

# 1 Kennlinien eines Solarmoduls

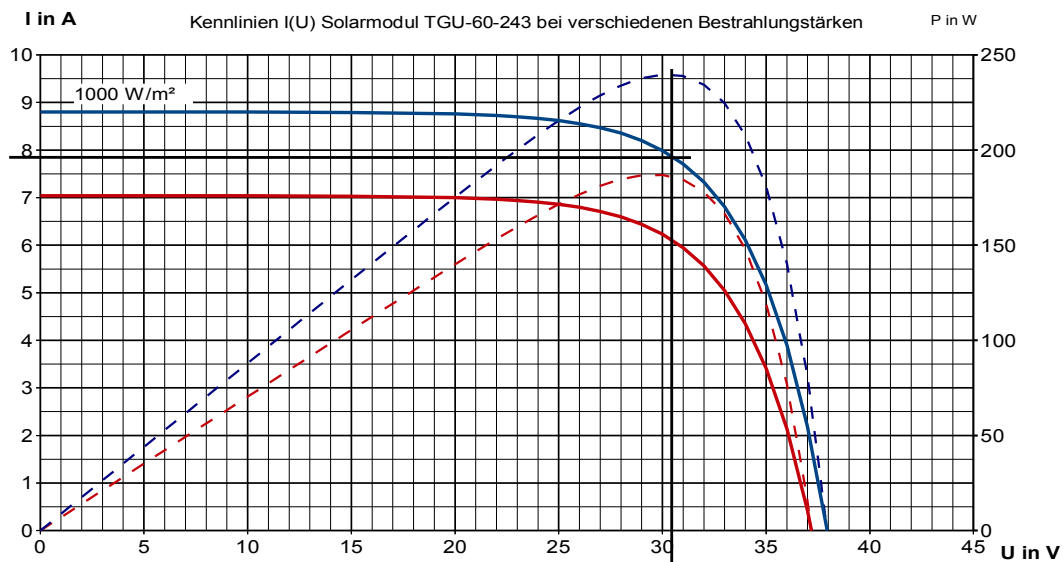
## 1.1 Kurzschlussstrom $I_{SC}$ , Leerlaufspannung $U_{OC}$ , Kennwerte im MPP $I_{MPP}$ , $U_{MPP}$ , $P_{MPP}$

$I_{SC} = 8,8 \text{ A}$ , abgelesen am Schnittpunkt I-Achse

$U_{OC} = 38 \text{ V}$ , abgelesen am Schnittpunkt U-Achse

MPP bei maximaler Leistung -> Ablesung siehe Kennlinie unten

$P_{MPP} = 240 \text{ W}$ ,  $U_{MPP} = 30,5 \text{ V}$ ,  $I_{MPP} = 7,8 \text{ A}$



## 1.2 P(U)-Kennlinie aus der I(U)-Kennlinie bestimmen:

Bei verschiedenen Stellen der Kennlinie, insbesondere in der "Krümmung", U und I-Werte ablesen und  $P=U \cdot I$  berechnen. P an der entsprechenden Stelle einzeichnen.

## 1.3 Bestrahlungsstärke der unteren Kennlinie I(U):

Der Strom ist nahezu linear abhängig von der Bestrahlungsstärke.

$I_{SC-1000W/m^2} = 8,8 \text{ A} \rightarrow 0,88 \text{ A pro } 100 \text{ W/m}^2 \rightarrow \text{an unbekannter Kennlinie } I_{SC} = 7 \text{ A}$

$\rightarrow 7 \text{ A} / 0,88 \text{ A} = 8 \rightarrow E = 100 \text{ W/m}^2 \cdot 8 = 800 \text{ W/m}^2$

## 1.4 Ein Modul besteht aus 60 Zellen:

An jeder Zelle liegt eine Spannung von ca.  $0,6 \text{ V}$  an  $\rightarrow 38 \text{ V} / 0,6 \text{ V} = 63$ .

Anmerkung: Diese Modul besteht aus 60 Zellen (Anordnung  $6 \cdot 10$ ).

## 1.5 Bei einer Solarzelle dieses Moduls:

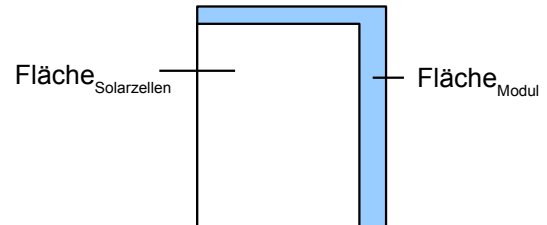
Aus 1.3:  $0,88 \text{ A pro } 100 \text{ W/m}^2$ .  $I_{SC} = 0,88 \text{ A} \cdot 2 = 1,76 \text{ A}$ .

$U_{OC} = 0,6 \text{ V}$  (ungefähr) wie bei jeder Solarzelle.  $U_{OC}$  ändert sich nur leicht mit der Bestrahlungsstärke.

1.6 Auf dem Solarmodul gibt es zwischen den Solarzellen und am Modulrand solarzellenfreie Flächen. Dadurch ist die (durch die Sonne) auf die Modulfläche zugeführte Energiemenge  $W_{zuModul}$  größer als die Energiemenge  $W_{zuSolarzellen}$ , die auf die (kleinere) Fläche der 60 Solarzellen einstrahlt.

Zellwirkungsgrad, wenn eine der 60 Zellen 156 x 156 mm groß und der Modulwirkungsgrad mit 15,2 % bei einer Modulgröße von 1640 mm x 1000 mm angegeben wird. Verbindungen und Leitungen auf dem Modul verschlechtern den Modulwirkungsgrad um 0,2%.

Ansatz:  $\frac{W_{zuModul}}{Fläche_{Modul}} = \dots$



Fläche Modul:  $1,64 \text{ m} \times 1 \text{ m} = 1,64 \text{ m}^2$

Fläche 60 Solarzellen:  $60 \times 0,156 \text{ m} \times 0,156 \text{ m} = 1,46 \text{ m}^2$

$15,2\% + 0,2\% = 15,4\%$

$$\frac{W_{zuModul}}{Fläche_{Modul}} = \frac{W_{zuSolarzellen}}{Fläche_{Solarzellen}}$$

$$\eta_{Modul} = \frac{W_{abModul}}{W_{zuModul}} \quad \text{und} \quad \eta_{Solarzellen} = \frac{W_{abSolarzellen}}{W_{zuSolarzellen}}$$

$$\eta_{Modul} \cdot W_{zuModul} = W_{abModul} = W_{abSolarzellen} = \eta_{Solarzellen} \cdot W_{zuSolarzellen}$$

$$\eta_{Solarzellen} \cdot \eta_{Modul} \cdot \frac{W_{zuModul}}{W_{zuSolarzellen}} = 15,4 \cdot \frac{1,64 \text{ m}^2}{1,46 \text{ m}^2} = 17,5$$

## 2 Projektierung einer Solaranlage

2.1 Maximal 16 Module können sinnvoll elektrisch verschalten werden:

$$5 / 1,64 = 3 \text{ und } 6 / 1 = 6$$

Auf der Fläche kann man 3 mal 6 = 18 Module unterbringen.

$240 \text{ V} / 30,4 \text{ V} = 7,9$ . Man muss mindestens 8 Module in Reihe schalten.

$310 \text{ V} / 37,9 \text{ V} = 8,2$ . Man darf aber auch maximal 8 Module in Reihe schalten.

Anzahl Module, die maximal auf dem Dach untergebracht werden:

-> 2 Strings mit je 8 Modulen, insgesamt 16 Module.

