

POTENTIALINDUZIERTE DEGRADATION BEI CIGS

PID BEI KUPFER-INDIUM/GALLIUM-DISELENID-SOLARMODULEN

Bei einem Solarpark „Problemfall“ gab es eine ganze Reihe von Mängeln und Schäden, die dem Investor keine Freude machten. Dieser Beitrag greift einen Aspekt besonders heraus: Die potential-induzierte Degradation von Kupfer-Indium/Gallium-Diselenid-Solarmodulen (CIGS), hier kurz als „PID@CIGS“ bezeichnet. Hintergrund: Die Photovoltaik-Anlage lieferte immer weniger Erträge und die monatlichen Überweisungen des Netzbetreibers wurden immer geringer.

Kurze Anlagenbeschreibung

Die Freiflächenanlage ist auf einem Müllberg installiert. Sie hat eine STC-Nennleistung von etwa 1 MWp (rund 13.000 CIGS-Solarmodule in ca. 1.100 Strings) und besteht aus zwei Hälften, die jeweils mit einem Zentralwechselrichter à 500 kVA ausgestattet sind.

Der Solarpark wies zu Beginn der Untersuchungen, im Vergleich zum störungsfreien Betrieb einer mangelfreien MW-Freiflächen-PV-Anlage, deutliche Mindererträge auf. Die Performance Ratio (PR), eine von der Einstrahlung und von der Anlagengröße unabhängige Vergleichskennzahl für PV-Anlagen, zeigte dies deutlich. Sie war in den ersten Jahren nach der Inbetriebnahme im Dezember 2009 und bis ca. Mitte 2012 bei für diese Anlage üblichen Werten in Höhe von ca. 75 bis 80 % gelegen hatte, sank bis Mitte des Jahres 2013 auf rund 45 %.

Rasch konnten zahlreiche Stringunterbrechungen festgestellt werden: Das Horrorkabinett umfasste Glasbruch und Delamination/TCO-Korrosion bei den



Bild 1: Ansicht eines Teils des Solarparks (Westhang)

Solarmodulen, Kupfersulfatbildung/Kupferkorrosion am Pluspol der Strings, abgebrannte Steckverbinder, abgebrannte Modul Dosen. Dazu noch ein paar kleinere weitere Fehler, auf die hier nicht näher eingegangen wird. Die Strategie war daher klar und einfach: Defektmodule austauschen, Steckverbinder ersetzen (und die anderen „Kleinigkeiten“ beheben) sowie die reparierten Strings wieder in Betrieb nehmen.

Woher Ersatzmodule nehmen?

Es waren zunächst nur einzelne Solarmodule zu tauschen, daher mussten sich die Ersatzmodule elektrisch in die Strings und geometrisch auf den Tischen in die Solaranlage einfügen lassen. Der Modulhersteller war zwischenzeitlich insolvent, auf dem Markt zunächst keine passenden Solarmodule mehr zu finden. Letztlich gelang es aber passende Module aus der Insolvenzmasse zu erwerben. Zwei Paletten hier, drei Paletten dort – leider ohne Gewährleistung und Garantie. Da der Hersteller insolvent ist, gilt dies jedoch auch für die Gewährleistung und Garantie der im Solarpark vorhandenen Solarmodule. Es ging zunächst „nur“ um ein paar hundert Module, also war es letztendlich keine Schwierigkeit, ausreichend Ersatzmodule zu beschaffen und in die PV-Anlage einzubauen.

Weitere Fehler

Als die erste Instandsetzung der PV-Anlage abgeschlossen war, wurde festgestellt, dass der Solarpark noch nicht seine ursprüngliche, volle Leistung erbringt. Die PR konnte auf ca. 55 bis 60 % verbessert werden, aber in der Folgezeit verringerte sie sich erneut auf rund 40 %. Es wurde schnell deutlich, dass es weitere geschädigte Solarmodule im Solarpark geben muss, deren Fehler allerdings optisch nicht erkennbar ist, ansonsten hätte man sie bei den Sichtkontrollen in der PV-Anlage bereits entdecken müssen. Die Auswertung des Anlagenmonitorings sowie Messungen vor Ort zeigten, dass zahlreiche Strings mit einer verringerten Spannung, teilweise sogar mit verringertem Strom arbeiten.

