



Schlussbericht

Machbarkeit der individuellen Nennleistungsmessung von im Feld montierten PV-Modulen mit dem Portable LED Flasher





Zürcher Hochschule
für Angewandte Wissenschaften



**School of
Engineering**

IEFE Institut für Energiesysteme
und Fluid-Engineering

Datum: 09.2.2017

Ort: Winterthur und Fehraltorf

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Photovoltaik
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

Electrosuisse
Luppenstrasse 1, CH-8320 Fehraltorf
www.electrosuisse.ch

ZHAW School of Engineering
Institut für Energie und Fluid-Engineering
Technikumstrasse 9, CH-8401 Winterthur
www.iefe.zhaw.ch

SUPSI
Institute for Applied Sustainability to the Built Environment
Via Trevano
CH-6952 Canobbio
www.supsi.ch

Autoren:

Raphael Knecht, ZHAW, raphael.knecht@zhaw.ch
Franz Baumgartner, ZHAW, franz.baumgartner@zhaw.ch
Christian Frei, Electrosuisse, christian.frei@electrosuisse.ch
Fritz Beglinger, Electrosuisse, fritz.beglinger@electrosuisse.ch

BFE-Bereichsleitung:	Men Wirz, men.wirz@bfe.admin.ch
BFE-Programmleitung:	Dr. Stefan Nowak, stefan.nowak@netenergy.ch
BFE-Vertragsnummer:	SI/501339-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Zusammenfassung

Im vorangegangenen Entwicklungsprojekt der ZHAW wurde mit dem Portable LED Flasher (PLF) ein vollständig neues Messgerät entwickelt, welches erlaubt, Photovoltaikmodule (PV-Module) ohne Demontage auf deren Nennleistung zu prüfen. Gegenüber dem ersten Funktionsmuster der ZHAW wurden mit dem hier beschriebenen P&D-Projekt gemeinsam mit Electrosuisse essenzielle Optimierungen an der Hard- und Software vorgenommen. So wurde z.B. das Gewicht der Beleuchtungseinheit um einen Drittel reduziert, das Spektrum verbessert und durch eine Batterie die Versorgung unabhängig vom Stromnetz ermöglicht. Zusätzlich wurden in Feldmessungen auf drei verschiedenen PV-Anlagen wichtige Praxiserfahrungen gesammelt, und das Messsystem wurde weiter optimiert. Vergleiche der Messgenauigkeit mit dem stationären Labor des SUPSI haben bei insgesamt 30 Modulen von drei unterschiedlichen Anlagen eine Abweichung von maximal 3% erbracht, was als Erfolg für die Qualität gewertet werden darf. Somit kann mit diesem neuen Messmittel eine deutlich grössere Anzahl von Stichproben von PV-Modulen erfasst werden, die z.B. aufgrund geringerer Ertragsdaten eines Strings des bestehenden Monitorsystems auffällig waren oder durch eigene Infrarot-Thermografie ermittelt wurden. Bei grösseren individuellen Abweichungen, z.B. vom Strom im Maximum Power Point, kann so ein Vorschlag für ein Retrofit, speziell bei älteren Anlagen, erstellt werden. Bei den untersuchten Anlagen mit Betriebsdauern von 2, 6 und 7 Jahren und keinen grossen Ausfallraten der Module hat die mögliche Leistungssteigerung um $< 1\%$ keine nennenswerte Ertragssteigerung in Aussicht gestellt. Ausserdem kann der PLF bei Losabnahmen oder vor der Installation einer grösseren Anlage zur Anwendung kommen. Dabei sind Messtakte von 150 Modulen pro Tag (direkt auf der Anlage) und 500 Modulen pro Tag (stationär vor Ort vom Stapel) möglich. Die Messkosten pro Modul werden auf etwa einen Zehntel der üblichen Kosten in stationären, zertifizierten Labors geschätzt. Dies ermöglicht andererseits auch, bei gleichen Kosten eine signifikante Steigerung der Anzahl untersuchter Module zu erreichen. Durch die Vermeidung von Demontage und Transport der Module ins zertifizierte Messlabor werden neben dieser Kosteneinsparung vor allem mögliche zusätzliche Schädigungen dieser Module unterbunden. Mit den Feldmessungen wurde in Erfahrung gebracht, dass die höchste Messgenauigkeit zu Zeiten geringer solarer Einstrahlung erreicht werden kann, da diese die Messunsicherheit der tatsächlichen Modultemperatur reduziert. Zudem sollten die Module vorgängig gereinigt werden, da Verschmutzungseffekte bis zu 5% Leistungseinbusse erbrachten und dies zu einer Fehlinterpretation wie z.B. einem Moduldefekt führen kann. Das Handling des Portable LED Flashers wurde optimiert, sodass ihn Electrosuisse für Kundenaufträge einsetzen kann.

Summary

During the previous development project, ZHAW created with the Portable LED Flasher (PLF) a completely new measurement device, which enables to check the nominal power of photovoltaic modules on the roof without dismounting them. Compared to the first functional model of ZHAW, essential improvements on hard- and software – e.g. reduced weight of the light engine, improved spectrum of the light, power autonomy – were conducted with this R&D project together with Electrosuisse. Additionally, crucial experience in the field was gained, and further optimizations on the measurement system were made by performing measurements on three different PV plants. Comparing the measurements – on totally 30 modules from different plants – of the PLF with the stationary laboratory of SUPSI, accuracies of 3% were achieved, which speaks for the quality of the measurement system. Hence, substantially larger quantities of module samples can be measured which for instance were roughly identified by diminishing yield of a string measured with an off-the-shelf monitoring system or by means of thermal imaging. For large individual deviations of for instance the current in the maximum power point of an older plant, a retrofit of the strings can be proposed. In the measured three PV plants, with operating times of 2, 6 and 7 years, the potential increased output of $< 1\%$ did not show noteworthy yield increases. The PLF can also be used for lot acceptance tests or measurements prior to installing the modules. Measurement rates of 150 modules/day (mounted on the plant) and 500 modules/day (stationary) respectively can be reached. Costs for measurement per module are estimated to amount to 10% of the usual costs for a certified, stationary measurement. This enables to achieve a much larger sample basis for the same costs for transport and measurement in a stationary laboratory. The field measurements showed that the highest accuracies occurred during times with low solar irradiance, since this reduces the uncertainty of the module temperature. Modules on the plant should be cleaned prior to measurement because pollution effects showed power losses of up to 5%, which could be misinterpreted as defects. Handling of the PLF was optimized so that Electrosuisse can utilise it for customer orders.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
1. Einleitung	5
2. Zielsetzungen	6
2.1. Ziele und Ergebnisse der Entwicklungsarbeiten	6
2.2. Ziele und Ergebnisse der Felderfahrungen	7
3. Beschreibung Hardware Portable LED Flasher	8
3.1. Beleuchtungseinheit	8
3.1.1. Klassifizierung gemäss IEC 60904-9:2007	9
3.2. Batteriekoffer	11
3.3. Messelektronik	11
4. Messungen im Feld	12
4.1. PVA „Die Werke“ Wallisellen	12
4.1.1. Resultate Nennleistungsmessung	13
4.1.2. Vergleichsmessung SUPSI	13
4.1.3. Leistungssteigerung durch Retrofit	14
4.2. PVA „AXA Superblock“ Winterthur	15
4.2.1. Resultate Nennleistungsmessung	15
4.2.2. Vergleichsmessung SUPSI	15
4.2.3. Leistungssteigerung durch Retrofit	16
4.3. PVA „LKW“ Postverteilzentrum Schaan FL	17
4.3.1. Vergleichsmessung SUPSI	17
4.3.2. Leistungssteigerung durch Retrofit	18
4.4. Kostenanalyse für unterschiedliche Anlagentypen	19
5. Vergleichsmessungen mit SUPSI, JRC und Swiss Mobile Flasher Bus	20
6. Einfluss der Temperaturmessung	21
7. Wirtschaftliche Randbedingungen zum Einsatz des Portable LED Flashers	22
8. Ausblick	23
8.1. Verbesserungen für optimales Handling	23
8.2. Bypass-Dioden-Test	23
8.3. Optimierung Temperaturmessung	23
8.4. Optimierungsstrategie Retrofit	23
9. Dissemination	24
10. Danksagung	24
11. Literaturverzeichnis	24
12. Anhang	25

1. Einleitung

Solarparks in der Megawattklasse, meist Freiflächenanlagen, werden wiederholt technisch genau geprüft. So können Leistungsreduktionen rechtzeitig erkannt werden, damit für den Betreiber ein möglicher wirtschaftlicher Schaden begrenzt bleibt. Solche grossen Freiflächenanlagen sind bisher in der Schweiz nicht sehr verbreitet, jedoch stehen auch hier auf diversen Flachdächern viele PV-Kraftwerke mit einigen 100 kW bis einigen wenigen MW im Betrieb. Die Messmethoden für Freiflächenanlagen sind auch für die grossen PV-Dachanlagen oft in gleicher Weise anwendbar. Wichtig dabei ist, stets eine grosse Stichprobenzahl mit vertretbaren Kosten zu vermessen, um z.B. über die Dynamik von Modulschäden und deren prognostizierte Leistungsreduktion Klarheit zu gewinnen. Im Fall von Garantieforderungen kann so mit einem aussagekräftigen Datenmaterial an den Modulhersteller herangetreten werden.

Die Messung der Modulnennleistung mit einem handelsüblichen Kennlinienschreiber, eingesetzt unter natürlicher Sonne, wird von den meisten Installateuren angeboten. In der Praxis ist damit nur ein sehr kleiner Stichprobenumfang erreichbar, da oft die geforderte konstante Solareinstrahlungsschwelle nicht erreicht und der erlaubte Einfallswinkel der Direktstrahlung zur Flächennormalen überschritten wird. Die daraus resultierende geringe Stichprobenanzahl und die hohe Messunsicherheit durch Einstrahlungsschwankungen verhindern eine aussagekräftige Bestimmung der Nennleistung einer PV-Anlage trotz der niedrigen Kosten für dieses Messgerät.

