

## Inhaltsverzeichnis

<b>1 Arten von Solarzellen.....</b>	<b>3</b>
1.1 Monokristalline Solarmodule.....	3
1.2 Polykristalline Solarmodule.....	3
1.3 Dünnschicht Solarmodule.....	3
<b>2 Wiederholung der elektrotechnischen Grundlagen.....</b>	<b>4</b>
2.1 Grundgrößen.....	4
2.2 Gesetze der Reihen- und Parallelschaltung.....	4
2.3 Grafische Ermittlung der Größen in einer Reihenschaltung.....	5
<b>3 Von der Solarzelle zum Solarmodul.....</b>	<b>6</b>
3.1 Reihenschaltung von Solarzellen.....	6
3.2 Parallelschaltung von Solarzellen.....	7
3.3 Ermittlung des MPP.....	8
3.4 Übung: Vergleich zweier Kennlinien bei unterschiedlichen Strahlungsleistungen.....	9
3.5 Übung: Skizze einer Solarmodulkennlinie.....	9
3.6 MPP bei unterschiedlichen Bestrahlungsstärken.....	10
3.7 MPP-Tracker als Teil des Wechselrichters.....	11
3.8 Arbeitsweise des MPP-Trackers.....	12
3.9 Aufgabe der PWM-Brücke im Wechselrichter.....	16
3.10 Wechselrichter mit Netztrafo.....	19
3.11 Dreiphasige Einspeisung.....	19
3.12 Blockschaltbild eines traflosen Wechselrichters.....	20
3.13 Aufgaben eines Wechselrichters.....	20
3.14 Übungen zum Innenaufbau eines Wechselrichters.....	21
3.15 Anschluss der Solarmodule an den Wechselrichter.....	22
3.16 Strang-Topologien.....	22
3.17 Sicherungsmaßnahmen.....	23
<b>4 Auswahl des Wechselrichters nach den elektrischen Daten der PV-Module.....</b>	<b>24</b>
4.1 Temperaturabhängigkeit von Solarmodulen.....	24
4.2 Solarzellenkennlinie und Leistungs-Hyperbel des Wechselrichters.....	27
4.3 Anpassung des Wechselrichters an die Solarmodule mithilfe der Kennlinien.....	29

---

4.4 Anpassung des Wechselrichters an die Solarmodule (geänderte Modulzahl).....	30
4.5 Welche minimalen und maximalen elektrischen Werte können auftreten und müssen vom Wechselrichter verarbeitet werden?.....	31
4.6 Faustformeln zur Anpassung des Wechselrichters an die Solarmodule.....	32
<b>5 Ertragsberechnung von Photovoltaikanlagen.....</b>	<b>34</b>
5.1 Wie berechnet man den monatlichen Ertrag eines Solarmoduls für horizontale Einstrahlung?.....	34
5.2 Monatliche Ertragsberechnung unter Berücksichtigung der Modulausrichtung.....	34
5.3 Jährliche Ertragsberechnung.....	34
5.4 Anlagengüte: Performance Ratio PR.....	35
5.5 Aufgabe: Projektierung und Ertragsberechnung einer Solaranlage mit Netzeinspeisung....	36
5.6 PV-Anlage mit Speicher.....	40

## 1 Arten von Solarzellen

### 1.1 Monokristalline Solarmodule

- schwarz bis dunkelbläuliche Färbung
- höchster Zellenwirkungsgrad im Vergleich zu anderen Siliziumzellentechnologien (Aktuell ca. 18%).
- Einsatz bevorzugt dort, wo nur eine begrenzte Fläche zur Verfügung steht.
- Einbußen bei Schwachlicht
- Herstellung benötigt hohen Energieeinsatz
- Weltmarktanteil 30%



### 1.2 Polykristalline Solarmodule

- kristallin schimmernde bläuliche Oberfläche
- gleichen von ihren mechanischen und elektrotechnischen Eigenschaften den Monokristallinen Siliziumzellen
- Zellenwirkungsgrad von nur ca. 14% auf.
- Einbußen bei Schwachlicht
- rechteckige Zellenstruktur -> Oberfläche besser ausgenutzt -> nur geringe Leistungsunterschiede zu Monokristallinen Modulen.
- Weltmarktanteil 60%



### 1.3 Dünnschicht Solarmodule

- optimales Schwachlichtverhalten und günstiger Temperaturkoeffizienten  
-> guter Energieertrag auch bei diffusem Licht
- Wirkungsgrad 7-14% je Zellentyp.
- A-Si Dünnschichtzellen sind dunkelrot bis dunkelbraun.
- CdTe Dünnschicht-Zellen sind rahmenlos -> keine Schmutzrandbildung
- CIS-Dünnschichtzellen glänzen im Aussehen durch Ihre homogene schwarze Oberfläche in Nadelstreifenoptik.  
**CIGS** (oder **CIS**) steht für  $\text{Cu(In,Ga)(S,Se)}_2$   
höchster Wirkungsgrad
- Trägermaterial Glas oder Kunststoff (flexibel)
- Weltmarktanteil 10% steigend



## 2 Wiederholung der elektrotechnischen Grundlagen

### 2.1 Grundgrößen

Erklären Sie die Bedeutung der elektrischen Grundgrößen und geben Sie an, wie man sie misst.

- Strom
- Spannung
- Leistung und Arbeit (Energienmenge)

### 2.2 Gesetze der Reihen- und Parallelschaltung

#### 2.2.1 Reihenschaltung

$U_{ges} =$

$I_{ges} =$

$P_{ges} =$

#### 2.2.2 Parallelschaltung

$U_{ges} =$

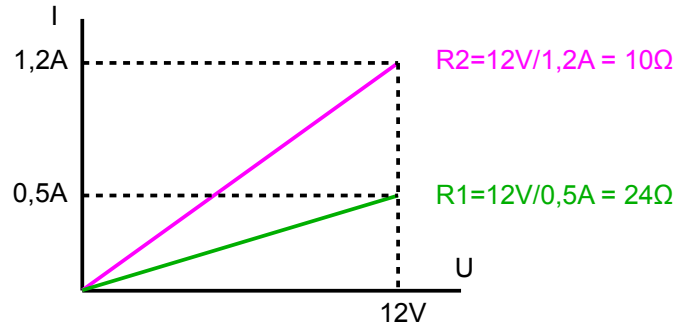
$I_{ges} =$

$P_{ges} =$

### 2.3 Grafische Ermittlung der Größen in einer Reihenschaltung

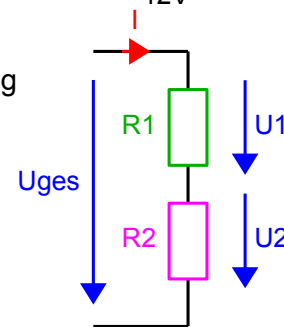
Diese Verfahren benötigen wir später, wenn einer der Verbraucher eine nichtlineare Kennlinie (keine Gerade) besitzt. Daher ist es sinnvoll, es bereits an einem einfachen Beispiel zu verstehen.

Zwei Widerstände R1 und R2 besitzen die nebenstehenden Kennlinien.



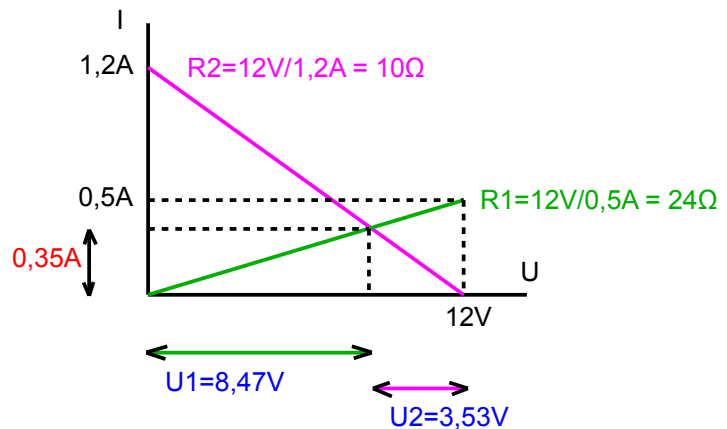
Die Widerstände werden in Reihe an eine Gesamtspannung von 12V gelegt.

Gesucht ist der Gesamtstrom und die Einzelspannungen.



Die Kennlinie des einen Widerstandes wird „gespiegelt“ aufgetragen und ist durch 2 Punkte bestimmt:

- 1) Schnittpunkt mit der U-Achse bei  $U_{ges} = 12V$
- 2) Schnittpunkt mit der I-Achse bei dem Strom, der fließen würde, wenn man den Widerstand an 12V anlegt



Den Schnittpunkt beider Kennlinien nennt man Arbeitspunkt: Der fließende Strom und die Einzelspannungen an den Widerständen können abgelesen werden.

Dieses Verfahren kommt vor Allem bei Bauteilen zum Einsatz, deren Kennlinien keine Geraden („nichtlinear“) sind, z.B. Diode, LED, Transistor, Solarzelle.

Man verwendet es auch, wenn man zwei Geräte aneinander anschließt, z.B. den Wechselrichter an Solarmodule.

### 3 Von der Solarzelle zum Solarmodul

#### 3.1 Reihenschaltung von Solarzellen

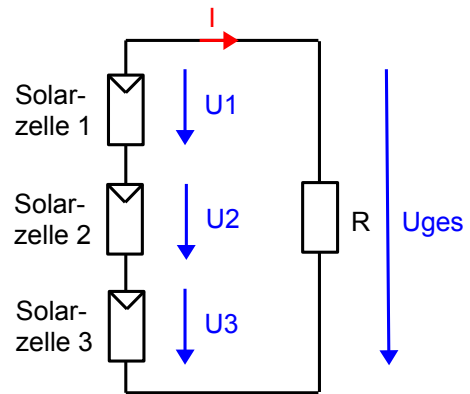


Abbildung 3.1: Reihenschaltung von drei Solarzellen

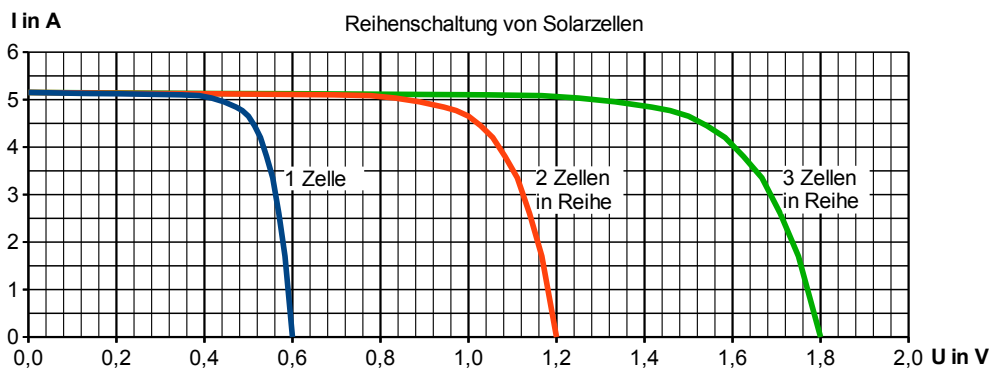


Abbildung 3.2: I(U)-Kennlinien von einer, zwei und drei in Reihe geschalteter Solarzellen

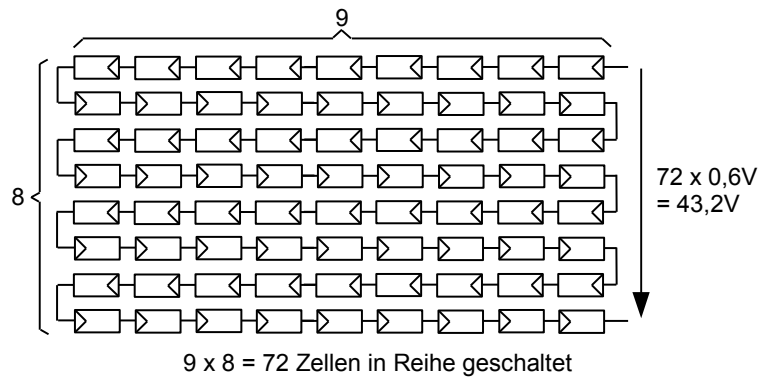


Abbildung 3.3: Reihenschaltung von 72 Solarzellen

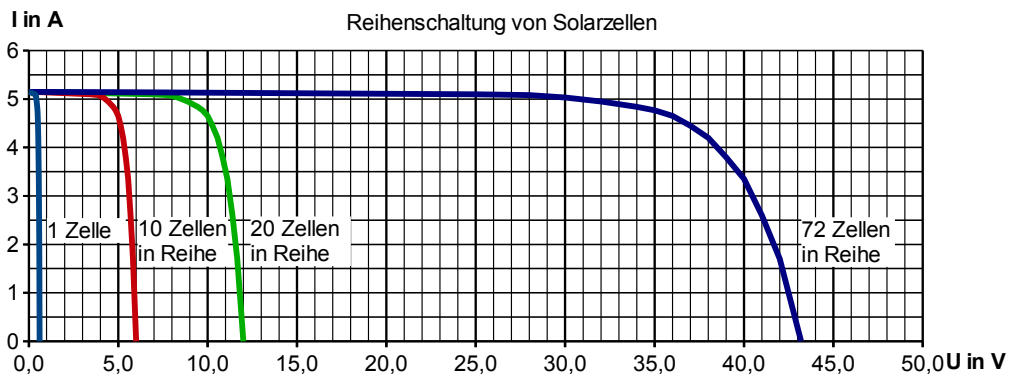
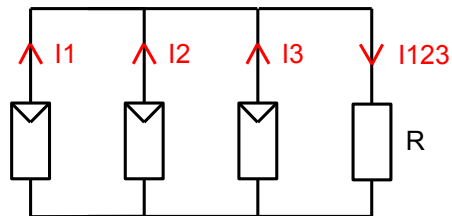


Abbildung 3.4: I(U)-Kennlinien von in Reihe geschalteten Solarzellen

### 3.2 Parallelschaltung von Solarzellen



Solar-  
zelle 1    Solar-  
zelle 2    Solar-  
zelle 3

Abbildung 3.6: Parallelschaltung von Solarzellen

I in A    Parallelschaltung von Solarzellen

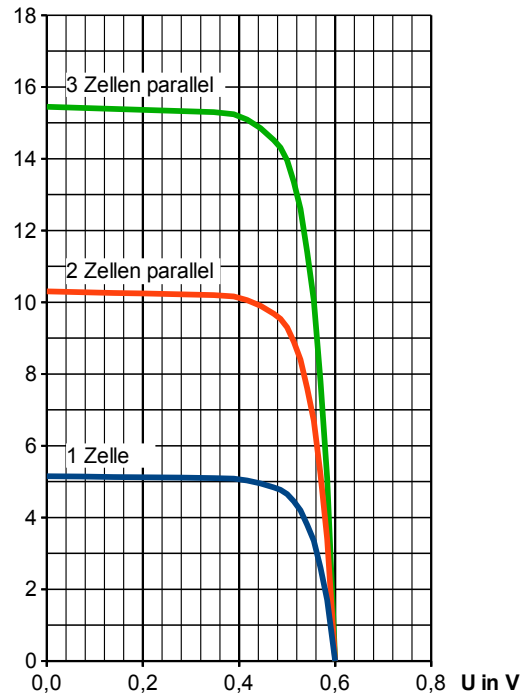


Abbildung 3.5: I(U)-Kennlinien von parallel geschalteten Solarzellen

**hier folgt: Problem Verschattung und Anzahl der Dioden pro Modul**

**anschließend: Zusammenschaltung der Module zu einem Strang (String).**

### 3.3 Ermittlung des MPP

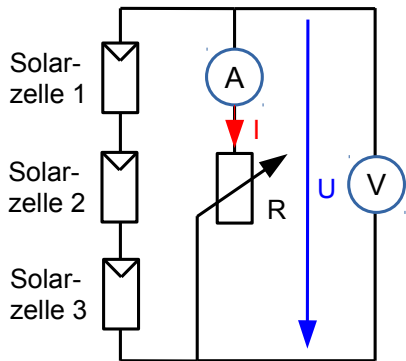


Abbildung 3.8: Schaltung zur Kennlinienaufnahme

Messwerte		berechnet
U in V	I in A	P in W
1,6060	0,0000	0,0000
1,5680	0,0281	0,0440
1,5428	0,0401	0,0619
1,5020	0,0596	0,0895
1,4469	0,0803	0,1162
1,3515	0,1011	0,1366
1,2767	0,1110	0,1417
1,1256	0,1207	0,1359
0,9360	0,1254	0,1174
0,8381	0,1279	0,1072
0,0116	0,1360	0,0016

Abbildung 3.7: Messwerttabelle

- Belastungswiderstand R ändern
- gemessene Spannung und gemessenen Strom notieren
- abgegebene Leistung  $P = U \cdot I$  berechnen
- Kennlinien  $I(U)$  und  $P(U)$  erstellen

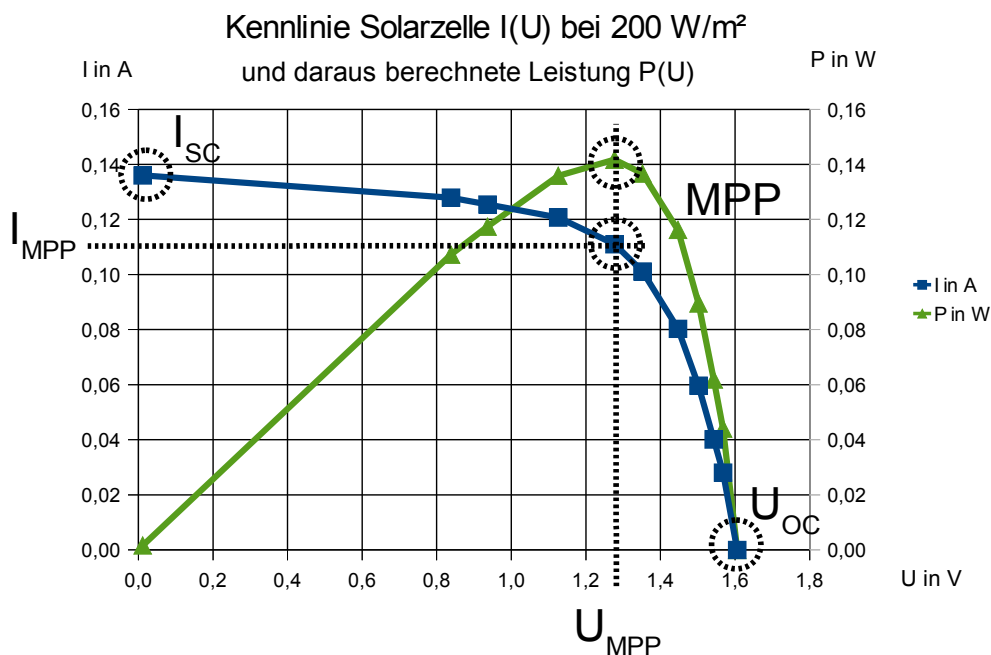


Abbildung 3.9: Ermittlung der elektrischen Werte im MPP

- Der Wert, bei dem die abgegebene Leistung  $P$  maximal ist, wird Maximum Power Point (MPP) genannt, Angabe im Datenblatt:  $P_{MPP}$
- Die Spannung und der Strom beim MPP werden mit  $U_{MPP}$  und  $I_{MPP}$  bezeichnet.
- Der maximale Strom wird beim Kurzschluss (engl. shortcut,  $R = 0\Omega$ ) der Solarzellen erreicht und mit  $I_{SC}$  bezeichnet.
- Die maximale Spannung tritt im Leerlauf auf (kein Lastwiderstand) und mit  $U_{OC}$  bezeichnet.



