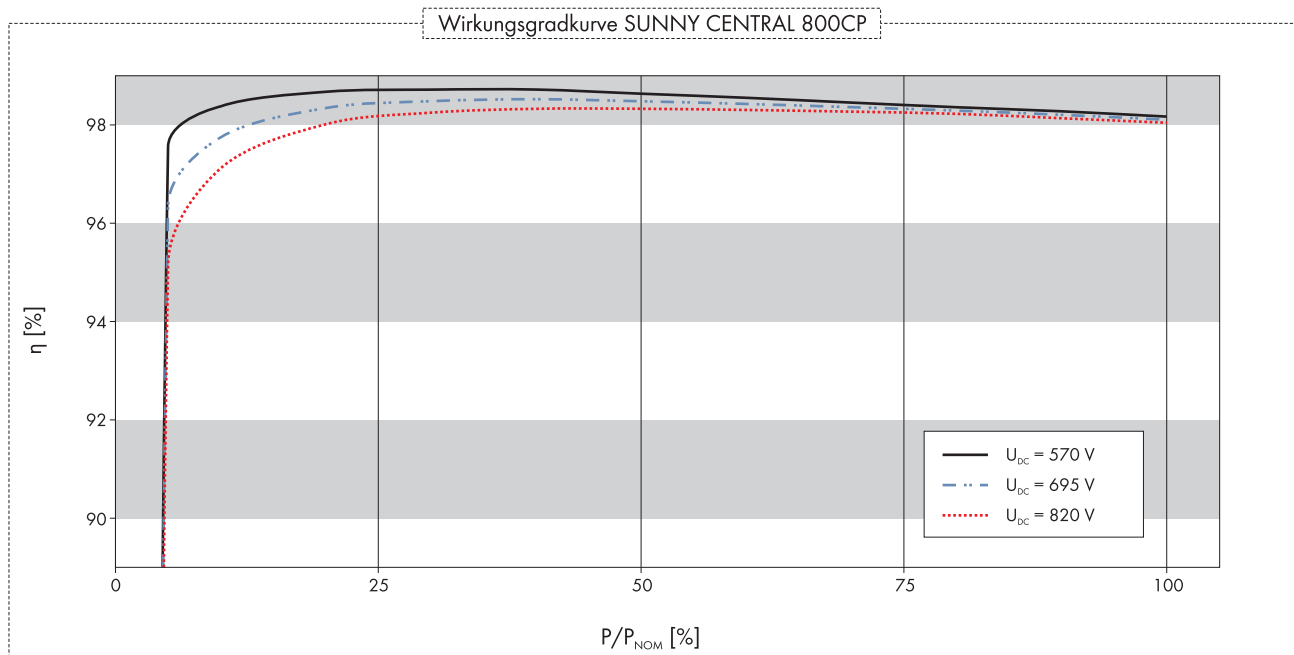


Abbildung 16: Wirkungsgrad des Sunny Central 800CP XT bei unterschiedlichen PV-Generatorspannungen

Formel:

$$P_{DC} = \frac{P_{AC}}{\eta}$$

P_{AC}	AC-Wirkleistung
P_{DC}	DC-Leistung des Wechselrichters
η	Wirkungsgrad des Wechselrichters

3.1.3 Nominal Power Ratio

PV-Generator und Wechselrichter müssen besonders in ihren Leistungsdaten aufeinander abgestimmt sein. Ein Maß dafür ist das Nennleistungsverhältnis (Nominal Power Ratio, kurz NPR). Es beschreibt das Verhältnis von DC-Leistung des Wechselrichters (P_{DC}) und PV-Generatorleistung (P_{DCGEN}). Die Entscheidung, ob ein Wechselrichter überdimensioniert ($P_{DC} > P_{DCGEN}$) oder unterdimensioniert ($P_{DC} < P_{DCGEN}$) werden sollte, lässt sich aus der Verteilung der jährlichen Sonneneinstrahlung ableiten (siehe Kapitel 2.2).

