



## Abschlussbericht PV-DiStAnS 2.0

Holger Behrends (DLR), Werner Weihs-Sedivy  
(twingz GmbH), Wiebke Dirksen (DLR), Andreas  
Haas (Enerparc AG)

twingz



## Inhalt

<b>1. Projektübersicht PV-DiStAnS 2.0 .....</b>	<b>3</b>
1.1. Projektbeschreibung gem. Antrag.....	3
1.2. Methodik und Zielsetzungen gem. Antrag .....	4
1.3. Meilensteine .....	5
1.4. Zeitplanung .....	5
<b>2. AP1 „Klassifizierung Fehlerarten FMEA“ .....</b>	<b>6</b>
2.1. Top 20 technische Ausfallsursachen von PV Anlagen nach Kosten .....	6
2.2. Welche Aktivitäten können angewendet werden um diese Risiken zu bedämpfen? .....	8
<b>3. AP2 „Datenerfassung im Feld“ .....</b>	<b>12</b>
3.1. Feldtestanlagen.....	13
3.2. Messsysteme.....	14
3.3. Ableitstromsignaturen .....	16
3.4. Messkampagne.....	18
<b>4. AP3 „Laborversuche“ .....</b>	<b>26</b>
4.1. Power-Hardware-in-the-Loop Laborteststand .....	26
4.2. Testszenarien .....	28
4.3. Erfasste Fehlerstromsignaturen .....	29
4.4. Laboruntersuchungen Wechselrichterdefekte.....	32
<b>5. AP4 „Dokumentation und Veröffentlichung der Projektergebnisse“ .....</b>	<b>37</b>
5.1. Sachverständigenreports .....	37
5.2. Informationsportal .....	41
5.3. Wissenschaftliche Veröffentlichungen .....	42
<b>6. Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>43</b>
6.1. Folgeprojekt PV-DiStAnS-3 .....	45
6.2. Folgeprojekt EIC DPREG .....	47
<b>7. Anhang .....</b>	<b>49</b>
7.1. Abbildungsverzeichnis .....	49
7.2. Tabellenverzeichnis .....	50

# 1. Projektübersicht PV-DiStAnS 2.0

## 1.1. Projektbeschreibung gem. Antrag

Gemäß den Daten des Umwelt Bundesamts wurden im Jahr 2020 bereits 19,9 % des deutschen Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt, wobei die Erzeugung für den Stromsektor in den letzten Jahren von 42,0 % (2019) auf 45,4 % (2020) des Bruttostromverbrauchs kontinuierlich anstieg. Dieser Trend ist bisher ungebrochen, sodass auch in den kommenden Jahren ein weiterer Anstieg der bisher installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieanlagen (132,1 GW, 2020) zu erwarten ist. Der Anteil von Photovoltaikanlagen mit 54 GW (2020) nimmt einen großen Teil des installierten Gesamtleistung ein, wobei insbesondere in diesem Sektor die Anlagengrößen besonders breit gestreut sind und große Teile von Kleinst- und Kleinanlagen von Eigenheimbesitzern und landwirtschaftlichen Unternehmen, aber auch mittelgroße Anlagen auf Industriegebäuden betrieben werden.

Insbesondere Betreiber solcher Anlagen beschäftigen sich üblicherweise nicht umfassend mit der Betriebssicherheit und beispielsweise mit den Auswirkungen der langen und intensiven Exposition der Sonneneinstrahlung inklusive UV-Festigkeit und resultierender Isolationsfestigkeit. Aufgrund dessen sind in den letzten Jahren insbesondere zunehmende Anlagenschäden und Unfallzahlen zu verzeichnen, welche auf deutliche Alterungs- und Abnutzungserscheinungen von Photovoltaikanlagen der ersten Generation (ca. 20-30 Jahre) zurückzuführen sind.

Um den zunehmenden Schadensfällen technisch entgegenzuwirken, werden bereits jetzt schon normativ vorgeschriebene Schutzsysteme in die elektrischen Anlagen integriert, wie z.B. die generelle Fehlerstromschutzbeschaltung oder der Überspannungsschutz. Ein entscheidender Nachteil der derzeitigen Schutzvorrichtungen besteht jedoch darin, dass diese erst im letzten Stadium des Schadenfalls eingreifen, sowie durch reaktive Eingriffe tun, was im Bestfall zu einer Notabschaltung der gesamten Anlage führt. Allerdings lassen sich mit dieser Herangehensweise eventuelle Folgeschäden eines Anlagenbrandes nicht verhindern, welche z.B. durch eine Lichtbogenentladung aufgrund von Korrosionsschäden hervorgerufen werden und schlussendlich das gesamte Gebäude betreffen können. Wesentlich eleganter und sicherer wäre die präventive Erkennung eines sich anbahnenden Fehlerfalls, ohne diesen erst entstehen zu lassen und somit eine Zerstörung der elektrischen Anlage und ggf. des umliegenden Gebäudes in Kauf zu nehmen. Das Anbahnen von "schleichenden" Fehlern lässt sich insbesondere an leistungselektronischen Umrichtersystemen, welche als Schnittstelle zwischen den Photovoltaikpanelen und dem öffentlichen Stromnetz fungieren, registrieren, falls dort eine geeignete Messtechnik zur Differenzstrommessung installiert ist und die ermittelten Fehlerstrommuster entsprechenden Fehlerfällen zugewiesen werden können. So können z.B. kapazitive Ableitströme auf sich anbahnende Isolationsfehler hinweisen, welche durch eine geeignete Wartung der Anlage wieder behoben werden können.

## 1.2. Methodik und Zielsetzungen gem. Antrag

Das Projekt gliedert sich in vier grundlegende Teilbereiche bzw. Phasen. Zunächst sollen im Rahmen von Workshops bilaterale Absprachen in Zusammenarbeit mit Versicherungsunternehmen und Sachverständigen kritische Fehlerarten und Zustände in Photovoltaikanlagen und deren Schadensauswirkungen in einer FMEA (engl. Failure Mode and Effect Analysis) ermittelt und bewertet werden. Dies können einerseits ökonomische Auswirkungen, z.B. Alterung der PV-Module, als auch sicherheitstechnische Auswirkungen, wie z.B. Kurzschluss und Lichtbogenbildung, sein.

Der zweite Teilbereich des Projekts befasst sich mit der Erfassung typischer Ableitstromsignaturen von Photovoltaikanlagen bei verschiedenen Netz- und Betriebszuständen. Dazu werden ausgewählte Anlagen mit Messtechnik ausgestattet und über einen Zeitraum von mehreren Monaten vermessen um saisonale Schwankungen zu berücksichtigen. Die Ergebnisse bzw. ermittelten Zeitreihen dieser Messkampagne dienen dazu, das „normale“ Verhalten des Ableitstroms in einer Datenbank z.B. als Trainingsgrundlage für KI basierte Fehlerdetektionsalgorithmen zu definieren.

Die dritte Phase des Projekts hat zum Ziel, das im zweiten Teil des Projekts ermittelte Verhalten im Labor nachzubilden und ausgewählte Fehlerfälle zu simulieren. Dazu wird ein Laborteststand entwickelt und aufgebaut, mit dem das Verhalten der im Feld vermessenen Photovoltaikanlagen auf Basis der ermittelten Zeitreihen modelliert wird. Während der Laborversuche werden ausgewählte Fehlerfälle aus der ersten Phase des Projekts nachgestellt um das Verhalten des Ableitstroms im Fehlerfall zu ermitteln. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass die Fehler nicht im Feld erzeugt werden müssen, was in vielen Fällen gar nicht möglich ist. Zudem ist es mit dem Teststand möglich, reproduzierbare Ergebnisse zu generieren und die Photovoltaikanlage in Betriebszuständen außerhalb des normalen Betriebsbereichs zu betreiben.

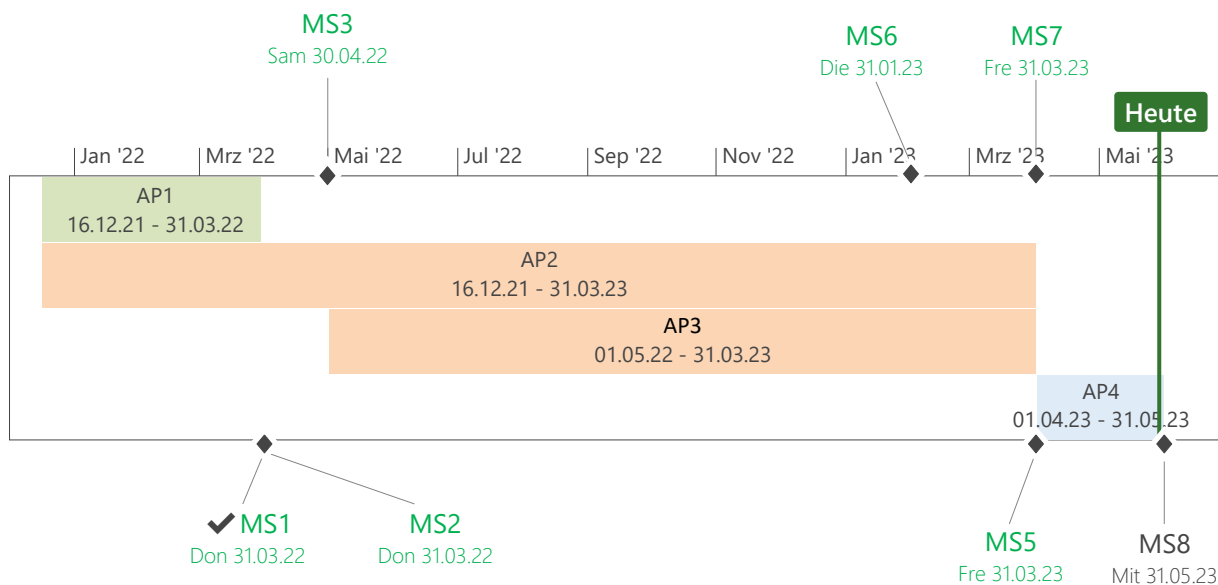
In der vierten Phase werden die Ergebnisse aus den Feldmessungen und den Laborversuchen auf erkennbare Zusammenhänge ausgewertet und die Ergebnisse werden veröffentlicht bzw. bereitgestellt.

### 1.3. Meilensteine

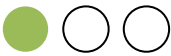
Die folgende Tabelle zeigt die Meilensteine, die zu Beginn des Projekts festgelegt wurden.

MS	AP	Beschreibung	Termin geplant	Status
1	1	Katalog über Fehlerszenarien und deren Auswirkungen erstellt und abgestimmt	31.03.2022	Abgeschlossen
2	2	Messsensorik aufgebaut und einsatzbereit	31.03.2022	Abgeschlossen
3	2	Messsensorik installiert, Daten werden aufgezeichnet	30.04.2022	Abgeschlossen
4	3	Laborteststand aufgebaut und einsatzbereit	31.08.2022	Abgeschlossen
5	2	Datenbank mit Ableitstromsignaturen bei verschiedenen Netz- und Betriebszuständen erstellt.	31.03.2023	Abgeschlossen
6	3	Laborversuche abgeschlossen, Fehlersignaturen erfasst und aufgezeichnet	31.01.2023	Abgeschlossen
7	3	Datenbank mit Fehlerstromsignaturen erstellt.	31.03.2023	Abgeschlossen
8	4	Projektergebnisse veröffentlicht	31.05.2023	Im Plan

### 1.4. Zeitplanung



## 2. AP1 „Klassifizierung Fehlerarten FMEA“

Beschreibung gem. Antrag	In diesem Arbeitspaket soll in Zusammenarbeit mit Versicherern und Sachverständigen eine Metastudie über Fehler in umrichterbasierten EE-Anlagen und deren Schadensauswirkungen durchgeführt werden um Fehlerarten zu klassifizieren und zu bewerten (FMEA).  <b>Anmerkung:</b> Teile der Arbeiten werden im Rahmen eines Unterauftrags durchgeführt.
Status Arbeitspaket  	<b>Abgeschlossen</b>

### 2.1. Top 20 technische Ausfallsursachen von PV Anlagen nach Kosten

In der dargestellten Auswertung haben wir die Schlusskette: „kostentechnisch wirksamste Ausfallursachen“ => „Vermeidung solcher Ausfälle durch Überwachung / Management / technologische Verbesserungen“ mit Grundlagen versehen und beleuchtet. Die hier gezeigte Zusammenfassung beruht auf einer durch ein Horizon 2020 Projekt zusammengestellten Übersicht zu Risiken in Komponenten (Hardware), Aufbau (Design) und Nutzung (Prozess)

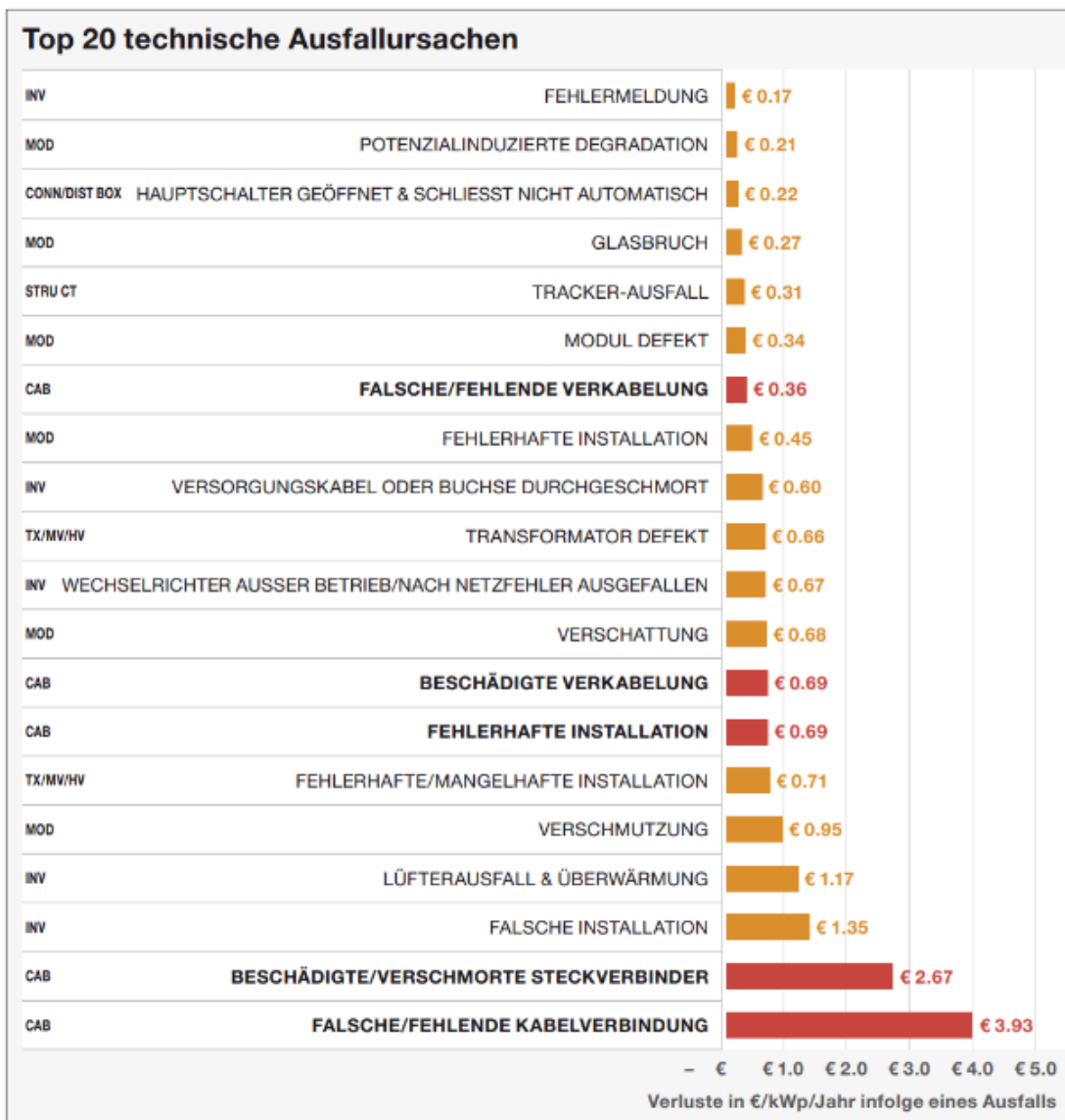


Abbildung 1: Kalkulation der wirtschaftlichen Auswirkungen: Solar Bankability ist ein vom Horizon 2020-Programm der Europäischen Kommission finanziertes Projekt ([www.solarbankability.org](http://www.solarbankability.org))

### 2.1.1. Risiken priorisieren

Zur Kalkulation der wirtschaftlichen Auswirkungen wurde ein spezieller Koeffizient, die Cost Priority Number (CPN), eingeführt. Sie ist das Pendant zur Risikoprioritätszahl (RPN) in der klassischen FMEA und Teil eines kostenorientierten Ansatzes. Bei der Auswertung der gesammelten Fehlerdaten wird allen Risiken und deren wirtschaftlichen Auswirkungen eine CPN zugeordnet und so ein Risiko-Ranking erstellt.