### 3.4 Übung: Vergleich zweier Kennlinien bei unterschiedlichen Strahlungsleistungen

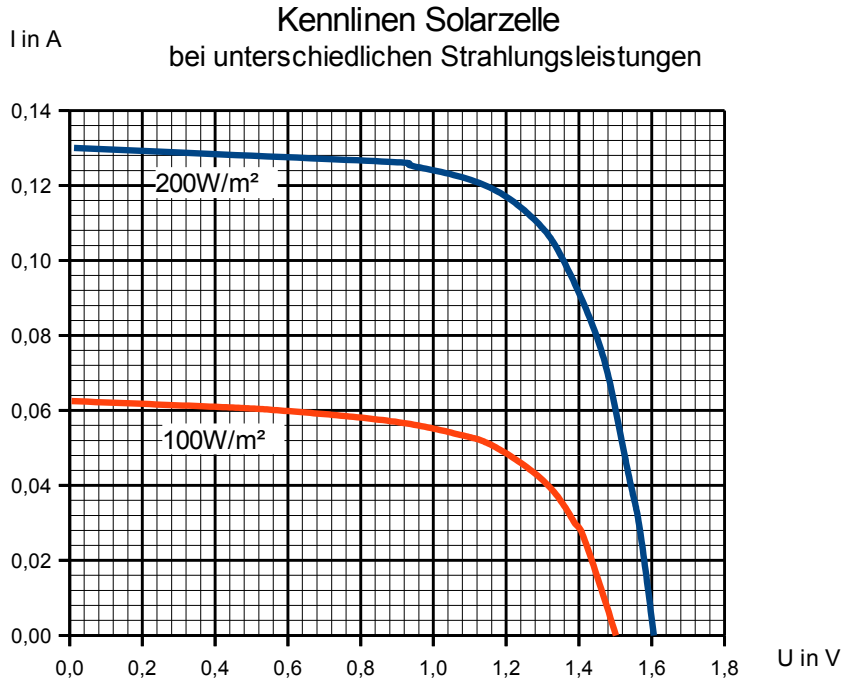


Abbildung 3.10: Kennlinien von Solarzellen bei unterschiedlicher Bestrahlungsstärke

- Ermitteln Sie, wie viele Solarzellen bei der Aufnahme dieser Kennlinien in Reihe geschaltet wurden.
- Lesen Sie geeignete Wertepaare von U und I ab und ermitteln Sie die zugehörigen Leistungen.
- Zeichnen Sie folgende Werte bei beiden Kennlinien ein:  $U_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $U_{MPP}$ ,  $I_{MPP}$ ,  $P_{MPP}$  und geben Sie die Zahlenwerte hier an:

U	I	P	U	I	P

- $U_{OC} =$
- $I_{SC} =$
- $U_{MPP} =$
- $I_{MPP} =$
- $P_{MPP} =$

### 3.5 Übung: Skizze einer Solarmodulkennlinie

Skizzieren Sie den ungefähren Verlauf der Kennlinie, die zu den nebenstehenden Solarmodulangaben gehört.

Verhalten bei Standardtestbedingungen	
Leistung im Bestpunkt ( $P_{max}$ )	165 Wp
Spannung bei Maximalleistung ( $V_{mpp}$ )	35,4 V
Strom bei Maximalleistung ( $I_{mpp}$ )	4,7 A
Leerlaufspannung ( $V_{oc}$ )	43,3 V
Kurzschlussstrom ( $I_{sc}$ )	5,1 A

### 3.6 MPP bei unterschiedlichen Bestrahlungsstärken

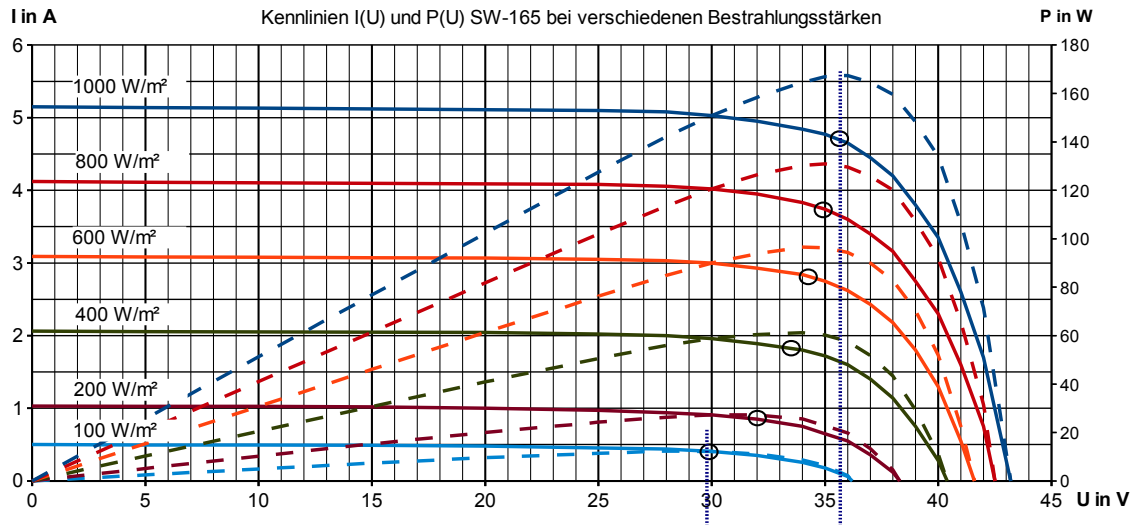


Abbildung 3.11: Kennlinien I(U) und P(U) bei verschiedenen Bestrahlungsstärken

Im dargestellten Diagramm sind die I(U)-Kennlinien bei verschiedenen Bestrahlungsstärken dargestellt. Die daraus berechneten Leistungskurven P(U) dienen der Bestimmung der Werte von  $I_{MPP}$  und  $U_{MPP}$ , die durch Kreise markiert sind.

Die auftretenden Werte von  $100\text{W/m}^2$  bis  $1000\text{W/m}^2$  stellen typische Bestrahlungsstärken dar.  $1000\text{W/m}^2$  erhält man in Deutschland nur am wolkenfreien, klaren Himmel.

In jedem Modul-Datenblatt sind die elektrischen Werte bei Standard-Test-Bedingungen STC angegeben.

Ergänzen Sie:

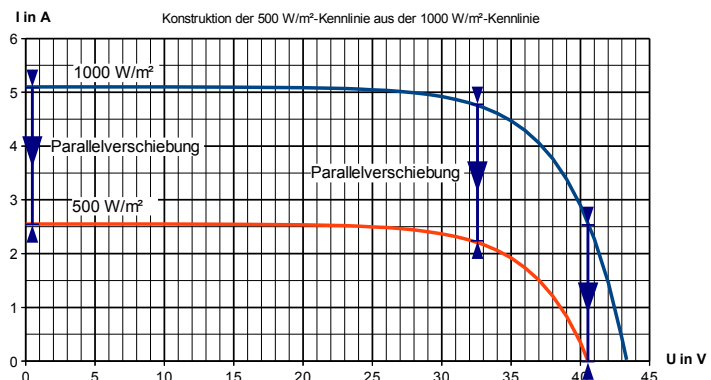
Bei doppelter Bestrahlungsstärke fließt ungefähr der \_\_\_\_\_ Strom.

Die Spannung ändert sich dabei \_\_\_\_\_.

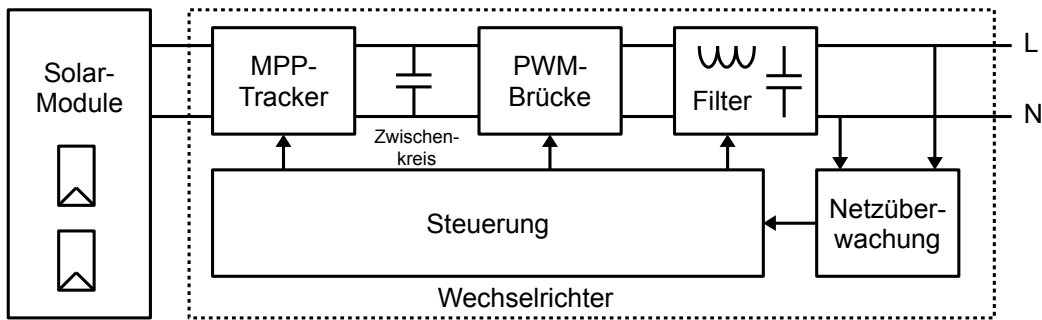
notwendiger Arbeitsbereich des MPP-Trackings: \_\_\_\_\_

Aufgabe des MPP-Trackers:

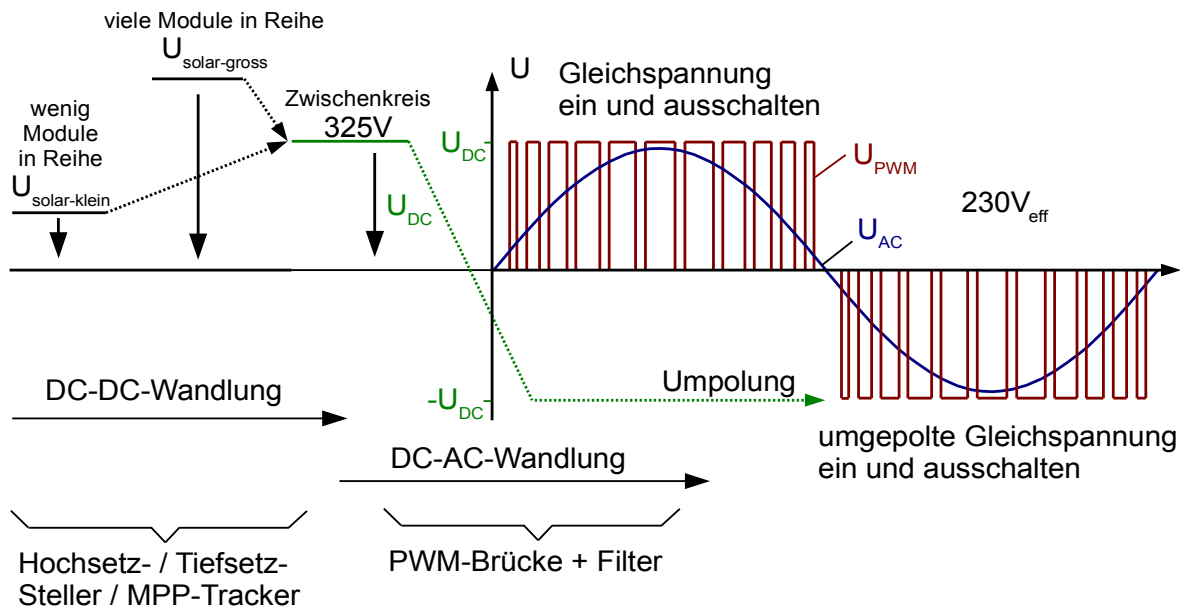
Die  $500\text{W/m}^2$ -Kennlinie kann aus der  $1000\text{W/m}^2$ -Kennlinie leicht durch Parallelverschiebung um den halben Kurzschlussstrom "nach unten" konstruieren:



### 3.7 MPP-Tracker als Teil des Wechselrichters



Der Wechselrichter erzeugt aus der Gleichspannung der Solarmodule die sinusförmigen Spannungen der drei Phasen L1, L2, L3. Die dabei in mehreren Schritten auftretenden Spannungen sind in der folgenden Abbildung aufgeführt.



Zunächst wird eine Gleichspannung mit dem Betrag des Spitzenwerts der Wechselspannung  $230 \text{ V} \cdot \sqrt{2} = 325 \text{ V}$  benötigt. Diese Zwischenkreisspannung wird von einem Tiefsetzsteller oder Hochsetzsteller erzeugt, je nachdem, ob die Gesamtspannung der Solarmodule kleiner oder größer als 325 V ist. Wie wir sehen werden, arbeitet dieser DC-DC-Umsetzer auch als MPP-Tracker, der den Modulen die maximale Leistung "entzieht".

=> Der MPP-Tracker ist ein gesteuerter Hochsetz- oder Tiefsetzsteller.

Eine nachgeschaltete PWM-Brücke erzeugt aus der Zwischenkreisspannung ein PWM-Signal, das nur die Spannungswerte 325V, 0V und -325V kennt. Erst ein nachgeschaltetes Filter, bestehend aus zwei Spulen und einem Kondensator, erzeugt die gewünschte sinusförmige Spannung.

Auf den folgenden Seiten wird zunächst die Arbeitsweise des MPP-Trackers und anschließend der Einsatz der PWM-Brücke dargestellt.

### 3.8 Arbeitsweise des MPP-Trackers

#### 3.8.1 Ohne MPP-Tracker, nur mit festem Lastwiderstand

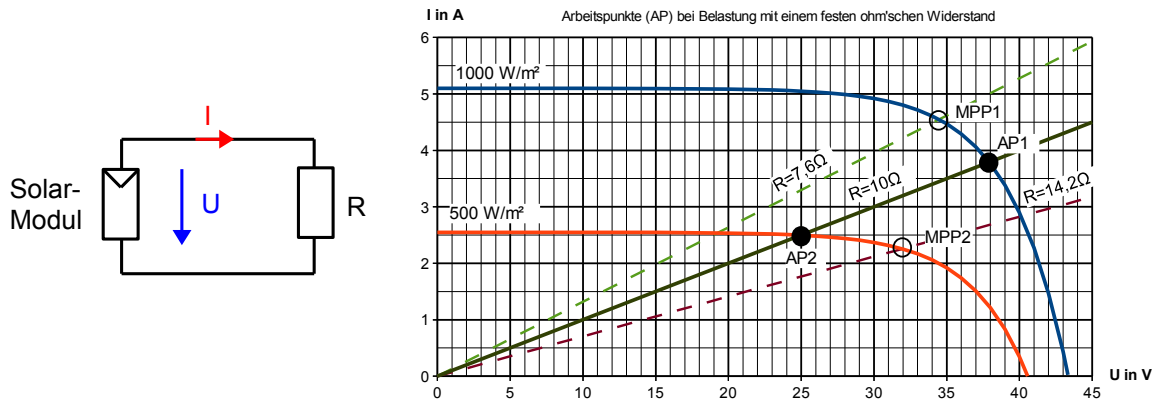


Abbildung 3.12: Betrieb eines ohm'schen Widerstands an einem Solarmodul: Im Fall der halben Sonneneinstrahlung ( $E = 500 \text{ W/m}^2$ ) liegt der Arbeitspunkt (AP2) weit entfernt vom MPP2

Um ein Solarmodul, das die abgebildeten Kennlinien besitzt, bei einer Einstrahlung von  $1000 \text{ W/m}^2$  im MPP zu betreiben, müsste man eine Schaltung anschließen, die einen Widerstand von  $R = 7,6 \Omega$  besitzt.

Geben Sie an, wie man auf diesen Wert kommt.

Bei der halben Sonneneinstrahlung müsste man einen Widerstand von  $14,2 \Omega$  anschließen, um das Modul im MPP zu betreiben.

Ermitteln Sie, welche Leistungen das Solarmodul bei beiden Einstrahlungen im MPP abgeben kann und welche Leistungen ein "mittlerer" Widerstand von  $R = 10 \Omega$  aufnehmen würde. Bewerten Sie Ihre Ergebnisse.

