



Dipl.-Ing. Maria Aigner

Sicherheit in aktiven Niederspannungsnetzen

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktorin der technischen Wissenschaften

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert

Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmautzer

Institut für Elektrische Anlagen

Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

Technische Universität Dresden

Sicherheit in aktiven Niederspannungsnetzen

Dissertation



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

vorgelegt von
Dipl.-Ing. Maria Aigner

Betreuer
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert

mitbetreut von
Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmutzner

1. Begutachter
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert
Technische Universität Graz

2. Begutachter
Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner
Technische Universität Dresden

Institutsleiter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / September – 2015



Danksagung

Allen voran danke ich jenen, die mich in meinem Dissertationsvorhaben bestärkt und motivierend bei der Erstellung der Dissertation unterstützt haben.

Besonderen Dank für die Betreuung möchte ich Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Lothar Fickert und Herrn Dipl.-Ing. Dr. Ernst Schmutzner aussprechen.

Weiters bedanke ich mich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner für die Bereitschaft zur Begutachtung der Arbeit sowie bei Herrn Dipl.-Ing. Dr. Helmut Malleck für seine konstruktiven Vorschläge, die zum Gelingen der Dissertation beigetragen haben.

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Dissertation identisch.

Graz, am 08.09.2015

Dipl.-Ing. Maria Aigner

Gender:

Personenbezogene Bezeichnungen in dieser Dissertation gelten gleichermaßen für beide Geschlechter.

Zitierungen:

Wortwörtliche Zitierungen werden in dieser Dissertation durch Einrückung vom linken Seitenrand und durch Kursivsetzen sowie die Angabe der Literaturquelle eindeutig gekennzeichnet. Im Fließtext zitierte Passagen werden kursiv gekennzeichnet, eine Einrückung vom linken Seitenrand wird bei diesen Textstellen nicht vorgenommen.

Kurzfassung

Titel: Sicherheit in aktiven Niederspannungsnetzen

Die Sicherheit in aktiven Niederspannungsnetzen wird eine zentrale Rolle beim zukünftigen Netzbetrieb einnehmen. Daher werden in dieser Dissertation, neben einer ausführlichen Analyse sicherheitsbezogener Regelwerke, Gesetze und Verordnungen, Herausforderungen sowie technische Anforderungen an den Schutz gegen elektrischen Schlag in aktiven Niederspannungsnetzen herausgearbeitet. In diesem Zusammenhang werden erforderliche Maßnahmen bei der Umschaltung einer Verbraucheranlage vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb im Detail dargestellt. Dabei wird der Fehlerstromweg bei Auftritt Isolationsfehlers beim Betrieb ohne dezentrale Erzeugungsanlagen sowie die Fehlerstromaufteilungen im Netzparallel- bzw. im Inselnetzbetrieb gezeigt. Die Auswirkungen auf Schutzmaßnahmen (Fehler- bzw. Zusatzschutz) bzw. installierte Schutzgeräte werden ebenfalls demonstriert.

Ausgehend von einer sicherheitsbezogenen Analyse typischer Niederspannungsnetze (TN-Systeme) werden Gefährdungspotentiale bei Versorgung über Wechselrichter in aktiven Niederspannungsnetzen ermittelt. In einer analytischen Betrachtung werden die auftretenden Körperströme anhand von DIN IEC/TS 60479-1 sowie Berührungsspannungen gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522, basierend auf definierten Fehlerszenarien, bewertet. Darüber hinaus wird zur Einhaltung zulässiger Ausschaltzeiten in Niederspannungsnetzen Stellung genommen und die Auswirkungen bei einer möglichen Nichtabschaltung durch Überstromschutzelemente werden dargelegt.

Aufgrund des geringen Kurzschlussstrombeitrags von Wechselrichtern wird die Einspeisung eines induktiven Stroms im Fehlerfall zur dynamischen Netzstützung analysiert. Um in weiterer Folge eine Aussage treffen zu können, welcher Phasenwinkel ein Optimum hinsichtlich des Fehlerstroms darstellt, wird dieser Winkel mittels eines iterativen Ansatzes bestimmt.

Da die Sternpunktsbehandlung dezentraler Erzeugungsanlagen im Fehlerfall zur Vermeidung von Gefährdungen eine wichtige Rolle einnimmt, wird unter Berücksichtigung nationaler Regeln das Ausmaß der 3. Stromoberschwingung und die dadurch zusätzlich verursachte thermische Belastung im Sternpunkt des Generators ermittelt. Wenn ein stromtragfähiger Nullsystempfad durch den Anschluss des Sternpunktes an den N- bzw. PEN-Leiters nicht sichergestellt werden kann, stellt das in dieser Dissertation präsentierte „Konzept des Safety Blocks“ eine mögliche Abhilfe dar.

Die durchgeführten messtechnischen Analysen demonstrieren einerseits das Verhalten von Wechselrichtern im Fehlerfall sowie das Abschaltverhalten von Überstromschutzelementen, andererseits werden durch Messungen im Betrieb spezielle zu berücksichtigende Aspekte, z.B. bei der Bestimmung der Fehlerschleifenimpedanz, nachgewiesen.

Abschließend wird eine Lösung im Falle der Einschränkung bzw. des Verlusts der Kurzschlussleistung in von Wechselrichter gespeisten Netzen anhand eines patentierten Konzepts eines unterspannungsgesteuerten Überstrom-Zeitstaffelschutz-Systems in Kombination mit einer Ortungs-Hilfsstromquelle (Pilotstrom) präsentiert.

Schlüsselwörter: Sicherheit, aktives Niederspannungsnetz, dezentrale Erzeugungsanlage, Inselnetz, Fehlerstrom, Gefährdungspotentiale, Schutzmaßnahmen, dynamische Netzstützung durch Wechselrichter, pilotstrombasiertes unterspannungsgesteuertes Überstrom-Zeitstaffelschutz-System

Abstract

Title: Safety in Active Low Voltage Networks

Safety in active low voltage networks (smart grids) will play a prominent role in future mains operation. Therefore in this doctoral thesis, beginning with detailed analysis of safety related standards, laws and regulations, challenges and technical requirements to the protection against electric shock in active low voltage networks are drawn up. In this context necessary measures for the switching of a customer's installation from network parallel into isolated operation are depicted. Thereby the fault current distribution in case of an insulation fault without distributed generation units as well as for networks in parallel and isolated operation is shown. Influences on protection measures (fault and additional protection) respectively on installed protection devices are demonstrated too.

Starting with a safety related analysis of typical low voltage networks (TN-systems), a potential danger by power supply through inverters in active low voltage networks is determined. By means of an analytical observation occurring body currents as well as touch voltages are investigated under consideration of DIN IEC/TS 60479-1 and ÖVE/ÖNORM EN 50522, based on defined fault scenarios. Beyond this evaluation, the compliance of permissible total clearing times and the consequences of an underfunction of overcurrent protection devices are shown.

As inverters generally contribute little to the short circuit current the infeed of an inductive current in case of a fault for dynamic network stabilization is analyzed. In order to assure a reliable result regarding the optimum of the phase angle of the fault current, an iterative approach has been chosen.

The neutral point treatment of distributed generation units plays an important role to avoid danger in case of a fault. Therefore the third current harmonic and the additionally caused thermic load in the neutral point are determined. Even if a low-impedant zero path cannot be maintained through the connection of the neutral point to the N- or PEN-line, the presented "concept of the safety block" can be a feasible corrective measure.

Measurements on the one hand show the behavior of inverters in case of a fault as well as the interrupting of overcurrent protection devices. On the other hand measurements in operation mode demonstrate special aspects, which have to be considered e.g. for the determination of fault loop impedances.

Finally a solution for the case of loss of short circuit power in networks with inverter feed-in is described. For this purpose the patented concept of an undervoltage controlled seal-in circuit-system in combination with an auxiliary current source is presented.

Keywords: safety, active low voltage network, distributed generation, isolated network, fault current, risk potentials, protection measures, inverter based dynamic network stabilisation, auxiliary current based undervoltage controlled seal-in circuit-system

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
1 Einleitung	10
1.1 Motivation und Überblick	10
1.2 Aufbau der Dissertation	11
1.3 Relevanz und Abgrenzung	12
1.4 Begriffserklärungen	13
1.4.1 Aktives Niederspannungsnetz.....	13
1.4.2 Inselnetzbetrieb	15
1.4.3 Microgrid	16
1.4.4 Arealnetz, Objektnetz, geschlossenes Verteilnetz	16
1.4.5 Kundenanlage	17
1.4.6 Verbraucheranlage	17
1.4.7 Erzeugungsanlage [13].....	17
1.4.8 Erzeugungseinheit [13].....	18
1.4.9 Ersatz-/Sicherheitsstromversorgung	18
1.5 Allgemeiner Stand der Technik	20
1.6 Bezug zu anderen wissenschaftlichen Arbeiten - Stand der Wissenschaft	21
1.7 Paradigmenwechsel in bestehenden Erzeugungsstrukturen	24
2 Forschungsfragen und eigene wissenschaftliche Beiträge	26
2.1 Forschungsfragen.....	26
2.2 Schwerpunktthemen.....	27
2.3 Eigene Publikationen und wissenschaftlicher Beitrag.....	27
3 Sicherheitsbetrachtungen in aktiven Niederspannungsnetzen. 30	30
3.1 Sicherheitsbezogene Regelwerke - Gesetze und Verordnungen	30
3.1.1 Elektrotechnikgesetz 1992 - ETG 1992.....	30
3.1.2 Elektrotechnikverordnung 2002 - ETV 2002	31
3.1.3 Nullungsverordnung	32
3.1.4 Elektroschutzverordnung 2012 - ESV 2012	33
3.2 Sicherheitsbezogene Regelwerke - Normen und Richtlinien	34
3.2.1 Netzsysteme	34

3.2.2	Berechnung kapazitiver Ableitströme.....	43
3.2.3	Schutzmaßnahmen - Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutz gegen gefährliche Berührungsströme).....	51
3.2.4	Körperstrom, Fehlerspannung, Berührungsspannung.....	54
3.2.5	Ersatzstromversorgungs- und andere Stromversorgungsanlagen.....	58
3.2.6	Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen.....	59
3.3	Netzparallelbetrieb als Basisform des Netzbetriebs.....	62
3.3.1	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen.....	63
3.3.2	Weitere nationale sowie internationale Standards für den Netzparallelbetrieb.....	64
3.4	Inselnetzbetrieb - Sicherheitsanforderungen.....	66
3.5	Zusammenfassende sicherheitsrelevante Anforderungen an Netzschutzsysteme in aktiven Niederspannungsnetzen.....	68
3.6	Verbraucheranlage.....	70

4 Gefährdungspotentiale in aktiven Niederspannungsnetzen 91

4.1	Impedanzen im Fehlerstrompfad.....	91
4.1.1	Nullimpedanz - Transformator.....	91
4.1.2	Nullimpedanz - Kabel.....	92
4.2	TN-C-System - Versorgung über einen Transformator.....	94
4.2.1	Berechnungsmethoden.....	94
4.2.2	Fehlerszenarien - Definition, Berechnung und Analyse.....	97
4.2.3	Berechnungsergebnisse - Fall 1: Versorgung einer städtischen Struktur.....	101
4.2.4	Analytische Betrachtung TN-C-System - Versorgung über einen Transformator.....	108
4.3	TN-C-System - Versorgung über Wechselrichter im Inselnetzbetrieb.....	111
4.3.1	Berechnungsergebnisse.....	112
4.3.2	Dynamische Netzstützung durch nichtlineare Quellen - Wechselrichter.....	122
4.4	Sternpunktsbehandlung dezentraler rotierender Erzeugungsanlagen: Auswirkung der 3. Oberschwingungsströme auf den Sternpunkt.....	126
4.4.1	Isolierter Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage im Inselnetzbetrieb.....	127
4.4.2	Entstehung von Oberschwingungen (OS).....	127
4.4.3	Messtechnischer und analytischer Nachweis der 3. Oberschwingung für einen Ersatzstromgenerator.....	131
4.4.4	Zusammenfassung der Auswirkungen von 3. Oberschwingungsströmen auf den Sternpunkt.....	133

4.5	Sternpunktverlust bzw. isolierter Sternpunkt - Anwendung eines Sternpunktbildners	133
4.5.1	Safety Block.....	134
5	Messungen in aktiven Niederspannungsnetzen mit nichtlinearen Quellen	136
5.1	Fehlerverhalten - Inselnetzwechselrichter.....	136
5.1.1	Untersuchte Fehlerszenarien [P8].....	137
5.2	Abschaltverhalten verschiedener Leitungsschutzschalter (Selektivitätsnachweis) [P8]	140
5.3	Untersuchungen zum Zusatzschutz: Auslösung eines 30-mA-Fehlerstrom-Schutzschalters [P8]	140
5.4	Nachbildung von Elektrounfällen [P8]	141
5.5	Betriebs- bzw. Fehlerverhalten - spezielle Aspekte bei Versorgung über nichtlineare Quellen	143
5.5.1	Überprüfung der Fehlerschleifenimpedanz im TN-System [P5].....	143
5.6	Weiterführende Untersuchungen unterschiedlicher Fehlerszenarien im vom Wechselrichter gespeisten Inselnetz.....	149
6	Lösung im Falle der Einschränkung bzw. des Verlusts der Kurzschlussleistung	151
6.1	Unterspannungs-Überstromschutz ($U <$, $I >$, $I >>$).....	151
6.2	Pilotstrombasiertes unterspannungsgesteuertes Überstrom-Zeitstaffelschutz-System	152
6.2.1	Stand der Technik [P1].....	152
6.2.2	Funktionsweise.....	152
6.2.3	Validierung der Funktionsweise	156
6.2.4	Vorteil des beschriebenen patentierten Konzepts.....	157
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	159
7.1	Zusammenfassung.....	159
7.2	Ausblick	161
8	Literatur	162
9	Verzeichnisse.....	166
9.1	Abkürzungen	166
9.2	Abbildungen.....	169
9.3	Tabellen.....	175
10	Anhang.....	178

10.1	Anhang zu Kapitel 1.5: Allgemeiner Stand der Technik.....	178
10.2	Anhang zu Kapitel 2.3: Eigene Publikationen und wissenschaftlicher Beitrag	182
10.3	Anhang zu Kapitel 3.2.3: Schutzmaßnahmen - Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutz gegen gefährliche Berührungsströme)	185
10.4	Anhang zu Kapitel 3.2.5: Ersatzstromversorgungs- und andere Stromversorgungsanlagen 188	
10.5	Anhang zu Kapitel 4.2: TN-C-System - Versorgung über einen Transformator	189
10.6	Anhang zu Kapitel 4.3: TN-C-System - Versorgung über Wechselrichter im Inselnetzbetrieb 202	

1 Einleitung

1.1 Motivation und Überblick

Der Umgang mit elektrischer Energie beeinflusst sämtliche Lebensbereiche des Menschen und übt Einfluss auf das globale Klima, die Umwelt aber auch auf Wirtschaft und Wissenschaft aus. Durch eine Verknappung konventioneller Energien (Mineralöl, Gas, Kohle etc.) ist die Thematik der Nutzung erneuerbarer Energieträger präsenter als jemals zuvor. Eine nachhaltige Versorgung der Weltbevölkerung mit elektrischer Energie nimmt dabei eine zentrale Rolle ein.

Europäische und nationale Klimaschutzziele fordern die Steigerung der Energieeffizienz, die Reduktion der CO₂-Emissionen sowie den Ausbau erneuerbarer Energien. Gerade der Ausbau erneuerbarer Energien spielt in Österreich eine wesentliche Rolle: Neben dem weiteren Ausschöpfen von Potentialen im Sektor Wasserkraft bedarf es zur Erreichung festgelegter Zielvorgaben (EnergieStrategie Österreich [1]) einer zunehmenden Einbindung kleiner dezentraler Stromerzeugungsanlagen (z.B. Wind, Blockheizkraftwerke, Photovoltaik) in bestehende Stromnetze. Die Nutzung lokal verfügbarer erneuerbarer Energien führt dazu, Umweltauswirkungen zu minimieren und forciert eine Transformation des Energiesystems von einer zentralen hin zu einer dezentralen Versorgungsstruktur.

Besonders aufgrund der großflächigen Verfügbarkeit ist die Energiequelle Sonne für die Stromerzeugung in Niederspannungsnetzen von hoher Bedeutung. Vorteilhaft bei der Nutzung der Sonnenenergie über Photovoltaikanlagen ist neben den, über die letzten Jahre gesunkenen Anschaffungskosten, eine einfache Installation sowie ein geringer Wartungsaufwand. In Kombination mit Speichern können Photovoltaikanlagen eine Ausführungsform des Inselnetzbetriebs auf Basis einer Verbraucheranlage darstellen. Für eine aktive Teilnahme der Kunden wird neben einem Um- und Ausbau der elektrotechnischen Anlagen eine Umgestaltung bestehender Netze hin zu aktiven Niederspannungsnetzen vollzogen. Dabei ist auch eine Tendenz hin zu einer verstärkten Autonomie- bzw. Autarkiebestrebung bei den Stromkunden feststellbar. Die Option der Inselnetzbildung, welche in den letzten Jahren durch konkurrenzfähige Technologien und damit geringer werdenden Investitionskosten und Subventionierung dezentraler Stromerzeugungsanlagen in den Vordergrund rückt, trägt dazu bei, dass es zu einer Steigerung der „gefühlten“ Autarkie auf Seite der Kunden (sowohl als vollkommene elektrische als auch thermische Autarkie) kommt. Ein wesentlicher Einflussfaktor für die weitere Etablierung von Inselnetzlösungen stellt die Entwicklung elektrischer Energiespeicher, sowohl aus technischer wie auch aus finanzieller Sicht, dar.

An dieser Stelle sei jedoch darauf hingewiesen, dass es neben den positiven und anstrengenswerten Effekten der intensivierten Nutzung erneuerbarer Energien auch zu kontroversen und oft doch zu berechtigten Einwänden kommt. Vor allem in Deutschland kommt es bei der Umsetzung der Energiewende durch teils umstrittene Förderungen erneuerbarer Energien zu kritischen Hinterfragungen wie beispielsweise, dass einer gesellschaftlichen Entsolidarisierung bei der Kostenverteilung im Zuge der Förderung erneuerbarer Energien entgegengewirkt werden muss.

In der EnergieStrategie Österreich [1] wird ebenfalls dargelegt, dass es neben mittelfristig umsetzbaren sowie prüfbareren Zielen eine Vision braucht: Eine Vision, welche, neben einem größtmöglichen Selbstversorgungsgrad, die Erreichung der Energieautarkie zum Ziel hat.

Aufgrund der forcierten Entwicklung weg von passiven hin zu aktiven Niederspannungsnetzen und der unmittelbaren Nähe dieser Netze zum Verbraucher liegt der Fokus dieser Dissertation auf Niederspannungsnetzen. Die Etablierung aktiver Niederspannungsnetze verlangt jedoch für einen

sicheren Betrieb eine umfassende Analyse des Ausgangszustandes und eine Untersuchung der Auswirkungen der zu erwartenden Neuerungen hinsichtlich der Schutzmaßnahmen. Bislang eingesetzte Methoden der Realisierung von Schutzmaßnahmen in Niederspannungsnetzsystemen und der einzuhaltenden Bedingungen wie Abschaltzeiten etc., müssen auf ihre Eignung besonders im Inselnetzbetrieb geprüft werden. Es muss sichergestellt werden, dass die Schutzmaßnahmen in bestehenden Anlagen bei Umschaltung in den kontrollierten Inselnetzbetrieb gegen elektrischen Schlag aufrecht bleiben. Dabei nehmen der wegfallende dominante Lastfluss und der Verlust des bestimmenden Kurzschlussstroms von zentralen, leistungsstarken Erzeugungsanlagen in selbstversorgungsfähigen Verbraucheranlagen (Stichwort: Inselnetz, autarkes Netz, Microgrid) eine wesentliche Rolle ein.

Bei wechselrichtergespeisten Inselnetzen liegt, in Abhängigkeit des eingesetzten Wechselrichters und der thermischen Begrenzung des Ausgangs, der im Fehlerfall bereitgestellte Strom nur geringfügig über dem Nennstrom. Dabei kann es vorkommen, dass der Fehlerstrom nicht ausreichend ist, den für eine sichere Abschaltung im Fehlerfall erforderlichen Strom bereitzustellen.

1.2 Aufbau der Dissertation

Basierend auf dem aktuellen Stand der Technik und den erforderlichen Sicherheitsbetrachtungen in aktiven Niederspannungsnetzen werden in dieser Dissertation zehn Forschungsfragen definiert. Diese decken einerseits die bestehende Ausgangslage ab, d.h. es werden mögliche Gefährdungspotentiale und Grenzen des Ist-Zustands (bei klassischer Versorgung über Transformatoren) typischer Niederspannungsnetzsysteme dargelegt und andererseits werden zukünftige Versorgungsszenarien behandelt. Die durchgeführten Analysen beinhalten ebenfalls Grundsatzuntersuchungen zum Einfluss der kapazitiven Fehlerströme in isolierten Netzsystemen und stellen den Einfluss der Leitungslängen beim Betrieb dieser Netze dar.

Die Untersuchungen bei einer Versorgung über Wechselrichter zeigen Gefährdungspotentiale und Grenzen im Inselnetzbetrieb auf. Eine kritische Betrachtung der dynamischen Netzstützung im Netzparallel- bzw. im Inselnetzbetrieb schließt diese Untersuchungen ab.

Anhand der Messungen und durchgeführten Versuchsreihen in aktiven Niederspannungsnetzen wird insbesondere das Verhalten von nichtlinearen Quellen (Wechselrichtern) bei Netzfehlern analysiert. In weiterer Folge werden gängige Verfahren zur Bestimmung der Fehlerschleifenimpedanz auf deren Anwendbarkeit bei Versorgung über Wechselrichter (im Normalbetrieb) geprüft.

Abschließend werden Lösungen für konkrete Probleme, die im Zusammenhang mit aktiven Niederspannungsnetzen auftreten, beschrieben: Hierbei nimmt die Sternpunktsbehandlung dezentraler Erzeugungsanlagen und die Nullstromtragfähigkeit der Generatorsternpunkte im Inselnetz für die Fehlerstromaufteilung bzw. -klärung eine wesentliche Rolle ein. Durch eine methodische Analyse wird die Auswirkung der 3. Oberschwingung unter Berücksichtigung normativer Vorgaben bestimmt. Kann der Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage nicht geerdet werden, so kann z.B. das Konzept des Safety Blocks Abhilfe schaffen. Dabei wird durch den Einsatz eines Safety Blocks im Fehlerfall (Erzeugungsanlage mit rotierender Masse und Sternpunktsbildner) sowohl ein definierter Sternpunkt im Inselnetzbetrieb als auch der fehlende Kurzschlussstrom bei Einspeisung über nichtlineare Quellen bereitgestellt.

Im Inselnetzbetrieb kann es bei Verlust des durch das Netz zur Verfügung gestellten Kurzschlussstroms unter Umständen auch dazu kommen, dass der Strom zur Anregung des Schutzes nicht ausreichend

hoch ist. Daher wird ein Patent eines pilotstrombasierten unterspannungsgesteuerten Überstrom-Zeitstaffelschutz-Systems konzipiert, das garantiert, dass nach Abschaltung des Wechselrichters ein ausreichend hoher Ortungs-Hilfsstrom eingespeist wird. Damit kann die Funktionalität des Netzschutzes weiterhin sichergestellt werden.

In dieser Dissertation werden die mit der Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen in bestehende Netze und Verbraucheranlagen einhergehenden Herausforderungen, speziell der Ausschluss der Gefährdung für den Menschen, und damit die Sicherstellung der Personensicherheit in elektrischen Anlagen dargelegt sowie Lösungsansätze präsentiert.

Neben Fragestellungen, welche im Zusammenhang mit einem verminderten Fehlerstrom im Falle der Inselnetzbildung auftreten, werden Anforderungen hinsichtlich der Abschaltung im Fehlerfall, d.h. die Einhaltung der Ausschaltstrombedingung sowie Lösungen und Abhilfemaßnahmen für auftretende Probleme einer Lösung zugeführt.

1.3 Relevanz und Abgrenzung

Sowohl die wissenschaftliche als auch gesellschaftliche Relevanz dieser Dissertation ist aufgrund der Aktualität des verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energien und der Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen in Verteilernetze, insbesondere in Niederspannungsnetze, gegeben.

Der Fokus dieser Arbeit liegt in der Gewährleistung der Sicherheit von Personen in aktiven Niederspannungsnetzen. Die Definition eines aktiven Niederspannungsnetzes trifft sowohl auf den Netzparallel- als auch auf den Inselnetznetzbetrieb zu, siehe Kapitel 1.4.1, wobei aus Sicht der Personensicherheit vordergründig der Inselnetzbetrieb betrachtet werden muss. Daher werden Anforderungen sowie Veränderungen gegenüber dem klassischen Betrieb, mögliche Gefährdungspotentiale und Maßnahmen bei Verlust des Kurzschlussstroms zur Sicherstellung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs, dargestellt.

Gemäß Netzplanungsstrategien, oftmals basierend auf bewährten Zusammenhängen, soll die Netzausdehnung bzw. die Länge des Weges der zu transportierenden Energie in Kilometer die Nennspannung des Netzes in kV nicht überschreiten. Demzufolge ist die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen kleiner bis mittlerer Leistungsklasse in erster Linie auf Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze beschränkt. Aufgrund der Durchdringung unseres Lebensraumes mit elektrischer Energie sind speziell in Niederspannungsnetzen die Gefahren, ausgehend von der direkten bzw. indirekten Berührung zu beachten, weshalb die Schutzmaßnahmen, also der Personenschutz, ein besonderes Augenmerk verdienen.

Neben dem Netzparallelbetrieb besteht technisch die Möglichkeit, Einzelverbraucheranlagen und den Zusammenschluss mehrerer Einzelverbraucheranlagen zu einer einzigen Verbraucheranlage im Inselnetz als selbstversorgungsfähiges Netzgebiet mit lokal verfügbarer erneuerbarer Energie zu betreiben. Da Inselnetze einerseits im Sinne der Versorgungssicherheit und andererseits aufgrund rechtlicher Haftungsfragen bisher auf Anwendungen in speziellen Gebieten bzw. auf entlegene Regionen, z.B. Krankenhäuser, Schiffe, Almhütten beschränkt, waren, liegen im nationalen Kontext keine allgemein gültigen Regelwerke betreffend detaillierte Erfordernisse zur Einhaltung der Schutzmaßnahmen und Sternpunktbehandlung in einem solchen Inselnetz vor. Damit der sichere Betrieb einer solchen in der Insel betriebenen Anlage bzw. dem Netzgebiet weiterhin sichergestellt werden kann, müssen eventuelle Gefährdungspotentiale erkannt und die üblicherweise eingesetzten Schutzkonzepte sowie Schutzgeräte auf deren Anwendbarkeit und Funktionalität geprüft werden.

Für eine eindeutige Abgrenzung ist vorwegzunehmen, dass diese Dissertation auf den sicheren Betrieb aktiver Niederspannungsnetze in Österreich abzielt. Im Sinne der weiteren Betrachtung werden ausgewählte normative Dokumente aus Deutschland für Begriffsdefinitionen etc. herangezogen.

Die angeführten Regelwerke beziehen sich auf den Stand der Technik vom 31.12.2014. Normative Vorgaben für die Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 C beziehen u.a. sowohl den Privatbereich als auch Installationen in Arbeitsstätten und öffentlichen Anlagen ein. Daher wird hinsichtlich der Schutzmaßnahmen nicht zwischen diesen Bereichen unterschieden.

Nicht im Fokus dieser Dissertation liegen Ersatzstrom- bzw. Sicherheitsstromversorgungsanlagen, wobei jedoch deren Betrieb in Kapitel 1.4.9 kurz beschrieben wird.

Bestandteil eines aktiven Niederspannungsnetzes sind neben dezentralen Stromerzeugungsanlagen ebenfalls Batterien (Akkumulatoren). In dieser Arbeit wird der Einfluss des Ladestatus auf das Verhalten des Inselnetzwechselrichters im Fehlerfall anhand der Messergebnisse im Kapitel 5 dargelegt. Ladestrategien, Speicherbewirtschaftung etc. liegen nicht im Fokus der Dissertation.

1.4 Begriffserklärungen

Im folgenden Kapitel werden die im Rahmen der Dissertation verwendeten Begriffe definiert und der Stand der Technik sowie österreichische bzw. internationale Normenwerke berücksichtigt.

1.4.1 Aktives Niederspannungsnetz

Da zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Dissertation keine allgemein gültige Definition eines aktiven Niederspannungsnetzes vorliegt, wird die offizielle Definition eines Smart Grids der Roadmap Smart Grids Austria [2] mit dem Fokus in Richtung aktives Niederspannungsnetz erweitert. Gemäß EIWOG [3] wird unter Berücksichtigung der österreichischen Gesetzgebung die Bezeichnung Verteilernetz für die Netzebenen 7 bis 3 verwendet. Das Niederspannungsnetz wird durch die Netzebene 7 beschrieben. Bei Gebrauch im Zusammenhang mit dem deutschen Kontext werden auch Bezeichnungen wie z.B. Verteilnetz bzw. Verteilungsnetz angewandt. Im Rahmen dieser Arbeit wird bei Benutzung des Terminus im nationalen Kontext der lt. EIWOG definierte Begriff Verteilernetz, mit Ausnahme zitierter Literaturstellen, verwendet.

Die Definition eines Smart Grids gemäß Roadmap Smart Grids Austria [2] lautet wie folgt:

„Smart Grids sind Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen.“

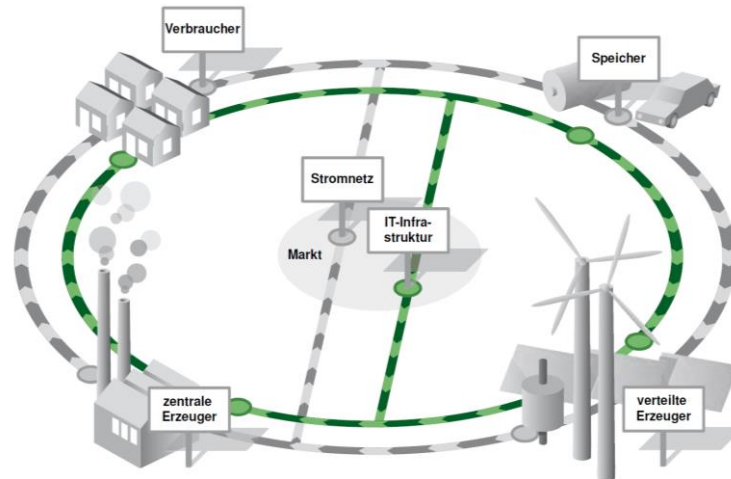


Abbildung 1 Smart Grid gemäß [2]

Aktive Verteilernetze erfordern aufgrund der zunehmenden Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Speichern ein aktives Last-, Demand-Side- und Speichermanagement, um den Eigenverbrauch aus Sicht des Kunden zu maximieren und den Bezug aus dem öffentlichen Verteilernetz zu minimieren. Bidirektionale Kommunikationswege ermöglichen eine aktive Verteilernetzbetriebsführung, d.h. zum einen, dass das (Strom-)Verteilernetz hinsichtlich der Faktoren Versorgungssicherheit, Energie- und Kosteneffizienz etc. optimiert wird und zum anderen auch, dass diese Optimierung unter Berücksichtigung z.B. von Vorhersagemodellen vollzogen werden kann. Aktive Verteilernetze beinhalten neben der elektrischen Energie auch weitere Energieformen, insbesondere nicht-zeitkritische Verbraucher, wie z.B. Heiz- und Kühlprozesse. Diese können aktiv für ein Lastmanagement herangezogen werden und sind somit Bestandteil eines aktiven Verteilernetzes. Exemplarisch ist in Abbildung 2 ein aktives Verteilernetz dargestellt.

Im Rahmen dieser Dissertation wird ein aktives Niederspannungsnetz zusammenfassend nach den folgenden Kriterien definiert:

- Ein aktives Niederspannungsnetz ist durch eine hohe Anzahl dezentraler Stromerzeugungsanlagen gekennzeichnet, welche entweder (teil-)autonom parallel zum Niederspannungsnetz oder autark als Insel betrieben werden können.
- Bidirektionale Kommunikation in einem aktiven Niederspannungsnetz ermöglicht eine aktive Verteilernetzbetriebsführung, d.h. zum einen, dass das (Strom-)Verteilernetz hinsichtlich der Faktoren Versorgungssicherheit, Energie- und Kosteneffizienz etc. optimiert wird und zum anderen auch, dass diese Optimierung unter Berücksichtigung z.B. Vorhersagemodellen vollzogen werden kann.
- Ein aktives Niederspannungsnetz verfügt über dezentral angeordnete Speicher, um durch aktives Last-, Demand Side- und Speichermanagement den Eigenverbrauch auf Kundenseite zu maximieren und damit den Bezug aus dem öffentlichen Verteilernetz zu minimieren.
- Aktive Niederspannungsnetze beinhalten neben dem elektrischen Strom auch weitere Energieformen, insbesondere nicht-zeitkritische Verbraucher, wie z.B. Heiz- und Kühlprozesse, welche aktiv für ein Lastmanagement herangezogen werden können und somit Bestandteil eines aktiven Verteilernetzes sind.

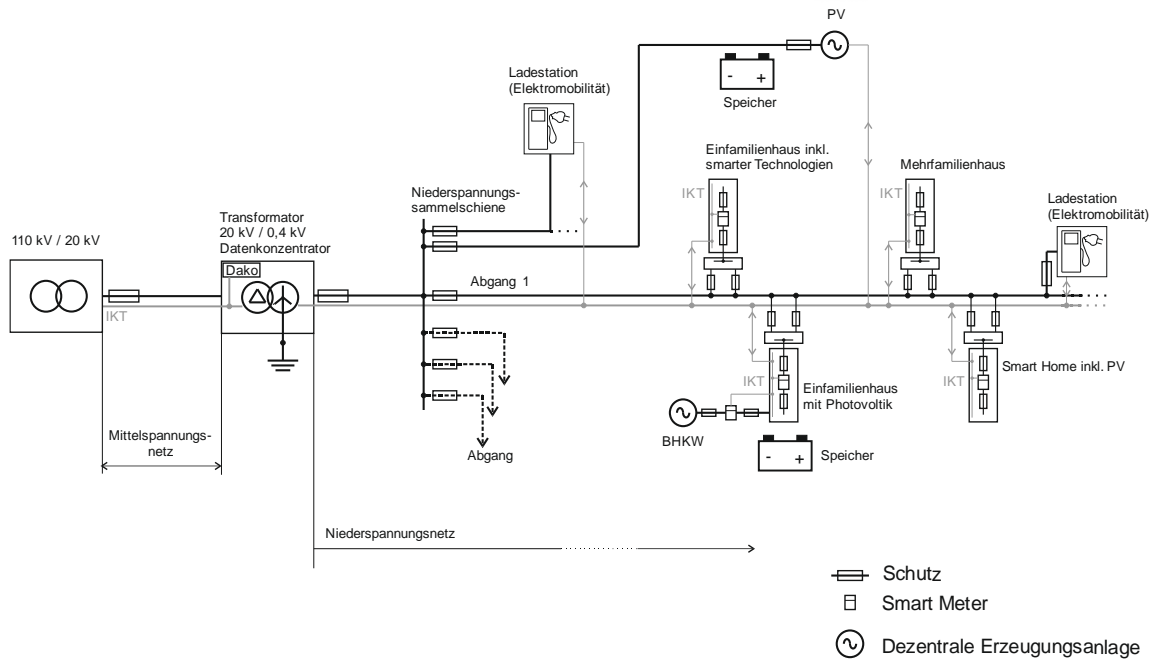


Abbildung 2 Aktives Niederspannungsnetz, eigene Darstellung

1.4.2 Inselnetzbetrieb

Für die Definition des Inselnetzbetriebs liegen mehrere Auslegungen vor. Nachfolgend ist eine Zusammenfassung der im Text zitierten Quellen angegeben. Bei der Definition des Inselnetzbetriebs ist zwischen Versorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen ohne Anschluss an das übergeordnete Verbundnetz bzw. einer Versorgung mit Ersatzstromaggregaten zu unterscheiden. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt auf der Versorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen ohne Anschluss an das Netz, der Betrieb von Ersatzstromversorgungsanlagen wird nicht untersucht, siehe Scope, Kapitel 1.3.

Der Inselnetzbetrieb ist definiert als Betrieb „ohne Anschluss an ein öffentliches Verteilnetz“ [4]. Die Inselnetzbildung wird beschrieben als Trennung eines Netzes mit Erzeugern und Lasten vom restlichen Versorgungsnetz. Dieser Fall kann einerseits infolge eines Fehlers oder andererseits durch bewusstes Abschalten durch den Verteilernetzbetreiber oder den Kunden vom Verbundnetz eintreten. Die Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen für den Inselnetzbetrieb sind in Kapitel 3.4 zusammengefasst. Inselnetze können entweder autonom oder autark betrieben werden. Die Autonomie aus netztechnischer Sicht sieht einen geschlossenen Kuppelschalter (Leistungsschutzschalter) vor.

Im weiteren Sinne muss zwischen Energie- und Leistungsautonomie unterschieden werden. Das angestrebte Ziel zur Erreichung der Energieautonomie ist, dass die verbrauchte Energie über einen definierten Zeitraum ein Minimum beträgt. Bei der Leistungsautonomie ist das zu erreichende Optimum, ein Minimum der bezogenen (benötigten) Leistung innerhalb des autonomen Netzgebiets.

Die Autarkie aus netztechnischer Sicht umfasst netzunabhängige Inselanlagen, welche keine physikalische Verbindung zum Verbundnetz aufweisen, in diesem Fall ist der Kuppelschalter offen. Autarke Erzeugungsanlagen (Inselanlagen) decken deren Energiebedarf gänzlich aus (erneuerbaren) lokal verfügbaren Energieträgern und sind somit von Energieträgerimporten unabhängig.

Bei der Bildung eines Inselnetzes muss zwischen einer kontrollierten (beabsichtigten) und einer nicht-kontrollierten (unbeabsichtigten) Inselnetzbildung unterschieden werden. In dieser Dissertation werden

ausschließliche Fragestellungen der kontrollierten Inselnetzbildung aufgearbeitet. Im Rahmen der unbeabsichtigten Inselnetzbildung spielen Fragestellungen und Herausforderungen der Inselnetzerkennung eine wesentliche Rolle. Da auf diesem Gebiet derzeit intensiv geforscht wird, sei an dieser Stelle auf eine Forschungsarbeit exemplarisch verwiesen, siehe [5], [6].

Im Gegensatz zum Inselnetz ist der Netzparallelbetrieb gemäß [4] dadurch gekennzeichnet, dass dezentrale Erzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaikanlagen) mit dem öffentlichen Netz verbunden sind (fester Anschluss). Die im Netzparallelbetrieb erzeugte Energie - wird im Gegensatz zum Inselnetzbetrieb - in das Verbundnetz eingespeist. Im Kapitel 3.3 wird der Netzparallelbetrieb als Basisform des Netzbetriebs behandelt.

1.4.3 Microgrid

Im Folgenden wird die Definition von Hatziaargyriou, 2006 [7] aus dem Englischen ins Deutsche übersetzt:

„Ein Microgrid umfasst ein Niederspannungsnetz mit verteilten Quellen, wie beispielhaft Microturbinen, Brennstoffzellen, PV, etc. In Kombination mit Speichereinheiten, wie Flywheels, Energiespeicherkondensatoren, Batterien und regelbaren Lasten stellen diese wesentliche Ressourcen für den Netzbetrieb bereit. Diese Systeme sind entweder mit dem Mittelspannungsnetz verbunden oder können in der Insel isoliert vom Netz bei Auftritt eines Fehlers im übergeordneten Netz betrieben werden. Aus Sicht des Kunden decken Microgrids thermische und elektrische Bedürfnisse, zusätzlich verbessern diese die lokale Zuverlässigkeit, reduzieren Emissionen, steigern die Power Quality, stützen die Spannung, reduzieren Spannungseinbrüche und reduzieren u.U. die Kosten der Energieversorgung.“

1.4.4 Arealnetz, Objektnetz, geschlossenes Verteilnetz

Die in Deutschland gängige Bezeichnung „Arealnetz“ bzw. „Objektnetz“ wurde im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsrechtes 2011 durch den Begriff „geschlossenes Verteilnetz“ ersetzt. Geschlossene Verteilnetze sind eindeutig abzugrenzen von Kundenanlagen, Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung, Direktleitungen und Speicheranlagen. Bevor eine Einstufung als geschlossenes Verteilnetz erfolgen darf, muss der Netzbetreiber einen Antrag bei der deutschen Regulierungsbehörde stellen.

Als Objektnetze wurden bis zur Novellierung Betriebsnetze, Dienstleistungsnetze sowie Eigenversorgungsnetze bezeichnet. Betriebsnetze sind auf zusammengehörenden Betriebsgebieten angesiedelt und dienen in erster Linie dem Energietransport innerhalb dieser Unternehmen. Ein Dienstleistungsnetz befindet sich auf einem räumlich zusammenhängenden sowie privaten Gebiet; wesentliches Merkmal eines Dienstleistungsnetzes ist die Energieversorgung ausgewählter Letztverbraucher. Die Versorgung mit elektrischer Energie ist im Falle eines Dienstleistungsnetzes mit einem übergeordneten Geschäftszweck verbunden. Im Gegensatz dazu sind Eigenversorgungsnetze auf ein räumlich beschränktes Gebiet eingegrenzt und dienen der Eigenversorgung. Bei den genannten Typen handelt es sich um Energieversorgungsnetze, welche nicht für die allgemeine Versorgung vorgesehen sind [8].