Die ZHAW hat mit dem ersten Funktionsmuster des Portable LED Flashers ein Messwerkzeug geschaffen, welches in kürzester Zeit die individuelle Strom-/Spannungskennlinie eines Photovoltaikmoduls misst, ohne dass dieses demontiert werden muss (siehe Abbildung 1).

Es besteht somit die Möglichkeit, die PV-Module direkt im Kraftwerk, z.B. auf dem Dach, zu überprüfen. Dies reduziert die Kosten der Messung deutlich und macht die Resultate unmittelbar verfügbar. Mit dem vor dem Start des hier beschriebenen BFE-P&D-Projekts an der ZHAW realisierten Funktionsmuster wurden vereinzelte Erfahrungen im Feld gesammelt. So ist die Basis einer Anforderungsliste entstanden, die der nächste Prototyp des hier zu entwickelnden LED Flashers erfüllen muss, damit er von Electrosuisse im Feld für laufende Kundenmessungen eingesetzt werden kann. Im Rahmen dieses Projekts mussten somit deutliche Verbesserungen und nochmals mechanische und elektrische Überarbeitungen erfolgen.

Mit dem Projekt wurden die technische Machbarkeit eines solchen portablen LED Flashers, die praktische Einsetzbarkeit und Messgenauigkeit untersucht, sowie die erreichbaren Messzyklen, resp. die Anzahl Messungen pro Tag ermittelt, um auch Erkenntnisse für einen wirtschaftlichen Einsatz zu gewinnen.



Abbildung 1: Erstes Funktionsmuster der ZHAW im Einsatz auf einer Flachdachanlage



2. Zielsetzungen

2.1. Ziele und Ergebnisse der Entwicklungsarbeiten

Die Ziele für die Entwicklungsarbeiten des Portable LED Flashers (PLF) im Rahmen des BFE-Projekts wurden vorgängig definiert. Die gesetzten Ziele und die erreichten Resultate für die Spezifikationen der Hard-/Software des PLF sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Entwicklung der LED-Platinen und Hardware-Komponenten wurde in Zusammenarbeit mit der Firma Wavelabs ausgeführt, um eine mögliche Kleinserienfertigung des PLF zu ermöglichen und auch gleichzeitig in dieser Synergie die Erfahrung von Wavelabs in der Entwicklung hochwertiger stationärer LED Flasher für zertifizierte Messlabors einzubeziehen. An erster Stelle stand eine noch leichtere Konstruktion der Beleuchtungseinheit, um einerseits ein effizientes Handling direkt auf dem Dach zu ermöglichen und andererseits eine mechanische Beschädigung des darunterliegenden zu messenden Moduls auszuschliessen. Bei der Konstruktion waren optimale Auflagenrollen auf dem Modul und Halterungen vorzusehen, um ein Abrutschen bei geneigten Modulen im Feld zu verhindern. Ebenfalls war die Anzahl der eingesetzten LED-Farben von 2 auf mindestens 5 zu erhöhen, um dem genormten Solarspektrum (IEC 60904-3) besser zu entsprechen. Die im bisherigen Funktionsmuster auf der Rückseite der LED-Platinen integrierte Messelektronik mit Powersupply sollte aus Gewichtsgründen nicht mehr direkt in die LED-Beleuchtungseinheit integriert werden, sondern in eine getrennte Einheit ausgelagert werden. So sollte das Gewicht der Beleuchtungseinheit von über 50 kg auf 30 kg gesenkt werden.

Tabelle 1: Zusammenfassung der gesetzten Ziele und erreichten Ergebnisse für den PLF

Spezifikation	Ziel	Ergebnis
Aktive optische Fläche	1.9 m × 1.1 m	2.0 m × 1.1 m
Aussenabmasse	2.1 m × 1.3 m × 0.1 m	Zerlegt: 0.7 m × 1.1 m × 0.6 m; gesamt: 2.0 m (2.6 m mit Rädern) × 1.1 m × 0.26 m
Gewicht Beleuchtungseinheit	< 30 kg	30 kg ohne Räder, 38 kg mit Rädern
Stromversorgung	Getrennte Stromversorgung, rollbar am Boden, AC-Supply 115/230 V, < 1000 VA	Batteriekofter, rollbar am Boden, separates AC-Ladegerät
Wellenlängen Lichtquelle	Mind. 5 Wellenlängenbereiche	11 Wellenlängenbereiche, Klasse-A-Spektrum erreicht
Lichtleistung	20% über STC-Strom	> 20% über STC-Strom
Flashdauer	Mind. 10 ms	100 ms
Minimaler Messtakt	30 s bei 10-ms-Flash	< 30 s
Speicherung der Messdaten	Auf SD-Karte in Tabelle	Auf Tablet in Tabelle
Temperaturmessung	Platintemperatursensor	Wahlweise Platintemperatursensor, Thermoelement
Einlesen Seriennummer	Bar-Code-Scanner	Bar-Code-Scanner
Messfunktionen	Nennleistung auf STC bezogen, Schwachlicht, Bypass-Dioden	Nennleistung auf STC bezogen
Teilung Beleuchtungseinheit	Mind. zwei Teile für einfachen Transport	Drei autonome Teile, Messungen mit einzeltem Teil möglich
Rahmen Beleuchtungseinheit	Gewichtsarm, mit Rollen und Abrutschsicherungen und seitlichen Halterungen	Siehe Gewicht, Rollen demontierbar für Modultische in Hoch-/Querformat, Halterung am ganzen Rahmen
Auswertung Messresultate	Automatische Auswertung, Bypass-Dioden-Test, automatische Fehlerklassifizierung	Anzeige IV-Kurve unmittelbar am Bildschirm, Flasherliste mit Matlab-Skript, Fehlerklassifizierung anhand IV-Kurve
Vergleich Messresultate	Vergleich mit erstem Funktionsmuster und SUPSI-Messungen	Vergleich mit erstem Funktionsmuster und SUPSI-Messung und Messung EU-JRC



2.2. Ziele und Ergebnisse der Felderfahrungen

Bei der Messung von PV-Anlagen im Feld soll der Einsatz des PLF erprobt und Verbesserungsvorschläge gesammelt werden. Eine Zusammenfassung der Ziele und Ergebnisse bietet Tabelle 2.

Die Analyse und Auswertung der Resultate war im ersten Funktionsmuster noch nicht voll automatisiert, was in dieser Entwicklungsarbeit eingeplant war. Electrosuisse betrachtet diese Messmethode als Chance, die Module bei vermuteten Qualitätsmängeln oder nach einer längeren Betriebsdauer, zum Beispiel knapp vor Ende der Garantie oder nach 10 Jahren, zu überprüfen. Es soll auch im Rahmen des Projekts geprüft werden, ob ein Retrofit eines PV-Kraftwerks machbar ist, also die PV-Module neu zu ordnen und somit die Leistungsausbeute der Gesamtanlage zu steigern. Danach sollte pro Anlage eine individuelle Empfehlung für ein Retrofit-Konzept abgegeben werden, d.h. ein Vorschlag, welche Module entfernt oder in einem anderen String integriert werden sollen.

Tabelle 2: Zielsetzungen und Ergebnisse der Felderfahrungen mit dem PLF

Tätigkeit	Ziel	Ergebnis
Sammlung Felderfahrung	4 PV-Kraftwerke vermessen	3 PV-Kraftwerke im Feld vermessen sowie eine Vergleichsmessung im genauesten EU-Messlabor JRC
Durchsatz	Durchsatz, Rüstzeiten dokumentieren	Bis zu 130 Messungen pro Tag, Rüstzeit von lokalen Gegebenheiten abhängig; (für stationäre Messungen mit Modulen vom Stapel sollten maximal 500 Module pro Tag möglich sein, abgeleitet aus den Erfahrungen mit dem ersten Prototyp)
Messunsicherheit	Bestimmung Messunsicherheit, Vergleich mit stationärem Labor	Messunsicherheit 4%, massiv von Temperaturmessung abhängig, Vergleichsmessung mit SUPSI, Swiss Mobile Flasher Bus, JRC Ispra
Bypass-Dioden	Analyse der Bypass-Dioden in den Feldmessungen	Bypass-Dioden-Messung geplant
Handling	Sammlung von Verbesserungsvorschlägen für optimales Handling	Verbesserungen direkt implementiert
Kosten	Kostenanalyse für unterschiedliche PV-Kraftwerke	Ca. ein Zehntel der Messkosten für eine Modulmessung verglichen mit zertifizierten stationären Messlabors
Wirtschaftlichkeit	Wirtschaftliche Randbedingungen für Electrosuisse und PV-Anlagenbetreiber analysieren	Siehe Kapitel 7

3. Beschreibung Hardware Portable LED Flasher

3.1. Beleuchtungseinheit

Die Beleuchtungseinheit, das Kernstück des neu entwickelten PLF, besteht aus drei separat ansteuerbaren Teilen, welche zum einfachen Transport und zur Lagerung getrennt und zur Messung im Feld zusammengesetzt werden können. Die Montage der Teile erfolgt mit wenigen Handgriffen. Die einzelnen Teile können separat verwendet werden, d.h. zur Messung von kleinen Modulen (z.B. Dünnschichtmodule) kann die Reduktion auf zwei der drei Teile das Handling vereinfachen und so die Gesamtkosten pro erfolgter Messung durch die verbesserte Taktzeit verringern.

