

ACHT JAHRE TESTEN UND MODELLIEREN VON FOTOVOLTAIKSYSTEMEN – WELTWEIT

S. J. Ransome

BP Solar, Chertsey Road, Sunbury upon Thames, Middlesex, TW16 7LN, UK

Tel.: +44 1932 775711

E-Mail: steve.ransome@uk.bp.com

Internet <http://www.bpsolar.com>

KURZZUSAMMENFASSUNG

- BP Solar führt weltweit Langzeittests von einzelnen Solarmodulen und Solargeneratoren verschiedener Technologien unter Freifeldbedingungen durch [1]. Diese Veröffentlichung fasst die Ergebnisse seit 1998 zusammen.

- Es wurde festgestellt, dass bei stündlich gemessenen und auch simulierten Daten die Bestrahlungsstärke im Vergleich zu kürzeren Messintervallen (z.B. 10 Minuten, 15 Sekunden) der Anteil bei geringeren Bestrahlungsstärken überschätzt wird [2].

- Es wurden empirische Formeln entwickelt, um die Modultemperatur, die MPP-Spannung und -leistung zu prognostizieren. Mit ihrer Hilfe kann man Module und Solargeneratoren auf ihr optimales Verhalten hin überprüfen und Abweichungen können auffindig gemacht werden [3].

- Studien mit den Modulen BP 7180 und BP 3160 belegen ihre guten Wirkungsgrade, auch bei niedriger Lichtintensität und unter Bedingungen von diffusen Lichts [4].

- Wie die vorliegende Studie zeigt, hängen die gemessenen kWh/kWp-Unterschiede verschiedener Technologien im Vergleich zur Typenschildangabe im Wesentlichen von der jeweiligen wirklichen Modulleistung ab (solange nicht ordentlich korrigiert). Zum Beispiel müssen Wechselrichterverluste, nicht korrekte MPP-Regelung, Verschmutzung, Schatten, Ausfallzeiten und bei Dünnschichtmodulen Degradation berücksichtigt werden.

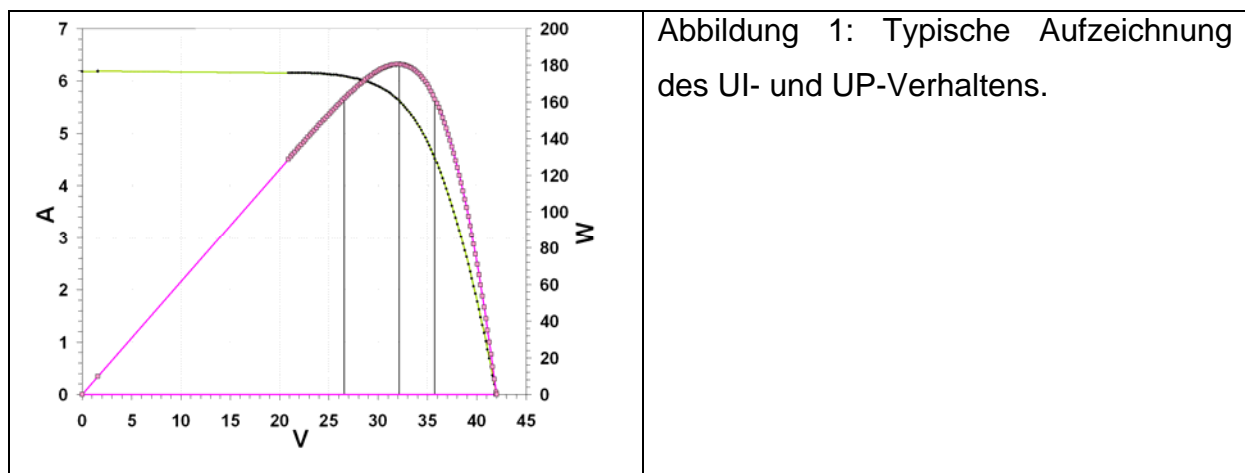
- Studien verschiedener Technologien weisen nach, dass Solarmodule dann eine bestmögliche „kWh-Ausbeute über die Modullebensdauer“ liefern, wenn sie, abgesehen von langen Garantien, hohe Wirkungsgrade in einer weiten Bandbreite

der meteorologischen Gegebenheiten erzielen. Optimierungsversuche für einen bestimmten „Wettertyp“ verringern unweigerlich die Leistung unter anderen Gegebenheiten.

