

Getrennter, öffentlicher Schlussbericht des KIT zum Projekt

Solarpark 2.0 – Optimierung von Leistung und Ertrag in Photovoltaikanlagen

	Koordinator	Partner	Partner	Partner
Zuwendungs-empfänger	Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	Hochschule Karlsruhe	IPV Stuttgart	PREMA Semiconductor
Förderkennzeichen	03EE1135A	Siehe Schlussbericht Projektpartner	Siehe Schlussbericht Projektpartner	Siehe Schlussbericht Projektpartner
Straße	Hermann-von-Helmholtz-Platz 1			
Postleitzahl	76344			
Ort	Eggenstein-Leopoldshafen			
Webseite	www.batterietechnikum.kit.edu			
Ansprechpartner	Lukas Stefanski			
Telefonnummer	+49 721 608 46249			
E-Mail	lukas.stefanski@kit.edu			

Laufzeit des Vorhabens: 01.07.2022 bis 31.12.2025

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	5
Tabellenverzeichnis.....	7
Schlussbericht Teil I: kurze Darstellung.....	8
1. Aufgabenstellung.....	8
2. Voraussetzungen zur Durchführung des Vorhabens.....	9
3. Planung und Ablauf des Vorhabens.....	9
4. Wissenschaftlich-technischer Stand zu Beginn des Vorhabens.....	9
4.1 Bekannte Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden.....	9
4.2 Verwendete Fachliteratur sowie benutzte Informations- und Dokumentationsdienste.....	10
5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	10
Schlussbericht Teil II: Eingehende Darstellung.....	11
1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele.....	11
AP 2 Weiterentwicklung HiLEM zur Minimierung von Mismatch auf PV-String-Level.....	11
AP 2.1 Validierung des Prototyps hinsichtlich der im Projekt geforderten Anforderungen (Leistung, Kühlkonzept, Schnittstelle zur Signalverarbeitung).....	11
AP 2.2 Identifikation von noch notwendigen Entwicklungsschritten und Weiterentwicklung des Prototypens angelehnt an die Wechselrichternorm.....	11
AP 2.3 Platinenfertigung und Hardwareaufbau im Labor - Inbetriebnahme und Validierung der entwickelten Stromrichterplattform unter Laborbedingungen Implementierung der Schnittstellen zur übergeordneten Signalverarbeitung.....	18
AP 2.4 Entwicklung eines Outdoorgehäuses für die HILEM Schaltung für den Einsatz für Feldtest inklusive Umweltsensorik.....	20
AP 2.5 Einbringen der HILEM Umrichterplattform in das Outdoorgehäuse und Inbetriebnahme inklusive gesamter Signalverarbeitungskette.....	21
AP 2.6 Iterative Optimierung des im Feld aufgebauten Systems.....	21
.....	23
AP 3.1.1 Analyse von Betriebsdaten zur Bestandsaufnahme des Zustandes ausgewählter Teile der 1 MW PV-Anlage des KIT.....	23
AP 3.1.2 Identifikation der defekten und verschatteten Module unter anderem mit DaySy und Auswahl, an welche dieser Module mit dem WSN und einem Moduloptimierer ausgestattet werden sollen.....	25
AP 3.1.5 Analyse der Betriebsdaten der PV-Module und Strings mit dem Ziel herauszufinden, wie sich durch die Moduloptimierer die Leistung der PV-Strings verbessert.....	25
AP 3.1.7 Auswertung welche Ertragsverbesserungen sich durch die Moduloptimierer bei Verschattung und Defekten ergeben.....	26
AP 3.2 KI-gestützte Leistungsprognose für verschiedene Szenarien.....	26
AP 3.2.1 Literaturrecherche und Zusammenstellung bekannter Verfahren.....	27

AP 3.2.2 Analyse und Aufbereitung der Sensordaten	28
AP 3.2.3 Entwicklung der KI-Algorithmen.....	29
AP 3.2.4 Auswahl und Aufbereitung der Trainingsdaten	36
AP 3.2.5 Validierung und Optimierung der KI.....	36
AP 4 Feldtests	37
AP 4.1 Anlagenplanung und Aufbau der Feldtests.....	37
AP 4.1.1 Detaillierte Planung des Feldtestanlage	37
AP 4.1.2 Beschaffung der Solarmodule und Wechselrichter sowie Koordination des Aufbaus der PV-Anlage am KIT	40
AP 4.2 Feldtest HiLEM.....	41
AP 4.2.1 Ausarbeitung der Testszenarien, hierzu zählen beispielsweise eine modulare Verschaltung der PV-Strings oder Verschattungsszenarien.....	41
AP 4.2.2 Aufbau der HILEM Schaltung im Feld	42
AP 4.2.3 Durchführung und Auswertung der Testszenarien.....	43
AP 4.4 Verifikation der Vorteile des Multi-Level MPPT.....	44
AP 4.4.1 Zusammenführung der Ergebnisse aus 4.2 und 4.3 für die Planung der Testszenarien Multi-Level MPPT im Feld.....	44
AP 4.4.2 Umbau der Anlage für die Multi-Level MPPT Vergleiche im Feld.....	45
AP 4.4.3 Durchführung und Auswertung der Testszenarien durch das KIT und die HS-KA.....	45
AP 4.4.4 Anpassen der Regelalgorithmen des SubMPPT zur Optimierung des Multilevel MPPT	45
AP 4.4.5 Vergleich und Bewertung der unterschiedlichen Ansätze und Ergebnisse aus den Arbeitspaketen 4.2, 4.3 und 4.4 Anpassen der Regelalgorithmen des SubMPPT zur Optimierung des Multi-Level MPPT.....	45
AP 5 Balance of Systems	45
AP 5.1 Konzeptionierung der Software und Abstimmung der Schnittstellen.....	45
AP 5.2 Erstellung einer Datenbank über alle zu simulierenden Komponenten inklusive Kosten der Komponenten, Flächenbedarf, Wirkungsgrad	46
AP 5.3 Modellierung der HILEM Schaltung inklusive der Anschlusskomponenten und Signalverarbeitung auf unterschiedlichen Zeitskalen	46
AP 5.4 Validierung und Optimierung des HILEM Models mittels Daten aus AP 2 und AP 4.2	49
AP 5.5 Vermessung der harmonischen Impedanz und Modellbilden des Wechselrichters unter der am KIT vorhandenen Infrastruktur	50
AP 5.11 Gemeinsame Ergebnisauswertung des Mehrwerts der in dem Projekt entwickelte HILEM Schaltung sowie der PV-Module inklusive SubMPPT oder Moduloptimierer	51
2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.....	52
3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit.....	52

4. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse	52
5. Während der Durchführung des Vorhabens dem Zuwendungsempfänger bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	54
6. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse	54
Literaturverzeichnis	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 MPP-Tracking Level im Vergleich	8
Abbildung 2 Übersicht der HiLEM Topologie	12
Abbildung 3 Struktureller Aufbau der Signalverarbeitung für HiLEM	13
Abbildung 4 Übersicht der Spannungsniveaus der Eingangsstufe	14
Abbildung 5 Struktur des HiLEM Reglungs- und Steuerungssystems [6]	17
Abbildung 6 HiLEM Eingangsstufe ohne Kühlkörper [4]	18
Abbildung 7 Schaltcharakteristik der HiLEM Eingangsstufe [4]	19
Abbildung 8 Schaltcharakteristik der HiLEM Ausgangsstufe [4]	19
Abbildung 9 HiLEM Ausgangsstufe ohne Kühlkörper [4]	20
Abbildung 10 Outdoorschaltschrank mit HiLEM	21
Abbildung 11 Algorithmus zur Sollwertbildung des geteilten DC-Zwischenkreises [6]	23
Abbildung 12 PV Modul ohne Schäden	24
Abbildung 13 PV Modul mit einem gefächerten Splitterbruch (branching), die bei einem Hagelereignis entstehen können	24
Abbildung 14 PV Modul mit einer Zelle deren abgetrennte Fläche (isolating) >10% der Zellfläche beträgt	24
Abbildung 15 Gemittelter Leistungsverlauf über den Untersuchungszeitraum. Ein unverschatteter String diene als Referenz. Zwei weitere, identisch verschattete Strings wurden mit bzw. ohne Leistungsoptimierer betrieben.	26
Abbildung 16 Digitales Oberflächenmodell (DOM) des PV-Testfelds am KIT Campus Nord. Der rote Polygonzug markiert den Untersuchungsbereich. Die farblich hervorgehobenen Modulreihen (blau und orange) dienen als Referenzsysteme für die Validierung der Verschattungssimulation	29
Abbildung 17 Validierung des sensorbasierten PINN-Ansatzes. Die drei Teilgrafiken zeigen den Vergleich der prognostizierten Leistung (Predicted, grün) mit der gemessenen Leistung (Actual, blau) für verschiedene Szenarien [7].	31
Abbildung 18 Berechnung der Verluste und Korrektur der Vorhersage basierend auf den in der Vergangenheit ermittelten Verlustfaktoren [8]	31
Abbildung 19 Schematische Architektur des inkrementellen Lernansatzes (IEEE PowerTech). Der Datenfluss zeigt die Kopplung eines statischen, vortrainierten Modells mit einer dynamischen, fensterbasierten iSVR-Korrekturschicht [9].	33
Abbildung 20 Zeitliche Entwicklung der Prognosegenauigkeit während der Anlernphase. Die Grafik illustriert den Verlauf über mehrere Tage (Day 1 bis Day 4) [9].	34
Abbildung 21 Verlauf des Prognosefehlers über die Zeit im Vergleich zum Hybridansatz. Dargestellt ist wie sich der Unterschied des Prognosefehlers zu dem DSM Hybridansatz verhält für verschiedene Basismodelle (XGboost, MLP, LSTM sowie TSMixer). Die beiden oberen Grafiken vergleichen zwei verschattete Systeme mit einem Intervall für das Nachtrainieren der Modelle von 10 Tagen und Grafiken bei einem Intervall von 30 Tagen (unten).	35
Abbildung 22 A-Rack System von K2-system	39
Abbildung 23 Satellitenbild der ausgewählten Aufstellungsfläche	39
Abbildung 24 Planskizze der Aufständereihen	39
Abbildung 25 Aufbau Feldtestanlage	40
Abbildung 26 Aufbau Feldtestanlage	40
Abbildung 27 Neue Planskizze der Feldtestanlage	40
Abbildung 28 Messung nicht veränderlicher MPP	43

Abbildung 29 Messung dynamisch ändernder MPP	44
Abbildung 30 HiLEM Simulationsmodell physikalisch	47
Abbildung 31 HiLEM Simulationsmodell Übersicht der Regelung	48
Abbildung 32 Simulationsmodell HiLEM Regelung	48
Abbildung 33 Verlustkennfeld HiLEM Ausgangsstufe	49
Abbildung 34 Verlustkennfeld HiLEM Eingangsstufe	49
Abbildung 35 Ablauf des Systemleistungsalgorithmus [6].....	50

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Unterteilung des Zustands und Fehlerursache der untersuchten Module.....	25
--	----

Schlussbericht Teil I: kurze Darstellung

1. Aufgabenstellung

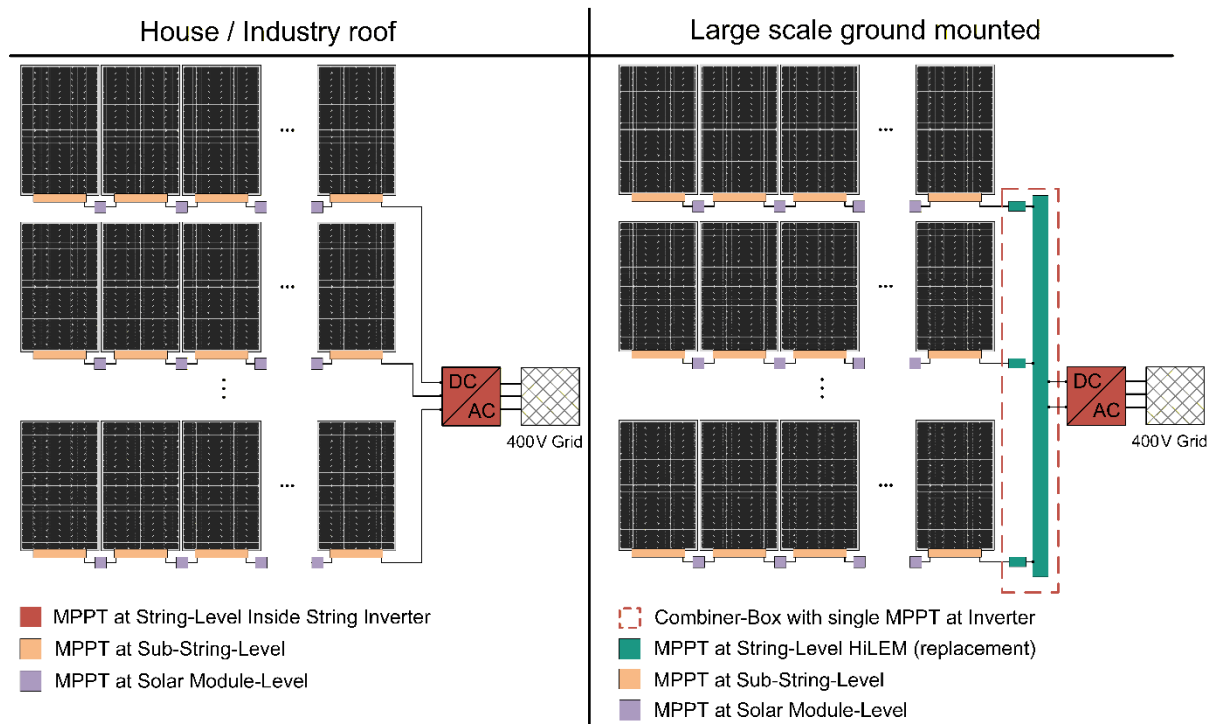


Abbildung 1 MPP-Tracking Level im Vergleich

Ziel des Vorhabens war die Entwicklung und Erprobung innovativer Technologien zur Steigerung von Leistung, Ertrag und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen. Im Mittelpunkt standen neue Ansätze zur Reduzierung von Mismatch-Verlusten durch mehrstufiges Maximum-Power-Point-Tracking sowie die Entwicklung datenbasierter Methoden zur Analyse, Bewertung und Prognose des Anlagenverhaltens.

Neben der Erhöhung der Energieausbeute sollten die entwickelten Verfahren einen Beitrag zur Digitalisierung des Anlagenbetriebs leisten. Eine besondere Bedeutung kommt dabei der präzisen Vorhersage von PV-Erträgen zu, da diese eine wesentliche Grundlage für die Netzbetriebsführung, die Betriebsstrategie von Speichersystemen sowie die Vermarktung elektrischer Energie darstellen. Insbesondere bei zunehmenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien gewinnen zuverlässige Leistungsprognosen für die Netzstabilität und die wirtschaftliche Betriebsführung von Energieanlagen an Bedeutung.

Hierfür wurden Verfahren entwickelt, die neben meteorologischen Einflüssen auch standortspezifische Verlustmechanismen wie Verschattung, Verschmutzung und Alterungseffekte berücksichtigen und damit eine realitätsnähere Bewertung des Anlagenverhaltens ermöglichen.

2. Voraussetzungen zur Durchführung des Vorhabens

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (ehemalig Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) geförderte Projekt „Optimierung von Leistung und Ertrag in Photovoltaikanlagen (Solarpark 2.0)“ im Rahmen des 7. Energieforschungsrahmenprogramms „Innovationen für die Energiewende“ adressiert die primären Aspekte Entwicklung und Erprobung elektronischer Komponenten zur dynamischen Optimierung von PV-Anlagen. Es wurde in einem Konsortium bestehend aus dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT), HS Karlsruhe HS-KA, Universität Stuttgart, PREMA Semiconductor und den assoziierten Partnern BRC Solar und Solarwatt bearbeitet.

3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Projekt lief von Juli 2022 bis Dezember 2025. Schwerpunkte der Arbeiten des KIT lagen in der Konzeption, Entwicklung und Simulation der innovativen der HiLEM-Schaltung sowie dem Aufbau einer PV-Feldtestanlage. Ergänzend zur Entwicklung der leistungselektronischen Komponenten wurden umfangreiche Methoden zur Datenerfassung, Datenanalyse und Leistungsprognose entwickelt. Hierzu wurden physikalisch basierte Modelle, Verfahren des maschinellen Lernens sowie simulationsgestützte Ansätze untersucht und anhand von Messdaten aus der Feldtestanlage validiert. Die entwickelten Methoden dienen sowohl der Bewertung von Verschattungs- und Verschmutzungseffekten als auch der Abschätzung des Potenzials von Modul-Level-Power-Electronics unter realen Betriebsbedingungen.

Alle Aufgaben und Fragestellungen der Projektpartner wurden in die folgenden sechs Arbeitspakete gegliedert:

1. Entwicklung Sub-String-Level MPP-Tracking (SubMPPT)
2. Weiterentwicklung HiLEM zur Minimierung von Mismatch auf PV-String-Level
3. Datenerfassung und -auswertung
4. Entwicklung der KI-Prognosealgorithmen
5. Feldtests
6. Balance of Systems
7. Projektmanagement

Die HS-KA bearbeitete hauptsächlich AP1 und AP5 und hat Messungen in AP4 durchgeführt. PREMA Semiconductor unterstützte hauptsächlich in AP1. BRC Solar war an AP1, AP3 und AP4 beteiligt. Die Universität Stuttgart war maßgeblich an AP3 beteiligt. Das KIT übernahm AP2 vollständig und war federführend für AP3 und AP4. AP5 wurde ebenfalls durch das KIT mitgestaltet und das Projektmanagement aus AP6 lag ebenfalls in der Aufgabe des KIT. Solarwatt war an der Beschaffung der PV-Module für die Feldtestanlage beteiligt.

4. Wissenschaftlich-technischer Stand zu Beginn des Vorhabens

4.1 Bekannte Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden

Im Hinblick auf berücksichtigte bekannte Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte ist festzuhalten, dass zu Beginn des Vorhabens ein bestehendes Patent zur HiLEM-Schaltung

einer eingehenden Prüfung durch die Patentabteilung des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) unterzogen wurde. Im Ergebnis dieser Analyse wurde das Patent aufgegeben. Maßgeblich hierfür war die Identifikation eines bereits bestehenden Schutzrechts eines großen deutschen Herstellers von Solarwechselrichtern, welches in wesentlichen technischen Aspekten Überschneidungen mit der HiLEM-Technologie aufweist. Aufgrund dieser inhaltlichen Nähe wäre eine wirtschaftliche Nutzung des KIT-Patents mit erheblichen rechtlichen und finanziellen Unsicherheiten verbunden gewesen. Vor diesem Hintergrund wurde entschieden, von einer weiteren Patentverwertung abzusehen und stattdessen den Schwerpunkt auf die wissenschaftliche Weiterentwicklung der HiLEM-Schaltung zu legen.

4.2 Verwendete Fachliteratur sowie benutzte Informations- und Dokumentationsdienste

Ausgangsbasis für die Weiterentwicklung der HiLEM Schaltung waren Paper und die Dissertationsschrift des früheren KIT-Mitarbeiters Mario Gommeringer, welcher darin die HiLEM-Schaltung veröffentlichte, und die grundlegende Funktionsweise nachwies. Zusätzlich wurde Fachliteratur aus dem Bereich der Photovoltaik-Prognosemodelle herangezogen, insbesondere Arbeiten zu physikalisch und datengetriebenen Verfahren der Kurzzeit- und Mittelfristprognose von PV-Erträgen unter Berücksichtigung meteorologischer Einflussgrößen sowie verschattungs- und verlustbedingter Abweichungen im Anlagenbetrieb.

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Zusammenarbeit der Projektpartner erfolgte im Rahmen halbjährlich stattfindender Projekttreffen, die durch das Projektmanagement organisiert und koordiniert wurden. Ergänzend dazu wurde zwischen den offiziellen Terminen ein kontinuierlicher bilateraler Austausch auf themenspezifischer Fachebene gepflegt, um eine effiziente Abstimmung und Bearbeitung projektbezogener Fragestellungen sicherzustellen.

Schlussbericht Teil II: Eingehende Darstellung

1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

In diesem Abschnitt werden nur die für diesen Teilbericht relevanten Arbeitspakete des Projektpartners Karlsruher Institut für Technologie (KIT) beschrieben.

AP 2 Weiterentwicklung HiLEM zur Minimierung von Mismatch auf PV-String-Level

AP 2.1 Validierung des Prototyps hinsichtlich der im Projekt geforderten Anforderungen (Leistung, Kühlkonzept, Schnittstelle zur Signalverarbeitung)

Nach eingehender Analyse und Recherche wurde festgestellt, dass der bestehende Prototyp für eine darauf aufbauende Weiterentwicklung der HiLEM-Schaltung nicht geeignet ist. Einerseits entsprechen die eingesetzten Leistungshalbleiter hinsichtlich Effizienz und Bauraum nicht mehr dem aktuellen Stand der Technik. Darüber hinaus konnten die im Projekt angestrebten Anforderungen an Stringleistung und Systemspannung mit dem vorhandenen Prototyp nicht realisiert werden.

Ferner verfügt der Prototyp über keine implementierte Signalverarbeitung, und eine Anbindung an die am Elektrotechnischen Institut (ETI) etablierte Signalverarbeitungsstruktur wurde im ursprünglichen Konzept ebenfalls nicht vorgesehen. Dies führt zu einem erheblichen zusätzlichen Entwicklungsaufwand für die Integration geeigneter Signalverarbeitungskomponenten. Zusätzlich weist der bestehende Prototyp kein adäquates Kühlkonzept auf, sodass ein Aufbau auf dieser Grundlage mit weiterem signifikantem Entwicklungs- und Anpassungsaufwand verbunden gewesen wäre.

Vor diesem Hintergrund wurde beschlossen, das Konzept des bestehenden Prototyps grundlegend zu überarbeiten. Diese Entscheidung wirkt sich zunächst auf die Arbeitspakete AP 2.1 und AP 2.2 aus und wird in den entsprechenden Abschnitten detaillierter erläutert.

AP 2.2 Identifikation von noch notwendigen Entwicklungsschritten und Weiterentwicklung des Prototyps angelehnt an die Wechselrichternorm

Wie im Abschnitt zu AP 2.1 bereits erläutert, wurde im Rahmen der Analyse ersichtlich, dass das Konzept des bestehenden Prototyps grundlegend überarbeitet werden muss.

Im Zuge der Projektspezifikation wurden durch die Projektpartner verbindliche Randbedingungen definiert, die maßgeblich die Auslegung der HiLEM-Schaltung bestimmen. Vorgesehen ist der Aufbau einer PV-Feldtestanlage mit insgesamt acht Strings, davon vier HiLEM-Strings und vier Referenzstrings. Die Systemspannung wurde auf Grundlage der vom Projektpartner HS-KA vorgegebenen PV-Module des Typs SOLARWATT Panel vision H 3.0 pure auf 1000 V festgelegt. Bei einer Auslegung mit 21 Modulen pro String ergibt sich im Arbeitspunkt maximaler Leistung (MPP) eine Stringleistung von 7770 W bei einem MPP-Strom von 10,88 A je String. Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass die maximale MPP-Spannungsdifferenz zwischen den einzelnen PV-Strings von 400 V gewährleistet

werden kann. Diese Randbedingungen stellen zentrale Anforderungen an die elektrische Auslegung sowie die Systemarchitektur dar.

Als wesentliche Entwicklungsschritte sind insbesondere zwei Aspekte hervorzuheben: Zum einen ist die Realisierung einer umfassenden Signalverarbeitung mit Anbindung an die bestehende Signalverarbeitungsinfrastruktur des Elektrotechnischen Instituts (ETI) von zentraler Bedeutung. Zum anderen wird eine strukturelle Neuausrichtung der HiLEM-Schaltung hin zu einem modularen Architekturansatz verfolgt.