### 2.1.2. Erfahrung aus dem Feld

Die Daten basieren auf den vom Eigentümer ausgestellten Fehlertickets und bei Inspektionen vor Ort erfassten Fehlern. Dabei werden mehrere Parameter berücksichtigt (z.B. Anlagentyp, Ausfall- und Reparaturkosten, Auftreten bestimmter Fehler usw.).

Die wirtschaftlichen Auswirkungen eines spezifischen Fehlers lassen sich in zwei Kategorien unterteilen:

1. Wirtschaftliche Auswirkungen aufgrund von Ausfällen und/oder Stromverlust (kWh in Euro)
2. Wirtschaftliche Auswirkungen aufgrund von Reparatur-/Ersatzteilkosten (Euro)

## 2.2. Welche Aktivitäten können angewendet werden um diese Risiken zu bedämpfen?

Beruhend auf der Kategorisierung nach Komponenten Prüfung, Planung der Anlagen, Design und Review der Konstruktion, Einführung von grundlegenden (basic) und fortgeschrittenem (advanced) Monitoring sowie Einstrahlungsoptimierung wurde der Teil von Dämpfungsmassnahmen herausgearbeitet, der mit Einsatz innovativer Technologien (RCM Sensoren und ML basierten Auswertungen) verbessert werden kann bzw. es wurden Bereiche herausgearbeitet, welche erstmals mit einem solchen System erschlossen und überwacht werden können. Die beiden Stufen von Monitoring Systemen sind dabei wie folgt gegliedert:

- Unter **basic monitoring** System wird verstanden „A basic monitoring system typically allows the monitoring on plant level including device alarm collection and notifications. Furthermore, aggregation functionality on plant level for energy, irradiation and performance ratio are typically provided.“
- Unter **advanced monitoring** System wird verstanden “An advanced monitoring system allows the early detection and diagnosis of faults. Early detection and diagnosis of faults during PV plant operation are essential in order to obtain and maintain the energy yield high. Early remediation of faults not only restores generation promptly but also avoids the occurrence of additional component failures and leads to reduction of O&M costs. The benefit of advanced monitoring is built up through reduced operational costs on one hand and additional revenues resulting from a higher performance ratio and higher availability on the other hand.“

In weiterer Folge hat das Konsortium herausgearbeitet, wie ein derzeitiges fortgeschrittenes Monitoringsystem durch den Einsatz von RCM Sensoren und ML basierten Auswertungen verbessert werden kann und welche blinden Flecken wahrscheinlich beseitigt werden können. Tabelle 1 zeigt eine Auflistung der Fehlerszenarien und die Erkennungswahrscheinlichkeit mit einem fortgeschrittenen Monitoringsystem. Bei den gelb markierten Bereichen sieht das Konsortium Verbesserungspotential gegenüber dem Stand der Technik bzw. neue Erkennungsmethoden (mit NEW bezeichnet) durch den Einsatz der in diesem Projekt untersuchten Technologie.




Tabelle 1: Fehlerszenarien und deren Erkennungsmöglichkeiten basierend auf fortgeschrittenen Monitoringsystemen

Component	Risk	Advanced Monitoring
Modules	Snail track	No
Modules	Improperly installed	Low
Modules	Glass breakage	No
Modules	Broken module	Medium
Modules	Theft of modules	High
Modules	Module damaged due to fire	High
Modules	Failure bypass diode and junction box	High
Modules	Shading	High
Modules	Soiling	High
Modules	Cell cracks	No
Modules	Delamination	No
<i>Modules</i>	<i>Defective backsheet</i>	No
Modules	Hotspot	No
Modules	Missing modules	High
Modules	EVA discoloration	No
Modules	Corrosion in the junction box	No
Modules	Corrosion of cell connectors	No
Modules	Overheating junction box	No
Modules	PID = Potential Induced degradation	No
Modules	DC arc fault to PE / serial arc fault	NEW
Modules + DC cabling	DC arc fault to PE / serial arc fault	NEW
module baseline	Baseline / fingerprinting of "normal condition". Lernumgebung und Parameter für Simulationsumgebung	NEW
Inverter	Wrong installation	Medium
Inverter	Inverter Not operating (Inverter failure or don't working after grid fault)	High
Inverter	Wrong connection (positioning and numbering)	No
Inverter	Inverter theft or vandalism	High
Inverter	Inverter pollution	No
Inverter	Burned supply cable and/or socket	High
Inverter	Display off (broken or moisture inside of it)	No
Inverter	Fault due to grounding issues, e.g. High humidity inside	High
Inverter	Inverter firmware issue	No
Inverter	Data entry broken	No

Inverter	Slow reaction time for warranty claims, Vague or inappropriate definition of procedure for warranty claims	No
Inverter	Fan failure and overheating	High
Inverter	Switch failure/damage	High
Inverter	DC entry fuse failure causing or caused by array disconnection	High
Inverter	Inverter damage due to lightning strike	High
Inverter	Inverter wrongly sized	Medium
Inverter	Error message	High
Inverter	Polluted air filter - derating	High
<b>inverter baseline</b>	<b>harmonics and subharmonics fingerprint</b>	<b>NEW</b>
Mounting structure	Not proper installation	Medium
Mounting Structure	Wind damage	No
Mounting Structure	Tracker failure	High
Mounting Structure	Corrosion	No
Mounting Structure	Disalignment caused by ground instability	No
Mounting Structure	Tracker maintenance	No
Mounting Structure	Oil leakage	No
Mounting Structure	Corrosion of module clamps	No
Connection & Distribution boxes	Incorrect installation	No
Connection & Distribution boxes	Main switch open and does Not reclose again automatically	High
Connection & Distribution boxes	IP failure	No
Connection & Distribution boxes	Broken/Wrong general switch	High
Connection & Distribution boxes	General switch off	High
Connection & Distribution boxes	Wrong wiring	No
Connection & Distribution boxes	Cable gland missing or Not installed correctly	No
Connection & Distribution boxes	Missing protection	No
Connection & Distribution boxes	Broken, missing or corroded cover	No
Connection & Distribution boxes	Overcurrent protection	No
Connection & Distribution boxes	UPS off/broken	No
Connection & Distribution boxes	Wrong/Missing labeling	No
Connection & Distribution boxes	AC side arc fault	NEW
Connection & Distribution boxes	Schiefast am Inverter: verschobener Sternpkt (können bestehende auch schon!)	NEW

Connection & Distribution boxes	unterschiedliche Einspeisung am AC Combiner (z.b. Morgen-Start mit 100W einphasig)	<b>NEW</b>
Connection & Distribution boxes	parasitärer Blindleistungsfaktor	<b>NEW</b>
Connection & Distribution boxes	Ausfall eines Moduls bewirkt Leistungsverlust am Wechselrichter => mindert auch Leistung umgebender Wechselrichter	<b>NEW</b>
Connection & Distribution boxes	Ersetzen Isolationsmessung durch kontinuierliche Differenzstrom-Messung	<b>NEW</b>
Cabling	improper installation	<b>No</b>
Cabling	Wrong/Absent cables connection	<b>High</b>
Cabling	Broken/Burned connectors	<b>High</b>
Cabling	Wrong/absent cables	<b>High</b>
Cabling	Damaged cable	<b>High</b>
Cabling	Broken cable ties	<b>No</b>
Cabling	Conduit failure	<b>No</b>
Cabling	Wrong connection, isolation and/or setting of strings	<b>High</b>
Cabling	UV Aging	<b>No</b>
Cabling	Cables undersized	<b>No</b>
Cabling	Wrong wiring	<b>No</b>
Cabling	Theft cables	<b>High</b>

### 3. AP2 „Datenerfassung im Feld“

<p>Beschreibung gem. Antrag</p>	<p>Falls die zu vermessenden EE-Anlagen nicht über bereits ausreichende Messtechnik verfügen, sollen in diesem Arbeitspaket Messboxen (jeweils Duett aus DLR Messbox und twingz Differenzstrom Messbox) konzipiert und entwickelt werden, mit denen die notwendigen Daten (insb. Netzspannung, Differenzströme DC und AC, THD/Oberwellen, solare Einstrahlung/DC-Leistung) hochaufgelöst erfasst und gespeichert werden können. Um saisonale Schwankungen in den Netz- und Betriebszuständen zu berücksichtigen, werden über einen längeren Zeitraum mehrere Anlagen im Feld vermessen. Parallel dazu wird eine kontinuierliche Analyse und Aufbereitung der Daten für die folgenden Labortests durchgeführt. Ziel ist der Aufbau einer Datenbank mit Ableitstromsignaturen verschiedener umrichterbasierter EE-Anlagen als Trainingsbasis für KI basierte Detektionsalgorithmen, auf Basis dieser Trainingsdaten werden auch die KI Modelle weiterentwickelt. Die einzelnen Arbeitsschritte dieses Arbeitspakets umfassen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Entwicklung und Aufbau mobiler Messeinrichtungen</li> <li>• Installation der Messsensorik</li> <li>• Analyse und Aufbereitung der Messdaten</li> </ul> <p><b>Anmerkung:</b> Teile der Arbeiten werden im Rahmen eines Unterauftrags durchgeführt.</p>
<p>Status Arbeitspaket</p> <p></p>	<p><b>Abgeschlossen</b></p>

### 3.1. Feldtestanlagen

Für die Datenerfassung wurden fünf Feldtestanlagen ausgewählt, die mit einem Messsystem ausgestattet wurden. Vier der Systeme wurden in Großanlagen des Partners Enerparc installiert, zwei weitere System wurden auf Anlagen des Partners VGH Versicherungen und auf der DLR eigenen Anlage montiert. Über einen Zeitraum von August 2022 bis Mai 2023 konnten so insgesamt 1150 Tage an Ableitstromsignaturen erfasst und gespeichert werden.

Tabelle 2: Übersicht der PV-Anlagen, die für eine Datenerfassung ausgewählt wurden

Nr	Betreiber	Anlagentyp	Leistung	Region	Installation	Laufzeit (Tage)	August	September	Oktober	November	Dezember	Januar	Februar	März	April
1	Enerparc	Freifeld	2300 kWp	NI	09.08.2022	260									
2	Enerparc	Freifeld	2800 kWp	MV	26.09.2022	134									
3	Enerparc	Freifeld	4800 kWp	SN	20.02.2023	65									
3	Enerparc	Freifeld	4800 kWp	SN	22.08.2022	247									
5	VGH Versicherungen	Aufdach	13,4 kWp	HB	09.08.2022	260									
8	DLR	Aufdach	4 kWp	NI	24.10.2022	184									
						<b>1150</b>									

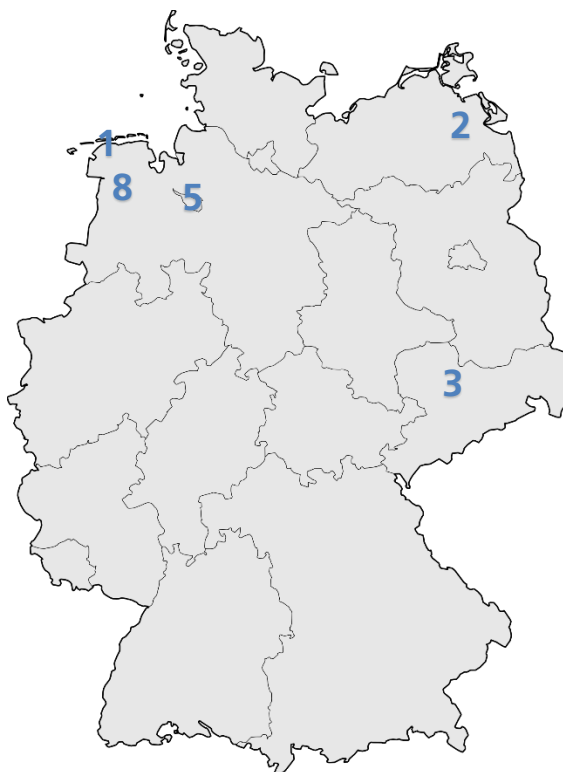


Abbildung 2: Standorte der zu vermessenden Anlagen

### 3.2. Messsysteme

Die Messsysteme bestehen aus drei Einzelmodulen, die in die Lastkreise der DC- bzw. Netzseite des Photovoltaiksystems geschaltet werden. Die folgende Abbildung 3 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines Messsystems.

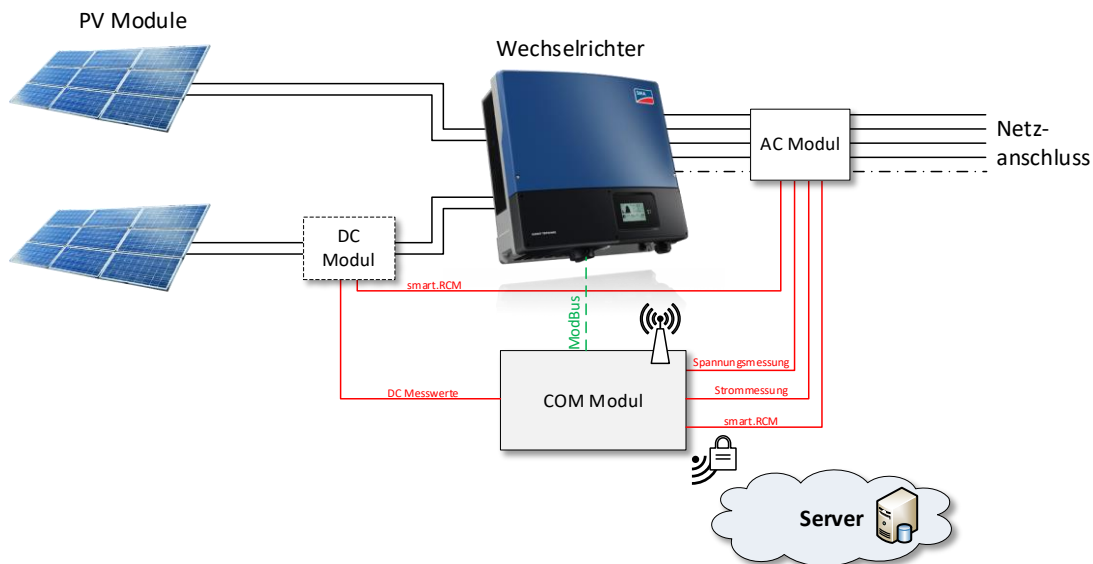


Abbildung 3: Prinzipielle Darstellung des Messsystems

Das **DC-Modul** umfasst die gleichstromseitige Sensorik zur Erfassung der Differenzstrom- und Leistungsdaten, während das **AC-Modul** netzseitig die Netzspannungen und – ströme sowie die Differenzströme misst. Das **COM-Modul** beinhaltet neben einem Mobilfunkrouter einen Netzanalysator, der die netzseitigen Kennwerte analysiert und aufbereitet. Die Daten werden verschlüsselt und in Echtzeit über das Mobilfunknetz an DLR sowie twingz Server versendet und dort weiterverarbeitet. Abbildung 4 zeigt das fertig aufgebaute Messsystem, wie es im Feld installiert wird.