### 3.8.2 Anschluss eines DC-DC-Wandlers an die Solarzelle.

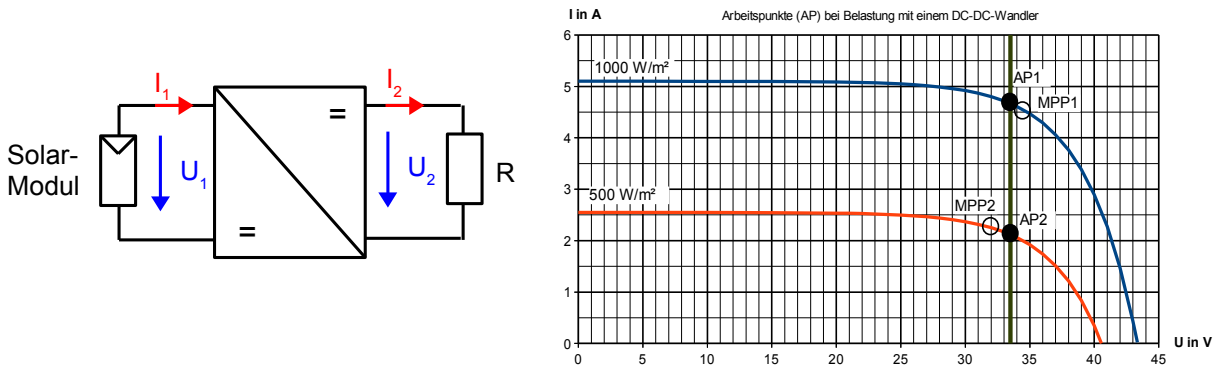


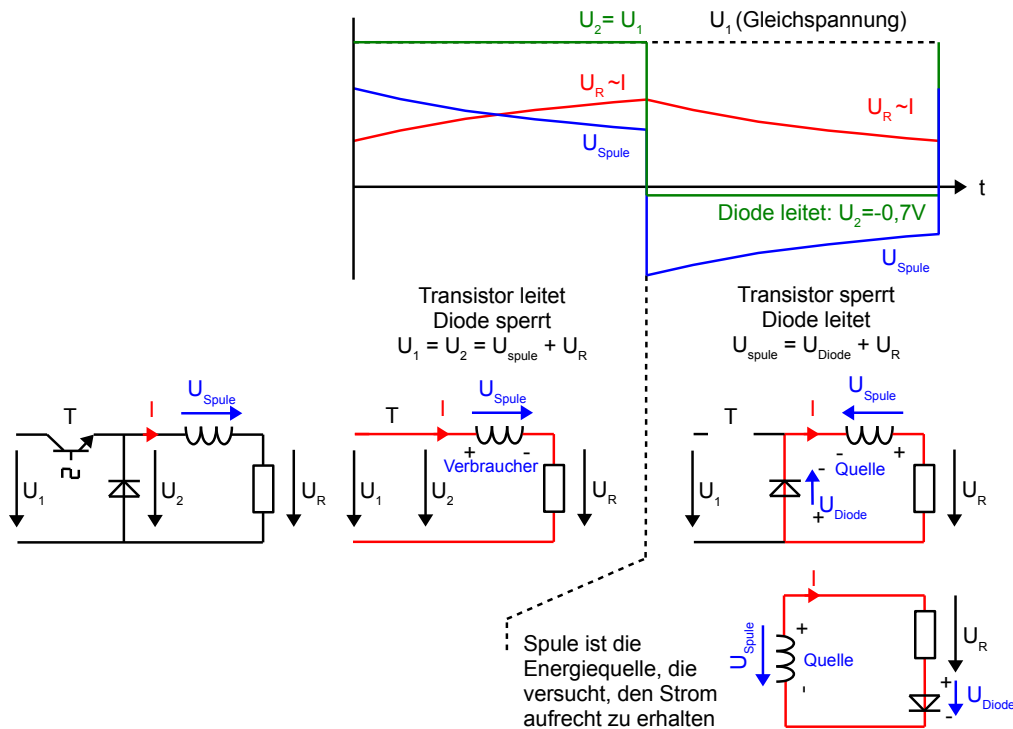
Abbildung 3.13: Einsatz eines DC/DC-Wandlers: Die Spannung am Solargenerator kann unabhängig von der am Verbraucher gewählt werden. Z.B. man lässt sie konstant  
 Energetisch wesentlich günstiger ist der Einsatz eines DC-DC-Wandlers. Dieser wird z.B. als Tiefsetzsteller oder Hochsetzsteller realisiert, (siehe Formelsammlung) je nachdem, ob die Spannung am Verbraucher größer oder kleiner als die Solarmodulspannung sein soll. Wie die Abbildung zeigt, ist die energetische Ausbeute auf jeden Fall viel besser als bei der Belastung mit einem ohm'schen Widerstand, da die Arbeitspunkte AP1 und AP2 deutlich "näher" an den MPPs liegen.

Ermitteln Sie für beide Einstrahlungen die Leistungen, die der Widerstand aufnimmt, wenn der Wirkungsgrad des DC-DC-Wandlers 98 % beträgt.

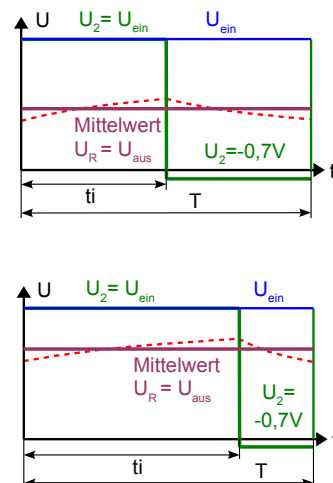
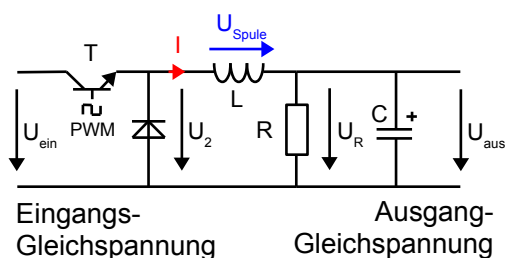
Berechnen Sie  $I_2$ , wenn  $U_2 = 230 \text{ V}$  (Hochsetzsteller) bzw.  $U_2 = 12 \text{ V}$  (Tiefsetzsteller) beträgt.

Auf der folgenden Seite wird die Funktion des Tiefsetzstellers wiederholt. Der Hochsetzsteller arbeitet ebenfalls mit einem PWM-gesteuerten Transistor, einer Spule und einer Diode.

### 3.8.3 Wiederholung der Arbeitsweise eines Tiefsetzstellers



- Der Transistor wird mit einer rechteckförmigen Spannung angesteuert.
- Während der Transistor leitet erhält die Spule Energie von der Spannungsquelle U<sub>1</sub> (z.B. Solar-Modul) und der Strom im Verbraucher steigt leicht an.
- Während der Transistor sperrt, gibt die Spule Energie ab, sie hält den Strom durch den Verbraucher weiter aufrecht, dieser fällt jedoch leicht ab.
- Glättet man die Spannung am Verbraucher mit einem Kondensator und wählt man eine hohe Schaltfrequenz des Transistors, so ist die Spannung am Verbraucher eine "glatte" Gleichspannung.
- Die Schaltung arbeitet mit einem sehr hohen Wirkungsgrad, da nur am durchgeschalteten Transistor und am Drahtwiderstand der Spule etwas Energie verloren geht.
- Der Tastgrad des PWM-Signals, mit dem der Transistor angesteuert wird, beeinflusst die Größe der Spannung am Verbraucher: Mit steigendem Tastgrad steigt der Mittelwert der Ausgangsspannung an.



### 3.8.4 Der MPP-Tracker steuert den DC-DC-Wandler

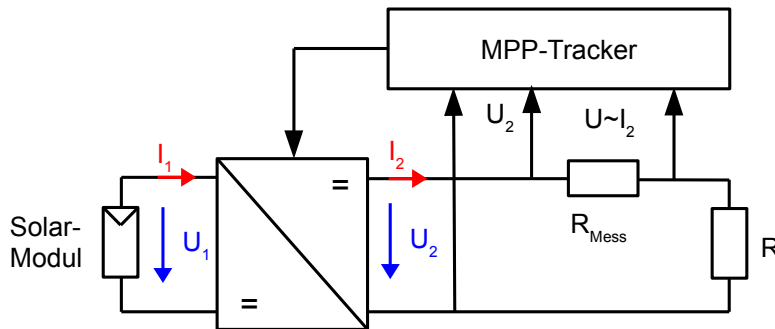


Abbildung 3.14: Prinzip des MPP-Trackings: Durch Messung von Strom und Spannung bei gleichzeitiger Variation des Tastgrades wird die abgegebene Leistung maximiert

Zur Bestimmung der Leistung  $P$  werden  $U$  und  $I$  am Eingang oder am Ausgang des DC-DC-Wandlers gemessen.

Der MPP-Tracker merkt sich die gemessene Leistung und verstellt leicht den Tastgrad des DC-DC-Wandlers. Wenn die nun gemessene Leistung größer ist, wird der Tastgrad weiter in die "gleiche Richtung" verstellt solange, bis die Leistung nicht mehr weiter steigt. Wird die Leistung kleiner, so wird der Tastgrad "in die andere Richtung" verstellt. Der MPP-Tracker sucht daher dauernd "durch Probieren" nach der maximalen Leistungsabgabe.

Die meisten MPP-Tracker starten bei der Leerlaufspannung der Solarmodule. Daher muss der Wechselrichter auf jeden Fall für die unter ungünstigsten Bedingungen auftretende maximale Leerlaufspannung ausgelegt sein.

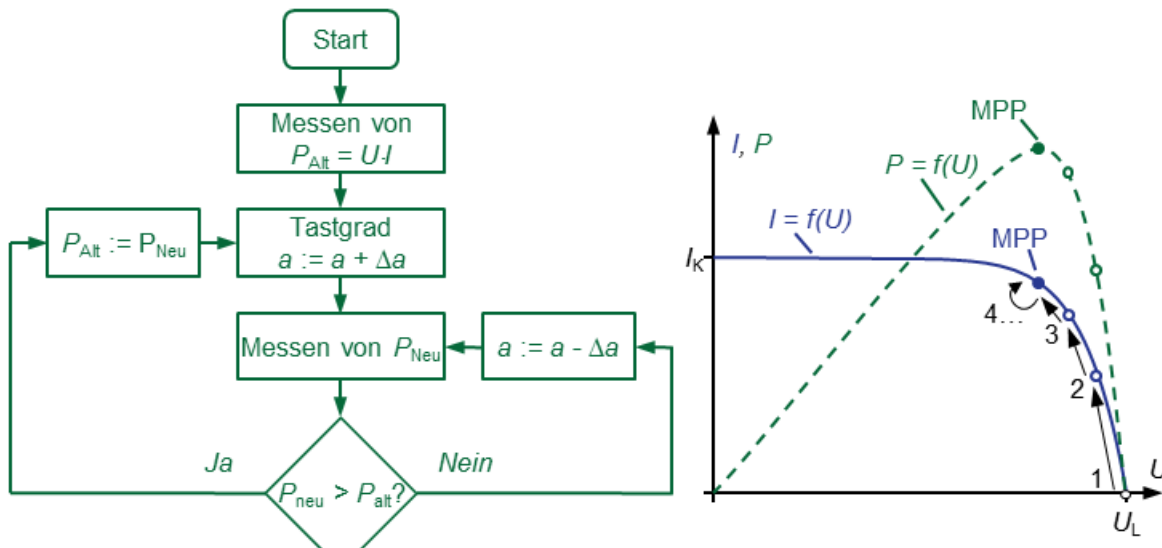
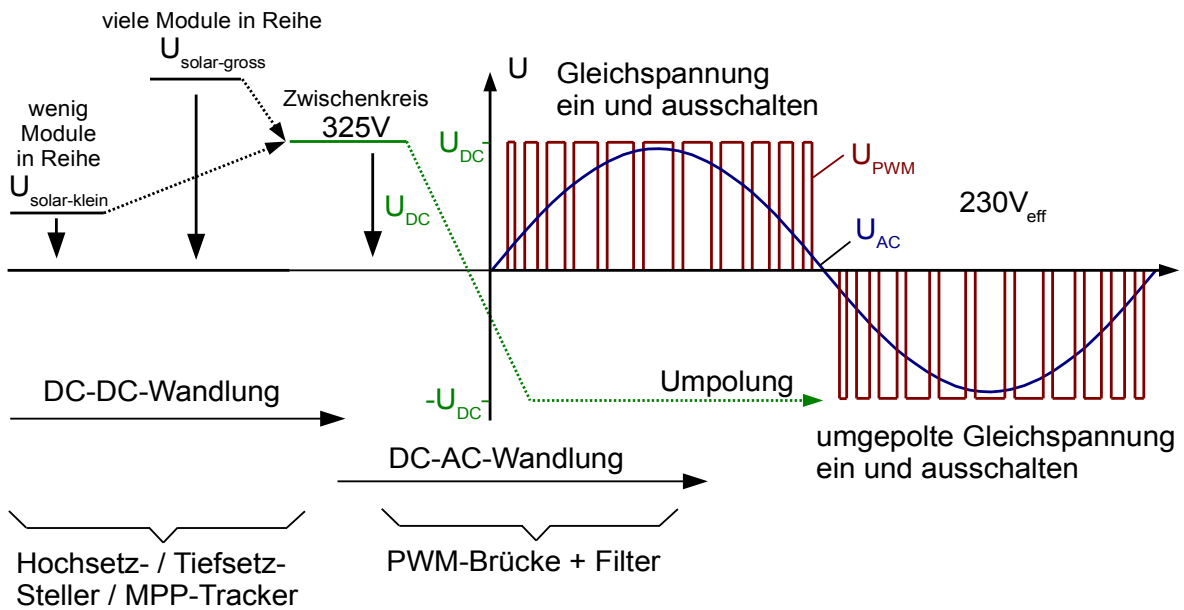
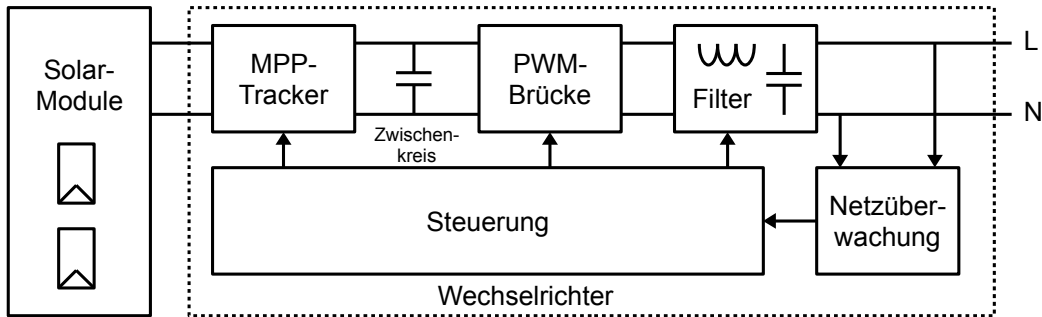


Abbildung 3.15: Algorithmus des Suchschwingverfahrens: Ausgehend vom Leerlaufpunkt wird der Tastgrad verändert, die neue Leistung ermittelt und der Tastgrad abhängig vom Ergebnis weiter optimiert bis schließlich der MPP erreicht wird

Im Datenblatt des Wechselrichters ist der Spannungsbereich angegeben, in dem der MPP-Tracker arbeitet.

### 3.9 Aufgabe der PWM-Brücke im Wechselrichter





### 3.9.1 Erzeugung der positiven und negativen Halbwelle

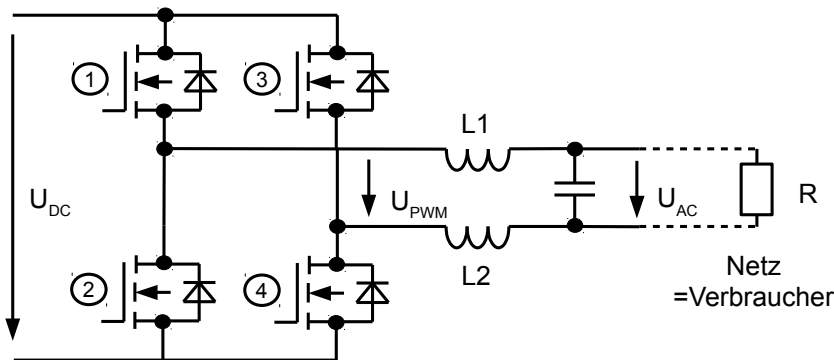


Abbildung 3.16: Transistorbrücke zur Erzeugung des PWM-Signals ("PWM-Brücke") und 2 Spulen mit Kondensator zur Erzeugung des sinusförmigen Signals

positive Halbwelle:

- Transistor T4 leitet dauernd
- T2 und T3 sperren
- T1 wird ein- und ausgeschaltet
- zur Erzeugung der PWM
- über Diode 2 fließt der Strom weiter wenn T1 ausgeschaltet ist.

aktive Stromkreise:

$U_{PWM} = U_{DC}$ :  
 $U_{DC+} \rightarrow T1 \rightarrow L1 \rightarrow \text{Netz} \rightarrow L2 \rightarrow T4 \rightarrow U_{DC}$ -bei  
 $U_{PWM} = 0$ :  
 $L1 \rightarrow \text{Netz} \rightarrow L2 \rightarrow T4 \rightarrow \text{Diode2} \rightarrow L1$

negative Halbwelle:

- Transistor T2 leitet dauernd
- T1 und T4 sperren
- T3 wird ein- und ausgeschaltet
- zur Erzeugung der PWM
- über Diode 4 fließt der Strom weiter wenn T3 ausgeschaltet ist.

aktive Stromkreise:

$U_{PWM} = -U_{DC}$ :  
 $U_{DC+} \rightarrow T3 \rightarrow L2 \rightarrow \text{Netz} \rightarrow L1 \rightarrow T2 \rightarrow U_{DC}$ -  
 bei  $U_{PWM} = 0$ :  
 $L2 \rightarrow \text{Netz} \rightarrow L1 \rightarrow T2 \rightarrow \text{Diode4} \rightarrow L2$