Platz von 2 Modulen bleibt auf dem Dach frei.

2.2 Gesamtspannung der Anlage im Leerlauf und im MPP

Gesamtstrom im Kurzschluss und im MPP

I(U)-Kennlinie der Gesamtanlage 3 Seiten weiter hinten

Anlagenwerte:

$$U_{OC} = 8 \cdot 37,9 \text{ V} = 303,2 \text{ V}$$

$$U_{MPP} = 8 \cdot 30,4 \text{ V} = 243,2 \text{ V}$$

$$I_{SC} = 2 \cdot 8,8 \text{ A} = 17,6 \text{ A}$$

$$I_{MPP} = 2 \cdot 8 \text{ A} = 16 \text{ A}$$

Zur Kontrolle ist punktiert die P(U)-Kennlinie bei  $1000 \text{ W/m}^2$  eingezeichnet.

2.3 Spannungen im Leerlauf und im MPP bei  $+75^\circ\text{C}$  und  $-10^\circ\text{C}$ .

Kennlinien bei  $+75^\circ\text{C}$  und  $-10^\circ\text{C}$  drei Seiten weiter hinten.

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

$$U_{OC}(-10^\circ\text{C}) = 303,2 \text{ V} \cdot (1 - 0,0037/\text{k} \cdot (-35\text{K})) = 303,2 \text{ V} \cdot 1,1295 = 342,5 \text{ V}$$

$$U_{MPP}(-10^\circ\text{C}) = 243,2 \text{ V} \cdot 1,1295 = 274,7 \text{ V}$$

$$+75^\circ\text{C}: \Delta T = +75^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 50\text{K}$$

$$U_{OC}(+75^\circ\text{C}) = 303,2 \text{ V} \cdot (1 - 0,0037/\text{k} \cdot (50\text{K})) = 303,2 \text{ V} \cdot 0,815 = 247,1 \text{ V}$$

$$U_{MPP}(+75^\circ\text{C}) = 243,2 \text{ V} \cdot 0,815 = 198,2 \text{ V}$$

- 2.4 Kennlinie bei STC und Schwachlicht von  $100 \text{ W/m}^2$  zwei Seiten weiter.  
Kennlinie  $1000 \text{ W/m}^2$  nach unten verschieben bis  $I_{SC}$  auf  $1/10$  gesunken ist.

Bei Einstrahlungen größer als  $1000 \text{ W/m}^2$  kann der 1,25-fache Kurzschlussstrom von  $I_{STC}$  auftreten.

- 2.5 waagerechte Linien der Grenzwerte, die der Wechselrichter erfüllen muss:  $U_{MPP-min}$ ,  $U_{MPP-max}$ ,  $U_{OC-max}$ ,  $I_{max}$  eingezeichnet: Lösung siehe ausgefülltes Arbeitsblatt:  
(Anmerkung: Da bei  $-10^\circ\text{C}$  sich die  $I(U)$ -Kennlinie und die Wechselrichter kennlinie schneiden, wird die Anlage nicht im MPP betrieben, sondern bei ca.  $295 \text{ V}$ . An dieser Stelle ist ein gestrichelter Kreis gezeichnet. Diese Spannung muss daher auch zum MPP-Arbeitsbereich gehören. Muss man so nicht wissen;-)

- 2.6 Leistung, für die der Wechselrichter ausgelegt sein sollte:

$$P_{MPPmax} = 16 \text{ A} \cdot 274,7 \text{ V} = 4395 \text{ W (bei } -10^\circ\text{C)}$$

Der Wechselrichter sollte für  $4400 \text{ W}$  ausgelegt sein.

Es wird ein Wechselrichter mit der gegebenen Leistungshyperbel verwendet. Wenn bei niedriger Temperatur und großer Strahlungsleistung die Anlage mehr als  $4200 \text{ W}$  abgeben möchte, wird die Leistung durch den Wechselrichter begrenzt: Die Anlage wird nicht mehr im MPP betrieben.

- 2.7 Erklärung, wie man aus der Leistungshyperbel die Leistung des Wechselrichters abliest:

Bei der Leistungshyperbel gilt:  $P = U \cdot I = \text{Konst.}$  Also beliebiges Wertepaar von  $U$  und  $I$ , das auf der Leistungshyperbel liegt ablesen und  $U$  und  $I$  miteinander multiplizieren.

- 2.8 Die Kennlinien  $P(U)$  der Solaranlage und die Leistungshyperbel des Wechselrichters dürfen sich schneiden, denn:

Die Kennlinien sind zwar im gleichen Diagramm gezeichnet, beziehen sich aber auf ganz unterschiedliche Achsen:  $I(U)$ -Leistungshyperbel auf die Achsen  $I$  und  $U$ ,  $P(U)$ -Kennlinie der Solaranlage auf die Achsen  $P$  und  $U$ . Die Schnittpunkte der Kennlinien sind also rein zufällig maßstabsbedingt und haben keinerlei praktische Aussage.

- 2.9 Monaterträge der Anlage im Dezember und im Juni sowie den Jahresertrag:

$$P_{\text{Nenn\_Anlage}} = 243,2 \text{ V} \cdot 16 \text{ A} = 3891 \text{ W} ; P_{\text{Nenn\_abgegeben}} = P_{\text{Nenn\_Anlage}} \cdot \eta = 3619 \text{ W}$$

abgelesen: Dezember:  $H_h = 0,7$ ,  $K_{\text{Ausrichtung}} = 1,49$ ,  $K_{\text{Temperatur}} = 1,02 \rightarrow W_{\text{Monat}} = 119 \text{ kWh}$

abgelesen: Juni:  $H_h = 5,61$ ,  $K_{\text{Ausrichtung}} = 0,81$ ,  $K_{\text{Temperatur}} = 0,87 \rightarrow W_{\text{Monat}} = 431 \text{ kWh}$

abgelesen: Jahr:  $H_h = 3,28$ ,  $K_{\text{Ausrichtung}} = 1,21$ ,  $K_{\text{Temperatur}} = 1$ ,  $\eta_{\text{Anlage}} = \eta_{\text{Modul}} \cdot \eta_{\text{WR}} = 0,152 \cdot 0,93$

$$W_{\text{Tag}} = P_{\text{Nenn}} \cdot \frac{H_h}{1 \text{ kW/m}^2} \cdot K_{\text{Ausrichtung}} \cdot K_{\text{Temperatur}} ; W_{\text{Monat}} = \text{Tage} \cdot W_{\text{Tag}}$$

$$W_{\text{Jahr}} = A_{\text{PV}} \cdot H_{h\text{-Jahr}} \cdot K \cdot \eta_{\text{PV}} = 1,64 \frac{\text{m}^2}{\text{Modul}} \cdot 16 \text{ Module} \cdot 2,28 \frac{\text{kWh}}{(\text{m}^2 \cdot \text{d})} \cdot 365 \text{ d} \cdot 1,21 \cdot 0,152 \cdot 0,93$$

$$W_{\text{Jahr}} = 3735 \text{ kWh}$$

- 2.10 Optimierung der Erträge entweder für die Sommer- oder die Wintermonate:

Sommer: flache Anstellwinkel  $15\text{-}20^\circ$ , siehe  $\text{Iopt}$ , Winter: steile Anstellwinkel  $60^\circ$   
-> diese Anlage liefert im Winter optimale Erträge (noch besser, wenn sie nach Süden ausgerichtet wäre)

### 3 Wechselrichter

#### 3.1 5 dieser 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.

#### 3.2 Begriff und Funktionsweise des MPP-Trackings.

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.