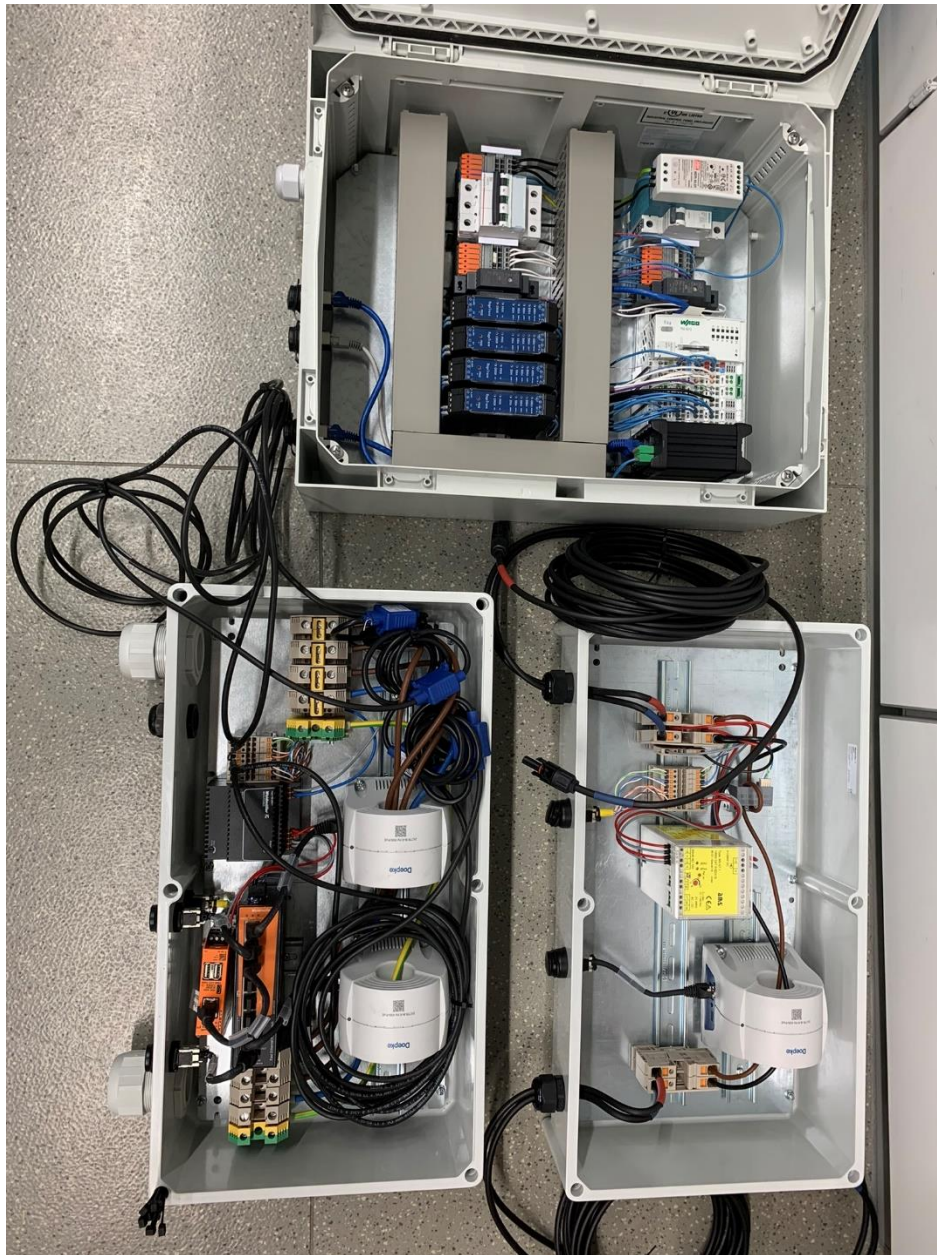


Abbildung 4: PV-DiStAnS Messsystem bestehend aus COM Modul (oben), AC Modul (unten links) und DC Modul (unten rechts)

### 3.3. Ableitstromsignaturen

Die folgenden Abbildungen zeigen beispielhaft die erfassten Ableitstromsignaturen des Solarparks 1 (Abbildung 5) und der Dachanlage 5 (Abbildung 6). Der obere Verlauf zeigt jeweils die realen Ableitströme, während die unteren beiden Wasserfalldiagramme die Analyseergebnisse der beiden eingesetzten Machine-Learning Algorithmen zeigen.



Abbildung 5: Beispielhafte Ableitstromsignaturen einer Freifieldanlage vom 17.05.2023 bis zum 23.05.2023

Die Verläufe zeigen die Messdaten vom 17.05.2023 bis zum 23.05.2023. Es ist gut zu erkennen, wie die Ableitströme während der Dunkelzeiten, in denen die Wechselrichter inaktiv sind, minimal ist. Tagsüber bei aktiver Einspeisung steigen die Ableitströme an. Ein Großteil des Ableitstroms ist in dieser Zeit auf die taktfrequenzbedingten Oberwellen mit Frequenzen  $f > 10\text{kHz}$  zurückzuführen. An einigen Zeitpunkten sind zudem stark erhöhte Ableitströme zu verzeichnen. Gründe für diese temporären Anstiege sind unter anderem schwankende Einstrahlungsverhältnisse und damit verbundene Regelungseingriffe. Die Analysealgorithmen melden gerade in diesen Bereichen Auffälligkeiten.





Abbildung 6: Beispielhafte Ableitstromsignaturen einer Aufdachanlage vom 17.05.2023 bis zum 23.05.2023

Bei der Dachanlage 1 zeigt sich ein ähnliches Verhalten, jedoch sind hier in dem betrachteten Zeitraum keine temporären Anstiege zu verzeichnen. Die Ergebnisse zeigen, dass eine allgemeingültige Aussage über das Ableitstromverhalten von Wechselrichter nicht möglich ist. Der Ableitstrom hängt von vielen Faktoren, wie bspw.

- Art und Hersteller der eingesetzten Wechselrichter
- Anlagentyp Freifeld/Dachanlage
- Umgebungsbedingungen, Einstrahlungsverhältnisse
- Art der Anlageninstallation und Netzanschluss

ab. Die beiden vorangegangenen Abbildungen zeigen die Daten von 10 der insgesamt 1150 erfassten Tage. Die Machine-Learning Algorithmen werden anhand dieser Daten trainiert, so dass diese das normale Betriebsverhalten dieser Anlagen erlernen und auf Abweichungen von diesem bekannten und erwarteten Verhalten reagieren können.

### 3.4. Messkampagne

In einigen Anlagen des assoziierten Projektpartners Enerparc AG kommt es aktuell vermehrt zu Ausfällen von einzelnen Stromrichtern. In diesem Fall führen erhöhte Oberschwingungswerte zu einer erhöhten Belastung der stromrichterinternen Ableitkapazitäten, die in der Folge versagen. Dies führt, aufgrund der fehlenden Filterwirkung, wiederum zu einem weiteren Anstieg des Oberwellengehalts, wodurch benachbarte Stromrichter noch stärker belastet werden. Ein Effekt des erhöhten Oberwellengehalts ist der Ausfall der Kommunikation zwischen Stromrichter und Monitoring. Dadurch lassen sich einzelne Stromrichter nicht mehr kommunikativ erreichen und entsprechend steuern. Da die Stromrichter nach wie vor Leistung bereitstellen und ertragstechnisch gesehen „normal“ operieren, ist eine Erkennung des Filterausfalls derzeit nur durch Sichtprüfung möglich.

Um die Ursache dieses Phänomens zu untersuchen und um geeignete Gegen- bzw. Detektionsmaßnahmen abzuleiten, wurde eine mehrtägige Messkampagne in einem PV-Park in Mitteldeutschland durchgeführt. Dabei wurden einzelne Stromrichtersysteme hochaufgelöst vermessen um zu untersuchen, welche Einflussfaktoren einen Ausfall fördern.

Ein besonderes Augenmerk lag hierbei auf die Entfernung des Stromrichtersystems zur Transformatorstation, da kürzere Leitungen in der Regel eine niedrigere Systemdämpfung mit sich bringen und damit Oberwellen begünstigen. Die Kampagne umfasste mehrere hochaufgelöste Messungen über einen kurzen Zeitraum (< 1min) an verschiedenen Systemen innerhalb der Großanlage sowie eine Langzeitmessung über Nacht an einem Einzelsystem (Tabelle 3). Bei der Anlage handelt es sich um eine PV Freiflächenanlage mit einer Gesamtleistung von ca. 4,8 MWp.

Tabelle 3: Umrichtersysteme, die während der Messkampagne untersucht wurden

WR	Kabellänge zum Trafo	Standort	Kabelart	Besonderheiten
20	45m	Reihe 26, Abschnitt 1	Mantelleitung	
22	45m	Reihe 26, Abschnitt 1	Mantelleitung	X2 Kondensatoren defekt
87	55m	Reihe 4, Abschnitt 2	Einzelader	
52	215m	Reihe 25, Abschnitt 2	Einzelader	Nur 4 WR parallel
137	20m	Reihe 25, Abschnitt 3	Mantelleitung	WR 140 mit externem Filter

Abbildung 7 zeigt exemplarisch eine Umrichtergruppe innerhalb des Solarparks. In diesem Fall sind acht Wechselrichter parallel an eine Unterverteilung angeschlossen, welche wiederum direkt über einer 45m Mantelleitung mit der Transformatorstation verbunden ist. Aus Gründen der Geheimhaltung seitens der Enerparc AG als kritische Infrastruktur können an dieser Stelle nicht alle Informationen zu den genutzten Wechselrichtern sowie den Aufbau des Solarparks veröffentlicht werden.



Abbildung 7: Umrichtergruppe bestehend aus insgesamt 8 Wechselrichtern (hier inkl. WR20 und WR22) an einem Anschlusskasten (rechts)

### 3.4.1. Einfluss defekter Filterkondensatoren auf die Ableitströme

Abbildung 8 zeigt den Verlauf der Differenzströme für die Wechselrichter 20 und 22. Im Gegensatz zu Wechselrichter 22 sind bei Wechselrichter 20 die X2 Filterkondensatoren defekt. Wechselrichter 20 weist im Zeitbereich bei dieser Messung tendenziell niedrigere Ableitstromwerte auf als Wechselrichter 22, was aufgrund der geringeren Filterwirkung nicht plausibel erscheint.

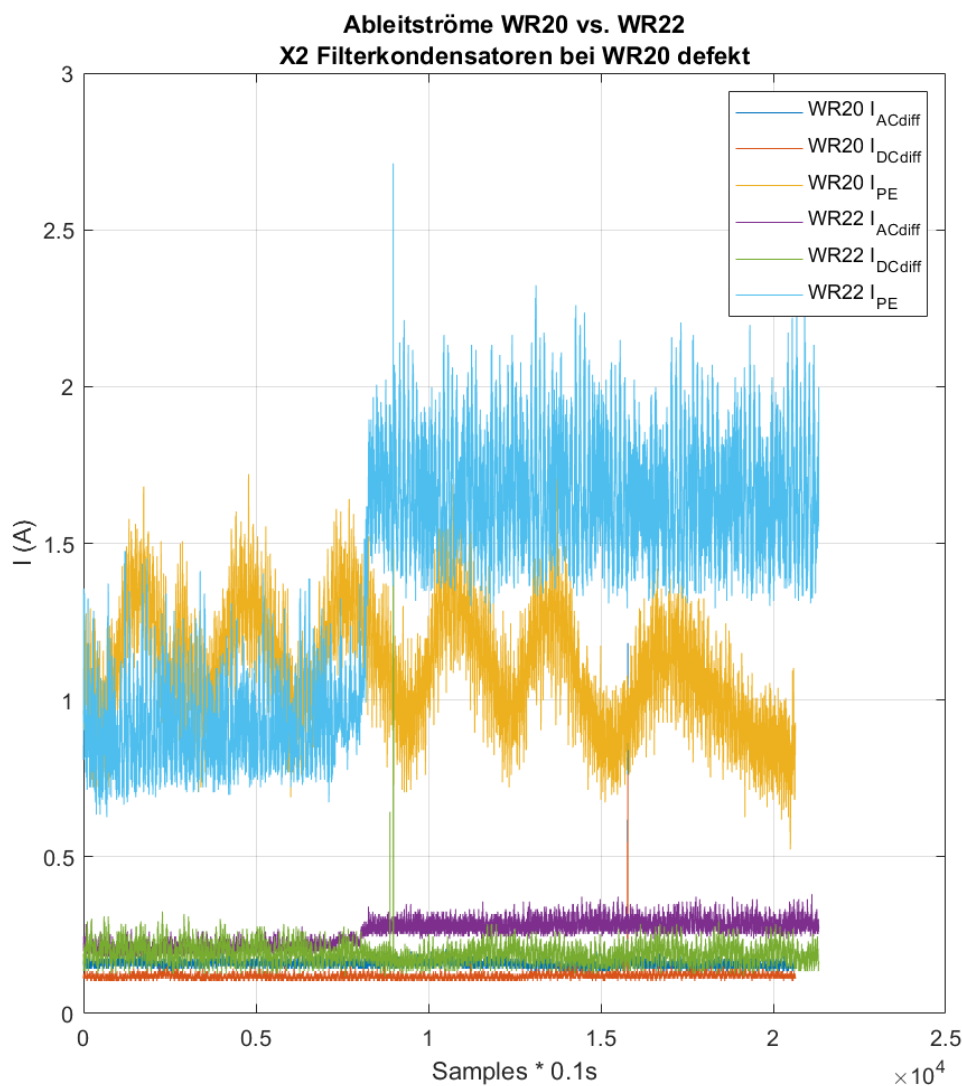


Abbildung 8: Aufgezeichnete Messdaten Wechselrichter 20 (links) und Wechselrichter 22 (rechts)

Im Frequenzspektrum wiederum ist erkennbar, dass der Wechselrichter mit den defekten Kondensatoren gerade im höherfrequenten Bereich ab ca. 60kHz erhöhte Werte aufweist, was auf eine geringere Filterwirkung aufgrund der fehlenden X2 Kondensatoren schließen lässt (Abbildung 9). Defekte Filterkondensatoren scheinen eine kausale Auswirkung auf das Ableitstromvolumen zu haben. Um diesen Zusammenhang weiter validieren zu können müssen zusätzliche zielgerichtete Messkampagnen und den Sachverhalt nachstellende Laborversuche durchgeführt werden.