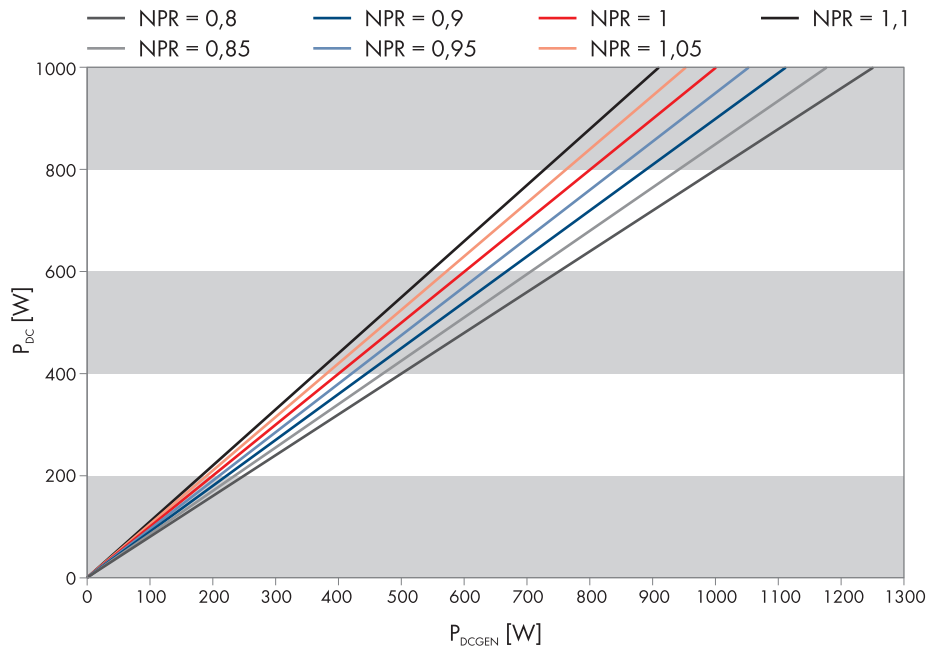


Abbildung 17: PV-Generatorleistung in Abhängigkeit der Nominal Power Ratio

Formel:

$$NPR = \frac{P_{DC}}{P_{DCGEN}}$$

NPR	Nennleistungsverhältnis (Nominal Power Ratio)
P_{DC}	DC-Leistung des Wechselrichters
P_{DCGEN}	PV-Generatorleistung

Beispiel: Berechnung des Nennleistungsverhältnis (Nominal Power Ratio)

Annahmen:

$$P_{DCGEN} = 1000 \text{ kW}$$

$$P_{DC} = 900 \text{ kW}$$

$$NPR = \frac{P_{DC}}{P_{DCGEN}} = \frac{900 \text{ kW}}{1000 \text{ kW}} = 0,9 \approx 90\%$$

3.2 Spannungsdimensionierung

3.2.1 PV-Modul

3.2.1.1 Maximale Leerlaufspannung bestimmen

Die Leerlaufspannung ist bei niedrigen Temperaturen am höchsten. Die maximale Leerlaufspannung lässt sich mithilfe der Leerlaufspannung und des Temperaturkoeffizienten berechnen. Dabei ist die niedrigste erwartbare Temperatur am Aufstellort zu berücksichtigen.

Formel:

$$U_{DCmaxMOD} = U_{DCocMOD(-10^{\circ}C)} = U_{ocM} \times \left(1 + \frac{T_{min} \times \Delta T}{100\%} \right)$$

$U_{DCmaxMOD}$ Maximale PV-Modulspannung

U_{oc} Leerlaufspannung des PV-Moduls

T_{min} Temperaturkoeffizient bei minimal erwartbarer Temperatur

ΔT Temperaturabweichung zwischen STC und minimal erwartbaren Temperatur

3.2.1.2 Minimale MPP-Spannung bestimmen

Die Leerlaufspannung ist bei hohen Temperaturen am niedrigsten. Die minimale PV-Modulspannung lässt sich mithilfe der Leerlaufspannung und des Temperaturkoeffizienten berechnen. Dabei ist die höchste erwartbare Temperatur am Aufstellort zu berücksichtigen. Bei der Bestimmung der minimalen MPP-Spannung sollte die Degradation der PV-Module beachtet werden. Beachten Sie die Hinweise des Herstellers zur Degradation der PV-Module.

Formel:

$$U_{DCminMOD} = U_{DCmppMOD(70^{\circ}C)} = U_{mpp} \times \left(1 + \frac{T_{max} \times \Delta T}{100\%} \right)$$

$U_{DCminMOD}$ Minimale PV-Modulspannung

U_{mpp} Spannung des PV-Moduls bei Maximalleistung

T_{max} Temperaturkoeffizient bei maximal erwartbarer Temperatur

ΔT Temperaturabweichung zwischen STC und maximal erwartbaren Temperatur

3.2.1.3 Maximalen PV-Modulstrom bestimmen

Der PV-Modulstrom ist bei hohen Temperaturen am höchsten. Der maximale PV-Modulstrom lässt sich mithilfe des Kurzschluss-Stroms und des Temperaturkoeffizienten berechnen. Dabei ist die höchste erwartbare Temperatur am Installationsort zu berücksichtigen. Aufgrund der Reihenschaltung der PV-Module innerhalb eines Strings ist der PV-Modulstrom gleich dem String-Strom.

Formel:

$$I_{DCmaxSTR} = I_{DCscMOD(70^{\circ}C)} = I_{sc} \times \left(1 + \frac{T_{max} \times \Delta T}{100\%} \right)$$

$I_{DCmaxSTR}$	Maximaler Stringstrom
I_{SC}	Kurzschlussstrom des PV-Moduls
T_{max}	Temperaturkoeffizient bei maximal erwartbarer Temperatur
ΔT	Temperaturabweichung zwischen STC und maximal erwartbaren Temperatur

3.2.2 String

3.2.2.1 Maximale PV-Modulanzahl pro String bestimmen

Ein String darf nur so viele PV-Module umfassen, dass die String-Spannung immer unter der maximalen Eingangsspannung des Wechselrichters liegt. Übersteigt die String-Spannung die Eingangsspannung des Wechselrichters kann es zu Ertragsverlusten durch ein verspätetes Anfahren oder zu Beschädigungen des Wechselrichters durch Überspannung kommen. Ebenso darf die maximale String-Spannung die maximale zulässige Systemspannung der PV-Module nicht überschreiten.

