

Totaler Wirkungsgrad – ein neuer Begriff zur besseren Charakterisierung von Netzverbund-Wechselrichtern

H. Häberlin, L. Borgna, M. Kämpfer und U. Zwahlen

Berner Fachhochschule, Hochschule für Technik und Informatik (HTI)

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

Viele Solarwechselrichter für Netzverbundanlagen sind vom Hersteller relativ dürftig spezifiziert. Sie verfügen heute oft über einen relativ weiten Eingangsspannungsbereich. Meist wird nur ein maximaler (Umwandlungs-) Wirkungsgrad η und ein Europäischer Wirkungsgrad η_{EU} angegeben. Häufig wird auch eine DC-Nennspannung spezifiziert, der diese Wirkungsgrad-Angaben dann zugeordnet werden können. Gelegentlich wird auch eine Wirkungsgradkurve (i.A. bei dieser Nennspannung) angegeben.

Für die Planung von optimal dimensionierten PV-Anlagen sind diese Angaben oft ungenügend. Der Umwandlungswirkungsgrad η hängt von der verwendeten DC- (und wohl auch etwas von der AC-) Spannung ab [1, 3, 4]. Angaben über die Spannungsabhängigkeit des Wirkungsgrades fehlen in der Regel. Nur selten gibt etwa ein Hersteller den Europäischen Wirkungsgrad bei zwei oder mehr verschiedenen Spannungen an. Beispiele gemessener spannungsabhängiger Wirkungsgrade sind in Bild 1 und 2 sowie in [3, 5] zu finden, aber auch in diversen andern Publikationen unseres Labors.

Der Solargenerator einer PV-Anlage hat je nach aktueller Einstrahlung und Modultemperatur eine bestimmte I-U-Kennlinie, die in einem bestimmten Punkt (Maximum Power Point, MPP) bei einer Spannung U_{MPP} eine maximale Leistung P_{MPP} aufweist. Der Wechselrichter versucht i.A., auch bei sich ändernden Einstrahlungs- und Temperaturwerten immer möglichst im MPP zu bleiben (Maximum-Power-Point-Tracking, MPPT). Da die Messung der Güte dieses Maximum-Power-Point-Trackings schwierig ist, wird meist einfach angenommen, dass das Gerät genau im MPP arbeitet. Je nach dem realisierten MPPT-Verfahren bestehen aber zumindest bei gewissen Leistungen und Spannungen gewisse Abweichungen, was den Energieertrag der Gesamtanlage (unter Umständen bis zu einigen Prozent) reduzieren kann.

Bei den Solarmodulen besteht ein Trend, die Spezifikationen so zu verbessern, dass neben den Leistungsspezifikationen bei verschiedenen Einstrahlungen auch der unter realen Wetterbedingungen gemessene Energieertrag angegeben wird. Dadurch kann eine Verbesserung der DC-Ertragsberechnung von PV-Anlagen erreicht werden. Werden aber die Energieverluste infolge von Fehlern beim MPP-Tracking der Wechselrichter nicht ebenfalls korrekt berücksichtigt, bleibt eine wesentliche Unsicherheit für die Bestimmung des Energieertrags von netzgekoppelten Anlagen weiter bestehen.

Ziel dieses Beitrags ist es, zunächst den MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} zu definieren, danach aus η und η_{MPPT} einen Gesamtwirkungsgrad η_{tot} einzuführen und diese Größen mit einigen praktischen Messungen an zwei Wechselrichtern zu illustrieren. Ist auf Grund von Messungen bei einem Wechselrichter dieser Gesamtwirkungsgrad η_{tot} bei verschiedenen Spannungen bekannt, kann der Anlageplaner Solargenerator und Wechselrichter nicht nur in Bezug auf die Leistung, sondern auch in Bezug auf die Spannung optimal aufeinander abstimmen. Die gemessenen Werte für η_{tot} können auch in vorhandene Simulationsprogramme eingegeben werden, so dass damit eine verbesserte Ertragsberechnung möglich ist.

2. Beispiele für den Umwandlungswirkungsgrad η zweier Wechselrichter

Trafolose Wechselrichter (Bild 1) erreichen sehr hohe Umwandlungswirkungsgrade η , die bis zu einigen Prozent über denen von vergleichbaren Geräten mit galvanischer Trennung (Bild 2) liegen. Es ist klar ersichtlich, dass der Wirkungsgrad von der DC-Spannung abhängt.

Es gibt Geräte, die bei tiefen Spannungen den höchsten Wirkungsgrad haben (Bild 1), andere Geräte haben bei mittleren oder höheren Spannungen den höchsten Wirkungsgrad.

Bild 1:
 Umwandlungswirkungsgrad eines traflosen Wechselrichters NT 4000 bei verschiedenen MPP-Spannungen ($P_{DCn} \approx 3,4kW$).
 Als Parameter ist nicht die DC-, sondern die MPP-Spannung der PV-Generator-Kennlinie angegeben. Der NT4000 hat bei tiefen Spannungen den höchsten Wirkungsgrad.