Als Leerlaufspannung wurden statt rund 700 bis 750 Volt, wie gemäß Anlagenkonfiguration zu erwarten, nur Werte um 500 Volt gemessen, teilweise auch deutlich darunter. Damit lag auch die MPP-Spannung der Strings unterhalb der Normalwerte. Die Spannung war teilweise so gering, dass der Wechselrichter den MPP nicht mehr regeln konnte und bei seiner Mindestbetriebsspannung von 500 Volt arbeitete. Das führte zu einer Verschiebung des Arbeitspunktes entlang der U-I-Kennlinie aus dem optimalen Betriebspunkt heraus und es kam, über die fehlende Modulleistung hinaus, zu weiteren Ertragsverlusten.

In Strings mit besonders geringer Spannung wurde die Leerlaufspannung einzelner Solarmodule überprüft und festgestellt, dass diese in vielen Fällen – zum Teil deutlich! – geringer war als im Datenblatt angegeben. Der nächste Schritt waren Kennlinienmessungen an Einzelmodulen, welche die Ergebnisse der Messungen der Leerlaufspannung bestätigten und eine verringerte Modulnennleistung sowie deformierte U-I-Kennlinien zeigten. Die Schädigung der Solarmodule war vor allem am Minuspol der Strings zu beobachten: Je näher sich ein Modul am negativen Stringende befand, desto geschädigter war es. Dies ist ein einschlägiges Kennzeichen für eine potential-induzierte Degradation (PID) oder anders ausgedrückt: PID@CIGS.

Weitergehende Untersuchungen im Labor des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) bestätigten die Ergebnisse. Zudem fand das Labor heraus, dass die PID-Schädigung dieser CIGS-Module – anders als die PID-Schädigung bei Solarzellen aus kristallinem Silizium – nicht reversibel ist und die betroffenen Solarmodule daher ausgetauscht werden müssen. Eine weitere Schädigung der Module in der PV-Anlage kann gemäß der Ausführungen des ZSW durch eine Erdung des negativen Pols der Wechselrichter verhindert werden.

Dieser Konstruktions- bzw. Ausführungsfehler wird – mittlerweile – auch vom Modulhersteller durch eine Techni-

sche Information bestätigt. Dort steht: „In unseren Untersuchungen haben wir festgestellt, dass die von uns hergestellten Solarmodule in Verbindung mit einer bestimmten Wechselrichtertypologie an Leistung verlieren können. Diese Leistungsverluste (Degradation) stehen im Zusammenhang mit einer auf dem Generatorpol des Solarmoduls anliegenden negativen elektrischen Feldspannung („Potential Induced Degradation“, PID). Die Leistungsverluste können durch die Verwendung von nicht negativ geerdeten Wechselrichtern eintreten.“

In der zum Zeitpunkt der Errichtung der PV-Anlage (Ende 2009) gültigen Montageanleitung für die Solarmodule war eine negative Polerdung nicht vorgeschrieben. Erst zu einem späteren Zeitpunkt – vermutlich 2011 – wurde seitens des Modulherstellers in der Montageanleitung die negative Polerdung der Wechselrichter vorgeschrieben. In der Technischen Information ist auch beschrieben, dass Solarmodule des Produktionszeitraums Mai 2008 bis Juli 2011 betroffen sind. Der Solarpark wurde Ende 2009 errichtet – Volltreffer!

Als erste Maßnahme wurde daher geprüft, ob die beiden Zentralwechselrichter die Möglichkeit bieten, eine negative Polerdung nachzurüsten. Dies war der Fall, die Nachrüstung wurde durch den Wechselrichterhersteller durchgeführt. So sollte (und konnte) zumindest die weitere Degradation der Solarmodule verhindert werden. Aber jetzt bei mehreren tausend Solarmodulen eine Einzelmessung durchführen, um zu erkennen, ob das gemessene Solarmodul geschädigt oder in Ordnung ist? So viele geeignete Messtage mit ausreichend Sonnenschein und stabilen Einstrahlungsbedingungen gibt es nicht.

PID@CIGS

Die Schädigung der Solarmodule ist auch in den Monitoringdaten erkennbar. Anhand von ausgewählten Sonnentagen (hier: 20.03.2012 und 19.04.2015) kann die stromreduzierende (und damit leistungsreduzierende) Wirkung der PID-Schädigung gut nachvollzogen werden. Die nachfolgenden Grafiken zeigen den Tagesverlauf der Stringströme der Stromsensoren, die jeweils 18 Strings überwachen. Ohne Schädigung ist die typische Glockenkurve erkennbar (Bild 2), mit Schädigung verlaufen die Glockenkurven immer flacher (Bild 3).