Formel:

$$n_{maxMODSTR} \leq \frac{U_{DCmaxWR}}{U_{DCmaxMOD}}$$

$n_{maxMODSTR}$	Maximale PV-Modulanzahl pro String
$U_{DCmaxWR}$	Maximale Eingangsspannung des Wechselrichters
$U_{DCmaxMOD}$	Maximale PV-Modulspannung

3.2.2.2 Minimale PV-Modulanzahl pro String bestimmen

Ein String sollte so viele PV-Module umfassen, dass die String-Spannung immer über der minimalen MPP-Spannung des Wechselrichters liegt. Unterschreitet die String-Spannung die minimale MPP-Spannung des Wechselrichters, kann es zu Ertragseinbußen durch ein nicht optimales MPP-Tracking kommen oder ein MPP-Tracking ist gar nicht erst möglich.

Formel:

$$n_{minMODSTR} \geq \frac{U_{DCmppminWR}}{U_{DCminMOD}}$$

$n_{minMODSTR}$	Minimale PV-Modulanzahl pro String
$U_{DCmppminWR}$	Minimale MPP-Spannung des Wechselrichters
$U_{DCminMOD}$	Minimale PV-Modulspannung

3.2.2.3 PV-Modulanzahl pro String festlegen

Die optimale PV-Modulanzahl darf die minimale PV-Modulanzahl pro String nicht unterschreiten und die Maximale nicht überschreiten. Als Faustregel gilt hier: Je mehr PV-Module ein String umfasst, desto wirtschaftlicher ist der PV-Generator geplant.

Formel:

$$n_{\min\text{MODSTR}} \leq n_{\text{MODSTR}} \leq n_{\max\text{MODSTR}}$$

$n_{\min\text{MODSTR}}$ Minimale PV-Modulanzahl pro String

n_{MODSTR} PV-Modulanzahl pro String

$n_{\max\text{MODSTR}}$ Maximale PV-Modulspannung

3.2.2.4 String-Anzahl bestimmen

Bei einer fest definierten Gesamtleistung des PV-Generators und einer vorbestimmten PV-Modulanzahl pro String lässt sich die minimale Anzahl von Strings berechnen, die erforderlich ist, um die Gesamtleistung zu erreichen. Die minimale String-Anzahl lässt sich aus dem Quotienten der gesamten PV-Generatorleistung und der Leistung aller PV-Module eines Strings berechnen.

Formel:

$$n_{\min\text{STR}} = \frac{P_{\text{DCGEN}}}{P_{\max\text{MOD}} \times n_{\text{MODSTR}}}$$

$n_{\min\text{STR}}$ Minimale String-Anzahl

P_{DCGEN} PV-Generatorleistung

n_{MODSTR} PV-Modulanzahl pro String

$P_{\max\text{MOD}}$ Maximalleistung des PV-Moduls

3.3 Systemtechnik-Dimensionierung

3.3.1 Auswahl der Sunny String-Monitore

Bei der Auswahl des Sunny String-Monitors müssen Sie folgende Faktoren beachten:

- Maximale Anzahl der angeschlossenen PV-Strings pro Messkanal am Sunny String-Monitor. Dieser Wert ist abhängig von der eingestellten Toleranz (siehe Kapitel 3.3.3).
- Maximaler String-Strom (siehe Kapitel 3.3.4).
- Auswahl der Systemvarianten abhängig von der Umgebungstemperatur und dem maximalen String-Strom (siehe Kapitel 3.3.5).
- Die maximale Anzahl Sunny String-Monitore pro Wechselrichter darf 9 Geräte nicht überschreiten.