1 MESSUNGEN IM FREIEN

Auf einem Dach in Sydney (Australien) werden einzelne Module mit einem IV-Scanner alle 30 Minuten vermessen. Die MPP-Spannung wird im Minutenrhythmus nachgeregelt. BP Solar lässt ebenso Module im MPP-Betrieb am ISET in Kassel und an anderen Orten weltweit messen.

Abbildung 1 zeigt eine typische UI-Kennlinie eines Moduls in Australien. Neben den üblichen Größen U_{mpp} und I_{mpp} werden auch Parameter wie Parallel- und Reihenwiderstand, I_{sc} und U_{oc} sowie den Kurvenradius der UI-Kurve und die Steigung im MPP bestimmt.



Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt den Wirkungsgrad eines BP 7180-Moduls für ein Jahr, gemessen am ISET. Die dunkelblauen Punkte geben mehr als 23.000 Messpunkte zehninütiger Mittelwerte wieder.

Die rote Linie ist die Näherungskurve 3. Ordnung für den Wirkungsgrad. Das gelb dargestellte Histogramm veranschaulicht die eingefallene Strahlungsenergie bei entsprechenden Bestrahlungsstärkeklassen bei dimensionsloser y-Achse.

	<p>2A) Modulwirkungsgrad als Funktion der Bestrahlungsstärke (kW/m^2).</p> <p>Sehr hoher Wirkungsgrad, auch bei niedriger Bestrahlungsstärke (links).</p>
	<p>2B) Modulwirkungsgrad als Funktion der Temperatur T_{modul} ($^{\circ}\text{C}$)</p> <p>Nur eine kleine Punktwolke bei hoher Modultemperatur (rechts), bei gleichzeitig niedrigem Energieanteil.</p>
	<p>2C) Modulwirkungsgrad als Funktion der Direktstrahlung.</p> <p>Sehr hoher Wirkungsgrad auch bei einem hohen Anteil diffuser (gestreuter) Strahlung (links).</p>
	<p>2D) Modulwirkungsgrad als Funktion des Einfallswinkels ($^{\circ}$).</p> <p>Eine kleine Punktwolke bei großem Einfallswinkel (rechts), bei gleichzeitig niedrigem Energieanteil.</p>