3.3 Leitende Transistoren bei der positiven und negativen Halbwelle der Wechselspannung und Wege der fließenden Ströme:

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.

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.

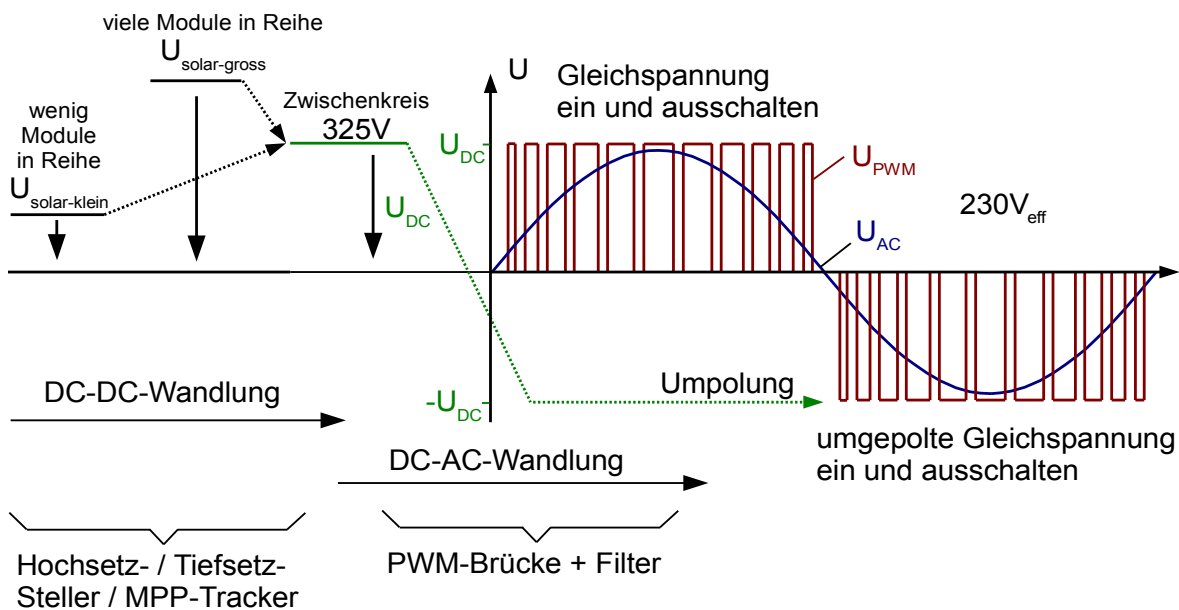
aktive Stromkreise:

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

aktive Stromkreise:

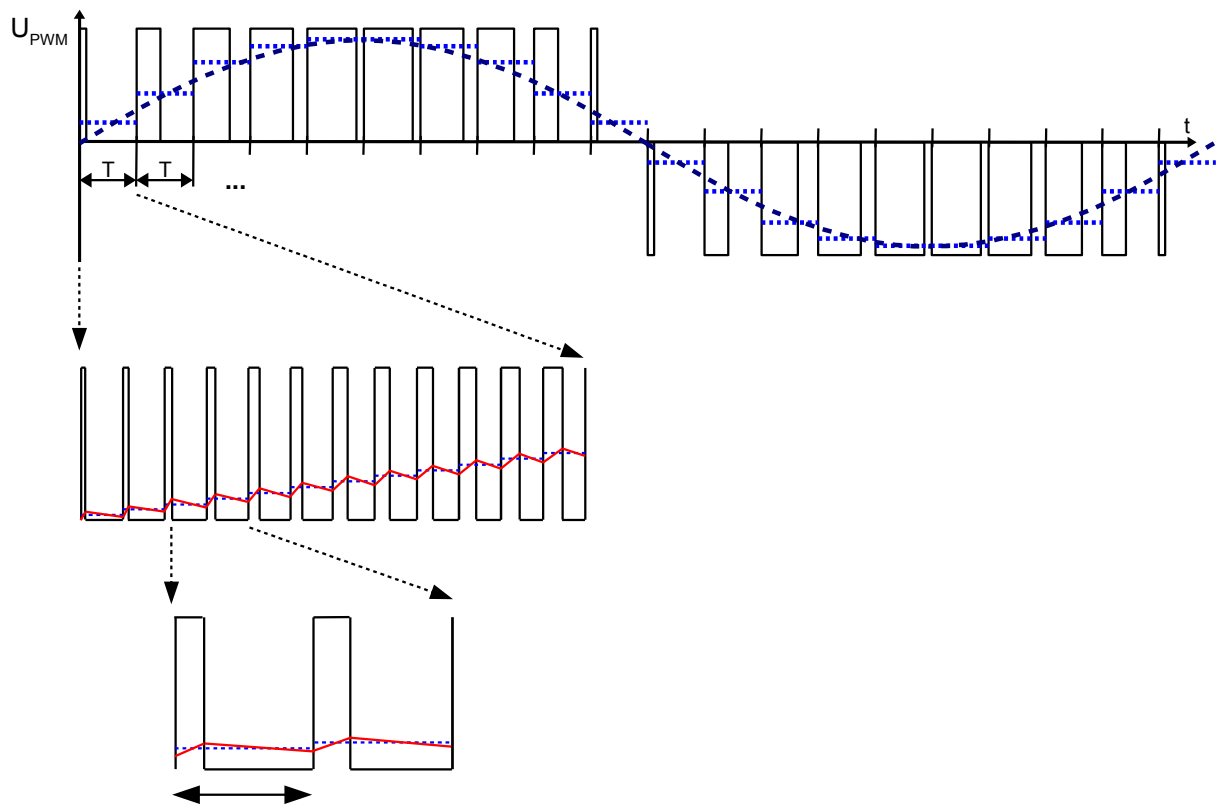
$U_{PWM} = -U_{DC}$ :  
 $U_{DC+} \rightarrow T3 \rightarrow L2 \rightarrow \text{Netz} \rightarrow L1 \rightarrow T2 \rightarrow$   
 $U_{DC-}$  bei  $U_{PWM} = 0$ :  
 $L2 \rightarrow \text{Netz} \rightarrow L1 \rightarrow T2 \rightarrow \text{Diode4} \rightarrow L2$

3.4 Beschriftung und Erklärung der Abbildung:



Der Hochsetzsteller oder Tiefsetzsteller wandelt die Solarmodul-Gleichspannung in die Zwischenkreis-Gleichspannung von ca. 325 V um ( $U_{DC}$ ). Die Transistoren der PWM-Brücke schalten diese Gleichspannung ein und aus und erzeugen die positive und negative Rechteckspannung  $U_{PWM}$ , dessen Tastgrad sich ändert. In den Spulen entstehen dadurch fast sinusförmige Ströme, die durch den Kondensator weiter geglättet werden.

### 3.5 Erklärung der folgenden Diagramme:



Die Transistoren der PWM-Brücke erzeugen aus der Zwischenkreisspannung die Spannung  $U_{\text{PWM}}$ . Der Tastgrad dieser Rechteckspannung ändert sich so, dass der Mittelwert des Stromes durch die Spulen einen fast sinusförmigen Verlauf besitzt. Dadurch ist auch der Spannungsverlauf  $U_{\text{AC}}$  am Kondensator praktisch sinusförmig.

Das oberste Bild zeigt nur eine sehr grobe Näherung. In Wirklichkeit ist die Periodendauer des PWM-Signal viel kleiner (mittleres Bild), so dass sich die Spannung nicht in Stufen, sondern annähernd sinusförmig ändert.