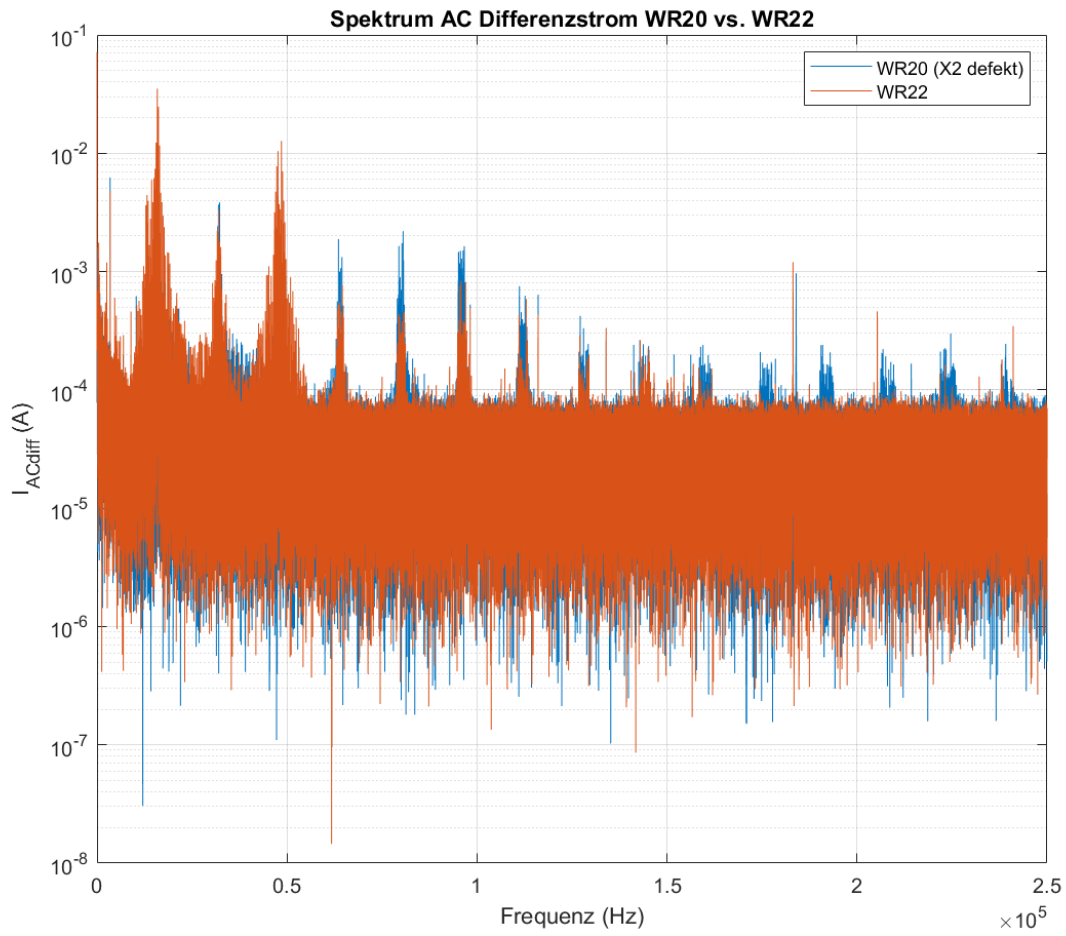


Abbildung 9: Frequenzspektrum des AC Differenzstroms bei WR 20 und WR 22

### 3.4.2. Einfluss der Leitungslängen auf die Ableitströme

Die Leitungslänge hat den Ergebnissen nach zu urteilen einen wesentlichen Effekt auf den AC-seitigen Ableitstrom. Die folgende Abbildung 10 zeigt die AC- und DC-Ableitströme von WR52 (200m Entfernung zum Trafo) und WR87 (55m Entfernung zum Trafo). Es ist deutlich zu erkennen, dass der AC-Ableitstrom bei WR52 niedriger ist als bei WR87, was unter anderem auf die höhere Dämpfungswirkung durch die höhere Leitungsimpedanz zurückzuführen ist. Zudem befindet sich WR52 in einer Gruppe mit drei weiteren Umrichtern (WR87 = sieben weitere Umrichter), was zusätzlich niedrigere Störpegel zur Folge hat.

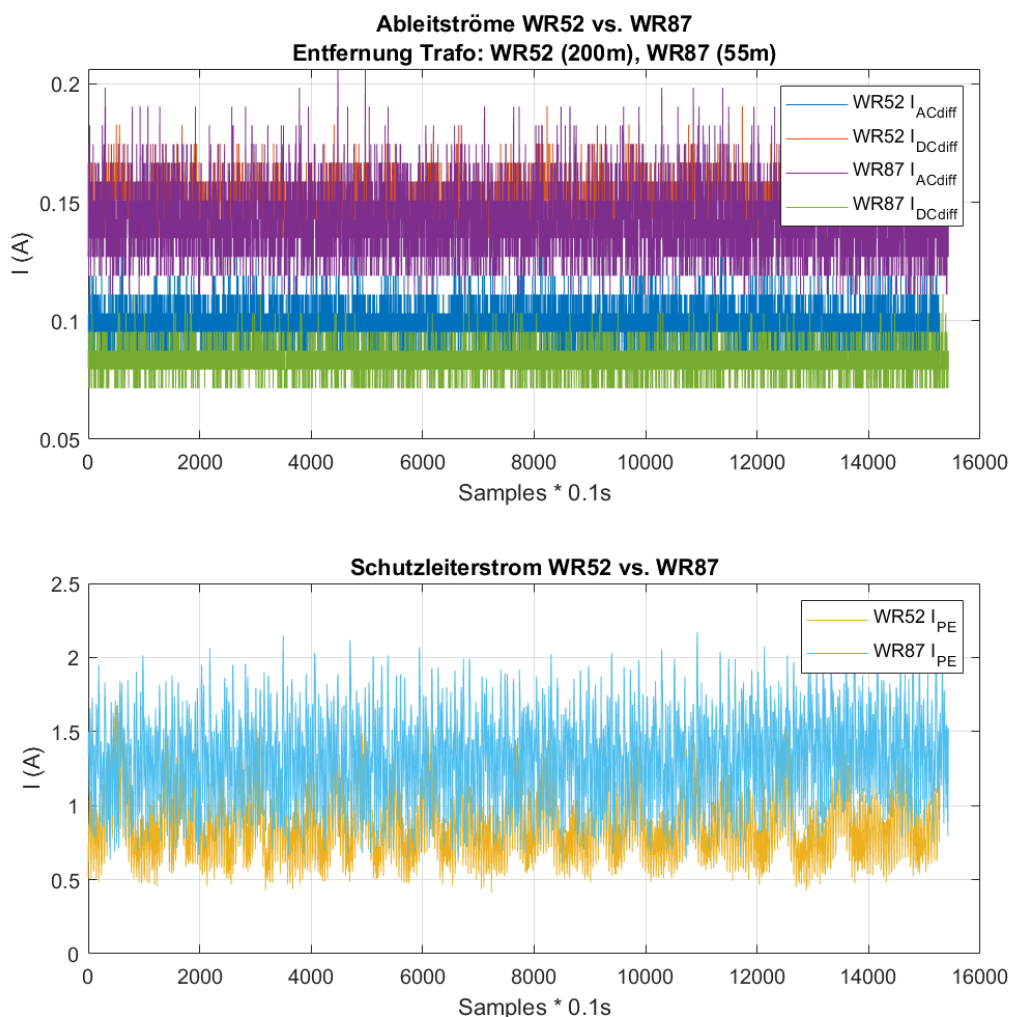


Abbildung 10: Einfluss der Leitungslänge auf den Ableitstrom. Entfernung WR52 200m, WR87 55m

Im Frequenzspektrum zeigt sich ein ähnliches Verhalten (Abbildung 11). Hier ist der Effekt der Leitungsdämpfung gerade im höherfrequenten Bereich gut zu erkennen. Ab einer Frequenz von  $f = 50$  kHz sind bei WR87 deutlich höhere Amplituden sichtbar. Es ist allerdings zu beachten, dass der Grundpegel bei WR87 aufgrund der höheren Umrichteranzahl generell erhöht ist.

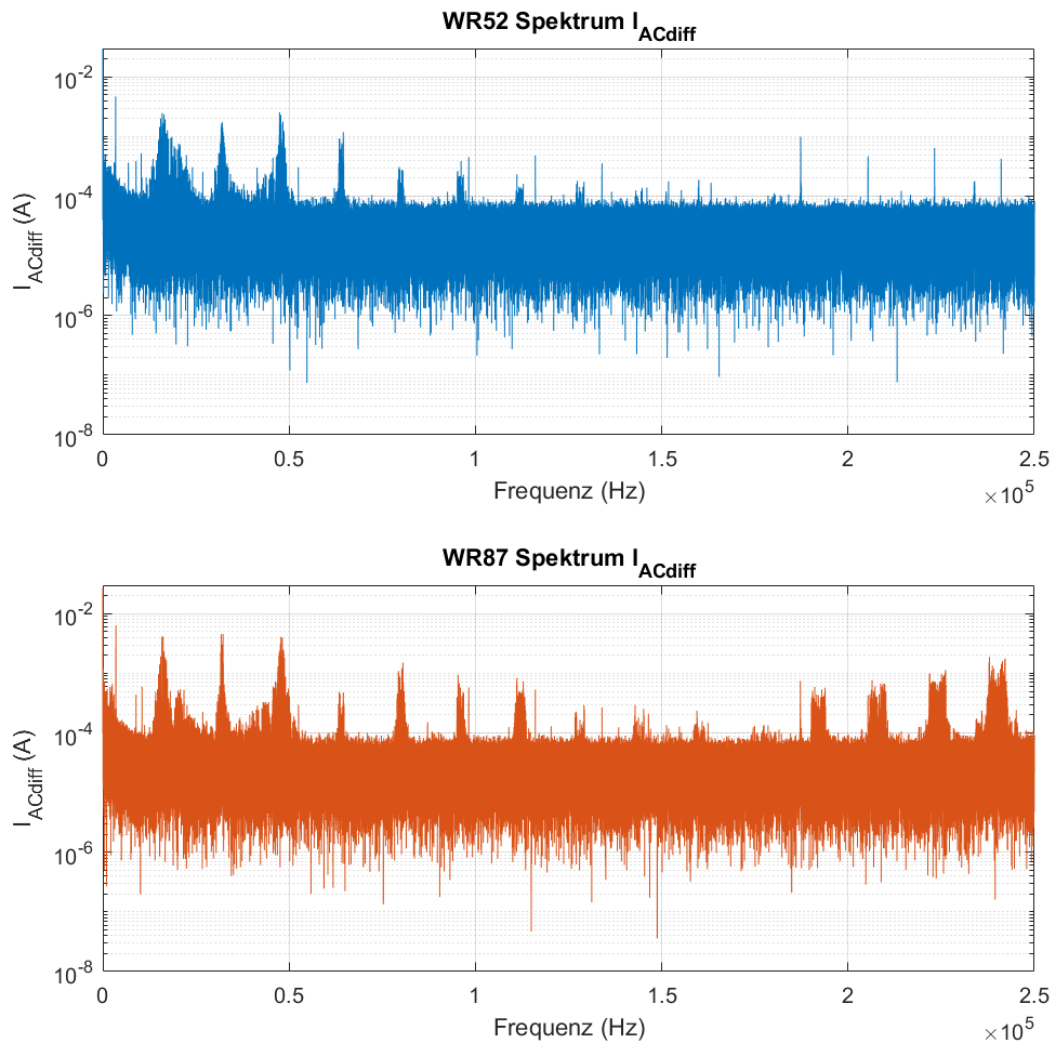


Abbildung 11: Frequenzspektrum des AC Differenzstroms bei WR 52 und WR 87

### 3.4.3. Erhöhte Schutzleiterströme

Besonders bemerkenswert ist nach diesen Messungen der hohe Schutzleiterstrom ( $I_{PE}$  in Abbildung 8 bzw. Abbildung 10 unten), der so in der Theorie nicht vorhanden sein sollte. Laut DIN VDE 0410 liegt der Grenzwert für solche „vagabundierenden“ Ströme bei maximal 5% vom Nennstrom der Betriebsmittel.

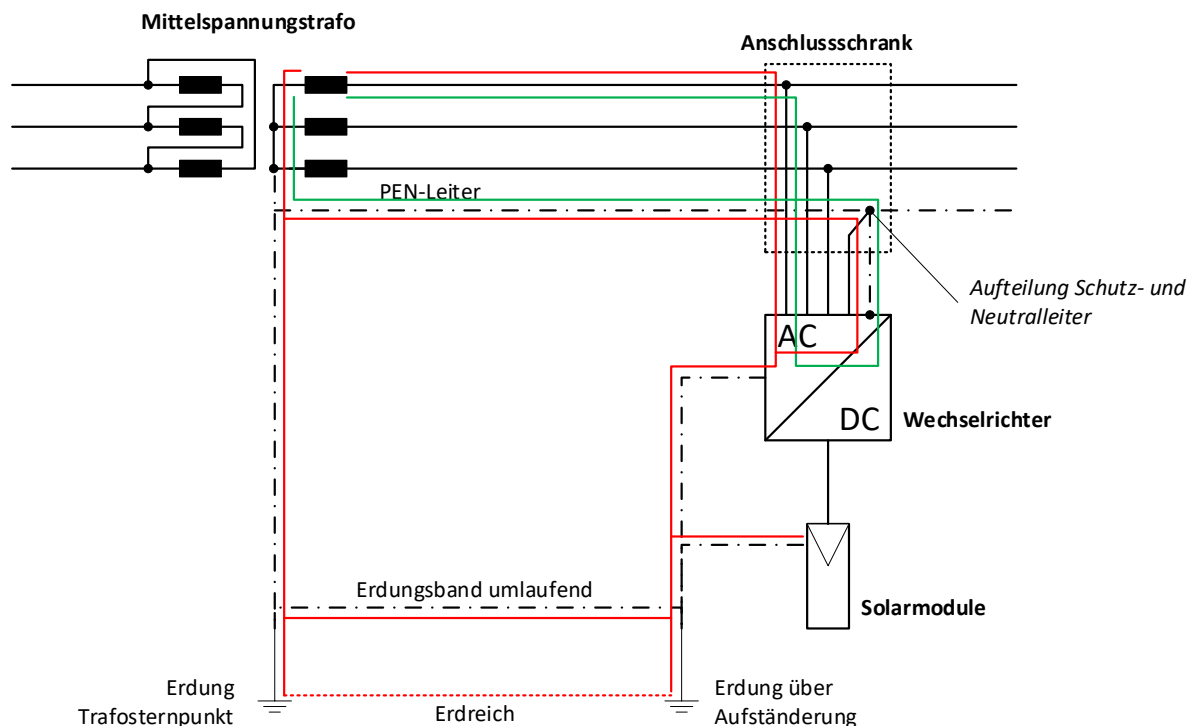


Abbildung 12: Ersatzschaltbild der Installations- und Erdungsverhältnisse in den untersuchten Systemen mit eingezeichneten Stromflüssen

Die obige Abbildung 12 zeigt das Ersatzschaltbild der Installations- und Erdungsverhältnisse der untersuchten Systeme. In dem vorliegenden TNC - Netzsystem (Schutz- und Neutralleiter als PEN kombinieren) verteilen sich die Rückströme auf dem Neutralleiter und dem PE-Leiter. Die Ströme sind nicht mehr sinusförmig, sondern haben durch die Umrichterschaltungen Oberschwingungsanteile mit spitzförmigen Kurvenformen unterschiedlichster Frequenzen (siehe Abbildung 9 bzw. Abbildung 11). Diese Ströme verursachen auf dem PE-System Störungen in der EDV durch vagabundierende Ströme (roter Verlauf in Abbildung 12) auf den Schirmen von Datenleitungen oder es kommt an Wasser- und Versorgungsleitungen zu Korrosionen. Werden PEN-Leiter, früher mit reduziertem Querschnitt als die Aussenleiter und Neutralleiter in elektrischen Anlagen durch Oberschwingungen, die durch nichtlineare Verbraucher entstehen, überlastet, werden diese sehr warm und drohen durchzuschmelzen, der Sternpunkt verschiebt sich und an den Verbrauchern steigt die Spannung auf die Außenleiterspannung (Überspannung) an, als Folge werden die angeschlossenen elektrischen Betriebsmittel zerstört und es kann in der elektrischen Anlage ein Brand ausgelöst werden.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Quelle: Markus Scholand, VdS Elektroprüfungen



Abhilfe könnte in diesem Fall eine Installation mit getrenntem Schutz- und Neutralleiter (TNS – Netzsystem) ab dem Mittelspannungstransformator schaffen um einen „geordneten“ Stromfluss zu gewährleisten. In der Praxis wird dies aus Kostengründen aber häufig nicht gemacht, da eine zusätzliche Leitung benötigt wird. Auf die grundlegende Funktion des Umrichtersystems hat eine Installation nach dem TNC – Netzsystem keine Auswirkung, es ist jedoch anzunehmen, dass die Umrichterausfälle und Kommunikationsprobleme hierauf zurückzuführen sind. Eine weiterführende Untersuchung dieser Problematik und die Identifikation möglicher Detektions- und Abhilfemaßnahmen ist im Folgeprojekt geplant.