Bei PID handelt es sich um eine sich allmählich fortschreitende Schädigung der Solarmodule, ausgehend vom negativen Pol eines Strings. Der PID-Effekt ist erst seit wenigen Jahren bekannt. In der einschlägigen Fachliteratur sind, von wenigen Ausnahmen abgesehen, nur mono-

bzw. polykristalline Silizium-Solarmodule beschrieben. Die PID-Schädigung tritt bei fehlerhafter Anlageninstallation auf und wird erst, wie die Monitoringdaten zeigen, nach ca. zweieinhalb bis drei Jahren durch einen Leistungsverlust – und damit einen Ertragsverlust – erkennbar.

Die Beobachtungen zeigen: Bei CIGS-Modulen macht sich der Leistungsverlust zunächst „nur“ durch eine geringere Leerlauf- und MPP-Spannung, in fortgeschrittenem Stadium zusätzlich durch eine Verringerung des Kurzschluss- und MPP-Stroms, bemerkbar. Somit verringert sich die Modulleistung, die sich als Produkt aus Modulspannung und Modulstrom berechnet. Bild 4 zeigt die Spannungs-Strom-Kennlinien von zwölf einzelnen Solarmodulen eines Strings mit ausschließlich „gesunden“ Solarmodulen. Die geringen Unterschiede im Kurvenverlauf sind auf eine fertigungsbedingte Streuung der elektrischen Kennwerte der Solarmodule zurückzuführen.

Bild 5 zeigt die U-I-Kennlinien von 12 einzelnen Solarmodulen eines Strings mit unterschiedlich ausgeprägter PID-Schädigung. Die Kennlinien [a] sind o.k., die Kennlinien [b] zeigen die verringerte Spannung, die Kennlinien [c] zeigen zur weiter verringerten Spannung zusätzlich einen verringerten Strom.

Ausgehend von den Kennlinien-Messungen wurden für die weitere Untersuchung der Module des Solarparks drei Klassen definiert:

- Modul o.k.: Kennlinie weitgehend unverändert
- Modul geschädigt: Kennlinie zeigt „nur“ eine Beeinträchtigung der Spannungswerte
- Modul defekt: Kennlinie zeigt neben der Beeinträchtigung der Spannungswerte zusätzlich eine Beeinträchtigung der Stromwerte

Der Verringerung der Modulspannung der geschädigten Solarmodule sowie – im fortgeschrittenen Stadium – die Verringe-

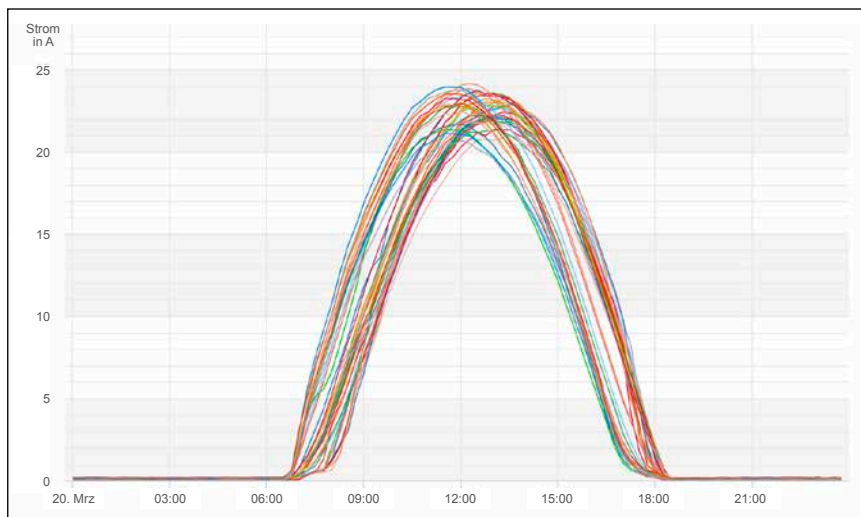


Bild 2: Monitoringdaten des Solarparks vom 20.03.2012: Sonntag mit typischen Glockenkurven. Der Kurvenverlauf zeigt: Noch ist (fast) alles in Ordnung