Geschlossene Verteilnetze sind oftmals bei großen Energieverbrauchern von Bedeutung. Betreiber solcher geschlossener Verteilnetze sind zunächst Industrieunternehmen, welche besondere

Anforderungen an die Netzsicherheit stellen. In erster Linie decken diese Netze ihren Bedarf selbst, besitzen aber aufgrund der Forderung nach Redundanz einen Anschluss an das Verteil- oder an das Übertragungsnetz. Die Energiebereitstellung erfolgt in geschlossenen Verteilnetzen durch steuerbare Erzeugungsanlagen, oft auch basierend auf regenerativen Energiequellen bzw. Kraft-Wärme-Kopplungs-Konzepten.

Eine Einstufung als geschlossenes Verteilnetz erfordert, dass das Netz geografisch abgegrenzt ist, in den meisten Fällen ein Industrie- oder Gewerbegebiet darstellt und dass auf diesem Gebiet die Leistung, d.h. die vorhandene Infrastruktur und Dienstleistungen gemeinsam genutzt werden können (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG [9]). Betreiber geschlossener Verteilnetze dürfen die Energie nicht für die Eigenbedarfsnutzung an Haushalte verkaufen.

1.4.5 Kundenanlage

Im Folgenden wird die Definition einer Kundenanlage in Österreich exemplarisch angeführt. Diese Definition ist den „Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Energienetze Steiermark GmbH“ [10] entnommen. Die hierin angeführte Definition der Kundenanlage erstreckt sich „ab der Eigentumsgränze“ auf Anlagen, „die sich im Eigentum des Netzbenutzers“ befinden.

1.4.6 Verbraucheranlage

Im Sinne der Nullungsverordnung [11] werden elektrische Anlagen ab dem Hausanschluss als Verbraucheranlage definiert. Gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-1 [12] beinhaltet die Verbraucheranlage sämtliche elektrische Betriebsmittel inklusive der Hauptleitung ab dem Hausanschlusspunkt in einem elektrifizierten Objekt, ausgenommen sind jedoch Stromquellen. Eine weitere Unterteilung ist dann erforderlich, wenn die Verbraucheranlage aus mehreren Einzelverbraucheranlagen besteht. Eine Einzelverbraucheranlagen, entsprechend [12] auch als Betreiberanlage definiert, umfasst „Betriebsmittel ab den Zugangsklemmen der Vorzählersicherungen bis zu den festen oder steckbaren Anschlussklemmen der elektrischen Verbrauchsmittel“. Liegt keine Unterteilung der Verbraucheranlage in Einzelverbraucheranlagen vor, so ist die Einzelverbraucheranlage als Verbraucheranlage anzusehen.

1.4.7 Erzeugungsanlage [13]

Als Erzeugungsanlagen werden jene Anlagen bezeichnet, welche zur Erzeugung elektrischer Energie dienen [14]. Beispielhaft sind hier die folgenden Anlagen in [13] genannt: Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), Wasserkraftanlagen, Generatoren basierend auf Wärmekraftmaschinen (z.B. BHKWs) etc. Weiters ist eine „**Erzeugungsanlage (EZA)**“ gemäß [13] wie folgt definiert:

„alle an einem Netzanschluss/Hausanschluss angeschlossenen Erzeugungseinheiten eines Primärenergieträgers (z.B. alle PV-Einheiten) werden als eine Erzeugungsanlage bezeichnet“
[13]

1.4.8 Erzeugungseinheit [13]

Eine „**Erzeugungseinheit (EZE)**“ stellt eine „*einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie*“ [13] dar.

Als demonstratives Beispiel für eine Erzeugungseinheit wird in [13] eine „*Photovoltaik-Erzeugungsanlage mit zwei fest an den Zählerplatz angeschlossenen Umrichtern*“ genannt. Die Anlage besteht somit aus zwei einzelnen Erzeugungseinheiten.

Da in dieser Arbeit exemplarisch ein Wechselrichter (PV-Anlage) untersucht wird, entspricht die Erzeugungsanlage der Erzeugungseinheit.

1.4.9 Ersatz-/Sicherheitsstromversorgung

Ersatzstromversorgung

Gemäß ÖVE-EN 1, Teil 4 (§ 53)/1988: „Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V, Teil 4: Besondere Anlagen, § 53 Ersatzstromversorgungsanlagen und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb“ [15] lautet die Definition einer Ersatzstromversorgungsanlage wie folgt:

„Ersatzstromversorgungsanlagen sind Stromversorgungsanlagen, die die elektrische Energieversorgung von Netzteilen, Verbraucheranlage oder einzelne Verbrauchsmittel nach Ausfall oder Abschaltung der allgemeinen Stromversorgung übernehmen. Diese können auch unabhängig von einem allgemeinen Verteilungsnetz betrieben werden. Sie bestehen aus ortsfesten oder ortsveränderlichen Ersatzstromerzeugern (z.B. kraftmaschinenangetriebenen Generatoren, Batterien, gegebenenfalls mit zugehörigen Wechselrichtern oder Umformern), deren Schaltanlagen und Hilfseinrichtungen.“

Im Detail wird ÖVE-EN 1, Teil 4 (§ 53)/1988 [15] in Kapitel 3.2.5 behandelt.

Laut ÖVE/ÖNORM E 8002-1:2007: „Starkstromanlagen und Sicherheitsstromversorgung in baulichen Anlagen für Menschenansammlungen“ [16] ist eine Ersatzstromquelle, eine „*Einrichtung, die bei Ausfall der allgemeinen Stromversorgung die elektrische Energie bereitstellt, um normale Tätigkeiten fortsetzen oder in Ruhe beenden zu können*“. Das Ersatzstromaggregat ist wie folgt definiert:

„Stromerzeugungsaggregat, das nach Ausfall der allgemeinen Stromversorgung zur Versorgung von Einrichtungen zur Aufrechterhaltung des Betriebes dient, jedoch nicht eine Sicherheitsstromquelle gemäß 3.2.13 darstellt.“

Die deutsche Norm DIN VDE 0100, Teil 200: „Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 200: Begriffe (IEC 60050-826:2004, modifiziert)“ [17] definiert eine Ersatzstromversorgungsanlage wie folgt:

„Stromversorgungsanlage, die dazu bestimmt ist, die Funktion einer elektrischen Anlage oder von einem Teil oder mehreren Teilen einer Anlage bei einer Unterbrechung der üblichen Stromversorgung aus anderen Gründen als für Sicherheitszwecke aufrechtzuerhalten.“

Sicherheitsstromversorgung

Eine Sicherheitsstromquelle gemäß [16] stellt „bei Ausfall der allgemeinen Stromversorgung für eine begrenzte Zeit die elektrische Energie für die Versorgung von notwendigen Sicherheitseinrichtungen“ bereit.

Das Sicherheitsstromaggregat ist ein „Aggregat, das bei einem Ausfall der allgemeinen Stromversorgung nach maximal 15 s die elektrische Energie für die Versorgung der notwendigen Sicherheitseinrichtungen bereitstellt“ [16].

Das Sicherheitsstromaggregat wird „nach Ausfall der allgemeinen Stromversorgung aus dem Stillstand in Betrieb gesetzt“ [16]. Als Parameter für das Inkrafttreten der Sicherheitsstromversorgung ist die Spannung heranzuziehen. Sinkt die Spannung der allgemeinen Stromversorgung für eine Zeit größer als 0,5 s auf einen Wert kleiner 75 % der Nennspannung muss die Sicherheitsstromversorgung selbstständig die Versorgung übernehmen.

Die deutsche Norm DIN VDE 0100, Teil 200 [17] definiert eine elektrischen Anlage für Sicherheitszwecke wie folgt:

„elektrische Anlage, die dazu bestimmt ist, die Funktion von elektrischen Betriebsmitteln aufrechtzuerhalten, die von wesentlicher Bedeutung sind:

- *für die Sicherheit und Gesundheit von Personen und Nutztieren und/oder*
- *zur Vermeidung von Umweltschäden und Schäden an anderen Betriebsmitteln, wenn das Vermeiden von Umweltschäden und das Vermeiden von Schäden an anderen Betriebsmitteln durch nationale Rechtsvorschriften verlangt werden*

Anmerkung: Die elektrische Anlage für Sicherheitszwecke schließt die Stromquelle und die Stromkreise bis zu den Klemmen der elektrischen Betriebsmittel ein. In bestimmten Fällen kann sie auch die Betriebsmittel einschließen.“

Aufgrund angeführter Definitionen kann eine Unterscheidung zwischen Ersatz- und Sicherheitsstromversorgung bzw. einer elektrischen Anlage für Sicherheitszwecke lt. ÖVE/ÖNORM E 8002-1:2007 [16] sowie VDE 0100, Teil 200 [17] getroffen werden. Hält man sich an die zuvor genannten Definitionen, so geht hervor, dass eine Sicherheitsstromquelle nach Ausfall der allgemeinen Stromversorgung nach einer definierten Zeit (max. 15 s) für Einrichtungen zum Sicherheitszwecke zum Einsatz kommt. Die Ersatzstromversorgung kommt in jenen Fällen zum Einsatz, bei welchen keine Sicherheitszwecke erfüllt werden müssen.

Abbildung 3 bzw. Abbildung 4 zeigt exemplarisch eine Ersatzstrom- bzw. Sicherheitsstromversorgungsanlage. Im Vergleich dazu ist in Abbildung 5 ein aktives Niederspannungsnetz dargestellt. Primäres Unterscheidungsmerkmal ist, dass bei einer Ersatzstrom-/Sicherheitsstromversorgungsanlage auf Ebene einer Verbraucheranlage keine Rückspeisung in das übergelagerte Netz erfolgen darf.

Abbildung 5 zeigt den Unterschied eines aktiven Niederspannungsnetzes zu einer Ersatzstrom-/Sicherheitsstromversorgungsanlage. Wie bereits in Kapitel 1.4.1 beschrieben, kann ein aktives Niederspannungsnetz parallel bzw. als Insel betrieben werden (geschlossener bzw. offener Schalter, Abbildung 5). Im Gegensatz zur Ersatzstrom-/Sicherheitsstromversorgungsanlage liegt beim Betrieb eines aktiven Niederspannungsnetzes keine Einschränkung hinsichtlich des Einsatzes vor.

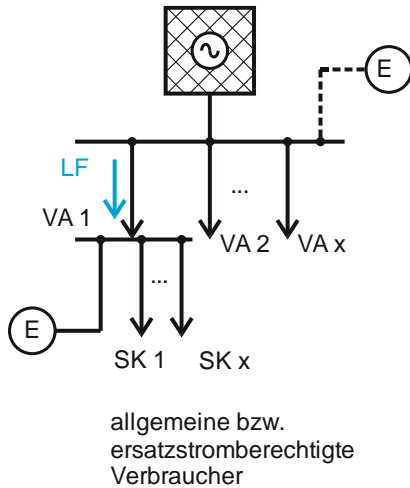


Abbildung 3 Ersatzstromversorgungsanlage

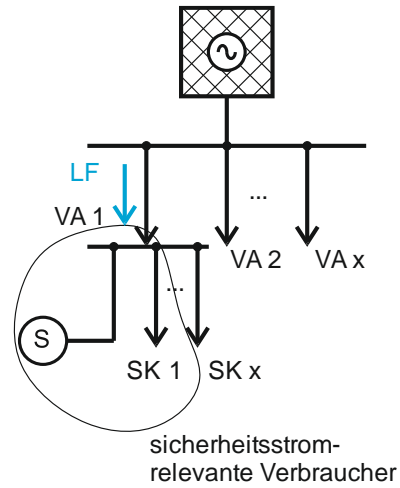


Abbildung 4 Sicherheitsstromversorgungsanlage

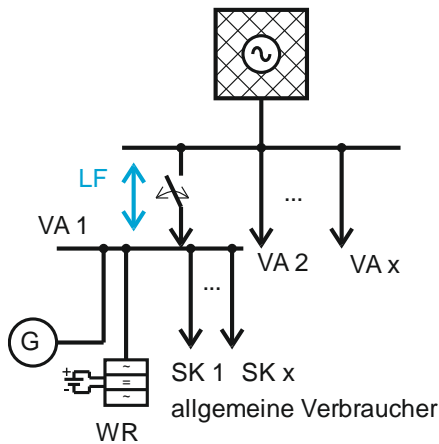


Abbildung 5 Aktives Niederspannungsnetz

- E... Ersatzstromaggregat
- G... Erzeugung z.B. Mini-BHKW in einer Verbraucheranlage
- S... Sicherheitsstromaggregat
- LF... Lastfluss
- SK... Stromkreis
- VA... Verbraucheranlage
- WR... Inselnetzfähiger Wechselrichter inkl. Batterie

1.5 Allgemeiner Stand der Technik

Der allgemeine Stand der Technik für den Betrieb von Ersatz- und Notstromgeneratoren in Österreich wird auszugsweise durch nachstehende Dokumente abgebildet.

Der Report Nr. 42: „Ersatz- und Notstromversorgung mit Zapfwellengeneratoren der AUVA“ [18] stellt einzuhaltende Mindestanforderungen sowie zusätzliche Maßnahmen bei Versorgung von elektrischen Betriebsmitteln über Zapfwellengeneratoren in der Landwirtschaft dar. Die derzeitigen Mindestanforderungen gemäß ÖVE-EN 1, Teil 4 (§ 53) [15] und ÖVE/ÖNORM E 8001-4-56 [19] sollen durch den Report ergänzt bzw. Maßnahmen aufgezeigt werden, damit die Betriebssicherheit der Anlage weiter erhöht wird. *„Der Betrieb von Notstromversorgungsanlagen ist grundsätzlich nur unter Bedingungen gestattet, die vom Verteilungsnetzbetreiber (VNB) vorgegeben werden. Vor der Errichtung einer Notstromversorgungsanlage hat der Errichter die Zustimmung des VNB einzuholen. Änderungen an der Notstromversorgungsanlage dürfen nur einvernehmlich mit dem VNB durchgeführt werden.“* [18]

Der Zapfwellengenerator kann sowohl zur Notstromversorgung (Anlagenversorgung) als auch zur Ersatzstromversorgung (im Dokument als Direktversorgung bezeichnet und zur Versorgung direkt

angeschlossener Elektrogeräte) eingesetzt werden. Bei Einsatz eines Universalgenerators muss ein Betriebsartenwahlschalter zur Anpassung an die Betriebsart, Anlagen- oder Direktversorgung (auch als Feldeinsatz bezeichnet) vorgesehen werden. Zapfwellengeneratoren der neuesten Generation erlauben, aufgrund der Ausführung des Sternpunktes (isoliert gegenüber dem Generatorgehäuse und nicht mit dem Schutzleiter verbunden), eine Notstromeinspeisung in allen Netzsystemen (TT-, TN-C, TN-S und IT). Generatoren für die unterschiedlichen Arten der Versorgung (Ersatzstrom- bzw. Notstromversorgung sowie Universalgeneratoren für beide Betriebsarten) und zugeordnete Schutzmaßnahmen inkl. Vorkehrungen, welche in der Notstromspeiseinstallation vorzusehen sind, sind im Anhang 10.1, Tabelle 28 dargestellt.

Die Broschüre M 240: „Elektroschutz auf Baustellen“ [20] der AUVA sowie BGI 867: „Auswahl und Betrieb von Ersatzstromerzeugern auf Bau- und Montagestellen der BG Bau, Berufsgenossenschaft der Bauwirtschaft“ [21] fassen die Anforderungen an Notstromgeneratoren (Aggregate) auf Baustellen zusammen. Die Zusammenfassungen von [20] und [21] in Tabelle 29 sowie in Tabelle 30, siehe Anhang 10.1, beinhalten ausschließlich die Schutzmaßnahmen inkl. zugehöriger Anforderungen an Erdungsanlagen, Leitungslängen etc. auf Bau- und Montagestellen.

1.6 Bezug zu anderen wissenschaftlichen Arbeiten - Stand der Wissenschaft

Dieses Kapitel stellt eine Übersicht über verfügbare Literatur im Konsens mit Schwerpunktthemen (fehlender Kurzschlussstrom, Personenschutz etc.) dieser Dissertation dar. Aufgrund der aktuellen Präsenz der Integration erneuerbarer Energien in Verteilernetze liegt eine Vielzahl von wissenschaftlichen Arbeiten vor. Nachstehend wird auf die, aus Sicht der Autorin wichtigsten Publikationen, im Hinblick auf eine Abgrenzung der Forschungsschwerpunkte dieser Dissertation eingegangen.

Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen - allgemein

Als wichtige Literaturstelle sei hier vorab der Final Report: „Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources, März 2015 der Cigré, CIRED Joint Working Group B5/C6.26/CIRED“ [22] genannt. Der Bericht liefert eine Zusammenfassung über schutzrelevante Charakteristika dezentraler Erzeugungsanlagen (Kurzschlussstrombeitrag dezentraler Erzeugungsanlagen, insbesondere wechselrichter-gekoppelter Anlagen, fault-ride-through-Fähigkeit etc.) und beschreibt länderspezifisch gängige Schutzkonzepte. Neben den Herausforderungen bei der Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen werden Inselnetzdetektions-Methoden (Vor- und Nachteile einzelner Methoden) aufgezeigt. Ein weiterer Schwerpunkt dieses Berichts liegt auf Schutzkonzepten für Verteilernetze der Zukunft, insbesondere in wechselrichter-gespeisten Inselnetzen (geringe Kurzschlussströme). Ausgewählte Literaturstellen des Final Reports werden nachstehend im Unterpunkt „Neue Schutzkonzepte“ beschrieben bzw. eine Abgrenzung zur vorliegenden Arbeit angegeben.

Zu geringe bzw. begrenzte Kurzschlussleistung und Kurzschlussstromverhalten

Die Problematik des fehlenden Kurzschlussstroms bei Einspeisung durch wechselrichter-basierte Quellen wird in einem Großteil der Publikationen mit der Thematik erneuerbare Energie genannt. In

vielen dieser Publikationen wird jedoch nicht im Detail auf den Sachverhalt des fehlenden Kurzschlussstroms eingegangen.

Kerber et al., 2013 [23] weisen u.a. auf die Thematik des fehlenden Kurzschlussstroms aus dem übergeordneten Netz hin, insbesondere bei Einspeisung durch Wechselrichter und des damit limitierten Kurzschlussstroms. Der Schwerpunkt dieser Publikation liegt allerdings auf einer Inselerkennungsmethode basierend auf der Erfassung kapazitiver Spannungsindikatoren in einem Umspannwerk. Driesen et al., 2006 [24] behandelt allgemeine Gesichtspunkte dezentraler Erzeugung, wie z.B. Lastflussumkehr. Aufgrund des möglichen Leistungsflusses von der Nieder- in die Mittelspannung wird eine Forderung nach neuen Schutzsystemen aufgestellt. Der sichere Betrieb und Schutz muss in allen Fällen garantiert werden. Zusätzlich muss eine ausreichende Selektivität für eine Optimierung der Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der gelieferten Leistung sichergestellt sein. Die Autoren schlagen einen „aktiven Schutz“ mit Anbindung an die Kommunikation vor, um den zukünftigen Anforderungen zu entsprechen.

Erdung und Fehlerschutzmaßnahmen

Hauer, 2013 [25] zeigt Grenzen der traditionellen Ausführungsart der Fehlerschutzmaßnahme Nullung in wechselrichter-gespeisten Netzen auf. Die Schutzmaßnahme Nullung ist bei nichtlinearen Quellen (Wechselrichter) nur eingeschränkt anwendbar, da diese den für die Ausschaltbedingung erforderlichen Fehlerstrom nicht liefern. Der Autor weist darauf hin, dass gemäß nationaler normativer Vorgaben [12] die erforderliche Ausschaltbedingung nicht mehr erfüllt werden kann und in Folge, die im betroffenen Teil des Verteilernetzes angeschlossenen Verbraucheranlagen mit einer anderen Fehlerschutzmaßnahme, z.B. Fehlerstrom-Schutzschaltung, auszurüsten sind. Ebenso wird dargestellt, dass die direkte Messung der Schleifenimpedanz zur Validierung der Ausschaltbedingung bei nichtlinearen Quellen keine korrekten Ergebnisse liefert.

LI BoTong et al., 2011 [26] präsentieren den Microgrid-Betrieb bei direktem Personenkontakt mit einem elektrischen Leiter und zeigen die erforderliche Sternpunktbehandlung in der Niederspannung (TN und TT) beim Betrieb von dezentralen Erzeugungsanlagen innerhalb und außerhalb einer elektrotechnischen Kundenanlage. Damit die Sternpunktterdung sowohl im Netzparallel- als im Inselnetzbetrieb wirksam bleibt, schlagen sie ein Schaltkonzept für Erdungspunkte in unterschiedlichen Betriebsmodi des Microgrids vor.

Brenna et al., 2005 [27] beschreiben das Verhalten von Fehlerspannungen und -ströme bei indirektem Berühren in unterschiedlichen Netzsystemen (TT, TN, IT) in stromrichter-gespeisten Netzen. Als Erkenntnisse stellen sie in dieser Publikation fest, dass sich die Spannungs- und Stromverläufe bei indirektem Berühren von den beschriebenen Verläufen in aktuellen Standards unterscheiden und speziell bei indirektem Berühren gefährliche Effekte im menschlichen Körper entstehen können. Im Falle eines TN-Systems ergeben sich Berührungsspannungen in der Größenordnung von ca. 50 V und liegen daher im Bereich der irreversiblen Auswirkungen auf den Menschen.

Jayawarna et al., 2005 [28] präsentieren die Fehlerstromaufteilung in einem Microgrid für unterschiedliche Fehlerfälle im Netzparallel- bzw. im Inselnetzbetrieb. Die Autoren geben an, dass bei der Konzeption eines Erdungssystems für ein Microgrid folgende Faktoren berücksichtigt werden müssen: Die üblicherweise angewendete Praktik im jeweiligen Land, legislative Vorgaben welche eingehalten werden müssen sowie Anforderungen auf Seite des Kunden. Als erste Wahl empfehlen die Autoren im Microgrid den Einsatz von TN-C-S-Systemen, da im Falle einer Inselnetzbildung die Erdung des Transformators aufrecht bleibt. Da die installierten Erzeugungsanlagen einen nicht ausreichend

hohen Fehlerstrom zur Auslösung der Überstromschutzeinrichtungen liefern, wird in [28] der Einsatz von „Flywheels“ (Schwungradspeicher) zur Erhöhung der Kurzschlussleistung beschrieben.

Neue Schutzkonzepte

Eserraig et al., 2011 [29] zeigen auf, dass durch die geringere Kurzschlussleistung im Inselnetzbetrieb der Fall eintreten kann, dass üblicherweise eingesetzte Schutzsysteme nicht jegliche Arten von Fehler detektieren können. Beispielsweise stromabhängige Überstromzeitschutzrelais weisen bei geringer Kurzschlussleistung entweder eine große Auslösezeit auf bzw. sind im Falle eines Inselnetzbetriebs sehr groß. Die Autoren präsentieren einen beobachter-basierten Ansatz zur Identifikation von Fehlern in Microgrids und benötigen dafür in jeder Schutzzone eine Messeinrichtung für den Strom und zwei für die Spannung (Messwerte von Smart Metern könnten ggf. die Spannungsmessgeräte ersetzen).

Im Vergleich zum in der vorliegenden Dissertation entwickelten Schutzkonzept in Netzen mit geringer Kurzschlussleistung kommen bei der beschriebenen Methode der Zustandsüberwachung aufwendige Regelalgorithmen inkl. Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) zum Einsatz.

Mahat et al., 2011 [30] beschreiben ein adaptives Netzschutzkonzept unter Verwendung lokaler Informationen, um Herausforderungen für den Überstromzeitschutz in Verteilernetzen mit dezentraler Erzeugung zu bewältigen. Die Auslösecharakteristik der Relais wird dahingehend adaptiert, dass der Betriebszustand des Netzes (Netzparallel- oder Inselnetz) sowie der fehlerbehaftete Abzweig detektiert werden können. Anhand von Simulationen konnte gezeigt werden, dass das entwickelte adaptive Netzschutzkonzept und die Adaption der Auslösecharakteristik in Abhängigkeit des detektierten Betriebszustands zu einer schnelleren Fehlerklärungszeit führt.

Die Dissertation von Laaksonen, 2011 [31] mit dem Titel „Technical Solutions for Low-Voltage Microgrid Concept“ behandelt drei Schwerpunktthemen: Der erfolgreiche Übergang in den Inselbetrieb und damit auftretende Stabilitätsfragen, Power Quality Management sowie Microgrid-Schutz im Insel- als auch im Netzparallelbetrieb. Das Microgrid-Schutzkonzept beinhaltet ein Microgrid Management System (MMS), welches beim Übergang vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb Signale an die Schutzgeräte sendet. Das Konzept von Laaksonen basiert auf der Erfassung der Spannung sowie auf einem zentralen Speicher, welcher in der MV/LV-Station positioniert ist. Selektivität und Fehlerauslösungen können durch ein Verriegelungssystem, basierend auf Kommunikation, erreicht werden. Bei diesem Ansatz wird Echtzeit-Kommunikation zwischen dem Leistungsschalter und dem Niederspannungsabgangsschutz sowie zwischen der Masterunit (MMS) und den dezentralen Erzeugungsanlagen gefordert. Die Kommunikation mit den Kundenlasten muss auch in Echtzeit erfolgen. Als zukünftige Anforderungen an die Entwicklung des Microgrid-Schutzes nennt Laaksonen den schnellen Betrieb, Genauigkeit, niedrige Kosten, programmierbare Schutzgeräte und die Anbindung an eine schnelle Kommunikation.

Van Oberbeeke, 2009 [32] beschreibt eine Fehlerstromquelle (englisch: Fault Current Source (FCS)) zur Bereitstellung eines zusätzlichen Fehlerstroms bei geringen Kurzschlussströmen in Netzen mit einem dominanten Wechselrichter-Anteil. Die Fehlerstromquelle besteht aus einem Speicher, einem Leistungs-Stromrichter, einer Kurzschlussstrom-Erkennungseinrichtung sowie einem Lademodul und bewirkt die Auslösung einer Sicherung bzw. eines Leistungsschalters im Falle zu geringer Kurzschlussströme. Das in dieser Dissertation beschriebene patentierte Konzept des überstrombasierten Zeitstaffelschutz-Systems mit dem Einsatz einer zentralen Ortungs-Hilfsstromquelle unterscheidet sich vom FCS dadurch, dass neben einer Abfrage auf Überströme gleichzeitig eine Kontrolle der Spannung (Unterspannung) und unverzüglich ein unterspannungsgesteuerter Selbsthaltekreis aktiviert werden. Dieser Selbsthaltekreis dient als

Freigabe-Kriterium für die gestaffelten, mit einem speziellen Stromfluss- und einem Verzögerungszeit-Kriterium verriegelten Überstromzeitschutz. Neben dem Netzschutz kann durch dieses Patent der Schutz des Systems gewährleistet werden. Ein dem FCS ähnliches Konzept wurde in der Publikation [P14] im Jahre 2009 unter Mitwirkung der Autorin veröffentlicht.

1.7 Paradigmenwechsel in bestehenden Erzeugungsstrukturen

Den folgenden Betrachtungen ist vorwegzunehmen, dass die im Kapitel „Paradigmenwechsel in bestehenden Erzeugungsstrukturen“ teils schulbuchmäßige Aufbereitung von Spannungs- bzw. Stromquellen dem Zwecke dient, die Thematik des (fehlenden) Kurzschlussstroms bei Einspeisung über wechsellrichter-basierte Erzeugungsanlagen zu begründen bzw. aufzuzeigen.

Versorgungsstrukturen und darin enthaltene Erzeugungsanlagen (Transformatoren, Generatoren aber auch das Netz an sich), sowohl zentraler als auch dezentraler Natur, konnten bisher durch das Verhalten einer Spannungsquelle mit einem definierten Innenwiderstand beschrieben werden. Durch die Bestrebung, den Anteil erneuerbarer Energien im Netz zu erhöhen, rücken zunehmend wechsellrichter-basierte Erzeugungsanlagen in den Vordergrund. Charakteristische Kennlinien von Photovoltaikwechsellrichtern weisen eine nichtlineare Strom-Spannungscharakteristik auf [33]. Das netzseitige Verhalten des Wechselrichters, der seine Primärenergie aus einer PV-Anlage bezieht, wird durch den Regelalgorithmus (Ansteuerung der Ausgangselektronik) **und** das Primärenergieangebot bestimmt.

Die PV-Anlage wird vom Leerlauf bis zum (Voll-)Lastbetrieb durch eine Spannungsquelle beschrieben. Im Fehlerfall (Kurzschluss) allerdings entspricht der Verlauf der Ausgangssignale (U , I) dem Verhalten einer Stromquelle, wobei der Fehlerstrom grundsätzlich durch

- die thermische Auslegung der Ausgangselektronik,
- die aus dem Zwischenkreis bereitstellbare Energie (transientes Verhalten) und
- die Sonneneinstrahlung (stationäres Verhalten)

bestimmt ist. Das Verhalten im konkreten Anwendungsfall wird neben diesen Faktoren zusätzlich durch die programmierten Regelalgorithmen bestimmt.

Definition einer Wechsellspannungsquelle im stationären Betrieb und bei Kurzschluss

Abbildung 6 zeigt eine reale Spannungsquelle mit der Innenimpedanz Z_Q in Serie zur Quelle. Das Verhalten der realen Spannungsquelle ist dadurch charakterisiert, dass im Leerlauf ($Z \rightarrow \infty$), die Spannung u_{kl} an den Klemmen gleich der Quellspannung u_Q wird. Bei einem Kurzschluss ($Z \rightarrow 0$) stellt der gelieferte Strom ein Maximum dar und ist definiert aus dem Quotient des Spannungsabfalls u_Q und der Impedanz Z_Q , siehe (1.1).

$$i_{\max.} = i = \frac{u_Q}{Z_Q} \quad (1.1)$$

Definition einer Wechselstromquelle im stationären Betrieb und bei Kurzschluss

In Abbildung 7 ist eine reale Stromquelle aus der Parallelschaltung der Quelle Q und der Innenimpedanz Z_Q dargestellt. Die reale Stromquelle ist im Leerlauf ($Z \rightarrow \infty, i = 0$) dadurch beschrieben, dass der Spannungsabfall u_{kl} an den Klemmen k bzw. l durch das Produkt aus dem Quellenstrom i_Q und der Innenimpedanz Z_Q beschrieben werden kann.

Bei Auftritt eines Kurzschlusses ($Z \rightarrow 0$) und der Klemmenspannung $u_{kl} = 0$ ist der maximal auftretende Strom durch den Quellenstrom i_Q begrenzt, siehe (1.2).

$$i_{\max.} = i = i_Q$$

(1.2)

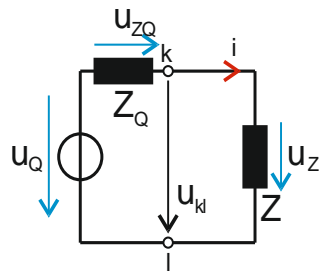


Abbildung 6 Spannungsquelle

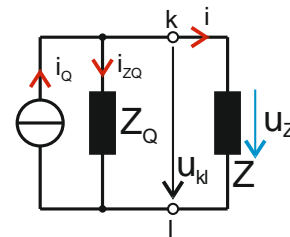


Abbildung 7 Stromquelle

Aus der in diesem Kapitel durchgeführten theoretischen Abhandlung und [33] kann gefolgert werden, dass der maximale Fehlerstrom (Kurzschluss an den Klemmen k und l , Abbildung 7) eines Wechselrichters durch den Quellenstrom i_Q limitiert ist.

Die Untersuchungen in den folgenden Kapitel basieren auf der Tatsache, dass der Fehlerstrom eines PV-Wechselrichters je nach Steuerungsalgorithmus, in heutigen Ausführungsformen in der Regel maximal in der Größenordnung des Nennstroms der PV-Anlage liegt und daher ein Paradigmenwechsel von der Spannungs- zur Stromquelle als speisende Quelle vollzogen wird. Daher wird die PV-Anlage im Kurzschlussfall als Stromquelle behandelt. Durch diesen Paradigmenwechsel hervorgerufene Restriktionen, Herausforderungen und Abhilfemaßnahmen werden in der vorliegenden Dissertation behandelt.

2 Forschungsfragen und eigene wissenschaftliche Beiträge

In der vorliegenden Dissertation werden die in Kapitel 2.1 definierten Forschungsfragen bearbeitet, zur Beantwortung dieser werden die nachfolgenden Kapitel den einzelnen Fragen zugeordnet.

2.1 Forschungsfragen

Nr.	Forschungsfrage	Kapitel
1.	Welche Rahmenbedingungen müssen eingehalten werden, damit die Personensicherheit sichergestellt werden kann?	3
2.	Wie beeinflusst die Sternpunktbehandlung dezentraler Stromerzeugungsanlagen die Fehlerklärung im Netzparallel- und im Inselnetzbetrieb?	3 4
3.	Kann es infolge der nicht vorhandenen Sternpunktverbindung der dezentralen Stromerzeugungsanlagen in autonomen bzw. autarken Netzgebieten (Inselnetzbetrieb) zu einem Gefährdungspotential kommen?	4
4.	Was bedeutet die derzeitige Wechselrichter-Technologie für die Bereitstellung eines ausreichenden Kurzschlussstroms, um die eingesetzten und vorhandenen Schutzeinrichtungen (Sicherungen, Leitungsschutzschalter) sicher und selektiv abzuschalten?	1 4 5
5.	Welche Maßnahmen sind hinsichtlich der Umschaltung vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb erforderlich, damit die Personensicherheit für eine kontrollierte Inselnetzbildung gegeben ist?	3
6.	Besteht die Möglichkeit, dass das in der elektrotechnischen Anlage (Verbraucheranlage) angewendete Netzsystem (z.B. TN) durch die Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen im Fall der Inselnetzbildung in ein anderes Netzsystem übergeführt wird (z.B. TT oder IT)?	3
7.	Wie beeinflusst die 3. Oberschwingung den auftretenden Strom im Generatorsternpunkt bzw. welches Ausmaß nimmt die 3. Oberschwingung an?	4
8.	Unter welchen Voraussetzungen werden geltende Grenzen hinsichtlich auftretender Berührungsspannungen und Körperströme im aktiven Niederspannungsnetz eingehalten?	4
9.	Was bedeutet die uneingeschränkte Forderung nach Einspeisung von Blindstrom durch Wechselrichter für die Erhöhung des Fehlerstroms im aktiven Niederspannungsnetz?	4
10.	Wie kann die gegebenenfalls fehlende Kurzschlussleistung im Inselnetz erhöht werden?	4 6

2.2 Schwerpunktthemen

In dieser Arbeit werden Fragestellungen der Sicherheit in aktiven Niederspannungsnetzen, insbesondere bei Einspeisung über nichtlineare Quellen (Wechselrichter) mit geringer Kurzschlussleistung im Netzparallel- sowie im Inselnetzbetrieb beantwortet.

Die Dissertation gliedert sich in die folgenden Schwerpunktthemen:

- Durch eine Umstrukturierung der Energieversorgung in Niederspannungsnetzen von einer zentralen Erzeugung in Richtung dezentraler Erzeugung und Speicherung nimmt die Bereitstellung der fehlenden Regel- und Kurzschlussleistung sowie eines Fehlerstrom tragfähigen Nullsystems zur Aufrechterhalten der Personensicherheit, insbesondere im Inselnetzbetrieb, eine wichtige Rolle ein.
- Die Untersuchungen gehen von einer ausführlichen Literaturübersicht von der aktuellen Stellung bestehender Netzsysteme (TN-C-S, TT, IT etc.) bei der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen aus und zeigen in der Folge Grenzen und notwendige mögliche Erweiterungen bzw. Adaptierungsmaßnahmen („Safety Block“) für den sicheren und zuverlässigen Betrieb in aktiven Niederspannungsnetzen auf.
- Da vermehrt kurzschlussstrombegrenzte Wechselrichter zum Einsatz kommen, werden das Verhalten des Wechselrichters und seine Regelalgorithmen im Nennbetrieb sowie bei Auftritt unterschiedlicher Fehlerarten im Niederspannungsnetz (Netzparallelbetrieb), Inselnetz und in der Verbraucheranlage (elektrotechnischen Anlage) sowie der Einfluss auf die Funktionsweise von Schutzelementen in Theorie und Praxis aufgezeigt.
- Dabei werden bestehende Schutzkonzepte in der Niederspannung hinsichtlich der Gewährleistung von Personensicherheit und des Anlagenschutzes überprüft. Ein unter Mitwirkung der Autorin entwickelter und patentierter unterspannungsgesteuerter Überstrom-Zeitschutz für Netze mit schwacher Kurzschlussstrom-Einspeisung wird erläutert und seine Funktionalität anhand von Praxistests gezeigt.
- Eine weitere Fragestellung beschäftigt sich mit der Sternpunktsbehandlung (Erdungs- und Potentialverhältnisse) dezentraler Erzeugungsanlagen. Hierbei werden zum einen der Stand der Technik (Netzparallel- und Inselnetzbetrieb) dargestellt und zum anderen Untersuchungen über den Einfluss der 3. Oberschwingung auf den Strom im Sternpunkt für einen funktionsfähigen und sicheren Netzbetrieb durchgeführt.
- Abschließend werden, basierend auf den festgelegten Forschungsfragen in Kapitel 2.1, die Kernaussagen für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb von aktiven Niederspannungsnetzen definiert.

2.3 Eigene Publikationen und wissenschaftlicher Beitrag

Die folgenden Forschungsberichte, Publikationen, Poster etc. entstanden im Rahmen dieser Dissertation.

Forschungsberichte:

- [F1] Aigner, M., Schmutzner, E.; Fickert, L.: Power Quality and Safety Requirements for People and Electrical Equipment in Smart Grid Customer Domain, Europäische Transnationale Programmkooperation Smart Grids ERA-NET, 2014

- [F2] Aigner, M., Schmutzner, E., Fickert, L.: Smart Safety – Personensicherheit als unabdingbare Voraussetzung für Smart Systems und verteilte Energiesysteme, Neue Energien 2020, 1. Ausschreibung, 2011
- [F3] Bliem, M., Friedl, B., Aigner, M.; Schmutzner, E., Haber, A., Bitzan, G.: ECONGRID – Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen, Neue Energien 2020, 4. Ausschreibung, 2013

Publikationen:

- [P1] Aigner, M., Fickert, L., Schmutzner, E.: Maßnahmen im aktiven Verteilernetz bei Verlust des Kurzschlussstroms. Elektrotechnik & Informationstechnik, e&i, vol. 131, no. 8, Dezember 2014, pp. 01–05.
- [P2] Aigner, M., Schmutzner, E., Fickert, L.: Personensicherheit und Sachgüterschutz in geschlossenen Verteilnetzen – Einfluss der Sternpunktbehandlung. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), STE 2014, Nürnberg, Deutschland, 2014, pp.01-06.
- [P3] Aigner, M., Schmutzner, E., Sigl, C.: Fault loop impedances determination in low-voltage distribution systems with non-linear sources. 4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Europe, Copenhagen, Denmark, 2013, pp.01-05.
- [P4] Aigner, M., Schmutzner, E., Sigl, C.: Measurement of fault loop impedances in different low voltage network configuration. XIII Conferencia Hispano-Lusa de Ingeniería Eléctrica, XIII ICHLIE, Valencia, Spain, 2013, pp.01-05.
- [P5] Aigner, M., Schmutzner, E., Sigl, C., Wieland, T., Fickert, L.: Fehlerschleifenimpedanzmessung in Niederspannungsnetzen mit Wechselrichtern. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT, Wien, Österreich, 2013, pp.01-12.
- [P6] Aigner, M., Schmutzner, E., Wieland, T., Fickert, L.: Möglichkeiten und Auswirkungen von netzgekoppelten dezentralen Erzeugungseinheiten auf die Verteilnetze. 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2012, pp.01-10.
- [P7] Wieland, T.; Aigner, M.; Schmutzner, E.; Pasker, J.; Fickert L.: Influences on Safety Issues for Inverter Supplied Grid Structures. Electric Power Quality and Supply Reliability Conference, PQ, Tartu, Estonia, 2012, pp.01-06.
- [P8] Aigner, M., Schmutzner, E.: Sicherheits- und schutzrelevante Aspekte im Parallel- bzw. Inselbetrieb im Niederspannungsnetz. Elektrotechnik & Informationstechnik, e&i, vol. 128, no. 10, Oktober 2011, pp.01-07.
- [P9] Aigner, M., Raunig, C., Schmutzner, E., Fickert, L.: Operational Behaviour of Electrical Equipment in Islanded Low Voltage Grids Concerning Safety Issues. 21st International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Frankfurt, Deutschland, 2011, pp.01-04.
- [P10] Aigner, M., Raunig, C., Schmutzner, E., Fickert, L.: Consideration of Safety Requirements for People and Electrical Equipment in Smart Grids. CIRED Workshop, Sustainable Distribution Asset Management & Financing, Lyon, France, 2010, pp.01-04.
- [P11] Aigner, M., Raunig, C., Schmutzner, E., Fickert, L.: Smart Grids – Neue Anforderungen an den Personen- und Anlagenschutz. 11. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2010, pp.01-09.
- [P12] Aigner, M., Raunig, C., Schmutzner, E., Fickert, L.: Smart Grids – Considerations Regarding Protection of Electrical Installation and Safety in Case of Decentralized Power Supply. 19th Expert Meeting “Komunalna Energetika / Power Engineering”, Maribor, Slovenia, 2010, pp.01-09.

-
- [P13] Raunig, C.; Aigner, M.; Schmutzner, E.; Haring, T.; Fickert, L.: Intelligente Netzsysteme und die damit verbundenen neuen Anforderungen an die Schutztechnik. FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Ulm, Deutschland, 2010, pp.01-06.
- [P14] Fickert, L., Schmutzner, E.; Aigner, M., Friedl, W.: Personensicherheit in autonomen Niederspannungsinselfn. Elektrotechnik & Informationstechnik, e&i, vol. 126, no. 3, März 2009, pp.01-06.