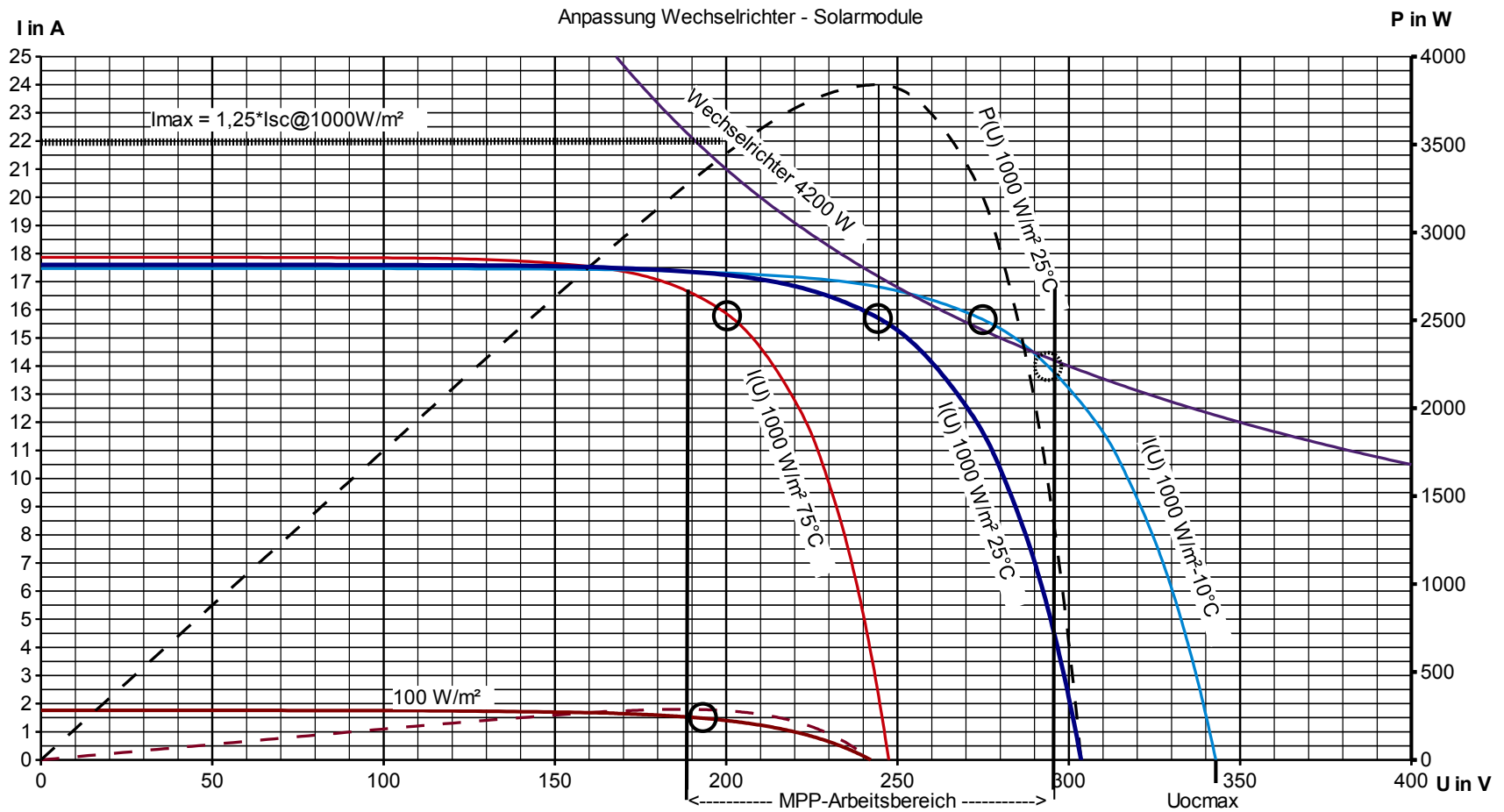
### 3.6 Blindleistungskompensation und Entstehung der Blindleistung:

Blindleistung entsteht in induktiven oder kapazitiven Verbrauchern, weil diese wie ein große Kondensatoren oder eine große Spule wirken. Sie speichern Energie im elektrischen oder magnetischen Feld. Diese muss durch das Netz dauern hin- und zurück transportiert werden, ohne dass diese Energie etwas bewirkt. Besser ist es, wenn diese kurzzeitig benötigte Energie (die ja anschließend wieder abgegeben wird) möglichst in der Nähe des Verbrauchers erzeugt und wieder aufgenommen wird. Man spricht von Blindleistungskompensation. Induktive Verbraucher muss man kapazitiv kompensieren, Kapazitäten (wie z.B. Erdkabel) muss man induktiv kompensieren.

Beispiel: Bei der Kompensation von Offshore-Seekabeln wird die kapazitive Blindleistung von Spulen geliefert. Die Blindleistung pendelt zwischen Kabel und Kompensations-Spulen hin- und her und muss nicht von den Windrädern bereitgestellt werden.

Arbeitsblatt:

| Anlagendaten     |                       | STC (Aufg 2.2) | -10° C (Aufg 2.3) | +75° C (Aufg 2.3) |
|------------------|-----------------------|----------------|-------------------|-------------------|
| Kurzschlussstrom | I <sub>sc</sub> in A  | 17,6 A         | 17,6 A            | 17,6 A            |
| Leerlaufspannung | U <sub>oc</sub> in V  | 303,2 V        | 342,5 V           | 247,1 V           |
| Strom im MPP     | I <sub>MPP</sub> in A | 16 A           | 16 A              | 16 A              |
| Spannung im MPP  | U <sub>MPP</sub> in V | 243,2 V        | 274,7 V           | 198,2 V           |





## 4 Kennlinien

- 4.1 I / U-Wertepaare aus I(U)-Kennlinie ablesen, Werte multiplizieren und P / U-Wertepaare eintragen, Punkte verbinden. Besonders viele Wertepaare im I(U)-Kennlinienknick verwenden, da dort der MPP ist.
- 4.2  $I_{SC}$  beträgt 1/10 → Einstrahlung 1/10 → 100 W/m<sup>2</sup>
- 4.3 Abgelesen  $I_{SC} = 10,6 \text{ A}$   $U_{OC} = 358 \text{ V}$   $I_{MPP} = 9,4 \text{ A}$ ,  $U_{MPP} = 288 \text{ V}$ ,  $P_{MPP} = 2700 \text{ W}$
- 4.4  $I_{SC\text{-Anlage}} / I_{SC\text{-Modul}} = 2$  Stränge  
 $U_{OC\text{-Anlage}} / U_{OC\text{-Modul}} = 9$  Module in Reihe pro Strang  
 $2 * 9 = 18$  Module (Probe: 2700 W / 18 Module = 150 W/Modul → richtig)
- 4.5  $U_{MPP\text{-Modul}} / U_{1\text{Zelle}} = \text{Anzahl-Zellen} = 32 \text{ V} / 0,666 \text{ V} = 48$  Zellen in Reihe geschaltet.
- 4.6 Modulfläche > (Zellenzahl \* Zellenfläche) → Zwischenräume zwischen den Zellen und Modulrahmen → Erzeugen keine Energie → Modulwirkungsgrad < Zellwirkungsgrad