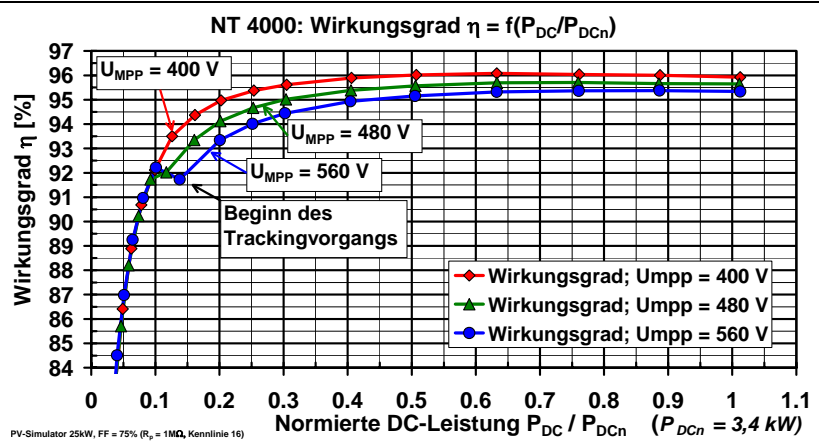
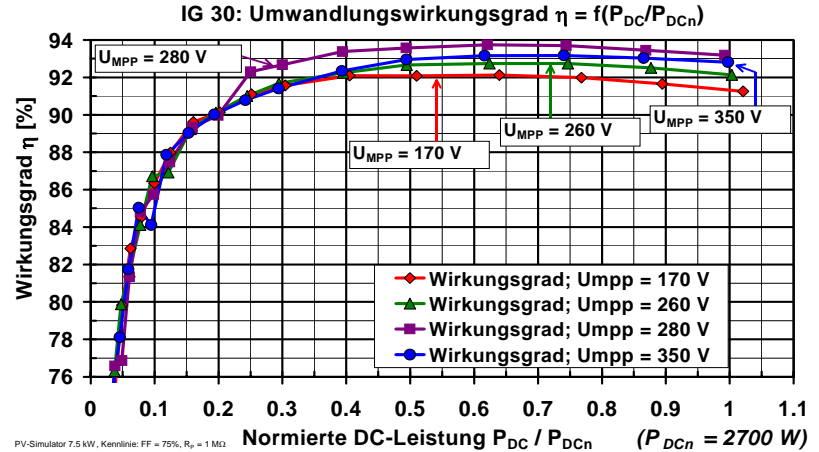


Bild 2:
 Umwandlungswirkungsgrad eines Wechselrichters IG30 mit galvanischer Trennung bei verschiedenen MPP-Spannungen ($P_{DCn} \approx 2,7 kW$).
 Der IG30 hat bei der mittleren Spannung $U_{MPP} \approx 280 V$ den höchsten Wirkungsgrad.



3. Messung des statischen MPP-Tracking-Wirkungsgrades η_{MPPT}

Für präzise und reproduzierbare Messungen des statischen MPP-Tracking-Wirkungsgrades sind hochstabile Solargenerator-Simulatoren erforderlich [3, 5]; die von vielen Testlabors verwendeten Diodenkettensimulatoren eignen sich wegen des inhärenten thermischen Stabilitätsproblems dazu weniger. Mit vom PC steuerbaren PV-Generator-Simulatoren können dabei auf einer Leistungsstufe viele Größen gleichzeitig gemessen werden (z.B. η , η_{MPPT} , $\cos\phi$, Oberschwingungen), und durch stufenweise Variation des Stromes auf einer bestimmten Kennlinie sind automatische Messungen möglich.

