

Verbundprojekt DC-Schutzsystem

Sachbericht zum Verwendungsnachweis (Teile I + II)

Zuwendungsempfänger: E-T-A Elektrotechnische Apparate GmbH Industriestraße 2-8, 90518 Altdorf DEHN SE Hans-Dehn-Straße 1, 92306 Neumarkt Doepke Schaltgeräte GmbH Stellmacherstraße 11, 26506 Norden Fraunhofer IISB Schottkystraße 10, 91058 Erlangen Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. Hansastraße 27c, 80686 München Assoziiert: PHOENIX CONTACT GmbH Co. KG Flachsmarktstraße 8, 32825 Blomberg	Förderkennzeichen: 03EI6009A-D
Vorhabensbezeichnung: DC-Schutzsystem: Entwicklung eines adaptiven, skalierbaren Schutzsystems für Niederspannungs-Gleichstromnetze basierend auf einer permanenten Zustandsüberwachung (Condition Monitoring)	
Laufzeit des Vorhabens: 01.10.2019 bis 31.12.2023	
Berichtszeitraum: 01.10.2019 bis 31.12.2023	
Datum: 30. Juni 2024	
Vorgelegt beim Projektträger: Projektträger Jülich Energiesystem: Integration Netzintegration erneuerbarer Energien (ESI4) Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich	
Vorgelegt durch: Peter Meckler (pm-inno), Dr. Christian Strobl (E-T-A), Julian Kaiser (E-T-A), Bernd Wunder (FhG IISB), Raffael Schwanninger (FhG IISB), Johannes Gehring (FhG IISB), Peter Wienzek, (FhG IISB), Christian Ferstl (DEHN SE), Dr. Arnd Ehrhardt (DEHN SE), Yuanyuan Wei (DEHN SE), Gerold Roolfs (Doepke), Stefan Bandy (Doepke), Marc Klimpel (Phoenix Contact)	

Das vorliegende Dokument wurde in den vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderten Projekt „DC-Schutzsystem“ erarbeitet mit dem Förderkennzeichen 03EI6009A-D.

Es beschreibt ein Schutzkonzept für ein Niederspannungs-Gleichstrom-Netz. Es erhebt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit und Fehlerfreiheit.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhalt

1. Teil I - Kurzbericht	4
1.1. Aufgabenstellung im Projekt DC-Schutzsystem	4
1.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	6
1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens	7
1.4. Stand von Wissenschaft und Technik	9
1.5. Wesentliche Ergebnisse	10
2. Teil II - Eingehende Darstellung	12
2.1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele	12
2.1.1. TP 01: Systemintegration und Condition Monitoring	12
2.1.2. TP 02: Einflussgrößen und Messmethodik	19
2.1.3. TP 03: Erweiterte Lichtbogen-Detektion und TP 04: Adaptive Schutzorgane	23
2.1.4. TP 04: Adaptive Schutzorgane	32
2.1.5. TP 05: DC-Kurzschließer	32
2.1.6. TP 06: DC-Steckverbinder	51
2.1.7. TP 07: Online PRBS Impedanzmesssystem	54
2.1.8. TP 08: Elektronisches Schutzelement	57
2.1.9. TP 09: Kurzschlussstromelement	60
2.1.10. TP 10: RCCB für DC-Netze	64
2.1.11. TP 11: Test im Labor, Evaluierung	86
2.2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	92
2.3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	93
2.4. Voraussichtlicher Nutzen – insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans	95
2.5. Während der Durchführung bekanntgewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	95
2.6. Veröffentlichungen der Projektpartner und Abschlussarbeiten mit Projektbezug	95
2.7. Quellen	96

1. Teil I - Kurzbericht

1.1. Aufgabenstellung im Projekt DC-Schutzsystem

Ziel des Projektes war die Entwicklung eines neuartigen adaptiven, skalierbaren und ereignis-gesteuerten Schutzkonzeptes für unterschiedliche Topologien von Niederspannungs-Gleichstromnetzen. Im Vergleich zur Installation und Inbetriebnahme einzelner unabhängiger Komponenten ergaben sich durch eine Vernetzung und Fusion von Schutzorganen verschiedener Disziplinen für den Netzbetreiber Vorteile in Bezug auf Anlagenschutz und -verfügbarkeit sowie hinsichtlich der Personensicherheit.

Während des Projektes wurde zunächst die Grundfunktionalität unterschiedlicher Schutzorgane und sensorischer Komponenten überarbeitet und an die grundlegende Topologie eines DC 380 V Verteilnetzes angepasst. Bereits im Vorprojekt „DC-Schutzorgane“ entwickelte Einheiten, insbesondere zum Überstrom-, Überspannungs- und Lichtbogenschutz, konnten dabei größtenteils übernommen werden, weitere Komponenten und Schutzprinzipien wurden entwickelt und integriert.

Der Hauptfokus des Projektes „DC-Schutzsystem“ lag jedoch darin, durch den Austausch der in den lokalen Komponenten gemessenen Signale sowie der daraus abgeleiteten Größen mit kondensiertem Informationsgehalt eine spezifische Adaption der Komponentenparametrisierung an den aktuellen Arbeitspunkt und an das Schutzziel zu ermöglichen. Ein besonderer Schwerpunkt war dabei die Berücksichtigung der Topologie und der Dynamik geregelter Quellen- und Lastkomponenten.

Somit wurde eine verfeinerte Erkennung von Fehlerereignissen bei gleichzeitig verringerter Gefahr von Fehlauflösungen ermöglicht. Durch die spezifische Feinanpassung und den Austausch erfasster und abgeleiteter Größen ließen sich detektierte Ereignisse genauer klassifizieren und lokalisieren, was wiederum gezielte Aktionen zur selektiven Beseitigung der Fehlerursache bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung des Betriebes nicht betroffener Netzbereiche ermöglichte (siehe Abb. 1.1.-1 und Abb. 1.1.-2).

Weiterhin wurde durch diese Fusion verschiedener Schutzorgane unterschiedlicher Disziplinen eine – im Vergleich zur Summe möglicher lokaler und monokausaler Analysen – verbesserte Erkennung schleichender Fehler (z.B. Degradation von Bauelementen oder Kontaktverschleiß) im Sinne eines Condition-Monitoring-Ansatzes realisiert. Durch eine langfristige Analyse von Messdaten in einer übergeordneten Einheit unter Einbeziehung vernetzter lokaler Komponenten können so gezielt Maßnahmen zur vorbeugenden Wartung initiieren werden.

Die Funktion der einzelnen Komponenten im Rahmen eines Gesamtsystems wurde in dem DC-Testlabor am Fraunhofer IISB (siehe Abb. 1.1.-3 und Abb. 1.1.-4) erprobt und bestätigt.

Ebenso wurde die Kommunikation und das Zusammenwirken von mehreren entwickelten bzw. im Netz bereits vorhanden Schutzkomponenten bei ausgewählten Fehlerfällen in Testlaboren erprobt und optimiert.

Die geplante Evaluierung eines Zusammenspiels aller Schutzkomponenten für verschiedene Netzzustände konnte im Umfang des Projektes nicht mehr realisiert werden und ist im Rahmen eines Nachfolgeprojektes geplant.

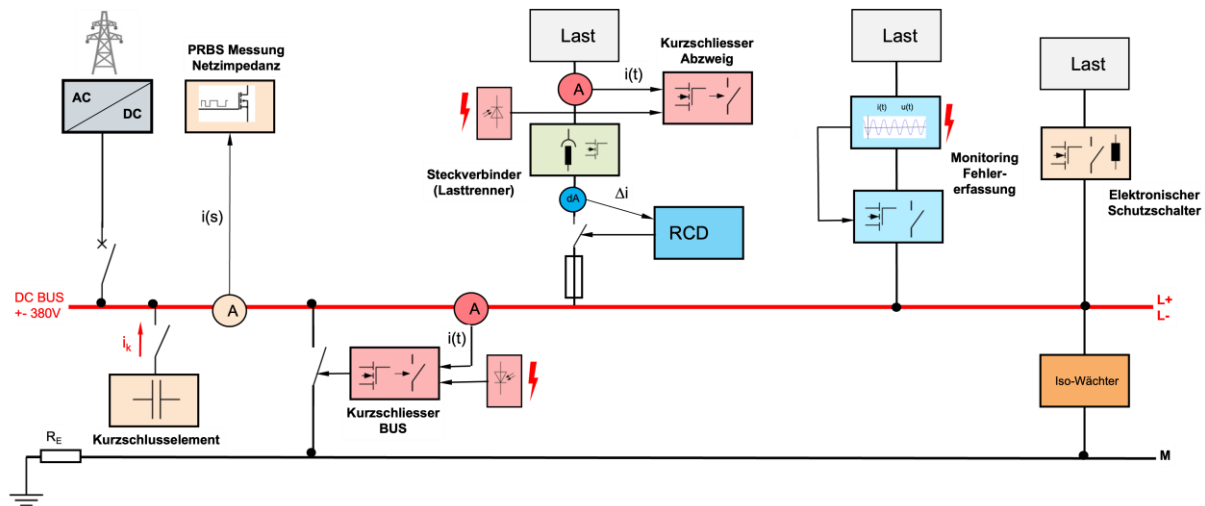


Abb. 1.1.-1: Idee des Schutzkonzeptes im Projekt DC-Schutzsystem, schematische Darstellung

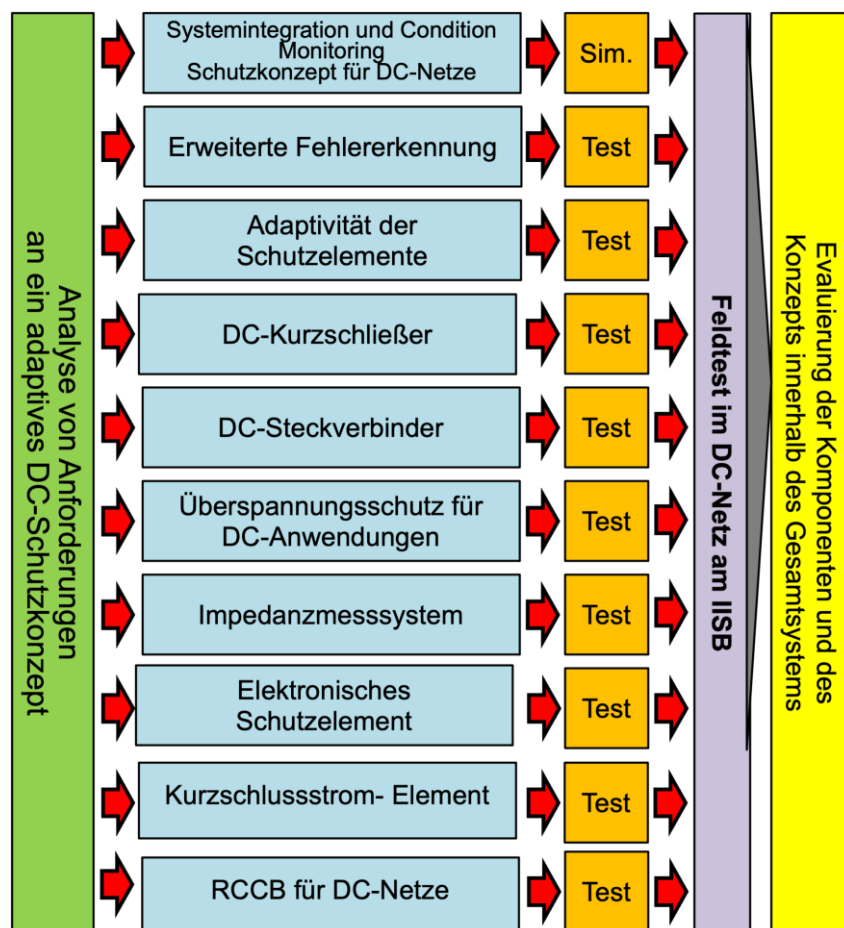


Abb. 1.1.1.-2: Projektstrukturplan / Flussdiagramm des Gesamtprojekts DC-Schutzsystem

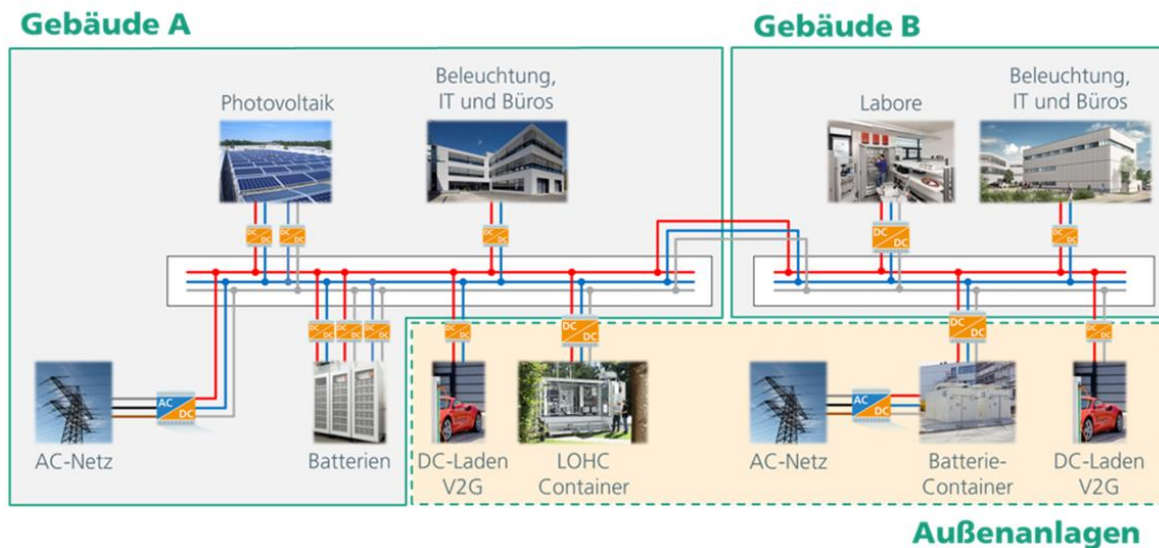


Abb. 1.1.-3: DC-Netz am Fraunhofer IISB

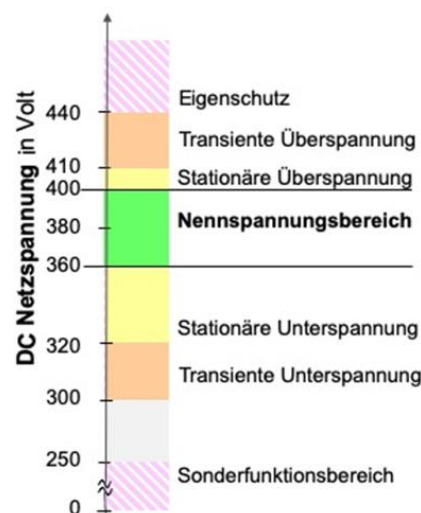


Abb. 1.1.-4.: Spannungsbereich des DC-Netzes am Fraunhofer IISB

1.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Das Konsortium DC-Schutzsystem zeichnet sich durch eine hohe wissenschaftlich-technische Kompetenz aus. Die beteiligten Industriepartner besetzen führende Marktpositionen in den adressierten Absatzmärkten. Trotz sehr guter Erfolgsaussichten besteht ein gewisses Restriktiko bei der technischen Umsetzung und der späteren Verwertung der Projektergebnisse.

Ein Teil der Projektergebnisse konnte schon in Produkten umgesetzt werden, ein Teil erfordert noch technologische Weiterentwicklung, wozu auch ein Nachfolgeprojekt geplant ist, das speziell den Einsatz künstlicher Intelligenz beleuchten soll.

Insgesamt hat die hervorragende Zusammenarbeit der Partner im Projekt dazu geführt, dass vielversprechende Ergebnisse zustand kamen, die es ermöglichen, Schutzorgane für zukünftige Niederspannungsgleichstromnetze auf eine Basis zu stellen, die unterschiedliche notwendige Schutztechnologien in einem gemeinsamen Konzept zusammenführt. Dies schafft auch die Grundlage für eine sinnvolle Standardisierung und eröffnet somit neue Marktpotenziale.

1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Der ursprüngliche Projektplan ist in Tab. 1.3.-1 aufgezeichnet.

Die Fa. Bender zog kurz nach Projektbeginn ihre assoziierte Beteiligung komplett zurück. Die geplanten 3 Personenmonate wurden vom Fraunhofer IISB übernommen.

Wegen der eingeschränkten Möglichkeiten zur Zusammenarbeit während der Corona-Zeit wurde das Projekt zweimal um insgesamt 15 Monate kostenneutral verlängert. Das Projektende verschob sich damit auf den 31.12.2023. Der angepasste Projektplan sah daher zum Ende des Projektes wie in Tab. 1.3.-2 dargestellt aus.

Tab. 1.3.-1: Ursprünglicher Projektplan für DC-Schutzsystem

		E-T-A	Bender	Phoenix	Doppelte	Dahn	ISB	2019	2020					2021				2022	
Teilprojekte / Arbeitspakete		Quartale/Jahre							Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2
TP 01 Systemintegration und Condition Monitoring																			
AP 01.1	Anforderungsanalyse	1			1	1	1												
AP 01.2	Systemkonzept	1			1	1	1												
AP 01.3	Kommunikationskonzept						1												
TP 02 Einflussgrößen und Messmethodik																			
AP 02.1	Festlegung der notwendigen Messgrößen	2					1												
AP 02.2	Festlegung und Beschreibung der Messmethoden	2					1												
TP 03 Erweiterte Lichtbogen-Detektion																			
AP 03.1	Anforderungsanalyse	1																	
AP 03.2	Algorithmusentwicklung und Simulation	3																	
AP 03.3	Hardwareanpassung und Aufbau	3																	
AP 03.4	Systemtest	3																	
TP 04 Adaptive Schutzorgane																			
AP 04.1	Anforderungsanalyse	1																	
AP 04.2	Algorithmusentwicklung und Simulation	4																	
AP 04.3	Erstellung Hardwarekonzept	3																	
AP 04.4	Aufbau Prototyp	3																	
AP 04.5	Systemtest	3																	
TP 05 DC-Kurzschleifer																			
AP 05.1	Theoret. Vorarbeit (Bewertung Kurzschluß, Schaltzeiten)					4													
AP 05.2	Analyse Detektionskonzepte in DC-Anlagen					6													
AP 05.3	Hybrides Konzept: Leistungselektronik + Mechanik					6													
AP 05.4	Realisierung / Aufbau Muster					5													
AP 05.5	Tests / Erprobung					5													
TP 06 DC-Steckverbinder																			
AP 06.1	Anforderungsanalyse			1															
AP 06.2	Integration in das Monitoring			1															
AP 06.3	ggf. Entwicklung / Validierung			2															
TP 07 Online PRBS Impedanzmesssystem																			
AP 07.1	Anforderungsanalyse						1												
AP 07.2	Hardware Anpassung und Aufbau	1					4												
AP 07.3	Messverfahren adaptieren		1				4												
AP 07.4	Systemtest	1				1	2												
TP 08 Elektronisches Schutzelement																			
AP 08.1	Anforderungsanalyse						1												
AP 08.2	Hardware Konzeption						6												
AP 08.3	Prototypenaufbau				1		3												
AP 08.4	Labortest	1					2												
TP 09 Kurzschlussstromelement																			
AP 09.1	Anforderungsanalyse						1												
AP 09.2	Entwurf Energiespeicher						3												
AP 09.3	Entwurf Wandler/Schnittstelle						3												
AP 09.4	Aufbau	1				1	1	4											
AP 09.5	Systemtest	1	1				2												
TP 10 RCCB für DC-Netze																			
AP 10.1	Anforderungsanalyse				2														
AP 10.2	Entwicklung Sensorik, Auswerteschaltungen				7														
AP 10.3	Entwicklung Hybrides Schalten nach Bedingungen für RCD				7														
AP 10.4	Entwicklung/Integration Kommunikation				8														
AP 10.5	Entwicklung Netzteil				4														
AP 10.6	Test Prototypen / Verhalten im Gesamtsystem				4														
TP 11 Test im Labor, Evaluierung																			
AP 11.1	Konzepterstellung für Feldtest / Fehlersituationen						1												
AP 11.2	Integration der Komponenten in das DC-Netz ISB						1												
AP 11.3	Durchführung der Feldtests	1	1				3												
AP 11.4	Evaluierung und Bewertung						1												
Dokumentation, Transfer		1																	
Projektmanagement		1																	
Summe Personenmonate		38	3	4	36	30	48												

Legende

PM Schwerpunkt (Federführend)
Mitwirkung

geförderter Partner
assoziierter Partner

Tab. 1.3.-2: Angepasster Projektplan für DC-Schutzsystem am 31.12.2023

Teilprojekte / Arbeitspakete		E-T-A	IISB 1)	Phoenix	Doppelk	Dahn	IISB	2019	2020				2021				2022				2023				IST	Status		
									Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3			Q4	
Quartale/Jahre																		Projektverlängerung										
TP 01 Systemintegration und Condition Monitoring		1				1	1	1																				
AP 01.1	Anforderungsanalyse	1				1	1	1																	30.06.2020	verz. abgeschl.		
AP 01.2	Systemkonzept	1				1	1	1																		30.06.2020	abgeschl.	
AP 01.3	Kommunikationskonzept							1																				
TP 02 Einflussgrößen und Messmethodik		2						1																		30.11.2020	verz. abgeschl.	
AP 02.1	Festlegung der notwendigen Messgrößen	2						1																		30.09.2020	abgeschl.	
AP 02.2	Festlegung und Beschreibung der Messmethoden	2						1																				
TP 03 Erweiterte Lichtbogen-Detektion		1																								30.06.2020	verz. abgeschl.	
AP 03.1	Anforderungsanalyse	1																								30.03.2021	abgeschl.	
AP 03.2	Algorithmusentwicklung und Simulation	3																										
AP 03.3	Hardwareanpassung und Aufbau	3																										
AP 03.4	Systemtest	3																								31.08.2023	verz. abgeschl.	
TP 04 Adaptive Schutzorgane		1																								30.11.2020	verz. abgeschl.	
AP 04.1	Anforderungsanalyse	1																								30.09.2021	abgeschl.	
AP 04.2	Algorithmusentwicklung und Simulation	4																										
AP 04.3	Erstellung Hardwarekonzept	3																										
AP 04.4	Aufbau Prototyp	3																										
AP 04.5	Systemtest	3																								31.03.2023	verz. abgeschl.	
TP 05 DC-Kurzschließer																												
AP 05.1	Theoret. Vorarbeit (Bewertung Kurzschluß, Schaltzellen)							4																				
AP 05.2	Analyse Detektionskonzepte in DC-Anlagen							6																				
AP 05.3	Hybrides Konzept: Leistungselektronik + Mechanik							6																		30.03.2021	abgeschl.	
AP 05.4	Realisierung / Aufbau Muster							5																		31.07.2022	verz. abgeschl.	
AP 05.5	Tests / Erprobung							5																				
TP 06 DC-Steckverbinder																												
AP 06.1	Anforderungsanalyse				1																					30.06.2020	abgeschl.	
AP 06.2	Integration in das Monitoring				1																							
AP 06.3	ggf. Entwicklung / Validierung				2																							
TP 07 Online PRBS Impedanzmesssystem																												
AP 07.1	Anforderungsanalyse							1																		30.06.2020	abgeschl.	
AP 07.2	Hardware Anpassung und Aufbau	1						4																		31.07.2022	verz. abgeschl.	
AP 07.3	Messverfahren adaptieren		1					4																				
AP 07.4	Systemtest	1					1	2																				
TP 08 Elektronisches Schutzelement																												
AP 08.1	Anforderungsanalyse							1																		30.06.2020	abgeschl.	
AP 08.2	Hardware Konzeption							6																				
AP 08.3	Prototypenaufbau					1		3																		30.06.2022	abgeschl.	
AP 08.4	Labortest	1						2																				
TP 09 Kurzschlussstromelement																												
AP 09.1	Anforderungsanalyse							1																		30.06.2020	abgeschl.	
AP 09.2	Entwurf Energiespeicher							3																		30.10.2021	abgeschl.	
AP 09.3	Entwurf Wandler/Schnittstelle							3																		30.06.2022	verz. abgeschl.	
AP 09.4	Aufbau	1					1	1	4																	30.06.2022	verz. abgeschl.	
AP 09.5	Systemtest	1	1					2																				
TP 10 RCCB für DC-Netze																												
AP 10.1	Anforderungsanalyse					2																				30.06.2020	abgeschl.	
AP 10.2	Entwicklung Sensorik, Auswerteschaltungen					7																				30.06.2021	abgeschl.	
AP 10.3	Entwicklung Hybrides Schalten nach Bedingungen für RCD					7																				hybrid verworfen, mech. Kontakte	abgeschl.	
AP 10.4	Entwicklung/Integration Kommunikation					8																				neue geplant	abgeschl.	
AP 10.5	Entwicklung Netzteil					4																				neue geplant	abgeschl.	
AP 10.6	Test Prototypen / Verhalten im Gesamtsystem					4																				30.09.2023	abgeschl.	
TP 11 Test im Labor, Evaluierung																												
AP 11.1	Konzepterstellung für Feldtest / Fehlersituationen							1																		31.12.2023	neu geplant	
AP 11.2	Integration der Komponenten in das DC-Netz IISB							1																		31.12.2023		
AP 11.3	Durchführung der Feldtests	1	1					3																		31.12.2023		
AP 11.4	Evaluierung und Bewertung							1																		31.12.2023		
Dokumentation, Transfer		1						1																			31.12.2023	
Projektmanagement		1																										
Summe Personenmonate		39	3	4	36	30	48																					

Stand 31.12.2023

Im Plan
in Verzug

Legende

PM

Schwerpunkt (Federführend)

Mitwirkung

geförderter Partner

assoziierter Partner

Meilenstein

1) Aufgaben von Bender wurden von Fraunhofer IISB übernommen.
PM = Personenmonate

Legende
 PM Schwerpunkt (Federführend) geförderter Partner Meilenstein
 Mitwirkung assoziierter Partner

1) Aufgaben von Bender wurden von Fraunhofer IISB übernommen.
 PM = Personenmonate

Das Projekt wurde kostenneutral bis zum 30. September 2023 verlängert.
 Die Planungen ab Oktober 2022 sind daher wieder in GRÜN eingetragen.
 Das Projekt wurde kostenneutral bis zum 31. Dezember 2023 verlängert.

1.4. Stand von Wissenschaft und Technik

Im Vergleich zu den bekannten und weit verbreiteten Wechselspannungsnetzen bieten Niederspannungs-Gleichstromnetze (LVDC-Netze) ein großes Potential hinsichtlich Energieeffizienz, reduziertem Materialeinsatz und Kosten sowie verbesserter Integration von erneuerbaren Energien. Dem gegenüber stehen verschiedene Herausforderungen, die für LVDC-Netze zu bewältigen sind.

Aufgrund des fehlenden Stromnulldurchgangs verlöschen Lichtbögen ab einer gewissen Mindestspannung und Mindeststromstärke nicht mehr selbstständig. Dies gilt sowohl für das mechanische Trennen stromdurchflossener Kontakte als auch insbesondere für Störlichtbögen, die aufgrund von Isolationsfehlern irgendwo im Netz entstehen können und ein Brandrisiko darstellen.

Eine weitere Herausforderung ergibt sich aufgrund der im Vergleich zu AC-Netzen oftmals geänderten Netztopologie, insbesondere bei der Integration von lokalen Energiequellen (z.B. Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke oder elektrochemische Energiespeicher). Somit liegt häufig eine andere Verteilstruktur vor, in welcher zudem die Richtung des Energieflusses veränderbar ist. Schließlich ist auch die Messtechnik für Gleichstrom – etwa zur Erfassung von Gleichfehlerströmen – verhältnismäßig teuer.

Schutzkonzepte und -einrichtungen für Wechselspannungsnetze sind weitgehend erprobt und normiert, während dies für Niederspannungs-Gleichstromnetze noch nicht der Fall ist. Aufgrund der beschriebenen technischen Unterschiede können die Konzepte und Geräte aber nicht ohne weiteres einfach übertragen oder verwendet werden. Es ist daher notwendig, einen neuartigen Ansatz zu verfolgen. Dieser soll sich mit dem System als Ganzes befassen, also sowohl das Schutzkonzept an sich zum Thema haben als auch die einzelnen Schutz- und Schaltelemente, die benötigt werden, einbeziehen.

Die gewonnenen Erkenntnisse fließen in die aktuelle Normenbildung für die Schutztechnik in DC-Netzen ein (siehe dazu auch 2.4.).

Sowohl in der Industrie als auch im Installationsbereich werden verschiedene Bussysteme eingesetzt, um Geräte zu steuern und deren Zustand abzufragen (z.B. Profibus, CAN-Bus, MBUS, MODBUS RTU und TCP). Eine lückenlose Kommunikation von Schutzgeräten untereinander in Echtzeit, um eine maximale Betriebssicherheit in DC-Netzen zu erreichen, ist derzeit noch nicht verfügbar. Die technologischen Voraussetzungen dafür wurden in AC-Netzen geschaffen und müssen in die DC-Technologie umgesetzt werden. Schwerpunkte sind dabei schnelle Reaktionen auf veränderte Netzzustände, um im Fehlerfall (Kurzschluss, Störlichtbögen, Überspannung) eine ausreichend zeitnahe Herstellung des sicheren Betriebszustandes zu gewährleisten.

Die im Vorprojekt entwickelten Schutzkomponenten und deren Nachfolger konnten als Basis für die weiteren Entwicklungen im Projekt genutzt werden. Für die neu zu entwickelnden Schutzkomponenten und deren Zusammenwirken bestanden somit bereits Vorgaben und Festlegungen, wodurch eine schnellere Abstimmung der Anforderungen und somit auch der Entwicklungen der Einzelkomponenten ermöglicht wurde. Aufbauend auf dieser Basis konnten die Kommunikation und die Datenerfassung rasch optimiert werden.

Für eine erfolgreiche Weiterentwicklung der DC-Technologie wurden im Projekt weitere wesentliche Grundlagen erarbeitet und geschaffen.

1.5. Wesentliche Ergebnisse

Die folgende Auflistung fasst die wesentlichen Ergebnisse des Forschungsprojektes zusammen:

Systemintegration und Condition Monitoring

Im Rahmen des Projektes wurde ein Schutzsystem basierend auf den im Projekt entwickelten Komponenten aufgebaut. Um die einzelnen Schutzgeräte zu einem Schutzsystem zu erweitern, wurde ein Konzept entwickelt, die einzelnen Signale der Systeme auf eine zentrale Steuereinheit zu übermitteln und diese für Langzeitauswertungen auf einer Datenbank zu speichern.

Einflussgrößenanalyse und Messmethodik

Mit einem abschnittsweise linearen und modularen Systemmodell basierend auf Komponenten- und Fehlersubmodellen kann die Systemreaktion auf Lastwechsel bzw. Fehler für den ersten Zeitabschnitt ab Ereigniseintritt hinreichend genau ermittelt werden. Dabei können Modelle für unterschiedliche Systemtopologien realisiert werden. Die hierzu korrespondierende Beschreibung im Zustandsraum ermöglicht eine Einflussgrößenanalyse bezüglich System- und Fehlerparametern ohne größeren zusätzlichen Rechenaufwand. Damit können Hinweise auf die zur Fehlererfassung notwendigen Sensoren ermittelt werden. Weiter lässt sich hiermit die Selektivität von Schutzorganen auch bei variablen Fehlerparametern sowie unter Einbeziehung der Streuung von Bauteilwerten überprüfen.

Erweiterte Lichtbogendetektion und adaptive Schutzorgane

Neben einem passiven modellbasierten Verfahren wurde ein neuartiges aktives Verfahren zur Detektion serieller Lichtbögen entwickelt, das auch zum Patent angemeldet wurde. Es basiert auf einer einfachen Nachbildung des initialen Lichtbogens und einer Mustererkennung im Zeitbereich. Somit ist eine adaptive Anpassung der Detektion an den überwachten Abzweig und den Komponentenarbeitspunkt möglich. Weiterhin wurde eine flexible kennlinienbasierte Überstromdetektion realisiert.

DC-Kurzschließer

Im Rahmen des Projektes wurde von DEHN ein optimierter schneller Kurzschließer mit gestufter Schaltfunktion, welcher den auftretenden Kurzschlussstrom des Netzes sicher beherrscht und für eine bestimmte Zeitdauer entsprechend dem abgestimmten Lastenheft führen kann, zum Verlöschen von Störlichtbögen in Querfehlern in einem DC-Netz (400V) entwickelt und auch zum Patent angemeldet. Für das Bussystem wurden leistungsfähige Kurzschließer entworfen. Insbesondere für die Abgangszweige wurden weiterhin platzsparende Kurzschließer entwickelt, welche bei Bedarf auch den raschen und gefahrlosen Austausch von Verschleißteilen gestatten. Bei Störlichtbögen in Querfehlern in Abgangszweigen ist eine selektive Störlichtbogenlöschung im fehlerbehafteten Abgangszweig möglich. Durch eine Echtzeit-Kommunikation zwischen den Kurzschließern im Abgangszweig und im Bussystem ist neben der selektiven Abschaltung ein Backup-Verhalten bei starken Überlasten realisierbar. Durch den Ansatz der mehrstufigen Impedanz-Absenkung konnte eine reversible Nutzung der Kurzschließer mittels eines schnellen, ansteuerbaren Schalters beispielsweise der Projektpartner Doepke oder E-T-A nachgewiesen werden. Für die Ansteuerung wurde eine 24 V-Schnittstelle erstellt und mit den Partnern abgestimmt und getestet. Andere Elemente des Netzes werden beim Ansprechen des Kurzschließers bei Normalbetrieb, im reversiblen Betriebsbereich und bei irreversiblen Belastungen nicht beschädigt bzw. in ihrer Funktion beeinträchtigt. Die Funktion bzw. das Zusammenwirken des Kurzschließers in Kombination mit dem Kurzschlussstromelement (Energiespeicherelemente) des Fraunhofer IISB zur passiven selektiven Fehlerabschaltung der Überstromschutzelemente des Netzes konnte erfolgreich getestet werden. Von DEHN wurde zusätzlich eine schnelle Detektionseinrichtung für stromstarke Querfehler mit sichtbarem Lichtbogen erstellt, welche die Kurzschließer sehr schnell ansteuern kann. Die

Funktionsweise wurde mit der erweiterten Störlichtbogen-Detektion von E-T-A abgestimmt. Der Kurzschließer verfügt darüber hinaus über mehrere 24 V-Schnittstellen, welche die Ansteuerung durch die erweiterte Störlichtbogen-Detektion von E-T-A oder durch den Anlagenbetreiber gestatten. Der Kurzschließer kann zudem weitere Schaltgeräte oder vorgeordnete Kurzschließer ansteuern. Über eine 24 V-Schnittstelle erfolgen auch die Aktions- und Zustandsmeldungen des Kurzschließers an die Monitoring-Einheit des IISB. Das erfolgreiche Zusammenwirken der erstellten Störlichtbogendetektion, des Kurzschließers inklusive der Impedanz-Abstufung, des Kurzschlussstromelementes und des RCBO (Fehlerstromeinrichtung) konnten bei verschiedenen in einem Testnetz erzeugten Störlichtbögen nachgewiesen werden. Bei diesen komplexen Systemversuchen konnte zudem die Funktionalität der Netzabschaltung und der Zustandsmeldungen zur Monitoring-Einheit erfolgreich bestätigt werden.

Online PRBS Impedanzmesssystem

Im Projekt wurde ein Messverfahren auf Basis von „Pseudo Random Binary“ Signalen (PRBS) weiterentwickelt und ein Funktionsmuster zur online Messung von Impedanzen in DC-Netzen entwickelt und untersucht.

Elektronisches Schutzelement

Um hohe Kurzschlussströme in DC-Netzen schnell abschalten zu können, wurde ein bidirektionales Schutzelement basierend auf Halbleiterbauelementen entwickelt und untersucht.

Kurzschlussstromelement

Da sich Überlastströme in DC-Netzen aufgrund der Kopplung durch Leistungselektronik sehr unterschiedlich zu typischen AC-Netzen verhalten können, wurde ein Kurzschlussstromelement entwickelt, welches den Einsatz von einfachen Sicherungen oder Leitungsschutzschaltern in DC-Netzen bei gleichzeitiger Erhaltung der Selektivität ermöglicht. Das Kurzschlussstromelement wurde im Rahmen des Projektes zum Patent angemeldet.

RCCB für DC-Netze

Im Projektverlauf entstand eine FI/LS-Kombination (RCBO), die im DC-Netz den Schutz vor gefährlichen Körper-Fehlerströmen und zusätzlich den Leitungsschutz gewährleistet. Das Gerät verfügt über weitreichende Kommunikationsmöglichkeiten interner Sensor-Daten für die Integration in ein Schutzsystem. Der normative Status für Fehlerstromschutz in DC-Netzen wurde erarbeitet und es wurden Lücken aufgedeckt, was zu einer verstärkten Mitwirkung in Normungsgremien führte. Im Rahmen der Entwicklung der DC-RCBO entstand ein Patent zum Verfahren der versetzten Kontakttrennung sowie eine Zusammenfassung der aktuellen Normenlage zu Erdungssystemen, die auch dem Förderprojekt DC Industrie 2 präsentiert als Hilfestellung diente.

Hinweise

Von den Projektpartnern wurden insgesamt vier Patentanträge mit Bezug zu den im Projekt entwickelten Komponenten und Methoden eingereicht.

Für die bisher insgesamt neun Veröffentlichungen mit Projektbezug (Konferenzartikel, Abschlussarbeiten) wird auf Abschnitt 2.6. verwiesen.

2. Teil II - Eingehende Darstellung

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

Überblick

Ziel des Projektes war die Weiterentwicklung eines neuartigen, integrierten Schutzkonzeptes für Niederspannungs-Gleichstromnetze einschließlich der dazu notwendigen Schutzorgane und deren Erprobung in Labor- und Feldtests sowie deren Zusammenspiel als Gesamtsystem auch unter realen Bedingungen.

2.1.1. TP 01: Systemintegration und Condition Monitoring

Bestandteil des ersten Teilprojektes war die Bereitstellung der Kommunikationsinfrastruktur und Datenerfassung für die im Projekt entwickelten Komponenten als Grundlage für das Condition Monitoring.

Als Kernkomponente, welche die verschiedenen Geräte miteinander verbindet, wurde eine WAGO SPS (750-8212) in Verbindung mit 24 V Ein-/Ausgangsklemmen verwendet und entsprechend konfiguriert, sodass Modbus TCP/RTU als auch die gerätespezifischen Kommunikationsprotokolle über die 24 V Klemmen unterstützt werden. Dadurch wird eine erweiterbare, protokollunabhängige Basis der Kommunikationsinfrastruktur geschaffen, in die sich auch zukünftige Geräte gut eingliedern lassen.

Die SPS verarbeitet dann die Nachrichten der Geräte beziehungsweise die Signale der gerätespezifischen Kommunikationsprotokolle und leitet diese entweder direkt oder in verarbeiteter Form an die Datenbank weiter.

Da es sich bei den erfassten Daten hauptsächlich um Messwerte und zeitaufgelöste Zustände handelt, bietet sich ein zeitreihenbasiertes Datenbankmanagementsystem wie InfluxDB an. Dies läuft zentral auf einem Server und verteilt auf verschiedenen Edge-Devices. Dadurch lässt sich der Datendurchsatz einfach skalieren, falls durch das Hinzufügen weiterer Geräte irgendwann ein Limit erreicht wird. In unseren Tests sind wir an kein Limit gestoßen, weder was die Menge an zu verarbeitenden Daten durch die SPS betrifft noch im Datendurchsatz an die Datenbank. Da jedoch beides skalierbar ist durch Hinzufügen einer weiteren SPS für erhöhte Leistungsfähigkeit in der Datenverarbeitung bzw. durch Hinzufügen eines weiteren Edge-Devices zum Verteilen der Last auf die Datenbank, sehen wir keine Beschränkungen des Systems bei einer Skalierung.

AP 01.1: Anforderungsanalyse

Als erster Schritt wurde in AP 01.1 bei gemeinsamen Projekttreffen mit allen Partnern eine Anforderungsanalyse durchgeführt. Dabei wurden alle denkbaren Fehler in DC-Netzen zusammengestellt und kategorisiert. Anhand dieser Fehlerliste wurden erforderliche Mess- und Detektionsverfahren ermittelt und notwendige Gegenmaßnahmen bei erfolgreicher Detektion abgeleitet. Somit konnten die nicht von aktuell verfügbaren oder bereits im Vorprojekt entwickelten Schutzgeräten abgefangenen Fehler identifiziert werden. Diese wurden schließlich in die Problemstellungen der einzelnen Schutzorgane des DC-Schutzsystems überführt und lieferten somit die Grundlage der Anforderungen an die jeweiligen Konzepte. Durch die Erfahrungen aus bekannten Anlagen und bestehenden Forschungsprojekten wurden die Anforderungen weiter ergänzt und auch um die normativen Aspekte aus der jeweiligen Geräte- und Installationsnorm erweitert.

AP 01.2: Systemkonzept

Auf Basis der Anforderungsanalyse aus AP 01.1 wurde ein Konzept entwickelt, das den gängigen Sicherheitsvorschriften für Elektroinstallationen in Gebäuden entspricht. Dabei wurden die in der Anforderungsanalyse den Geräten zugewiesenen Anforderungen und Fehler hinsichtlich der Realisierbarkeit untersucht und priorisiert, siehe Tab. 2.1.1.-1. Ebenso wurde das für die Evaluierung des Systems zu verwendende Testnetz spezifiziert. Diese technischen Vorgaben wurden zu einer gemeinsamen technischen Dokumentation – einem Lastenheft des Verbundvorhabens – überführt. Dort wurden alle technischen Anforderungen des Netzes und der Teilgeräte des Systems sowie die zu erfüllenden Normen aufgeführt. Das Lastenheft bildet die Grundlage für die weitere Entwicklung der einzelnen Schutzgeräte sowie deren Zusammenspiel.

Im Rahmen des Systemkonzepts wurden außerdem bereits Anforderungen an das Kommunikationskonzept aus den Einzelgeräten definiert.

Tab. 2.1.1.-1 (über 4 Seiten): Priorisierung der Anforderungen für das Schutzsystem, Bezüge zu Teilprojekten und Projektpartnern

Priorisierungen Version 13.01.2021

Abkürzungen:

CB Leistungsschalter/Sicherung

KS Kurzschließer

S Schütz

RDC-MD Residual Direct Current Monitoring

IMD

IFLS

RCCB

Isolationsüberwachungsgerät

Isolationsfehler-Ortungssystem

Fehlerstromschutzschalter

RCM

U₀

AFDD

Differenzstrommessgerät

Spannung Außenleiter-Erde

Brandschutzschalter

Übersicht der für das Projekt DC-Schutzsystem priorisierten Anforderungen von insgesamt 25 und Bezug zu Teilprojekten

Problemstellung	Berührung zu Teilprojekten	Priorität
1. Überstrom-/Kurzschlusschutz	TP01, TP03, TP05, TP08, TP09, evtl.TP10 (RCBO)	1
13. Monitoring (zu überwachende Parameter) – NetzInfo	TP01, TP02, TP03, TP04, TP05, TP06, TP07, TP10	1
18. Sicheren Anlagenzustand herstellen	TP03, TP04, TP05, TP08, TP09, TP10	1
2. Kommunikation	TP01, TP03, TP04, TP05, TP10	2
9. Fehlerdetektion <i>allgemein im Unterschied zu 22.</i>	TP02, TP03, TP05, TP07, TP10; (TP06 – was wird überwacht Monitoring)	2
20. Selektivität im gesamten Netz sicherstellen	TP08, ggf.TP10	2
4. Ziehen Stecker unter Last	TP06	3
14. Zustandsüberwachung der Komponenten (Instandhaltung, Wartung, Fehlfunktion, ...)	TP05, TP06, TP07, TP08, TP09, TP10	3
15. Prediktive Maintenance	TP01, TP02, TP03, TP04	3
16. Richtungserkennung - Energiefluss <i>nur für Überstrom / Kurzschluss relevant; wird dort behandelt mit höherer Prio</i>	TP01 –	3
6. Schutz / Fehlerbehebung durch Wandler-Steuerung	TP03, TP07, (TP01)	4
12. Kurzschluss zwischen AC- und DC-Netz <i>Isolationsversagen / hochohmiger Fehler? / wird in DCI2 AG EKF noch nicht adressiert</i>	TP02, TP03, TP04	4
22. Fehlererkennung Unterscheidung zwischen C-Inrush, Vorladung und Kurzschluss	TP02-4	4
24. Berücksichtigung der Möglichkeit der Rückspeisung von Energiespeichern (Kondensatoren , ohne Batterien)	TP03, TP05, TP06, TP08, TP10	5
11. EMV-Leitungsgebundene Störungen	-	
17. Verpolschutz	-	

Priorisierte Themenstellungen und Bezug zur Projektpartnern

Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
1. Überstrom- und Kurzschlusschutz	1		IISB
2. Kommunikation	2		
Zeitstempel		JA, ist notwendig für Auswertung / Algorithmus; Steuerung über SPS (z.B. WAGO) pro Ereignis	IISB
Echtzeitkritische Anwendung mit digitale 24 V-Schnittstelle		24 V DC Hilfsspannung wird zentral bereitgestellt	IISB
Feldbus ohne Probleme untereinander zu koppeln		MODBUS RTU/TCP, CAN, MBUS, Profibus, Powerline...	IISB
DEHN-Schnittstelle	Zur Ansteuerung der RCD und selektive Ansteuerung für Leistungsschalter		DEHN
	möglich durch Fremdsteuerungssignal die Kurzschließer anzusteuern		DEHN
	Zur Zustandsmeldung 24 V DC für dezentrale Schnittstelle (IISB)		DEHN
Doepke-Schnittstelle	Stromgesteuerte Schnittstelle 1-20 mA /24 V DC		Doepke
	Zustandsmeldung des Schalters mittels Hilfsschalter 24V /100 mA		Doepke
	Datenübertragung über MODBUS TCP		Doepke
E-T-A Schnittstelle	MODBUS RTU/TCP optional		E-T-A
	Steuerleitung 24V		E-T-A
Problemstellung	Priorität	Aktion	Akteur
4. Ziehen Stecker unter Last	3		
		Beim vorhandenen Entwurf sind bereits Signalkontakte erhalten zur Detektion einer Trennung oder Verbindung	PHOENIX E-T-A
Problemstellung	Priorität	Aktion	Akteur
6. Schutz / Fehlerbehebung durch Wandler-Steuerung	4		
		Dauerkurzschlussstrom begrenzt durch Wandler auf deren Nennstrom	IISB
Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
9. Fehlerdetektion siehe Liste Fehlerarten, Fehlerfälle und Aktionen unten	2	„Fehlerfälle“	IISB/ETA
Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
11. EMV-Leitungsgebundene Störungen	i.O.	nur im Rahmen der Geräteentwicklung	Alle
Problemstellung	Priorität	Aktion	Akteur
12. Kurzschluss zwischen AC- und DC-Netz	4	S/W?	IISB/ETA
Siehe Punkt 6: Es gibt einen Defekt innerhalb des Wandlers			

Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
13. Monitoring (zu überwachende Parameter) - NetzInfo	1	Datensammlung und Bewertung	
Strom- und Spannungssensor, geräteintern 50...200k Samples, nicht in Echtzeit		Strom- und Spannungsmonitoring in Kabelstrecke/an Anschlusspunkten/ in Verteilung/ Lastwandler und Wandler-Kondensator	ETA
RCD + Schnittstelle, nicht in Echtzeit		aktuelle Netzspannung aktueller Laststrom im Endstromkreis aktueller Fehlerstrom (nur unterhalb Auslöseschwelle)	Doepke
Impedanzmesssystem, Messdauer Sekunden bis Minuten, Verwendbarkeit für Fehlervorhersage		Monitoring der Impedanz des Erdschlusses in IT-Netz	IISB
Überspannungsschutzgerät aus DCSO		Monitoring von Impulsstrom und Netzspannung	DEHN
Isolationsüberwachung, Isolationsfehler-Ortung		Kontakt zu Bender	IISB (Bender)
Anzahl und Messorte sind mit Ziel der Selektivität und den Schutzorganen abzustimmen.			
Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
14. Zustandsüberwachung der Komponenten	3	Datensammlung und Bewertung	
RCD + Schnittstelle		aktuelle Temperatur im Gerät aktuelle Schalthäufigkeit	Doepke
Schnittstelle der Ansteuerungseinheit von Kurzschließer		Zustandsmeldung: Kurzschließer "angesteuert" Zustandsmeldung: Kurzschließer "metallisch geschlossen"	DEHN
Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
15. Prediktive Maintenance	3	Bewertung	IISB
In Abhängigkeit von der Datensammlung aus Punkte 13/14 und den allgemeinen Informationen muss eine Bewertung erfolgen (Warten, Abschalten?)			IISB
Problemstellung	Priorität	Ort	Akteur
16. Richtungserkennung - Energiefluss	3		IISB/ETA
Unterschiedliche Kennlinie in Abhängigkeit von Energiefluss-Richtung wo sinnvoll; bidirektionale Stromsensorik notwendig ev. auch binäre Lösung z.B. bei reinen Verbrauchern		am Verteilbus zwischen Quelle und Senke am Endstromkreis zwischen Quelle und Senke Simulation, Test zu klären, ev. elektron. Last, abhängig vom Schutzorgan	IISB/ETA
Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
17. Verpolschutz	i.O.	muss in jeder Komponente realisiert sein.	Alle
Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
18. Sicheren Anlagenzustand herstellen	1		
- Kurzschluss mit energiereichen (> 400 A) sichtbarem Lichtbogen führt zur Abschaltung des ferngesteuerten Überstromschutzorgan (z.B. RCCB) - Falls dieser Kurzschluss nicht abgeschaltet und Kurzschließer ist metallisch geschlossen, dann schaltet der übergeordneten Schalter die Stromversorgung im Abgangszweig automatisch ab. - Falls der Lichtbogen länger als 100 ms besteht, sollen alle einspeisenden Quelle abgeschaltet werden.			DEHN

Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
20. Selektivität im gesamten Netz sicherstellen	2		IISB
Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
22. Fehlererkennung	4		ETA
Problemstellung	Priorität	Verfahren	Akteur
24. Berücksichtigung der Möglichkeit der Rückspeisung von Energiespeichern (C ohne Batterie)	5	Unterscheidung dauerhaftes oder transientes Verhalten	IISB

AP 01.3: Kommunikationskonzept

Für die Kommunikation der Komponenten untereinander und mit dem Monitoring System musste ein Kommunikationskonzept erstellt werden. Hierdurch wird erst das Condition Monitoring ermöglicht.