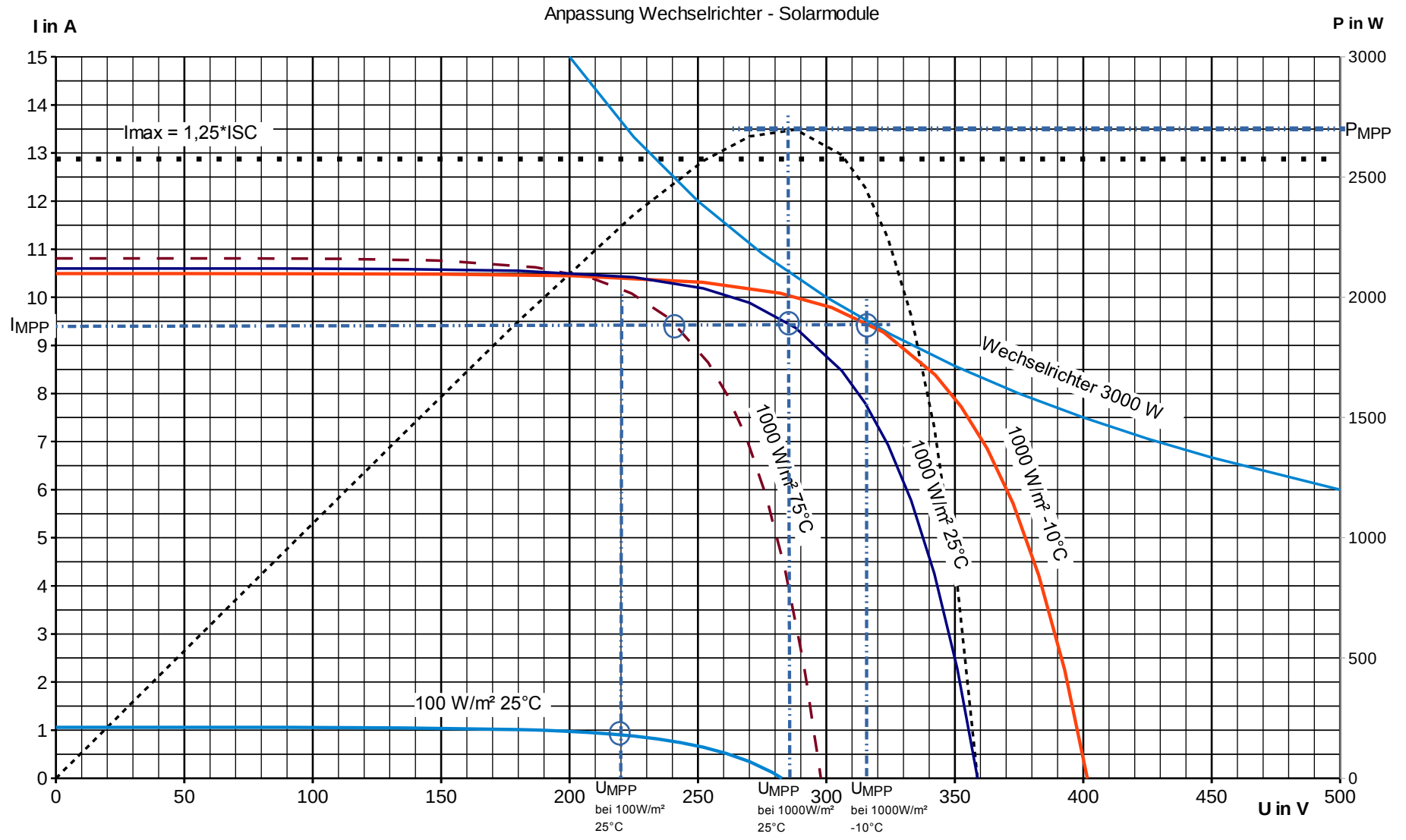
## 5 Projektierung Solaranlage und Ertragsberechnung

- 5.1 Siehe Diagramm nächste Seite
- 5.2 Siehe Diagramm nächste Seite
- 5.3 Bei 1000 W/m<sup>2</sup> und -10°C:  $U_{MPP} * I_{MPP} = 315 \text{ V} * 9,5 \text{ A} = 3000 \text{ W}$   
→ Hyperbel geht durch den MPP, 2 weitere Punkte auf der Hyperbel ermitteln,  
z.B. bei 250 V und 400 V →  $I = 3000 \text{ W} / 250 \text{ V}$  und  $I = 3000 \text{ W} / 400 \text{ V}$   
→ mithilfe dieser 3 Punkte lässt sich die Hyperbel einzeichnen
- 5.4

## 6 Wechselrichter

- 6.1
- 6.2
- 6.3
- 6.4
- 6.5

Arbeitsblatt:



## 7 PV-Anlage: Einstrahlung-Ertrag-Wirkungsgrad

- 7.1 294 kWh
- 7.2 280 W
- 7.3 52,5 kWh
- 7.4 0,357m<sup>2</sup>
- 7.5 7,14 m<sup>2</sup>
- 7.6 71,4 %

## 8 Photovoltaik

| Gebäude →  | Nr 1:                           | Nr 2:                           | Nr 3:                           |
|--|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Ausrichtung des Gebäudes                           | 0°                              | 0°                              | -75°                            |
| Neigungswinkel des Daches                          | 8°                              | 20°                             | 30°                             |
| Abgelesene Werte der jährlichen Einstrahlungssumme | 1050 kWh/<br>(m <sup>2</sup> a) | 1150 kWh/<br>(m <sup>2</sup> a) | 1000 kWh/<br>(m <sup>2</sup> a) |

Gebäude 2 ist am besten geeignet.

- 8.2 Ein größerer Korrekturfaktor bedeutet nicht, dass die Einstrahlungssumme in diesem Monat größer ist. (Die Einstrahlungssumme  $H_h$  auf die ebene Fläche ist natürlich im Juni viel größer als im November.) Die Korrekturfaktoren geben nur den Mehrertrag ( $k > 1$ ) an, den die Ausrichtung der Solarmodule gegen über der Einstrahlung auf die ebene Fläche erbringt. Im Juni bringt eine Neigung der Solarzellen nichts (Korrekturfaktor max 1), im November steht die Sonne sehr tief, daher ergibt sich z.B. der deutlichste Mehrertrag durch einen Neigungswinkel von ca. 60°.

8.3 Tagesbedarf:  $\frac{432 \text{ kWh}}{31 \text{ d}} = 13,9 \frac{\text{kWh}}{\text{d}}$

8.4 
$$W_{\text{Tag}} = P_{\text{Nenn}} \cdot \frac{H_h}{1 \text{ kW/m}^2} \cdot K_{\alpha,\beta} \rightarrow P_{\text{Nenn}} = \frac{W_{\text{Tag}} \cdot 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}}{H_h \cdot K_{\alpha,\beta}} = \frac{13,9 \text{ kWh/m}^2 \cdot 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}}{1,7 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}} \cdot 1,31} = 6,24 \text{ kW}$$

$$\text{Anzahl Module} = \frac{\text{Nennleistung der Anlage}}{P_{\text{MPP-STC-Modul}}} = \frac{6,24 \text{ kW}}{235 \text{ W}} = 26,5 \text{ Module} \approx 27 \text{ Module}$$

8.5  $W_{\text{Tag}} = A_{\text{PV}} \cdot H_{h-\text{Tag}} \cdot K_{\alpha,\beta} \cdot \eta_{\text{PV}}$  gleichsetzen mit  $W_{\text{Tag}} = P_{\text{Nenn}} \cdot \frac{H_h}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} \cdot K_{\alpha,\beta}$

$$A_{\text{PV}} \cdot H_h \cdot K_{\alpha,\beta} \cdot \eta_{\text{PV}} = P_{\text{Nenn}} \cdot \frac{H_h}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} \cdot K_{\alpha,\beta} \text{ auflösen nach } \eta$$

$$\eta_{PV} = \frac{P_{\text{Nenn}} \cdot \frac{H_h}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} \cdot K_{\alpha,\beta}}{A_{PV} \cdot H_h \cdot K_{\alpha,\beta}} = \frac{P_{\text{Nenn}}}{A_{PV} \cdot 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} = \frac{179 \text{ W}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 1,5 \text{ m} \cdot 1 \text{ m}} = 0,149 = 14,9 \%$$