Das überarbeitete Konzept sieht eine Aufteilung in mehrere Eingangsstufen, jeweils eine pro PV-String, sowie eine zentrale Ausgangsstufe vor, die mehrere Eingangsstufen zusammenfasst. Dieser topologische Aufbau wird in Abbildung 2 verdeutlicht. Durch diese Struktur wird die Modularität des Systems erhöht und gleichzeitig eine flexible Skalierbarkeit hinsichtlich der Anzahl der PV-Strings ermöglicht.

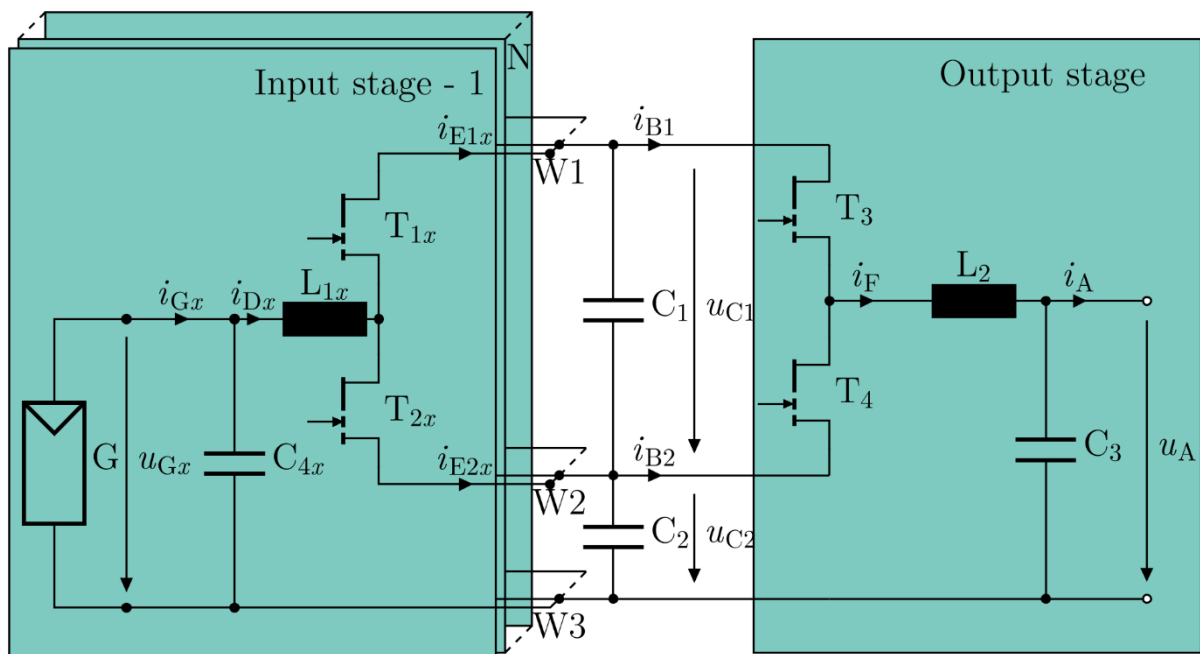


Abbildung 2 Übersicht der HiLEM Topologie

Jede Eingangsstufe wird hierzu mit einer am ETI entwickelten Steuerplatine, einer sogenannten Local Control Unit (LCU), ausgestattet. Diese übernimmt sämtliche lokalen Steuerungs- und Regelungsaufgaben. Zudem gewährleistet sie die Kommunikation zwischen den einzelnen Eingangsstufen sowie mit der zentralen Ausgangsstufe. Für die Ausgangsstufe kommt eine leistungsfähigere LCU zum Einsatz, um die übergeordneten Koordinations- und Regelungsaufgaben abzubilden.

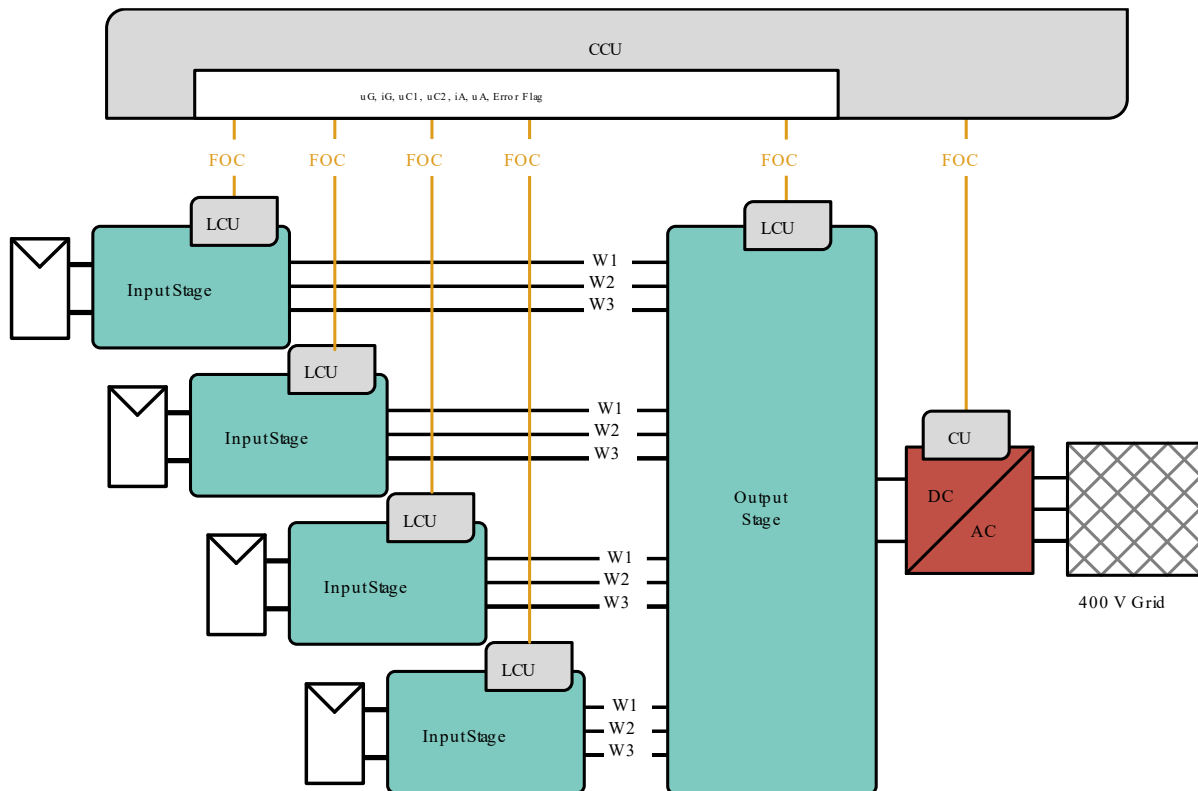


Abbildung 3 Struktureller Aufbau der Signalverarbeitung für HiLEM

Die Kommunikation der einzelnen Steuerungseinheiten erfolgt über Lichtwellenleiter (Fiber Optic Cable FOC) mit dem übergeordneten Signalverarbeitungssystem (Central Control Unit) dem „ETI-SoC“ [1]. Dieses dient primär der Durchführung von Forschungsaufgaben sowie der Erfassung und Auswertung von Messdaten. Darüber hinaus übernimmt es überlagerte Steuerungs- und Regelungsfunktionen für die gesamte Feldtestanlage, einschließlich der Implementierung sicherheitsrelevanter Funktionen. Der Zusammenhang zwischen den einzelnen Komponenten wird in Abbildung 3 verdeutlicht.

Im Folgenden wird nun der Hardwareaufbau der HiLEM Ein- und Ausgangsstufe detailliert beschrieben. Hierzu wird zunächst die grundlegende Funktion beschrieben um darauf aufbauend die Auslegung erläutern zu können.

Die HiLEM-Schaltung wurde entwickelt, um ein hocheffizienter Multi-MPPT für mehrere PV-Strings zu ermöglichen. Die zugrunde liegende Topologie basiert auf der Erkenntnis, dass für ein effizientes Maximum-Power-Point-Tracking (MPPT) keine Absenkung der Eingangsspannung des Wandlers bis auf 0 V erforderlich ist [2].

Die spezielle Schaltungsstruktur von HiLEM ist so ausgelegt, dass lediglich die Spannungsdifferenz $u_{G,diff} = u_{G,max} - u_{G,min}$ zwischen der MPP-Spannung des Strings mit der niedrigsten Spannung $u_{G,min}$ und der des Strings mit der höchsten Spannung $u_{G,max}$ geschaltet werden muss [3].

Diese Eigenschaft wird durch eine Aufteilung des DC-Zwischenkreises in einen oberen Abschnitt (W1 bis W2) und einen unteren Abschnitt (W2 bis W3) realisiert, vergleiche Abbildung 2.

Jedem PV-String ist eine eigene Eingangsstufe zugeordnet, bestehend aus den Kapazitäten C_{4x} , der Induktivität L_{1x} sowie den Halbleiterschaltern T_{1x} und T_{2x} mit $x \in 1, \dots, N$. Die Ausgangsstufe umfasst die Halbleiterschalter T_3 und T_4 , die Induktivität L_2 sowie die Kapazität C_3 [4].

Die Eingangsstufen sind über die Knoten W1, W2 und W3 mit der Ausgangsstufe verbunden. Dies erfolgt über den geteilten DC-Zwischenkreis mit den Kapazitäten C_1 und C_2 . Die MPP-Spannungen der Eingangsstufen u_{Gx} können im Bereich $u_{C2} \leq u_{Gx} \leq u_{C2} + u_{C1}$ variiert werden.

Die eingesetzten Bauelemente sowie die Sperrspannungen der Halbleiter legen die maximal zulässige Spannung für u_{C1} von 400V im oberen Teil des DC-Zwischenkreises fest [4]. Für eine hohe Effizienz, wird u_{C1} während des Betriebs möglichst niedrig und u_{C2} möglichst hoch gewählt, um die Schaltverluste der Halbleiter zu minimieren.

Der Mittelwert der Ausgangsgleichspannung u_A liegt – unter Vernachlässigung von Verlusten – stets zwischen den MPP-Spannungen $u_{G,\min}$ und $u_{G,\max}$ [2]. Abbildung 4 verdeutlicht die verschiedenen Spannungsniveaus des geteilten DC-Zwischenkreises.

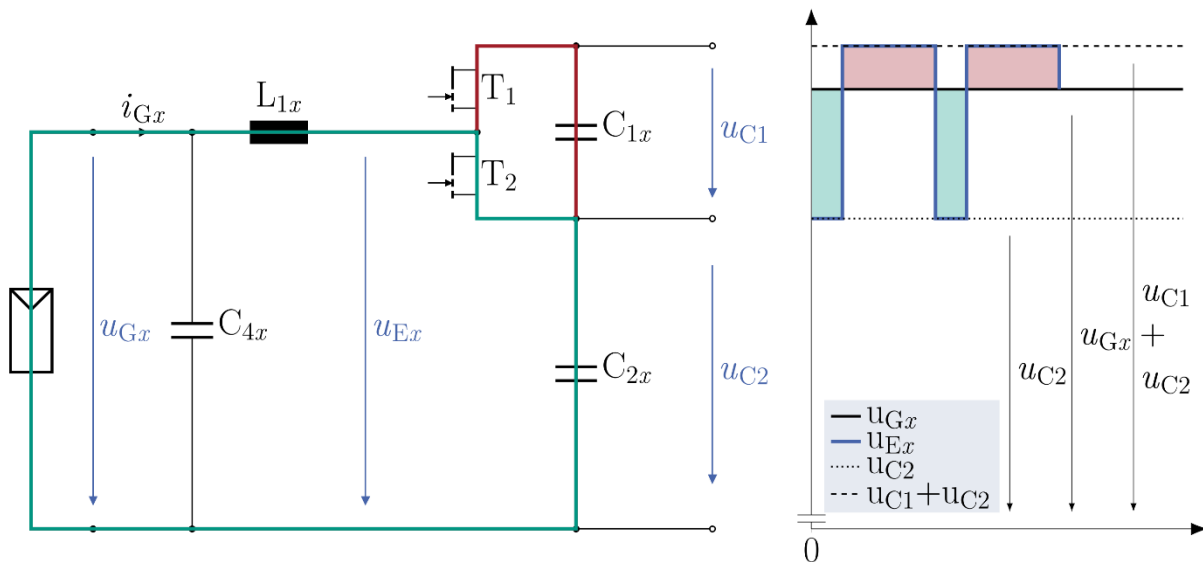


Abbildung 4 Übersicht der Spannungsniveaus der Eingangsstufe

Im Folgenden erfolgt die Auslegung der Eingangsstufe mit der Eingangsinduktivität L_{1x} , der Halbleiter T_{1x} und T_{2x} sowie der Zwischenkreiskapazitäten C_1 und C_2 .

Ein zentrales Auswahlkriterium für die Halbleiter bestand darin, eine möglichst hohe Schaltfrequenz zu realisieren, um die passiven Komponenten kompakt dimensionieren zu können. Wie in Abschnitt III ausgeführt, wird eine Schaltfrequenz von mindestens 100 kHz angestrebt. Der maximale Strom je String beträgt dabei 15 A, während die maximale Schaltspannung unter 400 V begrenzt ist. Unter diesen Randbedingungen wurde ein GaN-High-Electron-Mobility-Transistor (HEMT) des Typs GS66508T von GaN Systems ausgewählt. Mit einem maximalen Drain-Source-Strom von 30 A und einer Sperrspannung von 650 V erweist sich dieser Halbleiter als geeignet für die vorliegende Anwendung [4].

Der erste Schritt bei der Dimensionierung der eingangsseitigen Induktivität L_{1x} ist die Bestimmung der Stromwelligkeit Δi_{Dx} . Hierzu werden die Spannungen des geteilten Zwischenkreises so gewählt, dass $u_{C2} = u_{G,\min}^*$ (entspricht der minimalen Eingangsspannung aller

Eingangsstufen) und $u_{C1} + u_{C2} = u_{G,\max}^*$ (entspricht der maximalen Eingangsspannung) gilt. Die Stromwelligkeit ergibt sich gemäß [5] zu:

$$\Delta i_{Dx} = \frac{u_{G,\max}^*}{L_{1x} \cdot f_{SW}} \cdot \left(-\frac{u_{Gx,n}^2}{u_{G,diff,n}} + \frac{2 \cdot u_{Gx,n}}{u_{G,diff,n}} - 1 - \frac{1}{u_{G,diff,n}} + 1 \right)$$

Dabei bezeichnet f_{SW} die Schaltfrequenz. Die normierten Spannungen sind definiert als:

$$u_{Gx,n} = \frac{u_{Gx}}{u_{G,\max}^*}, u_{G,diff,n} = \frac{u_{G,diff}}{u_{G,\max}^*}$$

Die maximale Stromwelligkeit ergibt sich aus (1) im zulässigen Bereich von $u_{Gx,n}$ zu:

$$\Delta i_{Dx,\max} = \frac{u_{G,\max}^*}{L_{1x} \cdot f_{SW}} \cdot \frac{u_{G,diff,n}}{4}$$

Der maximale Strom durch die Induktivität ist definiert als:

$$i_{Dx,\max} = i_{Gx,\max} + \frac{1}{2} \cdot \Delta i_{Dx,\max}$$

mit

$$\Delta i_{Dx,\max} = \delta_i \cdot i_{Gx,\max}$$

Daraus ergibt sich für die Induktivität:

$$L_{1x} = \frac{u_{G,\max}^*}{\delta_i \cdot f_{SW} \cdot i_{Gx,\max}} \cdot \frac{u_{G,diff,n}}{4}$$

Unter Verwendung der Parameter $f_{SW} = 100 \text{ kHz}$, $i_{G,\max} = 15 \text{ A}$, $u_{G,diff} = 400 \text{ V}$ und einer relativen Stromwelligkeit von $\delta_i = 25\%$ ergibt sich eine erforderliche Induktivität von $L_{1x} = 266,67 \text{ } \mu\text{H}$. Zur platzsparenden Realisierung auf der Leiterplatte wurden vier Induktivitäten mit jeweils $65 \text{ } \mu\text{H}$ in Serie verschaltet, sodass sich eine Gesamtinduktivität von $260 \text{ } \mu\text{H}$ ergibt [4].

Neben der Auslegung der Induktivitäten ist auch die Dimensionierung der Zwischenkreiskondensatoren von zentraler Bedeutung. Aufgrund des modularen Aufbaus mit mehreren Eingangsstufen und einer Ausgangsstufe empfiehlt es sich, die Kapazitäten von C_1 und C_2 auf die einzelnen Module aufzuteilen. Die Gesamtkapazität wurde zu $C_1 = 375 \text{ } \mu\text{F}$ und $C_2 = 33 \text{ } \mu\text{F}$ bestimmt (Details siehe [4]). Pro Eingangsstufe ergibt sich daraus eine Kapazität von $C_1 = 75 \text{ } \mu\text{F}$ und $C_2 = 3,3 \text{ } \mu\text{F}$.

Zur Ansteuerung der Halbleiter, zur Durchführung der Eingangsspannungsregelung mittels MPPT sowie zur Kommunikation mit der übergeordneten Systemsteuerung über Lichtwellenleiter wird die LCU eingesetzt. Diese ist auf einer separaten Leiterplatte realisiert und wird auf das HiLEM-Board aufgesteckt. Als zentrale Komponente kommt ein Intel® MAX®10 FPGA mit 16.000 Logikelementen zum Einsatz, der zusätzlich die Auswertung der Strommessung i_{Gx} sowie die Analyse der Spannungsmessungen u_{Gx} , u_{C1} und u_{C2} übernimmt.

Die Aufgabe der HiLEM-Ausgangsstufe besteht darin, die von den vier Eingangsstufen bereitgestellten Ströme zusammenzuführen und deren Summe am Ausgang bereitzustellen. Da sowohl die Eingangsstufen als auch die Ausgangsstufe denselben Zwischenkreis nutzen, ergeben sich identische Anforderungen an die Sperrspannungen der eingesetzten Leistungshalbleiter. Ebenso entspricht die Schaltfrequenz mit $f_{SW} = 100 \text{ kHz}$ derjenigen der Eingangsstufen.

Da die Ausgangsstufe den Gesamtstrom aller Eingangsstufen verarbeitet, sind höhere Stromtragfähigkeiten der Schalter erforderlich. Aus diesem Grund wurden für die Transistoren T_3 und T_4 GaN-HEMTs des Typs GS66516T von GaN Systems ausgewählt, die einen maximalen Drain-Source-Strom von 60 A ermöglichen und damit für den Einsatz in der HiLEM-Ausgangsstufe geeignet sind [4].

Analog zur Eingangsstufe erfolgt die Dimensionierung der Ausgangsdrossel L_2 auf Basis der maximalen Stromwelligkeit. Zunächst wird die ausgangsseitige Stromwelligkeit Δi_F bestimmt. Unter Verwendung der normierten Ausgangsspannung $u_{A,n} = \frac{u_A}{u_{G,\max}^*}$ [2] ergibt sich:

$$\Delta i_F = \frac{u_{G,\max}^*}{L_2 \cdot f_{SW}} \cdot \left(-\frac{u_{A,n}^2}{u_{G,diff,n}} + \frac{2 \cdot u_{A,n}}{u_{G,diff,n}} - 1 - \frac{1}{u_{G,diff,n}} + 1 \right)$$

Die maximale Stromwelligkeit im zulässigen Bereich von $u_{A,n}$ sowie der maximale Strom durch die Ausgangsdrossel L_2 ergeben sich zu:

$$\begin{aligned} \Delta i_{F,\max} &= \frac{u_{G,\max}^*}{L_2 \cdot f_{SW}} \cdot \frac{u_{G,diff,n}}{4} \\ i_{F,\max} &= \bar{i}_{F,\max} + \frac{1}{2} \cdot \Delta i_{F,\max} \end{aligned}$$

mit

$$\Delta i_{F,\max} = \delta_i \cdot \bar{i}_{F,\max}$$

Hieraus ergibt sich für die Induktivität der Ausgangsdrossel:

$$L_2 = \frac{u_{G,\max}^*}{\delta_i \cdot f_{SW} \cdot \bar{i}_{F,\max}} \cdot \frac{u_{G,diff,n}}{4}$$

Unter Verwendung der zuvor definierten Parameter, einer reduzierten relativen Stromwelligkeit von $\delta_i = 20\%$ sowie eines mittleren maximalen Ausgangsstroms von $\bar{i}_{F,\max} = 60 \text{ A}$ im stationären Betrieb mit vier Eingangsstufen ergibt sich eine erforderliche Induktivität von $L_2 = 83,33 \mu\text{H}$. Zur praktischen Realisierung wurden sechs Induktivitäten mit jeweils $15 \mu\text{H}$ in Serie geschaltet, wodurch sich eine Gesamtinduktivität von $90 \mu\text{H}$ ergibt.

Die in Abschnitt III-A bestimmte Gesamtkapazität des Zwischenkreises wird anteilig der Ausgangsstufe zugewiesen. Dabei wird die Kapazität C_1 zu $75 \mu\text{F}$ und die Kapazität des unteren Zwischenkreises C_2 zu $19,8 \mu\text{F}$ gewählt.

Darüber hinaus kommt eine zur Eingangsstufe analoge, steckbare Local Control Unit (LCU) zum Einsatz, die für die Verarbeitung der Messgrößen i_F , u_A , u_{C1} und u_{C2} sowie für Kommunikations- und Steuerungsaufgaben verantwortlich ist. Aufgrund der erhöhten Anforderungen an Regelung und Steuerung in der Ausgangsstufe wird eine leistungsfähigere Variante mit einem Intel® MAX®10 FPGA mit 25.000 Logikelementen verwendet.

Somit wurde in diesem Arbeitspaket die HiLEM Schaltung komplett neu für die definierte Anwendung ausgelegt und dimensioniert. Auf Basis dieser Dimensionierung erfolgte anschließend das Schaltungsdesign sowie das Platinenlayout. Weitere Details zur Hardwarekonzeptionierung und Auslegung können der Veröffentlichung [4] entnommen werden.

Was in der Arbeitspaketen des Projektantrages nicht beschrieben wurde, für den Betrieb der HiLEM Schaltung allerdings unbedingt erforderlich ist, ist die Implementierung einer adäquaten Strom- und Spannungsregelung in die LCUs der Ein- und Ausgangsstufe, sowie für die übergeordnete CCU. Andernfalls ist kein geregelter Betrieb der HiLEM Schaltung umsetzbar, wodurch kein sinnvoller Betrieb ermöglicht werden könnte. So wäre ein MPP-Tracking für die an den Eingangsstufen angeschlossenen PV-Strings nicht möglich und auch eine gezielte Regelung der Spannungen im geteilten DC-Zwischenkreis könnte nicht erreicht werden.

Aus diesem Grund wurde ein Gesamtkonzept für die Ansteuerung und Regelung der HiLEM Schaltung entwickelt. Der strukturelle Aufbau ist in Abbildung 5 dargestellt. Die genaue Auswahl und Auslegung der genutzten Regler kann in der Veröffentlichung [6] nachvollzogen werden.