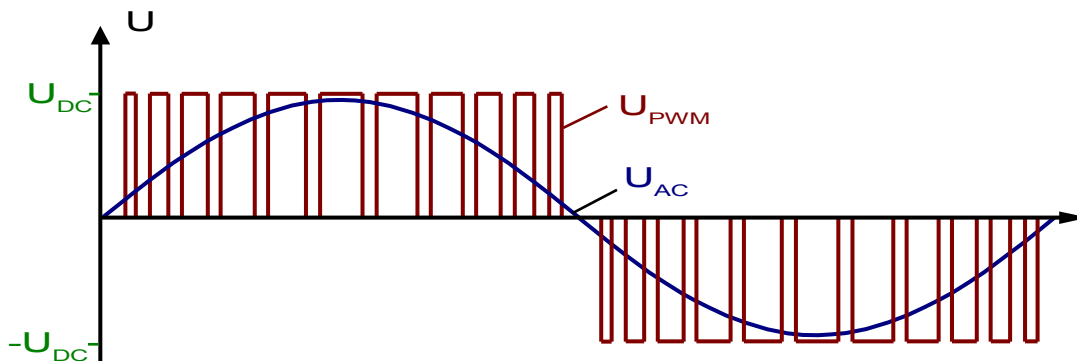
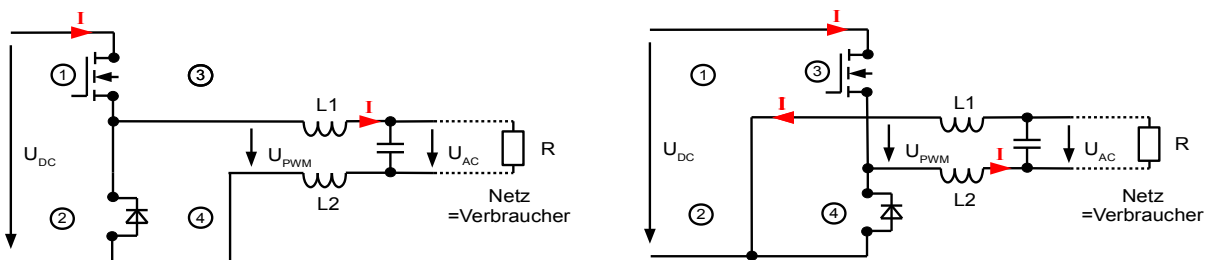
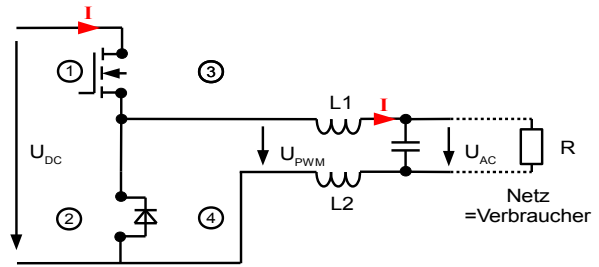


Abbildung 3.17: Die Gleichspannung wird in Impulse unterschiedlicher Breite zerhackt (PWM) und dann mittels Tiefpass gefiltert, so dass sich eine 50Hz-Schwingung ergibt

### 3.9.2 Erklärung der Spannungs- und Stromverläufe

Die in der PWM-Brücke schaltenden Transistoren arbeiten zusammen mit den Spulen im Prinzip wie ein Tiefsetzsteller, dessen Ausgangsspannung laufend (sinusförmig) geändert wird.

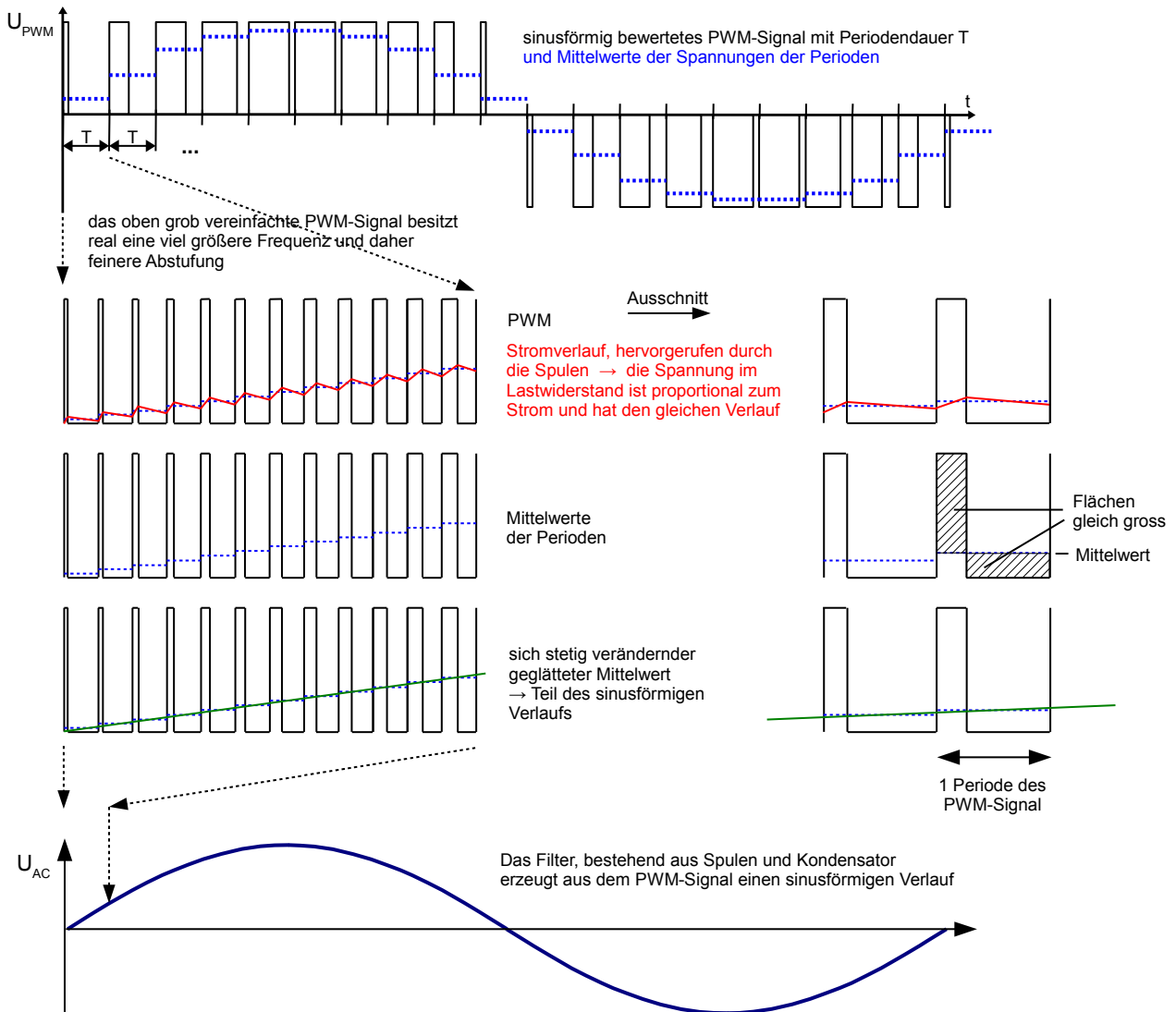
Daher erhält man auch den "spulen-typischen" Stromverlauf, der zu einem gleich aussehenden Spannungsverlauf im Lastwiderstand führt.



Diese "zackigen" Verläufe kann man wie beim Tiefsetzsteller durch zwei Maßnahmen glätten:

- Erhöhung der Schaltfrequenz
- Parallelschaltung eines Kondensators zum Verbraucher

Die Kombination aus Spulen und Kondensator wird in den Blockschaltbildern als Filter bezeichnet.



### 3.10 Wechselrichter mit Netztrafo

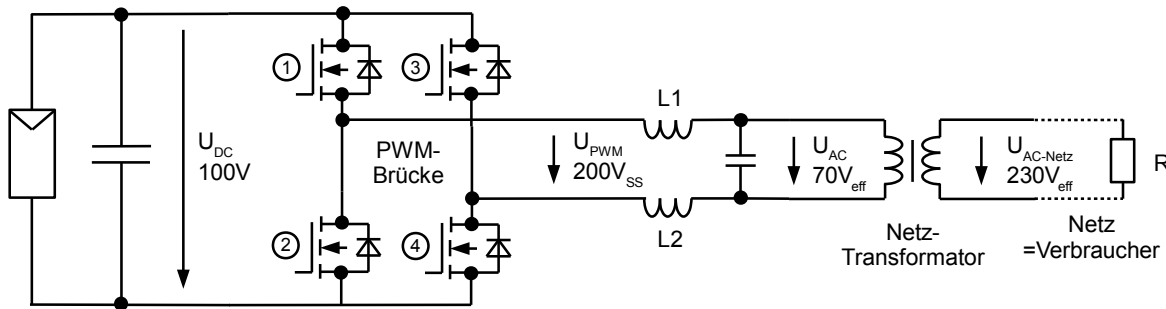


Abbildung 3.18: Prinzip eines Wechselrichters mit Netztrafo: Das von der PWM-Brücke gelieferte Spannungssignal wird mittels Trafo auf die gewünschte Netzspannung gebracht.

Bei Wechselrichtern mit Netztrafo spart man sich den Hoch- oder Tiefsetzsteller um die Spannung der Module vor der PWM-Brücke auf 325 V zu wandeln. Die PWM-Brücke übernimmt hier zusätzlich die Funktion des PWM-Trackings. Die Spannung von 70V<sub>eff</sub> am Ausgang des Filters wird durch einen Transformator auf 230V gebracht. Der Transformator besitzt zusätzliche Filtereigenschaften und kann die kapazitive Wirkung einiger Solarzellenmodule kompensieren.

### 3.11 Dreiphasige Einspeisung

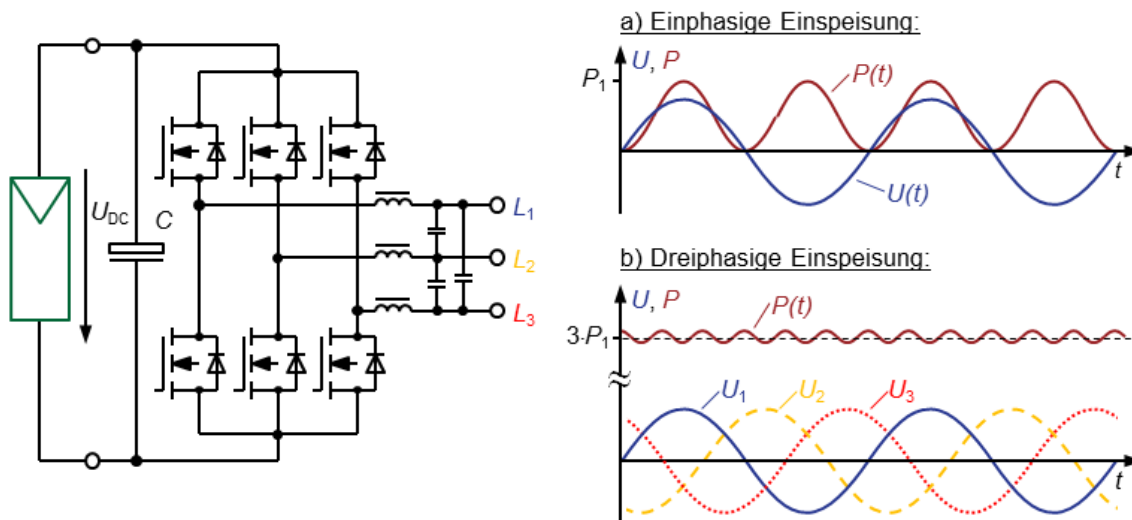


Abbildung 3.19: Prinzip des dreiphasig einspeisenden Wechselrichters: Mit sechs statt vier MOSFETs lässt sich die dreifache Leistung gegenüber dem einphasigen Fall einspeisen

Wie aus der Drehstromtechnik bekannt, addieren sich die Leistungen P aller drei Phasen zu einer konstanten Gesamtleistung. Die dreiphasige Einspeisung bietet daher den Vorteil zu jedem Zeitpunkt gleich viel Leistung aus der Solaranlage ins Netz zu übertragen. Die eingespeiste Leistung jeder einzelnen Phase "pulsiert sinusförmig".

### 3.12 Blockschaltbild eines trafolosen Wechselrichters

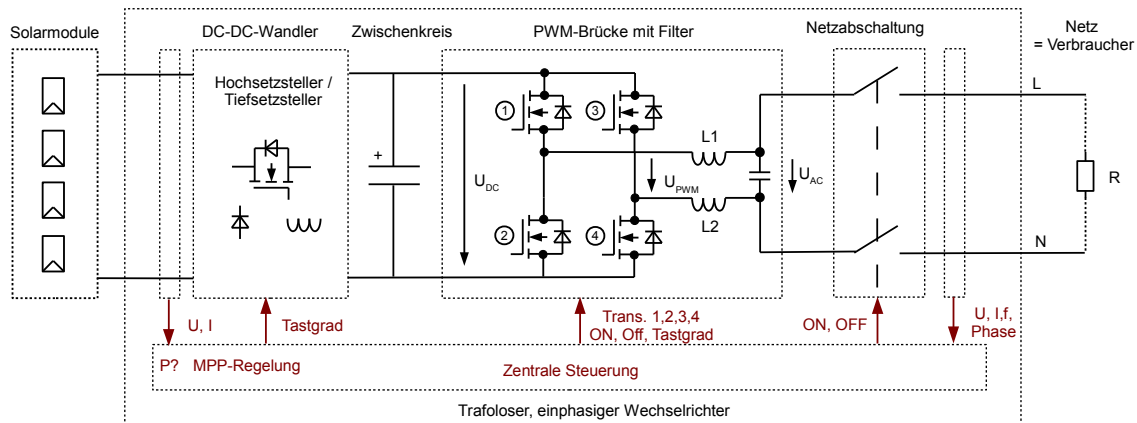


Abbildung 3.20: Gesamtaufbau eines trafolosen String-Wechselrichters:

Wie das Blockschaltbild zeigt, besitzt ein Wechselrichter viele weitere Komponenten, deren wichtigste Aufgaben hier aufgeführt sind.

### 3.13 Aufgaben eines Wechselrichters

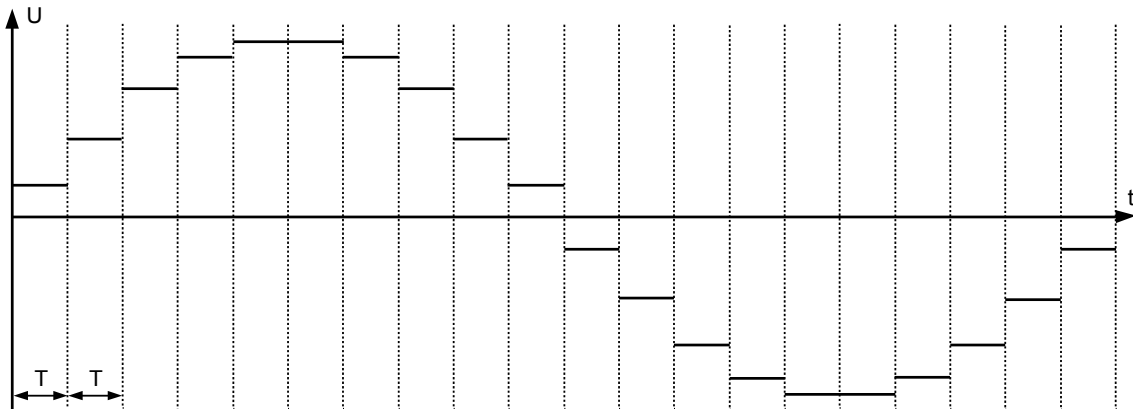
- Umwandlung der Gleichspannung der Solarmodule in eine Wechselspannung, die ins Netz eingespeist werden kann.
- Anpassung an die richtige
  - Spannung
  - Frequenz
  - Phase (wo ist der Nulldurchgang?)
 des Netzes.
- Solarzelle mit MPP belasten um die maximal mögliche Energieausbeute zu erzielen
- Trennung der Anlage vom Netz
  - bei Netzausfall
  - bei zu kleiner Frequenz (Netz überlastet)
  - bei zu großer Frequenz (zu viel Energie im Netz)
- Blindleistungskompensation: Durch zeitliche Verschiebung von Strom und Spannung kann ein Wechselrichter als Kondensator oder Spule wirken.

### 3.14 Übungen zum Innenaufbau eines Wechselrichters

#### 3.14.1 Nennen Sie 5 Aufgaben eines Wechselrichters

#### 3.14.2 Zeichnen Sie in das Bild das zugehörige PWM-Signal ein. (Skizze)

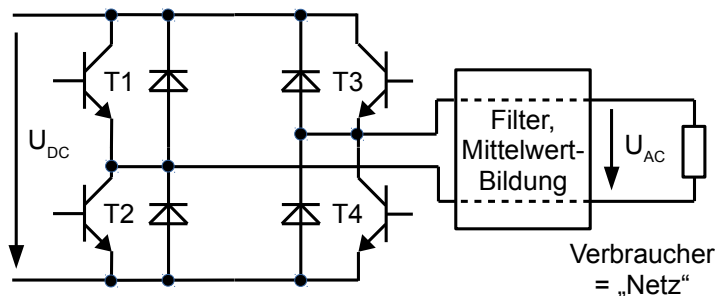
Der Wechselrichter erzeugt ein PWM-Signal. Ein vereinfachter Verlauf der Spannungsmittelwerte des PWM-Signals ist im folgenden Bild zu sehen. Zwischen zwei gestrichelten Linien, welche die Periodendauer  $T$  des PWM-Signals darstellen, sind jeweils die Spannungsmittelwerte der Perioden  $T$  dargestellt.



#### 3.14.3 PWM-Brücke

Die dargestellte, vereinfachte Schaltung erzeugt aus der Gleichspannung  $U_{DC}$  der Solarmodule das PWM-Signal und anschließend eine einphasige Wechselspannung  $U_{AC}$  zur Netzeinspeisung.

- Geben Sie an, welche Transistoren jeweils bei der positiven und negativen Halbwelle der Wechselspannung durchschalten und zeichnen Sie für beide Halbwellen die Wege und die Richtungen der fließenden Ströme ein.



- Welche Amplitude in V muss das PWM-Signal mindestens haben, damit  $U_{AC\_Effectiv} = 230V$  wird?
- Welchen Vorteil bietet eine 3-phasige Einspeisung gegenüber einphasiger Einspeisung?