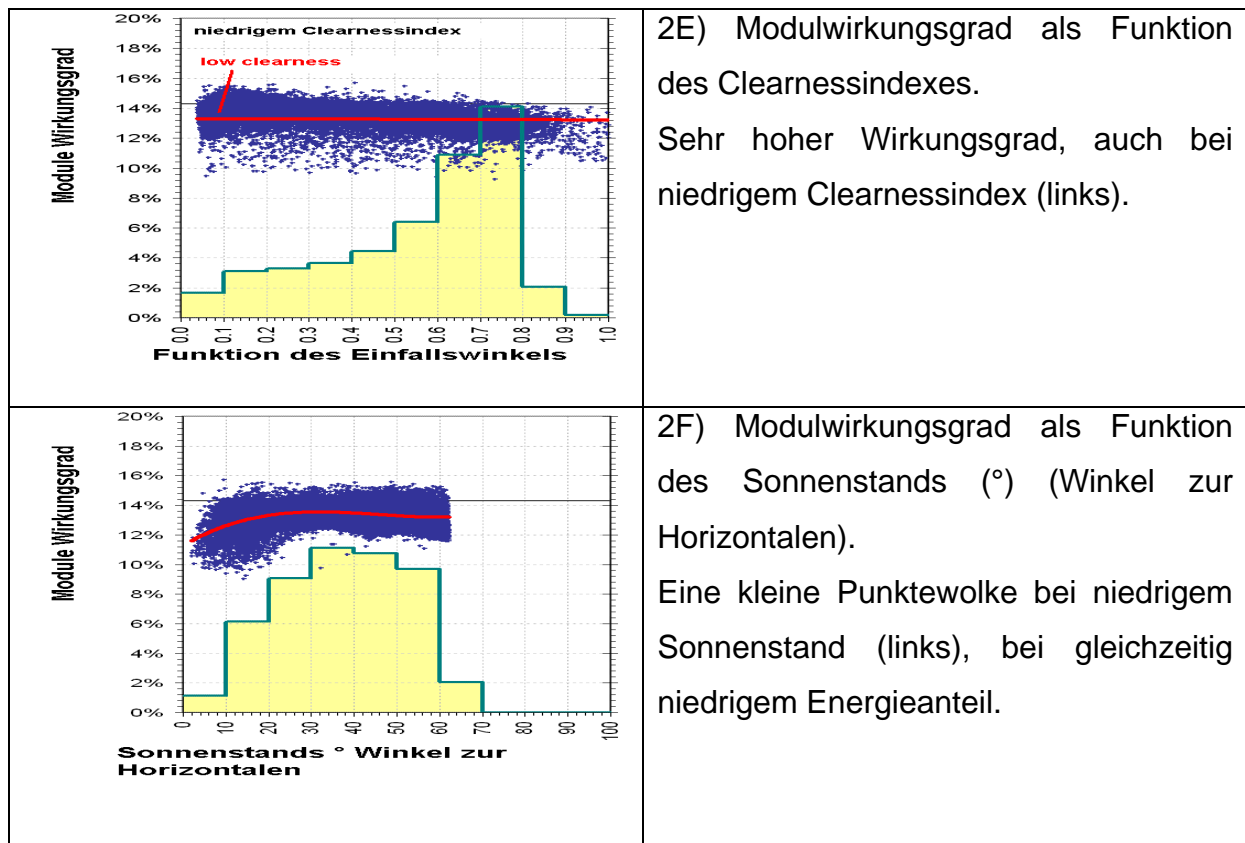


Abbildung 2: Wirkungsgrad des BP 7180 (obere Punkte) und Anteil der Bestrahlungsstärke (untere Histogramme), gemessen am ISET von Juli 2004 bis Juli 2005.

Es ist zu beachten, dass der Modulwirkungsgrad auch unter schwachen Lichtverhältnissen, bei diffusem Licht und bei niedriger Klarheit hoch ist (>13%). Wie die Histogramme zeigen, ist bei hohen Werten der Bestrahlungsstärke (direkter Strahlungsanteil und großer Clearnessindex) die Energie höher als bei niedrigen Werten (auch in Kassel, Deutschland).

2 ÜBERPRÜFUNG DER OPTIMALEN LEISTUNG MIT EMPIRISCHEN FORMELN

Zum Vergleich und zur Charakterisierung von Modulen wurden empirische Formeln für T_{modul} , die Gleichspannung (U_{dc}) und den Energieertrag verwendet [1]. Mit diesen Formeln lässt sich die optimale Ausgangsleistung als Funktion der Bestrahlungsstärke, der Umgebungstemperatur T_{umgeb} und der Windgeschwindigkeit

vorhersagen. Weiterhin kann man auf diese Weise Fehler lokalisieren und die sachgemäße Installation überprüfen.

Man setzt einfache Modelle ein, welche die Verluste am Wechselrichter und in der Verkabelung, Temperaturen des auf Dächern montierten Solargenerators ggf. mit Schattenbildung ein, um Systeme wie jenes in Abbildung 3 auf Ausfallzeiten oder andere Beschränkungen der Ausgangsleistung zu überprüfen.

Für eine höchstmögliche Energieerzeugung ist es wichtig, zu überprüfen, ob die Wechselstromleistung eines Systems mit jenem Wert vergleichbar ist, den man bei charakteristischen Modulen erwartet. Die Leistung wird über die Anzahl des parallelen und in Reihe geschalteten Moduls skaliert und die einschränkenden BOS-Komponenten, wie Kabelverluste und den Wirkungsgrad des Wechselrichters, berücksichtigt.

Bei der Untersuchung einer Vielzahl von PV-Systemen von Drittherstellern fand man verschiedene leistungsbegrenzende Effekte wie Schattenbildung, Verluste am Wechselrichter, mangelhaftes Einschaltverhalten und unzureichende Spannungsregelung. Diese sollten nach Möglichkeit reduziert oder gänzlich vermieden werden.



Abbildung 3: Von einem empirischen Modell validiertes großer Solargenerator: Es handelt sich um einen Vergleichstest von zwei verschiedenen Modultypen in Deutschland [4].

Die nachfolgende Abbildung 4 zeigt die Beschreibung der Modultemperatur durch die empirischen Gleichungen und veranschaulicht die Güte dieser Näherung (obere, rote Kurve), die Spannung (mittlere, blaue Kurve) und die Leistung (untere, violette Kurve) eines einwandfrei arbeitenden Systems.