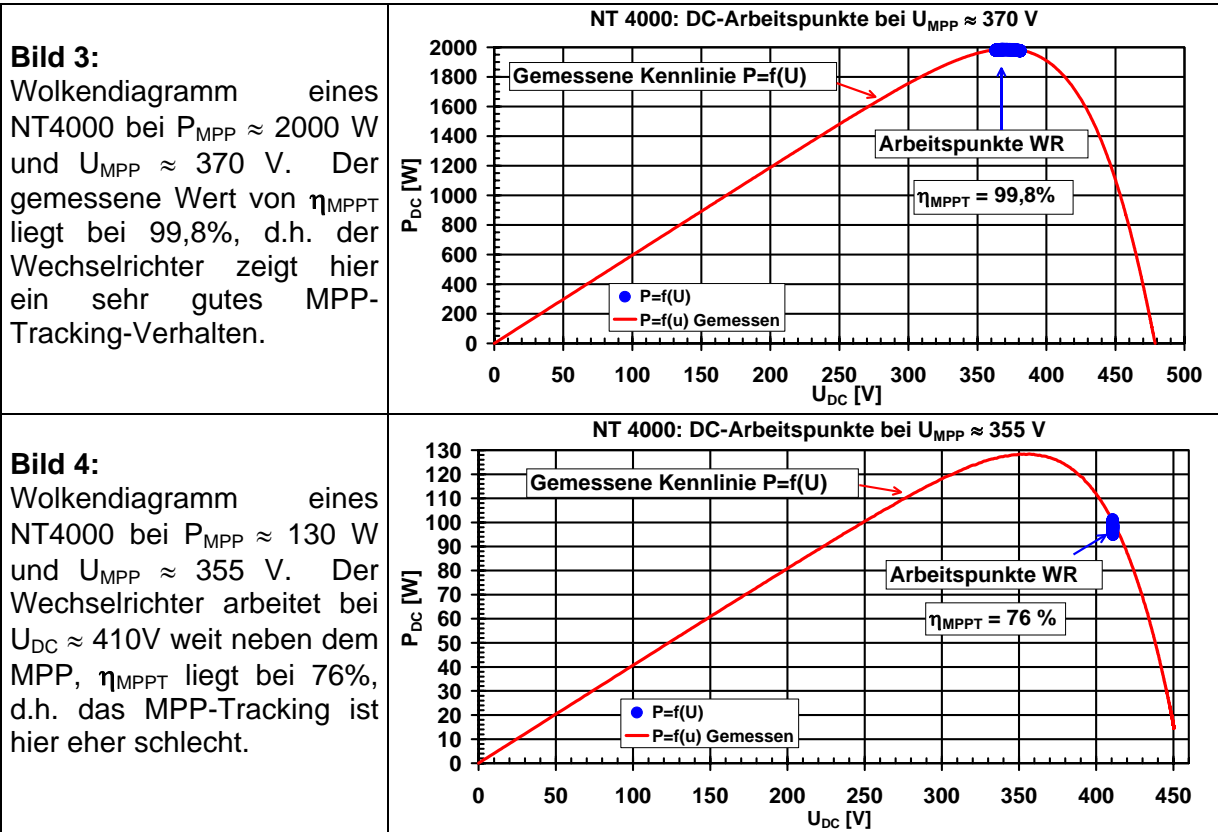
Vor der Messung des statischen MPP-Tracking-Wirkungsgrades η_{MPPT} ist nach dem Einstellen einer neuen Leistungsstufe eine gewisse Stabilisierungsperiode erforderlich (z.B. 60 s, bei Wechselrichtern mit träger MPP-Regelung auch länger). Dann wird während der darauf folgenden Messzeit T_M der DC-Strom und die DC-Spannung mit einer hohen Abtastfrequenz (z.B. 1000 bis 10000 Messpunkte/s) möglichst gleichzeitig gemessen. Zur Elimination der für einphasige Wechselrichter auf der DC-Seite typischen 100 Hz-Komponente auf der Momentanleistung und zur Datenreduktion ist oft eine Mittelwertbildung über 50 ms oder 100 ms zweckmässig. Der statische MPP-Tracking-Wirkungsgrad ist dann das Verhältnis zwischen der während der Messperiode vom Wechselrichter effektiv aufgenommenen DC-Energie und der in dieser Zeit vom Simulator angebotenen DC-Energie $P_{MPP} \cdot T_M$.

Der statische MPP-Tracking Wirkungsgrad η_{MPPT} wird somit wie folgt bestimmt:

$$\eta_{MPPT} = \frac{1}{P_{MPP} \cdot T_M} \int_0^{T_M} u_A(t) \cdot i_A(t) dt \tag{1}$$

$u_A(t)$ = Spannung, $i_A(t)$ = Strom am DC-Eingang des Gerätes. P_{MPP} = Verfügbare maximale PV-Leistung im MPP. T_M = Messdauer (Beginn bei $t = 0$). Empfohlen: 60 s – 300 s pro Stufe.

Herkömmliche Präzisionswattmeter sind meist zu langsam, um MPP-Werte genügend genau zu bestimmen, deshalb ist die oben beschriebene Abtast- und Mittelungsmethode viel geeigneter. Die so erhaltenen Messwerte können in sogenannten Wolkendiagrammen angezeigt werden (siehe Bild 3 und 4).



Um das genaue MPP-Tracking-Verhalten bei verschiedenen Leistungen zu zeigen, ist es zweckmässig, η_{MPPT} in Funktion der MPP-Leistung darzustellen und im gleichen Diagramm auf der zweiten Achse einerseits den wahren, gemessenen Wert von U_{MPP} und andererseits den Mittelwert der vom Wechselrichter auf der Kennlinie effektiv eingestellten DC-Eingangsspannung anzugeben (siehe Bild 5 + 6).