### 3.15 Anschluss der Solarmodule an den Wechselrichter

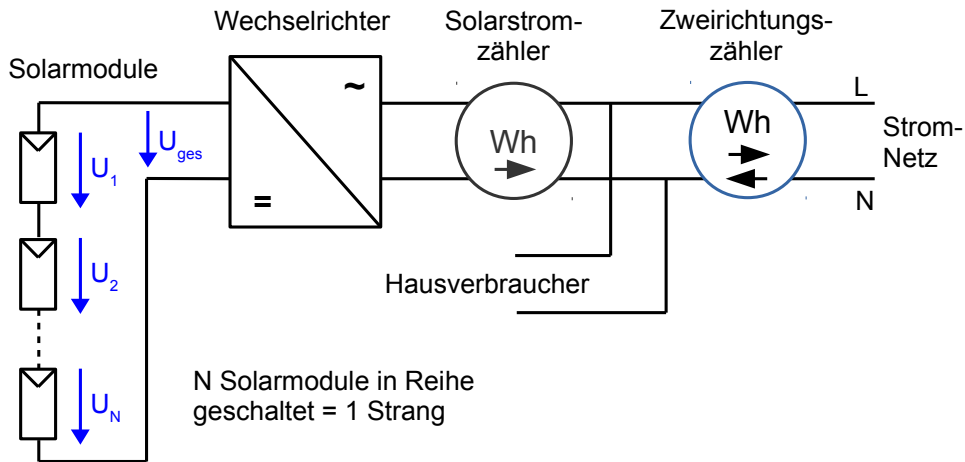


Abbildung 3.21: Solarmodule mit Wechselrichter und Stromzähler

Mehrere Solarmodule werden in Reihe geschaltet zu einem Strang (String). Die Spannungen der Module addieren sich zur Gesamtspannung, für die der Wechselrichter ausgelegt ist.

Zur Messung der eingespeisten und bezogenen Energiemenge werden heute fast immer Zweirichtungszähler eingesetzt. Der Solarstromzähler wird zusätzlich installiert, falls außerdem der insgesamt erzeugte Solarstrom gemessen werden soll.

### 3.16 Strang-Topologien

Verwendet man beim Anschluss der Solarmodule nur einen Wechselrichter (-Eingang), so spricht man von einem Zentralwechselrichter. Mehrere Stränge werden parallel an einen gemeinsamen Eingang des Wechselrichters angeschlossen. Diese einfache Anschlussmethode wird verwendet, wenn alle Stränge der gleichen Bestrahlung ausgesetzt sind, also die gleiche Ausrichtung besitzen und nicht einzeln verschattet werden.

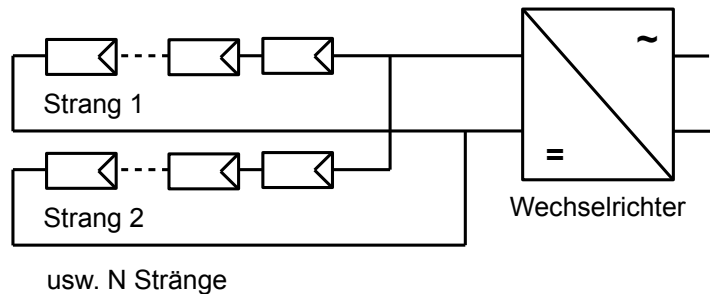


Abbildung 3.22: Zentralwechselrichter

Sollten die Stränge jedoch einzeln im MPP betrieben werden können, z.B. weil die Stränge auf unterschiedlichen Dachflächen untergebracht sind, so verwendet man besser einen Wechselrichter mit zwei Eingängen oder zwei Wechselrichter.

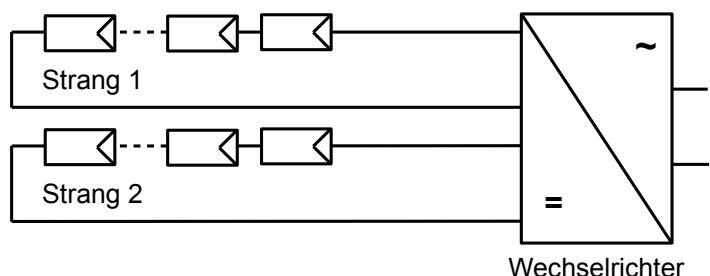


Abbildung 3.23: Strangwechselrichter

### 3.17 Sicherungsmaßnahmen

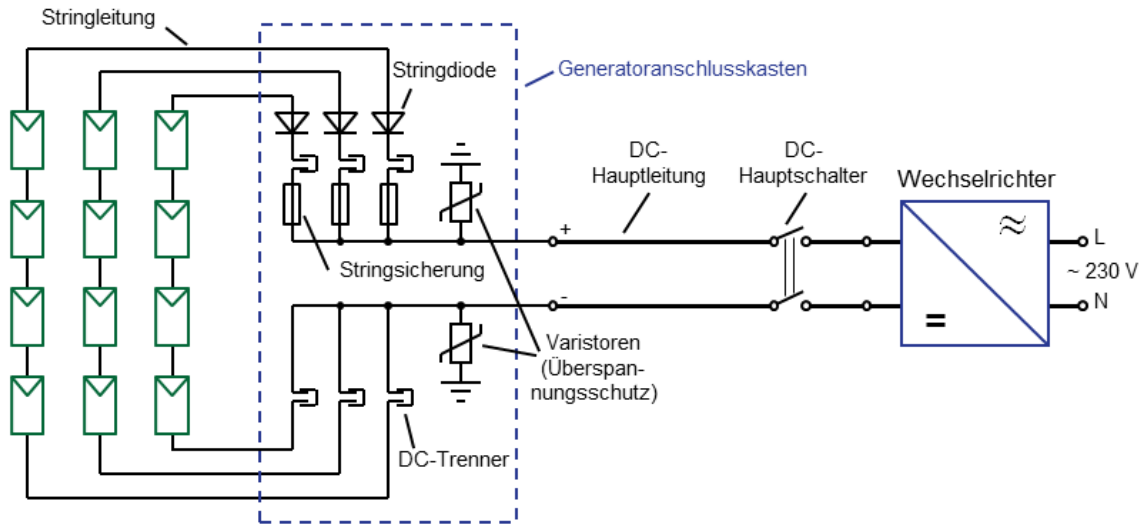
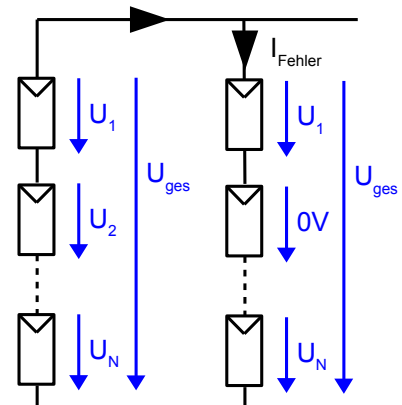


Abbildung 3.24: Aufbau einer typischen netzgekoppelten Photovoltaikanlage: Im Generatoranschlusskasten werden die einzelnen Strings zusammen geführt und weiter über die DC-Hauptleitung mit dem Wechselrichter verbunden

Bei der Parallelschaltung von mehreren Strängen sollte jeder Strang mit einer Stringdiode ausgestattet werden. Die Dioden schützen vor Rückströmen ( $I_{\text{Fehler}}$ ), die auftreten können, wenn einzelne Stränge unterschiedliche Spannungen liefern, z.B. weil sie unterschiedlich warm sind oder weil einzelne Zellen einen Kurzschluss haben. Rückströme heizen einzelne Zellen auf und führen dadurch zu weiteren Defekten.



## 4 Auswahl des Wechselrichters nach den elektrischen Daten der PV-Module

Wechselrichter müssen alle von den Modulen gelieferten Spannungen und Ströme verarbeiten können. Daher muss zunächst untersucht werden, welche elektrischen Werte in ungünstigen Fällen an den Modulen auftreten können.

### 4.1 Temperaturabhängigkeit von Solarmodulen

#### 4.1.1 Kennlinien bei gleicher Einstrahlung und unterschiedlichen Temperaturen

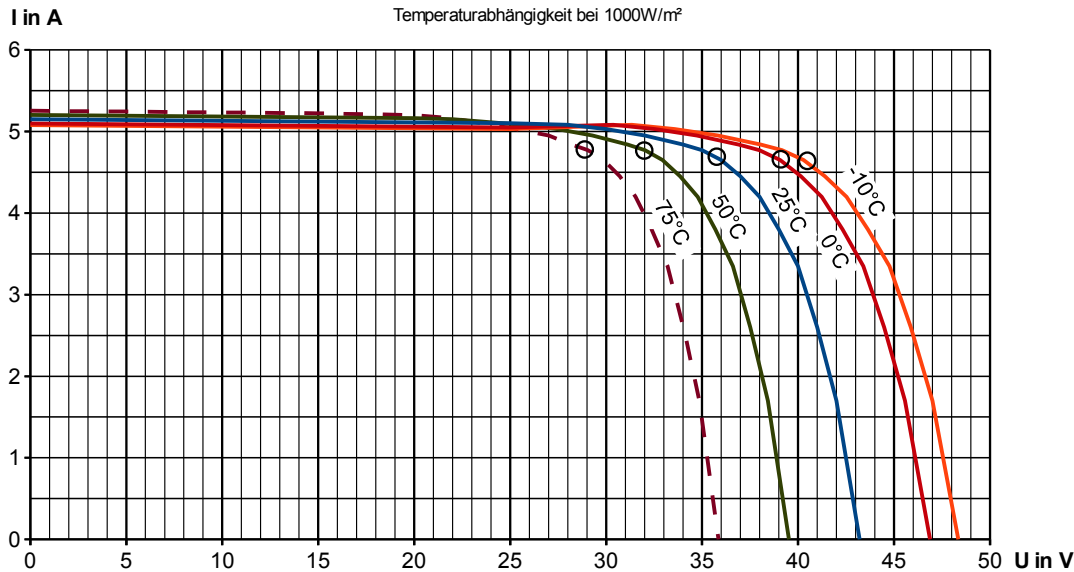


Abbildung 4.1: Kennlinien I(U) bei unterschiedlichen Modultemperaturen

Kennlinien werden bei Standard-Test-Conditions STC angegeben. An kalten, klaren Wintertagen steigen die Modulspannungen jedoch erheblich. An Sommertagen sinkt die Modulspannung jedoch stark gegenüber den STC-Angaben. Dieses Verhalten bestätigen die dargestellten Kennlinien in Abbildung 4.1. Mit den Angaben der Temperaturkoeffizienten in Datenblättern kann man die gegenüber STC geänderten Spannungen und Ströme errechnen.

#### 4.1.2 Beschreibung des Temperaturverhaltens mit Temperaturkoeffizienten

In Datenblättern sind oft die Temperaturkoeffizienten für den Kurzschlussstrom  $TK_{I_{sc}}$  und die Leerlaufspannung  $TK_{U_{oc}}$  angegeben. In erster Näherung gilt der  $TK_{I_{sc}}$  nicht nur für den Kurzschlussstrom, sondern für alle Ströme. Ebenso kann man den  $TK_{U_{oc}}$  nicht nur für die Leerlaufspannung, sondern für alle Spannungen anwenden.

Die Temperaturkoeffizienten sagen aus, um wie viel Prozent sich die Spannung oder der Strom pro Grad Kelvin ändern.

mit  $\Delta T = T_2 - 25^\circ\text{C}$  gilt:

$$U(T_2) = U_{25^\circ\text{C}} \cdot (1 + TK_{U_{oc}} \cdot \Delta T)$$

$$I(T_2) = I_{25^\circ\text{C}} \cdot (1 + TK_{I_{sc}} \cdot \Delta T)$$



### 4.1.3 Beispiel: Ermittlung von Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom bei -10°C

Angaben im Datenblatt bei STC (15°C):

$U_{oc} = 43,3 \text{ V}$ ;  $I_{sc} = 5,1 \text{ A}$  (-> 43,3V pro Modul / 0,6 V pro Zelle = 72 Zellen)

$TK_{I_{sc}} = 0,04 \text{ \%/K}$ ;  $TK_{U_{oc}} = -0,39 \text{ \%/K}$

Der Kurzschlussstrom  $I_{sc}$  beträgt bei -10° C:

$$\Delta T = T_2 - 25^\circ \text{C} = (-10^\circ \text{C}) - 25^\circ \text{C} = -35 \text{ K}$$

$$I(-10^\circ \text{C}) = I_{25^\circ} \cdot (1 + TK_{I_{sc}} \cdot \Delta T) = 5,1 \text{ A} \cdot (1 + 0,0004 \cdot (-35 \text{ K})) = 5,029 \text{ A}$$

Der Kurzschlussstrom sinkt leicht (5,1A → 5,029A) bei um 35K sinkender Temperatur.

Die Leerlaufspannung  $U_{oc}$  beträgt bei -10°C:

$$U(T_2) = U_{25^\circ} \cdot (1 + TK_{U_{oc}} \cdot \Delta T) = 43,3 \text{ V} \cdot (1 + (-0,0039) \cdot (-35 \text{ K})) = 49,21 \text{ V}$$

Die Leerlaufspannung steigt stark (43,3V → 49,21V) bei um 35K sinkender Temperatur.

### 4.1.4 Aufgabe: Kennlinienskizzen bei STC, 75°C und -10°C

Einem Solarmodul-Datenblatt (60 Zellen) entnehmen Sie folgende Werte:

Daten bei Standard-Testbedingungen STC			Temperaturverhalten	
Kurzschlussstrom	$I_{sc}$	6A	$TK_{I_{sc}}$	0,04 %/K
Leerlaufspannung	$U_{oc}$	36,6V	$TK_{U_{oc}}$	-0,39 %/K
Strom im MPP	$I_{MPP}$	5,4A		
Spannung im MPP	$U_{MPP}$	29V		

Berechnen Sie die elektrischen Werte im Leerlauf, Kurzschluss und im MPP bei +75°C und -10°C. Zeichnen Sie die sich ergebenden Kennlinien bei +75°C und -10°C in das Diagramm ein (Skizze) und bewerten Sie die Ergebnisse.

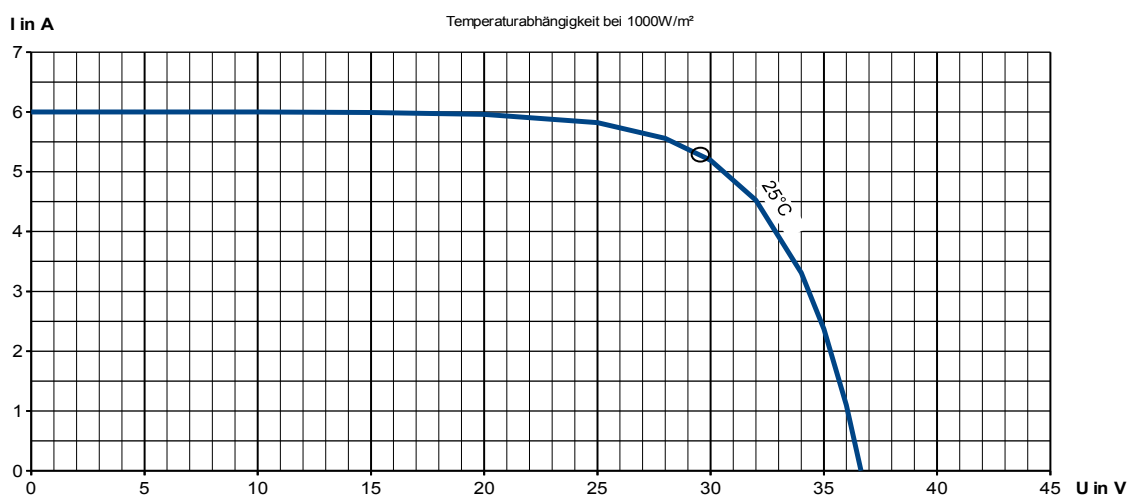


Abbildung 4.2: Vergleich der Kennlinien bei 25°C, -10°C und 75°C

#### 4.1.5 Lösung Aufgabe 4.1.4 Kennlinienskizzen bei STC, 75°C und -10°C

bei -10 °C:  $\Delta T = T_2 - 25 \text{ °C} = (-10 \text{ °C}) - 25 \text{ °C} = -35 \text{ K}$

bei +75 °C:  $\Delta T = T_2 - 25 \text{ °C} = (+75 \text{ °C}) - 25 \text{ °C} = +50 \text{ K}$

$$U(T_2) = U_{25} \cdot (1 + TK_{U_{oc}} \cdot \Delta T) \quad I(T_2) = I_{25^\circ\text{C}} \cdot (1 + TK_{I_{sc}} \cdot \Delta T)$$

Berechnung der Leerlaufspannungen bei -10 °C und +75 °C:  $TK_U = -0,39 \text{ \%}/\text{K}$

$$U_{oc}(-10 \text{ °C}) = 36,6 \text{ V} \cdot (1 + (-0,0039) \cdot (-35\text{K})) = 36,6 \text{ V} \cdot 1,1365 = 41,6 \text{ V}$$

$$U_{oc}(+75 \text{ °C}) = 36,6 \text{ V} \cdot (1 + (-0,0039) \cdot (50\text{K})) = 36,6 \text{ V} \cdot 0,805 = 29,5 \text{ V}$$

Berechnung der Spannungen im MPP bei -10 °C und +75 °C

$$U_{MPP}(-10 \text{ °C}) = 29 \text{ V} \cdot 1,1365 = 33,0 \text{ V}$$

$$U_{MPP}(+75 \text{ °C}) = 29 \text{ V} \cdot 0,805 = 23,4 \text{ V}$$

Berechnung der Kurzschlussströme bei -10 °C und +75 °C:  $TK_I = 0,04 \text{ \%}/\text{K}$

$$I_{sc}(-10 \text{ °C}) = 6 \text{ A} \cdot (1 + 0,0004 \cdot (-35\text{K})) = 6 \text{ A} \cdot 0,986 = 5,916 \text{ A}$$

$$I_{sc}(+75 \text{ °C}) = 6 \text{ A} \cdot (1 + 0,0004 \cdot (+50 \text{ K})) = 6 \text{ A} \cdot 1,02 = 6,12 \text{ A}$$

