

Optimale DC-Betriebsspannung bei Netzverbundanlagen

Wahl von U_{MPP} -Werten zur Wirkungsgradmessung bei Wechselrichtern und Wahl von $U_{MPP-STC}$ bei PV-Anlagen

Heinrich Häberlin und Martin Kämpfer

Berner Fachhochschule, Hochschule für Technik und Informatik

Fachbereich EKT, Photovoltaik-Labor, Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf / SCHWEIZ

Tel: +41 34 426 68 11, Fax: +41 34 426 68 13, www.pvtest.ch, e-Mail heinrich.haeberlin@bfh.ch

1. Einführung

Bei den meisten Wechselrichtern wird vom Hersteller ein Fenster für die zulässige Spannung U_{MPP} im Punkt maximaler Leistung (MPP) angegeben (U_{MPPmin} ... U_{MPPmax}), in dem der Wechselrichter ordnungsgemäss läuft und einen dazwischen liegenden MPP auf der I-U-Kennlinie des PV-Generators einwandfrei findet. Oft wird zusätzlich noch eine minimale und maximale Betriebsspannung angegeben (U_{Bmin} , U_{Bmax}), in dem das Gerät zwar läuft, jedoch nicht immer im korrekten MPP, wobei $U_{Bmin} < U_{MPPmin}$ und $U_{Bmax} > U_{MPPmax}$. Manchmal wird auch eine maximale Spannung U_{DCmax} angegeben, die auch im Leerlauf bei der kältesten denkbaren Modultemperatur T_{Cmin} nicht überschritten werden darf. Bei sinnvoll dimensionierten Wechselrichtern gilt $U_{DCmax} > U_{Bmax} > U_{MPPmax}$ und U_{DCmax} ist deutlich grösser als U_{MPPmax} . Leider gibt es einige (auch grössere) Hersteller, die den gleichen Wert für U_{MPPmax} , U_{Bmax} und U_{DCmax} angeben, was natürlich nicht sinnvoll ist.

In der Praxis stellt sich die Frage, bei welchen U_{MPP} ein Wechselrichter getestet werden soll und in welchem Bereich $U_{MPPA-STC}$ und $U_{OCA-STC}$ der PV-Anlage bei STC zu wählen ist.

2. Definition der verwendeten Grössen

Für die klare Unterscheidung der verschiedenen Spannungen und Leistungen werden einige verschiedene Grössen mit teilweise mehreren (kombinierten) Indizes benötigt, die hier kurz definiert werden:

Hauptsymbole:

U	Spannung	G	Bestrahlungsstärke
P	Leistung	T	Temperatur

Indizes:

MPP	Maximum-Power-Point (Punkt maximaler Leistung)
STC	Standard-Testbedingungen ($G = 1\text{kW/m}^2$, Zellentemperatur 25°C)
OC	Leerlauf (Open Circuit)
A	Anlage
B	Betrieb
C	Zellen-, Modul- ($T_C = \text{Zellen-/Modultemperatur}$)
LI	bei kleiner Bestrahlungsstärke (z.B. $0,1 \cdot G_{STC}$)
min	Minimum
max	Maximum

Wichtigste Symbole im Detail:

G_{STC}	Bestrahlungsstärke bei STC (1kW/m^2)
G_{LI}	Kleinste Bestrahlungsstärke, bei der die Anlage noch laufen soll (z.B. $0,1 \cdot G_{STC}$)
T_{STC}	STC-Bezugstemperatur, bei der die Solargenerator-Nennleistung P_0 definiert ist (25°C)
T_{Cmax}	Maximale Zellentemperatur des Solargenerators
T_{Cmin}	Minimale Zellentemperatur des Solargenerators

Anlage:

$U_{MPPAmin}$	Minimale MPP-Spannung der PV-Anlage bei G_{STC} und T_{Cmax}
$U_{MPPA-STC}$	MPP-Spannung der PV-Anlage bei STC ($U_{MPPAmin}/k_{TCmax} < U_{MPPA-STC} < U_{MPPAmax}$)
$U_{MPPAmax}$	Maximale MPP-Spannung der PV-Anlage (realistisch: bei STC, d.h. $U_{MPPAmax} = U_{MPPAmax-STC}$)
$U_{MPPAmax-STC}$	Maximale MPP-Spannung der PV-Anlage bei STC
$U_{OCAmin-STC}$	Minimale Leerlaufspannung des Solargenerators bei STC
$U_{OCA-STC}$	Leerlaufspannung des Solargenerators bei STC ($U_{OCAmin-STC} < U_{OCA-STC} < U_{OCAmax-STC}$)
$U_{OCAmax-STC}$	Maximale Leerlaufspannung des Solargenerators bei STC
$U_{OCA-TCmin}$	Maximale Leerlaufspannung der PV-Anlage bei G_{STC} und T_{Cmin}

Wechselrichter:

- U_{Bmin} Minimale vom WR-Hersteller angegebene Betriebsspannung (Abschaltspannung)
- U_{MPPmin} Minimale vom WR-Hersteller angegebene MPP-Spannung des Wechselrichters
- U_{Ein} Einschaltspannung des Wechselrichters (Angabe erwünscht, $U_{MPPmin} < U_{Ein} < k_{LI} \cdot U_{OCmin-STC}$)
- U_{MPPmax} Maximale vom WR-Hersteller angegebene MPP-Spannung
- U_{Bmax} Max. vom WR-Hersteller angegebene Betriebsspannung (WR läuft, ohne MPP-Tracking)
- U_{DCmax} Maximale, gemäss WR-Hersteller zulässige Eingangsspannung *im Leerlauf (kein Betrieb)*

3. Verhalten des PV-Generators bei verschiedenen Einstrahlungen und Temperaturen

Statt der bekannten I-U-Kennlinien von Solargeneratoren können auch die Leistungskennlinien $P=f(U)$ angegeben werden, die sich für diese Untersuchung besser eignen. Wie die I-U-Kennlinien sind diese P-U-Kennlinien natürlich von der Bestrahlungsstärke G auf den Solargenerator und der Modul- resp. Zellentemperatur des PV-Generators abhängig (siehe Bild 1).

Bild 1:
 Kennlinie der Leistung P in Funktion der Spannung U bei einem Solargenerator. Die Kennlinie ist abhängig von der Bestrahlungsstärke G auf den Generator und der Modul- resp. Zellentemperatur T_C des Solargenerators. Damit hängt auch die maximale Leistung P_{MPP} im Punkt maximaler Leistung (MPP) von G und T_C ab. Ein Wechselrichter arbeitet nicht unbedingt immer im MPP, sondern manchmal auch etwas daneben und nimmt dann bei einer Spannung $U_{DC} \neq U_{MPP}$ eine etwas kleinere Leistung $P_{DC} < P_{MPP}$ auf.