Da die Eingangsgrösse für das MPP-Tracking die vom Solargenerator zur Verfügung gestellte MPP-Leistung P_{MPP} ist, wird η_{MPPT} zweckmässigerweise in Funktion von P_{MPP} dargestellt. Um das Verhalten von Wechselrichtern verschiedener Grösse zu vergleichen, ist es zudem günstig, diese MPP-Leistung auf die DC-Nennleistung des Wechselrichters P_{DCn} zu normieren, also wie in den Bildern 5 bis 8 η_{MPPT} in Funktion von P_{MPP}/P_{DCn} darzustellen.

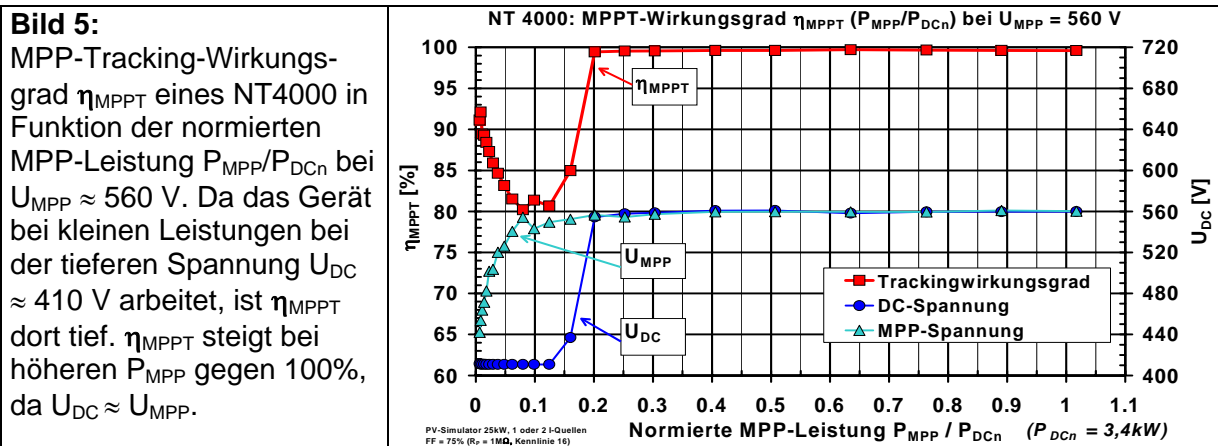
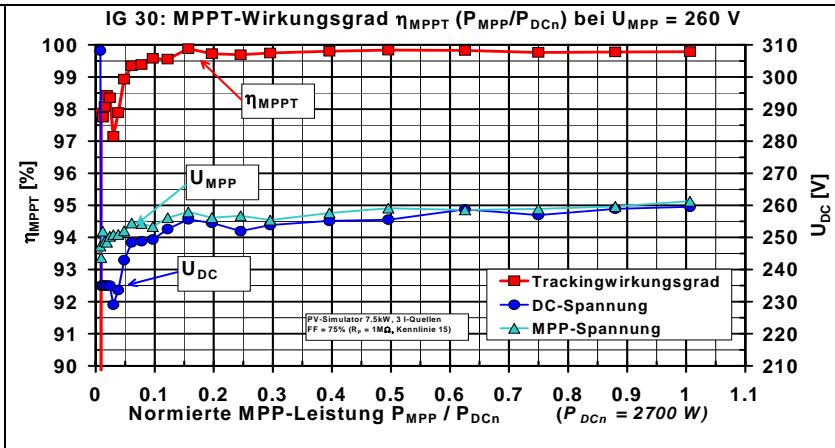


Bild 6:
MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} eines IG30 in Funktion der normierten MPP-Leistung P_{MPP}/P_{DCn} bei $U_{MPP} \approx 260$ V. Gegenüber Bild 5 ist der η_{MPPT} -Massstab stark gedehnt. U_{DC} weicht auch bei kleinen Leistungen nur wenig von U_{MPP} ab, das statische MPP-Tracking-Verhalten ist auch dort sehr gut.



Wie in Bild 5 zu erkennen ist, arbeiten viele Wechselrichter bei kleinen Leistungen auf einer fixen Spannung, da die Störungen durch ihre interne PWM-Schaltfrequenz die Erkennung des bei kleinen Leistungen kleinen Stromsignals und damit das korrekte Auffinden des MPP erschweren. Durch diese Strategie ist somit bei kleinen Leistungen immer noch ein sinnvoller Betrieb möglich. Allerdings wird dadurch bei kleinen Leistungen, je nach Lage der effektiven MPP-Spannung U_{MPP} , mehr oder weniger Energie verschwendet, denn die vom PV-Generator angebotene Energie wird nicht vollständig ausgenutzt, besonders wenn diese Festspannung wie in Bild 5 weit vom effektiven U_{MPP} liegt. Besser wäre es vermutlich, bei kleinen Leistungen auf beispielsweise dem 0,8-fachen der vorher gemessenen Leerlaufspannung U_{OC} zu arbeiten. Der in Bild 6 gezeigte Wechselrichter hat dagegen ein wesentlich besseres statisches MPPT-Verhalten, seine Arbeitsspannung U_{DC} ist auch bei kleinen Leistungen nur wenig unterhalb von U_{MPP} , was wesentlich geringere Leistungsverluste und damit einen höheren η_{MPPT} zur Folge hat.