## 4. AP3 „Laborversuche“

<p>Beschreibung</p>	<p>In den Laborversuchen wird das Verhalten der im Feld vermessenen Anlagen nachgebildet und es werden zusätzlich die in AP1 klassifizierten Fehler Szenarien nachgebildet. Ziel dieses Arbeitspakets ist es, neben den „normalen“ Ableitströmen Signaturen von Fehlerströmen zu erfassen. Dieses Arbeitspaket hat zum Ziel, die in den Laborversuchen erfassten Daten aufzubereiten und zu analysieren, um eine Datenbank mit Fehlerstromsignaturen zu erstellen und um zu untersuchen, inwiefern KI basierte Analysealgorithmen in der Lage sind, diese Fehler zu erkennen und damit die Betriebssicherheit von PV-Anlagen zu erhöhen. Auch auf Basis dieser Trainingsdaten werden auch die KI Modelle weiterentwickelt.</p> <p><b>Anmerkung:</b> Teile der Arbeiten werden im Rahmen eines Unterauftrags durchgeführt.</p>
<p>Status Arbeitspaket</p> <p>● ○ ○</p>	<p><b>Abgeschlossen</b></p>

### 4.1. Power-Hardware-in-the-Loop Laborteststand

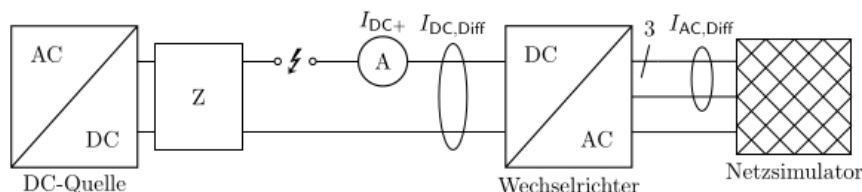


Abbildung 13: Prinzipieller Schaltplan des Laboraufbaus zur Differenzstromanalyse einer PV-Anlage.

Der Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) Laboraufbau zur Simulation von Fehlermustern besteht aus den drei Hauptkomponenten Netzsimulator, PV-Simulatoren/DC-Quellen und Wechselrichter, die auf Basis der in AP2 gemessenen Zeitreihen (Einstrahlungs- und Netzzustandsprofile) das Verhalten einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage realitätsnah nachbilden (siehe Abbildung 13). Mit einem solchen Konzept ist es möglich, kritische Zustände und Fehler reproduzierbar herbeizuführen und den Effekt derselben auf die Messdaten (Differenzstrom und Leistungsdaten) zu untersuchen. Damit können gezielt Ableitstromsignaturen bei solchen Extremzuständen generiert werden, die einerseits als Eingangsdatenbasis für die selbstlernenden Algorithmen genutzt werden und andererseits zur Entwicklung neuer Detektionsansätze. Abbildung 14 zeigt den PHIL Teststand in den Laboren des Instituts.



Abbildung 14: Power-Hardware-the-Loop Teststand zur Emulation von Fehlern und kritischen Zuständen in PV-Systemen

Der Lichtbogengenerator (Abbildung 15) wurde im Rahmen des Projekts entwickelt und besteht aus einer Lichtbogenstrecke (oben), bei der mit Hilfe einer nach außen geführten manuellen Handkurbel (rechts) zwei Kupferelektroden, welche auf einem Lineartisch montiert sind, millimetergenau auseinandergezogen werden können. Ein parallelgeschaltetes DC-Relais ermöglicht eine Löschung des Lichtbogens.



Abbildung 15: Innenansicht des im Rahmen des Projekts entwickelten Lichtbogengenerators.

## 4.2. Testszenerien

Um die Auswirkungen des Lichtbogens auf den Ableitstrom zu untersuchen, wurden im Vorfeld der Untersuchungen mögliche Einflussfaktoren identifiziert. Dazu zählen

- Der Einfluss der Stromstärke und der Spannung, bei der der Lichtbogen auftritt.
- Die Auswirkungen verschiedener Kabeltypen und -längen.
- Kapazitive Einflüsse im DC-Kreis des Systems, insbesondere die Generator-Erde Kapazität und die wechselrichterinternen Filterkapazitäten.
- Der Ort des Lichtbogenereignisses innerhalb des Systems.

Bis auf die Auswirkung des Lichtbogenortes wurden die genannten Tests im Labor durchgeführt. Die Validierung des Laboraufbaus sowie die Untersuchung der Auswirkung des Lichtbogenortes auf die Ableitstromcharakteristik wurde auf der Dach-PV-Anlage des Instituts durchgeführt (Abbildung 16).



Abbildung 16: Dachanlage zur Untersuchung der Auswirkungen des Lichtbogenortes auf die Ableitstromcharakteristik: Solarpaneele (links), Messboxen (rechts) und Lichtbogen-generator (A)

### 4.3. Erfasste Fehlerstromsignaturen

In Abbildung 17 ist beispielhaft das Ergebnis des Laborversuchs für die Änderung der DC-Spannung von 400 V auf 790 V zu sehen. Dargestellt ist dabei die Änderung im Leistungsdichtespektrum vor und während des Lichtbogenereignisses. Dies ist ein Maß, um die Stromänderung in Abhängigkeit der Frequenz darzustellen. Es ist zu beachten, dass es sich bei den dargestellten Ergebnissen um die „Brennphase“ des Lichtbogens handelt, der Zündmoment wurde in diesem Fall ausgeblendet.

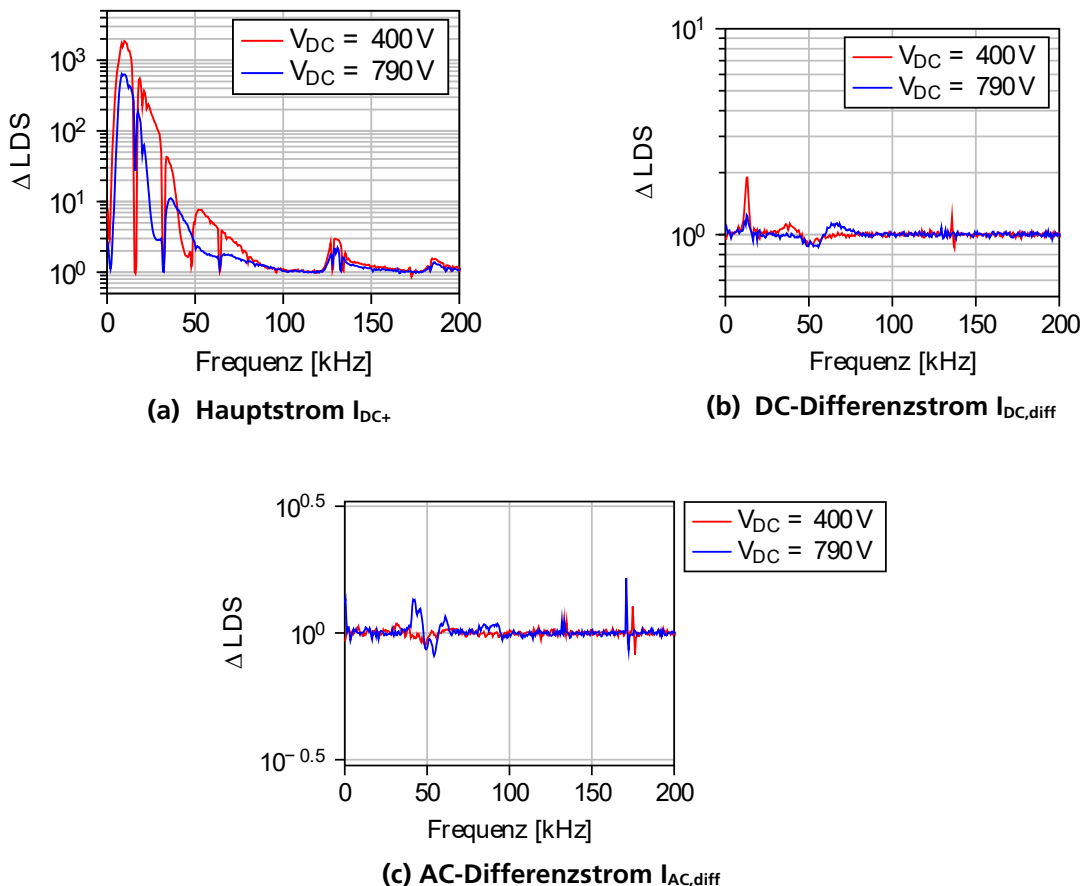


Abbildung 17: Leistungsdichtespektrums-Änderungen (LDS) für unterschiedliche DC-Spannungen.

Im DC- und AC-Differenzstrom  $I_{DC,diff}$  bzw.  $I_{AC,diff}$  sind nur geringe Änderungen während des Lichtbogenereignisses zu erkennen. Im Hauptstrom  $I_{DC+}$  beträgt die Änderung jedoch das 600-2000-fache des normalen Betriebs. Die Änderung ist vor allem bis zu einer Frequenz von ca. 100 kHz sichtbar. Dieser Bereich kann vom Differenzstrommonitor erfasst werden, weshalb ein zusätzlicher Sensor in den Hauptstrompfad des Laboraufbaus integriert worden ist ( $I_{DC+}$  in Abbildung 17). Weiterhin einen hohen Einfluss auf das Frequenzverhalten im Laststrom haben der Laststrom, Generator-Erde-Kapazitäten und die Induktivität der Leitung. Im Differenzstrom ist eine merkliche Änderung lediglich bei Variation des Leitungswiderstandsverhältnisses von Hin- und Rückleiter aufgetreten.

Die bisherigen Ereignisse unter Laborbedingungen deuten an, dass die Erkennung von Lichtbögen und die Differenzierbarkeit gegenüber anderen Fehlern durch Messung der Differenzstromsituation möglich ist.

An der Dachanlage ist der Lichtbogen am DC+- und DC--Eingang des Wechselrichters, sowie innerhalb eines Strings gemessen worden. Aufgrund unterschiedlicher Einstrahlungsbedingungen konnten die Versuche nicht bei konstantem Laststrom durchgeführt werden. Im Labor führte ein niedrigerer Strom tendenziell zu einem höheren Lichtbogenrauschen. Aus den Verläufen des Leistungsdichtespektrums des Laststroms in Abbildung 18 geht dies nicht hervor, wobei dort auch andere Faktoren wie Widerstands- und Impedanzverhältnisse eine Rolle spielen können. Die Rauschleistungserhöhung bis zu einer Frequenz von ca. 100 kHz ist auch hier sichtbar, wobei diese sich, im Gegensatz zu den Laborversuchen, auch bei der Taktfrequenz und dessen Vielfachen erhöht.

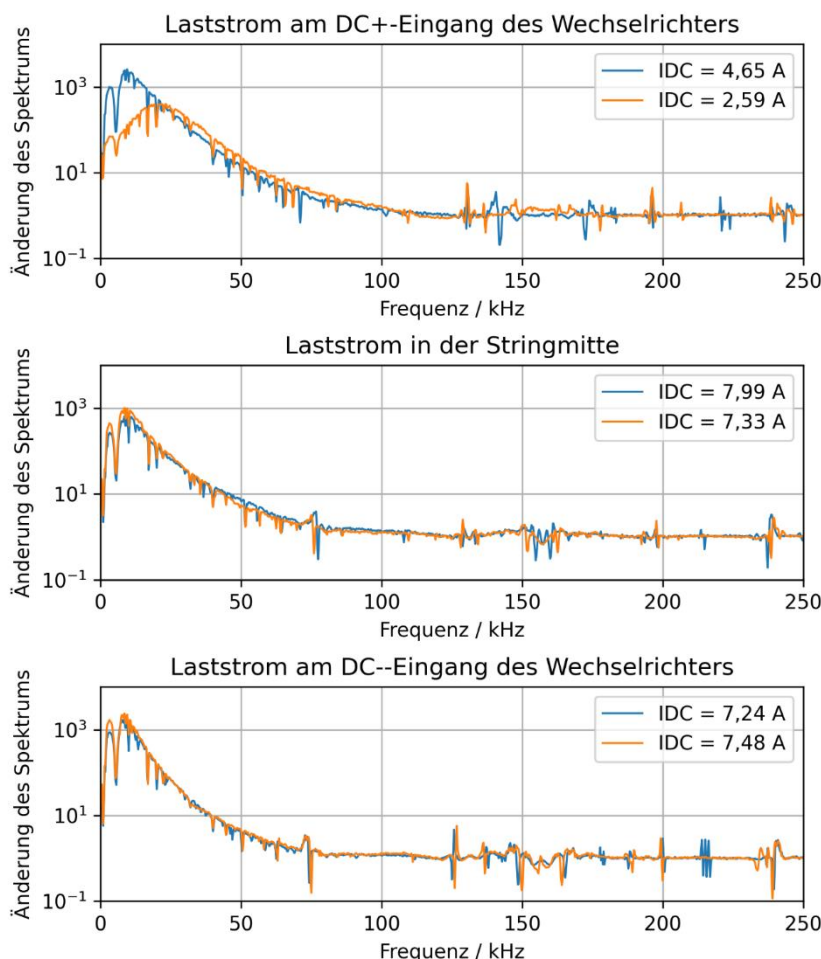


Abbildung 18: Leistungsdichtespektrums-Änderungen des Laststroms für unterschiedliche Orte bei unterschiedlichen Strömen  $I_{DC}$

Im normierten Leistungsdichtespektrum des Differenzstroms bleibt eine entsprechende Erhöhung des Differenzstromes bei der Taktfrequenz des Wechselrichters entsprechend aus. Bei Frequenzen größer 50 kHz nimmt das vom Lichtbogen verursachte Rauschen zu, wobei keine markanten Frequenzen ausgemacht werden können. Die Änderungen sind zu gering, um von dem Differenzstrommonitor erkannt zu werden.