3.3.2 Berechnung der Anzahl der notwendigen Sunny String-Monitore

Sunny String-Monitor	Berechnung
Sunny String-Monitore 8-21 <ul style="list-style-type: none"> Für die Nachkommastelle gilt: Bei $n_{SSM8} \neq 0$ ist ein zusätzlicher Sunny String-Monitor 8-21 notwendig. 	$n_{SSM8} = \frac{n_{STR}}{n_{STRM} \times 8}$ <p>n_{SSM8} Anzahl benötigter Sunny String-Monitore 8-21</p> <p>n_{STR} String-Anzahl</p> <p>n_{STRM} Anzahl der Strings pro Messkanal</p>
Sunny String-Monitore 16-21 <ul style="list-style-type: none"> Für die Nachkommastelle gilt: Bei $n_{SSM16} < 0,5$ ist ein zusätzlicher Sunny String-Monitor 8-21 notwendig. Für die Nachkommastelle gilt: Bei $n_{SSM16} > 0,5$ ist ein zusätzlicher Sunny String-Monitor 16-21 notwendig. 	$n_{SSM16} = \frac{n_{STR}}{n_{STRM} \times 16}$ <p>n_{SSM16} Anzahl benötigter Sunny String-Monitore 16-21</p> <p>n_{STR} String-Anzahl</p> <p>n_{STRM} Anzahl der Strings pro Messkanal</p>
Sunny String-Monitore 24-21 <ul style="list-style-type: none"> Für die Nachkommastelle gilt: Bei $n_{SSM24} < 0,33$ ist ein zusätzlicher Sunny String-Monitor 8-21 notwendig. Für die Nachkommastelle gilt: Bei $0,33 < n_{SSM24} < 0,66$ ist ein zusätzlicher Sunny String-Monitor 16-21 notwendig. Für die Nachkommastelle gilt: Bei $0,66 < n_{SSM24} < 1$ ist ein zusätzlicher Sunny String-Monitor 24-21 notwendig. 	$n_{SSM24} = \frac{n_{STR}}{n_{STRM} \times 24}$ <p>n_{SSM24} Anzahl benötigter Sunny String-Monitore 24-21</p> <p>n_{STR} String-Anzahl</p> <p>n_{STRM} Anzahl der Strings pro Messkanal</p>

Bei der Auswahl der Sunny String-Monitore empfiehlt sich folgendes Vorgehen:

1. Tabelle „Auslegung der Sicherungen“ gemäß Umgebungstemperatur wählen (siehe Seite 28 und Seite 27).
2. Maximalen String-Strom in der ersten Spalte wählen (Berechnung siehe Kapitel 3.2.1.3).
3. Anzahl der PV-Strings je Sunny String-Monitor entsprechend dem Systemaufbau in der zweiten Spalte wählen.
4. Anzahl der benötigten String-Sicherungen in der dritten Spalte wählen. Dabei berücksichtigen, ob eine Doppelbelegung der Sicherung in Hinblick auf die Stromfestigkeit der PV-Module möglich ist oder nicht.
5. Anzahl der benötigten Messkanäle in der vierten Spalte wählen.

Für die Verteilung der PV-Strings auf einzelne Sunny String-Monitore kann es je nach Anlagenauslegung auch sinnvoll sein, eine Kombination verschiedener Systemvarianten der Sunny String-Monitore einzusetzen.

Auslegung der Sicherungen bei Reduktionsfaktor 0,60 und Umgebungstemperatur bis +40 °C

- Maximaler Strom pro Sicherung: $0,60 \times I_{\text{nennSicherung}}$
- Maximaler Strom pro Messkanal: 25 A
- Ausgangsstrom im Sunny String-Monitor: 280 A

Die Rückstromfestigkeit von PV-Modulen muss bei der Auslegung beachtet werden.

Max. String-Strom [A]	Max. Anzahl der String-Eingänge	Anzahl String-Sicherungen	Anzahl der Messkanäle	Nennstromstärke der Sicherung [A]	Max. Baugruppenstrom [A]	Ausgangsstrom [A]	Gerät
I_{DCmppSTR}	–	n_{fuse}	n_{M}	$I_{\text{DCfuseSTR}}$	–	I_{maxSSM}	–
4,167	48	48	8	8	200	200	SSM8-21
5,833	48	16	16	30	140	280	SSM16-21
5,833	48	48	16	10	140	280	SSM16-21
5,833	48	24	24	20	94	280	SSM24-21
5,833	48	48	24	10	94	280	SSM24-21
6,000	24	8	8	30	144	144	SSM8-21
6,250	32	16	8	25	200	200	SSM8-21
6,250	32	32	8	12	200	200	SSM8-21
8,330	24	24	8	15	200	200	SSM8-21
8,750	32	16	16	30	140	280	SSM16-21
8,750	32	32	16	15	140	280	SSM16-21
9,000	16	8	8	30	144	144	SSM8-21
11,670	24	24	24	20	94	280	SSM24-21
12,500	16	16	8	25	200	200	SSM8-21
17,500	16	16	16	30	140	280	SSM16-21
18,000	8	8	8	30	144	144	SSM8-21

Auslegung der Sicherungen bei Reduktionsfaktor 0,55 und Umgebungstemperatur bis +50 °C

- Maximaler Strom pro Sicherung: $0,55 \times I_{\text{nennSicherung}}$
- Maximaler Strom pro Messkanal: 25 A
- Ausgangsstrom im Sunny String-Monitor 280 A

Die Rückstromfestigkeit von PV-Modulen muss bei der Auslegung beachtet werden.