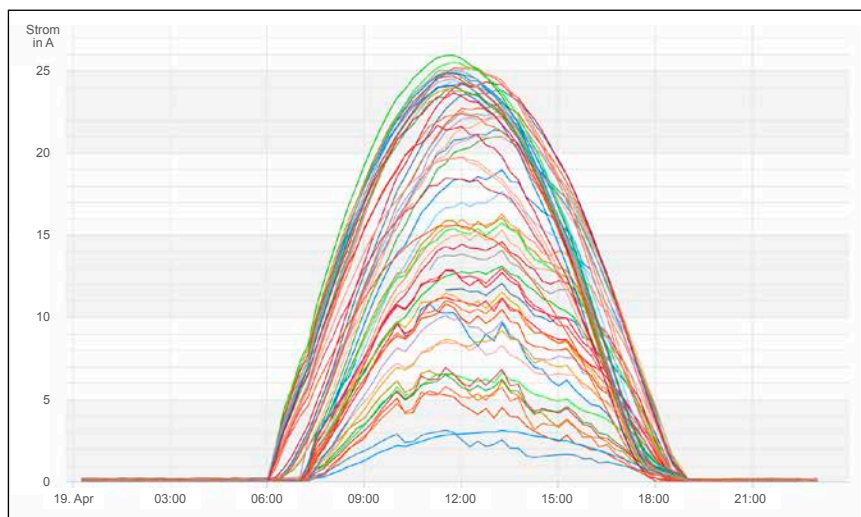


Bild 3: Monitoringdaten des Solarparks vom 19.04.2015: Sonntag mit abgeflachten Glockenkurven. Der Kurvenverlauf zeigt: Deutliche PID-Schädigung erkennbar

rung des Modulstroms der defekten Solarmodule verändern den MPP und erklärt den zu beobachtenden Leistungsverlust der betroffenen Solarmodule. Bereits der Leistungsverlust eines einzelnen Moduls in einem String führt aufgrund der Reihenschaltung der Solarmodule zu einem Leistungsverlust des gesamten Strings. Aufgrund des vorliegenden Anlagenkonzepts mit zwei Zentralwechselrichtern wird durch einen minderleistenden String auch die Stromproduktion der anderen, mit ihm parallel geschalteten Strings beeinträchtigt – selbst wenn dessen Solarmodule in Ordnung sein sollten. Insofern mussten alle als geschädigt oder defekt klassifizierten Solarmodule ausgetauscht werden.

Dies ist mittlerweile auch die Empfehlung des Herstellers der Solarmodule, der in seiner Technischen Information schreibt: „Sofern Degradationen bereits eingetreten sein sollten, ist es notwendig, die beschädigten Solarmodule auszutauschen.“

Untersuchung der PV-Anlage

PID ist optisch mit bloßem Auge nicht erkennbar, eine Detektion der geschädigten Solarmodule ist nur durch elektrische Messungen möglich und kann – wie Bild 5 zeigt – z.B. durch eine geringere Leerlaufspannung eines Solarmoduls oder eine veränderte (verkürzte und/oder flachere) Modul-Kennlinie nachgewiesen werden. Die Einzelmessung der Modul-Leerlaufspannung sowie die Einzelmessung der Modul-Kennlinie aller insgesamt ca. 13.000 Solarmodule wurde als zu zeit- und kostenaufwendig verworfen.

Die Befliegung der PV-Anlage mit einer Drohne und die thermografische Aufnahme der PV-Anlage aus der Luft zur Detektion der defekten (inaktiven) Solarmodule brachte zunächst nicht den gewünschten Erfolg. Aktive Solarmodule haben, bei ansonsten gleichen Bedingungen, eine geringfügig geringere Temperatur als inaktive Solarmodule, da ein Teil der eingestrahnten Sonnenenergie als elektrische Energie abgeführt wird und daher nicht zur Erwärmung des Solarmoduls beitragen kann. Inaktive Solarmodule haben somit, bei ansonsten gleichen Bedingungen, eine geringfügig höhere Temperatur als aktive Solarmodule.