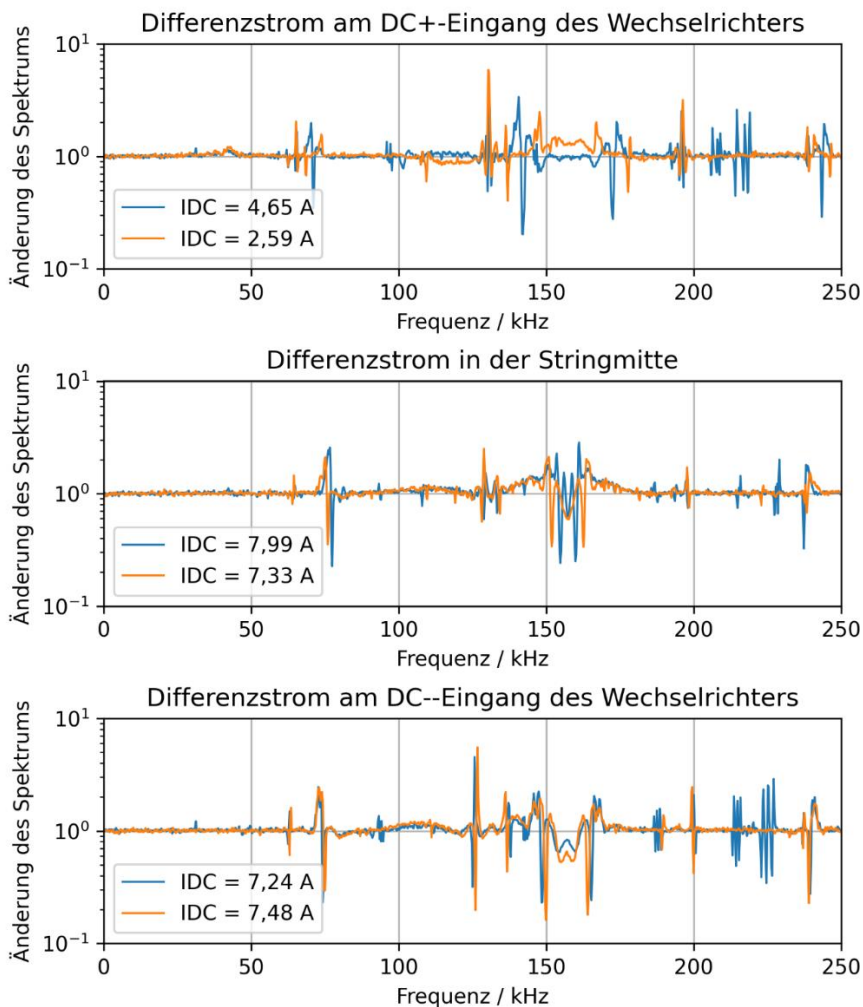


Abbildung 19: Normiertes Leistungsdichtespektrum des DC-Differenzstroms für unterschiedliche Orte bei unterschiedlichen Strömen  $I_{DC}$

#### 4.4. Laboruntersuchungen Wechselrichterdefekte

Neben der in AP2 durchgeführten Messkampagne im Feld wurden im Labor des DLR detaillierte Untersuchungen an mehreren Wechselrichtern bzw. Leistungsplatinen durchgeführt, um den Einfluss von Umrichterdefekten und möglicher Abhilfemaßnahmen in einer kontrollierten Umgebung zu untersuchen.



Abbildung 20: Laborteststand zur Untersuchung von Wechselrichterdefekten

In einer ersten Studie wurden mehrere Leistungsplatinen mit unterschiedlichen Defekten und unterschiedlichen Leistungsbereichen erprobt und die Ableitströme vermessen. Im zweiten Schritt wurde untersucht, inwiefern verschiedene Filtereinrichtungen das Oberwellenverhalten der Umrichter beeinflussen. Da die Laboruntersuchungen und die Auswertung der Ergebnisse zum Zeitpunkt dieses Berichts noch nicht vollständig abgeschlossen waren, geben die folgenden Kapitel lediglich einen ersten Einblick in die Resultate.



#### 4.4.1. Einfluss externer Filtereinrichtungen auf die Oberwellen

Um den negativen Einfluss der Oberwellen auf die wechselrichterinternen Bauteile zu minimieren, werden im Feld externe Filterschaltungen eingesetzt (siehe Abbildung 21). Im Rahmen dieser Labortests wurde untersucht, inwiefern verschiedene Filter das Oberwellenverhalten beeinflussen. Es wurden zwei verschiedene Filtertypen an zwei Wechselrichtern getestet, von denen ein Wechselrichter defekte X2 Kondensatoren aufwies.



Abbildung 21: Filtereinrichtung zur Dämpfung der Oberwellen

In Abbildung 22 ist die Wirkung der beiden Filtertypen für die betrachteten Wechselrichter zu sehen. Bei intakten Filterkondensatoren im Wechselrichter haben die zusätzlichen Filtereinrichtungen kaum einen Einfluss auf die Spannungsqualität gezeigt (Abbildung 22 oben). Die defekten Filterkondensatoren auf der Leistungsplatine (Abbildung 22 unten) haben einen Anstieg der Spannungsamplitude insbesondere ab einer Frequenz von  $f = 50 \text{ kHz}$  zur Folge. Die externen Filter bewirken in diesem Fall eine Kompensation dieses hochfrequenten Spannungsanstieg.

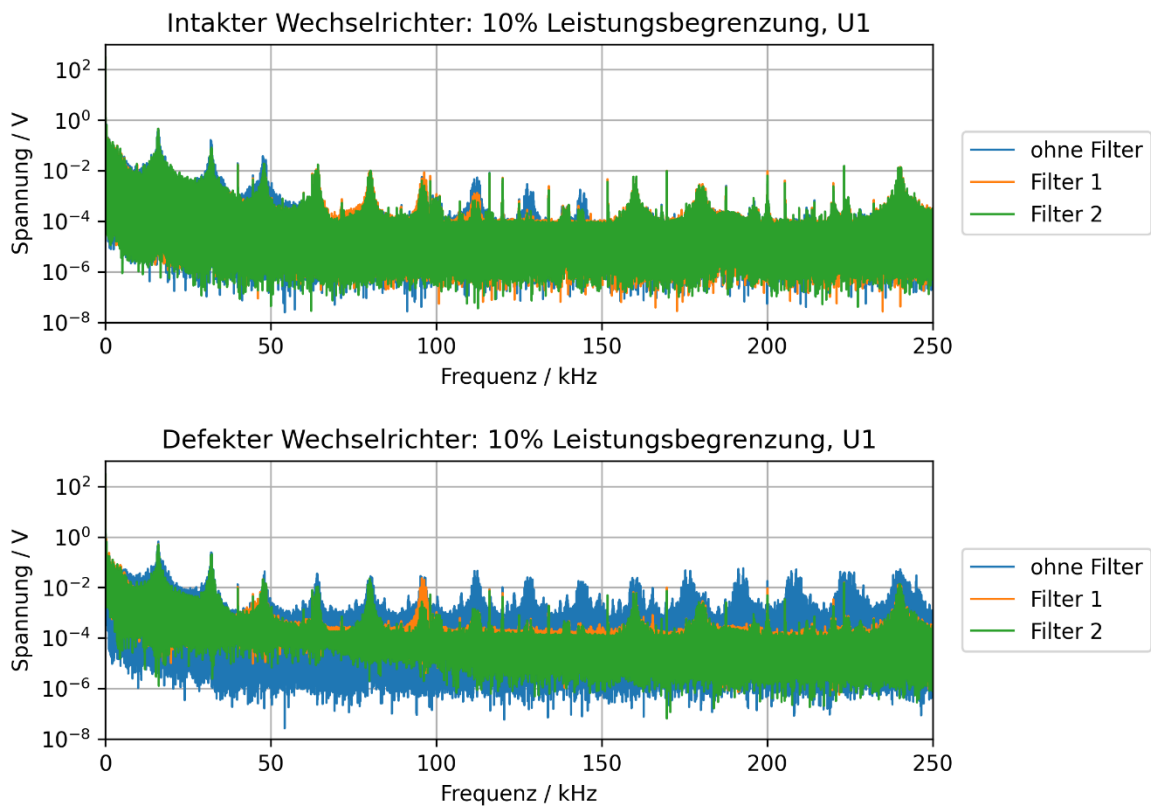


Abbildung 22: Wirkung der Filter auf die Spannung U1 für den intakten und den defekten Wechselrichter

Der AC-Differenzstrom wurde von einem RCM erfasst. Die entsprechenden Messdaten sind in Abbildung 23 für den intakten Wechselrichter und in Abbildung 24 für den defekten Wechselrichter dargestellt. Die zweite Filtereinrichtung bewirkt bei beiden Wechselrichtern eine Verdopplung des Ableitstroms, was angesichts der zusätzlichen Ableitkondensatoren im Filter auch plausibel ist. Zudem ist die Amplitude im defekten Wechselrichter ohne zusätzliche Filtereinrichtung leicht erhöht im Vergleich zum intakten Wechselrichter.

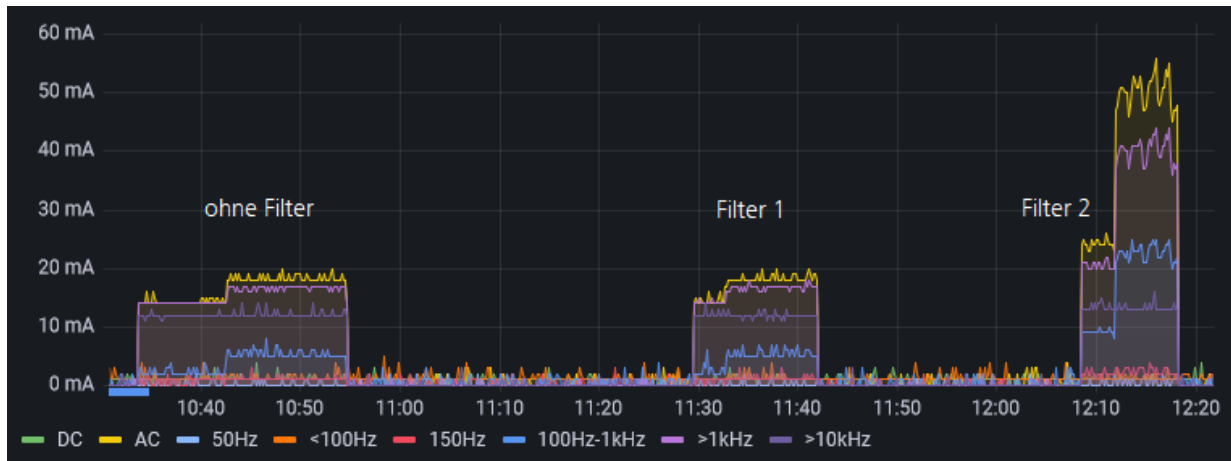


Abbildung 23: AC-Ableitstrom des intakten Wechselrichters

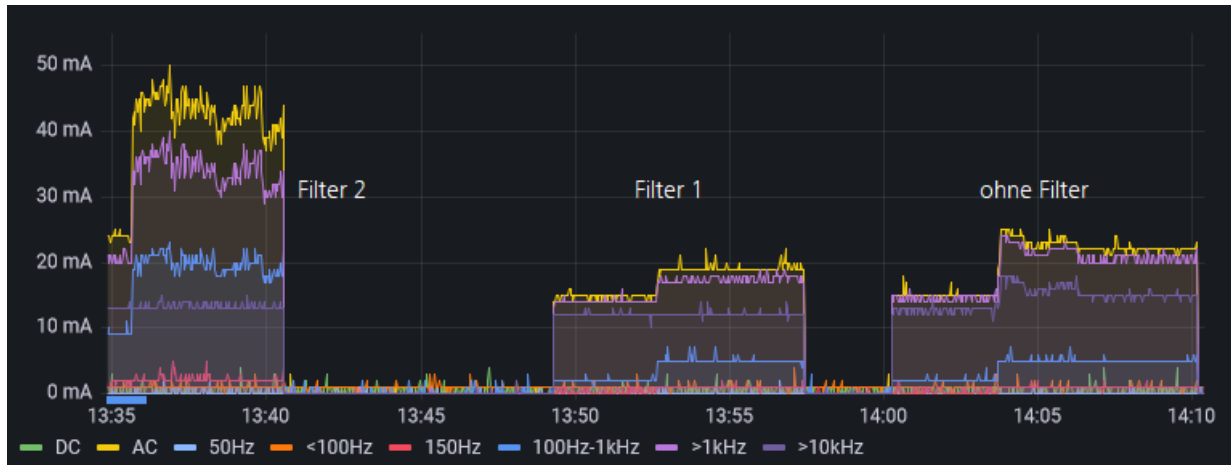


Abbildung 24: AC-Ableitstrom des defekten Wechselrichters

Weiterhin untersucht wurde der Parallelbetrieb beider Wechselrichter. Dazu wurden die Wechselrichter parallel an dieselbe Unterversorgung im Labor angeschlossen und von zwei verschiedenen DC-Quellen gespeist. Überprüft werden sollte die These, dass durch einen defekten Wechselrichter die intakten Wechselrichter stärker belastet werden. In Abbildung 25 ist die Auswirkung des Parallelbetriebs auf die Spannungsqualität von U1 bei einer Leistungsbegrenzung der Wechselrichter auf 10% dargestellt. Gemessen wurde diese am defekten Wechselrichter. Der Parallelbetrieb hat keinen Einfluss auf die Spannung am defekten Wechselrichter. Weiterhin geplant war die Messung der Spannung am intakten Wechselrichter, sowie in Kombination mit den Filtereinrichtungen. Die Filterkondensatoren des defekten Wechselrichters haben allerdings über die Dauer der Versuche endgültig zum Ausfall des Wechselrichters geführt.

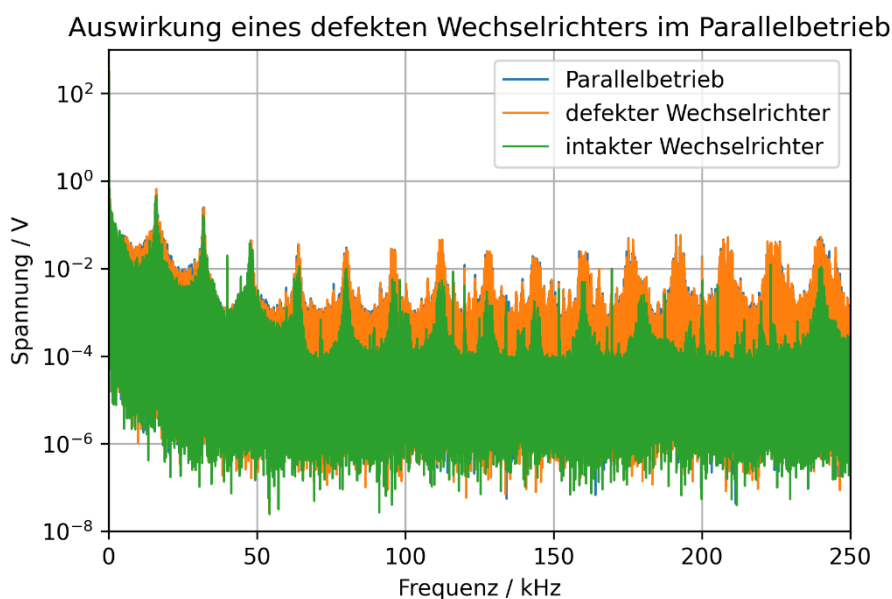
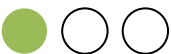


Abbildung 25: Vergleich der Spannung U1 der einzelnen Wechselrichter und im Parallelbetrieb beider Wechselrichter für eine Leistungsbegrenzung von 10%

## 5. AP4 „Dokumentation und Veröffentlichung der Projektergebnisse“

Beschreibung	<p>In den Laborversuchen wird das Verhalten der im Feld vermessenen Anlagen nachgebildet und es werden zusätzlich die in AP1 klassifizierten Fehlerzenarien nachgebildet. Ziel dieses Arbeitspakets ist es, neben den „normalen“ Ableitströmen Signaturen von Fehlerströmen zu erfassen. Dieses Arbeitspaket hat zum Ziel, die in den Laborversuchen erfassten Daten aufzubereiten und zu analysieren, um eine Datenbank mit Fehlerstromsignaturen zu erstellen und um zu untersuchen, inwiefern KI basierte Analysealgorithmen in der Lage sind, diese Fehler zu erkennen und damit die Betriebssicherheit von PV-Anlagen zu erhöhen. Auch auf Basis dieser Trainingsdaten werden auch die KI Modelle weiterentwickelt.</p> <p><b>Anmerkung:</b> Teile der Arbeiten werden im Rahmen eines Unterauftrags durchgeführt.</p>
Status Arbeitspaket  	<b>Planmäßig in Bearbeitung</b>

### 5.1. Sachverständigenreports

Im Rahmen des Projektes wurde auf Basis des Feedbacks zum Zwischenbericht und in Abstimmung mit den involvierten Elektrotechnik-Sachverständigen vereinbart, einen Report zu entwerfen, der die erfassten Daten und Analyseergebnisse aufbereitet und für Sachverständige und Systemtechniker verständlich darstellt. Ein Entwurf dazu wurde im Rahmen eines Projekt-Meetings im Dezember erstmals vorgestellt und im Anschluss daran das Feedback aus der Vorstellung eingearbeitet. Auf dieser Basis wurde eine erste, prototypische Version des Sachverständigen-Reports (englisch Cluster Report) umgesetzt.

