

Schlussbericht

Zuwendungsempfänger: Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. Postfach 200733 80007 München	Förderkennzeichen: 03EE1107A
<u>Projekttitle</u> : PVOptDigital: Erschließung von 5% Ertragspotential in PV Kraftwerken über optimierte Betriebsführung durch Automatisierung und Digitalisierung sowie optische Inspektionsverfahren	
Laufzeit des Vorhabens:	01.06.2021 bis 31.05.2024 2x verlängert auf 31.01.2025
Berichtszeitraum:	01.06.2021 bis 31.01.2025
Autoren des Berichts	Guido Willers, Turek, Marco, Daßler, David

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des *Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie* unter dem Förderkennzeichen 03EE1107A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

1	Kurze Darstellung zu Ansatzpunkten, Zielen und Durchführung des Projekts.....	1
1.1	Aufgabenstellung.....	1
1.2	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	1
1.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	2
1.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde.....	4
1.4.1	Betriebsdaten-Monitoring und Fernüberwachung von PV-Kraftwerken.....	4
1.4.2	Performance- und Degradationsanalyse mit mobilen optischen Inspektionssystemen 4	
1.4.3	Instandhaltungsmaßnahmen und verlustspezifische Ertragsoptimierung: Beispiel Verschmutzung/Reinigung.....	5
1.4.4	Innovationsgrad und Neuheit des Lösungsansatzes	5
1.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	6
2	Eingehende Darstellung.....	7
2.1	Zusammenstellung wichtiger Projektergebnisse	7
2.1.1	AP 1: Erfassung von Betriebsdaten, Systematisierung von Ursachen für Ertragsminderung.....	7
2.1.2	AP 4: Neue Messverfahren und Systemlösungen.....	10
2.1.3	AP 5: Automatisierung der Fehlererkennung und Impact-Quantifizierung.....	19
2.2	Zum zahlenmäßigen Nachweis.....	21
2.3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	21
2.4	Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse.....	21
2.4.1	Wirtschaftliche und technische Verwertung.....	21
2.5	Fortschritte bei anderen Stellen.....	22
2.6	Veröffentlichungen	22
3	References.....	24

1 Kurze Darstellung zu Ansatzpunkten, Zielen und Durchführung des Projekts

1.1 Aufgabenstellung

Beim Betrieb von PV-Kraftwerken müssen drei wesentliche Aspekte erfüllt werden, damit diese ihren Beitrag zur Energiewende in Deutschland und weltweit leisten können: die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Betriebs, die Maximierung des Energieertrags und die Minimierung der Betriebskosten. Das Potenzial eines erhöhten Energieertrags durch eine optimierte und effizientere Betriebsführung sowie eine qualitative Erhöhung der Überwachungstiefe im automatisierten Monitoring liegt laut Einschätzung von Betreibern bei mindestens 5% des Gesamtertrags. Die Erschließung dieses Ertragspotentials der PV-Anlagen kann somit einen signifikanten Beitrag zur Energiewende leisten. Ein limitierender Faktor für eine Gewinnoptimierung ist derzeit die mangelhafte Verfügbarkeit von Informationen zum PV-System bis auf Modulebene, die nötig sind, um konkrete Handlungsanweisungen abzuleiten.

Das Projekt „PVOptDigital“ adressiert zentrale O&M-Szenarien zur Optimierung von Performance und Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen durch kontinuierliche Qualitätssicherung, Fehlererkennung und Maßnahmenaktivierung, um ein zusätzliches Ertragspotential von bis zu 5% zu erschließen. Dafür wurden im Gesamt-Projekt folgende Aufgaben spezifiziert:

- A) Automatisierung der Betriebsdatenerfassung, Analyse und Klassifikation nach Schadenspotentialen sowie Abweichungsanalyse für Ertragsverluste durch Nutzung neuronaler Netzwerke.
- B) Verbesserung der optischen und elektro-optischen Inspektionsverfahren wie Nahfeld- und Rückstrom-IR-Bildgebung, Elektrolumineszenz (EL), Hyperspektrale Bildgebung und Kameras.
- C) Optimierte Datenerfassung durch stationäre Kameras und Drohnen.
- D) Entwicklung plattformübergreifender Digitalisierungs- und Automatisierungsansätze zur Ableitung von Maßnahmen zur Ertragsoptimierung basierend auf fortlaufenden Überwachungsdaten.

Das Arbeitsinhalte des Fraunhofer CSP deckten dabei Aufgaben A, B und D ab.

1.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Das Konsortium setzt sich aus fünf Industriepartnern, zwei Instituten und einen assoziierten Partner zusammen. Die durch ihre spezifischen Geschäftsfelder im Bereich der Sensorik (CSP-S, AePVI, Papendorf), PV-Betriebsführung (DISUN, Aquila) und der F&E zu PV-Anwendungen (F-CSP, DLR) bestehenden Kompetenzen der Projektpartner gewährleisteten, dass mit einem übergreifenden Optimierungsansatz alle Projektinhalte erfasst wurden. Die Projektziele des Projektes „PVOptDigital“ zielten darauf ab, ein Ertragspotential von 5% in Photovoltaikanlagen (PV-Kraftwerken) durch optimierte Betriebsführung zu erschließen. Um dieses Vorhaben erfolgreich durchzuführen, mussten weitere Voraussetzungen gegeben sein. Dazu gehört die Verfügbarkeit organisatorischer und technologischer Infrastruktur, welche den sicheren Zugang zu modernen PV-Anlagen mit geeigneten Sensoren und Monitoring-Systemen ermöglicht. So gewährte die DISUN Deutsche Solar Service den Zugang zu ihren Fernmonitoringsystemen. Damit konnte die Erfassung und Analyse von Betriebsdaten, einschließlich elektrischer Messdaten (Strom, Spannung) und meteorologischer Daten (Globalstrahlung) durch das F-CSP realisiert werden. Zudem war der direkte Zugang zu Solarparks z.B. in Bitterfeld oder dem Testfeld der DLR möglich, um verbesserte Inspektionsverfahren

im Freifeld zu testen. Jedoch konnte kein Standort für das neuartige PV-Trackersystem innerhalb des Konsortiums definiert werden. So das erst verspätet gelang ein Standort in Saudi-Arabien zu evaluieren, an dem die notwendigen Untersuchungen und Tests durchgeführt werden konnten. Die Bereitstellung innovativer Technologien wie hyperspektrale Bildgebung, Nahfeld-IR-Bildgebung, Kamera- und Elektrolumineszenz-Messungen erfolgte durch die Projektpartner AePVI, CSP-S, F-CSP und DLR. In Zusammenarbeit zwischen der Papendorf GmbH und dem F-CSP wurde ein zellspezifischer Leistungssensor entwickelt und im Labor detailliert charakterisiert. Ein Abschließender Freifeldtest des zellspezifischer Leistungssensor konnte nicht gewährleistet werden. Die Zusammenführung der vielfältigen und komplexen Daten wurde durch das interdisziplinäre Konsortium sowie die hohe Kompetenz der einzelnen Projektpartner realisiert. Dabei waren die Erfahrungen der Partner in der Entwicklung, Implementierung und Analyse von Monitoring- und Inspektionssystemen sowie in der Anwendung von digitalen Technologien zielführend. Zugleich konnten das Projektkonsortium die Sicherstellung der Finanzierung und Bereitstellung der notwendigen Ressourcen für Forschung und Entwicklung gewährleisten. Einschränkend ist zu erwähnen, dass die Ressourcenverfügbarkeit im April 2022 durch eine Cyberattacke auf das Fraunhofer-IMWS/CSP temporär eingeschränkt war und ein organisatorisches und technisches Risiko für den Projekterfolg darstellte. Durch die Cyberattacke wurden Kommunikationsmöglichkeiten und der Zugang zur IT-Infrastruktur des F-CSP deutlich reduziert. Zugleich kam es zu einem Datenverlust von Arbeitsinhalten der Arbeitspakete 1 und 4.2. Allein die Cyberattacke führte zu einer Arbeitsverzögerung von 6 Monaten am F-CSP. Ander Projektpartner waren nicht betroffen, so dass die Auswirkung auf das Gesamtprojekt eingegrenzt blieb.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Der Ablauf des Vorhabens erfolgte durch Bearbeitung der in Tabelle 1 dargestellten Arbeitspakete. Gleichzeitig stellt das Gantt Diagramm die Dauer inkl. des Verlängerungszeitraum und den Umfang der geplanten PMs dar.

Tabelle 1. Gantt-Diagramm des Gesamtprojektes

AP	Bezeichnung	Verantw AP	2021		2022				2023				2024				2025	Summe
			Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4		
0	Projektkoordination	F-CSP	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2		216,7
1	Erfassung von Betriebsdaten, Systematisierung von Ursachen für Ertragsminderung	Aquila																11,1
1.1	Daten und Analysen zu Bestandsanlagen (Aquila)		1,5	1,3	0,7													3,5
1.2	Monitoring und Abweichungsanalyse (DISUN)		1,3	1,8	1,1													4,2
1.3	Spezifische Fehlermodi (F-CSP)		0,8	1,5	1,3													3,5
2	Automatisierung optische Bilderfassung	CSP-S																22,1
2.1	Optimierung Drohenflug (CSP-S)		1,0	1,0	1,0	0,9	0,7											4,4
2.2	Automatisierte Bilderfassung (AePVI)		2,5	3,1	2,9	2,3	2,3											12,9
2.3	Stationäre optische Kamerasysteme (DISUN)		1,3	1,1	0,9	1,0	0,7											4,9
3	Verbesserung optischer Inspektionsmethoden	DLR																29,1
3.1	Verschmutzungsmessung (DLR)			3,1	2,1	1,9	1,0	0,7	1,2	1,1								11,0
3.2	Thermographie mit Multiplexer-Bestromungssystem (AePVI)			1,0	1,6	1,6	1,6	1,1	2,0	2,0								10,9
3.3	Validierung der neuen Methoden (CSP-S)					0,2	0,2	0,9	0,9	0,9	0,5	1,8	1,8					7,2
4	Neue Messverfahren und Systemlösungen	F-CSP																56,1
4.1	Modultechnologie-spezifische Leistungssensoren (Papendorf)		3,0	5,4	4,7	1,4	3,4	1,2	1,6	2,3	1,3	1,8	2,0	1,0	1,0	1,0		31,1
4.2	Hyper- bzw. multispektrale Bildgebung zur erweiterten Fehlerklassifizierung (F-CSP)			1,4	2,4	0,4	0,1	2,4	2,4	2,8	1,8	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0		18,3
4.3	Neuartige Tracking-Routinen zur Ertragsmaximierung und Verschmutzungsminimierung (F-CSP)		0,5	0,1	0,1	0,6	0,1	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	6,7
5	Automatisierung der Fehlererkennung und Impact-Quantifizierung	AePVI																27,4
5.1	Automatisierte Fehlererkennung in Bilddaten (AePVI)				0,4	0,4	0,6	1,6	1,9	1,9	2,8	2,8	2,6					15,0
5.2	Impact-Analyse durch Korrelation von Inspektions- und				0,5	0,9	0,7	0,7	1,7	1,9	1,7	1,7	1,7	1,0				12,4
6	Digitalisierung der Abläufe und Schnittstellen	Papendorf																35,9
6.1	Systematisierung Datenquellen und -arten für PV Parks		1,8	2,9	3,9	1,7	1,4	1,4	1,3	0,7	0,5	0,9	0,7	0,2				17,1
6.2	Spezifizierung Schnittstellen und Datenaufbereitung			1,3	0,7	0,5	0,4	0,7	0,5	1,1	0,9	0,9	1,7	0,2				8,7
6.3	Datenaufbereitung, Key Metrics und Schnittstellen für die			1,1	0,7	0,6	0,4	0,4	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4					5,3
6.4	Vorbereitung Standardisierungsaktivitäten (F-CSP, DLR)				0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,6	1,0	1,0	1,0		4,8
7	Maßnahmen und Geschäftsmodelle	DISUN																31,7
7.1	Maßnahmenkatalog zu Fehlerfällen (DISUN)							2,1	1,6	1,1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		8,2
7.2	Digitale Handlungsanweisungen (Aquila)							2,5	2,5	2,0	2,8	2,9	1,3	1,3	1,3	1,3		17,7
7.3	Optimierter Messplan (CSP-S)							1,2	0,7	0,7	1,0	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4		5,8
	Summe		12,1	22,6	25,1	17,1	14,3	17,5	19,9	19,9	15,6	16,1	14,6	9,7	6,3	5,9	0,5	217,0

Im Projekt PVOptDigital hatte das Fraunhofer CSP die in Tabelle 2 aufgelisteten Meilensteine zu erreichen.