Bild 7 und 8 zeigen den statischen MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} eines NT4000 und eines IG30 in Funktion von P_{MPP} bei verschiedenen MPP-Spannungen. Bei kleinen Leistungen ist das MPPT-Verhalten des IG-30 eindeutig besser.

Bild 7:
MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} eines NT4000 in Funktion der normierten MPP-Leistung P_{MPP}/P_{DCn} bei drei verschiedenen MPP-Spannungen. Da das Gerät bei kleinen Leistungen fest bei $U_{DC} \approx 410$ V arbeitet, ist η_{MPPT} je nach Lage von U_{MPP} dort mehr oder weniger kleiner als 100%.

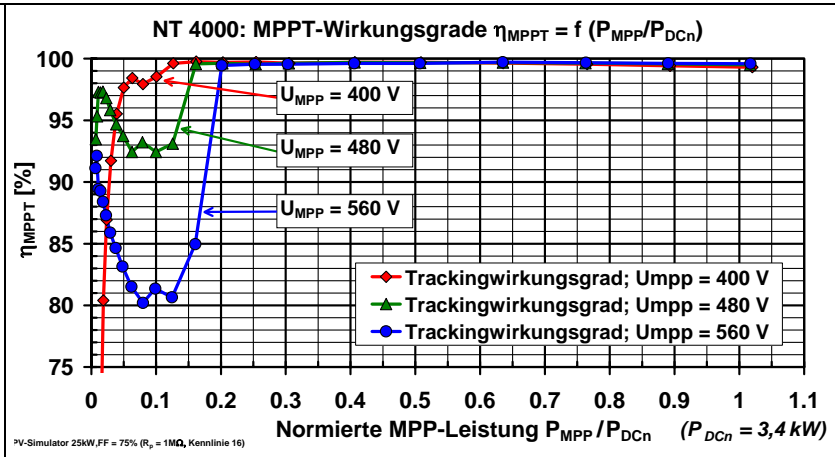
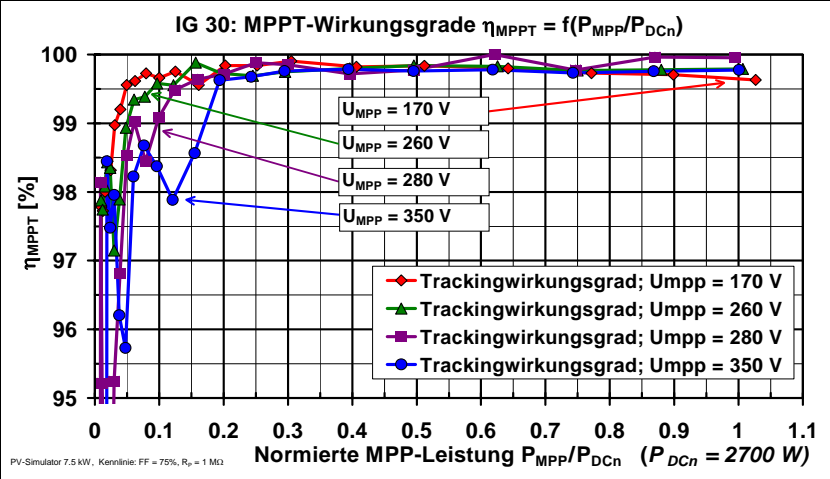


Bild 8:
MPP-Tracking-Wirkungsgrad η_{MPPT} eines IG30 in Funktion der normierten MPP-Leistung P_{MPP}/P_{DCn} bei vier verschiedenen MPP-Spannungen. Gegenüber Bild 7 ist der η_{MPPT} -Massstab stark gedehnt. Das statische MPP-Tracking-Verhalten ist auch bei kleinen Leistungen sehr gut.



4. Einführung des totalen Wirkungsgrades η_{tot}

Mit einer etwas grundsätzlicheren Überlegung kann man nun den totalen Wirkungsgrad η_{tot} eines Wechselrichters einführen (siehe Bild 9):

Der Solargenerator stellt auf Grund der aktuellen Einstrahlung G und Temperatur T eine bestimmte Leistung P_{MPP} zur Verfügung. Der Wechselrichter verwertet im stationären Betrieb davon aber nur $P_{DC} = \eta_{MPPT} \cdot P_{MPP}$ und erzeugt daraus $P_{AC} = \eta \cdot P_{DC}$. Somit kann man eine neue Grösse definieren:

$$\text{Totaler Wirkungsgrad eines Wechselrichters: } \eta_{tot} = \eta \cdot \eta_{MPPT} = P_{AC} / P_{MPP} \quad (2)$$

Damit gilt im stationären Fall :

$$P_{AC} = \eta \cdot P_{DC} = \eta \cdot \eta_{MPPT} \cdot P_{MPP} = \eta_{tot} \cdot P_{MPP} \quad (3)$$

Der totale Wirkungsgrad eines Wechselrichters ist somit ein direktes Qualitätsmerkmal, das eine höhere Relevanz für die Praxis aufweist als der reine Umwandlungswirkungsgrad η . Wie η und η_{MPPT} hängt auch η_{tot} von P_{MPP} und U_{MPP} ab und muss durch geeignete Messungen bestimmt werden.