Max. String-Strom [A]	Max. Anzahl der String-Eingänge	Anzahl String-Sicherungen	Anzahl der Messkanäle	Nennstromstärke der Sicherung [A]	Max. Baugruppenstrom [A]	Ausgangsstrom [A]	Gerät
I_{DCmppSTR}	–	n_{fuse}	n_{M}	$I_{\text{DCfuseSTR}}$	–	I_{maxSSM}	–
4,167	48	48	8	8	200	200	SSM8-21
5,500	24	8	8	30	132	132	SSM8-21
5,500	48	16	16	30	132	264	SSM16-21
5,830	48	48	16	12	140	280	SSM16-21
5,835	48	24	24	25	94	280	SSM24-21
5,835	48	48	24	12	94	280	SSM24-21
6,250	32	16	8	25	200	200	SSM8-21
6,250	32	32	8	15	200	200	SSM8-21
8,250	16	8	8	30	132	132	SSM8-21
8,250	32	16	16	30	132	264	SSM16-21
8,330	24	24	8	20	200	200	SSM8-21
8,750	32	32	16	20	140	280	SSM16-21
11,670	24	24	24	25	94	280	SSM24-21
12,500	16	16	8	25	200	200	SSM8-21
16,500	8	8	8	30	132	132	SSM8-21
16,500	16	16	16	30	132	264	SSM16-21

Beispiel: Auswahl eines Sunny String-Monitors ausgehend von maximalem String-Strom

Es ist folgende Ausgangssituation in einem Projekt gegeben:

- Wechselrichter: Sunny Central 760CP
- 160 PV-Strings
- 32 PV-Strings pro Sunny String-Monitor
- maximaler kontinuierlicher String-Strom $I_{DCmpSTR}$: 8,1 A
- maximale Umgebungstemperatur: 39 °C
- Die Rückstromfestigkeit der PV-Module erfordert eine Absicherung von maximal 15 A.

Vorgehen:

1. Tabelle für die Umgebungstemperatur bis +40 °C auf der Seite 27 wählen.
2. Wenn der maximale String-Strom 8,1 A beträgt, muss der Sunny String-Monitor für diesen Wert oder höher ausgelegt sein. Das bedeutet, dass in der Tabelle alle Varianten von 8,250 A bis 16,500 A geeignet sind.
3. Gemäß der Anlagenauslegung ist der Anschluss von 32 PV-Strings an einen Sunny String-Monitor zu wählen.
4. Die Rückstromfestigkeit der PV-Module erfordert eine Absicherung von maximal 15 A. Deswegen ist es notwendig, dass jeder einzelne PV-String mit einer Sicherung abgesichert ist.
5. Der Tabelle zufolge ist der Sunny String-Monitor mit 16 Messkanälen erforderlich.

Ergebnis: Sunny String-Monitor SSM16-21 mit 32 String-Eingängen und 32 String-Sicherungen.

Für das Projekt werden 5 Sunny String-Monitore benötigt.

Max. String-Strom [A]	Max. Anzahl der String-Eingänge	Anzahl der String-Sicherungen	Anzahl der Messkanäle
4,167	48	48	8
5,500	24	8	8
5,500	48	16	16
5,830	48	48	16
5,835	48	24	24
5,835	48	48	24
6,250	32	16	8
6,250	32	32	8
8,250	16	8	8
8,250	32	16	16
8,330	24	24	8
8,750	32	32	16
11,670	24	24	24
12,500	16	16	8
16,500	8	8	8
16,500	16	16	16

3.3.3 Maximale Anzahl der angeschlossenen PV-Strings

Im Sunny String-Monitor lassen sich mehrere PV-Strings parallel anschließen. Die maximale Anzahl von parallel angeschlossenen PV-Strings pro Messkanal ist abhängig von der im Wechselrichter einstellbaren Toleranz. Die Toleranz gibt an, um welchen Betrag der String-Strom vom Mittelwert abweichen darf. Wenn der String-Strom außerhalb der Toleranzgrenzen liegt, erkennt der Datenlogger im Wechselrichter die Abweichung und speichert sie. Die Toleranz ist zwischen 10 % und 100 % einstellbar.

Wenn Sie mehr PV-Strings als die berechnete maximale Anzahl parallel anschließen, kann ein Ausfall eines PV-Strings nicht erkannt werden.

Die maximale Anzahl der PV-Strings, die parallel an einem Messkanal verschaltet werden können, lässt sich wie folgt ermitteln:

Formel:

$$n_{\text{STRM}} = \frac{0,9}{\text{Toleranz}}$$

n_{STRM}	Anzahl der Strings pro Messkanal
0,9	Festgelegter wechselrichter-interner Wert
Toleranz	Abweichung des String-Strom bezogen auf den String-Strommittelwert

3.3.4 Maximaler String-Strom

Folgende Stromwerte dürfen nicht überschritten werden:


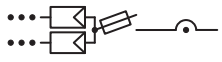
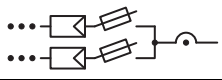
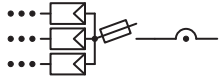
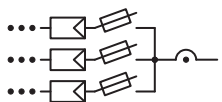
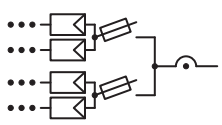
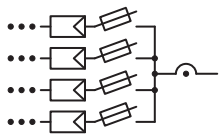
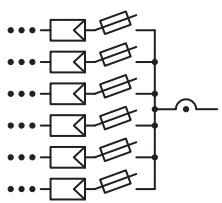
- Maximaler Sicherungsstrom der Sicherung im Sunny String-Monitor, abhängig von der Nennstromstärke der Sicherung und Umgebungstemperatur (siehe Tabelle „Auslegung der Sicherungen“ auf Seite 28 und Seite 27)
- Maximaler Strom pro Messkanal: 25 A
- Maximaler Strom des DC-Lasttrennschalters gemäß den technischen Daten des Sunny String-Monitors
- Maximaler Gesamtstrom gemäß den technischen Daten des Sunny String-Monitors

3.3.5 Auswahl der Systemvarianten

Die verschiedenen Sunny String-Monitore unterscheiden sich nach der Anzahl der Messkanäle zur Stringstromüberwachung:

- Der Sunny String-Monitor 8-21 verfügt über 8 Messkanäle.
- Der Sunny String-Monitor 16-21 verfügt über 16 Messkanäle.
- Der Sunny String-Monitor 24-21 verfügt über 24 Messkanäle.

Dabei können an einem Messkanal bis zu 6 Strings angeschlossen werden und einzelne Stringausfälle sicher erkannt werden. Die Messkanäle können mit einer unterschiedlichen Anzahl an String-Eingängen und String-Sicherungen belegt werden. Dadurch kann die PV-Anlage optimal ausgelegt und der PV-Generator gegen Rückströme abgesichert werden.

Verschaltungsvarianten	Sunny String-Monitor 8 String-Eingänge / -Sicherungen	Sunny String-Monitor 16 String-Eingänge / -Sicherungen	Sunny String-Monitor 24 String-Eingänge / -Sicherungen
	8/8	16/16	24/24
	16/8	32/16	48/24
	16/16	32/32	48/24
	24/8	48/16	–
	24/24	48/48	–
	32/16	–	–
	32/32	–	–
	48/48	–	–

4 Beispielauslegung eines PV-Generators

PV-Modul	Technische Daten
Hersteller	Canadian Solar
Modultyp	CS6P-240P (EU)
Maximalleistung ($P_{DCmaxMOD}$)	240 Wp
Leerlaufspannung (U_{oc})	37 V
Spannung bei Maximalleistung (U_{mpp})	29,9 V
Kurzschlussstrom (I_{SC})	8,6 A
Strom bei Maximalleistung ($I_{DCmpMOD}$)	8 A
Maximale Systemspannung SKII ($U_{DCmaxMODSYS}$)	1 000 V
Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstroms ($T_{DCIscMOD}$)	0,065 %/K
Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung ($T_{DCUocMOD}$)	-0,34 %/K

Standortbedingungen	Festlegung
Standort	Köln/Bonn
Netzanschlussspannung	20 kV
Minimale Umgebungstemperatur	-15 °C
Maximale Umgebungstemperatur	40 °C
Minimale Zelltemperatur des PV-Moduls*	-12 °C
Maximale Zelltemperatur des PV-Moduls*	70 °C

* Errechnet sich aus der maximalen bzw. minimalen Umgebungstemperatur

Annahmen PV-Generator	Technische Daten
Nennleistungsverhältnis	0,82
PV-Peakleistung	ca. 1 MWp

Auswahl Wechselrichter Sunny Central 800CP XT	Technische Daten / Annahmen
Wirkungsgrad	98 %
Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	1

Leistungsdimensionierung	Berechnungen
AC-Wirkleistung	$P_{ACWR} = (S_{ACnennWR} \times \cos \varphi) \Big _{0,9}^{1,0} = (800kW \times 1) = 800kW$
DC-Eingangsleistung des Wechselrichters	$P_{DCWR} = \frac{P_{ACWR}}{\eta} = \frac{800kW}{0,98} = 816kW$