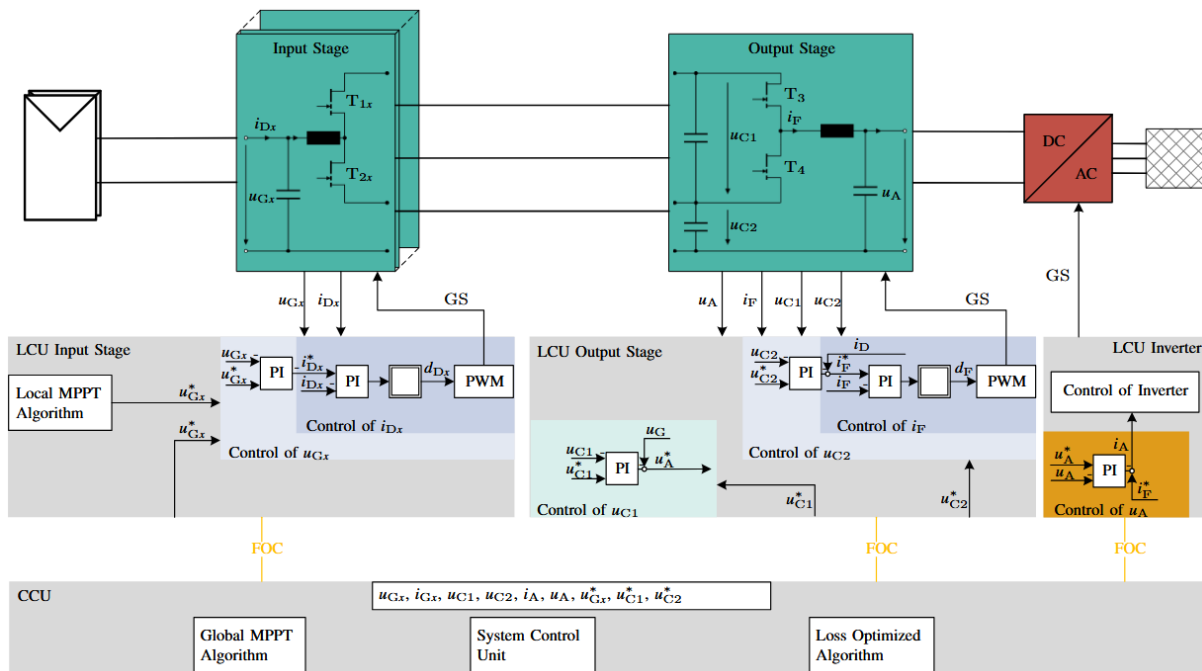


Abbildung 5 Struktur des HiLEM Reglungs- und Steuerungssystems [6]

AP 2.3 Platinenfertigung und Hardwareaufbau im Labor - Inbetriebnahme und Validierung der entwickelten Stromrichterplattform unter Laborbedingungen **Implementierung der Schnittstellen zur übergeordneten Signalverarbeitung**

Abbildung 6 zeigt die nach dem Platinenlayout gefertigte und zusammengebaute HiLEM Eingangsstufe. Zur Orientierung sind die wichtigsten Komponenten der Schaltungstopologie entsprechend beschriftet.

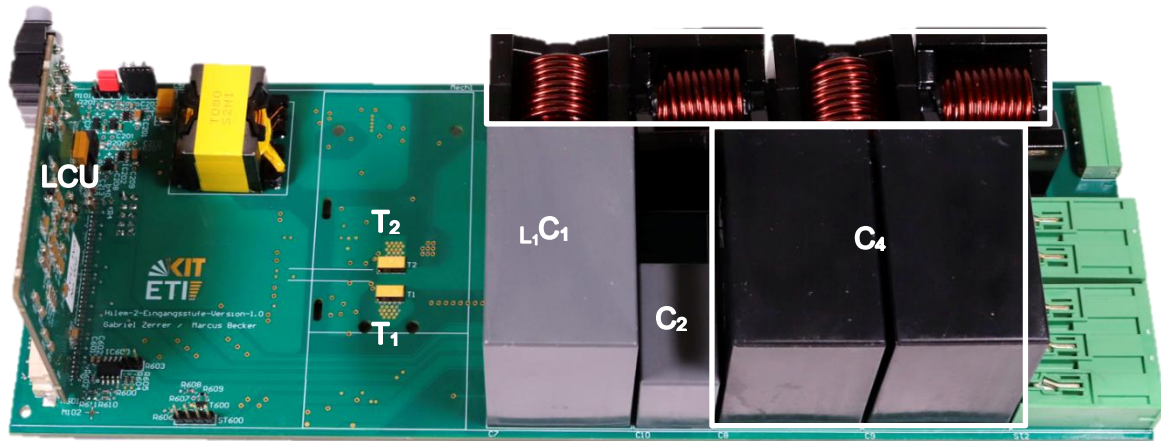


Abbildung 6 HiLEM Eingangsstufe ohne Kühlkörper [4]

Abbildung 9 zeigt die nach dem Platinenlayout gefertigte und zusammengebaute HiLEM Ausgangsstufe. Auch hier wurden zur besseren Orientierung die wichtigsten Komponenten der Schaltungstopologie beschriftet.

Für die Inbetriebnahme und Validierung der aufgebauten Hardware musste zunächst die passende Software auf der LCU implementiert werden. Dadurch wird die digitale Auswertung der Messsignale ermöglicht, die Kommunikation über die Lichtwellenleiter gewährleistet und die Ansteuerung der Gatetreiber für die Steuerung der Leistungshalbleiter umgesetzt. Da eine echtzeitfähige LCU mit MAX10 FPGA verwendet wird, findet eine Softwareimplementierung mittels VHDL Code statt. Hierfür wurde für die Inbetriebnahme zunächst die Auswertung der auf den Platinen eingesetzten ADCs (Analog Digital Converter) zur Digitalisierung der Spannungs, Strom und Temperaturwerte implementiert. Des Weiteren wurde eine Pulsweitenmodulation zur Ansteuerung der Gatetreiber mit den entsprechenden Aussteuergraden umgesetzt.

Nach erfolgreicher Inbetriebnahme der Kommunikation, aller Spannungs, Strom und Temperaturmessungen, sowie der Modulation für die Ansteuerung der Leistungshalbleiter, konnten diese durch Schaltversuche validiert werden.

Das gezeigte Design wurde anschließend mittels erster Messungen der gekoppelten Ein- und Ausgangsstufe der HiLEM-Schaltung verifiziert. Zu diesem Zweck wurde zunächst das Schaltverhalten bei einer festen Schaltfrequenz von $f_{SW} = 100 \text{ kHz}$ untersucht. Die Schaltcharakteristik des aktiven Schalters T_2 der Eingangsstufe ist in Abbildung 7 dargestellt, während Abbildung 8 die Schaltcharakteristik des aktiven Schalters T_3 der Ausgangsstufe zeigt. Sämtliche Messungen wurden bei einer konstanten Spannung des unteren DC-Zwischenkreises von $u_{C2} = 100 \text{ V}$ durchgeführt.

Für den Transistor T_2 der Eingangsstufe ergibt sich bei einer Drain-Source-Spannung von $U_{ds} = 400 \text{ V}$ und einem Eingangsstrom von $i_G = 3 \text{ A}$ eine Anstiegszeit (10 % bis 90 %) von

32 ns. Die Abfallzeit (90 % bis 10 %) des Transistors T_1 weist mit ebenfalls 32 ns einen gleichwertigen Wert auf.

Aus Abbildung 8 ergibt sich für den Transistor T_3 der Ausgangsstufe bei $U_{ds} = 400$ V und einem Ausgangsstrom von $i_A = 3$ A eine Anstiegszeit von 22 ns. Die Abfallzeit des Transistors T_4 beträgt entsprechend ebenfalls 22 ns.

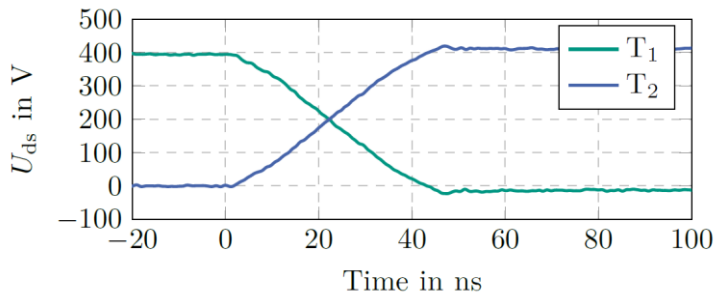


Abbildung 7 Schaltcharakteristik der HiLEM Eingangsstufe [4]

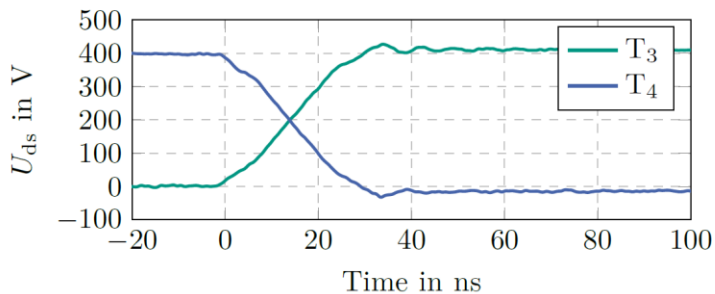


Abbildung 8 Schaltcharakteristik der HiLEM Ausgangsstufe [4]

Die Schaltcharakteristik belegt, dass praktisch keine Schalt-Überspannungen auftreten und das entwickelte Platinenlayout auch bei schnellen Schaltzeiten die geforderten Spezifikationen erfüllt.

Die Schnittstelle zur übergeordneten Signalverarbeitung CCU wird durch robuste und störunempfindliche Lichtwellenleiter gewährleistet. Die verwendete CCU ist das am ETI selbst entwickelte ETI-SoC Echtzeit Signalverarbeitungssystem, welches eine hervorragende Steuerbarkeit und hohe Leistungsfähigkeit bietet.

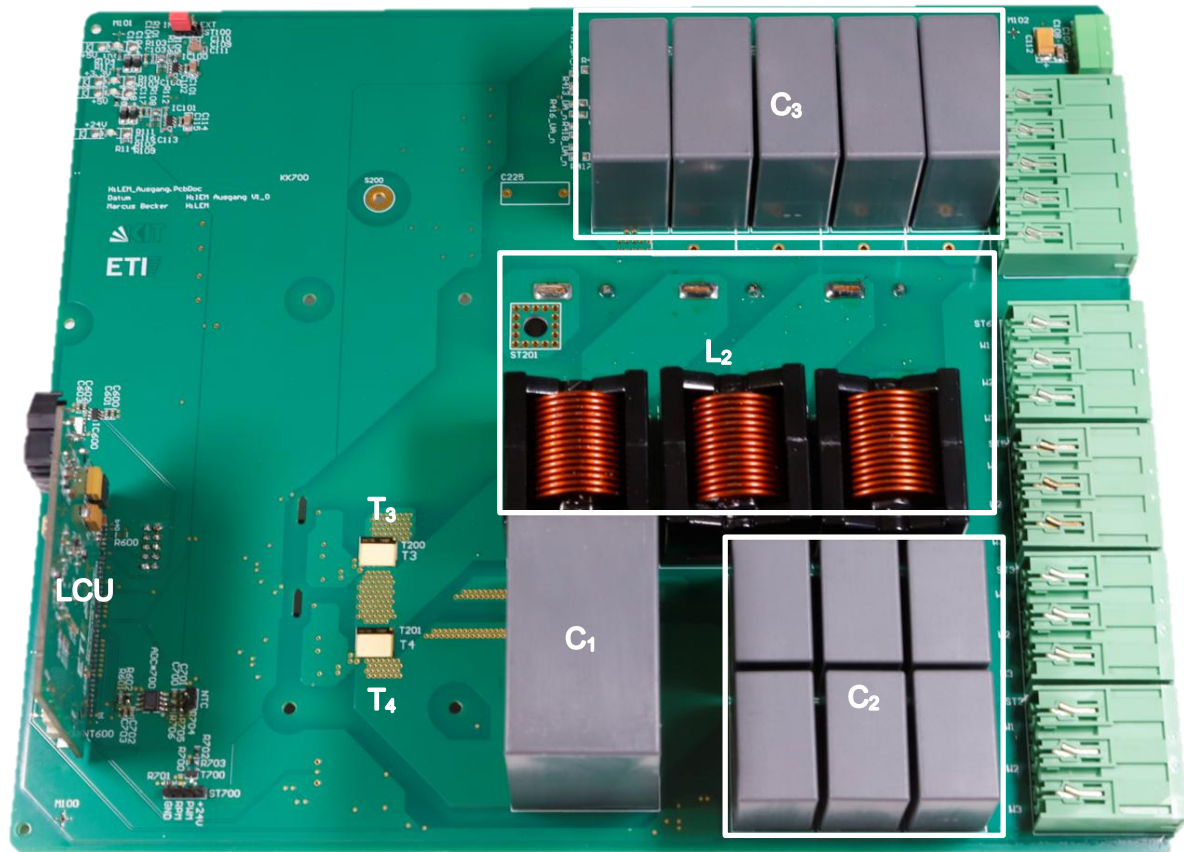


Abbildung 9 HiLEM Ausgangsstufe ohne Kühlkörper [4]

AP 2.4 Entwicklung eines Outdoorgehäuses für die HILEM Schaltung für den Einsatz für Feldtest inklusive Umweltsensorik

Für den Betrieb der gesamten Signalverarbeitung, Sensorik sowie der Schutzbeschaltungen der Solarmodulstrings in der Feldtestanlage wurde ein für den Außeneinsatz geeigneter Schaltschrank ausgewählt und beschafft. Auf Grundlage einer detaillierten Innenausbauplanung wurde im Anschluss mit der praktischen Umsetzung im Labor begonnen. Der mechanische Aufbau des Schaltschranks wurde vollständig realisiert und die Verkabelung sämtlicher Komponenten, insbesondere der leistungsführenden Verbindungen, fachgerecht durchgeführt. Im weiteren Verlauf erfolgten die Inbetriebnahme sowie eine umfassende Funktionsprüfung des Gesamtsystems. Dabei wurde im Rahmen der Implementierung und Verifikation sichergestellt, dass die integrierten Schutzmechanismen im Falle von Überstrom, Überspannung und Übertemperatur zuverlässig und normgerecht auslösen.

Der untere Bereich des Gehäuses ist für die Einspeisung der PV-Strings vorgesehen, die jeweils über entsprechende Schutzbeschaltungen verfügen. Zusätzlich ist der AC-Eingang mit Sicherungselementen sowie einem normkonformen Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) ausgestattet. Im zentralen Bereich des Schaltschranks befindet sich ein Einbaurahmen, in den die HiLEM-Eingangs- und Ausgangsstufe sowie der Netzwechselrichter modular integriert werden können. Ein weiterer Einschubrahmen unterhalb dieser Einheit erweitert die Struktur und bietet zusätzliche Integrationsmöglichkeiten.

Das modulare Konzept des Outdoorgehäuses ermöglicht eine zukünftige Erweiterung durch zusätzliche Einschübe, die für weiterführende Untersuchungen vorgesehen sind. Somit wird die langfristige Nutzbarkeit des Testsystems für zukünftige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten gewährleistet.

Im oberen Bereich des Schaltschranks ist die Signalverarbeitung untergebracht. Diese umfasst den Prüfstandsrechner, das Signalverarbeitungssystem (ETI-SoC-System) sowie die notwendigen Bedien- und Anzeigeelemente zur Steuerung und Überwachung des Gesamtsystems.

AP 2.5 Einbringen der HILEM Umrichterplattform in das Outdoorgehäuse und Inbetriebnahme inklusive gesamter Signalverarbeitungskette

Die Integration der HiLEM-DC/DC-Wandler in das Outdoorgehäuse erfolgt über die zuvor beschriebenen modularen Einschubrahmen, welche in das Schaltschrankgehäuse eingesetzt werden. Die elektrische Kontaktierung der einzelnen Baugruppen wird über rückseitig angeordnete Steckverbindungen realisiert, wodurch eine kompakte und zugleich wartungsfreundliche Systemarchitektur gewährleistet wird. Für die Signalübertragung kommen auf der Vorderseite Lichtwellenleiter zum Einsatz, die eine störungsarme und elektromagnetisch robuste Kommunikation zwischen den Komponenten sicherstellen.

Die Steuerung des gesamten HiLEM-Systems erfolgt über die am Institut entwickelte Signalerfassungs- und Signalverarbeitungsplattform ETI-SoC. Ergänzend hierzu wird das System durch die institutseigene Umrichterplattform EPSR für die Netzeinspeisung erweitert, wodurch eine vollständige Systemintegration vom PV-String bis zur Netzanbindung ermöglicht wird.

Das Signalerfassungssystem wurde vollständig in den Schaltschrankaufbau integriert, und das zugehörige Softwareprojekt zur Systemsteuerung und -überwachung wurde erfolgreich implementiert. Der vollständige Aufbau des outdoorfähigen Schaltschranks ist in Abbildung 10 dargestellt.

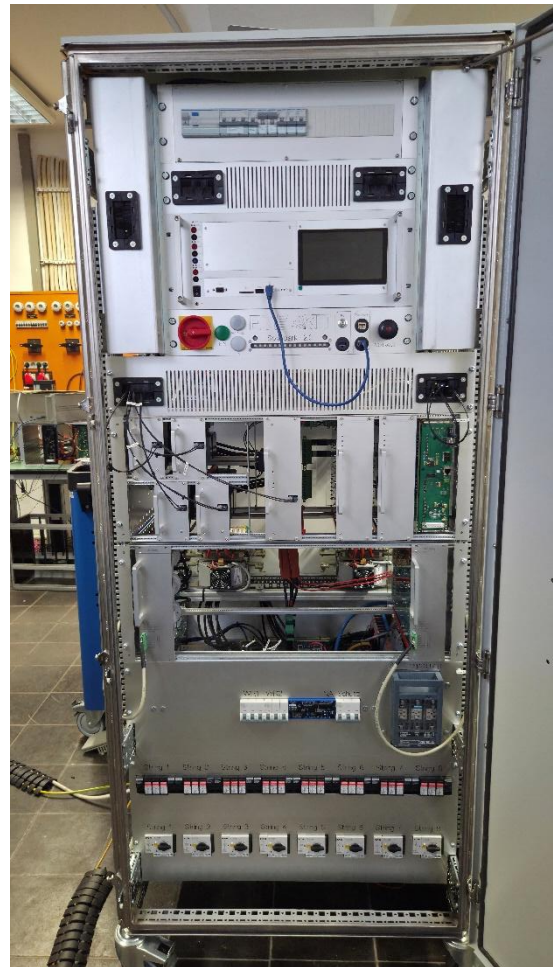


Abbildung 10 Outdoorschaltschrank mit HiLEM

AP 2.6 Iterative Optimierung des im Feld aufgebauten Systems

Im Rahmen der iterativen Optimierung des im Feld aufgebauten Systems wurde das HiLEM-System, wie bereits in den Zwischenberichten angekündigt und in Abschnitt 4.2.2 beschrieben, in einer Power-Hardware-in-the-Loop-(PHIL)-Umgebung im Labor umfassend untersucht und validiert. Diese Vorgehensweise ermöglichte eine realitätsnahe Abbildung des späteren Betriebsverhaltens unter kontrollierten Randbedingungen sowie eine gezielte Analyse des

Systemverhaltens bei unterschiedlichen Last- und Betriebszuständen. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse wurden sowohl an der Hardware- als auch an der Softwarearchitektur fortlaufend Anpassungen und Verbesserungen vorgenommen. Der iterative Entwicklungsprozess umfasste dabei insbesondere die Optimierung von Regelungsstrategien, Schutzmechanismen sowie der Systemintegration. Die im Zuge dieser Arbeiten umgesetzten Maßnahmen werden im Folgenden beschrieben.

Im Zuge der Entwicklung der HiLEM-Schaltung wurden mehrere iterative Verbesserungen an der Hardware umgesetzt. Zunächst wurde ein Prototyp der Ausgangsstufe als Hardwareversion 1 aufgebaut, mit dem die ersten Funktionstests durchgeführt wurden. Dabei traten jedoch verschiedene Probleme auf, insbesondere bei der Anbindung an die Backplane und somit in der Verbindung zum restlichen Messaufbau. Zudem erwies sich die mechanische Befestigung des Kühlkörpers als noch nicht ausreichend ausgereift. Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde eine überarbeitete Hardwareversion 2 entwickelt, in der die identifizierten Schwachstellen behoben wurden. Diese Version der Eingangsstufe wurde anschließend für die vier geforderten Eingangsstrings gefertigt und eingesetzt. Parallel dazu wurde für die Ausgangsseite ebenfalls zunächst ein Prototyp der Version 1 realisiert, bevor eine optimierte Version für den Produktivbetrieb erstellt wurde. Die überarbeitete Version 2 umfasst dabei insbesondere eine verbesserte Anbindung an die Backplane sowie Maßnahmen zur Erhöhung der Stabilität und Zuverlässigkeit der Messwerterfassung.

Im Rahmen der Softwareentwicklung der HiLEM-Schaltung wurden ebenfalls iterative Optimierungen vorgenommen, um die Systemzuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit zu erhöhen. Ein erster Schwerpunkt lag auf der Verbesserung der Fehlererkennung und der Schutzabschaltung, wodurch im Fehlerfall eine schnellere und zuverlässigere Reaktion des Systems erreicht wurde. Darüber hinaus wurden umfassende Anpassungen an den zwischen LCU und CCU übertragenen Datenpaketen durchgeführt, um die Kommunikation effizienter und robuster zu gestalten. Parallel dazu wurde das Temperaturmanagement optimiert, um eine verbesserte thermische Stabilität im Betrieb sicherzustellen. Die Regelalgorithmen für Spannung und Strom wurden kontinuierlich auf Basis von Messungen und Tests verfeinert, was zu einer gesteigerten Regelgüte führte. Aufbauend auf diesen Verbesserungen wurde für die Eingangsstufe ein lokales Maximum-Power-Point-Tracking (MPP-Tracking) implementiert, das für jeden angeschlossenen PV-String den optimalen Betriebspunkt bestimmt. Für die Ausgangsseite wurde auf der übergeordneten CCU zudem eine erste Ansteuermethodik für den geteilten Zwischenkreis entwickelt, bei der die Sollwerte der Spannungen u_{C1} und u_{C2} unter Berücksichtigung aller relevanten Randbedingungen vorgegeben werden. Dieser Ansteueralgorithmus ist zur Veranschaulichung in Abbildung 11 in Form eines Ablaufdiagramms dargestellt.

$U_{G,diff} + 2 \cdot U_{buf} > U_{C1,max}$	
True	False
$U_{C1}^* = U_{C1,max}$	$U_{C1}^* = U_{G,diff} + 2 \cdot U_{buf}$
$U_{G,max} + U_{buf} > U_{sys,max}$	
True	False
$U_{C2}^* = U_{sys,max} + U_{buf} - U_{C1}^*$	$U_{C2}^* = U_{G,max} + U_{buf} - U_{C1}^*$
$U_{C2}^* > U_{C2,max}$	
True	False
$U_{C2}^* = U_{C2,max}$ $U_{C1}^* = U_{G,diff} + 2 \cdot U_{buf}$	$U_{C2}^* < 0$
$U_{C1}^* > U_{sys,max} - U_{C2,max}$	True False
True False	$U_{C2}^* = 0$
$U_{C1}^* =$ $U_{sys,max} -$ $U_{C2,max}$	

Abbildung 11 Algorithmus zur Sollwertbildung des geteilten DC-Zwischenkreises [6]

AP 3.1.1 Analyse von Betriebsdaten zur Bestandsaufnahme des Zustandes ausgewählter Teile der 1 MW PV-Anlage des KIT

Im Rahmen der Bestandsaufnahme wurden verschiedene verschattete Systeme des PV-Parks hinsichtlich Verschattung und defekter Module analysiert. Zur Identifikation möglicher Modulschäden wurde das Solarzentrum Stuttgart mit der Durchführung einer Elektrolumineszenzmessung (EL) beauftragt. Parallel dazu erfolgte eine systematische Untersuchung der Leistungswerte auf Auffälligkeiten und Abweichungen vom erwarteten Betriebsverhalten. Die EL-Messungen ermöglichten eine detaillierte Visualisierung von Zellstrukturen und potenziellen Defekten wie Mikrorissen, Splitterbrüchen oder isolierten Zellflächen. Die Elektrolumineszenzbilder dienten als zentrale Diagnosemethode zur Klassifizierung der Modulschäden. Abbildung 12 zeigt ein Referenzmodul ohne erkennbare Schäden mit homogener Lumineszenzverteilung über alle Zellen. Im Gegensatz dazu verdeutlicht Abbildung 13 ein Modul mit gefächertem Splitterbruch (Branching), wie er typischerweise bei Hagelereignissen entsteht – erkennbar an den verzweigten dunklen Linien, die einen unterbrochenen Stromfluss innerhalb der Zelle anzeigen. Abbildung 14 dokumentiert ein Modul mit einer Zelle, bei der die abgetrennte (isolierte) Fläche mehr als 10% der Gesamtzellfläche beträgt, was zu signifikanten Leistungsverlusten führen kann. Insgesamt wurden 158 Module einer eingehenden Prüfung unterzogen, wobei die Kombination aus visueller Inspektion, EL-Bildanalyse und Leistungsdatenauswertung eine umfassende Zustandserfassung der untersuchten Anlagenteile gewährleistete.