Poster:

- [PO1] Aigner, M., Schmutzner, E., Wieland, T., Fickert, L.: Neue Aufgaben von Verteilernetzen bei Integration regenerativer dezentraler Energieerzeugung und elektrischen Energiespeichern. 7. ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2012, Mainz, Deutschland, 2012

Themenfremde Publikationen, welche im Zuge der Tätigkeit als Universitäts-Projektassistentin am Institut für Elektrische Anlagen entstanden sind und weitere wissenschaftliche Themengebiete der Autorin abdecken, werden im Anhang 10.2 angeführt.

3 Sicherheitsbetrachtungen in aktiven Niederspannungsnetzen

Das Kapitel 3 „Sicherheitsbetrachtungen in aktiven Niederspannungsnetzen“ fasst die in Österreich geltenden Regelwerke zusammen. Die Regelwerke werden jeweils mit dem Fokus auf erforderliche Schutzmaßnahmen zur Gewährung der Sicherheit im aktiven Niederspannungsnetzbetrieb dargestellt. Vorab wird darauf hingewiesen, dass der Inselnetzbetrieb eines aktiven Niederspannungsnetzes, bzw. die Umrüstung der Verbraucheranlagen auf Inselnetzbetriebsfähigkeit, nicht dezidiert in den nachstehenden Regelwerken angeführt wird. Anschließend werden wesentliche, im internationalen Raum geltende Regelwerke zusammengefasst. Sicherheitsanforderungen im Netzparallel- und Inselnetzbetrieb einer Einzelverbraucher- bzw. Verbraucheranlage schließen das Kapitel ab.

3.1 Sicherheitsbezogene Regelwerke - Gesetze und Verordnungen

3.1.1 Elektrotechnikgesetz 1992 - ETG 1992

Geltungsbereich des Elektrotechnikgesetzes 1992 - ETG 1992 idgF [34] sind elektrische Betriebsmittel sowie elektrische Anlagen, welche als ortsfeste betriebsmäßige Zusammenfassung elektrischer Betriebsmittel definiert sind. Neu errichtete elektrische Anlagen sowie die Ausführung einer wesentlichen Änderung unterliegen dem ETG 1992. Unter den Begriff der „wesentlichen Änderung“ der elektrischen Anlage fallen neben der Veränderung der Stromart die Veränderung der Spannung um 20 % sowie die Änderung der Schutzmaßnahme bei indirektem Berühren. Ebenso als wesentliche Änderung werden Maßnahmen bezeichnet, welche die Wirksamkeit der Schutzmaßnahmen gegen direktes oder indirektes Berühren beeinträchtigen. Die wesentliche Änderung des elektrischen Betriebsmittels definiert die Stromart, Nennspannung, -strom, -leistung, -betriebsart, -drehzahl oder -frequenz. Eine wesentliche Änderung des Betriebsmittels ist es auch, wenn Betriebsmittelteile zum Schutz des Benützers geändert oder dauerhaft entfernt werden.

Die „wesentliche Erweiterung“ bezieht sich gemäß dem ETG 1992 [34] einerseits auf die örtliche Erweiterung andererseits gilt eine Erhöhung der Leistung und die dadurch erforderliche Verstärkung der Zuleitung als wesentliche Erweiterung. Eine Zusammenfassung mindestens zweier Betriebsmittel wird ebenfalls als wesentliche Erweiterung eines elektrischen Betriebsmittels bezeichnet [34].

Unter Berücksichtigung von § 3. (1), [34] gilt, dass elektrische Betriebsmittel und Anlagen „so zu errichten, herzustellen, instandzuhalten und zu betreiben“ sind, dass „die Sicherheit von Personen und Sachen“, die Betriebssicherheit sowie der ungestörte Betrieb elektrischer Anlagen und Betriebsmittel gewährleistet werden. Verantwortlich dafür ist „der die elektrische Anlage bzw. die elektrischen Betriebsmittel errichtet, herstellt, einführt, instandhält, betreibt oder in Verkehr bringt.“

Für elektrische Betriebsmittel bzw. für eine elektrische Anlage sind die zum Zeitpunkt der Herstellung geltenden Sicherheitsvorschriften heranzuziehen. Neue(re) Sicherheitsvorschriften können durch den Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten geltend gemacht werden, wenn dadurch Missstände beseitigt werden können, die eine Gefährdung der Sicherheit von Personen oder Sachen verhindern.

Im Zuge von wesentlichen Änderungen oder Erweiterungen sind bestehende Anlagenteile mit funktionellem Zusammenhang „*an die neuen elektrotechnischen Sicherheitsvorschriften anzupassen, als dies für die einwandfreie Funktion der elektrischen Schutzmaßnahmen erforderlich ist.*“

Das Elektrotechnikgesetz [34] hält fest, dass bei Nichtentsprechen des Zustands oder des Betriebs einer elektrischen Anlage sowie eines elektrischen Betriebsmittels der „*gesetzmäßige Zustand innerhalb einer gleichzeitig festzusetzenden angemessenen Frist herzustellen*“ ist. Dieser Bescheid wird dem Betreiber der elektrischen Anlage oder des elektrischen Betriebsmittels durch die Behörde erlassen.

Bei unmittelbarer Gefahr von Personen- und Sachen kann, sofern der gesetzmäßige Zustand nicht sofort hergestellt und die Gefahr dadurch abgewendet wird, eine Außerbetriebnahme der elektrischen Anlage zum Schutze vor Gefahren von der zuständigen Behörde angeordnet werden.

Conclusio in Hinblick auf den aktiven Niederspannungsnetzbetrieb:

In aktiven Niederspannungsnetzen bzw. bei der Umrüstung der Verbraucheranlage auf Inselnetzbetriebsfähigkeit tritt im Falle der Aktivierung des Inselnetzbetriebs dann eine wesentliche Änderung auf, wenn die Wirksamkeit der Schutzmaßnahme bei indirektem Berühren unter Umständen durch z.B. einen zu geringen Kurzschlussstrom, Einhaltung der Abschaltzeiten nicht mehr gegeben ist. Einzuhaltende Bedingungen und erforderliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Fehlerschutzmaßnahme Nullung in TN-Systemen werden im Kapitel 3.2.1 bzw. in den Kapiteln 3.6 ff. dargestellt. Im Netzparallelbetrieb eines aktiven Niederspannungsnetzes bleibt die Wirksamkeit der Schutzmaßnahme aufrecht, es tritt hinsichtlich des „klassischen“ Betriebs ohne dezentrale(n) Erzeugungsanlage(n) keine Änderung hinsichtlich der Schutzmaßnahme bei indirektem Berühren auf.

3.1.2 Elektrotechnikverordnung 2002 - ETV 2002

Die Elektrotechnikverordnung 2002 - ETV 2002 idGF [35] gilt für „*elektrische Betriebsmittel und elektrische Anlagen sowie sonstige Anlagen im Gefährdungs- und Störungsbereich elektrischer Anlagen*“. Die ETV 2002 stellt verbindliche Bestimmungen und Normen (SNT-Vorschriften, Elektrotechnische Sicherheitsvorschriften und Vorschriften über Normalisierung und Typisierung) dar. Unter anderem wurde die ÖVE/ÖNORM E 8001-1 [12] durch die Elektrotechnikverordnung 2002 - ETV 2002 (2010) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit für verbindlich erklärt. Die in der Elektrotechnikverordnung 2002 angeführten SNT-Vorschriften dienen zur Gewährleistung sicherer elektrischer Anlagen und elektrischer Betriebsmittel.

Die ETV 2002 (2010) [35] sieht vor, dass elektrische Anlagen, im Konkreten vermietete Wohnungen die dem Mietrechtsgesetz unterliegen, den im ETG 1992 deklarierten Bestimmungen genügen müssen. So ist in Anlagen, welche keinen Zusatzschutz [12] beinhalten, der Schutz von Personen durch Fehlerstrom-Schutzschalter sicherzustellen. Die Installation eines Fehlerstrom-Schutzschalters ($I_{\Delta N} \leq 30 \text{ mA}$) muss in geeigneter Art und Weise dokumentiert werden.

Conclusio in Hinblick auf den aktiven Niederspannungsnetzbetrieb:

Die in der ETV 2002 (2010) deklarierten SNT-Vorschriften sind sowohl für den Parallel- als auch für den Inselnetzbetrieb eines aktiven Niederspannungsnetzes zu berücksichtigen. Dabei wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass heranzuziehende SNT-Vorschriften im Allgemeinen nicht von einem

Inselnetzbetrieb ausgehen. Lediglich in ÖVE-EN 1, Teil 4 (§ 53)/1988: „Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V – Teil 4: Besondere Anlagen - § 53 Ersatzstromversorgungsanlagen und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb“ [15] wird darauf Bezug genommen.

3.1.3 Nullungsverordnung

Gegenstand der Nullungsverordnung idgF [11] ist

„die Erhöhung der Zuverlässigkeit von Schutzmaßnahmen bei indirektem Berühren in elektrischen Anlage und die längerfristige Vereinheitlichung der diesbezüglichen Vorgangsweise in den öffentlichen Verteilungsnetzen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) mit der Nennspannung 400/230 V (in der Folge kurz Verteilungsnetze genannt) und in den daran unmittelbar angeschlossenen elektrischen Verbraucheranlagen.“

Neu errichtete öffentliche Verteilungsnetze müssen seit 1. Jänner 1999 so ausgeführt werden, dass in Verbraucheranlagen die verteilernetzseitigen technischen Anforderungen zum Einsatz der Schutzmaßnahme Nullung erfüllt sind. Zur Erfüllung der Fehlerschutzmaßnahme Nullung muss eine Nullungsverbindung, d.h. *„eine möglichst kurze, elektrisch leitfähige Verbindung, mit welcher der PEN-Leiter im ersten dafür geeigneten Sicherheits- und Verteilerkasten einer Verbraucheranlage direkt oder über den Hauptpotentialausgleich mit dem Schutzleiter verbunden wird“* vorgesehen sein. Die Bemessung der Nullungsverbindung muss dabei unter Berücksichtigung der ÖVE-EN 1, Teil 1/1989, § 21 [37]² erfolgen, d.h. die Verbindung ist entsprechend den Anforderungen eines PEN-Leiters unter Berücksichtigung geltender SNT-Vorschriften zu dimensionieren. Bei Einsatz der Schutzmaßnahme Nullung in neuen und umzustellenden Verbraucheranlagen muss ein Hauptpotentialausgleich gemäß SNT-Vorschriften vorhanden sein. Dieser Hauptpotentialausgleich muss entweder mit einem Fundamenterder oder mit einer angemessenen Erdungsanlage verbunden sein. Bei leitfähigen Teilen, welche noch nicht an den Hauptpotentialausgleich angeschlossen sind, sind die Nullungsverbindungen bei Umstellung auf die Schutzmaßnahme Nullung nachzurüsten.

Ebenso müssen elektrische Betriebsmittel, welche über keine Schutzmaßnahmen bei indirektem Berühren verfügen, unter Berücksichtigung gemäß [11] geltender Ausnahmeregelungen bei Umstellung der Verbraucheranlagen auf die Fehlerschutzmaßnahme Nullung in diese einbezogen werden.

Für elektrische Anlagen, welche aus *„eigenen Stromquellen des Betreibers“* versorgt werden, muss unter Beachtung der Nullungsverordnung sichergestellt werden, dass bei indirektem Berühren allenfalls abweichende Schutzmaßnahmen getroffen werden.

Diesen Satz könnte man als Hinweis auf einen möglichen Inselnetzbetrieb verstehen.

¹ ÖVE-EN 1, Teil 4 (§ 53)/1988 [15] wird voraussichtlich 2015 vom Harmonisierungsdokument HD 60364 Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 5-55: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Andere Betriebsmittel - Abschnitt 551: Niederspannungserzeugungseinrichtungen (IEC 60364-5-55:2001/A2:2008 (CLAUSE 551)) [36] ersetzt.

² Anmerkung: Die aktuelle Version der ÖVE-EN 1, Teil 1 wird durch das Dokument ÖVE/ÖNORM E 8001-1 [12] abgebildet.

Conclusio in Hinblick auf den aktiven Niederspannungsnetzbetrieb:

Die Nullungsverordnung ist grundsätzlich sowohl für den Netzparallel- als auch für den Inselnetzbetrieb eines aktiven Niederspannungsnetzes als verpflichtend anzusehen. Nach Trennung vom öffentlichen Niederspannungsnetz und Umschaltung auf den Inselnetzbetrieb muss für die Funktion der eingesetzten Schutzelemente die Nullungsbedingung sichergestellt werden. Die Verbindung zwischen PE- und N-Leiter (Nullungsverbindung) muss realisiert werden, eine entsprechende Ausführung ist in den Kapiteln 3.6 ff. dargestellt.

3.1.4 Elektroschutzverordnung 2012 - ESV 2012

Der Geltungsbereich der in der Elektroschutzverordnung 2012 - ESV 2012 (BGBl. II Nr. 33/2012) idgF [38] definierten Begriffe betrifft „Arbeitsstätten, auf Baustellen und an auswärtigen Arbeitsstellen im Sinne des ASchG“. Abschnitt 1, § 2. (1) nimmt vorweg, dass „elektrische Betriebsmittel nach den anerkannten Regeln der Technik“ zu betreiben sind. Stellen elektrische Anlagen und Betriebsmittel eine Gefahr, verursacht durch den elektrischen Strom für Arbeitnehmer dar, dürfen diese nicht verwendet werden.

Die Elektroschutzverordnung 2012 - ESV 2012 (BGBl. II Nr. 33/2012) [38] definiert u.a. den Basisschutz, d.h. der Schutz gegen direktes Berühren wird durch die Isolation der im Betrieb unter Spannung stehenden Teile sichergestellt. Ein Schutz gegen direktes Berühren muss gemäß [38] auch über die „Bauart, die Lage oder Anordnung oder durch besondere Vorrichtungen“ sichergestellt werden. Elektrische Anlagen bzw. elektrische Betriebsmittel müssen mindestens über eine Fehlerschutzmaßnahme verfügen. Maßnahmen des Fehlerschutzes sind Nullung, Fehlerstrom-Schutzschaltung, Isolationsüberwachung, Schutzisolierung, Schutzkleinspannung (SELV), Funktionskleinspannung (PELV), Schutztrennung sowie Schutzerdung bei elektrischen Anlagen. Die Fehlerschutzmaßnahme Schutzerdung kommt nur bei Anlagen, in welchen Nullung und Fehlerstrom-Schutzschaltung nicht angewendet werden können, zum Einsatz. Ein Hauptpotentialausgleich ist für elektrische Anlagen unter Berücksichtigung der Bestimmungen in [38] zu errichten. In Baustromverteiler gespeisten Stromkreisen ist der Einsatz mindestens einer Fehlerschutzmaßnahme wie Nullung, Fehlerstrom-Schutzschaltung, Schutzisolierung, Schutzkleinspannung oder Schutztrennung Pflicht.

Bei Ausführung des Zusatzschutzes durch Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen wird in Arbeitsstätten zwischen Stromkreisen mit Steckdosen bis $I_{Nenn} = 16$ A (Nennstrom) für den Hausgebrauch und für industrielle Anwendungen unterschieden. In beiden Fällen ist jedoch bei Anwendung der Fehlerschutzmaßnahme Schutzerdung, Nullung oder Fehlerstrom-Schutzschaltung eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung mit max. 0,03 A Nennfehlerstrom (Zusatzschutz) vorzusehen. Das gilt auch für durch Baustromverteiler gespeiste Stromkreise mit Steckdosen bis $I_{Nenn} = 32$ A bei Anwendung der Fehlerschutzmaßnahme Nullung oder Fehlerstrom-Schutzschaltung. Ortsveränderliche elektrische Betriebsmittel auf Baustellen etc. müssen mit einer Fehlerstrom-Schutzeinrichtung mit 0,03 A Nennfehlerstrom ausgestattet sein. Die Prüfung vor Inbetriebnahme bzw. wiederkehrende Prüfungen sind in § 8 und § 9 [38] geregelt.

Prüfungen beinhalten neben der visuellen Überprüfung des Zustandes, die Überprüfung der Schutzmaßnahmen Basisschutz, Fehlerschutz und gegebenenfalls des Zusatzschutzes sowie die „Erfassung des thermischen Zustandes relevanter elektrischer Betriebsmittel“. Bei Prüfung ortsveränderlicher elektrischer Betriebsmittel muss neben einer Sichtprüfung eine Funktionsprüfung sowie ggf. ein Schutzleiterprüfung inkl. Messung des Schutzleiterstroms sowie eine

Isolationswiderstands-Messung durchgeführt werden; eine Dokumentation der Prüfungen muss erfolgen.

Conclusio in Hinblick auf den aktiven Niederspannungsnetzbetrieb:

Der Geltungsbereich der Elektroschutzverordnung 2012 - ESV 2012 ist auf Arbeitsstätten beschränkt. Die Einhaltung der Installationsbedingungen für elektrische Anlagen bis Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V gelten gleichermaßen für Arbeitsstätten sowie für den Privatbereich. Es ist durch die Einhaltung der Elektroschutzverordnung davon auszugehen, dass in Arbeitsstätten aufgrund einzuhaltender Vorgaben die Sicherheit auch im aktiven Niederspannungsnetzbetrieb gegeben ist.

3.2 Sicherheitsbezogene Regelwerke - Normen und Richtlinien

Für den aktiven Niederspannungsnetzbetrieb im nationalen Kontext sind im Allgemeinen folgende Normen und Richtlinien zu berücksichtigen:

- ÖVE/ÖNORM 8001-1, Ausgabe: 2010-03-01: „Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V“, Teil 1: Begriffe und Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahmen) [12]
- ÖVE-EN 1, Teil 4 (§ 53)/1988: „Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V, Teil 4: Besondere Anlagen, § 53 Ersatzstromversorgungsanlagen und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb“ [15]
- ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, Ausgabe: 2009-12-01: „Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V - Teil 4-712: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen - Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen“ [4] inkl. Änderung A1 [39]
- E-Control, Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen: Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen, Version 2.1 [14]

Diese drei Normen und die Richtlinie werden in den Kapiteln 3.2.1 ff. mit Fokus auf die einzuhaltenden Bedingungen etc. im aktiven Niederspannungsnetzbetrieb behandelt.

3.2.1 Netzsysteme

Die in ÖVE/ÖNORM 8001-1, Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V, Teil 1: Begriffe und Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahmen) [12] angeführten Begriffsdefinitionen bzw. normativen Bestimmungen werden mit Fokus auf die Sicherheit in aktiven Niederspannungsnetzen im Folgenden zusammengefasst. Der Anwendungsbereich dieser Norm liegt in der Errichtung von Starkstromanlagen „*bei Wechselstrom bis einschließlich 1000 V effektiv mit einer Frequenz bis 1 kHz*“ und „*bei Gleichstrom bis einschließlich 1500 V*“ [12].

In Niederspannungs-Verteilungssystemen werden je nach Art der Erdung der Stromquelle (Betriebserder), der Erdung des Schutzleiters in der Verbrauchieranlage bzw. der Betriebsmittel (Anlagenerder) die in Tabelle 1 zusammengefassten Netzsysteme unterschieden.

Tabelle 1 Netzsysteme gemäß [12], wortwörtliche Zitierung

Erster Buchstabe Erdungsverhältnisse der Stromquelle	Zweiter Buchstabe Erdungsverhältnisse der Körper der elektrischen Betriebsmittel	Weitere Buchstaben Anordnung des Neutralleiters und des PE-Leiters
T direkte Erdung über einen oder mehrere Betriebserder	T Körper direkt geerdet, (Anlagenerdung), jedoch unabhängig von den etwa bestehenden Erdungen der Stromquelle	S Neutralleiter und PE-Leiter als getrennte Leiter
I entweder Isolierung aller aktiven Teile von Erde oder Verbindung eines Systempunktes mit Erde über eine hochohmige Impedanz oder eine offene Erdung	N Körper direkt mit der Betriebserdung der Stromquelle verbunden (Im üblichen Drehstrom-Vierleitersystem erfolgt diese Verbindung über den Neutralleiter mit Schutzfunktion (PEN-Leiter).	C Neutralleiter und PE-Leiter-Funktion kombiniert in einem Leiter (PEN-Leiter)
<i>Anmerkung:</i> Eine offene Erdung ist eine Erdung über Überspannungsableiter oder Funkenstrecken.	<i>Anmerkung:</i> Anlagenerder und Betriebserder sind voneinander unabhängig, wenn sie nicht leitend miteinander verbunden sind und sich ihre Spannungstrichter gegenseitig nicht wesentlich beeinflussen.	<i>Anmerkung:</i> Die Bezeichnungen TN-, TT- und IT-System beziehen sich nur auf den allgemeinen Netzaufbau; aus ihnen kann nicht eindeutig auf die in den Verbraucheranlagen angewendete Methode des Fehlerschutzes geschlossen werden. So kann in einem TT-System die Ausschaltung im Fehlerfall durch Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen oder durch Überstrom-Schutzeinrichtungen erfolgen. Die Bezeichnung TT-System darf daher weder der Fehlerstrom-Schutzschaltung (Fehlerstrom-Schutzerdung) noch der Schutzerdung (Überstrom-Schutzerdung) gleichgesetzt werden.

Die nachfolgende Unterteilung der Netzsysteme stellt den in Österreich vorliegenden Stand der Technik dar.

TN-System

In TN-Systemen wird in Österreich üblicherweise als Fehlerschutzmaßnahme Nullung angewendet. Bei TN-Systemen unterscheidet man je nach Ausführung bzw. Anordnung des Schutzleiters zwischen einem TN-C, einem TN-S bzw. einem TN-C-S-System [12] [40].

Das TN-System verfügt über eine niederohmige Erdung der Stromquelle (Betriebserder R_B) sowie über einen Anlagenerder R_A ; die Betriebsmittelkörper von Betriebsmitteln der Schutzklasse I werden mit dem Schutzleiter verbunden.

TN-C-System

In einem TN-C-System werden der PE- und der N-Leiter im System gemeinsam als PEN (TN-C, französisch: confondu) geführt, siehe Abbildung 8 [12]. Die Erdung der Stromquelle erfolgt über den Betriebserder (R_B), die Betriebsmittelkörper sind über den PEN-Leiter mit dem Betriebs (R_B)- sowie mit dem Anlagenerder (R_A) verbunden.

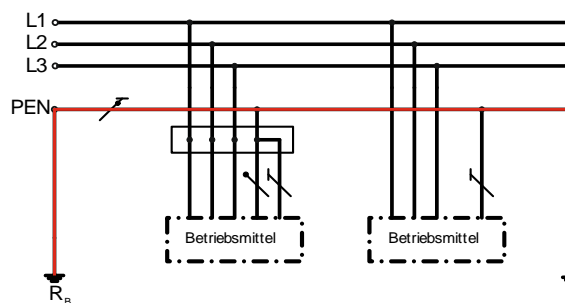


Abbildung 8 TN-C-System (PE- und N-Leiter gemeinsam geführt), eigene Darstellung gemäß [12]

Abbildung 9 bis Abbildung 12 zeigen Einlinienersatzschaltbilder für unterschiedliche Betriebsfälle eines TN-C-Systems.

Abbildung 9 demonstriert den Betrieb ohne dezentrale Erzeugungsanlage, DEA (ausschließliche Versorgung durch das Niederspannungsnetz) unter Berücksichtigung von Abbildung 8 [12]. Abbildung

10 bis Abbildung 12 stellen die Interpretation des TN-C-Systems im Netzparallel- wie auch im Inselnetzbetrieb für ein aktives Niederspannungsnetz dar.

In Abbildung 10 wird der Netzparallelbetrieb bei herausgeführtem bzw. ohne herausgeführtem Sternpunkt der DEA in Abbildung 11 gezeigt. Die Einspeisung der DEA kann dabei drei- bzw. einphasig (unter Berücksichtigung der geltenden Einspeisebedingungen [14]) erfolgen.

Abbildung 12 stellt den Inselnetzbetrieb einer DEA mit herausgeführtem Sternpunkt im TN-C-System (Verbraucheranlage) dar. Die Umschaltung vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb mit dem Schalter U erfolgt gemäß ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12] in diesem Fall stets 3-polig, d.h. der PEN-Leiter darf nicht getrennt werden.

Da der Inselnetzbetrieb einer dezentralen Erzeugungsanlage ohne herausgeführtem Sternpunkt im TN-System aufgrund der Nicht-Einhaltung eines geschlossenen Strompfads im Betrieb und in Folge ein Nullstrompfad im Fehlerfall nicht realisierbar ist, werden diese Einlinienerdschaltbilder nicht dargestellt. Die Problematik eines nicht herausgeführten Sternpunkts und des damit nicht angeschlossenen Neutralleiters entspricht der Problematik eines Neutralleiterbruchs und wird im Kapitel 4.4.1 behandelt.

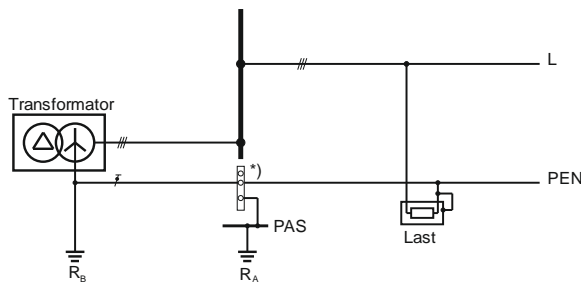


Abbildung 9 TN-C-System, Betrieb ohne DEA gemäß [12]

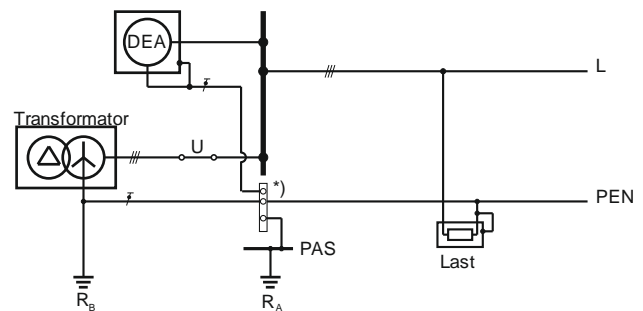


Abbildung 10 TN-C-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt

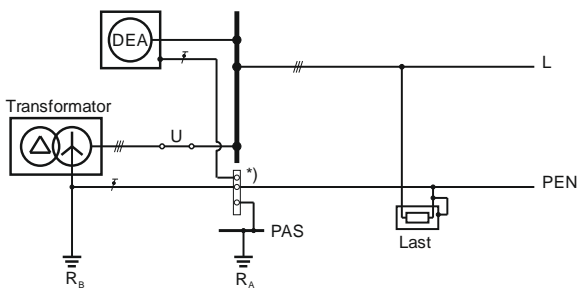


Abbildung 11 TN-C-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführtem Sternpunkt

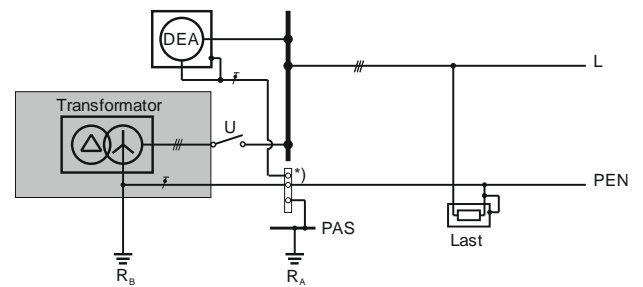


Abbildung 12 TN-C-System, Betrieb ausschließlich durch DEA; Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA

*) In Abhängigkeit des Netzsystems als PEN-Schiene bzw. als Trennklemme von PEN auf PE bzw. N ausgeführt

PAS ... Potentialausgleichschiene

Da es sich bei den in diesem Kapitel dargestellten Abbildungen um Einlinienerersatzschaltbilder handelt, wird auf Schutzelemente und deren Funktionsweise hier nicht näher Stellung genommen, siehe dazu Kapitel 3.6.

TN-S-System

In einem TN-S-System wird neben der Erdung der Stromquelle (R_B) und der Verbindung des Betriebsmittelkörpers mit dem Betriebserder (R_B) bzw. Anlagenerder (R_A) der PE- und der N-Leiter im System getrennt (TN-S, französisch: séparé) geführt, siehe Abbildung 13 [12].

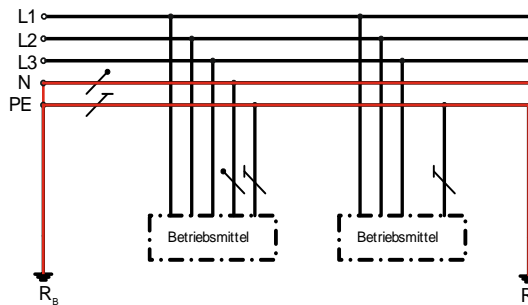


Abbildung 13 TN-S-System (PE- und N-Leiter getrennt geführt), eigene Darstellung gemäß [12]

Abbildung 14 bis Abbildung 17 zeigen Einlinienerersatzschaltbilder für unterschiedliche Betriebsfälle eines TN-S-Systems.

Abbildung 14 demonstriert den Betrieb ohne DEA (ausschließliche Versorgung durch das Niederspannungsnetz) unter Berücksichtigung von Abbildung 13 [12]. Abbildung 15 bis Abbildung 17 stellen die Interpretation des TN-S-Systems im Netzparallel- wie auch im Inselnetzbetrieb für ein aktives Niederspannungsnetz dar.

In Abbildung 15 wird der Netzparallelbetrieb bei herausgeführtem bzw. ohne herausgeführtem Sternpunkt in Abbildung 16 gezeigt. Die Einspeisung der DEA kann dabei drei- bzw. einphasig (unter Berücksichtigung der geltenden Einspeisebedingungen [14]) erfolgen.

Abbildung 17 stellt den Inselnetzbetrieb einer DEA mit herausgeführtem Sternpunkt im TN-S-System (Verbraucheranlage) dar. Die Umschaltung mit dem Schalter U erfolgt gemäß ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12] in diesem Fall stets 4-polig, d.h. neben den Außenleitern muss der Neutralleiter von der Versorgung vom übergeordneten Netz getrennt werden.

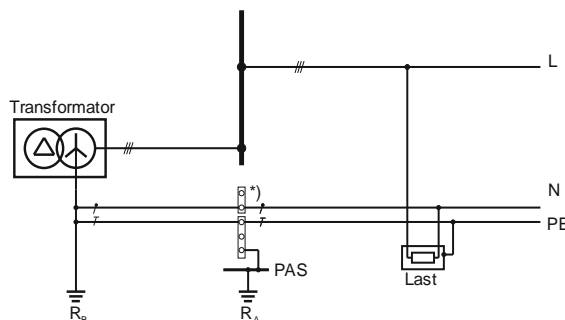


Abbildung 14 TN-S-System, Betrieb ohne DEA gemäß [12]

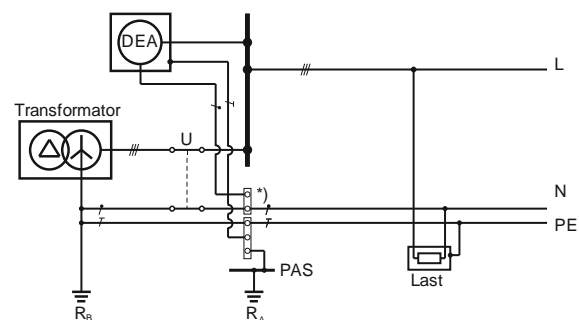


Abbildung 15 TN-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt

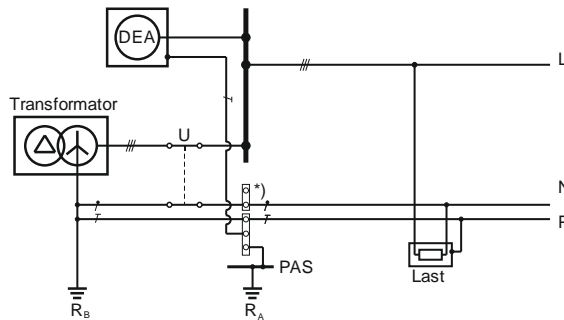


Abbildung 16 TN-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführten Sternpunkt

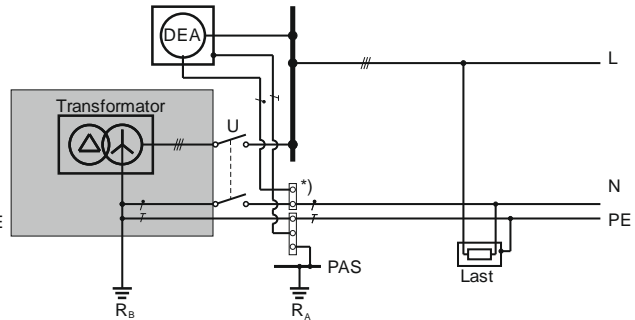


Abbildung 17 TN-S-System, Betrieb ausschließlich durch DEA; Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA

*) In Abhängigkeit des Netzsystems als PEN-Schiene bzw. als Trennklemme von PEN auf PE bzw. N ausgeführt

PAS ... Potentialausgleichsschiene

TN-C-S-System

In einem TN-C-S-System wird der PEN-Leiter bis zu einem definierten Punkt (Hausanschlusspunkt) als ein Leiter zusammengefasst. Ab diesem Punkt im Niederspannungsnetz werden der PE- und der N-Leiter getrennt geführt, siehe Abbildung 18 [12]. Beim TN-C-S-System werden sowohl die Ausführung mittels Hauptverteiler als die Ausführung mittels Unterverteiler dargestellt. Diese Ausführung erfolgt nur im TN-C-S-System, da dies im Vergleich zu den anderen Netzsystemen eine gängige Installationsform darstellt.

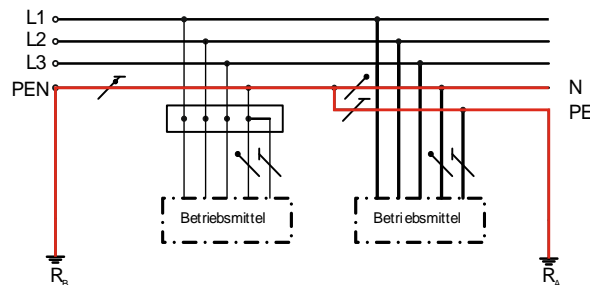


Abbildung 18 TN-C-S-System (PE- und N-Leiter ab dem Hausanschlusspunkt getrennt geführt), eigene Darstellung gemäß [12]

Abbildung 19 bis Abbildung 26 stellen Einlinienersatzschaltbilder für unterschiedliche Betriebsfälle eines TN-C-S-Systems unter Berücksichtigung eines Haupt- und eines Unterverteilers dar.

Abbildung 19 (Hauptverteiler) bzw. Abbildung 20 (Haupt- und Unterverteiler) demonstriert den Betrieb ohne DEA (ausschließliche Versorgung durch das Niederspannungsnetz) unter Berücksichtigung von Abbildung 18 [12]. Abbildung 21 bis Abbildung 26 stellen die Interpretation des TN-C-S-Systems im Netzparallel- wie auch im Inselnetzbetrieb für ein aktives Niederspannungsnetz dar.

In Abbildung 21 (Hauptverteiler) bzw. Abbildung 22 (Haupt- und Unterverteiler) wird der Netzparallelbetrieb bei herausgeführtem bzw. ohne herausgeführtem Sternpunkt in Abbildung 23 (Hauptverteiler) bzw. Abbildung 24 (Haupt- und Unterverteiler) gezeigt. Die Einspeisung der DEA kann dabei drei- bzw. einphasig (unter Berücksichtigung der geltenden Einspeisebedingungen [14]) erfolgen.

Abbildung 25 (Hauptverteiler) bzw. Abbildung 26 (Haupt- und Unterverteiler) stellt den Inselnetzbetrieb einer DEA mit herausgeführtem Sternpunkt im TN-C-S-System (Verbraucheranlage) dar. Die Umschaltung mit dem Schalter U erfolgt gemäß ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12] stets 3-polig, d.h. der PEN-Leiter darf nicht getrennt werden.

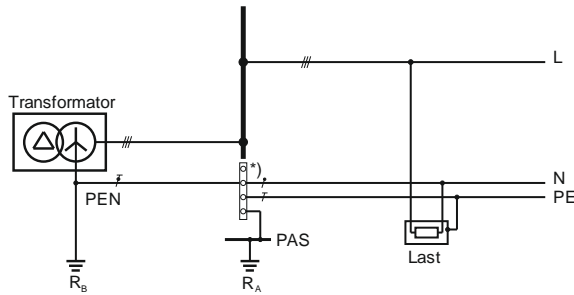


Abbildung 19 TN-C-S-System, Betrieb ohne DEA gemäß [12]

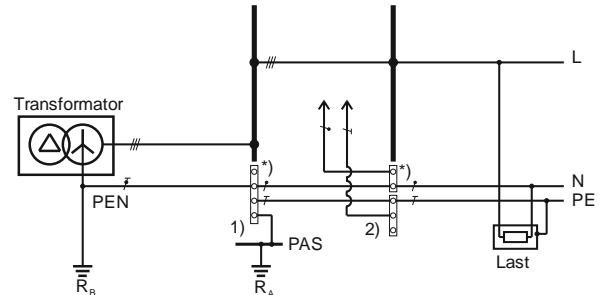


Abbildung 20 TN-C-S-System, Betrieb ohne DEA, Haupt (1)- und Unterverteiler (2)

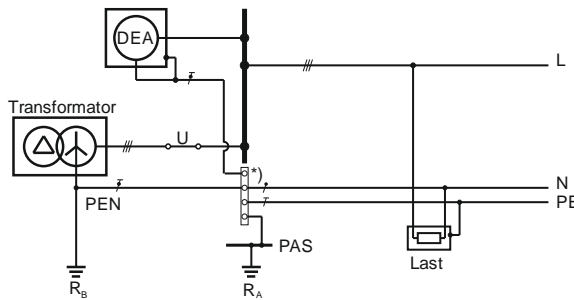


Abbildung 21 TN-C-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt

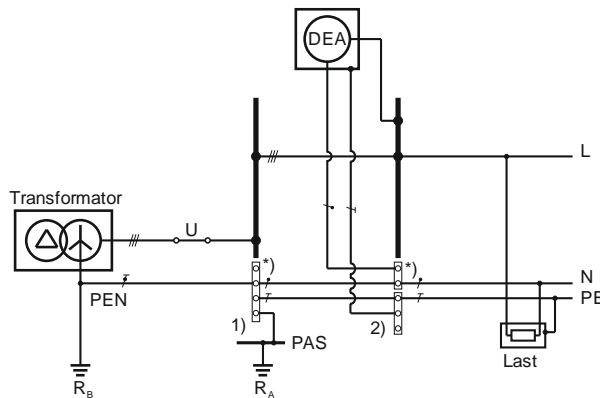


Abbildung 22 TN-C-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt, Haupt (1)- und Unterverteiler (2)

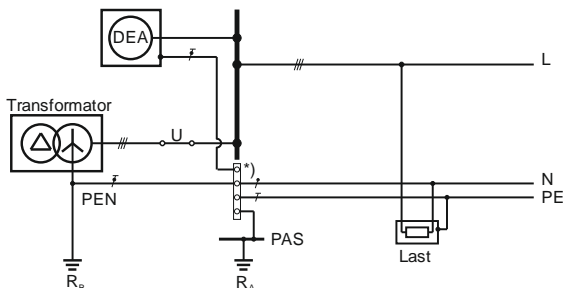


Abbildung 23 TN-C-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführtem Sternpunkt

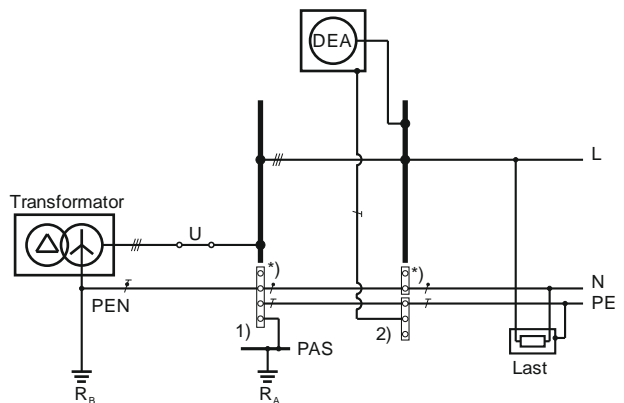


Abbildung 24 TN-C-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführtem Sternpunkt, Haupt (1)- und Unterverteiler (2)

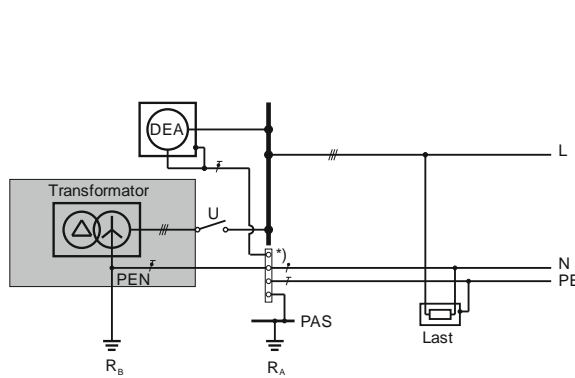


Abbildung 25 TN-C-S-System, Betrieb ausschließlich durch DEA, Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA

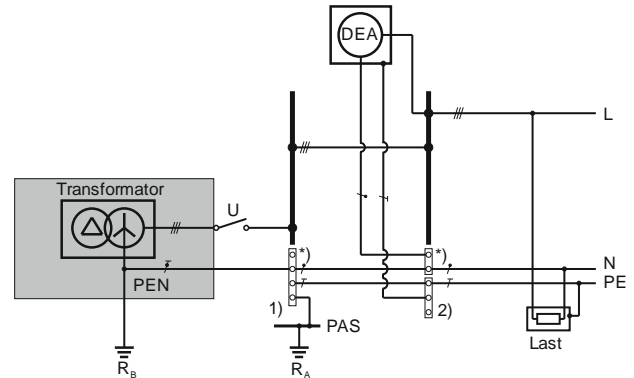


Abbildung 26 TN-C-S-System, Betrieb ausschließlich durch DEA, Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA, Haupt (1)- und Unterverteiler (2)

*) In Abhängigkeit des Netzsystems als PEN-Schiene bzw. als Trennklemme von PEN auf PE bzw. N ausgeführt

PAS ... Potentialausgleichschiene

TT-System

In einem TT-System werden Betriebs- (R_B) und Anlagenerder (R_A) separat ausgeführt. Es besteht keine Verbindung zwischen N- und PE-Leiter innerhalb der Verbraucheranlage. Die Betriebsmittelkörper sind über den PE-Leiter mit dem Anlagenerder (R_A), welcher unabhängig vom Betriebserder (R_B) ist, verbunden, siehe Abbildung 27 [12].