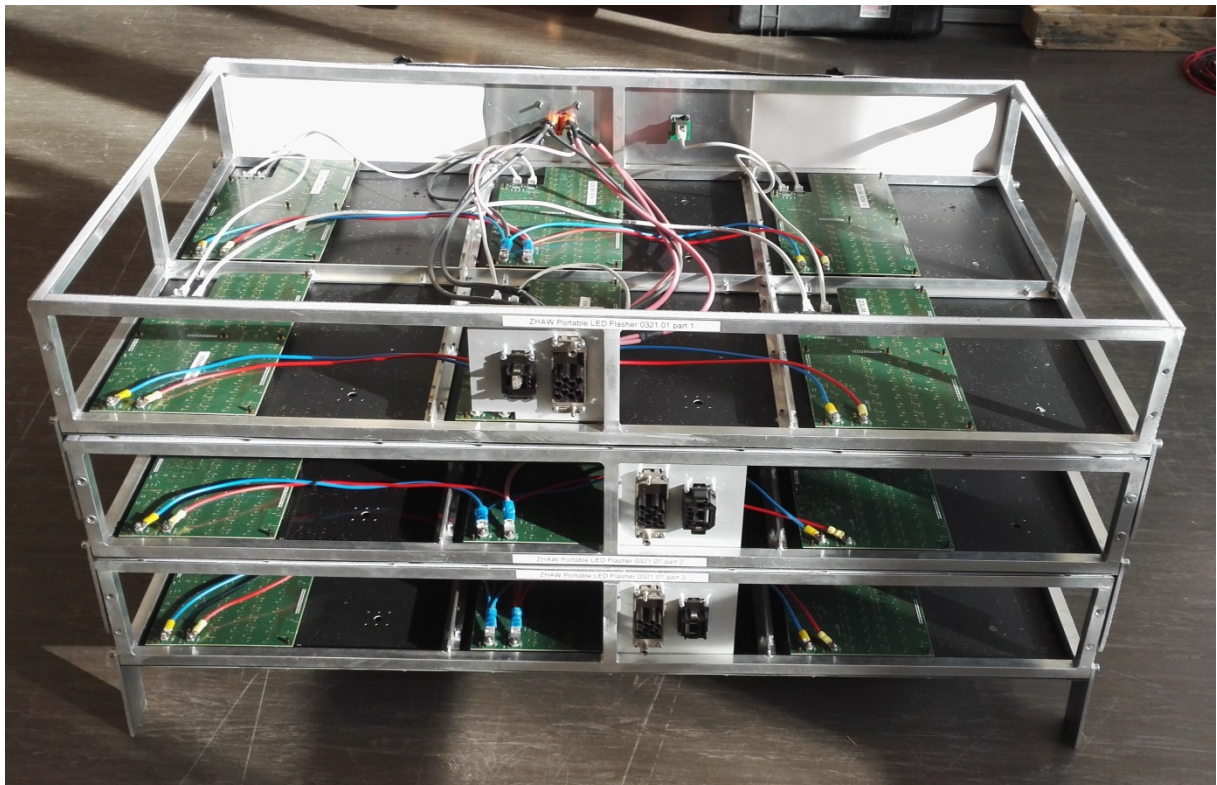


Abbildung 2: Die drei Teile der Beleuchtungseinheit, gestapelt für den Transport. Durch mechanische Trennung der drei Teile kann der PLF einfach in einem PKW transportiert werden. Sichtbar sind ebenfalls die einzelnen Elektronikplatinen mit ihren Anschlüssen. (Nötiger Raum für Transport, z.B. im PW-Kombi: 0.7 m × 1.1 m × 0.6 m)

Die Struktur bietet einen Aluminiumrahmen, welcher zugleich als Halterung für die Rollen und als Handgriff dient. Die vier Rollen können an insgesamt acht Stellen angeschraubt werden, sodass eine Flexibilität für verschiedene Modulanordnungen möglich ist. Zwei Schrauben pro Rolle ermöglichen die Drehung dieser um 90°, dadurch kann der PLF je nach Orientierung und Anordnung der Module in horizontaler wie auch in vertikaler Richtung über die Module gerollt werden.



Der lichtgebende Teil der Beleuchtungseinheit besteht aus 18 baugleichen Elektronikplatinen, welche die LEDs, die Kommunikationselektronik und die Leistungselektronik beinhalten. Die LEDs sind in Gruppen unterschiedlicher Anzahl des gleichen Typs ansteuerbar. Somit lassen sich jede Platine und die jeweils 32 Gruppen in der Intensität variieren.

Tabelle 3: Zentralwellenlänge der LEDs

LED-Farbe	Zentralwellenlänge
Ultraviolett	430
Dunkelrot	780
Blau	450
Blau	465
Grün	525
Weiss	445 600 [2:5]
Rot	640
Rot	660
Rot	740
Infrarot	860
Infrarot	940

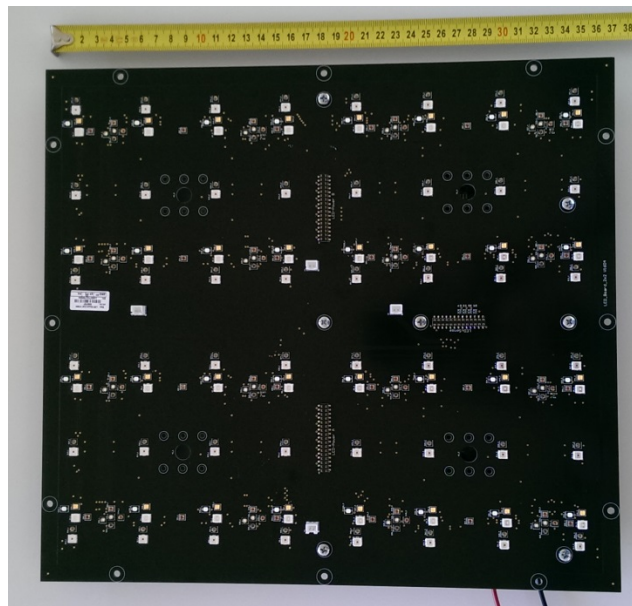


Abbildung 3: Eine der 18 Elektronikplatinen mit den LEDs der 11 verschiedenen Wellenlängenbereiche zur optimalen Abdeckung des Spektrums nach IEC 60904-9:2007

3.1.1. Klassifizierung gemäss IEC 60904-9:2007

Die Norm IEC 60904-9 definiert die Klassifizierung von Solarsimulatoren bezüglich ihrer Nicht-Uniformität (Non-Uniformity), ihrer spektralen Fehlanpassung (Spectral Match) und der zeitlichen Instabilität (Temporal Instability) der Bestrahlungsstärke [1]. Nachfolgend wird auf die in Tabelle 4 zusammengefassten Kriterien der Norm eingegangen.

Tabelle 4: Die Klassifizierung von Sonnensimulatoren und deren Grenzwerte gemäss IEC 60904-9 sowie die entsprechenden Ergebnisse. Der PLF liegt in allen Kriterien innerhalb der Grenzen der Klasse A.

Klassifikation	Spektrale Fehlanpassung	Nicht-Uniformität	Zeitliche Instabilität	
			Kurzzeitige Instabilität	Längerfristige Instabilität
A	0.75–1.25	2%	0.5%	2%
B	0.6–1.4	5%	2%	5%
C	0.4–2.0	10%	10%	10%
PLF	0.86–1.14	1.73%	0.31%	0.85%



3.1.1.1. Nicht-Uniformität

Die Nicht-Uniformität des PLF wurde mittels 6"-Silizium-Solarzellen gemessen und in mehreren Iterationen in den individuellen LED-Intensitäten angepasst. Der erreichte Wert von 1.73% erfüllt somit die Vorgaben für die Klasse A (vgl. Abbildung 4).

3.1.1.2. Spektrale Fehlanpassung

Die spektrale Fehlanpassung liegt in allen in IEC 60904-9 spezifizierten Wellenlängenbereichen innerhalb der Klasse A (siehe Abbildung 5 und

983	993	1000	994	991	1007
982	989	1006	999	988	1000
977	1004	996	979	983	981
976	986	990	978	986	995
990	992	1001	990	987	982
985	997	1005	982	979	988
982	984	984	1003	983	989
979	986	981	990	987	991
986	999	981	1001	985	984
975	995	988	990	991	991
981	989	1005	1005	1007	1006
977	977	1006	1009	995	1009

Abbildung 4: Normierte Bestrahlungsstärke des PLF in W/m^2 . Die Nicht-Uniformität beträgt maximal 1.73%

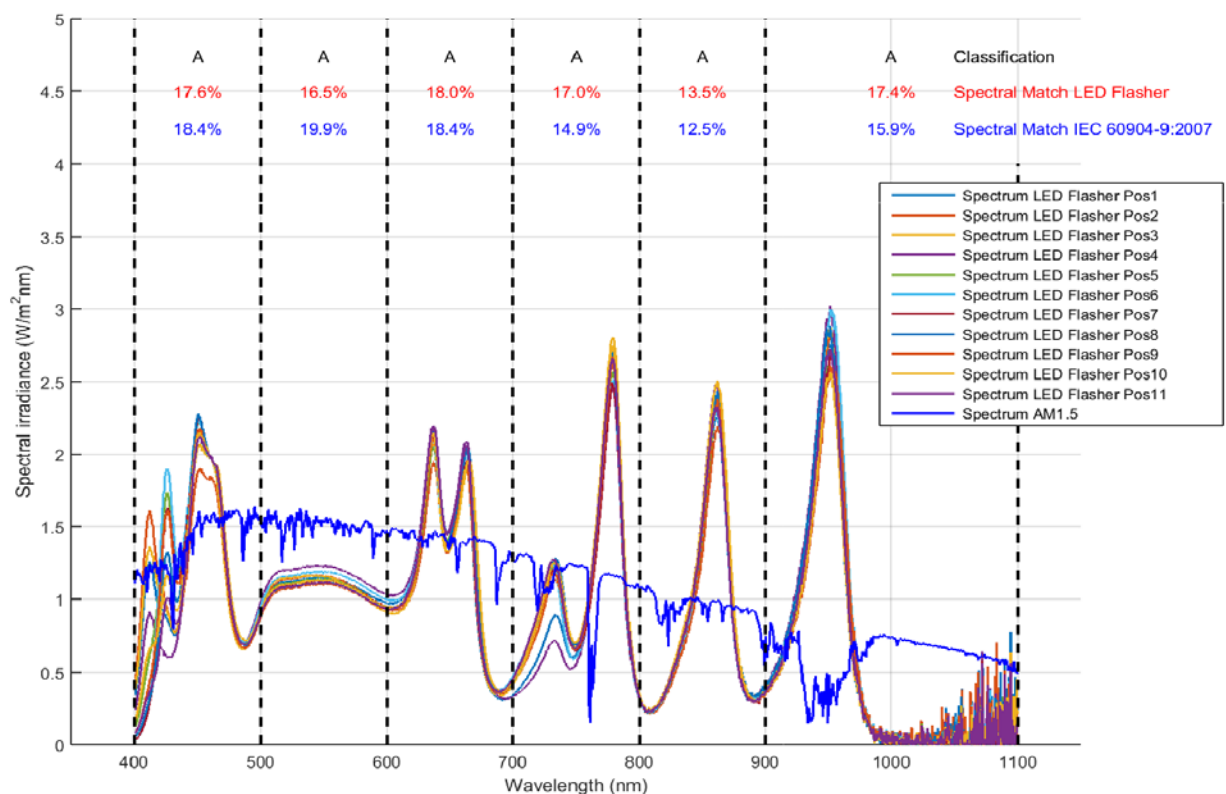


Abbildung 5: Messung der spektralen Bestrahlungsstärke an elf örtlichen Positionen (Tabelle 5).