Abbildung 12 PV-Modul ohne Schäden

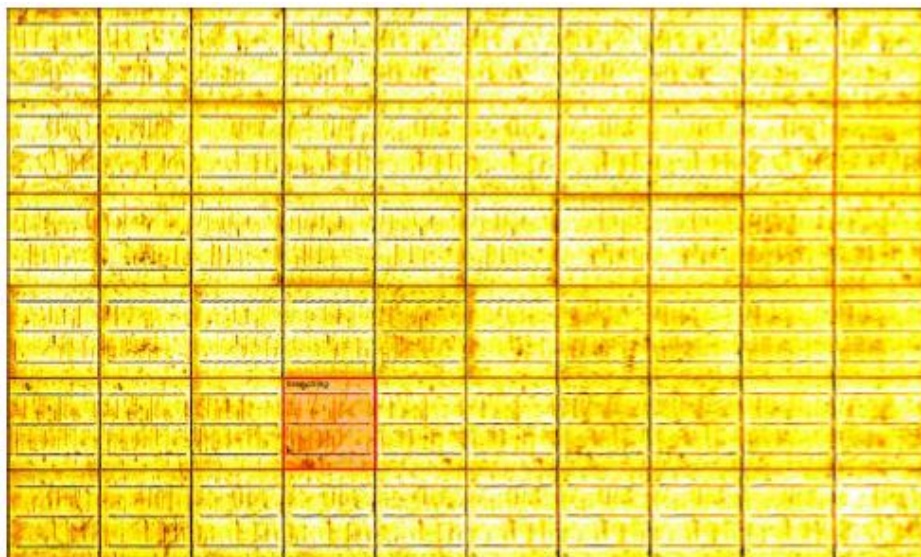


Abbildung 13 PV-Modul mit einem gefächerten Splitterbruch (branching), die bei einem Hagelereignis entstehen können

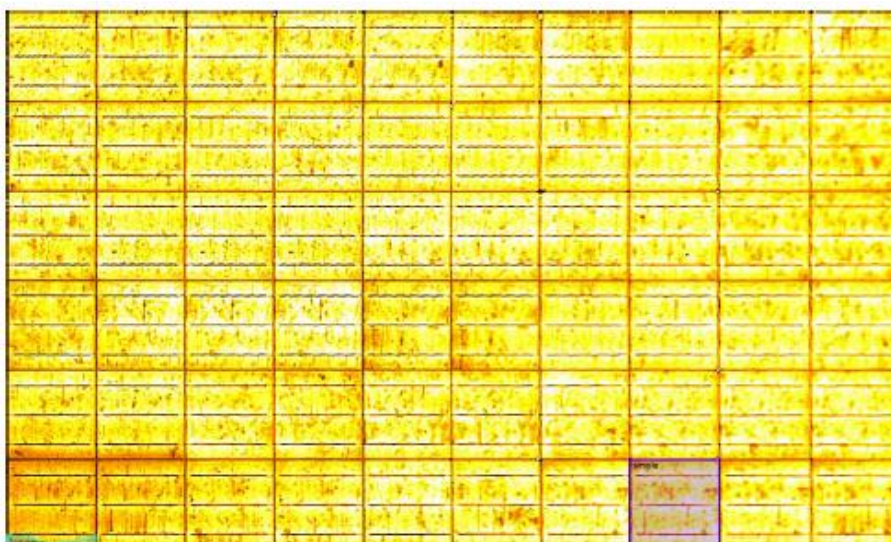


Abbildung 14 PV-Modul mit einer Zelle deren abgetrennte Fläche (isolating) >10% der Zellfläche beträgt.

AP 3.1.2 Identifikation der defekten und verschatteten Module unter anderem mit DaySy und Auswahl, an welche dieser Module mit dem WSN und einem Moduloptimierer ausgestattet werden sollen

Bei der Untersuchung der 158 Module (siehe Tabelle 1) fielen insgesamt 5 Module mit Schäden auf. Die Schadensverteilung zeigte sich wie folgt: 131 Module ohne erkennbare Schäden, 22 Module mit geringfügigen Auffälligkeiten, 2 Module mit isolierter Zellfläche (>10% der Zellfläche abgetrennt) und 3 Module mit Splitterbruch.

Tabelle 1 Unterteilung des Zustands und Fehlerursache der untersuchten Module

Schaden	Anzahl
Keinen	131
Geringfügig (OK gem. Fehlerkatalog)	22
isolierte Zellfläche	2
Splitterbruch	3

Allerdings konnten im Betriebsmonitoring keine Leistungsunterschiede zwischen den beschädigten Modulen und einem PV-System ohne auffällige Module festgestellt werden. Da sich optische Schäden nicht eindeutig von tatsächlichen Leistungseinbußen trennen ließen, wurde für die weiteren Untersuchungen ein beschädigtes Modul am Solarpark mit einem sehr starken Glasschaden am Modul ausgewählt. Für die Verschattungsuntersuchungen wurde zur besseren Vergleichbarkeit auf spezielle Testaufbauten ausgewichen, bei denen ein String mit Leistungsoptimierern an den verschatteten Modulen ausgestattet wurde und ein Referenz-String ohne Optimierer blieb. Diese Konfiguration ermöglichte eine quantifizierbare Erfassung der Ertragssteigerung durch die Moduloptimierer unter definierten Verschattungsbedingungen.

AP 3.1.5 Analyse der Betriebsdaten der PV-Module und Strings mit dem Ziel herauszufinden, wie sich durch die Moduloptimierer die Leistung der PV-Strings verbessert

Die Analyse der Betriebsdaten über einen Zeitraum von einem Jahr ergab messbare Verbesserungen durch den Einsatz der Moduloptimierer. Bei einem Verschattungsgrad von 6% konnte ein Leistungsgewinn von rund 1.9% festgestellt werden. Dies entspricht einer Rückgewinnung von ca. 30% der durch Verschattung verlorenen Leistung. Die Moduloptimierer zeigten somit eine messbare Wirksamkeit bei der Kompensation von Teilverschattungen, indem sie das Maximum Power Point Tracking (MPPT) auf Modulebene ermöglichten. Dass der Leistungsgewinn auch in Zeiträumen auftritt, in denen Module verschattet sind, konnte durch einen Vergleich der Stringspannungen des unverschatteten Referenzsystems mit denen des verschatteten Systems nachgewiesen werden.

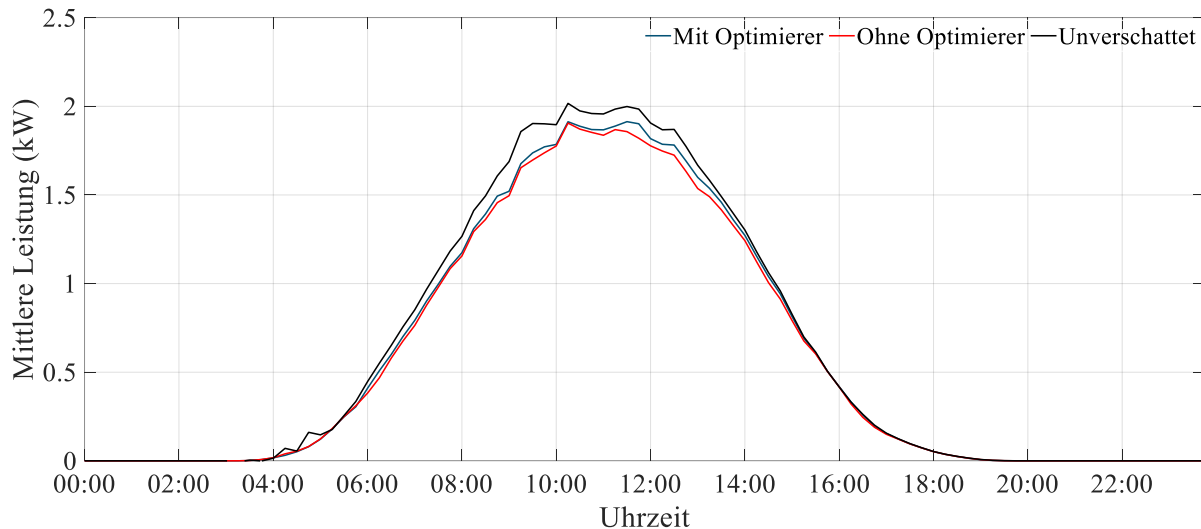


Abbildung 15 Gemittelter Leistungsverlauf über den Untersuchungszeitraum. Ein unverschatteter String diente als Referenz. Zwei weitere, identisch verschattete Strings wurden mit bzw. ohne Leistungsoptimierer betrieben.

AP 3.1.7 Auswertung welche Ertragsverbesserungen sich durch die Moduloptimierer bei Verschattung und Defekten ergeben

Die Gesamtauswertung zeigt differenzierte Ergebnisse für Verschattung und Defekte. Im Bereich der Verschattung konnten die Moduloptimierer ihre Wirksamkeit klar nachweisen. Bei den defekten Modulen hingegen konnte über den Beobachtungszeitraum keine messbare Leistungsänderung festgestellt werden. Das ausgewählte Modul mit starkem Splitterschaden am Glas zeigte trotz des optisch erkennbaren Schadens keine signifikanten Leistungseinbußen im Vergleich zu unbeschädigten Referenzmodulen. Dies deutet darauf hin, dass nicht alle optisch identifizierbaren Schäden automatisch zu relevanten Leistungsverlusten führen. Für zukünftige Untersuchungen empfiehlt sich daher eine kombinierte Betrachtung aus EL-Messungen, Leistungsmonitoring und langfristiger Degradationsanalyse, um den tatsächlichen Einfluss verschiedener Schadensbilder auf den Energieertrag präziser zu quantifizieren.

AP 3.2 KI-gestützte Leistungsprognose für verschiedene Szenarien

Das Arbeitspaket 3.2 bildet einen zentralen Forschungsstring innerhalb des Gesamtprojekts Solarpark 2.0. Die primäre Zielsetzung besteht darin, die Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit von Freiflächen-PV-Anlagen durch den sinnvollen und wirtschaftlichen Einsatz einer KI-gestützten Leistungsprognose zu steigern. Im Fokus stehen dabei insbesondere Verschattungs-, Alterungs- und Verschmutzungsszenarien, die in der Praxis zu erheblichen Ertragseinbußen führen können.

AP 3.2.1 Literaturrecherche und Zusammenstellung bekannter Verfahren

Der erste Arbeitsschritt dient der fundierten theoretischen Verankerung des Forschungsvorhabens. Ziel ist es, den aktuellen Stand der Technik im Bereich der KI-gestützten PV-Leistungsprognose umfassend zu erfassen und daraus Anforderungen an die zu entwickelnden Lösungen abzuleiten. Die Literaturrecherche konzentriert sich auf mehrere thematischen Schwerpunkte. Im Bereich datengetriebener Prognosemodelle wurden insbesondere Deep-Learning-Architekturen wie LSTM, GRU und Transformer für Zeitreihenprognosen im Energiebereich untersucht. Ergänzend dazu wurden physikalisch informierte Modelle analysiert, vor allem Physics-Informed Neural Networks (PINNs) und deren Anwendung in der Photovoltaik. Ein weiterer Schwerpunkt lag auf inkrementellen Lernverfahren, darunter Online-Learning-Ansätze. Darüber hinaus wurden Verfahren zur Verschattungsmodellierung betrachtet, insbesondere geometrische Ansätze auf Basis von Ray-Tracing und digitalen Oberflächenmodellen. Schließlich wurden hybride Methoden identifiziert, die datenbasierte und physikalische Modelle miteinander kombinieren.

Aus der Literaturrecherche wurden drei wesentliche Forschungslücken abgeleitet, die das Arbeitspaket adressiert. Erstens das Cold-Start-Problem: Bestehende datengetriebene Modelle benötigen in der Regel Anlernphasen, bevor sie ausreichend genaue Vorhersagen liefern können. Für neue Standorte steht damit gerade in der kritischen Anfangsphase keine zuverlässige Prognose zur Verfügung. Zweitens der Concept Drift: Statische Modelle können sich nicht eigenständig an veränderte Randbedingungen wie Vegetationswachstum, zunehmende Verschmutzung oder neu auftretende Verschattungsobjekte anpassen. Ein vollständiges periodisches Retraining ist dabei nicht nur rechenintensiv, sondern führt auch zu betrieblichem Aufwand und potenziellen Unterbrechungen. Drittens die fehlende Wirtschaftlichkeitsanalyse beziehungsweise die Auswirkung auf den Speicherbetrieb für Energiemanagementanwendungen. Auf Grundlage dieser Ergebnisse wurde entschieden, drei distinkte, jedoch komplementäre Forschungsansätze zu verfolgen, die jeweils unterschiedliche Forschungslücken adressieren. Ansatz 1 basiert auf Physics-Informed Neural Networks (PINNs) und wurde auf dem PV-Symposium 2024 vorgestellt. Die zentrale Innovation liegt in der Einbindung physikalischer Zusammenhänge direkt in die Loss-Funktion neuronaler Netze. Dadurch werden physikalisch unplausible Vorhersagen reduziert und die Generalisierungsfähigkeit insbesondere bei begrenzter Datenlage verbessert. Dieser Ansatz adressiert vor allem die mangelnde Robustheit datengetriebener Modelle unter komplexen Betriebsbedingungen wie Verschattung oder Verschmutzung.

Ansatz 2 basiert auf inkrementellem Lernen und wurde auf der IEEE PowerTech veröffentlicht. Hier wird ein leistungsfähiges, vortrainiertes Prognosemodell durch eine Window-based Incremental Support Vector Regression (W-iSVR) ergänzt, welche ausschließlich den Prognosefehler modelliert und kontinuierlich an neue Betriebsdaten angepasst wird. Dadurch kann das Modell innerhalb weniger Tage auf veränderte Verschattungssituationen reagieren, ohne ein vollständiges Retraining durchführen zu müssen. Dieser Ansatz adressiert unmittelbar die identifizierte Forschungslücke des Concept Drift, indem Änderungen der Anlagencharakteristik, beispielsweise durch Vegetationswachstum oder neue Verschattungsobjekte, mit geringem Rechenaufwand berücksichtigt werden.

Ansatz 3 verfolgt einen Zero-Shot-Learning-Ansatz und wurde auf der ICECET 2026 vorgestellt. Dabei wird ein generisches datengetriebenes Prognosemodell mit einer

physikalischen Verschattungssimulation auf Basis eines hochaufgelösten Digital Surface Models (DSM) kombiniert. Die standortspezifischen Verschattungsverluste werden ausschließlich aus der Geometrie der Umgebung simuliert und zur Korrektur der Prognose verwendet. Dadurch können bereits ab dem ersten Betriebstag präzise Vorhersagen ohne jegliche historische Leistungsdaten des Zielsystems erzeugt werden. Dieser Ansatz adressiert unmittelbar das Cold-Start-Problem und eliminiert die ansonsten notwendige Anlernphase vollständig.

Die drei Forschungsansätze ergänzen sich somit hinsichtlich ihres Anwendungsbereichs. Während der Zero-Shot-Ansatz eine zuverlässige Prognose unmittelbar nach der Inbetriebnahme ermöglicht, übernimmt das inkrementelle Lernen die kontinuierliche Anpassung an langfristige Änderungen der Anlagencharakteristik. Das Physics-Informed Neural Network verbessert dagegen die physikalische Konsistenz und Robustheit der datengetriebenen Modelle. Gemeinsam entsteht dadurch ein Prognosekonzept, das den gesamten Lebenszyklus einer Photovoltaikanlage von der Inbetriebnahme bis zum langjährigen Betrieb abdeckt.

AP 3.2.2 Analyse und Aufbereitung der Sensordaten

Die Validierung aller entwickelten Modelle erfolgt an den realen PV-Testfeldern des KIT Campus Nord. Um die verschiedenen Verlustmechanismen isoliert betrachten zu können, wurden spezifische Szenarien definiert. Hochauflösende Digitale Oberflächenmodelle (DOM) dienen als Grundlage zur Identifikation der Testfelder. Wie in Abbildung 16 dargestellt, kennzeichnet die rot umrandete Fläche den untersuchten Bereich des Solarparks. Innerhalb dieses Areals wurden spezifische Modulreihen ausgewählt, um unterschiedliche Verschattungsprofile abzudecken. Die blau und gelb markierten Bereiche repräsentieren die konkreten Anlagen, die für die detaillierte Analyse herangezogen werden. Diese räumliche Präzision ist insbesondere für den dritten Ansatz (Zero-Shot) von entscheidender Bedeutung, da hier die exakte geografische Positionierung Voraussetzung für die Strahlverfolgung ist.

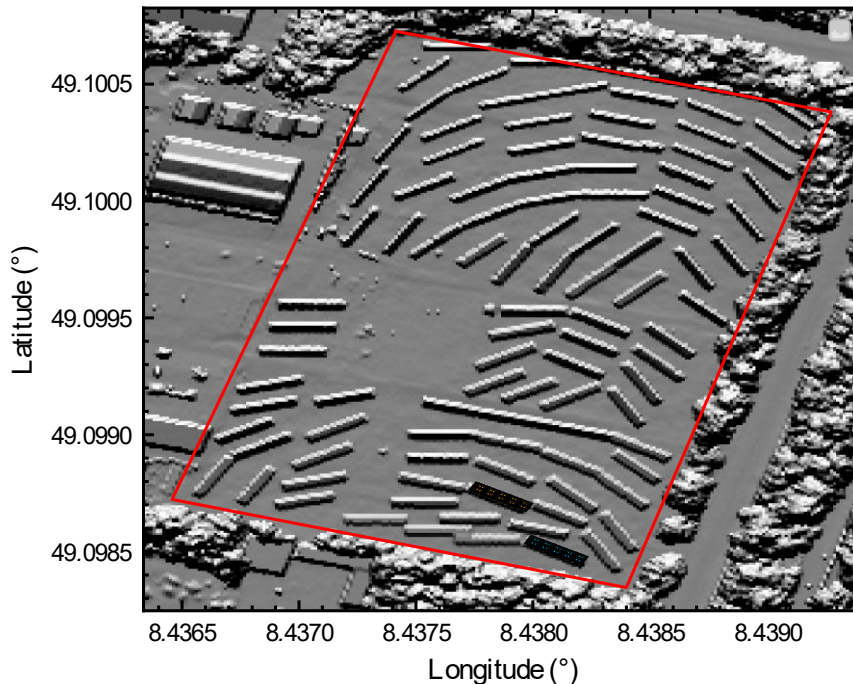


Abbildung 16 Digitales Oberflächenmodell (DOM) des PV-Testfelds am KIT Campus Nord. Der rote Polygonzug markiert den Untersuchungsbereich. Die farblich hervorgehobenen Modulreihen (blau und orange) dienen als Referenzsysteme für die Validierung der Verschattungssimulation [7]

Die Datengrundlage bildet eine 1-MW-PV-Anlage, deren Messdaten für jede 10-kWp-Teilanlage mit einer zeitlichen Auflösung von einer Sekunde aufgezeichnet werden. Die zeitliche Auflösung erlaubt die Untersuchung dynamischer Verlustmechanismen wie Verschattung, Verschmutzung und Degradation. Der Datensatz umfasst die Einstrahlung auf Modulebene (E_{POA}), die Modultemperatur (T_{Modul}), die DC-Leistung des einzelnen Strings, die AC-Leistung der Gesamtanlage sowie meteorologische Umgebungsparameter. Sämtliche Messgrößen werden synchron erfasst und bilden die Grundlage für die Entwicklung und Validierung der Prognosemodelle.

Neben der geometrischen Erfassung wird der Effekt der Modulverschmutzung (Soiling) und partieller Verschattung durch reale Objekte untersucht. Definierte Verlustszenarien umfassen partielle Verschattung durch Schattenwürfe nahegelegener Objekte wie Masten, Vegetation oder Gebäudekanten, Modulverschmutzung durch natürliche Akkumulation von Staub, Pollen und anderen Ablagerungen, sowie wetterbedingte Schwankungen durch Änderungen im Verhältnis von Direkt- zu Diffusstrahlung. Diese Szenarien bilden die Ground Truth für die Bewertung der drei nachfolgend beschriebenen Ansätze.

AP 3.2.3 Entwicklung der KI-Algorithmen

In diesem Arbeitsschritt wurden drei distinkte KI-Algorithmen entwickelt, die sich gegenseitig ergänzen und für unterschiedliche Einsatzszenarien optimiert sind.

Der erste untersuchte methodische Ansatz basiert auf der direkten Nutzung von Sensordaten zur exakten Quantifizierung von Verlusten in Echtzeit. Bei diesem Verfahren werden an ausgewählten Modulen lokale Einstrahlungswerte (E_{POA}) und Modultemperaturen (T_{Mod}) mittels des Referenzzellen erfasst. Die Zelltemperatur wird aus dem Faimann Modell [7]

geschätzt. Das PV-Leistungsmodell nach Evans (Gleichung 1) beschreibt die erzeugte Leistung in Abhängigkeit von Einstrahlung, Temperatur sowie Verschattungs- und Verschmutzungsverlusten:

$$P_{PV} = C_1 \cdot \rho_{\text{Soiling}} \cdot (1 - \rho_{\text{Shading}}) \cdot A_{PV} \cdot E_{POA} \cdot \left(1 - T_C (T_{\text{Cell}} - T_{\text{Ref}}) - C_2 \log_{10} \left(\frac{E_{POA}}{E_{\text{Ref}}} \right) \right)$$

Die Zelltemperatur T_{Cell} wird gemäß dem Faiman-Modell (Gleichung 2) aus Umgebungstemperatur und Einstrahlung geschätzt:

$$T_{\text{Cell}} = T_{\text{Amb}} + \frac{E_{POA}}{U_1 + U_2 \cdot v_{\text{Wind}}}$$

Durch Einsetzen von Gleichung (2) in Gleichung (1) und Bildung der partiellen Ableitungen ergibt sich die folgende Differentialgleichung für das PINN (Gleichung 3):

$$E_{POA}^2 \cdot \frac{\partial^2 P_{PV}}{\partial E_{POA}^2} + \frac{\partial P_{PV}}{\partial T_{\text{Amb}}} + C_i \cdot E_{POA}^2 + C_j \cdot E_{POA} = 0$$

mit den Koeffizienten:

$$C_i = \frac{2 \cdot C_1 \cdot \rho_{\text{Soiling}} \cdot (1 - \rho_{\text{Shading}}) \cdot A_{PV} \cdot T_C}{U_1 + U_2 \cdot v_{\text{Wind}}}$$

$$C_j = C_1 \cdot \rho_{\text{Soiling}} \cdot (1 - \rho_{\text{Shading}}) \cdot A_{PV} \cdot \left(\frac{C_2}{\ln(10)} + T_C \right)$$

Mit der Form

$$x_1^2 \cdot \frac{\partial^2 y}{\partial x_1^2} + \frac{\partial y}{\partial x_2} + C_i \cdot x_1^2 + C_j \cdot x_1 = 0$$

und besitzt die erweiterte Evans-Gleichung als Lösung. Als Anfangs- und Randbedingungen kann genutzt werden, dass bei keiner Einstrahlung keine Leistung erzeugt wird und die Leistung unter STC-Bedingungen bekannt ist. Damit kann nicht nur der Verlust aufgrund der Messdaten minimiert werden, sondern auch der physikalische Verlust durch die bestimmenden Gleichungen.

