

# Performance- und Degradationsanalyse von PV Modulen und Systemen

Andreas Högl<sup>1\*</sup>, Robert Höller<sup>1</sup>, Yuzuru Ueda<sup>2</sup>

<sup>1</sup>FH Oberösterreich, Studiengang Öko Energietechnik, Stelzhamerstraße 23, 4600 Wels,  
Tel.: +43 5 0804 40, Fax: +43 5 0804 43166, E-Mail: robert.hoeller@fh-wels.at

<sup>2</sup>Tokyo University of Science, 6-3-1 Niijuku, Katsushika-Ku, Tokyo, 125-8585 Japan,  
Tel.: +81-3-5876-1360, Fax: +81-3-5876-1614, E-Mail: ueda@ee.kagu.tus.ac.jp

**Kurzfassung:** Diese Arbeit befasst sich mit der Langzeitperformance verschiedener Photovoltaikmodultypen. Hierfür wurden Messdaten zweier Modulteststellen in Japan und Algerien ausgewertet und die Performance-Parameter der untersuchten Module bestimmt. Bei der Messdatenanalyse wurde insbesondere das Verhalten der installierten CIS-Dünnschichtmodule näher untersucht. Als Referenz dienten jeweils die errichteten mono-beziehungsweise polykristallinen Siliziummodule.

**Keywords:** CIS-Dünnschichtmodul, Langzeitperformance, Modulteststellen, Realbedingungen

## 1 Grundlegende Informationen der Modulteststellen

### 1.1 Vergleich der klimatischen Bedingungen

Die Modulteststellen wurden in Algerien und Japan errichtet, genauer gesagt in den Städten Saida (Algerien) beziehungsweise Hokuto in der Präfektur Yamanashi (Japan). Auf Grund der geographischen Lage beider Standorte waren große Unterschiede hinsichtlich der vorherrschenden klimatischen Bedingungen zu erwarten. Vor den eigentlichen Datenauswertungen und Analysen wurden daher Informationen bezüglich des Klimas und der auftretenden Globalstrahlung (GHI) am jeweiligen Modulstandort gesammelt.

Zuerst wurden mit Hilfe von Wetterdatenbanken die monatlichen Durchschnittstemperaturen sowie die gemessenen Niederschlagsmengen des japanischen und algerischen Standortes ermittelt. Diese beiden Parameter werden oft für die Bewertung des vorherrschenden Klimas an beliebigen Standorten herangezogen [1]. In Abbildung 1 sind die monatlichen Durchschnittstemperaturen und Niederschläge in Kofu, Japan und Saida, Algerien dargestellt. Hierbei ist ersichtlich, dass die monatlichen Durchschnittstemperaturen der Stadt Kofu, die Hauptstadt der Präfektur Yamanashi, während der Sommermonate annähernd gleich sind wie jene des algerischen Standortes. In den Wintermonaten jedoch sind die Temperaturen in Algerien (graue Linie) deutlich höher als in Japan (blaue Linie). Weiters wurden auch die auftretenden Niederschläge beider Standorte miteinander verglichen und deutliche Unterschiede festgestellt. Insbesondere im Sommer sind die Niederschlagsmengen in Kofu (oranger Balken) um ein Vielfaches höher als in Saida (gelber Balken). Anhand dieser Daten konnten erste Schlussfolgerungen bezüglich des Klimas am jeweiligen Modulstandort getroffen werden. Demzufolge können die klimatischen Bedingungen der japanischen Teststelle als tropisch feucht und die des algerischen Modulstandortes als äußerst trocken bezeichnet werden.