Tabelle 5: Spektrale Fehlanpassung des PLF gemäss IEC 60904-9

	Wellenlängenbereich	Anteil der totalen Einstrahlungsleistung gemäss IEC 60904-9 [%]	Anteil der totalen Einstrahlungsleistung PLF [%]	Spektrale Fehlanpassung
1	400–500	18.4%	17.6%	0.96
2	500–600	19.9%	16.5%	0.83
3	600–700	18.4%	18.0%	0.98
4	700–800	14.9%	17.0%	1.14
5	800–900	12.5%	13.5%	1.08
6	900–1100	15.9%	17.4%	1.09



3.1.1.3. Zeitliche Instabilität

Die zeitliche Instabilität der Einstrahlung über eine Messung während des 100-ms-Flashes (Long Term Instability) beträgt 0.85%. Die Instabilität zwischen zwei Messpunkten (Short Term Instability) beträgt 0.31%. Der Portable LED Flasher genügt somit den Anforderungen an die Klasse A.

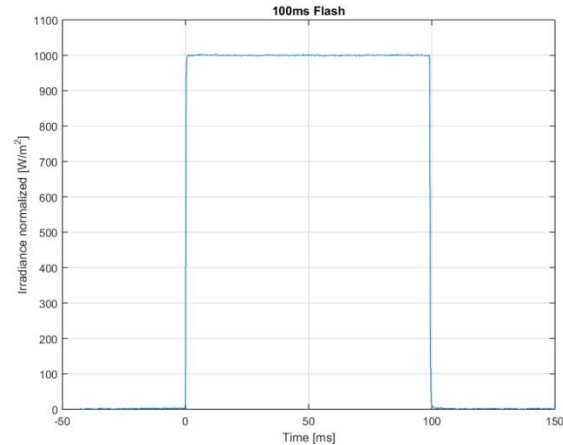


Abbildung 6: Auf 1000 W/m² normierte Einstrahlung auf eine Referenzzelle während eines 100-ms-Flashes

3.2. Batteriekoffer

Versorgt wird die Beleuchtungseinheit durch einen Akkukoffer mit acht identischen Lithium-Akkupacks und einem Batteriemanagementsystem (BMS). Die Beleuchtungseinheit wird mit einem 10 m langen Kabel mit dem Akkukoffer elektrisch verbunden, sodass die Mobilität und Flexibilität während des Messeinsatzes gewährleistet ist.

Die acht Akkupacks können mechanisch und elektrisch vom Akkukoffer getrennt werden und ermöglichen so einen Austausch einzelner Komponenten. Dadurch, dass die Nennenergie pro Akkupack 99 Wh beträgt, können die einzelnen Akkupacks getrennt als Handgepäck im Flugzeug transportiert werden [2], was den möglichen Einsatzperimeter des PLF deutlich vergrößert. Sollten die Vorschriften geändert werden, muss dies angepasst werden.

Die Kapazität des Akkukoffers reicht aus, um einen Tag bei regulären Kadenzen ohne Ladung, d.h. autonom, zu messen (150 Flashes). Demzufolge können auch entfernte Anlagenteile ohne Netzstromanschluss in Reichweite vermessen werden.



Abbildung 7: Seitenansicht des rollbaren Batteriekoffers

3.3. Messelektronik

Das zu vermessende Modul wird mittels Messkabel (4-Leiter-Prinzip) mit der Messelektronik elektrisch verbunden. Diese Messelektronik ist ebenfalls in einem robusten Koffer verbaut. Die Speisung erfolgt über einen Lithiumionen-Akku. Eine Verbindung mittels USB-Kabel zu einem Tablet ermöglicht die Kommunikation zwischen Bediener und Messelektronik/Beleuchtungseinheit für die Auslösung der Messung und zur sofortigen Kontrolle der IV-Messcharakteristik anhand der Messresultate.



Abbildung 8: Koffer mit der Messelektronik und dem Tablet als Human Machine Interface



4. Messungen im Feld

Die Feldmessungen ermöglichten die Optimierung des Handlings und der Messmethodik im realen Messumfeld. Dabei stellte sich die exakte Messung der Modultemperatur als essenziell für die Messunsicherheit heraus. In der Folge wurde ein Augenmerk auf die genaue Temperaturmessung gelegt, und verschiedene Methoden (PT100 und Thermoelement) wurden erprobt. Nur so können bei der vorherrschenden Modultemperatur die Leistungsdaten auf die geforderte STC-Temperatur (Stand Test Condition) von 25 °C transformiert werden.

4.1. PVA „Die Werke“ Wallisellen

Die erste Messung im Feld erfolgte mit einem berührungslosen Infrarot-Handthermometer für eine

schnelle, einfache Temperaturmessung. Allerdings ergab sich eine problematische Abhängigkeit des Messwinkels zur Modulnormalen und zum Material der Oberfläche des Messobjekts, weshalb die Feldtauglichkeit dieser Messmethode untersucht werden musste.

Tabelle 6: Anlagenbeschreibung der ersten vermessenen PV-Anlage

Inbetriebnahme	29. Juni 2010
Modultyp	Sharp NU-180
Anzahl Module	630
Nennleistung Anlage	113.4 kW DC

In der Folge der Feldmessung wurde diese Methode wegen der obig genannten Unsicherheiten als ungeeignet betrachtet und eine Optimierung für die nächsten Messungen vorgeschlagen (vgl. Kapitel 6).

Die Module der Flachdachanlage wiesen auf der untersten Zellreihe Verschmutzungen auf, welche die Messung stark beeinflussten. Eine Vergleichsmessung vor und nach der Reinigung ergab eine Leistungsdifferenz von 8.8 W bzw. 4.8% (vgl. Abbildung 10). Im Mittel lag die der Verschmutzung geschuldeten Leistungseinbuße bei 3.4% (n = 6). So kam der Vorschlag zustande, dass zukünftig empfohlen wird, die Module vorgängig zur Messung mit dem PLF bauseits reinigen zu lassen. Nur so ist eine akkurate Nennleistungsbestimmung möglich und sind Fehlinterpretationen zu vermeiden.



Abbildung 9: Der Portable LED Flasher im Einsatz auf der Anlage „Die Werke“ in Wallisellen

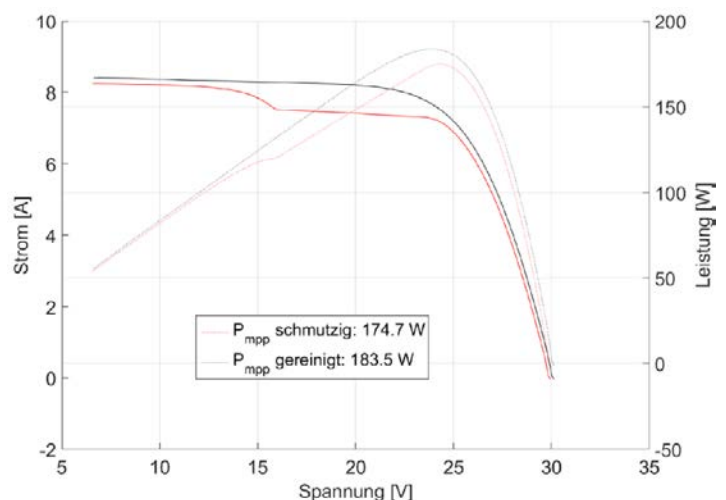


Abbildung 10: Oben: Foto der verschmutzten, untersten Zellreihe eines gemessenen Moduls. Unten: Strom-Spannungs-Kennlinie des Moduls vor und nach der Reinigung



4.1.1. Resultate Nennleistungsmessung

Der Hersteller Sharp garantiert laut Datenblatt innerhalb der ersten 5 Jahre 95% der Nennleistung, also 171 W Mindestleistung bezogen auf die 180 W Nennleistung [3].

Danach bis zum Erreichen des zehnten Jahres werden noch 90%, also eine Mindestleistung von 162 W, garantiert. Keines der gemessenen Module lag nach der Reinigung unterhalb dieses 90%-Grenzwertes. 12 Module der gesamthaft 180 Module lagen unterhalb der 95%-Grenze. Davon müssen aber noch die ca. 3.5% Messunsicherheit des PLF abgezogen werden (91.5%-Limit: 164.7 W) sowie mögliche Verschmutzungseffekte, die ja im Mittel ca. 3.4% betragen können.

Damit erfolgt das finale Fazit, dass alle vermessenen 180 Module keine signifikante Abweichung von der vom Hersteller garantierten STC-Leistung mit dem vorliegenden Messverfahren zeigen (vgl. Abbildung 11).