Tabelle 2. Meilensteinplanung des bearbeiteten Teilprojekts

Meilenstein	Arbeitspaket	Ziel Datum	Beschreibung
MS1	AP 4.2	Ende 18. Projektmonat	Messaufbauten zur hyperspektralen Datenaufnahme sowohl im Labor als auch im Freifeld einsatzbereit
MS2	AP 4.1	Ende 24. Projektmonat	Kalibrierprozedur für neu-entwickelte Sensoren (Partner Papendorf) für unterschiedliche Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen etabliert
MS3	AP 4.3	Ende 24. Projektmonat	Tracking-Routinen: Einachs-Tracker, die Überkopf-Nachtparkpositionen für die Module realisieren, sind im Freifeld aufgebaut und befinden sich im Normalbetrieb. Der Standort erlaubt einen Ertrags-Vergleich mit konventionellen Einachs-Tracking-Systemen über das letzte Projektjahr hinweg.
MS4	AP4.2	Ende 30. Projektmonat	Relevante Wellenlängen bzw. Spektralbereiche für mindestens zwei relevante, leistungsmindernde Effekte (z.B. Verschmutzung, Veralgung, ARC-Abrieb, UV-Alterung) identifiziert

Die Meilensteine wurden erreicht jedoch ergaben sich folgende Verzögerungen oder Abweichungen vom Ablaufplan der Projektbearbeitung:

Meilenstein MS2 wurde erst im 31 Projektmonat erreicht.

Begründung: Verspätete Lieferung von Materialien für den Bau der Modultechnologie-spezifischen Leistungssensoren aus AP4.1. Die Lieferketten waren noch teilweise durch die Coronapandemie gestört.

Meilenstein M3 wurde erst im 42 Projektmonat erreicht.

Begründung: Organisatorische Herausforderungen der Standort-Akquise für das neuartige PV-Trackersystem konnten nicht planungsgerecht gelöst werden. Die ursprüngliche geplante Evaluierung eines geeigneten Standortes aus dem Projektkonsortium heraus blieb erfolglos. Parkeigentümer verweigerten Zugang auf Grund von Bedenken bestehender Gewährleistung ihrer PV-Parks. Alternative Lösungen scheiterten an juristische Fragestellung und einem Überschreiten des Projektbudgets aufgrund übertriebener Dienstleistungskosten für Platzmiete, Infrastruktur und Wartungstätigkeiten.

1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Aktuell werden in Deutschland PV-Anlagen mit einer Gesamtfläche von ca. 300 km² betrieben. Ein Ausbau auf ca. 1000 km² (200 GW) ist im Rahmen der Energiewende anvisiert [1]. Für die Sicherstellung des Beitrags der Photovoltaik zur Energiewende ist die Ertrags- und Qualitätssicherung der PV-Anlagen essenziell, was in Anbetracht der ausgedehnten Flächen eine besondere Herausforderung für die kosteneffiziente Überwachung darstellt. Derzeit werden die folgenden Überwachungsstrategien und Technologien vorzugsweise für PV Kraftwerke eingesetzt. Kleinere PV Systeme (< 100 kWp) laufen weitgehend ohne Überwachung.

1.4.1 Betriebsdaten-Monitoring und Fernüberwachung von PV-Kraftwerken

Marktübliche und aktuell eingesetzte Fernmonitoringsysteme generieren elektrische Messdaten zu Strom (I in A) sowie Spannung (U in V). Hieraus werden weitere Größen, wie z.B. die elektrische Leistung P in W berechnet. Im Betrieb von kommerziellen PV-Kraftwerken werden zusätzlich zu den elektrischen Messdaten auch meteorologische Messdaten, wie z.B. die Globalstrahlung G in W/m² ermittelt. Standard bei der gespeicherten/nutzbaren Datenauflösung sind mind. 15-Minutenmittelwerte (IEC 61724-1, Klasse B) bei hochqualitativen Monitoringsystemen 1-Minutenmittelwerte (IEC 61724-1, Klasse A). Aktuell verfügbare Monitoringsysteme können erkannte Auffälligkeiten nicht in modul aufgelöste Schadensursachen (teilweise nicht einmal im Strang), wie z.B. PID einordnen. Im Gleichstrom (DC)-System mit einem Zentralwechselrichter stehen beispielsweise Spannungswerte nur für den kompletten Generatoranschlusskasten zur Verfügung. Die Technik in den Parks selbst ist teilweise zu alt und/oder es wäre zu aufwendig diese durch neue zu ersetzen. Daher müssen durch auffällige Messwerte erkannte Produktionseinschränkungen, aber auch sicherheitsrelevante Störungen, manuell durch Fachpersonal Vorort eingegrenzt und bewertet werden. Der Einsatz von stationären und/oder mobilen Kameras für Stichproben Analysen ist merklich schneller als die manuellen Kennlinien-Messungen einzelner Module, vor allem für große Parks mit mehreren MW.

Ein umfangreicheres, detaillierteres Gesamtbild der PV-Parks ermöglicht ein frühzeitiges Erkennen von Fehlern und eine kürzere Reaktionszeit. Es kann dadurch sichergestellt werden, dass der Park optimal betrieben wird (Erhöhung der technischen Verfügbarkeit). Besonders bei Leistungs- und/oder Produktgarantien ist ein frühzeitiges Erkennen von Problemen notwendig, um Garantiefrieten beim Komponentenhersteller einzuhalten.

1.4.2 Performance- und Degradationsanalyse mit mobilen optischen Inspektionssystemen

Durch die zunehmende Leistungsfähigkeit industriell genutzter Flugdrohnen und deren Nutzlasten ist die Infrarot-optische Analyse von großen Solaranlagen bereits Stand der Technik. Dabei wird bisher in der Regel jedoch mit relativ geringen Auflösungen gearbeitet und Schadstellen teils falsch zugeordnet bzw. gar nicht detektiert. Die Messung über Elektrolumineszenz (EL) ist aufwändig und erfordert Kameras mit einer speziellen Wellenlängen-Selektivität. Die Rückstrom-Thermographie arbeitet mit konventionellen IR-Kameras und lässt eine kostengünstigere hochaufgelöste Modulanalyse erwarten, die den konventionellen Fern-IR-Ansatz um eine wesentliche Komponente ergänzt. Verschmutzungsanalysen werden bisher mit Drohnen noch nicht durchgeführt, da quantitative Auswerterroutinen fehlen. Multi-Spektrale Analysen sind noch wenig entwickelt und es wird geprüft werden, ob diese die genannten Messansätze sinnvoll ergänzen können. In der Fernerkundung, z.B. bei der Bewertung von landwirtschaftlichen Flächen oder Bodenarten, wird die hyperspektrale Bildgebung vielfach eingesetzt, um eine eindeutige Zustandsklassifizierung mit hoher Ortsauflösung zu erreichen. Ebenso spielen im Laborbetrieb spektroskopische Messverfahren

bei der Bewertung von optischen Oberflächen oder der Alterung von Kunststoffmaterialien eine wichtige Rolle. Bei etwa 20% der deutschen Anlagen treten Probleme mit den Backsheets auf, welche dann aufgrund von Isolationsproblemen zu Ausfällen der gesamten Stränge führen könnte.

Dafür stehen Kameratechnologien, auch für Drohnen, ebenso wie auch andere Datenquellen, z.B. Satellitendaten, zur Verfügung. Allerdings wurde eine Freifeldanwendung für PV-Parks bisher noch nicht entwickelt. Hierfür sind insbesondere die Anforderungen hinsichtlich der relevanten Wellenlängen oder der benötigten Ortsauflösung nicht bekannt und die Aussagekraft mittels automatisierter Machine-Learning Algorithmen zu erforschen.

Die Notwendigkeit der Freifeldanwendungen wird deutlich bei Betrachtung der Ist Degradation gegenüber der maximalen garantierten Degradation. In nahezu allen Parks befinden sich Module, welche die vom Hersteller garantierten Werte überschreiten. Hierbei kann die Moduldegradation mehrere Prozentpunkte gegenüber der berechneten Degradation abweichen.

1.4.3 Instandhaltungsmaßnahmen und verlustspezifische Ertragsoptimierung: Beispiel Verschmutzung/Reinigung

Verschmutzungen führen teils in kurzen Zeiträumen zu einer signifikanten Verringerung des Wirkungsgrades von PV-Modulen. So sind in Deutschland trotz regelmäßiger Niederschläge über 10% Ertrags-Verlust durch Staub möglich [2–4]. Geht man im Jahresmittel von 3% Verlust in Deutschland aus, ergibt sich für die 2017 insgesamt vorhandene PV-Nennleistung von 43 GWp [1] eine Reduktion von knapp 1,3 GWp, was der Hälfte des jährlichen Zubauziels (gemäß EEG) entspräche. Weitere Ertragsreduktionen entstehen durch Bewuchs und Schnee. Die Verschmutzung hat für das Projekt zwei wesentliche Einflüsse. Zum einen ist eine akkurate Messung des technischen Modulzustands nur möglich, wenn die Verschmutzung bekannt ist. Fehldiagnosen durch Verschmutzung müssen derzeit hingenommen werden. Des Weiteren ist die Messung der Verschmutzung für die Verbesserung der automatisierte Systemwartung wichtig.

Die optimierte Reinigung großer PV Flächen ist relevant, da die entstehenden Kosten einen wesentlichen Anteil für die Gesamt-Stromgestehungskosten ausmachen können [5, 6]. Eine Vorstudie des DLRs zeigt, dass durch angepasste Wahl des Reinigungszeitpunkts selbst bei derzeit in Deutschland typischen Umweltbedingungen und einmaliger Reinigung des Kraftwerks im Jahr eine Ertragsteigerung um 1% erreicht wird. Höhere Steigerungen werden bei stärkerer Verschmutzung erreicht, die an vielen sonnenreichen Standorten außerhalb Deutschlands und durch den Klimawandel auch in Deutschland während Trockenperioden auftauchen kann. Die Verschmutzung ist räumlich sehr variabel und die großflächige, orts aufgelöste Identifikation und Quantifizierung von Verlusten durch Verschmutzung auf PV Anlagen ist aktuell noch nicht möglich. Die Verwendung mehrerer einzelner Verschmutzungssensoren ist zwar technisch möglich aber wirtschaftlich nicht sinnvoll. Hier ermöglichen kamerabasierte Verfahren standort-optimierte und zeitpunkt-gerechte Reinigungsintervalle. Das DLR hat dazu eine Messmethode entwickelt und einen Funktionsbeweis erbracht (TRL 3). Die Methode basiert auf einem für Spiegel entwickelten Verfahren des DLRs [7].

1.4.4 Innovationsgrad und Neuheit des Lösungsansatzes

Kernansatzpunkt für eine verbesserte Überwachungsqualität und kosteneffiziente Betriebsführung durch Integration von optischen Inspektionslösungen ist die Digitalisierung und Automatisierung aller beteiligten Prozessschritte, beginnend bei der Messdatenakquise, der Datenanalyse/Aufbereitung und Daten-Interpretation sowie bei der Ableitung von Handlungsempfehlungen. Zentrale Bedingung für einen erfolgreichen Ansatz ist dabei die Gewährleistung der Verknüpfung aller genannten Einzelaspekte. Hier setzt das Projekt „PVOptDigital“ an, welches durch seine Partnerstruktur alle notwendigen Aspekte abdeckt und einen übergreifenden Optimierungsansatz inklusive verbesserter Schnittstellenstruktur sicherstellt. Die Optimierung von Einzelmethoden

kann daher deutlich besser und effektiver auf die Erreichung des Gesamtziels der Ertrags- und Kostenoptimierung der Betriebsführung ausgerichtet werden, was die wirtschaftlichen Erfolgsaussichten des Projektes deutlich erhöht.

Der übergreifende Optimierungsansatz von PVOptDigital mit den relevanten Schnittstellen ist in Abbildung 1 dargestellt, darin finden sich auch die Arbeitspunkte in dem Projekt wieder.