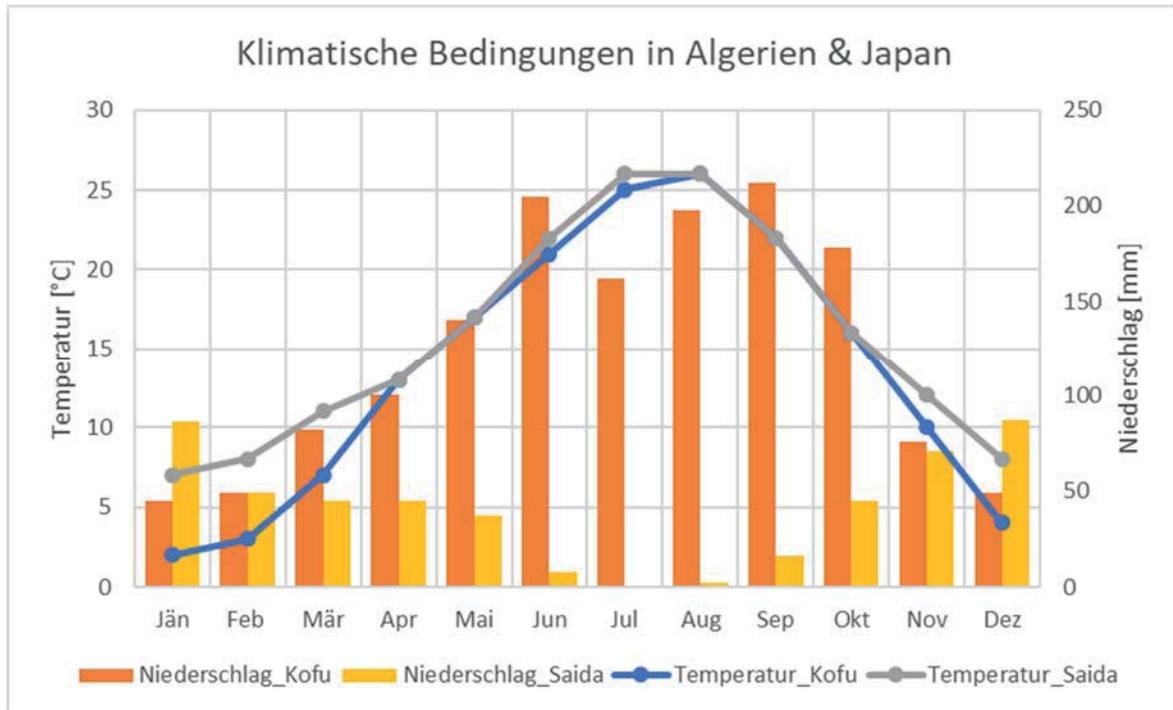


Abbildung 1: Vorherrschendes Klima in Kofu, Japan und Saida, Algerien

## 1.2 Systemkonfiguration der japanischen Modulteststelle

Das Hokuto Mega-Solar System (HMS) wurde durch die New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) mit dem Ziel der detaillierten Performanceanalyse verschiedener Photovoltaikmodultypen und Systemen unter Realbedingungen errichtet. Die Testanlage wurde in der Stadt Hokuto, etwa 130 km westlich von Tokio auf einer Meereshöhe von 700 Metern errichtet. Weiters ist die Präfektur Yamanashi eine der sonnenreichsten Regionen Japans, wobei das vorherrschende Klima während der Sommermonate vergleichsweise kühl bleibt [2].

Nach einer dreistufigen Bauphase von 2006 bis 2010 wurde die finale Kapazität der Anlage von etwa 2 MW erreicht. Insgesamt wurden 24 Photovoltaikmodultypen verschiedener Hersteller innerhalb und außerhalb Japans verbaut. In Abbildung 2, welche während eines Besuchs der Testanlage aufgenommen wurde, ist eine Aufständigung mit den installierten Modultypen zu sehen. Diese Module sind in einem Winkel von 30 Grad montiert und nach Süden ausgerichtet. Zusätzlich wurde eine Wetterstation mit Pyranometern (horizontale und geneigte Globalstrahlung), einem Pyrheliometer (direkte Sonnenstrahlung) und einem Anemometer für die Messung der Windgeschwindigkeit errichtet.

Die Strom-Spannungskennlinien wurden in einem fünfminütigen Intervall aufgezeichnet, wobei die Messmethoden je nach Modultechnologie variierten. Die kristallinen Siliziummodule wurden im Leerlauf vermessen und Dünnschichtmodule wie zum Beispiel CIS wurden alle fünf Minuten mit einem Messwiderstand verbunden, um die Modulkennlinien abspeichern zu können. Das Monitoring der PV Systeme sowie die Aufzeichnung der Wetterstationsdaten wurde minütlich durchgeführt.



