



Optimierte Betriebsführungsprozesse in PV-Kraftwerken

durch optische, stationäre Messsysteme als Erweiterung in Monitoringsystemen

Zusammenfassung

Die Erhöhung der Überwachungstiefe im Fern-Monitoring von PV-Kraftwerken auf Modulzelebene, führt zu einer Verbesserung der Produktionsqualität, der Produktionszuverlässigkeit und der Systemsicherheit in PV-Kraftwerken (Mensch+Material). Weiterhin bieten Daten aus optischen Messsystemen eine weitere Möglichkeit, energetisches Optimierungspotential in der Systemtechnik zu identifizieren. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass stationäre Kamerasysteme in PV-Kraftwerken eine Mindestfunktionalität in Form von IR-Thermografie aufweisen sollten, wobei jedoch die Funktionalität der Elektrolumineszenz (EL)-Fotografie weitere Vorteile in der Fern-Analyse des Leistungsverhaltens von PV-Modulen generiert. Durch die [Weiter-]Entwicklung von stationären und mobilen Anwendungen zur Bildgebung in PV-Kraftwerken (z.B. Nahfeld- und Rückstrom-Infrarot-Bildgebung als Feld-taugliches Messverfahren) und Integration in Prozessabläufe der Betriebsführung, lassen sich PV-Kraftwerke technisch und betriebswirtschaftlich, effizienter betreiben, mit entsprechender Auswirkung auf das für den Betrieb notwendige Personalvolumen. In Zeiten des Fachkräftemangels lassen sich so mehr PV-Kraftwerke von einem Servicemitarbeiter überwachen und betreuen.



stationäre und mobile,
optische
Überwachungstechnik

Vorteile

Erhöhung der Überwachungstiefe bis auf
Modulzelebene

Erhöhung der Systemverfügbarkeit -->
Versorgungssicherheit/ Wirtschaftlichkeit

effizientere Inspektions- und Wartungsprozesse,
durch unter anderem Kombination von
Servicetätigkeiten

höherer Automatisierungsgrad z.B. remote-
inspection. mit autom. Handlungsempfehlungen
nach Schwellwertbewertung

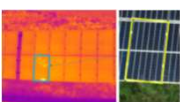
höhere Investitionskosten

Nachteile

höhere Komplexität der Systemtechnik --> höheres
Ausfallrisiko

höhere Betriebskosten aus z.B. Wartungsaufwand
der zusätzlichen Systemtechnik

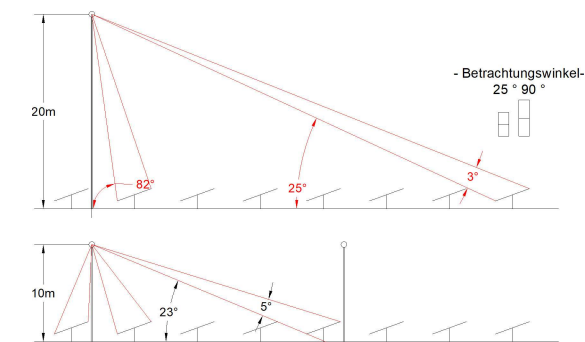
Ertragsmindernde Verschattung bei stationärer
Kameratechnik