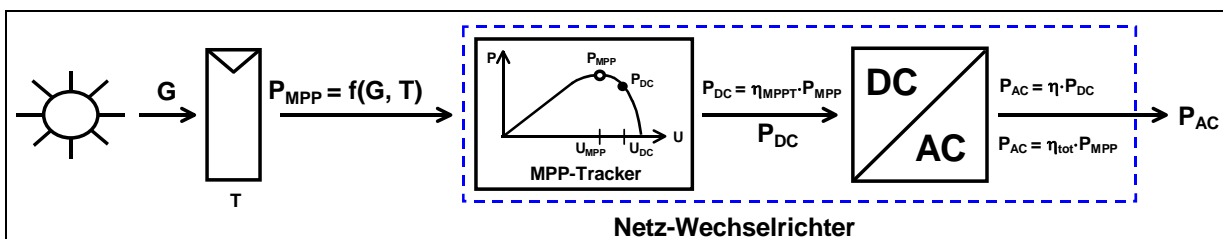


Bild 9: Zur Berechnung des totalen Wirkungsgrades bei Netzwechselrichtern:

Ein Netzwechselrichter besteht aus zwei Hauptbaugruppen, dem MPP-Tracker, der dem PV-Generator immer die maximal mögliche Leistung entziehen soll, und dem eigentlichen Wechselrichterteil, der die vorhandene Gleichstromleistung möglichst effizient in Wechselstrom umwandeln soll.

Bild 10 und Bild 11 zeigen den so berechneten totalen Wirkungsgrad η_{tot} der beiden Wechselrichter in Funktion der normierten MPP-Leistung P_{MPP}/P_{DCn} bei drei resp. vier verschiedenen MPP-Spannungen.

Bild 10:

Totaler Wirkungsgrad η_{tot} eines NT4000 in Funktion der normierten MPP-Leistung P_{MPP}/P_{DCn} bei drei verschiedenen MPP-Spannungen. Wegen des relativ schlechten η_{MPPT} bei kleinen Leistungen und höheren U_{MPP} hat das Gerät dort trotz des hohen Wirkungsgrades η ein relativ kleines η_{tot} .

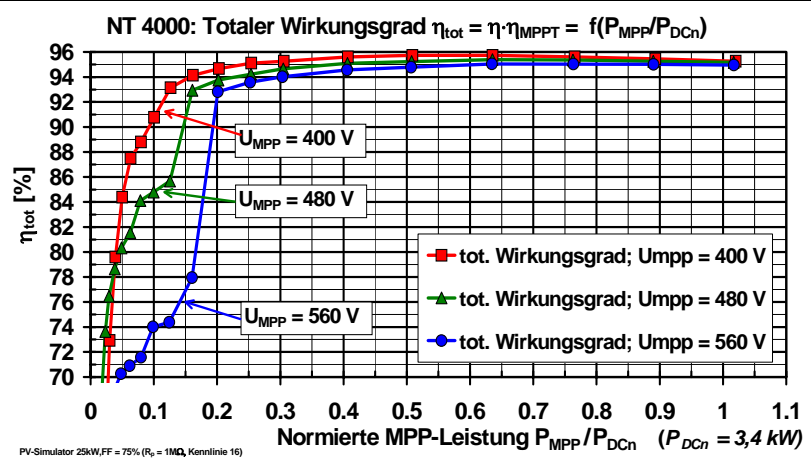
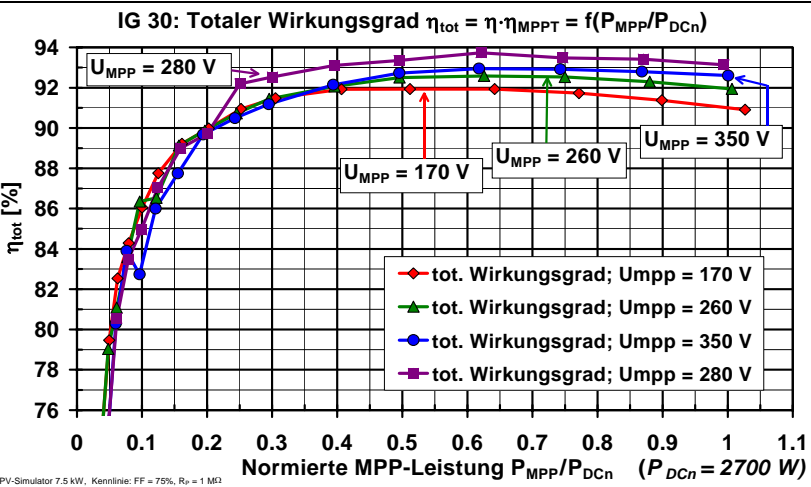