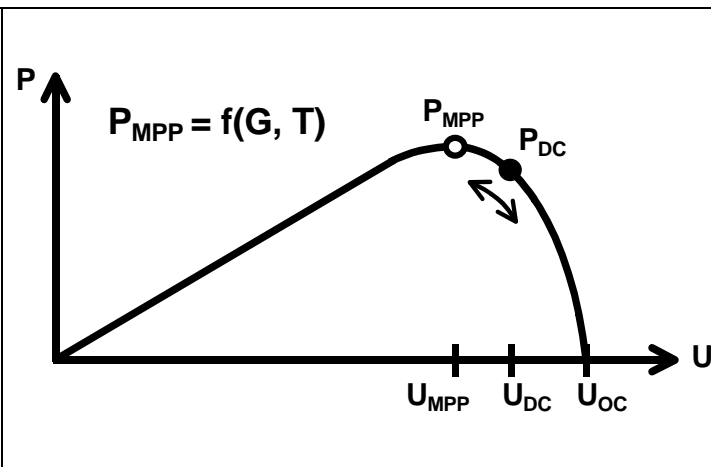


Bild 2 zeigt die P-U-Kennlinie eines Solargenerators bei Standard-Testbedingungen ($G = G_{STC} = 1kW/m^2$, Zellentemperatur $T_C = 25^\circ C$). Bei der gleichen Bestrahlungsstärke G_{STC} , aber tieferen Zellentemperaturen verschieben sich die Werte von P_{MPP} und U_{MPP} nach oben (siehe Bild 3). Umgekehrt sinken P_{MPP} und U_{MPP} bei gleicher Bestrahlungsstärke, aber höheren Zellentemperaturen (siehe Bild 4). Tritt bei der höchsten vorgesehenen Zellentemperatur ein plötzlicher Abfall der Einstrahlung auf (z.B. bei Bewölkung, $G_{LI} \approx 0,1 \cdot G_{STC}$), so sinken P_{MPP} und U_{MPP} nochmals etwas weiter ab (Bild 5). Da die Zellentemperaturen bei diesen Bedingungen aber doch etwas kleiner sind als die absoluten Höchstwerte, sind für diese Situation etwas kleinere Werte für T_{Cmax} realistisch.

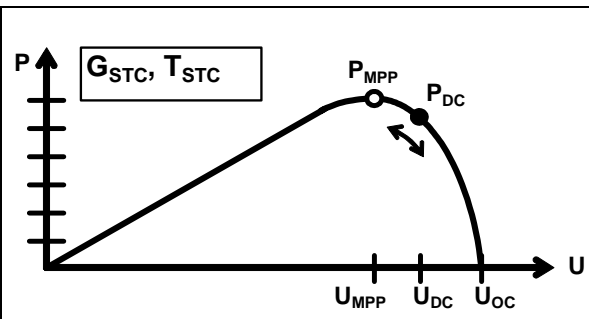


Bild 2:
 Kennlinie der Leistung P in Funktion der Spannung U bei einem Solargenerator bei Standard-Testbedingungen ($G = G_{STC} = 1kW/m^2$, Zellentemperatur $T_C = T_{STC} = 25^\circ C$).

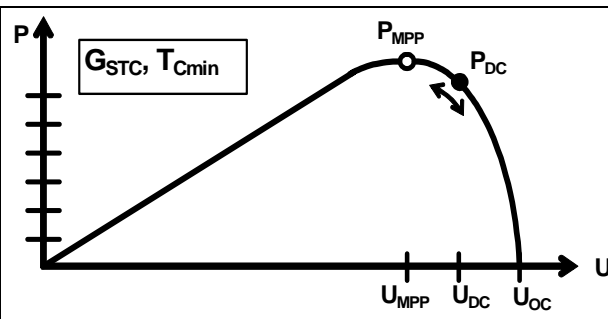
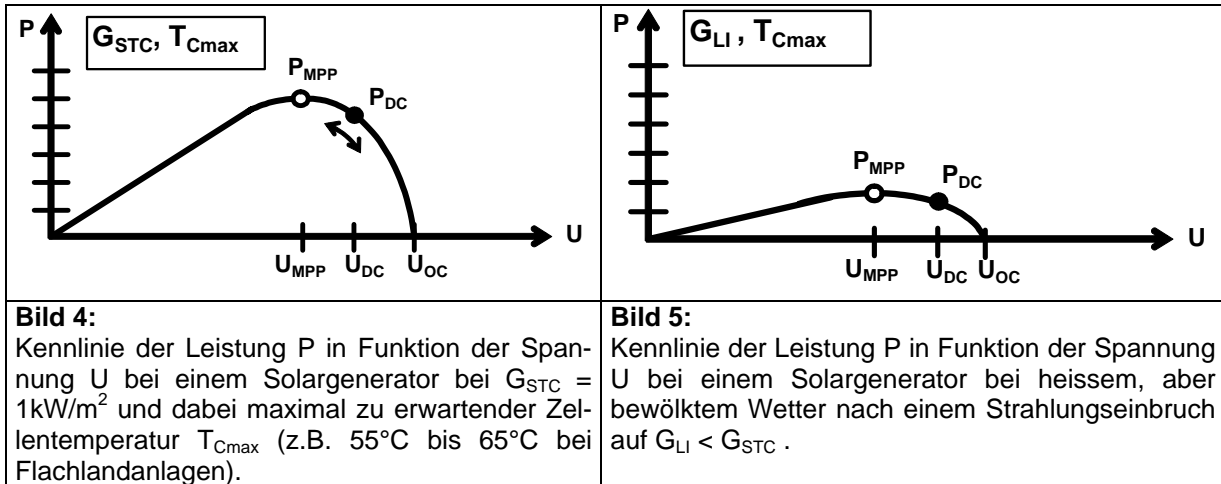