*Abbildung 2: Installierte Modultypen des Hokuto Mega-Solar Systems*

### **1.3 Systemkonfiguration der algerischen Teststelle**

Im Dezember 2013 wurden an diesem Standort fünf verschiedene PV-Modultypen und eine Wetterstation errichtet. Die verwendeten Modultechnologien sind multikristallines Silizium, CIS-Dünnschicht, Heterojunction mit intrinsischer Dünnschicht (HIT), rückseitig kontaktiertes Silizium (back contact) und Heterojunction von amorphen Silizium (a-Si) mit monokristallinen Silizium. Diese Testanlage wurde im Zuge des Sahara Solar Breeder Projekts (SSB) gebaut, welches sich mit der Entwicklung und Errichtung von Solartechnologien in der Algerischen Wüste beschäftigt.

Abbildung 3 zeigt die nach Süden ausgerichtete Aufständigung der Module, die in einem Neigungswinkel von 30 Grad montiert wurden. Für die Aufzeichnung der Strom-Spannungskennlinien wurde alle 10 Sekunden eines der installierten PV-Module mit einem Kennlinienmessgerät verbunden. Nach der Vermessung aller Modulkennlinien wurde eine Wartezeit von 10 Minuten festgesetzt bevor ein weiterer Messzyklus startete.

Neben den Modulen wurde am Teststandort auch eine Wetterstation errichtet, um meteorologische Parameter wie Einstrahlung, Umgebungstemperatur, relative Luftfeuchte und Windgeschwindigkeit aufzeichnen zu können. Wie auch bei den Modulen wurde ein Messintervall von 10 Minuten festgelegt.



Abbildung 3: Modulkonfiguration der algerischen Teststelle [3]

## 2 Datenauswertung

Für einen realistischen Vergleich verschiedener Modultechnologien wurden die aufgezeichneten Messdaten zweier Modulteststellen bearbeitet und anschließend analysiert. Diese Moduldaten mussten jedoch vorab bearbeitet werden, um eine aussagekräftige Analyse zu ermöglichen. In der nachfolgenden Abbildung 4 sind die grundlegenden Bearbeitungsschritte der Datensätze dargestellt, welche bei beiden Teststandorten gleichermaßen durchgeführt wurden. Die Programmierung aller Bearbeitungsschritte erfolgte mittels Matlab. Wie bereits vorab erwähnt, beschränkte sich die Datenauswertung auf die installierten CIS-Dünnschichtmodule beider Standorte, wobei die Messergebnisse der errichteten mono- beziehungsweise polykristallinen Siliziummodule als Referenz dienen.



Abbildung 4: Bearbeitungsschritte der Moduldatensätze

### 2.1 Import und Adaptierung

Zu Beginn wurden die Modul- und Wetterdaten importiert und in monatliche Datensätze konvertiert. Hierbei zeigten sich insbesondere bei der japanischen Teststelle unterschiedliche Messintervalle, da die Module alle fünf Minuten vermessen wurden und die Wetterdaten minütlich abgespeichert wurden. Vor einer weiteren Auswertung der Messergebnisse mussten daher die Datensätze vereinheitlicht werden. Hierfür wurden numerische Reihen beider Datensätze generiert, wobei alle Messzeitpunkte als Nummer ausgegeben wurden und somit eindeutig zuweisbar waren. In weiterer Folge konnten die Modul- und Wettermessungen angeglichen und etwaige nicht übereinstimmende Datenpunkte entfernt werden.

### 2.1.1 Korrektur auf Standard-Testbedingungen (STC)

Die Moduldaten wurden anschließend auf Standard-Testbedingungen (STC, englisch: Standard Test Conditions) umgewandelt, um einen unabhängigen Vergleich verschiedener Modultechnologien zu ermöglichen. Gemessene Modulparameter wie Strom, Spannung und Leistung wurden somit auf eine Einstrahlung von  $1000 \text{ W/m}^2$ , eine Modultemperatur von  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  und eine Luftmasse von AM 1,5 korrigiert. Mit Hilfe dieser Adaptierung konnte ein temperaturunabhängiger Vergleich von Modultypen verschiedener Hersteller erreicht werden.

Nichtsdestotrotz treten diese standardisierten Betriebsbedingungen in der Realität kaum auf, da die gemessene Einstrahlung oft geringer und die Zelltemperaturen der Module höher sind. Der Einfluss dieser beiden Faktoren führt zu einer deutlichen Verringerung der Ausgangsleistung eines Photovoltaikmoduls. Folglich variiert die Performance eines errichteten PV-Systems unter Realbedingungen oft merklich, wobei jene unter Standard-Testbedingungen berechenbar bleibt [4].