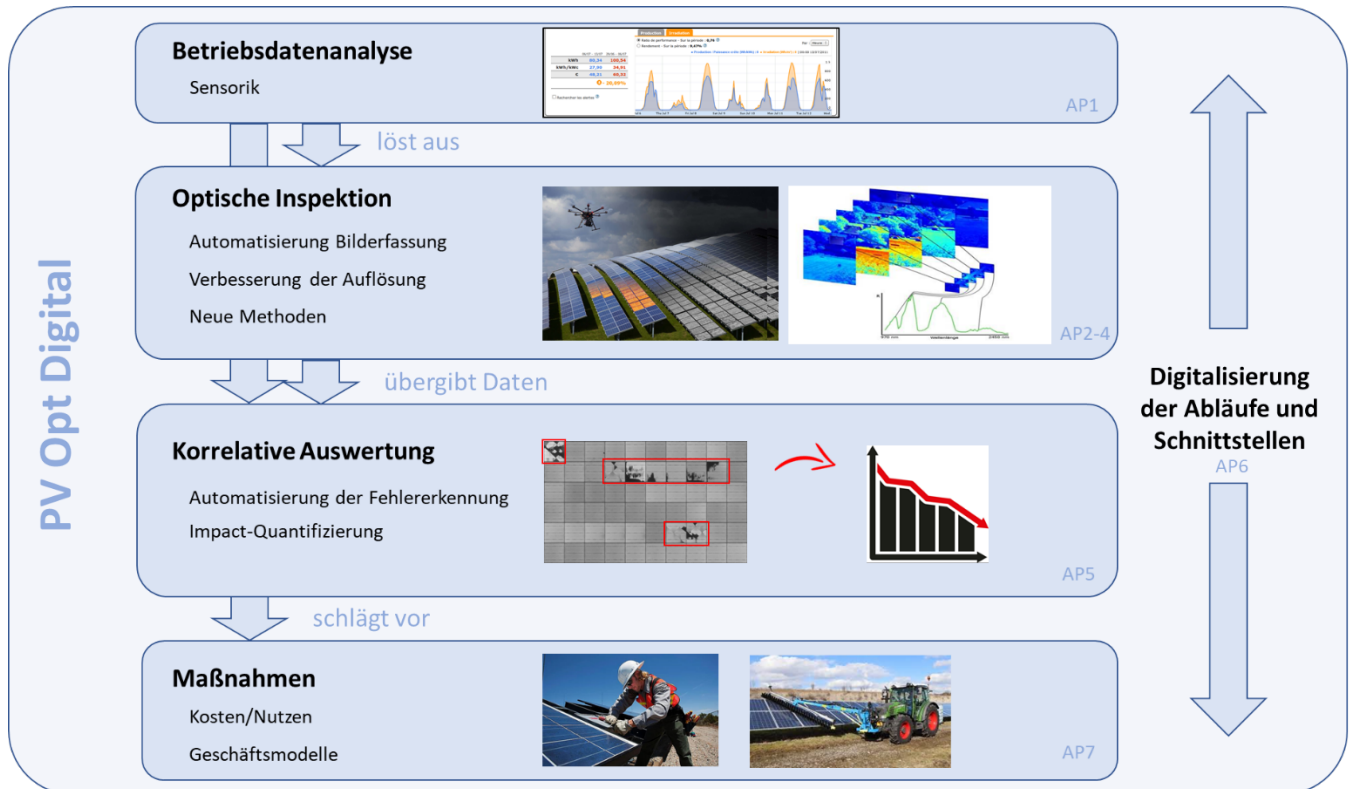


Abbildung 1. Übergreifender Optimierungsansatz von PVOptDigital mit den relevanten Schnittstellen

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Aktivitäten in den Arbeitspaketen waren hinsichtlich Informations- und Probenaustausch zwischen den Partnern eng verknüpft wie in der eingehenden Darstellung des Vorhabens beschrieben.

Des Weiteren standen die Wissenschaftler des F-CSP im Austausch mit Wissenschaftlern und Managern der Einrichtungen King Abdulaziz City for Science and Technology "KACST" und der ACWA Power. Im Fokus dieses Austauschs war es einen Standort für das neuartige Tracker System zu evaluieren und dies mit Verwertungsaktivitäten zu Tracker, Leistungssensoren und wissenschaftlichen Dienstleistungen zu verbinden.

Erzielte Teilergebnisse wurden regelmäßig in Arbeits- und Projekttreffen diskutiert. Darüber hinaus fanden halbjährlich Treffen aller Projektpartner (insgesamt 7 Treffen) statt, in denen die aktuellen Ergebnisse präsentiert und diskutiert sowie weitere Arbeiten geplant wurden.

2 Eingehende Darstellung

2.1 Zusammenstellung wichtiger Projektergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete dargestellt.

2.1.1 AP 1: Erfassung von Betriebsdaten, Systematisierung von Ursachen für Ertragsminderung

Das Ziel von AP1 bestand in der Bereitstellung und Analyse realer Performance Daten aus PV-Parks sowie dem Abgleich mit SOLL-Werten. Es konnte ein strukturierter Überblick über relevante Defekte in PV-Systemen erarbeitet und deren Ursachen für Mindererträge identifiziert werden. Zudem sind die Notwendigkeit und das Potenzial optischer Inspektionsverfahren durch die Systematisierung typischer Fehlerbilder und deren Erkennbarkeit im Monitoring evaluiert worden.

AP1.1: Daten und Analysen zu Bestandsanlagen

Der Fokus dieses Arbeitspakets lag auf der Analyse von Bestandsanlagen. Den Schwerpunkt der Analysen in AP1 stellt eine 9,67 MWp große PV-Anlage in Bitterfeld (Sachsen-Anhalt) dar, die durch den Projektpartner DiSUN betrieben wird. Die Anlage setzt sich aus zwei Bauabschnitten zusammen und verfügt über mehrere Zentralwechselrichter à 675 kW Nennleistung. Die Anlage wurde ausgewählt, da in der Vergangenheit teilweise Modulprobleme (PID, Delamination und Rückseitenfolienrisse) aufgetreten sind, welche sich für eine optische Inspektion und datentechnische Auswertung eignen.

Geplant war die Kategorisierung möglicher Fehlertypen in PV-Systemen hinsichtlich ihrer Klasse, ihres Schadenspotentials, des Lösungsaufwands sowie möglicher Ansätze zur frühzeitigen Erkennung. Das Ergebnis war ein umfangreicher Defektkatalog mit insgesamt 32 Einträgen, welche typische technische Fehler und Störungen in PV-Anlagen abbilden. Diese Einordnung erfolgte nach Systemkomponenten: Gesamtsystem, Gestell, Sensorik, Modul, String und Wechselrichter. Zusätzlich wurden Indikatoren zur Erkennbarkeit in Monitoringdaten, Zeitpunkt des Auftretens und Schwere des Ertragsverlusts sowie alternative Detektionsansätze im Feld ergänzt. Die Grundlage der Einträge bildet eine umfangreiche Literaturstudie sowie langjährige Erfahrungen aus eigenen Untersuchungen in Vorgängerprojekten zu PV-Modulen und PV-Systemen. Abbildung 2 zeigt einen Ausschnitt des beschriebenen Fehlerkatalogs.

AP1.2: Monitoring und Abweichungsanalyse

Ziel dieses Unterarbeitspakets war die Festlegung akzeptabler Abweichungsbereiche, die Erhebung statistischer Häufigkeiten sowie die Verifikation signifikanter Abweichungen in Monitoringdaten realer PV-Anlagen. Es zeigte sich, wie zu erwarten, dass insbesondere Datenqualität und Messauflösung einen erheblichen Einfluss auf die Detektionsgenauigkeit haben.

Die methodischen Ansätze und Ergebnisse wurden in einer Veröffentlichung 2022 auf der 8. WCPEC in Mailand vorgestellt (siehe Abschnitt 2.6 Veröffentlichungen). Dort wurden künstliche neuronale Netze (KNN) eingesetzt, um auf Basis von Umweltdaten das erwartbare Anlagenverhalten zu modellieren und darauf Abweichungen (mittels IST-SOLL-Vergleich) als mögliche Defekte (außerhalb der Akzeptanz) abzuleiten. In Abbildung 3 a) kann dies exemplarisch für die Werte DC-Spannung, -Leistung und -Strom, einschließlich des Akzeptanzbereich (in grün) nachempfunden werden.

Dabei wurden vier praxisrelevante Szenarien untersucht:

- **Sensorabstand:** es wurde untersucht, inwiefern der Abstand zwischen einem Einstrahlungssensor (Pyranometer) und Teilbereichen einer PV-Anlage einen Einfluss auf die Modellgenauigkeit hat. Die Genauigkeit des KNN-Modells verschlechtert sich linear mit zunehmender Entfernung. Eine maximale Distanz von rund 500 m zwischen Pyranometer und zu untersuchenden PV-Bereich wurde für eine verlässliche Defekterkennung empfohlen.
- **Wetterdaten Verfügbarkeit:** sofern eine Anlage keine oder mangelhafte Wetterdaten (Einstrahlungs- und Temperaturdaten) vorweist, kann der Einsatz externer Wetterdaten eine Lösung sein. Ein teilweiser Austausch in der Datengrundlage führte zu signifikant höheren Trainingsfehlern und reduzierter Erkennungsrate. Solche Daten sollten nur ergänzend und nicht ausschließlich in Betracht gezogen werden.
- **Datenauflösung:** eine zunehmende Datenspeicherung alter Anlagendaten führt zu steigenden Kosten, weswegen ältere Daten vorzugsweise in geringere Auflösung abgespeichert werden. Eine solche geringe zeitliche Auflösung verbessert zwar die Modellgenauigkeit im Training, erhöht aber die Zahl potenzieller Falschmeldungen.
- **Monitoring-Tiefe (String- & Wechselrichter-Daten):** eine separate Modellierung auf String-Ebene ermöglicht die Identifikation lokaler Defekte, die auf (Zentral-)Wechselrichterebene unentdeckt bleiben kann (da hier viele Strings gebündelt zusammenkommen und Information überlagert bzw. verloren gehen). Ein direkter Vergleich beider Ebenen kann die Zugehörigkeit der Fehler zuverlässiger machen, siehe dazu Abbildung 3 b.

Übersicht möglicher technischer Fehler und Störungen in PV Systemen

Stand: 31.01.2023

Bezeichnung	Kurzname	Kategorie	Erkennbar in Monitoringdaten	Indikation anhand von Monitoringdaten (absteigende Wichtung)				(mind.) notwendige Datenauflösung	Auftrittszeitpunkt/e	Ertragsverlust Gesamtanlage	Detektion anderweitig	
				Indikator 1	Indikator 2	Indikator 3	Indikator 4				im Feld	Prio
Abregelung durch Netz	Abregelung	Gesamtsystem	j	Einige Leistungswerte sind reduziert bzw. 0 oder nicht vorhanden	evtl. teilweise Abregelung (nur einzelne WR betroffen)	betrifft nur einzelne Tage, danach Verhalten wie vorher		Wechselrichter	Jederzeit	klein bis groß (0-100%), nur temporär		-
Abschaltung Extern	Abschaltung	Gesamtsystem	j	Alle Leistungswerte 0 oder nicht vorhanden	betrifft nur einzelne Tage, danach Verhalten wie vorher			Wechselrichter, (System)	Jederzeit	groß (100%), nur temporär		-
Falsche Modulinstallation und Klemmung, defektes Gestell	Installation	Gestell	nur bei vermehrten Auftreten	Verhältnis Einstrahlungssensor und Stringleistung verändert sich über den Tag	Ggf. Pmp betroffen	Falsches Klemmen: evtl. häufiger auftretender Glasbruch	Abweichungen nach Unwetter, starkem Wind, i.d.T. mehrere Module (benachbarte) betroffen	String	Jederzeit	keiner bis klein (tbd %/a)	Visuell	3
Reihenverschattung	Reihenverschattung	Gestell	j	Niedriger Einstrahlungswinkel	vorrangig im Winter			String	Jederzeit	klein (tbd %/a)		2
Abgelöster Temperatur	Temperatursensor	Messfehler	j	Luft- und Modultemperatur sind tagüber ähnlich groß				System	Jederzeit	keiner		2
Blockierte Signale	Messfehler	Messfehler	j	Werte außerhalb sinnvoller technischer/physikalischer Bereiche					Jederzeit	keiner?		2
Messfehler (z.B. -273 °C)		Messfehler	j	Änderung Korrelation zwischen Einstrahlungssensoren					Jederzeit	keiner	visuell	1
Verschattung oder Verschmutzung Einstrahlungssensor	Einstrahlungssensor	Messfehler	j						Jederzeit	keiner	visuell	-
Ablösung Rahmen	Rahmen	Modul	n						infant-failure		visuell	-
Anschlussdosendefekte, Dioden- und Verbindendefekte JB	JB Box	Modul	j	Ggf. Pmp betroffen	Evtl. Änderung der Isolationswiderstände, ggf. späteres Einschalten des WR	JB Defekte: elektr. durch Blitzeinschlag / Unwetter oder mech. bei Installation oder hohe/häufige Tag-Nacht-Wechsel	Auflösender Kleber Anschlussschleife bei niedrigeren Umgebungstemperaturen	String	Jederzeit	klein bis mittel (< 10%/a JB)	IRT Visuell (abgeflachte oder offene/fehlerhafte)	2
Delamination zwischen Glas und Polymer oder Polymer und Zelle	Delamination Vorderseite	Modul	nur bei vermehrten Auftreten	Evtl. Änderung der Isolationswiderstände, ggf. späteres Einschalten des WR	bei höhere Umgebungsfeuchte, Ausfälle bei Regen oder Schnee	Ggf. Pmp betroffen	höhere Anteil wärmer Tage im Jahr	String (vermutlich)	Jederzeit	keiner bis klein (tbd %/a)	Visuell	2
Delamination, Risse oder burn marks der Rückseitenfolie	Rückseitenfolie	Modul	n	Evtl. Änderung der Isolationswiderstände, ggf. späteres Einschalten des WR	bei höhere Umgebungsfeuchte, Ausfälle bei Regen oder Schnee	Höhere Modultemperatur durch mögliche Hot spots, Modulausfall durch abschließenden Glasbruch	Ggf. Pmp betroffen		Jederzeit	keiner bis klein (tbd %/a)	Visuell	2