Für das Condition Monitoring hat man sich bezüglich der Datenerfassung zu einer SPS-basierten Lösung entschieden. Diese soll als zentraler Knotenpunkt für die Datenerfassung fungieren und die Daten der Messgeräte an eine hausinterne Influx-Datenbank weiterleiten. Dafür wurde eine Liste aller bestehenden kommunikationsfähigen Geräte mit Details wie Kommunikationsart und zu erfassende Daten erstellt. Anhand dieser Liste wurde dann die Anbindung der Geräte an eine Datenbank realisiert. Für die noch in Entwicklung befindlichen Geräte wurden in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern Steckbriefe zu den Prototypen erstellt, anhand derer die Datenbankintegration bereits stattfinden konnte, bevor der eigentliche Prototyp fertiggestellt war. Somit konnte die abschließende Integration in die Datenbankinfrastruktur weitestgehend verkürzt werden.

Zunächst waren die Anforderungen an Datendurchsatz, Robustheit und Integrierbarkeit zu erarbeiten. Bei den ersten Tests mit bestehenden Komponenten und Dummy-Komponenten sind wir vorerst an kein realistisches Limit für unsere Applikation gestoßen. Es wurden jedoch zwei Stellen identifiziert, die bei Skalierung des Systems am wahrscheinlichsten Probleme bereiten, und zwar der Datendurchsatz bzw. die Rechenleistung der SPS und die Anbindung an die Datenbank. Das Empfangen der Daten über Modbus/Direktkontakte und anschließendes Verarbeiten stellte sich in unseren Anwendungen als trivial dar. Wenn allerdings aufwändigere Verarbeitungsschritte – z.B. Korrelationsberechnungen wie sie beim Verarbeiten von PRBS-Signalen benötigt werden – hinzukommen, ist es möglich die Rechenleistung der SPS auszureizen. In diesem Fall müssen aufwändige Berechnungen entweder vorab durchgeführt werden, oder die Last muss auf mehrere SPS verteilt werden. Damit kommen wir zu dem zweiten möglichen Bottleneck. Skaliert man das System weiter horizontal und bestückt beispielsweise mehrere Schaltschränke mit dem System, wird eine einzelne zentrale Datenbank mit vielen einzelnen Schreibzugriffen überflutet. Daher wird – zusammen mit der zentralen Datenbank – eine Datenbank auf einem Edge-Device verwendet. Dieses synchronisiert seine Inhalte dann mit dem zentralen Server. Damit reduziert sich die Anzahl von einzelnen Requests auf dem zentralen Server, da dieser nicht mehr die Anfragen der einzelnen Geräte bearbeitet, sondern nur noch die der Edge-Devices. Dies hat auch den Vorteil, dass keine durchgehende Verbindung zum zentralen Server notwendig ist und das Edge-Device als Puffer fungiert.

Um allen Partnern eine eigenständige Entwicklung auch in Hinsicht auf die Kommunikation zu ermöglichen, wurden vorab die möglichen Kommunikationsprotokolle definiert und auch die Möglichkeit gegeben, eine eigene Kommunikation mittels Direktkontakten zu realisieren. Sobald die Partner sich auf eine Kommunikationsart für ihr Gerät festgelegt hatten, konnte dies mithilfe eines Gerätesteckbriefs festgehalten und an das IISB weitergegeben werden. Mit dessen Hilfe konnte dann die Kommunikationspipeline implementiert und in Teilen bereits getestet werden, bevor das eigentliche Gerät fertiggestellt war.

2.1.2. TP 02: Einflussgrößen und Messmethodik

Bei der Auslegung von DC-Systemen, der Planung ihrer Schutzkonzepten und der Auswahl von Schutzorganen sind modellbasierte Analysen essenziell, um Fragestellungen zur Betriebssicherheit von DC-Systemen zu beantworten.

AP 02.1: Festlegung der notwendigen Messgrößen auf Basis einer modellbasierten Einflussgrößenanalyse

Grundsätzlich sollen mit modellbasierten Methoden z.B. folgende Fragestellungen, die bei der Planung von DC-Netzen auftreten, beantwortet werden:

- Wie sind Überstromschutzorgane auszulegen, um einerseits auch bei begrenztem Dauer- und Kurzschlussstrom im Querfehlerfall bedingt durch Quellen mit geringer Spannungssteifigkeit zu reagieren und andererseits bei hohen Inrushstromspitzen nicht auszulösen?
- Genügen für eine unmittelbare Abschaltung eines von einem Querfehler betroffenen Abzweigs elektromechanische Schutzschalter oder sind schnellere elektronische oder hybride Schaltelemente vorzuziehen? In welcher Zeit muss der Schaltvorgang abgeschlossen sein, um im Fehlerfall Störungen des Betriebs anderer Komponenten im Netz zu vermeiden?
- Welche Überspannungseffekte können aufgrund von Schalt- und Fehlerereignissen an den Anschlussstellen der Komponenten auftreten?
- Können an seriellen Fehlern wie bei Kabelbrüchen oder lockeren Steckverbindern in bestimmten Arbeitspunkten langanhaltende Lichtbögen, die umgebende Komponenten gefährden können, entstehen oder sind entsprechende Lichtbogenereignisse aufgrund von im Netz verteilten ausreichend hohen Kapazitäten nur von kurzer Dauer, weisen dann aber ggf. höhere Stromspitzen auf?
- Können modellbasierte Methoden der Zustandsüberwachung (condition monitoring) auch zur Erkennung schleichender Fehler erstellt werden?
- Welche Strom- und Spannungssensoren an welchen Positionen sind zur sicheren Unterscheidung von fehlerfreien und fehlerbehafteten Betriebszuständen nötig? Inwieweit sind modellbasierte Methoden hilfreich, die Anzahl nötiger Sensoreinheiten gering zu halten?
- Genügen schlanke lokale Mikrocontroller-basierte Einheiten zur zielorientierten Auswertung der Sensorsignale?

Derartige Fragestellungen lassen sich nicht generell für verschiedene Anwendungen und Ausprägungen von DC-Netzen beantworten. Im Rahmen des Projekts wurde von der E-T-A eine verallgemeinerte Methodik zur Durchführung einer geeigneten und möglichst einfachen, aber hinreichenden Systemsimulation erarbeitet. Hiermit kann eine Einflussgrößenanalyse für die Auswirkungen von Netz- und Komponentenparametern sowie von Parametern potenzieller Fehler auf Strom- und Spannungssignale im Netz ermittelt werden.

Ausführliche Erläuterungen der Methodik wurden anhand verschiedener Fallbeispiele im Rahmen von drei Konferenzbeiträgen teils in Kooperation mit der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (Strobl 2021, Strobl & Rabenstein 2021, Strobl & Rabenstein 2022) und im Anhang einer Dissertation (Strobl 2022, Anhang B) veröffentlicht.

Die entsprechenden Ergebnisse sollen im Folgenden kurz aufgeführt werden (für eine genauere Erläuterung sei auf die genannten Veröffentlichungen verwiesen):

Im Falle leistungsschwacher Fehler und in der Anfangsphase von Fehlern mit höherem Energieumsatz sowie bei vielen Operationen in fehlerfreien Betriebsmodi kann zur Systemsimulation eine Folge linearer Ersatzschaltbilder zur Nachbildung des linearisierten Systemverhaltens genutzt werden. Je nach Eintritt eines Ereignisses können dabei bestimmte Segmente der Modellstruktur aktiviert oder deaktiviert werden. Bei einem Fokus auf Fehler mit geringem

Leistungsumsatz oder für eine Berechnung des ersten kurzen Zeitabschnitts nach Ereigniseintritt dominieren die passiven Ersatzelemente in der Wirkung auf die interessierenden Ströme in den Leitungen und auf die Spannungen an den Komponenten. Wandler mit relativ langsamer Regeldynamik können dann vereinfachend vernachlässigt werden.

Weiter genügen in der Regel vergleichsweise einfache Submodelle für Komponenten und Fehlersituationen. In Abb. 2.1.2.-1 ist das zur Berechnung verwendete vereinfachte Submodell einer Komponente mit potenziellen Fehlersituationen in einem geerdeten Netz in Sternstruktur dargestellt, in Abb.2.1.2.-2 wurde bei einem ungeerdeten Netz in Busstruktur das Modell eines hochdynamisch geregelten Wandlers integriert.

Wird für Abschnitte eine modulare Systembeschreibung jeweils im kontinuierlichen Zustandsraum gewählt, können die systembeschreibenden Gleichungen analytisch und untergliedert in Substrukturen aufgestellt werden. Bei der Ermittlung der resultierenden Strom- und Spannungssignale im Zeitbereich ist nur ein aufwendigerer numerischer Rechenschritt zur Bestimmung der Übergangsmatrix als Matrixexponential erforderlich (Schüßler 1991, Strobl & Rabenstein 2021, Strobl 2022), ansonsten erfolgen nur gewichtete Additionen von Signalen.

Abschnittsweise können hiermit interessierende Zeitsignale des linearisierten Systems unter Berücksichtigung der für diesen Abschnitt gültigen Anfangswerte berechnet werden. Tritt ein Ereignis ein oder wird ein bestimmter Wert in einem Signal erreicht, bei der eine Komponente reagiert (z.B. im Falle eines Fehlerstromschutzorgans ist dies das Erreichen einer Schwelle für die Differenz der Ströme in Hin- und Rückleiter), wird dann im nächsten Zeitabschnitt mit der veränderten Konstellation weitergerechnet.

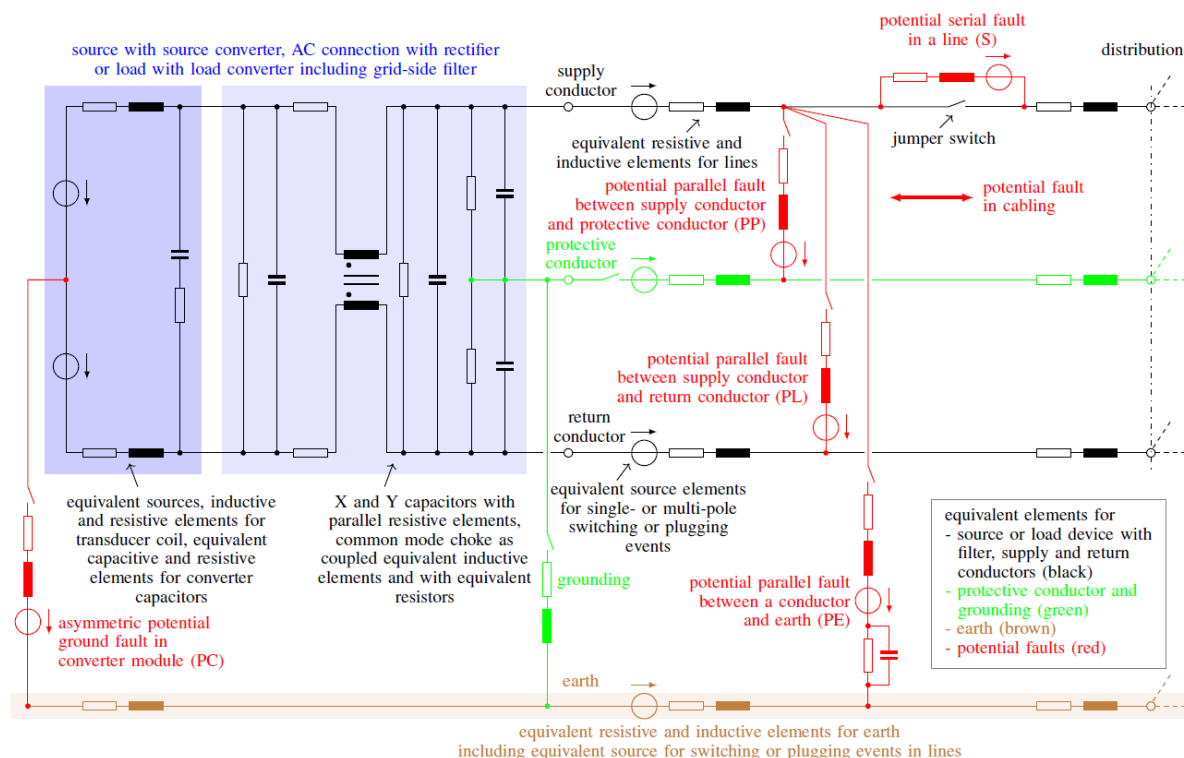


Abb. 2.1.2.-1: Vereinfachtes linearisiertes Modell einer Quell- oder Lastkomponente unter quasistationären Vorbedingungen bei einer Sternstruktur eines geerdeten Netzes zur Simulation der Auswirkungen von verschiedenen einzeln zuschaltbaren Fehlerereignissen in einer kurzen Zeitspanne nach Ereigniseintritt, aus (Strobl & Rabenstein 2021)

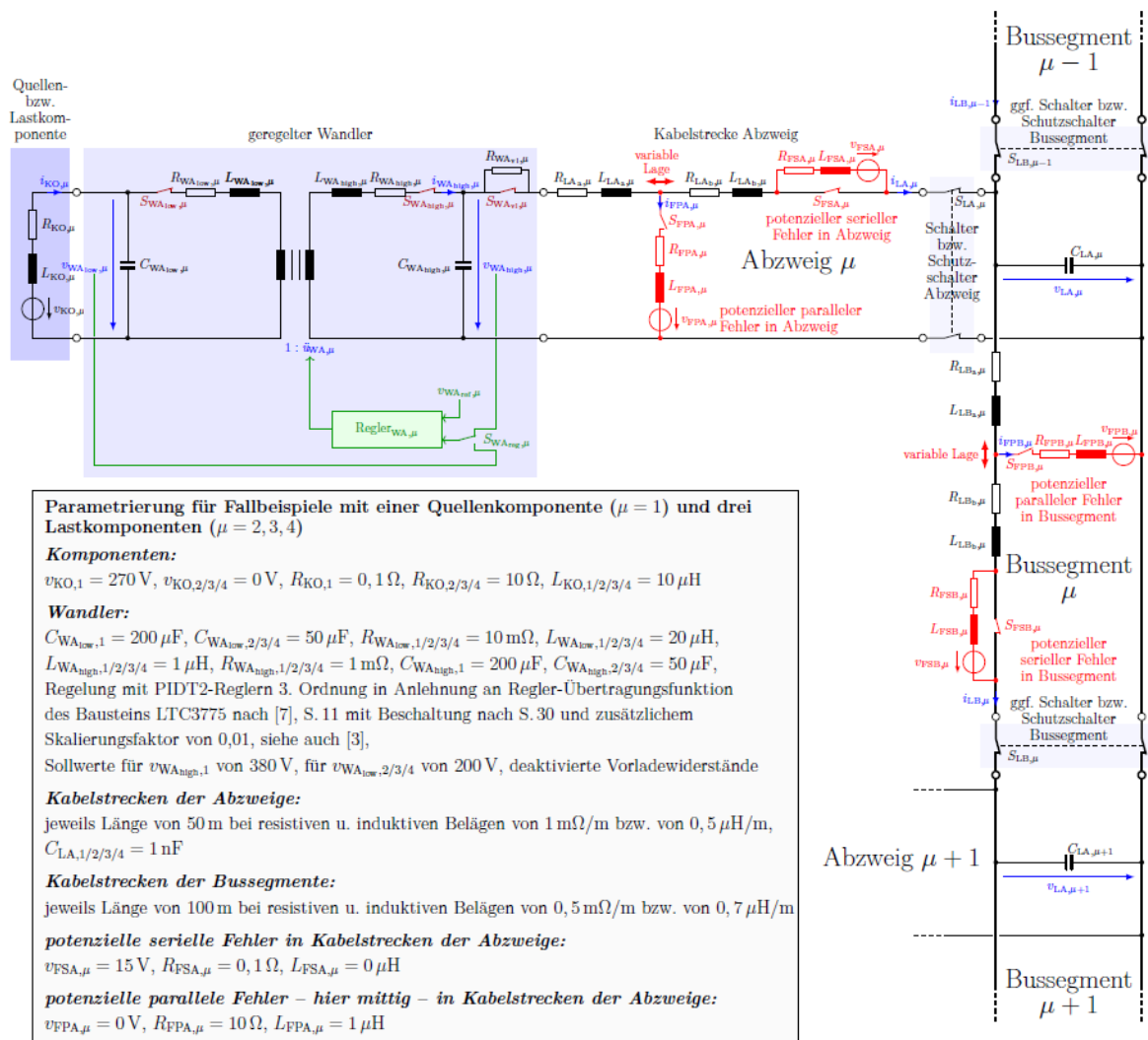


Abb. 2.1.2-2: Vereinfachtes linearisiertes Modell einer Quell- oder Lastkomponente bei vereinfachter Nachbildung eines geregelten Wandlers bei einer Energiebusstruktur eines ungeerdeten Netzes zur Simulation der Auswirkungen von verschiedenen einzeln zuschaltbaren Fehlerereignissen in einer kurzen Zeitspanne nach Ereigniseintritt (mit beispielhafter Parametrisierung), aus (Strobl & Rabenstein 2022)

Im Falle des vorliegenden Projekts wurden mit einer entsprechenden in Matlab realisierten Systemsimulation v.a. Selektivitätsanalysen für verschiedene beispielhafte Netzkonstellationen mit typischer Parametrierung durchgeführt. Dies dient dazu, spezifisch für das untersuchte Netz und seiner möglichen Konstellationen und Arbeitspunkte geeignete Schwellwerte für die Auslösung von Schutzorganen zu definieren und somit falsch positive und falsch negative Reaktionen zu vermeiden.

Im Speziellen interessierten im Falle geerdeter Systeme die durch serielle Fehler oder unsymmetrische Schaltvorgänge eingebrachte Netzunsymmetrien, daraus folgende Ausgleichströme und deren Wirkung auf Fehlerstromschutzorgane. Die Ergebnisse sind in (Strobl & Rabenstein 2021) dargestellt. Bei den untersuchten Konstellationen konnten bei Lichtbogeneintritt Residualströme mit zwar anfänglich hohen, aber schnell abklingenden Pegeln ermittelt werden – eine Fehlalarmlösung von Fehlerstromschutzorganen ist somit nicht zu erwarten.

Die systematische modulare Aufstellung der systembeschreibenden Gleichungen in einer Zustandsraumdarstellung unter Matlab bietet gegenüber einer herkömmlichen diskreten Schaltungssimulation den Vorteil, dass sich Einflussgrößenanalysen insbesondere von Reaktanzwerten oder bezüglich Fehlerparametern ohne großen numerischen Mehraufwand berechnen lassen. Diese selbst entwickelte und veröffentlichte Methodik ist in (Strobl & Rabenstein 2021) und in (Strobl 2022, Anhang B) ausführlich beschrieben. Unter Verwendung der gleichen

Übergangsmatrix kann durch eine sekundäre Linearisierung die Abhängigkeit von Zeitsignalen zu einer interessierenden Größe ermittelt werden, siehe Abb. 2.1.2.-3 für die Auswirkung unterschiedlicher Kapazitätswerte eines Kondensators auf ein Stromsignal im Fehlerfall. Somit können Toleranzbänder für die Signale im Zeitbereich unter Berücksichtigung von möglichen Bauteilstreuungen oder für mögliche Veränderung von Werten durch Erwärmung während des Betriebs berechnet werden.

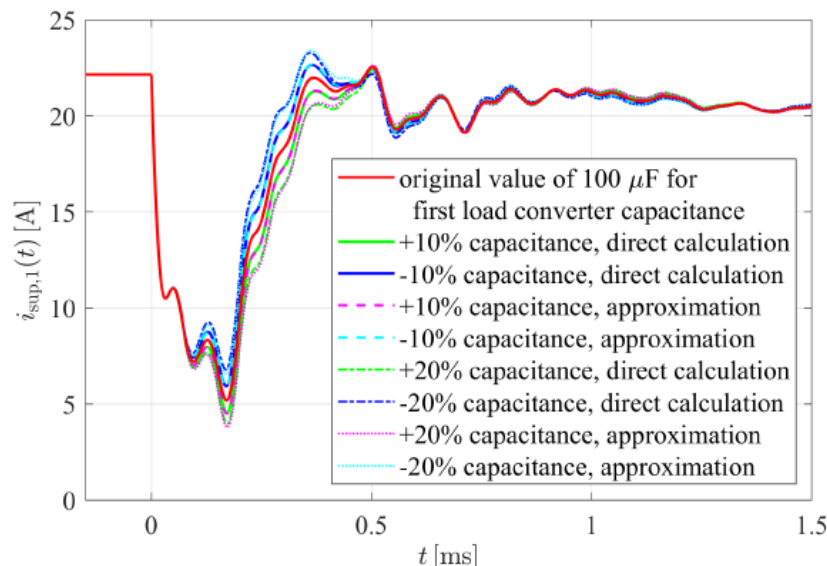


Abb. 2.1.2.-3: Einflussgrößenanalyse bzgl. der Streuung des Kapazitätswerts eines Kondensators auf das Stromsignal bei Eintritt eines seriellen Fehlers, aus (Strobl & Rabenstein 2021)

AP 02.2: Festlegung und Beschreibung der Messmethoden auf Basis einer modellbasierten Einflussgrößenanalyse

Weiter kann auch mit der für die jeweilige Applikation spezifisch konfigurierbaren Netzkonstellation mit den modellbasierten Methoden grundsätzlich überprüft werden, welche Strom- und Spannungssensorik in den Abzweigen zu verwenden ist, um einerseits ausreichende Sensitivität gegenüber geringen fehlerbedingten Signalschwankungen aufzuweisen, sowie andererseits hohe Signalspitzen unbeschadet zu überstehen. Entsprechend kann als Ergebnis festgehalten werden, dass in Netzen mit vergleichsweise hohen verteilten Kapazitäten ($\gg 20 \mu\text{F}$ pro kW in Wandlern umgesetzter Leistung) und möglichen kurzzeitigen seriellen Fehlern (z.B. Wackelkontakten) und dadurch bedingten hohen Stromspitzen in teilentladene Kondensatoren von der Verwendung von Hall-Sensoren wegen möglicher Dejustage durch Remanenz abgesehen werden sollte, magnetoresistive Sensoren können hier die bessere Wahl sein.

Bezüglich der Eignung bei modellbasierten Fehleridentifikationen wurde weiterhin das Übertragungsverhalten von Ringkernübertragern aus nanokristallinen Kernmaterialien untersucht. Diese bewickelten Kerne dienen zur reinen AC-Übertragung im hochfrequenten Bereich. Unter Berücksichtigung ihrer Übertragungsfunktion können sie für eine Analyse des Rauschverhaltens (z.B. während Fehlern) und zur modellbasierten Fehler- und Ereignisidentifikation eingesetzt werden. Das Übertragungsverhalten wird jedoch durch den DC-Anteil im Strom der überwachten Leitung beeinflusst. Entsprechend muss diese sogenannte Gleichstromvorbelastbarkeit berücksichtigt werden. Die jeweiligen Übertragungsfunktionen des interessierenden Kleinsignalverhaltens weisen somit von der DC-Amplitude abhängige Parameter auf, vgl. (Strobl 2022).

Das in Abb. 2.1.2.-4 aufgezeichnete Übertragungsverhalten zweier Kerne mit gleichen Windungszahlen und Abschlusswiderständen zeigt deutliche Sättigungseffekte ab ca. 45 A bzw. ab ca. 25 A Gleichanteil auf.

Übertragungsverhalten von Übertragern mit nanokristallinen Kernen je nach Gleichstrom-Vorbelastung

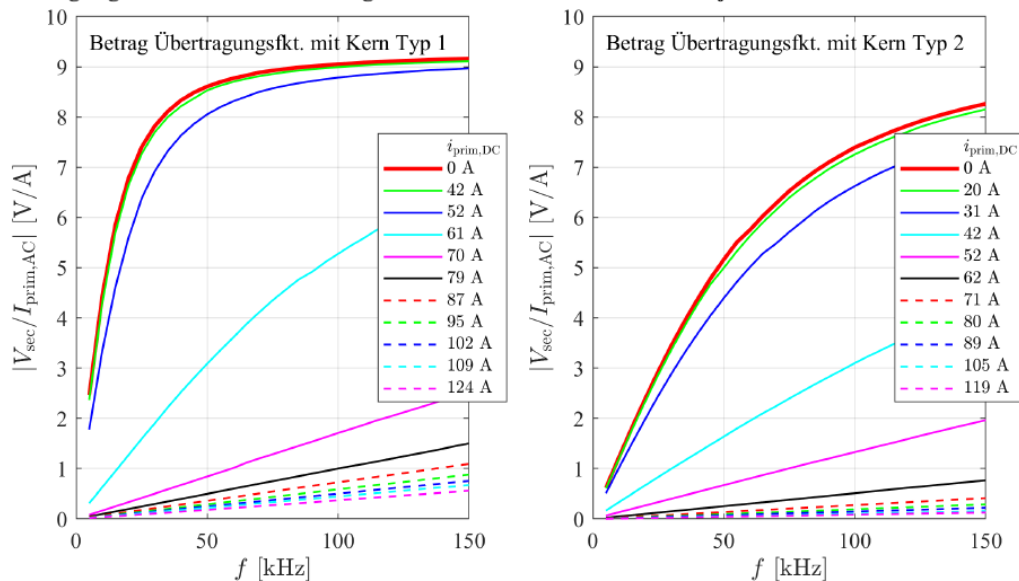


Abb. 2.1.2.-4: AC-Übertragungsverhalten von Übertragern aus nanokristallinen Materialien je nach Gleichstromanteil, aus (Strobl 2022)

2.1.3. TP 03: Erweiterte Lichtbogen-Detektion und TP 04: Adaptive Schutzorgane

Die Berichtsanteile zu den beiden Arbeitspunkten AP 03 Adaptive Schutzorgane und AP 04 Erweiterte Lichtbogendetektion sollen zusammengefasst werden, da die jeweiligen Methodiken aufeinander abgestimmt sind, in der Regel die gleiche Sensorik nutzen und gemeinsam auf Mikrocontrollerplattformen implementiert sind.

Zur Erstellung und Programmierung der hierzu bei der E-T-A als Funktionsmuster entworfenen Hardwareeinheiten sowie zu ersten Tests wurden auch zwei studentische Abschlussarbeiten vergeben (Schillig 2021, Schneider 2023).

AP 03.1 und AP 04.1: Anforderungsanalyse

Der Fokus auf den Arbeiten bei der E-T-A für beide Arbeitspunkte lag zum einen in der Erstellung einer sehr schnellen angepassten Überstromdetektion und zum anderen auf der Erkennung serieller Fehler, insbesondere Lichtbogenfehler. In weit verzweigten DC-Netzen mit vielen getakteten Komponenten sind reine Rauschanalysen im hochfrequenten Bereich zur Erkennung von seriellen Lichtbögen, wie sie für DC-Bereiche von Photovoltaikanlagen üblich sind, nicht verlässlich. Somit sollen stattdessen neuartige modellbasierte Methoden zur Lichtbogendetektion mit möglichst adaptiven Ansätzen entwickelt und validiert werden. Entsprechende Normen zum Schutz von Niederspannungs-Gleichstromnetzen gegen serielle Lichtbogenfehler existieren nur für Anwendungsfälle im Bereich der Photovoltaik sind (UL 1699b, IEC 63027).

Basis der Komponente sind in jedem Fall Stromsensoren, die das Stromsignal der zu überwachenden Leitung (in der Regel ab Verteilknoten bis hin zur Lastkomponente) erfassen. Das ins Diskrete gewandelte Signal wird mittels auf einem Mikrocontroller implementierten Algorithmen auf Fehlercharakteristika untersucht. Ggf. ist bei nicht sehr steifen Versorgungen auch eine Spannungsmessung erforderlich.

Weiter sollen diese Strommesswerte genutzt werden, um eine verbesserte Überstromdetektion zu realisieren. Dabei sollen einerseits kurze Inrushstromspitzen mit hohen Pegeln berücksichtigt werden, andererseits langanhaltende Überstrompegel mit vergleichsweise geringen

Abständen zu den Nennwerten erfasst werden. Wichtig ist dabei eine Realisierung auch für einen geringen Variablenspeicher.

AP 03.2-3 und AP 04.2-4: Algorithmus- und Hardwareentwicklung

Da die Algorithmik und das Hardwarekonzept aufeinander abgestimmt werden müssen, werden im Bericht im Folgenden die jeweiligen Arbeitspunkte zusammengefasst.

Während des Projekts wurden mehrere Funktionsmuster basierend auf einem Arduino Due entworfen, siehe Abb. 2.1.3.-1. Dabei wurde die Hauptplatine so konzipiert, dass verschiedene Strom- und Spannungssensoren zu Test- und Validierungszwecken genutzt werden können. Als Abtasttakt wurde 100 kHz gewählt. Hier können Signale in ausreichend hoher zeitlicher Auflösung erfasst werden, entsprechend können auftretende Ereignisse zeitnah erkannt werden.

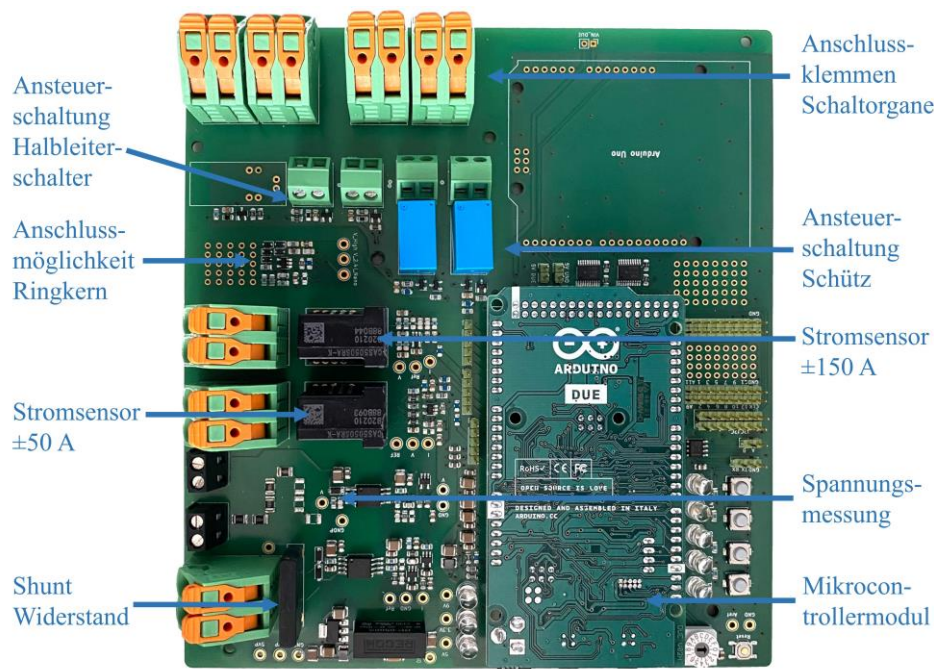


Abb. 2.1.3.-1: Eines von mehreren für das Projekt entworfenen Funktionsmustern auf Basis eine Arduino Due mit verschiedenen Möglichkeiten zur Strom- und Spannungserfassung, aus (Schneider 2023)

Algorithmik Überstromerkennung

Im Hinblick auf eine schnelle Überstromerkennung ist eine Interrupt-gesteuerte Softwarestruktur essenziell. Da davon auszugehen ist, dass kurzschlussartige Querfehler mit einem größeren Energieumsatz verbunden sind als serielle Fehler zumindest in ihrer Anfangsphase, bekommt die Überwachung auf Überstrom grundsätzlich Vorrang. Dabei wurde eine kaskadische Algorithmusstruktur zur Überwachung der Stromwerte implementiert – entsprechend werden erfasste Messwerte über einen Zeitraum gemittelt, diese erhaltenen ersten Mittelwerte dann weiter in Paaren zu zweiten Mittelwerten für den doppelten Zeitraum, dann weiter zu dritten Mittelwerten für den vierfachen Zeitraum usw. zusammengefasst. Es genügt somit, die Ergebnisse der Mittelwerte anstelle aller erfassten Daten abzuspeichern. Jedes der Ergebnisse wird dann unmittelbar oder mit kurzem zeitlichen Versatz mit den Vorgaben einer Kennlinie für den Zeitraum der jeweiligen Mittelung verglichen. Wird der jeweilige Wert überschritten, kann vorzugsweise mit einem schnellen elektronischen oder hybriden Schaltorgan ausgelöst und der vom Fehler betroffene Systemanteil abgeschaltet werden.

Somit lassen sich ohne größeren Speicherbedarf am Mikrocontroller in einer digitalen Realisierung Kennlinien nachbilden, wie sie z.B. bei thermischen Schutzschaltern oder Schmelzsicherungen üblich sind, siehe Abb. 2.1.3.-2.

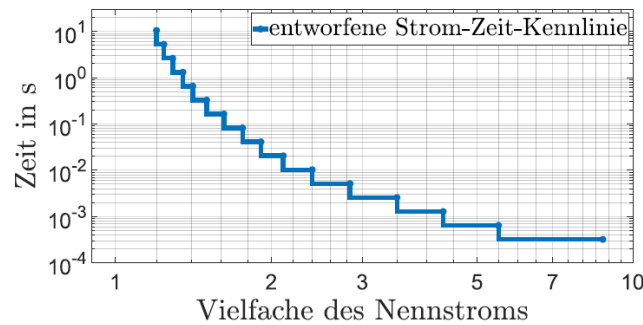


Abb. 2.1.3.-2: Beispiel für eine Kennlinie zur Überwachung auf Überstrom, aus (Schneider 2023)

Dabei bietet die digitale Methodik in Kombination mit einem elektronischen oder hybriden Schaltorgan deutliche Vorteile bezüglich herkömmlicher Technik:

- Realisierung wesentlich kürzerer Überwachungs- und Auslösezeiten zur sehr schnellen Reaktion auf Kurzschlüsse,
- gezielte und lastspezifisch verfeinerte Anpassung der Kennlinie bei Inbetriebnahme der Anlage,
- adaptive Konzepte zur Kennlinienparameteranpassung möglich (automatisiert durch Berücksichtigung des Signalverlaufs über einen längeren Zeitraum bzw. initiiert durch übergeordnete Systemüberwachung),
- Verbesserung der horizontalen und vertikalen Selektivität in einer (Unter-)Verteilung durch stromrichtungsabhängige Kennlinien, damit gezielte Verhinderung von Rückströmen aus Kondensatoren der nicht unmittelbar von Fehlern betroffenen Lastkomponenten in Richtung der unmittelbar betroffenen Lastkomponente oder Hauptleitung.

In den nicht für die Überstromdetektion benötigten Zeitabschnitten können mit über eine Anzahl an Takten verteilter Rechenzeit transiente erfasste Signalabschnitte, die nicht als Kurzschluss kategorisiert wurden, musterbasiert auf andere Fehlerarten untersucht werden, wie im Folgenden aufgezeigt.

Algorithmik und spezifische Hardwaremodelle zur Erkennung serieller Fehler

Neben der Überstromdetektion lag ein Hauptschwerpunkt in der Überwachung des Systems auf serielle Fehler, insbesondere auf serielle Störlichtbögen. Wie bereits erwähnt, sind in vielen Anlagen mit DC-Verteilnetzen die im Anwendungsbereich der Photovoltaik verwendeten Methoden, welche nur fehlerbedingte Rauschanteile messen und auswerten, nicht zielführend, da Rausch- und Rippelanteile einer großen Zahl getakteter Komponenten fehlertypisches Rauschen verschleiern. Deshalb wurden verschiedene modellbasierte Methoden entwickelt:

Verfahren (a) zur Erkennung serieller Fehler: Überwachung einer Zuleitung zu einer Unterverteilung mit mehreren angeschlossenen Lasten mit einem Stromsensor und einer Mikrocontrollereinheit auf der Hauptleitung

Bei in etwa bekannter Struktur des Netzes und einer groben Information über die Arten der Lasten und die Kabellängen werden im Normalbetrieb des Netzes transiente Schaltereignisse mittels Strom- und Spannungsmessung erfasst. Unter Verwendung einfacher topologischer Submodelle für Kabelstrecken (serielle Struktur aus Ersatzwiderstand und Induktivität) und Lasten (parallele Struktur aus Eingangskapazität und Arbeitspunktersatzwiderstand) können Werte entsprechender Ersatzelemente im laufenden Betrieb erlernt werden, vgl. Abb. 2.1.3.-3. Hierbei werden teils in Vorprojekten entstandene und im Projekt DC-Schutzsystem weiterentwickelte und verbesserte aufgabenspezifische Methoden zu Systemidentifikation aus den Klassen der Instrumentalvariablenverfahren und der Schwarmidentifikation sowie Clusteringverfahren zur Zuordnung der Ersatzsubmodelle genutzt. Eine detaillierte Darstellung dieser Methoden findet sich in (Strobl 2022), die Realisierung erfolgte auf den im Projekt verwendeten Arduino-Plattformen.

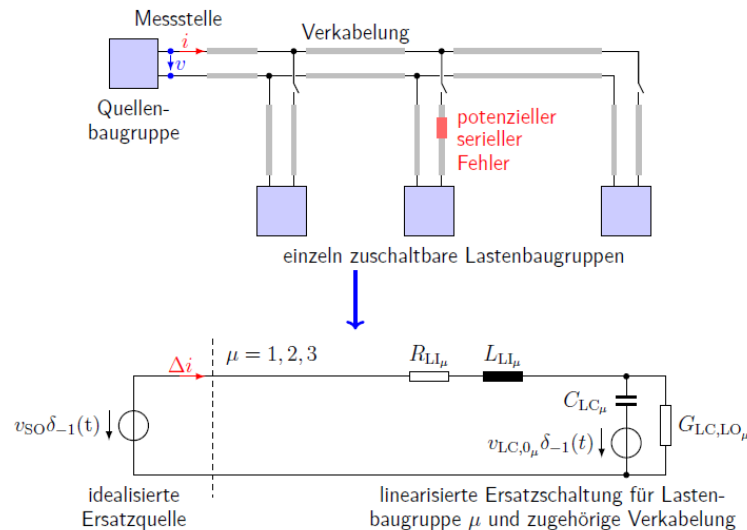


Abb. 2.1.3.-3: Netztopologie und einfaches modulares Ersatzmodell der Netzkomponenten für Verfahren (a), nach (Strobl 2022)

Werden dann in dieses Netzmodell einfache Fehlermodelle an unterschiedlichen Lastabzweigungen in die im Laplace-Raum dargestellte Netzsimulation eingepflegt und durch Rücktransformation die zu erwartende Reaktion des Netzes auf diese Fehlereintritte im Zeitbereich berechnet, können diese Muster dann zur Erkennung, Klassifizierung und räumlichen Zuordnung auftretender Fehler genutzt werden.

Diese Methodik eignet sich insbesondere in Systemen niedriger Systemspannung bzw. im Falle von Systemen mit höherer Systemspannung bei höherkapazitiven Komponenten (i.d.R. keine oder sehr instabile Lichtbögen) auch für hochdynamisch geregelte Lasten. Sie wurde in Testaufbauten erfolgreich erprobt, um insbesondere Wackelkontakte in Sternverteilungen oder Abzweigschaltungen bei geregelten identischen aktiven Lastenbaugruppen bei unterschiedlichen Kabellängen zur Quelle zu identifizieren und der jeweiligen Last zuzuordnen. Der Vorteil ist, dass von zentraler Stelle aus nur mit einer Sensor- und Controllereinheit mehrere Lastabgänge gleichzeitig überwacht werden können.

Schwerpunkt der Arbeiten zur Erkennung serieller Fehler lag im Projekt DC-Schutzsystem jedoch in einem weiteren neu entwickelten Verfahren:

Verfahren (b) zur Erkennung serieller Fehler: Überwachung einer Leitung (Hauptleitung oder Lastanbindung) auf serielle Lichtbogenfehler mit aktiver und adaptiver modellbasierter Methodik

Dieses Verfahren wurde am 30.05.2023 als Patentanmeldung beim Deutschen Patent- und Markenamt eingereicht.

Insbesondere bei räumlich ausgedehnten DC-Anlagen höherer Systemspannung (z.B. 380 V oder 650 V für Industrieanlagen) können stabile Lichtbögen an lockeren Kontakten oder Steckverbindern auftreten. Durch eine mögliche Entzündung der Umgebung können potenziell massiven Folgeschäden entstehen.

Speziell zur Detektion serieller Lichtbögen im Leitungsnetz wurde im Projekt DC-Schutzsystem eine neue adaptive Methodik entwickelt, die unmittelbar im Zeitbereich ohne Verwendung von parametrisierten Ersatzelementen von Systemmodellen zum Einsatz kommt und vergleichsweise resilient gegenüber höherfrequenten Störungen ist. Weiter ist sie für deutliche dynamische Lastwechsel geeignet, als dies für Verfahren (a) der Fall ist.

Basis der Methode ist die Nutzung der Eigenschaft von seriellen Lichtbögen, im ersten Zeitabschnitt nach Öffnung der Kontakte ein Verhalten nahe einer idealen Spannungssenke

aufzuweisen. Ein entsprechendes Spannungssenkenmodell bildet die Summe aus Kathoden- und Anodenfall von etwa 13 bis 15 V nach und kann in ein linearisiertes Kleinsignalmodell der Anlage am aktuellen Arbeitspunkt eingebunden werden. Ggf. können zusätzlich kleine resistive Werte zur Berücksichtigung der Kontakterwärmung an den Fußpunkten des Lichtbogens einbezogen werden.

Bei weiterer Öffnung der Kontakte verliert dieses einfache Modell seine Gültigkeit, quasistationäre oder dynamische Modelle (z.B. nach Ayrton bzw. Mayr) sind zu nutzen, weisen aber Parameter auf, die von der – insbesondere im Fehlerfall nicht genau bekannten – Kontaktsituation abhängen. Derartige oft uneindeutige Fehlermodelle sind somit in der Regel für eine schnelle Fehlerdetektion aufgrund der vielfältigen Einflussmöglichkeiten nicht oder nur sehr eingeschränkt nutzbar.

Anstelle der im Verfahren (a) verwendeten modularen Netznachbildung mit der Integration des Fehlermodells im Laplace-Bereich und einer auf Basis des Gesamtmodells erstellten Berechnung der Systemantwort auf die sprungartige Spannungssenke, welche den Lichtbogen im Initialstadium repräsentiert, soll eine unmittelbare Reaktion des Systems im Zeitbereich abgeschätzt werden. Aufwendige Komponenten- und Systemmodelle für verschiedene Arbeitspunkte mit parametrisierten Ersatzelementen sind hierbei nicht nötig. Es soll also ein direkter Vergleich mit einer Mustersprungantwort des Systems auf eine plötzliche Spannungssenke von kleiner Amplitude erfolgen, eine indirekte Berechnung von zu erwartenden Signalen über aufwendige Modellbildung im Laplace- oder Frequenzbereich wie bei Methode (a) entfällt hier somit.

Hierzu wird neben der Stromsensorik und einem vergleichsweise günstigen Mikrocontroller lediglich ein schneller leistungselektronischer Schalter sowie ein Element oder eine Kombination von Elementen, welche(s) dem Verhalten einer idealen Spannungssenke nahekommt bzw. nahekommen, benötigt. Optional kann zusätzlich ein Spannungssensor genutzt werden.

Als gut geeignet für das Element zur Nachbildung einer innerhalb vorgegebener Betriebsbedingungen nahezu festen Spannungssenke wird hierfür eine Suppressordiode (oder TVS-Diode) erachtet, die gegenläufig im Durchbruchsbereich betrieben wird (Derartige Dioden werden in der Regel zur Spannungsbegrenzung bzw. zum Schutz gegen Überspannung genutzt.). In den Versuchen wurden Dioden mit Durchbruchspannungen von 5 V oder 13 V eingesetzt.

Mittels Ansteuerung durch den Mikrocontroller wird repetitiv bei einer von der Netztopologie und den Komponenten abhängigen Wiederholrate der Halbleiterschalter geöffnet und der Strom über die gegenläufige Suppressordiode geführt, vgl. Abb. 2.1.3.-4. Nach wenigen Millisekunden ($< 10\text{ ms}$) wird der Halbleiterschalter wieder geschlossen und übernimmt den Hauptstrompfad. Durch die kurze Aktivierungszeit wird eine thermische Überlastung der Suppressordiode vermieden. Für die Wiederholrate erscheinen Werte von ca. ein Mal pro Sekunde sinnvoll, je nach typischen Komponenten im Netz kann auch ein wesentlich geringerer Wert ausreichen.

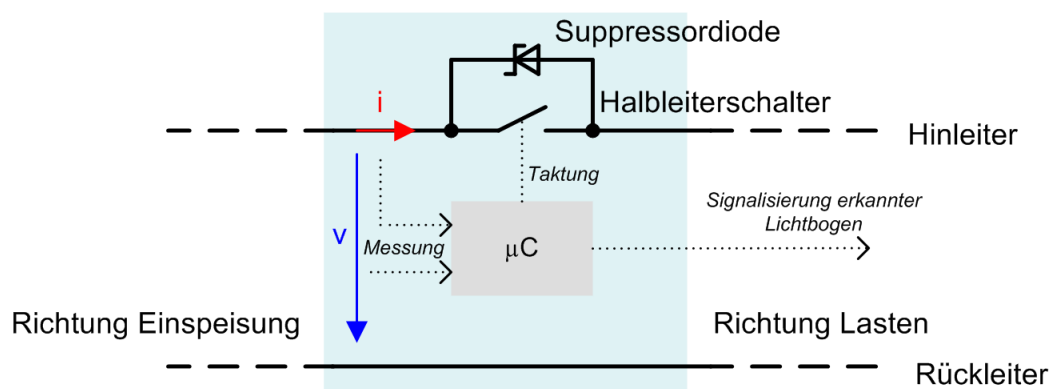


Abb. 2.1.3.-4: Ersatzschaltung zur adaptiven Nachbildung der Initialphase der Systemantwort auf die Zündung eines seriellen Lichtbogens

Vom Controller initiiert werden die erfassten Stromsignale, optional auch die Spannungssignale während der Phase, in der der Schalter geöffnet ist, aufgezeichnet. Vorausgesetzt sei dabei, dass im unmittelbaren Vorfeld keine hochdynamischen Effekte auf den Messsignalen erkennbar waren. Die differentiellen Signale, d.h. die gemessenen Signale nach Abzug der Anfangswerte, werden dann mit dem Quotienten aus der zu erwarteten anfänglichen Spannungssenkungswerts eines Lichtbogens und der jeweiligen Durchbruchsspannung des Diodentyps skaliert.