Berechnung der Ströme im MPP bei -10 °C und +75 °C:

$$I_{sc}(-10 \text{ °C}) = 5,4 \text{ A} \cdot 0,986 = 5,32 \text{ A}$$

$$I_{sc}(+75 \text{ °C}) = 5,4 \text{ A} \cdot 1,02 = 5,51 \text{ A}$$

Zusammenstellung:

		STC, 25°C	-10°C	+75°C
Kurzschlussstrom	Isc	6 A	5,92	6,12
Leerlaufspannung	Uoc	36,6 V	41,6 V	29,5 V
Strom im MPP	IMPP	5,4 A	5,32	5,51
Spannung im MPP	UMPP	29 V	33,0 V	23,4 V

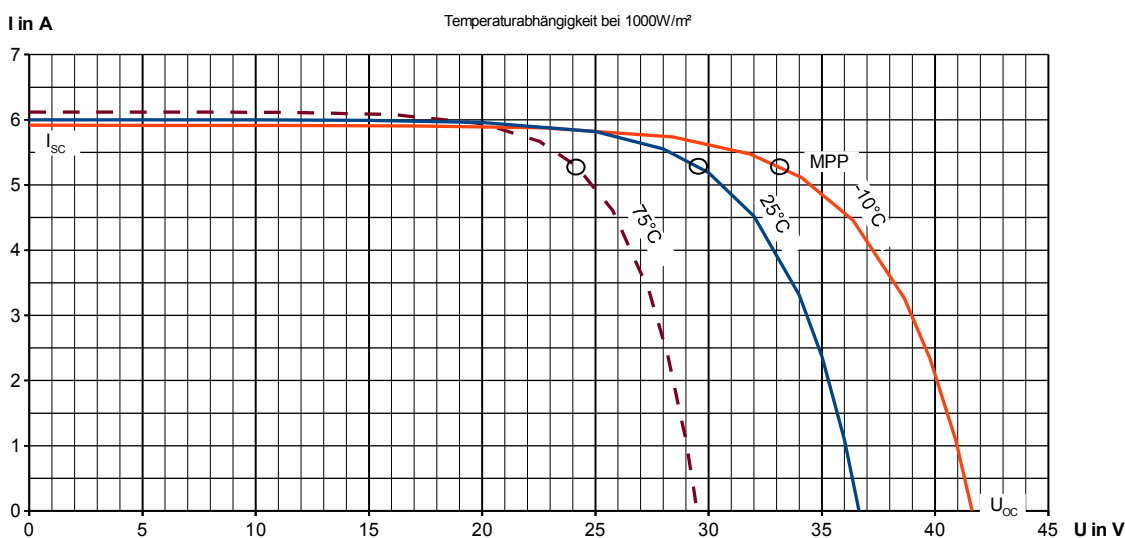


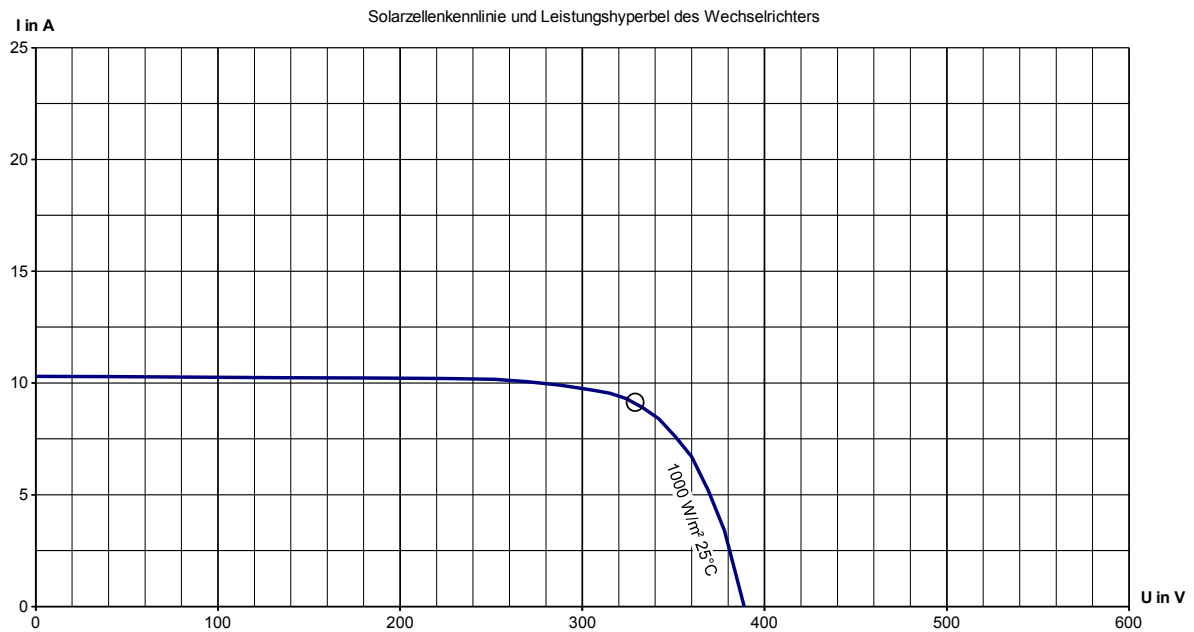
Abbildung 4.3: Lösung Temperaturabhängigkeit Modulkennlinie  
 -> Größte Spannung bei -10°C im Leerlauf, kleinste Spannung bei +75°C im MPP

#### 4.2 Solarzellenkennlinie und Leistungs-Hyperbel des Wechselrichters

Ein Wechselrichter ist für eine maximale Leistung von 3200 W ausgelegt. Berechnen Sie, welche Ströme bei den angegebenen Spannungen fließen dürfen.

P in W	U in V	I in A
3200	120	
3200	200	
3200	300	
3200	400	
3200	500	
3200	600	

Zeichnen Sie die Punkte in das unten stehende Diagramm ein und verbinden Sie diese zu einer Hyperbel.



Was beschreiben die Verläufe der beiden Kennlinien?

Was würde es bedeuten, wenn sich beide Kennlinien schneiden?

Wir verwenden daher die Leistungs-Hyperbel, um

#### 4.2.1 Ausschnitte aus Wechselrichter-Datenblättern

Eingangsdaten	SuBo 3200	SuBo 3500	SuBo 4000
Max. DC-Leistung (@ $\cos \varphi = 1$ )	3200 W	3700 W	4200 W
Max. Eingangsspannung	600 V	450 V	600 V
MPP-Spannungsbereich	175 V ... 480 V	160 V ... 360 V	175 V ... 480 V
Bemessungseingangsspannung		330 V	
Min. Eingangsspannung	125 V	70 V	125 V
Starteingangsspannung	150 V	110 V	150 V
Max. Eingangsstrom Eingang	18 A pro Eing.	15 A pro Eing.	24 A
max Eingangsstrom pro String	15 A pro Eing.	15 A pro Eing.	15 A
Anzahl der unabhängigen MPP-Eingänge	2	2	2
Strings pro MPP-Eingang	2	2	2
max Wirkungsgrad	96,70%	96,70%	96,80%

#### 4.2.2 Auswahl des Wechselrichters

Einer dieser Wechselrichter soll an die Solarmodule geschaltet werden, deren Kennlinien auf der folgenden Seite dargestellt sind.

Daten eines Moduls:  $U_{OC} = 43 \text{ V}$  /  $I_{SC} = 5,03 \text{ A}$

-> ein Strang besteht aus \_\_\_\_\_ Modulen. Begründung: \_\_\_\_\_

-> \_\_\_\_\_ Stränge sind parallel geschaltet. Begründung \_\_\_\_\_

Begründung, warum gerade diese 4 Kennlinien der Module dargestellt werden:

---



---



---



---

Überprüfen Sie bei allen Wechselrichtern mithilfe der Leistungshyperbeln, ob die von den Solarzellen maximal gelieferte Leistung vom Wechselrichter verarbeitet werden kann.

SuBo 3200 ist nicht geeignet, weil \_\_\_\_\_

Überprüfen Sie die Spannungsbereiche die an den Modulen auftreten können mit den MPP-Arbeitsbereichen der Wechselrichter.

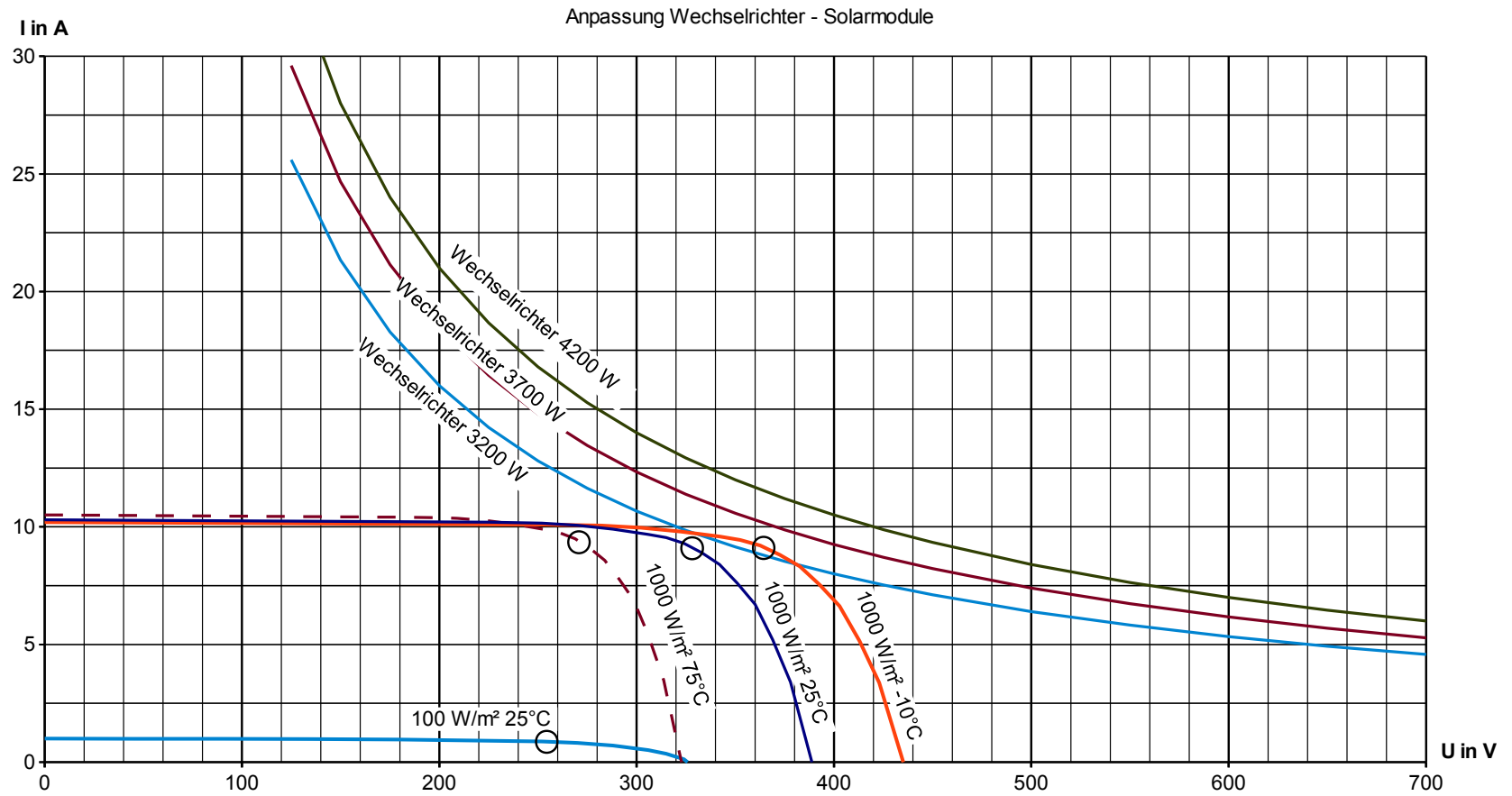
SuBo 3500 ist nicht geeignet, weil \_\_\_\_\_

Zeichnen Sie die Spannungsbereichsgrenzen in die Kennlinien ein.

Bei Einstrahlungen  $> 1000 \text{ W/m}^2$ , rechnet man mit einem bis zu 1,25-fachem Strom wie im MPP. Zeichnen Sie diese Stromgrenze ein und überprüfen Sie, ob diese bei SuBo 4000 eingehalten wird.

SuBo 4000 ist geeignet, weil \_\_\_\_\_

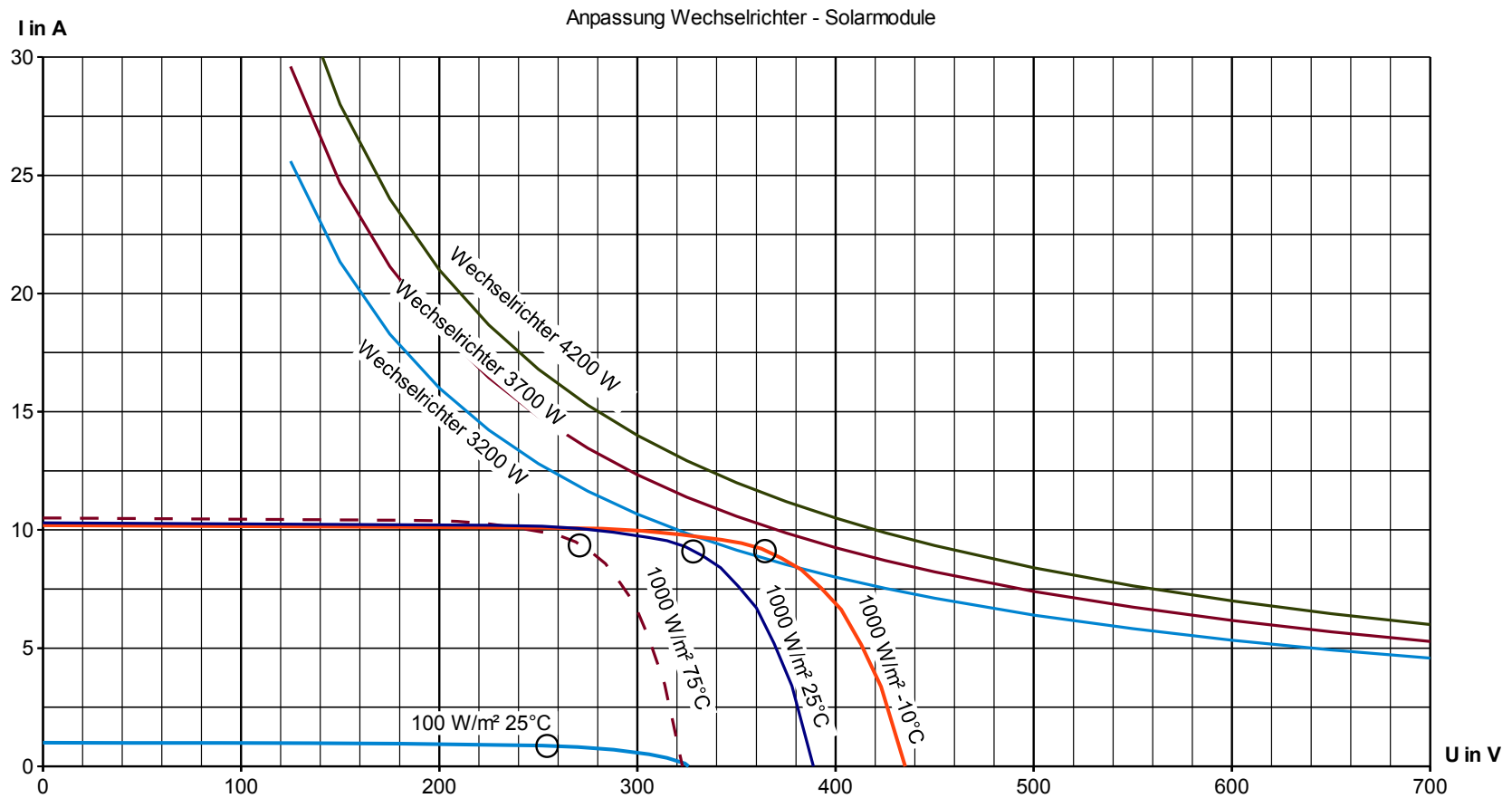
### 4.3 Anpassung des Wechselrichters an die Solarmodule mithilfe der Kennlinien



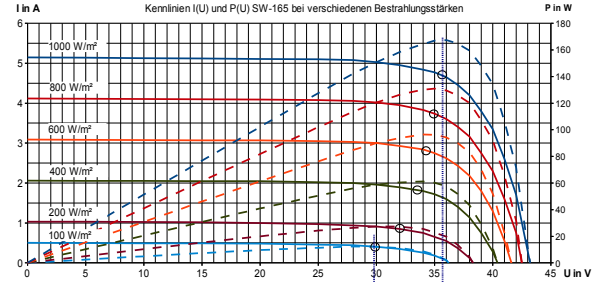
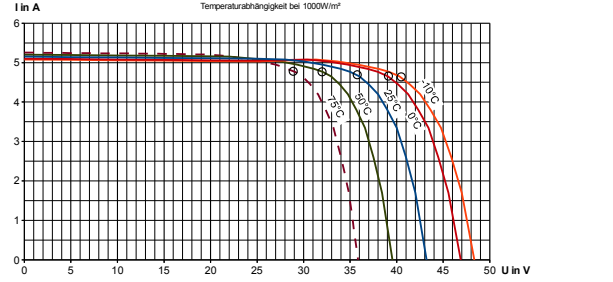
#### 4.4 Anpassung des Wechselrichters an die Solarmodule (geänderte Modulzahl)

Zeichnen Sie die sich ergebenden Modulkennlinien ein, wenn pro Strang ein Modul weniger verwendet wird. (1 Modul:  $U_{OC} = 43 \text{ V}$  /  $I_{SC} = 5,03 \text{ A}$ )

Wiederholen Sie die Überprüfungen Leistung, Spannungsbereich, Maximalstrom.