8.6  $U_{WR-\max} = 1,2 \cdot U_{OC@STC} \rightarrow U_{OC@STC} = \frac{U_{WR-\max}}{1,2} = \frac{420 \text{ V}}{1,2} = 350 \text{ V}$

Anzahl Module pro String =  $\frac{\text{Spannung der Anlage}}{\text{Spannung 1 Modul}} = \frac{350 \text{ V}}{36,6 \text{ V}} = 9,56 \text{ Module} \rightarrow 9$

Module in Reihenschaltung  
 $\frac{27 \text{ Module insgesamt}}{9 \text{ Module pro String}} = 3 \text{ Strings}$

8.7  $T_2 = -10^\circ\text{C}: \Delta T = T_2 - 25^\circ\text{C} = -35^\circ\text{C}$

$$U_{OC}(T_2) = U_{OC-25^\circ\text{C}} \cdot \left(1 + \frac{TK_U \cdot \Delta T}{100 \%}\right) = 36,6 \text{ V} \cdot 9 \text{ Module} \cdot \left(1 + \frac{-0,34 \% / \text{K} \cdot (-35 \text{ K})}{100 \%}\right) = 368,6 \text{ V}$$

$$U_{MPP}(T_2) = U_{MPP-25^\circ\text{C}} \cdot \left(1 + \frac{TK_U \cdot \Delta T}{100 \%}\right) = 29,5 \text{ V} \cdot 9 \text{ Module} \cdot \left(1 + \frac{-0,34 \% / \text{K} \cdot (-35 \text{ K})}{100 \%}\right) = 297,1 \text{ V}$$

8.8  $100 \text{ W/m}^2$  sind  $1/10$  von  $1000 \text{ W/m}^2 \rightarrow I_{SC}$  sinkt auf  $1/10$  von  $I_{SC}$  bei STC:

$$I_{SC}(100 \text{ W/m}^2) = 2,59 \text{ A}$$

Der MPP der Anlage liegt auch bei  $100 \text{ W/m}^2$  im Arbeitsbereich des Wechselrichters.

8.9  $W_{8h} = 4,63 \text{ kWh}$

Berücksichtigung des Wirkungsgrades:  $W_{\text{ges}} = \frac{W_{8h}}{0,9} = 5,14 \text{ kWh}$  muss der Speicher besitzen

$$\text{Anzahl Akkus} = \frac{W_{\text{ges}}}{W_{\text{Akku}}} = \frac{5,14 \text{ kWh}}{1,44 \text{ kWh}} = 3,61 \rightarrow 4 \text{ Akkus sind notwendig}$$

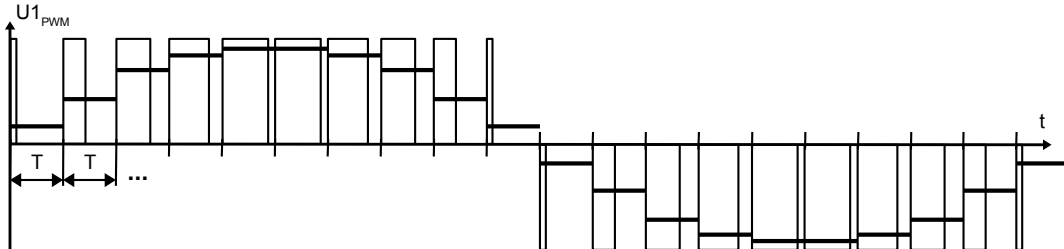
## 9 Photovoltaik (Abi 13/14)

### Aufgaben eines Wechselrichters

- 9.1 - Erzeugung einer sinusförmigen Spannung aus einer Gleichspannung 2
- Netzsynchrone Einspeisung
  - Optimale Energieausbeute der Solarmodule (MPP)
  - Trennung der Solaranlage vom Netz bei Netzausfall
  - Trennung der Solaranlage vom Netz bei zu großer oder zu kleiner Netzfrequenz (Überangebot an Energie oder Netzüberlastung)
  - Blindleistungskompensation

- 9.2 Blindleistung entsteht durch die Speicherwirkung von Leitungen (Kapazität) und durch die induktive Wirkung von Verbrauchern wie z.B. Motoren. Die Entstehung von Blindleistung bewirkt, dass Strom und Spannung nicht mehr phasengleich sind. 3
- Induktive Blindleistung kann durch Kapazitäten, kapazitive Blindleistung durch Induktivitäten kompensiert werden. Wechselrichter können in gewissen Grenzen Strom und Spannung in der Phase verschieben und dadurch Blindleistung kompensieren.

### PWM-Brücke im Wechselrichter

- 9.3 2
- 

sinusförmig eingezeichnete Linie ist ebenfalls richtig.

### Kennwerte von Solarzellen

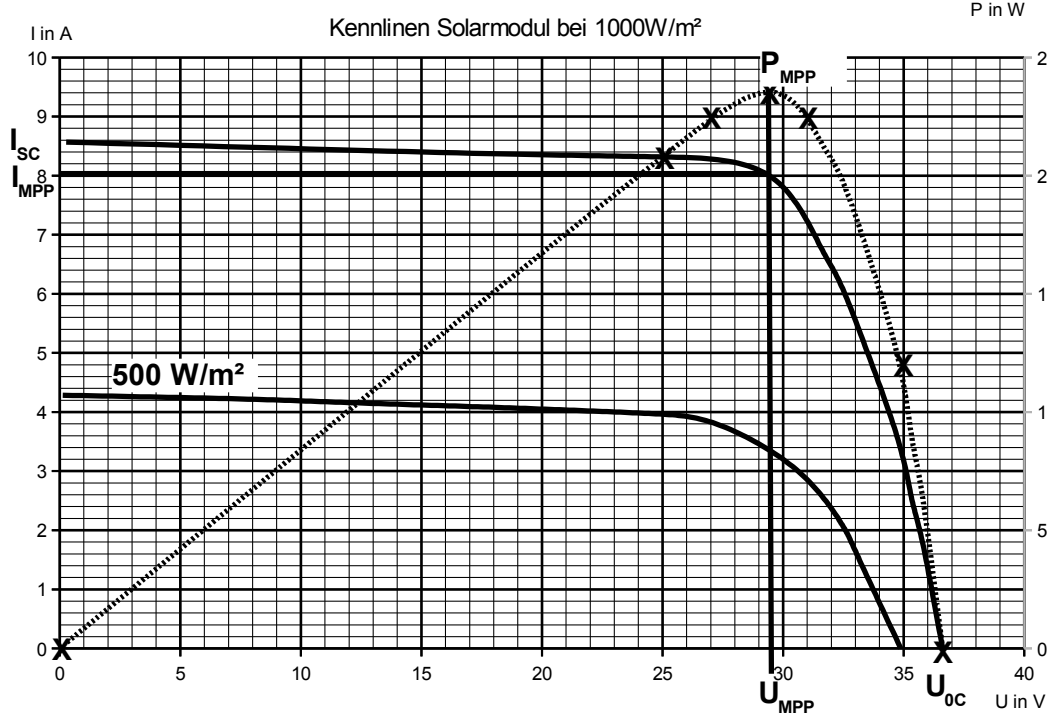
9.4

9.5

|        |   |      |     |      |      |       |      |
|--------|---|------|-----|------|------|-------|------|
| U in V | 0 | 25   | 27  | 29,5 | 31   | 35    | 36,6 |
| I in A | 0 | 8,35 | 8,3 | 8    | 7,25 | 3,5   | 0    |
| P in W | 0 | 209  | 224 | 236  | 225  | 122,5 | 0    |