Grundvoraussetzung für diese Vorgehensweise bei höheren Skalierungsfaktoren (z.B. für Suppressordiode mit Durchbruchspannung von 5 V) ist dabei, dass das System zumindest im ersten Zeitabschnitt nach Ereigniseintritt des Lichtbogens bzw. beim Zuschalten auf die Suppressordiode nahezu lineares Kleinsignalverhalten aufweist. Der Einfluss möglicher nichtlinearer Elemente auf die Signalcharakteristik der ereignisbedingten Abweichung vom anfänglichen Arbeitspunkt sei also hinreichend gering. Dies ist abhängig von dem Aufbau der aktiven Komponenten, aber insbesondere dann zu erwarten, wenn die Systemspannung hoch im Vergleich zu den ca. 13-15 V der anfänglichen Lichtbogenspannung ist. Werden Suppressordioden mit einer ähnlichen Durchbruchspannung gewählt (13 V), ist der Skalierungsfaktor nahe eins und auch mögliche nichtlineare Effekte bedingt durch Netzkomponenten können so im ersten Zeitabschnitt nach Ereigniseintritt ausreichend genau wiedergegeben werden.

Ist die Konstellation im Netz so, dass kein stabiler Lichtbogen zu erwarten ist, da der Strom in Reaktion auf die Zündung auf null abfällt und der Lichtbogen verlöscht, kann dies in der Nachbildung bei einer Diode mit einer Durchbruchspannung von 13 V unmittelbar wiedergegeben werden, bei Verwendung von Dioden anderer Durchbruchspannungen ist eine spezifische funktionale Abbildung nötig.

Für den Zeitraum bis zur nächsten Messung werden dann diese resultierenden als Mustersignale bezeichneten Stromsignalsegmente für einen an den aktuellen Systemarbeitspunkt angepassten und somit adaptiven Mustervergleich verwendet, falls ein Lichtbogen vermutet wird. In den Phasen, in denen keine Testmessung stattfindet, werden hierfür basierend auf einem geeigneten und ggf. adaptiv angepassten Stromtrigger ähnlich lange Messdatensegmente als Testsignale erfasst, wenn ein Stromeinbruch als transientes Ereignis das Zünden eines seriellen Lichtbogens als wahrscheinlich erscheinen lässt, und mit dem letzten Muster verglichen.

AP 03.2-4 und AP 04.2-5: Systemtests und Validierung

Die Überprüfung und erfolgreiche Validierung der Überstromdetektion erfolgte zunächst an einem Laboraufbau bei einer Systemspannung von 48 V. Es werden ausschließlich Strommesswerte genutzt – die Höhe der Systemspannung spielt bezüglich der Anwendung der Verfahren keine grundsätzliche Rolle.

Test zur Erkennung serieller Fehler nach Verfahren (a) wurden ausschließlich im Schutzkleinspannungsbereich durchgeführt, für Applikationsbeispiele und die jeweiligen Ergebnisse sei auf (Schillig 2021) und (Strobl 2022) verwiesen.

Im Projekt wurden hauptsächlich Labor- und Systemtests zur Erkennung serieller Fehler nach Verfahren (b) durchgeführt:

Abb. 2.1.3.-5 stellt die Messungen bei manuell erzeugten seriellen Lichtbögen, beim Schalten auf Suppressordioden unterschiedlicher Durchbruchspannung sowie bei Lastwechseln und Abschalt ereignissen in einem Testaufbau bei zunächst 48 V Systemspannung dar (Ausrichtung an Trigger). Als Spannungssignale sind nur die Spannungsabfälle über die Diodenstrecken bzw. Lichtbögen dargestellt. Letztere sind in einer realen Anlage wegen der unbekannten Fehlerposition so nicht unmittelbar messbar.

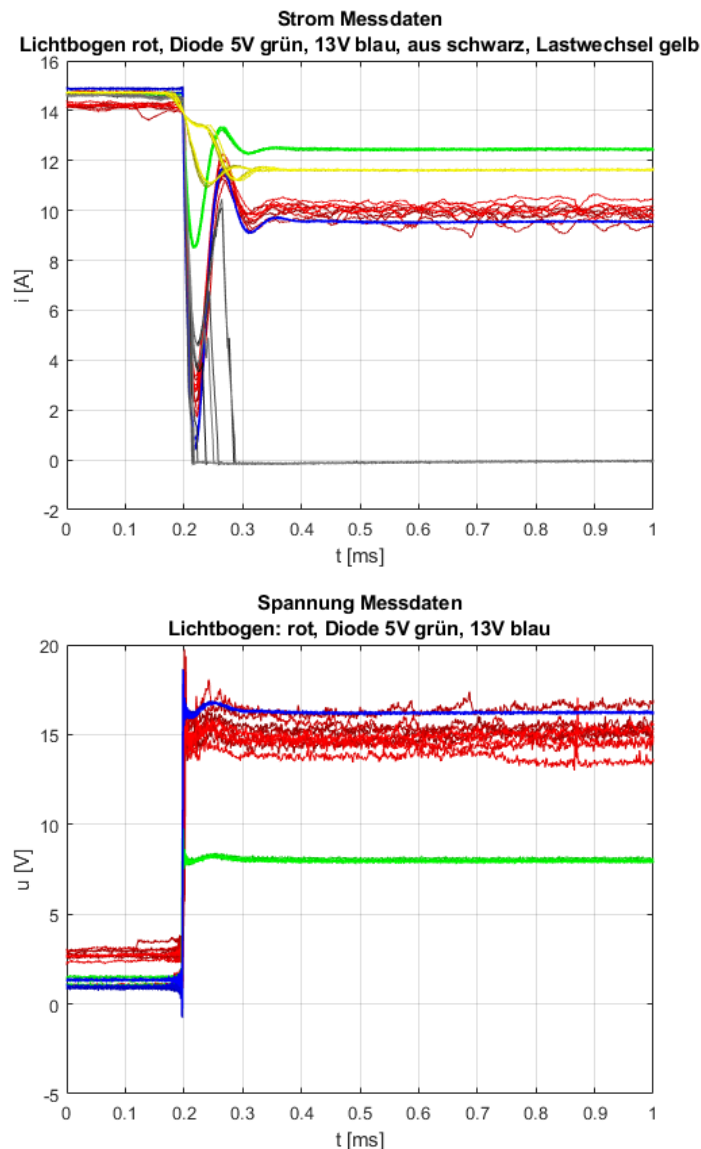


Abb. 2.1.3.-5a-b: Gemessene Stromsignale bei Lichtbögen, Schalten auf Strompfade mit Suppressordioden, Lastwechsel, Abschalten; gemessene Spannungssignale über Lichtbögen und Suppressordiodenschaltungen

Die Signale mit den Suppressordioden werden mit festen Skalierungsfaktoren versehen, weiter sind unterschiedliche Spannungsabfälle über Leitungselemente und ggf. glühende Bogenfußpunkte einzubeziehen. Nach der Skalierung ergeben sich in der differentiellen Betrachtung (Signale minus Anfangswert vor Ereigniseintritt) Verläufe wie in Abb. 2.1.3.-6. Hier ist eine sehr gute Nachbildung der Signalcharakteristik für den ersten Zeitabschnitt nach Zündung eines seriellen Störlichtbogens durch die Dioden bei ebenso großer Unterscheidbarkeit zu anderen Ereignisarten erkennbar. Entsprechend kann die Eignung der Suppressordioden zur Nachbildung von nahezu idealen Spannungssenken bestätigt werden.

Weiter wurden praktische Versuche bei einer Systemspannung von 380 V unter Verwendung am Fraunhofer IISB entwickelter DCDC-Wandler („Grid Manager“) durchgeführt. Diese Wandler besitzen eine äußerst hohe Regeldynamik, die die von gebräuchlichen Wandlern bei Weitem übertrifft. Entsprechend sind diese Wandler nicht repräsentativ für in Anlagen typischerweise genutzte Komponenten, können aber aufgrund ihrer hohen Regeldynamik als „Benchmark“ für den Komponententest eingesetzt werden.

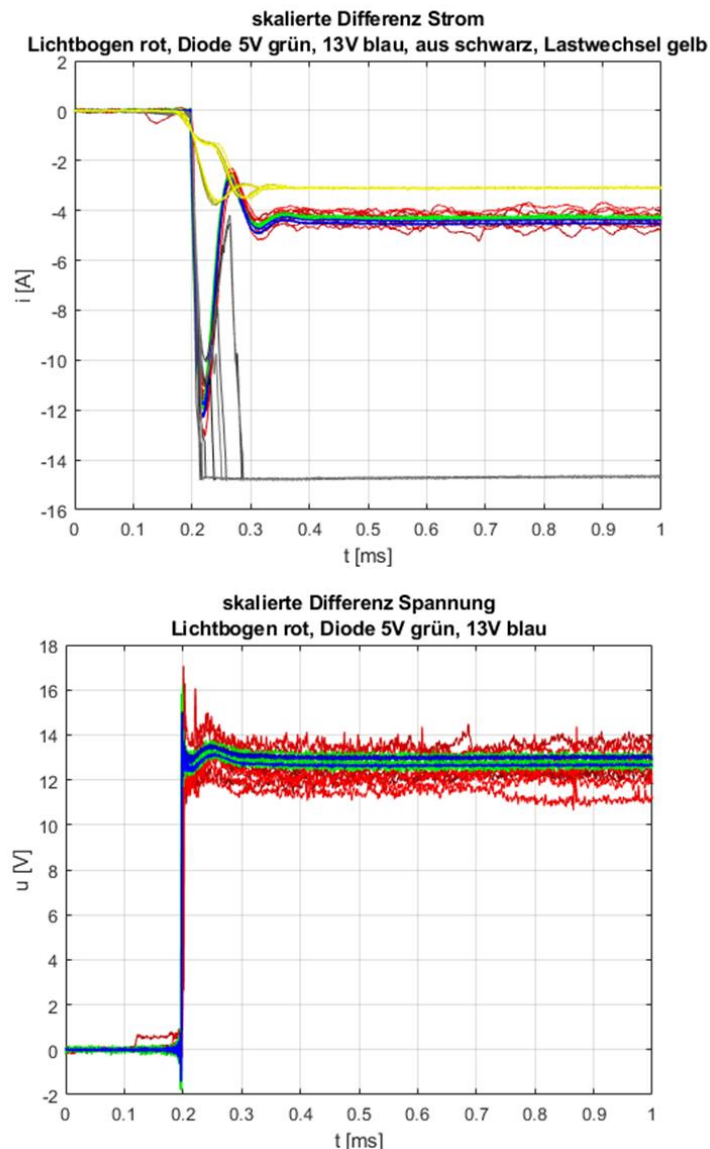


Abb. 2.1.3.-6a-b: Anfangswertbereinigte differentielle Stromsignale bei Lichtbögen, Schalten auf Strompfade mit Suppressordioden, Lastwechsel, Abschalten; anfangswertbereinigte differentielle Spannungssignale über Lichtbögen und Suppressordiodenschaltungen; hierbei Strom- und Spannungssignale beim Schalten auf Diodenpfade zusätzlich skaliert (1,92 bei 5 V-Diode, 0,85 bei 13 V-Diode)

In Abb.2.1.3.-7 sind die Ergebnisse einer Messreihe bei Nutzung dieser „Grid Manager“ als Lastwandler (der eigentlichen Last vorangestellt) aufgezeichnet. Wie ersichtlich regelt bei einem Teil der Lichtbogenmessungen der Regler äußerst schnell auf einen neuen Arbeitspunkt. Hier weicht die Signalform nach 0,2 ms sowohl von derer der anderen Gruppe der Lichtbogenergebnisse als auch von den Signalförmn beim Zuschalten einer Suppressordiode ab. Somit kann nur ein Teil der Lichtbogensignale erkannt werden, wenn für die Dauer des zur Muster-signalerstellung verwendeten Zeitfensters mehr als 0,2 ms genutzt werden sollten. Entsprechend muss zur verlässlichen Erkennung in diesem – nicht repräsentativem – Fall ein sehr kurzes Zeitfenster genutzt werden.

Eine Verdoppelung der Induktivität und eine geringe Verminderung der Lasteingangskapazität zeigt hingegen wie in Abb. 2.1.3.-8 aufgezeichnet eine sehr gute Nachbildung aller Lichtbogenversuche über 2,5 ms Zeitdauer bei einer für alle Fälle ähnlichen Nachregelung.

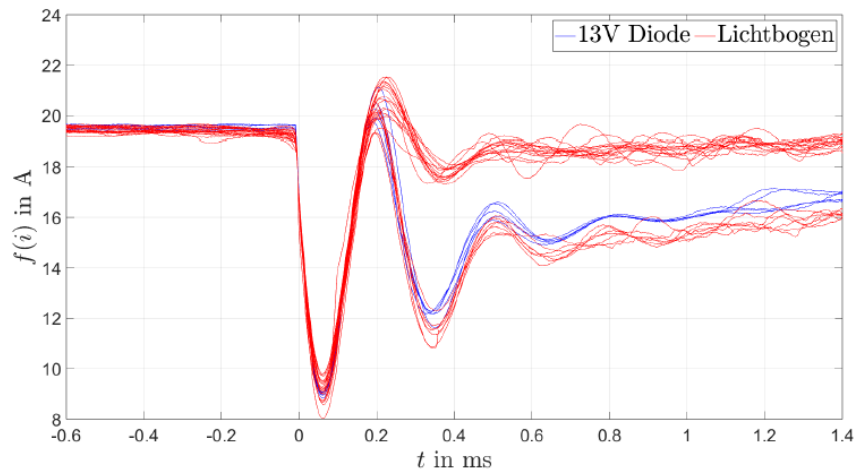


Abb. 2.1.3.-7: Skalierte Stromverläufe beim Zuschalten einer 13V-Suppressordiode bzw. bei seriellen Lichtbögen (Leitungsinduktivität von 50 μH , Lastwandlereingangskapazität von 120 μF) im 380 V System bei ungewöhnlich schnell geregeltem Lastwandler, nach (Schneider 2023)

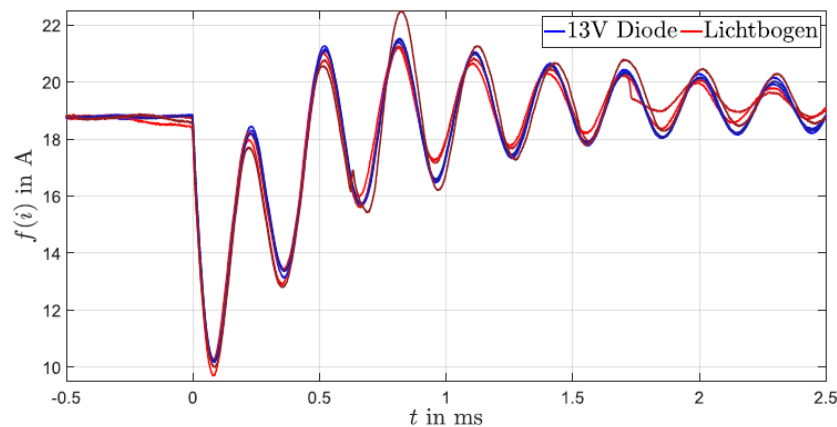


Abb. 2.1.3.-8: Skalierte Stromverläufe beim Zuschalten einer 13V-Suppressordiode bzw. bei seriellen Lichtbögen (Leitungsinduktivität von 100 μH , Lastwandlereingangskapazität von 100 μF) im 380 V System bei ungewöhnlich schnell geregeltem Lastwandler, nach (Schneider 2023)

Auch für äußerst hohe Reglerdynamiken kann also diese Methode bei der Verwendung dann sehr kurzer Zeitfenster zur Generierung der Signalmuster genutzt werden. Ein Einsatz bei Anlagen mit hochdynamischen Lastwechseln (z.B. bei bestimmten motorischen Lasten) wird nicht immer erfolgversprechend sein. Für einen sehr hohen Anteil von Einsatzszenarien in DC 380 V oder DC 650 V Netzen ist jedoch eine deutliche Überlegenheit gegenüber anderen Lichtbogendetektionsverfahren zu erwarten.

Die Vorteile können zusammengefasst werden:

- Sehr schnelle adaptive Anpassung an neue Arbeitspunkte,
- nur geringe Vorkenntnis über Systemverhalten erforderlich,
- geringer Aufwand für Mikrocontroller (Speicherbedarf, Preis) und Diodenschaltung (Preis),
- geringe Störempfindlichkeit gegen durch Wandler erzeugte AC-Signalanteile niedriger Pegel (Rippel) in unterschiedlichen und variierenden Frequenzbereichen,
- Erweiterbarkeit auf Überwachung mehrerer Lastabgänge mit einem Stromsensor auf der Hauptleitung und einem Mikrocontroller sowie mehreren Dioden-Schaltereinheiten in den Abgängen.

In einem messtechnisch alternativen Aufbau kann insbesondere zur kombinierten Anwendung von Überstrom- und Lichtbogenerkennung statt mit einem genauen, aber ggf. gegenüber Stromspitzen empfindlichen DC-tauglichen Stromsensor mit einer Kombination aus einem

ungenauerem, aber robusten DC-tauglichen Sensor mit einem weiten Messbereich und einem rein AC-messenden Ringkernübertrager (vgl. AP 02.2) gearbeitet werden, was jedoch auch eine mehrkanalige Signalerfassung und -verarbeitung erforderlich macht.

2.1.4. TP 04: Adaptive Schutzorgane

Siehe Abschnitt 2.1.3.

2.1.5. TP 05: DC-Kurzschließer

Ziel des Einsatzes von Kurzschließern in elektrischen Anlagen ist es, zum Schutz von Anlagen und Personen die Auswirkungen von Störlichtbögen hinreichend zu begrenzen. Aufgrund des fehlenden Stromnulldurchganges im DC-Netz werden auftretende Störlichtbögen selbst bei relativ kleinen Fehlerströmen in der Installation im Gegensatz zu AC-Anlagen im Niederspannungsbereich nicht notwendigerweise selbständig verlöschen. Werden diese Ströme nicht unmittelbar erkannt oder nicht durch entsprechende Schutzorgane abgeschaltet, kann dies zu einer erheblichen Gefährdung führen. In einigen DC-Netzen sind die entstehenden Fehlerströme jedoch selbst bei Querfehlern sehr gering und führen nicht oder nur verzögert zum Ansprechen der Überstromschutzeinrichtung. Querfehler mit Lichtbogen können unter diesen Bedingungen deutlich leistungsstärker als lichtbogenbehaftete Längsfehler sein. Die Erkennung und die Einleitung von Schutzmaßnahmen müssen bei Querfehlern zur sicheren Vermeidung von erheblichen Schäden recht schnell sein. Fehlererfassungseinrichtungen, welche auch kleinste Lichtbogenlängsfehler erfassen und mit Hilfe von Schaltgeräten abschalten können, sind i.A. für einen hinreichenden Schutz bei stromstarken Lichtbogenfehlern jedoch zu langsam. Rasche Reaktionszeiten von einzelnen Schutzgeräten bergen jedoch auch die Gefahr von Störungen im Anlagenbetrieb bzw. von nicht selektiven Abschaltungen.

Um in DC-Anlagen einen besseren Schutz vor den Auswirkungen eines parallelen Störlichtbogens zu realisieren, wurde im Rahmen des Projekts ein für DC-Netze optimierter schneller und insbesondere in Netzabgangszweigen einsetzbarer platzsparender Kurzschließer entworfen. Anhand des gemeinsam im Förderprojekt festgelegten DC-Netzes, der Kurzschlussleistung, den vorhandenen konventionellen Überstromschutzgeräten und den erstellten DC-Geräten der Projektpartner wurde für verschiedene Fehlerfälle ein Schutzkonzept entworfen. Das Schutzsystem beruht auf einem Hybridkonzept bestehend aus einer wiederverwendbaren Ansteuer- und Auslöseeinheit sowie einem bedingt reversiblen Kurzschließer. Diese gesamten Kurzschließeinrichtungen mit Reversibilität für den Einsatz in DC-Anlagen wurden als Patentanmeldung eingereicht. Für die notwendige schnelle Auslösung des Schutzsystems wurde im Projekt zusätzlich zu der Fehlerdetektionseinheit des Projektpartners E-T-A eine autarke Störlichtbogenerfassung für stromstarke bzw. sichtbare Störlichtbögen entwickelt. Das Schutzsystem ist zusätzlich durch eine Fremdansteuerung (24 V-Schnittstelle) von der Fehlerdetektionseinheit oder auch durch Dritte aktivierbar.

Die im Projekt für das DC-Netz des Fraunhofer IISB konzipierte Schutzlösung erlaubt einen selektiven Betrieb von Kurzschließern im Bussystem und im Abgangszweig. In Kombination mit Schaltgeräten und einem im Bussystem vorgeordneten leistungsstärkeren Kurzschließer ist somit neben der selektiven Abschaltung auch ein Backup-Verhalten bei starken Überlasten möglich. Für den Kurzschließer im Abgangszweig wurde eine hybride Funktionsweise entwickelt, welche in Kombination mit aktiven Schaltgeräten einen reversiblen Betrieb im Bereich kleiner und mittlerer Fehlerströme erlaubt. Hierdurch kann im Fehlerfall ein rascher Weiterbetrieb der Anlage ermöglicht werden. Zudem wurde der Kurzschließer zweiteilig konzipiert, so dass bei großen Fehlerströmen, also außerhalb des reversiblen Arbeitsbereiches, nur ein Teil des Kurzschließers ohne nennenswerten Montageaufwand rasch und sicher getauscht werden muss. Die Kurzschließer verfügen zudem über Möglichkeiten der Ansteuerung von anderen Schutzkomponenten bzw. durch den Anlagenbetreiber und liefern Informationen zur Ansteuerart bzw. dem eigenen Zustand an den Anlagenbetreiber.

Nach Abstimmung mit dem Fraunhofer IISB wurde am Ende des Projekts eine Erfassungs- und Bewertungseinheit sowie ein Kurzschließer mit modularem Aufbau und leichter Tauschbarkeit im Abgangszweig des Schalterschrankes des IISB installiert. Es wird ein Schalter (TP 10) im Abgangszweig aktiv angesteuert, wenn der Kurzschließer im Abgangszweig aktiviert wurde. Im Schaltschrank kann nur die Kommunikationsfunktion (Signal- und Ansteuerungsfunktion) getestet werden. Ein Test zum Nachweis der Funktionalität des Kurzschließers wurde im Labor des IISB mit begrenztem Kurzschlussstrom von ca. 400 A mit/ohne Lichtbogenereignis durchgeführt. Hierbei wurde auch das Zusammenwirken des Kurzschließers mit dem Kurzschlussstromelement des IISB (TP 09) erfolgreich geprüft. Außerdem wurde die Leistungsfähigkeit sowie die Möglichkeit der reversiblen Funktion des Kurzschließers in Kombination mit einem vorgeordneten Schalter (RCBO von Doepke TP 10 oder Hybrid-Schalter von E-T-A) geprüft. Die Leitungsfähigkeit des Kurzschließers bei reversiblen und irreversiblen Betrieb wurde bei DEHN geprüft.

AP 05.1: Theoretische Vorarbeit (Bewertung Kurzschluss, Schaltzeiten)

Bewertung des Kurzschlusses an „sinnvollen“ Einbauorten

Auf Basis des DC-Netzes am IISB wurde in TP 01 ein gemeinsames Lastenheft entworfen, welches die Netzform, die Netzspannung inklusive der Überspannungen und die maximalen Kurzschlussströme (Höhe, Zeitdauer, Anstiegszeit) umfasst. Ein Ziel des Projektes ist es, die Selektivität der Fehlerstromschutzorgane im Fehlerfall auch nur mit passiven Gerätefunktionen sicherzustellen. Damit auch bei kleinen Kurzschlussströmen die passiven Überstromschutzgeräte auslösen, wird durch das Kurzschlussstromelement nach TP 09 ein zusätzlicher Kurzschlussstrom eingespeist. Die passive Funktion des Kurzschlussstromelements wird hierbei bei einer Absenkung der Netzspannung unter 60 V aktiviert. Neben den Anforderungen zur Begrenzung der Energie eines Störlichtbogens unter die Grenzwerte des Anlagen- und Personenschutzes bei den relevanten Netzbedingungen war bei der Auslegung des Kurzschließers auch ein sinnvolles Zusammenwirken mit dem Kurzschlussstromelement zu berücksichtigen. In diesem Abschnitt wurden wichtige Werte z.B. Nennspannungen, dynamische und thermische Kurzschlussströme, maximale Lichtbogendauern und Impedanzen unter Berücksichtigung der Anforderungen bzgl. des Anlagen- und Personenschutzes (soweit für DC bekannt) festgelegt. Aufgrund des Aufbaus des DC-Netzes am IISB mit Bussystem und Abgangszweigen wurden die Anforderung insbesondere bzgl. Stromtragfähigkeit separat betrachtet, um insbesondere für den Abgangszweig eine kompakte, leicht austauschbare und hybride Kurzschließerlösung zu gestalten. Die Anforderung an das Erfassungssystem wurden auf Basis der Schutzziele und der benötigten Strombelastbarkeit festgelegt. Eine Grundkonzeption wurde vorab erstellt und simuliert. Anhand der gemeinsam unter AP 01.1 diskutierten sowie für das Projekt relevanten Fehlerfälle wurden die Einbauorte der Kurzschließer im Netz abgestimmt und die entsprechenden Anforderungen festgelegt.

Einbauplan

In Abstimmung mit dem Fraunhofer IISB sind die Einbauorte der Kurzschließer zwischen L+/M und L-/M im Abgangszweig dem Leistungsschalter mit hohem Nennstrom (125 A) und dem FI-Schalter (RCBO) nachgeordnet. Zusätzlich werden leistungsfähigere Kurzschließer im Bussystem zwischen L+/M und L-/M vorgesehen. Die detaillierte Darstellung des Einbauplans und der abgeschätzten Baugrößen für Erfassungsgerät, Ansteuereinheit und Kommunikationsschnittstelle wurden bei einem Projekttreffen vorgestellt (siehe weiter unten Abb. 2.1.5.-2).

Abschätzung der Impedanzstufen

Die Festlegung der Impedanzwerte des Kurzschließers im reversiblen Betrieb und im Endzustand (metallischer Kontakt) erfolgte in Abstimmung mit den elektrischen Anforderungen und den technischen Möglichkeiten. Die stufenweise Absenkung der Impedanz wurde vereinfacht

beschrieben und für Berechnungen des Netzverhaltens zur Verfügung gestellt. Die in Abb. 2.1.5.-1 dargestellten festgelegten Impedanzwerte erlauben bei einer zeitlichen Staffelung im Bereich von wenigen ms bis einige 10 ms mehrere Möglichkeiten einer technischen Umsetzung. Die Schutzziele „Anlagen- und Personenschutz“ im relevanten Strombereich bis max. 15 kA als auch das Zusammenwirken mit dem Kurzschlussstromelement (TP 09) bei reversibler Funktion bis ca. 1 kA erscheinen bei einer entsprechenden Umsetzung realisierbar.

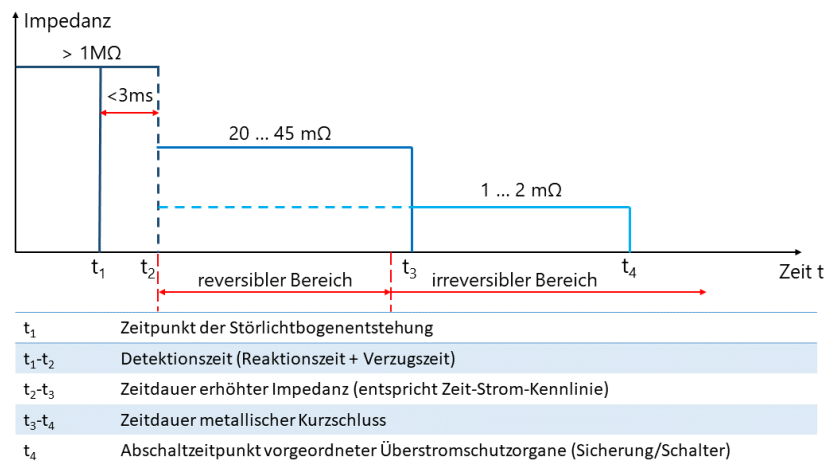


Abb. 2.1.5.-1: Impedanz-Abstufung bei Strombelastung bis zum Kurzschluss

Bewertung der Schaltzeiten des Kurzschließers

Zur Bewertung der Schaltzeiten des Kurzschließers bzw. der damit verbundenen maximalen Störlichtbogendauer muss die mögliche auftretende Lichtbogenenergie entsprechend dem Personen- und Anlagenschutz (AC) berücksichtigt werden. Die höheren Werte für den Personenschutz gehen hierbei vom Tragen einer persönlichen Schutzausrüstung aus (DIN 61482-1-2: 9.4 Tabelle 1 und Tabelle 2). Für die weiteren Betrachtungen wurde daher der niedrigere Wert von 100 kJ für den Anlagenschutz herangezogen. Es wurde also angenommen, dass die maximal zulässige Lichtbogenenergie kleiner als 100 kJ sein muss. Anhand eines Simulationsergebnisses des IISB für ein beispielhaftes DC-Netz steigt der prospektive Kurzschlussstrom (ohne Schutzorgane) innerhalb von 100 µs auf etwa 9 kA an und erreicht einen Endwert von etwa 14 kA (Systemkonzept DC-Industrie). Die zulässige Schaltzeit des Kurzschließers ergibt sich dabei wie folgt:

$$t_{max} = \frac{100 \text{ kJ}}{14 \text{ kA} \cdot (14 \text{ kA} \cdot 0,03 \Omega)} = 17 \text{ ms} \quad (1)$$

In der Formel (1) wird ein abgeschätzter Widerstand des Kurzschließers bei reversibler Funktion (Abb. 2.1.5.-1) verwendet. Aus der Berechnung wird deutlich, dass zur Begrenzung der Lichtbogenenergie bzw. zur Begrenzung der gesamten Leistung der Lichtbogenstrom von 14 kA innerhalb von 17 ms abgeschaltet werden muss. Bei 14 kA ergibt sich bei reversibler Impedanz-Stufe eine Spannung von einigen 100 V über den Kurzschließer, welche die Kommutierung des Lichtbogenstromes vom Störlichtbogen in den Kurzschließer verhindert oder zumindest stark verzögert. Für eine erfolgreiche Störlichtbogenlöschung muss also sichergestellt sein, dass nach spätestens 17 ms der Kurzschließer bereits in den irreversiblen Bereich gewechselt ist. Die Reaktionszeit sowie die Auswertungszeit üblicher Erfassungsgeräte für Störlichtbögen in AC-Anwendungen beträgt ca. 3 ms (siehe Abb. 2.1.5.-1). Der Übergang von der reversiblen Impedanz-Stufe in den irreversiblen Zustand muss bei dieser Belastung nach der Ansteuerung des Kurzschließers nach spätestens 14 ms sicher erfolgt sein. Die wesentlichen technischen Anforderungen an den DC-Kurzschließer entsprechend dem gemeinsam erstellten Lastenheft (TP 01) sind in der Tab. 2.1.5.-1 dargestellt.

Tab. 2.1.5.-1: Technische Anforderungen an den DC-Kurzschließer

Technische Anforderungen an den Kurzschließer:	
Nennbetriebsspannung	$\pm 400 \text{ V}$ (L-/M oder L+/M)
Bemessungsstoßspannung	4 kV
Bemessungsisolationsspannung oder Arbeitsspannung	> 440 V
Kurzschlussstromtragfähigkeit	15 kA bei 50 ms
Begrenzung der Lichtbogenenergie	< 100 kJ
Kurzschluss mit hochohmiger Impedanz	typ. 30 m Ω bei 800 A, reversibel
Kurzschluss mit niederohmiger Impedanz	typ. 2 m Ω bei 15 kA, irreversibel
Anzahl der Rücksetzbarkeit	≤ 10 (nur bei hochohmiger Impedanz)
Kommunikationsschnittstellen:	
Spannungsversorgung	24 V $\pm 10\%$, 100 mA
Aktivierung des Lasttrennschalters	Stromschleife 1 mA bis 20 mA, maximal 24 V (Aktivierung erfolgt durch Unterbrechen des Stromes)
Aktivierung des Kurzschließers	Stromschleife 1 mA bis 20 mA, maximal 24 V (Aktivierung erfolgt durch Stromfluss)

Ansteuerungskonzept

Basierend auf den Festlegungen des Lastenheftes (Tab. 2.1.5.-1) wurde entsprechend der Abb. 2.1.5.-2 ein konkreter Einbauplan mit Ansteuerungskette für verschiedene Fehlerfälle erstellt.

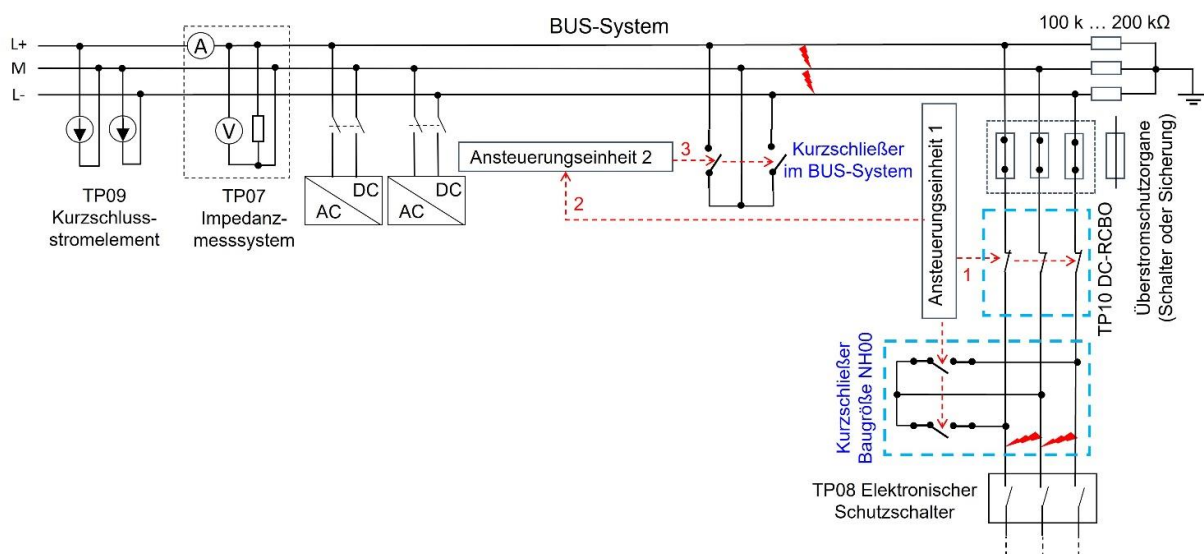


Abb. 2.1.5.-2: Konkreter Einbauplan der Kurzschließer mit Ansteuerungskette

Fehlerfall 1: Störlichtbogen tritt im Abgangszweig auf

Kurzschließer im Abgangszweig und FI-Schalter (RCBO) werden durch die Ansteuereinheit aktiviert;
Normalfunktion: kleine und mittlere Fehlerströme werden durch den steuerbaren FI-Schalter (RCBO) abgeschaltet

Fehlerfall 2: Störlichtbogen tritt im Abgangszweig auf, aber wird nicht innerhalb von 100 ms gelöscht

Ansteuerung der Kurzschließer im BUS-System durch Ansteuereinheit im Abgangszweig

Fehlerfall 3: Störlichtbogen tritt im BUS-System auf

Kurzschließer im BUS-System wird durch Ansteuereinheit aktiviert,
Abschalten aller einspeisenden Quellen < 100 ms

24 V-Schnittstellen (Industrie-Standard) werden zur externen Ansteuerung des Kurzschließers, zur Ansteuerung der Schaltgeräte durch den Kurzschließer sowie der Ansteuerung des übergeordneten Kurzschließers verwendet. Die theoretisch mögliche Funktion, den Kurzschließer im Abgangszweig in Kombination mit einem ansteuerbaren Schalter bei begrenzter Stromstärke < 1 kA reversibel zu betreiben, wird im Projekt bei der Gestaltung des Kurzschließers berücksichtigt. Primär wird jedoch angestrebt, dass durch den Kurzschließer schnellst-

möglich, also bereits im reversiblen Bereich in Kombination mit dem Kurzschlussstromelement (TP 09) die Selektivität durch die passiven Überstromschutzgeräte realisiert werden kann.

AP 05.2: Analyse Detektionskonzepte in DC-Anlagen

Die gemeinsame Analyse der unter TP 03 zu erstellenden Störlichtbogendetektion ergab, dass stromstarke Querfehler mit Lichtbogenbildung nicht hinreichend schnell erfasst werden. Neben der Möglichkeit der Ansteuerung des Kurzschließers aus der Störlichtbogendetektion nach TP 03 erstellte DEHN eine zusätzliche und von TP 03 unabhängige schnellere Störlichtbogendetektion ausschließlich für stromstarke Querfehler (Strom > 400 A, sichtbare Lichtbogenlänge > 10 mm).

Anforderungen der zusätzlichen Störlichtbogendetektionseinheit für Querfehler

Der maximale Lichtbogenstrom I_{LB} ist im Niederspannungsbereich durch die begrenzenden Eigenschaften des Störlichtbogens (Bogenwiderstand) deutlich geringer als der ideale Kurzschlussstrom I_K der Anlage. Der Begrenzungsfaktor im LVAC-System beträgt im Allgemeinen 0,5 bis ca. 0,9. Es wird ein Strombegrenzungsfaktor für LVDC-Systeme im Bereich von 0,78 bis 0,87 bei einem Elektrodenabstand von 30 mm in der Literatur (Schau & Glaser 2018) angegeben. Der durch Messungen mit Kondensatorentladung beim Elektrodenabstand von 1 mm ermittelte Strombegrenzungsfaktor ist ebenfalls deutlich höher als 0,5. Weitere Testergebnisse zeigen, dass sich der Begrenzungsfaktor mit steigendem Kurzschlussstrom erhöht. Bei einem Elektrodenabstand von ca. 10 mm, welcher in etwa der minimalen Distanz der Potentiale in der üblichen Installation entspricht, kann die Bogenstromwerte von nur ca. 50 V erreichen. Die maximale Strombegrenzung und die minimale Lichtbogenstromspannung sind für die Höhe der Lichtbogenleistung und damit auch für die optische Strahlleistung des Bogens bei der Auslegung eines Detektionssystems zu berücksichtigen. Neben der Aktivierung durch die Fehlerdetektionseinrichtung entsprechend TP 03 des Projektpartners E-T-A muss der Kurzschließer direkt durch das neu zu planende zusätzliche Störlichtbogenerfassungssystem für stromstarke Querfehler mit Lichtbogenbildung aktivierbar sein. Hierbei wurden in Abstimmung mit den Partnern die Anforderungen für die Erfassung definiert. Es sollen ausschließlich Störlichtbögen mit hoher Leistung (Querfehler mit geringer Impedanz), welche in der Anlage frei sichtbar sind, erfasst werden. Dies gilt als erfüllt, wenn folgende Bedingungen gegeben sind:

- Lichtbogenstrom > 300 A,
- Lichtbogenlänge > 10 mm,
- Lichtbogenstromspannung > 50 V.

Die Umsetzung der festgelegten Kriterien und zusätzlich die Wahl der Installationsorte führen zu einer hinreichenden Abgrenzung zur erweiterten Fehlerdetektion nach TP 03.

Die zusätzliche Detektionseinrichtung wurde in Anlehnung an Einrichtungen für den AC-Bereich erstellt. Hierzu wurden auf Basis der festgelegten Anforderungen AC-Komponenten auf Eignung getestet, modifiziert bzw. neu erstellt. Die Kriterien bzgl. der Erfassungszeit, der Signalgabe und der Störfestigkeit wurden aus dem AC-Bereich übertragen. Bekannte Detektionskonzepte werden entsprechend der möglichen Erfassungszeit geprüft und für die DC-Anwendung weiterentwickelt. Die Ansteuerung des Kurzschließers aus der zusätzlichen Detektionseinrichtung erfolgt in Analogie zu AC direkt und in Echtzeit. Für die unabhängige Ansteuerung aus der Fehlerdetektion aus TP 03 wurde mit E-T-A eine möglichst echtzeitfähige Schnittstelle gewählt und eine entsprechende Auslöseeinheit (DEHN) entwickelt. Zusätzlich werden weitere Schnittstellen zur alternativen Ansteuerung auch von anderen Schutzorganen des Netzes oder dem Netzbetreiber bereitgestellt.

Sicherstellung einer schnellen Detektionsmethode zur Erfassung des „definierten“ Störlichtbogens

Die Lichtbogendetektion des stromstarken Lichtbogens erfolgt durch Kombination eines Stromsensors und eines Lichtsensors (Abb.2.1.5.-3). Bei gleichzeitigem Erreichen von jeweils einem Schwellwert gilt der Lichtbogen als detektiert. Zur Sicherstellung der Lichtbogendetektion wurden unter diesem Arbeitspunkt die Störlichtbogenerfassungsgeräte mit verschiedenen faseroptischen Sensoren und Punktsensoren bei reproduzierbaren Störlichtbögen mit verschiedenen Längen und Detektionsabständen getestet und analysiert (Abb. 2.1.5.-4). Zur Stromdetektion im Schaltschrank wird ein Stromsensor vom Projektpartner Fraunhofer IISB aufgebaut.

Für die schnelle Lichtbogendetektion wurden im Projekt ein Sensoradapter, eine Ansteuereinheit und ein Hilfsstromsensor erstellt (Abb. 2.1.5.-3). Diese Einheiten werden durch eine Komponente eines konventionellen Störlichtbogenerfassungsgeräts ergänzt. Die Funktionen dieses zusätzlichen Geräts werden insbesondere zur Realisierung des selektiven Abschaltens (z.B. Anlagenschalter, vorgeordneter Kurzschließer), den Backup-Schutz und für Informationszwecke (einfache Anzeigen, Signalgabe) genutzt. Die direkte Ansteuerung aus der erweiterten Fehlerdetektion nach TP 03 hingegen kann bereits mit nur einer Teilfunktion der erstellten Ansteuereinheit hinreichend realisiert werden. Die Empfindlichkeit und die Schwellwerte wurden anhand von experimentellen Untersuchungen ermittelt und für die Anforderungen eingestellt. Die so erstellte Sensorik wurde entsprechend den Anforderungen aus der Norm bzgl. Detektionssicherheit und Unempfindlichkeit überprüft (Abb. 2.1.5.-5).

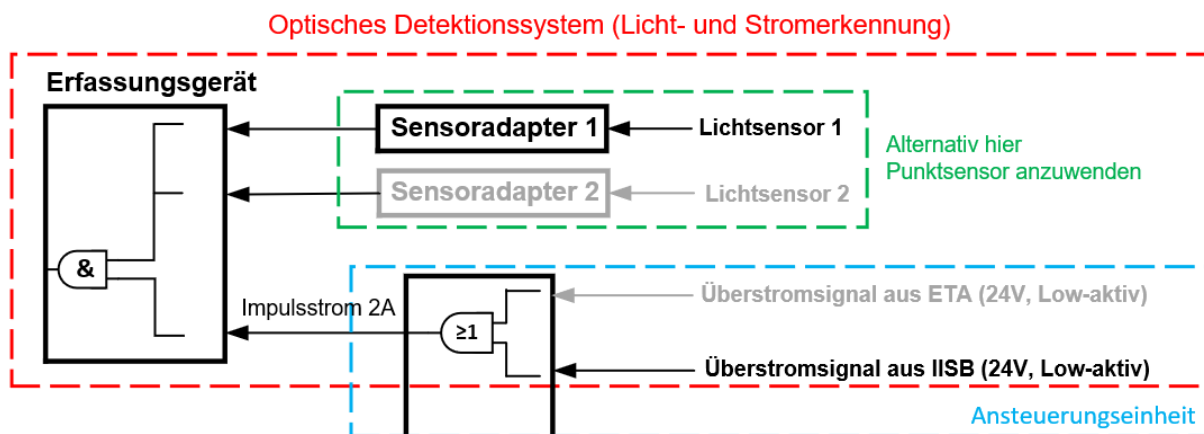


Abb. 2.1.5.-3: Blockschaltbild der Kommunikationskette des optischen Detektionssystems

Grundfunktion des Detektionsgerätes mit Licht- und Stromerkennung

Es wurden für ein schnelles Lichtbogenerfassungssystem Komponenten konzipiert, simuliert und Behelfsschaltungen erstellt und getestet, welche für die gestellten DC-Anforderungen geeignet sind. Die erstellten Komponenten kommunizieren mit einem konventionellen Erfassungsgerät, welches Signale für die im Projekt erstellte Ansteuereinheit bereitstellt.

Die Erfassung von stromstarken optisch sichtbaren Störlichtbögen erfolgt rein optisch bzw. bevorzugt in Und-Verknüpfung mit einem Überstrom-Signal. Dies ermöglicht eine sichere Detektion innerhalb von wenigen Millisekunden bei den festgelegten Bedingungen. Der Stromeingang des Erfassungsgeräts wird durch ein Impulsstromsignal aus der Ansteuereinheit aktiviert. Mit der „Und-Verknüpfung“ von Licht- und Stromerkennung erhöht sich die Störfestigkeit dieses Detektionssystems. Falls der Lichtsensoreingang durch intensives Fremdlicht oder der Stromeingang durch eine falsche Auslösung eines Fremdstromsensor aktiviert wird, bevor das Lichtbogenereignis auftritt, ist es nicht nötig, das Gerät zurückzusetzen. Die Funktion dieses Gerätes zur Lichtbogenerfassung sowie zur Ansteuerung der Kurzschließer bleibt von Einzelereignissen (nur informative Anzeige) ungestört.

Test des optischen Detektionssystem mit realem Störlichtbogen

Es wurden verschiedene faseroptische Sensoren bei Lichtbogenströmen mit Amplituden kleiner 300 A (Kurzschlussstrom 400 A) getestet. Ein realer Störlichtbogen mit einer hinreichenden Brenndauer wurde durch eine Kondensatorentladung gezündet. Unter Berücksichtigung der Schalteranordnung in einem Schaltschrank wurde ein Detektionsabstand von 20 cm angenommen.

Mit Hilfe eines Zünddrahtes wurde in einer Hilfsanordnung ein „Störlichtbogen“ bei einem Elektrodenabstand von 5 mm gezündet, das Lichtbogenverhalten wurde mit einer Highspeed-Kamera entsprechend Abb. 2.1.5.-4 aufgezeichnet.

Anhand der Auswertung der Messergebnisse wurde ein Lichtsensoradapter mit zwei Detektionsstufen erstellt. Dieser erfasst auftretende Fehlerströme mit Lichtbogenereignis (Lichtbogenfehlerstrom) einerseits im Bereich 250 A bis 300 A bzw. andererseits im Bereich ab 300 A.