Wider Erwarten waren die Temperaturunterschiede zwischen den aktiven (nicht geschädigten), den teilweise aktiven (geschädigten) und den inaktiven (defekten) Solarmodulen des Solarparks so gering, dass eine eindeutige Auswertung zum damaligen Zeitpunkt nicht möglich war. Die geringen Temperaturunterschiede von nur wenigen Kelvin lassen sich von reflexionsbedingten Unterschieden der thermografisch erfassten Modultempe-

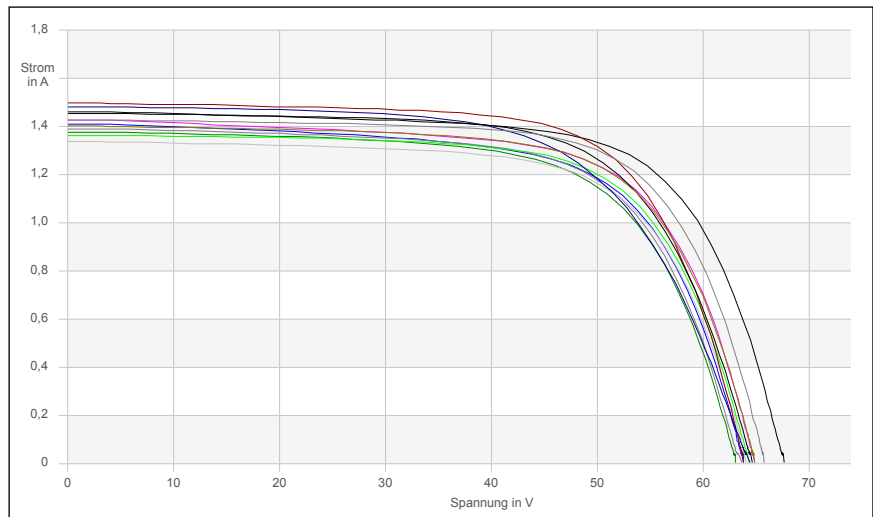


Bild 4: Spannungs-Strom-Kennlinien von zwölf „gesunden“ Solarmodulen eines Strings

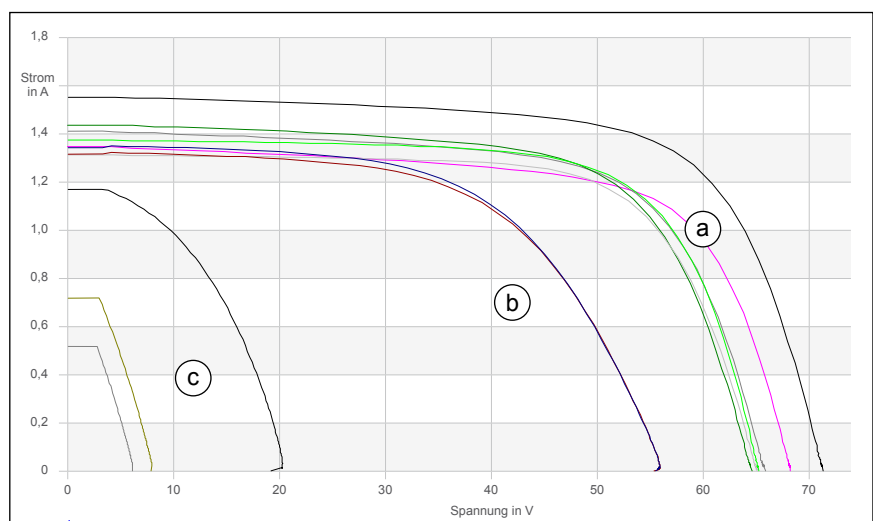


Bild 5: Spannungs-Strom-Kennlinien von zwölf Solarmodulen eines Strings mit unterschiedlich ausgeprägter PID-Schädigung

ratur nur schwer unterscheiden, so dass eine eindeutige Zuordnung der Solarmodule in die beschriebene Klassifizierung nahezu unmöglich war.

Elektrolumineszenz

Sowohl im Labor als auch in der Ferti-gung für kristalline Silizium-Solarmodule hat sich das Verfahren der Elektrolumineszenz (EL) zur Charakterisierung der Solarmodule seit einigen Jahren bewährt. Derzeit etabliert sich mit der sogenannten Outdoor-Elektrolumineszenz das EL-Verfahren auch für die Vor-Ort-Untersuchung von Solarmodulen.

Normalerweise wird das einfallende Sonnenlicht in der Solarzelle in Strom umgewandelt. Die EL von Solarmodulen beruht auf dem umgekehrten photovoltaischen Effekt: Durch Bestromen werden die Solarmodule zum „Leuchten“ (im für das menschliche Auge nicht sichtbaren Infrarot-Bereich) angeregt. Mit Hilfe einer speziellen EL-Kamera kann das Leuchten der Solarmodule sichtbar ge-

macht und eine Klassifizierung vorgenommen werden.