Bild 3:
 Kennlinie der Leistung P in Funktion der Spannung U bei einem Solargenerator bei $G_{STC} = 1kW/m^2$ und dabei minimal zu erwartender Zellentemperatur T_{Cmin} (z.B. $-10^\circ C$ bei Flachlandanlagen).



4. Definitionen der relevanten Spannungsfaktoren

Die anhand der Bilder 2 bis 5 gewonnenen Erkenntnisse können nun zur Definition verschiedener Spannungsfaktoren verwendet werden, die jeweils auf die entsprechenden Spannungen bei STC bezogen sind:

Definitionen der relevanten Spannungsfaktoren (und Angabe typischer Werte):

Die Spannung ist bei G_{STC} im MPP tiefer als im Leerlauf, deshalb wird definiert:

$$\text{MPP-Spannungsfaktor} \quad k_{MPP} = U_{MPP-STC} / U_{OC-STC} \quad (1)$$

Typische Werte für k_{MPP} :
 Kristalline Module mit $FF \approx 75\%$: $k_{MPP} \approx 0,8$
 Amorphe Module mit $FF \approx 55 - 60\%$: $k_{MPP} \approx 0,7$

Bei tiefen Temperaturen ist die Leerlaufspannung bei G_{STC} höher als bei STC, deshalb wird definiert:

$$\text{Tieftemperatur-Spannungsfaktor: } k_{TCmin} = U_{OC-TCmin} / U_{OC-STC} \quad (2)$$

Typische Werte für k_{TCmin} bei Flachlandanlagen ($T_{Cmin} \approx -10^\circ\text{C}$ und 1000 W/m^2): $k_{TCmin} \approx 1,15$
 Sinnvoller Wert für alpine Anlagen (etwas kleineres T_{Cmin} , G_{max} etwas grösser als G_{STC}): $k_{TCmin} \approx 1,2$
 Sinnvoller Wert für hochalpine Anlagen analog: $k_{TCmin} \approx 1,25$

Für amorphe Module fehlen oft genaue Angaben der Hersteller. Da einerseits die Temperaturabhängigkeit eher geringer ist, aber andererseits mindestens während der Initialdegradation die auftretenden Spannungen eher etwas höher sind, kann beim Fehlen genauerer Angaben für amorphe Module näherungsweise der gleiche Faktor wie für kristalline Module verwendet werden.

Bei hohen Temperaturen sinkt die MPP-Spannung bei G_{STC} gegenüber STC, deshalb wird definiert:

$$\text{Temperatur-Spannungsfaktor } k_{TCmax} = U_{MPP-TCmax} / U_{MPP-STC} \quad (3)$$

Typischer Wert für kristalline Module bei $T_{Cmax} \approx 60^\circ\text{C}$ für G_{STC} : $k_{TCmax} \approx 0,86$

Für amorphe Module fehlen oft genaue Angaben der Hersteller. Da einerseits die Temperaturabhängigkeit eher geringer ist, aber andererseits mindestens während der Initialdegradation die auftretenden Spannungen eher etwas höher sind, kann beim Fehlen genauerer Angaben für amorphe Module wieder näherungsweise der gleiche Faktor wie für kristalline Module verwendet werden.