3

2



9.6 Kennlinienverlauf:

- halbe Bestrahlungsstärke → halber Kurzschlussstrom  
 → Parallelverschiebung der Kennlinie 1000 W/m<sup>2</sup> um  $I_{SC}/2$  nach unten.
- Leerlaufspannung ändert sich nur wenig

2

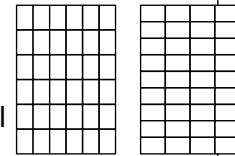
9.7 MPP-Tracking bedeutet, dass der Frequenzumrichter die Belastung des Solarmoduls immer so ändert, dass die abgegebene Leistung maximal wird. Die Werte von  $U_{MPP}$  und  $I_{MPP}$  ändern sich ständig mit der Bestrahlungsstärke. Daher kann man das Solarmodul nicht mit einem konstanten Widerstand belasten, sondern der Frequenzumrichter muss den Punkt maximaler Energieausbeute ständig „suchen“.

3

## Projektierung der Module auf dem Dach

- 9.8 Bei STC liefert ein Modul 29,5V.  
Für maximal 660V darf man max.  $660V / 29,5V = 22$  Module in Reihe schalten.  
Bei NOCT liefert ein Modul 27,5V.  
Für minimal 400V muss man min.  $400V / 27,5V = 13,5 \rightarrow 14$  Module in Reihe schalten.  
Auf der Dachfläche haben  $6 * 6$  oder  $4 * 9 = 36$  Module Platz.

Daher schaltet man sinnvollerweise 18 Module in Reihe und parallel dazu noch einmal 18 Module in Reihe.



3

- 9.9  $P_{STC} = 36 \text{ Module} * 235W_P = 8460W_P$

Strahlungsleistung durch die Sonne:  $6 * 9m^2 * 1000W/m^2 = 54000W$

$$\eta = \frac{P_{ab}}{P_{zu}} = \frac{8460W}{54000W} = 15,7\%$$

Alternative Berechnung bei NOCT:

$$P_{NOCT} = 36 * 179W = 6444W$$

Strahlungsleistung durch die Sonne:  $6 * 9m^2 * 800W/m^2 = 43200W$

$$\eta = \frac{P_{ab}}{P_{zu}} = \frac{6444W}{43200W} = 14,9\%$$

2

## 10 Netzgekoppelte PV-Anlage (wie Abi 14/15)

10.1 Für einige Punkte der I(U)-Kennlinien liest man die Wertepaare U und I ab und berechnet  $P = U \cdot I$ . Werte von P bei den zugehörigen Werten von U eintragen, Punkte durch Kurve verbinden.

10.2  $I_{SC} = 10,4 \text{ A}$ ,  $U_{OC} = 520 \text{ V}$ ,  $U_{MPP} = 410 \text{ V}$ ,  $I_{MPP} = 9,3 \text{ A}$ ,  $P_{MPP} = 3800 \text{ W}$   
 siehe Diagramm unten

10.3  $n_{\text{Reihe}} = \frac{U_{OC\text{-Gesamt}}}{U_{OC\text{-Modul}}} = \frac{520 \text{ V}}{43,3 \text{ V}} = 12$  Module in Reihenschaltung

$s_{\text{Par}} = \frac{I_{SC\text{-Gesamt}}}{I_{SC\text{-Modul}}} = \frac{10,4 \text{ A}}{5,2 \text{ A}} = 2$  Strings parallel geschaltet

->  $12 \cdot 2 = 24$  Module

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

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

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

Leerlaufspannungen pro Modul bei  $-10 \text{ }^\circ\text{C}$  und  $+75 \text{ }^\circ\text{C}$  mit  $TK_U = -0,35 \text{ } \%/ \text{K}$ :

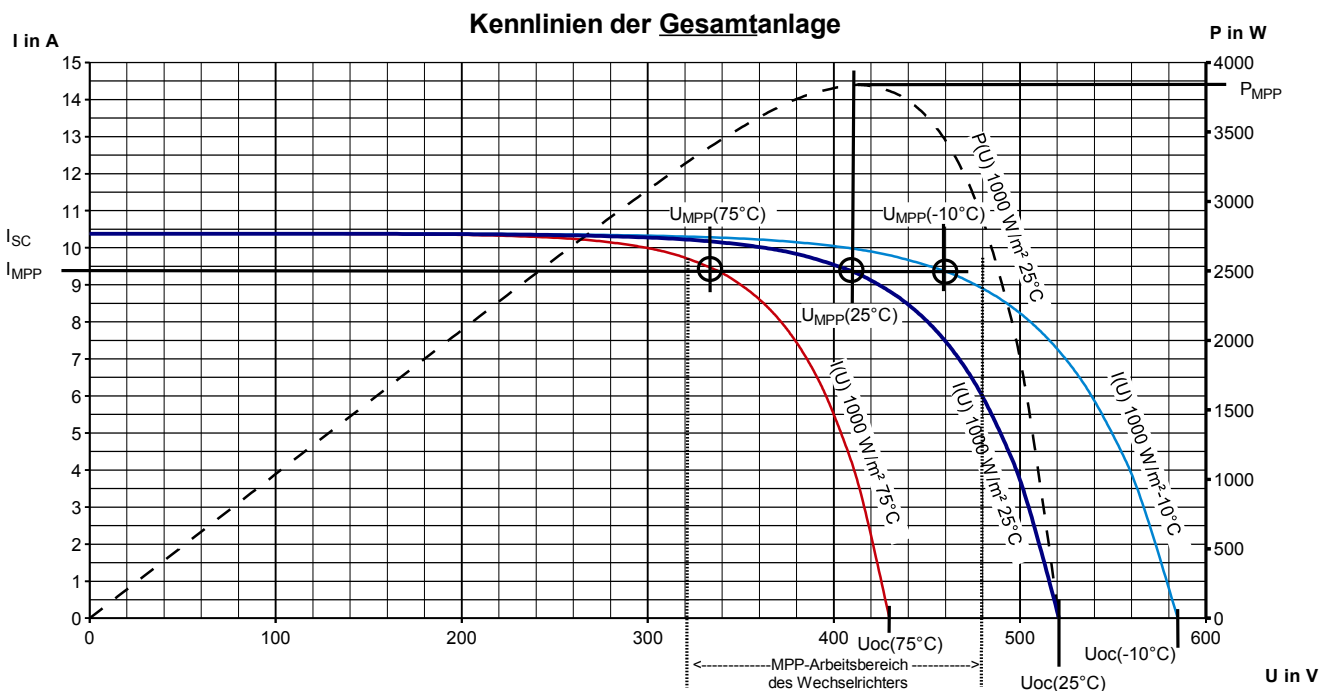
$U_{OC}(-10 \text{ }^\circ\text{C}) = 43,3 \text{ V} \cdot (1 + (-0,0035) \cdot (-35\text{K})) = 43,3 \text{ V} \cdot 1,1225 = 48,6 \text{ V}$

$U_{OC}(+75 \text{ }^\circ\text{C}) = 43,3 \text{ V} \cdot (1 + (-0,0035) \cdot (50\text{K})) = 43,3 \text{ V} \cdot 0,825 = 35,7 \text{ V}$

Gesamtanlage (12 Module in Reihe):