Aus den Labor-Untersuchungen des ZSW (vgl. Bild 7) war bekannt, dass auch CIGS-Solarmodule durch Rückbestromung zum Leuchten angeregt werden können. Eigene Vorversuche (vgl. Bild 6) zeigten, dass bei CIGS-Solarmodulen auch die Outdoor-Elektrolumineszenz funktioniert. Elektrisch uneingeschränkt aktive Solarmodule ohne PID-Schädigung und voller Nennleistung zeigen in der EL-Aufnahme bei Rückbestromung mit 1,27 A (ca. 90 % des Nennstroms) gemäß Datenblatt) eine weitgehend homogen leuchtende Oberfläche. Bei elektrisch weniger aktiven Solarmodulen mit PID-Schädigung und einer verringerten Nennleistung ist die Oberfläche in der EL-Aufnahme deutlich dunkler oder, bei inaktiven Solarmodulen, sogar komplett schwarz.

Somit wurde die Outdoor-Elektrolumineszenz für die Untersuchung des Solarparks zur Identifizierung der defekten

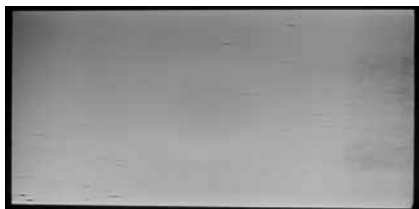


Bild 6: EL-Aufnahme eines rückbestromten, neuen CIGS-Solarmoduls



Bild 7: EL-Aufnahme eines rückbestromten, pid-geschädigten CIGS-Solarmoduls (Rest-Nennleistung ca. 34 Wp statt ca. 70 Wp)

und der geschädigten Solarmodule ausgewählt. Die EL-Untersuchungen müssen nachts (bei Dunkelheit) durchgeführt werden, da tagsüber das Infrarotlicht (IR) der Sonne das von den rückbestromten Solarmodulen ausgesendete IR-Licht überstrahlt.

Klassifizierung der Solarmodule

Für zufällig ausgewählte 14 Strings wurden sowohl Elektrolumineszenz-Aufnahmen (EL) als auch Kennlinien-Messungen (KL) durchgeführt. Anhand dieser Messungen wurden Kriterien für die Einteilung der Solarmodule in die Klassen o.k.: [a], geschädigt: [b] und defekt: [c] vorgenommen. Als Kriterium wurde die untere Grenze der Leistungsgarantie (minus 20 Prozent) zur Klassifizierung der Solarmodule herangezogen. Die mittlere STC-Leistung der Solarmodule beträgt 75 Wp. Ausgehend von diesem Wert beträgt die untere Leistungsgrenze 60 Wp. Somit ergibt sich folgende Klassifizierung:

- o.k.: Die gemessene und auf STC hochgerechnete Nennleistung ist größer als 70 Wp
- geschädigt: Die gemessene und auf STC hochgerechnete Nennleistung liegt zwischen 60 und 70 Wp;

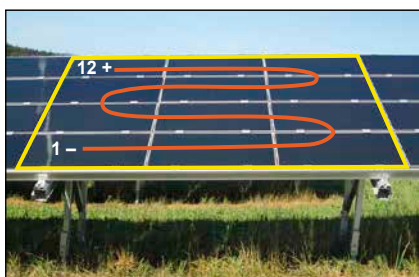


Bild 8: Zwölf Module eines Strings mit Stringverschaltung von Nr. 1 bis Nr. 12

- defekt: Die gemessene und auf STC hochgerechnete Nennleistung ist kleiner als 60 Wp.

Für die Klassifizierung der Solarmodule anhand der Elektrolumineszenz-Aufnahmen ist es sinnvoll, die bei der Rückbestromung aktive (leuchtende) Fläche bzw. deren Anteil an der Modulfläche heranzuziehen. Der Vergleich der Elektrolumineszenz-Aufnahmen mit den Kennlinien-Messungen bei den 14 ausgewählten Strings zeigt, dass die Klassifizierung der Solarmodule nach folgenden Kriterien möglich und sinnvoll ist:

- o.k.: Keine dunklen Stellen, die komplette Fläche ist aktiv (leuchtet)
- geschädigt: Es gibt dunkle Stellen, aber mindestens 50 % der Fläche ist aktiv (leuchtet)
- defekt: Komplett dunkle Fläche bzw. weniger als 50 % der Fläche ist aktiv (leuchtet)