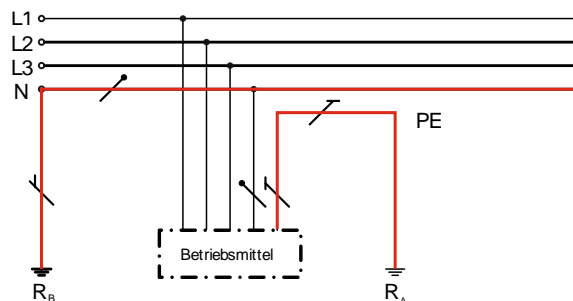


Abbildung 27 TT-System (PE- und N-Leiter getrennt geführt), eigene Darstellung gemäß [12]

Abbildung 28 bis Abbildung 31 zeigen Einlinienersatzschaltbilder für unterschiedliche Betriebsfälle eines TT-Systems. Abbildung 28 demonstriert den Betrieb ohne DEA (ausschließliche Versorgung durch das Niederspannungsnetz) unter Berücksichtigung von Abbildung 27 [12]. Abbildung 29 bis Abbildung 31 stellen die Interpretation des TT-Systems im Netzparallel- wie auch im Inselnetzbetrieb für ein aktives Niederspannungsnetz dar.

In Abbildung 29 wird der Netzparallelbetrieb bei herausgeführtem bzw. ohne herausgeführtem Sternpunkt in Abbildung 30 gezeigt. Die Einspeisung der DEA kann dabei drei- bzw. einphasig (unter Berücksichtigung der geltenden Einspeisebedingungen [14]) erfolgen.

Abbildung 31 stellt den Inselnetzbetrieb einer DEA mit herausgeführtem Sternpunkt im TT-System (Verbraucheranlage) dar. Die Umschaltung mit dem Schalter U erfolgt gemäß ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12] in diesem Fall stets 4-polig, d.h. neben den Außenleitern muss der Neutraleiter von der Versorgung vom übergeordneten Netz getrennt werden.

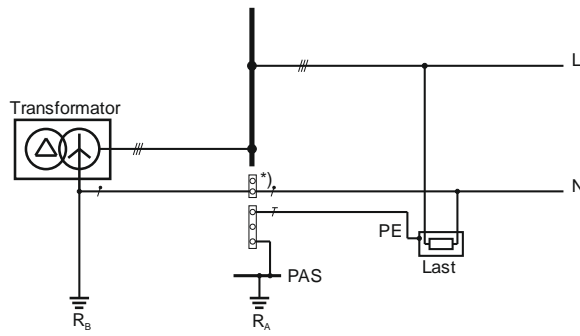


Abbildung 28 TT-System, Betrieb ohne DEA gemäß [12]

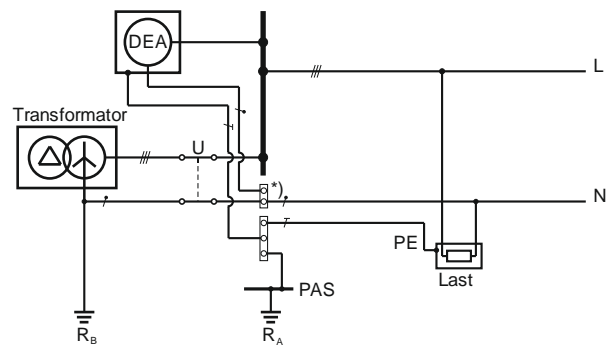


Abbildung 29 TT-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt

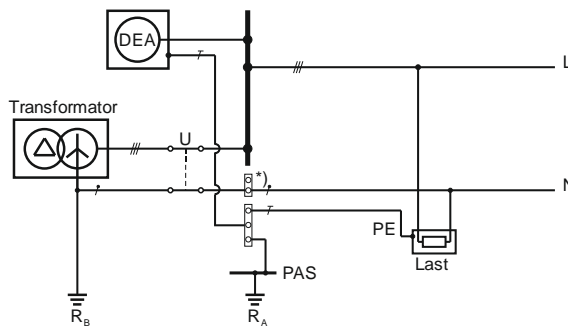


Abbildung 30 TT-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführten Sternpunkt

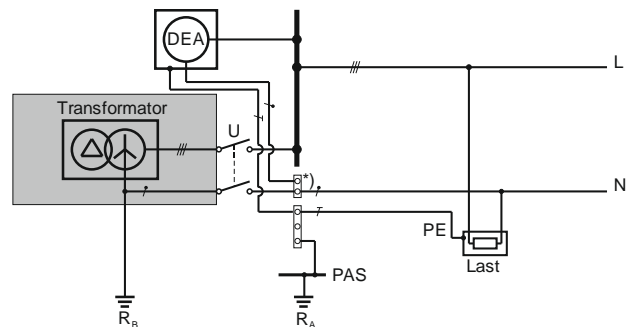


Abbildung 31 TT-System, Betrieb ausschließlich durch DEA, Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA

*) In Abhängigkeit des Netzsystems als PEN-Schiene bzw. als Trennklemme von PEN auf PE bzw. N ausgeführt

PAS ... Potentialausgleichschiene

IT-System

In einem IT-System wird die Stromquelle isoliert gegen Erde betrieben oder ist über eine hochohmige Impedanz mit Erde verbunden. Die Betriebsmittelkörper sind durch den Anlagenerder (R_A) mit Erdpotential verbunden, siehe Abbildung 32 [12]. In der Ausführung des IT-Systems gibt es länderspezifische Unterschiede, die folgenden Darstellungen orientieren sich an der nationalen Vorgabe, siehe ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12].

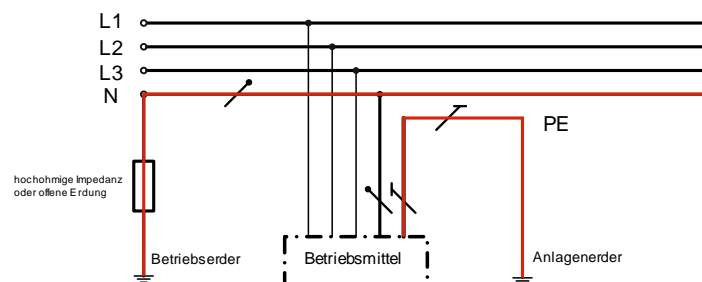


Abbildung 32 IT-System (PE- und N-Leiter getrennt geführt), eigene Darstellung gemäß [12]

Abbildung 33 bis Abbildung 36 zeigen Einlinienersatzschaltbilder für unterschiedliche Betriebsfälle eines IT-Systems. Abbildung 33 demonstriert den Betrieb ohne DEA (ausschließliche Versorgung durch das Niederspannungsnetz) unter Berücksichtigung von Abbildung 32 [12]. Abbildung 34 bis Abbildung 36 stellen die Interpretation des IT-Systems im Netzparallel- wie auch im Inselnetzbetrieb für ein aktives Niederspannungsnetz dar.

In Abbildung 34 wird der Netzparallelbetrieb bei herausgeführtem bzw. ohne herausgeführtem Sternpunkt in Abbildung 35 gezeigt. Die Einspeisung der DEA kann dabei drei- bzw. einphasig (unter Berücksichtigung der geltenden Einspeisebedingungen [14]) erfolgen.

Abbildung 36 stellt den Inselnetzbetrieb eines IT-Systems dar. Die Umschaltung mit dem Schalter U erfolgt gemäß ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12] in diesem Fall stets 4-polig, d.h. neben den Außenleitern muss der Neutralleiter von der Versorgung vom übergeordneten Netz getrennt werden.

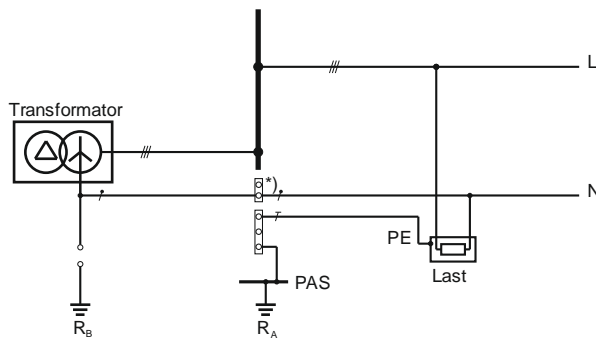


Abbildung 33 IT-System, Betrieb ohne DEA gemäß [12]

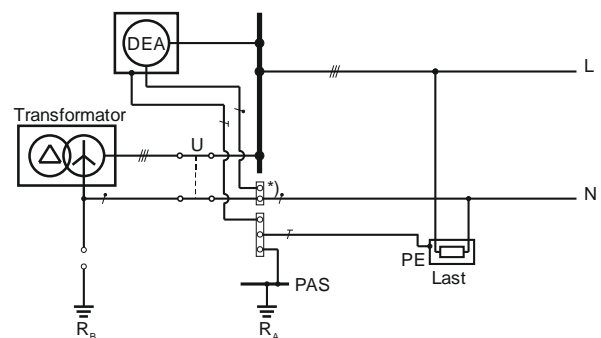


Abbildung 34 IT-System, Betrieb mit DEA Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt

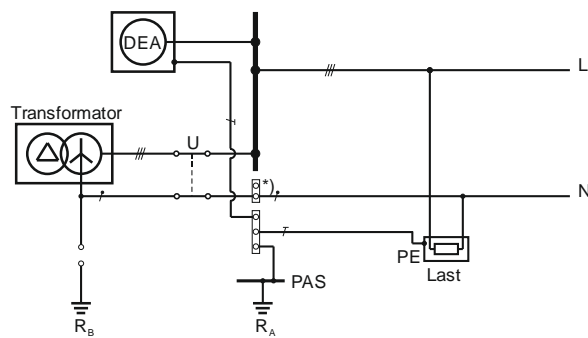


Abbildung 35 IT-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführten Sternpunkt

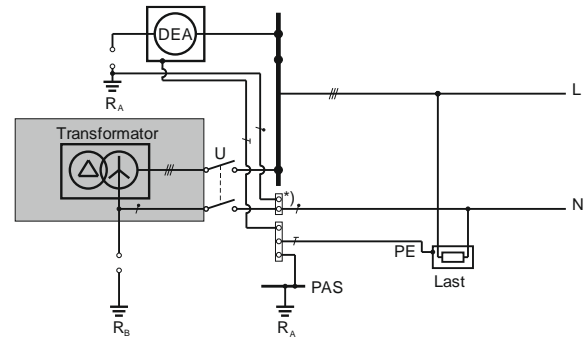


Abbildung 36 IT-System, Betrieb ausschließlich durch DEA, Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA

*) In Abhängigkeit des Netzsystems als PEN-Schiene bzw. als Trennklemme von PEN auf PE bzw. N ausgeführt

PAS ... Potentialausgleichschiene

Es ist bekannt, dass isolierte Netze aufgrund der kapazitiven Fehlerströme in ihrer Ausdehnung beschränkt sind. Im folgenden Kapitel werden diese Fehlerströme bei Auftritt des 1. Fehlers für unterschiedliche Ausführungsformen isolierter Netzsysteme berechnet.

3.2.2 Berechnung kapazitiver Ableitströme

Geerdete Netzsysteme

Als Grundlage für die Ermittlung der kapazitiven Ableitströme in isolierten Netzsystemen (IT-Systemen) wird vorab eine systematische Analyse des in Abbildung 37 dargestellten geerdeten Netzsystems durchgeführt.

Vorweg ist anzumerken, dass in geerdeten Netzsystemen die kapazitiven Kopplungen unter Berücksichtigung der Längenausdehnung prinzipiell nicht berücksichtigt werden müssen. In geerdeten Netzsystemen schließen sich im Falle eines Isolationsfehlers die Ströme auf einem niederohmigen Strompfad de facto über den Sternpunkt des Transformators und nicht über die Kapazitäten zwischen Außen- und PEN-Leiter. Dadurch kommt es im Falle eines Isolationsfehlers zu einer Abschaltung durch vorgelagerte Überstromschutzelemente. Aus diesem Grund nehmen Ableitströme, verursacht durch die kapazitive Kopplung, im Vergleich zum isolierten Netz eine zu vernachlässigende Rolle ein. Die Berechnung der kapazitiven Fehlerströme in einem TN-C-System wird als Grundsatzuntersuchung für die weiterführenden Analysen in IT-Systemen durchgeführt. Exemplarisch wird anhand eines Isolationsfehlers (R_{Fehler}) an einer einphasigen Last (R_{Last}) mithilfe des Knotenpunkt-Potentialverfahrens der Fehlerstrom und der in geerdeten Netzsystemen nicht weiter zu beachtende Anteil der kapazitiven Ableitströme als Basis für die folgenden Analysen in isolierten Netzsystemen ermittelt.

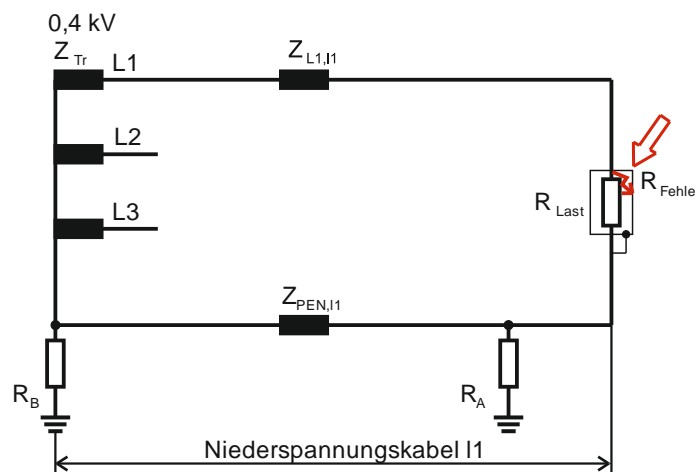


Abbildung 37 Exemplarisches geerdetes Netzsystem (TN-C) als Grundlage für die Ermittlung der kapazitiven Ableitströme in isolierten Netzsystemen

Die Netzstruktur wird als städtisch mit einem spezifischen Erdwiderstand ρ_E von ca. 50 Ωm angenommen. Demzufolge werden Betriebs (R_B)- sowie Anlagenerder (R_A) mit jeweils 5 Ω ³ [4] für die weiteren Berechnungen festgelegt.

Aus Abbildung 38 wird die Systemadmittanzmatrix des in Abbildung 37 dargestellten geerdeten Netzsystems abgeleitet.

³ Im Sinne einer Worst-Case-Analyse wird von einem lokalen Anlagenerder R_A mit 5 Ω für eine städtische Netzstruktur ausgegangen. Der Betriebserder R_B wird ebenfalls mit 5 Ω definiert [12].

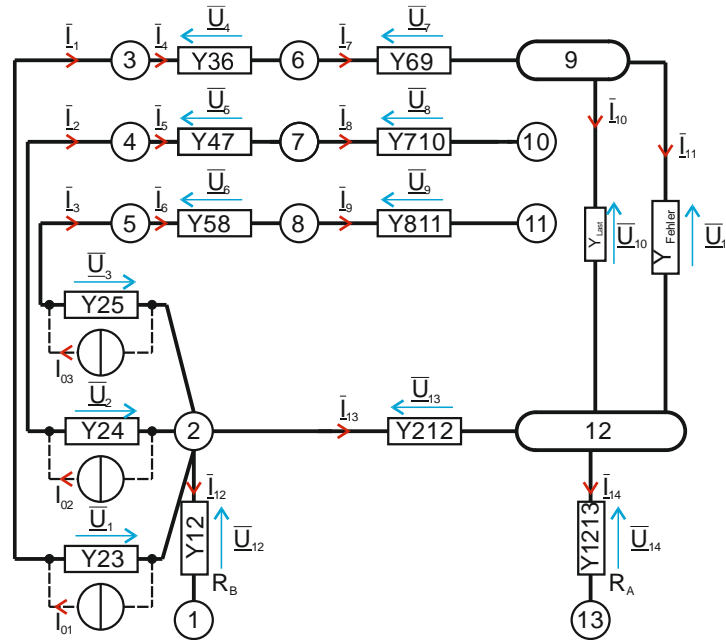


Abbildung 38 Knoten (Knotenströme) und Zweige (Zweigspannungen) zur Bestimmung der Systemadmittanzmatrix für das geerdete Netzsystem gemäß Abbildung 37

Abbildung 38 zeigt die im geerdeten Netzsystem vorhandene Quelle, Knoten, Admittanzen Y_{ik} , Zweigspannungen \bar{U}_k und Zweigströme \bar{I}_k . Die jeweiligen Admittanzen zwischen den Knoten werden aus repräsentativen Kenndaten der Betriebsmittel (Leitungsimpedanzen und -kapazitäten [41]) bestimmt.

Für die Berechnung der Querableitströme, hervorgerufen durch die kapazitive Kopplung, wird die Systemadmittanzmatrix erstellt. Für die nachstehende Berechnung wird der Knoten 1 als Bezugsknoten definiert; die Bezugsspannung des geerdeten Netzsystems wird mit 230 V festgelegt.

Für die systematische Analyse wird ein Niederspannungstransformator mit $S_{rTr} = 630 \text{ kVA}$ (Innenadmittanzen Y_{36} , Y_{47} und Y_{58}) und ein Aluminium-Niederspannungskabel mit Durchmesser 150 mm^2 (Kapazität C pro Phase $0,63 \text{ }\mu\text{F/km}$) herangezogen. Der Betriebserder R_B sowie der Anlagenerder R_A werden durch die Admittanzen Y_{12} bzw. Y_{1213} berücksichtigt. Die Querzweige (kapazitive Kopplungen, π -Ersatzschaltung⁴) zwischen den Außenleitern (L_1 - L_2 , L_2 - L_3 , L_1 - L_3) sowie zwischen den Außenleitern und dem rückstromführenden PEN-Leiter (L_1 -PEN, L_2 -PEN, L_3 -PEN) werden im geerdeten Netzsystem nicht dargestellt.

Die Berechnung mittels Knotenpunkts-Potentialverfahren und der Bildung der Systemadmittanzmatrix erfordert die Umwandlung der Spannungsquelle in eine Stromquelle. Die Knotenpunkts-Zweig-Inzidenzmatrix \underline{K} berücksichtigt, dass Ströme, welche zum jeweiligen Knoten hingelassen sind, positiv angenommen werden. Von den Knoten abfließende Ströme werden als negativ definiert.

Nach Aufstellen der Zweigadmittanzmatrix \bar{Y} erfolgt mittels Knotenpunkts-Zweig-Inzidenzmatrix \underline{K} und der transponierten Knotenpunkts-Zweig-Inzidenzmatrix \underline{K}^T die Berechnung der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}^+ :

⁴ In der π -Ersatzschaltung wurden die korrigierten Impedanzen \bar{Z} bzw. Admittanzen \bar{Y} der reduzierten Impedanz- bzw. Knotenpunkts-Admittanzmatrix berücksichtigt.

$$\underline{Y}^+ = \underline{K} \cdot \underline{\bar{Y}} \cdot \underline{K}^T \quad (3.1)$$

Für den eingepprägten Knotenstrom \underline{I}_0^+ muss in Folge der eingepprägte Zweigstrom $\underline{\bar{I}}_0$ der speisenden Quelle bestimmt werden. Anschließend können die eingepprägten Knotenströme \underline{I}_0^+ gemäß Formel (3.2) berechnet werden:

$$\underline{I}_0^+ = \underline{K} \cdot \underline{\bar{I}}_0 \quad (3.2)$$

Anhand Formel (3.3) werden mit den eingepprägten Knotenströmen \underline{I}_0^+ die Knotenspannungen \underline{U}^+ ermittelt.

$$\underline{U}^+ = (\underline{Y}^+)^{-1} \cdot \underline{I}_0^+ \quad (3.3)$$

Bei Vorliegen der Knotenspannungen können in einem weiteren Schritt die Spannungsabfälle $\underline{\bar{U}}_k$ entlang der Zweige in Abbildung 38 gemäß Formel (3.4) berechnet werden.

$$\underline{\bar{U}}_k = \underline{K}^T \cdot \underline{U}^+ \quad (3.4)$$

Mittels der bekannten eingepprägten Zweigströme $\underline{\bar{I}}_0$, der Zweigspannungen $\underline{\bar{U}}_k$ und der Zweigadmittanzmatrix $\underline{\bar{Y}}$ können die Zweigströme $\underline{\bar{I}}_k$ nach Formel (3.5) ermittelt werden.

$$\underline{\bar{I}}_k = \underline{\bar{I}}_0 - \underline{\bar{Y}} \cdot \underline{\bar{U}}_k \quad (3.5)$$

Basierend auf der zuvor beschriebenen Vorgehensweise werden im Folgenden kapazitive Ableitströme für exemplarische, isolierte Netze unter Berücksichtigung unterschiedlicher Leiterquerschnitte und -längen ermittelt.

Isolierte Netzsysteme

Im Gegensatz zum geerdeten Netzsystem nehmen kapazitive Ableitströme in isolierten Netzen eine wesentliche Rolle ein. Im Fehlerfall schließen sich die Fehlerströme, aufgrund des isolierten Sternpunkts, ausschließlich über die Kapazitäten. Bei einer großen Netzausdehnung sowie einer unsymmetrischen Belastung kann es zu einem Gefährdungspotential durch Berührungsspannungen und -ströme, verursacht durch die kapazitiven Ableitströme, kommen. Abhilfe kann dadurch geschaffen werden, dass beispielsweise isolierte Netze großer Ausdehnung durch Trenntransformatoren in kleinere Einheiten unterteilt werden [42].

In Abbildung 39 wird ein isoliertes System, welches aufgrund eines Fehlers im Niederspannungsnetz (z.B. in einem TN-C-System) entstehen könnte, dargestellt. In diesem Fall wird der Sternpunkt des Transformators isoliert betrachtet, der Erder R_A stellt eine lokale Erdung des PEN-Leiters dar.

Anmerkung: Für die folgende Berechnung (Niederspannungskabel \varnothing 150 mm², Al) wird angenommen, dass die Kopplung zwischen Außenleiter bzw. PEN-Leiter und Erde aufgrund der mehrfachen Erdung des PEN-Leiters über R_A als vernachlässigbar eingestuft werden kann.

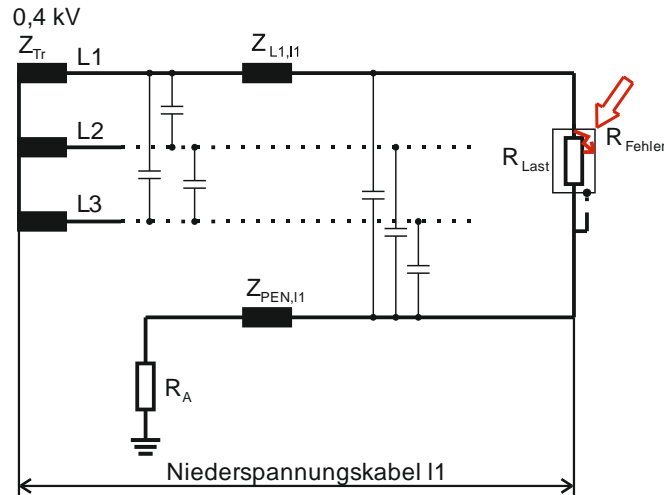


Abbildung 39 Exemplarisches isoliertes Niederspannungsnetz

Auch bei der Analyse des isolierten Netzsystems wird von einem Aluminium-Niederspannungskabel mit einem Querschnitt von 150 mm^2 und einem Niederspannungstransformator mit $S_{rTr} = 630 \text{ kVA}$ ausgegangen. Die Netzstruktur wird ebenfalls als städtisch mit einem spezifischen Erdwiderstand ρ_E von ca. $50 \text{ } \Omega\text{m}$ angenommen; daher wird der Erder R_A mit $5 \text{ } \Omega$ (Y113, Abbildung 40) festgelegt [4].

Die Berechnung, basierend auf dem Knotenpunkts-Potentialverfahren, wird analog zur Vorgehensweise beim geerdeten Netzsystem durchgeführt. Abbildung 40 zeigt die im isolierten Netzsystem vorhandene Quelle, Knoten, Admittanzen \bar{Y}_{ik} , Zweigspannungen \bar{U}_k und Zweigströme \bar{I}_k .

Für die Berechnung der Querableitströme, hervorgerufen durch die kapazitive Kopplung, wird wiederum die Systemadmittanzmatrix mit Knoten 1 als Bezugsknoten (Abbildung 40) definiert. Die Admittanzen Y_{613} , Y_{713} , Y_{813} bzw. Y_{912} , Y_{1012} , Y_{1112} (Π -Ersatzschaltung) stellen die kapazitive Kopplung zwischen den Außenleitern L1 (Y_{69}), L2 (Y_{710}), L3 (Y_{811}) und dem rückstromführenden PEN-Leiter (Y_{1213}) dar. Die kapazitive Kopplung der Außenleiter untereinander wird durch die Admittanzen Y_{67} , Y_{68} , Y_{78} sowie Y_{910} , Y_{1011} und Y_{911} repräsentiert. Y_{36} , Y_{47} bzw. Y_{58} stellen die Innenadmittanz des 630-kVA-Transformators sowie Y_{23} , Y_{24} bzw. Y_{25} die Admittanzen des vorgelagerten 20-kV-Netzes dar (Abbildung 40).

Die einphasige Last (R_{Last} bzw. Y_{Last}) in der exemplarischen Ausführungsform eines isolierten Netzsystems in Abbildung 40 wird mit 230 V (Phase L1 und PEN-Leiter) im isolierten Netzsystem (hochohmig geerdet durch $Y_{isoliert}$) betrieben. Der Fehler mit vernachlässigbar geringer Impedanz wird durch die Admittanz Y_{Fehler} gekennzeichnet. Der zugehörige Zweigstrom \bar{I}_{-14} ergibt den kapazitiven Fehlerstrom I_d bei Auftritt des ersten Fehlers im isolierten Netzsystem, siehe Tabelle 2.

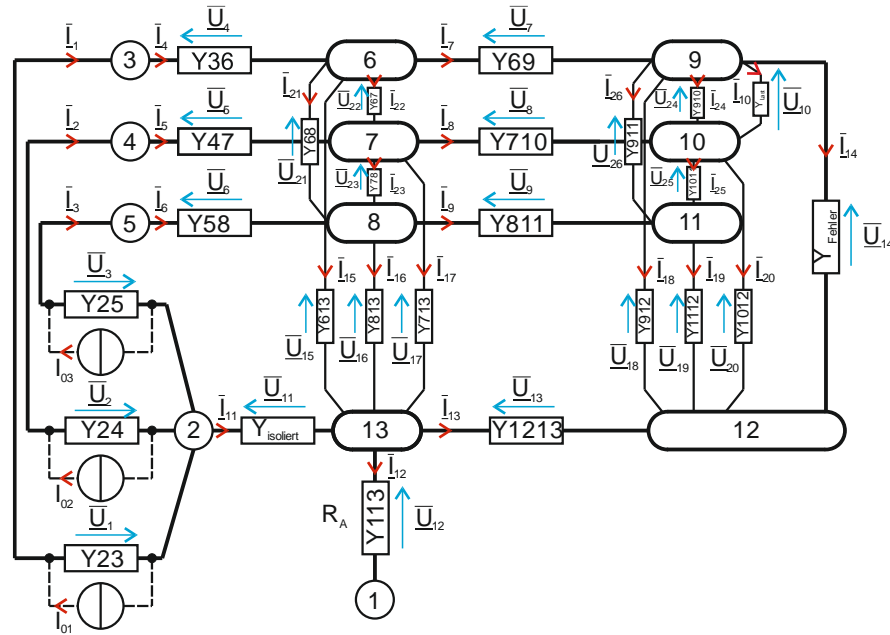


Abbildung 40 Knoten (Knotenströme) und Zweige (Zweigspannungen) zur Bestimmung der Systemadmittanzmatrix für das isolierte Netzsystem gemäß Abbildung 39

Bei Auftritt eines Fehlers mit vernachlässigbar geringer Impedanz muss im isolierten Netzsystem, in der dargestellten Ausführungsform in Abbildung 39, die Bedingung (3.6) [42]⁵ erfüllt sein. D.h., dass der Grenzwert der dauernd zulässigen Berührungsspannung von 50 V (Wechselspannung) nicht überschritten werden darf.

$$R_{\Sigma} \cdot I_d \leq 50 \text{ V} \tag{3.6}$$

Der Bedingung (3.6) entsprechend ist für R_{Σ} die Summe der Widerstände, bestehend aus dem Schutzleiter und dem Erder R_A , heranzuziehen [42]. Tabelle 2 zeigt kapazitive Fehlerströme I_d , die jeweiligen Summen der Widerstände von Erder und Schutzleiter R_{Σ} , die auftretenden Spannungen U sowie die Einhaltung der Bedingung (3.6) bei unterschiedlichen Ausdehnungen des exemplarischen, in Abbildung 39 gemäß [42] dargestellten, isolierten Niederspannungsnetzes.

⁵ Die Bedingung (3.6) wird in der ÖVE/ÖNORM E 8001-1, Ausgabe: 2010-03-01 [12] nicht dezidiert behandelt.

Tabelle 2 Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels (\emptyset 150 mm², Al, Kapazität pro Phase: 0,63 μ F/km)⁶: Summe der Widerstände R_z , kapazitive Fehlerströme I_d , auftretende Spannungen sowie Einhaltung der Berührungsspannung von 50 V im analysierten isolierten Netzsystem gemäß Abbildung 39

l_1	R_z	I_d	U	$U \leq 50$ V
in m	in Ω	in mA	in V	
10	5,002	1,4	0,007	✓
20	5,005	2,7	0,014	✓
50	5,012	6,9	0,035	✓
100	5,024	13,7	0,069	✓
200	5,048	27,4	0,138	✓
300	5,072	41,1	0,208	✓
400	5,097	54,8	0,279	✓
500	5,121	68,5	0,351	✓
1000	5,242	137,1	0,719	✓
2000	5,484	274,2	1,504	✓

Anmerkung: Die graue Markierung in Tabelle 2 stellt die Berechnungsergebnisse bei Überschreitung der maximalen Ausdehnung eines typischen Niederspannungsnetzes ($l_1 > 400$ m) dar.

Aus Tabelle 2 ist ersichtlich, dass die dauernd zulässige Berührungsspannung (Bedingung (3.6)) unter Berücksichtigung unterschiedlicher Längen des Niederspannungskabels eingehalten wird.

Abbildung 41 zeigt eine weitere mögliche Ausführungsform eines isolierten Netzsystems auf Basis einer Niederspannungsinstallation. Unter Berücksichtigung von ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12] müssen leitfähige Teile untereinander über einen Schutzerdungsleiter mit der Erdungsanlage verbunden werden.

Im Sinne einer Worst-Case-Analyse wird in der folgenden Ausführungsform von einem lokalen Anlagenerder R_A mit 5 Ω für eine städtische Netzstruktur ausgegangen.

⁶ Die folgenden Angaben stellen die Werte pro Phase gemäß [41] dar: Leiterwiderstand $R_{L,60^\circ} = 0,241$ Ω /km AC, Reaktanz pro Phase a 50 Hz: $X_L = 0,08$ $\sim \Omega$ /km, Kapazität pro Phase: $C_L = 0,63$ $\sim \mu$ F/km

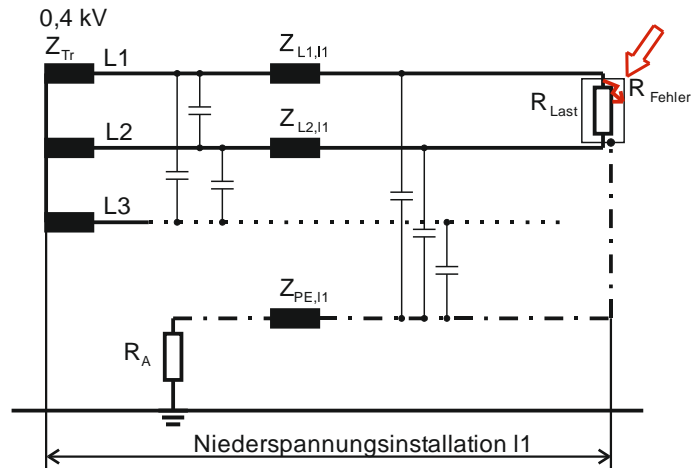


Abbildung 41 Exemplarisches isoliertes Netzsystem, mitgeführter Schutzleiter PE, Ausführungsform gemäß [42]

Im Gegensatz zur Ausführung des isolierten Netzsystems in Abbildung 39 wird in der Ausführungsform gemäß Abbildung 41 die einphasige Last (R_{Last}) mit 400 V (Phase L1 und L2) betrieben. Konkret wird ein typischer Wert für die Kabelkapazität C_L von $8 \cdot 10^{-8}$ F/km [43] pro Phase für das IT-System angenommen. In den Berechnungen wird gemäß [43] davon ausgegangen, dass die natürliche Ableitkapazität⁷ des IT-Systems $0,5 \cdot C_L$ beträgt.

Abbildung 42 zeigt wiederum die im isolierten Netzsystem vorhandene Quelle, Knoten, Admittanzen Y_{ik} , Zweigspannungen \bar{U}_k und Zweigströme \bar{I}_k . Der Knoten 1 stellt auch in dieser Ausführungsform den Bezugsknoten dar. Die dargestellten Admittanzen entsprechen der zuvor beschriebenen Konvention.

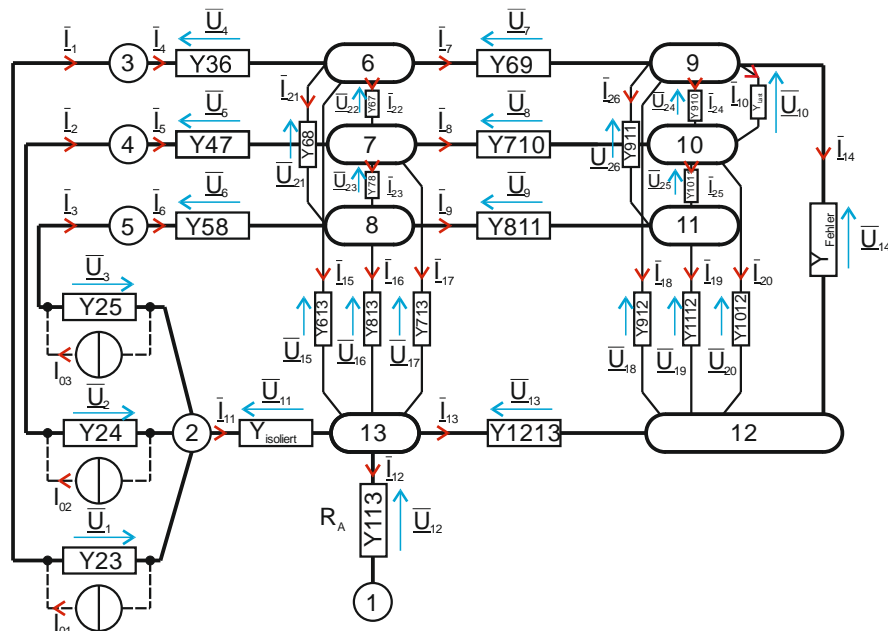


Abbildung 42 Knoten (Knotenströme) und Zweige (Zweigspannungen) zur Bestimmung der Systemadmittanzmatrix für das isolierte Netzsystem gemäß Abbildung 41

⁷ Die natürliche Ableitkapazität beschreibt die kapazitive Kopplung zwischen aktiven Leitern und Erdreich und wird in Abbildung 41 nicht dargestellt [43].

Tabelle 3 zeigt kapazitive Fehlerströme I_d , bestehend aus der Summe von $I_{\text{Kabelkap.}}$ und $I_{\text{natAbleitkap.}}$, die jeweiligen Summen der Widerstände von Erder und Schutzleiter R_Σ , die auftretenden Spannungen U sowie die Einhaltung der Bedingung (3.6) bei unterschiedlichen Ausdehnungen des exemplarischen, in Abbildung 41 dargestellten, isolierten Niederspannungsnetzes.

Tabelle 3 Variation der Länge l_1 einer Installation im IT-Netz ($\varnothing 4 \text{ mm}^2$, Al, Kapazität pro Phase: $8 \cdot 10^{-8} \text{ F/km}$): Summe der Widerstände R_Σ , kapazitive Fehlerströme $I_{\text{Kabelkap.}}$, $I_{\text{natAbleitkap.}}$, I_d , auftretende Spannungen sowie Einhaltung der Berührungsspannung von 50 V im analysierten isolierten Netzsystem gemäß Abbildung 41

l_1	R_Σ	$I_{\text{Kabelkap.}}$	$I_{\text{natAbleitkap.}}$	I_d	U	$U \leq 50 \text{ V}$
in m	in Ω	in mA	in mA	in mA	in V	
10	5,044	0,4	0,2	0,6	0,003	✓
20	5,088	0,7	0,3	1,0	0,005	✓
50	5,219	1,4	0,7	2,1	0,011	✓
100	5,438	3,1	1,6	4,7	0,026	✓
200	5,875	6,0	3,0	9,0	0,053	✓
300	6,313	9,1	4,6	13,7	0,086	✓
400	6,750	12,0	6,0	18,0	0,122	✓
500	7,188	15,1	7,6	22,7	0,163	✓
1000	9,375	30,1	15,1	45,2	0,424	✓
2000	13,750	60,0	30,0	90,0	1,238	✓

Anmerkung: Größere Längen l_1 können sich durch das Zusammenschalten mehrerer Niederspannungsstromkreise ergeben, die Längen bis 2000 m sollen die Tendenz der zu erwartenden Berührungsspannung wiedergeben.

Aus Tabelle 3 ist ersichtlich, dass die dauernd zulässige Berührungsspannung (Bedingung (3.6)) unter Berücksichtigung unterschiedlicher Längen eines IT-Netzsystems gemäß Abbildung 41 eingehalten wird.

Aus den zuvor durchgeführten Analysen ausgewählter IT-Netze kann gefolgert werden, dass, wenn geeignete Leiterquerschnitte verwendet werden, in der Praxis keine sicherheitstechnischen Probleme beim üblichen Betrieb isolierter Netze zu erwarten sind.

3.2.3 Schutzmaßnahmen - Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutz gegen gefährliche Berührungsströme)

Der Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutz gegen gefährliche Berührungsströme) basiert in Österreich gemäß ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12] auf einem 3-stufigen Schutzkonzept. Der Basisschutz (1) beinhaltet den Schutz gegen direktes Berühren (Basisisolierung), der Fehlerschutz (2) dient zum Schutz bei indirektem Berühren leitfähiger Teile im Falle eines Isolationsfehlers und dient zur Vermeidung hoher Berührungsspannungen bei Versagen der Basisisolierung. Der Zusatzschutz (3) wird als ergänzende Maßnahme im Falle des Versagens von Basisschutz und Fehlerschutz vorgesehen; Abbildung 43 zeigt das 3-stufige Schutzkonzept lt. [12].

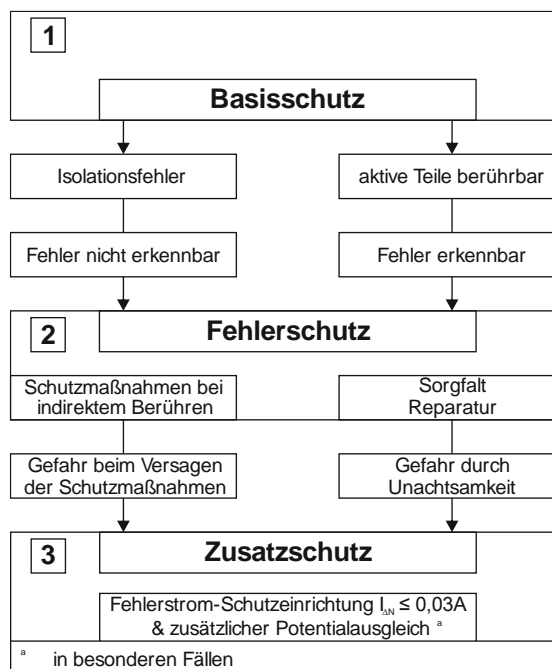


Abbildung 43 Maßnahmen für den Schutz gegen elektrischen Schlag, eigene Darstellung gemäß [12]⁸

Anzuwendende Fehlerschutzmaßnahmen gemäß [12] sind im Anhang 10.3 aufgelistet.

Im Folgenden wird aufgrund der Einführung der Nullung durch die in Österreich geltende Nullungsverordnung [11] und deren generelle Anwendung in öffentlichen Niederspannungsnetzen auf diese Fehlerschutzmaßnahme im Detail eingegangen.

⁸ Anmerkung zu Abbildung 43: Bei Anwendung einer Fehlerstrom-Schutzeinrichtung als Fehlerschutz und als Zusatzschutz sind zwei FIs in Reihe anzuordnen.

Nullung

Der Begriff „Nullung“ wird nachstehend im Sinne der ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12] verwendet.

Zur Sicherstellung der Funktionalität der Fehlerschutzmaßnahme Nullung müssen

- die Ausschaltbedingung, siehe Tabelle 4
- die Erdungsbedingung, siehe Tabelle 32, Anhang 10.3 und
- die Verlegungsbedingung, siehe Tabelle 33, Anhang 10.3

erfüllt sein.