Der Hauptgrund für die Korrektur von Moduldaten auf Standard-Testbedingungen ist die temperaturbedingte Sensitivität von Halbleiterbauteilen. Im Falle einer Solarzelle oder eines PV-Moduls wird insbesondere die Leerlaufspannung von einem Temperaturanstieg beeinflusst. Im Gegensatz dazu bleibt bei diesen Bedingungen der Kurzschlussstrom nahezu unverändert. Bei der Korrektur der Messdaten auf Standard-Testbedingungen wurden diese Temperatureffekte mittels sogenannter Temperaturkorrekturfaktoren berücksichtigt. Diese Faktoren sind abhängig von der jeweilig verwendeten Modultechnologie und werden üblicherweise auf den Datenblättern der PV-Module angegeben. Im Falle beider Modulteststellen wurden importierte Modulparameter wie Leerlaufspannung, Kurzschlussstrom sowie die Maximalleistung (MPP-Leistung) auf STC-Bedingungen gebracht.

Im Zuge der Messdatenauswertung wurde auch die sogenannte Performance Ratio (PR) der installierten Module berechnet. Dieser Parameter wird für die Bewertung und den Vergleich von PV Systemen und Modulen herangezogen. Weiters definiert die Performance Ratio den Unterschied zwischen tatsächlich produzierter Energie eines Moduls zur erwarteten Energie und schwankt zwischen 0 und 1, wobei eine hohe PR ein zuverlässig arbeitendes PV-System beschreibt [5].

Die produzierte Energie des Moduls wurde durch Aufsummieren der auf Standard-Testbedingungen korrigierten Ausgangsleistung berechnet und die erwartete Energie wurde mittels Multiplikation der gemessenen Einstrahlung mit der nominalen Modulausgangsleistung bei STC-Bedingungen ermittelt. Hierbei wurden die Maximalleistungen der jeweiligen PV-Module der zur Verfügung gestellten Anlagendokumentation entnommen.

Neben der Performance Ratio wurden auch die korrigierten Füllfaktoren (FF) der Module bestimmt. Dieser Parameter ist definiert als das Verhältnis der Maximalleistung ( $P_{\text{MPP}}$ ) eines PV-Moduls zum Produkt von Leerlaufspannung ( $V_{\text{OC}}$ ) und Kurzschlussstrom ( $I_{\text{SC}}$ ). Der Füllfaktor gibt Auskunft über die Zellqualität eines Moduls und im Falle von Siliziumzellen liegt dieser zwischen 0,75 und 0,85. Bei Dünnschichtmaterialien variiert dieser Wert zwischen 0,6 und 0,75 [6]. Wie auch bei der Performance Ratio wurden die Füllfaktoren mittels der auf Standard-Testbedingungen korrigierten Modulparameter bestimmt.

## 2.2 Filterung

In weiterer Folge wurden die Moduldaten gefiltert, um etwaige Messfehler beziehungsweise unrealistische Datenpunkte zu entfernen. Die Programmierung der Filter umfasste unter anderem den Ausschluss von Datenpunkten bei geringen Einstrahlungen, außerhalb von definierten Bereichen des Füllfaktors (FF), Clearness-Indexes sowie jene, die deutlich über- sowie unterhalb der berechneten Mittelwerte lagen. Die resultierenden Datensätze wurden für die anschließenden Performance-Analysen abgespeichert und exportiert.

## 2.3 Analyse der japanischen Messdaten

Im Falle der japanischen Teststelle wurden die monatlichen Messdaten des CIS-Dünnschichtmoduls und des monokristallinen Siliziummoduls zusammengefasst und eine jährliche Analyse durchgeführt. Anhand der zur Verfügung stehenden Daten wurde die Performance beider Modultypen im Zeitraum von sieben Jahren verglichen.