Leistungsdimensionierung	Berechnungen
PV-Generatorleistung	$P_{DCGEN} = \frac{P_{DCWR}}{N} = \frac{816kW}{0,82} = 995kW$
Spannungsdimensionierung	Berechnungen
Maximale Leerlaufspannung	$U_{DCmaxMOD} = U_{oc} \times \left(1 + \frac{T_{DCUocMOD} \times \Delta T}{100\%}\right) =$ $37V \times \left(1 + \frac{-0,34(\%/K) \times -37K}{100\%}\right) = 41,65V$
Minimale Leerlaufspannung	$U_{DCminMOD} = U_{mpp} \times \left(1 + \frac{T_{DCUocMOD} \times \Delta T}{100\%}\right) =$ $31V \times \left(1 + \frac{-0,34(\%/K) \times -45K}{100\%}\right) = 24,8V$
Maximaler PV-Modulstrom	$I_{DCmaxSTR} = I_{sc} \times \left(1 + \frac{T_{DCIocMOD} \times \Delta T}{100\%}\right) =$ $8,6A \times \left(1 + \frac{-0,065\%/K \times -45K}{100\%}\right) = 8,85A$
Maximale PV-Modulanzahl pro String	$n_{maxMODSTR} \leq \frac{U_{DCmaxWR}}{U_{DCmaxMOD}} \leq \frac{1000V}{41,65V} \leq 24,0 \approx 24$
Minimale PV-Modulanzahl pro String	$n_{minMODSTR} \geq \frac{U_{DCmppminWR}}{U_{DCminMOD}} \geq \frac{535V}{24,8V} \geq 21,6 \approx 22$
PV-Modulanzahl pro String	$n_{minSTR} \leq n_{STR} \leq n_{maxSTR}$ $22 \leq 24 \leq 24$
Maximale String-Spannung	$U_{DCmaxSTR} = n_{MODSTR} \times U_{DCmaxMOD} = 24 \times 41,65V = 999,6V$
Minimale String-Spannung	$U_{DCminSTR} = n_{MODSTR} \times U_{DCminMOD} = 24 \times 24,8V = 595V$
Minimale String-Anzahl	$n_{minSTR} = \frac{P_{DCGEN}}{P_{maxMOD} \times n_{MODSTR}} \times n_{MODSTR} = \frac{995kW}{240W \times 24} = 172,7 < 173$
Maximale String-Anzahl	$n_{maxSTR} = \frac{I_{DCmaxWR}}{I_{DCmaxSTR}} = \frac{1400A}{8A} = 175$
String-Anzahl pro Wechselrichter	$n_{minSTR} \leq n_{STR} \leq n_{maxSTR}$ $173 \leq 173 \leq 175$

Dimensionierung der Systemtechnik	Berechnungen
Festlegung: Anzahl Strings pro Messeingang des Sunny String Monitor	$n_{STRM} = 1$
Festlegung: Anzahl der Strings pro Sicherung	$n_{STRfuse} = 1$
Festlegung: Anzahl Strings pro Sunny String Monitor	$n_{STRSSM} = 32$
Festlegung: Anzahl der Messeingänge	$n_{STRM} = \frac{n_{STRSSM}}{n_{STRfuse}} = \frac{32}{2} = 16$ <p>Sunny String Monitor 16-21 (SSM16)</p>
Anzahl der Sunny String-Monitore	$n_{SSM16} = \frac{n_{STR}}{n_{STRSSM}} = \frac{173}{32} = 5,4$ <p>Vorkommastelle = 5: Einsatz von 5 x SSM16 Nachkommastelle < 0,5: Einsatz von 1 x SSM8</p>
Sicherungsgrößen der Sunny String-Monitore	$I_{DCfuseSTR} = \frac{n_{STRfuse} \times I_{DCmppSTR}}{f_{red}} = \frac{1 \times 8A}{0,6} = 13,3A \approx 15A$
Ausgangsstrom der Sunny String-Monitore	$I_{DCSSM} = I_{DCmppSTR} \times n_{STRSSM} = 8A \times 32 = 256A$ <p>$I_{maxSSM} > I_{DCSSM}$</p> <p>280A > 256A</p>

5 Anhang

5.1 Formelzeichen

Formelzeichen	Erklärung	Einheit
$\cos \varphi$	Verschiebungsfaktor	–
E_{PV}	Einstrahlung	W/m ²
$I_{DCmaxSTR}$	Maximaler Stringstrom	I
$I_{DCmaxWR}$	Maximaler Wechselrichter-Strom	I
I_{mpp}	Strom bei Maximalleistung des PV-Moduls	I
I_{SC}	Kurzschlussstrom des PV-Moduls	I
NPR	Nennleistungsverhältnis	–
n_M	Anzahl der Messkanäle	–
n_{STRM}	Anzahl der Strings pro Messkanal	–
$n_{maxMODSTR}$	Maximale PV-Modulanzahl pro String	–
$n_{minMODSTR}$	Minimale PV-Modulanzahl pro String	–
n_{maxSTR}	Maximale String-Anzahl	–
n_{minSTR}	Minimale String-Anzahl	–
n_{MODSTR}	PV-Modulanzahl pro String	–
n_{STR}	String-Anzahl	–
$n_{STRfuse}$	Anzahl der Strings pro Sicherung	–
P_{AC}	AC-Wirkleistung	W
P_{maxMOD}	Maximalleistung des PV-Moduls	W
P_{DC}	DC-Leistung des Wechselrichters	W
P_{DCGEN}	PV-Generatorleistung	W
P_{ZU}	Zugeführte Leistung	W
P_{AB}	Abgegebene Leistung	W
Q	AC-Blindleistung	Var
S_{AC}	Scheinleistung	VA
$U_{DCmaxMOD}$	Maximale PV-Modulspannung	V
$U_{DCmaxMODSYS}$	Maximale Systemspannung SKII des PV-Moduls	V
$U_{DCmaxSTR}$	Maximale String-Spannung	V
$U_{DCmaxWR}$	Maximale Eingangsspannung des Wechselrichters	V
$U_{DCminMOD}$	Minimale PV-Modulspannung	V
$U_{DCminSTR}$	Minimale String-Spannung	V
$U_{DCmppminWR}$	Minimale MPP-Spannung des Wechselrichters	V
U_{mpp}	Spannung des PV-Moduls bei Maximalleistung	V
U_{oc}	Leerlaufspannung des PV-Moduls	V
$T_{DCIscMOD}$	Temperaturkoeffizient des Kurzschluss-Stroms des PV-Moduls	%/K
$T_{DCUocMOD}$	Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung des PV-Moduls	%/K
T_{min}	Temperaturkoeffizient bei minimal erwartbare Temperatur	K
T_{max}	Temperaturkoeffizient bei maximal erwartbare Temperatur	K
η_{CEC}	Kalifornischer Wirkungsgrad	–