Abbildung 2. Ausschnitt der ersten 12 Zeilen des Defektkatalogs aus AP1.1.

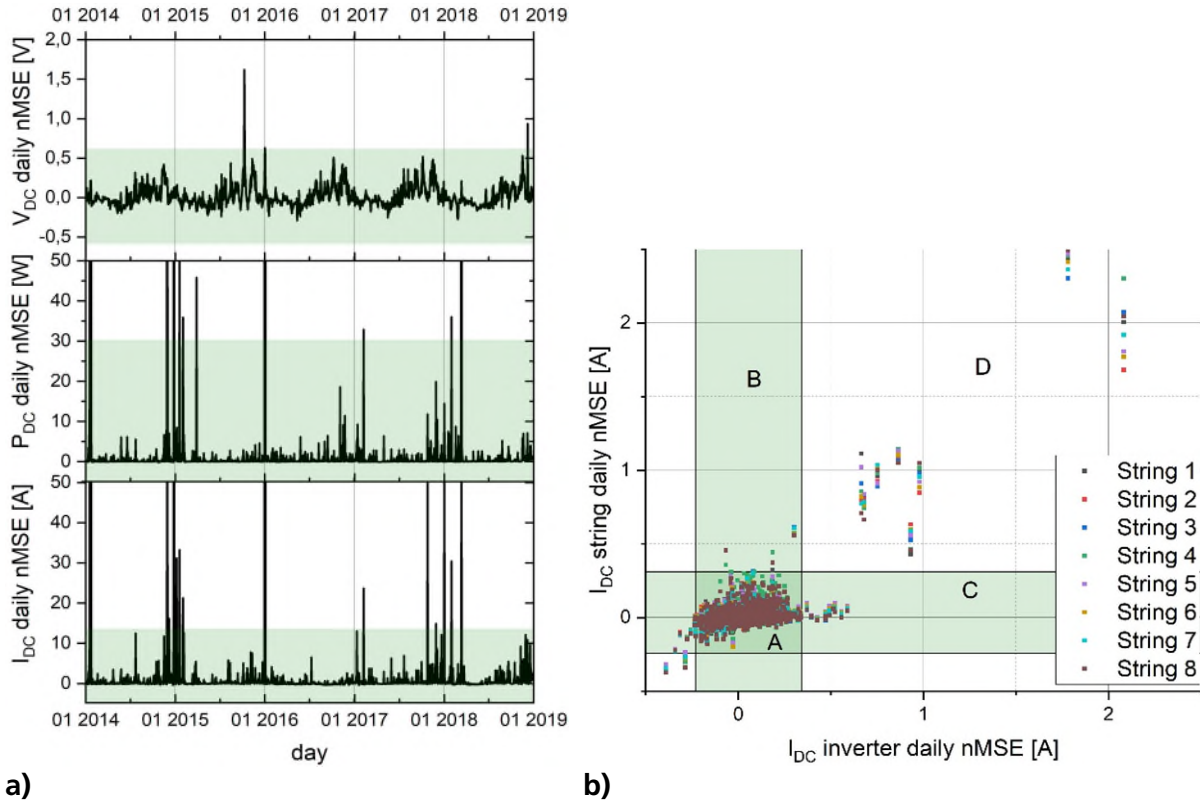


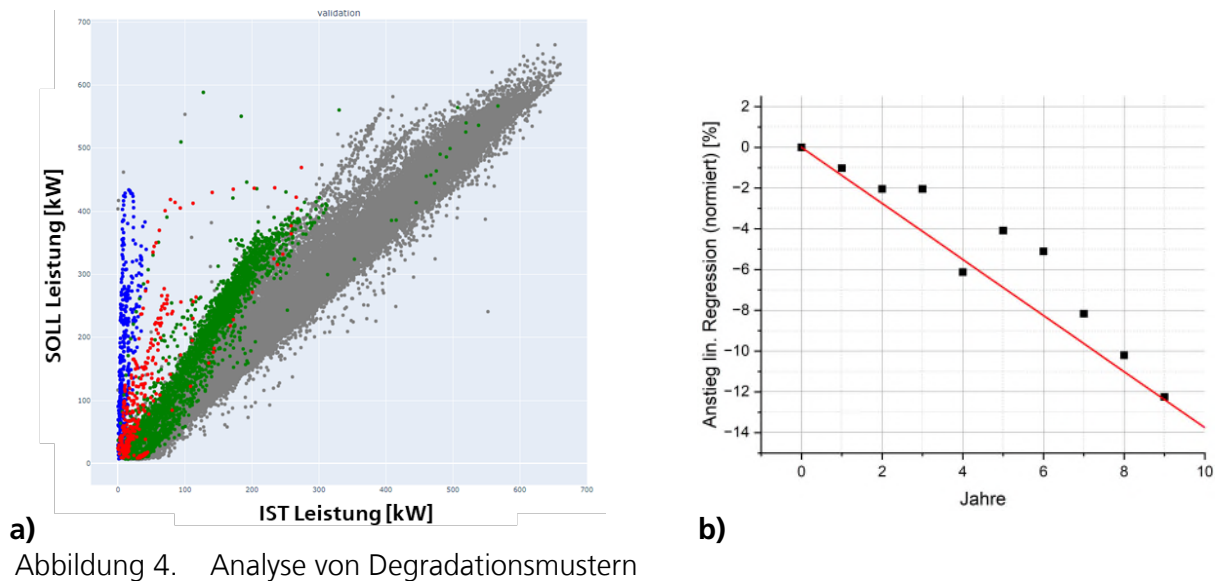
Abbildung 3. Abweichungsanalyse (IST-SOLL-Vergleich)

- Fehler zwischen KNN-modellierter (SOLL) und im Betrieb erfasster (IST) elektrischer Parameter (DC-Spannung, -Leistung und -Strom), einschließlich Akzeptanzbereich (in grün),
- Tägliche Abweichungen (Fehler zwischen IST und SOLL) für den DC-Strom eines Zentralwechselrichters und seiner Strings, Abgrenzung der Beobachtungen: A: Fehlerpaare unauffällig, B: Signifikanter Fehler auf String-Ebene, nicht auf Inverter-Ebene, C: Fehler am Inverter, nicht auf String-Ebene, D: Fehler betrifft sowohl Inverter als auch Strings.

AP1.3: Spezifische Fehlermodi

Dieses AP widmete sich der Bewertung spezifischer Fehlermodi wie PID (Potential Induzierte Degradation), LID (Licht Induzierte Degradation) und der Verschmutzung von Modulen. Geplant war die Einbringung von detaillierten Grundlagenwissen zu diesen Effekten sowie deren datenbasierten Identifikation. Um die zugrunde liegenden Defektmuster besser analysieren zu können, wurde ein bereinigter Datensatz erstellt (siehe Abbildung 4 a), der systematisch von Ausreißern, Messfehlern und anderen nicht-projektbezogenen Ertragsverlusten (z. B. Verschattungen) befreit wurde.

Darauf basierend konnte mittels linearer Regression die jährliche Degradation der realen Anlagenenerträge im Vergleich zu simulierten Werten ermittelt werden. Zur Validierung der entwickelten Ansätze wurde eine Degradationsanalyse an der in AP1 untersuchten Anlage durchgeführt, bei der eine systematische Leistungsverschlechterung über die Zeit hinweg beobachtet wurde. Die lineare Regression der normierten jährlichen Anstiege ergab eine leicht erhöhte durchschnittliche Degradationsrate von rund -1,4% pro Jahr. Abbildung 4 b zeigt zu dem ein nicht-lineares Verhalten der Einzeljahre, das auf eine zeitlich-abhängige Schadensausprägung hinweist, ausgelöst durch unterschiedlich stark vorherrschende Wetterbedingungen und möglichen Regenerationsphasen. Die fortschreitende intensive Degradationsrate und das ungleichmäßige Muster stützen die Annahme, dass PID als dominanter Fehlermodus vorliegen bzw. vorgelegen haben könnte.



- a) Bereinigung des Datensatzes – Gegenüberstellung tatsächlicher und simulierter Leistung; Einfärbung grau: keine signifikanten Ertragsminderungen, grün: einmalige Minderung, rot: Reihenverschattung, blau: Schneeablagerung,
 b) Degradationsbestimmung – Untersuchung der Leistungsver schlechterung der Anlage (auf Wechselrichter-Ebene) der DC Leistung über die Betriebsdauer von 10 Jahren.

2.1.2 AP 4: Neue Messverfahren und Systemlösungen

Die Arbeiten im AP4 hatten zum Ziel, neue und innovative Messverfahren und Lösungsansätze für eine optimierte Betriebsführung von PV-Systemen zu untersuchen. Dabei ging es um modultechnologie-spezifische Leistungssensoren, (hyper-)spektrale Bildgebung sowie neuartige Tracking-Routinen zur Verschmutzungsminimierung.

AP4.1: Modultechnologie-spezifische Leistungssensoren

In der Betriebsführung von PV-Systemen ist es essenziell, die ertragsmindernden Einflussfaktoren, welche nicht durch eine angepasste Betriebsführung beeinflussbar sind, von anderen, welche durch eine angepasste Betriebsführung verbessert werden können, zu separieren. So kann z.B. der Temperaturkoeffizient der bereits installierten Module nicht mehr modifiziert werden, während Verschmutzungseffekte grundsätzlich behebbar sind. Vor diesem Hintergrund sollten Sensoren durch den Partner Papendorf entwickelt und prototypisch umgesetzt werden, welche in ihrem Design dicht an den jeweiligen PV-Modulen liegen.

Diese Arbeiten hat das Fraunhofer CSP begleitet: Insbesondere hat das Fraunhofer CSP (a) seine Materialkompetenz bei der Entwicklung des Sensorkonzeptes eingebracht, (b) eine Kalibrierprozedur und Fehlerquantifizierung etabliert und (c) das thermische Verhalten sowie die Ertragsvorhersage für unterschiedliche Sensorvarianten bewertet.

Ein Prototyp des Sensors ist in Abbildung 5(links) gezeigt. Das Konzept ist geeignet für Voll- und Halbzellformate von M0 bis M12, es realisiert eine 4-Leiter-Messung bis an die Zelle zur korrekten Füllfaktor-Messung, es kann ein Passepartout um die Zelle eingefügt werden, um interne Reflexionen zu reduzieren und es ist ein PT1000 zur Temperaturmessung und Korrektur integriert.