Die nachfolgende Abbildung 5 zeigt die berechneten PR-Werte der in Japan installierten Module. Hierbei ist der Verlauf der PR des CIS-Dünnschichtmoduls (blau) und des monokristallinen Siliziummoduls (orange) im Zeitraum von 2010 bis 2016 dargestellt. Anhand dieser Grafik ist ersichtlich, dass die Performance Ratio des installierten CIS-Moduls das theoretische Maximum von 1 übersteigt und zu Beginn des Aufzeichnungszeitraums deutlich über jener des Siliziummoduls liegt. Die Überschreitung der maximal möglichen PR im Falle des CIS-Dünnschichtmoduls ist auf die Prüfverfahren des Modulherstellers und den sogenannten Light-Soaking-Effekt zurückzuführen. Dieser Effekt beschreibt den Anstieg der Modulleistung sobald dieses der Sonneneinstrahlung ausgesetzt wird, welche sich jedoch nach wenigen Stunden stabilisiert. Somit liegt die tatsächliche Leistung des Moduls nach der Installation über jenen vom Hersteller angegebenen Werten. Weiters zeigen sich beim Siliziummodul saisonale Schwankungen, aber die PR bleibt über den siebenjährigen Betrachtungszeitraum nahezu unverändert. Beim CIS-Modul hingegen ist im selben Zeitraum eine Verschlechterung der PR zu erkennen. Im September 2016, welcher der letzte verfügbare Monat der Analyse war, sind die PR-Werte beider Modultypen annähernd gleich.

Somit ist trotz des geringen Zeitraums von sieben Jahren bereits jetzt eine höhere Langzeitstabilität des Siliziummoduls erkennbar. Basierend auf diesen Ergebnissen kann davon ausgegangen werden, dass sich die Performance des CIS-Moduls weiter verschlechtern und jene des Siliziummoduls unterschreiten wird.

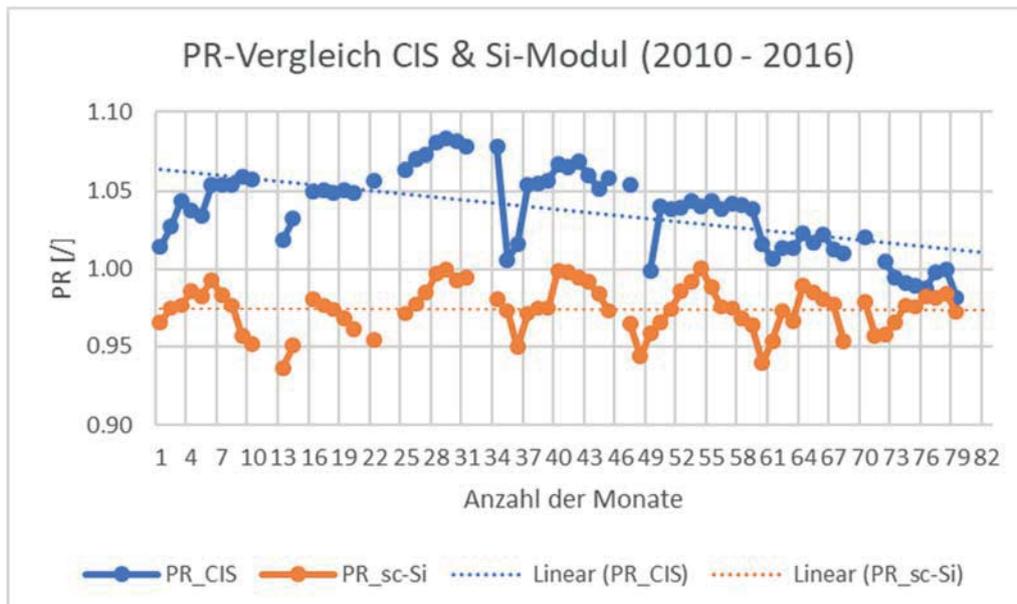


Abbildung 5: PR-Vergleich des CIS- und Si-Moduls (Japan)

Die jährliche Datenauswertung umfasste auch eine Gegenüberstellung der Füllfaktor-Ergebnisse der untersuchten Module. Diese sind in Abbildung 6 zusammengefasst, wobei der FF-Verlauf des CIS-Moduls in blau und jener des monokristallinen Siliziummoduls in orange dargestellt ist. Wie auch bei der Performance Ratio verringert sich der Füllfaktor des CIS-Dünnschichtmoduls innerhalb des Betrachtungszeitraums deutlich. Im Gegensatz dazu ist beim Siliziummodul trotz saisonaler Schwankungen nur eine geringfügige Verschlechterung des FF erkennbar.