Formelzeichen	Erklärung	Einheit
η_{Euro}	Europäischer Wirkungsgrad	–
η_{WR}	Maximale Wirkungsgrad	–
ΔT	Temperaturdifferenz	K

Rechtliche Bestimmungen

Die in diesen Unterlagen enthaltenen Informationen sind Eigentum der SMA Solar Technology AG. Die Veröffentlichung, ganz oder in Teilen, bedarf der schriftlichen Zustimmung der SMA Solar Technology AG. Eine innerbetriebliche Vervielfältigung, die zur Evaluierung des Produktes oder zum sachgemäßen Einsatz bestimmt ist, ist erlaubt und nicht genehmigungspflichtig.

Haftungsausschluss

Es gelten als Grundsatz die Allgemeinen Lieferbedingungen der SMA Solar Technology AG.

Der Inhalt dieser Unterlagen wird fortlaufend überprüft und gegebenenfalls angepasst. Trotzdem können Abweichungen nicht ausgeschlossen werden. Es wird keine Gewähr für Vollständigkeit gegeben. Die jeweils aktuelle Version ist im Internet unter www.SMA-Solar.com abrufbar oder über die üblichen Vertriebswege zu beziehen.

Gewährleistungs- und Haftungsansprüche bei Schäden jeglicher Art sind ausgeschlossen, wenn sie auf eine oder mehrere der folgenden Ursachen zurückzuführen sind:

- Transportschäden
- Unsachgemäße oder nicht bestimmungsgemäße Verwendung des Produkts
- Betreiben des Produkts in einer nicht vorgesehenen Umgebung
- Betreiben des Produkts unter Nichtberücksichtigung der am Einsatzort relevanten gesetzlichen Sicherheitsvorschriften
- Nichtbeachten der Warn- und Sicherheitshinweise in allen für das Produkt relevanten Unterlagen
- Betreiben des Produkts unter fehlerhaften Sicherheits- und Schutzbedingungen
- Eigenmächtiges Verändern oder Reparieren des Produkts oder der mitgelieferten Software
- Fehlverhalten des Produkts durch Einwirkung angeschlossener oder benachbarter Geräte außerhalb der gesetzlich zulässigen Grenzwerte
- Katastrophenfälle und höhere Gewalt

Die Nutzung der mitgelieferten von der SMA Solar Technology AG hergestellten Software unterliegt zusätzlich den folgenden Bedingungen:

- Die SMA Solar Technology AG lehnt jegliche Haftung für direkte oder indirekte Folgeschäden, die sich aus der Verwendung der von SMA Solar Technology AG erstellten Software ergeben, ab. Dies gilt auch für die Leistung beziehungsweise Nicht-Leistung von Support-Tätigkeiten.
- Mitgelieferte Software, die nicht von der SMA Solar Technology AG erstellt wurde, unterliegt den jeweiligen Lizenz- und Haftungsvereinbarungen des Herstellers.

SMA Herstellergarantie

Die aktuellen Garantiebedingungen liegen Ihrem Gerät bei. Bei Bedarf können Sie diese auch im Internet unter www.SMA-Solar.com herunterladen oder über die üblichen Vertriebswege in Papierform beziehen.

Warenzeichen

Alle Warenzeichen werden anerkannt, auch wenn diese nicht gesondert gekennzeichnet sind. Fehlende Kennzeichnung bedeutet nicht, eine Ware oder ein Zeichen seien frei.

Die *Bluetooth*[®] Wortmarke und Logos sind eingetragene Warenzeichen der Bluetooth SIG, Inc. und jegliche Verwendung dieser Marken durch die SMA Solar Technology AG erfolgt unter Lizenz.

QR Code[®] ist eine eingetragene Marke der DENSO WAVE INCORPORATED.

SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1

34266 Niestetal

Deutschland

Tel. +49 561 9522-0

Fax +49 561 9522-100

www.SMA.de

E-Mail: info@SMA.de

© 2004 bis 2013 SMA Solar Technology AG. Alle Rechte vorbehalten.

SMA Solar Technology

www.SMA-Solar.com