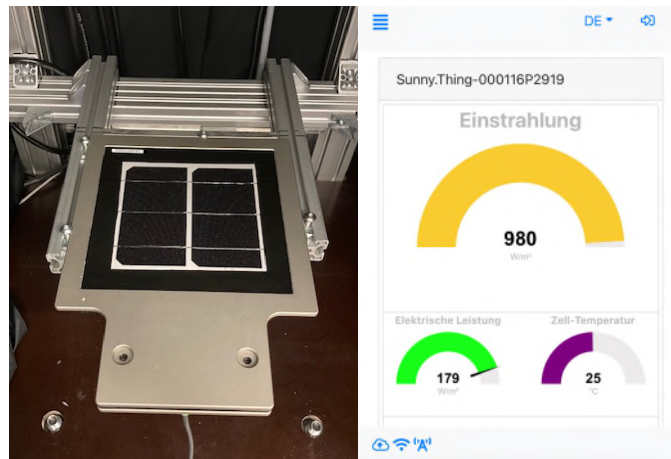


Abbildung 5. (links) Prototyp des Sensors im LED-Sonnensimulator, (rechts) Oberfläche der Sensor-GUI mit Anzeige der Einstrahlungswerte.

Eine Kalibrierprozedur basiert wesentlich auf möglichst niedrigen Wiederholfehlern bei der Messwerterfassung des Sensorsystems. In Abbildung 6 ist erkennbar, dass die relevanten Einstrahlungswerte sehr stabil bleiben und nur geringe Streuung ($< 0.2\%$) aufweisen, selbst wenn die (stark temperaturabhängigen) Spannungswerte des Voc deutlich streuen. Dadurch ist eine belastbare Messung durch das Sensorkonzept und der integrierten Elektronik umsetzbar.

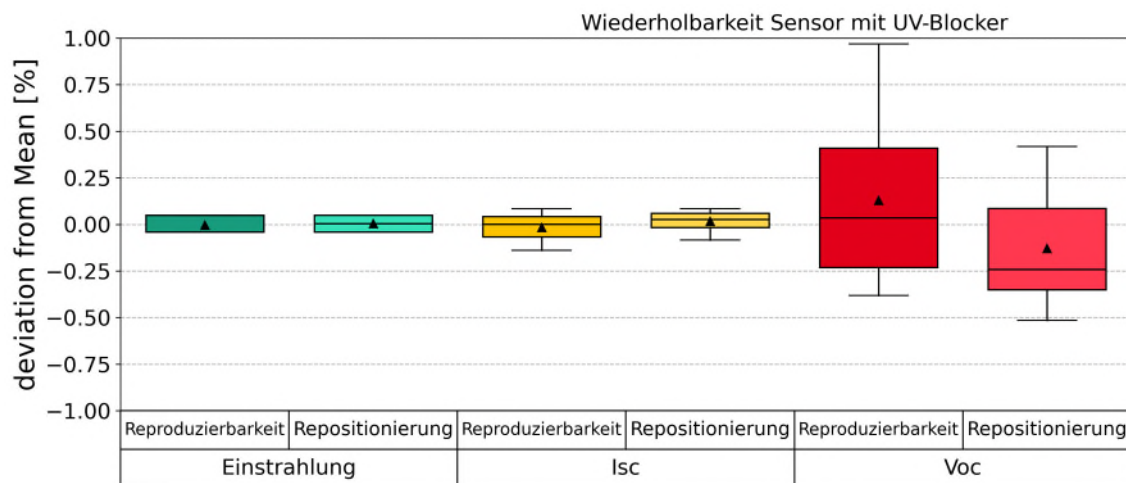


Abbildung 6. Analyse der Wiederholstabilität bzgl. der gemessenen Einstrahlungswerte, Kurzschlussströme Isc und Leerlaufspannungen Voc.

Weiterhin wurde der Einfluss verschiedener Materialien, die beim Sensor verwendet werden, analysiert, z.B. der Einfluss von Einkapselungsfolien mit und ohne UV-Blocker. In Abbildung 7 ist der Unterschied in der spektralen Empfindlichkeit zu sehen: Bei Verwendung eines UV-Blockers ist der Strom im kurzwelligen UV-Bereich reduziert.

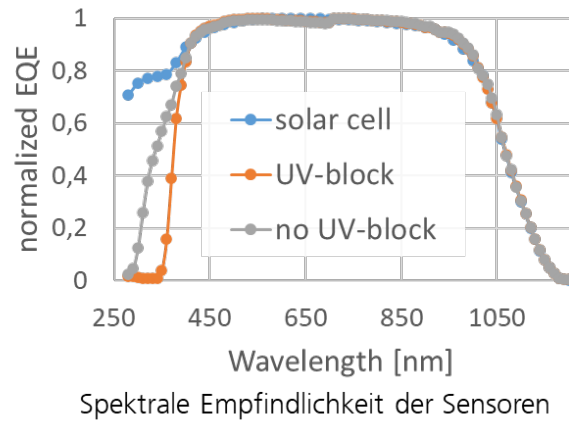


Abbildung 7. Einfluss des UV-Blockers in der EVA-Einkapselung auf die Modulperformance

Da bei der Sonnensimulatorkalibrierung ein Normspektrum verwendet wird, welches trotzdem nicht komplett identisch zu den Outdoor-Spektren im realen Betrieb ist, kann dieses spektrale Empfindlichkeit einen Einfluss auf die gemessenen Einstrahlungswerte verursachen. Testmessungen, s. Abbildung 8 haben jedoch gezeigt, dass die Abweichungen von ca. 0,4% innerhalb der gesamten Messunsicherheiten liegen.

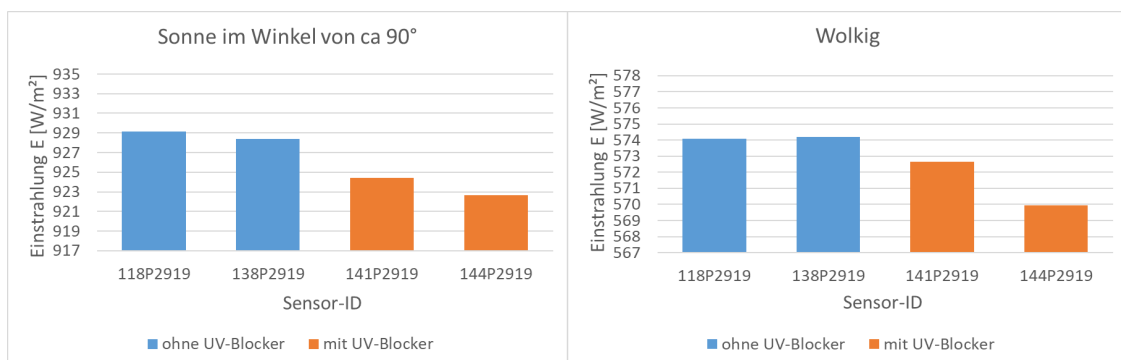


Abbildung 8. Einfluss des UV-Blockers unter realen outdoor-Bedingungen (links) bei direkter Sonneneinstrahlung und (rechts) bei Bewölkung,

Basierend auf diesen Ergebnissen konnte im Rahmen des Projektes der geplante Sensor als Prototyp durch Projektpartner Papendorf realisiert werden.

AP4.2: Hyper- bzw. multispektrale Bildgebung zur erweiterten Fehlerklassifizierung

Es gibt eine Vielzahl bildgebender Verfahren, die zur Zustandserkennung und Fehlerbewertung von PV-Modulen routinemäßig eingesetzt werden, z.B. optische Inspektion, Elektrolumineszenz oder Infrarotbildgebung. Allerdings lassen sich damit nicht alle auftretenden Zustandsänderungen eindeutig erfassen, so dass evaluiert werden sollte, inwiefern die Einbeziehung spektraler Informationen bei der Erkennung z.B. von Verschmutzung hilfreich sein kann. Am Fraunhofer CSP wurde dazu ein Messaufbau für spezielle Modul-Materialproben etabliert, eine Scannereinheit für einen möglichen Freifeldeinsatz getestet, Modell-Datensätze erfasst und Machine-Learning Algorithmen zur Datenvorbehandlung sowie zum Clustering oder zur Klassifizierung implementiert. Die zwei zentralen Aufbauten sind in Abbildung 9 gezeigt. Dabei wurden mit dem Laboraufbau Referenzdatensätze an speziell präparierten Proben erzeugt während mit dem Rotationsscanner demonstriert wurde, dass die Messmethode auch auf große PV-Module anwendbar ist.



Abbildung 9. (links) Laboraufbau zur Datenerfassung von PV-Modul-Proben, (rechts) Aufbau mit Rotationsscanner zur großflächigen Datenerfassung.

Darüber hinaus wurde untersucht, inwiefern die hyperspektrale Bildgebung für unterschiedliche Modulmaterialien und Zelltechnologien anwendbar ist und ob ggf. auch eine Identifizierung unbekannter Materialien damit möglich ist. Dazu wurden Testproben mit einer Variation an Zelltechnologien und Einkapselungsmaterialien gefertigt, s. Abbildung 10.

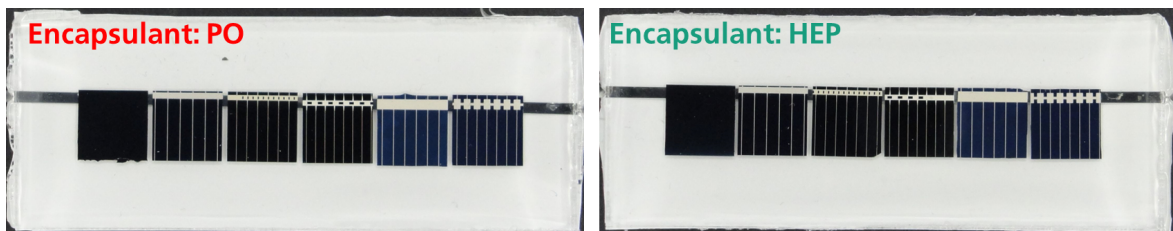


Abbildung 10. Bereitstellung von Testproben, die verschiedene Zelltechnologien und unterschiedliche Einkapselungsmaterialien repräsentieren.

Ein wesentliches Untersuchungsziel war, unterschiedliche Verschmutzungstypen basierend auf den spektralen Informationen zu differenzieren, weil diese z.B. unterschiedliches Selbstreinigungsverhalten bei Regen aufweisen können. Als Fallstudie wurden Minimodule mit anorganischer Staubbedeckung sowie mit organischer Algenbedeckung analysiert, s. Abbildung 11 (links). Dabei wurden basierend auf den hyperspektralen Bilddaten Machine-Learning Modelle trainiert, die eine Klassifizierung von organischen Algen im Vergleich zu anorganischem Staub ermöglichen sollen. Im Ergebnis, s. Abbildung 11 (rechts), konnte gezeigt werden, dass eine Klassifizierung aller Bildpixel, die eine Algenbedeckung aufweisen, erreicht werden kann.

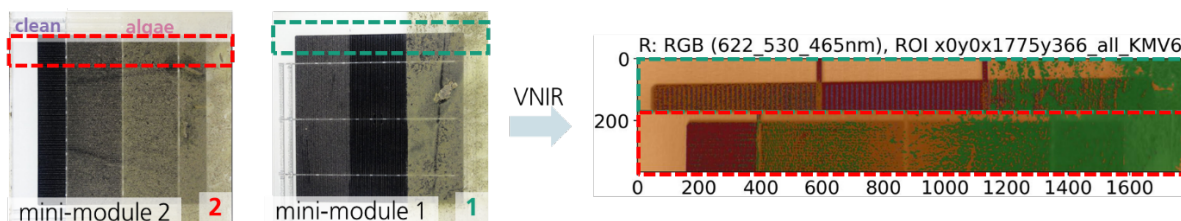


Abbildung 11. (links) Zwei Mini-Module aus Standardmodulmaterialien, wobei das linke Minimodul 2 unterschiedliche Bedeckungsgrade mit (organischen) Algen aufweist, während das

rechte Minimodul 1 einen (anorganischen) Staub-verschmutzen, einen sauberen sowie einen Algen-verschmutzen Bereich enthält. (rechts) Auswertung antrainierte Klassifizierungsalgorithmen zur Klassifizierung der Algen-Verschmutzung (grün eingefärbt): obere Bildhälfte zeigt die drei Bereiche des Minimodul 1, in dem deutlich die Algen von den organischen Verschmutzungen unterschieden werden können; untere Bildhälfte zeigt Minimodul 2 mit den vier unterschiedlichen Bedeckungsgraden.