Tabelle 4 Ausschaltbedingung [12]

Ausschaltbedingung:	Ausschalten des fehlerbehafteten Stromkreises bei Auftritt eines Kurz- bzw. Körperschlusses in vorgegebener Zeit (siehe Ausschaltzeiten).	
Ausschaltzeiten:	Verbraucheranlage: Endstromkreise ≤ 32 A: 0,4 s Endstromkreise > 32 A: 5,0 s	
Ausschaltstromfaktor m:	Der Ausschaltstromfaktor m ist abhängig von der eingesetzten Überstromschutzeinrichtung, siehe Tabelle 31, Anhang 10.3.	
Bedingung zur Einhaltung der Ausschaltbedingung:	$Z_S \cdot I_A \leq U_N$	(3.7)
	$I_A = m \cdot I_N$	(3.8)
	Z_S	Schleifenimpedanz im Fehlerfall (Erdfehler), ermittelt durch Rechnung oder Messung in Ω
	U_N	Nennspannung gegen Erde in V (Phasenspannung)
	I_A	Ausschaltstrom der vorgelagerten Überstromschutzeinrichtung in A
	I_N	Nennstrom der vorgelagerten Überstromschutzeinrichtung in A

Die jeweiligen Ausschaltstromfaktoren m sind unter Berücksichtigung der Art der Überstromschutzeinrichtung für unterschiedliche Nennströme unter Bezugnahme von [12] der Tabelle 31, Anhang 10.3 zu entnehmen.

Bei Nicht-Erfüllung der Ausschaltbedingung (3.7), aufgrund einer zu hohen Fehlerschleifenimpedanz, soll in der betroffenen Verbraucheranlage eine von der Nullung verschiedene Fehlerschutzmaßnahme, z.B. Fehlerstrom-Schutzschaltung angewendet werden. Damit ein Fehler zwischen Außen- und Neutralleiter zu einer automatischen Ausschaltung führt, muss der Ausschaltstrom der Fehlerstrom-Schutzeinrichtung einen Ausschaltstrom von mindestens 2,5-fachen des Nennstroms I_N der vorgeschalteten Überstromschutzeinrichtung aufweisen. Der Zusatzschutz kann in diesem Fall durch eine weitere Fehlerstrom-Schutzeinrichtung mit $I_{\Delta N} \leq 0,03$ A realisiert werden.

Reichen die genannten Maßnahmen nicht aus um die Ausschaltbedingung einzuhalten, muss ein zusätzlicher Potentialausgleich errichtet werden. Die Dimensionierung des Potentialausgleichs muss

unter Berücksichtigung der maximal auftretenden Fehlerströme vorgenommen werden, damit eine Reduktion auf ungefährliche Werte der auftretenden Berührungsspannungen erfolgt.

Die Erdungsbedingungen im Niederspannungsnetz werden in der Tabelle 32, Anhang 10.3 zusammengefasst [12].

Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen, Fehlerstrom-Schutzschaltungen (Fehlerstrom-Schutz-erdung) – allgemein

Für die Realisierung des Zusatzschutzes in aktiven Niederspannungsnetzen wird auch weiterhin die Fehlerstrom-Schutzeinrichtung ihre Anwendung finden. Bei Anwendung der Fehlerstrom-Schutzschaltung müssen folgende Bedingungen gemäß [12] eingehalten werden. Neben den einzuhaltenden Erdungsverhältnissen (Tabelle 32) gilt (3.9) im Fehlerfall.

$$Z_S \leq \frac{U_N}{5 \cdot I_{\Delta n}} \quad (3.9)$$

$$Z_S \leq 100 \, \Omega$$

Z_S Schleifenimpedanz im Fehlerfall (Erdfehler), ermittelt durch Rechnung oder Messung in Ω

U_N Nennspannung zwischen Außenleiter und Neutraleiter in V (Phasenspannung)

$I_{\Delta n}$ Nennwert des Auslösefehlerstroms (Nennfehlerstrom) der Fehlerstrom-Schutzeinrichtung in A

Es muss jeweils der kleinere Wert unter Berücksichtigung der Bedingung (3.9) eingehalten werden.

Durch selektive Staffelung zweier Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen kann ein gesamter Ausfall der zu versorgenden Anlage verhindert werden. Bei Einsatz der Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen als Fehlerschutz müssen diese allpolig, d.h. inklusive Neutraleiter ausschalten. Der Einsatz einer einzigen Fehlerstrom-Schutzeinrichtung als Fehler- bzw. als Zusatzschutz ist nicht erlaubt.

Exkurs: Isolationsüberwachung

Die Fehlerschutzmaßnahme Isolationsüberwachung (Isolationsüberwachungssystem) findet in isolierten bzw. hochohmig geerdeten Netzen Anwendung. Oft wird diese Netzform bei einer Forderung nach einer hohen Stromversorgungssicherheit, z.B. in Krankenhäusern oder bei Ersatzstromanlagen, eingesetzt. Isolierte Netze sind, aufgrund auftretender kapazitiver Fehlerströme, in ihrer Ausdehnung oft eingeschränkt. Generell sind bis zu einer bestimmten Länge, siehe Kapitel 3.2.2, die Fehlerströme gering und in Folge ist eine Abschaltung beim ersten Körper- oder Erdschluss nicht erforderlich. Um jedoch unzulässige Fehlerspannungen zu verhindern, muss im Falle eines zweiten Fehlers die automatische Abschaltung im Zuge der Isolationsüberwachung erfolgen.

Zur Anwendung eines Isolationsüberwachungssystems müssen leitfähige Teile über einen Schutzerdungsleiter mit der Erdungsanlage sowie mit der Isolationsüberwachungseinrichtung verbunden werden. Die Leiterquerschnitte des PE-Leiters und der Verbindungen zum PE-Leiter müssen den Anforderungen gemäß [12] entsprechen.

Unter Beachtung der DIN VDE 0100-410 [44] muss bei Auftritt eines 2. Fehlers in isolierten Netzsystemen die Bedingung (3.10)⁹ erfüllt sein.

$$Z_S \leq \frac{U}{2 \cdot I_A} \quad (3.10)$$

Bei der Ausführung des IT-Systems ohne Neutralleiter besteht die Fehlerschleife Z_S (3.10) aus dem fehlerbehafteten Außen- und dem Schutzleiter (Nennwechselspannung $U = 400$ V). Wird der Neutralleiter mitgeführt, ist die Fehlerschleife aus Neutral- und Schutzleiter (Nennwechselspannung $U = 230$ V) des fehlerhaften Stromkreises heranzuziehen. Der Strom I_A repräsentiert den Strom, der den vorgelagerten Schutz innerhalb der für TN-Netze geforderten Zeit von 0,4 s (Stromkreise bis 32 A), zur Abschaltung bringt. Laut DIN VDE 0100-410 [44] berücksichtigt der Faktor 2 in (3.10), dass der 1. und der 2. Fehler in unterschiedlichen Stromkreisen in einem IT-System auftreten können.

3.2.4 Körperstrom, Fehlerspannung, Berührungsspannung

Körperstrom I_T gemäß DIN IEC/TS 60479-1 [45]

Abbildung 44 bzw. Tabelle 5 entspricht dem exakten Wortlaut der DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1), Mai 2007 [45]. In Abbildung 44 werden konventionelle Zeit/Stromstärke-Bereiche für einen Stromweg von der linken Hand zu den Füßen (Körperwiderstand $R_T = 750 \Omega$) dargestellt. Für Körperströme I_T , ermittelt für einen Körperwiderstand abweichend von $R_T = 750 \Omega$, muss der Herzstromfaktor F unter Berücksichtigung von [45] angewendet werden.

$$I_h = \frac{I_{ref}}{F} \quad (3.11)$$

Unter Anwendung von (3.11) ergibt sich für einen Stromweg Hand - Hand (entspricht einem Körperwiderstand $R_T = 1000 \Omega$) ein Herzstromfaktor $F = 0,4$ der zugehörige Strom wird durch I_h repräsentiert. So ergibt sich exemplarisch für einen Strom von $I_{ref} = 0,142$ A (Durchströmung linke Hand zu den beiden Füßen) ein Strom $I_h = 0,355$ A (Durchströmung linke zur rechten Hand), welcher die gleiche Wahrscheinlichkeit für Herzkammerflimmern aufweist, wie der Strom I_{ref} bei einer Durchströmung von der linken Hand zu den Füßen.

⁹ Die Bedingung (3.10) wird in der ÖVE/ÖNORM E 8001-1, Ausgabe: 2010-03-01 [12] nicht behandelt.

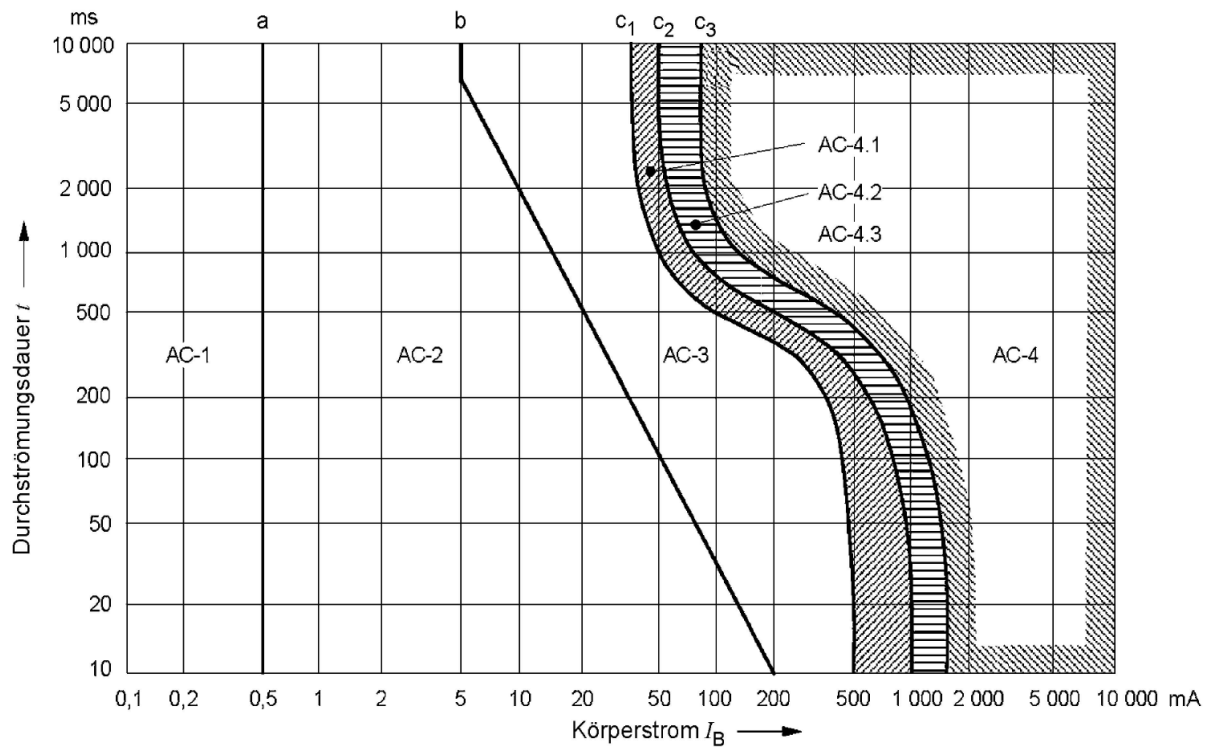


Abbildung 44 Konventionelle Zeit/Stromstärke-Bereiche mit Wirkungen von Wechselströmen (15 Hz bis 100 Hz) auf Personen mit einem Stromweg von der linken Hand zu den Füßen [45]

Tabelle 5 fasst die in Abbildung 44 gezeigten Zeit/Stromstärke-Bereiche zusammen. Gemäß dieser Tabelle stellt der Bereich ab der Grenzlinie b (Bereich AC-3) jenen dar, ab welchem eindeutige physiologische Wirkungen wie beispielsweise starke unwillkürliche Muskelkontraktionen, Atemschwierigkeiten etc. wahrgenommen werden, jedoch werden im Bereich AC-3 keine organischen Schäden erwartet.

Tabelle 5 Zeit/Stromstärke-Bereiche für Wechselstrom von 50 Hz bis 100 Hz, für den Stromweg von einer Hand zu beiden Füßen – Zusammenfassung der Bereiche von Bild 20 [45] (Bild 20 [45] entspricht der Abbildung 44 in dieser Dissertation)

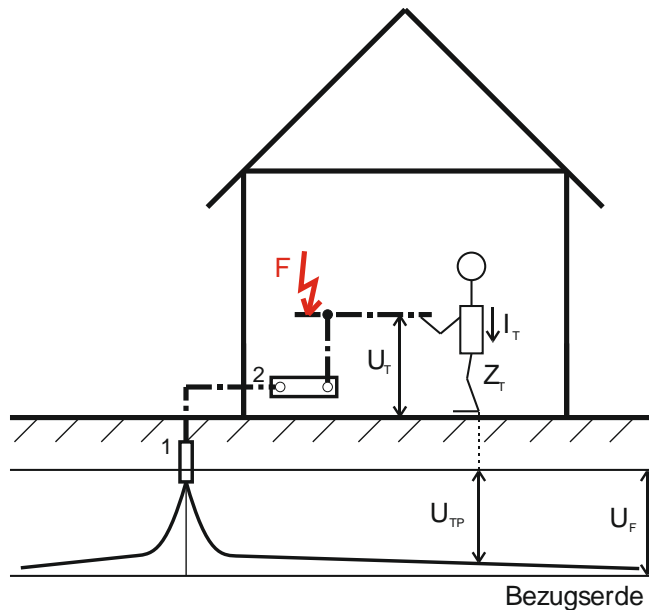
Bereiche	Bereichsgrenzen	Physiologische Wirkung
AC-1	bis zu 0,5 mA Grenzlinie a	Wahrnehmung möglich, aber im Allgemeinen keine Schreckreaktion.
AC-2	über 0,5 mA bis Grenzlinie b	Wahrnehmung und unwillkürliche Muskelkontraktion wahrscheinlich, aber im Allgemeinen keine schädlichen physiologischen Wirkungen.
AC-3	Grenzlinie b bis Grenzlinie c ₁	Starke unwillkürliche Muskelkontraktionen. Schwierigkeiten beim Atmen. Reversible Störungen der Herzfunktion. Immobilisierung (Muskelverkrampfung) kann auftreten. Wirkungen zunehmend mit Stromstärke und Durchströmungsdauer. Im Allgemeinen ist kein organischer Schaden zu erwarten.
AC-4 ¹⁾	über der Grenzlinie c ₁	Es können pathophysiologische Wirkungen auftreten wie Herzstillstand, Atemstillstand und Verbrennungen oder andere Zellschäden. Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern ansteigend mit der Stromstärke und Durchströmungsdauer.
	c ₁ -c ₂	AC-4.1 Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern ansteigend bis etwa 5 %
	c ₂ -c ₃	AC-4.2 Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern ansteigend bis etwa 50 %
	über der Grenzlinie c ₃	AC-4.3 Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern über 50 %
1) Bei einer Durchströmungsdauer unter 200 ms tritt Herzkammerflimmern nur auf, wenn die entsprechenden Schwellenwerte in der vulnerablen Periode überschritten werden. Hinsichtlich des Herzkammerflimmerns bezieht sich Bild 20 [45] auf die Wirkung des Stromes beim Stromweg von der linken Hand zu den Füßen. Bei anderen Stromwegen muss der Herzstromfaktor berücksichtigt werden.		

Abbildung 45 zeigt exemplarisch auftretende Spannungen etc. bei Auftritt eines Isolationsfehlers. Die Berührungsspannung U_T berechnet sich gemäß der Beziehung (3.12) [12].

Für den Fehlerschutz (Schutz bei indirektem Berühren) gilt: „Der national vereinbarte Grenzwert der Fehlerspannung (Grenzfehlerspannung) U_{FL} für die Nullung und Fehlerstrom-Schutzschaltung beträgt bei:

- Wechselfspannungen (15 Hz bis 1000 Hz), $U_{FL} = 65 \text{ V}$,
- Gleichspannungen bis 10 % Welligkeit mit Nennspannungen bis 400 V, $U_{FL} = 120 \text{ V}$.“

ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12] merkt an, dass international ein Wert von 50 V für Wechselfspannung als Berührungsspannungsgrenze für Anlagen kleiner gleich 1000 V angegeben ist, aus diesem „kann eine elektropathologisch gleichwertige Berührungsspannungsgrenze von 90 V für Gleichspannung abgeleitet werden.“ [12]



- | | |
|----------|---|
| 1 | Erdungsanlage (Fehler-führend) |
| 2 | PE-Leiterschiene bzw. PA-Schiene |
| I_T | Berührungsstrom ¹⁰ |
| U_F | Fehlerspannung (Spannung zwischen Erdungsanlage und Bezugserde) |
| U_T | Berührungsspannung |
| | $U_T = Z_T \cdot I_T$ (3.12) |
| U_{TP} | Unbeeinflusste Berührungsspannung ¹¹ |
| Z_T | Körperimpedanz ¹² |

Abbildung 45 Berührungs-, unbeeinflusste Berührungs- sowie Fehlerspannung bei Auftritt eines Isolationsfehlers, eigene Darstellung gemäß [12]

Berührungsspannung U_T (U_{TP}) gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46]

Abbildung 46 zeigt die Kurve der zulässigen Berührungsspannungen laut ÖVE/ÖNORM EN 50522: Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV, Deutsche Fassung EN 50522:2010 [46]. Zu dieser Abbildung ist vorweg zu bemerken, dass die Kurve nicht uneingeschränkt für die Bewertung der Berührungsspannungen in der Niederspannung heranzuziehen ist.

Die Berührungsspannungskurve in Abbildung 46 definiert für einen Stromfluss größer als 10 s die zulässige Berührungsspannung mit 80 V. Diesem Wert stehen 50 V als Berührungsspannungsgrenze für Wechselspannung gemäß ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12] gegenüber. Generell werden länger auftretende, zu hohe Berührungsspannungen durch das Wirksamwerden des Fehlerschutzes (Sicherungen, Leitungsschutzschalter) vermieden.

Die Berührungsspannung als alleiniges Bewertungskriterium für die Personensicherheit in der Niederspannung ist nicht ausreichend. Daher wird neben einer Aussage betreffend die Berührungsspannungen auch eine Aussage hinsichtlich auftretender Körperströme getätigt. Aus diesem Grund werden die beiden Bewertungsverfahren DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1) [45] sowie ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] miteinander verglichen.

¹⁰In DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1), Mai 2007 [45] wird der Körper- bzw. Berührungsstrom als I_B bzw. als I_T bezeichnet. In dieser Dissertation wird für den Körper- bzw. Berührungsstrom einheitlich I_T verwendet.

¹¹ Unbeeinflusste Berührungsspannung: Im Gegensatz zur Berührungsspannung U_T werden durch die unbeeinflusste Berührungsspannung U_{TP} Zusatzimpedanzen wie beispielsweise Impedanzen durch Schuhe bzw. durch den Standort berücksichtigt [12].

¹² Die Körperimpedanz setzt sich aus der Hautimpedanz und der Körperinnenimpedanz zusammen. Der Körperinnenwiderstand ist als rein ohmisch zu bezeichnen [40], [42]. Im Folgenden wird unter Berücksichtigung einschlägiger Normen der Körperwiderstand mit R_T bezeichnet.

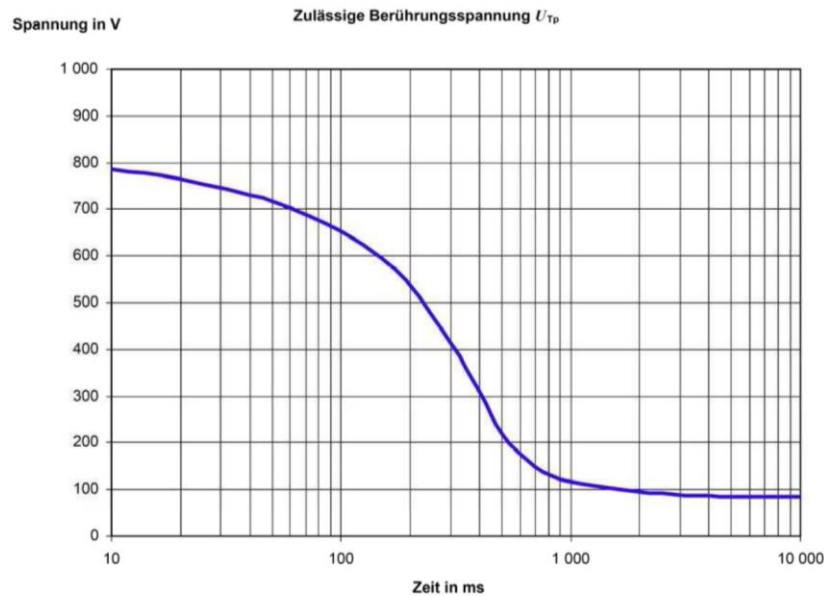


Abbildung 46 Zulässige Berührungsspannung U_{TP} gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46]

3.2.5 Ersatzstromversorgungs- und andere Stromversorgungsanlagen

Der Geltungsbereich der ÖVE-EN 1, Teil 4 (§ 53)/1988: „Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis $\sim 1000\text{ V}$ und $= 1500\text{ V}$, Teil 4: Besondere Anlagen, § 53 Ersatzstromversorgungsanlagen und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb“¹³ [15] ist ausschließlich „für den Anschluss und Betrieb von Anlagen mit Ersatzstromerzeugern (Notstromaggregate)“ zur Gewährleistung der Versorgung von Netzkunden bei „Aussetzen der öffentlichen Versorgung“ definiert [15]. Die Definition einer Ersatzstromversorgungsanlage entsprechend [15] ist dem Kapitel 1.4.9 zu entnehmen.

Bei der Auswahl des Ersatzstromversorgers ist darauf zu achten, dass im Netzparallelbetrieb mit dem Verteilernetz eine Überlastung des Generatorsternpunkts ausgeschlossen werden kann. Ebenfalls ist zu verhindern, dass der Neutralleiter durch (ganzzahlige) Harmonische überbelastet wird, siehe Kapitel 4.4. Eine Zusammenfassung der ÖVE-EN 1, Teil 4 (§ 53)/1988f ist dem Anhang 10.4, Tabelle 34 zu entnehmen.

In Deutschland werden die oben genannten Einsatzbereiche durch die VDE 0100-551 [47] abgedeckt, zusätzlich ist für Sicherheitsstrom- und Ersatzstromversorgungsanlagen noch das Dokument: „Notstromaggregate – Richtlinien für Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen mit Notstromaggregaten, 5. Auflage 2004“ [48] heranzuziehen.

¹³ An dieser Stelle sei noch darauf hingewiesen, dass eine Neuauflage für den Betrieb von Niederspannungserzeugungseinrichtungen in Erarbeitung ist. Der Anwendungsbereich der neuen Norm basiert auf dem des Harmonisierungsdokumentes HD 60364-5-551 [36] und gilt für Stromerzeugungsanlagen, welche einerseits parallel mit dem Verteilernetz arbeiten oder andererseits als Alternative zum Verteilernetz (Inselnetz) betrieben werden können. Ebenfalls zielt die Norm auf Stromerzeugungsanlagen ab, welche nicht an das Verteilernetz angeschlossen sind (Ersatzstromversorgung).

3.2.6 Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen

Die ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, Ausgabe: 2009-12-01: „Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V - Teil 4-712: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen - Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen“ [4] sowie Änderung A1 [39] ist bei der Planung, Errichtung und Überwachung photovoltaischer Erzeugungsanlagen im Netzparallel- sowie im Inselbetrieb zu berücksichtigen. Die Definition des Netzparallel- sowie des Inselnetzbetriebs ist gemäß [4] im Kapitel 1.4 dargestellt.

Bei der Errichtung einer photovoltaischen Erzeugungsanlage muss der Fehlerschutz unter Beachtung der definierten Schutzmaßnahmen in ÖVE/ÖNORM E 8001-1 [12] vorgesehen werden. Zur Sicherstellung der Wirksamkeit des Fehlerschutzes muss bei PV-Anlagen, welche über keine galvanische Trennung zwischen AC- und DC-Seite verfügen, eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung der Type B installiert werden¹⁴.

Hinsichtlich einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle wird zwischen einer Gesamt-Nennscheinleistung von kleiner gleich 30 kVA bzw. größer als 30 kVA unterschieden. Bis zu einer Gesamt-Nennscheinleistung von 30 kVA und selbsttätiger Freischaltstelle muss *„keine externe, jederzeit zugängliche Netzfreeschaltstelle vorgesehen werden“*. Die Errichtung von PV-Anlagen mit einer Gesamt-Nennscheinleistung größer als 30 kVA muss mit dem Netzbetreiber abgestimmt werden. Für diesen besteht darüber hinaus die Option, eine *„externe, jederzeit zugängliche Freischaltstelle mit Lastschaltvermögen“* zu fordern. Die externe *„Freischaltstelle kann mit dem Entkupplungsschalter ident sein“*. Zur Begrenzung von Spannungsunsymmetrien ist es lediglich erlaubt, einphasige Wechselrichter mit einer Nennscheinleistung über 4,6 kVA an nur einen Außenleiter anzuschließen. Bei Anschluss mehrerer einphasiger PV-Wechselrichter an einen Verknüpfungspunkt muss auf eine gleichmäßige Leistungsaufteilung auf die drei Außenleiter geachtet werden. Die maximal zulässige Unsymmetrie darf 4,6 kVA nicht überschreiten, solange dieser Wert unterschritten wird, ist es erlaubt *„einphasige PV-Wechselrichter bis zu einer Anlagengesamtleistung von 30 kVA ohne gemeinsamen Entkupplungsschalter“* zu installieren. Zwischen PV-Wechselrichter und Netz muss ein Entkupplungsschalter für die *„allpolige galvanische Trennung“* (z.B. Schütz) vorgesehen werden. Dem PV-Wechselrichter ist eine Überstromschutzeinrichtung vorzuschalten, die Dimensionierung muss unter Berücksichtigung der Angaben des Wechselrichterherstellers erfolgen.

Einrichtungen zur Spannungs- sowie Frequenzüberwachung und zur Netztrennung sind für den (erweiterten) Personenschutz im Zuge von Arbeiten am Netz zu installieren. Der Entkupplungsschutz muss mit dem Netzbetreiber abgestimmt werden. Ebenso muss die TOR D4 [14] hinsichtlich der Sicherstellung der Schutzfunktionen berücksichtigt werden.

Prüfschaltungen zur Erkennung des unbeabsichtigten Inselnetzbetriebs sind der ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712:2009 [4] zu entnehmen.

Die hier angeführten Spezifikationen entsprechen den dargestellten Anforderungen in der TOR D4 [14].

Tabelle 6 fasst die Anwendungsbereiche sicherheitsbezogener Regelwerke für den aktiven Niederspannungsnetzbetrieb zusammen. In Tabelle 6 werden neben national geltenden Normen auszugsweise auch internationale Normen wie z.B. HD 60364-5-551 [36] und die in Deutschland heranzuziehende VDE 0100-551 [47] berücksichtigt.

¹⁴ Zur Realisierung der Fehlerstrom-Schutzeinrichtung der Type B wird im Kapitel 3.6 Stellung genommen.

Tabelle 6 Zusammenfassung und Anwendungsbereiche ausgewählter sicherheitsbezogener Regelwerke für den Betrieb aktiver Niederspannungsnetze

Sicherheitsbezogenes Regelwerk	Anwendungsbereich	Netzparallelbetrieb	Inselnetzbetrieb	Kupplung (Netz und DEA)	Sternpunktbehandlung	Fehlerschutz	Einschränkung
ÖVE/ÖNORM 8001-1 [12]	Starkstromanlagen, AC \leq 1000 V DC \leq 1500 V	allgemein beschrieben, spezifisch: Sternpunktverbindungsleiter (SVL) bei mehreren Stromquellen	nicht im Detail ausgeführt	Bei Ausführung des SVL als N-Leiter: 3-poliger Kuppelschalter Einspeiseschalter kann 3- oder 4-polig ausgeführt sein (4-polige Ausführung für Freischaltung)	Gemäß angewendetem Netzsystem	Siehe Kapitel 3.2.3	Zusätzliche Bestimmungen für landwirtschaftliche Betriebe, Krankenhäuser etc. haben gegenüber 8001-1 Vorrang
ÖVE-EN 1, Teil 4 (§ 53) [15]	Ersatzstromversorgungs- und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb	nicht beschrieben spezifisches Dokument für die Ersatzstromversorgung	spezifiziert für den Ersatzstrombetrieb	Nach Abschaltung von der öffentlichen Stromversorgung: TN-Netz, 3-polig: ggf. muss der N-Leiter bzw. der PEN-Leiter abgeschaltet werden) TT- bzw. IT-Netz: 4-polig	Parallelbetrieb von Ersatzstromerzeugern: Überlastung des Generatorsternpunktes oder des N-Leiters durch ganzzahlige Vielfache der Grundschiwingung sind zu berücksichtigen	Siehe Tabelle 34, Anhang 10.4	Zielt auf Ersatzstromversorgung und nicht auf Inselnetzbetrieb ab
ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 [4], [39]	Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen – Errichtungs- und Sicherheitsanf.	allgemein beschrieben	Ungewünschter Inselnetzbetrieb muss verhindert werden	> 30 kVA: Freischaltstelle mit Lastschaltvermögen (jederzeit zugänglich)	Gemäß angewendetem Netzsystem	WR ohne galvanischer Trennung zwischen AC- und DC: FI, Type B	Spannungsüberwachung, Parameter für Netztrennung, siehe auch TOR D4 [14]

Sicherheitsbezogenes Regelwerk	Anwendungsbereich	Netzparallelbetrieb	Inselnetzbetrieb	Kupplung (Netz und DEA)	Sternpunktbehandlung	Fehlerschutz	Einschränkung
HD 60364-5-551 [36]	Niederspannungsstromerzeugungseinrichtungen	allgemein beschrieben	spezifiziert als Versorgungsalternative	u.a. Umschaltung mit geeigneter Verriegelung	Begrenzung der Oberschwingungsströme, damit der thermische Bemessungswert der Leiter nicht überschritten wird	Wirksamkeit des Fehlerschutzes darf durch die Stromquelle nicht beeinträchtigt werden	Dimensionieren der Endstromkreise: Erfüllung der Bedingung (3.13)
VDE 0100-551 [47]	Entspricht der deutschen Fassung des HD 384.5.551	allgemein beschrieben TN-System: Zusammenschaltung des öffentlichen Netzes & Stromerzeugungsanlage muss mittels TN-C-System erfolgen	spezifiziert für Anlagen als Alternative zum öffentlichen Netz (Ersatzstromversorgung)	TN-S-System: 4-polige Umschaltung TT-System: 4-polige Umschaltung IT-System: 4-polige Umschaltung	TN-System: Sternpunkt muss mit dem Erdungssystem der Anlage verbunden sein TT-System: Verbindung des Sternpunktes über die existierende Sternpunktverbindung IT-System: Sicherstellung der Schutzfunktion durch Abschaltung beim 2. Fehler	Siehe HD 60364-5-551	Sofern Schutzmaßnahme der allgemeinen Stromversorgung nicht angewendet werden kann, müssen abgehende Stromkreise als TN-S-System ausgeführt werden
DIN EN 50438 (VDE 0435-901) [49]	Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz	allgemein beschrieben	nein	Schnittstellenschutz unter Berücksichtigung der Einstellwerte des VNBS	Parallelbetrieb: Keine direkte Verbindung zwischen Generatorwicklung und Erdungsanschlusspunkt	-	In Österreich müssen technische Regel und Normen (z.B. TOR D4 [14]) berücksichtigt werden

3.3 Netzparallelbetrieb als Basisform des Netzbetriebs

Basierend auf der Definition des Netzparallelbetriebs im Kapitel 1.4 werden in diesem Kapitel Anforderungen an den Netzparallelbetrieb herausgearbeitet. Abschließend werden sicherheitsbezogene Normen, welche ausschließlich für den Netzparallelbetrieb heranzuziehen sind, angeführt.

Vor den aufgelisteten Anforderungen werden die „*Physikalischen Grundsätze für den Parallelbetrieb mehrerer Stromquellen innerhalb eines elektrisch versorgten Objektes*“ gemäß [12] zusammengefasst. Dieser Abschnitt zielt auf die Vermeidung von Ausgleichsströmen hinsichtlich der Beeinflussung in informationstechnischen Anlagen durch elektromagnetische Felder ab. Beim Parallelbetrieb mehrerer Erzeugungsanlagen kann es bei jeweils einzelner Erdung der Sternpunkte der Stromquellen dazu kommen, dass störende Ausgleichsströme fließen. Bei Anwendung der Fehlerschutzmaßnahme Nullung in TN-Systemen ist darauf zu achten, dass der Neutralleiter über eine sogenannte „Nullungsverbindung“ mit dem PE-Leiter verbunden ist.

Im Netzparallelbetrieb von öffentlichem Niederspannungsnetz und dezentralen Erzeugungsanlagen werden Betriebsströme insgesamt oder anteilig, je nach Betriebsart und Größe der dezentralen Erzeugungsanlage, über diese bereitgestellt. Im Gegensatz dazu können Kurzschlussströme gesichert nur vom vorgelagerten kurzschlussstromstarken Netz angenommen werden.

Für den parallelen Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit dem öffentlichen Niederspannungsnetz bzw. mit weiteren Stromquellen müssen nachstehende ausgewählte Punkte erfüllt werden [14], [36]:

- Berücksichtigung der Netzanschlussbedingungen (TOR D4, [14]) hinsichtlich Verhinderung negativer Auswirkungen auf das öffentliche Netz sowie Mittel zur automatischen Trennung.
- Ermittlung des Kurz- bzw. Erdschlussstroms für alle Stromquellen bzw. Kombinationen von Stromquellen.
- Schutz gegen Überströme:
 - Der Schutz gegen thermische Überlastung sowie Schutz gegen Überströme muss gewährleistet sein.
 - Die Überstromschutzeinrichtungen müssen direkt, d.h. so nahe wie möglich an den Klemmen der Erzeugungsanlage installiert werden.
 - Die Oberschwingungen müssen begrenzt werden, sodass es zu keiner Überschreitung des thermischen Bemessungswerts der Leiter kommt. Eine Begrenzung der Oberschwingungsströme kann z.B. durch eine Impedanz im Sternpunkt der Erzeugungsanlage erfolgen.
- Schutz bei indirektem Berühren:
 - Der Fehlerschutz muss so ausgelegt sein, dass dieser unter Berücksichtigung aller möglichen Einspeisekombinationen einwandfrei funktioniert.
 - Der Anschluss der Erzeugungsanlage muss unter Berücksichtigung der Funktionsfähigkeit von Fehlerschutzschaltern erfolgen.
 - Der Fehlerschutzschalter zum Schutz eines Endstromkreises muss 4-polig ausgeführt sein, d.h. alle aktiven Leiter sowie der Neutralleiter müssen getrennt werden.
- Strombelastbarkeit des Endstromkreises bei Parallelbetrieb z.B. zweier Stromquellen in der Verbraucheranlage (z.B. Unterverteiler):

$$I_z \geq I_n + I_g \quad (3.13)$$

I_z	Strombelastbarkeit der Leiter des Endstromkreises in A
I_n	Bemessungsstrom der Schutzrichtungen des Endstromkreises in A
I_g	Bemessungsausgangsstrom der Stromerzeugungsanlage in A

- Eine Verbindung zwischen Stromerzeugungsanlage und Endstromkreis über einen Stecker sowie über eine Steckdose ist verboten.
- Berücksichtigung der Nullungsbedingung, siehe Kapitel 3.1.3 sowie Kapitel 3.2.3.

3.3.1 Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen

In Österreich gelten für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit dem Verteilernetz die „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen, Version 2.1, 2013“ [14]. In dieser Regel wird der Standard für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen vorgegeben. Ein etwaiger Inselbetrieb von dezentralen Erzeugungsanlagen muss vom Antragsteller (z.B. Betreiber der Anlage) mit dem Netzbetreiber koordiniert werden. Bei der Auslegung der Betriebsweisen muss darauf geachtet werden, dass einerseits die Aufgaben des Verteilernetzbetreibers gegenüber den Netznutzern und andererseits ein sicherer Betrieb der Erzeugungsanlage gewährleistet ist.

Für den erfolgreichen Abschluss einer Betriebsvereinbarung zwischen Anschlusswerber und Netzbetreiber einer Erzeugungsanlage in der Niederspannung sind folgende Punkte von Bedeutung:

- *Angaben zur Sternpunktbehandlung und zur allenfalls erforderlichen Beteiligung an einer Erdschlussstrom-Kompensation,*
- *Schutzkonzept,*
- *Zuschaltbedingungen,*
- *Angaben zur notwendigen Mess-, Zähl- und Informationstechnik. z.B. Kommunikationsschnittstelle zur Blind- und Wirkleistungsvorgabe.*

Bei Integration einer Erzeugungsanlage (Niederspannung) ist ein fester Anschluss sowie eine Schalt- bzw. Entkupplungsstelle vorzusehen. Der Anschluss einer Erzeugungsanlage kann unter Berücksichtigung einer maximalen Unsymmetrie von 4,6 kVA (Stromunsymmetrie von max. 20 A) einphasig erfolgen, die Summenleistung der an die Außenleiter angeschlossenen Erzeugungsanlagen darf 13,8 kVA nicht übersteigen.

Zur Sicherstellung der (erweiterten) Personensicherheit muss eine Schaltstelle mit Trennfunktion und Lastschaltvermögen vorgesehen werden, welche für den Netzbetreiber jederzeit zugänglich sein muss. In Niederspannungsnetzen kann diese Schaltstelle u.a. dann entfallen, wenn Wechselrichter entweder einphasig mit $S_{\max} = 4,6 \text{ kVA}$ (Summenleistung Anschlusspunkt (AP) $S_{\max, AP} \leq 13,8 \text{ kVA}$) oder dreiphasig mit $S_{\max} = 30 \text{ kVA}$ mit einer Netzüberwachungseinrichtung mit zugeordneter Schalteinrichtung lt. [4] ausgestattet sind.

Bis zu einer Nennscheinleistung von 30 kVA fungiert eine selbsttätig-wirkende Freischaltstelle als Entkupplungsstelle. Diese Entkupplungsstelle dient zur allpoligen Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz und dient dazu, die Trennung von Erzeugungsanlagen bei gestörten Betriebszuständen vorzunehmen. Handelt es sich bei der anzuschließenden Anlage um eine inselbetriebsfähige Erzeugungsanlage, kann seitens des Netzbetreibers eine entsprechende Abschaltung erforderlich sein.

Hierbei sind insbesondere Vorschriften für die Trennung und Erdung des PEN-Leiters zu berücksichtigen. Die Auslegung der Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle muss für die maximal zu schaltende Kurzschlussleistung dimensioniert sein. Anlagen mit einer Nennscheinleistung größer 30 kVA sind mit einem zentralen Netzkuppelschalter auszustatten, dieser kann entweder auf einen zentralen oder auf mehrere verteilte Kuppelschalter wirken. Netzanschlüsse von Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz sind in der Abbildung 47, Abbildung 48 bzw. Abbildung 49 dargestellt.

Die Sternpunktbehandlung gemäß TOR D4 [14] muss unter Berücksichtigung des maximal auftretenden Oberschwingungsstroms erfolgen und wird in Kapitel 4.4 im Detail behandelt.

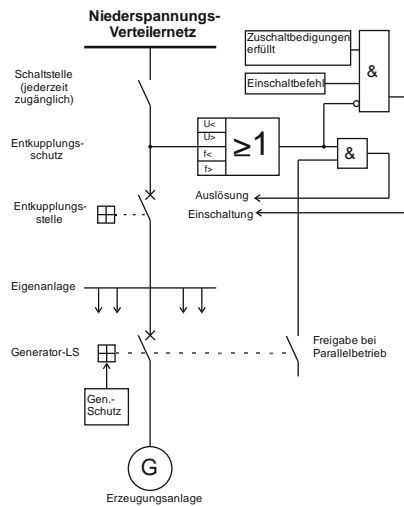


Abbildung 47 Netzanschluss einer Erzeugungsanlage (Niederspannungsnetz) mit zweiseitig versorgbarer Anlage des Netzbenutzers, eigene Darstellung gemäß [14]

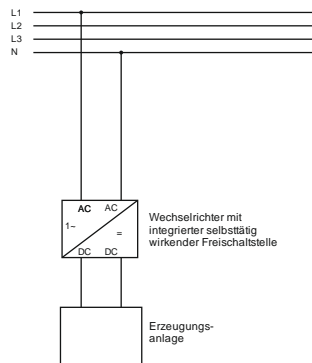


Abbildung 48 Netzanschluss und Schutzeinrichtung bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle (lt. ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 [4]) für einphasige Wechselrichter (max. 4,6 kVA), eigene Darstellung gemäß [14]

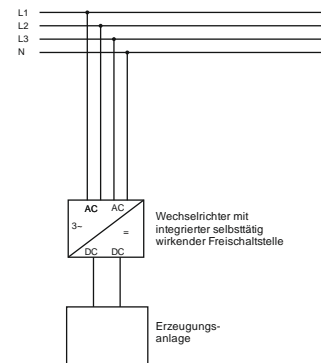


Abbildung 49 Netzanschluss und Schutzeinrichtung bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle (lt. ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 [4]) für mehrphasige Wechselrichter (max. 30 kVA), eigene Darstellung gemäß [14]

3.3.2 Weitere nationale sowie internationale Standards für den Netzparallelbetrieb

Die im Folgenden beschriebenen Normen bilden im Wesentlichen den nationalen sowie internationalen Standard bei Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (Netzparallelbetrieb) dar. Diese Regelungen sind ausschließlich für den Netzparallelbetrieb vorgesehen und gelten weder für den beabsichtigten noch für den unbeabsichtigten Inselnetzbetrieb von Erzeugungsanlagen.

Hierbei wird zwischen einem Bemessungsstrom von kleiner gleich oder größer 16 A je Phase unterschieden. Für den Bereich kleiner gleich 16 A Bemessungsstrom je Phase ist im nationalen Bereich die ÖVE/ÖNORM EN 50438 heranzuziehen, diese entspricht der europäischen Norm DIN EN 50438 (VDE 0435-901), Deutsche Fassung der EN 50438:2013 wortgleich [49]. Der Bereich größer gleich 16 A Bemessungsstrom wird durch das CENELEC Regelwerk CLC/FprTS 50549-1 [50] abgedeckt.