Im Gegensatz zu konventionellen, rein datengetriebenen Modellen integrieren PINNs die physikalischen Differentialgleichungen des Single-Diode-Modells direkt als Regularisierungsterme in die Loss-Funktion des neuronalen Netzes. Das Netzwerk wird während des Trainingsprozesses dazu gezwungen, Vorhersagen zu generieren, die nicht nur statistisch mit den Trainingsdaten korrelieren, sondern zwingend auch physikalisch konsistent sind. Dies führt zu erhöhter Robustheit gegenüber Rauschen in den Sensordaten. Plausible Vorhersagen sind auch in Betriebszuständen möglich, für die nur wenige Trainingsdaten vorliegen. Die Validierung dieses Ansatzes erfolgt durch den direkten Vergleich der prognostizierten Leistungskurven mit den tatsächlichen Messwerten unter verschiedenen Verschattungs- und Verschmutzungsszenarien. Wie in Abbildung 17 dargestellt, zeigen die drei Teilgrafiken den zeitlichen Verlauf des Prognosefehlers für die drei untersuchten Ansätze.

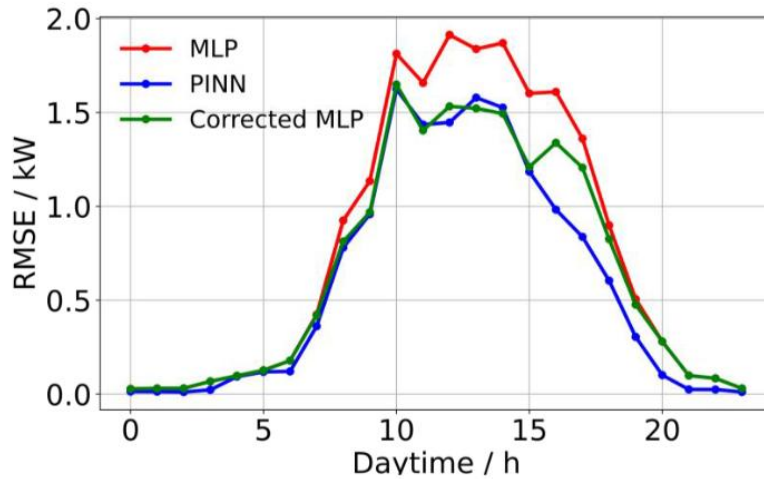


Abbildung 17 Validierung des sensorbasierten PINN-Ansatzes. Die drei Teilgrafiken zeigen den Vergleich der prognostizierten Leistung (Predicted, grün) mit der gemessenen Leistung (Actual, blau) für verschiedene Szenarien [8].

Die rote Kurve stellt den Baseline-Ansatz ohne Berücksichtigung von Verschattungseffekten dar. Die blaue Kurve zeigt den Prognosefehler des PINN-Modells, bei dem die Verschattungsinformation als zusätzliches Eingangsfeature berücksichtigt wird. Die grüne Kurve repräsentiert den in Abbildung 18 vorgestellten Korrekturansatz, bei dem die berechneten Verschattungsverluste nachträglich direkt von der Leistungsprognose abgezogen werden.

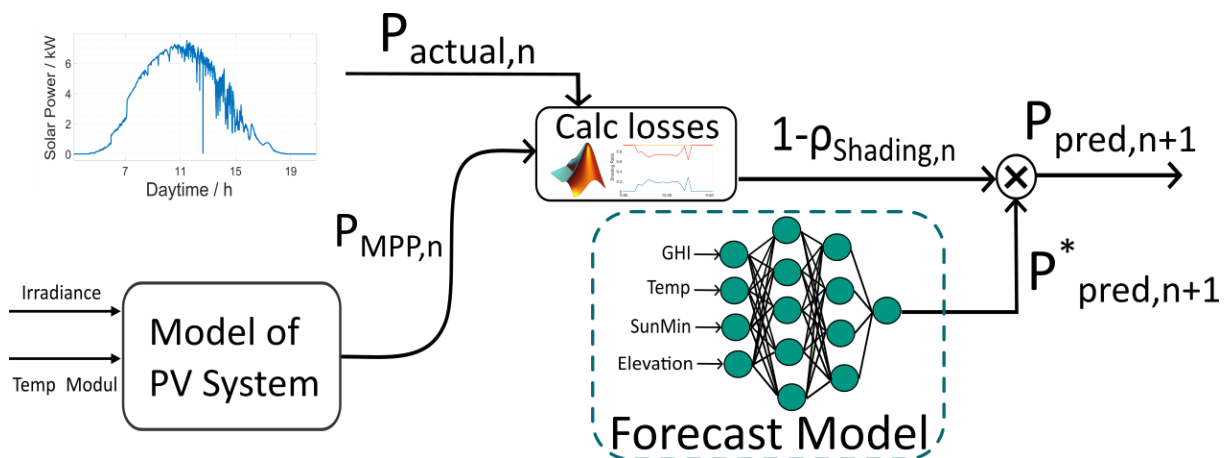


Abbildung 18 Berechnung der Verluste und Korrektur der Vorhersage basierend auf den in der Vergangenheit ermittelten Verlustfaktoren [9]

Dadurch lässt sich der Einfluss der unterschiedlichen Berücksichtigung von Verschattung auf den Prognosefehler unmittelbar vergleichen. Die Analyse offenbart, dass der PINN-Ansatz insbesondere in den relevanten Zeiträumen (Verschmutzung über den Tag und Verschattung nur zeitlich begrenzt), wie sie beim Einsetzen von Schatten auftreten, eine Überlegenheit gegenüber reinen Black-Box-Modellen aufweist. Während herkömmliche Modelle in diesen Bereichen oft zu Überschätzungen neigen, da sie die physikalische Begrenzung des Stroms durch verschattete Zellen nicht verstehen, hält sich die PINN-Prognose streng an die physikalischen Grenzen des Systems.

Ansatz 2 behandelt das inkrementelle Lernen zur adaptiven Fehlerkorrektur. Der zweite untersuchte Ansatz adressiert das Problem der Anpassungsfähigkeit von Prognosemodellen an sich ändernde Bedingungen ohne den hohen Rechenaufwand eines kompletten Neulernens und ohne den Einsatz externer Sensorik. Dieser Ansatz verfolgt eine hybride Strategie, die auf einem vortrainierten Basismodell und einer nachgeschalteten, inkrementell lernenden Korrekturarchitektur basiert. Als Basis dient ein vortrainiertes Deep-Learning-Modell (Pretrained Model), das zunächst auf Daten einer unverschatteten Referenzanlage trainiert wurde. Dieses Modell liefert eine robuste Grundprognose für allgemeine Wetterverläufe, weist jedoch bei der Anwendung auf ein spezifisches, verschattetes Zielsystem initiale Fehler auf, da es die lokalen Gegebenheiten nicht kennt. Um die Defizite des Basismodells zu beheben, wird parallel ein leichtgewichtiges inkrementelles Regressionsmodell eingesetzt, spezifisch eine Window-based incremental Support Vector Regression (W-iSVR). Dieses Modell lernt nicht die absolute Leistungskurve neu, sondern fokussiert sich ausschließlich auf die Residuen, also die Differenz zwischen der Vorhersage des Basismodells und dem tatsächlich gemessenen Wert. Es wird angenommen, dass das Modell auf einem Datensatz $\{\mathbf{X}_{\text{alt}}, \mathbf{y}_{\text{alt}}\}$ trainiert wurde und neue Stichproben $\{\mathbf{X}_{\text{neu}}, \mathbf{y}_{\text{neu}}\}$ hinzukommen. Der Vektor $\mathbf{w}$ bezeichnet den Gewichtsvektor des Modells. Die Schlupfvariablen ξ und ξ^* berücksichtigen Abweichungen jenseits der Toleranzgrenze ϵ . Der Parameter C ist ein Regularisierungsterm, der den Kompromiss zwischen Modellkomplexität und der Strafe für Fehler steuert.

Das aktualisierte SVR-Problem lässt sich wie folgt formulieren:

$$\min_{\mathbf{w}, \xi, \xi^*} \frac{1}{2} \|\mathbf{w}\|^2 + C \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{alt}}} (\xi_i + \xi_i^*) + \sum_{j=1}^{N_{\text{neu}}} (\xi_j + \xi_j^*) \right)$$

Die Schlupfvariablen ξ_i und ξ_i^* gehören zu den alten Stichproben, während ξ_j und ξ_j^* den neuen Stichproben zugeordnet sind. Der Optimierungsprozess konzentriert sich ausschließlich auf die neuen Stichproben und stellt sicher, dass die Parameter konsistent mit dem aus den alten Daten gelernten bleiben. Um Genauigkeit und Anpassungsfähigkeit zu verbessern, integriert das Verfahren eine stundenbasierte Zeitfenstereinteilung. Der Tag wird in einzelne Stundenfenster unterteilt, und für jedes Zeitfenster wird ein separater inkrementeller Lerner aufgebaut. Dieser Ansatz stellt sicher, dass die spezifischen Eigenschaften und Muster jeder Stunde effektiv erfasst werden. So können beispielsweise die frühen Morgenstunden und späten Nachmittagsstunden aufgrund von Variationen in Sonnenwinkeln und Wetterbedingungen ein anderes Verhalten aufweisen als die Mittagsstunden.

Sei $T = \{t_1, t_2, \dots, t_N\}$ die Menge der N stündlichen Fenster innerhalb eines Tages. Für jedes Stundenfenster $t_k \in T$ wird ein separates Modell M_k inkrementell trainiert und aktualisiert, um die spezifischen Eigenschaften dieser Stunde zu berücksichtigen. Dadurch werden zeitliche Muster – wie Sonnenwinkel oder stundentypische Wetterbedingungen – effektiv abgebildet. Der Trainingsprozess für jedes Stundenmodell lässt sich wie folgt beschreiben. Sei $\mathcal{D}$ der Datensatz mit Eingangsmerkmalen $\mathbf{X}$ und zugehörigen Zielwerten $\mathbf{y}$:

$$\mathcal{D} = \{(\mathbf{x}_i, y_i)\}_{i=1}^N$$

wobei N die Gesamtanzahl der Stichproben ist. Der Datensatz wird für jedes Stundenfenster t_k in Teilmengen $\mathcal{D}_k$ aufgeteilt:

$$\mathcal{D}_k = \{(\mathbf{x}_i, y_i) : \text{Stunde}(t_i) = t_k, \forall i\}$$

wobei $\text{Stunde}(t_i)$ die Stunde aus dem Zeitstempel t_i der Stichprobe i extrahiert. Für jedes Stundenfenster t_k wird das zugehörige Modell M_k mit der Teilmenge $\mathcal{D}_k$ aktualisiert. Der Aktualisierungsschritt verarbeitet neue Daten nach einem vordefinierten Zeitraum (z.,B. 10 Tage) und stellt sicher, dass sich das Modell ohne Überanpassung an Veränderungen anpasst:

$$M_{k,\text{neu}} \leftarrow \text{Update}(M_k, \mathcal{D}_{k,\text{neu}})$$

wobei $\mathcal{D}_{k,\text{neu}}$ die für das Stundenfenster t_k neu gesammelten Daten bezeichnet. Das W-iSVR-Modell aktualisiert sich inkrementell, um sich effizient an neue Daten anzupassen und den Rechenaufwand eines vollständigen Neutrainings zu vermeiden. Bei jedem Vorhersageschritt wird die korrigierte Prognose berechnet als:

$$y_{\text{Pred,Neu}} = y_{\text{Pred,vortrainiert}} - y_{\text{iSVR}}$$

wobei $y_{\text{Pred,vortrainiert}}$ die Ausgabe des vortrainierten Modells (LSTM oder Transformer) ist und y_{iSVR} den Korrekturterm des W-iSVR-Modells darstellt, das aktuelle Datenmuster und Fehler berücksichtigt.

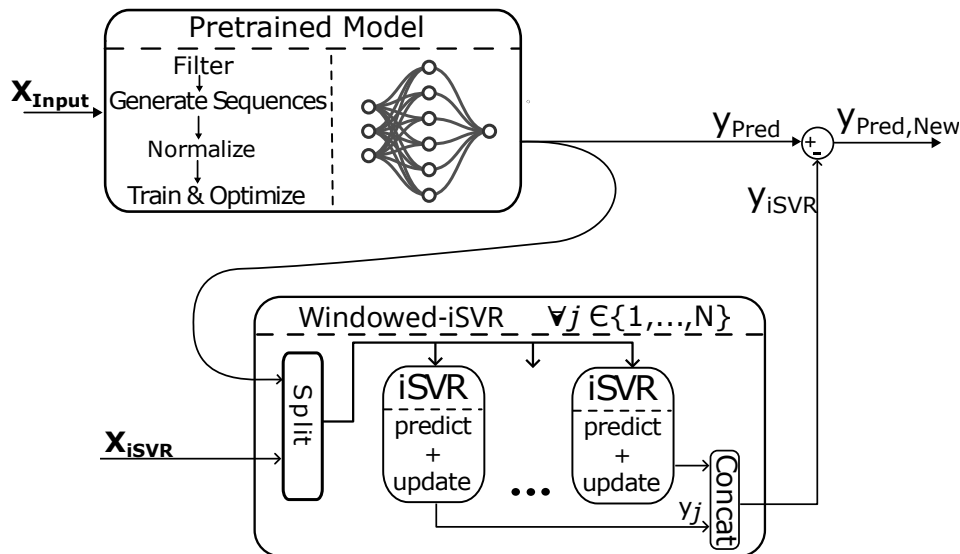


Abbildung 19 Schematische Architektur des inkrementellen Lernansatzes (IEEE PowerTech). Der Datenfluss zeigt die Kopplung eines statischen, vortrainierten Modells mit einer dynamischen, fensterbasierten iSVR-Korrekturschicht [10].

Die Adaptionfähigkeit dieses Ansatzes wird besonders deutlich in der Analyse der zeitlichen Entwicklung der Prognosegüte über die ersten Tage des Betriebs am Zielsystem. Wie in Abbildung 4 dargestellt, wird der Root Mean Square Error (RMSE) über einen Zeitraum von mehreren Tagen gezeigt. Verglichen werden drei Kurven: Die Leistung des rein vortrainierten Modells ohne Anpassung (Pretrained), die tatsächlichen Werte (Ground Truth) bzw. der Fehler daraus, und das Ergebnis des vorgeschlagenen hybriden Verfahrens (W-iSVR Pretrained / Correction). Das reine vortrainierte Modell weist systematische Fehler auf, die durch die Verschattung verursacht werden. Das hybride W-iSVR-Modell zeigt eine schnelle Adaption. Bereits nach kurzer Zeit, innerhalb weniger Tage, reduziert sich der Fehler signifikant. Die

Vorteile umfassen die Fähigkeit zum Online-Lernen mit Parameteranpassung bei jedem neuen Datenpunkt. Der Rechenaufwand wird im Vergleich zu periodischem Nachtrainieren der Modelle auf ein Zehntel reduziert [10].

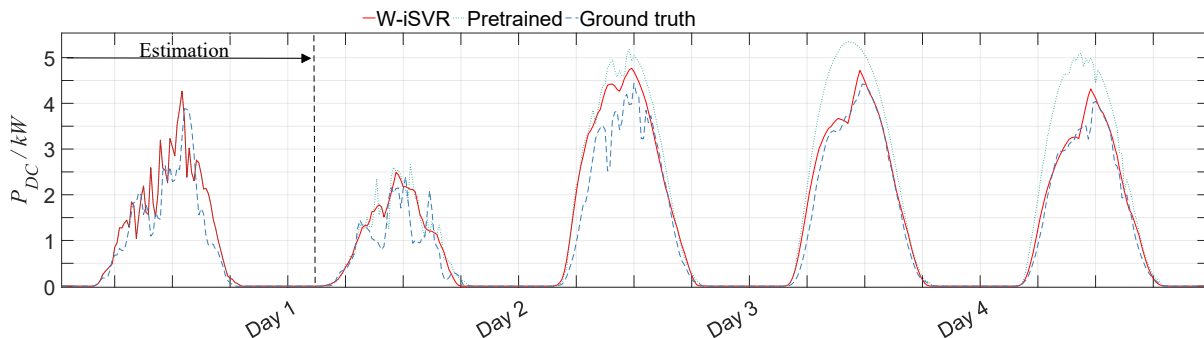


Abbildung 20 Zeitliche Entwicklung der Prognosegenauigkeit während der Anlernphase. Die Grafik illustriert den Verlauf über mehrere Tage (Day 1 bis Day 4) [10].

Der dritte und zugleich jüngste untersuchte Ansatz verfolgt das Ziel, die übliche Anlernphase vollständig zu umgehen und bereits ab dem ersten Betriebstag Prognosen zu ermöglichen. Dieser Zero-Shot-Adaption-Ansatz verbindet ein generisches, datengetriebenes Vorhersagemodell mit einer detaillierten physikalischen Simulation der standortspezifischen Verschattung auf Basis eines Digital Surface Models (DSM). Die DSM-Daten bilden die geometrische Umgebung des PV-Standorts in hoher Auflösung ab und ermöglichen damit eine realitätsnahe Berücksichtigung von Gebäuden, Vegetation und weiteren Hindernissen im Umfeld der Anlage. Im vorliegenden Fall beträgt die horizontale Auflösung 1 Meter, die vertikale Genauigkeit liegt bei etwa 15 Zentimetern. Diese Daten waren auf der Seite des Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung frei zugänglich [11]. Die physikalische Simulationskette umfasst mehrere aufeinander aufbauende Schritte. Zunächst erfolgt die geometrische Einbettung der PV-Module in das digitale 3D-Modell, indem die Module als planare Flächen mit ihrer tatsächlichen Lage und Ausrichtung in die DSM-Umgebung integriert werden. Anschließend wird mittels Ray-Tracing für jeden relevanten Zeitpunkt die aktuelle Sonnenposition bestimmt und für jeden Testpunkt auf der Modulfläche ein Strahl in Richtung der Sonne verfolgt. Auf diese Weise lässt sich prüfen, ob der direkte Strahlengang durch ein Objekt im DSM blockiert wird. Aus dieser Analyse wird ein binärer Verschattungsindikator pro Testpunkt abgeleitet. Durch die Aggregation über alle Testpunkte ergibt sich der unverschattete Anteil jedes Moduls, der als geometrisch fundierter Verschattungsfaktor interpretiert werden kann. Im nächsten Schritt wird die elektrische Wirkung der Verschattung modelliert. Dazu wird mithilfe eines Single-Diode-Modells die Strom-Spannungs-Kennlinie jedes einzelnen Moduls unter Berücksichtigung der effektiven Einstrahlung sowie der Modultemperatur berechnet. Auf dieser Basis lassen sich die Auswirkungen partieller Verschattung, insbesondere Leistungsreduktionen und Nichtlinearitäten im Kennlinienverhalten, physikalisch konsistent abbilden. Im Rahmen der String-Aggregation werden die einzelnen Modulkennlinien entsprechend der realen elektrischen Verschaltung zu Strings zusammengeführt. Dadurch werden sowohl serielle als auch parallele Effekte berücksichtigt, einschließlich der daraus resultierenden Mismatch-Verluste. Gerade in teilverschatteten Anlagen ist dieser Punkt wesentlich, da bereits geringe lokale Unterschiede in der Einstrahlung zu deutlichen Abweichungen in der Stringleistung führen können.

Der so gewonnene physikalische Faktor wird anschließend verwendet, um die Ausgabe eines generischen, rein datengetriebenen Prognosemodells zu korrigieren. Dieses Basismodell

wurde ausschließlich auf Daten einer unverschatteten Referenzanlage trainiert und anschließend ohne weitere Anpassung auf die Zielsysteme übertragen. Aus der Multiplikation der Basisprognose mit dem simulierten Verschattungsfaktor entsteht eine hybride Vorhersage, die sowohl die zeitlichen Muster des gelernten Modells als auch die standortspezifischen geometrischen Gegebenheiten berücksichtigt. Der entscheidende Vorteil dieses Vorgehens liegt darin, dass keine Anlernphase am Zielsystem notwendig ist und dennoch eine standortangepasste Prognose erzeugt werden kann.

Die Bewertung dieses Zero-Shot-Ansatzes erfolgte anhand von PV-Systemen mit unterschiedlicher Verschattungsintensität. Wie in Abbildung 16 dargestellt, wurde insbesondere beim stark verschatteten System der zeitliche Verlauf des Prognosefehlers im Vergleich zum Hybridansatz analysiert. Die reine Zero-Shot-Prognose ohne physikalische Korrektur zeigte dabei deutliche Abweichungen und erhebliche Fehler, da das generische Modell die komplexen Verschattungseffekte nicht hinreichend erfassen konnte. Durch die DSM-basierte Korrektur ließ sich der RMSE jedoch signifikant reduzieren. Bemerkenswert ist zudem, dass selbst nach zahlreichen Retraining-Zyklen keines der rein datengetriebenen Modelle die Genauigkeit der DSM-korrigierten Vorhersage erreichen konnte. Damit zeigt sich, dass die geometrische Information aus dem DSM in diesem Anwendungsfall einen dominanten Einfluss auf die Prognosequalität besitzt.

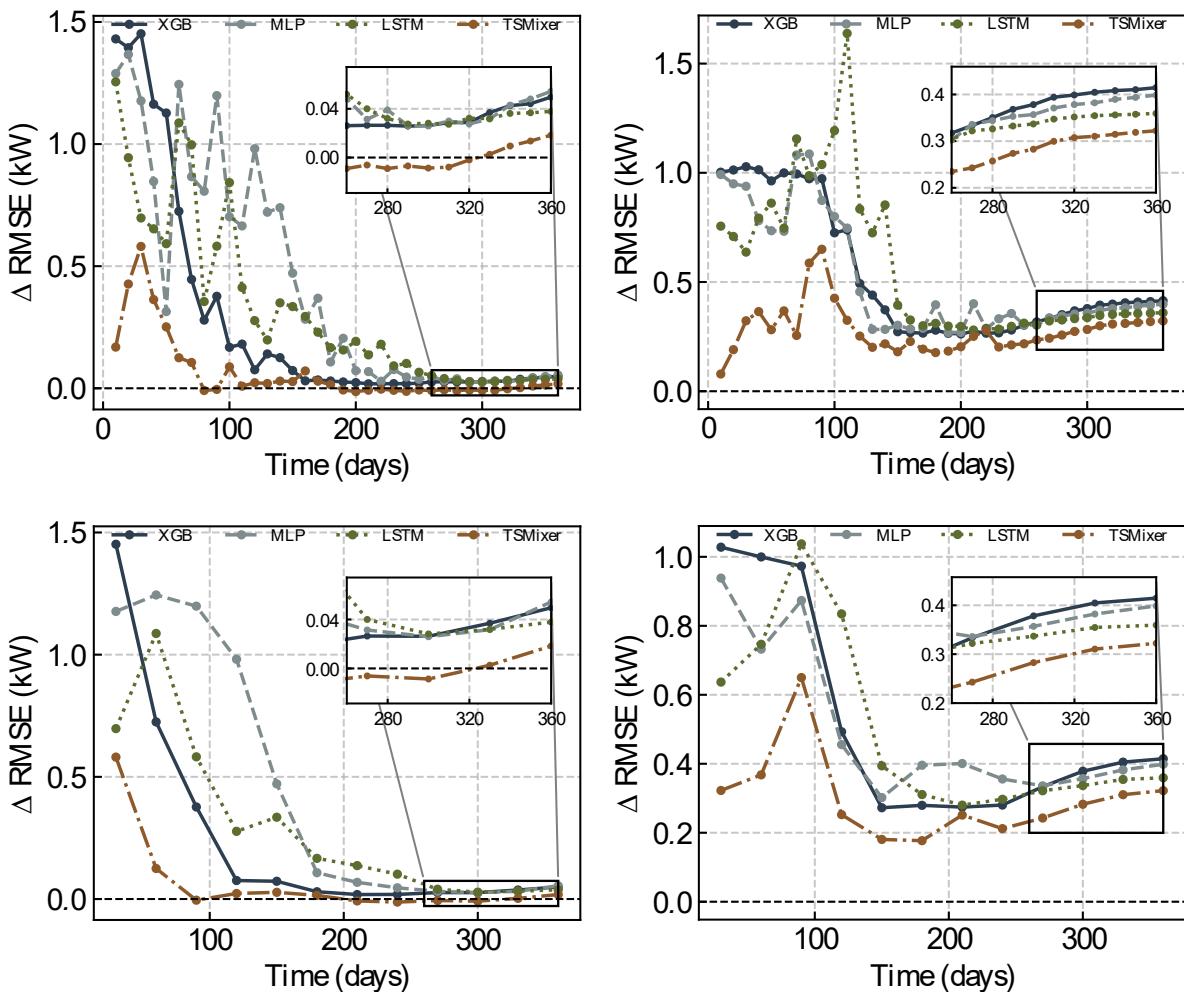


Abbildung 21 Verlauf des Prognosefehlers über die Zeit im Vergleich zum Hybridansatz. Dargestellt ist wie sich der Unterschied des Prognosefehlers zu dem DSM Hybridansatz verhält für verschiedene Basismodelle (XGboost, MLP, LSTM sowie TSMixer). Die beiden oberen Grafiken vergleichen zwei

verschattete Systeme mit einem Intervall für das Nachtrainieren der Modelle von 10 Tagen und Grafiken bei einem Intervall von 30 Tagen (unten) [7].