Bei geringer Einstrahlung ist bei T_{STC} die Leerlaufspannung U_{OC} bei $0,1 \cdot G_{STC}$ tiefer als bei G_{STC} , deshalb wird definiert:

$$\text{Schwachlicht-Spannungsfaktor } k_{LI} = U_{OC-GLI} / U_{OC-STC} \quad (4)$$

Typischer Wert für $G_{LI} \approx 0,1 \cdot G_{STC}$: $k_{LI} \approx 0,88$

5. Spannungsmässige Dimensionierung der PV-Anlage

Leider werden die Wechselrichter von vielen Herstellern bezüglich der DC-Betriebsspannungen nur unvollständig spezifiziert. Allenfalls fehlende Angaben müssen deshalb so ergänzt werden, dass man auf der sicheren Seite bleibt:

Fehlt die Angabe von U_{DCmax} , so wird $U_{DCmax} = U_{Bmax}$ gesetzt.

Fehlt die Angabe von U_{Bmax} , so wird $U_{Bmax} = U_{MPPmax}$ gesetzt.

Um dem Anlageplaner in der Praxis einen möglichst weiten Eingangsspannungsbereich zur Verfügung zu stellen, sollten die Hersteller ihre Geräte auch spannungsmässig möglichst genau spezifizieren!

Eine PV-Anlage ist dann optimal dimensioniert, wenn

- der Wechselrichter auf der im ungünstigsten Fall (meist bei $G_{STC} = 1kW/m^2$ und minimaler Zelltemperatur T_{Cmin} , bei höher gelegenen Anlagen auch bei noch etwas höheren G-Werten) theoretisch höchstens auftretenden Anlagen-Leerlaufspannung $U_{OCA-TCmin}$ zumindest keinen Defekt erleidet
- der Wechselrichter bei den in der Praxis effektiv auftretenden maximalen U_{OC} -Werten sicher anläuft
- der Wechselrichter bei allen zu erwartenden U_{MPP} -Werten den MPP sicher findet

Um ein einwandfreies dynamisches MPP-Tracking zu gewährleisten [1], muss bei einer PV-Anlage die bei der höchsten vorkommenden Zelltemperatur T_{Cmax} auftretende minimale MPP-Spannung $U_{MPPAmin}$ etwas grösser als U_{MPPmin} des Wechselrichters gewählt werden:

$$U_{MPPAmin} = U_{MPPmin} / k_{LI} \quad (5)$$

Bei systematischen Wechselrichtertests ist deshalb mit einer Testreihe das Verhalten des Gerätes bei dieser minimalen sinnvollen Spannung des PV-Generators zu untersuchen.

Mit (3) ergibt sich für die minimale MPP-Spannung der PV-Anlage bei STC:

$$U_{MPPAmin-STC} = U_{MPPAmin} / k_{TCmax} \quad (6)$$

Mit den angegebenen typischen Werten für k_{LI} und k_{TCmax} gilt etwa:

$$U_{MPPAmin-STC} \approx 1,32 \cdot U_{MPPmin} \quad (7)$$

Für die maximale Leerlaufspannung der Anlage bei STC gilt:

$$U_{OCAmax-STC} = U_{DCmax} / k_{TCmin} \quad (8)$$

Die maximal zulässige MPP-Spannung der Anlage bei STC beträgt somit:

$$U_{MPPAmax} = U_{OCAmax-STC} \cdot k_{MPP} \quad (9)$$

Bei systematischen Wechselrichtertests ist deshalb mit einer weiteren Testreihe das Verhalten des Gerätes bei dieser maximalen sinnvollen Spannung des PV-Generators zu untersuchen. Zweckmässigerweise wird mit einer weiteren Testreihe auch noch das Verhalten bei weiteren Spannungen (z.B. beim Mittelwert von $U_{MPPAmin}$ und $U_{MPPAmax}$) untersucht.