Die Hauptansicht besteht aus einem 3D Koordinatensystem, dessen Achsen automatisch selektiert und skaliert werden, rechts davon ist eine Legende über die sich ergebenden Cluster von Anomalien zu sehen (Abbildung 26). Die jeweiligen Clusterknoten bilden einen Schwerpunkt ähnlicher Events, wobei die Anzahl der Cluster zwischen 2 und 10 variiert. Ein größerer Abstand vom Koordinatenursprung bedeutet einen höheren Grad an Anomalie, die unterschiedlichen Symbole kodieren die Anzahl des Auftretens der Anomalien.

Unterhalb der 3D Ansicht sind die erfassten Ereignisse in einer tabellarischen Übersicht dargestellt, die voreingestellte Sortierung geschieht nach „Importance“, also nach Wichtigkeit des Ereignisses. Andere Sortierungen können durch Auswahl der Spaltenüberschrift aktiviert werden.

Der Cluster Report kann über einen beliebigen Zeitraum erstellt werden, üblicherweise macht eine erste Generierung nach einer Analysezeit von etwa 1-3 Monaten Sinn. Weitere geplante Funktionen sind eine Animation, in der dargestellt wird, wie sich die Cluster Schwerpunkte über der Zeit ändern, sowie eine Darstellung des aktuellen Tages, der aktuellen Woche, des aktuellen Monats vor einem Hintergrund an Ereignissen aus 3 oder 6 Monaten.

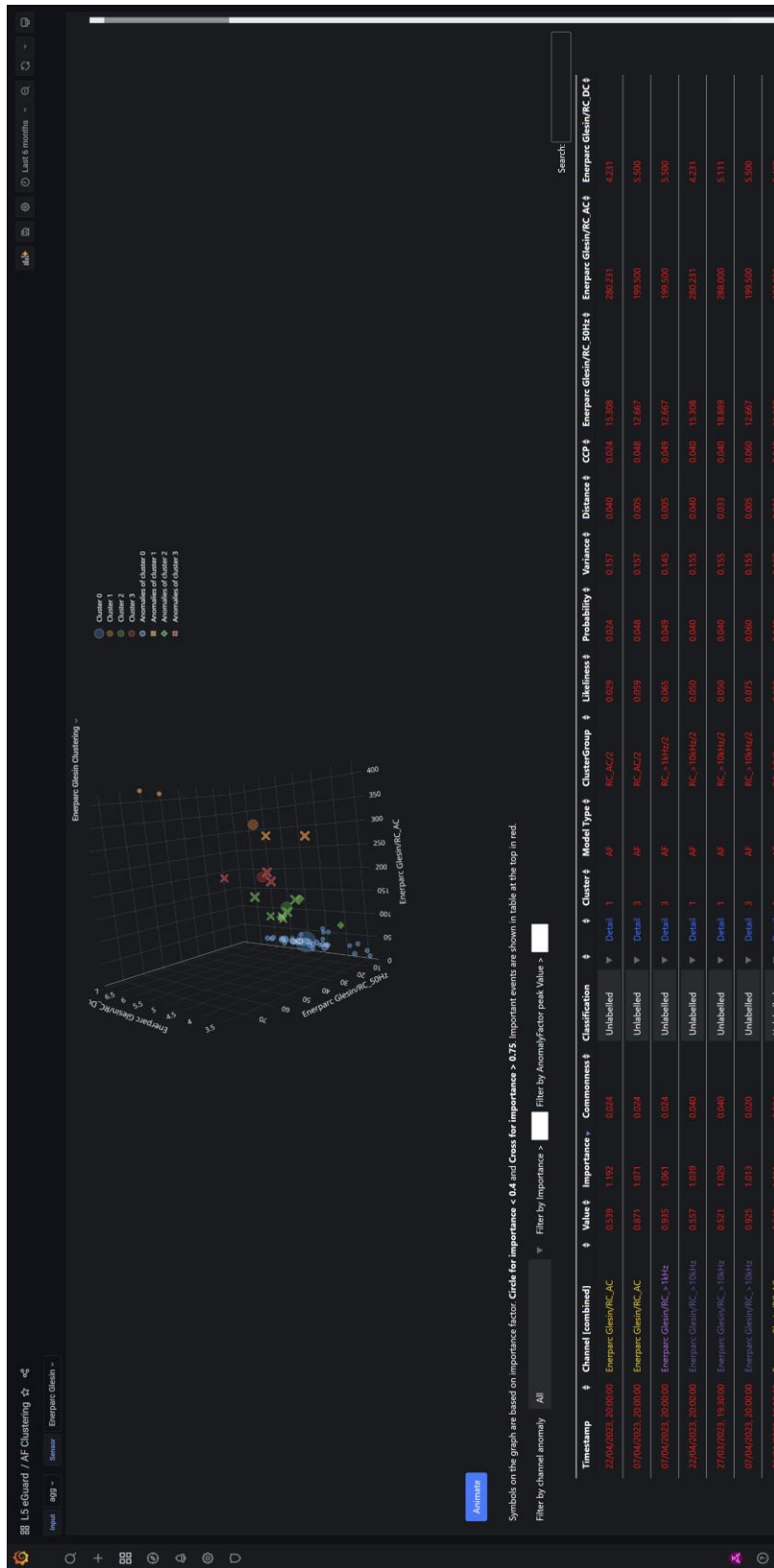


Abbildung 26: Cluster Report Darstellung eines Wechselrichters und der verbauten Sensoren aus Thüringen, 4 Cluster Schwerpunkte sind sichtbar.

In Abbildung 28 finden wir eine Gegenüberstellung von Freifeldanlagen unterschiedlicher Bauweise und eine Aufdachanlage. Auf den ersten Blick werden die stark unterschiedlichen Anzahlen und Magnituden der Anomalien an den Standorten sichtbar.

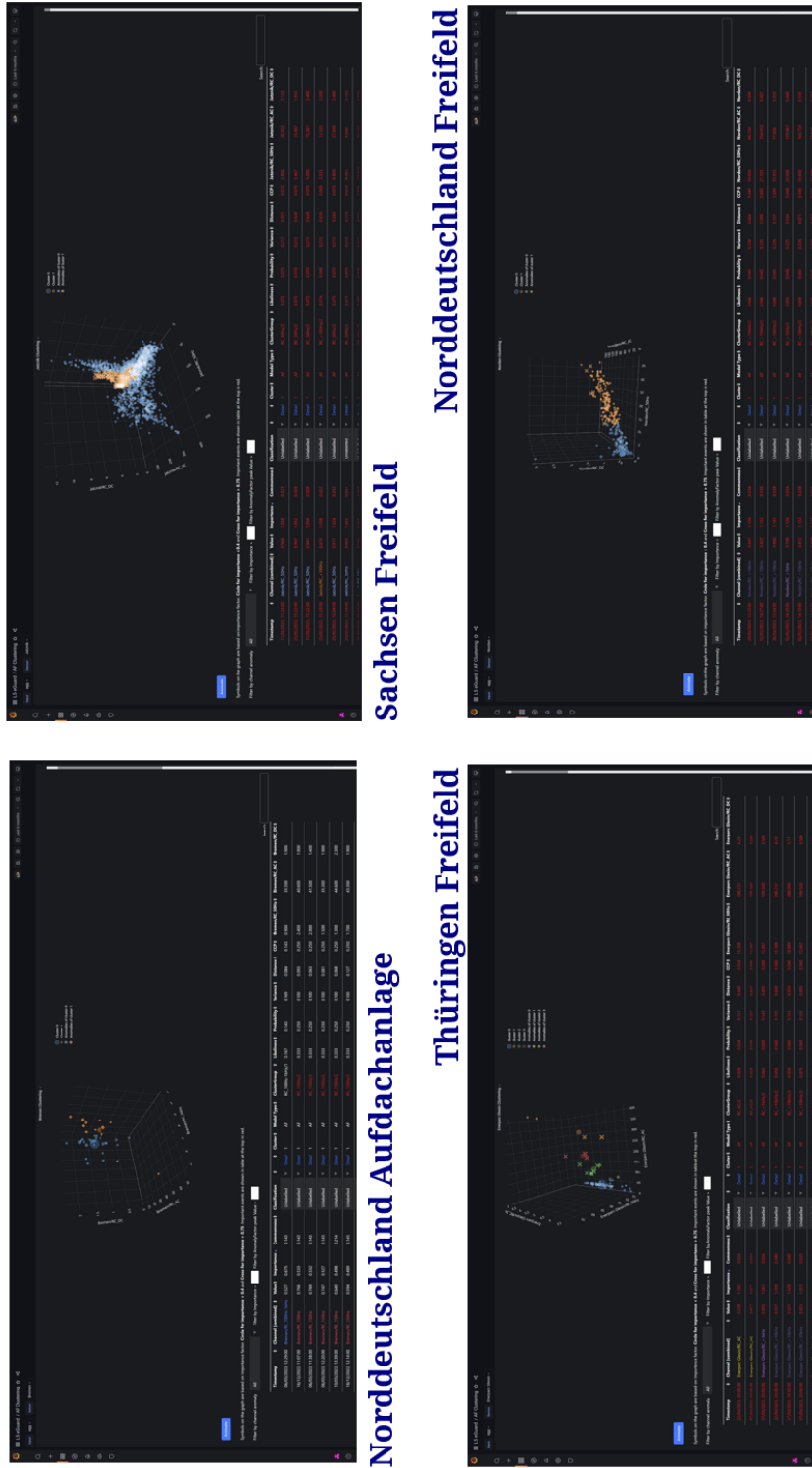


Abbildung 27: Gegenüberstellung mehrere Anlagen mittels Sachverständigen Report



## 5.2. Informationsportal

Wie in der Konzeption des Projektes gemeinsam definiert wurde eine Internetseite erstellt, welche einen Überblick über die Mess- und Forschungsergebnisse zeigt. Die Seite ist unter

<https://twingz.com/forschungsprojekt-pvd2/>

erreichbar und bietet einen kurzen Abriss über die Projektergebnisse, sowie ein Kontaktformular, über welches ein Zugang zu den weiterhin vorgehaltenen Mess- und Analyseergebnissen ermöglicht.



### DATENANALYSE UND AUSWERTUNG DER ANOMALIEN



Abbildung 28: Screenshot Informationsseite zum Projekt

## 5.3. Wissenschaftliche Veröffentlichungen

### 5.3.1. Abschlussarbeit „Lichtbogencharakteristik“

Die Erfassung der Lichtbogencharakteristik und die Labortests aus den Kapiteln 4.1 bis 4.4 erfolgten im Zuge einer Masterarbeit in Kooperation mit der TU Braunschweig.

*„Ermittlung und Analyse von Fehlerstromsignaturen von Photovoltaik-Systemen bei Lichtbogenergebnissen mit Hilfe eines frequenzsensitiven Differenzstrommonitors und Evaluierung des Detektionspotentials mit Hilfe von Machine Learning-basierten Algorithmen“.*

Diese Masterarbeit untersucht serielle Lichtbogenergebnisse in Hinblick auf ihre Charakteristik im Differenzstrom auf der Gleichspannungs- und auf der Wechselspannungsseite einer Photovoltaik-Anlage, sowie auf dessen DC-Laststrom. Dabei wird ein Lichtbogengenerator und ein Power Hardware in the Loop-Teststand entwickelt, in dem der Einfluss unterschiedlicher Faktoren auf die Lichtbogencharakteristik untersucht wird. Weiterhin wird die Erkennbarkeit von Lichtbogenergebnissen mit Hilfe eines frequenzsensitiven Differenzstrommonitors im DC-Laststrom und DC-Differenzstrom in diesem Teststand analysiert. Die damit gemessenen Daten dienen als Eingangsdaten für Machine Learning Algorithmen, deren Fähigkeit zur Detektion von Lichtbögen betrachtet wird. Die untersuchten Faktoren wirken sich auf die spektrale Rauschleistung des Lichtbogens im Laststrom aus. Im Gleichstrom (DC)-Differenzstrom erhöht sich die Stromamplitude im Bereich der Taktfrequenz des Wechselrichters während des Lichtbogens. Die Stromänderung wird vom Differenzstrommonitor im Laststrom gemessen und vom Machine Learning Algorithmus "Mustererkennung" als Anomalie detektiert.<sup>2</sup>

Die Abschlussarbeit kann unter <https://elib.dlr.de/193782/> online abgerufen werden.

### 5.3.2. Konferenzbeitrag EU-PVSEC

Die Ergebnisse der Lichtbogenbetrachtungen im Labor und auf der Dachanlage des DLR Instituts sollen auf der 40. *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (EU-PVSEC) veröffentlicht werden. Die Konferenz findet vom 18.09.2023 – 22.09.2023 in Lissabon statt. Ein erstes Abstract hierzu wurde eingereicht.

Weitere Information zur Konferenz können unter <https://www.eupvsec.org/> abgerufen werden.

---

<sup>2</sup> Dirksen, W. „Ermittlung und Analyse von Fehlerstromsignaturen von Photovoltaik-Systemen bei Lichtbogenergebnissen mit Hilfe eines frequenzsensitiven Differenzstrommonitors und Evaluierung des Detektionspotentials mit Hilfe von Machine Learning-basierten Algorithmen“, TU Braunschweig, 2022

## 6. Zusammenfassung und Ausblick

Im Laufe des Projekts konnten viele neue Erkenntnisse zum Ableitstrom- und Oberwellenverhalten von Umrichtersystemen erlangt werden.

Zu Beginn des Projekts wurden die häufigsten Fehlerursachen in umrichterbasierten EE-Anlagen identifiziert und deren Schadensauswirkungen zusammen mit Partnern aus Industrie, Versicherungswirtschaft und Sachverständigen bewertet (Kapitel 2.1). Es konnte festgestellt werden, dass insbesondere mangelhafte Installationen immer wieder zu Ausfällen bzw. Problemen führen. Fehlende oder falsche Kabelverbindungen, beschädigte und in der Folge verschmorte Steckverbinder sowie falsche Installationen sind die drei häufigsten Fehlerursachen (Abbildung 1). Basierend auf diesen Ergebnissen wurde evaluiert, welche Fehlerursachen nach dem heutigen Stand der Technik durch vorhandene Mess- und Analysemethoden erkannt werden können und in welchen Bereichen Handlungsbedarf besteht (Kapitel 2.2). Insbesondere wurde herausgearbeitet welche Fehler mit sogenannten „Basic Monitoring“ und welche mit „Advanced Monitoring“ Systemen erkannt werden können. Demgegenüber wurde dann ein „Advanced Monitoring PLUS Prediction“ entworfen und die erkennbaren und vorhersagbaren Fehlerkategorien wurden herausgearbeitet. Eine Vertiefung dieser Herausarbeitung und der Fähigkeiten zur Vorhersage in Nahe Echtzeit von solchen Fehlern und Problemfällen wurde für das Nachfolgeprojekt PVD3 geplant.