AP 3.2.4 Auswahl und Aufbereitung der Trainingsdaten

Für das Training und die Validierung der verschiedenen KI-Modelle werden ausschließlich On-Site-Daten eines real betriebenen Solarparks am KIT verwendet. Die Datengrundlage umfasst dabei hochaufgelöste Messungen der Einstrahlungssensorik, der Modultemperatur sowie der elektrischen Leistungsabgabe der PV-Anlage. Ergänzend werden meteorologische Reanalyse- und Vorhersagedaten der Open-Meteo Historical API integriert, insbesondere globale und diffuse Einstrahlungskomponenten, Lufttemperatur, Wolkenbedeckung sowie Luftfeuchtigkeit. Darüber hinaus werden physikalisch abgeleitete Größen mittels pvlib berechnet, darunter der Sonnenazimut und die Sonnenhöhe in Bezug auf die konkrete Ausrichtung der PV-Anlage, um die geometrische Einstrahlungssituation präzise abzubilden. Die betrachteten PV-Systeme basieren auf Solarwatt Blue 60p Modulen mit einer Nennleistung von 250 Wp. Jede Anlage besteht aus zwei Strings mit jeweils 20 in Serie geschalteten Modulen, was einer installierten Gesamtleistung von 10 kWp pro System unter Standard-Testbedingungen entspricht. Diese einheitliche Anlagenstruktur ermöglicht eine konsistente Modellierung der elektrischen und thermischen Systemantwort unter variierenden Umweltbedingungen. Zur Sicherstellung einer hohen Datenqualität werden die Rohdaten einem strukturierten Vorverarbeitungsprozess unterzogen. Dieser umfasst zunächst die Identifikation und Entfernung fehlerhafter Messwerte, beispielsweise durch Sensorausfälle oder Kommunikationsstörungen. Kurzzeitige Datenlücken von weniger als fünf Minuten werden mittels linearer Interpolation geschlossen, um zeitliche Kontinuität zu gewährleisten. Anschließend erfolgt eine Normalisierung aller numerischen Variablen auf einen einheitlichen Wertebereich zwischen 0 und 1, um eine stabile Modellkonvergenz zu unterstützen. Für sequenzbasierte Modelle wie LSTM und GRU werden die Daten in zeitliche Arraystrukturen überführt.

Für die Modellbewertung wird eine zeitlich getrennte Validierungsstrategie verwendet, bei der zwei Jahre der Gesamtdaten für das Training der Modelle genutzt werden, während ein zusätzliches Jahr vollständig für die unabhängige Testung reserviert ist. Diese zeitliche Trennung stellt sicher, dass die Modelle nicht von zukünftigen Informationen profitieren und eine realistische Generalisierungsfähigkeit unter saisonal variierenden Bedingungen bewertet wird. Insbesondere werden dabei unterschiedliche Einstrahlungsregime, meteorologische Schwankungen sowie vegetationsbedingte Verschattungseffekte im Testzeitraum vollständig berücksichtigt.

AP 3.2.5 Validierung und Optimierung der KI

Die Validierung der entwickelten KI-Modelle erfolgt in mehreren Stufen. Cross-Validation bezeichnet die K-fache Kreuzvalidierung zur robusten Schätzung der Modellperformance. Der Hold-out-Test dient der Evaluation auf einem separaten, während des Trainings nicht verwendeten Datensatz. Die Szenario-spezifische Analyse ermöglicht getrennte Bewertung der Modellgüte für verschiedene Verschattungs- und Wetterszenarien. Der Langzeit-Stabilitätstest überprüft die Modellperformance über längere Zeiträume. Der Vergleich mit

State-of-the-Art umfasst Benchmarking gegen bestehende Prognoseverfahren aus der Literatur.

Die vergleichende Validierung führte zu folgenden zentralen Erkenntnissen. Erstens gibt es keinen universell optimalen Ansatz. Jeder der drei Ansätze hat spezifische Stärken und ist für bestimmte Einsatzszenarien besser geeignet. Zweitens besteht Synergiepotenzial. Die Kombination der Ansätze ermöglicht eine umfassendere Analyse als jeder einzelne Ansatz für sich. Beispielsweise kann der DSM-basierte Ansatz für die Initialisierung neuer Standorte genutzt werden, während der inkrementelle Ansatz langfristig für die adaptive Nachjustierung sorgt. Drittens ist physikalische Information wertvoll. Sowohl der PINN-Ansatz (physikalische Gleichungen in der Loss-Funktion) als auch der DSM-Ansatz (geometrische Verschattungssimulation) zeigen, dass die Integration von Domänenwissen die Performance datengetriebener Modelle signifikant verbessert. Viertens ist Recheneffizienz entscheidend. Für den industriellen Einsatz in großen Solarparks ist die Recheneffizienz der Algorithmen ein kritischer Faktor. Der inkrementelle Ansatz bietet hier deutliche Vorteile gegenüber vollständigem Retraining.

Im Rahmen der Optimierungsphase konnten folgende Verbesserungen erzielt werden. Beim PINN-Ansatz erfolgte eine Anpassung der Regularisierungsparameter für bessere Balance zwischen Datenfit und physikalischer Konsistenz sowie Integration von Unsicherheitsquantifizierung für robustere Prognosen bei Wetterwechseln. Beim W-iSVR-Ansatz wurde die Fenstergröße für bessere Trennung tageszeitlicher Muster optimiert sowie adaptive Lernraten für schnellere Konvergenz während der Anlernphase implementiert. Beim DSM-Ansatz erfolgte eine Verbesserung der Ray-Tracing-Algorithmen für höhere Genauigkeit bei komplexen Geometrien.

AP 4 Feldtests

AP 4.1 Anlagenplanung und Aufbau der Feldtests

AP 4.1.1 Detaillierte Planung des Feldtestanlage

Aufgrund der bereits frühzeitig erkennbaren, deutlich verlängerten Lieferzeiten für Komponenten von Photovoltaikanlagen infolge der 2022 prägenden Energiekrise wurde mit diesem Arbeitspaket früher als ursprünglich vorgesehen begonnen. Ziel war es, Verzögerungen durch Engpässe in der Lieferkette möglichst zu minimieren.

Im Rahmen der Planung mussten zunächst die Anschlussmöglichkeiten sowie die Anforderungen für die Inbetriebnahme auf dem Gelände des KIT Campus Nord untersucht werden. Parallel dazu stellte sich die Auswahl und Zuweisung einer geeigneten Fläche als deutlich zeitaufwändiger heraus als angenommen.

Zunächst wurden in Zusammenarbeit mit den betreffenden Projektpartnern die Randbedingungen für die zu errichtende Feldtestanlage aus den Vorgaben des Projektantrags definiert. Folgende Eigenschaften wurden daraufhin festgelegt:

- Acht absolut identische PV-Strings mit gleicher Ausrichtung und Aufständigungswinkel
- Keine natürliche Verschattung der PV-Module, um die Feldtests nicht zu beschränken

- Vom Boden zugängliche Feldtestanlage, um schnell und regelmäßig ohne besondere Arbeitssicherungsmaßnahmen die Anlage betreten zu können
- Netzanschluss der Forschungsanlage
- Maximale Stringleistung von 7,77kW und Gesamtleistung von 62,16kW
- Verwendung der vom Projektpartner HS-KA geforderten PV-Module Solarwatt H3.0 pure 370Wp, zur Einbindung der SubMPPT in die nicht marktüblichen, großen Anschlussdosen
- PV-Montagesystem mit vertikaler Montagerichtung der PV-Module (nachträgliche Anpassung zur horizontalen Montage auf Wunsch der HS-KA)

Im Rahmen der Projektumsetzung erwies sich die Beschaffung zentraler Komponenten als herausfordernd und war mit signifikanten Abweichungen von den ursprünglich geplanten Kosten verbunden.

Die Beschaffung der Solarmodule erfolgte frühzeitig im vierten Quartal 2022 über den Hersteller Solarwatt, um Lieferengpässe zu vermeiden. Die Auslieferung verzögerte sich jedoch bis in das dritte Quartal 2023. Infolge der angespannten Marktsituation und gestiegener Materialpreise kam es zu einer Kostensteigerung von etwa 8 % gegenüber den ursprünglich bewilligten Mitteln.

Für die Bereitstellung der PV-Aufständigung sowie der dazugehörigen Montageleistungen wurde eine beschränkte Ausschreibung durchgeführt, um sowohl wirtschaftliche Aspekte als auch vergaberechtliche Anforderungen zu berücksichtigen. Trotz der gezielten Ansprache potenzieller Anbieter gingen lediglich zwei Angebote ein. Der Zuschlag wurde auf das wirtschaftlichste Angebot erteilt. Aufgrund der im Jahr 2023 außergewöhnlich hohen Nachfrage und der angespannten Marktlage in der Photovoltaikbranche ergab sich in diesem Bereich jedoch eine erhebliche Kostensteigerung von rund 70 % im Vergleich zu den eingeplanten Mitteln.

Auch im Bereich des Netzanschlusses und Leitungsbaus kam es zu deutlichen Kostenabweichungen. Die beauftragte Fachfirma überschritt die ursprünglich kalkulierten Aufwendungen um etwa 45 %, was maßgeblich auf gestiegene Lohn- und Materialkosten sowie eine hohe Auslastung der Branche zurückzuführen ist.

Die Auswahl geeigneter Wechselrichter stellte eine besondere technische Herausforderung dar. Umfangreiche Marktanalysen ergaben, dass lediglich ein kommerziell verfügbares Gerät prinzipiell in der Lage gewesen wäre, die projektspezifischen Anforderungen zu erfüllen. Dessen Einsatz hätte jedoch tiefgreifende Anpassungen der Herstellersoftware erfordert, deren Umsetzung seitens des Herstellers nicht realisierbar war. Vor diesem Hintergrund wurde entschieden, auf kommerzielle Lösungen zu verzichten und stattdessen die am ETI entwickelten und gefertigten Einplatinenstromrichter einzusetzen. Diese zeichnen sich durch ihre Flexibilität, die einfache Integration in die übergeordnete Signalverarbeitung sowie die Erfüllung sämtlicher technischer Anforderungen für den Einsatz als Netzwechselrichter im Kontext der HiLEM-Schaltung aus.

Im Rahmen der beschränkten Ausschreibung für die PV-Aufständigung und die zugehörige Montageleistungen erhielt ein Angebot den Zuschlag, das das Aufständigungssystem „A-Rack“ der Firma K2 Systems einsetzt (vgl. Abbildung 22). Dieses System basiert auf einer modularen Bauweise, bei der standardmäßig jeweils zwei Photovoltaikmodule in Hochkant

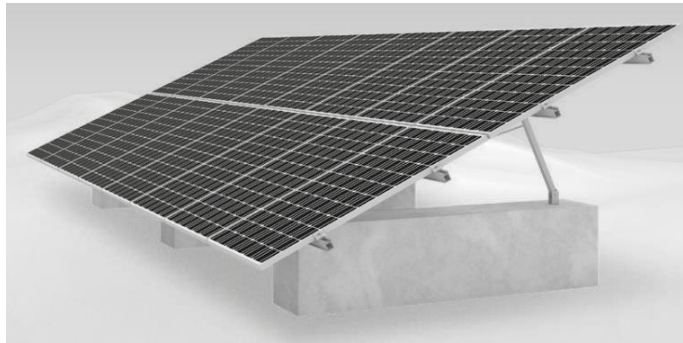


Abbildung 22 A-Rack System von K2-system

Anordnung übereinander installiert werden. Die einzelnen Moduleinheiten können seitlich miteinander kombiniert werden, sodass sich die Gesamtbreite der Aufständigung flexibel an die projektspezifischen Anforderungen anpassen lässt.

Zur Verankerung der Aluminiumkonstruktion werden vorgefertigte Betonfundamente verwendet, die auf den vorbereiteten Untergrund aufgesetzt und entsprechend ausgerichtet werden. Diese Bauweise ermöglicht eine installationstechnisch vergleichsweise einfache Umsetzung ohne aufwendige Tiefbaumaßnahmen. Darüber hinaus zeichnet sich das System durch eine hohe Flexibilität hinsichtlich Aufstellung, Versetzung und Anpassung aus, was insbesondere für projektspezifische Änderungen oder spätere Erweiterungen von Vorteil ist.

Auf der zuvor festgelegten Fläche siehe Abbildung 23 wird die Feldtestanlage in vier Aufständigungsreihen untergliedert aufgebaut. Pro Reihe sind dann zwei PV-Strings vorgesehen. Die Abstände zwischen den Aufständigungsreihen wurden auf 5,3 m festgelegt, wodurch auch bei niedrigstem



Abbildung 23 Satellitenbild der ausgewählten Aufstellungsfläche



Abbildung 24 Planskizze der Aufständigungsreihen

Sonnenstand im Dezember keine Verschattung durch die davor liegende Aufständigungsreihe erfolgt. Als Aufständigungswinkel wurde 25° gewählt und die Ausrichtung entspricht Südsüdost. Abbildung 24 zeigt die erstellte Planskizze mit der Anordnung der Aufständigungsreihen und der String Aufteilung.

AP 4.1.2 Beschaffung der Solarmodule und Wechselrichter sowie Koordination des Aufbaus der PV-Anlage am KIT

Wie bereits in AP 4.1.1 beschrieben wurden die 168 PV-Module von Solarwatt im dritten Quartal 2023 geliefert.



Abbildung 25 Aufbau Feldtestanlage

Der Aufbau der Aufständereien für die Feldtestanlage erfolgte dann im ersten Quartal 2024, was in Abbildung 25 und Abbildung 27 dargestellt ist. Nach einem im Frühjahr 2024 stattgefundenen Projekttreffen wurde durch den Projektpartner HS-KA gefordert, die PV-Module nicht mehr wie zuvor geplant Hochkant zu montieren, sondern eine Quermontage vorzunehmen. Diese Montagerichtung würde die Verschattungsversuche des Substring

MPP-Trackings erleichtern, da mehrere Substrings nebeneinander liegender Module gleichzeitig verschattet werden könnten. Diese Änderung führte zu einer Umplanung der String Anordnung und einen zeitlichen Mehraufwand für den ausführenden Solarteur bei der Montage des Aufständereissystems. Abbildung 27 zeigt bereits die Anordnung der Module in der neuen Quermontage Konfiguration. Die Verlegung der Netzanschlussleitungen zum Standpunkt eines Unterverteilers auf dem Feldtestareal wurde im dritten Quartal 2024 durchgeführt, da die ausführende Leitungsbaufirma keine früheren Kapazitäten frei hatte.

Aufgrund einer zum Projektbeginn nicht vorhersehbaren Bebauung des nördlichen Teils über der Feldtestanlage, wurde durch die KIT eigene Gebietsplanung eine Straße durch den oberen Teil der Feldtestanlage (String 1 und String 2)



Abbildung 26 Neue Planskizze der Feldtestanlage



Abbildung 27 Aufbau Feldtestanlage

beschlossen. Dies hatte zur Folge, dass die nördliche Aufständereissreihe versetzt werden musste. Da im südlichen Teil kein Platz für eine zusätzliche

Aufständereissreihe bestand, wurde die nördlichste Reihe in drei Sektionen aufgeteilt und jeweils an der östlichen Seite der anderen Aufständereissreihen angebaut. Hier war das gewählte Montagesystem mit fertigen Betonfundamenten von großem Vorteil, da diese mit überschaubarem Aufwand versetzt werden konnten. Nichtsdestotrotz hat sich durch die erneute Beauftragung des Solarteurs und der damit einhergehenden Wartezeit der weitere

Aufbau verzögert. Abbildung 26 zeigt die überarbeitete Planskizze mit der neuen Anordnung und String Verteilung. Die Arbeiten konnten anschließend im ersten Quartal 2025 fertiggestellt werden, so dass anschließend der Netzanschluss folgen konnte. Der Netzanschluss erfolgte in der Niederspannungshauptverteilung eines Forschungstransformators in der an das Feldtestareal angrenzenden Smart Energy System Simulation and Control Center (SEnSSiCC) Halle. Um die Feldtestanlage direkt nach Fertigstellung des Netzanschlusses nutzen zu können, wurden durch das KIT eigenen Facility Management passende Stringwechselrichter zur Verfügung gestellt, um Einstrahlungs- und Leistungsdaten der Feldtestanlage aufzeichnen zu können. Sollte die HiLEM Schaltung nach Projektende für Versuche an die Feldtestanlage angeschlossen werden, so gibt es bereits eine Umschaltvorrichtung, um zwischen HiLEM mit den Eigenbau Einplatinenstromrichtern und den Standard-Stringwechselrichtern umschalten zu können.

AP 4.2 Feldtest HiLEM

AP 4.2.1 Ausarbeitung der Testszenarien, hierzu zählen beispielsweise eine modulare Verschaltung der PV-Strings oder Verschattungsszenarien

Die HiLEM-Schaltung wird im Rahmen eines Power-Hardware-in-the-Loop-(PHIL)-Systems validiert. In diesem Versuchsaufbau ist die Schaltung eingangsseitig an einen spezifischen Photovoltaik-(PV-)Emulator sowie ausgangsseitig an einen DC- bzw. AC-Netzemulator gekoppelt. Diese Konfiguration ermöglicht eine gezielte und flexible Anpassung von Strom- und Spannungskennlinien innerhalb der definierten Systemgrenzen.

Dem eingangsseitigen PV-Emulator kommt hierbei eine zentrale Bedeutung zu. Zum Einsatz kommt ein dreikanaliges, bidirektionales Netzteil des Typs „PSB 20920-20 Triple“ (Elektro-Automatik), das über ein dediziertes Softwaremodul zur PV-Emulation verfügt. Mit diesem System lassen sich nahezu beliebige Betriebszustände einer Feldtestanlage mit bis zu drei PV-Strings realitätsnah nachbilden. Darüber hinaus erlaubt das System die dynamische Simulation vorgegebener PV-Ertragsprofile. Der gewählte Versuchsaufbau unterstützt somit die präzise Abbildung definierter Testszenarien und gewährleistet deren hohe Reproduzierbarkeit.

Als Testszenarien wurden verschiedene, überwiegend dynamische PV-Ertragsverläufe definiert. Diese gehen mit einer zeitlichen Verschiebung des Maximum Power Points (MPP) entlang der PV-Kennlinie einher. Schnelle Änderungen des Betriebspunktes entstehen typischerweise durch kurzfristige Verschattungen, beispielsweise infolge von Wolkenbewegungen. Demgegenüber sind langsame MPP-Verschiebungen häufig auf wandernde Schatten durch infrastrukturelle Objekte oder Vegetation zurückzuführen.

Zwischen mehreren PV-Strings können gleichzeitig unterschiedliche Betriebspunkte auftreten, insbesondere bei partieller Verschattung. Dauerhafte Abweichungen zwischen den Strings sind meist auf ungleichmäßige Verschaltungen der PV-Module oder auf Defekte einzelner Module zurückzuführen. Temporäre, jedoch längerfristige Unterschiede entstehen häufig durch Verschmutzungen von Modulen. In solchen Fällen ist die Verschmutzung innerhalb eines Strings in der Regel homogen, sodass zwar Unterschiede zu einem sauberen Referenzzustand bestehen, jedoch nur geringe Abweichungen zwischen den einzelnen betroffenen Modulen auftreten.

Alle betrachteten Testszenarien führen letztlich zu einer Veränderung der PV-Kennlinie oder zu einer Verschiebung des MPP entlang dieser Kennlinie. Dadurch können die unterschiedlichen Szenarien systematisch zusammengefasst und auf charakteristische Änderungen der Kennlinienparameter reduziert werden. Da der eingesetzte PV-Emulator die unabhängige Abbildung von drei PV-Strings ermöglicht, erfolgt die Analyse der Testszenarien exemplarisch für diese drei Strings. Eine Erweiterung auf einen vierten String wird nicht berücksichtigt, da hieraus keine zusätzlichen wissenschaftlichen Erkenntnisse zu erwarten sind.

Im Rahmen der Untersuchungen wurden mehrere Testszenarien definiert, die unter variierenden PV-Spannungen und -Strömen durchgeführt werden. Ziel ist die systematische Analyse des Verhaltens der Anlage in Abhängigkeit unterschiedlicher Arbeitspunkte der MPP der einzelnen PV-Strings. Die betrachteten Szenarien lassen sich wie folgt strukturieren:

- Alle PV-Strings weisen identische MPPs auf.
- Zwei PV-Strings besitzen denselben MPP, während ein dritter String einen statisch abweichenden MPP aufweist.
- Alle drei PV-Strings haben jeweils unterschiedliche, statisch abweichende MPPs.
- Zwei PV-Strings besitzen identische MPPs, während ein dritter String einem dynamischen MPP folgt.
- Zwei PV-Strings besitzen unterschiedliche, aber statisch feste MPPs, während ein dritter String einem dynamischen MPP folgt.
- Ein PV-String weist einen statischen MPP auf, zwei weitere PV-Strings zeigen dynamisch variierende MPPs.
- Alle drei PV-Strings besitzen dynamisch veränderliche MPPs.

Ergänzend dazu ist eine geeignete Festlegung des Betrachtungszeitraums erforderlich. In der Regel ist insbesondere ein kurzer Zeitabschnitt von Interesse, in dem die relevanten Änderungen im Systemverhalten auftreten. Charakteristische Vorgänge innerhalb einer PV-Anlage können sich sowohl innerhalb weniger Sekunden als auch über Zeiträume von mehreren Minuten oder Stunden erstrecken.

Während längere Beobachtungszeiträume insbesondere für Anwendungen wie die Ertragsprognose von Bedeutung sind, haben sie im Allgemeinen nur einen geringen Einfluss auf die elektrotechnischen Eigenschaften der untersuchten Schaltung. Aus diesem Grund konzentrieren sich die vorliegenden Untersuchungen primär auf kurze Zeitintervalle im Bereich weniger Sekunden. In diesen Zeiträumen lassen sich die für die elektrotechnische Analyse maßgeblichen transienten und dynamischen Effekte hinreichend genau erfassen und bewerten.