Bild 11:

Totaler Wirkungsgrad η_{tot} eines IG30 in Funktion der normierten MPP-Leistung P_{MPP}/P_{DCn} bei vier verschiedenen MPP-Spannungen. Bei kleinen Leistungen macht der IG 30 bei η_{tot} durch das gute MPP-Tracking den schlechteren Umwandlungswirkungsgrad η wett.



Um mit einem einzigen Wert das Verhalten eines Wechselrichters kurz zu beschreiben, kann auch für η_{tot} und η_{MPPT} ein Durchschnittswirkungsgrad (z.B. Europäischer Wirkungsgrad) berechnet werden (siehe Tabelle 1). Beachte: η_{tot-EU} ist nicht genau $\eta_{EU} \cdot \eta_{MPPT-EU}$, da η_{EU} nicht auf P_{MPP} bezogen ist.

	NT4000			IG30			
U_{MPP}	400 V	480 V	560 V	170 V	260 V	280 V	350 V
η_{EU}	95,3%	94,8%	94,3%	90,9%	91,4%	92,0%	91,5%
$\eta_{MPPT-EU}$	99,5%	99,0%	98,0%	99,7%	99,8%	99,8%	99,5%
η_{tot-EU}	94,9%	93,9%	92,5%	90,7%	91,2%	91,7%	91,0%

Tabelle 1: Durchschnittswirkungsgrade für η , η_{MPPT} und η_{tot} (Gewichte nach Formel für den Europäischen Wirkungsgrad) für den NT4000 und den IG30 bei verschiedenen Spannungen.

Schlussbemerkungen

Der in diesem Beitrag eingeführte totale Wirkungsgrad η_{tot} berücksichtigt das statische Verhalten von Netzverbund-Wechselrichtern besser als der reine Umwandlungswirkungsgrad η . Er sollte von den Herstellern bei verschiedenen Spannungen angegeben werden. Dadurch würden die Geräte besser spezifiziert und Planer und Simulationsprogramme könnten PV-Anlagen optimaler auslegen.

An Standorten, wo oft wechselnde Bewölkung auftritt, ist daneben auch das *dynamische MPPT-Verhalten* von Bedeutung. Wechselrichter mit schneller MPP-Regelung haben bei rasch schwankender Einstrahlung höhere Energieerträge als Geräte mit träger Regelung. Bei den beiden hier exemplarisch beschriebenen Geräten ist das statische MPPT-Verhalten beim IG30 besser, sein MPP-Regler ist allerdings träge und das dynamische Verhalten schwach. Beim NT4000 ist das statische MPP-Verhalten wegen des Betriebs auf einer Festspannung bei kleinen Leistungen nicht so gut, der MPP-Regler ist aber recht schnell und das dynamische MPP-Tracking gut. Aus Platzgründen kann hier nicht näher auf dynamische MPPT-Messungen eingegangen werden, einige Beispiele sind in [5] zu finden.

Auf Grund der durchgeführten Messungen sollte beim NT4000 für optimale Gesamtergebnisse U_{MPP} bei Nennleistung etwa zwischen 400 V und 460 V liegen, beim IG30 etwa zwischen 280 V und 330 V.

In einem weiteren Beitrag an diesem Symposium wird die Wahl von sinnvollen MPP-Spannungen für Wirkungsgradmessungen und die optimale Auslegung von PV-Anlagen bezüglich DC-Spannung auf Grund der vom Hersteller angegebenen Wechselrichter-Daten näher erläutert [6]. Die in diesem Beitrag in den angegebenen Beispielen für die Messungen verwendeten DC-Spannungen wurden auf Grund der darin erläuterten Überlegungen bestimmt.

Verdankungen

Diese Untersuchungen wurden im Rahmen des Projektes „Photovoltaik-Systemtechnik“ im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Bern, durchgeführt. Teile dieses Projektes werden auch von der Localnet AG, Burgdorf, der Gesellschaft Mont Soleil und der Elektra Baselland finanziert.