Optische Messdaten aus Monitoringsystemen ermöglichen die Analyse des Betriebszustands bis auf PV-Modulzelebene. Rein elektrotechnisch basierte Monitoringsysteme erlauben in der Regel als kleinste Analyseeinheit lediglich Aussagen zur Systemeinheit PV-Modulstrang. Strangstrom und Strangspannung, ggf. in Korrelation mit meteorologischen Messdaten, sind in der Regel als Monitoringdaten remote verfügbar, und stellen die maximale Überwachungstiefe dar. Mit Hilfe stationärer optischer Messsysteme ist es möglich leistungseinschränkende Ursachen, wie z.B. Potential Induzierte Degradation (PID), inaktive Substrings etc., modulgenau dauerhaft zu lokalisieren, zeitnah nach der Entstehung und dem Erreichen eines definierten Schwellwertes, auf Basis wirtschaftlicher und technischer Kriterien. Service- und Inspektionseinsätze lassen sich mit diesen Ergebnissen effizienter planen und inhaltlich strukturieren, da frühzeitig und planbar agiert werden kann. Im Rahmen der Bedarfsermittlung zu stationärer, remote verfügbarer oder mobiler Kameratechnik konnten verschiedene, spezifische Defektbilder an Solarmodulen identifiziert werden, die nicht mittels marküblicher Monitoringlösungen feststellbar, sondern ausschließlich durch optische Überwachungstechnik remote nachweisbar sind z.B.:

- Glasbruchmodule,
- Solarmodule mit heißen Zellen/ Zellbereichen/ Zellverbindern,
- Solarmodule mit defekten Bypassdioden/ Defekten in der Anschlussdose,
- Solarmodule mit defekten Rückseitenfolien (Bewertung Zellzwischenraum),
- Solarmodule mit Delaminationseinschneidungen
- Defekte in der Strangverkabelung
- aber auch nicht technische Ursachen, z.B.: Verschmutzung, Schneebedeckung, Verschattung

Bewertung des Beschattungseinflusses einer stationären Kamera in einer PV-Freiflächenanlage



Simulation des Ertragsverlusts in einer Photovoltaik-Freiflächenanlage durch den Einsatz einer oder mehrerer Kameramasten

Rahmenbedingungen: Freiflächenanlage; 2 Module hochkant je Reihe; 8 Modulreihen; 320 Module je Reihe; Reihenabstand 3m; Neigungswinkel der Module 20°; Abstand Modulunterkante zum Erdboden 80cm; Kamera als "Baum" mit 0% Kronentransmission erstellt; 15cm breiter "Baustamm"; Kameramodul mit einer "Krone" von 30cm Durchmesser erstellt; Simulationssoftware: PV Sol 2022

Anlagennennleistung: 1088 kWp

Masthöhe	Position	Jahresertrag	Ertragsverlust durch Verschattung, gesamt	Ertragsverlust durch den Mast (bereinigt)	in kWh/ a	in €/ a [bei 0,06 €/kWh]
0	Kein Kameramast auf der Anlage	1062,8 kWh/kWp	2,8 %	0,0 %	32376,53 kWh	1.942,59 €
20 m	Süd, nördliche Kante erster Modulreihe	1057,6 kWh/kWp	3,3 %	-0,5 %	-5753,07 kWh	345,18 €
20 m	Süd-West, nördliche Kante erster Modulreihe	1060,0 kWh/kWp	3,0 %	-0,2 %	-2306,56 kWh	138,39 €
20 m	Süd-Ost, nördliche Kante erster Modulreihe	1059,6 kWh/kWp	3,1 %	-0,3 %	-3458,50 kWh	207,51 €
2 Stck. a 10 m	Süd, nördliche Kante erster und 5. Modulreihe	1059,1 kWh/kWp	3,1 %	-0,3 %	-3456,80 kWh	207,41 €
2 Stck. a 10 m	Süd-West, nördliche Kante erster und 5. Modulreihe	1060,6 kWh/kWp	3,0 %	-0,2 %	-2307,76 kWh	138,47 €
2 Stck. a 10 m	Süd-Ost, nördliche Kante erster und 5. Modulreihe	1060,3 kWh/kWp	3,0 %	-0,2 %	-2307,19 kWh	138,43 €

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

DiSUN Deutsche Solar service GmbH ist ein seit 2010 erfolgreich agierender, herstellerunabhängiger, professioneller Betriebsführer und Servicedienstleister (Bau, Instandsetzung, repowering) großer Solarstromkraftwerke und betreut in 2024 über 320 MWp O&M PV-Kraftwerksleistung, vornehmlich in Deutschland.