Jegliche Abweichung vom Verhalten gemäß dieser Kurven kann auf ihre Ursache und auf das Ausmaß des Leistungsdefizits untersucht werden. Es gab einige wenige Ausreißer aufgrund niedriger Spannung zu verzeichnen, aber alle anderen Leistungswerte waren gut.

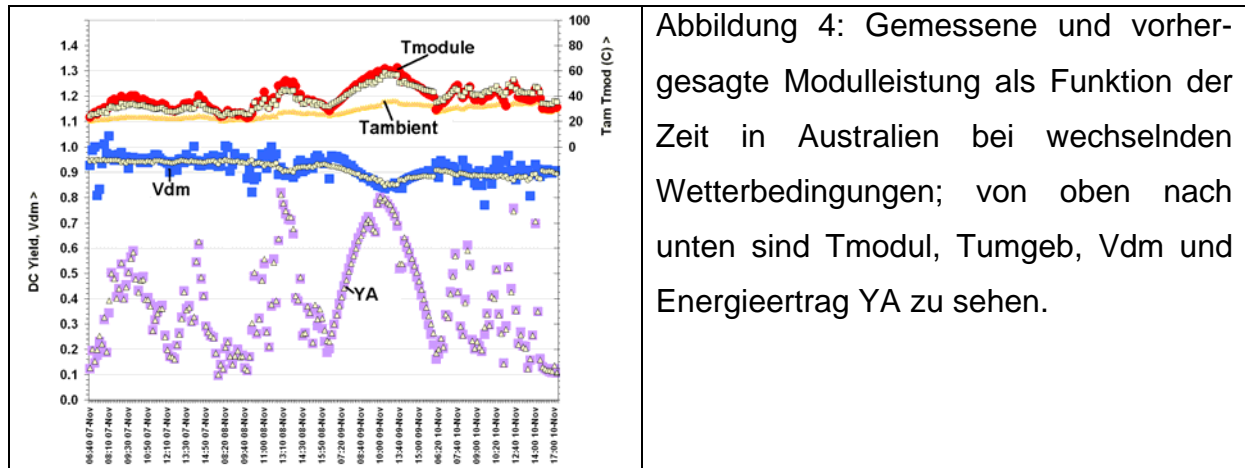


Abbildung 4: Gemessene und vorhergesagte Modulleistung als Funktion der Zeit in Australien bei wechselnden Wetterbedingungen; von oben nach unten sind T_{modul}, T_{umgeb}, V_{dm} und Energieertrag YA zu sehen.

3 ABHÄNGIGKEIT DER LEISTUNG VON DER MESSHÄUFIGKEIT

Die meisten in Simulationen verwendeten Wetterdaten (Bestrahlungsstärke, Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit) stammen aus stündlichen Serien des sogenannten „typischen meteorologischen Jahres oder Referenzjahrs“ („Typical Meteorological or Reference Year“, TMY/TRY). Es kann sich auch um stündliche Serien, die aus Markov-Übergangsmatrizen zusammengesetzt wurden, handeln.

Solche Übergangsmatrizen sind Tabellen, welche die Wahrscheinlichkeiten des Übergangs zu einer anderen Wettersituation im jeweils nächsten Zeitschritt/Zeitabschnitt angeben.

Auf der Grundlage von Matrizen dieser Art erzeugt man Pseudo-Zufalls-Wetterdaten - derart, dass die Varianz und die Autokorrelation, von einer Stunde zur nächsten, wirklichen gemessenen Daten entsprechen.

Sowohl in Sydney (Abbildung 5) als auch in Kassel [2] aufgenommene Messdaten mit deutlich kürzeren Zeitintervallen als eine Stunde zeigen jedoch, dass die Zeitmittelung auf stündliche Werte die wirkliche Kurve der Energie als Funktion der Bestrahlungsstärke verformt.

Außerdem verursacht die Stundenmittelung

- eine Überschätzung des Beitrags niedriger Lichtintensitäten und umgekehrt
- eine Unterschätzung des Beitrags hoher Lichtintensitäten.

Dafür ergibt sich folgende Erklärung: Unter veränderlichen Wetterbedingungen erzeugen die Module ihre Energie vorwiegend während der Sonnenscheinzeiten. Die Stundenmittelung über sonnige und bewölkte Zeiträume suggeriert aber eine geringere mittlere Bestrahlungsstärke.