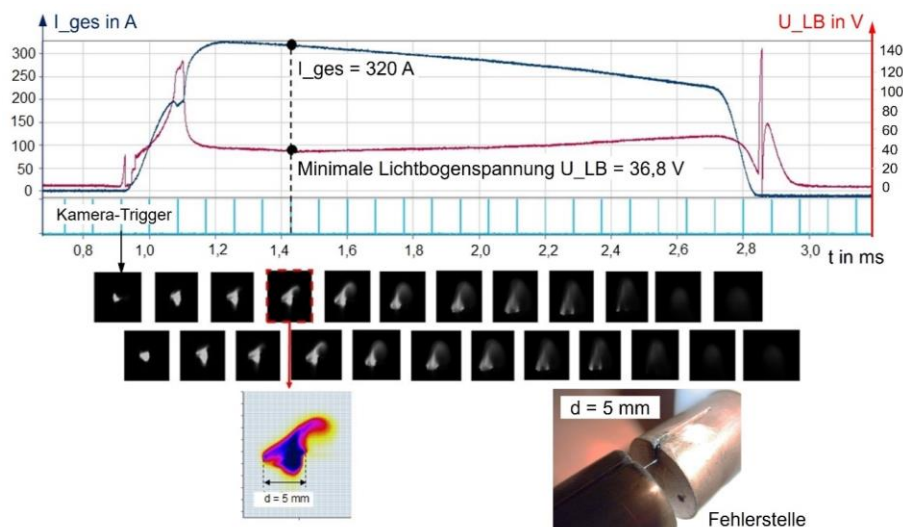


Abb. 2.1.5.-4: Strom- und Spannungsverlauf sowie Lichtbogenbilder mit Kamera-Trigger

Zur Untersuchung der Störfestigkeit des Sensors gegen Fremdlicht wurde ein Versuchsaufbau (Abb. 2.1.5.-5) in Anlehnung an Norm IEC 60947-9-2 erstellt. Die maximale beleuchtete Faserlänge in dieser Versuchsreihe ist kleiner als die in der Norm geforderte Länge von 50 cm. Die Lichtintensität wurde von 500 lx (in Norm vorgeschlagener Wert) bis maximal 7500 lx eingestellt. Die Schaltschwelle des erstellten Sensoradapters weist eine ausreichende Unempfindlichkeit gegen Fremdlicht auf.

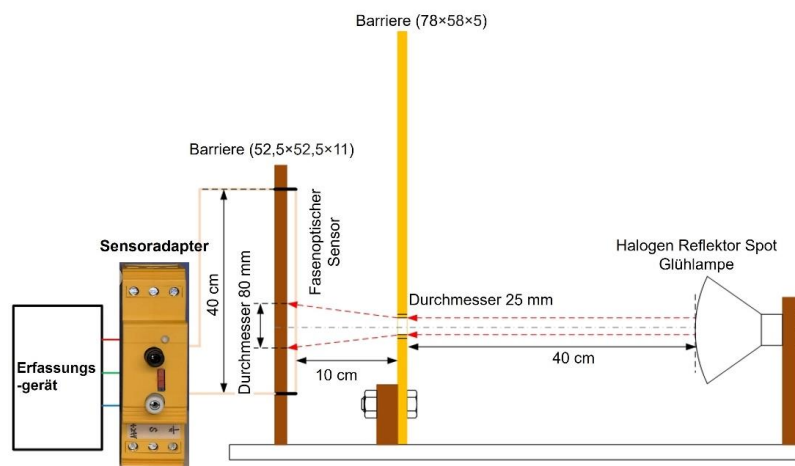


Abb. 2.1.5.-5: Blockschaltbild des Versuchsaufbaus zur Untersuchung der Störfestigkeit des Lichtsensors

Konzept zur Entwicklung einer sicheren und schnellen Ansteuerung des Kurzschliebers

Es wurde in diesem Projekt eine Hilfselektronik bzw. eine Hilfssignalverarbeitungseinheit entworfen, um die Kurzschließer im Schaltschrank anzusteuern. Diese Ansteuereinheit (Signalverarbeitung) soll mit einem optischen Detektionssystem kombiniert werden und zusammenwirken, wenn Lichtbogenfehler auftreten. Außerdem ist das Schutzsystem zusätzlich durch eine Fremdansteuerung (24 V-Schnittstelle) von der Fehlerdetektionseinheit oder auch von anderer Stelle (Schutzorgane, Anlagenbetreiber) aktivierbar.

Um eine selektive Abschaltung und ein Backup-Verhalten bei starken Überlasten zu ermöglichen, wird die Funktionalität eines konventionellen Erfassungsgeräts genutzt, welches mit der Ansteuereinheit und dem Sensoradapter zusammenwirkt. Wenn der Lichtbogen im Abgangszweig nicht innerhalb von 100 ms gelöscht wird, kann der vorgeordnete Kurzschließer im Bussystem über den Ausgang des Erfassungsgeräts direkt angesteuert werden (Abb. 2.1.5.-2). Die aktuellen Zustände der Kurzschließer, „betriebsbereit“, „angesteuert“ und „metallischer Kurzschluss“ werden in Echtzeit über die Ansteuereinheit direkt gemeldet (Abb. 2.1.5.-6).

AP 05.3: Hybrides Konzept: Leistungselektronik + Mechanik

Entsprechend der gemeinsam erarbeiteten Einbausituation und der zu erwartenden Belastungen der Kurzschließer im Bussystem und im Abgangszweig ergibt sich die Situation, dass die Bedingungen (Belastungshöhe, vorgeordneter ansteuerbarer Schalter) für einen reversiblen Betrieb des Kurzschließers nur im Abgangszweig realistisch erscheinen. Für eine optimale Gestaltung des Kurzschließers im Abgangszweig bzgl. der reversiblen Nutzung, der Minimierung der Baugröße und der leichten Austauschbarkeit wurde beschlossen, die Kurzschließer insbesondere die Mechanik unterschiedlich zu gestalten. Beide Mechaniken realisieren jedoch einen bevorzugten zweistufigen Impedanz-Abbau (Abb. 2.1.5.-1) bis zum metallischen Kurzschluss. Der zweistufige Impedanz-Abbau des Kurzschließers wird im Wesentlichen durch den rein mechanischen Aufbau des Kurzschließers nach dessen Ansteuerung durch die Leistungselektronik selbständig realisiert. Der Kurzschließer besteht hierzu aus zwei metallischen Kontakten, welche einen entsprechend dem Lastenheft (Tab. 2.1.5.-1) hinreichenden Isolationsabstand besitzen. Die Kontakte können bei einer entsprechend hohen bzw. lang andauernden Strombelastung miteinander irreversibel in Kontakt gebracht werden. Bei in der Höhe bzw. der Dauer begrenzten Strombelastungen wird der Abstand zwischen den Kontakten nicht vermindert. Der Kurzschließer ist nach solchen geringen Strombelastungen mehrfach reversibel belastbar. In den weiteren Arbeitspunkten muss eine Abstimmung der Höhe der Strombelastung mit den Zielen Impedanz-Abstufung, Reversibilität (Anzahl > 10), Funktionalität mit dem Schalter aus TP 10 und dem Kurzschlussstromelement TP 09, der Baugröße und den Anforderungen des Anlagen- und Personenschutzes im Detail erfolgen.

Die verwendete Leistungselektronik im hybriden Konzept wird hingegen für die Kurzschließer vom Grundsatz gleich ausgeführt. Die Ansteuereinheit für die Leistungselektronik kann somit auch für die Kurzschließer im Bussystem und im Abgangszweig analog genutzt werden.

Aufbau einer Ansteuereinheit

Es wurde eine Steuerplatine entsprechend Abb. 2.1.5.-6 zur Integration an die Leistungselektronik der Kurzschließer auf Basis der simulierten und getesteten Behelfsschaltung für die Lichtbogenerfassung entwickelt, aufgebaut, geprüft und zur Integration in ein gemeinsames Gehäuse vorbereitet. Die Ansteuereinheit umfasst zudem alle Schnittstellen zur Signalgabe, Anzeige und Fremdansteuerung entsprechend dem in AP 01 erarbeiteten Lastenheft (Tab. 2.1.5.-1).

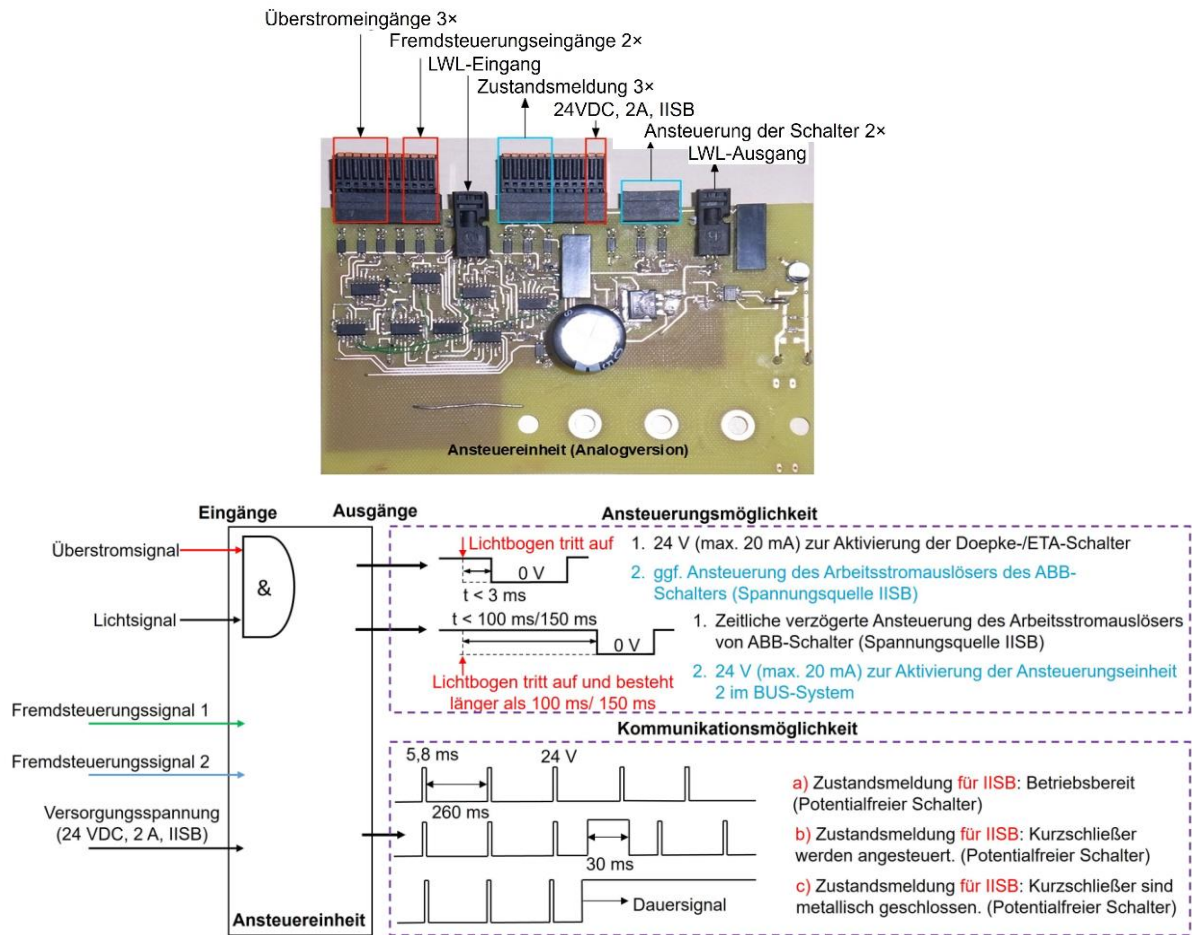


Abb. 2.1.5.-6: Foto der Steuerplatine (oben) und Signalübersicht der Ein- und Ausgänge (unten)

Überprüfung der maximalen Spannungsbelastung der Leistungselektronik

Als Leistungselektronik wurde ein Thyristorschalter-Modul verwendet. Ergänzt wurde das Thyristor-Modul durch einen parallelen Überspannungsschutz zum Begrenzen von Überspannungen sowie zum Dämpfen der Spannungsanstiegsgeschwindigkeit dU/dt . Die ermittelte Spannungsbelastung bei 8/20 μs Impulsen bis $\pm 10 \text{ kV}$ Ladespannung liegt unterhalb der zulässigen Sperrspannung des Thyristors mit V_{RRM} und V_{DRM} von 2200 V. Mit der Schutzbeschaltung liegt der Spannungsanstieg (dU/dt) bei $\pm 10 \text{ kV}$ Ladespannung unterhalb des Wertes 1000 V/ μs , welcher für den Thyristor zulässig ist. Die Leistungselektronik ist daher für die Verwendung im Projekt geeignet. Zum Schutz der Leistungselektronik ist zudem eine DC-Sicherung (Abb. 2.1.5.-7) vorgesehen.



Abb. 2.1.5.-7: Integration der Ansteuerelektronik und Leistungselektronik in einem Gehäuse

Um die Steuerplatine mit der Leistungselektronik und den zugehörigen Schutzkomponenten in einem einheitlichen modularen Gehäuse zu integrieren, wurden die Steuerplatine optimiert und eine LED-Anzeige zum Kennzeichnen der empfangenen Signale sowie den Zuständen der Ansteuereinheit hinzugefügt.

Überprüfung der Signal- und Kommunikationskette mit Lichtbogen

Der Zweck dieser Prüfung (Abb. 2.1.5.-8) besteht darin, die vollständige Kommunikationsfunktion zwischen dem Lichtbogendetektionssystem (Abb. 2.1.5.-3) und der Ansteuereinheit (Abb. 2.1.5.-6) sowie den unter AP 05.2 vorgegebenen Schutzzielen zu überprüfen. Die Leistungselektronik und die Kurzschließer sind noch nicht Bestandteil dieser Prüfung.

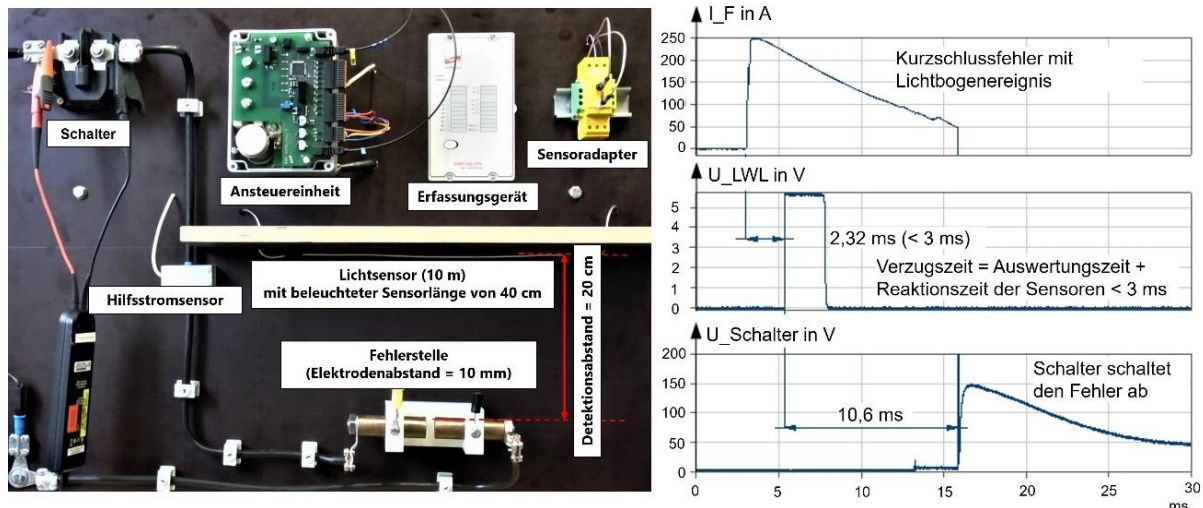


Abb. 2.1.5.-8: Versuchsaufbau (links) und Prüfverlauf (rechts) mit Kondensator als Spannungsquelle

- I_F : Gesamtstromverlauf beginnend mit Stromfluss über den Zünddraht an der Fehlerstelle
- U_{LWL} : Signal der Lichtbogendetektion nach ca. 2 ms, Ansteuerung des Schalters mit Signalbeginn
- $U_{Schalter}$: Spannung über den Schalter bis zur Abschaltung der Spannungsquelle

Die Signal- und Kommunikationsketten wurden mit realen Störlichtbögen im DEHN-Labor ab Strömen unter 300 A bei 400 V getestet. Die Tests wurden hierbei i.A. in Kombination mit Geräten der Projektpartner durchgeführt, soweit die Geräte bereits verfügbar waren. Die Lichtbogendetektion erfolgte mit Licht- und Überstromerfassung. Nachdem beide Signale vom Erfassungsgerät ausgewertet wurden, wurde der Kurzschließer zum Verlöschen des Lichtbogens innerhalb von < 3 ms aktiviert. Gleichzeitig wurde der vorgeordnete Schalter angesteuert. Der Schalter (Vorprojekt „DC-Schutzorgane“ von Partner E-T-A) schaltet den Kurzschlussstrom nach etwa 10 ms ab.

Konzept zum Aufbau der Kurzschließer-Patrone

Zum Aufbau der reversiblen Kurzschließer im Abgangszweig wurden zwei konzeptionell unterschiedliche Funktionsvarianten ausgewählt. Bei beiden Varianten ist innerhalb der ersten Stufe eine reversible Funktionsweise in Kombination mit einem Überstromschutzgerät bei begrenzten Strömen möglich (siehe AP 05.4). Um den raschen und gefahrlosen Austausch des Kurzschließers zu ermöglichen, wurde die Realisierbarkeit einer flexiblen Trennung von Leistungselektronik und Kurzschließer unter diesem Arbeitspunkt untersucht (Abb. 2.1.5.-9).

Die Abmessungen der Kurzschließer sollen den Einsatz in einem konventionellen Sicherungsunterteil einer NH-Sicherung ermöglichen. Es wurde daher die Stromtragfähigkeit dieser Unterteile von unterschiedlichen Herstellern in den Baugrößen von NH00 bis NH1 für die Anforderungen der Kurzschließer entsprechend dem Lastenheft (Tab. 2.1.5.-1) unter Berücksichtigung der thermischen und mechanischen Wirkung der Strombeanspruchung getestet.



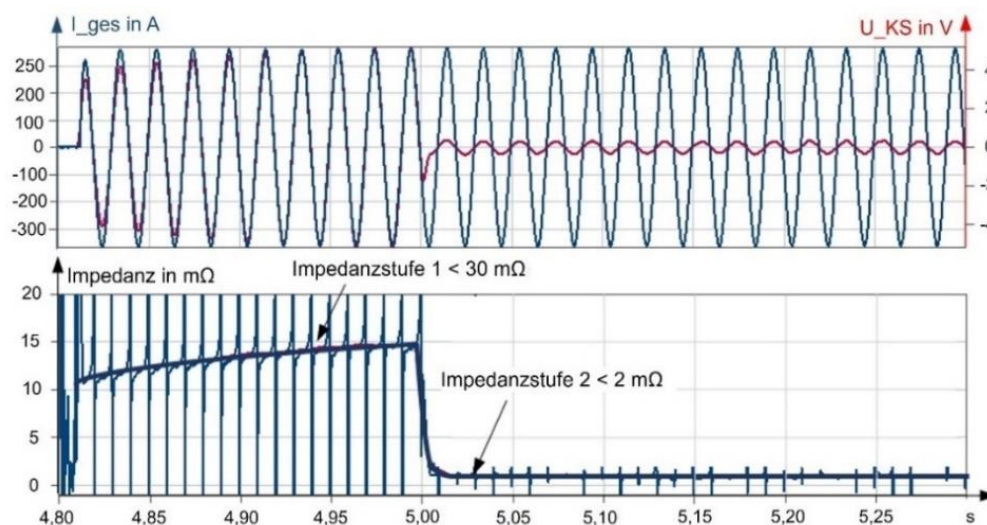
Abb. 2.1.5.-9: flexible Verbindung von Leistungselektronik und Kurzschließerpatrone

Es zeigte sich, dass die Strombelastungen entsprechend dem Lastenheft (Tab. 2.1.5.-1) von Sicherungsunterteilen der untersuchten Baugrößen mit eingesetzten Kurzschlussmessern beherrscht werden kann. Die Sicherungsunterteile sind für DC-Anwendungen geeignet und erlauben den raschen Austausch von Sicherungseinsätzen bzw. der im Projekt geplanten Kurzschließerpatronen. Im Weiteren wurden die beiden mechanischen Funktionsvarianten der Kurzschließer bezüglich der Eignung zur Trennung der Mechanik von der Leistungselektronik und der Möglichkeit zur Gestaltung in Form eines NH-Sicherungseinsatz der Baugröße NH00 bewertet.

AP 05.4: Realisierung / Aufbau Muster

Untersuchung der Stromtragfähigkeit des Kurzschließers

Muster der zwei Kurzschließer-Konzeptionen wurden für Testzwecke nach dem jeweiligen Funktionsprinzip mit noch sehr großen Abmessungen erstellt. Beide Testmuster, welche ein unterschiedliches Konzept für die Realisierung des metallischen Kurzschlusses besitzen, wurden unter gleichen Testbedingungen geprüft. Die Muster wurden hierbei gezielt in beiden Impedanz-Stufen auf Reproduzierbarkeit der Werte getestet. In der Startstufe sollten Werte kleiner als 30 mΩ erreicht werden und in der Endstufe soll eine Impedanz kleiner als 2 mΩ realisiert werden (siehe Abb. 2.1.5.-10). Bei den Tests wurde die Kraftbelastung (Schließzeit und Schließkraft für Kontakte) und der Belastungsstrom variiert. Der reversible Belastungsstrom wurde im Bereich zwischen 250 A bis 800 A eingestellt. Als Belastungsdauer wurden Zeiten zwischen 10 ms und 1,3 s gewählt.

Abb. 2.1.5.-10: Spannung- und Stromverläufe beim Test mit 250 A_{AC} (oben) sowie Impedanz-Wechsel (unten)

Zur genaueren Bewertung der reversiblen Stromtragfähigkeit wurden eine Highspeed-Kamera, ein Wegsensor und eine Wärmebildkamera eingesetzt. Neben der Reversibilität wurden auch der definierte Wechsel der Impedanz-Stufen und die Einhaltung der Impedanz-Höhen (Abb. 2.1.5.-10) bei diesen Untersuchungen näher bewertet. In Abb. 2.1.5.-11 wird die Änderung des Abstandes der Kontakte des Kurzschließers bei Strombelastung mit 800 A bis zum metallischen Kurzschluss dargestellt. Nach einer anfänglichen minimalen Erhöhung des Abstands infolge der Erwärmung sinkt der Abstand beim Übergang zum metallischen Kurzschluss (niederohmige Impedanz) dann schlagartig.

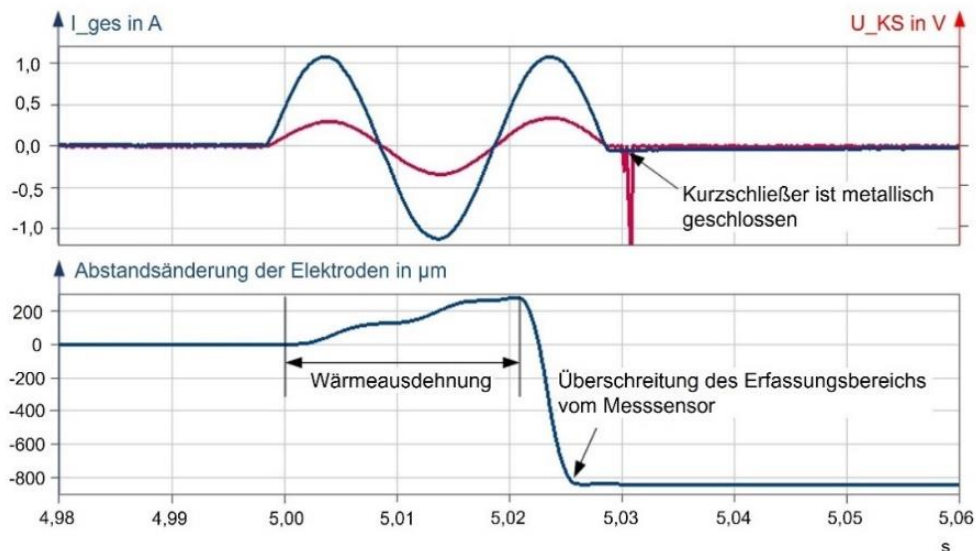


Abb. 2.1.5.-11: Spannung- und Stromverlauf bei 800 A_{AC} (oben) sowie Messergebnisse des Wegsensors (unten)

Für beide Testmuster wurde eine hinreichende Reversibilität beim Zusammenwirken mit Schaltern (Ausschaltzeit < 10 ms, Ströme ca. 800 A) nachgewiesen. Die Konstruktion des realen Kurzschließers im Abgangszweig wurde basierend auf einem der Konzepte in der angestrebten Baugröße NH00 entwickelt.

Kurzschließer in Baugröße NH00 im Abgangszweig

Es wurde basierend auf der ausgewählten Variante ein Kurzschließer in der angestrebten Baugröße einer NH00-Sicherung (Abb. 2.1.5.-12) konstruiert und erste Muster zur Untersuchung der Grundfunktionen erstellt. Diese ersten Testmuster umfassen noch keine Einrichtungen für die Meldung des Statuszustandes. Mit den erstellten Mustern wurden die Anforderungen entsprechend dem Lastenheft bzgl. der Trennstrecken und der Reversibilität positiv überprüft. Ebenso wurden erste orientierende Tests bzgl. der Funktion des Kurzschließers bei Überlast und zum automatischen Wechsel der Impedanz-Stufe durchgeführt.

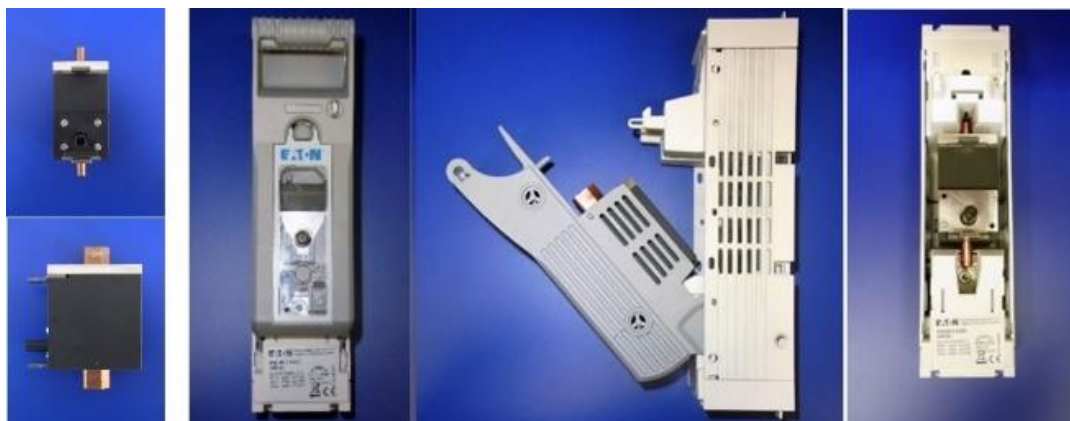


Abb. 2.1.5.-12: Kurzschließerpatrone (Baugröße einer NH00 links) und im Sicherungslasttrennschalter (rechts)

Überprüfung der Isolationsfestigkeit (Trenn- und Kriechstrecken)

Bei der Auslegung der Isolation des Kurzschliebers NH00 sind für die Luft- und Kriechstrecken des Kurzschliebers NH00 eine Bemessungs-Stehstoßspannung von 4 kV und eine Wechselstehspannung von 2,2 kV gewährleistet. Die Überprüfung der Auslegung erfolgte durch Messungen im Neuzustand und nach reversiblen Belastungen bei mehreren Mustergeräten unter Beachtung der Toleranzen. Alle Muster entsprachen den Anforderungen der benötigten Überspannungskategorie II (Tab. 2.1.5.-1).

Untersuchung der Kurzschlussfestigkeit des Kurzschliebers (NH00) im geschlossenen Zustand

Die Überprüfung der Kurzschlussfestigkeit des Kurzschliebers erfordert, dass der Kurzschlieber NH00 nicht nur der thermischen Beanspruchung beim Kurzschlussstrom entsprechend dem Lastenheft (Tab. 2.1.5.-1: 15 kA für 50 ms) gerecht wird, sondern auch die mechanischen bzw. die dynamischen Beanspruchungen erfüllt.

Beide Beanspruchungen wurden mit einem Wechselstrom von 15 kA (Effektivwert) überprüft. Die thermische Belastung ist hierbei äquivalent zu einer DC-Belastung, die dynamische Belastung aufgrund der höheren Stromamplitude von ca. 22 kA deutlich höher. Für die Tests wurde der Kurzschlieber NH00 in einem offenen Sicherungshalter eingebracht. Nach der Belastung wurden keine gefährlichen Stromspuren und keine Verschweißung auf den Gleit- sowie den Hauptkontaktf Flächen beobachtet. Der Kurzschlieber NH00 weist im geschlossenen Zustand eine gute Kurzschlussfestigkeit bzw. gute Stromtragfähigkeit und mechanische Festigkeit bei Wechselstrom von 15 kA für 50 ms auf. Die Impedanz des Kurzschliebers von ca. 0,4 mΩ war bis zum Ende der Belastung konstant. Die dynamische Belastung des Kurzschliebers bei hoher Stromsteilheit wurde im Weiteren (siehe Abb. 2.1.5.-17 und Abb. 2.1.5.-18) auch mit einem Impulsstrom während des Schließens der Kontakte überprüft.

Überprüfung der Auslösezeit von Kurzschließern der Baugröße NH00 für den Impedanz-Wechsel

Die Auslösezeiten bzw. die Zeit-Strom-Kennlinie (Abb. 2.1.5.-13) für den Impedanz-Wechsel des Kurzschliebers wurden bei verschiedenen Strombelastungen (von ca. 150 A bis über 1000 A) u.a. mit Hilfe der Highspeed-Kamera ermittelt und unter Berücksichtigung der mechanischen und thermischen Belastungen auch simuliert. Der Kurzschlieber der Baugröße NH00 weist eine hinreichende Reversibilität für 10 Strombelastungen von 800 A bei einer Dauer von 10 ms entsprechend dem Lastenheft (Tab. 2.1.5.-1) auf. Die Auslösezeit der zweiten Impedanz-Stufe und die Kommutierungszeit zwischen den beiden Stufen ist vergleichbar mit den Simulationsergebnissen.

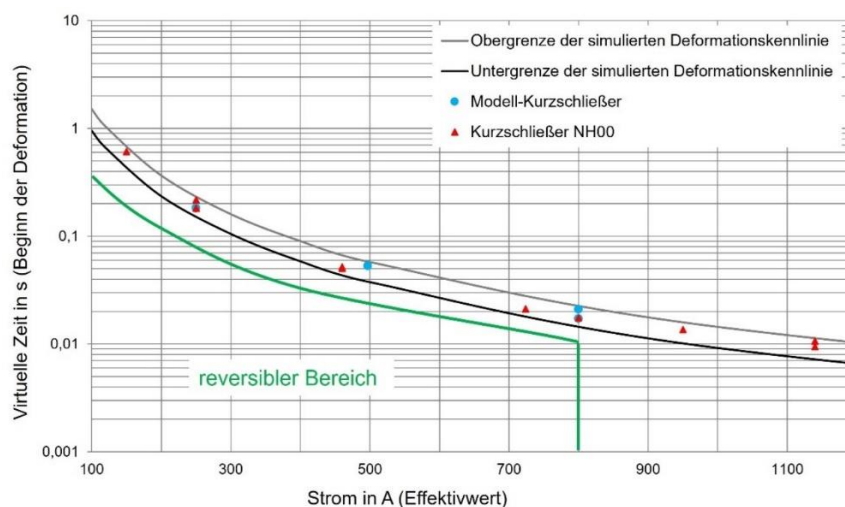


Abb. 2.1.5.-13: Zeit-Strom-Kennlinie und reversibler Bereich der Kurzschließer

Signalgabe zur Zustandsmeldung in NH00-Gehäuse

Zur Integration einer Zustandsmeldung des Kurzschließers im Gehäuse NH00 wurden zwei Konzepte für die final ausgewählte Variante der Musterkurzschließer erstellt. Hierbei wurden eine rein mechanische Lösung und eine elektronische Lösung erarbeitet und bewertet. Die Realisierbarkeit beider Konzepte wurde bei unterschiedlichen Strombelastungen mit Mustern ermittelt. Als Anfangstest wurden beide Lösungen mit einem Folgestrom von 800 A bei 400 V getestet.

Beide Varianten können eine Meldung (Abb. 2.1.5.-14) erzeugen, wenn der Kurzschließer metallisch geschlossen ist. Beim mechanischen Schalter ist jedoch die langsame Ansprechzeit unvermeidlich. Um eine „Echtzeit-Kommunikation“ zu realisieren, wird sich bei der weiteren Umsetzung auf die elektrische Zustandsanzeige als Lösung fokussiert. Die Lösung besaß gegenüber der zwar einfacheren mechanischen Variante zudem die Vorteile einer besseren Genauigkeit bzgl. der Positionierung und die höhere Sensibilität der Ansprechschwelle. Unter Berücksichtigung der Störfestigkeit müssen vor allem Komponenten der Sensorik die EMV-Anforderungen für die Netzumgebung einhalten. Daher wurde die Beständigkeit der Sensorik gegen Störung unter zwei Zuständen (Response- und Non-Response) bei Wechsel- und Impulsstrombelastungen überprüft. Die Sensorik erfasst sicher den Endzustand „metallischer Kurzschluss“ des Kurzschließers.

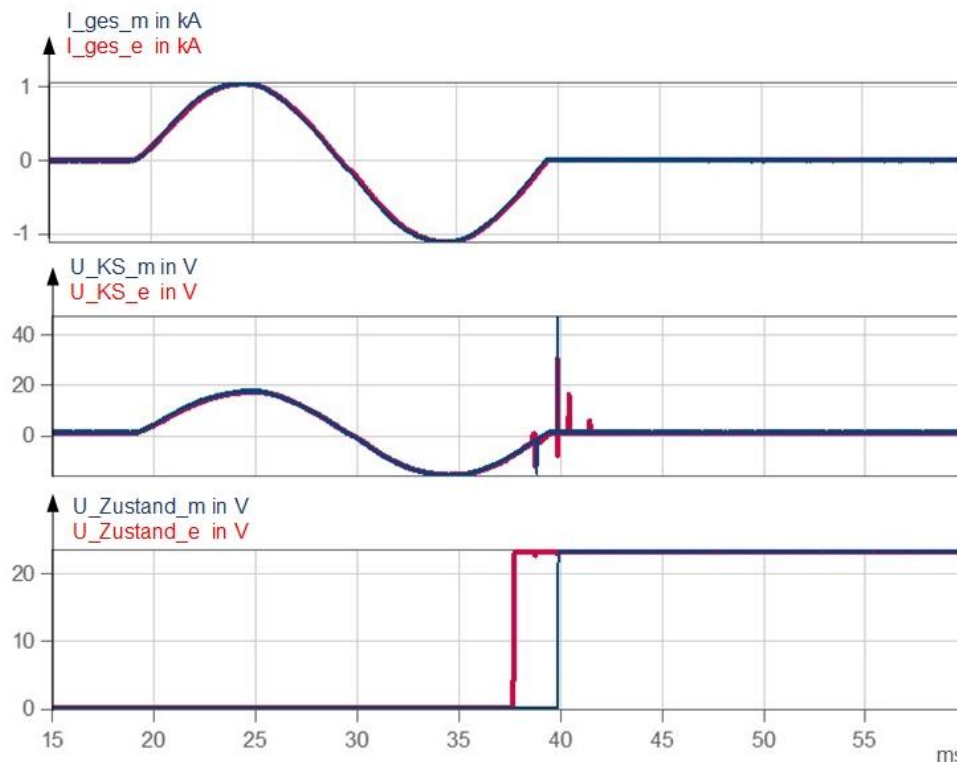


Abb. 2.1.5.-14: Vergleich der mechanischen (blau) und elektrischen (rot) Zustandsmeldung bei 800 A und 400 V

Überprüfung der gesamten Funktionskette bei Gleichstrom (Ansteuerung mit reversibler Funktion)

Die Funktionsweise der Ansteuerplatine in Kombination mit der Leistungselektronik des Kurzschließers und einem vorgeordneten Schaltgerät wurde mit einer Störlichtbogentestanordnung im DC-Labor geprüft. Hierbei wurde die gesamte Funktionskette vom Fehlereintritt, der Störlichtbogenerfassung, der Ansteuerung des Leistungshalbleiters, der Ansteuerung des vorgeordneten Schaltgerätes sowie der Anzeige und Signalgabe bei kleinen Kurzschlussströmen mit dem NH00-Kurzschließer kontrolliert und bewertet.

Der Kurzschlussstrom in diesem Versuch wurde durch das hybride Schaltvermögen des verwendeten vorgeordneten DC-Schalters auf 280 A begrenzt. Die Störlichtbogenerfassung erfolgte durch den faseroptischen Lichtsensor und den Hilfsstromsensor jeweils bei Einstellung „Empfindlich“ (Abb. 2.1.5.-15: Bereitschafts-LED-Anzeige des Sensoradapters „Gelb“).

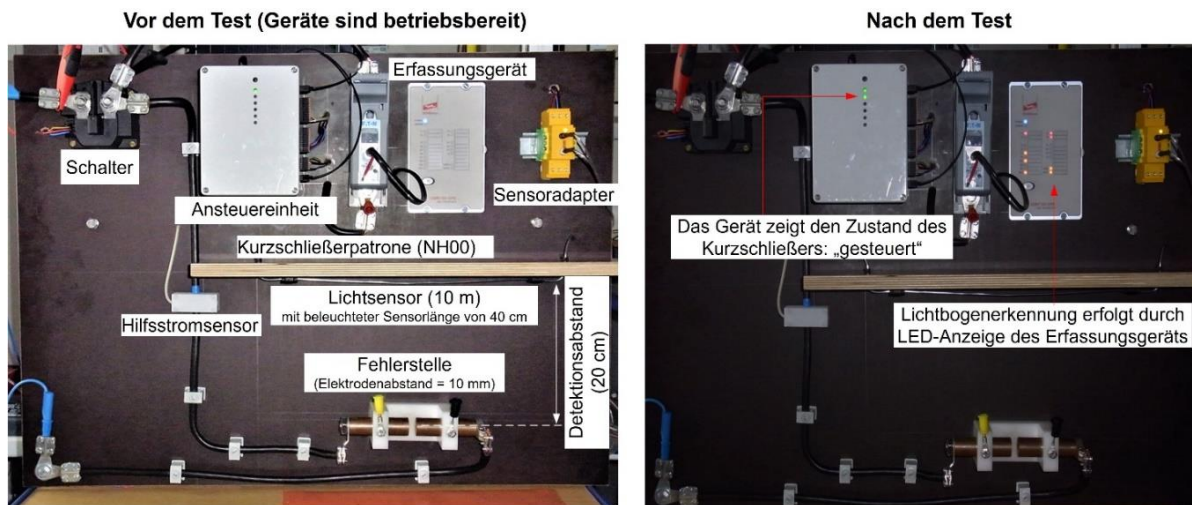


Abb. 2.1.5.-15: Versuchsaufbau und LED-Anzeige vor und nach dem Test

Abb. 2.1.5.-16 zeigt den Verlauf des Gesamtstromes, die Spannung über dem Kurzschließer und dem Schalter bei der Belastung. Der „Störlichtbogen“ wurde in einer Soll-Fehlerstelle mittels Zünddraht erzeugt. Die Lichtbogenlänge wird durch den Abstand der Elektroden auf 10 mm begrenzt. Erreicht die Höhe des Kurzschlussstromes die Ansprechschwelle des Stromsensors bei gleichzeitigem Vorliegen eines hinreichenden Lichtsignals, wird der Kurzschließer durch das LWL-Signal aus dem Erfassungsgerät aktiviert. Zugleich wurde der E-T-A-Schalter angesteuert und schaltete den Fehlerstrom innerhalb von ca. 10 ms ab. Die Zeit bis zur Signalgabe des Erfassungsgerätes ist kleiner als 3 ms. Nur unmittelbar nach einer Auslösung der Kurzschließer kann anhand der Anzeigen das Signal (Eigenansteuerung, Fremdsteuerung, Störlichtbogenerfassung), welches zur Auslösung führte, abgelesen werden. Bei einer Folgeauslösung ist das System funktionsfähig, jedoch werden bereits vorhandene Anzeigen bei gleicher Auslöseart überschrieben. Die Signale an die PLC können eine zeitliche Folge bzw. Anzahl der Auslösungen wiedergeben.

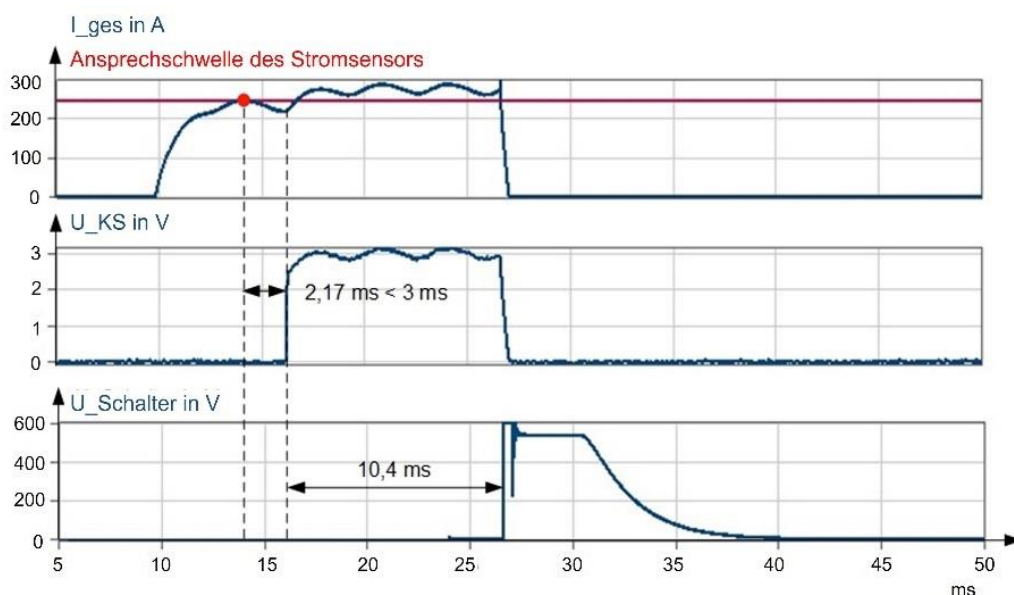


Abb. 2.1.5.-16: Strom- und Spannungsverläufe beim Test mit 550 V_{DC} und 280 A

Überprüfung der Kurzschlussstromtragfähigkeit des Kurzschließers bei höheren Strombelastungen

Bei hohen Strombelastungen insbesondere im DC-Netz beträgt die Anstiegszeit des Fehlerstroms weniger als 1 ms. Bei dem Funktionsprinzip kann es somit bereits vor dem metallischen Kurzschluss der Kontakte zu einem Druckaufbau im Kurzschließer kommen. Dies könnte ein langsames Schließen der Hauptelektroden oder eine starke Beschädigung der Hauptkontaktfäche vor dem Schließen verursachen. Entsprechend könnte dies die Höhe der Impedanz bzw. die Funktion des Kurzschließers beeinträchtigen. Es wurden daher aufwändige, verschleißende Untersuchungen bei hohen dynamischen sowie thermischen Belastungen mit Lichtbogenbildung beim Schließen des Kurzschließers durchgeführt und der mechanische Aufbau weiter optimiert. Der Kurzschließer NH00 wurde entsprechend Abb. 2.1.5.-17 zuerst mit einem Folgestrom von 15 kA für 50 ms inklusive des Übergangs von „hochohmig“ bis zum „metallischen“ Kurzschluss bei schnellem Stromanstieg getestet.

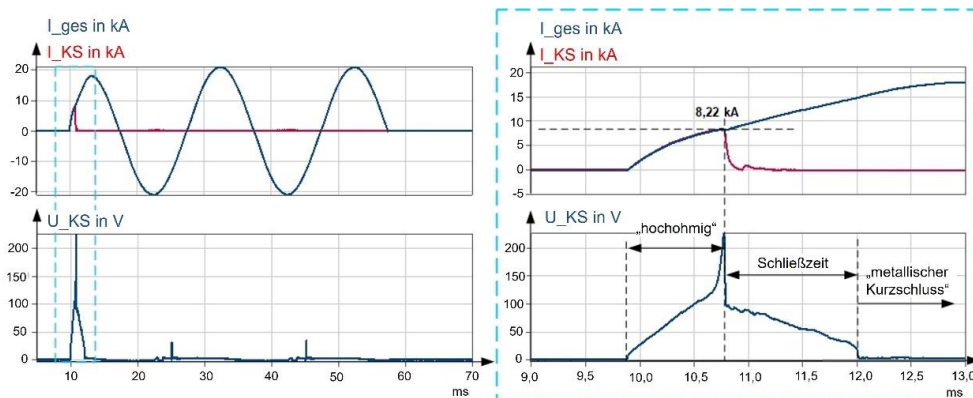


Abb. 2.1.5.-17: Strom- und Spannungsverlauf bei Folgestrom mit 15 kA (links) und Zoombereich (rechts)

In diesem Test zündete der Lichtbogen zwischen den Hauptelektroden bei einer Stromhöhe von > 8 kA. Der Kurzschließer NH00 weist eine hinreichende Stromtragfähigkeit unter hohen dynamischen sowie thermischen Beanspruchungen mit Lichtbogenbildung bei 15 kA für 50 ms auf. Der bei der Belastung erzeugte hohe Gehäuseinnendruck verlangsamte die Schließzeit auf ca. 1,3 ms. Nach einer Optimierung konnte die Schließzeit auf die übliche Bewegungszeit ohne Lichtbogenbildung von < 1 ms reduziert werden.

Da in DC-Netzen der Stromanstieg deutlich höher sein kann, wurde die Belastung „Lichtbogenbildung beim Schließen“ mit einem Impulsstrom der Wellenform 10/350 μ s mit 15 kA entsprechend Abb. 2.1.5.-18 zusätzlich überprüft. Die Lichtbogenbildung erfolgt hierbei sehr schnell beim Beginn der Bewegung und bei einem sehr hohen Stromwert. Die Optimierung des Kurzschließers wurde auch unter diesen verschärften Prüfbedingungen überprüft und kann als hinreichend eingeschätzt werden.

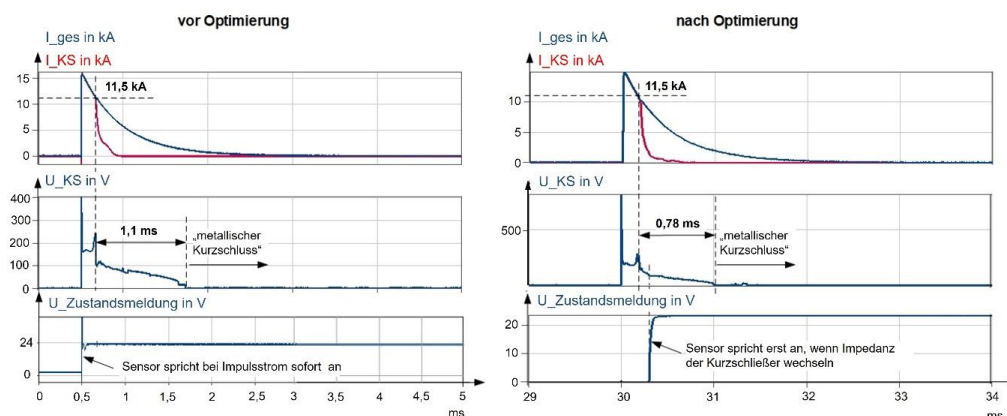


Abb. 2.1.5.-18: Schließzeit mit Sensorsignal vor und nach Optimierung bei Impulsstrom 15 kA (10/350 μ s)

Da auch die Muster ohne Optimierung die Belastung mechanisch und elektrisch ohne Schäden bestanden haben, ist nach der Optimierung eine hinreichende Reserve für die Anforderungen des Lastenheftes vorhanden. Neben der Schließzeit ist auch die Sensorik, die zur Zustandsmeldung im Gehäuse NH00 integriert wurde, bei diesen Belastungen geprüft und optimiert worden. Es kann auch unter diesen Bedingungen eine definierte und schnelle Zustandsmeldung gewährleistet werden.