Die ÖVE/ÖNORM EN 50438: „Anforderungen für den Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz“ [49] definiert Klein-Generatoren als Kleinerzeuger mit zugehörigen Schnittstellen mit einem maximalen Nennstrom von 16 A pro Phase.

Der Klein-Generator ist so auszulegen, dass dieser entweder in einen Stromkreis einer Niederspannungsanlage einspeist oder ein Parallelbetrieb mit dem öffentlichen Niederspannungsnetz möglich ist. Der Zusammenschluss einer elektrischen Anlage mit Kleinerzeuger(n) mit Nennströmen ≤ 16 A wird als Kleinerzeugungsanlage bezeichnet. Der Schutz gegen Überströme bei der Einspeisung von Kleinerzeuger in das Niederspannungsnetz muss unter Berücksichtigung geltender Bestimmungen gemäß HD 60364-5-551 [36] ausgeführt sein. Dabei ist innerhalb der Hausinstallation darauf zu achten, dass Selektivität und Kompatibilität mit den Schutzeinrichtungen des Verteilernetzbetreibers gewährleistet sind.

Die Erdung des Kleinerzeugers, siehe auch Kapitel 4.4, muss gemäß [49] wie folgt ausgeführt sein:

„Wenn ein Kleinerzeuger parallel mit dem Verteilungsnetz arbeitet, darf keine direkte Verbindung zwischen der Generatorwicklung (oder Pol der Primärenergiequelle im Falle eines gleichstromgespeisten Kleinerzeugers) und dem Erdungsanschlusspunkt des VNB existieren. Bei Anlagen, bei denen der Kunde seinen Erdungsanschlusspunkt selbst bereitstellt, z.B. bei Anschluss an ein TT-System, ist es ebenfalls ratsam, eine Verbindung zwischen der Generatorwicklung und diesem Erdungsanschlusspunkt zu vermeiden.“

Anmerkung: Durch diese Vorsichtsmaßnahme sollen Schäden am Generator bei einem Fehler im Verteilungsnetz verhindert und eine korrekte Funktion der Schutzeinrichtungen sichergestellt werden.“

Die Synchronisation zwischen Kleinerzeuger und Niederspannungsnetz muss automatisiert erfolgen, die Zuschaltung mittels händisch betätigtem Schalter ist nicht erlaubt.

ÖVE/ÖNORM EN 50438 bzw. DIN EN 50438 (VDE 0435-901) [49] spezifiziert ebenfalls die Anforderungen an den Schnittstellenschutz. Zentrale Aufgabe dieses Schnittstellenschutzes ist die elektrisch sichere Trennung der Erzeugungsanlage vom Niederspannungsnetz im Fehlerfall. Die Auslösung des Schnittstellenschutzes erfolgt unter Berücksichtigung länderspezifischer Spannungs- bzw. Frequenzeinstellwerte; Standardeinstellwerte für den Schnittstellenschutz werden hier nicht gesondert angeführt. Bei der Installation von Kleinerzeugern müssen neben der ÖVE/ÖNORM EN 50438 [49] sowie HD 60364 [36] die in Österreich geltenden modifizierten Anforderungen an den Schnittstellenschutz etc. beachtet werden, siehe TOR D4 [14] bzw. ÖVE/ÖNORM 8001-4-712 [4].

Der Kurzschlussstrombeitrag bzw. die -parameter rotierender Erzeuger müssen durch Kurzschlussprüfung bestimmt werden, bei Wechselrichtern ist der Kurzschlussstrombeitrag durch den Hersteller anzugeben.

In Deutschland gilt ergänzend auch noch die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105: „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [13]. Diese Anwendungsregel wird in der vorliegenden Dissertation nicht weiterführend behandelt, da gemäß dem Scope der Arbeit der Fokus auf Österreich liegt, siehe Kapitel 1.3.

Im Final Draft CLC/FprTS 50549-1: „Requirements for the connection of a generating plant to a distribution system – Part 1: Connection to a LV distribution system and above 16 A (Deutsche Fassung: Anforderungen für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen über 16 A je Phase – Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsnetz“ [50] werden die Anforderungen von Stromerzeugungsanlagen mit einem Nennstrom von über 16 A pro Phase festgelegt.

Die zuvor genannten Regelungen sind ausschließlich für den Netzparallelbetrieb vorgesehen und gelten weder für den beabsichtigten noch für den unbeabsichtigten Inselnetzbetrieb von Erzeugungsanlagen.

3.4 Inselnetzbetrieb - Sicherheitsanforderungen

Im Gegensatz zu den Regelungen für einen Netzparallelbetrieb sind für den (ausschließlichen) Inselnetzbetrieb nur wenige Regulatorien bzw. Normen verfügbar. Neben der Definition eines Inselnetzes im Kapitel 1.4 wird nachstehend eine Unterteilung in öffentliche und in nicht-öffentliche Inselnetze vorgenommen.

Ein öffentliches Niederspannungsinselnetz tritt dann auf, wenn z.B. aufgrund von Wartungsarbeiten am speisenden Ortsnetz-Transformator eine Abschaltung eines Niederspannungsabzweiges vorgenommen wird, die (Ersatz-)Stromversorgung jedoch vom Verteilernetzbetreiber wahrgenommen wird. Ein nicht-öffentliches Niederspannungsinselnetz ist durch das Wegschalten einer in der Folge selbstversorgten Verbraucheranlage vom öffentlichen Niederspannungsnetz gegeben. Die Wirk- und Blindleistung sowie der Kurzschlussstrom werden in beiden Fällen ausschließlich über die dezentrale(n) Erzeugungsanlage(n) bereitgestellt.

Unter Berücksichtigung der in Österreich geltenden Netzanschlussbedingungen muss der Inselnetzbetrieb einer Verbraucheranlage vorab mit dem Verteilernetzbetreiber abgestimmt werden. Die Erfordernis einer 4-poligen Abschaltung der Erzeugungsanlage kann vom Verteilernetzbetreiber bestimmt werden, siehe TOR D4 [14].

Nachstehende Anforderungen hinsichtlich des einwandfreien Betriebs und erforderlicher Bedingungen für Stromerzeugungsanlagen als Alternative zur öffentlichen Versorgung (Inselnetzbetrieb) müssen grundsätzlich erfüllt werden [36]:

- Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen „auf der Versorgungsseite aller Schutzeinrichtungen der Endstromkreise angeschlossen werden“ [36].
- Ermittlung des Kurz- bzw. Erdschlussstroms für alle Stromquellen bzw. Kombinationen von Stromquellen im Inselnetzbetrieb
- Schutz gegen Überströme:
 - Die Überstromschutzeinrichtungen müssen direkt, d.h. so nahe wie möglich an den Klemmen der Erzeugungsanlage, installiert werden.
 - Der parallele Betrieb von Stromerzeugungsanlagen als Alternative zur öffentlichen Stromversorgung („umschaltbare Versorgungsalternative“) muss verhindert werden. Dies kann beispielsweise durch einen Umschalter (drei Stellungen), welcher zuerst trennt und anschließend schaltet, realisiert werden.
- Schutz bei indirektem Berühren:
 - Der Fehlerschutz muss so ausgelegt sein, dass dieser unter Berücksichtigung aller möglichen Einspeisekombinationen einwandfrei funktioniert. Das Kriterium Unterbrechung des Stroms durch Schmelzen der Sicherung bzw. der Abschaltung durch einen Leitungsschutzschalter bzw. eines Fehlerstromschutzschalters (als Fehlerschutz) muss jedenfalls erfüllt sein. Die Funktionalität des Fehlerschutzes muss unter Berücksichtigung aller Gegebenheiten funktionsfähig sein.
 - Zur Sicherstellung des Fehlerschutzes durch automatische Abschaltung im Inselnetzbetrieb muss eine funktionsgerechte Erdverbindung vorgesehen werden (mit Ausnahme des IT-Systems).

Die nachstehenden zusammenfassenden Empfehlungen unter Berücksichtigung der aktuellen Normenlage sind u.a. beim Betrieb eines Inselnetzes zu beachten:

- Die Integration einer dezentralen Erzeugungsanlage in eine bestehende Verbraucheranlage muss unter Beachtung des vorliegenden Netzsystems erfolgen.
- Für die Integration einer dezentralen Erzeugungsanlage in eine neue Verbraucheranlage empfiehlt sich die Ausführung der Einspeisung als TN-C-S Systems. Bei dieser Ausführung ist für die Sicherstellung der Fehlerschutzmaßnahme besonders auf eine Nullungsverbindung zu achten.
- Nach Umschaltung vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb muss die Fehlerschutzmaßnahme in der Verbraucheranlage aufrecht bleiben.
- Die Überstromschutzdimensionierung muss unter Berücksichtigung der Kurzschlussleistung erfolgen. Insbesondere bei nichtlinearen wechselrichter-basierten Quellen (PV...) müssen herstellerspezifische Forderungen bei der Dimensionierung beachtet werden.
- Werden mehrere dezentrale Erzeugungsanlagen in der Insel betrieben, sollten diese gemeinsam an einem Punkt geerdet werden. Auf Besonderheiten bei der Ausführung des Inselnetzbetriebs einer Verbraucheranlage sei an dieser Stelle auf das Kapitel 3.6 verwiesen.
- In Inselnetzen mit Endstromkreisen bis 32 A in der Ausführungsform als TN-C-S ist eine Abschaltzeit von 0,4 s zur Sicherstellung der Personensicherheit einzuhalten.
- Im Sinne der Versorgungssicherheit muss die Kurzschlussselektivität nachgewiesen werden.
- Der messtechnische Nachweis zur Einhaltung der Ausschaltbedingung (3.7) bzw. (3.8) durch handelsübliche Fehlerschleifenimpedanz-Messgeräte bei Einspeisung über nichtlineare Quellen (Wechselrichter) ist nicht möglich, siehe Kapitel 5.5.

Im Dezember 2014 erschien der Entwurf der internationalen Norm IEC 60364-8-2, Ed. 1.0 mit dem Titel „Low voltage electrical installation – Part 8-2: Smart Low-Voltage Electrical Installations“ [51]. Dieser Entwurf hat zum Ziel, kompatible Niederspannungsinstallationen für eine sichere sowie funktionierende Energieversorgung mit der Option elektrische Energie aus dem vorgelagerten öffentlichen Netz bzw. aus lokaler Erzeugung (Photovoltaik, Speicher etc.) zu beziehen. Es wird jedoch dezidiert darauf hingewiesen, dass das öffentliche Niederspannungsnetz hinsichtlich des Verkaufs und der Lieferung elektrischer Energie nicht beeinflusst werden soll.

Die Definition der in [51] beschriebenen „smarten elektrischen Installation SEI (engl: smart electrical installation)“ lautet wie folgt:

„Arbeitet verbunden oder getrennt vom Netz und managt Energiequellen, wie beispielsweise dezentrale Erzeugung (DG), elektrische Energiespeichersysteme und Lasten mittels eines Energiemanagementsystems (EEMS).“

Im Entwurf der Norm erfolgt eine Beschreibung einer individuellen (individual), einer kollektiven (collective) sowie einer verteilten (shared) smarten elektrischen Installation (SEI), wobei die individuelle SEI der nachfolgend beschriebenen Verbraucheranlage entspricht. Die kollektive SEI beinhaltet die gemeinsame Nutzung einer einzigen dezentralen Erzeugungsanlage und eines Speichers durch mehrere Verbraucheranlagen. Bei der verteilten, smarten elektrischen Installation geht man davon aus, dass jede Verbraucheranlage über Komponenten der Erzeugung bzw. der Speicherung verfügt. In diesem Fall können die Verbraucheranlagen untereinander auf die verteilt betriebenen Anlagen zugreifen.

In [51] wird die Personensicherheit in Smart Grids erwähnt. Es wird darauf hingewiesen, dass bei Änderung der Energieversorgung, z.B. von der Versorgung über das Niederspannungsnetz hin zur Versorgung über lokal verfügbare dezentrale Quellen, die Schutzmaßnahmen aufrecht bleiben bzw. automatisch durch eine äquivalente sowie standardisierte Schutzmaßnahme ersetzt werden müssen. Mögliche Schutzkonzepte werden jedoch nur ansatzweise präsentiert. Ebenso werden die Anforderungen an Erdungen sowie die Auslegung der Schutzkomponenten auf den geringsten, zur Verfügung stehenden Fehlerstrom behandelt.

3.5 Zusammenfassende sicherheitsrelevante Anforderungen an Netzschutzsysteme in aktiven Niederspannungsnetzen

Die Aufgabe der Schutztechnik ist es, eine Gefährdung von Personen und Tieren sowie nicht zulässige Überbeanspruchung von elektrischen Betriebsmitteln und Anlagen zu verhindern.

Der Schutz, sowohl Netz- als auch Personenschutz, muss so dimensioniert sein, dass es zu keinen Gefährdungen im Fehlerfall kommt und normativ vorgeschriebene Grenzen sowie Bedingungen (z.B. Einhaltung von Abschaltzeiten) erfüllt werden.

Das Schutzkonzept in der Niederspannung basiert auf einem anerkannten dreistufigem Schutzkonzept, welches einen Schutz gegen direktes Berühren (Basisschutz) sowie einen Schutz bei indirektem Berühren (Fehlerschutz) liefert. Als ergänzende Maßnahme, bei Nicht-Wirksamkeit des Basis- und/oder des Fehlerschutzes ist der Zusatzschutz vorgesehen. Dieser wird durch den Einbau von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen und/oder durch einen Potentialausgleich realisiert [P11], siehe Kapitel 3.2.3.

Bei der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in aktive Niederspannungsnetze treten neben Kurzschlussströmen aus vorgelagerten Transformatoren auch Stromflüsse aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf. Diese im Netzparallelbetrieb auftretenden bidirektionalen Stromflüsse können u.U. dazu führen, dass das Überstromkriterium zur Fehlerklärung nicht ausreichend ist und es zu einer nicht selektiven oder zu keiner Auslösung der Schutzelemente kommt.

Im Inselnetz kann der für die fehlerfreie Funktion von Selektivschutzeinrichtungen erforderliche Kurzschlussstrom durch einspeisende dezentrale Erzeugung u.U. nicht mehr sichergestellt werden, da Last- und Kurzschlussstrom oftmals in derselben Größenordnung liegen.

In der Niederspannung kommen (Schmelz-)Sicherungen, Leitungsschutzschalter (umgangssprachlich als Sicherungsautomaten bezeichnet), Fehlerstromschutzschalter, Leistungsschutzschalter etc. zur Anwendung. Durch die Fehlerschutzmaßnahme Nullung, siehe Kapitel 3.1.3, Nullungsverordnung [11], ist der Einsatz von TN-Systemen in Österreich vorgeschrieben, um Personengefährdungen in Niederspannungsanlagen möglichst gering zu halten. Durch die Fehlerschutzmaßnahme Nullung wird sichergestellt, dass bei einem Isolationsfehler ein ausreichend großer Strom fließt, sodass die vorgelagerten Schutzeinrichtungen in der definierten Zeit abschalten.

Zur Sicherstellung des zeitgerechten Abschaltens der dem fehlerhaften Betriebsmittel vorgeschalteten Überstromschutzeinrichtung müssen ein geschlossener Pfad im Nullsystem und ein ausreichend großer Abschaltstrom vorhanden sein, siehe (3.14).

$$I_A \leq \frac{U_N}{Z_S} \quad (3.14)$$

Generell ist sicherzustellen, dass eine genügend große Kurzschlussleistung über eine ausreichend lange Fehlerstromflussdauer durch den Einsatz entsprechender Stromquellen (z.B. zentrale oder dezentrale Erzeugungsanlagen) zur Verfügung gestellt wird [P11].

Bei Einspeisung über wechselrichter-basierte Erzeugungsanlagen, kann es schwierig sein, den klassischen Kurzschlussschutz selektiv einzustellen. Hier kann es zu einem Konflikt betreffend die Einstellwerte kommen: Wird die Einstellung unter Berücksichtigung des Laststroms vorgenommen, kann es zu einer Unterfunktion bei Speisung durch kurzschlussstromschwache dezentrale Erzeugungsanlagen kommen. Im Gegensatz dazu führt eine Einstellung auf Basis des vorliegenden Kurzschlussstroms z.B. $1,2 \cdot I_{N,WR}$ dazu, dass u.U. eine Überfunktion bei Vollast im Netzparallelbetrieb vorliegt.

Nachstehend werden ausgewählte Herausforderungen bzw. technische Anforderungen an den Schutz in aktiven Niederspannungsnetzen (Netzparallel- und Inselnetzbetrieb) angeführt:

- Die „Unplanbarkeit“ verfügbarer Erzeugungskapazitäten aus regenerativen, volatilen Energiequellen sowie sich ändernde Niederspannungsnetzstrukturen durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher, Lasten inkl. Managementsystemen müssen künftig in der Netzplanung berücksichtigt werden.
- Bei einer hohen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen müssen die sich verändernden Fehlerströme bei der Dimensionierung und Auswahl der Schutzelemente berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang ist insbesondere auf ggf. verringerte Fehlerströme bei Einspeisung über wechselrichter-basierte Erzeugungsanlagen zu achten.
- Sowohl im Netzparallel- als auch im Inselnetzbetrieb muss ein niederohmiger Fehlerstrompfad (ggf. durch einen Sternpunktsbildner) garantiert werden.
- Bei Umschaltung vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb müssen die sich ändernden Fehlerströme bei der Dimensionierung und Auswahl der Schutzelemente zur Aufrechterhaltung der Schutzmaßnahme untersucht werden.
- Im Falle des Inselnetzbetriebs mit Wechselrichtern führen das nichtlineare Verhalten und der veränderliche Fehlerstrom eines Wechselrichters dazu, dass die Prüfung der Ausschaltbedingung mittels heute üblicher (Fehler)-Schleifenimpedanzmessgeräte nicht durchgeführt werden kann, siehe Kapitel 5.5.1.
- Durch den Entfall ausreichend hoher Kurzschlussströme können traditionelle Überstromschutzkonzepte nicht mehr eingesetzt werden und ein mögliches Erfordernis nach neuen Schutzkonzepten muss beachtet werden, siehe Kapitel 6.2.
- Eine dynamische Stromstützung im Kurzschlussfall im Niederspannungsnetz durch Einspeisung eines induktiven Blindstroms zur Erhöhung des Fehlerstroms muss ggf. vorgesehen werden. Im Folgenden wird daher untersucht, unter welchen Umständen eine dynamische Stromstützung im Fehlerfall durch Einspeisung eines induktiven Blindstroms zur Erhöhung des Fehlerstroms sinnvoll ist.

3.6 Verbraucheranlage

Das vorliegende Kapitel beschreibt notwendige Adaptierungen in der Verbraucheranlage und stellt Fehlerstromaufteilungen in unterschiedlichen Betriebsarten eines aktiven Niederspannungsnetzes dar. Vorweg ist zu erwähnen, dass ausgewählte Ergebnisse bereits in den Publikationen [P6], [P8], [PO1] veröffentlicht wurden; Textpassagen daraus finden sich in diesem Kapitel geringfügig überarbeitet wieder.

Im Sinne der Nullungsverordnung [11] werden elektrische Anlagen ab dem Hausanschluss als Verbraucheranlage definiert. Die Verbraucheranlage beinhaltet sämtliche Betriebsmittel inklusive der Hauptleitung, siehe Kapitel 1.4.6. Betreffend die Schutzmaßnahmen wird den Darstellungen vorweggenommen, dass bei Zusammenschluss mehrerer Einzelverbraucheranlagen zu einer Verbraucheranlage in Form einer Insel darauf zu achten ist, dass die Selektivität der eingesetzten Schutzelemente gegeben ist, siehe Kapitel 5.1.1 (basierend auf Publikation [P8] und Kapitel 6.2). Sind in einem Inselnetz mehrere dezentrale Erzeugungsanlagen mit etwa gleicher Kurzschlussleistung bei annähernd gleicher Fehlerschleifenimpedanz vorhanden, ist die Selektivität der Schutzkomponenten nicht mehr gegeben. Somit kann es bei Auftritt eines Fehlers dazu kommen, dass nicht nur der fehlerhafte Teil weggeschaltet wird, sondern es werden auch alle anderen speisenden Quellen von einer vorgelagerten Schutzeinrichtung vom Netz getrennt. Durch diese nicht selektive Staffelung der Schutzorgane im Inselnetzbetrieb dezentraler Stromerzeugungsanlagen wird das gesamte Netzgebiet nicht mehr versorgt. Die Fehlerklärung wird infolgedessen aufwendig; erst eine sequenzielle Zuschaltung führt dazu, den fehlerbehafteten Anlagenteil zu identifizieren [P8].

Im Folgenden wird eine beispielhafte Verbraucheranlage unter Berücksichtigung der in Kapitel 3.2.1 angeführten Netzsysteme im Fehlerfall dargestellt. In den Grafiken wird jeweils ein Stromkreis, gekennzeichnet mit Last 1, sowie die Aufteilung des Fehlerstroms $I_{F,Netz}$ (Fehlerstrom des Netzes) bzw. $I_{F,DEA}$ (Fehlerstrom der dezentralen Erzeugungsanlage) bei Auftritt eines Isolationsfehlers (leitende Verbindung zwischen Außenleiter – Betriebsmittelgehäuse, gekennzeichnet durch den Fehlerübergangswiderstand R_F) dargestellt, siehe Abbildung 50 ff. Die niederspannungsseitige Sicherung des Transformators (NH-gTr) sowie die Ausführung bzw. Dimensionierung der Hausanschlussicherung (netzbetreiber-spezifisch) sind von der Scheinleistung des Transformators abhängig. Für Bezug und Lieferung an elektrischer Energie in der Verbraucheranlage wird nur ein Zähler vorgesehen, da Verbraucheranlagen künftig mit Smart Meter (Erfassung beider Energieflussrichtungen) ausgestattet sein werden [52]. Die Eigentumsgrenze Verteilernetzbetreiber - Kunde verläuft zwischen dem Hausanschlusskasten (HA-Si) und dem Zähler.

Die dezentrale Erzeugungsanlage, gekennzeichnet durch das Symbol DEA, siehe Abbildung 50 ff., wird entweder durch eine wechselrichter-basierte Erzeugungsanlage (z.B. PV-Anlage) oder durch eine rotierende Erzeugungsanlage (z.B. BHKW) charakterisiert, welche direkt, d.h. ohne Transformator, in das Niederspannungsnetz einspeist. Da der Fokus dieser Arbeit auf Fragestellungen in Zusammenhang mit der Einspeisung über Wechselrichter liegt, wird nachstehend nur mehr auf wechselrichter-basierte Erzeugungsanlagen (Photovoltaik der kW-Klasse) Stellung genommen.

Der Betrieb zweier bzw. mehrerer PV-Anlagen (mit inselnetzfähigen und nicht-inselnetzfähigen Wechselrichtern) in der Insel setzt ein koordiniertes Management zwischen den einzelnen Erzeugungsanlagen voraus. Bei gängigen Wechselrichterversorgungskonzepten wird oftmals das Master-Slave-Prinzip (Netzbildung durch eine Spannungsquelle (Master), alle weiteren fungieren als Stromquelle (Slave)) angewendet [53]. Aufgrund der fehlenden Vorgabe der Inselnetzspannung (vorgegebener Sollwert) des Inselnetzwechselrichters (Master) würde sich ein zusätzlicher inselnetzgeführter und somit ein nicht-inselnetzfähiger Anlagen-Wechselrichter durch die selbstständige

Schaltstelle¹⁵ bei Auftritt eines Isolationsfehlers von der Verbraucheranlage trennen. Daher wird in den nachfolgenden Grafiken ausschließlich auf den inselnetzfähigen Wechselrichter Bezug genommen. Die Dimensionierung des Überstromschutzes des inselnetzgeführten Wechselrichters muss ebenfalls unter Berücksichtigung herstellerspezifischer Forderungen erfolgen.

In den abgebildeten Verbraucheranlagen wird - unter Berücksichtigung der Netzsysteme - eine symmetrische dreiphasige Einspeisung angenommen. Bei einer einphasigen Ausführung müssen die Anschlussbedingungen gemäß Kapitel 3.3 beachtet werden.

Die in diesem Kapitel getroffenen Aussagen betreffend das Fehlerverhalten von Wechselrichtern beziehen sich auf den durch Messungen analysierten handelsüblichen Wechselrichter der kW-Klasse, siehe Kapitel 5.

In den folgenden geerdeten Netzsystemen (TN-C, TN-S und TN-C-S) wird die Fehlerschutzmaßnahme Nullung angewendet. Wird, wie in den Nullungsbedingungen gefordert, die Forderung nach einer niederohmigen Fehlerstromschleife (3.7) eingehalten, kommt es im Netzparallelbetrieb durch die vom Netz zur Verfügung gestellte Kurzschlussleistung zur Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter im Stromkreis der Last 1 in der Verbraucheranlage LS_{VA} sowie an der dezentralen Erzeugungsanlage (Leitungsschutzschalter LS_{DEA}). Im Inselnetzbetrieb hingegen ist u.U. die Kurzschlussleistung des Wechselrichters nicht ausreichend, um in der Verbraucheranlage installierte Überstromschutzelemente (Leitungsschutzschalter mit Charakteristik C, Schmelzsicherungen) zum Ansprechen bzw. Auslösen zu bringen. In den Abbildungen der Netzsysteme TN-C, TN-S und TN-C-S wird nur der leitungsgebundene Fehlerstromweg eingetragen. Kapazitive Anteile, welche über Erde fließen und zu einem möglichen Abschalten durch installierte Fehlerstromschutzschalter führen, werden in diesen Grafiken nicht dargestellt. Die Darstellungen des TT-Systems zeigen im Gegensatz dazu Fehlerstromanteile, welche über das Erdreich fließen. Die Abbildungen des isolierten Netzsystems beinhalten kapazitive Anteile verursacht durch Leiter-Leiter- sowie Leiter-Erde-Kopplungen.

¹⁵ Automatische Freischaltanlage für Stromerzeugungsanlagen bis zu einer Spitzenleistung von 30 kW, vormals ENS (**E**inrichtung zur **N**etzüberwachung mit zugeordneten **S**chaltorganen)

TN-C-System

Abbildung 50 bis Abbildung 52 zeigen Ausführungsformen des TN-C-Systems

- ohne dezentrale Erzeugungsanlage (klassische Versorgung) über einen Niederspannungstransformator (Abbildung 50),
- im Netzparallelbetrieb (Abbildung 51) sowie
- im Inselnetzbetrieb (Abbildung 52).

Das TN-C-System, auch bekannt als „klassische“ Nullung, birgt jedoch Gefahren und ist in Deutschland seit dem 1. Mai 1973 in Neuinstallationen verboten. Das Netzsystem TN-C darf in Österreich ausschließlich bei Leiterquerschnitten $\geq 10 \text{ mm}^2$ angewendet werden [54].

TN-C-System - Betrieb ohne dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 50 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F, \text{Netz}}$ (roter Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (TN-C-System) ohne dezentrale Erzeugungsanlage.

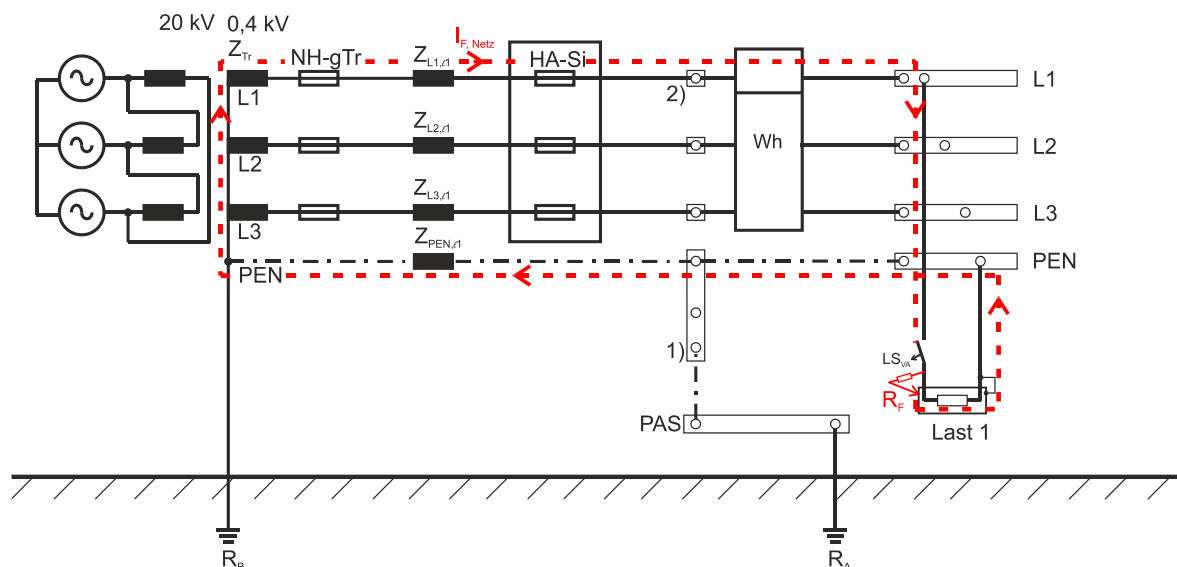


Abbildung 50 Fehlerstromaufteilung im TN-C-System – ohne dezentrale Erzeugungsanlage (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PEN-Leiterschiene, 2) Außenleiterklemmen,
PAS ... Potentialausgleichsschiene; R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Beim TN-C-System darf im Gegensatz zur Anwendung der Fehlerschutzmaßnahme Nullung in TN-S bzw. TN-C-S-Systemen kein 4-poliger Fehlerstromschutzschalter als Fehler- bzw. Zusatzschutz eingesetzt werden. Als Alternative zum klassischen FI-Schutzschalter könnte im TN-C-System eine Sicherstellung des Zusatzschutzes durch einen 4-polig ausgeführten Stromwandler und ein 3-poliges Schaltelement erfolgen.

Aufgrund der vorliegenden Erdungsverhältnisse im TN-C-System könnte ein geringer kapazitiver Anteil des Fehlerstroms über den Anlagenerder R_A und dem Erdreich zurück zur Betriebserde R_B fließen. Diese am Fehlerstromschutzschalter auftretende Differenz würde u.U. zum Ansprechen des FIS führen.

Sofern die in Abbildung 50 vorgelagerte Überstromschutzeinrichtung (LS_{VA})¹⁶ nicht abschaltet (Einhaltung der Ausschaltbedingung (3.7), siehe Tabelle 4) ist die Gefahr im TN-C-System dadurch gegeben, dass bei Trennung des PEN-Leiters durch den installierten FI-Schutzschalter an den Gehäusen der Betriebsmittel Netzspannung (230 V) anliegen würde.

Es ergeben sich somit zwei Fehlerszenarien im Zusammenhang mit dem FI-Schutzschalter:

1. Bei Einsatz eines 3-poligen Fehlerstromschutzschalters können Spannungsverschleppungen durch den PEN-Leiter in die Anlage entstehen [54].
2. Kapazitive Ausgleichsströme, die zu einem Fehlverhalten des Fehlerstromschutzschalters führen können.

Auftretende Berührungsspannungen können durch das Erden (mehrfach) des PEN-Leiters verringert werden.

TN-C-System - Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 51 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,Netz}$ (roter Fehlerstrompfad) und $I_{F,DEA}$ (blauer Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last, gekennzeichnet durch Last 1, in einer Verbraucheranlage (TN-C-System) im Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage.

Lt. TOR D4 [14] sind Anlagen für den Netzparallelbetrieb unter Beachtung „*einer entsprechenden Schalt- und Entkopplungsstelle*“ fest an das Verteilernetz anzuschließen. Weitere Anschlussbedingungen, angeführt im Kapitel 3.3, müssen berücksichtigt werden. In den darauffolgenden Ausführungen ist eine ggf. erforderliche Entkopplungsstelle¹⁷ im Symbol DEA enthalten. Die Schaltstelle¹⁸ mit Trennfunktion und Lastschaltvermögen kann gemäß geltender Richtlinien und Berücksichtigung der angeführten Bedingungen in Kapitel 3.3 entfallen. Die Entkopplungsstelle kann bei Einhaltung der Erfordernisse in [14] mit der Schaltstelle ident sein.

Das in Abbildung 51 ff. dargestellte Überstromschutzelement der dezentralen Erzeugungsanlage (LS_{DEA}) wird bei Einspeisung über einen handelsüblichen Inselnetzwechselrichter der kW-Klasse durch einen Leitungsschutzschalter der Type B abgebildet und muss entsprechend herstellerepezifischer Angaben dimensioniert werden.

¹⁶ Im PEN-Leiter dürfen keine Überstromschutzelemente installiert werden. Bei einem schaltbaren PEN-Leiter müsste der Schaltvorgang des PEN-Leiters beim Einschalten voreilend und beim Ausschalten nachteilend ausgeführt sein [54].

¹⁷ „Die Entkopplungsstelle sichert eine allpolige galvanische Trennung der Erzeugungsanlage vom Niederspannungsnetz“ [14].

¹⁸ „Eine selbsttätig wirkende Freischaltstelle (Einrichtungen zur Netzüberwachung mit jeweils zugeordneten Schalteinrichtungen) gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 gilt bis zu einer maximalen Nennscheinleistung von 30 kVA je Kundenanlage als Entkopplungsstelle“ [14].

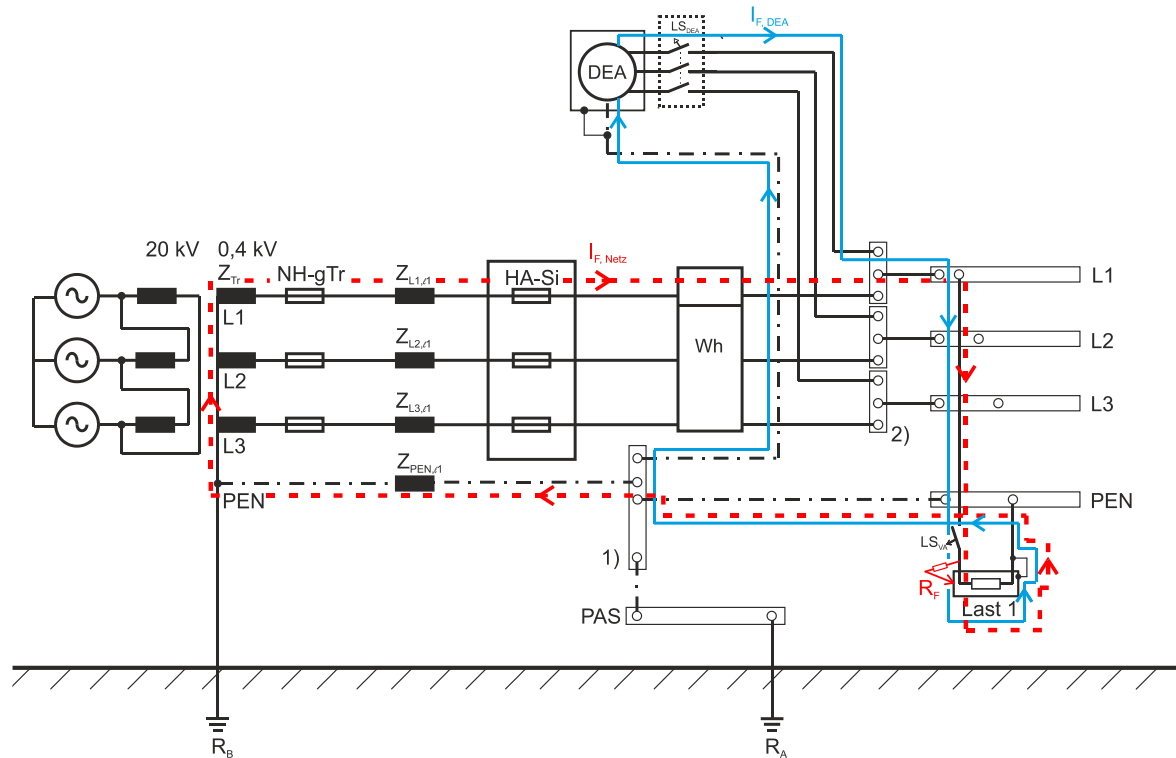


Abbildung 51 Fehlerstromaufteilung im TN-C-System – Netzparallelbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

1) PEN-Leiterschiene, 2) Außenleiterklemmen

PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Bei Auftritt eines Isolationsfehlers im Netzparallelbetrieb wird der Fehlerstrom sowohl vom Niederspannungsnetz $I_{F,Netz}$ (roter Fehlerstrompfad) als auch von der dezentralen Erzeugungsanlage $I_{F,DEA}$ (blauer Fehlerstrompfad) geliefert (Abbildung 51). Der Fehlerstrom, bereitgestellt durch das Niederspannungsnetz, schließt sich über den PEN-Leiter, die PEN-Leiterschiene (1) und den Sternpunkt des Niederspannungstransformators. Der Fehlerstrom der dezentralen Erzeugungsanlage führt über die PEN-Leiterschiene zum Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage. Bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit dem Fehlerübergangswiderstand R_F kommt es sowohl zur Abschaltung des Leitungsschutzschalters LS_{DEA} , positioniert an der dezentralen Erzeugungsanlage, als auch zur Abschaltung des Leitungsschutzschalters LS_{VA} zur Absicherung des Stromkreises der Last 1 in der Verbrauchieranlage.

Auch beim Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage (Abbildung 51) ist der Einsatz eines 4-poligen FI-Schutzschalters und der daraus resultierenden Trennung des PEN-Leiters im Fehlerfall nicht sicherheitskonform.

Bemerkung: Zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme bei einem Außenleiter-Erde-Fehler sind bei Auftritt besonderer Risiken oder Gefahren z.B. für den Brandschutz die Außenleiter inkl. des PEN-Leiters der Einspeiseleitung der DEA erd- und kurzschlussicher zu verlegen [55].

TN-C-System Inselnetzbetrieb - Betrieb ausschließlich durch die dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 52 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,DEA}$ (blauer Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer exemplarischen Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (TN-C-System) im Inselnetzbetrieb einer dezentralen Erzeugungsanlage (DEA).

Wenn in der Verbraucheranlage Überstromschutzelemente LS_{VA} z.B. Sicherungen, Leitungsschutzschalter der Type C mit einem Ausschaltstromfaktor $m=10$ eingesetzt werden, können diese durch den vom Wechselrichter limitierten Kurzschlussstrom nicht zur Abschaltung bzw. Auslösung gebracht werden¹⁹. Daher ist besonders im Inselnetzbetrieb auf ein richtig dimensioniertes Überstromschutzelement²⁰ lt. herstellerspezifischer Vorgaben zu achten. Wie bereits zuvor beschrieben, muss bei dem in dieser Arbeit analysierten inselnetzfähigen Wechselrichter, ein Leitungsschutzschalter der Type B (LS_{DEA}) verwendet werden.

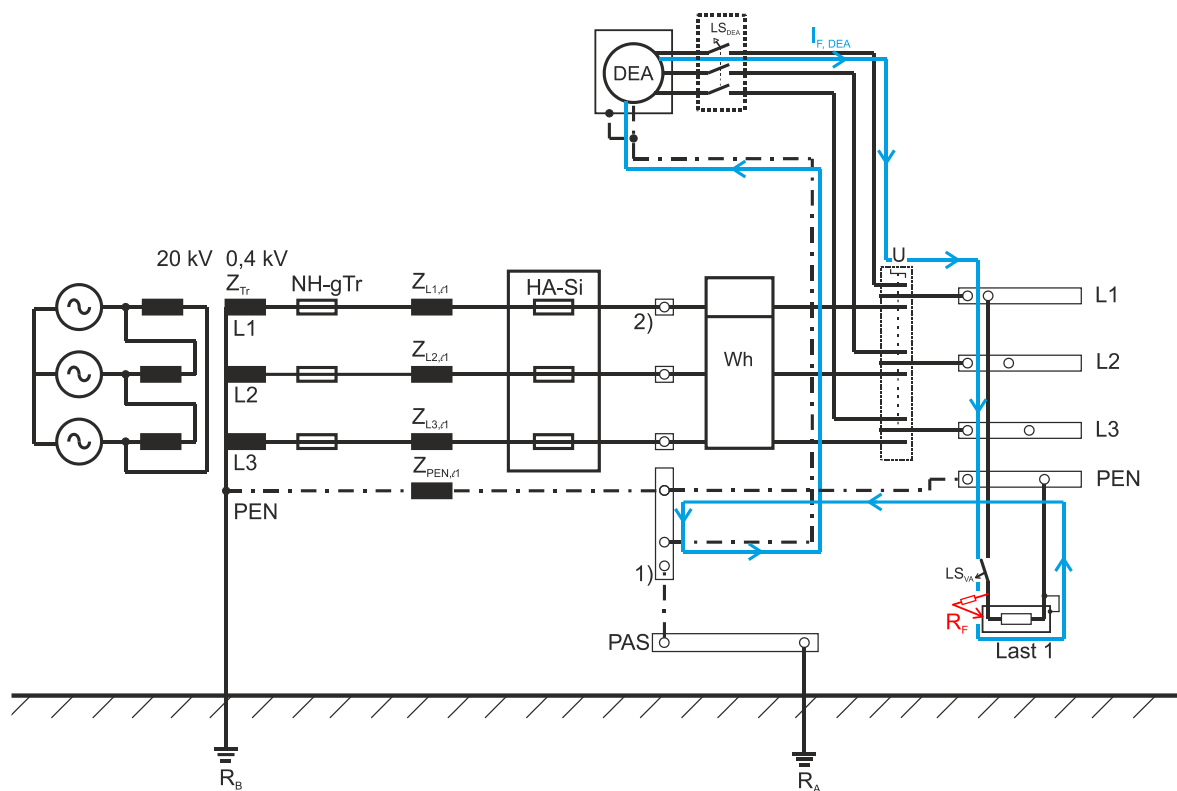


Abbildung 52 Fehlerstromaufteilung im TN-C-System - Inselnetzbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

1) PEN-Leiterschiene, 2) Außenleiterklemmen

PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Nach Betätigung des Umschalters (U) und Wechsel in den Inselnetzbetrieb sowie die dadurch bedingte Trennung vom Niederspannungsnetz muss die Funktion der eingesetzten Schutzmaßnahme weiterhin sichergestellt sein.