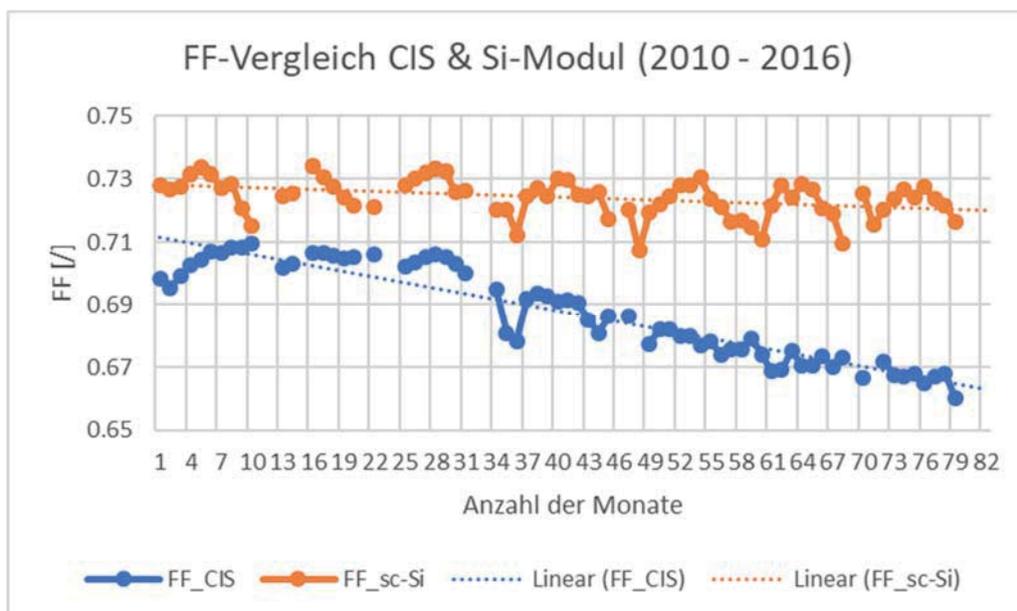


Abbildung 6: FF-Vergleich des CIS- und Si-Moduls (Japan)

## 2.4 Analyse der algerischen Messdaten

Für diese experimentelle Teststelle wurden Moduldaten von 2014 bis 2016 zur Verfügung gestellt. Im Zuge der ersten Datenbearbeitungen wurden die monatlichen Messdaten dieses Standortes zu jährlichen Datensätzen zusammengefasst. Wie auch bei der japanischen Testanlage wurde der Fokus der Analysen auf die Performance und Stabilität des installierten CIS-Dünnschichtmoduls gelegt. Als Referenz diente dieses Mal ein polykristallines Siliziummodul (poly-Si).

Die Ergebnisse der berechneten PR-Werte sind in Abbildung 7 zusammengefasst, wobei das Siliziummodul in blau und das CIS-Modul in orange dargestellt ist. Hierbei sind saisonale Schwankungen und deutliche Verringerungen der Performances erkennbar. Besonders im Jänner 2015 und in den Monaten Juli und September 2016 bricht die Performance beider Module merklich ein. Die letzteren Schwankungen könnten durch Kalibrierungs- und Wartungsarbeiten an der Teststelle im August 2016 hervorgerufen worden sein, da in diesem Monat keinerlei Moduldaten aufgezeichnet wurden. Die genaue Ursache dieses Verhaltens konnte jedoch nicht gefunden werden, da etwaige Aufzeichnungen über durchgeführte Arbeiten in der Anlagendokumentation fehlten.

Zusätzlich übersteigt die PR des Siliziummoduls das theoretische Maximum von 1 in mehreren Sommermonaten des zweiten Messjahres. Diese Überschreitung ist jedoch theoretisch unmöglich, da bei dieser Modultechnologie kein Light-Soaking-Effekt auftritt. Der positive Einfluss des eben genannten Effekts ist beim CIS-Modul zu Beginn des Beobachtungszeitraums erkennbar. Im Falle des polykristallinen Siliziummoduls dürften unterschiedliche Reinigungsintervalle der Module und des Messequipments für diese Abweichung verantwortlich sein. Im schlimmsten Fall wurden die Module des Teststandortes korrekt gereinigt, jedoch installierte Messgeräte wie das Pyranometer nicht. Somit ist der tatsächliche Ertrag des Moduls höher als der erwartete Energieertrag, welcher mittels des verschmutzten Pyranometers bestimmt wurde.