Überprüfung der Kurzschlussstromtragfähigkeit des Kurzschließers

Im Abgangszweig des Schaltschranks des IISB wurden Überstromschutzschalter mit einem Nennstrom (Bemessungsstrom I_N) von 125 A zum Schutz von Kabeln und Leitungen bei Überstrom eingebaut. Sie sollen selbstständig abschalten, sobald der Fehlerstrom durch Anstieg und Zeitdauer eine für die Leitung oder andere Geräte zu hohe Erwärmung erzeugt. Nach DIN VDE 0298-4 ist eine maximale Kurzschlussdauer von 5 s für die Leitungen durch die Überstromschutzeinrichtung zu gewährleisten. Hieraus ergibt sich die Forderung, dass der im Abgangszweig ($I_N = 125$ A) verwendete Kurzschließer über 5 s mindestens einen Kurzschlussstrom von 1,25 kA sicher führen kann. Der Kurzschließer der Baugröße NH00 wurde bei einer Strombelastung von 3 kA für 5 s entsprechend Abb. 2.1.5.-19 geprüft. Er weist eine hinreichende Stromtragfähigkeit auf. Es wurde keine Beschädigung auf den Kontaktoberflächen sowie keine Beschädigungen an dem Gehäuse bzw. am Sicherungsunterteil festgestellt. Der Widerstand des Kurzschließers bei dieser Belastung im niederohmigen Zustand ist geringer als 1 m Ω .

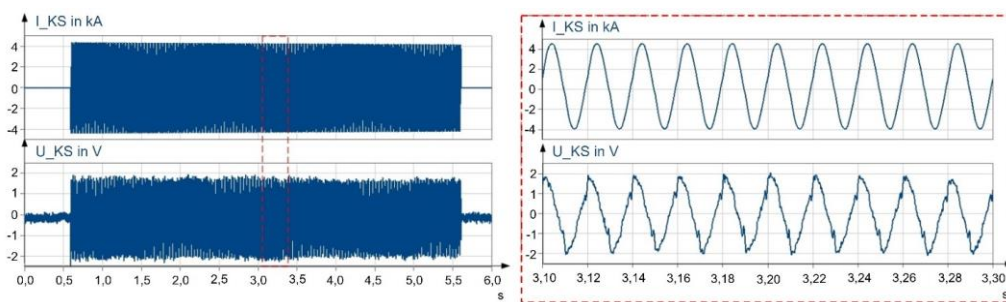


Abb. 2.1.5.-19: Strom- und Spannungsverlauf bei Folgestrom mit 3 kA (links) und Zoombereich (rechts)

AP 05.5: Tests / Erprobung

Für die abschließenden Tests wurden alle Optimierungsmaßnahmen in die CAD-Zeichnungen übertragen und eine hinreichende Musteranzahl in Materialien (u.a. V0) und Gehäusen erstellt, welche den elektrischen Anforderungen und den Umweltbedingungen entsprechend dem Lastenheft (Tab. 2.1.5.-1) genügen. In Abb. 2.1.5.-20 wird links ein Kurzschließer für das Bussystem dargestellt. Zwei dieser Kurzschließer können zwischen L+/M bzw. L-/M mit Hilfe der Anschlusskabel (50 mm²) direkt am Bussystem angeschlossen werden. Im oberen Teil des mehrteiligen Gehäuses ist die Ansteuereinheit inklusive der Signalanzeigen (LEDs im Deckel) und der Leistungselektronik zur Aktivierung des Kurzschließers untergebracht. An der linken Seite des Gehäuses sind die Durchführungen für die Signal- und Steuerleitungen der Platine ausgeführt. Im unteren Teil des Gehäuses mit den Durchführungen für die Anschlusskabel befindet sich der mechanische Teil des Kurzschließers. Auf der rechten Seite der Abb. 2.1.5.-20 wird der zweigeteilte Kurzschließer für den Abgangszweig dargestellt. Neben den NH00 Sicherungslasttrennschalter mit eingesetzter Kurzschließerpatrone (mechanischer Teil) ist die steckbare Verbindungsleitung (CAT III, 1000 V) zum Gehäuse mit der Leistungselektronik zu sehen. Das Gehäuse enthält zudem die Ansteuereinheit. Das Gehäuse und der innere Aufbau entsprechen hierbei dem oberen Gehäuse des links dargestellten Kurzschließers für das Bussystem. Ergänzend wird rechts eine weitere Kurzschließerpatrone in der Ausführung mit V0-Material gezeigt.



Abb. 2.1.5.-20: Kurzschließer für das Bussystem (links) und für den Abgangszweig (rechts)

Überprüfung der gesamten Funktionskette bei Gleichstrom im Netz des IISB

Im Rahmen des Projekts wurde das Zusammenwirken des Kurzschließers mit einem ansteuerbaren RCBO des Projektpartners Doepke (TP 10) und dem Kurzschlussstromelement des Projektpartners IISB (TP 09) bezüglich der Nutzung konventioneller Überstromschutzorgane im DC-Netz untersucht und mit einer Störlichtbogen-Testanordnung im DC-Labor des IISB bei reversibler Funktion des Kurzschließers validiert.

Ziel war es hierbei neben den Funktionen „Störlichtbogenerfassung“, „Kurzschließen“ und „Stromabschaltung“ auch das Zusammenwirken von Kurzschließer und Kurzschlusselement zu überprüfen. In DC-Systemen mit geringer Kurzschlussleistung des Netzes soll im Fehlerfall der Kurzschlussstrom so weit erhöht werden, dass konventionelle Überstromschutzgeräte den Fehlerstrom abschalten können.

Der erste Teil der Untersuchung (Abb. 2.1.5.-21) ist für besonders gefährdete Situationen ohne Lichtbogenereignis gedacht, d.h. der auftretende Kurzschlussstrom ist so gering, dass die passiven Schutzeinrichtungen nicht auslösen können oder die Auslösezeit stark verzögert wird. In diesem Fall wird der Kurzschließer direkt durch ein Ansteuerungssignal (24 V, high aktiv) unabhängig von dem Lichtbogendetektionssystem aktiviert. Wenn die Spannung infolge des Schließens des Kurzschließers auf kleiner als 60 V sinkt, werden kurzzeitig hohe Ströme durch das Kurzschlussstromelement bereitgestellt. Der Fehlerstrom kann dann durch die passiven Überstromschutzorgane des Netzes (Schalter, Sicherungen) entsprechend deren jeweiliger Kennlinie abgeschaltet werden. Hierzu machte das IISB separate Untersuchungen.

Bei unseren Tests entsprechend Abb. 2.1.5.-21 wird der vorgeordnete Doepke-Schalter gleichzeitig über den NOT-AUS-Kreis von der Ansteuereinheit des Kurzschließers angesteuert und schaltet den Fehlerstrom innerhalb von 10 ms ab. In Abhängigkeit von der tatsächlichen auftretenden Kurzschlussstromhöhe reagiert die Zustandsmeldung des Kurzschließers auf den Impedanz-Wechsel. Sie wurde von der Ansteuereinheit angezeigt und vom Fraunhofer IISB erfasst.

Kanal 1	Gelb	Entladungsstrom vom Kurzschlussstromelement durch den Kurzschließer
Kanal 2	Blau	Spannungsabfall an dem Kontakt des ABB-Schalters („Back-up“ Schalter)
Kanal 3	Rot	Spannungsabfall an dem Kontakt des Doepke-Schalters
Kanal 4	Grün	Zustandsmeldungssignal (24V, high-aktiv)



Abb. 2.1.5.-21: Strom- und Spannungsverläufe beim Test der Reversibilität mit dem Kurzschlussstromelement

In dieser Untersuchung wurde ein ABB-Schalter als „Back-up-Schalter“ in Reihe zum Doepke-Schalter angeschlossen und die Abschaltzeit wurde entsprechend der maximalen Strombelastung eingestellt, die durch den geforderten Zustand des Kurzschließers (reversibel/irreversibel) zulässig ist. Durch Untersuchungen mit dem Versuchsaufbau ohne Ansteuerung des vorgeordneten Schalters konnte das Zusammenwirken des Kurzschließers in beiden Impedanz-Stufen mit dem Kurzschlusselement als positiv beurteilt werden (Abb. 2.1.5.-22).

Kanal 1	Gelb	Entladungsstrom vom Kurzschlussstromelement
Kanal 2	Blau	Teilstrom, der durch die Impedanz-Stufe 1 des Kurzschließers fließt
Kanal 3	Rot	Spannungsabfall am Kurzschließer
Kanal 4	Grün	Zustandsmeldungssignal (24V, high-aktiv)

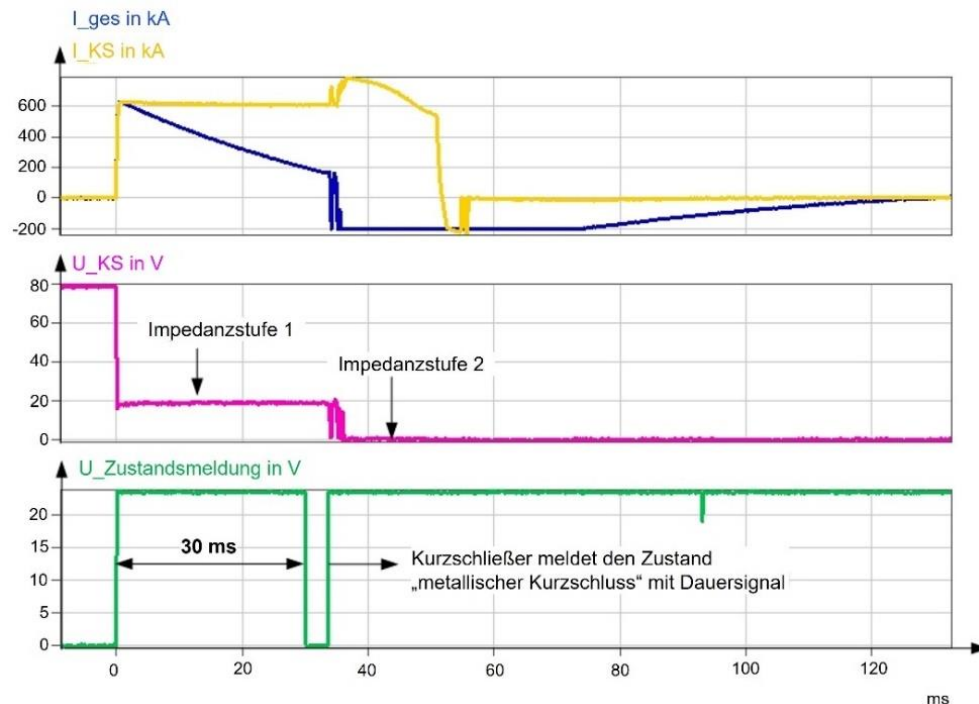


Abb. 2.1.5.-22: Strom- und Spannungsverläufe beim Test von Kurzschließer und Kurzschlussstromelement

Zudem wurde die gesamte Systemfunktion mit Lichtbogenereignis bezüglich der Störlichtbogenerfassung, Ansteuerung des Kurzschließers, Aktivierung des Kurzschlussstromelements durch Spannungsabsenkung, aktive Ansteuerung des vorgeordneten Schaltgerätes, sowie Anzeige- und Signalgabe der Ansteuereinheit mit Verbindung zur Datenbank (IISB) mehrfach erfolgreich geprüft. In dem Test entsprechend Abb. 2.1.5.-23 wurde ein Störlichtbogen mit einer hinreichenden Brenndauer an der Soll-Fehlerstelle (D) durch eine Kondensatorentladung gezündet. Der auftretende Lichtbogen mit 300 A wurde von dem Strom- (E) und Lichtsensor (F) erfasst. Die beiden Signale wurden von dem Erfassungsgerät (C) und der Ansteuereinheit (A) bewertet und der Kurzschließer (B) innerhalb von maximal 3 ms aktiviert. Gleichzeitig wurde ein Ansteuerungssignal an den Schalter (RCBO) der Firma Doepke gesendet. Infolge der Reduzierung der Spannung auf kleiner 60 V in der ersten Impedanz-Stufe des Kurzschließers aktivierte sich das Kurzschlussstromelement vom IISB Erlangen automatisch. Das Kurzschlussstromelement speist einen zusätzlichen Strom in das Netz ein, wodurch sich der dauerhafte Kurzschlussstrom deutlich vergrößert. Im dargestellten Prüfverlauf (Abb. 2.1.5.-23 rechts) wird dieser Fehlerstrom infolge der Ansteuerung des RCBO-Schalters durch diesen innerhalb von ca. 12 ms unterbrochen.

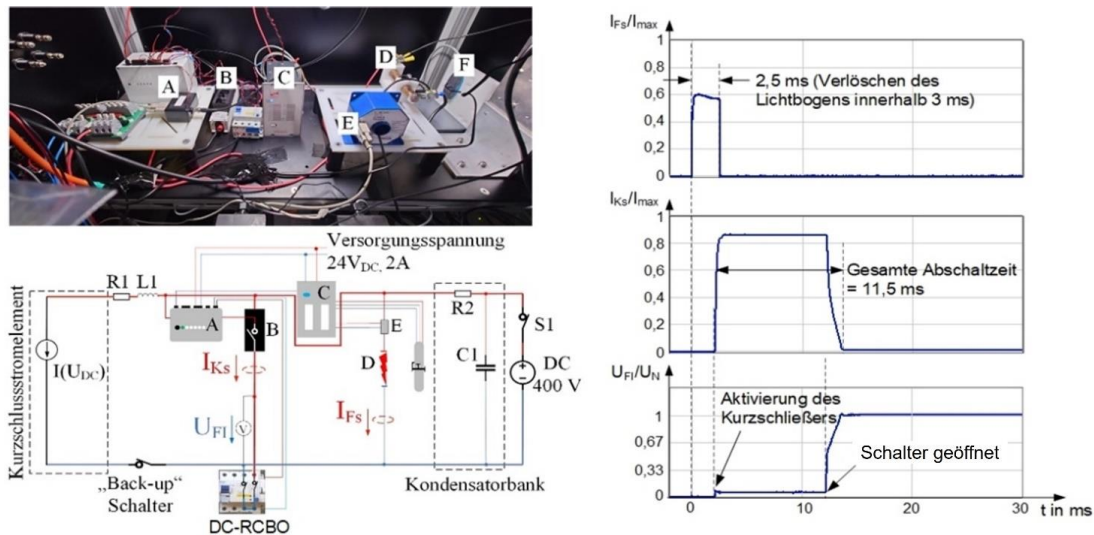


Abb. 2.1.5.-23: Strom- und Spannungsverläufe mit Störlichtbogen, Kurzschließer und Kurzschlussstromelement (Blockbild A: Ansteuerungseinheit; B: Kurzschließer NH00; C: Erfassungsgerät; D: Fehlerstelle; E: Stromsensor; F: Lichtsensor)

2.1.6. TP 06: DC-Steckverbinder

Trennlichtbögen können auch an Steckverbindern zu erheblichen Schäden führen. Ein sicheres Verlöschten dieser Lichtbögen ist daher Pflicht in der Entwicklung von Steckverbindern für DC-Netze. Seitens Phoenix Contact wurden im Projekt DC-Schutzsystem verschiedene Technologien zum sicheren Trennen entwickelt. Eine Technologie, die aktive (elektronische) Lichtbogenlöschung wurde seit dem Vorgängerprojekt in enger Kooperation mit E-T-A zur Serienreife entwickelt und 2024 in einem Produkt umgesetzt (siehe Abb. 2.1.6.-1). Als assoziierter Partner hat Phoenix Contact im Projekt DC-Schutzsystem aktuelle Entwicklungen und Forschungen weiter im Hinblick auf DC-Anwendungen optimiert und Schadensbilder an Steckverbindern und Kontaktsystemen passiver Löschtechniken untersucht.

Die aktive Löschtechnik mittels Elektronik wurde im Vorgängerprojekt erfolgreich erprobt. Diese wurde im Anschluss weiterentwickelt und an die Anforderungen von Steckverbindern adaptiert. Besonders die Baugröße und die kurzen Schaltzeiten von unter 5 ms stellten hier eine Herausforderung dar. Im Serienprodukt ermöglicht diese Technik bereits ein Trennen unter Last bis zu 20 A bei 800 V.



Abb. 2.1.6.-1: Arc Zero Steckverbinder mit Löschelektronik

Für das Forschungsprojekt wurde der Technologieträger aus DC-Schutzorgane erweitert, um die Elektronik aufnehmen zu können. Der Prototyp hat, anders als das Serienprodukt, zwei Signalkontakte, welche auch ein Trennen und Verbinden für das Monitoringsystem erfassbar machen (siehe Abb. 2.1.6.-2). Durch die unterschiedliche Vor-/ Nach-Eilung kann der Steckzustand abgefragt werden.

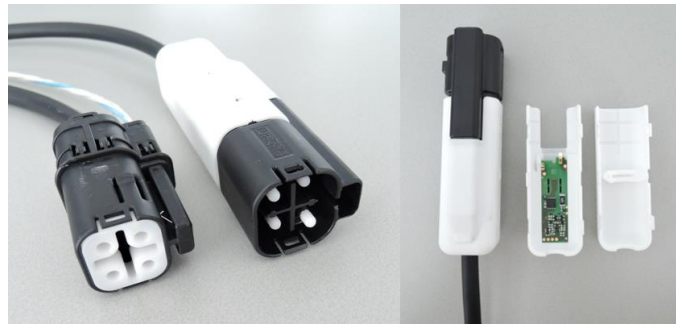


Abb. 2.1.6.-2: Technologieträger mit Löschelektronik

Die normativen Anforderungen zur Schaltleistung bei Steckverbindern unterscheiden sich deutlich, nicht nur in Lastzyklen, Trenngeschwindigkeit und Überlast, sondern auch die Lastcharakteristik variieren sehr. Während die IEC 61984 eine induktive Last mit einer Zeitkonstante von 1 ms erfordert, sind nach UL ohmsche Lasten üblich und neuere Normen wie die IEC TS 62735 verlangen eine kapazitive Last.

Die folgenden Bilderreihen (Abb. 2.1.6.-3 bis 2.1.6.-5) geben einen guten Vergleich über den Effekt dieser Lastzustände. Ohmsche und induktive Lasten führen zu einem ähnlichen Schadensbild. Es tritt deutlicher Ruß auf und die Kontaktlamellen zeigen auf den Einführradien signifikante Schäden. An den Brandspuren ist zu erkennen, wie der Lichtbogen während des Trennvorgangs am Radius entlanggelaufen und schließlich am Ende der Kontaktöffnung verloschen ist. An den Stiften ist der Schaden direkt auf den Bereich der Spitze konzentriert, da hier der Lichtbogen entsteht und auch abreißt.

Vergleichbare Leistungsstufen führen zu ähnlichen Schadensbildern. Abb. 2.1.6.-3 zeigt den Schaden vergleichend bei 6,9 und 7,6 kW. Obwohl der Strom bei 7,6 kW doppelt so hoch ist, sind die Schadensbilder sehr ähnlich. Bei 6,9 kW ist der Lichtbogen trotz niedrigerer Leistung aufgrund der höheren Spannung etwas länger.

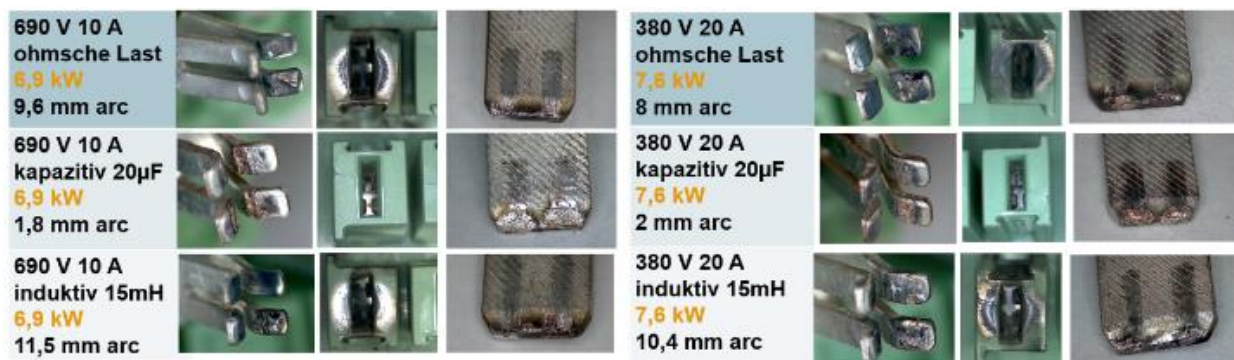


Abb. 2.1.6.-3: Schadensbilder bei verschiedenen Lastkollektiven

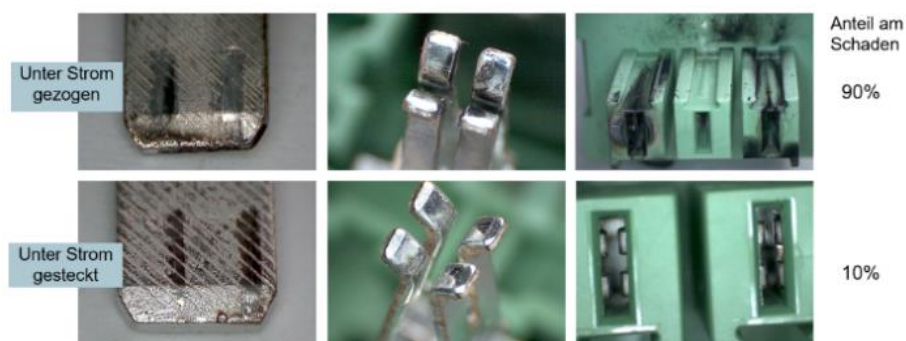


Abb. 2.1.6.-4: Stecken vs. Trennen induktiv

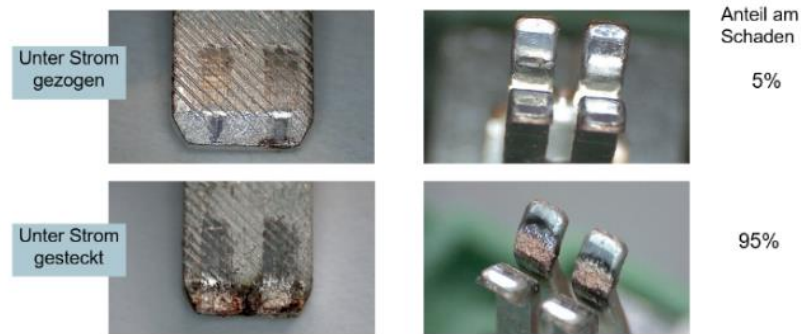


Abb. 2.1.6.-5: Schaden: Stecken vs. Trennen kapazitiv

Allen Leistungsstufen gemein ist, dass kapazitive Lasten den Lichtbogen so stark reduzieren, dass die Gehäuse selbst bei hohen Leistungen keinen Schaden nehmen, aber der Schaden an den Kontakten dennoch auffällig stark ausgeprägt und selbst bei niedrigen Lasten teils noch gravierender als bei induktiver oder ohmscher Last ist.

In einer weiteren Versuchsreihe wurde lastfrei verbunden und nur unter Last getrennt, bzw. unter Last verbunden und lastfrei getrennt.

Es zeigte sich, dass der Schaden bei induktiven Lasten hauptsächlich vom Trennlichtbogen herrührt und nur zu einem geringen Teil vom Verbinden. Bei kapazitiven Lasten entsteht der Schaden komplementär dazu hauptsächlich beim Verbinden aufgrund von Inrushströmen bis über 400 A. Induktive Lasten bergen also für den Anwender ein deutlich höheres Risiko, da der Lichtbogen aus den Kontaktöffnungen heraustreten kann und so nicht nur das Gehäuse beschädigt, sondern im schlimmsten Fall auch der Bediener verletzt werden kann. Kapazitive Lasten reduzieren auf der anderen Seite so deutlich den Lichtbogen, dass dieser nicht mehr aus den Gehäusen austritt. Für die Kontakte selbst scheinen beide Lasttypen kritisch zu sein, wobei sich bei kapazitiven Lasten die Schadensbilder deutlicher bündeln.

Eine genauere Bewertung dieser Schadensbilder im Hinblick auf die Kontaktzuverlässigkeit steht noch aus. Weiterführende Informationen sind in (Klimpel 2023) zu finden.

AP 06.1: Anforderungsanalyse

Die Anforderungen an den Steckverbinder wurden zusammen mit dem Fraunhofer IISB abgeglichen. Eine aktive Kommunikation des Steckverbinders wurde überlegt, aber aufgrund des Aufwands und des zu geringen Mehrwertes verworfen.

AP 06.2: Integration in das Monitoring

Da die Platine im Normalzustand passiv und stromlos ist, kann der Steckverbinder keinen Status selbstständig an das Monitoring liefern. Im Trennvorgang wird die Elektronik für wenige Millisekunden aktiv, ist aber auch in dieser Zeit nicht dafür ausgelegt zu kommunizieren. Daher kann der Status nur indirekt abgefragt werden. Der erweiterte Technologieträger aus DC-Schutzorgane verfügt über unterschiedlich vor- und nacheilende Kontaktpaare. Über die Voreilung kann zum einen eine Kommunikation über den Steckverbinder von im Netz befindlichen Komponenten sichergestellt werden, zum anderen können hiermit aber auch die Zustände „Gesteckt“, „Gezogen“ und „Wird gesteckt“ als auch „Wird gezogen“ über das Monitoring abgefragt werden. Die Signalkontakte werden dazu an 24 V Versorgungsspannung angeschlossen und entsprechend verdrahtet, um den Status abfragen zu können.

AP 06.3: ggf. Entwicklung / Validierung

Eine komplett neue Entwicklung wurde im Rahmen des Forschungsprojektes nicht durchgeführt, aber die Löschelektronik wurde wie beschrieben in den Technologieträger aus dem Vorgängerprojekt adaptiert.

AP 06.4: Feldtest

Das Konzept und die Technik wurden im Labor bei Phoenix Contact erprobt. Beim Fraunhofer IISB ist das Konzept in den Demonstrator integriert worden.

2.1.7. TP 07: Online PRBS Impedanzmesssystem

Das in DC-Schutzsystem weiterentwickelte Impedanz-Messverfahren basiert auf der Einkopplung von Pseudo Random Binary Signalen (PRBS). PRBS-Signale bilden Rauschsignale mit weiter Bandbreite ab, wodurch sie die gleichzeitige Erfassung mehrerer Spektralanteile mit einer einzelnen Messung ermöglichen. Das Prinzip der Messung ist in Abb. 2.1.7.-1 dargestellt. Das von einem Mikrocontroller erzeugte PRBS wird als Ansteuerung für einen Halbleiterschalter verwendet, der einen Leistungswiderstand in ein DC-Netz schaltet. So wird ein PRBS-Testsignal erzeugt, mit dem das Netz vermessen werden kann.

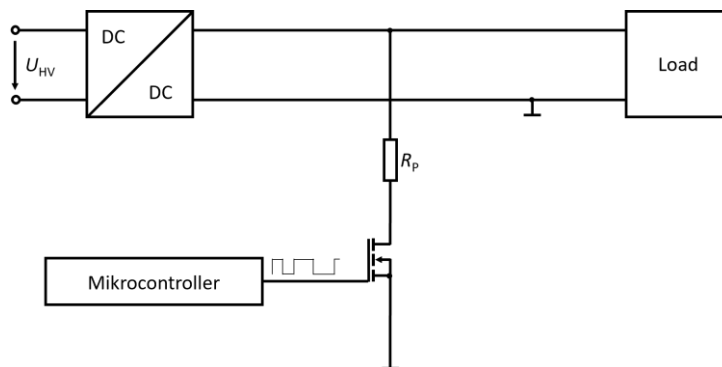


Abb. 2.1.7.-1: Ersatzschaltbild des PRBS-Impedanzmesssystems

Die Testsignale ermöglichen die Anregung eines Gleichstromnetzes mithilfe eines einfachen Widerstands, ohne dass hierzu eine induktive oder kapazitive Kopplung benötigt werden. Zudem ist dieses Verfahren in der Lage, einen weiten Frequenzbereich wesentlich schneller abzudecken als mittels eines Frequenz-Sweeps mit einem Sinussignal. Hierdurch können die Messgeräte einfacher und günstiger realisiert werden. Für das Projekt soll das Verfahren an die betrachteten Netzformen angepasst werden. Hierdurch kann das Netz kostengünstig und schnell auf Alterungserscheinungen oder Fehlersituationen überwacht werden.

AP 07.1: Anforderungsanalyse

Für das PRBS Impedanzmesssystem wurde auf Grundlage der Anforderungen des Lastenhefts das Konzept für den Aufbau der nötigen Elektronik entwickelt. Hierbei wurde der Fokus auf die notwendige Amplitude des Messsignals gelegt. Um eine akkurate Messung von angeschlossenen leistungselektronischen Wandlern zu ermöglichen, muss das Messsignal als Störung von diesen Wandlern erkannt werden. Nur dann erfolgt eine Reaktion, die von dem Messsystem aufgenommen und verwertet werden kann. Im Rahmen der Anforderungsanalyse wurden die notwendige Anregungsamplitude zunächst analytisch hergeleitet und dann die Ergebnisse in Simulationen verifiziert. Hierbei konnte gezeigt werden, dass die netzseitigen Kapazitäten und der betrachtete Frequenzbereich die maßgebliche Rolle für die notwendige Anregungsamplitude vorgeben. Um das Messsystem an mehreren Wandlern testen zu können, wurde es als zusätzliches Modul entworfen, welches an bestehende Wandler angeklemmt werden kann.

Auf Basis von vorhandenen Wandlern wurden eine dem Einbauort angepasste Amplitude gewählt und die Leistungsanforderung für den Widerstand und den Halbleiterschalter wurde bestimmt. Außerdem wurden die durch den Einbauort veränderten Anforderungen an das Impedanz-Messsystem bezüglich Spannungsfestigkeit und Sensorik bezüglich relevanter Normen analysiert.

Um die anfallenden Informationen an die Datenbank weitergeben zu können, wurde zusätzlich ein Kommunikationskonzept zwischen dem Messsystem und der Datenbank ausgearbeitet.

AP 07.2: Hardware-Anpassung und -Aufbau

Um die notwendigen Anregungsamplituden für einen Wandler bereitstellen zu können, wurde ein zusätzliches Modul zum Anbau an einen DC/DC-Wandler entwickelt und aufgebaut. Hierbei wurde der zuerst aufgebaute Demonstrator als nicht leistungsfähig genug empfunden. Aufgrund schlechter Bauteilverfügbarkeiten und um die Leistung des Systems auf die Anforderungen anzupassen, wurde der Meilenstein um 4 Monate verschoben und eine Mittelumwidmung wurde notwendig.

Während einer Messung fällt eine nicht zu vernachlässigende Verlustleistung an dem Leistungswiderstand an. Nachdem die Messung jedoch innerhalb weniger hundert Millisekunden durchgeführt werden kann, ist die Gesamtverlustleistung selbst bei Messungen im 10-Sekunden Intervall klein. Um eine Überlastung des Widerstands während der Messung zu umgehen, wurde der Deckel des Messsystems als dünne Aluminiumplatte ausgeführt, an welche der Widerstand thermisch gut angebunden ist. Somit wirkt die Aluminiumplatte als thermischer Speicher, welcher die Verlustenergie aufnehmen und verzögert an die Umgebung abgeben kann.

Als Leistungsschalter wurde ein 1,2 kV SiC-MOSFET ausgewählt, welcher die Mesströme von 4 A dauerhaft leiten kann. Um die Verluste beim Ausschalten des Schalters zu minimieren, wurde eine zusätzliche Snubber-Schaltung entworfen, welche ein schnelles Abschalten des Schalters bei gleichzeitiger Begrenzung der Überspannungen ermöglicht.

Um die Messung integriert ausführen zu können, wurden alle notwendigen Sensoren in das Messsystem integriert. Weiter wurde eine interne Spannungsversorgung vorgesehen. Durch diese Spannungsversorgung kann das Messsystem direkt aus dem Netz versorgt werden. Außerdem wurden Kommunikationsschnittstellen an die Datenbank implementiert, über die das Messsystem über LAN oder USB-Daten mit der Datenbank austauschen kann. Hierbei werden die Messdaten zunächst während der Messung intern abgespeichert und dann an die Datenbank gesendet. Der Anforderung zur Messung wird ebenfalls über die Kommunikationsschnittstelle zur Datenbank an das Messsystem gesendet. Der finale Aufbau der Hardwareplattform ist in Abb. 2.1.7.-2 dargestellt.

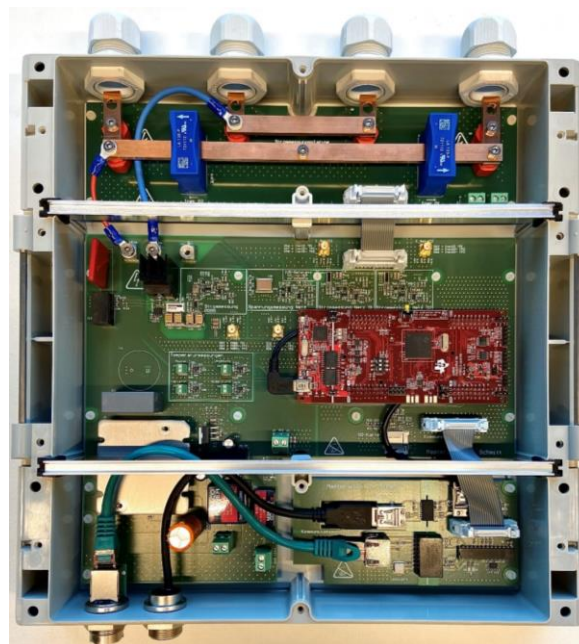


Abb. 2.1.7.-2: Geöffnetes Impedanzmesssystem ohne Leistungswiderstand. Der Leistungswiderstand ist am Deckel angebracht, welcher, um als thermischer Puffer zu wirken, als dünne Aluminiumplatte ausgeführt ist.

AP 07.3: Adaption des Messverfahrens

Um die Messung an einem Wandler in einem Netz durchführen zu können, müssen nicht nur das Testsignal an sich, sondern auch die Testsignale in Richtung des Wandlers und des Netzes gesondert gemessen werden. Um in der Zeit, in der nicht gemessen wird, eine möglichst geringe Rückwirkung auf das Netz zu haben, wurden hierfür spezifische Stromsensoren verwendet. Diese haben jedoch eine begrenzte Bandbreite, wodurch die gemessene Impedanz verfälscht wird. Um den Fehler zu korrigieren, wurde das PRBS-Messverfahren an diese nicht ideale Strommessung adaptiert. So werden, wie in Abb. 2.1.7.-3 dargestellt, sowohl der Strom I_{Netz01} in Richtung der Last, der Strom I_{Netz02} in Richtung des Wandlers sowie der gesamte eingekoppelte Strom I_{PRBS} gemessen. Die Messung des eingekoppelten Stromes erfolgt über eine hochgenaue und breitbandige Shunt-Messung. Shunts können in den Netzpfeilen aufgrund der sonst anfallenden Verluste nicht verwendet werden, hier kommen die bandbegrenzten Sensoren zur Messung von I_{Netz01} und I_{Netz02} zum Einsatz. Aufgrund der drei Messungen können so die Messfehler der Stromsensoren bestimmt und kompensiert werden. Somit ermöglicht das adaptierte Messverfahren eine Invasionsfreiheit, während das System nicht misst, und liefert gute Ergebnisse während der Messung.

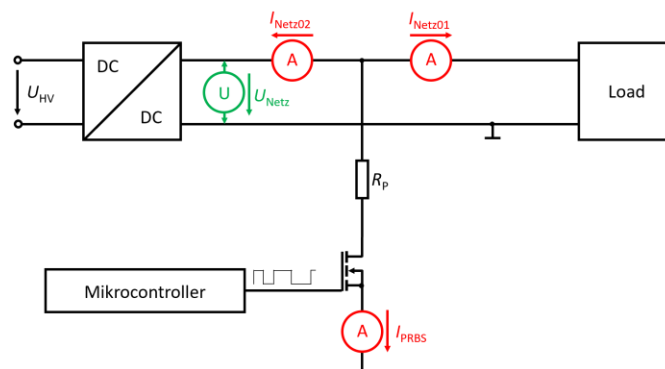


Abb. 2.1.7.-3: Ersatzschaltbild des PRBS-Impedanzmesssystems mit Strom- und Spannungsmessungen

AP 07.4: Systemtest

Zunächst wurde das PRBS-Messsystem in einzelnen Funktionstests vermessen. Beispielhaft dafür ist die Messung des eingekoppelten Messstroms in Abb. 2.1.7.-4, bei dem überprüft wurde, ob das eingekoppelte Signal mit dem gestellten PRBS-Signal übereinstimmt. Hierbei konnte gezeigt werden, dass das Messsystem sowohl über die notwendigen Funktionen zur Einkopplung des Messsignals als auch zur Messung verfügt.

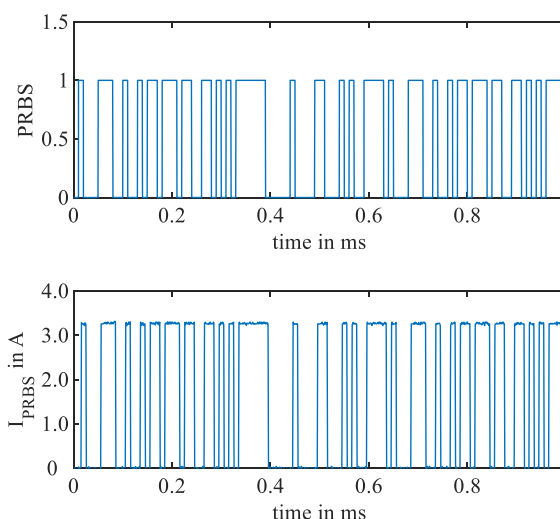


Abb. 2.1.7.-4: Gemessene Stromverläufe (unten) zu einem gestellten PRBS-Signal (oben)

Abschließend wurden Systemtests an verschiedenen Wandlern und Netzkonfigurationen durchgeführt und die gemessenen Verläufe mit hochgenauen Referenzmessungen verglichen (siehe Abb. 2.1.7.-5). Es konnte gezeigt werden, dass das System hinreichend genau vermessen werden konnte, um Veränderungen an Komponenten oder der Regelung beobachtbar zu machen. Somit können Systemfehler bezüglich der Regelung oder die Alterung von Komponenten direkt erkannt werden. Außerdem ist anzumerken, dass die Referenzmessung über mehrere Minuten, die PRBS-Messung nur über 112 ms erfolgt ist.

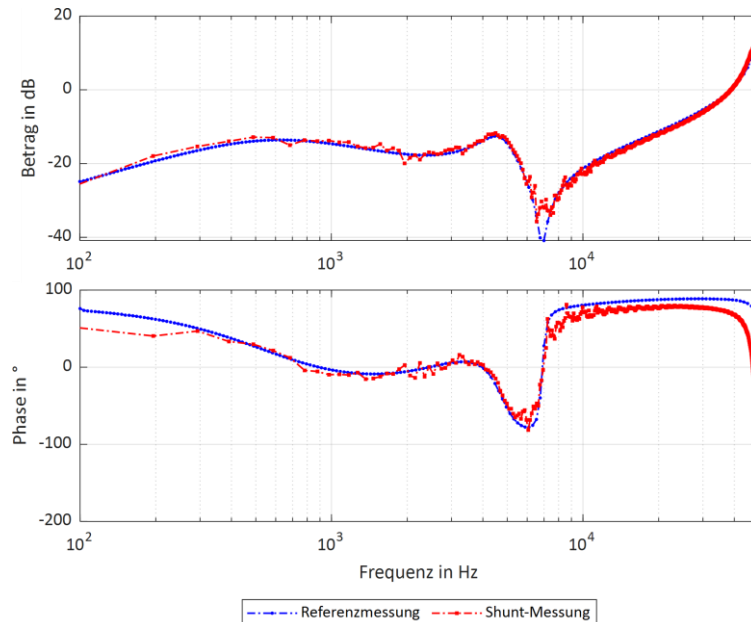


Abb. 2.1.7.-5: Gemessene Impedanzverläufe mit dem Messsystem und einer genauen Referenzmessung

2.1.8. TP 08: Elektronisches Schutzelement

In diesem Teilprojekt wurde ein elektronisches Schutzelement entwickelt, das ein Verhalten ähnlich wie das eines Leitungsschutzschalters, wie sie aus AC-Netzen bekannt sind, realisieren kann. Außerdem wurden zusätzliche Funktionen realisiert.

AP 08.1: Anforderungsanalyse

Zunächst wurden die Anforderungen an das elektronische Schutzelement in Koordination mit den anderen Arbeitspaketen anhand des spezifizierten Testnetzes erstellt und zusätzlich relevante bestehende Normen identifiziert, die die Rahmenbedingungen für die weitere Entwicklung liefern. Diese Anforderungen wurden im Detail analysiert. Als Ergebnis wurde ein Lastenheft erstellt, das einen bidirektionalen, halbleiterbasierten Schutzschalter vorsieht, bei dem je nach normativer Anforderung oder Bedarf in der Anlage eine Einrichtung zur galvanischen Trennung mittels lastfrei schaltender Kontakte hinzugefügt werden kann.

AP 08.2: Hardware-Konzeption

Auf Grundlage des erarbeiteten Lastenheftes wurden verschiedene Topologiekonzepte zur Realisierung des Schutzelements erstellt. Anhand der Anforderungen wurde ein Konzept zur weiteren Ausarbeitung ausgewählt. Prinzipbedingt handelt es sich bei diesem Konzept gleichzeitig um einen bidirektionalen Gleichspannungswandler, wodurch einerseits Kurzschlussströme begrenzt werden können, aber auch eine Vorladung bzw. Entladung des geschalteten Abgangs möglich wird. Die gewählte Topologie ist in Abb. 2.1.8.-1 dargestellt. Es handelt sich dabei um zwei antiseriell verschaltete Tiefsetzsteller, die sich eine gemeinsame Induktivität im Lastpfad teilen. Damit ist der Schalter in der Lage, den Anstieg der Stromstärke im Fehlerfall zu begrenzen und frühzeitig abzuschalten. Aufgrund der Kondensatoren und Dioden hat der

Schalter eine vollständig bidirektionale Funktion und realisiert somit zusätzlich einen Freilauf auf die Quellen- beziehungsweise Lastseite. Die in Abb. 2.1.8.-1 dargestellten mechanischen Schalter stellen die optionale galvanische Trennung dar, die lastfrei geschaltet werden kann. Somit können kostengünstige Automobil-Relais verwendet werden, die zudem auch nur geringen Bauraum benötigen. Diese Relais können somit eine galvanische Isolation schaffen, den Laststrom jedoch nicht eigenständig abschalten. Mit den gewählten 12 V-Relais kann die normative Anforderung an das Trennen zwar nicht vollständig eingehalten werden, die Vorteile des lastfreien Schaltens werden jedoch maximal ausgenutzt.

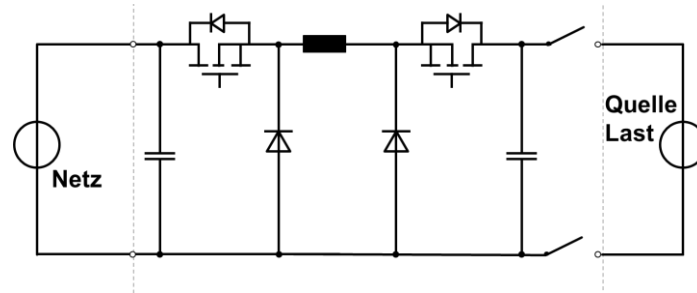


Abb. 2.1.8.-1: Gewählte Topologie des elektronischen Schutzelements

Für das Schaltkonzept des Schutzschalters inklusive der verschiedenen Betriebszustände wie Kurzschluss, Lastabwurf, Vorladung und Entladung wurden Simulationsmodelle aufgestellt und die entsprechenden Szenarien untersucht. Das sich ergebende Schaltspiel ist in Abb. 2.1.8.-2 zu sehen. Bei 10 ms wird der Schalter aktiviert und der Lastzweig wird mit einer variabel-frequenten Maximalstromregelung vorgeladen. Im Normalbetrieb ab 17 ms wird der Schalter dann permanent geschlossen. Der bei 30 ms einsetzende Kurzschluss wird aufgrund der Shuntmessung sehr schnell detektiert und unmittelbar im Mikrosekundenbereich abgeschaltet. Die interne Induktivität reduziert dabei den Stromanstieg so stark, dass es zu keinem unzulässig hohen Strom im Halbleiter kommen kann. Nach der Notabschaltung wird in regelmäßigen Abständen ein automatischer Wiederanlauf gestartet. Liegt weiterhin ein Kurzschluss vor, wie im dargestellten Fall in Abb. 2.1.8.-2 ab 35 ms, wird sofort wieder abgeschaltet. Lag jedoch nur eine kurzzeitige Stromspitze vor, wird der Vorladevorgang vollständig ausgeführt und das Netz geht wieder in den Normalbetrieb über.

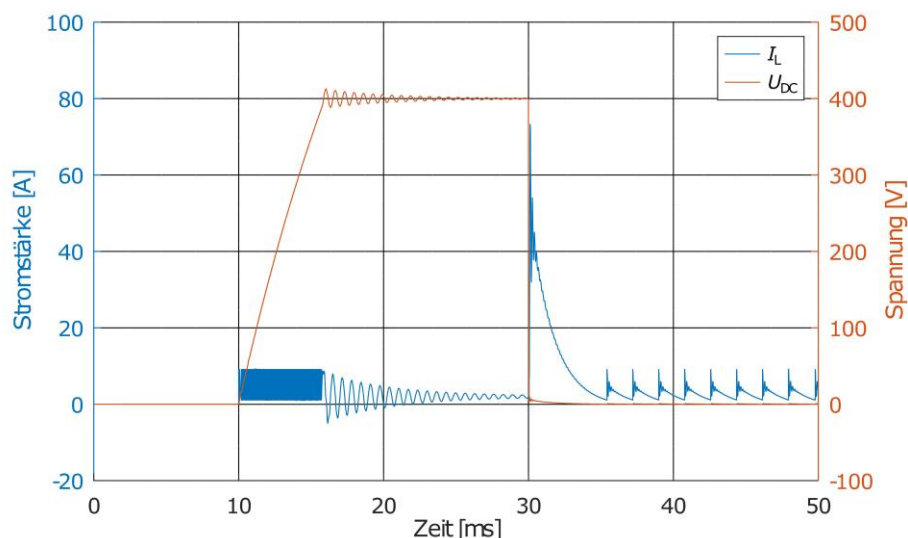


Abb. 2.1.8.-2: Vorladung (10-17 ms), Normalbetrieb (17-30 ms), Kurzschluss (ab 30 ms) und Wiedereinschalten (ab 35 ms) des Schutzelements

AP 08.3: Prototypenaufbau

Im Zuge des Arbeitspaketes 08.3 wurde anhand des erstellten Konzeptes ein Prototyp im Labor aufgebaut. Dieser ist für einen Nominalstrom von mindestens 10 A ausgelegt. Die verwendete Spule wurde mit einem Sättigungsstrom von über 100 A für die Laborversuche besonders robust ausgelegt, um auch rein kapazitive Netze bei einem schalternahen Kurzschluss schützen zu können. Der erstellte Prototyp ist in Abb. 2.1.8.-3 zu sehen. Die verwendeten Halbleiter sind kosteneffiziente Siliciumcarbid (SiC)-MOSFETs, die entsprechend für den getakteten Betrieb Kühlkörper erforderlich machen. Außerdem sind SiC Schottky-Dioden für den Freilauf im getakteten Betrieb sowie Varistoren für die Überspannungsbegrenzung verwendet.