Literatur

- [1] Ch. Bendel, G. Keller und G. Klein: "Ergebnisse von Messungen an Photovoltaik-Wechselrichtern". 8. Symposium Photovoltaik, Staffelstein, 1993.
- [2] M. Jantsch, M. Real, H. Häberlin et al.: "Measurement of PV Maximum Power Point Tracking Performance". 14. EU PV Solar Energy Conference, Barcelona, 1997.
- [3] H. Häberlin: "Entwicklung der Photovoltaik-Wechselrichter für Netzverbundanlagen 1989-2000". 16. Symposium Photovoltaik, Staffelstein, 2001.
- [4] F. Baumgartner et al.: "MPP Voltage Monitoring to optimise Grid-Connected PV Systems". 19. EU PV Solar Energy Conference, Paris, 2004.
- [5] H. Häberlin et al.: "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.
- [6] H. Häberlin und M. Kämpfer: "Optimale DC-Betriebsspannung bei Netzverbundanlagen - Wahl von U_{MPP} -Werten zur Wirkungsgradmessung bei Wechselrichtern und Wahl von $U_{\text{MPP-STC}}$ bei PV-Anlagen". 20. Symposium Photovoltaik, Staffelstein, 2005

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

Abstract

Total Efficiency η_{tot} - a new Quantity for better Characterisation of Grid-Connected PV Inverters

H. Haeberlin et al., HTI Burgdorf, PV Laboratory, CH-3400 Burgdorf/Switzerland

Introduction

For accurate characterisation of PV inverters, not only DC-AC-conversion efficiency, but also MPP-tracking behaviour must be considered. The goal of this contribution is at first to demonstrate again the voltage dependency of DC-AC conversion efficiency η and encourage manufacturers to supply sufficient data about this. Then MPP-tracking efficiency η_{MPPT} is defined and illustrated by some measurements. If η and η_{MPPT} are known, total efficiency $\eta_{\text{tot}} = \eta \cdot \eta_{\text{MPPT}}$ can be introduced. Then examples for measured curves of η_{tot} at three different DC voltage levels for two inverters are shown.

Voltage dependency of DC-AC conversion efficiency η

Modern PV inverters often have a relatively wide DC input voltage range, but many manufacturers only indicate a peak (DC-AC-conversion-) efficiency η and the European efficiency η_{EU} . Often a rated DC input voltage is indicated, and the efficiency figures given can then be attributed to this nominal DC voltage. Sometimes also a diagram showing efficiency vs. power is indicated, but in most cases such a diagram is very small. For optimal design of grid-connected PV systems, these data are often not sufficient. It is obvious that DC-AC conversion efficiency depends on the DC- (and probably a little less also on the AC-) voltage used [1, 3, 4]. Usually there are no indications about voltage dependency of conversion efficiency. Only few manufacturers give values for European efficiency or even measured efficiency curves for two or more voltages. Examples of measured voltage dependent efficiencies are given e.g. in [3, 5], but also in many other publications of HTI's PV laboratory.

Static MPP-tracking efficiency η_{MPPT}

The I-V-curve and the maximum available power P_{MPP} at the maximum power point (MPP) of a PV array depends on actual in-plane irradiance and module temperature. Depending on actual in-plane irradiance and module temperature, a PV array operates on a certain I-V-curve and a correlated P-V-curve. At a certain point (maximum power point, MPP), the available power from the array reaches its maximum value P_{MPP} at the voltage V_{MPP} . For optimum performance, a grid-connected inverter is equipped with a MPP-tracker that tries to keep the operating point of the inverter always at the MPP despite irradiance and/or module temperature changes that also influence P_{MPP} and V_{MPP} (Maximum-Power-Point-Tracking, MPPT). As measurements of actual MPPT-performance of a PV-inverter are quite difficult and require sophisticated measuring equipment [5], it is usually assumed by manufacturers, plant designers and simulation programs, that a grid connected PV inverter always operates at the MPP. However, depending on the MPP-tracking algorithm used by the inverter, at certain power and voltage levels more or less significant deviations from the MPP may occur, which can reduce energy yield of the whole PV plant up to a few percent.

Total efficiency η_{tot}

If η and η_{MPPT} are known, total efficiency $\eta_{\text{tot}} = \eta \cdot \eta_{\text{MPPT}}$ can be calculated. As the actual input quantity to the inverter is P_{MPP} offered by the PV array or PV array simulator, it makes sense to indicate η_{tot} not vs. P_{DC} , but η_{tot} vs. P_{MPP} . Then examples for measured curves of η_{tot} at different DC voltage levels for two inverters will be shown.

Conclusion

For PV modules there is a tendency to improve specifications in a way that not only power specifications at STC (and at lower irradiance levels) are indicated, but also energy yields measured during a certain time period under real weather conditions. It is hoped that this will make possible an improvement for the calculation of the DC-energy yield of a PV array. However, if energy losses caused by poor MPP-tracking are not considered, another essential uncertainty for accurate determination of the energy yield of a grid-connected PV-plant remains. If measured values of total efficiency η_{tot} are available for an inverter at different DC voltage levels, a plant designer can create an optimal match between PV array and PV inverter not only considering array power, but also as far as DC voltage is concerned. It would also make sense to include measured values of η_{tot} at different voltage levels in PV simulation programs. Together with improved data about energy rating of PV modules this will increase the accuracy of calculation of energy yield of grid-connected PV-plants.

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