Bei einem Isolationsfehler zwischen Außenleiter (L1) und Betriebsmittelgehäuse, siehe Abbildung 52, muss die Kurzschlussleistung der eingesetzten Wechselrichter ausreichend hoch und gleichzeitig die

¹⁹ Der messtechnische Nachweis dieses Sachverhalts wurde an einem handelsüblichen Wechselrichter in einem realen Niederspannungsnetz durchgeführt, siehe Kapitel 5.4.

²⁰ Kurzschluss- und Überlastschutz

Schleifenimpedanz der Fehlerstromschleife niedrig genug sein, damit es zu einer Abschaltung durch Schutzelemente LS_{DEA} der dezentralen Erzeugungsanlage (DEA) kommt.

Bemerkung: Zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme bei einem Außenleiter-Erde-Fehler sind bei Auftritt besonderer Risiken oder Gefahren z.B. für den Brandschutz die Außenleiter inkl. des PEN-Leiters der Einspeiseleitung der DEA erd- und kurzschlussicher zu verlegen [55].

TN-S-System

Abbildung 53 bis Abbildung 55 zeigen Ausführungsformen des TN-S-Systems

- ohne dezentrale Erzeugungsanlage (klassische Versorgung) über einen Niederspannungstransformator (Abbildung 53),
- im Netzparallelbetrieb (Abbildung 54) sowie
- im Inselnetzbetrieb (Abbildung 55).

Gegenüber der zuvor beschriebenen Problematik im TN-C-System ist die Installation des Zusatzschutzes in Form eines 30-mA-FI-Schutzschalters im TN-S-System eine hinsichtlich Leiter-Erde-Fehler zu bevorzugende Variante. Durch die getrennte Führung von PE- und Neutraleiter im gesamten System ergibt sich zusätzlich eine bessere elektromagnetische Verträglichkeit durch Verhinderung (Verringerung) von vagabundierenden Strömen im Gegensatz zum TN-C-System.

TN-S-System – Betrieb ohne dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 53 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,Netz}$ (roter Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (TN-S-System) ohne dezentrale Erzeugungsanlage.

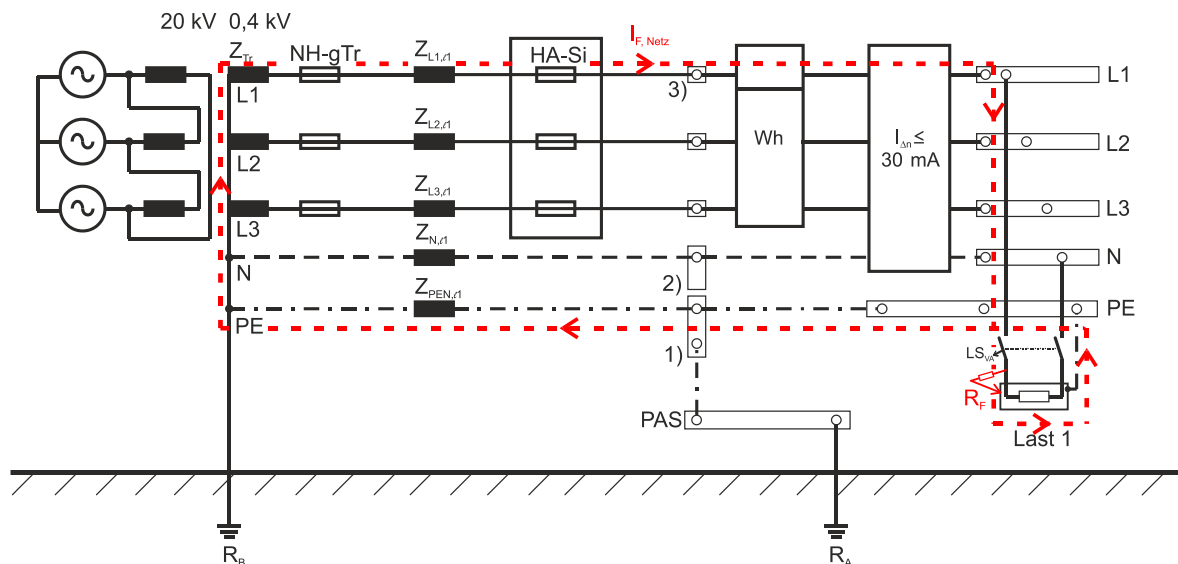


Abbildung 53 Fehlerstromaufteilung im TN-S-System – ohne dezentrale Erzeugungsanlage (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PE-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen
 PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Aufgrund der Fehlerstromaufteilung in Abbildung 53 wird sowohl der in der Verbrauchieranlage installierte Leitungsschutzschalter (LS_{VA}) als auch der FI-Schutzschalter (30 mA) den Isolationsfehler detektieren. Aufgrund des vom Niederspannungsnetz bereitgestellten dominanten Fehlerstroms ist davon auszugehen, dass der in der Verbrauchieranlage installierte Leitungsschutzschalter (LS_{VA}) vor dem 30-mA-FI-Schutzschalter abschaltet.

TN-S-System - Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 54 zeigt die Fehlerstromaufteilung von I_{F,Netz} (roter Fehlerstrompfad) und I_{F,DEA} (blauer Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbrauchieranlage (TN-S-System) im Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage. Normative Vorgaben, siehe Kapitel 3.2.6, schreiben weiters bei Vorhandensein eines FIs einen allstromsensitiven Fehlerstromschutzschalter der Type B²¹ an einer dezentralen Erzeugungsanlage vor [4].

Bei Nicht-Vorhandensein der Verbindung des Sternpunkts mit dem PE-Leiter ist der FI wirkungslos, siehe Report Nr. 42: Ersatz- und Notstromversorgung mit Zapfwellengeneratoren [18], Abbildung 10. Dabei ist zu beachten, dass keine Verbindung zwischen Sternpunkt und PE-Leiter am Generator vorhanden sein darf. Ansonsten kommt es zu einer Fehlauslösung des FIs.

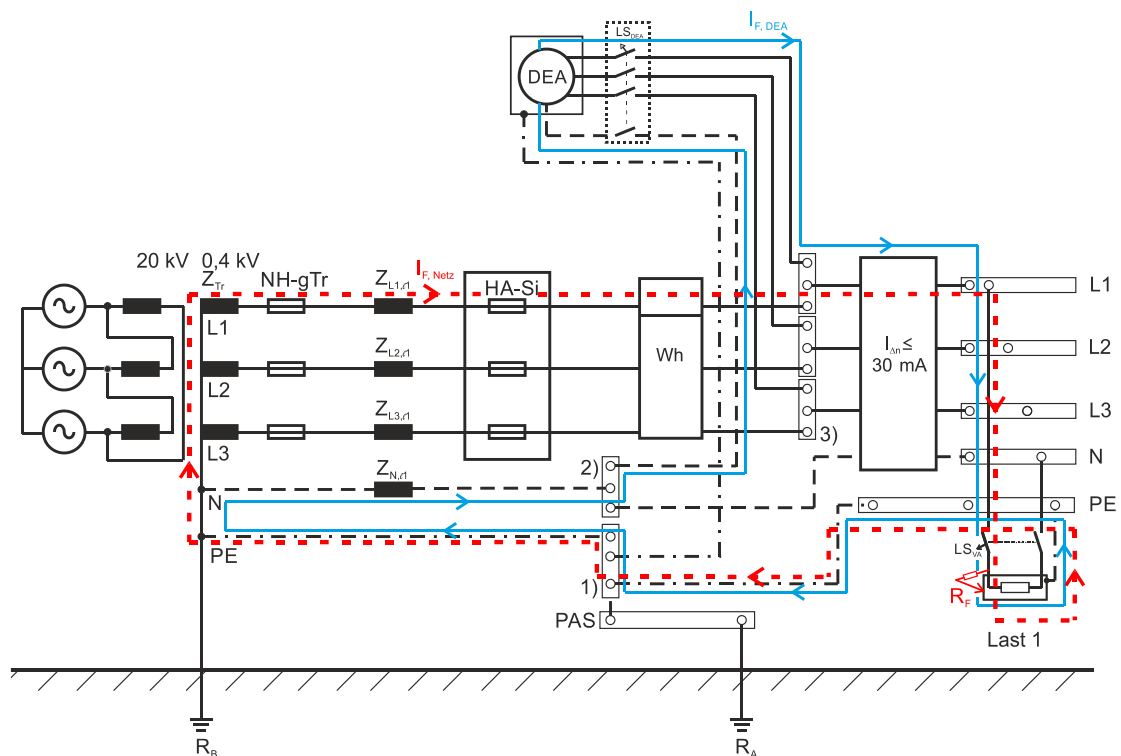


Abbildung 54 Fehlerstromaufteilung im TN-S-System – Netzparallelbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PE-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen
- PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

²¹ Zur Erfassung von Gleichfehlerströmen kann der FI der Type B entfallen, wenn eine Freischaltstelle mit einer Fehlerstrom-Überwachungseinheit (RCMU) verbaut ist [4].

Bei Auftritt eines Isolationsfehlers im Netzparallelbetrieb wird der Fehlerstrom sowohl vom Niederspannungsnetz $I_{F, \text{Netz}}$ (roter Fehlerstrompfad) als auch von der dezentralen Erzeugungsanlage $I_{F, \text{DEA}}$ (blauer Fehlerstrompfad) geliefert (Abbildung 54). Der Fehlerstrom, bereitgestellt durch das Niederspannungsnetz, schließt sich über den PE-Leiter, die PE-Leiterschiene (1) und den Sternpunkt des Niederspannungstransformators. Der Fehlerstrom der dezentralen Erzeugungsanlage führt über den PE-Leiter und die PE-Leiterschiene (1) zum Sternpunkt des Niederspannungstransformators und über den Neutralleiter sowie die N-Leiterschiene (2) zum Sternpunkt der Erzeugungsanlage. Bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit dem Fehlerübergangswiderstand R_F kommt es sowohl zur Abschaltung des Leitungsschutzschalters LS_{DEA} , positioniert an der dezentralen Erzeugungsanlage, als auch zur Abschaltung des Leitungsschutzschalters LS_{VA} zur Absicherung des Stromkreises der Last 1 in der Verbraucheranlage. Der 30-mA-Fehlerstromschutzschalter (Zusatzschutz in der Verbraucheranlage) detektiert den Fehler ebenfalls.

Bemerkung: Zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme bei einem Außenleiter-Erde-Fehler sind bei Auftritt besonderer Risiken oder Gefahren z.B. für den Brandschutz die Außen- inkl. des Neutralleiters der Einspeiseleitung der DEA erd- und kurzschlussicher zu verlegen [55].

TN-S-System Inselnetzbetrieb - Betrieb ausschließlich durch die dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 55 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F, \text{DEA}}$ (blauer Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer exemplarischen Last (Last 1) einer Verbraucheranlage (TN-S-System) im Inselnetzbetrieb einer dezentralen Erzeugungsanlage (DEA).

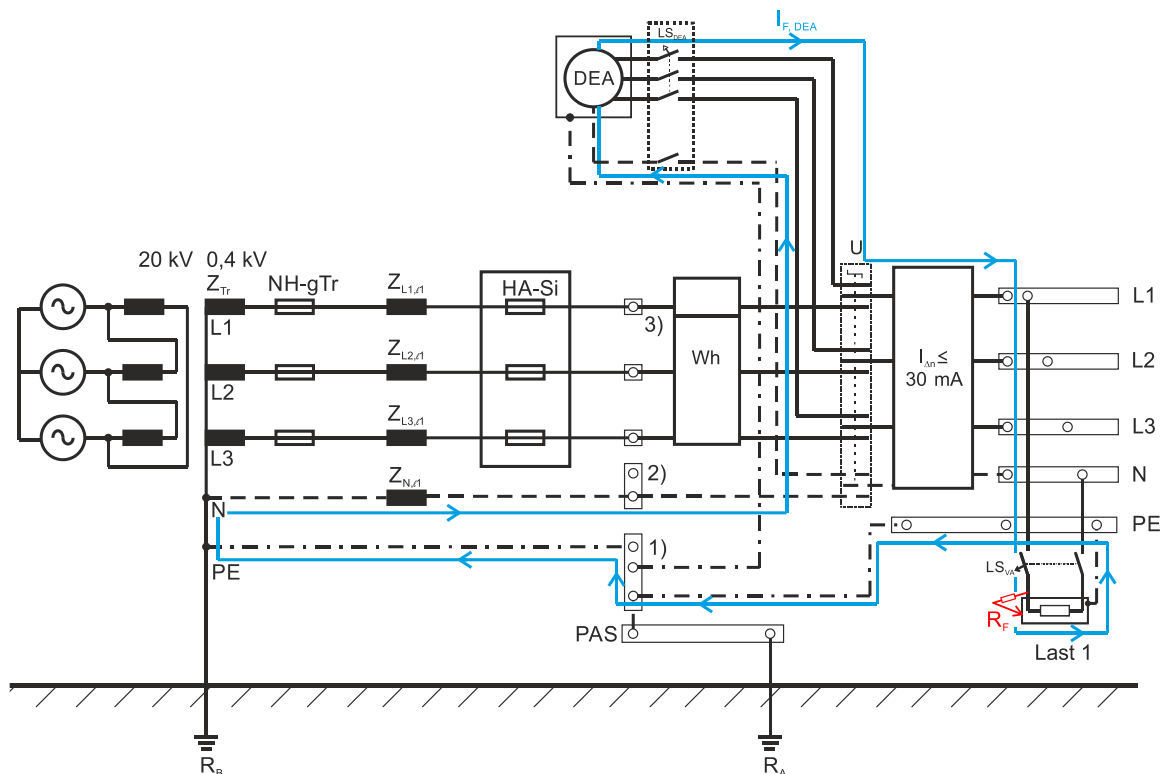


Abbildung 55 Fehlerstromaufteilung im TN-S-System – Inselnetzbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PE-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen
- PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Analog zur Beschreibung des Inselnetzbetriebs eines TN-C-Systems muss nach Betätigung des Umschalters (U) in Abbildung 55 und Wechsel vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb die Schutzmaßnahme gegen elektrischen Schlag aufrecht bleiben. Unter der Voraussetzung, dass ein richtig dimensioniertes Überstromschutzelement LS_{DEA} zum Einsatz kommt, wird der Fehler abgeschaltet. Auch im Inselnetzbetrieb kommt es zu einer Detektion des Fehlers durch den 30-mA-FI-Schutzschalter in der Verbraucheranlage.

Bemerkung: Zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme bei einem Außenleiter-Erde-Fehler sind bei Auftritt besonderer Risiken oder Gefahren z.B. für den Brandschutz die Außen- inkl. des Neutralleiters der Einspeiseleitung der DEA erd- und kurzschlussicher zu verlegen [55].

TN-C-S-System

Abbildung 56 bis Abbildung 59 zeigen Ausführungsformen des TN-C-S-Systems

- ohne dezentrale Erzeugungsanlage (klassische Versorgung) über einen Niederspannungstransformator (Abbildung 56),
- im Netzparallelbetrieb (Abbildung 57 bzw. Abbildung 58) sowie
- im Inselnetzbetrieb (Abbildung 59).

Beim TN-C-S-System wird gegenüber den vorhergehenden Untersuchungen (Ausführung nur mit einem Hauptverteiler) für den Netzparallelbetrieb der Darstellungsumfang erweitert. Im Netzparallelbetrieb des TN-C-S-Systems wird sowohl die Ausführung mittels Haupt- als auch mit Unterverteiler dargestellt.

TN-C-S-System - Betrieb ohne dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 56 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,Netz}$ (roter Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (TN-C-S-System) ohne dezentrale Erzeugungsanlage.

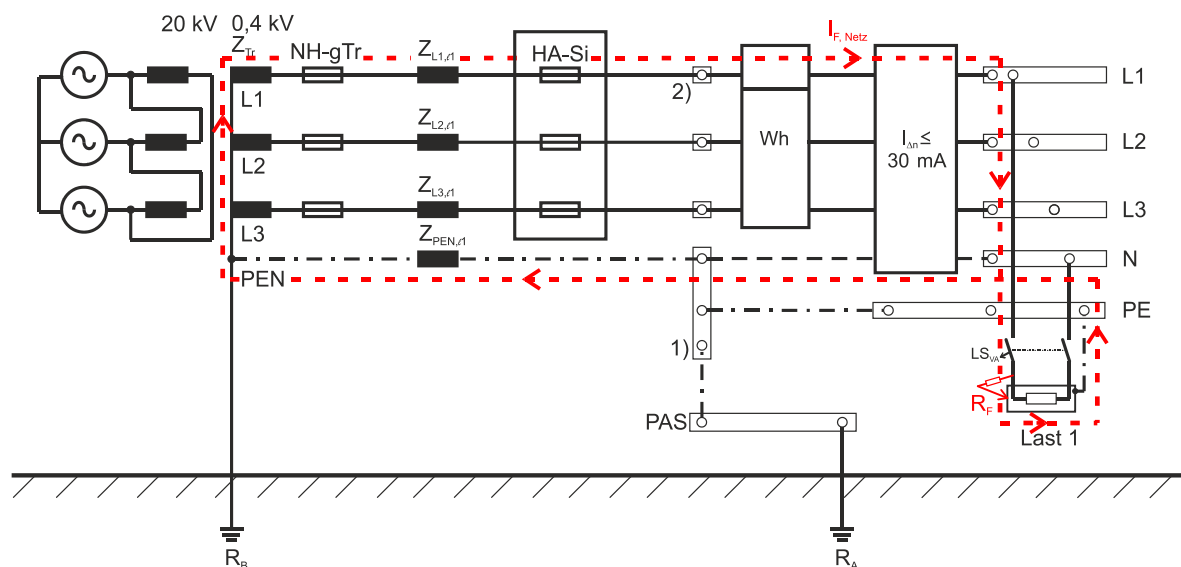


Abbildung 56 Fehlerstromaufteilung im TN-C-S-System – ohne dezentrale Erzeugungsanlage (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PEN-Leiterschiene, 2) Außenleiterklemmen
- PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Aufgrund der Fehlerstromaufteilung in Abbildung 56 wird sowohl der in der Verbraucheranlage installierte Leitungsschutzschalter (LS_{VA}) als auch der FI-Schutzschalter (30 mA) den Isolationsfehler detektieren. Aufgrund des vom Niederspannungsnetz bereitgestellten dominanten Fehlerstroms ist davon auszugehen, dass der in der Verbraucheranlage installierte Leitungsschutzschalter (LS_{VA}) vor dem 30-mA-FI-Schutzschalter in der Verbraucheranlage abschaltet.

TN-C-S-System - Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 57 bzw. Abbildung 58 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,Netz}$ (roter Fehlerstrompfad) und $I_{F,DEA}$ (blauer Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer exemplarischen Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (TN-C-S-System) im Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage. Normative Vorgaben, siehe Kapitel 3.2.6, schreiben weiters bei Vorhandensein eines FIs an der dezentralen Erzeugungsanlage einen allstromsensitiven Fehlerstromschutzschalter der Type B vor [4], siehe Beschreibung des TN-S-Systems.

Abbildung 57 zeigt die Ausführung eines TN-C-S-Systems über einen Hauptverteiler (PEN-Leiterschiene). Die PEN-Leiterschiene stellt hierbei die erforderliche Nullungsverbindung dar (kurze, leitfähige Verbindung zwischen PEN- und PE-Leiter).

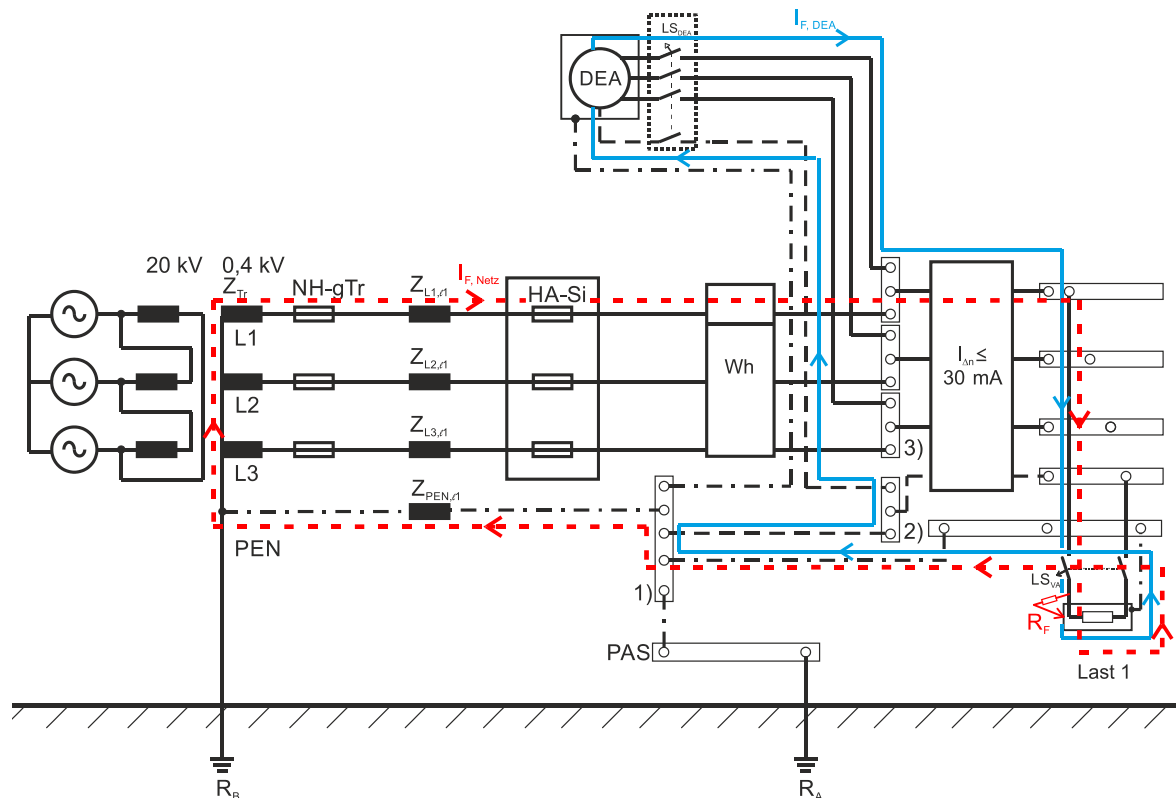


Abbildung 57 Fehlerstromaufteilung im TN-C-S-System – Netzparallelbetrieb, PEN-Leiterschiene, Hauptverteiler (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PEN-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen
- PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Bei Auftritt eines Isolationsfehlers im Netzparallelbetrieb wird der Fehlerstrom sowohl vom Niederspannungsnetz $I_{F, \text{Netz}}$ (roter Fehlerstrompfad) als auch von der dezentralen Erzeugungsanlage $I_{F, \text{DEA}}$ (blauer Fehlerstrompfad) geliefert (Abbildung 57). Der Fehlerstrom, bereitgestellt durch das Niederspannungsnetz, schließt sich über den PE-Leiter, der PEN-Leiterschiene (1) und dem Sternpunkt des Niederspannungstransformators. Der Fehlerstrom der dezentralen Erzeugungsanlage führt über den PE-Leiter zur PEN-Leiterschiene und von dort über den Neutralleiter zum Sternpunkt der Erzeugungsanlage. Bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit dem Fehlerübergangswiderstand R_F kommt es sowohl zur Abschaltung des Leitungsschutzschalters LS_{DEA} , positioniert an der dezentralen Erzeugungsanlage, als auch zur Abschaltung des Leitungsschutzschalters LS_{VA} zur Absicherung des Stromkreises der Last 1 in der Verbrauchieranlage. Der 30-mA-Fehlerstromschutzschalter (Zusatzschutz in der Verbrauchieranlage) detektiert den Fehler ebenfalls.

Bemerkung: Zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme bei einem Außenleiter-Erde-Fehler sind bei Auftritt besonderer Risiken oder Gefahren z.B. für den Brandschutz die Außen- inkl. des Neutralleiters der Einspeiseleitung der DEA erd- und kurzschlussicher zu verlegen [55].

Abbildung 58 zeigt die Ausführung eines TN-C-S-Systems über einen Hauptverteiler (PEN-Leiterschiene 1)) sowie der Unterverteilung (4). Die PEN-Leiterschiene stellt hierbei die erforderliche Nullungsverbindung dar (kurze, leitfähige Verbindung zwischen PEN- und PE-Leiter).

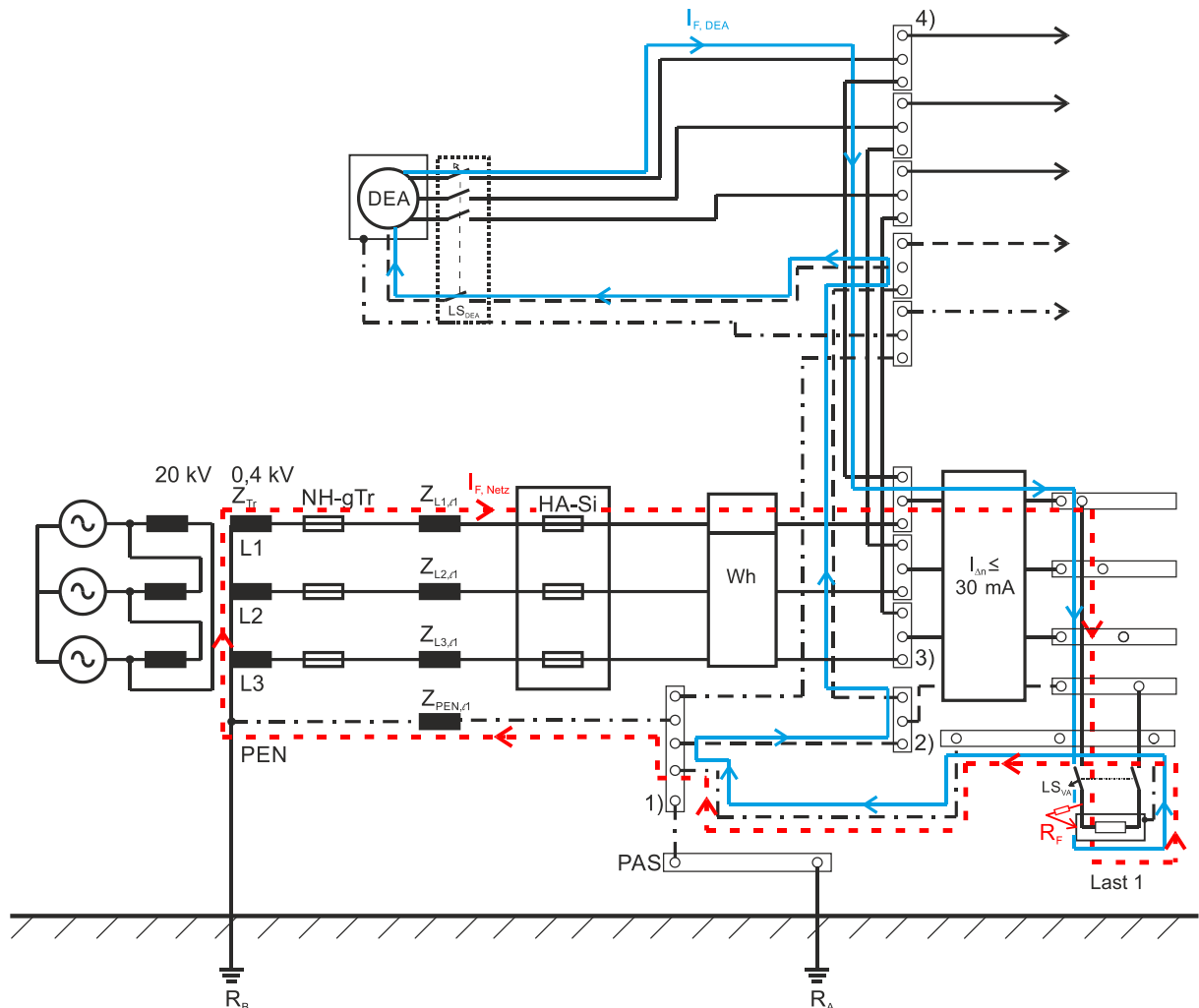


Abbildung 58 Fehlerstromaufteilung im TN-C-S-System – Netzparallelbetrieb, PEN-Leiterschiene Hauptverteiler, PE- und N-Leiterschiene, Unterverteiler (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PEN-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen, 4) Unterverteiler
PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Hinsichtlich der Aufteilung der Fehlerströme sowie der Funktionalität der Fehlerschutz- sowie Zusatzschutzmaßnahmen unterscheiden sich die Ausführungen mittels Haupt- bzw. Haupt- und Unterverteiler nicht voneinander.

TN-C-S-System Inselnetzbetrieb - Betrieb ausschließlich durch die dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 59 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,DEA}$ (blauer Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (TN-C-S-System) im Inselnetzbetrieb einer dezentralen Erzeugungsanlage (DEA).

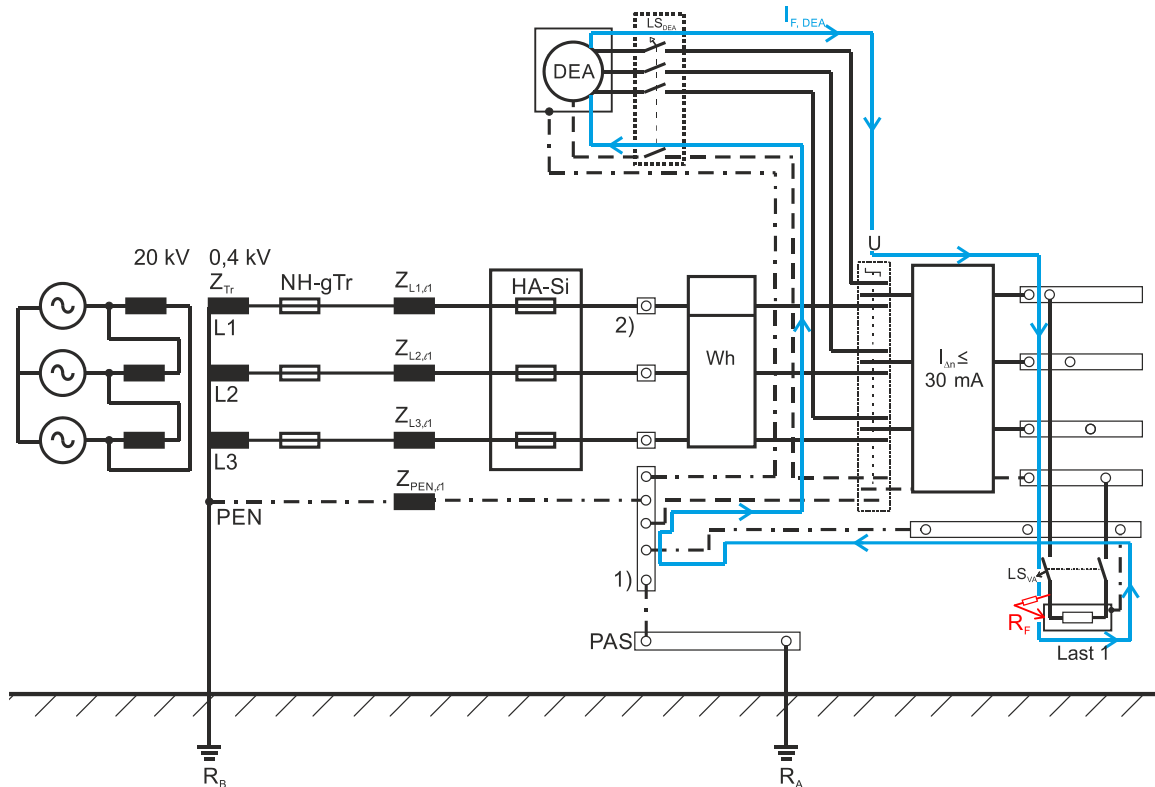


Abbildung 59 Fehlerstromaufteilung im TN-C-S-System – Inselnetzbetrieb, PEN-Leiterschiene, Hauptverteiler (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PEN-Leiterschiene, 2) Außenleiterklemmen

PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Analog zur Beschreibung des Inselnetzbetriebs eines TN-C-Systems muss, nach Betätigung des Umschalters (U) in Abbildung 59 und Wechsel vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb, die Schutzmaßnahme gegen elektrischen Schlag aufrecht bleiben. Unter der Voraussetzung, dass ein richtig dimensioniertes Überstromschutzelement LS_{DEA} zum Einsatz kommt, wird der Fehler abgeschaltet. Auch im Inselnetzbetrieb kommt es zu einer Detektion des Fehlers durch den 30-mA-FI-Schutzschalter in der Verbraucheranlage.

Bemerkung: Zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme bei einem Außenleiter-Erde-Fehler sind bei Auftritt besonderer Risiken oder Gefahren z.B. für den Brandschutz die Außen- inkl. des Neutralleiters der Einspeiseleitung der DEA erd- und kurzschlussicher zu verlegen [55].

Somit wird bei korrekter Installation im Falle eines Isolationsfehlers das Netzsystem beibehalten und der sichere Betrieb eines Inselnetzes im TN-C-S-System ist gewährleistet.

TT-System

Abbildung 60 bis Abbildung 62 zeigen Ausführungsformen des TT-Systems

- ohne dezentrale Erzeugungsanlage (klassische Versorgung) über einen Niederspannungstransformator (Abbildung 60),
- im Netzparallelbetrieb (Abbildung 61) sowie
- im Inselnetzbetrieb (Abbildung 62).

Zu berücksichtigen ist, dass TT-Systeme, mit Ausnahme der Anwendung in Gebieten, in welchen die Bedingungen (Ausschaltbedingung gemäß Tabelle 4) für ein TN-System nicht eingehalten werden können [12], in der Praxis in Österreich keine wesentliche Rolle mehr einnehmen. Da im TT-System der Fehlerstrom von den Erdungsbedingungen des Netzes abhängig ist, müssen bei Einsatz dieses Netzsystems für einen sicheren Betrieb vorab die Erdungswiderstände überprüft werden.

In den folgenden Abbildungen wird die Fehlerschutzmaßnahme Schutzerdung und der Einsatz einer Überstromschutzeinrichtung (LS) angewendet. Der Zusatzschutz wird wiederum durch einen FI-Schutzschalter realisiert.

TT-System - Betrieb ohne dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 60 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F, \text{Netz}}$ (roter Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (TT-System) ohne dezentrale Erzeugungsanlage.

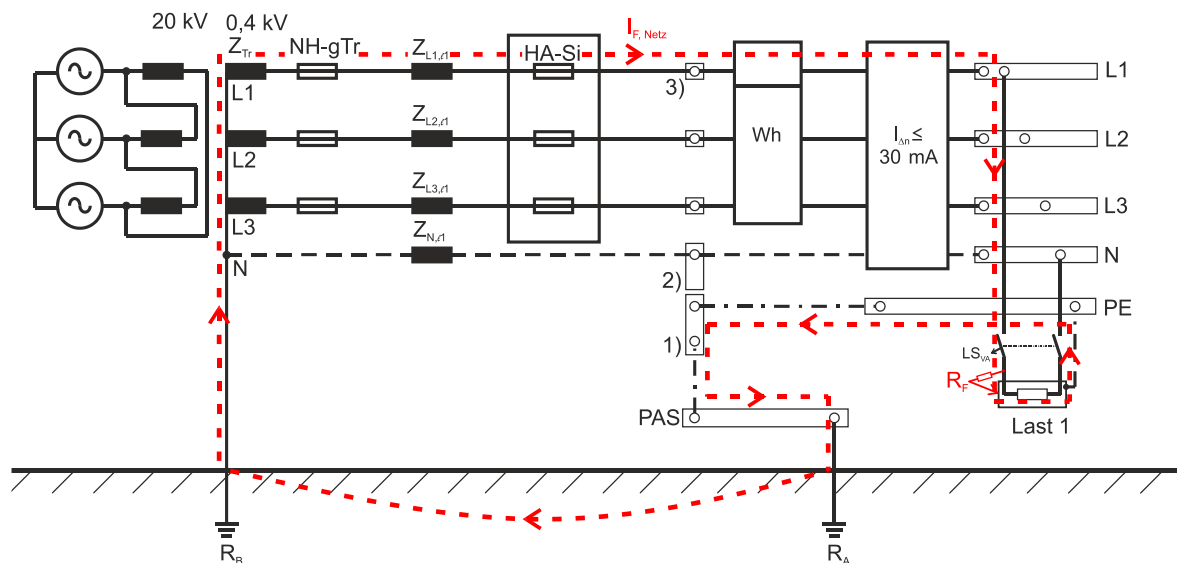


Abbildung 60 Fehlerstromaufteilung im TT-System – ohne dezentrale Erzeugungsanlage (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PE-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen
PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Unter Berücksichtigung der den Anforderungen entsprechenden Erder detektieren sowohl der in der Verbraucheranlage installierte Leitungsschutzschalter (LS_{VA}) als auch der FI-Schutzschalter (30 mA) in der Verbraucheranlage den Isolationsfehler (Abbildung 60).

TT-System - Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 61 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,Netz}$ (roter Fehlerstrompfad) und $I_{F,DEA}$ (blauer Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (TT-System) im Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage.

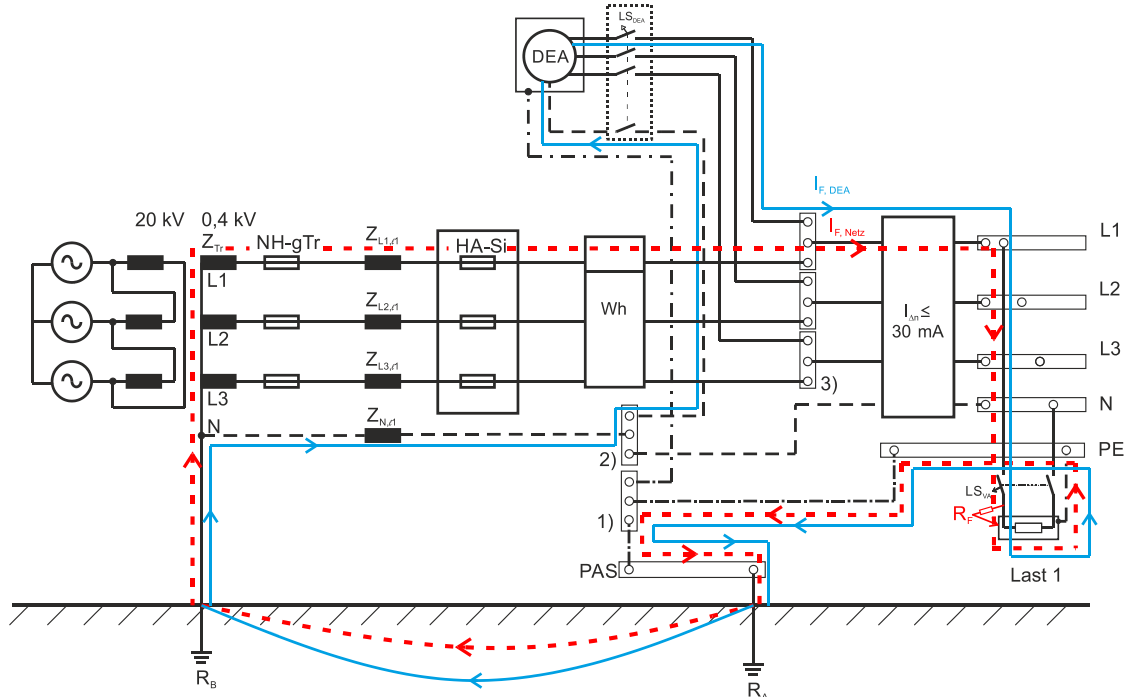


Abbildung 61 Fehlerstromaufteilung im TT-System – Netzparallelbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PE-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen
PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Bei Auftritt eines Isolationsfehlers im Netzparallelbetrieb wird der Fehlerstrom sowohl vom Niederspannungsnetz $I_{F,Netz}$ (roter Fehlerstrompfad) als auch von der dezentralen Erzeugungsanlage $I_{F,DEA}$ (blauer Fehlerstrompfad) geliefert (Abbildung 61). Der Fehlerstrom, bereitgestellt durch das Niederspannungsnetz, schließt sich über den PE-Leiter, die PE-Leiterschiene (1), über den Potentialausgleich und den Anlagen- bzw. Betriebserder zum Sternpunkt des Niederspannungstransformators.

Der Fehlerstrom der dezentralen Erzeugungsanlage führt über den PE-Leiter, die PE-Leiterschiene (1), über den Potentialausgleich und den Anlagen- bzw. Betriebserder zum Sternpunkt des Niederspannungstransformators. Von dort fließt dieser über den N-Leiter und die N-Leiterschiene (2) zum Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage. Bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit dem Fehlerübergangswiderstand R_F kommt es sowohl zur Abschaltung des Leitungsschutzschalters LS_{DEA} , positioniert an der dezentralen Erzeugungsanlage, als auch zur Abschaltung des Leitungsschutzschalters LS_{VA} zur Absicherung des Stromkreises der Last 1 in der Verbraucheranlage. Der 30-mA-Fehlerstromschutzschalter (Zusatzschutz in der Verbraucheranlage) detektiert den Fehler ebenfalls.

Bemerkung: Zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme bei einem Außenleiter-Erde-Fehler sind bei Auftritt besonderer Risiken oder Gefahren z.B. für den Brandschutz die Außen- inkl. des Neutralleiters der Einspeiseleitung der DEA erd- und kurzschlussicher zu verlegen [55].

TT-System Inselnetzbetrieb - Betrieb ausschließlich durch die dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 62 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,DEA}$ (blauer Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (TT-System) im Inselnetzbetrieb einer dezentralen Erzeugungsanlage (DEA).