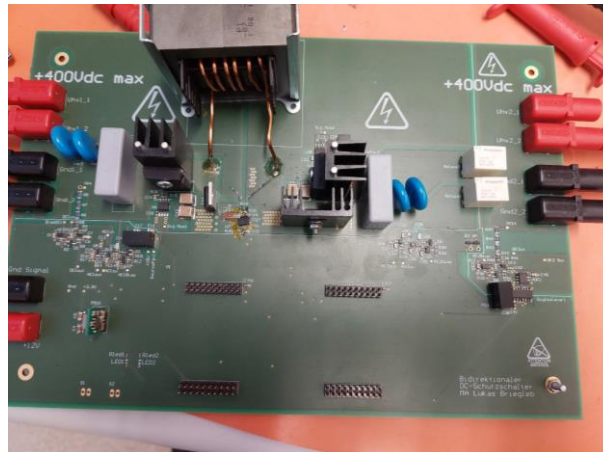


Abb. 2.1.8.-3: Erster Prototyp des elektronischen Schutzschalters bei Erstinbetriebnahme

AP 08.4: Labortest

Der Prototyp wurde im Labor untersucht und unter Prüfbedingungen getestet. Die Auswertung der Strom- und Spannungsmessungen wurde mehrfach untersucht und parametrisiert und darauf die digitale Ansteuerung implementiert. Aufgrund der Messungen wurde die Strommessung überarbeitet und somit optimiert sowie die Ansteuerung kontinuierlich verbessert. Schließlich wurde anhand der Vielzahl an Erkenntnissen ein weiterer Prototyp erstellt, der schließlich für weitere Tests Anwendung finden konnte. In Abb. 2.1.8.-4 ist dieser Prototyp im Laboraufbau zu sehen. Der Schalter wurde für Tests bei größerer Leistung mit einer Notaus-Funktion versehen, um manuell jederzeit ein sicheres Abschalten durchführen zu können.



Abb. 2.1.8.-4: Optimierter Prototyp des elektronischen Schutzschalters im Laboraufbau mit Notaus

AP 08.5: Feldtest

In Arbeitspaket 08.5 wurde schließlich der verbesserte Prototyp in einem einfachen Testnetz untersucht. Auch hier wurden Optimierungen durchgeführt. So wurde die digitale Ansteuerung optimiert, um Kurzschlüsse schneller, aber dennoch sicher und zuverlässig erkennen zu können. Auch die thermische Überlastfähigkeit wurde untersucht. Mithilfe der Optimierungen konnte schließlich die Funktion nachgewiesen werden. So ist in Abb. 2.1.8.-5 exemplarisch die Oszilloskop-Aufnahme eines Vorladevorgangs bei einem kapazitiven Netz dargestellt.

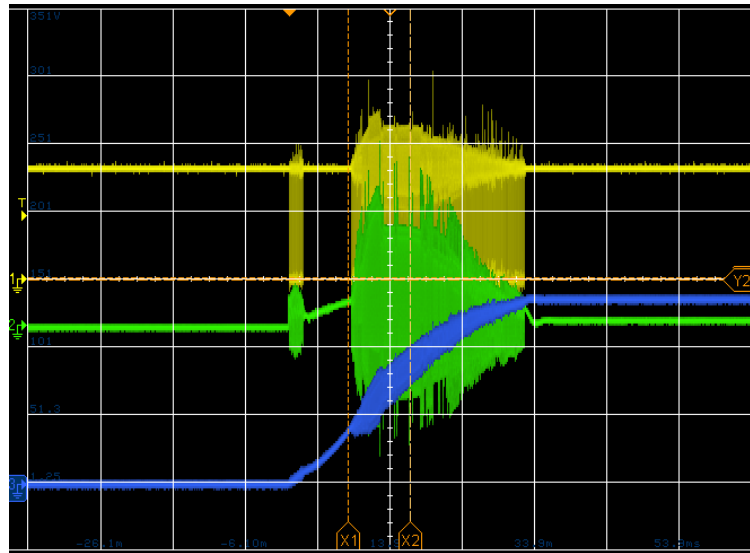


Abb. 2.1.8.-5: Oszilloskop-Aufnahme der Funktion der Vorladeschaltung in kapazitivem Netz

2.1.9. TP 09: Kurzschlussstromelement

Im Unterschied zu AC-Netzen sind in Gleichspannungsnetzen die meisten oder alle Lasten und Quellen über geregelte Wandler mit dem Netz verbunden. Dadurch wird die eingespeiste Leistung bei einem Kurzschluss begrenzt. Der Dauerkurzschlussstrom entspricht normalerweise dem Nennstrom. Das bedeutet, dass diese vergleichsweise niedrigen Strompegel nur maximal zu einer verzögerten Auslösung eines Schutzorgans führen. In einigen Fällen könnte eine grundsätzlich geeignete Schutzeinrichtung sogar gar nicht auslösen, was zum Zusammenbruch des gesamten Netzes führen würde. Aus diesem Grund wurde in dem Projekt ein Kurzschlussstromelement entwickelt, um ausreichend Kurzschlussenergie bereitzustellen.

AP 09.1: Anforderungsanalyse

Zunächst wurden die Anforderungen der auszulösenden Schutzorgane analysiert und zusammen mit der Spezifikation des Netzes Anforderungen an das Kurzschlussstromelement (KSSE) abgeleitet. Anhand dieser Werte können der Energieinhalt und die Leistung sowie etwaige Einschaltzenarien dimensioniert und untersucht werden. Abb. 2.1.9.-1 zeigt die entwickelte beispielhafte Einbindung des KSSE in ein DC-Netz. Der Einsatz des KSSE ermöglicht eine Vereinfachung bei der Dimensionierung der Schutzeinrichtungen, da das Netz im Falle eines Fehlers ein hierarchisches Verhalten hat. Wichtig ist, dass das KSSE über einen ausreichend langen Zeitraum einen Strom mit ausreichend hoher Stromstärke ins Netz einspeisen kann, um sicherzustellen, dass alle Sicherungen im System ausgelöst werden können.

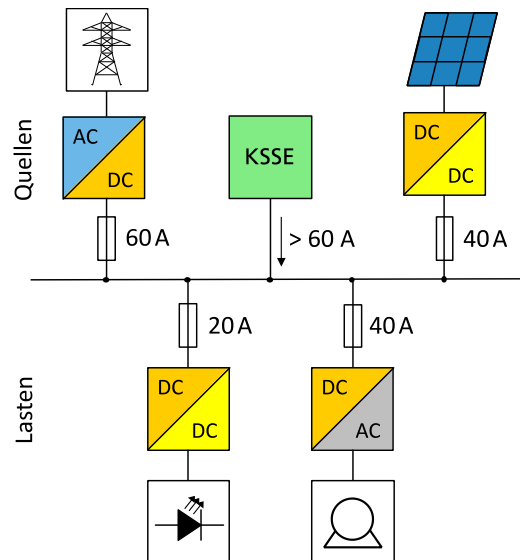


Abb. 2.1.9.-1: KSSE in einem beispielhaften DC-Netz

AP 09.2: Entwurf Energiespeicher

In AP 09.2. wurden verschiedene Energiespeicher für den Einsatz im KSSE verglichen. Letztlich wurden zwei Konzepte erstellt. Im ersten werden Bleiakkumulatoren beziehungsweise ein Superkondensator direkt ans Netz angebunden. Alternativ kommen Lithium-Ionen-Zellen mit einer Netzanbindung über einen Gleichspannungswandler ohne galvanische Trennung in Frage. Aufgrund des einfacheren und kostengünstigeren Konzepts wurde die direkte Anbindung ans Netz für die weitere Entwicklung gewählt. Mithilfe eines Superkondensators ist im untersuchten Netz auch bei geringeren Spannungen ein hoher Kurzschlussstrom möglich, der ausreicht, um die Schutzorgane auszulösen. Daher wurde für den konkreten Einsatzfall die Einsatzspannung auf den Schutzkleinspannungsbereich festgelegt, um im Fehler das Netz nicht auf einer berührgefährlichen Spannung zu halten. Grundsätzlich könnte das Konzept auch bei höheren Spannungen verwendet werden. Der resultierende Aufbau bei einem Fehler im Netz ist in Abb. 2.1.9.-2 zusammengefasst. Die Auslegungskriterien für das KSSE wurden detailliert in einer wissenschaftlichen Publikation zusammengestellt (Gehring et al. 2023).

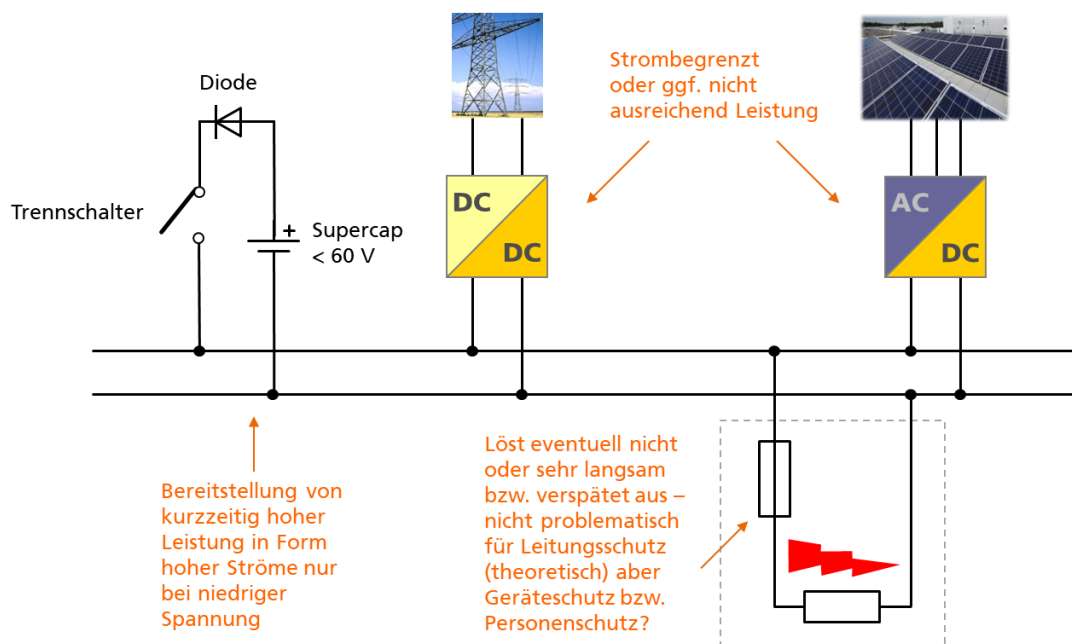


Abb. 2.1.9.-2: KSSE bei einem Fehlerfall in einem beispielhaften Netz

AP 09.3: Entwurf Wandler/Schnittstelle

Aufgrund der Auswahl des Konzeptes mit direkter Einspeisung des KSSEs ins Netz, konnte der Wandler kleiner gebaut werden, da dieser nun nicht für das Einspeisen ins Netz, sondern für das sichere Laden und Entladen des Superkondensators benötigt wird. Es konnte somit auf ein bidirektionales Wandlerkonzept zurückgegriffen werden. Für den Normalbetrieb des Elements würde grundsätzlich ein kleiner Wandler ausreichen, der lediglich die Verluste ausgleicht und über einen längeren Zeitraum den Kondensator vorlädt. Aufgrund der Laborversuche, bei denen besonders schnelles Laden und Entladen des Kondensators erforderlich ist, werden hier Laborquellen eingesetzt.

Da sich aufgrund des Konzeptes mit direkter Einspeisung einige Änderungen in den Arbeitsschwerpunkten ergaben, wurde eine Mittelumwidmung beantragt. So wurde kein speziell entwickeltes Speichersystem für den Aufbau des Kurzschlussstromelementes durch einen externen Entwickler nötig und es konnte auf einen bereits verfügbaren Energiespeicher inklusive Standardgehäuse zurückgegriffen werden, so dass auch auf den Entwurf eines geeigneten Gehäuses zur elektrischen Sicherheit sowie Gewährleistung des Brandschutzes verzichtet werden konnte. Ebenso wurden die Arbeiten zur Integration der elektrischen Schnittstellen zum Netz am Fraunhofer IISB realisiert. Zudem entstanden beim Aufbau des Kurzschlussstromelementes zusätzliche Kosten, da dieses in ein mobiles Rack eingebaut wurde, um trotz Coronabeschränkungen flexibel Untersuchungen durchführen zu können.

Das entwickelte Konzept des KSSE wurde von Fraunhofer IISB zum Patent angemeldet. Die Patentanmeldung trägt den Titel „Short circuit current device“.

AP 09.4: Aufbau

In Arbeitspaket 09.4. wurde das KSSE final aufgebaut. Dafür wurde der Superkondensator zusammen mit Strombegrenzungswiderständen in einen Rackaufbau integriert. Die Widerstände werden verwendet, um einen definierten Widerstand des Kurzschlusspfades herzustellen und somit aussagekräftige Messergebnisse zu erhalten. Um auch bei Dauertests die Bauteile nicht zu überhitzen, wurden zusätzliche Lüfter eingebaut und die Entwärmung des Aufbaus genauer untersucht. Aufgrund der thermischen Belastungsfähigkeit der Widerstände wurden Sicherungen ausgewählt, welche den Strom vor der Überlastung trennen. Mit dem finalen Aufbau konnten kurzzeitige Kurzschlussströme von über 600 A im Schutzkleinspannungsbereich bereitgestellt werden. In Abb. 2.1.9.-3 ist dieser Aufbau dargestellt.



Abb. 2.1.9.-3: Rackaufbau des KSSE inklusive Signalgenerator zur Taktung des Versuchs

AP 09.5: Systemtest

Das entwickelte System wurde abschließend in die Testumgebung integriert und umfangreich getestet. Hierbei wurden zunächst einfache Funktionstests sowie Tests mit unterschiedlichen Schutzelementen durchgeführt. Zur Validierung der Funktion des KSSE wurde es in ein Testnetz mit Nennspannung 380 V nach der Spezifikation des Lastenheftes gemäß Abb. 2.1.9.-4 eingebaut. Ein Kurzschluss wurde an der eingezeichneten Position durch mechanisches Schalten simuliert. Das so festgestellte Verhalten kann nun dem Verhalten ohne KSSE gegenübergestellt werden – dies ist in Abb. 2.1.9.-5 aufgezeigt.

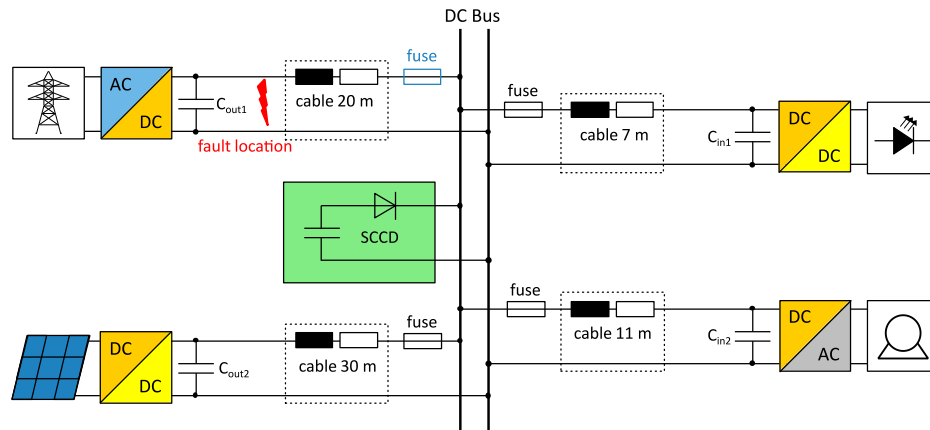


Abb. 2.1.9.-4: Einbau des KSSE im Testnetz mit simulierten Leitungslängen und untersuchter Fehlerposition

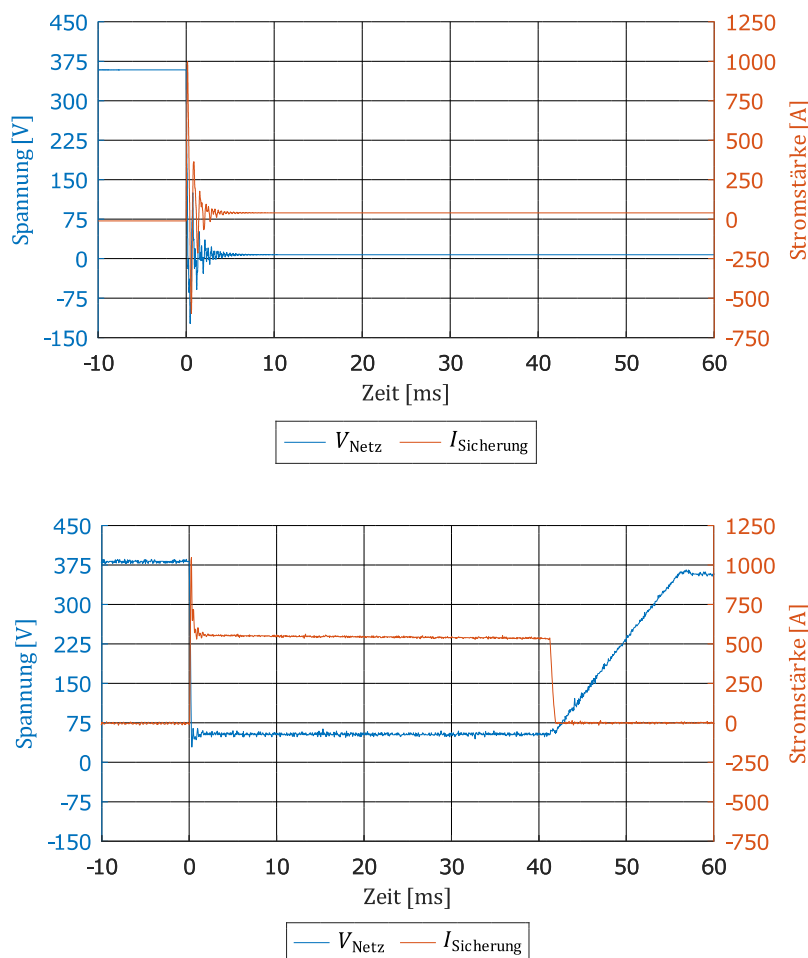


Abb. 2.1.9.-5: Verlauf von Strom und Spannung im Kurzschlussfall ohne und mit KSSE

Sowohl ohne (oberes Teilbild) als auch mit KSSE (unteres Teilbild) sinkt die Spannung innerhalb der ersten Millisekunde rapide ab, während sich die Eingangs- und Ausgangskapazitäten entladen und ein entsprechender Strompuls entsteht. Ohne KSSE fällt die Netzspannung nahezu auf 0 V. In diesem Fall ist die Stromstärke zwar höher als zuvor, liegt jedoch immer noch unter 60 A. In vorhergehenden Simulationen erhöhte sich die Temperatur der Sicherung für diesen Fall nur um etwa 5% der Schmelztemperatur, daher würde sie niemals auslösen. Mit KSSE bleibt die Netzspannung bei etwa 60 V, sodass ein konstanter Strom von etwa 600 A in den Fehler fließt. Dadurch löst die Schmelzsicherung schließlich nach 42 ms aus. Die Funktion des KSSE wurde somit erfolgreich nachgewiesen. Die durchgeführten Messungen und Simulationen sind ebenfalls in der entsprechenden Publikation zu finden (Gehring et al. 2023).

Nach dem Abschluss der Funktionstests wurde das Kurschlussstromelement zusammen mit dem Kurzschließer von Dehn bei gemeinsamen Messungen im IISB-Labor getestet. Hierbei konnte das funktionierende Zusammenspiel von Kurschlussstromelement und Kurzschließer gezeigt werden. Diese Tests sind bereits in AP 05.5 beschrieben.

2.1.10.TP 10: RCCB für DC-Netze

Kurzfassung

Im Ergebnis gelang es, einen Prototyp einer Fehlerstromschutzeinrichtung (RCD) für ein geerdetes oder isoliertes DC-Netz zu entwickeln. Das aus dem Projektantrag erwartete Ergebnis konnte in Teilen übertroffen werden.

Durch eine notwendig gewordene Konzeptänderung entstand anstelle eines Fehlerstromschutzschalters (RCCB) eine Kombination aus Fehlerstrom- und Leitungsschutzschalter (RCBO). Das Gerät ist durch den modularen Aufbau für verschiedene Systemspannungen bis 800 V (statt geplant 400 V) einsetzbar.

Aufgrund noch fehlender Produktnormen für eine DC-RCD wurde die Fehlerstromerfassung so gestaltet, dass ihre Auslöseeigenschaften weitgehend durch einfache, bauteiltechnische Anpassungen justierbar sind und somit in jedem Fall im Rahmen der normativ diskutierten Werte für den Personenschutz und Brandschutz ausgelegt werden können. Besonders beachtet wurde, die Magnetfeldauswirkungen des DC-Laststroms auf den zur Differenzstromerfassung nötigen Summenstromwandler sowie auf das Haltemagnet-Auslöserelais gering zu halten. Erkenntnisse durch gemessene Differenzströme im Vorgänger-Projekt „DC-Schutzorgane“ und Simulationen des Partners E-T-A zeigten außerdem, dass die Differenzstromerfassung nicht nur eine DC-Sensitivität benötigt, sondern auch mit oszillierenden Differenzströmen bis in den dreistelligen Kiloherz-Bereich sicher funktionieren muss. Diese entstehen bei Schaltaktionen und Regelprozessen im DC-Netz, dürfen bei kurzer Dauer nicht zu Fehlauflösungen führen und bei längerer Dauer kein Sicherheitsrisiko darstellen. Auch können am DC-Bus mit Frequenzumrichter betriebene Motoren bei Fehlern z.B. an der Motorzuleitung AC-Fehlerströme mit der Taktfrequenz als Dominante generieren. Zur Entwicklung der Schaltung wurden aufgrund (noch) fehlender Produktnormen die IEC-Gefährdungsdiagramme für die Dimensionierung der Schutzpegel über verschiedene Frequenzen herangezogen. Die entwickelte Differenzstromerfassung erlaubt eine auf die Auslösefunktion rückwirkungsfreie Messung des Effektivwertes des Differenzstroms. Somit wird bis zur Abschaltung ein Differenzstrom-Monitoring ermöglicht, was für das Gesamtprojektziel eine wichtige Funktion darstellt.

Der Leitungsschutzschalter-Teil der RCBO wird herstellseitig modular an das im Projekt neu geschaffene RCD-Modul angebaut und bestimmt durch die Anzahl der angebauten Module die schutzfähige Systemspannung bis 800 V. Der Nennstrom kann durch Auswahl der Leitungsschutzschalter bis 32 A ausgelegt werden. Entgegen dem Projektantrag wurde das Beherrschen des Lichtbogens nach vielen Versuchen der Integration einer hybriden Elektronik des Projektpartners E-T-A aus technischen und Kostengründen nicht realisiert. Stattdessen zeigten speziell dimensionierte Neodym-Blasmagnete über den kritischen Strombereich eine

gute Wirkung, um den Lichtbogen zur Löschung in das Funken-Löschblechpaket zu lenken. Des Weiteren konnte über eine zum Patent eingereichte mechanische, zeitversetzte Steuerung des Schaltens der Kontakte für den hin- und rückführenden Laststrom eine optimierte Verteilung der Lichtbogenenergie auch im Überstromfalle erzielt werden.

Die ursprünglich geplante und prototypisch entwickelte Sensorik zur Messung des Laststroms konnte in diesem neuen Konzept leider nicht integriert werden. Bereits in der Anforderungsanalyse zeigte sich jedoch, dass hier auf die Strommess-Funktion der Partner-Projekte (E-T-A, Fraunhofer IISB) zurückgegriffen werden kann, um diese Daten systemisch zu nutzen.

Die Kommunikationsfähigkeit der RCD konnte erfolgreich entwickelt werden. Auch hier wurde auf Modularität gesetzt, indem ein anbaubares Zusatzmodul sowohl eine Ethernet-Schnittstelle wie auch Zusatzelektronik für weitere Sensorik sowie die Netzteilschaltungen enthält. Bereits im Projektantrag wurde das verbreitete Protokoll Modbus TCP bevorzugt und hier umgesetzt. Das von Doepke entwickelte Modul wurde so konzipiert, dass es auch den Projektpartnern als Kommunikationsmodul zur Verfügung gestellt werden konnte.

Das Elektronik-Modul beinhaltet außerdem eine Realtime-Clock. Hierdurch können zu übertragende Daten mit einem Zeitstempel versehen werden. Der eingesetzte Microcontroller erfasst neben den Differenzstromdaten mittels einer neu konstruierten Abfrage der Testtaste und der Abfrage der Schaltstellung der Lastkontakte weitere Daten, die zur Bewertung des Schaltzustandes und der Lebensdauer des Gerätes über die Datenschnittstelle ausgegeben werden. Außerdem ist eine Fern-Abschaltung sowohl über die Datenschnittstelle als auch über einen digitalen Steuereingang möglich. Letzterer kann verwendet werden, wenn eine deterministische, schnelle Abschaltung von einer externen Komponente erforderlich ist. Der Steuereingang wird z.B. vom Kurzschließer des Projektpartners Dehn genutzt, um eine Stromtrennung zu ermöglichen, wenn der Kurzschließer in Folge eines energiereichen Lichtbogens aktiviert wird, um eine reversible Funktionsweise des Kurzschließers zu realisieren.

Zur Stromversorgung des Elektronik-Moduls über die Ethernet-Schnittstelle wurde eine Schaltung für das verbreitete „Power over Ethernet“ (PoE) entworfen, die auch die Versorgung mittels eines Standard 24 V DC-Netzteils zulässt. Zur Erhöhung der Funktionssicherheit wurde auch eine redundante Stromversorgung durch beide Vorrichtungen vorgesehen.

Die Funktionen der Prototypen wurden unter Laborbedingungen positiv getestet. Sowohl die Schutzfunktionen als auch die Generierung verschiedener Daten und deren Übermittlung konnten nachgewiesen werden.

Ausführlicher Abschlussbericht

AP 10.1: Anforderungsanalyse

Der Fehlerstromschutzschalter soll insbesondere bei geerdeten Netzformen dazu dienen, in Endstromkreisen Erdfehlerströme, die zu gefährlich hohen Berührspannungen führen können, festzustellen und innerhalb von Grenzen normativ festgelegter Bemessungsgrößen abzuschalten. Er dient damit sowohl dem Personen- als auch dem Brand- und Anlagenschutz. Der Einsatz in IT-Netzformen ist nicht ausgeschlossen.

Stand der DC-Normung

Errichten von DC-Stromversorgungssystemen

Allgemeine Grundsätze, Bestimmungen allgemeiner Merkmale sowie entsprechende Begriffe zur Errichtung sowohl von AC- als auch von DC-Stromversorgungssystemen in Niederspannungsanlagen sind in der Errichtungsbestimmung DIN VDE 0100-100 festgelegt. Im Abschnitt 312.1.2 sind die Anordnungen stromführender Leiter in DC-Stromkreisen dargestellt. Abschnitt

312.2.4 zeigt die Ausführungsformen von Gleichstromsystemen nach der Art der Erdverbindung (TN, TT, IT). Im Anhang A sind hierzu Beispiele aufgeführt.

In Bezug auf Anforderungen zum Schutz gegen elektrischen Schlag, insbesondere zu Anforderungen zum Fehlerschutz der Schutzmaßnahme „Automatische Abschaltung der Stromversorgung“, sind in der Errichtungsbestimmung DIN VDE 0100-410 in Tabelle 41.1 maximale Abschaltzeiten für Endstromkreise sowohl in AC- als auch in DC-Stromversorgungssystemen festgelegt. Die Werte der maximalen Abschaltzeiten in DC-Stromversorgungssystemen insbesondere für Spannungen $U_0 > 400$ VDC sind derzeit in Beratung. In den entsprechenden Normungsgremien wird diskutiert, ob kürzere Abschaltzeiten erforderlich sind, welche sich möglicherweise mit herkömmlichen mechanischen Schaltgeräten nicht realisieren lassen.

Produktnormen für Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCDs) für Gleichstromsysteme

Allgemeine Anforderungen für RCDs in Gleichstromsystemen sind in der Gruppen-Sicherheits-Norm IEC 60755-1 aufgeführt. Diese Norm gilt als Basis für Produktkomitees zur Erarbeitung von Produktnormen. Im Abschnitt 5.3.3 sind Standardwerte für den Bemessungsfehlerstrom bei Gleichfehlerströmen genannt. Zum Schutz gegen elektrischen Schlag wird ein Wert von 80 mA, für den Schutz gegen thermische Auswirkungen (Brandschutz) ein Wert von 300 mA (wie auch bei AC-Stromversorgungssystemen) festgelegt. Anmerkung: Je nach Art verwendeter Betriebsmittel und Ausführung eines DC-Stromversorgungssystems können im Fehlerfall auch Wechselfehlerströme entstehen. Diese werden in der aktuell vorliegenden Ausgabe der IEC 60755-1 jedoch nicht berücksichtigt.

Aktuell ist auf IEC-Ebene ein Normungsvorhaben für eine Produktnorm für DC-RCCBs gestartet, also für Fehlerstromschutzschalter ohne eingebauten Überstromschutz zur Verwendung nur in DC-Stromversorgungssystemen. Diese Produktnorm soll sowohl mechanische als auch halbleiterbasierte und hybride Abschalteinrichtungen zulassen. Eine Bezeichnung der Norm mit Nummer liegt aktuell noch nicht vor. Ein weiteres Normungsvorhaben für eine Produktnorm für DC-RCBOs, also für Fehlerstromschutzschalter mit eingebautem Überstromschutz, wird erst nachfolgend gestartet, weil ausreichende Ergebnisse von Feldversuchen zur sicheren Abschaltung von Gleichströmen im Laien-bedienbaren Bereich derzeit nicht vorliegen. Des Weiteren ist auf IEC-Ebene ein Normungsvorhaben für Produktnormen für halbleiterbasierte Schutzschaltgeräte (RCCBs, RCBOs, MCBs) zur Verwendung sowohl in AC- als auch DC-Stromversorgungssystemen aktiv.

Mitarbeit in Normungs-Gremien

Aktuell, und zum Teil durch dieses Forschungsprojekt animiert, arbeiten drei Mitarbeitende der Firma Doepke Schaltgeräte GmbH in folgenden Normungsgremien mit, die sich mit der Erarbeitung von Produktnormen und Errichtung von Gleichstromsystemen befassen:

DKE/UK 541.2 (Kleine Selbstschalter) und mehrere zugehörige Arbeitskreise
DKE/UK 541.3 (Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen) und alle zugehörigen Arbeitskreise
DKE/UK 221.1 (Schutz gegen elektrischen Schlag) und mehrere zugehörige Arbeitskreise
DKE/UK 221.6 (Niederspannungsgleichstromverteilnetze) und mehrere zugehörige Arbeitskreise
IEC/SC23E WG12 (Semiconductor-RCBOs)

Betrachtungen zum Erdungskonzept in unterschiedlichen Netzformen

Im Rahmen der Anforderungsanalyse wurde der aktuelle Stand der normativen Anforderungen an Erdungssysteme zusammengefasst.

Die Ergebnisse wurden auch dem Forschungsprojekt DC Industrie 2 vorgestellt und nach gemeinsamer Diskussion überlassen. Sie werden in die Erarbeitung neuer Normen zur Errichtung von DC-Netzen einfließen.

RCCB für TN-DC-Systeme

DIN VDE 0100-100

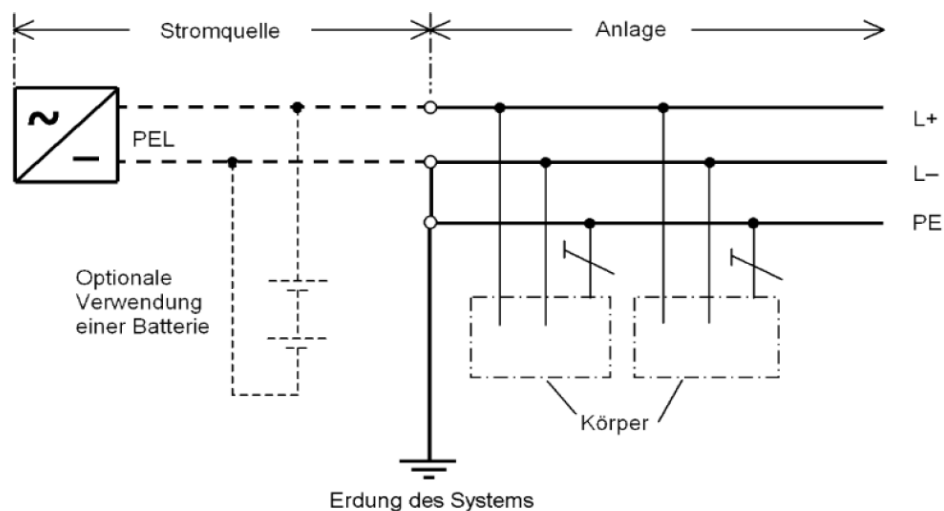
DIN VDE 0100-410

DIN VDE 0100-420

Fehlerstromschutzschalter werden in geerdeten Netzen (siehe Abb. 2.1.10.-1) in unterschiedlichen Anwendungsbereichen für den Schutz gegen elektrischen Schlag sowie den Schutz gegen die thermischen Auswirkungen des elektrischen Stromes gefordert. Sowohl in der Anwendung für den Schutz gegen elektrischen Schlag als auch die Anwendung für den Schutz gegen die thermischen Auswirkungen von Erdfehlerströmen schalten Fehlerstromschutzschalter den fehlerhaften Endstromkreis bei Überschreitung gefährdender Größen ab.

Eine Überschreitung im Sinne des Personenschutzes liegt vor, sofern die in IEC 60479 benannten Werte für die Herzkammerflimmergrenze überschritten werden. Im Sinne des Brandschutzes ist eine Abschaltung notwendig, bevor es zu der Überschreitung des als brandgefährlich geltenden Wertes von mehr als 60 W an der Fehlerstelle kommt.

Voraussetzung für die Abschaltung im Falle eines Erdfehlerstromes ist das Einhalten der Grenzwerte der Fehlerschleifenimpedanz der Installation, welche in der VDE 0100-410 gefordert wird.



ANMERKUNG Zusätzliche Erdung des PE in der Anlage darf vorgesehen werden.

Abb. 2.1.10.-1: Darstellung TN-S-DC-System

RCCB für IT DC System

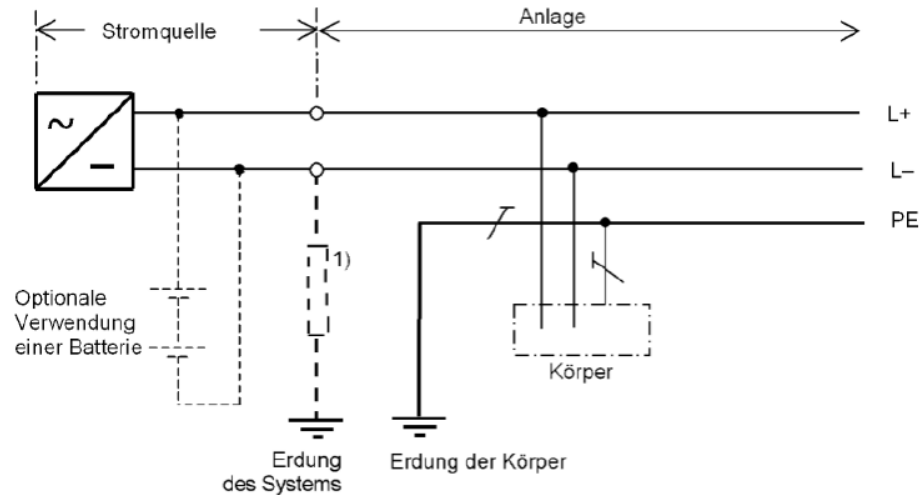
DIN VDE 0100-100

DIN VDE 0100-410

Fehlerstromschutzschalter werden in unterschiedlichen Applikationen auch bei der Netzform IT als zusätzlicher Schutz gefordert (siehe Abb. 2.1.10.-2). In dieser Anwendung wird sie jedoch erst bei einem zweiten Erdfehler aktiv. Ein erster Fehler führt bei dieser Betrachtung zur Erdung des Systems mit unbekannter Impedanz. Beim zweiten Fehler, der z.B. bei Berührung eines unter Spannung stehenden Gehäuses durch die beim ersten Fehler entstandene Erdung einen Körperstrom bewirkt, schaltet die RCCB den fehlerhaften Endstromkreis bei Überschreitung gefährdender Größen ab.

IT-Netze sind üblicherweise von der Erde isoliert, hierauf beruht die Schutzmaßnahme der sicheren Trennung. In Deutschland ist gemäß VDE 0100-410 eine hochohmige Erdung nur für Mess- und Funktionszwecke erlaubt (z.B. Iso-Überwachungsgeräte).

Dieser Passus der Norm lässt sich ausnutzen, um die Spannungsversorgung zumindest der Schutzfunktion der RCCB auch bei Ausfall nur eines Phasenleiters aufrecht zu erhalten. Im Gegensatz zu AC-Netzen, in denen RCCB für die Standard-Schutzfunktion (Typ A) keine separate Hilfsenergie benötigen, ist die Erfassung von DC-Fehlerströmen ohne Versorgungsenergie der Elektronik nicht möglich.



- 1) Das System darf mit Erde über eine ausreichend hohe Impedanz verbunden sein.
 Erdung des IT-Systems über eine ausreichend hohe Impedanz wird in Deutschland nur für Mess- oder Funktionszwecke angewendet.

Abb. 2.1.10.-2: Darstellung IT-DC-System

In der DIN IEC/TS 63053 (VDE V0640-053) „Allgemeine Anforderungen an Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen für Gleichstromsysteme“ werden Mindestanforderungen und Empfehlungen für Prüfverfahren von Normen für Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCD) für die Verwendung in Gleichstromsystemen gegeben.

Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen für Gleichstromsysteme können für den Fehlerschutz (automatische Abschaltung der Stromversorgung nach DIN VDE 0100-410:2018 / IEC 60364-4-41:2005, Abschnitt 411) verwendet werden; sie können auch als Schutz bei direktem Berühren eingesetzt werden. Sie bieten Schutz gegen elektrischen Schlag für nachgeschaltete Einrichtungen in Gleichstromnetzen.

Übersicht der technischen Anforderungen an den DC RCD

Eine Übersicht der ermittelten wesentlichen technischen Anforderungen an den RCD für DC-Netze ist in Tab. 2.1.10.-1 aufgezeichnet.

Tab. 2.1.10-1: Übersicht der technischen Anforderungen an den DC RCD

Technische Anforderung an den DC RCD	
Bemessungsspannung	$\pm 400 V_{DC}$ (L-/M oder L+/M)
Netzform	Vorzugsweise geerdetes Netz
Betriebsspannung für DC- Erfassung	24 V _{DC} oder PoE (Power over Ethernet)
Bemessungsstoßspannung U_{imp}	4 kV
Bemessungsschaltvermögen I_m	500 A
Bemessungsstrom I_n	16 A
Bemessungskurzschlussstrom I_{sc}	Min. 3 kA
Stoßstromfestigkeit 8/20 μs	3 kA
Bemessungsgleichfehlerstrom $I_{\Delta n}$	80 mA
Frequenzbereich des Fehlerstroms	0 Hz bis 100 kHz
Nichtauslösezeit ($I_{\Delta n}$ Impulsfestigkeit)	10 ms
Max. Abschaltzeit	$1 \times I_{\Delta n} \leq 300 \text{ ms}$ $5 \times I_{\Delta n} \leq 40 \text{ ms}$
Mechanische Lebensdauer	2000 Schaltspiele mit I_n
Isolationskoordination (IEC 60664)	Kat II / Verschmutzungsgrad 2
Umgebungstemperaturbereich	-25°C...60°C
Schutzart	IP20
Stromgesteuerte Schnittstelle	Drahtgebundene Ansteuerschnittstelle zur externen Auslösung, Vorzugsweise Stromschleife 1-20 mA / 24 V
Hilfsschalter zur Meldung des Schaltzustandes	Mikroschalter für 24 V / 100 mA
Kommunikationsschnittstelle Modbus TCP	Angepasst an Wago Steuerung der IISB, die RCD dient als Slave
Drahtgebundene Steuersignale	Auslösen durch externes Signal (Input), angepasst an Kurzschließer DEHN, Meldung „Ausgelöst“ (Output, Open Collector)
Sensordaten über Modbus TCP	Siehe Modbus TCP Registerbelegung Tab 2.1.10.-2

AP 10.2: Entwicklung Sensorik, Auswerteschaltungen

Messung des Laststroms

Bei der Sensorik für die Laststrommessung wurden zwei mögliche Varianten betrachtet – die Messung über Shuntwiderstände und die Messung über Hallsensoren. Hierzu wurden einige Prototypen aufgebaut und überprüft (siehe Abb. 2.1.10.-3).

Ausgewählt wurden Hallsensoren, da die Shuntwiderstände in unserer Anwendung einem Kurzschluss von mindestens 3 kA standhalten müssen und dementsprechend die Genauigkeit im Ampere-Bereich nicht mehr gegeben ist.

Bei der notwendig gewordenen Konzeptumstellung (siehe auch AP 10.3; Konzept 2) musste allerdings aus Platzgründen auf die Sensorik verzichtet werden.

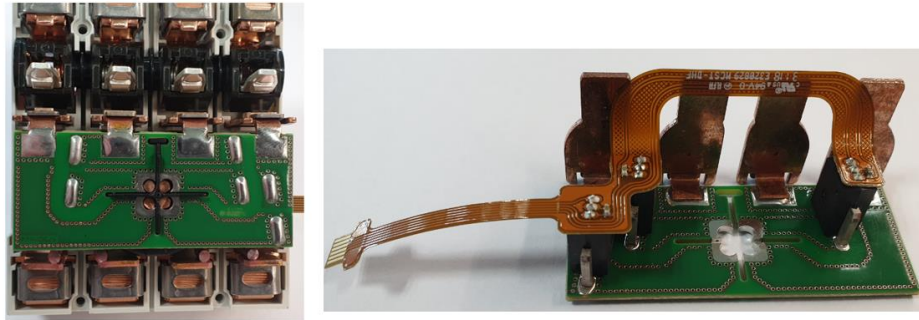


Abb. 2.1.10.-3: Messung mit Hallsensoren

Schaltstellungsanzeige

Die Anzeige der Schaltstellung wurde mittels Mikroschalter realisiert. Dieser wurde unten an der Schaltwalze auf einer Leiterplatte positioniert, siehe Abb. 2.1.10.-4.

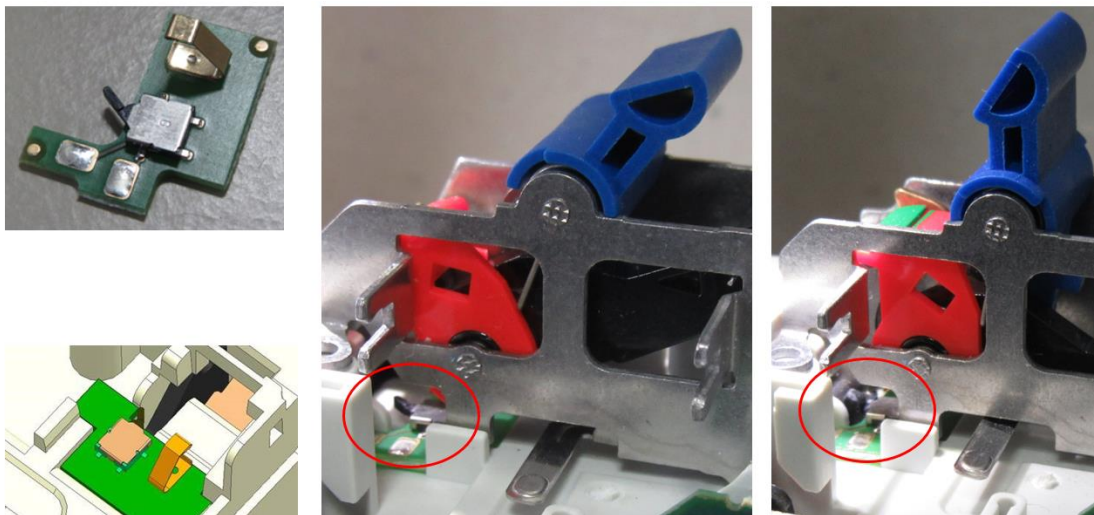


Abb. 2.1.10.-4: Elektrische Ein-Aus-Anzeige des Kontaktapparates

Nach der der Konzeptumstellung (siehe auch AP 10.3; Konzept 2) wurde der Mikroschalter hinter dem verzögerten Kontakt positioniert, siehe Abb. 2.1.10.-5.

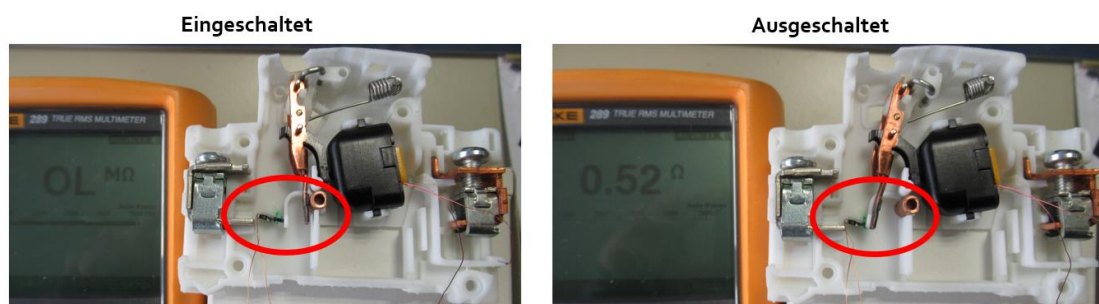


Abb. 2.1.10.-5: Abfrage der Kontaktstellung: Ein / Aus mittels Mikrokontakt

Differenzstromerfassung

In der weiteren Systemanalyse und Modellierung unterschiedlicher Parameter durch den Projektpartner E-T-A wurde ermittelt, dass sich durch dynamische Lastsprünge auch Ableit- und Fehlerströme (Differenzströme) im unteren kHz-Bereich ergeben können. Aus diesem Grund

wurde die Fehlerstromerfassung nicht nur für DC, sondern auch für Frequenzen bis 100 kHz erweitert, um für diese weiter zu untersuchenden Phänomene vorbereitet zu sein, vgl. Abb. 2.1.10.-6.

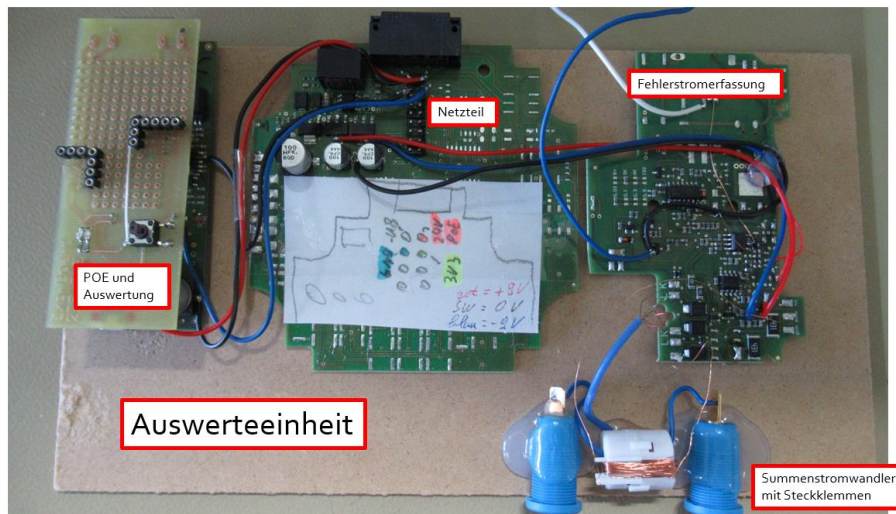


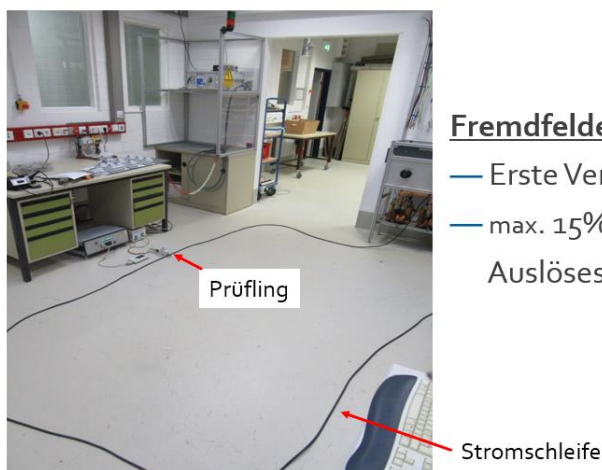
Abb. 2.1.10.-6: Platine der Differenzstromerfassung

Der Differenzstromwandler ist für die Erfassung der DC-Differenzströme aktiv gesteuert. Aufgrund der Sensitivität auf DC-Differenzströme wurde ein besonderes Augenmerk auf die Resilienz gegen Fremdmagnetfelder des Wandlers durch DC-Lastströme gelegt, siehe Abb. 2.1.10.-7 zu Tests mit Fremdfeldeinkopplung.