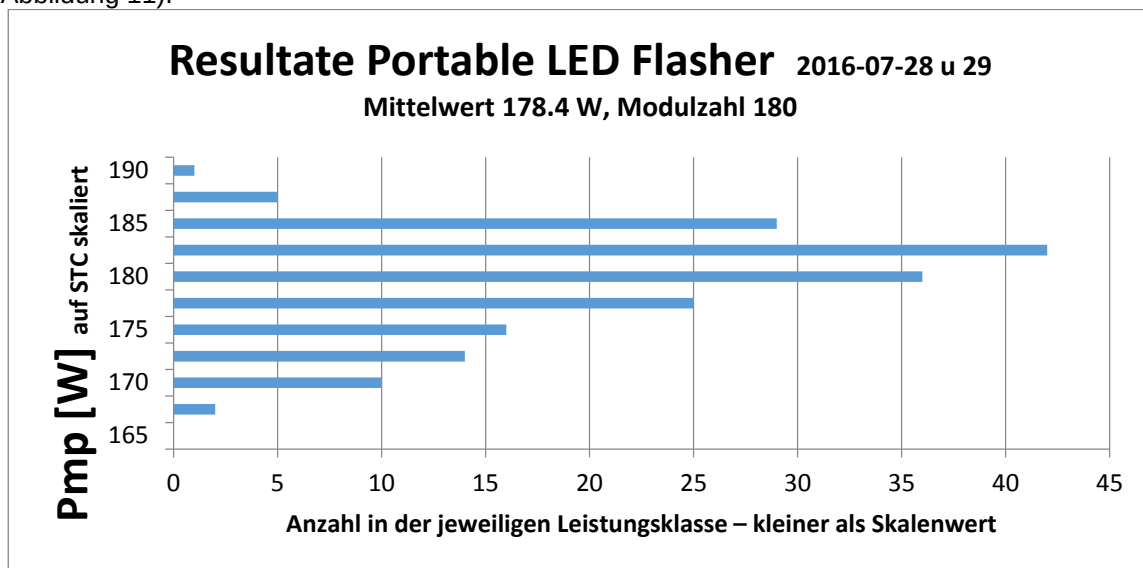


Abbildung 11: Verteilung aller Messungen beider Messtage in Klassen der gemessenen Leistung (Messunsicherheit der STC-Leistung geschätzt ca. $\pm 3.5\%$ ($k = 2$) bzw. ± 6.3 W; Limit -8.5% bzw. 164.7 W)

4.1.2. Vergleichsmessung SUPSI

Die Stichprobe von zehn Modulen, welche vom SUPSI vermessen wurden, weist im Vergleich zu den PLF-Messungen im Mittel eine tiefere Nennleistung mit einer Abweichung von $1.2 \pm 1.81\%$ ($k = 2$) auf.

4.1.3. Leistungssteigerung durch Retrofit

Das Optimierungsproblem zur Neuordnung mit maximaler Leistung der Gesamtanlage ist ein nichtlineares Programm mit $\binom{180}{18} \approx 2.5 \cdot 10^{24}$ Möglichkeiten. Die hier gemachten Modellvereinfachungen führen nicht zur optimalen Lösung.

Die Module wurden nach dem MPP-Strom sortiert, und jeweils 18 Module pro String wurden verschaltet. Durch diese Neuordnung der Module kann die Leistung der Gesamtanlage um 108 W bzw. 0.33% erhöht werden. Dabei wurden die Module entsprechend dem individuellen Strom im MPP sortiert und in eigenständigen Strings verschaltet. Weichen die optimalen Ströme im MPP stark ab, so können daraus Leistungsreduktionen entstehen, da durch alle Module im String der gleiche Gesamtstrom fließt und so jedes Modul nicht im jeweils optimalen MPP betrieben werden kann. Diese jeweiligen Verluste können nicht pauschal angegeben werden, sondern hängen sehr stark von der Alterung aller Module ab.

Allein mit diesem Leistungsgewinn durch das Retrofit dieser guten PV-Anlage ist also der Aufwand für die Messung hier nicht finanzierbar.

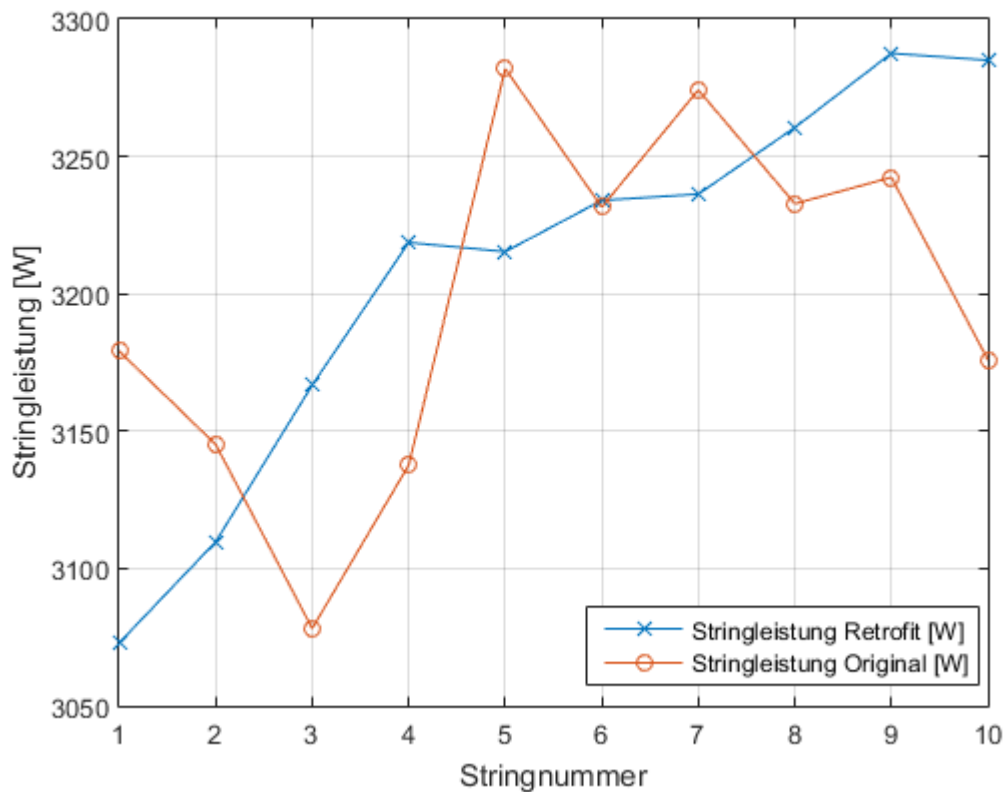


Abbildung 12: Leistung der Strings im ursprünglichen Zustand und im neu angeordneten, optimierten Zustand



4.2. PVA „AXA Superblock“ Winterthur

Die zweite Testanlage befindet sich an der Pionierstrasse 3 in Winterthur. Die Messung erfolgte an zwei Tagen, unmittelbar nach der Reinigung der Module. Der Stichprobenumfang umfasst 145 Module, die im montierten Zustand vermessen wurden.

Tabelle 7: Informationen zur PV-Anlage in Winterthur

Inbetriebnahme	6. Juni 2014
Modultyp	LDK 260 MA
Anzahl Module	520
Nennleistung Anlage	135.2 kW DC

4.2.1. Resultate Nennleistungsmessung

Die gemessene Nennleistung der Module wurde mit der Nennleistung gemäss Datenblatt verglichen. Der Mittelwert dieser Abweichung liegt bei $(2 \pm 2.8)\%$ ($k = 2$). Die vom Hersteller garantierte maximale Leistungsabnahme nach 2 Jahren beträgt 4.16%. Kombiniert mit der Messunsicherheit des PLF von ca. 3.5% liegt die untere Grenze für den Messwert des PLF bei 92.34% der Nennleistung gemäss Datenblatt.

Die höchste Abweichung vom Datenblattwert weist ein Modul mit um 7.4% geringerer Leistung auf. Dieses Modul allerdings zeigte auch eine auffällige, hartnäckige Verschmutzung (vgl. Anhang 1).

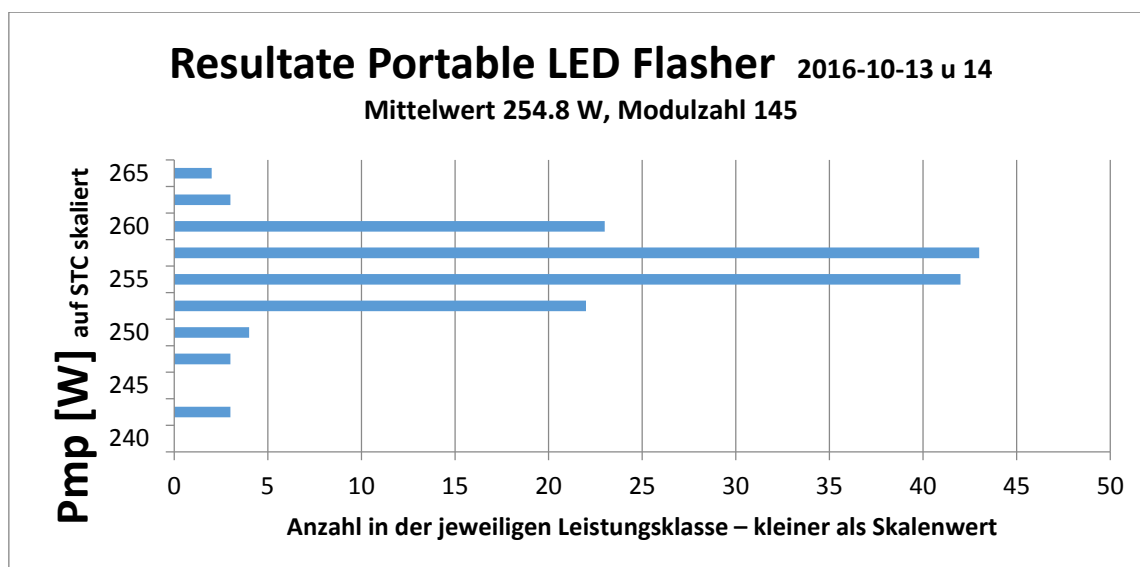


Abbildung 13: Verteilung aller Messungen beider Messtage in Klassen der gemessenen Leistung (Messunsicherheit der STC-Leistung geschätzt ca. $\pm 3.5\%$ ($k = 2$) bzw. ± 9.1 W; Limit -7.66% bzw. 240.1 W)

4.2.2. Vergleichsmessung SUPSI

Die mittlere Abweichung der Messung der zehn Referenzmodule vom PLF zum SUPSI beträgt $0.84 \pm 0.75\%$ ($k = 2$).