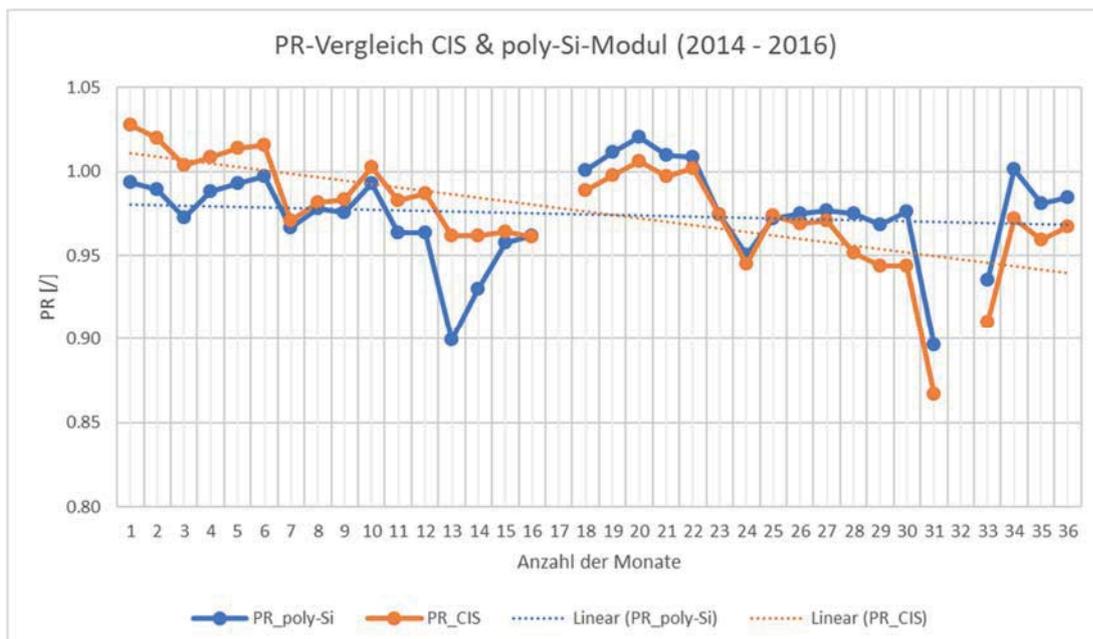


Abbildung 7: PR-Vergleich des CIS- und poly-Si-Moduls (Algerien)

Anhand der jährlichen Trends der vorherigen Grafik scheint sich die Performance des CIS-Moduls leicht zu verringern und jene des polykristallinen Siliziummoduls bleibt gleichzeitig nahezu konstant. Um eine aussagekräftige Langzeitperformanceanalyse durchführen zu können wären jedoch die Messdaten weiterer Jahre notwendig.

Ein Vergleich der Füllfaktor-Berechnungen beider Modultechnologien ist in Abbildung 8 dargestellt. Hierbei ist ersichtlich, dass die monatlichen FF-Werte des Siliziummoduls (blau) zwar über jenen des Dünnschichttyps (orange) liegen, jedoch innerhalb des dreijährigen Betrachtungszeitraums deutlich schwanken. Im Gegensatz dazu sind die saisonalen Schwankungen der Füllfaktoren des CIS-Moduls weniger stark ausgeprägt und auf einem niedrigeren Niveau auf Grund der vorab erwähnten physikalischen Eigenschaften dieses Modultyps.

Basierend auf den Messergebnissen der untenstehenden Abbildung sind unterschiedliche saisonale Verhalten der beiden Technologien erkennbar, da das CIS-Dünnschichtmodul deutlich geringere Schwankungen über den Betrachtungszeitraum aufweist. Das polykristalline Siliziummodul hingegen wird von etwaigen saisonalen Veränderungen der klimatischen Bedingungen am algerischen Modulstandort stärker beeinflusst. Auf Grund des kurzen Beobachtungszeitraums sind wiederum keine eindeutigen Trends hinsichtlich etwaiger Degradationsmechanismen erkennbar.