#### 4.5 Welche minimalen und maximalen elektrischen Werte können auftreten und müssen vom Wechselrichter verarbeitet werden?

Änderung der Einstrahlung	Änderung der Temperatur
	
<p>Der Strom wird maximal bei 1000 W/m<sup>2</sup>.                  Da auch Einstrahlungen größer als 1000W/m<sup>2</sup> auftreten können, legt man den Wechselrichter für einen um den Faktor 1,25 größeren Strom aus:</p>	<p>Der Strom steigt nur sehr wenig bei steigender Temperatur.</p>
$I_{WRmax} = 1,25 \cdot I_{SC@STC}$	
<p>Bei geringen Einstrahlungen (Schwachlicht) sinkt die Spannung im MPP.</p>	<p>Bei hohen Temperaturen sinkt die Spannung im MPP.</p>
<p>Der MPP-Tracker muss auch bei diesen kleineren Spannungen noch arbeiten, daher wählt man:</p>	
$U_{WR-MPPmin} = 0,8 \cdot U_{MPP@STC}$	
<p>Bei höheren Einstrahlungen als 1000 W/m<sup>2</sup> steigt die Spannung im MPP nur leicht an.</p>	<p>Bei niedrigen Temperaturen steigt die Spannung im MPP deutlich an.</p>
<p>Der MPP-Tracker muss auch bei diesen größeren Spannungen noch arbeiten, daher wählt man:</p>	
$U_{WR-MPPmax} = 1,2 \cdot U_{MPP@STC}$	
<p>Bei niedrigen Temperaturen steigt die Leerlaufspannung deutlich an.</p>	
<p>Der Wechselrichter muss auch die bei niedrigen Temperaturen auftretenden maximalen Leerlauf-Spannungen der Module verarbeiten können. Daher wählt man:</p>	
$U_{WR-max} = 1,2 \cdot U_{OC@STC}$	
<p>Bei niedrigen Temperaturen können höhere MPP-Leistungen als bei STC auftreten.</p>	
<p>Daher wählt man:</p>	
$U_{WR-max} = 1,2 \cdot U_{OC@STC}$	

Hinweis: Zur Mittagszeit entstehen an sonnigen Tagen in Deutschland Überkapazitäten an elektrischer Energie aus Photovoltaik-Anlagen. Eine von mehreren Lösungen dieses Problems wurde gesetzlich so festgelegt, dass man den Wechselrichter leistungsmäßig unterdimensioniert. Dadurch nimmt er keinen Schaden, sondern wird zu Zeiten maximaler Sonneneinstrahlung in der eingespeisten Leistung einfach begrenzt, d.h. er speist weniger ein, als die Solarmodule theoretisch anbieten. Wenn der Wechselrichter feststellt, dass die Leistung zu groß wird, arbeitet er einfach nicht im MPP und begrenzt so die Leistung auf einen Maximalwert.

#### 4.6 Faustformeln zur Anpassung des Wechselrichters an die Solarmodule

Faustformeln zur Anpassung des Wechselrichters an die Solarmodule	
$I_{WRmax} = 1,25 \cdot I_{SC@STC}$	$I_{WRmax}$ Maximaler Strom des Wechselrichters $I_{SC@STC}$ Kurzschlussstrom Solarmodule bei STC
$U_{WR-MPPmin} = 0,8 \cdot U_{MPP@STC}$	$U_{WR-MPmin}$ minimale Spannung des Wechselrichters, in der im MPP gearbeitet wird $U_{MPP@STC}$ Spannung Solarmodule im MPP bei STC
$U_{WR-MPPmax} = 1,2 \cdot U_{MPP@STC}$	$U_{WR-MPPmax}$ maximale Spannung des Wechselrichters, in der im MPP gearbeitet wird $U_{MPP@STC}$ Spannung Solarmodule im MPP bei STC
$U_{WR-max} = 1,2 \cdot U_{OC@STC}$	$U_{WR-max}$ maximale Spannung des Wechselrichters $U_{OC@STC}$ Leerlaufspannung Solarmodule bei STC
$P_{WRmax} > 1,2 \cdot P_{MPP@STC}$	$P_{WRmax}$ maximale Leistung des Wechselrichters $P_{MPP@STC}$ Leistung Solarmodule im MPP bei STC

Diese Faustformeln wendet man an, wenn man nicht die exakten Werte mithilfe der Temperaturkoeffizienten ausrechnen möchte.



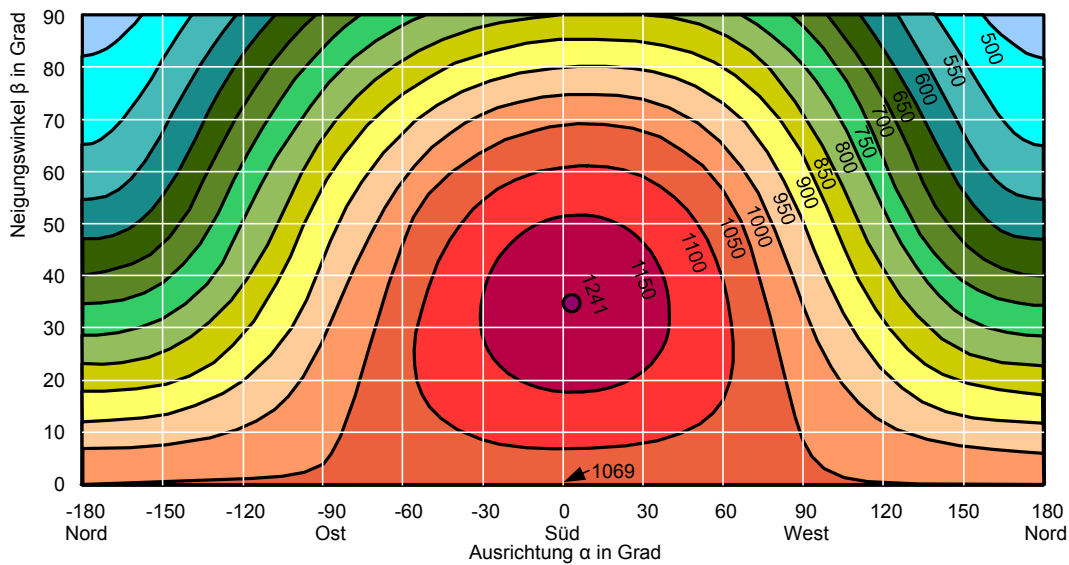
**Mittlere tägliche Globalstrahlung auf eine Fläche und Korrekturfaktoren**

Mittlere tägliche Globalstrahlung $H_h$ auf eine horizontale Fläche ( $\beta=0$ ) bei Südausrichtung												
	Karlsruhe			Berlin			Mailand			Madrid		
	$H_h$	$K_{opt}$	$\beta_{opt}$	$H_h$	$K_{opt}$	$\beta_{opt}$	$H_h$	$K_{opt}$	$\beta_{opt}$	$H_h$	$K_{opt}$	$\beta_{opt}$
Jan	0,92	1,62	64	0,64	1,73	67	1,31	1,78	66	2,07	1,72	64
Feb	1,66	1,50	59	1,28	1,52	60	2,38	1,61	60	3,15	1,53	56
Mrz	2,84	1,30	48	2,52	1,33	49	3,74	1,34	48	4,48	1,28	44
Apr	4,70	1,15	35	4,30	1,18	37	4,92	1,13	32	5,68	1,09	28
Mai	5,32	1,02	20	5,18	1,03	23	6,07	1,00	20	6,58	0,97	15
Jun	5,99	0,97	15	5,62	0,98	16	6,73	0,95	13	7,71	0,92	7
Jul	5,59	0,99	17	5,08	0,99	18	7,03	0,98	16	7,98	0,94	11
Aug	4,82	1,10	29	4,33	1,09	31	5,78	1,08	27	6,97	1,05	23
Sep	3,51	1,25	43	3,11	1,26	45	4,33	1,26	42	5,37	1,22	39
Okt	2,08	1,42	55	1,70	1,45	56	2,53	1,44	54	3,58	1,43	52
Nov	1,10	1,62	64	0,80	1,69	66	1,42	1,69	63	2,37	1,67	62
Dez	0,71	1,67	66	0,53	1,72	68	1,22	1,82	67	1,91	1,80	66
Jahr	3,28	1,17	37	2,93	1,16	37	3,96	1,18	37	4,83	1,17	35

Korrekturfaktoren $K_{\alpha,\beta}$ für Ausrichtung $\alpha$ und Neigung $\beta$ Karlsruhe															
$\alpha >$	Süd					Südwest / Südost					West / Ost				
$\beta >$	20°	37°	45°	60°	90°	20°	37°	45°	60°	90°	20°	37°	45°	60°	90°
Jan	1,53	1,81	1,89	1,98	1,83	1,37	1,54	1,59	1,62	1,41	1,00	0,98	0,95	0,88	0,63
Feb	1,37	1,56	1,62	1,65	1,47	1,25	1,37	1,39	1,37	1,14	0,98	0,95	0,92	0,85	0,61
Mrz	1,21	1,30	1,32	1,30	1,05	1,14	1,19	1,18	1,13	0,88	0,97	0,93	0,90	0,81	0,58
Apr	1,11	1,13	1,12	1,05	0,74	1,07	1,07	1,06	0,99	0,71	0,97	0,92	0,89	0,80	0,57
Mai	1,03	1,00	0,96	0,86	0,53	1,01	0,98	0,95	0,86	0,58	0,97	0,91	0,87	0,78	0,54
Jun	1,00	0,95	0,91	0,80	0,45	0,99	0,95	0,91	0,82	0,53	0,96	0,90	0,86	0,77	0,53
Jul	1,01	0,97	0,93	0,83	0,49	1,00	0,96	0,93	0,83	0,55	0,96	0,90	0,86	0,77	0,53
Aug	1,08	1,08	1,05	0,97	0,65	1,05	1,03	1,01	0,93	0,65	0,96	0,91	0,87	0,78	0,54
Sep	1,17	1,24	1,24	1,20	0,93	1,11	1,14	1,13	1,08	0,82	0,97	0,92	0,89	0,81	0,57
Okt	1,31	1,46	1,50	1,51	1,30	1,21	1,30	1,31	1,27	1,03	0,98	0,94	0,91	0,83	0,59
Nov	1,49	1,76	1,85	1,92	1,76	1,34	1,51	1,55	1,56	1,35	0,99	0,97	0,94	0,86	0,62
Dez	1,57	1,90	1,98	2,08	1,95	1,39	1,61	1,67	1,70	1,51	1,00	0,97	0,95	0,87	0,62
Jahr	1,13	1,17	1,16	1,09	0,80	1,09	1,09	1,08	1,01	0,74	0,97	0,92	0,89	0,80	0,56

$H_h$  in kWh / (m<sup>2</sup> • d) globale Einstrahlungssumme in kWh pro m<sup>2</sup> pro Tag (d) auf horizontale Fläche ( $\beta = 0^\circ$ )  
 $\beta_{opt}$  in Grad Optimaler Anstellwinkel in Grad bei Südausrichtung ( $\alpha = 0^\circ$ )  
 $K_{opt}$  Korrekturfaktor für den optimalen Einstrahlungswinkel  $\beta_{opt}$  bei Südausrichtung  
 $K_{\alpha,\beta}$  Korrekturfaktor in Abhängigkeit von Neigung  $\alpha$  und Orientierung  $\beta$

**Mittlere jährliche globale Einstrahlungssumme Standort Berlin**



Werte in  
 kWh / m<sup>2</sup> · a

$$W_{Tag} = P_{Nenn} \cdot \frac{H_h}{1 \frac{kWh}{m^2}} \cdot K_{\alpha,\beta}$$

$$W_{Jahr-ideal} = A_{PV} \cdot H_{h-Jahr} \cdot K_{\alpha,\beta} \cdot \eta_{PV}$$

$$H_{h-Jahr} = H_h \cdot 365 \cdot \frac{d}{a} \quad (d=Tag, a=Jahr)$$

$$PR = \frac{W_{Jahr-real}}{W_{Jahr-ideal}}$$

- $W_{Tag}$  Ertrag in kWh pro Tag
- $H_h$  Globalstrahlungssumme in kWh pro m<sup>2</sup> pro Tag (d) bei  $\beta = 0^\circ$
- $P_{Nenn}$  Nennleistung der Anlage in kWp bei STC; (kWp = kWpeak)
- $K_{\alpha,\beta}$  Korrekturfaktor in Abhängigkeit von Neigung  $\alpha$  und Orientierung  $\beta$
- $A_{PV}$  Fläche der Solaranlage in m<sup>2</sup>
- $H_{h-Jahr}$  Globalstrahlungssumme in kWh pro m<sup>2</sup> pro Jahr (a) bei  $\beta = 0^\circ$
- $\eta_{PV}$  Wirkungsgrad Solarmodule
- PR Performance Ratio in %
- $W_{Jahr-ideal}$  von den Solarmodulen theoretisch gelieferte Jahresarbeit in kWh (= Ertrag)
- $W_{Jahr-real}$  real ins Netz eingespeiste Jahresarbeit in kWh unter Berücksichtigung von Verschattung, Leitungsverlusten, Verschmutzung, ...

## 5 Ertragsberechnung von Photovoltaikanlagen

### 5.1 Wie berechnet man den monatlichen Ertrag eines Solarmoduls für horizontale Einstrahlung?

Beispiel Globalstrahlungswert von Karlsruhe im Mai abgelesen aus Tabelle: 5,32 kWh/(m<sup>2</sup> d)

Die Leistungs-Angaben auf dem Solarmodul beziehen sich auf eine Strahlungsstärke bei Standard-Test-Bedingungen STC von 1 kW/m<sup>2</sup> = 1000 W/m<sup>2</sup>

Bei der Berechnung "tut man nun so", als ob die Sonne  $\frac{5,32 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} = 5,32 \text{ h}$  mit "voller Leistung" (1 kW/m<sup>2</sup>) scheint und in dieser Zeit die Nennleistung des Moduls geliefert wird.

Beispiel 50 W - Modul: Tagesertrag  $W_{\text{tag}} = 50 \text{ W} \cdot 5,32 \text{ h} = 266 \text{ Wh}$

Beispiel Solaranlage mit 0,5 kW<sub>peak</sub>: Tagesertrag  $W_{\text{tag}} = 0,5 \text{ kW} \cdot 5,32 \text{ h} = 2,66 \text{ kWh}$  pro Tag

### 5.2 Monatliche Ertragsberechnung unter Berücksichtigung der Modulausrichtung

Der Ertrag ist abhängig von der Ausrichtung der Solaranlage (Ausrichtung des Dachs) und des Anstellwinkels gegenüber der Horizontalen. Diese Abhängigkeiten berücksichtigt man in Korrekturfaktoren.

Gesucht ist der durchschnittliche Monatsertrag einer 3 kW<sub>peak</sub> -Anlage im Juni, die in Karlsruhe steht. Das Dach hat eine Neigung von 60° und ist nach Osten ausgerichtet.

Globalstrahlung Karlsruhe im Juni: 5,99 kWh/m<sup>2</sup>/d,  $K_{\alpha,\beta} = 0,77$  bei 60° nach Osten

$$W_{\text{Tag}} = P_{\text{Nenn}} \cdot \frac{H_h}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} \cdot K_{\alpha,\beta} = 3 \text{ kW} \cdot \frac{5,99 \frac{\text{kWh}}{(\text{m}^2 \text{d})}}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} \cdot 0,77 = 13,84 \text{ kWh}$$

Monatsertrag =  $W_{\text{tag}} \cdot 30 = 415,2 \text{ kWh}$

### 5.3 Jährliche Ertragsberechnung

#### 5.3.1 Summe der monatlichen Ertragswerte

Summiert man die errechneten monatlichen Ertragswerte, so erhält man den Jahresertrag.

Alternativ kann man die in der Zeile „Jahr“ angegebenen Durchschnittswerte der Globalstrahlung und des zugehörigen Korrekturfaktors verwenden.

Rechnung für 3 kW<sub>peak</sub> -Anlage, Neigung 60° nach Osten

$$W_{\text{Jahr}} = 365 \cdot 3 \text{ kW} \cdot \frac{3,28 \frac{\text{kWh}}{(\text{m}^2 \text{d})}}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} \cdot 0,8 = 2873,3 \text{ kWh}$$

### 5.3.2 Alternative Berechnung über die Anlagenfläche und den Anlagenwirkungsgrad

Für eine überschlägige Berechnung des Jahresertrags ist folgende Vorgehensweise oft ausreichend: Man errechnet aus dem Durchschnittswert der globalen jährlichen Einstrahlung, der Modulfläche und dem Modulwirkungsgrad den ungefähren Jahresertrag.

Beispiel: Jahresertrag einer PV-Anlage in Berlin

Gesucht ist der Jahresertrag einer Solaranlage, die aus 12 Modulen besteht und auf einem 30° geneigten Dach in Südwestausrichtung montiert ist. Die Modulgröße beträgt 1580 mm x 810 mm, der Modulwirkungsgrad 13,3 %. Die angegebenen Korrekturfaktoren für Karlsruhe gelten ungefähr auch für Berlin.