Unter veränderlichen Wettergegebenheiten, die in Klimaten wie in Nordeuropa häufig auftreten, geschieht die Energieerzeugung in den Modulen oft bei Bestrahlungsstärken, die höher sind als erwartet (aufgrund der Reflexion an Wolken), aber bei Temperaturen, die niedriger sind als erwartet (denn die Module kühlen in den bewölkten Zeitabschnitten ab). An beiden Standorten entsprechen über 6% der einfallenden Strahlungsenergie Werten der Bestrahlungsstärke über 1 kW/m²; man beobachtete Spitzenwerte um 1,35 kW/m².

Unter diesen Bedingungen einer höheren Bestrahlungsstärke als angenommen [2] beobachtete man Leistungsbegrenzungen bei Wechselrichtern, die für eine „erwartete maximale Bestrahlungsstärke“ von vielleicht 0,9 – 1,0 kW/m² ausgelegt waren.

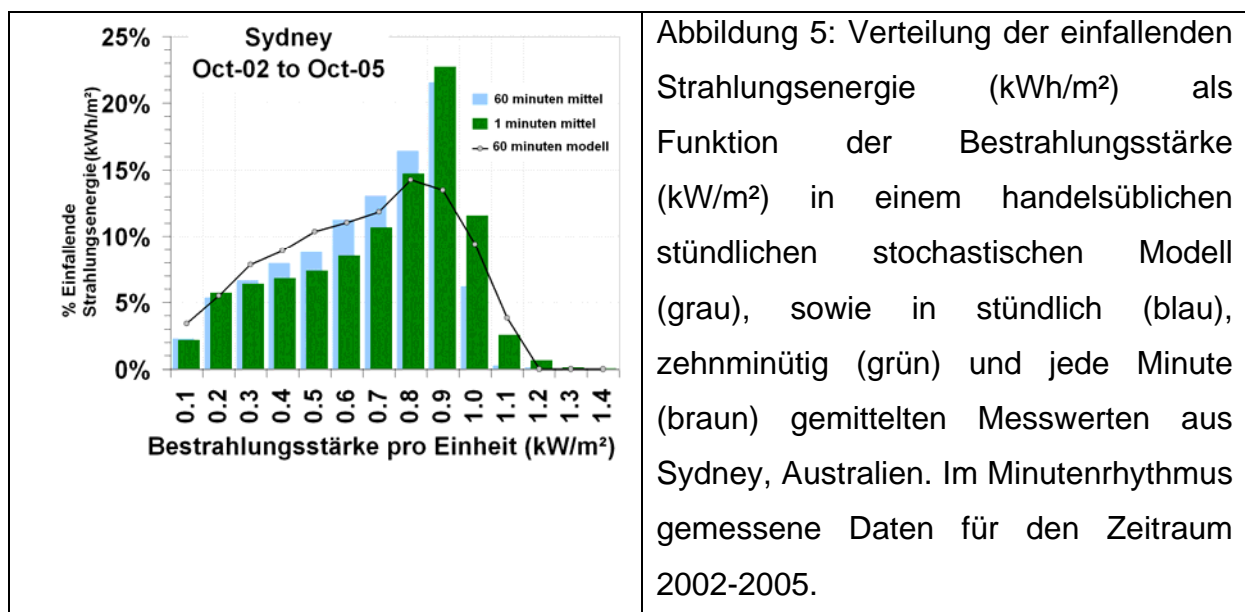


Abbildung 5: Verteilung der einfallenden Strahlungsenergie (kWh/m²) als Funktion der Bestrahlungsstärke (kW/m²) in einem handelsüblichen stündlichen stochastischen Modell (grau), sowie in stündlich (blau), zehnteilig (grün) und jede Minute (braun) gemittelten Messwerten aus Sydney, Australien. Im Minutenrhythmus gemessene Daten für den Zeitraum 2002-2005.

4 VERGLEICH VERSCHIEDENER PV-TECHNOLOGIEN MIT MESSUNGEN VON PARAMETERN IM FREIEN

Zum Studium des Modul- und Solargeneratorverhaltens wurde eine geeignete dreidimensionale Darstellung entwickelt (Abbildungen 6 bis 9).