Die Übergänge zwischen den einzelnen Klassen bei der Auswertung der EL-Aufnahmen sind mehr oder weniger fließend, weil die Abschätzung der Größe der aktiven Modulfläche nicht anhand eines objektiven Messwertes, sondern subjektiv durch den Betrachter erfolgt. Gleichwohl sind die nicht geschädigten Solarmodule eindeutig zu erkennen und können somit von den geschädigten bzw. den defekten Solarmodulen sehr gut unterschieden werden. Die Klassifizierung der Solarmodule anhand einer einzelnen gemessenen Modulkenlinie ist genauer als der anhand einer stringweisen Rückbestromung mit einer Aufnahme der Elektrolumineszenz, aber auch deutlich aufwendiger. Die Auswertung der EL-Aufnahmen ist hinreichend aussagekräftig, um die defekten und die geschädigten Solarmodule zu identifizieren und somit einen Plan für den Austausch der defekten und geschädigten Solarmodule zu erarbeiten.

Gegenüberstellung der EL-Aufnahmen mit den KL-Messungen

Die Modulverschaltung zu Strings ist wie folgt: Unten links bei Modul Nr. 1 ist der Minuspol, oben links bei Modul Nr. 12 der Pluspol des Strings. Dazwischen schlängelt sich der String in einer Doppel-S-Kurve nach oben.

Der Vergleich der EL-Aufnahmen mit den KL-Messungen ergibt eine gute Korrelation: Auf der Basis der EL-Aufnahmen zeigt sich, dass die Module Nr. 1+3-5 defekt, Nr. 6 geschädigt sowie Nr. 2+7-12 o.k. sind. Auf Basis der KL-Messung sind die Module Nr. 1+3-6 defekt und Nr. 2+7-12 o.k. Die Ausnahme von der Beobachtung „je näher am Minuspol desto geschädigter“ beim zweiten Mo-

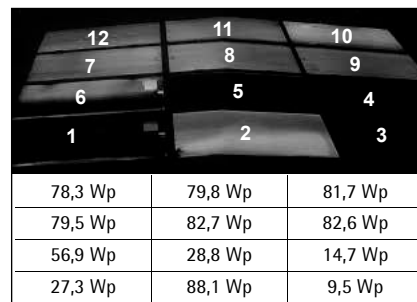


Bild 9: Die Leuchtkraft der Solarmodule korreliert mit der vor Ort ermittelten STC-Nennleistung

dul dieses Strings beruht darauf, dass es sich bei diesem um ein bereits erneuertes Solarmodul handelt, das dem PID-Stress noch nicht so lange ausgesetzt war wie die benachbarten Module.

Teures, aber gutes Ende...

Die Auswertung der EL-Aufnahmen ermöglichte es, einen Austauschplan zu erstellen, um die von der PID-Schädigung betroffenen Solarmodule durch einen Fachhandwerker austauschen zu lassen. Es zeigte sich, dass fast die Hälfte der insgesamt installierten Solarmodule ausgetauscht werden mussten. Nachdem dies geklärt war, musste „nur“ noch ausreichend Ersatz beschafft werden. Wie das gelang und wie aufwendig das war ist allerdings eine andere Geschichte...

Nachtrag 1: Neuere Untersuchungen des TÜV Rheinland zeigen, dass in geringem Umfang möglicherweise doch ein „Heilen“ der „PID@CIGS“-Schädigung möglich sein könnte. Aus meiner Sicht könnte dies vom Schädigungsgrad der Module abhängen: Solange durch die Schädigung nur die Spannung beeinträchtigt wird, kann das Modul möglicherweise regeneriert werden. Sobald aber auch die Ströme geringer werden, tritt eine irreversible Schädigung der elektrisch leitenden Schichten ein und die davon betroffenen Solarmodule müssen als Totschaden aus der Anlage ausgebaut werden.

Nachtrag 2: Eine IR-Befliegung zu einem späteren Zeitpunkt zeigte bessere Ergebnisse: Auch eine PID@CIGS-Schädigung lässt sich thermografisch nachweisen.

Bildquellen

Ing.-Büro Dürschner, Erlangen,
www.pv-gutachter.de

ZUM AUTOR:

► Christian Dürschner
 Ing.-Büro Dürschner, Erlangen
solare_zukunft@fen-net.de