AP 4.2.2 Aufbau der HILEM Schaltung im Feld

Wie bereits dargelegt, erfolgte der Aufbau eines PHIL-Systems in Kombination mit der HiLEM-Schaltung. Dieser Ansatz ermöglicht es, unabhängig vom Fortschritt der Fertigstellung der Feldtestanlage frühzeitig mit der Validierung des Gesamtsystems zu beginnen. Durch die Integration von im Labor verfügbaren Photovoltaik-(PV)-Emulatoren können unterschiedliche

Einstrahlungsszenarien gezielt nachgebildet und untersucht werden, ohne dabei von den meteorologischen Bedingungen am realen Versuchsstandort abhängig zu sein.

Die gewählte Methodik bietet den Vorteil, dass die komplette HiLEM-Schaltung unter kontrollierten und reproduzierbaren Laborbedingungen evaluiert und validiert werden kann. Insbesondere erlauben PHiL-Tests eine signifikante Verkürzung der erforderlichen Testzeiträume im Vergleich zu Untersuchungen an realen Feldtestanlagen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die Emulatoren ein direkter Einfluss auf die elektrischen Größen, insbesondere die Stringspannung und den Stringstrom, ausgeübt werden kann. Infolgedessen lassen sich verschiedenste Betriebszustände effizient und unabhängig von realen Einstrahlungsverhältnissen untersuchen.

Die erweiterten Laboruntersuchungen stellen somit eine leistungsfähige Alternative beziehungsweise Ergänzung zu Tests an der realen PV-Feldtestanlage dar. Potenzielle Fehlerquellen und systemische Schwachstellen können bereits im Vorfeld identifiziert und analysiert werden, wodurch sich die Dauer sowie der Aufwand nachgelagerter Feldtests erheblich reduzieren lassen. Der aktuelle Stand der Technik ermöglicht darüber hinaus die realitätsnahe Nachbildung kompletter Verschattungsszenarien innerhalb eines PV-Strings durch geeignete Emulatoren. Dies eröffnet die Möglichkeit, äußerst detaillierte und systematische Untersuchungen durchzuführen, ohne die Abhängigkeit zur Fertigstellung der aufgebauten Infrastruktur beachten zu müssen.

AP 4.2.3 Durchführung und Auswertung der Testszenarien.

Hier werden exemplarisch die Messergebnisse für zwei Testszenarien gezeigt und beschrieben. Zum einen wird ein Standardfall mit statischen MPPs für alle drei Strings gezeigt, zum anderen wird ein Betriebszustand gezeigt, bei dem zwei PV-Strings statisch feste MPPs, aber unterschiedliche aufweisen und ein PV-String einem dynamisch variierenden Arbeitspunkt folgt. Das lokale MPPT wurde bei allen gezeigten Messungen mit einem in der LCU implementierten Perturb-and-Observe- (P&O-) Algorithmus realisiert.

In Abbildung 28 ist die Messung für den nicht variierenden Arbeitspunkt abgebildet. Die drei PV-Strings sind in unterschiedlichen, aber festen Arbeitspunkten.

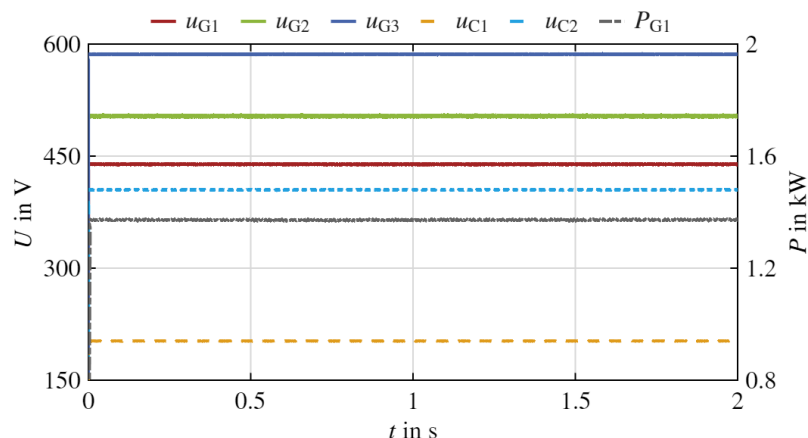


Abbildung 28 Messung nicht veränderlicher MPP

Für die PV-Strings wurden unterschiedliche Arbeitspunkte vorgegeben: Für String 1 wurde eine MPP-Spannung von 440 V, für String 2 eine MPP-Spannung von 500 V und für String 3 eine MPP-Spannung von 580 V eingestellt. Diese Vorgaben wurden durch die Regelung der jeweiligen Eingangsstufen entsprechend nachgeführt. Da keine dynamischen Änderungen auftreten, ist der Betriebspunkt sehr stabil und es ist praktisch keine Spannungsabweichung von der Ziel MPP-Spannung erkennbar.

In Abbildung 29 ist die Messung für den dynamisch variierenden Arbeitspunkt abgebildet. Die beiden anderen PV-Strings sind währenddessen in unterschiedlichen, aber festen Arbeitspunkten.

Abbildung 29 zeigt die Messung des Verhaltens der Eingangsstufen bei aktivem lokalem MPPT für drei aktive Eingangsstufen.

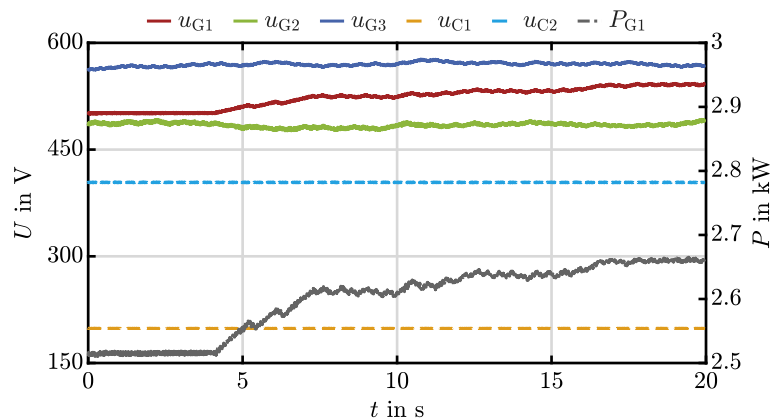


Abbildung 29 Messung dynamisch ändernder MPP

Für die PV-Strings wurden unterschiedliche Arbeitspunkte vorgegeben: Für String 2 wurde eine MPP-Spannung von 490 V und für String 3 eine MPP-Spannung von 580 V eingestellt. Diese Vorgaben wurden durch die Regelung der jeweiligen Eingangsstufen entsprechend nachgeführt. Für String 1 wurde die MPP-Spannung zum Zeitpunkt $t = 4$ s sprunghaft von 500 V auf 550 V erhöht. In der Folge passt der Regler die Betriebsspannung dynamisch an den neuen Arbeitspunkt an, bis der entsprechende MPP erreicht ist.

Das Regelverhalten lässt sich zudem anhand der Leistungsabgabe des ersten PV-Strings (P_{G1}) nachvollziehen, welche die erfolgreiche Nachführung auf den neuen MPP bestätigt.

AP 4.4 Verifikation der Vorteile des Multi-Level MPPT

AP 4.4.1 Zusammenführung der Ergebnisse aus 4.2 und 4.3 für die Planung der Testszenarien Multi-Level MPPT im Feld

Die geplanten gemeinsamen Multi-Level-MPPT-Feldtests konnten im Rahmen des Projekts aus zeitlichen Gründen nicht mehr realisiert werden. Ursächlich hierfür waren mehrere, sich kumulierende Verzögerungen in unterschiedlichen Teilbereichen des Projekts:

Zum einen kam es zu erheblichen Verzögerungen beim Aufbau der Feldtestanlage, die bereits in AP 4.1.2 detailliert dargestellt wurden. Diese ergaben sich insbesondere aus Herausforderungen bei der finalen Standortwahl, verlängerten Wartezeiten bei der

Verfügbarkeit von Handwerksleistungen sowie notwendigen nachträglichen Anpassungen an der Feldtestanlage. Diese Faktoren führten in Summe dazu, dass die Anlage erst sehr spät im Projektzeitraum in einem stabilen und einsatzbereiten Zustand für umfangreiche Feldtests zur Verfügung stand.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt war der Ausfall des Projektpartners PREMA. Infolgedessen verzögerte sich die Entwicklung und Bereitstellung des Sub-MPPT-Systems an der Hochschule Karlsruhe (HS-KA) deutlich, wodurch eine zentrale Voraussetzung für die Durchführung der geplanten Multi-Level-Tests nicht rechtzeitig erfüllt werden konnte.

Darüber hinaus nahm die Entwicklung des HiLEM-Systems deutlich mehr Zeit in Anspruch als ursprünglich im Projektantrag vorgesehen (vgl. AP 2.2). Dies ist darauf zurückzuführen, dass ein höherer Entwicklungsaufwand in die Weiterentwicklung der Hardware investiert werden musste. Zusätzlich war die vollständige Entwicklung der Regelung erforderlich, die im ursprünglichen Projektantrag nicht vorgesehen war und daher nicht in der Zeitplanung berücksichtigt wurde.

Aufgrund dieser Rahmenbedingungen konnte keine ausreichende zeitliche Überschneidung aller notwendigen Komponenten und Systeme für die Durchführung gemeinsamer Multi-Level-MPPT-Tests im Feld erreicht werden. Stattdessen wurden zur Validierung des HiLEM-Ansatzes ausschließlich Einzeltests am Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL)-Aufbau durchgeführt. Diese ermöglichten dennoch eine grundlegende funktionale Verifikation unter kontrollierten Laborbedingungen.

AP 4.4.2 Umbau der Anlage für die Multi-Level MPPT Vergleiche im Feld

➔ Siehe 4.4.1

AP 4.4.3 Durchführung und Auswertung der Testszenarien durch das KIT und die HS-KA

➔ Siehe 4.4.1

AP 4.4.4 Anpassen der Regelalgorithmen des SubMPPT zur Optimierung des Multilevel MPPT

➔ Siehe 4.4.1

AP 4.4.5 Vergleich und Bewertung der unterschiedlichen Ansätze und Ergebnisse aus den Arbeitspaketen 4.2, 4.3 und 4.4 Anpassen der Regelalgorithmen des SubMPPT zur Optimierung des Multi-Level MPPT.

➔ Sieh 4.4.1

AP 5 Balance of Systems

AP 5.1 Konzeptionierung der Software und Abstimmung der Schnittstellen

Im Rahmen des Arbeitspakets 5.6 wurde der Hochschule Karlsruhe (HS-KA) die Durchführung der Simulationsumgebung zur einstrahlungsabhängigen Ertragssimulation des Gesamtsystems zugewiesen. In diesem Zusammenhang wurde dem Vorschlag zugestimmt, die grafische Softwareumgebung Unreal Engine einzusetzen. Der Einsatz dieser Plattform

ermöglicht die Umsetzung einer visuell ansprechenden Benutzeroberfläche, welche insbesondere die Simulation der solaren Einstrahlung anschaulich und grafisch hochwertig darstellen kann.

Zur Kopplung des Softwaremodells der HS-KA für die Gesamtertragssimulation mit dem am KIT in den Arbeitspaketen 5.3 und 5.4 entwickelten Simulationsmodell für HiLEM wurde eine geeignete Schnittstellengröße definiert. Hierbei wurde insbesondere die für die Ertragssimulation maßgebliche Größe der Systemverluste des HiLEM-Systems festgelegt.

Die erforderlichen Verlustkennfelder der HiLEM-Schaltung werden im Rahmen eines vorgelagerten Pre-Processing-Schritts generiert. Diese Kennfelder werden anschließend durch ein in Python implementiertes Softwaremodul verarbeitet. Auf Basis der von der Gesamtertragssimulation angeforderten Arbeitspunkte stellt dieses Modul die jeweils zugehörigen Systemverluste bereit und ermöglicht somit eine konsistente und effiziente Integration des HiLEM-Modells in die übergeordnete Simulation des Gesamtertrags.

AP 5.2 Erstellung einer Datenbank über alle zu simulierenden Komponenten inklusive Kosten der Komponenten, Flächenbedarf, Wirkungsgrad

Der Hauptteil der Sammlung lag hier bei der HS-KA, da dieses AP bereits Vorbereitungen für das von der HS-KA bearbeitete AP 5.6 beinhaltet, von Seiten des KIT wurden die notwendigen Angaben zu den Komponenten und Wirkungsgrad zur Verfügung gestellt.

AP 5.3 Modellierung der HiLEM Schaltung inklusive der Anschlusskomponenten und Signalverarbeitung auf unterschiedlichen Zeitskalen

In diesem AP wurde das Simulationsmodell für die HiLEM-Schaltung in Matlab/Simulink® aufgebaut. Das Modell ist untergliedert in einen physikalischen Teil, welcher das elektrische Modell von HiLEM nachbildet. Hierbei ist als kleinster Bestandteil die schaltenden Halbleiter zu erwähnen, welche in dem Modell berücksichtigt wurden, um auch transientes Verhalten der Schaltung nachbilden zu können. Abbildung 30 zeigt diesen physikalischen Abschnitt des Simulationsmodells.

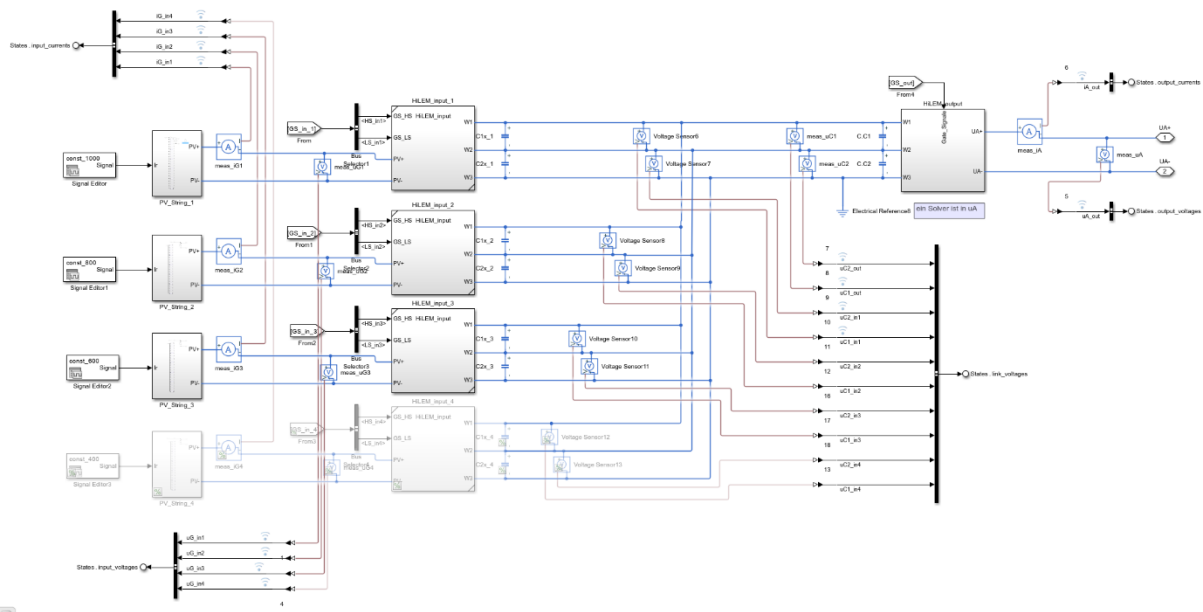


Abbildung 30 HiLEM Simulationsmodell physikalisch

Ein weiterer Teilabschnitt des Modells bildet die Ansteuerung und Regelung der HiLEM-Schaltung ab. In Abbildung 31 ist eine Übersicht der Regelung zu sehen. Dabei wurde die Regelung in Simulink so implementiert, dass einzelne Funktionsblöcke direkt zu HDL-Code (Hardware Description Language) generiert werden können, welcher direkt für die Implementierung auf dem FPGA der LCUs verwendet werden kann. In Abbildung 32 zu sehen ist der Inhalt eines in Abbildung 33 gezeigten Regelungsblock für eine Eingangsstufe. Darin enthalten sind die entworfenen PI-Regler für die überlagerte Spannungs- und unterlagerte Stromregelung.

Das aufgebaute Simulationsmodell bietet die Möglichkeit die das Verhalten der HiLEM-Schaltung in verschiedenen zeitlichen Auflösungen zu analysieren, neben der Untersuchung der einzelnen Schalthandlungen und Modulationssteuerung, ist es ebenfalls möglich verschiedene Szenarien modellieren zu können.

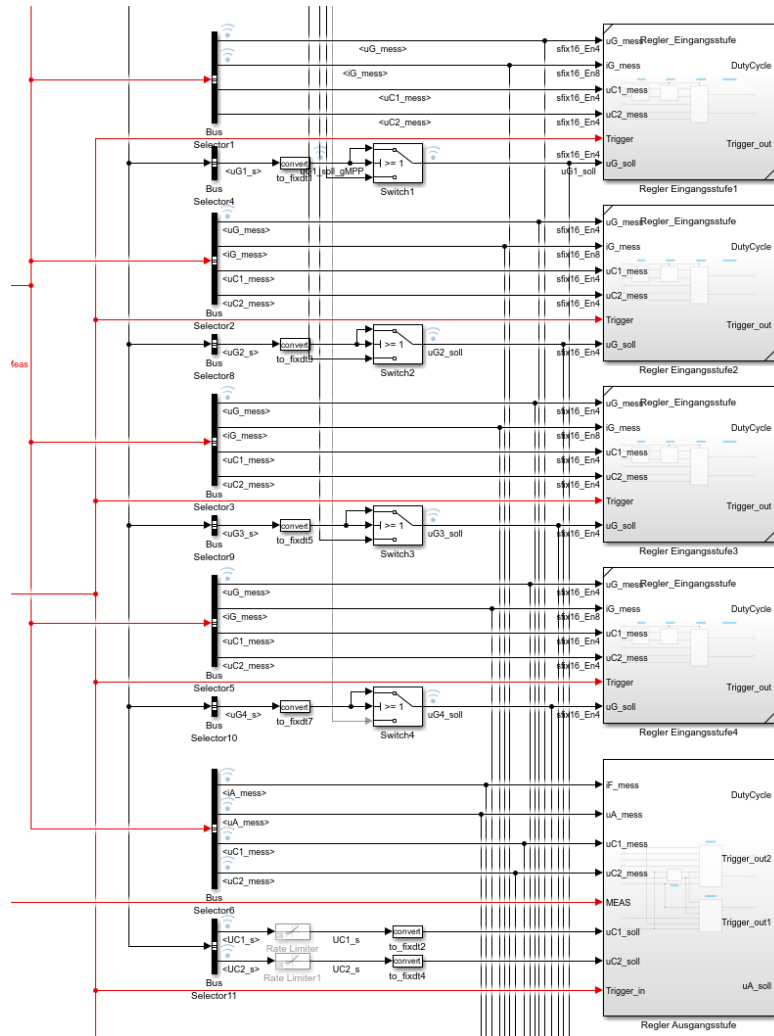


Abbildung 31 HiLEM Simulationsmodell Übersicht der Regelung

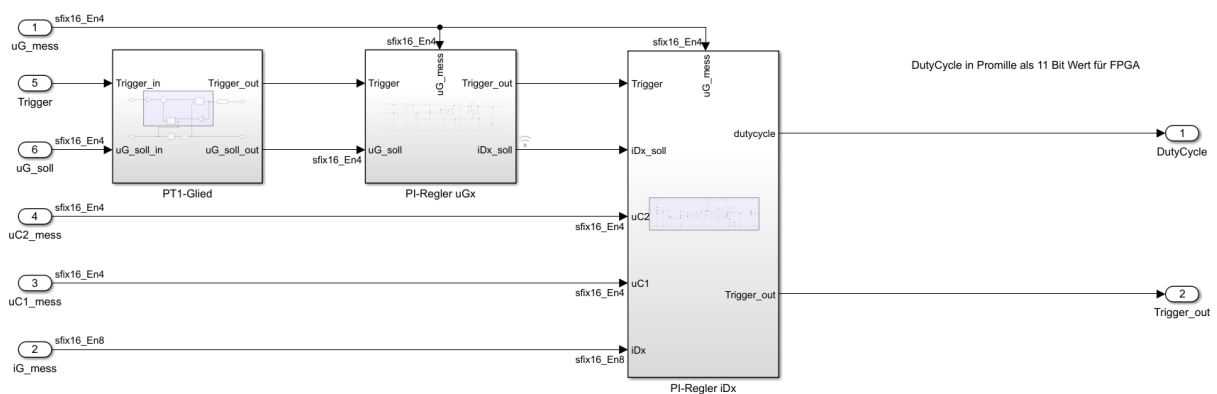


Abbildung 32 Simulationsmodell HiLEM Regelung

AP 5.4 Validierung und Optimierung des HiLEM Models mittels Daten aus AP 2 und AP 4.2

Die im Arbeitspaket AP2 sowie im Teilprojekt AP4.2 erzielten Ergebnisse dienen primär der Weiterentwicklung der Steuerungs- und Regelungskonzepte der HiLEM-Schaltung. Dabei wurde identifiziert, dass die Spannungsaufteilung im geteilten DC-Zwischenkreis einen maßgeblichen Einfluss auf die Gesamteffizienz des Systems ausübt.

Insbesondere zeigt sich, dass eine möglichst geringe Auslegung der oberen Zwischenkreisspannung u_{C1} zu einer Reduktion der Schaltverluste in den Halbleiterbauelementen führt. Dieser Zusammenhang lässt sich durch die zugrunde liegenden physikalischen Schaltvorgänge sowie die Abhängigkeit der Schaltverluste von der anliegenden Spannung erklären.

Die in den Abbildung 34 und Abbildung 33 dargestellten Verlustkennfelder der HiLEM-Ein- und Ausgangsstufen bestätigen dieses Verhalten quantitativ. Sie verdeutlichen, dass mit abnehmender Zwischenkreisspannung u_{C1} eine signifikante Verringerung der verlustbehafteten Schaltvorgänge einhergeht, wodurch die Effizienz der Gesamtanordnung entsprechend gesteigert werden kann.

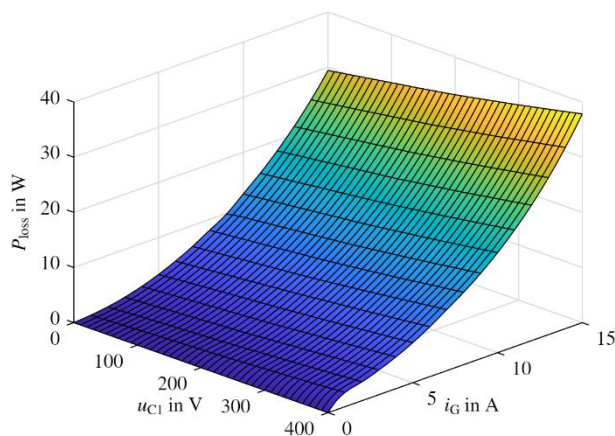


Abbildung 34 Verlustkennfeld HiLEM Eingangsstufe

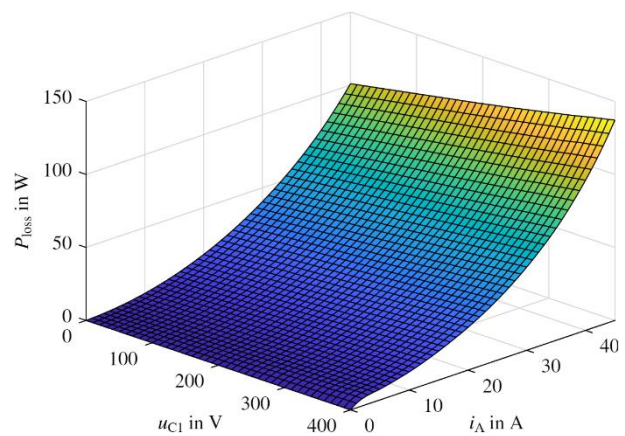


Abbildung 33 Verlustkennfeld HiLEM Ausgangsstufe

Hierdurch entstand weitergehender Forschungsbedarf für die optimierte Steuerung des geteilten Zwischenkreises mit dynamischer Anpassung der Spannungsniveaus von u_{C1} und u_{C2} .