4.2.3. Leistungssteigerung durch Retrofit

Dieselben Modellannahmen wie in Abschnitt 4.1.3 führen zu einer Leistungssteigerung von 229 W bzw. 0.63%. Auch hier ist allein mit diesem Leistungsgewinn durch das Retrofit dieser guten PV-Module der Aufwand für die Messung nicht finanzierbar.

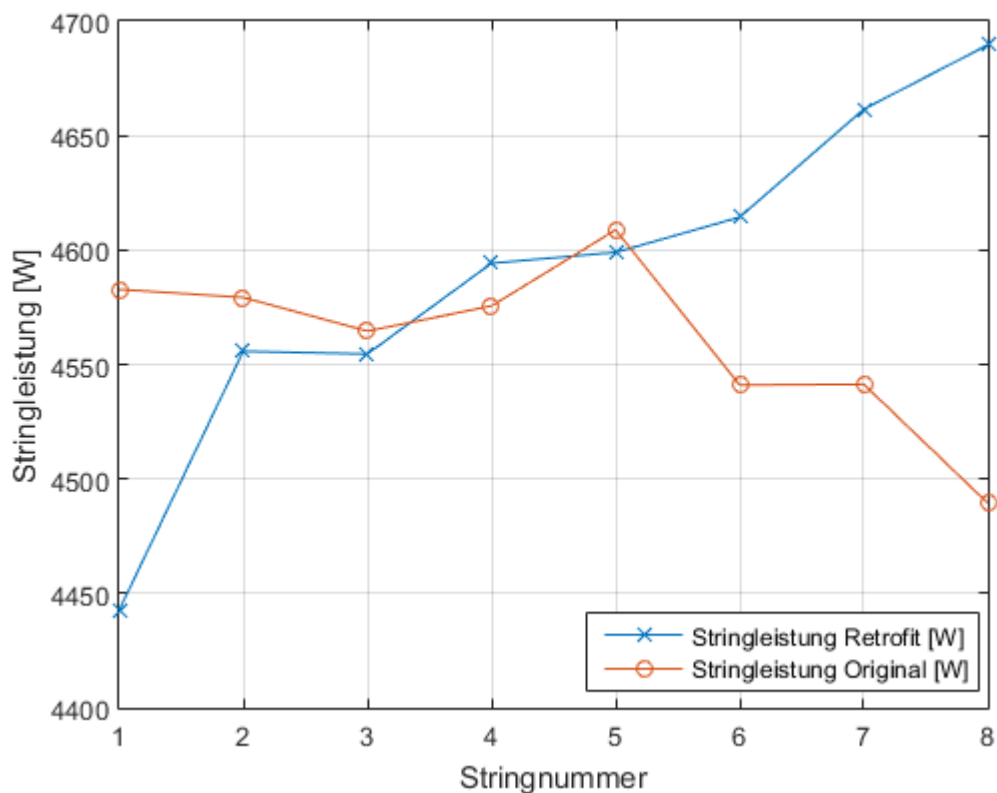


Abbildung 14: Prognostizierte STC-Stringleistung der gemessenen Module und die prognostizierte STC-Stringleistung nach Neuordnung



4.3. PVA „LKW“ Postverteilzentrum Schaan FL

Die Module der dritten Anlage wurden jeweils zweimal gemessen, einmal ungereinigt und einmal gereinigt. Aufgrund der Reihenfolge der Messungen wurde eine Grosszahl der Module bei geringer Umgebungstemperatur (ca. 10 °C) und hoher Solareinstrahlung gemessen.

Tabelle 8: Informationen zur PV-Anlage in Schaan

Inbetriebnahme	30. Sept. 2009
Modultyp	Sunways SM210U
Anzahl Module	369
Nennleistung Anlage	83 kW DC

Die hohe Solareinstrahlung führte dazu, dass sich die Module stark erwärmten (> 30 °C) und nach Beschattung durch den Flasher schnell wieder abkühlten, sodass die Temperaturmessung zu ungenau erfolgte (Weiteres dazu im Kapitel 6). Demzufolge konnten in der Auswertung der Messresultate bloss 30 Module auf der PV-Anlage identifiziert werden, welche im gereinigten Zustand und bei geringer Temperaturdifferenz zwischen Modul und Aussentemperatur vermessen wurden. Zusätzlich zu diesen Messungen wurden 13 weitere Module anderen Typs vermessen.

Der Hersteller garantiert 90% der Leistung während der ersten 12 Jahre. Die untere Grenze von 202.5 W wurde von keinem Modul unterschritten.

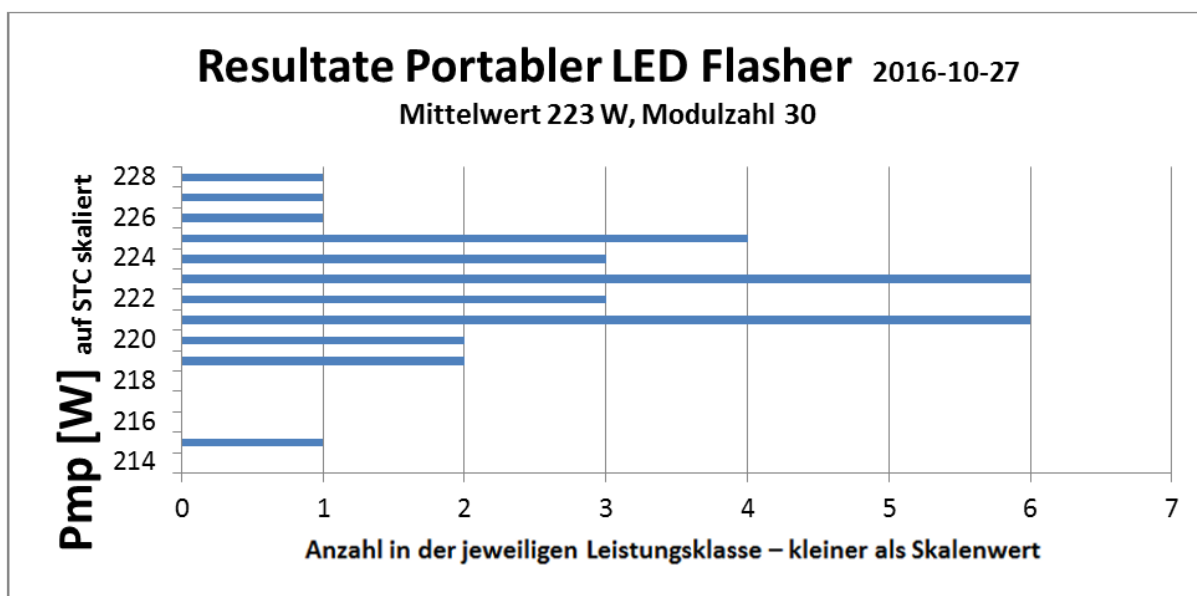


Abbildung 15: Verteilung der Module in Klassen der gemessenen Leistung

4.3.1. Vergleichsmessung SUPSI

Die Vergleichsmessung der zehn Module mit dem SUPSI ergab eine Abweichung von $1.51 \pm 0.47\%$ ($k = 2$).



4.3.2. Leistungssteigerung durch Retrofit

Die 30 Module liefern durch Neuordnung insgesamt 14 W bzw. 0.21% mehr Leistung. Auch hier ist allein mit diesem Leistungsgewinn durch das Retrofit dieser guten PV-Module der Aufwand für die Messung nicht finanzierbar.

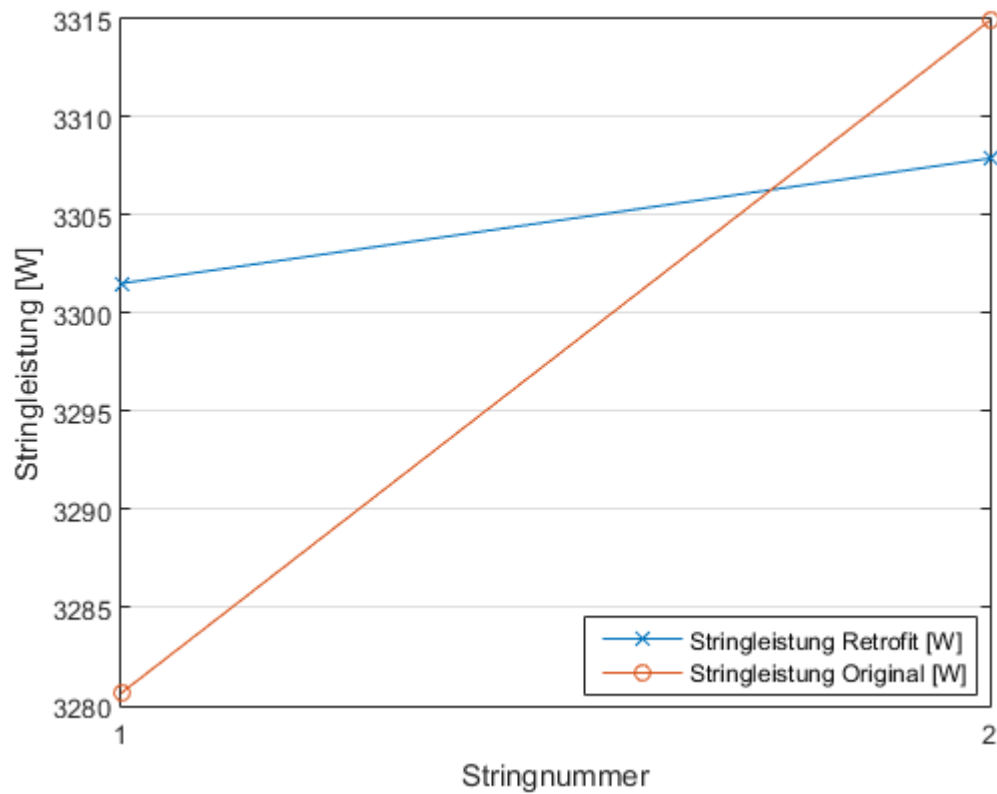


Abbildung 16: Leistungen der beiden Strings im Originalzustand und im optimierten Retrofit



4.4. Kostenanalyse für unterschiedliche Anlagentypen

Der Schwerpunkt der Zielsetzungen der drei Feldmessungen lag nicht primär auf der Maximierung der gemessenen Module pro Zeit, sondern auf der Sammlung von Erfahrungen und auf Optimierungsvorschlägen. Daher ist es angebracht, die prognostizierte Anzahl gemessener Module für die geplanten Kundenmessungen gegenüber diesen drei Testmessungen zu erhöhen. Ein besserer Indikator für die Kostenanalyse ist die Anzahl Messungen pro Tag anstatt die Anzahl gemessener Module. Aufgrund von Kundenwünschen und Vergleichen von schmutzigen und gereinigten Modulen wurden in den Feldmessungen Module teilweise mehrfach vermessen.