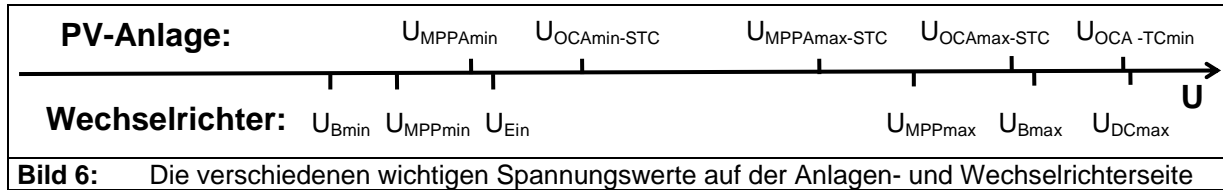
Mit den angegebenen typischen Werten für k_{MPP} und k_{TCmin} gilt für Flachlandanlagen somit näherungsweise:

$$\text{Bei kristallinen Modulen : } U_{MPPAmax} \approx 0,7 \cdot U_{DCmax} \quad (10)$$

$$\text{Bei amorphen Modulen : } U_{MPPAmax} \approx 0,6 \cdot U_{DCmax} \quad (11)$$

Für die bezüglich Energieertrag optimale Dimensionierung der PV-Anlage wird man $U_{MPPA-STC}$ der Anlage so wählen, dass sich ein möglichst hoher Gesamtwirkungsgrad $\eta_{tot} = \eta \cdot \eta_{MPPT}$ ergibt [2], wobei natürlich

$$U_{MPPAmin-STC} < U_{MPPA-STC} < U_{MPPAmax-STC} \quad (\text{i.A. sinnvoll: } U_{MPPAmax-STC} = U_{MPPAmax}).$$



Auf Grund der oben dargestellten Überlegungen ist der bei PV-Anlagen sinnvoll nutzbare Eingangsspannungsbereich somit meist deutlich geringer als auf den Wechselrichter-Datenblättern angegeben.

6. Beispiele

Fronius IG30: $U_{DCmax} = 500 \text{ V}$, $U_{MPPmax} = 400 \text{ V}$, $U_{MPPmin} = 150 \text{ V}$

Mit (5) ergibt sich $U_{MPPAmin} \approx 170 \text{ V}$

Mit (6) resp. (7) ergibt sich $U_{MPPAmin-STC} \approx 198 \text{ V}$

Mit (1) erhält man für kristalline Module: $U_{OCAmin-STC} \approx 248 \text{ V}$, für amorphe $U_{OCAmin-STC} \approx 282 \text{ V}$

Mit (8) erhält man bei Flachlandanlagen für $U_{OCAmax-STC} = U_{DCmax} / k_{TCmin} \approx 435 \text{ V}$

Mit (9) resp. (10) erhält man bei Flachlandanlagen für kristalline Module: $U_{MPPAmax} \approx 350 \text{ V}$

Mit (9) resp. (11) erhält man bei Flachlandanlagen für amorphe Module: $U_{MPPAmax} \approx 300 \text{ V}$

Für Wechselrichtertests ist somit sinnvoll, eine Testreihe für das Verhalten bei $U_{MPPAmin} \approx 170 \text{ V}$, bei $U_{MPPAmax} \approx 350 \text{ V}$ und beim Mittelwert 260 V durchzuführen.

Einige Ergebnisse dieser Messungen sind in [2] angegeben.

Sunways NT4000: $U_{DCmax} = 800 \text{ V}$ (tel. Angabe des Herstellers, sollte im Datenblatt sein),
 $U_{Bmax} = 750 \text{ V}$, $U_{MPPmax} = 650 \text{ V}$, $U_{MPPmin} = 350 \text{ V}$

Mit (5) ergibt sich $U_{MPPAmin} \approx 398 \text{ V}$

Mit (6) resp. (7) ergibt sich $U_{MPPAmin-STC} \approx 462 \text{ V}$

Mit (1) erhält man für kristalline Module: $U_{OCAmin-STC} \approx 578 \text{ V}$, für amorphe $U_{OCAmin-STC} \approx 660 \text{ V}$

Mit (8) erhält man bei Flachlandanlagen für $U_{OCAmax-STC} = U_{DCmax} / k_{TCmin} \approx 696 \text{ V}$

Mit (9) resp. (10) erhält man bei Flachlandanlagen für kristalline Module: $U_{MPPAmax} \approx 560 \text{ V}$

Mit (9) resp. (11) erhält man bei Flachlandanlagen für amorphe Module: $U_{MPPAmax} \approx 480 \text{ V}$

Für Wechselrichtertests ist somit sinnvoll, eine Testreihe für das Verhalten bei $U_{MPPAmin} \approx 400 \text{ V}$, bei $U_{MPPAmax} \approx 560 \text{ V}$ und beim Mittelwert 480 V durchzuführen.