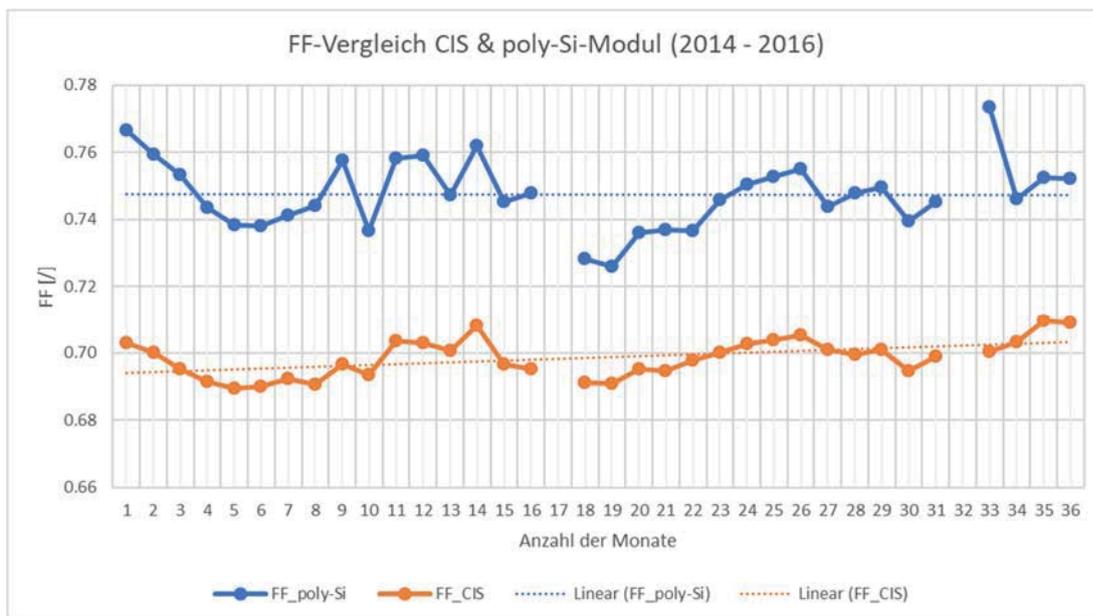


Abbildung 8: FF-Vergleich des CIS- und poly-Si-Moduls (Algerien)

### 3 Zusammenfassung

Die Datenauswertungen der japanischen Teststelle zeigten deutliche Unterschiede hinsichtlich der Langzeitperformance der analysierten Modultechnologien. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums war der positive Einfluss des Light-Soaking-Effekts auf die Performance Ratio des CIS-Dünnschichtmoduls klar erkennbar. Dennoch verringerte sich die Performance des Dünnschichttyps innerhalb des analysierten Zeitraums und im September 2016 war diese bei beiden Modulen annähernd gleich. Auch der FF-Vergleich führte zu ähnlichen Ergebnissen, da sich der Füllfaktor des CIS-Moduls stetig verringerte. Bereits nach

sieben Jahren Betriebszeit zeigte das Siliziummodul eine bessere Langzeitperformance und Stabilität.

Die jährlichen Messdatenanalysen des algerischen Standortes zeigten einige saisonale Schwankungen der Modulperformances auf Grund der vorherrschenden klimatischen Bedingungen. Diese Schwankungen der Modulparameter waren insbesondere im Falle des polykristallinen Siliziummoduls sichtbar. Die Auswertungen der PR-Ergebnisse hingegen zeigte eine leichte Verschlechterung des CIS-Dünnschichtmoduls innerhalb des Betrachtungszeitraums. Trotz dieser ersten Ergebnisse würden weitere Messdaten benötigt werden, um eine aussagekräftige und detaillierte Performance- und Stabilitätsanalyse durchführen zu können.

## 4 Danksagung

Wir möchten der New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Tokio, für die Bereitstellung der Messdaten der PV Module in Japan und Algerien danken.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] Weatherbase, 2017. [Online]. Available: <http://www.weatherbase.com/>. [Zugriff am 02 12 2017].
- [2] K. Nishioka, T. Shimakage, H. Yamane, M. Kudo und Y. Ueda, „Evaluation of Output Performance of Various Photovoltaic Systems in the Hokuto Mega-Solar Project,“ IEEE, Orlando, Florida, USA, 2010.
- [3] A. Balaska, A. Tahri, F. Tahri und A. B. Stambouli, „Performance assessment of five different photovoltaic module technologies under outdoor conditions in Algeria,“ Elsevier; Renewable Energy, 2017.
- [4] A. Luque und H. Steven, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Chichester, West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 2011.
- [5] Solar Edge, 2017. [Online]. Available: [https://www.solaredge.com/sites/default/files/monitoring\\_performance\\_ratio\\_calculation.pdf](https://www.solaredge.com/sites/default/files/monitoring_performance_ratio_calculation.pdf). [Zugriff am 06 06 2017].
- [6] K. Mertens, Photovoltaik; Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, München: Carl Hanser Verlag, 2013.