Tabelle 9: Erreichte Durchsätze an Messungen mit dem PLF bei den drei Feldmessungen

Anlage	Anzahl Messungen Tag 1	Anzahl Messungen Tag 2
PVA Die Werke	130	93
PVA AXA Superblock	68	90
PVA LKW Schaan	115	116

Dank Unterstützung der Anlagenbetreiber konnte bei allen drei Messungen der Zugang zum Dach ohne weitere Hilfsmittel (Lift, Kran etc.) sichergestellt werden. Die Rüstzeit konnte so bei allen Anlagen in der gleichen Grössenordnung von ca. 2 h (An- und Abrüsten) pro Tag gehalten werden. Erfahrungsgemäss ist diese Zeit abhängig von den lokalen Gegebenheiten, z.B. der Möglichkeit, den Flasher über Nacht auf dem Dach zu lagern.

Tabelle 10: Kostenabschätzung für eine eintägige Stichprobenmessung von 150 Modulen

Art	Kosten
2 Fachkräfte à 1 Tag inkl. Reisekosten	CHF 3000
PLF, Material	CHF 1000
Total Kosten pro Tag	CHF 4000
Anzahl Module	150 Stück
Kosten pro Modul	CHF 27.00

Die Kosten für die Nennleistungsmessung von CHF 27.– pro Modul sind somit etwa zehnmal geringer als für eine Messung im stationären Labor.

Wenn bei einer 200-kW-PV-Anlage 10% der Strings eine ausserordentliche Leistungseinbusse von 10% haben, entspricht dies 2 kW Minderleistung. Wenn mit der Messung von 20 kW (10%) oder ca. 90 Panels an einem Tag die fehlerhaften Module gefunden werden und diese noch auf Garantie ersetzt werden können, ist der Einsatz des PLF meistens im wirtschaftlichen Bereich. Dies hängt jedoch von der Vergütung der Stromproduktion ab.

5. Vergleichsmessungen mit SUPSI, JRC und Swiss Mobile Flasher Bus

Ein PV-Modul der ZHAW (Nennleistung Datenblatt 170 W) wurde als Vergleich vom SUPSI [4], vom EU-Joint Research Centre (JRC) in Ispra [5] und vom Swiss Mobile Flasher Bus der ZHAW und der EKZ [6] vermessen.

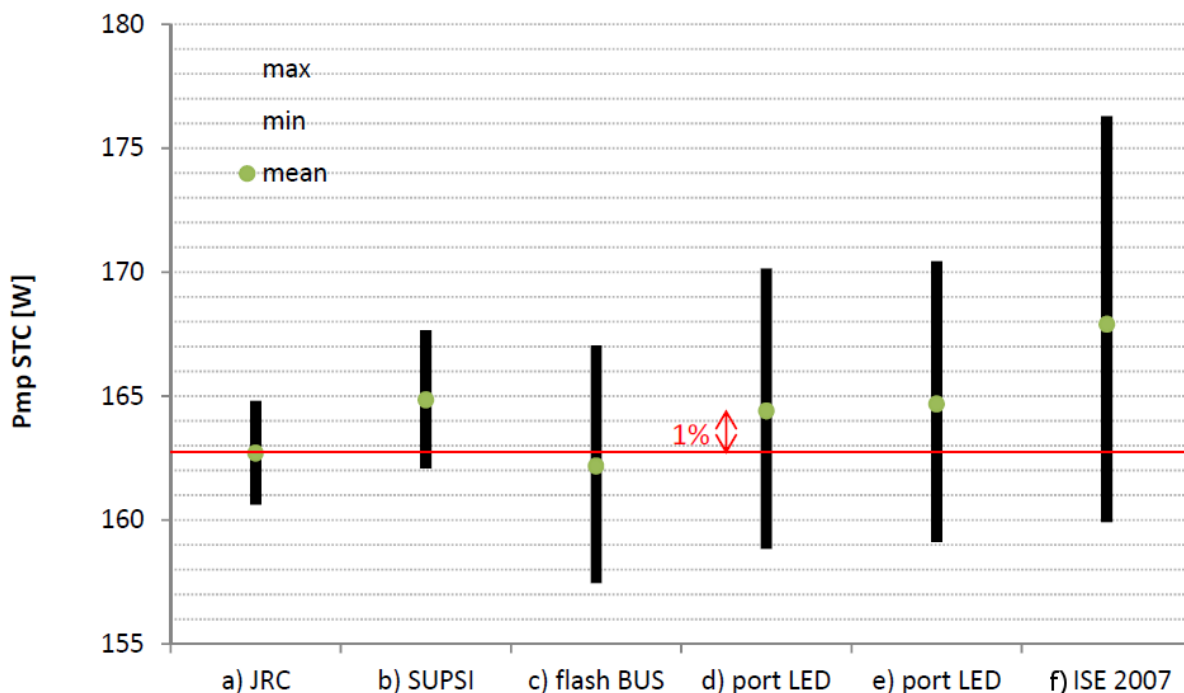


Abbildung 17: Resultat (95% Konfidenzbereich) von unterschiedlichen Vergleichsmessungen an denselben Standardmodulen (72 Mono-Zellen, 5-inch, 1.61 m × 0.82 m), eine davon ausgeführt im JRC (a), wobei dort der LED-Flasher (d, e, an zwei verschiedenen Tagen) auf gleicher Raumtemperatur (25 °C) war wie die Messbedingung nach dem zertifizierten Messvorgehen des JRC. Zusätzlich sind die zertifizierten Vergleichsmessungen, ausgeführt von SUPSI (b), sowie die mit dem Swiss Mobile Flasher Bus (c) ermittelten Werte angeführt.

Die Vergleichsmessungen vom SUPSI der jeweils 10 Stichproben bei den drei Anlagen sind in Tabelle 11 zusammengefasst. Die ausführlichen Messresultate finden sich im Anhang 2.

Tabelle 11: Vergleich der zehn Stichprobenmodule, gemessen am SUPSI bei STC-Bedingungen und vom PLF bei konstanter Temperatur (95% Konfidenzbereich)

PV-Anlage	Abweichung PLF–SUPSI
Die Werke, Wallisellen	(1.2 ± 1.81)%
AXA, Winterthur	(0.84 ± 0.75)%
LKW, Schaan	(1.51 ± 0.47)%



6. Einfluss der Temperaturmessung

Gängige kristalline Silizium-Solarmodule haben einen Temperaturkoeffizienten der Nennleistung von typischerweise max. $-0.5\%/K$. Das bei den Messungen in Kapitel 4.2 und 4.3 verwendete Thermoelement (Typ K) hat eine Grenzabweichung der Temperatur von $\pm 1.5\text{ }^{\circ}\text{C}$, welche aber durch spezielle Kalibrierung reduziert werden könnte. Weist die Temperatur am gemessenen Punkt auf der Moduloberfläche eine Abweichung der Zelltemperatur von $6.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ auf, ist der Unsicherheitsbeitrag der Temperaturmessung allein bei 4% der Nennleistung des PV-Moduls [7].

Diese Temperaturdifferenz ist bei hoher Solareinstrahlung und tiefer Umgebungstemperatur durchaus realistisch. Infolge des Verschiebens des PLF auf das zu messende Modul kühlen sich die Rückseitenfolie und das Frontglas schneller ab als die Zellen. Die Zeit, bis der Abkühlungsvorgang vollständig abgeschlossen ist, ist mit einigen Minuten zu lange, um effizient eine Vielzahl von Modulen zu messen, die dann aber höhere Genauigkeiten aufweisen würden [8].

Die Vermessung eines PV-Moduls bei konstanter Temperatur der Zellen bzw. bei geringer Solareinstrahlung ist demzufolge wichtig für die genaue Temperaturmessung und somit Voraussetzung für die genaue STC-Nennleistungsbestimmung, transformiert auf $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Aus der Sicht der optimalen und genauen Modultemperaturmessung bietet sich auch die Messung zu Abend- bzw. Nachtstunden an, wobei dann auch keinerlei PV-Ertragsverluste des Kraftwerks während der Messung zu verzeichnen sind.

In der Folge dieses Projekts soll nun die Temperaturmessung optimiert werden durch den Einsatz von feinen berührenden Thermoelementen von der LED-Beleuchtungseinheit direkt auf die Frontseite des Moduls (siehe Abschnitt 8.3).

7. Wirtschaftliche Randbedingungen zum Einsatz des Portable LED Flashers

Bei den Feldmessungen wurde in keinem Fall ein Modul identifiziert, welches nicht in den vom Hersteller garantierten Leistungstoleranzen liegt, unter anderem auch, weil die drei verfügbaren Testanlagen nicht dem Kriterium der vermuteten starken Modulschädigungen entsprachen mit Betriebsdauern von 2, 6 und 7 Jahren. Die Erfahrung zeigt jedoch, dass Moduldefekte und Minderleistungen durchaus vorkommen, auch bei einer Betriebsdauer von nur 5 Jahren.

In der Schweiz betrug 2015 der Anteil von verkauften Grossanlagen (> 100 kWp) an der gesamten 2015 installierten PV-Leistung 60% bzw. 200 MWp [9]. In den letzten Jahren ist weltweit der Anteil der PV-Grosskraftwerke, vorzugsweise Freiflächenanlagen, signifikant angestiegen und hat sich fast verdoppelt. Etwa 90% der in der Schweiz installierten PV-Kapazität wird als „Industrie“ oder „Gewerbe“ kategorisiert, während in Europa der Durchschnitt bei etwa 50% liegt [10]. Typischerweise werden diese Anlagentypen auf Flachdächern oder Dächern mit einer geringen Neigung installiert. Ein wichtiges Kriterium für die Anwendung des PLF beim Messen ist die gute Zugänglichkeit der Modulstecker, was bei den meisten Montagesystemen für Flachdächer (Ausnahme: Ost-West-Aufständigung) der Fall ist. Dies ist übrigens immer ein limitierendes Kriterium, wenn eine individuelle Strom-/Spannungsmessung ausgeführt werden soll, was die höchste Aussagekraft ermöglicht.