Es folgt eine Beschreibung der in den Abbildungen dargestellten Daten.

a) Achsen:

- Vordere Achse: Modultemperatur, von links (-20°C , kalt) nach rechts ($+80^{\circ}\text{C}$, heiß).
- Rechte Achse: Bestrahlungsstärke, von vorne (0 kW/m^2 , trüb) nach hinten ($1,2\text{ kW/m}^2$, klar).
- Senkrechte Achse: Gemessener Leistungsparameter (Stromstärke, Spannung, Wirkungsgrad oder Leistung, in der Regel normiert auf 0 bis 1,2 Nominalwert).

b) Gemessene Werte des Leistungsparameters in Abhängigkeit von T_{modul} und der Bestrahlungsstärke:

- Alle gültigen Punkte sind rosafarben im dreidimensionalen Raum dargestellt.
- In schwarzer Farbe ist ein Gitternetz von Mittelwerten in Einheitsintervallen von 10°C und $0,1\text{ kW/m}^2$ eingefügt.

c) An den Flächen des Koordinatensystems sind die Projektionen der Punkte zu sehen:

- Bodenfläche: schwarz (T_{modul} als Funktion der Bestrahlungsstärke).
- Linke Wand: grün (Leistungsparameter als Funktion der Bestrahlungsstärke).
- Hintere Wand: orange (Leistungsparameter als Funktion von T_{modul}).

Außerdem sind den Datenpunkten Näherungskurven 3. Ordnung hinzugefügt.

d) Histogramme an der linken und hinteren Wand:

- Verteilungen der einfallenden Strahlungsenergie kWh/m^2 (pro Einheit der jeweiligen Achse).
- Linke Wand: Energie pro Einheit der Bestrahlungsstärke.
- Hintere Wand: Energie pro Einheit der Modultemperatur.

Die nachfolgende Abbildung 6 zeigt 4.000 Punkte, die zehnmündige Mittelwerte im Verlauf eines Jahres für ein BP 7180-Modul am ISET in Kassel darstellen. Zur Veranschaulichung ist nur 1/6 der Daten dargestellt.

Wie man sehen kann, ist der gemessene Wirkungsgrad unter realen Bedingungen hoch. Sein Verlauf in Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke ist annähernd konstant und fällt bei sehr hohen Modultemperaturen leicht ab (wie das Histogramm an der hinteren Wand verdeutlicht, ist jedoch die einfallende Strahlungsenergie bei Modultemperaturen über 50°C gering).

Die z-Achse zeigt den Nominalwirkungsgrad von 14,3%.

Abbildung 7 ist das Äquivalent zu Abbildung 6, für ein BP 3160-Modul am ISET in Kassel, Deutschland. Es ergibt sich ein ähnliches Verhalten des normierten Wirkungsgrads. Die z-Achse zeigt den Nominalwirkungsgrad von 12,7%.

Zum Vergleich zeigt Abbildung 8 die gleichen Größen für ein CIS-Modul eines Konkurrenzherstellers, gemessen am ISET in Kassel, Deutschland. Insgesamt ist das Verhältnis des gemessenen zum nominalen Wirkungsgrad geringer als für die BP 7180 und 3160 (obwohl bereits der geringere Nominalwirkungsgrad von 9,1% beträgt). Außerdem ist keine Verbesserung der Leistung bei niedriger Lichtintensität festzustellen.

Abbildung 9 ist eine analoge Darstellung der Daten eines a-Si-Moduls eines anderen Konkurrenzherstellers, nach Messungen am ISET in Kassel, Deutschland.

Das Verhältnis des gemessenen zum nominalen Wirkungsgrad ist insgesamt deutlich geringer als bei den anderen Modulen (es hat ein Abfall unter die angegebenen 6,3% stattgefunden oder die Leistung des Moduls lag bei der Lieferung unter der Nominalleistung). Außerdem ist entgegen den Aussagen der Literatur fast keine Verbesserung bei niedriger Lichtintensität festzustellen. Es ist eine leichte Verbesserung bei hohen Temperaturen zu beobachten, die man teilweise auf einen verbesserten Gammafaktor ($=1/P_{\max} \times dP_{\max}/dT$) zurückführen kann. Im Allgemeinen beläuft sich der Wirkungsgrad dieses Moduls auf nur ca. 80% seines Nominalwerts von 6,3%.