Die dafür erforderlichen Daten-Workflows beinhalten die Rohdatenerfassung und Umwandlung in Formate, die für die Algorithmen geeignet sind, eine Datenvorbehandlung, um Helligkeits- und Kontrastunterschiede auszugleichen, eine Dimensionsreduktion, um die relevanten Wellenlängen zu identifizieren, sowie das Training von Modellen für die Klassifizierung bzw. den Test von Methoden zum un-supervised clustering. Dieser Ablauf ist exemplarisch für Daten der SWIR-HSI Kamera in Abbildung 12 gezeigt.

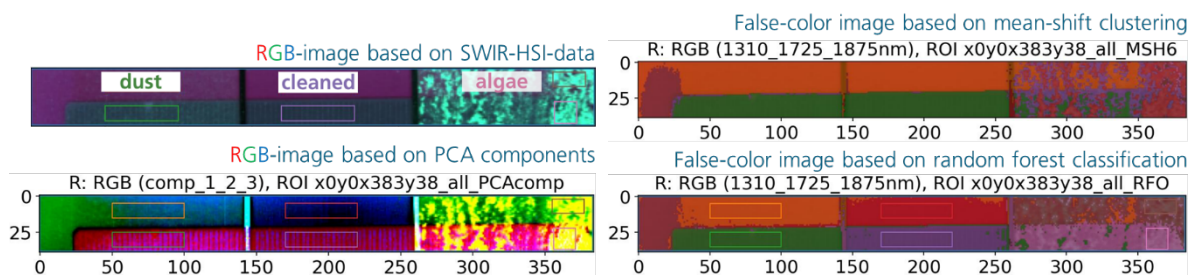


Abbildung 12. (links) Falschfarben RGB-Bild der hyperspektralen SWIR-Bilddaten sowie Falschfarben RGB-Bild der drei wichtigsten Dimensionen nach einer principal component analysis, (rechts) color-overlay eines mean-shift clustering Algorithmus (oben) und eines trainierten random-forest Klassifizierungsmodells basierend auf 6 Klassen (unten).

AP 4.3 Neuartige Tracking-Routinen zur Ertragsmaximierung

Es bestehen eine Vielzahl verschiedener Methoden Verschmutzungen zu vermeiden [8]. Eine innovative Methode besteht darin optimierte Tracking-Routinen mit adaptierten Nachtparkpositionen zur Reduktion von Verschmutzungen und Betauung auf PV-Modul-Oberflächen zu nutzen [9].

Ein Teilziel des Projektes PVOptDigital bestand in der Entwicklung eines neuen 1-achsigen Tracker-Designs, welches vertikale oder überkopf-Nachtparkpositionen von PV-Modulen erlaubt. Die Arbeiten untersuchen die Einflüsse von Umweltparametern und Modultechnologien z.B. Anti-Soiling-Beschichtungen auf PV-Modul-Erträge und Verschmutzungsraten, unter Zuhilfenahme von optischen und elektrischen Charakterisierungsmethoden.

Versuchsbedingungen experimentelles Tracking System

Der experimentelle Testaufbau wurde durch das Fraunhofer CSP entwickelt und im KACST Solar Village (in der Region Al Uyaynah bei 24,87°N, 46,24°E) in der Nähe von Riad, Saudi-Arabien, installiert. Die Region hat ein heißes Wüstenklima (Köppen-Klimaklassifikation, Bwh) mit langen, heißen Sommern und kurzen, sehr milden Wintern.

- Feste Montage: Südliche Orientierung, Neigung 25°
- Tracker 1: Sonnennachführung am Tag, 0°-Position (zum Himmel) in der Nacht (Standard)
- Tracker 2: Sonnennachführung am Tag, 90°-Position (vertikal) in der Nacht (optimiert)
- Proben: 16 Papendorf Sensoren als PV-Mini Module ausgestattet mit verschiedenen beschichteten und unbeschichteten (UNC) Solargläsern, 5x5cm Glasproben der in den PV-Mini-Modulen verwendeten Solargläser.

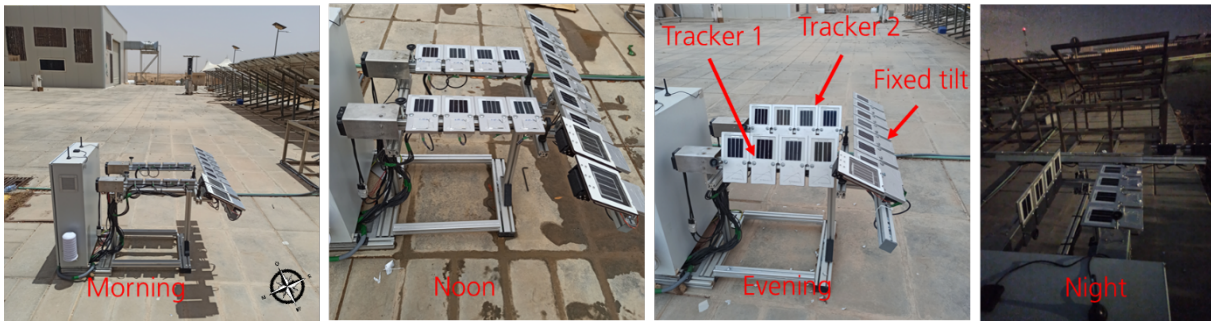


Abbildung 13. Versuchsaufbau des Prototypischen PV-Trackers am Standort in Riad/Saudi Arabien und Darstellung verschiedener Ausrichtungen der PV-Mini-Module über den Tagesverlauf am Standort in Riad/Saudi Arabien

Versuchsergebnisse experimentelles Tracking System

Abbildung 14 liefert einen Überblick über verschiedene Umweltparameter während des Versuchszeitraums. Es ist gut an der Niederschlagsmenge und dem Verlauf der relativen Luftfeuchtigkeit zu erkennen, dass sich der Versuchszeitraum in eine feuchte Periode 1 und einer trockene Periode 3 unterteilen lässt. Die Gesamtversuchszeit wird als Periode 2 bezeichnet. Die Windgeschwindigkeiten lagen in Periode 1 zwischen 0,07 m/s bis 7,39 m/s und in Periode 3 zwischen 0,07 m/s und 6,03 m/s. Damit besitzen beider Testperioden vergleichbare Windgeschwindigkeiten, jedoch sind die maximalen Windgeschwindigkeiten in Periode 3 etwas geringer als in Periode 1.

Die die mittleren Umgebungstemperaturen in Periode 1 lagen mit $25,5\text{ °C} \pm 3,7\text{ °C}$ um $3,8\text{ K}$ niedriger als in Periode 3 mit $29,3\text{ °C} \pm 5,2\text{ °C}$.

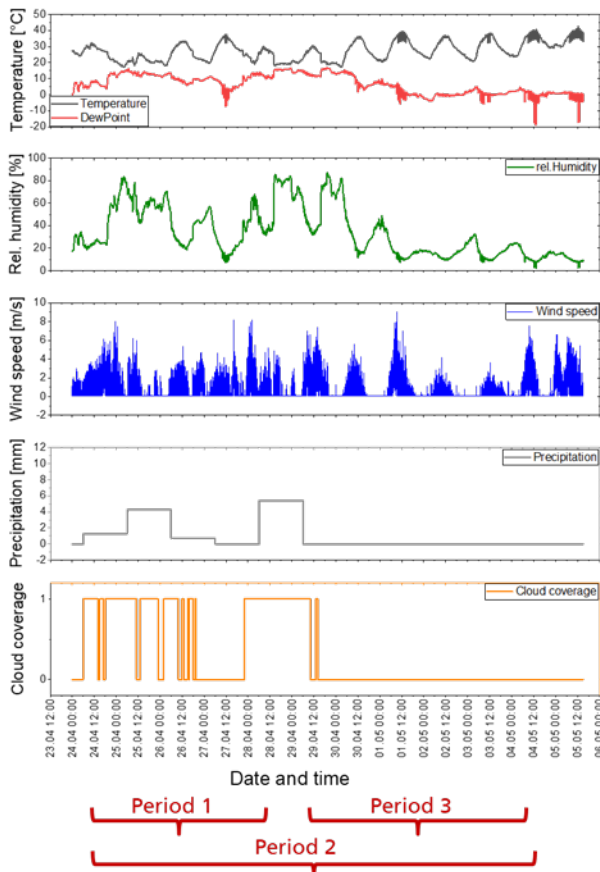


Abbildung 14. Zusammenfassung Umweltbedingungen während des Versuchszeitraums

Die anfängliche Probencharakterisierung der Glasproben erfolgte durch die Messung des hemisphärischen Transmissionsgrads im sauberen Zustand (τ_{clean}). Im Anschluss an die Messung wurden die Glasproben an den PV-Minimodulen fixiert und für 24 Stunden ausgelagert, wieder eingesammelt und die hemisphärische Transmission, nun im verschmutzten Zustand (τ_{soiled}), erneut bestimmt. Diese Messprozedur wiederholte sich täglich über den Versuchszeitraum. Der tägliche Verschmutzungsverlust (Transmissionsverlust, L_{soiling}) wurde anhand Gleichung (1) berechnet.

$$(1) \quad SL = \frac{\tau_{v,\text{clean}} - \tau_{v,\text{soiled}}}{\tau_{v,\text{clean}}}$$

Drei verschiedene Sätze beschichteter und unbeschichteter Glasproben wurden während einer Gesamtdauer von zehn Tagen unterschiedlich lange exponiert. Satz 1 für die Testperiode 1 (feuchte Wetterbedingungen), Satz 2 für den gesamten Zeitraum, Satz 3 für die Testperiode 3 (trockene Wetterbedingungen). Der Zweck der Verwendung verschiedener Sets bestand darin, die Auswirkungen der verschiedenen Wetterperioden besser zu unterscheiden. Abbildung 15 zeigt den täglichen reduzierten Verschmutzungsverlust R der Transmission der Glasproben in Bezug auf die fest nach Süden orientierten Glasproben.

R wurde berechnet, indem die täglichen Verschmutzungsverluste mit fester Neigung mit denen der Tracker1- und Tracker2-Proben verglichen wurden, siehe Gleichung (2).

$$(2) \quad R = \frac{SL_{\text{fix}} - SL_{\text{Tracker}}}{SL_{\text{fix}}} \times 100$$

Die hier nicht dargestellten absoluten Verschmutzungsverluste liegen im Bereich von 1 bis 7% und variieren im Laufe der Zeit, wobei sie aufgrund der Witterungsbedingungen z. B. Regenereignisse, sowohl zunehmen als auch abnehmen können.

Abbildung 15 links vergleicht die verschiedenen Testperioden. Insbesondere in der feuchten Testperiode 1 bestehen große Unterschiede zwischen den verschiedenen Konfigurationen der Modulneigung, was darauf hinweist, dass der Neigungswinkel einer der entscheidenden Faktoren für die Verschmutzung ist. Es konnte nachgewiesen werden das Tracker-1 (horizontale Position in der Nacht) das höchste Verschmutzungsaufkommen im Vergleich zur fixen Modulorientierung oder der vertikalen Nachtparkposition von Tracker2 aufweist.

Im Gegensatz dazu ist in der Trockenperiode keine eindeutige Trennung zwischen beschichteten und unbeschichteten Proben zu beobachten. In Periode2 zeigt sich, dass über den gesamten Testzeitraum Tracker2 mit beschichteten Gläsern, gefolgt von Tracker 2 unbeschichtet, die geringsten Verschmutzungsraten aufweist. Es ist ebenfalls zu beobachten, dass dieser Effekte vom anfänglichen Verschmutzungsgrad abhängt.

Als Schlussfolgerung kann die Nachführkonfiguration einen dramatischen Einfluss auf die Verschmutzungsrate haben. Die horizontale Nachtparkposition kann dabei eine um bis zu 150% höhere Verschmutzung aufweisen, im Vergleich zu der fixen Orientierung, siehe Abbildung 15 rechts. Zugleich können Stärkere Regenereignisse, wie am 29.04. zu einer Angleichung der Soilingintensität auf den PV-Modulen führen. Dies ist eine sehr wichtige Schlussfolgerung für die Planung, den Betrieb und die Wartung von PV-Anlagen, da die Kosten durch die Wahl steilerer Neigungspositionen für Nachführsysteme in der Nacht erheblich gesenkt werden könnten. Die Auswirkungen können jedoch stark variieren und sind im hohen Maße von den Wetterbedingungen abhängig, so dass weitere Langzeitstudien erforderlich sind, um das volle Potenzial zur Verringerung der Verschmutzung auszuschöpfen, z.B. mit an das Wetter angepasste Nachtparkpositionen (45° geneigte sunny side up Position bei starken Regen > 2mm und 90° bei leichten regen < 2mm).