Kernthema des zweiten Arbeitspakets (Kapitel 3) war die Erfassung von Ableitstromsignaturen verschiedener Wechselrichterkonfigurationen. Es wurden sechs Messsysteme entwickelt und installiert, die über einen Zeitraum von mehreren Monaten rund 1150 Tage an Messdaten erfasst und gespeichert haben. Diese Daten dienen den Algorithmen als Trainingsdaten, um das „normale“ Betriebsverhalten von Umrichtersystemen zu erlernen. Ein weiterer Punkt war die Untersuchung von Wechselrichter- und Kommunikationsausfällen aufgrund von erhöhten Oberwellen in einigen Anlagen des Partners Enerparc AG. In einer mehrtägigen Messkampagne wurden mehrere Systeme innerhalb eines Solarparks detailliert vermessen um mögliche Ursachen aber auch Detektions- und Abhilfemaßnahmen zu ermitteln. Es konnte festgestellt werden, dass defekte Filterkondensatoren zu einem Anstieg der Oberwellen in den Umrichtergruppen führt, was wiederum zu einer erhöhten Belastung benachbarter Umrichter führt. Eine Art Kettenreaktion tritt in Kraft, bei der nach und nach weitere Umrichter ausfallen. Externe Filtereinrichtungen konnten in diesem Fall einen Teil der Oberwellen dämpfen und das Problem mildern, wie Laboruntersuchungen gezeigt haben. Es ist davon auszugehen, dass die Oberwellenproblematik in Netzen mit einem hohen Anteil an Umrichtern zukünftig zunehmen wird und immer häufiger zu Problemen führt. Aus diesem Grund soll das Thema im Rahmen einer Promotion im Nachfolgeprojekt wissenschaftlich fundiert untersucht werden.

Im dritten Arbeitspaket wurde untersucht, inwiefern sich Störlichtbögen im DC-Kreis einer Photovoltaikanlage auf die Ableitstrom- und Leistungsdaten auswirken. Im Rahmen einer Masterarbeit in Kooperation mit der TU Braunschweig konnte in Labortests gezeigt werden, dass Lichtbögen insbesondere im niederfrequenten Bereich des Laststromes erkennbar sind. In einem Power-

Hardware-in-the-Loop Teststand wurden verschiedene Einspeiseszenarien nachgestellt und Lichtbögen in Anlehnung an US-amerikanische Normen produziert. Zusätzlich wurde an einer PV-Anlage auf dem Dach des Instituts der Einfluss des Lichtbogenortes innerhalb der Anlage untersucht. Die so generierten Fehlerstromsignaturen dienen den Detektionsalgorithmen zur Identifikation und Bewertung erkannter Anomalien. Im Nachfolgeprojekt PV-DiStAnS-3 sind weitere Untersuchungen insbesondere in realen Anlagen im Feld geplant, um weitere Trainingsdaten unter möglichst vielen realistischen Einspeiseszenarien zu generieren.

Alle Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Arbeiten werden einer breiten Öffentlichkeit im Rahmen einer Internetpräsenz zugänglich gemacht. Die Daten können unter <https://twingz.com/forschungsprojekt-pvd2/> abgerufen werden.

## 6.1. Folgeprojekt PV-DiStAnS-3

Die Arbeiten an diesem Projekt stellen eine wichtige Grundlage für weitere Forschungen und Entwicklungen dar. Aufbauend auf den Erkenntnissen und Ergebnissen sind in einem Folgeprojekt, welches vrs. im Juli 2023 startet, weitere und detailliertere Untersuchungen geplant. Das vom BMWK geförderte Folgeprojekt mit dem Namen/Akronym PV-DiStAnS-3 hat eine Laufzeit von drei Jahren bei einem Gesamtbudget von rund 3.200.000 €.

### 6.1.1. Eckdaten

<b>Arbeitstitel</b>	Machine-Learning basierte Differenzstrom- und Leistungsanalyse für einen zuverlässigen Betrieb stromrichterbasierter Energieerzeugungsanlagen
<b>Akronym</b>	PV-DiStAnS-3
<b>Laufzeit</b>	01.07.2023 – 30.06.2026 (36 Monate)
<b>Gesamtbudget</b>	3.200.000 €
<b>Antragstellende Organisation / Verbundkoordinator</b>	<b>Doepke Schaltgeräte GmbH (Doepke)</b> Stellmacherstrasse 11, 26506 Norden

### 6.1.2. Verbundpartner

- Doepke Schaltgeräte GmbH, Konsortialführer
- Enerparc AG
- Funk Consulting GmbH
- twingz development GmbH, als Unterauftragnehmer
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für vernetzte Energiesysteme

### 6.1.3. Zusammenfassung der Projektinhalte

Auszug aus der Projektskizze zu PV-DiStAnS-3:

Das Vorhaben PV-DiStAnS-3 soll die in den beiden Vorgängerprojekten entwickelten Ansätze aufgreifen und es soll ein Prototyp eines auf KI-Methoden basierenden Analysesystems für PV-Großanlagen entwickelt und in mehreren Demonstrationsanlagen im realen Betriebsumfeld erprobt werden (TRL 6-7). Dieses System als Kombination aus vorhandener Leistungs- und Differenzstrommesstechnik des Antragstellers Doepke und selbstlernenden Algorithmen des kleinen- und mittelständischen Unternehmens twingz analysiert in Echtzeit Differenzstrom und Leistungsdaten und bewertet in Verbindung mit simulativen Ansätzen und Modellen (digital twins) den Zustand der Anlage. Ziel

ist es, kritische Zustände und mögliche Fehlerquellen im Vorfeld frühzeitig zu erkennen und zu identifizieren.

Schwerpunkt des Vorhabens ist ein Feldtest, bei dem mehrere PV-Großanlagen des Partners Enerparc mit Messtechnik ausgestattet werden um die entwickelten Ansätze zu erproben und zu optimieren. In der ersten Feldtestphase werden die Anlagen über einen längeren Zeitraum vermessen und gespeichert um Datensätze zu generieren. Die Daten werden im Laufe des Vorhabens einerseits zur Modellentwicklung und -validierung eingesetzt und andererseits als Eingangsdatenbasis für Labortests genutzt. Für die Labortests wird im Netzlabor des DLR das Verhalten der PV-Anlagen in einer Power-Hardware-in-the-Loop Test- und Lernumgebung (PHiL) durch Echtzeitsysteme und Leistungsverstärker nachgestellt mit dem Ziel, kritische Zustände und Fehler in Stromrichtersystemen unter Laborbedingungen zu emulieren. An diesem Laborteststand sollen neue Ansätze untersucht und erprobt werden. In der zweiten Feldtestphase wird das im Laufe des Vorhabens entwickelte Gesamtsystem in die bestehenden Anlagen integriert und über einen Zeitraum von mehreren Monaten erprobt. Die Ergebnisse des Vorhabens werden im Rahmen wissenschaftlicher Veröffentlichungen in Fachjournals der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Folgende Themen stehen dabei im Fokus des Konsortiums:

- Entwicklung neuer Messmethoden zur Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit
  - Methoden zur Laufzeitbewertung des Isolationszustands des Systems
  - Detektion alterungs- und systembedingter Degradationseffekte
- Intelligente Bewertung des Anlagenzustands für vorausschauende Wartungseinsätze
  - Entwicklung eines Simulationsmodells zur Bewertung des Anlagenzustands und der Lebensdauer (digitaler Zwilling)
  - Aufbau und Bereitstellung einer modellbasierten Test- und Lernumgebung als Entwicklungs- und Optimierungsplattform bestehender und neuer Detektionsansätze
- Erweiterung bisheriger Schutzmaßnahmen um zusätzliche Erkennungsmethoden zur Erhöhung der Anlagensicherheit
  - Frühzeitige Erkennung erhöhter Übergangswiderstände aufgrund von Korrosion und Installationsfehlern
  - Detektion von Störlichtbögen im DC-Kreis der PV-Anlage zur Minimierung des Brandrisikos
  - Detektion von drohenden Umrichter ausfällen bzw. Bewertung der Umrichterperformance

## 6.2. Folgeprojekt EIC DPREG

Auf europäischer Ebene hat das Konsortium einen Antrag für ein weiteres Folgeprojekt gestellt. Das bei der EIC (European Innovation Council) im Rahmen des „HORIZON Europe Programme“ eingereichte Projektvorhaben besteht aus zwei Teilen, die einen Technologieentwicklungsteil mit einem Volumen von 2.465.800 € und einem weiteren Teilprojekt zur Entwicklung der Marktzugänge mit einem Projektvolumen von 2.741.900 €. Insgesamt sind somit Projektbudgets von ca. 5.207.700 € eingeplant. Gegenüber PV-DiStAnS-3 steht in diesem Projekt auch die Analyse von Windenergiesystemen im Vordergrund.

### 6.2.1. Eckdaten

<b>Arbeitstitel</b>	DAMAGE PREVENTION RENEWABLE ENERGY GENERATION
<b>Akronym</b>	EIC DPREG
<b>Laufzeit</b>	01.01.2024 – 31.12.2028 (60 Monate)
<b>Gesamtbudget</b>	5.207.700 €
<b>Antragstellende Organisation / Verbundkoordinator</b>	<b>Twingz development GmbH</b> Mariahilferstrasse 99 OG5, 1060 Wien

### 6.2.2. Verbundpartner

Key Partners	Clients	Suppliers
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Twingz development GmbH</li> <li>- FUNK Gruppe</li> <li>- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Doepke Schaltgeräte GmbH</li> <li>- Enerparc AG</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Doepke Schaltgeräte GmbH</li> <li>- Microsoft Europe</li> </ul>

### 6.2.3. Zusammenfassung der Projektinhalte

Auszug aus der Executive Summary des Projektantrags:

This proposal revolves around condition-based and predictive maintenance services, utilizing Residual Current Monitoring (RCM) and active energy profiling. This applies particularly to sub-distribution cabinets in infrastructures such as PV/wind-energy plants. The primary concern being addressed is the widespread problem of leakage currents, which are responsible for at least 30% of unplanned downtimes, often circumvented by non-compliant methods, posing significant risks to humans and machinery. Aging PV plants are increasingly causing failures and damages, negatively

affecting the bankability of renewable energy plants, thus impeding the green energy transition in the EU.

In response, twingz has introduced the Smart RCM system, an AI-driven solution for RCM analysis, which detects, predicts, and prevents operational interruptions, minimizing economic, material, and personal damage in PV/wind-energy plants. This technology is pioneering in the market, with no other company providing AI-driven or predictive solutions in this domain.

[...] The project is planned for three years and includes technical development as well as the go-to-market strategy for Germany, Spain and Italy. The ultimate goal is to address the growing problem of aging PV plants causing system failures and damage, thereby ensuring the safety and efficiency of renewable energy plants.

This project is committed to achieving several significant technical advancements in the renewable energy sector, particularly in PV and wind energy plants, employing advanced AI-driven monitoring and predictive analytics. Concurrently, it maps out an aggressive market strategy to facilitate swift adoption and scalability across dynamic EU markets.



## 7. Anhang

### 7.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kalkulation der wirtschaftlichen Auswirkungen: Solar Bankability ist ein vom Horizon 2020-Programm der Europäischen Kommission finanziertes Projekt ( <a href="http://www.solarbankability.org">www.solarbankability.org</a> ) ..	7
Abbildung 2: Standorte der zu vermessenden Anlagen .....	13
Abbildung 3: Prinzipielle Darstellung des Messsystems .....	14
Abbildung 4: PV-DiStAnS Messsystem bestehend aus COM Modul (oben), AC Modul (unten links) und DC Modul (unten rechts) .....	15
Abbildung 5: Beispielhafte Ableitstromsignaturen einer Freifeldanlage vom 17.05.2023 bis zum 23.05.2023 .....	16
Abbildung 6: Beispielhafte Ableitstromsignaturen einer Aufdachanlage vom 17.05.2023 bis zum 23.05.2023 .....	17
Abbildung 7: Umrichtergruppe bestehend aus insgesamt 8 Wechselrichtern (hier inkl. WR20 und WR22) an einem Anschlusskasten (rechts) .....	19
Abbildung 8: Aufgezeichnete Messdaten Wechselrichter 20 (links) und Wechselrichter 22 (rechts) .....	20
Abbildung 9: Frequenzspektrum des AC Differenzstroms bei WR 20 und WR 22 .....	21
Abbildung 10: Einfluss der Leitungslänge auf den Ableitstrom. Entfernung WR52 200m, WR87 55m .....	22
Abbildung 11: Frequenzspektrum des AC Differenzstroms bei WR 52 und WR 87 .....	23
Abbildung 12: Ersatzschaltbild der Installations- und Erdungsverhältnisse in den untersuchten Systemen mit eingezeichneten Stromflüssen .....	24
Abbildung 13: Prinzipieller Schaltplan des Laboraufbaus zur Differenzstromanalyse einer PV-Anlage .....	26
Abbildung 14: Power-Hardware-the-Loop Teststand zur Emulation von Fehlern und kritischen Zuständen in PV-Systemen .....	27
Abbildung 15: Innenansicht des im Rahmen des Projekts entwickelten Lichtbogengenerators. ...	27
Abbildung 16: Dachanlage zur Untersuchung der Auswirkungen des Lichtbogenortes auf die Ableitstromcharakteristik: Solarpaneele (links), Messboxen (rechts) und Lichtbogengenerator (A) .....	28
Abbildung 17: Leistungsdichtespektrums-Änderungen (LDS) für unterschiedliche DC-Spannungen. ....	29
Abbildung 18: Leistungsdichtespektrums-Änderungen des Laststroms für unterschiedliche Orte bei unterschiedlichen Strömen $I_{DC}$ .....	30
Abbildung 19: Normiertes Leistungsdichtespektrum des DC-Differenzstroms für unterschiedliche Orte bei unterschiedlichen Strömen $I_{DC}$ .....	31
Abbildung 20: Laborteststand zur Untersuchung von Wechselrichterdefekten .....	32
Abbildung 21: Filtereinrichtung zur Dämpfung der Oberwellen .....	33

Abbildung 22: Wirkung der Filter auf die Spannung U1 für den intakten und den defekten Wechselrichter..... 34

Abbildung 23: AC-Ableitstrom des intakten Wechselrichters..... 35

Abbildung 24: AC-Ableitstrom des defekten Wechselrichters..... 35

Abbildung 25: Vergleich der Spannung U1 der einzelnen Wechselrichter und im Parallelbetrieb beider Wechselrichter für eine Leistungsbegrenzung von 10%..... 36

Abbildung 26: Cluster Report Darstellung eines Wechselrichters und der verbauten Sensoren aus Thüringen, 4 Cluster Schwerpunkte sind sichtbar..... 39

Abbildung 27: Gegenüberstellung mehrere Anlagen mittels Sachverständigen Report ..... 40

Abbildung 28: Screenshot Informationsseite zum Projekt ..... 41

**7.2. Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Fehlerszenarien und deren Erkennungsmöglichkeiten basierend auf fortgeschrittenen Monitoringsystemen ..... 9

Tabelle 2: Übersicht der PV-Anlagen, die für eine Datenerfassung ausgewählt wurden ..... 13

Tabelle 3: Umrichtersysteme, die während der Messkampagne untersucht wurden..... 18