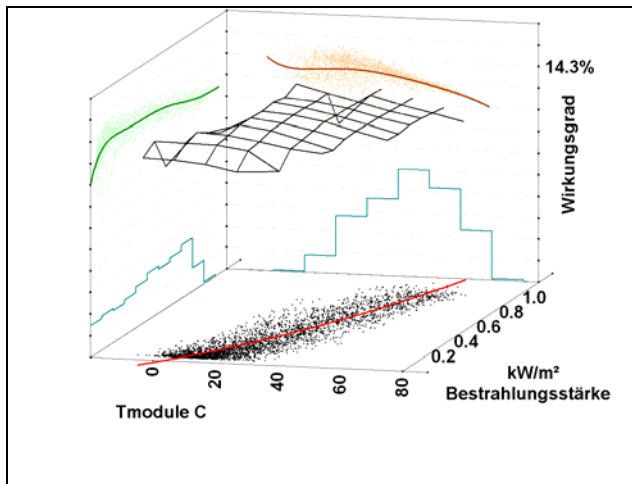


Abbildung 6: Wirkungsgrad eines BP 7180 als Funktion der Modultemperatur und der Bestrahlungsstärke, während eines Jahres am ISET in Deutschland gemessen.

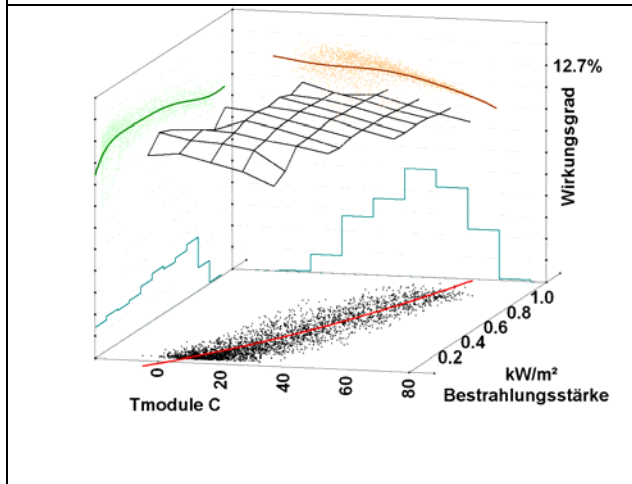


Abbildung 7: Wirkungsgrad eines BP 3160 als Funktion der Modultemperatur und der Bestrahlungsstärke, während eines Jahres am ISET in Deutschland gemessen.

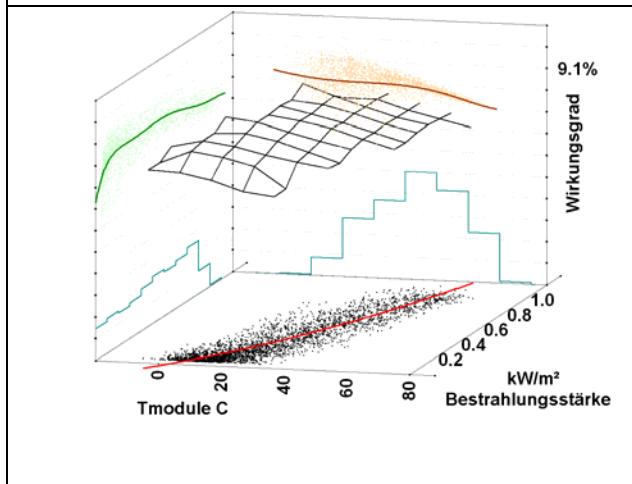


Abbildung 8: Wirkungsgrad CIS-Modul Konkurrenzhersteller als Funktion der Modultemperatur und der Bestrahlungsstärke, während eines Jahres am ISET in Deutschland gemessen