Anwendungsfälle für den PLF	
A) Stichprobenmessungen	B) Losmessung
~100–150 Module pro Tag	~500 Module pro Tag
Ziel: Identifikation von Fehlern/Minderleistungen von einzelnen Modulen direkt auf der Anlage	Ziel: Losabnahme von Modullieferungen (z.B. für Swiss PV Label [11]), Überprüfung der Flasherliste vom Hersteller vor Montage
Auswahl der Stichproben: Minderleistung gemessen am Monitoringsystem (Wechselrichter, Stromzähler, o.Ä.) Thermografiemessung	Alle Module einer Lieferung bzw. Anlage
	
Abbildung 18: Neuer PLF – Prototyp Electrosuisse	Abbildung 19: Alter ZHAW-PLF – Funktionsmuster auf Messtisch in der Anwendung im Feld mit Dünnschichtmodulen
Personeller Aufwand: 2–3 Personen, Reinigung bauseits	Personeller Aufwand: 4–5 Personen



8. Ausblick

Der PLF ist zum Abschluss dieses Projekts für den Feldeinsatz bereit und kann wie beschrieben verwendet werden. Im Folgenden werden weitere Vorschläge für noch auszuführende Optimierungsschritte aufgeführt, die über das Projekt hinausgehen.

8.1. Verbesserungen für optimales Handling

Infolge der Feldmessungen wurden Optimierungsvorschläge für die Handhabung des PLF gesammelt. Eine Herausforderung bei einer Testanlage war, die Stabilität des PLF auf dem Modul bei einer Aufständigung von über 20° und feuchtem Modul zu gewährleisten. Mittels mechanischer Führung, welche an der Oberkante des Moduls einrastet, kann ein vertikales Rutschen der Beleuchtungseinheit verhindert werden. Aufgrund der unterschiedlichen Montagesysteme muss diese Führung auf die Anlage abgestimmt sein, da teilweise die Modulklemmen ein laterales Verschieben der Beleuchtungseinheit auf dem Modulstring erschweren.

Kürzere Messzeiten pro Modul sind möglich, indem das Verschieben des Akkukoffers samt Strom- und Kommunikationskabel erleichtert wird. Durch das Führen der Kabel auf einer Kabelrolle und die Fixierung der Kabel aneinander kann die Verknotung und Verschlingung reduziert werden. Im besten Fall wird ein Kabel verwendet, welches die jetzigen Kabel in einem Kabelmantel vereint.

8.2. Bypass-Dioden-Test

Die Implementierung des Bypass-Dioden-Tests kann mittels Softwareanpassung erfolgen. Die Messmethodik dafür wurde bereits erarbeitet und international publiziert [12].

8.3. Optimierung Temperaturmessung

In der Folge dieses Projekts soll die Temperaturmessung bei einem Feldeinsatz des PLF weiter optimiert werden. Dazu gilt es zu klären, welcher Temperatursensor geeignet ist, möglichst rasch die korrekte Zelltemperatur zu messen oder aus der Modultemperatur die Zelltemperatur zu berechnen. Es zeichnet sich hier der Einsatz von feinen Thermoelementdrähten ab, die von der LED-Beleuchtungseinheit direkt das Frontglas der PV-Module berühren und fix in der LED-Einheit installiert sind.

8.4. Optimierungsstrategie Retrofit

Es lässt sich ein mathematisches Modell konstruieren, mit welchem sich die gesamten Module einer PV-Anlage neu in Strings anordnen lassen. Für dieses Modell ist aufgrund der Nichtlinearität der Strom-Spannungskennlinie der PV-Module ein geeigneter Solver zu finden bzw. eine Modellvereinfachung zu machen. Dabei sind die Module eines Strings nach dem Strom im MPP zu sortieren, wenn PV-Stringwechselrichter, wie in der Schweiz üblich, eingesetzt sind.

Ob sich ein Retrofit für eine Anlage lohnt, hängt von mehreren Faktoren ab, so z.B. von:

- dem aktuellen Preis für Modulersatz;
- den Arbeitskosten für Messung und Neuordnung, Montageart;
- der Ursache für Leistungsdegradation (bei PID-Alternative: Elektronik für Wechselrichter prüfen);
- der Streuung des Stroms im MPP.



9. Dissemination

Die in diesem Projekt gewonnenen Erfahrungen und Ergebnisse wurden zur Präsentation mit Vortrag am 32. PV-Symposium in Bad Staffelstein ausgewählt. Zusätzlich werden Beiträge und Papers zur 15. Nationalen PV-Tagung von Swissolar in Lausanne und zur 33. European Photovoltaic Solar Energy Conference in Amsterdam erstellt.

10. Danksagung

Den drei Kraftwerksbetreibern die Werke Wallisellen, AXA Winterthur und Liechtensteinische Kraftwerke sei für die gute Zusammenarbeit zu verdanken. Insbesondere bei Herrn Matthias Okumus (die werke), Herrn Daniel Krebs (AXA Winterthur) und Herrn Martin Beck (Liechtensteinische Kraftwerke) möchten wir uns für deren Hilfsbereitschaft, Flexibilität und Unkompliziertheit an den Messtagen bedanken.

11. Literaturverzeichnis

- [1] "Photovoltaic Devices - Part 9: Solar Simulator Performance Requirements." IEC 60904-9:2007.
- [2] IATA, Ed., "Dangerous Goods Regulations (DGR)." 2016.
- [3] Sharp Energy Solution, "Datasheet NU Series Monocrystalline Photovoltaic Modules." 2010.
- [4] "SUPSI - Istituto sostenibilità applicata all'ambiente costruito - PVLab." [Online]. Available: <http://www.supsi.ch/isaac/servizi/pv-testing-services.html>. [Accessed: 24-Nov-2016].
- [5] "The JRC in Ispra (Italy) - European Commission." [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/about/jrc-site/ispra>. [Accessed: 24-Nov-2016].
- [6] T. Achtnich, F. P. Baumgartner, N. Allet, M. Pezzotti, J. Haller, and B. Aeschbach, "SWISS MOBILE FLASHER BUS: PROGRESS AND NEW MEASUREMENT FEATURES," presented at the EUPVSEC, Valencia, 2010.
- [7] Bert Herteleer *et al.*, "High frequency outdoor measurements of photovoltaic modules using an innovative measurement set-up," presented at the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, 2014.
- [8] S. Armstrong and W. G. Hurley, "A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions," in *Applied Thermal Engineering*, vol. 30, Elsevier, 2009, pp. 1488–1495.
- [9] T. Hostettler, "Markterhebung Sonnenenergie 2015." Swissolar, Jun-2016.
- [10] EPIA, Ed., "Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019." .
- [11] "Swiss PV Label | Erstes unabhängiges Qualitätslabel für Photovoltaik-Komponenten, -Anlagen und Serviceleistungen." [Online]. Available: <https://www.swisspvlabel.ch/>. [Accessed: 25-Nov-2016].
- [12] D. Schär and F. P. Baumgartner, "PORTABLE LED FLASHER WITH IMPLEMENTED BYPASS DIODE TESTER," presented at the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, 2014.



12. Anhang

Anhang 1 Modul mit auffälliger Oberfläche und reduzierter Leistung (SN Y86MMZ1390440537)





Anhang 2 Messresultate der jeweils zehn Stichprobenmodule, gemessen vom SUPSI bei Laborbedingungen und mit dem PLF auf der PV-Anlage

Die Werke, Wallisellen			
Seriennummer	Pmpp PLF [W]	Pmpp SUPSI [W]	Abweichung Pmpp zum Portable LED Flasher [%]
102433282	185.62	182.08	1.95%
102433314	184.08	180.21	2.15%
102432511	181.35	180.80	0.30%
102433270	184.60	182.23	1.30%
102435059	183.70	180.02	2.04%
102435851	184.96	182.38	1.41%
102435961	179.89	180.51	-0.34%
102435910	185.44	181.32	2.27%
102433124	182.68	180.89	0.99%
102433349	180.73	180.85	-0.06%
Mittelwert			1.20%
2*Standardabweichung			1.81%

AXA, Winterthur			
Seriennummer	Pmpp PLF [W]	Pmpp SUPSI [W]	Abweichung Pmpp zum Portable LED Flasher [%]
Y88MMZ1390450628	259.64	256.10	1.38%
Y86MMZ13B0210240	255.33	252.94	0.95%
Y86MMZ13B0210184	254.04	253.32	0.28%
Y86MMZ13B0210104	252.40	250.52	0.75%
Y88MMZ1390450669	254.43	251.46	1.18%
Y88MMZ1390450890	246.73	245.70	0.42%
Y88MMZ1390451084	254.04	253.16	0.35%
Y86MMZ13B0210254	251.06	248.71	0.95%
Y88MMZ1390451325	254.13	250.84	1.31%
Y88MMZ1390450149	257.20	255.04	0.85%
Mittelwert			0.84%
2*Standardabweichung			0.75%

LKW, Schaan			
Seriennummer	Pmpp PLF [W]	Pmpp SUPSI [W]	Abweichung Pmpp zum Portable LED Flasher [%]
140300298870	175.67	172.84	1.64%
140300298869	175.34	172.45	1.68%
140300298865	175.48	172.68	1.62%
140300298864	175.49	173.05	1.41%
140300298868	176.67	173.32	1.93%
140300298822	174.55	171.75	1.63%
140300298875	174.11	171.86	1.31%
140300298867	174.36	172.53	1.06%
140300298873	175.77	173.18	1.50%
140300298874	173.91	171.70	1.29%
Mittelwert			1.51%
2*Standardabweichung			0.47%