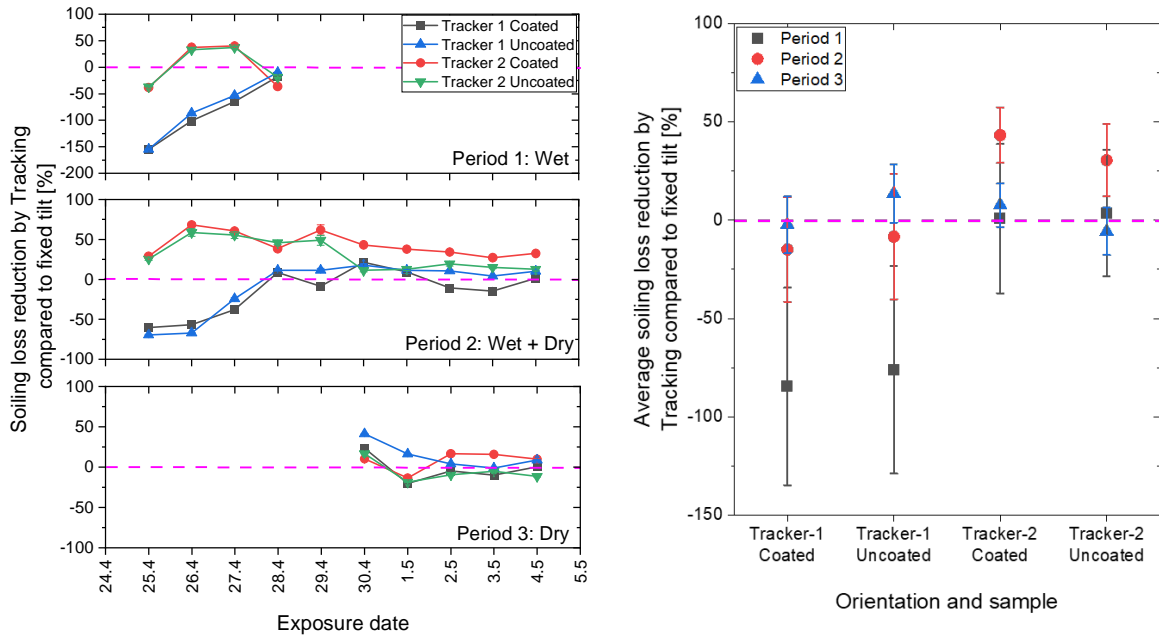


Abbildung 15. Vergleich Transmissionsverlust auf Glasproben durch Anwendung einer Vertikalen Nachtparkposition des Trackers 2, links: Tageseinzelswerte und zeitlicher Verlauf des Transmissionsverlustes, rechts: Mittelwerte der Tageswerte des Transmissionsverluste innerhalb der Versuchsperioden.

In Abbildung 16 werden die elektrischen Leistungsparameter der verschiedenen Beschichtungen unter dem Einfluss unterschiedlicher Nachführkonfigurationen in einem zweiten Testzeitraum vom 04.05.22 bis 16.06.22 verglichen. Die untersuchten Antisoiling-Beschichtungen (ASC) zeigen grundsätzlich nur geringe Unterschiede. Die Beschichtung BM (Benchmark) weist in sämtlichen Neigungskonfigurationen die geringsten Leistungsverluste durch Soiling auf. Die höchsten Soilingverluste weisen unbeschichtete Gläser (UNC) auf. Es konnte evident nachgewiesen werden, dass eine vertikale Nachtparkposition des Tracker2 die geringsten Soilingverluste verursacht. Diese Erkenntnis ist für alle Beschichtungen relevant. Die mittleren Differenzen zwischen den Nachführkonfigurationen zeigen sich mit Werten zwischen 1,3% und 1,5% als signifikant größer als die Differenzen zwischen den Beschichtungen, die im Bereich von 0% bis 0,5% liegen. Dieses Resultat unterstreicht die hohe Wirksamkeit einer optimierten vertikalen Nachtparkkonfiguration.

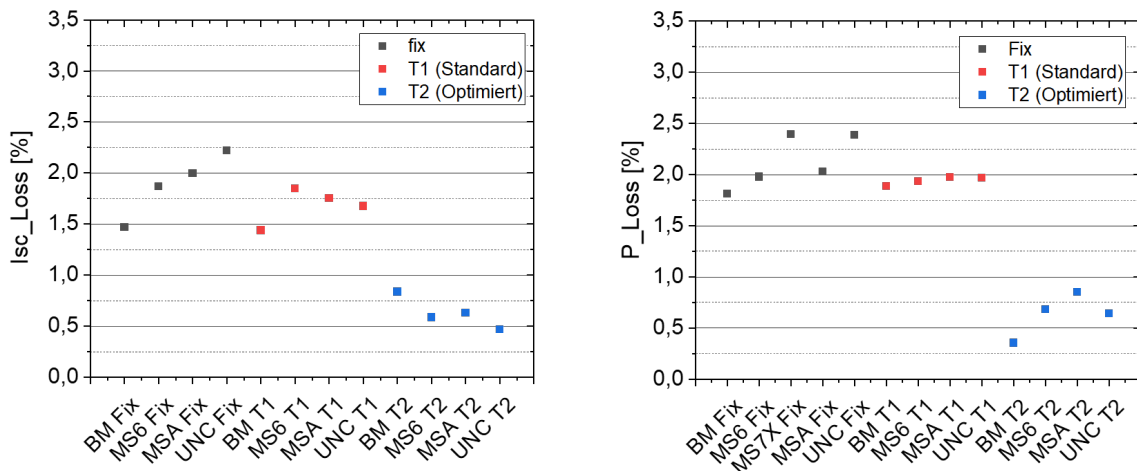


Abbildung 16. Vergleich des Soiling Verlustes elektrischer Leistungsparameter zwischen Verschiedenen Anti-Soiling-Coatings und der Nachführkonfiguration der PV-Minimodule vom 04.05.22 bis 16.06.22

Optimierter Tracker mit Standard Solarmodulen

Aufbauend von den Ergebnissen des experimentellen Trackers wurde von der Fa. Schletter ein optimierter 1-achsiger Tracker entwickelt und am gleichen Standort in KACST Solar Village installiert, siehe Abbildung 17. Der Tracker ist für den Betrieb mit Standard PV-Modulen ausgelegt. Die Anlage besteht aus zwei Trackern. Je Tracker können 10 Standardmodule installiert werden. Somit ist eine Installation von 4KW je PV-Sting möglich. Die beiden Tracker sind einzeln ansteuerbar und so optimale experimentelle Ergebnisse zu liefern.

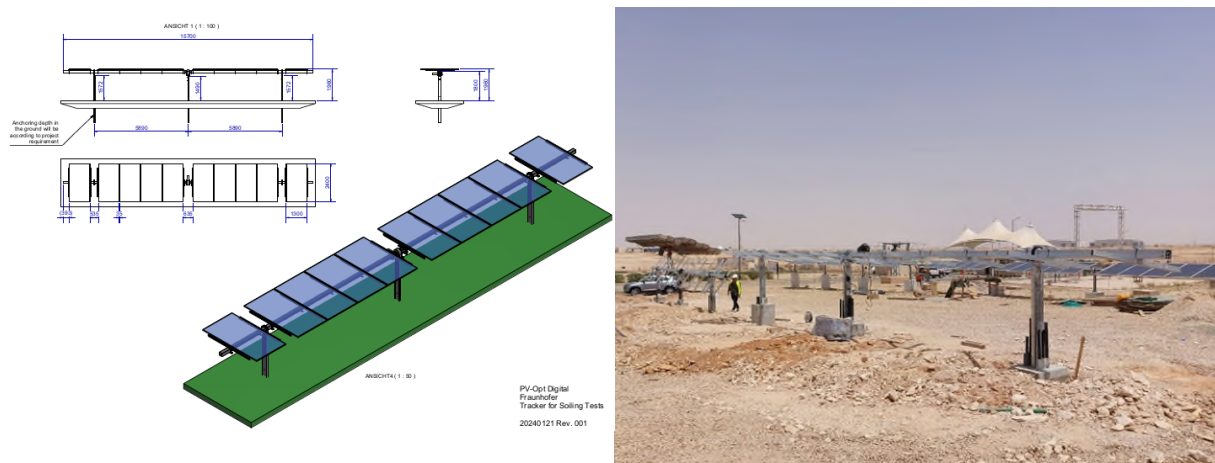


Abbildung 17. Neuartiges Tracker Design, rechts Übersichtsskizze, rechts Installierter Tracker ohne PV System in KACST Solar Village Riadh

Auf Grund der schwierigen Standortakquise erfolgte die Installation stark verspätet. Gleichzeitig verzögert sich die finale Installation der PV-Anlage auf Grund administrativer Hindernisse auf seiten der saudischen Partner. Aus diesem Grund konnten keine Ergebnisse, mit Standard PV-Modulen, bis zum Projektende evaluiert werden.

Jedoch werden im Projekt-Nachgang die Tracking-Routinen zur Ertragsmaximierung optimiert, um nachzuweisen das Reinigungseinsätze durch Verschmutzungs-Vermeidung reduziert werden können. Zusätzlich werden ebenfalls die Einflüsse von Umweltparametern und Modultechnologien (bifazial, Anti-Soiling-Beschichtungen) auf PV-Modul-Erträge und Verschmutzungsraten evaluiert. Die zu evaluierenden Informationen sind insbesondere für die weitere Verwertung und Auftragsakquise von hoher Bedeutung.

Zusammenfassung Neuartige Tracking-Routinen zur Ertragsmaximierung

Prototypanlage PV-Mini-Module, Versuchszeitraum 24.04.22 bis 04.05.22

- Der Neigungswinkel Nachtparkposition hat den größten Einfluss auf den Transmissionsverlust.
- horizontaler Nachtposition (standardposition) der Transmissionsverlust ist bis zu 150% erhöht
- Vertikaler Nachtposition der Transmissionsverlust ist bis zu 75% reduziert, im Vergleich zu einer festen Neigung
- Die Ergebnisse sind stark von den vorherrschenden Wetterbedingungen abhängig (feucht/trocken)

Versuchszeitraum 04.05.22 bis 16.06.22

- Die vertikale Nachtparkposition reduziert Leistungsverlust durch Soiling signifikant und stärker als Anti-Soiling-Beschichtungen
- Differenz mittlerer Isc-soiling-loss von 1,05% zwischen T1 (Standard) und T2 (optimiert), 1,26% zwischen Fix und T2
- Differenz P-soiling-loss ist 1,31% zwischen T1 und T2 und 1,49% zwischen Fix und T2
- Differenzen P-soiling-loss zwischen ASC's sind >0,5%

Somit zeigen die neuen Tracking Routinen einen deutlich stärkeren reduzierenden Einfluss auf die Verschmutzungsrate als ARC's!

2.1.3 AP 5: Automatisierung der Fehlererkennung und Impact-Quantifizierung

Das Fraunhofer Institut war in diesem AP nur in AP5.2 aktiv. Das übergeordnete Ziel von AP5 war die Entwicklung einer software-basierten Lösung zur Auffindung von relevanten und repräsentativen Fehlerbildern in Datenbanken.

AP5.2: Impact-Analyse durch Korrelation von Inspektions- und Betriebsdaten

Der Arbeitsschwerpunkt in diesem AP war die Definition geeigneter Schnittstellen zur Verknüpfung optischer Inspektionsdaten mit Betriebsdaten sowie die Entwicklung von Methoden zur automatisierten Korrelation von SOLL- und IST-Werten. Durch diese Korrelation sollen Rückschlüsse auf mögliche Fehlerursachen gezogen und die Aussagekraft optischer Inspektionsverfahren gestärkt werden.

Das Fraunhofer IMWS übernahm hierbei die Automatisierung der Auswertung auf der Betriebsdatenseite.