Auch der Einfluss des fließenden Laststromes auf die Erfassung von DC-Fehlerströmen wurde bis ± 200 ADC untersucht, vgl. Abb. 2.1.10-8.

Des Weiteren wurde das Remanenzverhalten analysiert, vgl. Abb. 2.1.10-9. Nach derzeitigem Stand ist eine gesonderte Abschirmung des Summenstromwandlers nicht erforderlich.

Aufgrund derzeit noch offener Diskussionen in den Normungsgremien über den korrekten Fehlerstrom-Bemessungswert in DC-Netzen wurde die Schaltung derart gestaltet, dass eine Modifikation leicht möglich ist.



Fremdfeldeinkopplung

- Erste Versuche mit 300A AC und 300A DC
- max. 15% Änderung in der Auslöseschwelle

Abb. 2.1.10.-7: Fremdfeldeinkopplung auf DC-Differenzstromerfassung

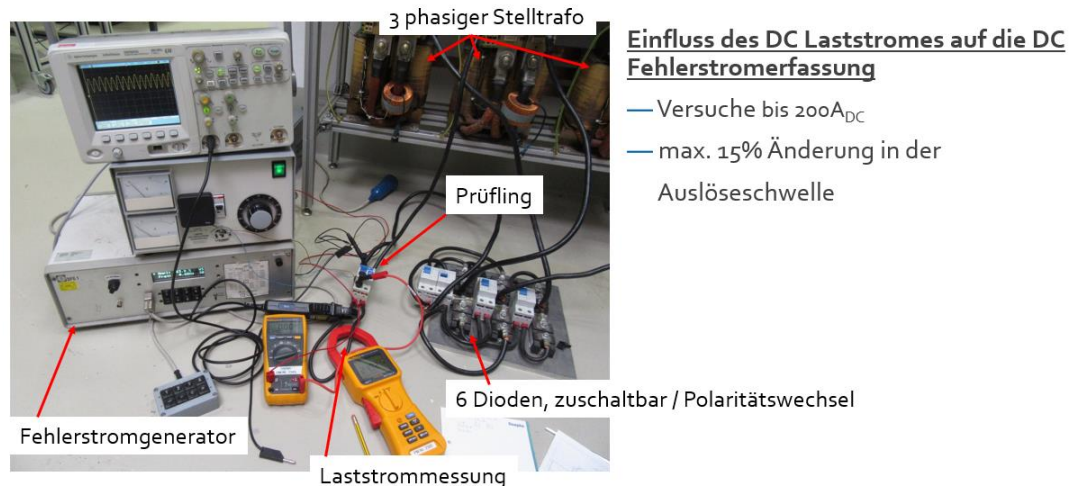


Abb. 2.1.10.-8: Einfluss des Laststromes auf die DC-Differenzstromerfassung

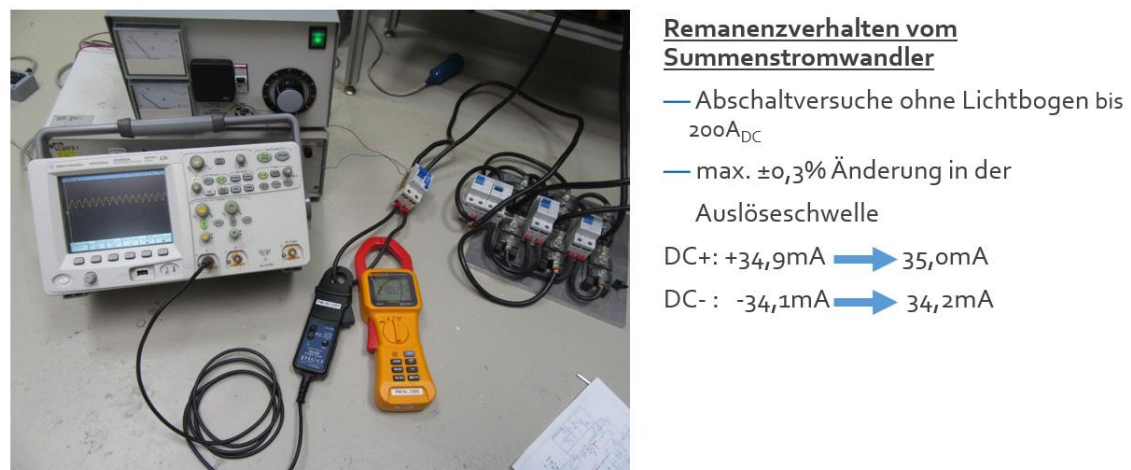


Abb. 2.1.10.-9: Analyse des Remanenzverhaltens im Summenstromwandler

AP 10.3: Entwicklung Hybrides Schalten nach Bedingungen für RCD

Konzept 1 (verworfen)

Die Basis für das DC-Schalten sollte eine Kombination aus bestehendem mechanischen Schaltkontakt einer RCCB für AC-Netze und einer Leistungshalbleiterbaugruppe von E-T-A werden, siehe Abb. 2.1.10-10.

Angedacht war ein vierpoliges Gerät mit zwei Lastkontakten, wobei zu jedem Lastkontakt ein Leistungshalbleiter parallelgeschaltet wird, um den Lichtbogen im Schaltmoment zu übernehmen. Auch wurden zwei weitere Hilfskontakten integriert, die eine galvanische Trennung im ausgeschalteten Zustand zwischen Last- und Eingangsspannung herstellen sollen.

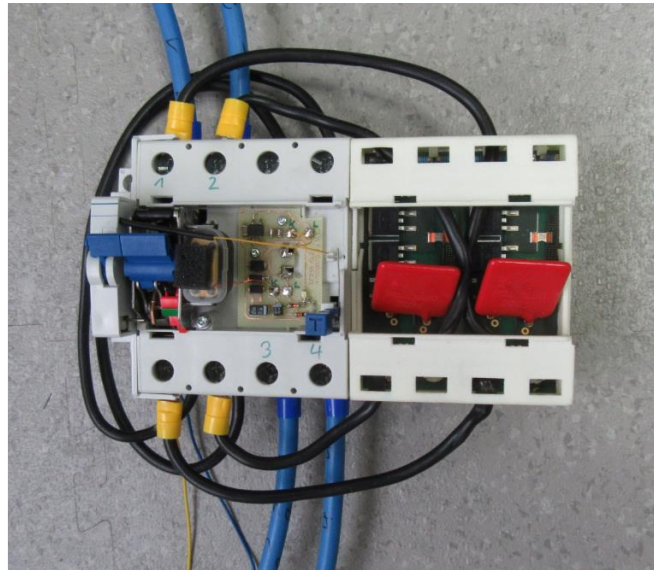


Abb. 2.1.10.-10: Prototyp Konzept 1

Beim Abschaltvorgang muss jeder Hilfskontakt dem zugehörigen Lastkontakt um ca. 2 ms zeitverzögert nacheilen, da der Hilfskontakt nicht durch den leistungselektronischen Parallelpfad geschützt wird.

Dazu wurden Versuche durchgeführt, das vierpolige Gerät mit einer durchgehenden Schaltwalze für alle vier Kontakte durch unterschiedliche Kontaktstärken und Anlagepunkte zeitverzögert schalten zu lassen.

Zudem wurde ein Prototyp entworfen, bei dem zusätzliche Löschbleche mit dazugehörigen Ausblaskanal für den Überdruckabbau des Lichtbogens integriert wurden, siehe Abb. 2.1.10-11.

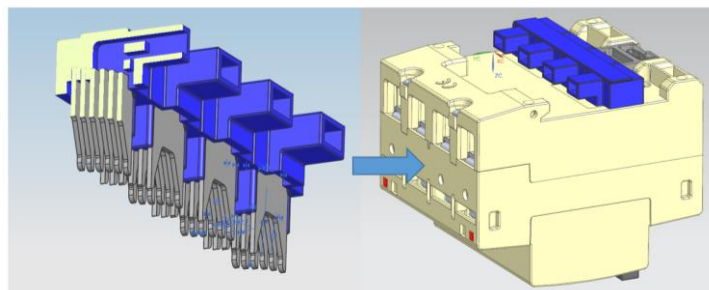


Abb. 2.1.10.-11: Ausblaskanäle Konzept 1

Die hier verwendete Hybridelektronik von E-T-A ist für einen Laststrom bis 100 A ausgelegt und kann bis zu diesem Strom nahezu lichtbogenfrei trennen. Somit kann eine hohe Schaltspielzahl für Schaltungen von Strömen bis 100 A erreicht werden, da Kontaktabbrand vermieden wird. Bei Strömen, die diese Grenze überschreiten, sperrt die Leistungselektronik automatisch, um eine Überlastung zu vermeiden. In diesem Fall muss die Abschaltung durch die mechanische Kontakttrennung bewältigt werden.

In elektrischen Anlagen sind Kurzschlussströme zu erwarten, die weitaus größer als die 100 A sind. Die Bemessungsgröße für RCCB in AC-Netzen liegt bei 6 kA oder 10 kA. Diejenigen für DC-Netze sind normativ noch in Beratung und werden derzeit denen in AC-Netzen gleichgesetzt.

Entsprechend wurden Schaltversuche mit einem moderaten Überlaststrom von 150 A bei 400 V_{DC} im DC-Prüflabor durchgeführt. Der Schalter mit der nun geplant sperrenden Hybridelektronik konnte den Strom nicht trennen. Es versagten in der Folge der Schaltkontakt

mit den Löschblechen, was einen stehenden Lichtbogen an den Hilfskontakten zur Folge hatte, vgl. Abb. 2.1.10.-12 und Abb. 2.1.10.-13. Somit musste im Versuch eine manuelle Notabschaltung auf der AC-Seite durchgeführt werden.

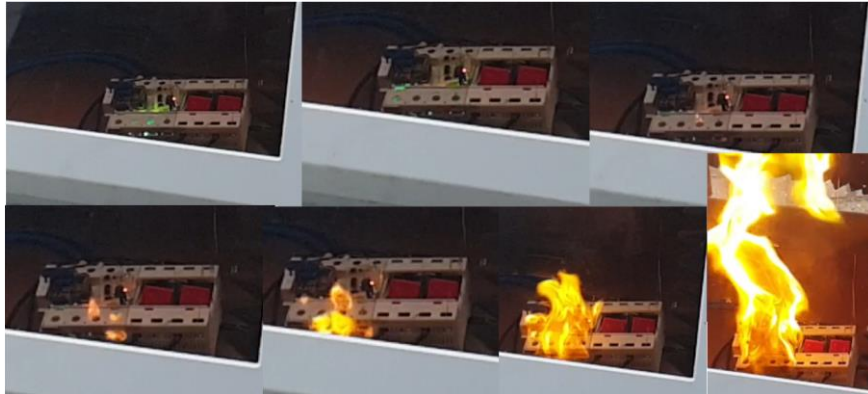


Abb. 2.1.10.-12: Konzept 1 - Versuch der Abschaltung bei 150 A DC

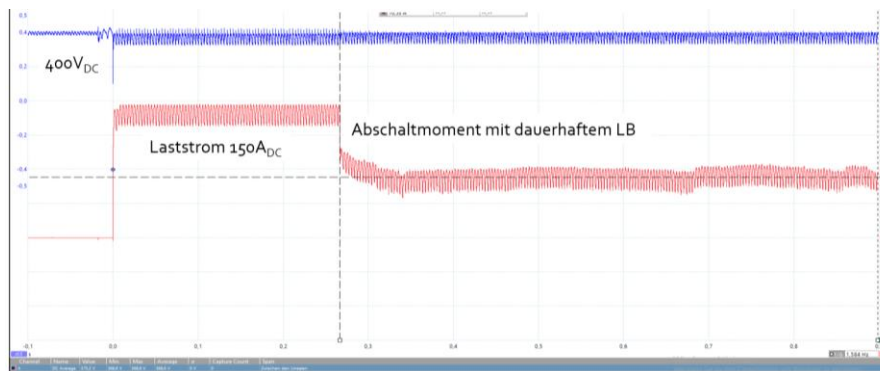


Abb. 2.1.10.-13: Oszillogramm der Abschaltung bei 150 A DC

Eine sichere Lichtbogentrennung war also nicht möglich. Verschiedene Ideen zur weiteren mechanischen Verzögerung der Hilfskontakte führten zu keiner Lösung.

Als neuer Ansatz wurde der Einsatz von zwei einzelnen Schaltgeräten gewählt, die separat elektronisch angesteuert werden, vgl. Abb. 2.1.10.-14.

Konzept: interner Aufbau Mechanik und Elektronik TA Elektronik im Anbauehäuse

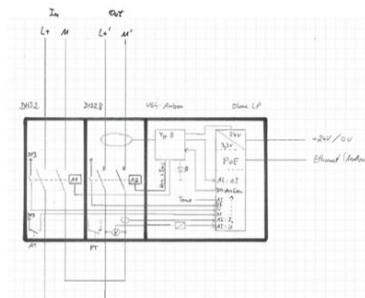


Abb. 2.1.10.-14: neuer Ansatz zum Konzept 1 mit zwei separaten Schaltgeräten

Somit lässt sich für den Auslösefall eine beliebige Verzögerungszeit zwischen dem Lastkontakt und dem Hilfskontakt einstellen, in dem Versuchsaufbau wurde eine Verzögerung von 65 ms gewählt, vgl. Abb. 2.1.10.-15.

Ein mechanisches Ausschalten mittels Knebel würde die gewollte und eingebrachte Zeitverzögerung der Kontaktpaare jedoch umgehen und musste verhindert werden. Dafür wurde ein Betätigungsschutz in der Haube konstruiert, der ein manuelles Abschalten verhindert.

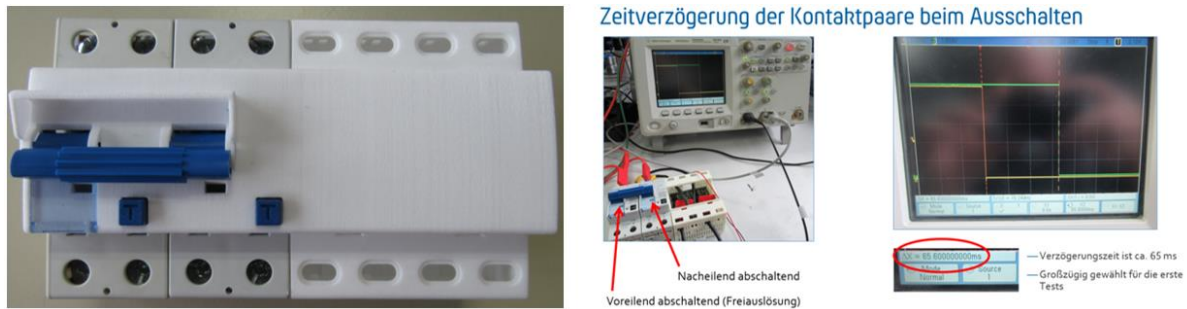


Abb. 2.1.10.-15: Zeitverzögerung Konzept 1 - Version 2

Nach Recherche eines aktuellen Normenentwurf für DC-RCDs (IEC 60755:2017) ergab sich allerdings, dass es möglich sein muss, den RCD manuell ein- und auszuschalten.

Aus diesem Grunde musste diese Lösung verworfen werden. Wie weiterhin in der Diskussion zwischen den Partnern Doepke und E-T-A geklärt wurde, hätte eine Anpassung der Leistungshalbleiterbaugruppe des Hybridsystems auf deutlich höhere Ströme bis 500 A eine Vervielfachung der Leiterplattenfläche, des Gehäusevolumens und der Kosten bedeutet. Darüber hinaus müsste bei Strömen oberhalb von 500 A der mechanische Kontaktapparat den DC-Strom wieder trennen können, was mit dem vorliegenden Aufbau aufgrund des reduzierten Löschblechpakets nicht hätte gelingen können.

Das Konzept wurde deshalb von Grund auf überdacht und es wurden Überlegungen angestellt, einen DC-RCD ohne Hybridelektronik zu entwickeln.

Konzept 2

Das neue Konzept folgte der Idee, aus vorhandenen AC-Leitungsschutzschaltern (LS) mit Hilfe von Permanentmagneten DC-Leitungsschutzschalter zu entwickeln, die grundsätzlich ein sicheres Trennen von DC-Strömen ermöglichen. Durch Modularität könnten unterschiedliche Systemspannungen adressiert werden. Der Fehlerstromschutz soll dabei in einem anbaubaren Modul integriert werden, um damit ein Kombinationsgerät für Leitungs- und Fehlerstromschutz (RCBO) für DC-Netze herzustellen. Das Anbaugerät soll die mechanische Kopplung der Auslösung zum Leitungsschutzschalter bedienen. Ein weiteres Anbaumodul würde – wie im vorherigen Konzept – alle Auswerte-, Kommunikations- und Netzteilschaltungen beinhalten, vgl. Abb. 2.1.10.-16.

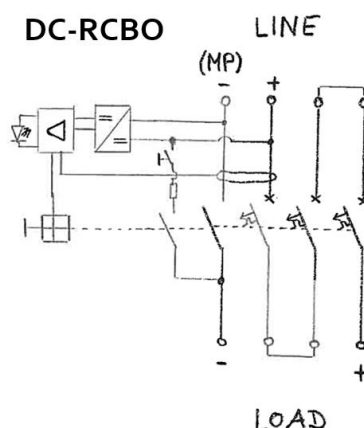


Abb. 2.1.10.-16: Konzeptentwurf 2

Einsatz von sog. Blasmagneten zur Lichtbogenlenkung

Zu Beginn dieses neuen Konzeptes wurden nur Vorversuche mit Leitungsschutzschaltern durchgeführt, um zu überprüfen, welche Anzahl an Kontaktstrecken für eine Spannung von

440 V_{DC} benötigt werden und ob diese dann einen Strom von 500 A mit einer Zeitkonstante von 4 ms trennen können. Es stellte sich heraus, dass hierfür drei in Reihe geschaltete Leitungsschutzschalter benötigt werden, vgl. Abb. 2.1.10.-17 und Abb. 2.1.10.-18.

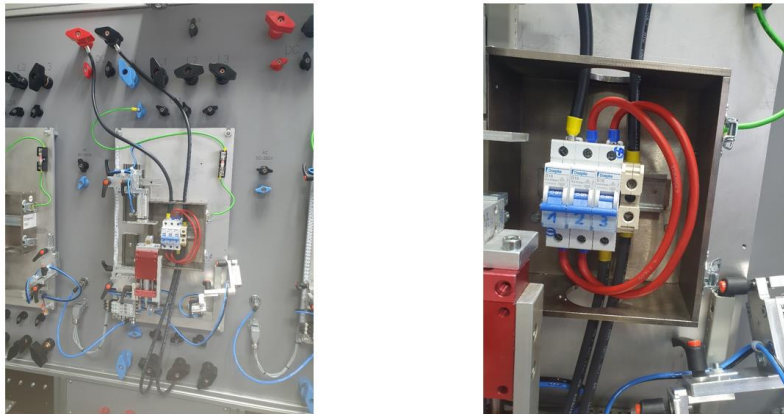


Abb. 2.1.10.-17: Machbarkeitsstudie zum Konzept 2

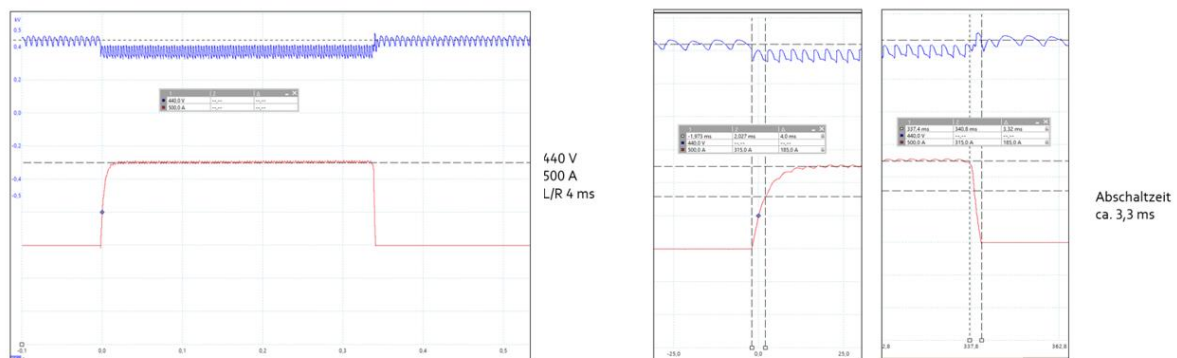


Abb. 2.1.10.-18: Messergebnisse der Machbarkeitsstudie zum Konzept 2

In diese Schalter wurden nun Permanentmagneten integriert, die dafür sorgen sollen, dass auch bei niedrigen Stromwerten der Lichtbogen in die Löschkammer getrieben wird, vgl. Abb. 2.1.10.-19. Zur Auswahl standen Neodym und Ferrit als Magnetmaterial.

Die Messungen wurden mit einem einzelnen Pol und 220 V_{DC} gestartet. Es wurden die Bimetallschraube und der Stößel für die magnetische Schnellauslösung entfernt, damit der maximale Strom länger fließen kann, ohne dass der Schalter die Stromflussdauer begrenzt.

Es zeigte sich, dass bei Stromamplituden zwischen 5 A und 50 A die Neodymmagneten den Lichtbogen öfter und schneller in die Löschkammer treiben als die Ferrite, Messungen siehe Abb. 2.1.10.-20.

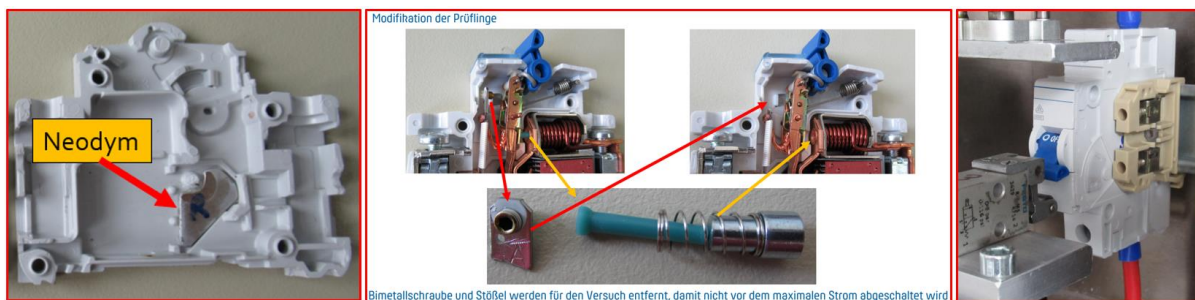


Abb. 2.1.10.-19: Aufbau der Magnetanordnung zu Konzept 2

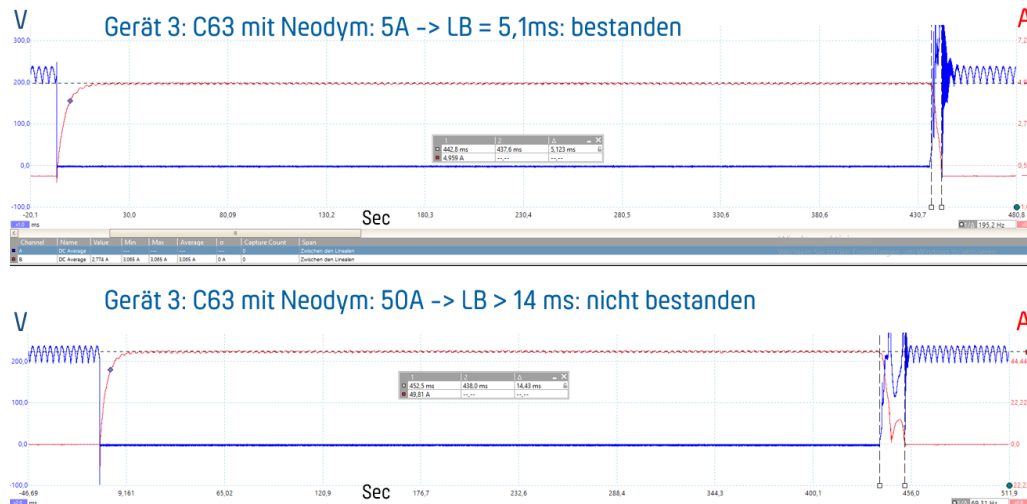


Abb. 2.1.10.-20: Versuche mit Neodymmagneten mit 5 A sowie mit 50 A

Im Rahmen der Konzeptüberlegungen wurde die optimale Anordnung der Permanentmagneten entwickelt. Hierbei standen unterschiedliche Konzepte zur Auswahl, insbesondere war hierbei die Fragestellung interessant, wie die gesamte Baugruppe mit mehreren in Reihe geschalteten Leitungsschutzschaltern dennoch als kompaktes Gesamtgerät ohne äußere Leiter Schleifen realisieren lässt. Um das Prinzip zu verdeutlichen, folgt eine schematische Darstellung der Varianten in Abb. 2.1.10.-21.

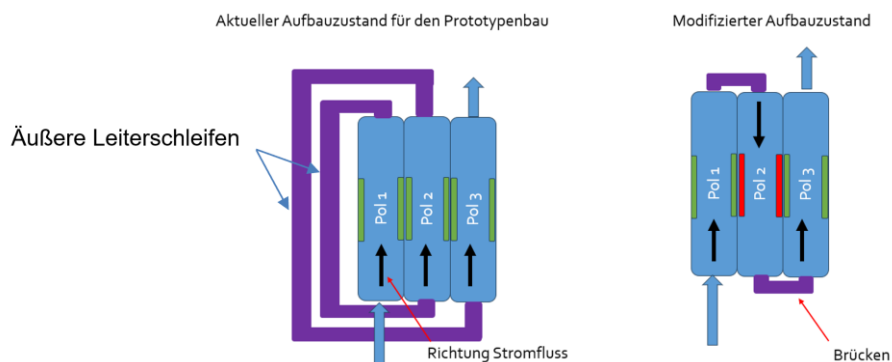


Abb. 2.1.10.-21: Schematische Darstellungen der Magnetanordnungen

Anfänglich wurde das links abgebildete Konzept mit äußeren Leiterschleifen in den Versuchen verwendet, es zeigt gute Ergebnisse und kann entsprechend genutzt werden.

Im Rahmen einer Weiterentwicklung zu diesem Thema wurden die Permanentmagnete (hier in Rot und Grün dargestellt) anders angeordnet, bzw. gegenpolige Permanentmagnete verwendet, um möglicherweise eine kompaktere Bauform des Gerätes ohne äußere Leiterschleifen und nur mit Brücken zu realisieren.

Zur Erprobung des Konzeptes wurde auch hier vorerst die FEM angewendet (Comsol Multiphysics), um den Einfluss der Magnetpolung auf die auftretenden Magnetfelder in Zusammenhang mit der Stromflussrichtung zu ermitteln. Hierfür wurden zunächst zwei FE-Modelle aufgebaut, wie in der schematischen Abbildung gezeigt. Dabei hat sich herausgestellt, dass sich die Magnetfelder in dieser Anordnung teils aufheben und somit die Permanentmagnete nicht den gewünschten Effekt hätten. Daraufhin wurden als Zwischenschritt die beiden mittleren Magnete im FE-Modell herausgenommen, im realen Schaltgerät würden diese ebenfalls entsprechend entfallen. Das Resultat zeigt, dass sich die Magnetfelder freier ausbreiten können und dass sie sich in ihrer Wirkung entfalten können, vgl. Abb. 2.1.10-22.

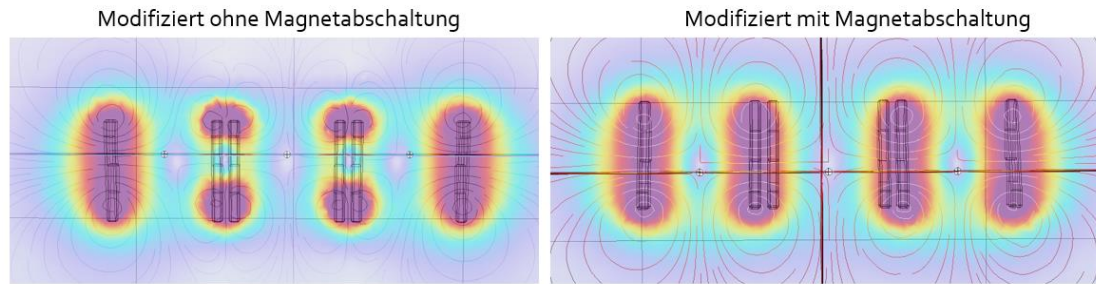


Abb. 2.1.10.-22: FE-Simulationsergebnisse zu den Magnetanordnungen

Resultierend aus den hieraus ermittelten Erkenntnissen wurden daraufhin Versuche mit beiden Aufbauzuständen durchgeführt, wofür entsprechend realitätsnahe Prototypen mit beiden Magnetanordnungen aufgebaut und mit Strom beaufschlagt wurden.

Diese Versuche wurden mit 5, 10, 30, 50, 100, 200 sowie 500 A durchgeführt, um auch ggf. kritische Strombereiche unter 500 A abzudecken. In beiden Aufbauzuständen mit äußeren Leiterschleifen bzw. mit Brücken kann für alle Stromstärken sicher abgeschaltet werden (bei 500 A in der ersten Variante innerhalb von 5 ms, in der zweiten innerhalb von 6 ms). Somit besteht die Möglichkeit, die Variante mit den Brücken anstelle der größeren Leiterschleifen zu verwenden, dies lässt eine deutlich kompaktere und ästhetischer Gestaltung zu.

Optimierung des Kontaktapparates

Der einzelne Pol konnte die 220 V_{DC} nicht vollständig sicher trennen, d.h. auch für 220 V_{DC} werden mindestens zwei Pole in Reihe geschaltet.

Um nun aus diesen Erkenntnissen mit dem Entwurf eines RCBO zu beginnen, war es nötig, sich für eine Kontaktvariante zu entscheiden. Die Wahl fiel auf einen Lastkontakt (mit Löschkammer) und auf einen „ungeschützten Pol“, der nicht für Schaltvorgänge unter Last ausgelegt wird. Im Bereich des ungeschützten Pols wurden durch den freiwerdenden Platz ein Differenzstromwandler und ein Haltemagnetauslöser eingeplant. Als Anbauteil wurde ein 2-Teilungseinheiten-Gehäuse für die weitere Elektronik vorgesehen, siehe hierzu Abb. 2.1.10.-23 (Elektronik-Anbauteil in dunklerem Grau im mittleren Teilbild).

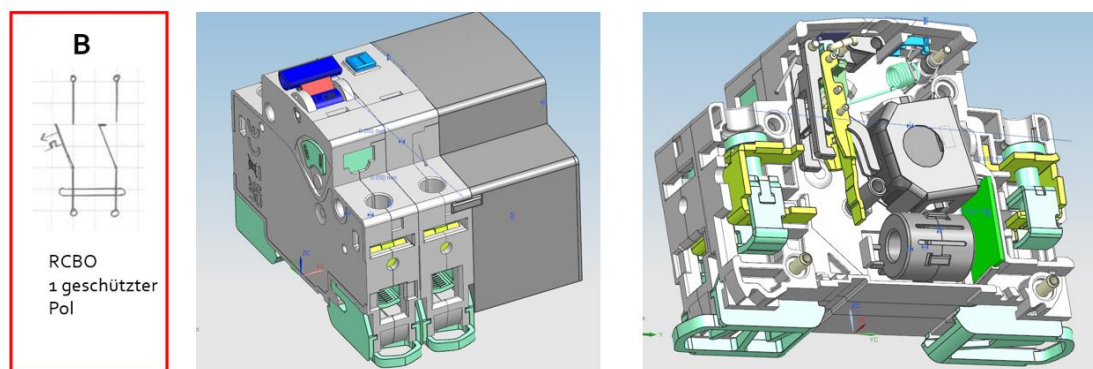


Abb. 2.1.10.-23: Gesamtkonzept des modularen DC-RCBO

Um einen ungeschützten Pol verschleißfrei nutzen zu können muss – wie bereits bei der Hybridelektronik erwähnt – der ungeschützte Pol zeitverzögert abschalten.

Die einzelnen Pole sind derzeit – wie auch bei gewöhnlichen Leitungsschutzschaltern – über ein bewegliches Koppellement miteinander verbunden, um im Falle einer Abschaltung bei z.B. einer Reihenschaltung mehrerer Pole die Trennstrecke zu erhöhen oder mehrere Phasen gleichzeitig zu trennen, siehe Abb. 2.1.10.-24. Durch eine Variation dieser Verbindung, den sog. Mitnehmer, konnte eine mechanische Verzögerungszeit realisiert werden.

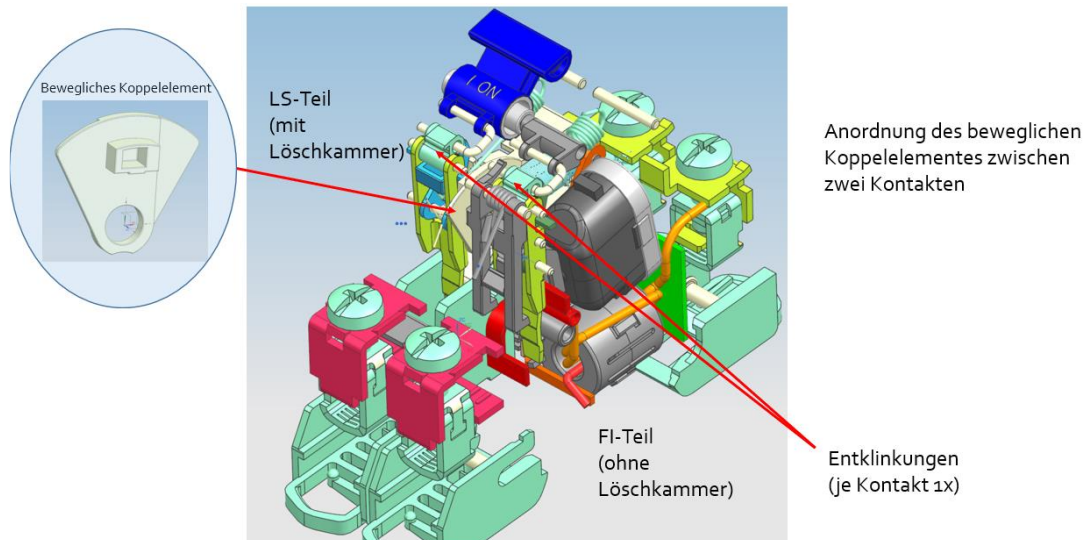
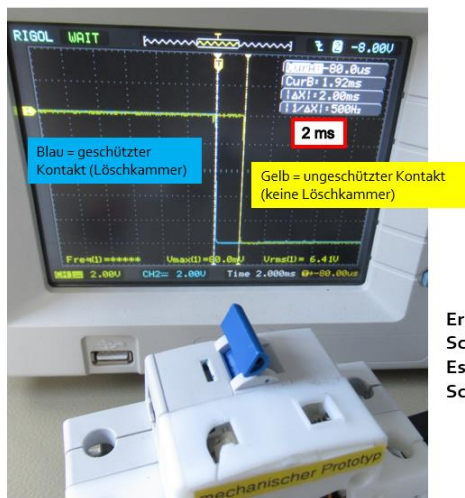


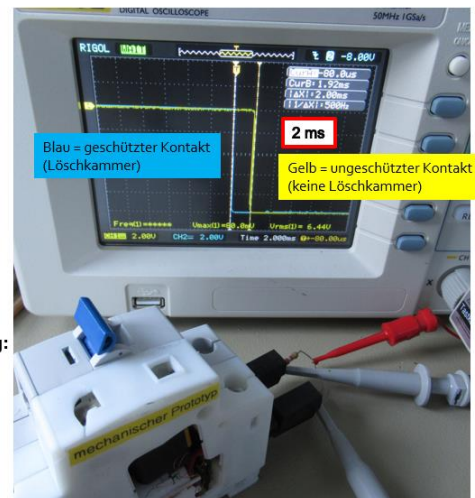
Abb. 2.1.10.-24: DC-RCBO ohne Gehäuse

Um den Schaltverzögerung durch den „Mitnehmer“ verifizieren zu können, wurden in der Entwicklungsphase FE-Simulationen durchgeführt und diese im Anschluss, als entsprechende Spritzgussteile vorlagen, mit der Realität im Rahmen eines Versuchsaufbaus verglichen. Der Versuchsaufbau ist in Abb. 2.1.10.-25 dargestellt.

Auslösung durch Fehlerstrom
RCD „rechte Gehäuseseite“ : 2ms



Auslösung durch Überstrom
LS „linke Gehäuseseite“ : 2ms



Ergebnisse der Schaltverzögerungsmessung:
Es erfolgt immer ein Schaltverzug von 2ms

Abb. 2.1.10.-25: Messung des mechanischen Schaltverzugs des DC-RCBO

Im Versuchsaufbau wurden entsprechend alle möglichen Auslösefälle erprobt, um sicherzustellen, dass der Schaltverzug in jedem Fall vorhanden ist.

Wie beschrieben wurden zuvor FEM-Berechnungen der gesamten konstruktiven Baugruppe durchgeführt, wobei diese Ergebnisse für die relevanten, physikalischen Eigenschaften des Schaltgeräts wie Massenträgheiten, Federkräfte, geometrische Eigenschaften sowie elastische Deformationen der Komponenten berücksichtigt wurden. In Abb. 2.1.10.-26 sind die Simulationsergebnisse des Schaltverzugs und der Trennstreckenverläufe der beiden Kontakte über die Zeit dargestellt.

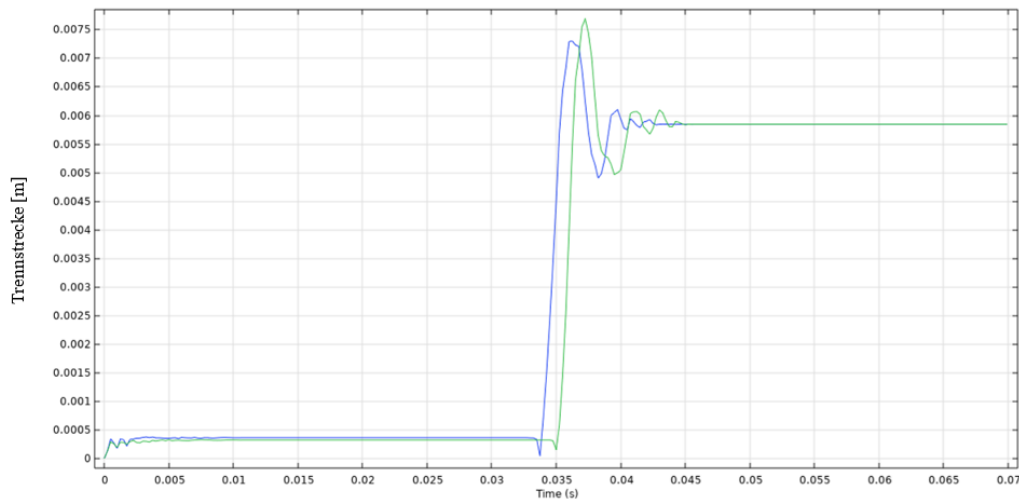


Abb. 2.1.10.-26: FE-Simulation des mechanischen Schaltverzugs

Sowohl im Versuchsaufbau als auch in der vorgelagerten Simulation ist eine Kontakttrennungsdifferenz von etwa 2 ms erreicht worden. Die Ergebnisse der FEM-Simulation und des Versuchsaufbaus stimmen somit überein.

Zudem konnte ein Kontakttrennungsweg von 3,5 mm gemessen werden. Die Differenz der Kontakttrennung reicht aus, um den Lichtbogen überwiegend im Last-schaltenden Kontakt zu löschen, entsprechend ist der gewünschte Effekt eingetreten. Zu dem Prinzip der versetzten Kontakttrennung ist im Rahmen dieses Projektes ein Patent entwickelt und angemeldet worden.

Ergänzend dazu wurde ein Schaltversuch mit einem prospektiven Wert von 500 A_{DC} durchgeführt, bei dem die Funktion des Mitnehmers getestet wurde. Auch wurde eine Differenz von 2 ms zwischen zwei Kontaktöffnungen gemessen. Für diesen Versuch wurden die Bimetallschraube und der Stößel nicht entfernt. Der prospektive Wert von 500 A wird nicht erreicht – während des Abschaltvorgangs treten maximal 280 A auf, siehe Abb. 2.1.10.-27.

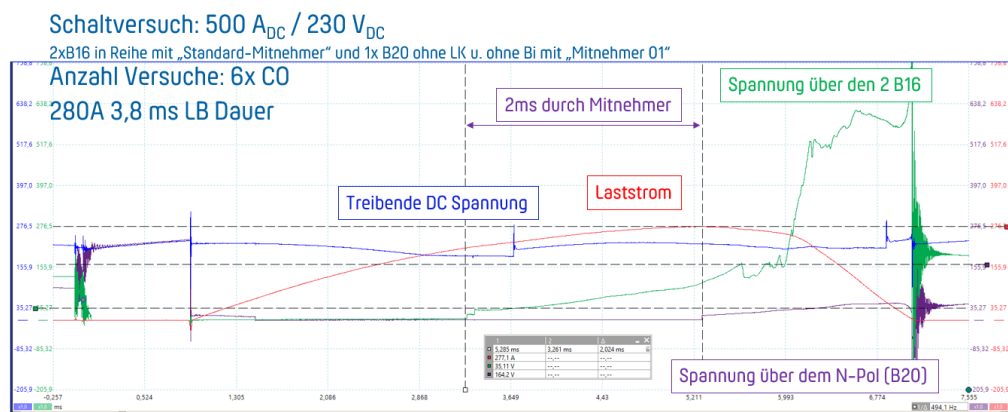


Abb. 2.1.10.-27: Schaltverzug durch Mitnehmer unter Last

Für den mechanischen Aufbau des DC-RCBO konnten nach erfolgreicher Prüfung der Funktionsweise mittels additiv gefertigter Teile weitere Werkzeuge bestellt sowie geändert werden, da hiernach ausreichend Sicherheit für diesen Schritt gewonnen wurde. Aufgrund der relativ hohen Investition in Werkzeugtechnik hinsichtlich der nötigen Prüfung aller zu erfüllenden Kriterien war dieser letztlich erfolgreiche Schritt wichtig zur Risikominimierung.

Bestimmte Belastungskriterien (insb. Schalteleistungsprüfungen) können nicht mittels additiv gefertigter Teile erfüllt werden, deshalb sind für diese Prüfungen seriennahe Kunststoffteile erforderlich.

Im Rahmen der Förderung wurden folgende Spritzguss-Werkzeuge für die Artikel im RCD-Modul der RCBO hergestellt:

- drei Gehäuseteile,
- Mitnehmer,
- Schutztrog,
- Sperrhebel.

Zur besseren Übersicht sind die geförderten Werkzeuge nachfolgend dargestellt, weiter wird eine Werkzeuganpassung für Gehäuseschalen beschrieben.

Werkzeug für Gehäuseteile des RCD-Moduls

Die Artikelgeometrie der drei zusätzlich benötigten Gehäuseteile ist in Abb. 2.1.10.-28 erkennbar.

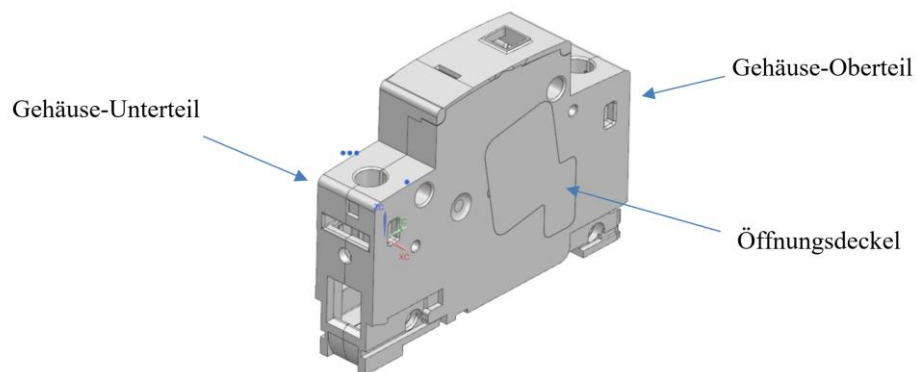


Abb. 2.1.10.-28: Artikeldarstellung der Gehäuseteile

Für die abgebildeten drei Gehäuseteile wurde ein Versuchs-Werkzeug gebaut, welches für die Fertigung aller drei Teile geeignet und entsprechend mit drei verschiedenen Kavitäten ausgestattet ist, siehe Abb. 2.1.10.-29.

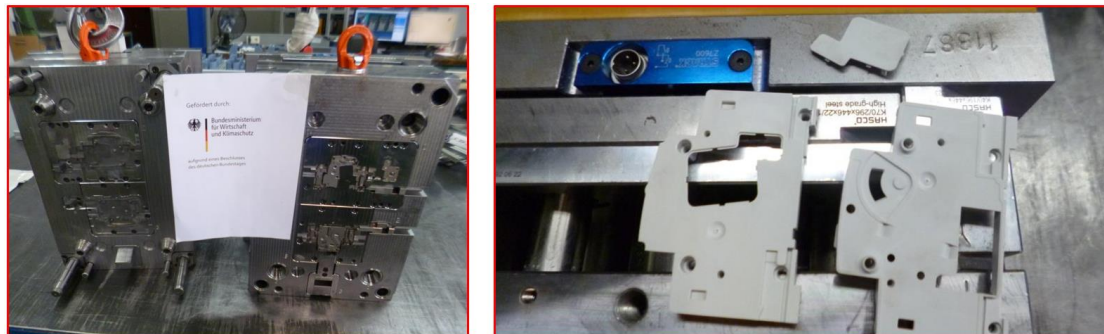


Abb. 2.1.10.-29: Werkzeug zu den Gehäuseteilen

Die Gehäuseteile beherbergen die innenliegenden Komponenten des RCD-Moduls. Das Gehäuse mitsamt den innenliegenden Komponenten wird also im Anschluss modular mit dem Leitungsschutzschalter verbunden.

Werkzeug für den Mitnehmer

Der Mitnehmer ist für die versetzte Kontakttrennung sowie für die mechanische Signalübertragung im FI-Fehlerfall von einer Komponente zur benachbarten verantwortlich. Er stellt also eine fundamentale Bedeutung für die Kopplung des RCD-Moduls mit dem Leitungsschutzschalter dar. Die Artikelgeometrie des Mitnehmers ist in Abb. 2.1.10-30 dargestellt.

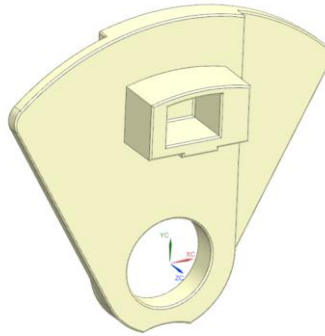


Abb. 2.1.10.-30: Artikeldarstellung des Mitnehmers

Für den Mitnehmer wurde ein Werkzeug konstruiert und gebaut, wie in Abb. 2.1.10.-31 ersichtlich.