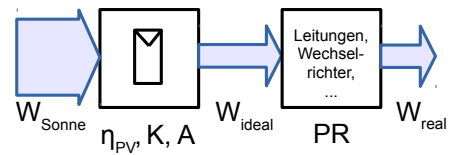
Ermitteln Sie den jährlichen Ertrag zunächst **ohne** Berücksichtigung weiterer Wirkungsgrade der Anlage (Wechselrichter, Leitungen).

$$W_{\text{Jahr-ideal}} = A_{\text{PV}} \cdot H_{\text{h-Jahr}} \cdot K_{\alpha,\beta} \cdot \eta_{\text{PV}}$$

$$W_{\text{Jahr-ideal}} = 12 \cdot 1,58 \text{ m} \cdot 0,81 \text{ m} \cdot 2,93 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}} \cdot 365 \text{ d} \cdot 1,09 \cdot 0,133 = 2381 \text{ kWh}$$

### 5.4 Anlagengüte: Performance Ratio PR

Um die Güte einer Anlage zu beschreiben, die alle weiteren Wirkungsgrade berücksichtigt, hat sich die Größe Performance Ratio PR eingebürgert. Auch Effekte wie Verschattung u.ä. werden darin berücksichtigt. Gute Anlagen besitzen einen Wert  $PR > 0,8$ .



## 5.5 Aufgabe: Projektierung und Ertragsberechnung einer Solaranlage mit Netzeinspeisung

### 5.5.1 Prinzipielles Vorgehen

- Berechnung der Anzahl der Module, die auf dem Dach untergebracht werden können
- Elektrische Verschaltung der Module zu Strängen unter Berücksichtigung der maximalen Eingangsspannungen von Wechselrichtern im MPP
- Ermittlung der Maximalleistung der Module
- Auswahl eines Wechselrichters nach den elektrischen Daten der Gesamtanlage unter Berücksichtigung der Maximalwerte von Strom und Spannung unter ungünstigsten Bedingungen
- Ertragsberechnung unter Berücksichtigung der Ausrichtung der Module und der Wirkungsgrade

### 5.5.2 Anlagendaten

Dachfläche: 5m x 9m, Ausrichtung: Südwest, Dachneigung: 45°

Den Wechselrichter wählen wir **nach** der Auswahl der Solarmodule aus. Zunächst nehmen wir an, dass der Wechselrichter bei STC im MPP mit einer Spannung im Bereich von 370 V bis 430 V arbeitet, im Leerlauf sollen bei STC maximal 500V anliegen.

Der Wirkungsgrad von Wechselrichter und Zuleitungen beträgt zusammen 95%.

Solaranlagen mit drei verschiedenen Technologien sollen gegenübergestellt werden.

Je 1/3 der Klasse arbeitet mit einer Solarmodulart. Verwenden Sie die Datenblätter 5.5.9 Trina Solar Monokristallin , 5.5.10 Canadian Solar Polykristallin , 5.5.11 Q-Cells Dünnschicht .

### 5.5.3 Modulauswahl (3 Gruppen!)

Ermitteln Sie zunächst mithilfe der Modulabmessungen die maximale Modulzahl, die Sie auf der zur Verfügung stehenden Dachfläche unterbringen. Skizzieren Sie die Anordnung.

Wählen Sie aus den Datenblättern ein Modul so aus, dass die Anzahl der in Reihe zu schaltenden Module (Strang) im Bereich der geforderten MPP-Spannung 380 V bis 430 V liegt.

Schalten Sie nun mehrere Stränge parallel, um die maximale Gesamtzahl der Module zu erreichen. Jeder Strang muss aus gleich vielen Modulen bestehen!

Wenn die Anzahl "nicht aufgeht", können Sie auch ein oder zwei Module in der Reihenschaltung pro Strang weniger verwenden.

Beispiel: Sie können 18 Module auf dem Dach unterbringen. Pro Strang könnten Sie 10 Module schalten, um auf eine Gesamtspannung von max. 430V zu kommen. Dann hätten Sie aber einen Strang mit 10 Modulen und einen Strang mit 8 Modulen! Daher wählen Sie 9 Module pro Strang, ergibt bei 2 Strängen 18 Module. Die Gesamtspannung der 9 Module eines Strangs muss aber mindestens 370 V ergeben.

### 5.5.4 Maximale Leistung in $W_{peak}$

Berechnen Sie aus der Gesamtmodulzahl die maximale Leistung der Solaranlage in  $W_{peak}$  bei STC.

### 5.5.5 Auswahl des Wechselrichters

Ermitteln Sie mithilfe der Faustformeln die auftretenden Maximalwerte von  $U$  und  $I$ .

Fertigen Sie eine Skizze mit den wichtigsten Kennlinien Ihres Moduls an.

- $1000 \text{ W/m}^2$  bei STC
- $1000 \text{ W/m}^2$  bei  $-10^\circ\text{C}$  (mit den Maximalwerten von  $U$ )
- $100 \text{ W/m}^2$  bei  $25^\circ\text{C}$  und  $1000 \text{ W/m}^2$  bei  $75^\circ\text{C}$  (mit den Minimalwerten von  $U$ )

Zeichnen Sie die Grenzen  $U_{\text{MPPmax}}$ ,  $U_{\text{MPPmin}}$ ,  $I_{\text{max}}$  als Geraden ein, die der Wechselrichter mindestens erfüllen muss.

Skizzieren Sie die "minimale" Leistungshyperbel (mit 3 Werten) ein. Der Wechselrichter muss dann für eine größere Leistung ausgelegt sein.

Wählen Sie nun einen geeigneten Wechselrichter aus. (Daten aus 4.2.1 oder bei SMA im Netz)

### 5.5.6 Vergleich der Erträge der 3 Anlagen im Monat Juli

Die Anlagendaten (Nennleistung in  $\text{kW}_{\text{peak}}$ , Modulfläche, Wirkungsgrad) der anderen Gruppen werden an der Tafel zusammengestellt.

Vergleichen Sie die Monatserträge der 3 Anlagen im Monat Juli in Karlsruhe bei Südwestausrichtung und einer Modulneigung von  $30^\circ$ .

### 5.5.7 Vergleich der Erträge einer Anlage 3 Monaten

Vergleichen Sie die Monatserträge Ihrer Anlage im Januar, Juli und Oktober bei den Modulneigungen  $30^\circ$  und der optimalen Modulneigung.

Bewerten Sie die Ergebnisse.

### 5.5.8 Jahresertrag

Berechnen Sie die Jahreserträge Ihrer Anlage über den Jahresdurchschnittswert bei den Modulneigungen  $30^\circ$  und der optimalen Modulneigung. Zur Berechnung des Anlagenwirkungsgrads berücksichtigen Sie bitte den Modulwirkungsgrad Ihrer Anlage und den Wirkungsgrad von Wechselrichter und Zuleitungen, der zusammen 95% beträgt.

### 5.5.9 Trina Solar Monokristallin

ELEKTRISCHE KENNWERTE							
Typ	TSM-DC01	165	170	175	180	185	
max. Leistung	$P_{MPP}$	Pm(W)	165	170	175	180	185
Leistungstoleranz		(%)	±3	±3	±3	±3	±3
max. Spannung	$U_{MPP}$	Vm(V)	35.6	35.8	36.2	36.8	37.5
max. Strom	$I_{MPP}$	Im(A)	4.65	4.76	4.85	4.90	4.95
Leerlaufspannung		Voc(V)	43.2	43.6	43.9	44.2	44.5
Kurzschlussstrom		Isc(A)	5.20	5.25	5.30	5.35	5.40
max. Systemspannung		(VDC)	1000				
Zellwirkungsgrad		$\eta_c$ (%)	15.4	15.9	16.4	16.8	17.3
Modulwirkungsgrad		$\eta_m$ (%)	12.9	13.3	13.7	14.1	14.5
Anzahl, Typ und Anordnung der Zellen		72 Stk. monokristallines Silizium (6x12)					
Zellgröße		125mm x 125mm					
Anzahl Bypassdioden		(pcs.)	3				
max. Sicherungsstrom		(A)	9				
Pm Temperaturkoeffizient		(%/°C)	- 0.45				
Isc Temperaturkoeffizient		(%/°C)	0.05				
Voc Temperaturkoeffizient		(%/°C)	- 0.35				
NOCT- Nennwert Zellenbetriebstemperatur		(°C)	47±2				
Abmessungen	A*B*C	1581x809x40 (mm)					
Gewicht		15.6 kg					

**\*Standard Test Bedingungen STC** (1000W/m<sup>2</sup>; 1.5 AM and 25°C Zelltemperatur)

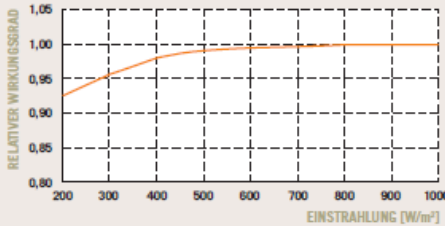
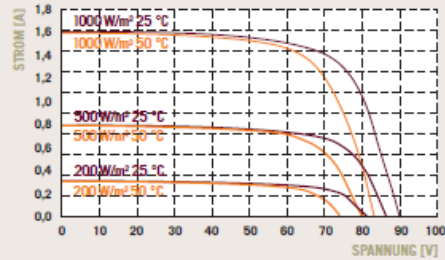
### 5.5.10 Canadian Solar Polykristallin

Elektrische Daten		CS6P-220P	CS6P-225P	CS6P-230P	CS6P-235P	CS6P-240P	CS6P-245P	CS6P-250P
Maximale Nennleistung unter STC (Pmax)		220W	225W	230W	235W	240W	245W	250W
Optimale Betriebsspannung (Vmp)		29,2V	29,4V	29,6V	29,8V	29,9V	30,0V	30,1V
Optimaler Betriebsstrom (Imp)		7,53A	7,65A	7,78A	7,90A	8,03A	8,17A	8,30A
Leerlaufspannung (Voc)		36,6V	36,7V	36,8V	36,9V	37,0V	37,1V	37,2V
Kurzschlussstrom (Isc)		8,09A	8,19A	8,34A	8,46A	8,59A	8,74A	8,87A
Betriebstemperatur		-40°C~+85°C						
Maximale Systemspannung		1000V (IEC) /600V (UL)						
Maximaler Bemessungsstrom		15A						
Temperature Coefficient	Pmax	-0.45%/°C						
	Voc	-0.35%/°C						
	Isc	0.060%/°C						
	NOCT	45°C						

### Mechanische Daten

Zellentyp	Polykristallin
Zellenanordnung	60 (6x10)
Abmessungen	1638 x 982 x 40 mm (64,5 x 38,7 x 1,57 in)
Gewicht	20 kg (44,1 lbs)
Frontabdeckung	gehärtetes Glas

### 5.5.11 Q-Cells Dünnschicht

ELEKTRISCHE KENNGRÖSSEN											
<b>M</b>	NENNWERTE BEI STANDARD TESTBEDINGUNGEN (STC: 1000 W/m <sup>2</sup> , 25 °C, AM 1,5 SPEKTRUM) <sup>1</sup>										
Fo	LEISTUNGSKLASSE			90	95	100	105	110			
Ge	Modulwirkungsgrad	$\eta$	[%]	9,6	10,1	10,6	11,2	11,7			
Frc	Nennleistung (+5/-0 Wp)	$P_{MAX}$	[W]	90,0	95,0	100,0	105,0	110,0			
Rü	Kurzschlussstrom	$I_{SC}$	[A]	1,63	1,63	1,63	1,63	1,65			
Ra	Leerlaufspannung	$V_{OC}$	[V]	90,1	90,7	91,8	93,1	94,7			
Ze	Strom bei max. Leistung	$I_{MPP}$	[A]	1,38	1,42	1,44	1,47	1,49			
An	Spannung bei max. Leistung	$V_{MPP}$	[V]	65,2	66,9	69,4	71,5	73,8			
Ka	NENNWERTE BEI NENNBETRIEBS-ZELLETEMPERATUR (NOCT: 800 W/m <sup>2</sup> , 51 ± 2 °C, AM 1,5 SPEKTRUM)										
Ka	LEISTUNGSKLASSE			90	95	100	105	110			
Ste	Nennleistung	$P_{MAX}$	[W]	65,1	68,8	72,4	76,0	79,6			
	Kurzschlussstrom	$I_{SC}$	[A]	1,30	1,30	1,30	1,30	1,32			
	Leerlaufspannung	$V_{OC}$	[V]	81,9	82,4	83,4	84,6	86,1			
	Strom bei max. Leistung	$I_{MPP}$	[A]	1,10	1,13	1,15	1,17	1,19			
	Spannung bei max. Leistung	$V_{MPP}$	[V]	59,1	60,7	62,9	64,8	66,9			
SCHWACHLICHTVERHALTEN				KENNLINIEN BEI VERSCHIEDENEN TEMPERATUREN UND BESTRAHLUNGSSTÄRKEN							
 <p>Die typische relative Änderung des Modulwirkungsgrades bei einer Einstrahlung von 200 W/m<sup>2</sup> im Verhältnis zu 1000 W/m<sup>2</sup> beträgt -7 % (gemessen bei 25 °C, AM 1,5 Spektrum).</p>											
TEMPERATURKOEFFIZIENTEN (BEI 1000 W/m <sup>2</sup> , AM 1,5 SPEKTRUM)											
Temperaturkoeffizient $I_{SC}$		$\alpha$	[%/K]	- 0,01 ± 0,04		Temperaturkoeffizient $V_{OC}$		$\beta$	[%/K]	- 0,30 ± 0,04	
Temperaturkoeffizient $P_{MAX}$		$\gamma$	[%/K]	- 0,38 ± 0,04							
<sup>1)</sup> Die Leistungsklassen bezogen auf gemessenen $P_{MAX}$ unter STC sind durch positive Sortierung (+5W/-0W) definiert, wobei die Messtoleranz ±3 % beträgt. $I_{SC}$ , $V_{OC}$ , $I_{MPP}$ , $V_{MPP}$ sind Nennwerte mit einer Toleranz von ±10 %. Zur gültigen STC-Leistungbestimmung muss das Modul mit einer Lichtbehandlung (1 Stunde bei 1000 W/m <sup>2</sup> , offene Klemmspannung) und anschließender Abkühlphase auf 25 °C vorbehandelt werden.											

## 5.6 PV-Anlage mit Speicher

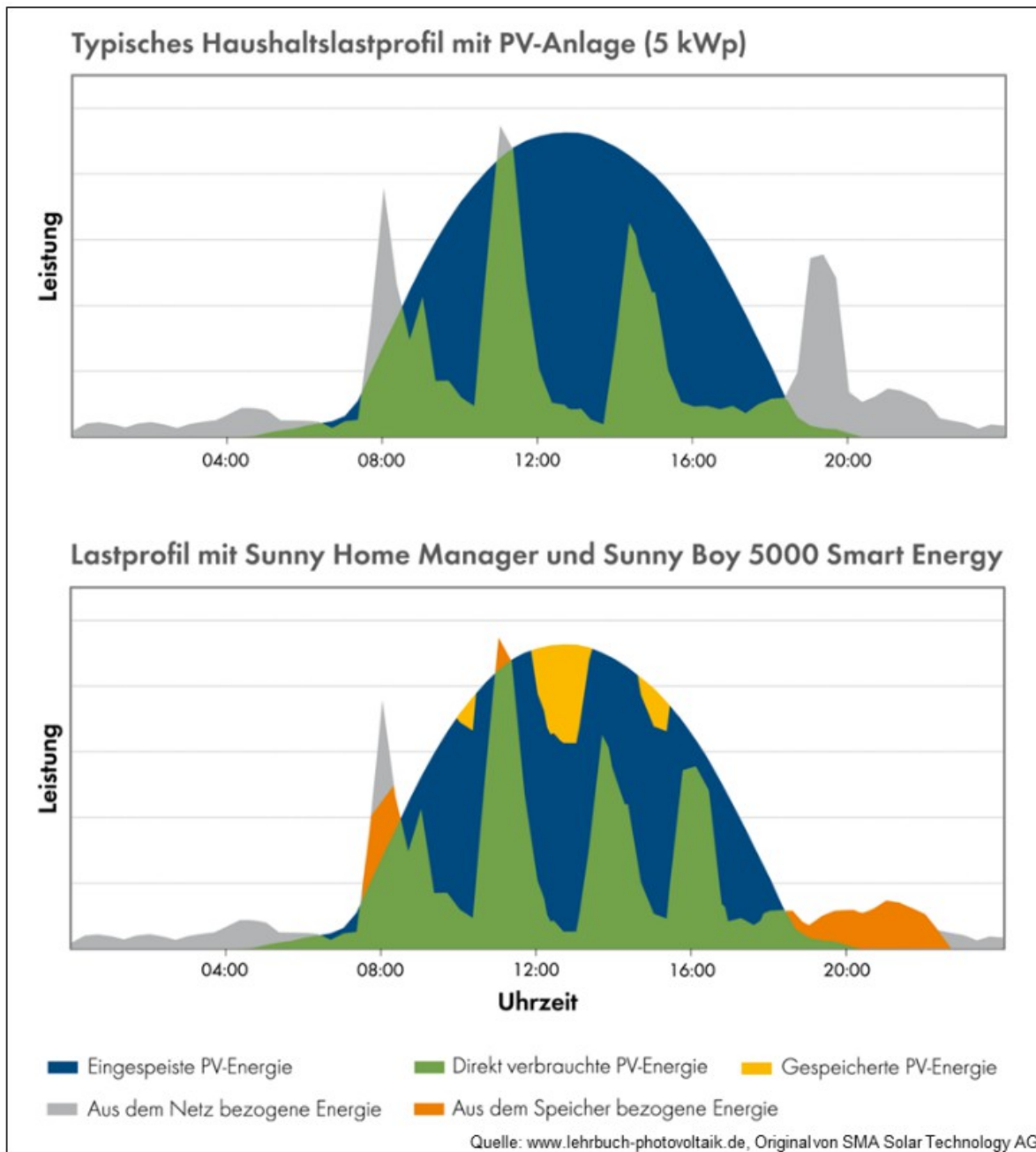


Abbildung 5.1: Erhöhung der Eigenverbrauchsquote durch Einsatz eines Energiemanagementsystems sowie eines Wechselrichters mit integriertem Akku: Das untere Bild zeigt einen deutlich reduzierten Netzbezug. Quelle SMA Solar Technology AG