Einige Ergebnisse dieser Messungen sind in [2] angegeben.

Literatur

- [1] H. Häberlin: "A new Approach for Semi-Automated Measurement of PV Inverters, especially MPP Tracking Efficiency, using a Linear PV Array Simulator with High Stability". 19. EU PV Solar Energy Conference., Paris, 2004.
- [2] H. Häberlin, L. Borgna, M. Kämpfer und U. Zwahlen: "Totaler Wirkungsgrad – ein neuer Begriff zur besseren Charakterisierung von Netzverbund-Wechselrichtern". 20. Symposium Photovoltaik, Staffelstein, 2005.

Informationen über weitere Aktivitäten des Photovoltaik-Labors der HTI in Burgdorf und weitere Publikationen (teilweise auch farbige und online) sind auf dem Internet unter <http://www.pvtest.ch> zu finden.

Abstract

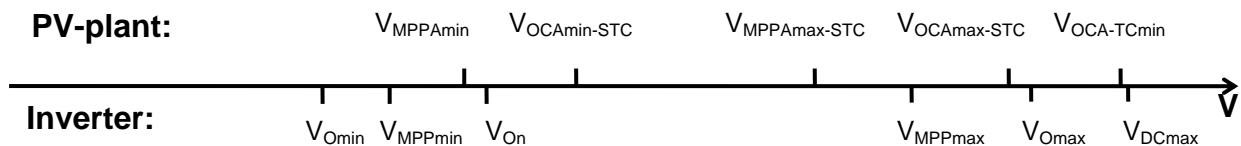
Optimum DC Operating Voltage for Grid-Connected PV Plants Choice of V_{MPP} for Measurement of Efficiency and $V_{MPP-STC}$ at PV Plants for Grid-Connected Inverters with a wide DC Input Voltage Range

H. Haeberlin and M. Kaempfer, HTI Burgdorf, PV Laboratory, CH-3400 Burgdorf/Switzerland

For most inverters manufacturers indicate quite a wide range ($V_{MPPmin} \dots V_{MPPmax}$) for the allowable DC voltage V_{MPP} at the maximum power point (MPP), at which the inverter operates well and has no problems to find the MPP on the I-V curve of a PV array. Often also a minimum and a maximum operating voltage (V_{Omin} , V_{Omax}) are given, at which the inverter can operate, but does not find the correct MPP, where $V_{Omin} < V_{MPPmin}$ and $V_{MPPmax} < V_{Omax}$.

Sometimes also a maximum input voltage V_{DCmax} is indicated, which may not be exceeded under open circuit conditions (OC) even at the lowest possible module temperature T_{Cmin} . For inverters with consistent specifications $V_{DCmax} > V_{Omax} > V_{MPPmax}$ and V_{DCmax} is considerably greater than V_{MPPmax} . However, some manufacturers give the same value for V_{MPPmax} , V_{Omax} and V_{DCmax} , which does not make much sense in practical PV plants.

For practical applications the question arises at which values of V_{MPP} an inverter should reasonably be tested and in which interval the STC array voltages $V_{MPPA-STC}$ (at the MPP) and $V_{OCA-STC}$ (at open circuit conditions) of a PV plant should be chosen.



In this contribution, at first the P-V-curves of a PV array at different irradiances and temperatures are considered. Then, different voltage factors are defined to describe the influence of temperature, irradiance and the voltage difference between the MPP and the open circuit voltage. Then, using the available voltage values indicated on the inverter data sheet, the minimum and the maximum reasonable MPP voltages V_{MPP} of a PV plant with this inverter are determined, which should be used in practical operation and at which the behaviour of the inverter should be tested. The design procedure is then illustrated by some numerical examples for two commercial inverters.

Further information about the research activities of the PV laboratory of HTI (former name: ISB) is available on the internet: <http://www.pvtest.ch>