Abb. 2.1.10.-31: Werkzeug zum Mitnehmer

Werkzeug für den Schutztrog des Wandlerkerns

Der Schutztrog dient zur elektrischen Isolation und zum mechanischen Schutz des Summenstromwandlers als sensorische Einheit der Fehlerstromerfassung im RCD-Modul (siehe auch AP 10.2). Die Artikelgeometrie des Schutztröges ist in Abb. 2.1.10.-32 dargestellt

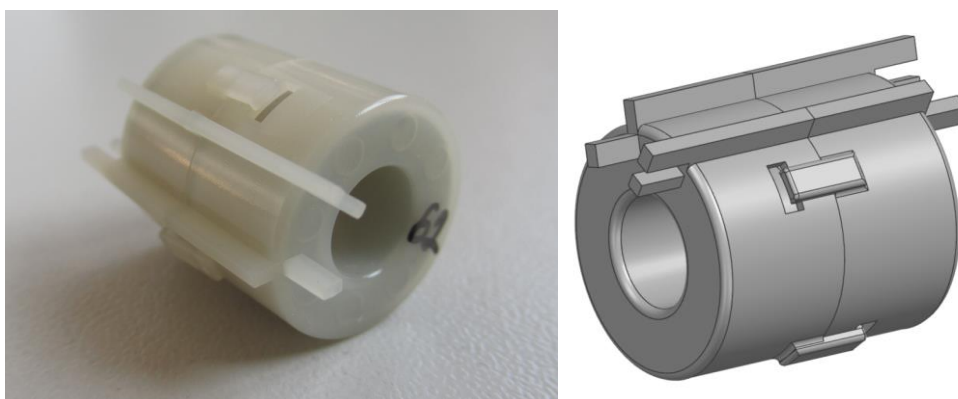


Abb. 2.1.10.-32: Zusammengesteckter Schutztrog um den Wandlerkern und Artikeldarstellung

Der Schutztrog wurde aus wirtschaftlichen Gründen so konstruiert, dass zwei gleiche Teile zusammengesteckt werden können, wie in der aufgeführten Abbildung ersichtlich. So wird nur ein Werkzeug hierfür benötigt, Logistik und Verarbeitung werden vereinfacht, siehe Abb. 2.1.10.-33.

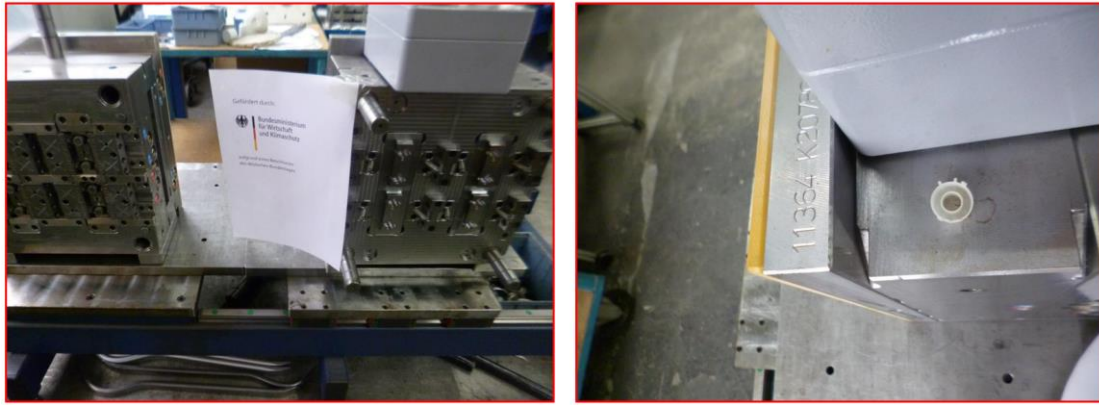


Abb. 2.1.10.-33: Werkzeug zum Schutztrog

Werkzeug für den Sperrhebel im FI-Teil

Der Sperrhebel ist ein wesentlicher Bestandteil im Auslösemechanismus, er sorgt für die sichere Entklinkung und Kontakttrennung im Fehlerfall oder im Falle eines extern mechanisch getriggerten Auslöseimpulses. Die Artikelgeometrie des Sperrhebels ist in Abb. 2.1.10.-34 dargestellt.



Abb. 2.1.10.-34: Artikeldarstellung des Sperrhebels

Für den Sperrhebel wurde ebenfalls ein Spritzgusswerkzeug gebaut, welches in Abb. 2.1.10.-35 dargestellt ist.

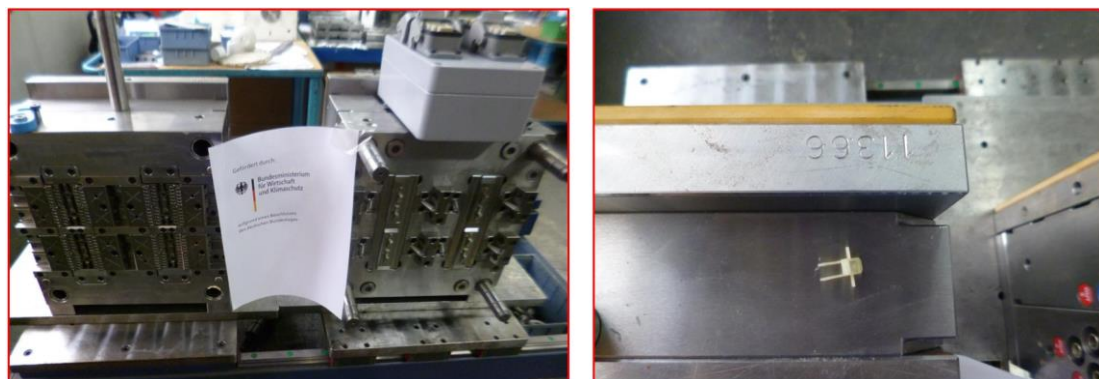


Abb. 2.1.10.-35: Werkzeugdarstellung für den Sperrhebel

Werkzeuganpassung Gehäuseschalen des LS-Teils

Es wurde des Weiteren ein bereits bestehendes Werkzeug derart über Wechselsätze geändert, dass beim Leitungsschutzschalter Durchbrüche für die Primärdrähte vorhanden sind, welche zur Drahtführung durch den Summenstromwandler im RCD-Modul benötigt werden, siehe Abb. 2.1.10.-36.

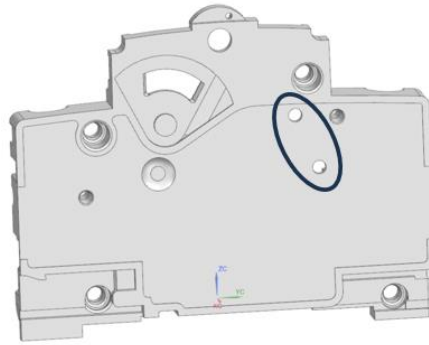


Abb. 2.1.10.-36: Leitungsschutzschalter-Gehäusehälfte mit Bohrungen

AP 10.4: Entwicklung / Integration Kommunikation

In Arbeitspaket 10.4 konnte eine Kommunikationsschnittstelle zur Datenerfassung und Steuerung des DC-RCBOs entwickelt werden. Dafür wurde im Anbaugehäuse, in dem sich auch die Auswertungs Elektronik befindet, eine Ethernet-Schnittstelle vorgesehen, die über die typische RJ45-Buchse kontaktiert wird. Wie in der Planung vorgehen, einigte man sich mit allen Projektpartnern auf das verbreitete Industrie-Protokoll Modbus TCP. Der Datenaustausch wird über festgelegte Registeradressen realisiert. Dabei werden die Register zyklisch mit neuen Sensordaten aktualisiert. Die Registerbelegung ist in Tab. 2.1.10.-2 aufgezeichnet.

Tab. 2.1.10.-2: Modbus TCP Registerbelegung

Adresse	Bezeichnung	Typ	Zugriff	Range	Einheit	Default	Erläuterung
0	Gültigkeit der aktuellen Messwerte	-	R	0 - 1	-	-	0=Ungültig (z.B. interner Fehler/Overload), 1=OK
1	Aktueller Messwert	AC/DC gesamt	R	0 - 80	mA	-	Differenzstrom Absolutwert
2	frei	-	-	-	-	-	-
3	Schaltstellung	-	R	0 - 1	-	-	0=Ausgeschaltet; 1=Eingeschaltet
4	Testtaste	-	R	0 - 1	-	-	Testtaste gedrückt
5	Testtaste Jahr	-	R	2000-2100	-	-	Testtaste zuletzt betätigt Jahr
6	Testtaste Monat	-	R	1-12	-	-	Testtaste zuletzt betätigt Monat
7	Testtaste Tag	-	R	1-31	-	-	Testtaste zuletzt betätigt Tag
8	Testtaste Stunde	-	R	0-23	-	-	Testtaste zuletzt betätigt Stunde
9	Testtaste Minute	-	R	0-59	-	-	Testtaste zuletzt betätigt Minute
10	Innentemperatur Schaltgerät	-	R	-20 - 100	°C	-	Temperatur innerhalb des Gehäuses
11	Betriebsstunden	-	R	0-65535	H	-	Betriebsstunden des eingeschalteten Gerätes
12	Schaltzyklen	-	R	0-65535	-	-	Anzahl der Einschaltungen
13	Externe Abschaltung	-	W	0 - 1	-	0	1=Auslösen
14	Anzahl Auslösungen	-	R	0-65535	-	-	Zähler, wie oft ausgelöst wurde.
15	Anzahl Fernauslösungen	-	R	0-65535	-	-	Zähler, wie oft ausgelöst wurde.
16	Aktuelles Jahr	-	R	2000-2100	-	-	Aktuelles Jahr
17	Aktueller Monat	-	R	1-12	-	-	Aktueller Monat
18	Aktueller Tag	-	R	1-31	-	-	Aktueller Tag
19	Aktuelle Stunden	-	R	0-23	-	-	Aktuelle Stunden
20	Aktuelle Minute	-	R	0-59	-	-	Aktuelle Minute
21	Aktuelle Sekunde	-	R	0-59	-	-	Aktuelle Sekunde
22	Firmware-Version	-	R	0 - 999	-	-	x0,01 => Beispiel: 123 = Version 1,23
23	Reset	-	W	0 - 1	-	-	Reset der Daten (Testdatum, Betriebsstunden, Schaltzyklen, Fern- und Auslösungen)

Durch die Konzeptänderung in AP 10.2 konnten nicht alle der zuvor geplanten Sensorarten in den DC RCBO integriert werden. Konkret bedeutet dies, dass der Laststrom und die Netzspannung nicht gemessen werden. Diese Parameter werden aber von den Entwicklungen der Projektpartnern bereitgestellt und stehen damit im System zur Verfügung.

In Abb. 2.1.10.-37 ist ein erster Prototypenaufbau der Kommunikationseinheit in Verbindung mit der einer PC-Software dargestellt.

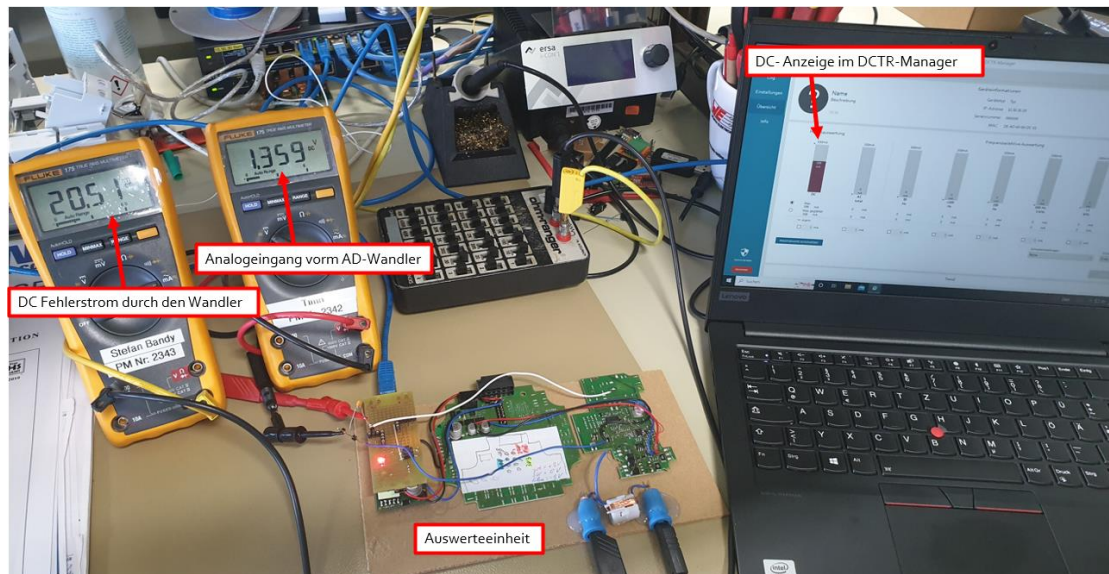


Abb. 2.1.10.-37: Prototypenaufbau in Verbindung mit PC Software Kommunikation

AP 10.5: Entwicklung Netzteil

Die Steuer- und Auswertungs elektronik in dem Anbaugehäuse des DC-RCBO muss mit einem zusätzlichen 24 V Netzteil oder über das standardisierte Power over Ethernet versorgt werden, siehe Abb. 2.1.10.-38. Dabei ist die Elektronik vollständig galvanisch von der Netzspannung getrennt. Die Elektronik benötigt im Betrieb ca. 2,5 W bei 24 V. Das PoE Netzteil entspricht dabei dem Standard IEEE 802.3af.

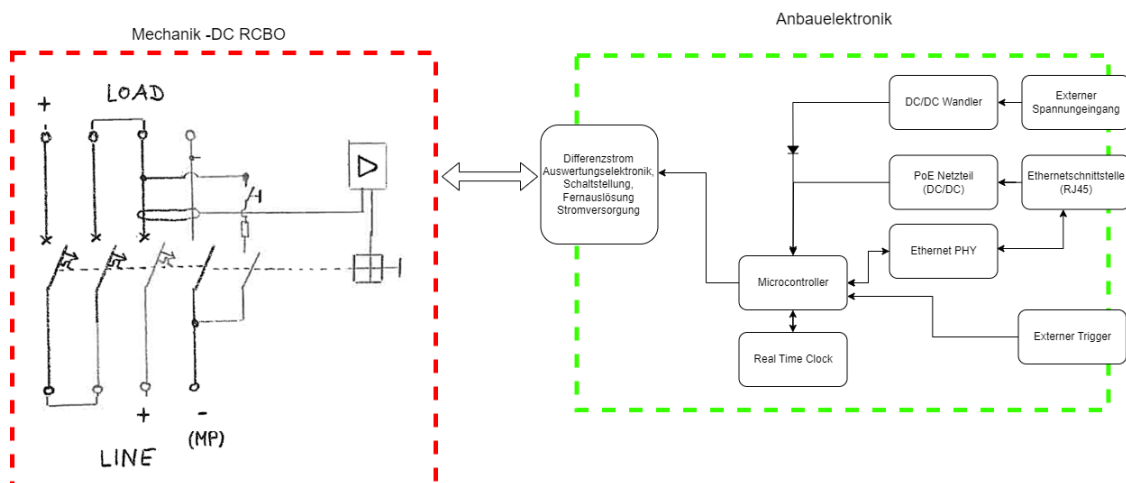


Abb. 2.1.10.-38: Blockschaltbild der Anbauelektronik

Als Abschluss der Elektronikentwicklung konnten alle Komponenten, die für die Steuerung und Auswertung des DC-RCBO nötig sind, auf ein zweistöckiges Platinen-Konstrukt integriert werden. Die Elemente werden über Stecker verbunden und in das Gehäuse eingeschoben. Für die internen Messungen werden Leitungen an der Auswertungs elektronik angeschlossen. Der Aufbau ist in den Teilbildern von Abb. 2.1.10-39 dargestellt.

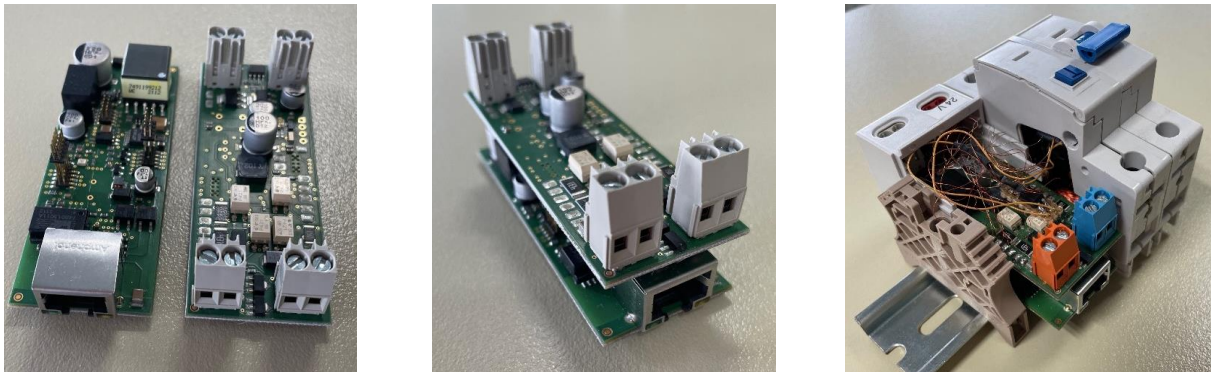


Abb. 2.1.10.-39: Steuerungs- und Auswertungsplatine (linkes Teilbild), Platinen-Konstrukt (mittleres Teilbild), interne Verdrahtung des DC-RCBO (rechtes Teilbild)

AP 10.6: Test Prototypen / Verhalten im DC-Netz und im Gesamtsystem

Erwartete und durch Versuche bestätigte Ergebnisse:

- Der RCBO löst einwandfrei bei allen Bedingungen, die zu einem gefährdenden Fehlerstrom führen, aus.
- Der RCBO löst bei dynamischen Vorgängen, die im DC-Netz impulsartige Differenzströme erzeugen, die nach heutigen Erkenntnissen als nicht gefährdend einzustufen sind, nicht aus.
- Der RCBO löst bei dynamischen Vorgängen, die im DC-Netz die Versorgungsspannung beeinflussen, nicht aus.
- Der RCBO lässt sich über die Kommunikationsschnittstelle von anderen Schutzkomponenten des Systems über den Controller oder direkt auslösen, um das Netz von der speisenden Quelle zu trennen.
- Der RCBO kommuniziert Sensor- und Statusdaten über die Kommunikationsschnittstelle an den Controller.

Der im Projekt entstandene RCBO-Prototyp wurde zunächst in der eigenen Laborumgebung ausgiebig erfolgreich getestet. Im Anschluss wurden Tests beim Projektpartner Fraunhofer IISB vorgenommen, die die Interoperabilität zum Gateway wie auch zum Kurzschließer des Projektpartners Dehn bestätigten. Damit kann die Entwicklung der Fehlerstromschutzeinrichtung für DC-Netze für Doepke nach einer nötigen Konzeptänderung als erfolgreich verbucht werden. Für den Praxiseinsatz beim Fraunhofer IISB im Zusammenspiel der Projektergebnisse der Projektpartner reichte am Ende die Zeit nicht mehr. Es wird erwägt, dies noch im Nachgang durchzuführen.

2.1.11.TP 11: Test im Labor, Evaluierung

Eingangs wurde ein Konzept entwickelt, das als Grundlage für die Durchführung der Tests und die Evaluierung der entwickelten Schutzkomponenten diente. Dieses Konzept zielte darauf ab, einen systematischen und effizienten Testablauf zu gewährleisten und sicherzustellen, dass alle relevanten Aspekte der Schutzkomponenten gründlich geprüft werden. Anschließend wurden die Funktionalität und die Integration dieser Komponenten in einem kontrollierten Umfeld getestet und demonstriert.

AP 11.1: Konzepterstellung für Feldtest / Fehlersituationen

Zunächst wurde ein Testplan für die Durchführung eines Systemtests erstellt. Ziel war es, die Funktionalität des Gesamtsystems, einschließlich aller kommunizierenden Schutzkomponenten, nachzuweisen. Um die Interpretation der Ergebnisse zu unterstützen, wurde eine Matrix

möglicher Fehlerfälle erstellt. Dabei kamen geeignete Methoden wie die FMEA (Failure Mode and Effects Analysis) und das DoE (Design of Experiments) zum Einsatz.

AP 11.2: Integration der Komponenten in das DC-Netz IISB

Um alle vorhanden funktionsfähigen Muster der entwickelten Schutzkomponenten im IISB DC-Testnetz installieren zu können, wurde ein Demonstrator mit allen verfügbaren „Prototypen“ bei DEHN geplant sowie aufgebaut und im Schaltschrank des IISB installiert. Bei der Integration wurden die bereits im Projekt „DC-Schutzorgane“ entwickelten Komponenten zum Überstrom-, Überspannungs- und Lichtbogenschutz usw. berücksichtigt und die Einbauorte des Demonstrators im Schaltschrank in Absprache mit den Partnern festgelegt. Alle Schutzkomponenten bieten die Möglichkeit, über Datenschnittstellen mit Hilfe einer externen Entscheidungslogik miteinander zu kommunizieren. Unterstützung erfolgte hierbei sowohl im Vorfeld als auch bei der Installation und Inbetriebnahme durch den jeweiligen entwickelnden Partner.

Für den Demonstrator wurde eine zusätzliche Trägerplatte quer in den Schaltschrank installiert (Abb. 2.1.11.-1). Auf der Platte wurde ein zusätzlicher Abgangszweig, welcher aus dem Bussystem gespeist wird, mit den im Projekt erstellten Geräten (Abb. 2.1.11.-1 bis Abb. 2.1.11.-4) sowie konventionellen Überstromschutzgeräten installiert. An den Anschluss können div. Verbraucher entsprechender Anschlussleistung angeschlossen werden. Die Lichtbogen-Detektion (Abb. 2.1.11.-1: Fasersensoren) überwacht hierbei auch weitere Abgangszweige des Schaltschranks neben der verbliebenen Installation der Geräte aus dem Projekt DC-Schutzorgane. Auf die Installation des vorgeordneten Kurzschliebers für das Bussystem und des Kurzschlussstromelements (TP 09) wurde aus Platzgründen in dem Schaltschrank verzichtet.



Abb. 2.1.11.-1: Vorder- und Hinterseite des Demonstrators (PRBS Impedanzmesssystem von IISB, Schutzmodul von ETA, DC-Kurzschließer von DEHN, DC-Steckverbinder von Phoenix Contact, DC-RCBO von Doepke und Schutzelement von IISB) in einem Verteilerschrank im DC-Netz des IISB



Abb. 2.1.11.-2: Lichtbogendetektionssystem des DC-Kurzschließers von DEHN (links) und DC-RCBO von Doepke (rechts)



Abb. 2.1.11.-3: Schutzmodul zur verfeinerten Fehlererfassung von E-T-A (links) und Ansteuerungseinheit des Kurzschließers von DEHN (rechts)



Abb. 2.1.11.-4: DC-Kurzschließerpatrone von DEHN und DC-Steckverbinder von Phoenix Contact

AP 11.3: Durchführung der Feldtests

Im Zuge des Arbeitspakets wurden die Feldtests teilweise durchgeführt. Dabei konnten nicht alle geplanten Fehlerfälle durchgespielt werden. Trotz dieser Einschränkungen wurde das geplante Zusammenspiel der Systemkomponenten erfolgreich getestet. Das Ergebnis dieser Tests wurde protokolliert, inklusive der dokumentierten digital gespeicherten Signalverläufe.

AP 11.4: Evaluierung und Bewertung

In Arbeitspaket 11.4 wurden die Ergebnisse der einzelnen Messungen im Konsortium diskutiert und bewertet, sowie mit erprobten Schutzkonzepten im AC-Bereich verglichen. Anhand der validierten Funktionen konnte die in AP 11.1 erstellte Fehlermatrix mit den real implementierten Schutzfunktionen angepasst und untersucht werden. Fehlergruppen wurden dabei zusammengefasst und das Zusammenspiel der Geräte bei Fehlern vereinfacht dokumentiert. Anhand der somit resultierenden Systemübersicht der Fehlerfälle in Tab. 2.1.11.-1 konnten Optimierungsmaßnahmen am Schutzkonzept eruiert werden, einschließlich Aussagen über die Zuverlässigkeit des DC-Schutzkonzeptes und Empfehlungen für weitere Optimierungsmaßnahmen sowohl am Schutzkonzept als auch an den einzelnen Komponenten. Die

Tauglichkeit des Kommunikationssystems wurde ebenfalls bewertet, vgl. Abb. 2.1.11.-5. Es konnte gezeigt werden, dass das System zwar messtechnisch in der Lage ist, alle Fehler zu erfassen, jedoch für bestimmte Fehler eine erweiterte Auswertung erforderlich ist. Hierfür müsste eine künstliche Intelligenz eingesetzt werden. In einem Folgeprojekt soll dieses Thema weiter untersucht werden.

Tab. 2.1.11.-1: Fehlerarten, Detektion und Reaktion des DC-Schutzsystems

Fehlerart	Detektion	Reaktion des DCSS
Serielle Fehler		
Serieller Fehlerereignis mit Lichtbogenbeteiligung	Strommessung, Lichtbogendetektion	Abschalten des Schutzorgans, evtl. Wiedereinschalten
Serieller Fehlerereignis ohne Lichtbogenbeteiligung	Strommessung	Abschalten des Schutzorgans, evtl. Wiedereinschalten
Schleichender serieller Fehlerereignis ohne Lichtbogenbeteiligung	Strommessung	Abschalten des Schutzorgans, evtl. Wiedereinschalten
Parallele Fehler zwischen Hin-, Rückleiter und Masse (ohne Erdberührung)		
Paralleles hochohmiges Fehlerereignis	PRBS	Abschalten des Schutzorgans, evtl. Wiedereinschalten
Paralleles niederohmiges Fehlerereignis	Strommessung, Überstromschutz, adaptive Überstromerkennung	Abschalten des Schutzorgans, evtl. Wiedereinschalten, evtl. Aktivieren Kurzschließer, evtl. Einspeisung durch KSSE
Paralleles niederohmiges Fehlerereignis außerhalb des Gerätes mit sichtbarer Lichtbogenbeteiligung	Optische Erkennung des Kurzschließers	Aktivierung Kurzschließer, Auslösen des Schutzorgans, evtl. Einspeisung durch KSSE
Schleichender hochohmiger paralleler Fehler in Kabelstecke oder Lastwandler	PRBS	Abschalten des Schutzorgans, evtl. Wiedereinschalten
Schleichender hochohmiger paralleler Fehler durch Alterung paralleler Elemente	Systemidentifikation, PRBS	Abschalten des Schutzorgans, evtl. Wiedereinschalten
Fehler mit Erdberührung		
„Erdschluss“ in IT-Netz	IMD	Warnung ausgeben, RCD schützt Weiterbetrieb
zwei symmetrische Isolationsfehler in IT-Netz	IMD	Warnung oder Abschalten
Erdschluss in TN-Netz	RCD, Überstromschutz	Abschalten des Schutzorgans, evtl. Wiedereinschalten
Überspannungsfehler		
Überspannung nach Erdfehler	IMD, Spannungsmessung	Kurzschließer, Abschalten des Schutzorgans
Überspannung im Lastabgang	Überspannungsschutz	Warnung, Abschalten bei Ausfall

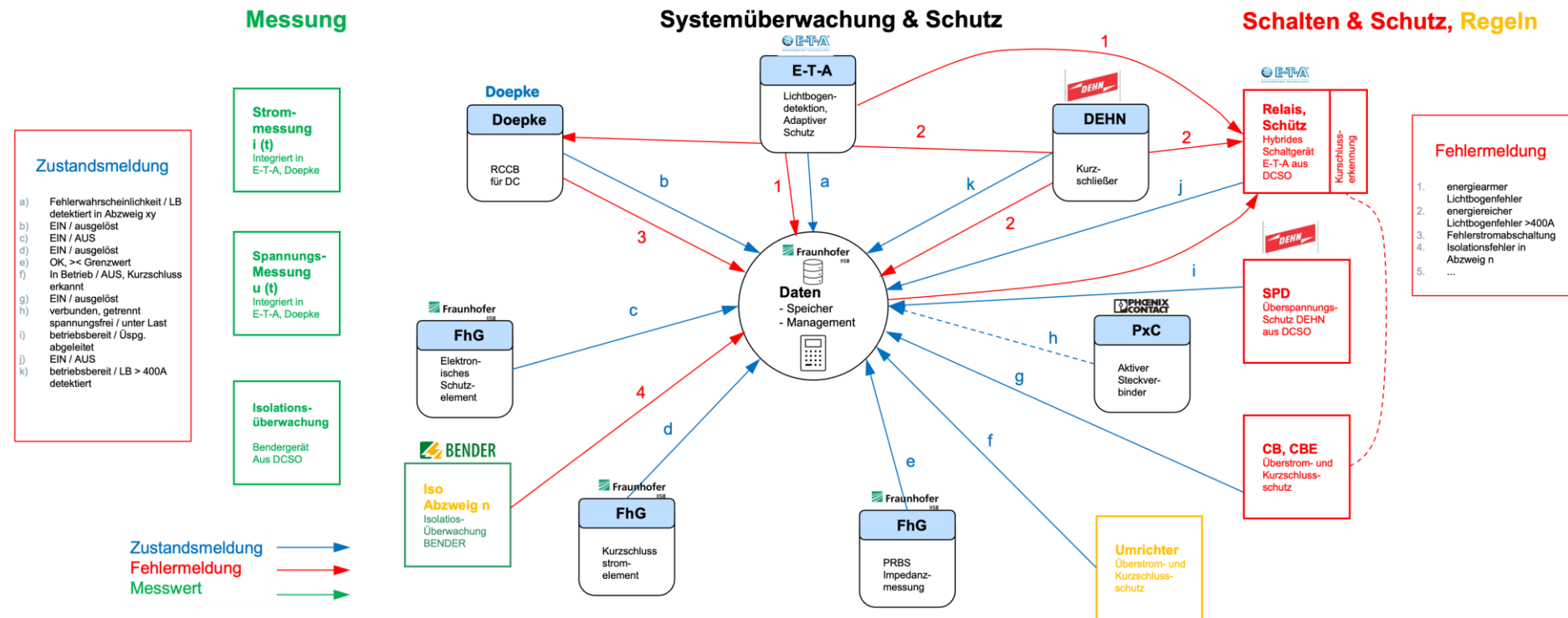


Abb. 2.1.11.-5: Datenfluss zwischen den einzelnen System-Komponenten

2.2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Im zahlenmäßigen Nachweis werden Personal-, Material- und Reisekosten ausgewiesen. Die in der Vorkalkulation eingeplanten Mittel wurden trotz Corona weitestgehend eingehalten, wobei der Minderbedarf bei den Material- und Reisekosten die zusätzlichen Mehraufwendungen bzgl. der Personalkosten nicht kompensieren konnte. Detaillierte Zahlen und Angaben zur Mittelverwendung können den zahlenmäßigen Nachweisen der einzelnen Partner entnommen werden. In Tab. 2.2.-1 werden die beantragten und tatsächlichen gemeinsamen Ausgaben aller Partner gelistet. Dabei sind die Zahlen von der Firma Bender nicht enthalten, da die Zusammenarbeit vor Projektstart eingestellt wurde.

Tab. 2.2.-1: Bewilligte Positionen laut Vorkalkulation und tatsächliche Ausgaben lt. vorläufiger Nachkalkulation, Zahlen aller Partner aufsummiert

Position	Bezeichnung	lt. Vorkalkulation	lt. Nachkalkulation
0813	Material	75.939,00 €	68.012,55 €
0823	FE-Fremdleistungen	20.800 €	0,00 €
0837	Personalkosten	1.565.754,00 €	1.767.127,65 €
0838	Reisekosten	35.921,00 €	25.097,91 €
0847	Vorhabensspezifische Abschreibungen	194.700,00 €	206.681,49 €
0850	Sonstige unmittelbare Vorhabenkosten	158.100,00 €	72.278,09 €
0856	Kosten innerbetrieblicher Leistungen	0,00 €	0,00 €
	Summe	2.051.214,00 €	2.139.197,69 €

Bei E-T-A wurde anfangs im Projekt bedingt durch die Corona-Epidemie der Hauptfokus auf die Aufgaben zur Simulation und zur Einflussgrößenanalyse gelegt. Durch die Entwicklung einer neuen Methode zur Erkennung serieller Störlichtbögen waren in einem späteren Zeitabschnitt des Projekts zeitaufwendige grundlegende Testreihen an Versuchsaufbauten bei E-T-A und am Fraunhofer IISB sowie Programmierarbeiten nötig. Auch die Arbeiten zur Erstellung des Patentantrags erforderten einen zusätzlichen Zeitaufwand.

Entsprechend dieser Punkte und aufgrund der kostenneutralen Projektverlängerung kamen deutlich mehr Personalkosten zustande als ursprünglich geplant. Da jedoch die Materialkosten, Reisekosten und sonstige unmittelbaren Vorhabenkosten deutlich geringer als in der Planung ausfielen, wurde im Jahr 2023 beim Projektträger ein Antrag auf Umwidmung der Kosten zu den jeweiligen Positionen gestellt, der entsprechend bewilligt wurde. Somit wurden insgesamt 103.500,00 € aus den Positionen 0813, 0838, 0850 umgewidmet hin zu Position 0837 Personalkosten. Die Kosten laut Nachkalkulation übersteigen die der Vorkalkulation um ca. 1 %.

Beim Partner DEHN ergab sich infolge der Verlängerung der Laufzeit ein Mehrbedarf an Personalkosten. Trotz der Erfahrung der Mitarbeiter und stets optimierter Einteilung der Arbeiten an den Arbeitspaketen konnte bei den unverhofften Zeitverschiebungen bzgl. der Prüfmöglichkeit bzw. der notwendigen Abstimmungen mit den Partnern infolge Corona ein Mehraufwand nur begrenzt, jedoch nicht vollständig vermieden werden. Die Materialkosten wurden trotz der Übernahme von zusätzlichen Aufgaben im Projekt mit einer geringen Abweichung eingehalten. Bei den Reisekosten ergab sich aufgrund Corona ein Minderbedarf.

Durch die notwendig gewordene Konzeptänderung von RCCB auf RCBO beim Partner Doepke waren umfangreiche Konstruktionsarbeiten notwendig geworden, ein Mehrbedarf an Projektstunden ließ sich bei Doepke nicht vermeiden. Ebenso gab es eine mit der PTJ abgestimmte Änderung bei der Beschaffung von Spritzgusswerkzeugen, die den geplanten

Mittelbedarf etwas überstieg. Um das Ziel des Projektes nicht zu gefährden, werden die Mehrbedarfe alleinig von Doepke getragen. Hingegen fielen Reisekosten geringer aus, da während der Corona-Zeit Prüftage im IISB nicht stattfinden konnten. Um trotzdem prüfen zu können, wurde das Prüflabor bei Doepke mit geförderten Materialien in die Lage versetzt, ein eigenes DC-Netz zu erzeugen, um die nötigen Prüfungen vorzunehmen.

Am Fraunhofer IISB stellte sich im Projektverlauf heraus, dass kein speziell entwickeltes Speichersystem für den Aufbau des Kurzschlussstromelementes durch einen externen Entwickler nötig wurde. Vielmehr konnte auf einen bereits verfügbaren Energiespeicher inklusive Standardgehäuse zurückgegriffen werden, sodass auch auf den Entwurf eines geeigneten Gehäuses zur elektrischen Sicherheit sowie Gewährleistung des Brandschutzes verzichtet werden konnte. Ebenso wurden die Arbeiten zur Integration der elektrischen Schnittstellen zum Netz am Fraunhofer IISB realisiert. Somit waren keine Fremdleistungen erforderlich. Zusätzliche Materialkosten wurden benötigt, um eine auf höhere Leistung optimierte und verbesserte Version des in diesem Projekt entwickelten PRBS-Messsystems aufzubauen. Zudem entstanden beim Aufbau des Kurzschlussstromelementes zusätzliche Kosten, da dieses in ein mobiles Rack eingebaut wurde, um trotz Coronabeschränkungen flexibel Untersuchungen durchführen zu können. Aufgrund der Kosten einer Konferenzteilnahme wurden ebenfalls höhere Reisekosten benötigt.

2.3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die durchgeführten Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Verbundprojekt DC-Schutzsystem sowie die dafür aufgewandten Ressourcen waren notwendig und angemessen. Sie entsprachen der im Projektantrag formulierten Planung und es wurden alle wesentlichen im Arbeitsplan formulierten Aufgaben erfolgreich gemeistert.

Die im Projektverlauf durchgeführten Arbeiten waren so effizient und zielgerichtet wie möglich auf die Realisierung der Ziele des Verbundprojektes ausgerichtet. Die während des Projektes auftretenden Probleme und Schwierigkeiten konnten gemeinsam von den Projektpartnern gelöst werden. Die hervorragende Zusammenarbeit der Projektpartner in allen Bereichen führte zu einem konsequenten Projektfortschritt.

Der Rücktritt des geplanten Projektpartners Bender vor dem Projektstart konnte durch die Übernahme der Aufgaben durch die anderen Partner weitestgehend kompensiert werden. Die sich erst im Projekt ergebende Notwendigkeit einer schnellen Störlichtbogenerkennung neben der „Erweiterten Fehlerdetektion“ entsprechend TP 03 konnte durch die Übernahme der zusätzlichen Aufgabe von DEHN realisiert werden. Durch die definierte Trennung der Aufgaben der Detektionssysteme war eine effektive Arbeit bei E-T-A und DEHN ohne Gefahr von Überschneidungen bzw. negativen Wechselwirkungen möglich.

Durch die Förderung im Verbundprojekt konnte bei E-T-A eine Methode zur abschnittsweise linearen und modularen Systemmodellierung entwickelt werden. Mit der Einbeziehung von Fehlermodellen und einer korrespondierenden Systemdarstellung im Zustandsraum wurde eine neuartige analytische Einflussgrößenanalyse ohne größeren Rechenzeitbedarf erstellt, mit der die Reaktionen im System auf verschiedenartige Fehler ermittelt und mit den Reaktionen auf Ereignisse im Nennbetrieb verglichen werden können. Insbesondere interessant war es unter Nutzung dieser modellbasierten Methoden zusammen mit dem Projektpartner Doepke zu überprüfen, inwieweit die Sensorik von Fehlerstromschutzeinrichtungen auf serielle Fehler ansprechen könnte. Wichtig war für E-T-A weiterhin, neben einem schnellen Algorithmus zur elektronischen Überstromüberwachung verschiedene methodische Varianten zur Detektion serieller Lichtbögen zu entwickeln und zu validieren. Insbesondere die neuartige aktive und adaptive Methode auf Basis eines Hardwaremodells für die Initialphase von Lichtbögen konnte gemeinsam mit dem Fraunhofer IISB an deren DC-Netz validiert werden.

Der Partner Dehn konnte aufgrund der Zuwendung die Anforderungen für Kurzschließer in DC-Netzen erforschen und insbesondere das Zusammenwirken mit weiteren Schutzeinrichtungen betrachten sowie verschiedene Konzeptionen erarbeiten und testen. Insbesondere konnten Ansätze zum reversiblen Betrieb von Kurzschließern unter der Einbindung von weiteren Geräten und die Kommunikation mit diesen Geräten bei den Anforderungen eines DC-Netzes erarbeitet und geprüft werden. Das erfolgreiche Zusammenwirken mit Geräten der Projektpartner zur Optimierung der Schutzkonzeption in DC-Netzen wurde in einer gemeinsamen Publikation veröffentlicht. Für das DC-Netz von IISB wurde konzeptionell von DEHN ein Demonstrator geplant und unter Mitwirkung der Partner erstellt, der einige der im Projekt erstellten Geräte umfasst und deren Zusammenwirken im Netz veranschaulicht. Der vom Partner Phoenix Contact im Vorprojekt „DC-Schutzorgane“ erstellte Prototyp eines DC-Steckverbinders und ein daraus entstandenes Serienprodukt wurde in den Demonstrator integriert. IISB koordinierten die Erstellung der Schnittstellen der Geräte und realisierte die Erfassung der Messdaten bzw. der Status-Meldungen für die Datenbank.

Für Doecke war insbesondere das Thema Schalten im DC-Netz ein neues Terrain. Der Versuch der Anwendung einer hybriden Leistungselektronik für die Lichtbogenlöschung des Partners E-T-A führte zwar nicht zum gewünschten Ergebnis, deckte aber für beide Partner auf, dass die hohen Anforderungen an RCD, wenn man sie aus dem AC-Netz überträgt, andere Konzepte der Lichtbogenlöschung benötigt. Die Erarbeitung der normativen Anforderungen zeigte zudem, dass es noch deutliche Lücken gibt und die Eigenschaften einer RCD für DC-Netze noch unklar sind. Allein diese Ergebnisse zeigten die hohen Risiken des Teilprojekts. Somit beruhen die Bemessungsdaten des Schaltapparates zunächst auf denen der RCBO für AC-Netze. Um einen testfähigen Prototyp bauen zu können, waren einige Kunststoffteile aus Spritzgusswerkzeugen erforderlich, die eigens konstruiert und hergestellt werden mussten. Diese Investitionen wären ohne Förderung nicht getätigt worden. Sehr nutzbringend war es, sich gemeinsam mit den Partnern über mögliche Fehlerzustände im Klaren zu werden und wie man sie erkennen und kommunizieren resp. beherrschen kann. Ein System erfordert ein Kommunikationskonzept, das mit allen beteiligten Komponenten eine einheitliche Sprache spricht. Es wurde eine Einigung erzielt, in den Teilprojekten umgesetzt sowie im System erfolgreich getestet.

Das Fraunhofer IISB konnte das PRBS-Verfahren deutlich verbessern und somit für die Erkennung von Systemfehlern bezüglich der Regelung oder der Alterung von Komponenten erüchtigen. Das zuvor entwickelte Verfahren konnte in ein fertiges Funktionsmuster überführt werden, welches hoch genaue Messungen in DC-Netzen ermöglicht. Aufgrund der erweiterten Messauflösung, die ein vollintegriertes Messgerät bietet, können Alterung und problematische Zustände in der Regelung online erkannt und darauf direkt reagiert werden. Somit kann die Robustheit des Netzes im System deutlich erhöht werden. Ein elektronisches Schutzelement mit erweiterter Funktionalität konnte entwickelt werden. Das Schutzelement basiert auf moderner SiC-Halbleitertechnik und ermöglicht ein schnelles Abschalten bei Überströmen. Des Weiteren konnte eine effiziente Vorladefunktion in das Schutzelement integriert werden. Diese Vorladefunktion ermöglicht das Zuschalten von kapazitiven Subnetzen ohne kurzzeitige Überströme oder das Vorschalten von verlustbehafteten Widerständen zur Vorladung. Es wurden umfangreiche Erkenntnisse über das Kurzschlussverhalten von Gleichstromnetzen gewonnen und ein neues Gerät zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung erfunden, realisiert und umfangreich analysiert. Durch das Einsetzen dieses Kurzschlussstromelements kann die Selektivität in DC-Netzen auch bei hierarchischer Absicherung durch träge Sicherungen realisiert werden, was die Umrüstung von existierenden AC-Netzen in Industrieanlagen auf DC ermöglichen soll.

Das am Fraunhofer IISB in Erlangen aufgebaute Testnetz wurde im Projekt erweitert und umfasst neben den Prototypen aller Partner aus dem Vorprojekt „DC-Schutzorgane“ nun auch die Geräte aus dem Projekt „DC-Schutzsystem“. Das Testnetz dient nicht nur als Erprobungsplattform, sondern wird auch für Firmengäste und Besucher als Schaufenster für moderne und effiziente Gleichspannungsnetze genutzt. Es veranschaulicht nun neben den einzelnen DC-

Schutzorgane auch Möglichkeiten für effiziente Systemlösungen durch das aktive und passive Zusammenwirken der verschiedenen Komponenten.

Erst dank der Unterstützung mittels Förderung konnte ein komplementäres Profi-Projektkonsortium geformt werden, welches die verschiedenen in DC-Netzen nötigen Schutzorgane generieren und zu einem System zusammenfügen konnte.

2.4. Voraussichtlicher Nutzen – insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Die im Projekt erarbeiteten Konzepte und Kenntnisse stärken sicherlich nachhaltig den Entwicklungsstandort Deutschland. Alle Partner konnten aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse ihren Wissensstand signifikant erhöhen und werden diese für zukünftige Anwendungen gewinnbringend einsetzen.

Bezüglich weiterer Details sei auf den Punkt 3.2 des Erfolgskontrollberichts verwiesen.

Die gewonnenen Erkenntnisse fließen in die aktuelle Normenbildung für die Schutztechnik in DC-Netzen ein:

DKE UK 221.6 Niederspannungsgleichstromverteilnetze,
DKE AK 221.6.1 DC-Normungs-Roadmap,
DKE AK 221.6.2 Internationale Arbeiten zu DC-Installation,
DKE AK 221.6.3 Schutzmaßnahmen bei DC-Anwendungen,
DKE AK 221.6.4 DC Industrie,
DKE AK 221.6.5 „DC in Data Center & telecommunication“,
IEC SyCLVDC Low Voltage Direct Current and Low Voltage Direct Current for Electricity Access, ahG9 Arc hazard level and safety in LVDC.

Siehe hierzu auch den Abschnitt zum Stand der DC-Normung in 2.1.10.

Weiterhin sind die Projektpartner in verschiedenen Arbeitsgruppen der Open Direct Current Alliance (ODCA) aktiv. In diesen erfolgt ein fachlicher Austausch zu Anwendungsfällen und Einsatzszenarien von DC-Netzen, Normenvorarbeiten zu Fehlerfällen und zur Selektivität von Schutzorganen werden durchgeführt.

Ein Nachfolgeprojekt, bei dem ein Einsatz künstlicher Intelligenz zur Überwachung und zum Schutz von DC-Netzen untersucht werden soll, ist bereits in Planung.

2.5. Während der Durchführung bekanntgewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Während der Projektdurchführung sind keine Ergebnisse von anderen Stellen bekannt geworden, die auf die Projektdurchführung Einfluss gehabt hätten.

2.6. Veröffentlichungen der Projektpartner und Abschlussarbeiten mit Projektbezug

M. Schillig (2021): „Entwicklung und Aufbau einer modularen Schutzkomponente zur Überwachung von DC-Netzen“, Master-Arbeit, Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm, Nürnberg.

C. Strobl (2021): „Model-based design of circuit protection in DC-grids“, in Proc. 30th International Conference on Electrical Contacts ICEC, Schweiz, 2021, S. 591–598, ISBN: 978-3-907255-11-7.

- C. Strobl und R. Rabenstein (2021): „Linearized system and fault modeling methods for DC-grids including factorial analysis“, in 2021 IEEE 4th International Conference on DC Microgrids (ICDCM), USA, Juli 2021, 8 Seiten.
- C. Strobl und R. Rabenstein (2022): „Modellierungsmethoden, Einflussgrößenanalysen und Fehlerbeurteilung für DC-Netze“, in Tagungsband 26. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, Deutschland, 2022, S. 160-169.
- C. Strobl (2022): „Verfeinerte Fehlerdetektion für Niederspannungs-Gleichstromnetze: Modellierung, Einflussgrößenanalyse und Identifikationsverfahren“, Dissertation, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (hierzu siehe insbesondere Anhang B, S. 439-463). *freier Zugang unter* <https://open.fau.de/handle/openfau/18842>
- M. Klimpel (2023): DC-Steckverbinder – Schadensbilder verschiedener Lastkollektive, Symposium Connectors 2023, Lemgo.
- P. Schneider (2023): „Entwicklung und Aufbau einer Schutzkomponente zur Erkennung von Fehlern in Niederspannungs-Gleichstromnetzen“, Bachelor-Arbeit, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Erlangen.
- P. Meckler, C. Strobl, Y. Wei, A. Erhard, M. Klimpel, J. Gehring, P. Wienzek, R. Schwanninger, G. Roolfs, S. Bandy (2023): DC-Schutzsystem – Entwicklung eines adaptiven, skalierbaren Schutzsystems für Niederspannungs-Gleichstromnetze, basierend auf einer permanenten Zustandsüberwachung, Albert Keil Kontaktseminar 2023, Karlsruhe.
- J. Gehring, R. Schwanninger, J. Kaiser, B. Wunder, M. März (2023): Device providing DC short-circuit current, ICDM 2023, Auckland.

2.7. Quellen

- H.W. Schüßler (1991): Netzwerke, Signale und Systeme 1. 3. Aufl., Berlin, Heidelberg: Springer.
- Systemkonzept DC-Industrie, Stand 12. Juni 2023, <https://dc-industrie.zvei.org/publikationen/systemkonzept-fuer-dc-industrie2>.
- H. Schau, S. Glaser (2019): Fuse selection für providing personal and equipment protection against arc flash hazards in LV DC systems, ICEFA 2019, University of West Attica Conference Centre, Egaleo, Greece.