$U_{OC}(-10 \text{ }^\circ\text{C}) = 48,6 \text{ V} \cdot 12 = 583,2 \text{ V}$      $U_{OC}(+75 \text{ }^\circ\text{C}) = 35,7 \text{ V} \cdot 12 = 428,4 \text{ V}$

10.5

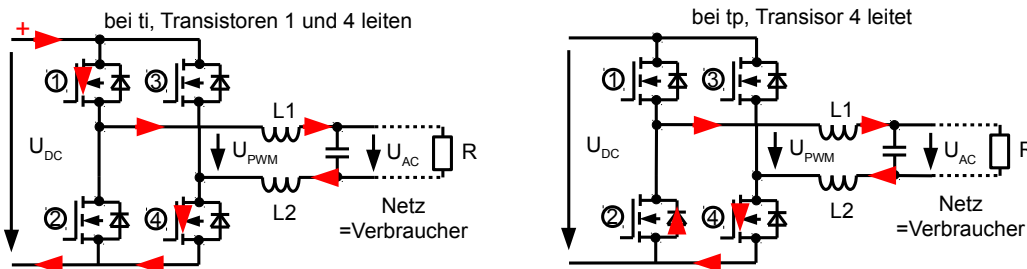




- 10.6 Max. DC-Eingangsspannung 583 V (Leerlauf bei -10 °C) → WR 1 nicht geeignet  
 MPP-Spannungsbereich bis 460 V ( $U_{MPP}$  bei -10 °C) → WR 2 nicht geeignet  
 ebenso bei -10 °C:  $P_{MPP} = 460 \text{ V} \cdot 9,4 \text{ A} = 4324 \text{ W}$  → WR 2 könnte nicht im MPP arbeiten  
 (Elektronik würde WR aber vor Überlastung schützen)  
 -> nur WR 3 ist geeignet.

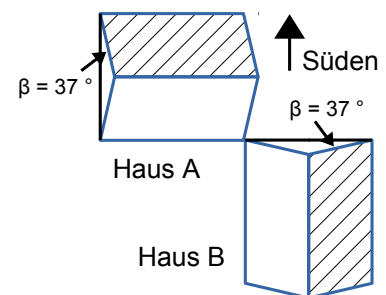
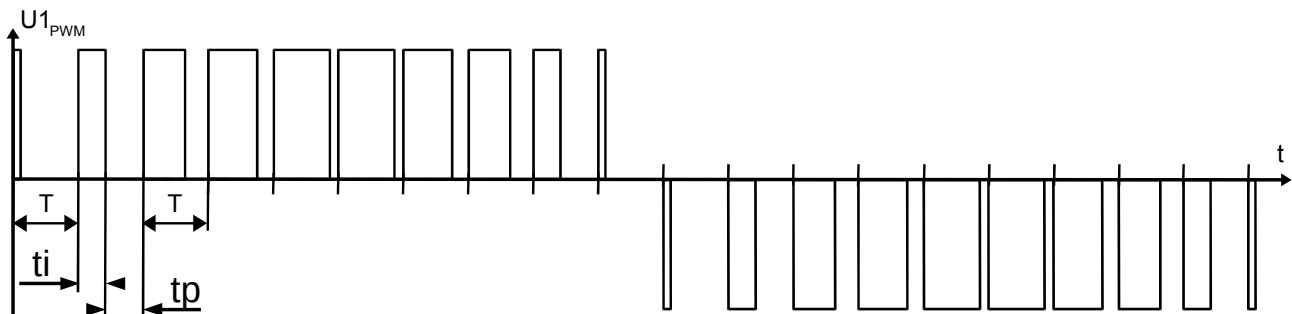
## 11 Einphasiger Wechselrichter 230 V / 50 Hz (wie Abi 14/15)

11.1



11.2 Transistor 2 leitet die ganze Zeit negativ. Transistor 3 leitet wenn  $U_{PWM}$  negativ ist und die Diode 4 leitet wenn Transistor 3 sperrt.

11.3 Die Spulen halten den Stromfluss aufrecht während der Zeit  $t_p$  (wenn Transistor 1 sperrt). Der Kondensator glättet den Kurvenverlauf weiter.



## 12 Ertragsberechnung an PV-Anlagen

12.1 Jahreserträge beider Häuser in kWh.

abgelesen aus Formelsammlung S.27 Tabelle Mittlere  
 tägliche Globalstrahlung Karlsruhe Jahr  $H_h = 3,28 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ d})$   
 und  $K_{\alpha,\beta} = 1,17$  bei  $\beta = 37^\circ$  Südausrichtung

$$\text{Haus A: } W_{\text{Tag}} = P_{\text{Nenn}} \cdot \frac{H_h}{1 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}} \cdot K_{\alpha,\beta} = 4 \text{ kW}_p \cdot \frac{3,28 \text{ kWh}}{1 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}} \cdot 1,17 = 15,35 \frac{\text{kWh}}{\text{d}}$$

$$\text{Haus A: } W_{\text{Jahr}} = 15,35 \frac{\text{kWh}}{\text{d}} \cdot 365 \text{ d} = 5603 \text{ kWh} \text{ bei } 37^\circ \text{ Südausrichtung}$$

$$\text{Haus B: } W_{\text{Jahr}} = 5603 \text{ kWh} \cdot \frac{0,92}{1,17} = 4406 \text{ kWh} \quad K_{\alpha,\beta} = 0,92 \text{ bei } 37^\circ \text{ Westausrichtung}$$

12.2 Die Sonnenstrahlen fallen auf dem nach Westen geneigten Dach immer schräg auf die Solarzellenoberfläche ein. Daher ist die Ausrichtung nie optimal.

Bei der Südausrichtung bringt die Modulneigung von April bis August nur wenig Verbesserung gegenüber der Horizontalen. Bei der tief stehenden Sonne in den anderen Monaten birngt die Neigung von  $37^\circ$  gegenüber der Horizontalen einen deutlichen Mehrertrag, daher große Korrekturfaktoren.

12.3 Fläche in  $\text{m}^2$  bei Haus B zusätzlich mit Solarzellen belegt?

$$\frac{5603 \text{ kWh}}{4406 \text{ kWh}} = 1,27 \quad 1,27\text{-fache Fläche notwendig bei Haus B}$$

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

$$\rightarrow A_{\text{PV}} = \frac{W_{\text{Jahr-ideal}}}{H_{\text{h-Jahr}} \cdot K_{\alpha,\beta} \cdot \eta_{\text{PV}}} = \frac{5603 \text{ kWh}}{3,28 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}} \cdot 365 \text{ d} \cdot 1,17 \cdot 0,15} = 26,67 \text{ m}^2$$

$$\text{Haus B: } 26,67 \text{ m}^2 \cdot 1,27 = 33,87 \text{ m}^2$$

$$\text{zusätzliche Fläche: } 33,87 \text{ m}^2 - 26,67 \text{ m}^2 = 7,2 \text{ m}^2$$

12.4 Keine Änderung, da die Korrekturfaktoren für Ost und West gleich.

12.5 Je ein Strang muss auf je einer Dachfläche plaziert werden. Im Tagesverlauf ist zunächst die Ostseite stärker von der Sonne bestrahlt, am Mittag beide Seiten, am Nachmittag die Westseite. Da die Module eines Strings in Reihe geschaltet sind und „das schwächste“ Modul die Größe des Gesamtstroms bestimmt, sollten alle Module möglichst gleichmäßig beschienen werden. Daher ist es **nicht** sinnvoll, die Module **eines Strangs** teilweise auf der Ost- und teilweise auf der Westseite zu plazieren.