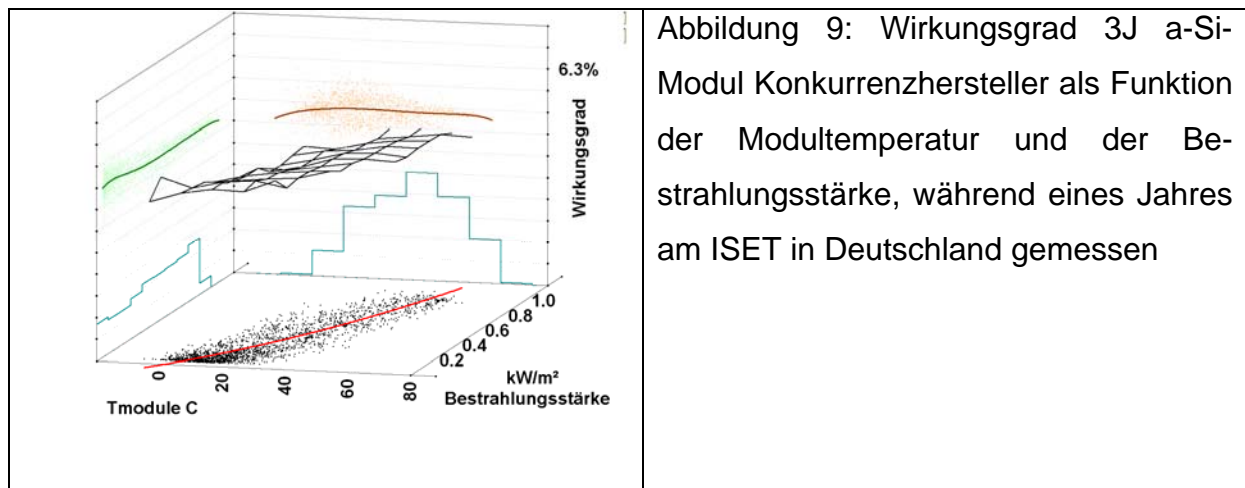


Abbildung 9: Wirkungsgrad 3J a-Si-Modul Konkurrenzhersteller als Funktion der Modultemperatur und der Bestrahlungsstärke, während eines Jahres am ISET in Deutschland gemessen

5 SCHLUSSFOLGERUNGEN

- In Studien von realen meteorologischen Daten, PV-Modulen und Systemen in verschiedenen Regionen der Erde wurden diverse Effekte bestimmt, welche die Energieerzeugung in PV-Modulen einschränken und die durch Tests im Labor oder Tests einzelner Module nicht festzustellen sind.
- Das gemessene Verhältnis der höchsten und niedrigsten Modulwirkungsgrade (monokristallines bzw. amorphes Si) beträgt annähernd 3:1, was sich in der Ausbeute in kWh/m² entsprechend bemerkbar macht.
- Der Unterschied zwischen der auf dem Typenschild angegebenen und der wirklichen Modulleistung P_{mpp} ist einer der wichtigsten Faktoren, welche die Energieproduktion in kWh/kWp bestimmen.
- Es wird gezeigt, dass es zur Minimierung der BOS-Verluste wichtig ist, die Leistung des Solargenerators unter realen Bedingungen gegenüber der vorbestimmten Leistung zu untersuchen.
- Die höchste kWh-Ausbeute im Laufe der gesamten Lebensdauer ist für Module gegeben, die bei allen meteorologischen Gegebenheiten am Standort des Solargenerators einen hohen Wirkungsgrad besitzen und die längsten Garantielaufzeiten aufweisen (z.B. 25 Jahre und mehr).

6 LITERATURANGABEN

Unter <http://www.bpsolar.com/techpubs> sind mehr als 70 technische Artikel von BP Solar zu finden, einschließlich aller unten genannten Arbeiten.

[1] A Summary of 6 years performance modelling from 100+ sites worldwide (Zusammenfassung von sechs Jahren Modellierung des Leistungsverhaltens an weltweit mehr als 100 Orten). Ransome et al, 31st PVSC Orlando 2005.

[2] 6DV.4.32 Why Hourly Averaged Measurement Data Insufficient to Model PV System Performance Accurately (Warum stündlich gemittelte Messdaten für die korrekte Modellierung der Leistung eines PV Systems unzureichend sind). Ransome et al, 20th PVSEC Barcelona 2005.

[3] Advanced analysis of PV system performance using normalised measurement data (Fortgeschrittene Analyse der Leistung eines PV-Systems mit normierten Messdaten). Ransome et al, 31st PVSC Orlando 2005.

[4] „4% höherer Energieertrag bei einem 83 kWp Testfeld in Deutschland-Saturn 7 Serie“ / “4% Increased energy collection from 83 kWp test -Saturn 7-series”. Artikel (nur auf Deutsch) Poster (Englisch und Deutsch). Ransome et al, 21st Staffelstein 2006.

7 DANKSAGUNG

Peter Funtan ISET Kassel, André Pohl Activ Solar Deutschland, Stephen Poropat BP Solar Australien, Kai Deponte und Hannah Heinevetter BP Solar Hamburg und andere Mitarbeiter der BP Solar weltweit.