Ein fortgeschrittener Ansatz besteht darin, den PV-Ertrag mit den Verlusten des HiLEM-Systems zu vergleichen, die anhand von Verlustkennfeldern für verschiedene Betriebspunkte bereitgestellt werden. Auf Grundlage dieses Vergleichs kann für jede Eingangs- und Ausgangsstufe ein Betriebspunkt ausgewählt werden, der den Gesamtenergieertrag des Systems maximiert [6].

Konkret wird ein globales MPPT implementiert, das periodisch definierte Spannungsbereiche der Strings durchläuft. Dabei wird die spezifische PV-Leistung der detektierten lokalen MPP bestimmt. Anschließend werden die an den jeweiligen Betriebspunkten auftretenden Systemverluste subtrahiert, sodass sich der gesamte Systemertrag für jeden Betriebspunkt ergibt.

Der erweiterte Systemleistungsalgorithmus kombiniert die kontinuierliche Sollwertbestimmung der Spannungen u_{c1} und u_{c2} des verlustreduzierten Algorithmus aus AP2.6 mit einem periodisch ausgeführten globalen MPPT. Dieses globale MPPT wird nicht kontinuierlich, sondern in regelmäßigen Intervallen von etwa 10 bis 30 Minuten durchgeführt, wobei das Ausführungsintervall an die Konfiguration und die Betriebsbedingungen des PV-Systems angepasst werden kann [6].

Hierdurch werden optimierte Spannungssollwerte für die einzelnen Stringspannungen u_{Gx} ermittelt, die auf eine Maximierung der Gesamtleistung des Systems abzielen. Diese Sollwerte werden anschließend als Initialwerte an die lokalen MPPT-Regelungen der Eingangsstufen übergeben. Der strukturelle Ablauf dieses Algorithmus ist in Abbildung 35 dargestellt.

Im Rahmen der Verlustbewertung werden jedem lokalen Maximum entsprechende Leistungsverluste zugeordnet (vgl. Abbildung 33 und Abbildung 34). Die einzelnen Verlustkomponenten werden anschließend aggregiert, um die Gesamtverluste des Systems für den jeweiligen Betriebspunkt zu bestimmen. Abschließend wird jener lokale Arbeitspunkt ausgewählt, der die höchste Gesamtleistung liefert, definiert als Differenz zwischen der erzeugten PV-Leistung und den innerhalb der Systemtopologie auftretenden Verlusten. Zu diesem neuen Verfahren wurde bereits eine Veröffentlichung verfasst, welche unter 6. Aufgelistet wurde.

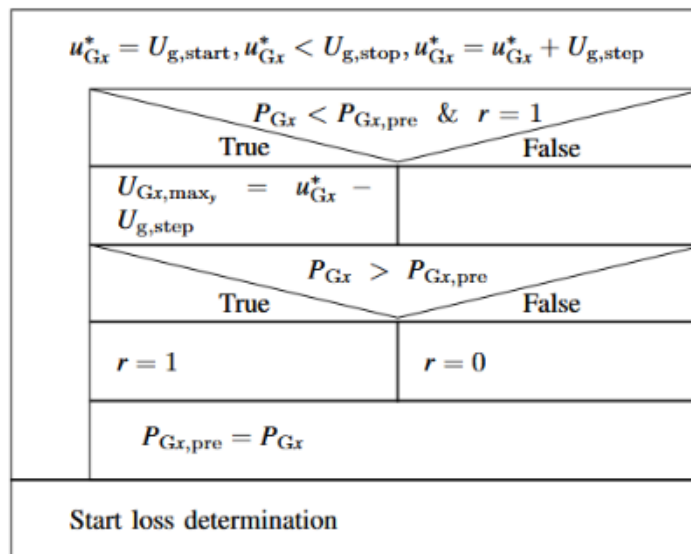


Abbildung 35 Ablauf des Systemleistungsalgorithmus [6]

AP 5.5 Vermessung der harmonischen Impedanz und Modellbilden des Wechselrichters unter der am KIT vorhandenen Infrastruktur

Da sich die Forschungsarbeiten im Rahmen des Solarpark-Projekts primär auf die Analyse und Weiterentwicklung der HiLEM-Schaltung konzentrierten und diese als partieller DC/DC-Wandler keine unmittelbare Anbindung an ein Wechselstromnetz aufweist, ist eine Untersuchung der harmonischen Impedanzen für dieses System nicht zielführend.

Darüber hinaus lag der Fokus des Projekts nicht auf der Entwicklung oder detaillierten Analyse des eingesetzten Wechselrichters. Aus diesem Grund wurde der verwendete selbst entwickelte Einplatinenstromrichter im Rahmen der vorliegenden Arbeit, auch unter Berücksichtigung der begrenzten Projektressourcen, nicht weitergehend untersucht.

AP 5.11 Gemeinsame Ergebnisauswertung des Mehrwerts der in dem Projekt entwickelte HiLEM Schaltung sowie der PV-Module inklusive SubMPPT oder Moduloptimierer

In diesem Abschnitt wird ausschließlich die HiLEM-Schaltung betrachtet. Im Rahmen des Forschungsprojekts Solarpark 2.0 wurde diese Schaltung signifikant weiterentwickelt und auf einen deutlich höheren technologischen Reifegrad gebracht.

Auf der Hardwareebene wurde ein modulares Systemkonzept realisiert, bei dem mehrere HiLEM-Eingangsstufen miteinander kombiniert und über eine gemeinsame HiLEM-Ausgangsstufe zu einem DC-Ausgang zusammengeführt werden. Dieses modulare Design ermöglicht eine flexible Anpassung an unterschiedliche Systemanforderungen und verbessert gleichzeitig die Skalierbarkeit der Gesamtarchitektur. Ein weiterer wesentlicher Fortschritt ergibt sich aus der Eigenschaft des partiellen DC/DC-Wandlers, lediglich einen geringen Anteil der Gesamt-Systemspannung schalten zu müssen. Dadurch wird der Einsatz von Galliumnitrid-(GaN)-Leistungshalbleitern in String basierten PV-Anwendungen ermöglicht.

Diese Entwicklung stellt einen zentralen Meilenstein des gesamten Forschungsvorhabens dar, da die HiLEM-Schaltung als Schlüsseltechnologie fungiert, um GaN-Halbleiter in Systemen mit hohen Spannungsniveaus von 1000 V bzw. 1500 V einsetzen zu können. Bisher waren GaN-Halbleiter aufgrund ihrer aktuell verfügbaren maximalen Sperrspannungen von typischerweise 650 V primär auf Anwendungen mit niedrigeren Spannungen beschränkt. Durch die HiLEM-Topologie eröffnen sich somit neue Einsatzmöglichkeiten in hochspannungsbasierten Energiesystemen, insbesondere in der Photovoltaik.

Darüber hinaus zeigen verbesserte Regelungsansätze sowie die dynamische Anpassung der DC-Zwischenkreispotenziale – wie in [6] dargestellt –, dass die HiLEM-Schaltung ein erhebliches Potenzial für einen hocheffizienten Betrieb als PV-DC/DC-Wandler besitzt. Insbesondere die optimierte Regelstrategie trägt dazu bei, Verluste zu minimieren und den Gesamtwirkungsgrad des Systems zu steigern.

Im Rahmen von Testszenarien und wissenschaftlichen Veröffentlichungen wurde jedoch auch deutlich, dass der Effizienzvorteil der HiLEM-Schaltung gegenüber konventionellen DC/DC-Wandlern stark von den Betriebsbedingungen abhängt. Insbesondere kann dieser Vorteil nur dann vollständig ausgeschöpft werden, wenn die MPP-Spannungen (Maximum Power Point) der angeschlossenen PV-Strings vergleichsweise nahe beieinander liegen. Dies ist typischerweise bei großen PV-Anlagen mit homogenen Stringkonfigurationen der Fall [12]. Im Gegensatz dazu sind große Eingangsspannungsbereiche, wie sie bei kleineren PV-Anlagen und Stringwechselrichtern häufig gefordert werden, aufgrund der strukturellen Eigenschaften der HiLEM-Topologie nur eingeschränkt realisierbar. Folglich eignet sich die HiLEM-Schaltung insbesondere für großskalige Anlagen, bei denen sowohl ein Effizienzvorteil als auch die Integration von GaN-Halbleitern bei hohen Systemspannungen erreicht werden können.

Neben der Anwendung als PV-DC/DC-Wandler wurde im Zuge weiterführender Forschungsarbeiten ein zusätzlicher Einsatzbereich identifiziert. Dabei kann die HiLEM-Schaltung als bidirektionaler DC/DC-Wandler zur Anbindung von Energiespeichersystemen verwendet werden. In diesem Konzept wird eine HiLEM-Eingangsstufe bidirektional ausgelegt und mit einem Batteriespeicher gekoppelt. Dies ermöglicht eine hocheffiziente, DC-seitige Energiespeicherung ohne zusätzliche Umwandlungsverluste durch AC/DC-Konversion. Dieser Ansatz stellt ein vielversprechendes Erweiterungspotenzial dar und soll über die Projektlaufzeit hinaus weiterverfolgt sowie anhand des aufgebauten Prototyps experimentell validiert werden.

Zusammenfassend zeigt die Weiterentwicklung der HiLEM-Schaltung im Projekt Solarpark 2.0, dass diese Technologie sowohl hinsichtlich Effizienzsteigerung als auch hinsichtlich der

Integration moderner Halbleitertechnologien ein erhebliches Innovationspotenzial für zukünftige Energiesysteme bietet.

2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Der zahlenmäßige Nachweis wurde separat übermittelt.

3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die Entwicklung eines innovativen leistungselektronischen Prototyps zur Optimierung des Maximum Power Point Trackings (MPPT) in stringbasierten Photovoltaikanlagen sowie die damit einhergehende Steigerung der Gesamteffizienz leisten einen substantziellen Beitrag zur Erreichung der Ziele des 7. Energieforschungsprogramms. Insbesondere adressiert das Vorhaben zentrale Anforderungen an die Effizienzsteigerung und technologische Weiterentwicklung im Bereich erneuerbarer Energien.

Im Verlauf des Projekts kam es zu nicht vorhersehbaren externen Einflüssen, darunter die Energiekrise mit einem daraus resultierenden starken Anstieg der Nachfrage im Photovoltaiksektor sowie das Insolvenzverfahren eines Projektpartners. Diese Faktoren führten zu signifikanten Verzögerungen im Projektablauf und hatten zur Folge, dass einzelne Arbeitspakete innerhalb des vorgesehenen Förderzeitraums nicht vollständig abgeschlossen werden konnten. Gleichwohl konnte ein wesentlicher Teil der definierten Projektziele erreicht werden, wodurch zentrale Fragestellungen des Forschungsvorhabens erfolgreich bearbeitet und relevante Ergebnisse erzielt wurden.

Der im Rahmen von Arbeitspaket 2 entwickelte HiLEM-Prototyp wurde erfolgreich aufgebaut und in den in Arbeitspaket 4 durchgeführten experimentellen Untersuchungen validiert. Dabei konnte dessen Eignung als DC/DC-Wandler für das stringbasierte MPPT überzeugend nachgewiesen werden. Ergänzend dazu wurde in Arbeitspaket 5 ein Simulationsmodell implementiert, das es ermöglichte, Optimierungspotenziale in der Ansteuerung der HiLEM-Schaltung systematisch zu identifizieren und in konkrete Verbesserungen umzusetzen. Diese Ergebnisse unterstreichen die technische Funktionalität und das Weiterentwicklungspotenzial des Prototypen-Systems.

Die geplante Weiterführung des Prototyps über den Projektzeitraum hinaus verdeutlicht die Nachhaltigkeit der erzielten Ergebnisse. Insbesondere die Untersuchung der Gesamteffizienz sowie die Integration von Energiespeichersystemen bieten vielversprechende Ansatzpunkte für weiterführende Forschungsarbeiten. Die bisher erreichten Ergebnisse sowie die anschließende Nutzung des Systems belegen eindeutig, dass die geleistete Arbeit sowohl notwendig als auch angemessen war, um die Zielsetzungen des Projekts zu erfüllen und darüber hinaus eine belastbare Grundlage für zukünftige wissenschaftliche Untersuchungen zu schaffen.

4. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die HiLEM-Schaltung wird, wie bereits dargelegt, weiterhin als partieller DC/DC-Wandler untersucht und gezielt hinsichtlich ihrer Eignung für die bidirektionale Anbindung von Energiespeichern weiterentwickelt. In diesem Kontext liegt ein besonderer Fokus auf der Erweiterung der bisherigen Topologie zu einem bidirektionalen System, das sowohl Energieaufnahme als auch -abgabe effizient realisieren kann. Die im Rahmen des Projekts

aufgebaute HiLEM-Schaltung wird über die Projektlaufzeit hinaus fortlaufend experimentell vermessen und analysiert, um zusätzliche Erkenntnisse hinsichtlich ihres Betriebsverhaltens, ihrer Effizienzpotenziale sowie ihrer Langzeitstabilität zu gewinnen.

Parallel dazu soll die am KIT Campus Nord errichtete Feldtestanlage zukünftig als vielseitige Plattform für die Photovoltaikforschung dienen. Die Anlage bietet die Möglichkeit, neuartige PV-Technologien unter realitätsnahen Umweltbedingungen zu untersuchen. So existieren bereits konkrete Ansätze für die experimentelle Analyse von innovativen PV-Tandemmodulen, deren Leistungsfähigkeit und Degradationsverhalten im Feldbetrieb bewertet werden können. Neben der wissenschaftlichen Nutzung wird die Infrastruktur auch zur Erzeugung erneuerbaren Stroms eingesetzt. Dadurch wird ein zusätzlicher Beitrag zur Nachhaltigkeit geleistet, indem die durch die Errichtung der Anlage entstandenen Treibhausgasemissionen durch die kontinuierliche Stromproduktion aus regenerativen Quellen kompensiert werden. In diesem Zusammenhang stellt die Doppelnutzung der Infrastruktur – sowohl für Forschungszwecke als auch für die Energieerzeugung – einen wesentlichen Vorteil dar, da sie zu einer Verbesserung der Gesamt-Emissionsbilanz beiträgt.

Die wissenschaftliche Verwertung der im Projekt erzielten Ergebnisse erfolgte durch Veröffentlichungen auf renommierten internationalen Fachkonferenzen, darunter die Energy Conversion Congress & Expo (ECCE) Europe, die International Power Electronics Conference (IPEC) sowie die Intersolar Europe Conference. Darüber hinaus ist die Publikation weiterer Forschungsergebnisse in einem begutachteten wissenschaftlichen Journal vorgesehen, um die Sichtbarkeit und den wissenschaftlichen Impact der Arbeiten zu erhöhen.

Hinsichtlich der Verwertung geistigen Eigentums ist festzuhalten, dass ein zu Projektbeginn bestehendes Patent zur HiLEM-Schaltung nach eingehender Analyse durch die Patentabteilung des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) aufgegeben wurde. Ausschlaggebend hierfür war die Identifikation eines bereits bestehenden Patents eines großen deutschen Herstellers von Solarwechselrichtern, das in wesentlichen Aspekten Ähnlichkeiten zur HiLEM-Technologie aufwies. Aufgrund dieser Überschneidungen wäre eine wirtschaftliche Verwertung des KIT-Patents nur mit erheblichem Aufwand und Unsicherheiten verbunden gewesen. Vor diesem Hintergrund wurde entschieden, den Fokus künftig ausschließlich auf die wissenschaftliche Weiterentwicklung der HiLEM-Schaltung zu legen, anstatt eine kommerzielle Patentverwertung anzustreben.

Die im Rahmen des Projekts entwickelten Verfahren zur Photovoltaik-Leistungsprognose werden über die Projektlaufzeit hinaus in weiteren Forschungsprojekten des KIT eingesetzt und kontinuierlich weiterentwickelt. Insbesondere finden die entwickelten Prognosemodelle Anwendung in den Projekten SKALE und BiFLOW, in denen präzise PV-Leistungsvorhersagen eine wesentliche Grundlage für das Energiemanagement, die Betriebsoptimierung sowie die Integration erneuerbarer Energien darstellen. Durch den projektübergreifenden Einsatz können die entwickelten Methoden unter unterschiedlichen Randbedingungen validiert und kontinuierlich verbessert werden. Gleichzeitig wird der Transfer der Forschungsergebnisse in neue Anwendungsfelder gefördert und ihre langfristige wissenschaftliche sowie praktische Verwertung sichergestellt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sowohl die technische Weiterentwicklung als auch die wissenschaftliche und infrastrukturelle Nutzung der HiLEM-Technologie wesentlich

zur Weiterentwicklung effizienter Energiesysteme beitragen und gleichzeitig neue Forschungs- und Anwendungsperspektiven eröffnen.

5. Während der Durchführung des Vorhabens dem Zuwendungsempfänger bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Uns sind keine relevanten Fortschritte während der Durchführung des Vorhabens auf dem Gebiet des Vorhabens bekannt geworden.

6. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse

Erfolgt:

- M. Becker, L. Stefanski und M. Hiller, „High Efficient Maximum Power Point Tracking for Multiple Solar Strings with GaN-Based HiLEM Circuit,“ in International Symposium on Power Electronics (EE), Novi Sad, 2023. DOI: 10.1109/Ee59906.2023.10346097
- M. Becker, L. Stefanski und M. Hiller, „Design of a GaN-Based DC-DC Converter with HiLEM Topology for Efficient MPP-Tracking,“ in ECCE, Darmstadt, 2024. DOI: 10.1109/ECCEurope62508.2024.10751840
- M. Becker, L. Stefanski und M. Hiller, „Control and Loss Optimization of the HiLEM Topology - a PV Partial Power Converter,“ in IPEC, Nagasaki, 2026. (Neu - wird demnächst im IEEE veröffentlicht)
- L. Li, T. Kappler, B. Schwarz, N. Munzke, X. Dai, V. Hagenmeyer und M. Hiller, „Optimal BESS Management for Peak Load Shaving and Battery Health Under Prediction Uncertainty,“ in IEEE Transactions on Sustainable Energy, Bd. 17, Nr. 1, S. 351–363, 2026. DOI: 10.1109/TSTE.2025.3586064.
- L. Li, T. Kappler, B. Schwarz, N. Munzke und M. Hiller, „Two-Stage Stochastic Optimization of Multi-Service Behind-the-Meter BESS Sizing and Scheduling,“ in IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Valletta, Malta, 2025. DOI: 10.1109/ISGTEurope64741.2025.11305287.
- T. Kappler, B. Schwarz, N. Munzke und M. Hiller, „Incremental Learning for Fast Shading Adaption in Solar Power Forecasting,“ in IEEE PES PowerTech Conference, Kiel, 2025. DOI: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180693.
- L. N. Palaniswamy, T. Kappler, N. Munzke und M. Hiller, „Dynamic Ensemble Short-Term Load Forecasting for Residential Building with Low Data Availability: SARIMA vs. LSTM,“ in IEEE Symposia on Computational Intelligence for Energy, Transport and Environmental Sustainability (CIETES), Trondheim, Norwegen, 2025. DOI: 10.1109/CIETES63869.2025.10995153.
- T. Kappler, L. Strobel, B. Schwarz, N. Munzke und M. Hiller, „Impact of Shading on Energy Management Strategies,“ in PV-Symposium 2025, 2025. DOI: 10.52825/pv-symposium.v2i.2656.
- T. Kappler, A. S. Starosta, B. Schwarz, N. Munzke und M. Hiller, „Inclusion of Shading and Soiling With Physical and Data-Driven Algorithms for Solar Power Forecasting,“ in 39. PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2024. DOI: 10.52825/pv-symposium.v1i.1063.
- T. Kappler, A. S. Starosta, N. Munzke, B. Schwarz und M. Hiller, „Detection of Shading for Short-Term Power Forecasting of Photovoltaic Systems Using Machine

Learning Techniques,“ in EPJ Photovoltaics, Bd. 15, Art.-Nr. 17, 2024. DOI: 10.1051/epjpv/2024013.

- T. Kappler, A. S. Starosta, N. Munzke, B. Schwarz und M. Hiller, „Detection of Shading for Solar Power Forecasting Using Machine Learning Techniques,“ in 40th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Lissabon, Portugal, 2023. DOI: 10.4229/EUPVSEC2023/4AO.9.6.
- T. Kappler, F. Schofer, N. Munzke, M. Hiller, „Hybrid Physics-Informed and Data-Driven Zero-Shot Forecasting for Shaded Photovoltaic Systems,“ in VI. International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET 2026), Rom, Italien, 2026. (Neu - wird demnächst im IEEE veröffentlicht)

Literaturverzeichnis

- [1] B. Schmitz-Rode, L. Stefanski, R. Schwendemann, S. Decker, S. Mersche, P. Kiehnle, P. Himmelmann, A. Liske und M. Hiller, „A Modular Signal Processing Platform for Grid and Motor Control,“ in *IPEC*, Himeji, 2022.
- [2] M. Gommeringer, Neue effiziente und aufwandsarme Schaltungen zum individuellen Maximum Power Point Tracking mehrerer Solarmodulstränge, Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2016.
- [3] M. Becker, L. Stefanski und M. Hiller, „High Efficient Maximum Power Point Tracking for Multiple Solar Strings with GaN-Based HiLEM Circuit,“ in *International Symposium on Power Electronics (EE)*, Novi Sad, 2023.
- [4] M. Becker, L. Stefanski und M. Hiller, „Design of a GaN-Based DC-DC Converter with HiLEM Topology for Efficient MPP-Tracking,“ in *ECCE*, Darmstadt, 2024.
- [5] M. Gommeringer, A. Schmitt, F. Kammerer und M. Braun, „An Ultra-Efficient Maximum Power Point Tracking Circuit for Photovoltaic Inverters,“ in *IECON*, Yokohama, 2015.
- [6] M. Becker, L. Stefanski und M. Hiller, „Control and Loss Optimization of the HiLEM Topology - a PV Partial Power Converter,“ in *IPEC*, Nagasaki, 2026.
- [7] F. S. N. M. T. Kappler, „Hybrid Physics-Informed and Data-Driven Zero-Shot Forecasting for Shaded Photovoltaic Systems,“ in *VI. International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET 2026)*, Rom, Italien, 2026.
- [8] T. Kappler, A. S. Starosta, B. Schwarz, N. Munzke und M. Hiller, „Inclusion of Shading and Soiling With Physical and Data-Driven Algorithms for Solar Power Forecasting,“ 39. *PV-Symposium Vol 1. Ed.: M. Rennhofer, 1–12, TIB Open Publishing*, pp. 1-12, 2024.
- [9] A. S. S. N. M. B. S. a. M. H. Tim Kappler, „Detection of shading for short-term power forecasting of photovoltaic systems using machine learning techniques,“ *EPJ Photovoltaics*, pp. 1-16, 7 07 2023.
- [10] T. Kappler, B. Schwarz, N. Munzke und M. Hiller, „Incremental Learning for Fast Shading Adaption in Solar Power Forecasting,“ in *IEEE PES PowerTech Conference*, Kiel, 29th June-3rd July 2025.
- [11] L. f. G. u. L. Baden-Württemberg.
- [12] A. Hensel, L. Probst und B. Burger, „Vergleich von Wechselrichtern mit Multi-MPPT und Single-MPPT für verschiedene Solaranlagenkonfigurationen und Standorte,“ Fraunhofer ISE, Freiburg, 2021.
- [13] D. Faiman, „Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules,“ *Progress in Photovoltaics*, pp. 307-315, 2008.