



Mit

- ✓ **Simon Peyrenegre-Aussoleil, Sales & Technical Trainer, SunPower**
- ✓ **Moderation: Marian Willuhn, Redakteur, pv magazine**

Module mit IBC Technologie bieten hohe Leistung und niedrigste Degradation?

- ✓ NREL-Ergebnisse zur Degradation verschiedener Modultechnologien
- ✓ Wie lässt sich Degradation messen, wenn sie im Bereich der Fehlertoleranz stattfindet?
- ✓ Weitere Faktoren, die Langlebigkeit und Performance beeinflussen
- ✓ Kurze Einführung in die Technologie von IBC-Modulen und Modulen ohne Busbars
- ✓ Blick auf die neuen SunPower Modulgenerationen: Maxeon (IBC) und Performance Module (geschindelt)
- ✓ Welcher Mehrwert ergibt sich daraus für die Kunden?

Wie bestimmt man die Degradation von Photovoltaikanlagen oder Solarmodulen?

Das Problem:

- 80% Leistungsgarantie auf 30 Jahre, bei 3% Degradation im Jahr 1, entsprechen 0,6% pro Jahr.
- Die Messungenauigkeit eines Flashers liegt bei 2,5 bis 3 % für eine Einzelmessung, bei 0,5% für eine Wiederholungsmessung.

Aber ist eine Vermessung nach einem, 2 oder 3 Jahren eine Wiederholungsmessung?

- Daher entwickeln Forscher Methoden, wie man mit Tricks (im positiven Sinne) aus den Daten, die man gewinnen kann, Aussagen zu jährlichen Degradationsraten gewinnen kann:

„Robust PV Degradation Methodology and Application“ , D. C. Jordan, C. Deline, and S. R. Kurtz, Gregory M. Kimball , and Mike Anderson, IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, VOL. 8, NO. 2, MARCH 2018

Autoren stammen von NREL und von Sunpower



Abstract—The degradation rate plays an important role in predicting and assessing the long-term energy generation of photovoltaics (PV) systems. Many methods have been proposed for extracting the degradation rate from operational data of PV systems, but most of the published approaches are susceptible to bias due to aging, module soiling, temporary outages, seasonality, and degradation variation. In this paper, we propose a methodology, leveraging available site sensor data, and a robust degradation model. We show the method to provide more accurate degradation rates than site sensor data, and a robust model in the case of sensor drift, which is the lowest uncertainty among the alternate methods, we believe, for PV systems.

A. Normalization

Here we define degradation rate as a rate of change, with a negative rate representing a decrease in performance. Computing the degradation rates of PV systems from time-series data requires three primary steps which are described here: normalization, filtering, and data analysis.

II. ANALYSIS METHODOLOGY

IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, VOL. 8, NO. 2, MARCH 2018

Dirk C. Jordan , Chris Deline , Sarah R. Kurtz , Gregory M. Kimball , and Mike Anderson 

IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, VOL. 8, NO. 2, MARCH 2018

Abstract—The degradation rate plays an important role in predicting and assessing the long-term energy generation of photovoltaics (PV) systems. Many methods have been proposed for extracting the degradation rate from operational data of PV systems, but most of the published approaches are susceptible to bias due to aging, module soiling, temporary outages, seasonality, and degradation variation. In this paper, we propose a methodology, leveraging available site sensor data, and a robust degradation model. We show the method to provide more accurate degradation rates than site sensor data, and a robust model in the case of sensor drift, which is the lowest uncertainty among the alternate methods, we believe, for PV systems.

A. Normalization

This step calculates a unitless performance ratio (PR) metric, which is the ratio of the measured power to the rated power of the system. The PR metric is calculated as follows:

$$PR = \frac{P_{measured}}{P_{rated}}$$

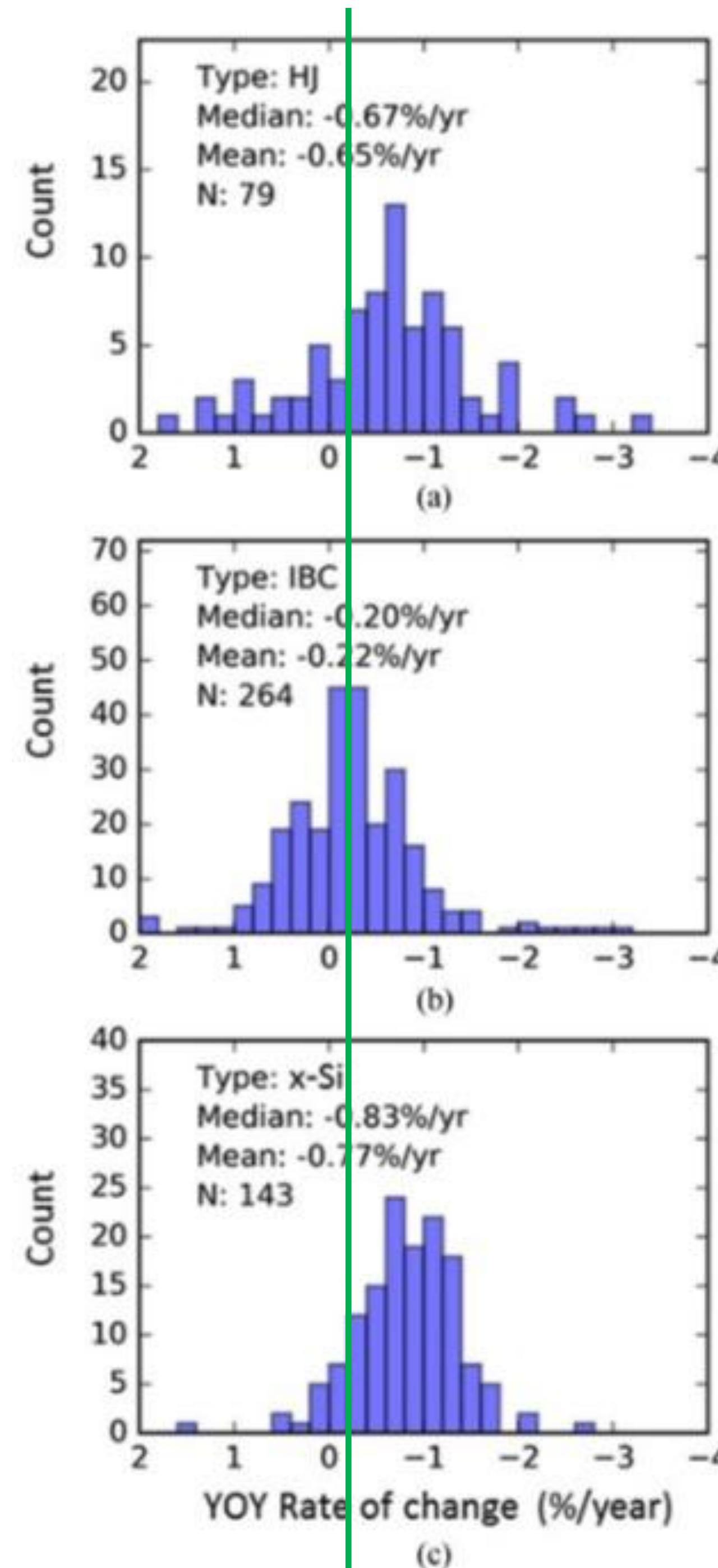
where $P_{measured}$ is the measured power and P_{rated} is the rated power of the system.

Ergebnis I: Methode zur Bestimmung jährlicher Degradationsraten

pv magazine group

- Basis ist eine Temperatur korrigierte Performance Ratio.
Es gehen als Messwerte ein: DC oder AC Leistung, Nennleistung, Einstrahlwinkel, Temperatur
- Die Autoren haben drei verschiedene Methoden der statistischen Auswertung nebeneinander gestellt:
 - A - Year-to-year-Methode: Zwei gleiche Datenpunkte (Einstrahlung/Temperatur) in aufeinanderfolgenden Jahren werden verglichen. Man erhält ein Histogramm mit vielen Degradationsraten, was weiter ausgewertet wird.
 - B - SLS Ansatz: Die Degradation wird „fortlaufend“ über einen Fit der Datenpunkte bestimmt (SLS: standard least square regression).
 - C - Quantil-Ansatz: wie SLS, nur dass statt des Mittelwertes ein bestimmte Quantil (z.B. Median) gefittet wird.
- Für die Bestimmung von Einstrahlung und Temperatur wurden zwei Verfahren gegenübergestellt:
 - A. Messung mit Sensoren.
 - B. Modellierung der Daten. Die Modellierung hat den Vorteil, dass Verschmutzung und Sensor-Drifts keine Rolle spielen. Die Autoren nennen es „clear sky“ Model, da nur Zeitpunkte berücksichtigt werden, wenn der Himmel wolkenfrei war.
Das „clear sky“ model erlaubt eine genaue Datenerhebung bei Messfehlern durch Fehlkalibrierung von Sensoren, Verschmutzung
- Ergebnisse zur Methode:
 - Der Jahr-zu-Jahr-Ansatz ergab die niedrigste Standardabweichung für die Degradationsraten. Außerdem ist er am unempfindlichsten, wenn systematische Offsets entstehen, weil zum Beispiel Hardware getauscht wird
 - Mit diesem Ansatz wurde verglichen, wie sich das „Sensor“-Modell vom „clear sky“-Modell unterscheidet. Beide Modelle ergeben nahezu die gleichen degradationsraten. Mit dem Sensor-Modell ergeben sich kleinere Standardabweichungen. Wenn Sensoren nicht gut kalibriert werden, ergeben sich jedoch fehlerhafte Werte. Daher sei die „clear sky“ Methode sicherer.
 - Die Autoren untersuchen auch die Abhängigkeit der so berechneten Degradationsraten von Parametern wie Verschmutzung, plötzlichen Daten-Offsets, wolkenreiche Region, nicht-lineares-Verhalten
 - Die sicherste Methode: Jahr-zu-Jahr-Methode unter Verwendung des „clear sky“-Models