Im ersten Schritt wurden die umfangreichen Betriebsdaten aufbereitet und normalisiert, um unterschiedliche Systemkonfigurationen und -größen vergleichbar zu machen. Dabei wurden Leistungsdaten auf die installierte DC-Leistung bezogen, Daten- und Betriebszeiträume synchronisiert, Größeneffekte skaliert und Abweichungen einheitlich als relative Fehler in Bezug auf die jeweilige Messgröße ausgegeben. Die Datenanalyse ermöglichte die Klassifizierung erkannter Abweichungen in typische Fehlertypen. Ein Beispiel dieser Klassifikation ist in Abbildung 17 zu sehen. Die Fehlertypen wurden manuell anhand der Fehlerbilder in den zugehörigen Betriebsdaten vorgenommen. Es konnten verschiedene Störungen benannt werden: Wechselrichter-bedingte Fehler, Abschaltungen aufgrund von Wartung, Schneeablagerung, Isolationsfehler, netzbedingte Abschaltung. Diese Zuordnung kann in weiteren Untersuchungen für Klassifizierungsalgorithmen verwendet werden, um ähnliche Probleme in anderen Anlagen zu bewerten. In der hier untersuchten Anlage in Bitterfeld konnte trotz Datenbereinigung und Normalisierung keine signifikante zunehmende Verschlechterung erkannt werden. Dies konnte, entsprechend den Aussagen durch die visuellen Inspektionsmethoden der Forschungspartner im Projekt bestätigt werden.

2.2 Zum zahlenmäßigen Nachweis

Zum zahlenmäßigen Nachweis erfolgt eine extra Berichterstattung durch die Fraunhofer-Zentrale.

2.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Eine verbesserte Überwachungsqualität und kosteneffiziente Betriebsführung durch Integration von optischen Inspektionslösungen und die Digitalisierung sowie Automatisierung aller beteiligten Prozessschritte ist nach wie vor ein relevanter Faktor zur elektrischen Ertragssteigerung von PV-Systemen. Beginnend bei der Messdatenakquise, der Datenanalyse/Aufbereitung und Daten-Interpretation erfolgt die Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Betriebsführung. Das Projekt „PVOptDigital“ erfüllte die zentrale Bedingung für einen erfolgreichen Ansatz das dabei die Verknüpfung aller genannten Einzelaspekte gewährleistet ist. Die intensive wissenschaftliche Analyse ermöglichte einen übergreifenden Optimierungsansatz inklusive verbesserter Schnittstellenstruktur. Die Optimierung von Einzelmethoden kann daher deutlich besser und effektiver auf die Erreichung des Gesamtziels der Ertrags- und Kostenoptimierung der Betriebsführung ausgerichtet werden, was die wirtschaftlichen Erfolgsaussichten des Projektes deutlich erhöht. Die hinzu gewonnenen Erkenntnisse, die ohne dieses Forschungsvorhaben nicht erlangt worden wären, haben über Publikationen und Wissenstransfer zwischen Unternehmen und Forschungseinrichtungen zum weiteren Know-How Aufbau und einer Wettbewerbsstärkung maßgeblich beigetragen.

2.4 Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die Erreichung des zentralen Projektziels der Erschließung eines 5% Ertragspotential in PV-Kraftwerken bildet die Grundlage für eine kosteneffiziente, zuverlässige und umweltfreundliche Energieversorgung. Eine optimierte Betriebsführung durch Automatisierung und Digitalisierung sowie optische Inspektionsverfahren eröffnet dabei zukunftsorientierte technologische Ansätze zur Kostenreduktion in PV-Kraftwerken mit minimalem Überwachungs- und Wartungsaufwand. Die systematische Integration evaluierter technologischer Lösungen führen zu vereinfachten Betriebsbedingungen und generieren wirtschaftliche Vorteile für deutsche Unternehmen.

2.4.1 Wirtschaftliche und technische Verwertung

Das Fraunhofer CSP plant eine wirtschaftliche Verwertung der Projektergebnisse durch den Ausbau seiner Angebote im Bereich der fortgeschrittenen Sensorik, z.B. Tests von Sensorsystemen, Referenzwertbestimmung, sowie Angebote im Bereich der bildgebenden Verfahren. Hierbei soll der Fokus auf technologisch anspruchsvolle Verfahren, wie der hyperspektralen Bildgebung sowie und KI gestützter Datenanalyse gelegt werden. Damit sollen im Projektnachgang sowohl die Hersteller von Messtechnik als auch die Anwender im Rahmen von bilateralen FuE-Projekten, Serviceleistungen und Knowhow-Transfer von der erweiterten Expertise des F-CSP profitieren.

Mit den positiven Ergebnissen des Tracking-Ansatzes wird sowohl auf Betriebsführer, Hersteller von Unterkonstruktionen sowie Anlagenbetreiber und Projektierer zugegangen, um diese technologische Entwicklung im Markt zu etablieren. Erste Anfragen für zwei weitere „Full Size“ Tracker durch ACWA Power zur Produktverifizierung bestehen bereits.

Zusätzlich ermöglichen die Ergebnisse des Projektes das Spektrum an Forschungsdienstleistungen des F-CSP weiter auszubauen und qualitativ hervorzuheben. Gemeinsame Projektanbahnungen zwischen F-CSP, KACST und ACWA Power für Forschungsdienstleistungen, um AS-Coating und Tracker-Routinen aufeinander abzustimmen und auf spezifische Reinigungsverfahren anzupassen, sind bereits in Bearbeitung.

Die wissenschaftliche Verwertung am Fraunhofer CSP konzentriert sich auf die Übertragung von Know-how an die Industrie sowie die Präsentation von Ergebnissen auf wissenschaftlichen Veranstaltungen. Langfristig soll die Expertise im Bereich der Beurteilung und Vermeidung von Ausfällen in PV-Systemen weiterentwickelt und zuverlässige Technologien in und aus Deutschland gefördert werden.

Die erzielten Projektergebnisse wurden in Fachzeitschriften und auf Konferenzen präsentiert, wodurch sich die wissenschaftlich-technologische Außenwirkung des Instituts erhöht hat. Neben neuen Erkenntnissen zur Vermeidung degradationsbedingter Ausfälle in PV-Systemen besteht seitens des Fraunhofer CSP ein langfristiges strategisches Interesse an der Entwicklung einer materialwissenschaftlich orientierten diagnostischen und messtechnischen Expertise für zuverlässige PV-Systeme.

2.5 Fortschritte bei anderen Stellen

Im dritten Quartal 2022 wurde eine Studie [10] von A. Pouladian-Kari bekannt, die sich mit optimierten Tracking-Routinen zur Reduzierung von Soiling befasst. Die Arbeit untersucht die Auswirkungen von Soiling auf die Leistung von Photovoltaik-(PV)-Systemen und präsentiert eine neuartige Lösung namens „NightFlip“. Dabei wird das Modul in der Nacht in einem Winkel von 15° nach unten orientiert und 15 Minuten vor Sonnenaufgang senkrecht nach Osten ausgerichtet. Die nahezu horizontale Orientierung soll die Tauwasserbildung auf der Oberfläche forcieren. Die entstandenen Tautropfen laufen bei der senkrechten Stellung des Moduls am Morgen an der Moduloberfläche herunter und reinigen das Modul teilweise von Staub. Die Soilingverluste sind im Versuchszeitraum um ca. 50% reduziert worden. Zusätzlich konnten die Standard-Reinigungszyklen reduziert werden, was mit einem reduzierten Wasserverbrauch verbunden ist. Eine wirtschaftliche Betriebsweise wurde ebenfalls dargestellt. Der Ansatz ist jedoch nur für Wetterbedingungen relevant, die Tauereignisse zulassen. Auch für den Einsatz bifazialer Module ist eine horizontale Orientierung nicht empfehlenswert.

Zwar stellt diese Veröffentlichung eine gute Bestätigung der im Projekt PVOptDigital verfolgten Zielsetzung dar, sie beeinträchtigt das Projektergebnis jedoch in keiner Weise. Darüber hinaus sind dem Projektkonsortium keine Fortschritte in diesem Forschungsgebiet bei anderen Stellen bekannt, welche die Projektergebnisse beeinträchtigen.

2.6 Veröffentlichungen

Aus dem Vorhaben sind die folgenden Publikationen hervorgegangen.

Zeitschriftenbeiträge:

- M. Z. Khan, G. Willers, A. A. Alowais, V. Naumann, M. Mirza, E. Grunwald, H. Qasem, R. Gottschalg, and K. Ilse, "Soiling mitigation potential of glass coatings and tracker routines in the desert climate of Saudi Arabia," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2023.

Konferenzbeiträge:

- Daßler, D.; Malik, S.; Gottschalg, R.; Ebert, M. (2022): Effect of Availability and Quality of Data on the Detection of Defects Utilizing Artificial Neural Networks in PV System's Monitoring Data. 6 pages / 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion; 1074-1079. DOI: 10.4229/WCPEC-82022-4DO.1.5.

- Daßler, D.; Malik, S.; Gottschalg, R.; Ebert, M. (2023): Digitalisierung der Betriebsführung – Maximaler Nutzen von SCADA-Daten. 7. DEUTSCHE PHOTOVOLTAIK-BETRIEBS- UND SICHERHEITSTAGUNG, Berlin
- Daßler, D.; Malik, S.; Patel, D.; Dietrich, A.; Spihola, J.; Kaufmann, K.; Hennig, C.; Klengel, R.; Klute, C.; Ebert, M. (2025): Analyse der Effizienzverluste von Wechselrichtern in PV-Portfolios durch Auswertung von Betriebsdaten. 40th PV Symposium. Bad Staffelstein.
- Marko Turek, (2022): Soiling Detection on Photovoltaic Modules Using Hyperspectral Imaging and Machine Learning Algorithms, 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, DOI 10.4229/WCPEC-82022-4BV.5.4
- Marko Turek, (2022): Soiling Detection on Photovoltaic Modules Using Hyperspectral Imaging and Machine Learning Algorithms; Poster, EUPVSEC 2022,

3 References

- [1] Wirth Harry, *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. [Online] Available: www.pv-fakten.de.
- [2] Doelling Robert John, *Photovoltaik Reinigung*. [Online] Available: <https://photovoltaik.org/montage/reinigung>.
- [3] Mattstedt Michael, *Die häufigsten Fragen vom Photovoltaik Taubenschutz bis zur PV Reinigung*. [Online] Available: <https://solarreinigung.com/photovoltaik-reinigung-fragen-antworten-faq/#faq1>.
- [4] Präger Wenzel, *Professionelle Photovoltaik Reinigung für maximalen Gewinn*. [Online] Available: <https://www.pv-reinigung.eu/>.
- [5] Greiml Sandro, *Reinigung Solarfreifläche*. [Online] Available: <https://solarpflege.de/leistungen/reinigung/reinigung-solarfreiflaechen/>.
- [6] K. Ilse, L. Micheli, B. W. Figgis, K. Lange, D. Daßler, H. Hanifi, F. Wolfertstetter, V. Naumann, C. Hagendorf, R. Gottschalg, and J. Bagdahn, "Techno-Economic Assessment of Soiling Losses and Mitigation Strategies for Solar Power Generation," *Joule*, vol. 3, no. 10, pp. 2303–2321, 2019.
- [7] F. Wolfertstetter, R. Fonk, C. Prah, M. Röger, S. Wilbert, and J. Fernández-Reche, "Airborne soiling measurements of entire solar fields with Qfly," in *SOLARPACES 2019: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*, Daegu, South Korea, 2020, p. 100008.
- [8] A. AlDowsari, R. Bkayrat, H. AlZain, and T. Shahin, "Best practices for mitigating soiling risk on PV power plants," in *2014 Saudi Arabia Smart Grid Conference (SASG 2014): Jeddah, Saudi Arabia, 14-17 December 2014*, Jeddah, Saudi Arabia, 2014, pp. 1–6.
- [9] M. Z. Khan, V. Naumann, C. Hagendorf, R. Gottschalg, and K. Ilse, "Mitigation of soiling losses by smart heating and night tilting for ASC and standard PV module glass," in *2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Fort Lauderdale, FL, USA, 2021, pp. 399–402.
- [10] A. Pouladian-Kari, S. Eslami, A. Tadjik, L. Kirchner, R. Pouladian-Kari, and A. Golshanfard, "A novel solution for addressing the problem of soiling and improving performance of PV solar systems," *Solar Energy*, vol. 241, pp. 315–326, 2022.