Ergebnis II:



Sunpower hat mit der Methode und gemeinsamen Software-Tools Daten von 463 Wechselrichtern ausgewertet. Die Anlagen haben zusammen eine Nennleistung von 230 Megawatt und wurden zwischen 2006 und 2011 errichtet. Da mindestens 6 Jahre nach Errichtung vergangen waren, ist der Einfluss von LID gering.

Unterscheidet man nach Technologie, ergibt sich als Ergebnis: Die Degradationsraten der Kraftwerke mit IBC-Technologie liegen mit 0,22%/Jahr deutlich unter denen von HJT Module (0,65%/Jahr) und anderen x-Si-Modulen (0,77%/Jahr)

Einschätzung

- Die Degradationsraten sind insgesamt erfreulich gering und zeigen, dass gängige Annahmen sinnvoll sind.
- Unsicherheit: Die Anlagen mit IBC/Sunpower-Modulen in diesem Datensatz degradieren laut Veröffentlichung im Durchschnitt 0,55 %/Jahr weniger als Anlagen mit einem Mix verschiedener c-Si-Module. Es werden keine Unsicherheits-Intervalle dafür angegeben, so dass sich aus der Veröffentlichung nicht abschätzen lässt, wie signifikant das Ergebnis ist.
- Eindeutige Aussage: In diesem Datensatz degradieren die Anlagen mit Sunpower Modulen weniger als der Anlagendurchschnitt
(vorausgesetzt die Unsicherheit ist kleiner als die Differenz)
- Interessante Frage: Wie kam der Datensatz zustande und gibt es auch andere Untergruppen in dem Datensatz, die sich besser als der Durchschnitt verhalten?
- In wie weit lassen sich die Degradationsraten ausschließlich auf Modulqualität beziehen? DC/AC Verhältnis verschleiert Degradation wenn nicht alle Datensätze bei denen ‚clipping‘ aufgetreten ist entfernt wurden.
- Übertragbarkeit: Die Ergebnisse gelten zunächst für genau den betrachteten Datensatz. Wie er auf heutige Module übertragen werden kann, muss man diskutieren. Zum Beispiel über ein Modell zu den physikalischen Ursachen der Ergebnisse.
- Neuere Arbeiten vom Fraunhofer ISE und vom Nrel zeigen, dass ein Teil der Degradation von Solarkraftwerken nicht mit Modul-Degradation zusammenhängt und über gute Wartung reduziert werden kann.



Module mit IBC Technologie bieten
hohe Leistung und niedrigste
Degradation?

Fragen und Diskussion

Mit

- ✓ **Simon Peyrenegre-Aussoleil, Sales & Technical Trainer,**
SunPower
- ✓ **Moderation: Marian Willuhn, Redakteur, pv magazine**

Downloads, Aufzeichnungen, Anmeldungen und mehr unter:
www.pv-magazine.de/webinare

Bevorstehende Veranstaltungen

Webinare

Die neue Stromspeicherinspektion 2020 ist erschienen: Was bedeuten die Ergebnisse für Installateure und Kunden?

25. März 2020
15:00 bis 16:00 Uhr

Roundtables Mexico @ Solar Power Mexico 2020



25. März 2020
12:00 Uhr – 13:30 Uhr
Centro Citibanamex, Mexico City

Tracking and bifacial technologies for Mexico's next step into energy transition

[Mehr Infos & Registrierung](https://www.pv-magazine.com/events/events-2020/)
<https://www.pv-magazine.com/events/events-2020/>