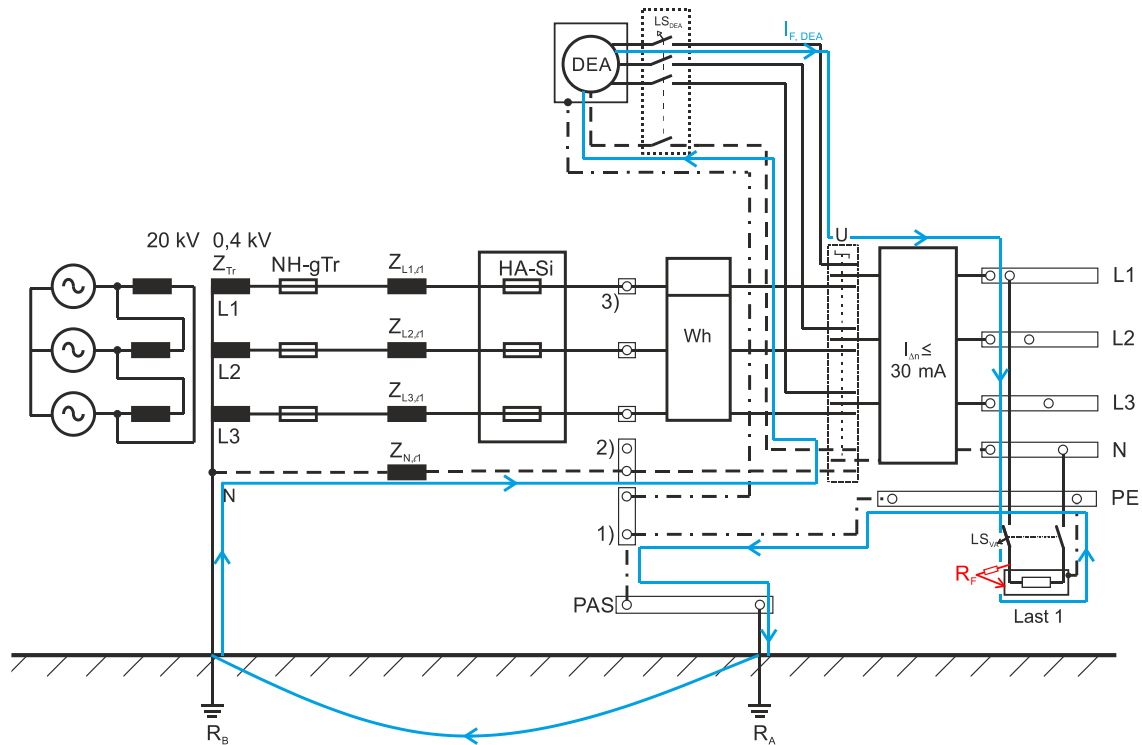


Abbildung 62 Fehlerstromaufteilung im TT-System – Inselnetzbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PE-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen
- PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Analog zur Beschreibung des Inselnetzbetriebs im TN-System muss nach Betätigung des Umschalters (U) in Abbildung 62 und Wechsel vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb die Schutzmaßnahme gegen elektrischen Schlag aufrecht bleiben. Unter der Voraussetzung, dass ein richtig dimensioniertes Überstromschutzelement (LS_{DEA}) zum Einsatz kommt, wird der Fehler abgeschaltet. Auch im Inselnetzbetrieb kommt es zu einer Detektion des Fehlers durch den 30-mA-FI-Schutzschalter.

Bemerkung: Zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme bei einem Außenleiter-Erde-Fehler sind bei Auftritt besonderer Risiken oder Gefahren z.B. für den Brandschutz die Außen- inkl. des Neutralleiters der Einspeiseleitung der DEA erd- und kurzschlussicher zu verlegen [55].

IT-System

Abbildung 63 bis Abbildung 65 zeigen Ausführungsformen des IT-Systems

- ohne dezentrale Erzeugungsanlage (klassische Versorgung) über einen Niederspannungstransformator (Abbildung 63),
- im Netzparallelbetrieb (Abbildung 64) sowie
- im Inselnetzbetrieb (Abbildung 65).

Das im Folgenden analysierte IT-System entspricht der Ausführung gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-1 [12] mit mitgeführtem Neutralleiter und verfügt über eine gemeinsame Erdung der Betriebsmittel über den Erder R_A^{22} . Neben der Isolationsüberwachung $< R$ wird in dieser Ausführung des IT-Systems ein Überstromschutz²³ (LS_{VA}) dargestellt. Der Überstromschutz (LS_{VA}) fungiert als Fehlerschutzmaßnahme bei Auftritt eines 2. Fehlers in der Verbraucheranlage.

IT-System - Betrieb ohne dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 63 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,Netz}$ (roter Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (IT-System) ohne dezentrale Erzeugungsanlage. Fehlerstromanteile, welche aufgrund der Kopplung zwischen den Außenleitern fließen, werden in den folgenden Darstellungen vernachlässigt.

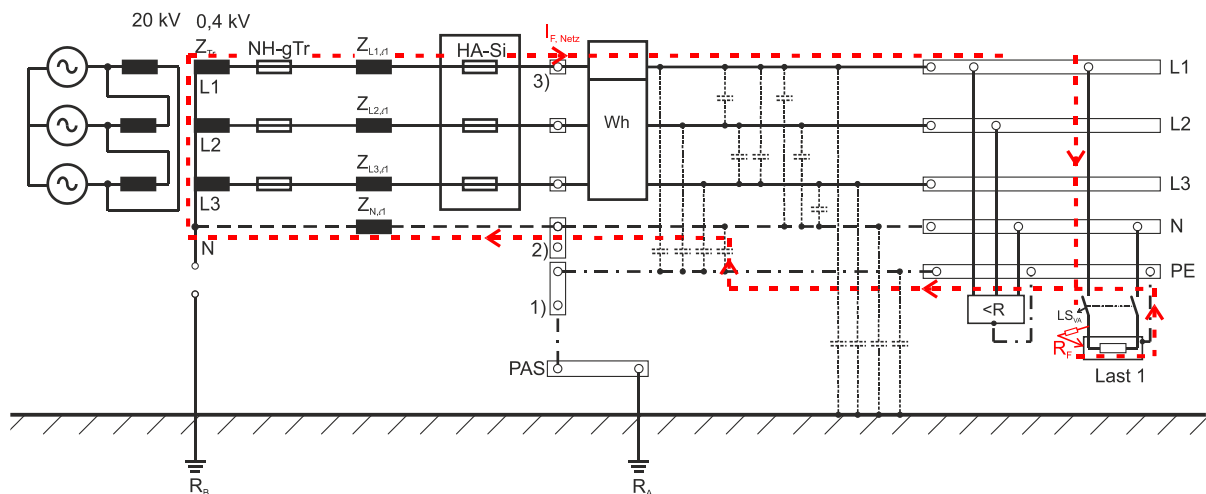


Abbildung 63 Fehlerstromaufteilung im IT-System – ohne dezentrale Erzeugungsanlage (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PE-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen
 PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Im Gegensatz zum TN- bzw. TT-System weist das IT-System einen isolierten Sternpunkt bzw. einen hochohmigen Erder R_B auf (Abbildung 63). Bei Auftritt eines Isolationsfehlers schließen sich die Fehlerströme in erster Linie über die kapazitive Kopplung zwischen Schutz- und Neutralleiter, siehe

²² Bei gemeinsamer Erdung der Betriebsmittel muss die Bedingung (3.6) eingehalten werden.

²³ Der Einsatz des FI-Schutzschalters als Fehler- bzw. als Zusatzschutz ist ungeeignet, da dieser aufgrund der geringen kapazitiven Fehlerströme nicht zum Abschalten gebracht werden kann. Ebenfalls bleibt der FI-Schutzschalter bei Auftritt des 2. Fehlers unwirksam [42].

auch Kapitel 3.2.2. Bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Übergangswiderstand R_F führt der Fehlerstrom über den PE-Leiter und die kapazitive Kopplung zwischen Schutz- und Neutralleiter zum Sternpunkt des Niederspannungstransformators. Bei Auftritt des 1. Fehlers treten im Vergleich zu geerdeten Netzsystemen kapazitive Fehlerströme auf. Erst bei Auftritt eines 2. Fehlers auf einem bisher fehlerfreien („gesunden“) Außenleiter ist dafür zu sorgen, dass eine automatische Abschaltung erfolgt (realisiert durch den Leitungsschutzschalter LS_{VA}).

IT-System - Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 64 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,Netz}$ (roter Fehlerstrompfad) und $I_{F,DEA}$ (blauer Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbrauchieranlage (IT-System) im Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und dezentraler Erzeugungsanlage.

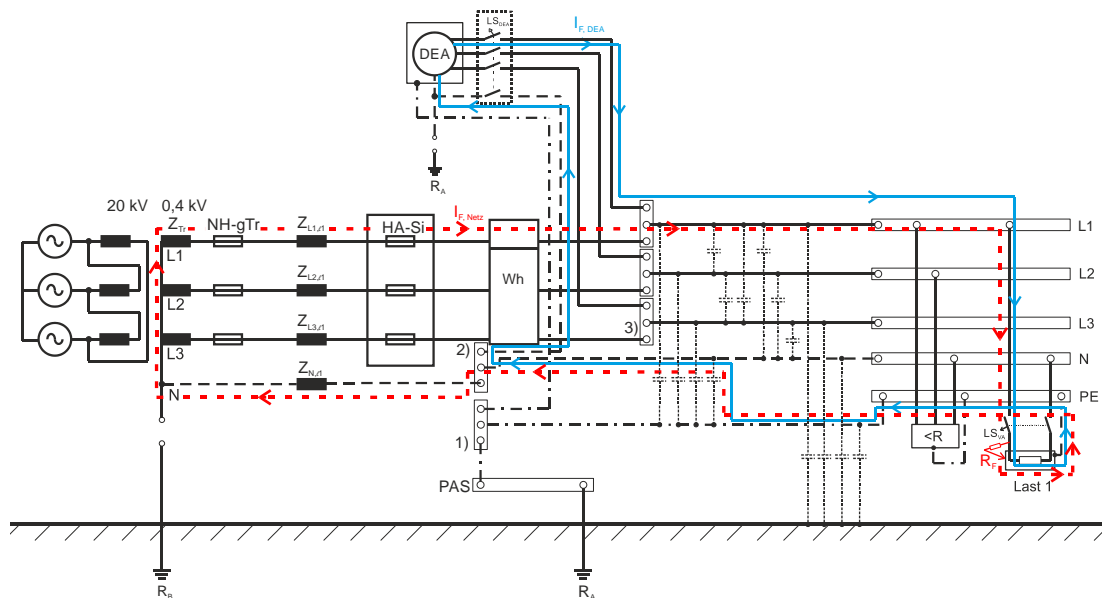


Abbildung 64 Fehlerstromaufteilung im IT-System – Netzparallelbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PE-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen
- PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Bei Auftritt eines Isolationsfehlers im Netzparallelbetrieb wird der Fehlerstrom sowohl vom Niederspannungsnetz $I_{F,Netz}$ als auch von der dezentralen Erzeugungsanlage $I_{F,DEA}$ geliefert (Abbildung 64). Der Fehlerstrom, bereitgestellt durch das isolierte Niederspannungsnetz, schließt sich über die kapazitive Kopplung zwischen PE-Leiter und Neutralleiter zum Sternpunkt des Niederspannungstransformators.

Der Fehlerstrom der dezentralen Erzeugungsanlage führt über den PE-Leiter und die kapazitive Kopplung zur N-Leiterschiene (2) und schließt sich im Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage. Bei Auftritt eines 1. Fehlers (Isolationsfehlers) mit dem Fehlerübergangswiderstand R_F kommt es zur Meldung über den in der Verbrauchieranlage installierten Isolationswächter. Im Falle des 1. Fehlers wird

aufgrund der geringen Fehlerströme der Betrieb aufrecht bleiben und es kommt zu keiner Abschaltung durch installierte Überstromschutzelemente.

Bemerkung: Zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme bei einem Außenleiter-Erde-Fehler sind bei Auftritt besonderer Risiken oder Gefahren z.B. für den Brandschutz die Außen- inkl. des Neutralleiters der Einspeiseleitung der DEA erd- und kurzschlussicher zu verlegen [55].

IT-System Inselnetzbetrieb - Betrieb ausschließlich durch die dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Abbildung 65 zeigt die Fehlerstromaufteilung von $I_{F,DEA}$ (blauer Fehlerstrompfad) bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit einem Fehlerübergangswiderstand R_F an einer Last (Last 1) in einer Verbraucheranlage (IT-System) im Inselnetzbetrieb einer dezentralen Erzeugungsanlage (DEA).

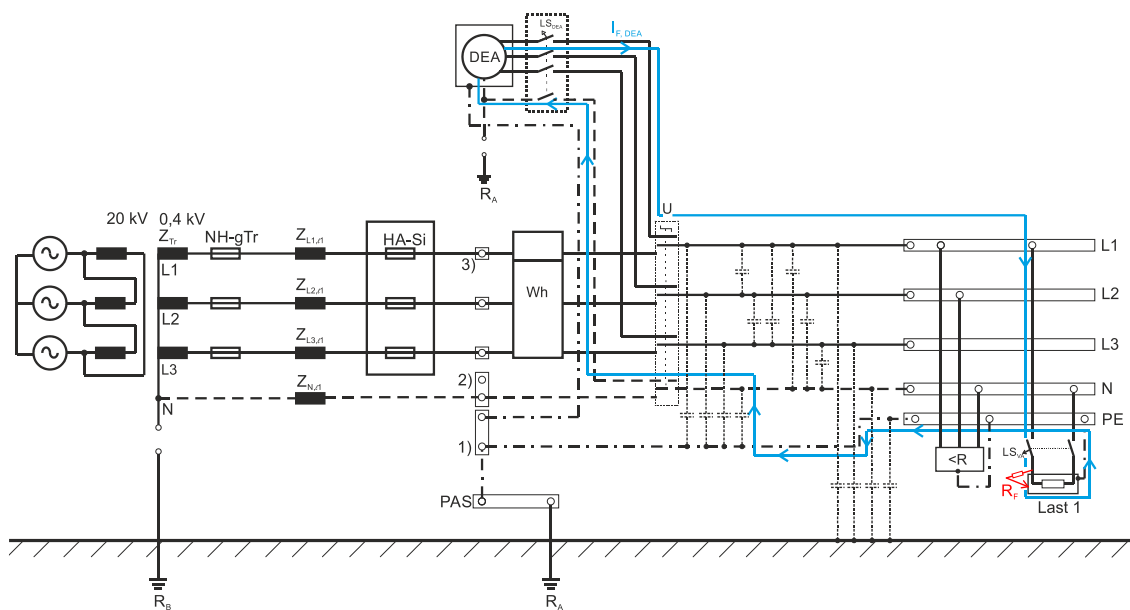


Abbildung 65 Fehlerstromaufteilung im IT-System - Inselnetzbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)

- 1) PE-Leiterschiene, 2) N-Leiterschiene, 3) Außenleiterklemmen
- PAS ... Potentialausgleichsschiene, R_A ... Anlagenerder, R_B ... Betriebserder

Analog zur Beschreibung des Inselnetzbetriebs der geerdeten Netzsysteme muss nach Betätigung des Umschalters (U) in Abbildung 65 vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb die Schutzmaßnahme gegen elektrischen Schlag aufrecht bleiben. In diesem Fall muss bei Auftritt des 1. Fehlers der Isolationswächter eine Meldung abgeben. Bei Auftritt des 2. Fehlers müssen die Leitungsschutzschalter den Fehler abschalten.

Bemerkung: Zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme bei einem Außenleiter-Erde-Fehler sind bei Auftritt besonderer Risiken oder Gefahren z.B. für den Brandschutz die Außen- inkl. des Neutralleiters der Einspeiseleitung der DEA erd- und kurzschlussicher zu verlegen [55].

Zusammenfassung

Wie in diesem Kapitel gezeigt werden konnte, ist im Inselnetzbetrieb der dezentralen Erzeugungsanlage (Wechselrichter) auf eine korrekte Dimensionierung der Überstromschutzelemente zu achten. Wird der Leitungsschutzschalter auf den zur Verfügung gestellten Fehlerstrom des Wechselrichters abgestimmt, kommt es zur Abschaltung innerhalb der erforderlichen Zeiten durch diesen. In der Verbraucheranlage installierte Überstromschutzelemente (LS mit Charakteristik C, Sicherungen), die nicht auf den durch den Wechselrichter bereitgestellten Fehlerstrom ausgelegt sind, werden u.U. nicht zur Abschaltung bzw. zur Auslösung gebracht.

Im Netzparallelbetrieb kommt es durch den vorhandenen Kurzschlussstrom zur Abschaltung durch eingesetzte Überstromschutzelemente in der Verbraucheranlage.

Aus den Analysen geht hervor, dass der laut normativen Bestimmungen geforderte allstromsensitive Fehlerstromschutzschalter der Type B auf der Ausgangsseite der Wechselrichter mit galvanischer Trennung zwischen AC- und DC-Seite wirkungslos bleibt. In Abhängigkeit von der Erdung des Sternpunktes der DEA bzw. des Netzsystem zwischen Außen- und Neutralleiter tritt kein Differenzstrom auf. Die Zusatzschutzmaßnahme in der Verbraucheranlage (30-mA-Fehlerstromschutzschalter) bleibt jedoch in allen untersuchten Fällen aufrecht.

4 Gefährdungspotentiale in aktiven Niederspannungsnetzen

Das Kapitel 4 stellt Gefährdungspotentiale für den aktiven Niederspannungsnetzbetrieb und vorliegende Grenzen für die Sicherheit bei Versorgung über das öffentliche Netz (Transformator) sowie durch dezentrale Erzeugungsanlagen, insbesondere unter Berücksichtigung nichtlinearer Quellen (Wechselrichter), dar. Da für die Höhe und Aufteilung der Fehlerströme in Niederspannungsnetzen das Verhalten der speisenden Quellen (lineare bzw. nichtlineare Quelle, Strom- bzw. Spannungsquelle) von Bedeutung ist, werden die folgenden Berechnungen bei Versorgung über einen Transformator sowie über einen Wechselrichter durchgeführt.

Basierend auf einer grundsätzlichen Betrachtung der Nullimpedanzen für Transformatoren und Leitungen werden anhand eines TN-C-Systems an konkreten Szenarien die Einflussparameter und Grenzen für einen sicheren Betrieb demonstriert. Die Ermittlung der Fehlerströme für ein TN-C-System stellt die Anwendbarkeit etablierter Berechnungsverfahren (symmetrische Komponenten) in der Niederspannung sowie allfällige Einschränkungen dar. Die Berechnung der Fehlerströme, Berührungsspannungen, Körperströme, etc. mittels Phasengrößen zeigt die Grenzen und Gefährdungspotentiale, z.B. durch Nicht-Einhaltung der Ausschaltbedingung bei Versorgung über Transformatoren sowie über Wechselrichter in aktiven Niederspannungsnetzen, auf.

Darüber hinaus wird eine Aussage über das TN-C-S-System in Bezug auf Fehlerstromaufteilungen und Gefährdungspotentiale getätigt.

4.1 Impedanzen im Fehlerstrompfad

Die folgenden Analysen, betreffend Außenleiter-Erde-Fehler, basieren auf einem TN-System. Daher spielen die Nullimpedanzen von Quellen und Leitern für die Ermittlung der Fehlerströme durch symmetrische Komponenten eine wesentliche Rolle.

4.1.1 Nullimpedanz - Transformator

In Tabelle 7 sind die Nullimpedanzen für Niederspannungstransformatoren gemäß [56] angeführt.

Tabelle 7 Nullwirkwiderstände, Nullreaktanzen sowie Nullimpedanzen für Niederspannungstransformatoren unterschiedlicher Schaltgruppen [56]

Schaltgruppe Dy	$R_{0Tr} \approx R_{Tr}$	$X_{0Tr} \approx 0,95 \cdot X_{Tr}$	$Z_{0Tr} = \sqrt{R_{Tr}^2 + (0,95 \cdot X_{Tr})^2}$
Schaltgruppe Dz, Yz	$R_{0Tr} \approx 0,40 \cdot R_{Tr}$	$X_{0Tr} \approx 0,10 \cdot X_{Tr}$	$Z_{0Tr} = \sqrt{(0,40 \cdot R_{Tr})^2 + (0,10 \cdot X_{Tr})^2}$
Schaltgruppe $Yy^{1)}$	$R_{0Tr} \approx R_{Tr}$	$X_{0Tr} \approx 7 \dots 100 \cdot X_{Tr}^{2)}$	$Z_{0Tr} = \sqrt{R_{Tr}^2 + (7 \dots 100 \cdot X_{Tr})^2}$

- 1) Yy Transformatoren eignen sich für die Anwendung der Schutzmaßnahme Nullung nicht
- 2) Nicht-geerdeter überspannungsseitiger Sternpunkt

Für die exemplarische Betrachtung wird ein Transformator der Schaltgruppe Dyn mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rTr} = 630 \text{ kVA}$, dem Bemessungswert der Kurzschlussspannung $u_{kr} = 6,0 \%$ sowie dem Bemessungswert des Wirkanteils der Kurzschlussspannung von $u_{Rr} = 1,5 \%$ angenommen [56].

Die Berechnung der Transformatorimpedanzen (Mit- und Gegenimpedanz, Z_{Tr}^1 und Z_{Tr}^2) erfolgt nach Formel (4.1) ff. Die für die Aufteilung der Fehlerströme im Falle eines TN-Systems relevante Nullimpedanz wird nach Formel (4.4) bis Formel (4.6) ermittelt. Für den gewählten Transformator der Schaltgruppe Dyn ergibt sich unter Berücksichtigung der Zusammenhänge in Tabelle 7 die Nullimpedanz Z_{0Tr} gemäß Formel (4.6). Als Bezugsebene wird die 0,4 - kV - Spannungsebene gewählt.

$$Z_{Tr}^1 = Z_{Tr}^2 = Z_{Tr} = \frac{u_{kr}}{100 \%} \cdot \frac{U_{rTr}^2}{S_{rTr}} = \frac{6,0}{100} \cdot \frac{400^2}{630000} = 0,0152 \approx 0,015 \Omega \quad (4.1)$$

$$R_{Tr} = \frac{u_{Rr}}{100 \%} \cdot \frac{U_{rTr}^2}{S_{rTr}} = \frac{1,5}{100} \cdot \frac{400^2}{630000} = 0,0038 \approx 0,004 \Omega \quad (4.2)$$

$$X_{Tr} = \sqrt{Z_{Tr}^2 - R_{Tr}^2} = \sqrt{0,0152^2 - 0,0038^2} = 0,0147 \Omega \approx 0,015 \Omega \quad (4.3)$$

$$X_{0Tr} \approx 0,95 \cdot X_{Tr} = 0,95 \cdot 0,015 = 0,0143 \approx 0,014 \Omega \quad (4.4)$$

$$R_{0Tr} \approx R_{Tr} \approx 0,004 \Omega \quad (4.5)$$

$$Z_{0Tr} = \sqrt{0,004^2 + 0,014^2} = 0,0146 \Omega \approx 0,015 \Omega \quad (4.6)$$

4.1.2 Nullimpedanz - Kabel

Abbildung 66 zeigt die Impedanzdarstellung des TN-C-Systems bei Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F in Abbildung 67. Die physikalische Schleife Z_{11} berücksichtigt den „Hinpfad“ über den fehlerbehafteten Phasenleiter L1 sowie im Falle eines TN-C-Systems den „Rückpfad“ über den PEN-Leiter. Die physikalische Schleife Z_{11} setzt sich konventionsgemäß aus der Mitimpedanz des Phasenleiters Z^1 , welche der Mitimpedanz des Phasenleiters L1 entspricht, und der Impedanz $Z_m = k_0 \cdot Z^1$, welche in diesem Fall die Impedanz des PEN-Leiters abbildet, zusammen. Unter Berücksichtigung, dass in der Niederspannung $k_0 = 1$ mit guter Näherung gesetzt werden kann, ist die Bestimmung der Nullimpedanz betreffend die symmetrischen Komponenten aus (4.10) abzuleiten.

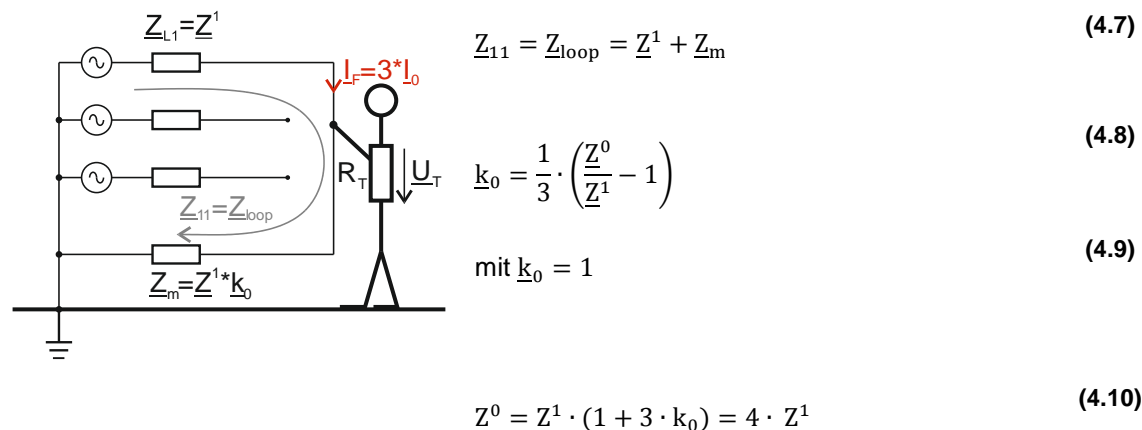


Abbildung 66 Bestimmung der Kabel-Nullimpedanz, Herleitung über den k_0 -Faktor

Aus Abbildung 66 lässt sich gemäß vorliegender Impedanzverhältnisse ($R_T \gg \underline{Z}_{L1}$ bzw. $R_T \gg \underline{Z}_m$) und der Aufteilung in fehlerstromführenden Phasen- sowie Rückleiter im Fehlerfall schließen, dass bei Vorliegen eines 4-Leitersystems und der daraus folgenden Aufteilung des Fehlerstroms, symmetrische Komponenten für Berechnungen in der Niederspannung anwendbar sind.

Bei Vorliegen eines 5-Leitersystems müssen jedoch Erweiterungen, z.B. die Adaption der Transformationsbedingung, vorgenommen werden. In der Regel ist die Berechnung von Fehlerströmen und Berührungsspannungen mittels Phasengrößen effizienter, siehe Kapitel 4.2.2.

Im Folgenden wird die spezifische Nullimpedanz $\underline{Z}^{0'}$ exemplarisch für einen Aluminiumleiter mit Querschnitt 150 mm^2 bestimmt. Unter der Annahme eines Nullstroms $\underline{I}^0 = 9 \text{ A}$ und der Spannung \underline{U}^0 ergibt sich die Nullimpedanz für den gewählten Leiter gemäß (4.12). Dies entspricht dem errechneten Wert nach (4.10).

$$\underline{Z}^{1'} = 0,187 \text{ m}\Omega \quad (4.11)$$

$$\underline{Z}^{0'} = \frac{\underline{U}^0}{\frac{\underline{I}^0}{3}} = \frac{2,244 \cdot 10^{-3} \text{ V}}{3 \text{ A}} = 0,748 \text{ m}\Omega \quad (4.12)$$

4.2 TN-C-System - Versorgung über einen Transformator

4.2.1 Berechnungsmethoden

Abbildung 67 zeigt das für die weiteren Berechnungen herangezogene Netz (TN-C-System). Der Fehlerstrompfad bei Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F ist durch den roten Pfad gekennzeichnet. Die zu berücksichtigenden Impedanzen (Transformatorimpedanz Z_{Tr} und Leitungsimpedanzen $Z_{Lig(l)}$ des belasteten Außenleiters sowie des rückstromführenden PEN-Leiters $Z_{PEN(l)}$ in Abhängigkeit der Leiterlänge) zur Berechnung des Fehlerstroms I_F , des Körperstroms I_T und der Berührungsspannung U_T sind in Abbildung 67 zu sehen. Durch die vorliegenden Impedanzverhältnisse (Körperwiderstand $R_T \gg$ Standortwiderstand R_{ST}) kann R_{ST} in den weiteren Berechnungen vernachlässigt werden, siehe Abbildung 68. Die angenommenen Größenordnungen für die Betriebs- (R_B) und Anlagenerde (R_A) sind dem Kapitel 4.2.2 zu entnehmen.

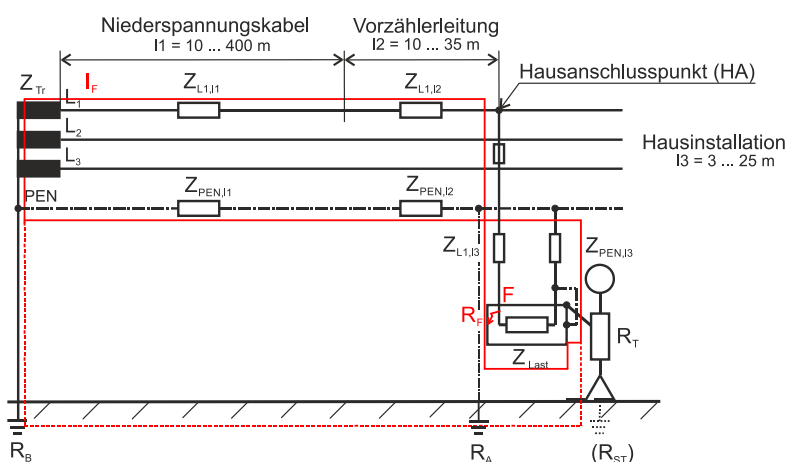


Abbildung 67 TN-C-System – Fehlerstrompfad bei Auftritt eines Isolationsfehlers F, ohne Berücksichtigung bewusst überschrittener Längen (l_1) des Niederspannungskabels

Anmerkung zu Abbildung 67: Die Anlagenerde R_A wird an die Potentialausgleichsschiene angeschlossen. Diese ist in dieser Prinzipdarstellung nicht eingezeichnet. Die Verbindung zwischen R_A und PEN-Leiter ist aus Gründen der Lesbarkeit nicht durchgängig dargestellt.

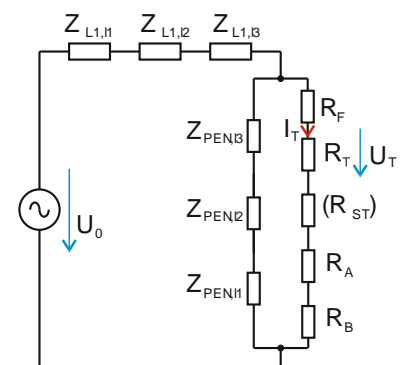


Abbildung 68 Ersatzschaltbild: Impedanzen bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit Fehlerübergangswiderstand R_F an der Stelle F gemäß Abbildung 67

Abbildung 69 bzw. Abbildung 70 stellen Einlinienersatzschaltbilder bei Auftritt eines Isolationsfehlers F bei Versorgung über einen Transformator bzw. über einen Wechselrichter im TN-C-System dar. Anhand dieser Beispiele werden die Veränderungen, Einflussparameter sowie Grenzen für einen personensicheren Betrieb bei dezentraler Einspeisung über Wechselrichter gegenüber der bisher üblichen Versorgung über Niederspannungstransformatoren aufgezeigt.

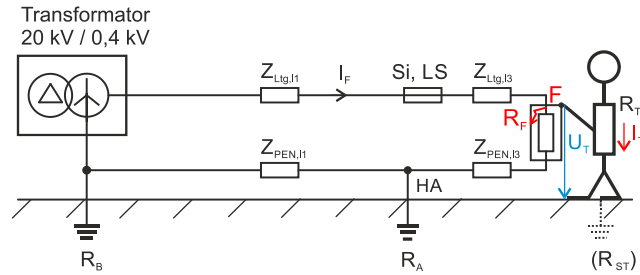


Abbildung 69 TN-C-System: Einlinienerersatzschaltbild bei Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F, Versorgung über einen Niederspannungstransformator (Si ... Sicherung, LS ... Leitungsschutzschalter, HA ... Hausanschlusspunkt)²⁴

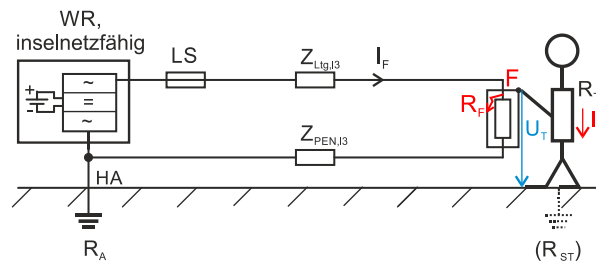


Abbildung 70 TN-C-System: Einlinienerersatzschaltbild bei Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F, Versorgung über einen Wechselrichter WR (LS ... Leitungsschutzschalter, HA ... Hausanschlusspunkt)

4.2.1.1 Symmetrische Komponenten

Abbildung 71 zeigt das Thevenin-Equivalent der in Abbildung 69 gezeigten Darstellung bei Versorgung über einen Niederspannungstransformator. Abbildung 72 zeigt Mit-, Gegen- und Nullsystem bei Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F.

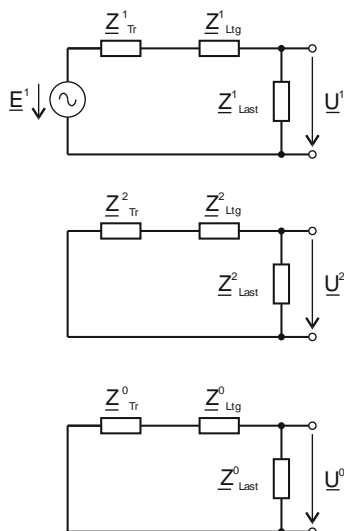


Abbildung 71 Thevenin-Equivalent des Beispiels in Abbildung 69²⁵

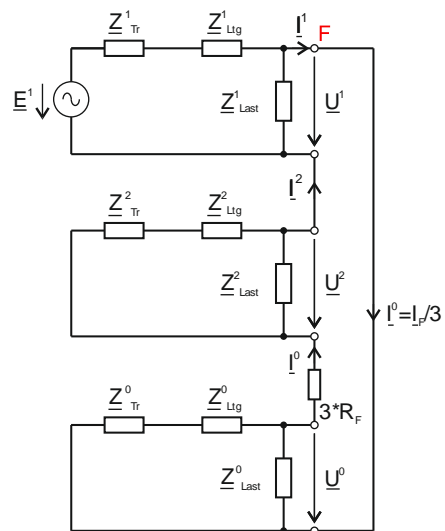


Abbildung 72 Mit-, Gegen- sowie Nullsystem – TN-C-System bei Speisung über einen Transformator und Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F in Abbildung 69

²⁴ Die Zählervorleitung mit der Länge I2 wird nicht dargestellt.

²⁵ Z_{Ltg} beinhaltet die zuvor beschriebenen Leitungsabschnitte I1, I2 und I3.

Aufgrund dessen, dass $\underline{Z}_{\text{Last}} \gg \underline{Z}_{\text{Ltg}}$ ist, wird in der weiteren Berechnung des Fehlerstroms mittels symmetrischer Komponenten $\underline{Z}_{\text{Last}}$ vernachlässigt.

Die Fehlerbedingungen (unsymmetrischer Fehler) des in Abbildung 69 bzw. Abbildung 72 dargestellten Isolationsfehlers F mit Übergangswiderstand R_F (niederohmig, $R_F = 10^{-6} \Omega$) können durch die drei Gleichungen (4.13) bis (4.15) beschrieben werden.

$$R_F \cdot \underline{I}_{L1} = \underline{U}_{L1} \quad (4.13)$$

$$\underline{I}_{L2} = 0 \quad (4.14)$$

$$\underline{I}_{L3} = 0 \quad (4.15)$$

In einem weiteren Schritt können die Phasengrößen als Summe der Mit-, Gegen- und Nullsystemkomponenten angegeben werden.

$$R_F \cdot (\underline{I}^1 + \underline{I}^2 + \underline{I}^0) = \underline{U}^1 + \underline{U}^2 + \underline{U}^0 \quad (4.16)$$

$$\underline{I}_{L2} = a^2 \cdot \underline{I}^1 + a \cdot \underline{I}^2 + \underline{I}^0 = 0 \quad (4.17)$$

$$\underline{I}_{L3} = a \cdot \underline{I}^1 + a^2 \cdot \underline{I}^2 + \underline{I}^0 = 0 \quad (4.18)$$

Durch Subtraktion der Gleichung (4.18) von (4.17) und anschließender Division durch $(a^2 - a)$ erhält man Gleichung (4.19):

$$\underline{I}^1 = \underline{I}^2 \quad (4.19)$$

Die Elemente $1 = e^{j0^\circ}$, $a = e^{j120^\circ}$ und $a^2 = e^{j240^\circ}$ stellen drei um 120° verschobene Zeiger mit gleicher Länge dar und es gilt (4.20). Daraus ergibt sich, dass die Ströme des Mit-, Gegen- und Nullsystems gleich groß sind, siehe Formel (4.21).

$$1 + a^2 + a = 0 \quad (4.20)$$

$$\underline{I}^1 = \underline{I}^2 = \underline{I}^0 \quad (4.21)$$

Unter Berücksichtigung von (4.21) ergibt sich (4.16) zu:

$$R_F \cdot 3 \cdot \underline{I}^1 = \underline{U}^1 + \underline{U}^2 + \underline{U}^0 \quad (4.22)$$

Die Spannung \underline{E}^1 ergibt sich mittels (4.23) zu:

$$\underline{E}^1 = \underline{E}_{L1} = \frac{1}{3} \cdot (\underline{E}_{L1} + a \cdot \underline{E}_{L2} + a^2 \cdot \underline{E}_{L3}) \quad (4.23)$$

Der Strom des Mit-, Gegen- sowie Nullsystems wird laut Ersatzschildbild in Abbildung 72 gemäß Formel (4.24) berechnet²⁶.

$$\underline{I}^1 = \underline{I}^2 = \underline{I}^0 = \frac{\underline{E}^1}{\underline{Z}^1 + \underline{Z}^2 + \underline{Z}^0 + 3 \cdot R_F} \quad (4.24)$$

Aus Abbildung 72 ist ersichtlich, dass der Fehlerstrom I_F unter Berücksichtigung geltender Gesetzmäßigkeit in (4.25) mittels Formel (4.26) errechnet werden kann.

$$I_F = \underline{I}^1 + \underline{I}^2 + \underline{I}^0 = 3 \cdot \underline{I}^0 \quad (4.25)$$

$$I_F = \frac{\underline{E}_{L1}}{\frac{1}{3} \cdot (\underline{Z}^1 + \underline{Z}^2 + \underline{Z}^0) + R_F} \quad (4.26)$$

4.2.2 Fehlerszenarien - Definition, Berechnung und Analyse

Basierend auf dem TN-C-System in Abbildung 67 wird in den folgenden Berechnungen zwischen zwei Fällen unterschieden:

- Fall 1 - Versorgung einer städtischen Struktur (z.B. mehrstöckige Wohnhäuser)
- Fall 2 - Versorgung einer ländlichen Struktur an den Randbereichen eines Netzes (z.B. Einfamilien- bzw. Zweifamilienhäuser, Gehöfte)

Tabelle 8 zeigt die getätigten Annahmen und zugehörige Impedanzen für den Fall 1 und 2. Transformatoren und Leiterquerschnitte werden unter Berücksichtigung repräsentativer Größen (Dimensionen) in Niederspannungsnetzen gewählt. Als Leitermaterial wird für das 4-Leiter-Niederspannungskabel Aluminium mit einem spezifischen Widerstand $\rho = 0,028 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ herangezogen. Als Material für die Vorzählerleitung sowie für die Hausinstallation wird Kupfer mit einem spezifischen Widerstand $\rho = 0,018 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ verwendet.

Tabelle 8 Verwendete Parameter für die Fälle 1 bis 2

	Transformator	u_k	Z_{Tr}	Nsp.-Kabel (\emptyset)	Z_{Ltg} für 1 m
Fall 1	630 kVA	6 %	0,0150 Ω	150 mm ²	0,0002 Ω
Fall 2	160 kVA	4 %	0,0400 Ω	70 mm ²	0,0004 Ω

	Vorzählerleitung (\emptyset)	Z_{Ltg} für 1 m	Hausinstallation (\emptyset)	Z_{Ltg} für 1 m
Fall 1	35 mm ²	0,0005 Ω	1,5 mm ²	0,012 Ω
Fall 2	16 mm ²	0,0011 Ω	1,5 mm ²	0,012 Ω

Der Körperwiderstand R_T wird einerseits mit 1000 Ω für eine Durchströmung von der linken zur rechten Hand berücksichtigt, andererseits werden Körperströme auch für eine Durchströmung linke Hand - Füße

²⁶ Die Impedanzen \underline{Z} von Mit-, Gegen- und des Nullsystems in (4.24) sowie in (4.26) setzen sich aus den jeweiligen Impedanzen von \underline{Z}_{Ltg} und \underline{Z}_{Tr} zusammen.

mit R_T 750 Ω berechnet. Der Durchströmungsweg linke Hand - FüÙe stellt den für die auftretenden Körperströme schlimmeren Fall dar.

Die Dimensionierung der Überstromschutzeinrichtungen erfolgt entsprechend der Zuordnung von Überstromschutzeinrichtungen zu Leitungen in Hausinstallationen in den „Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 V, TAEV 2012“ [57]. Demzufolge müssen Aderleitungen mit einem Querschnitt von 1,5 mm² bei Rohr-Verlegung in Wänden, Decken oder Fußböden aus Mauerwerk bzw. Beton mittels einer gG-Sicherung mit einem maximal zulässigen Nennstrom von 13 A abgesichert werden, siehe Abbildung 73. Bei Einsatz eines Leitungsschutzschalters der Type B bzw. der Type C ist die Absicherung mit einem Nennstrom von 16 A erforderlich. Die 13 A gG-Sicherung ersetzt lt. TAEV 2012 [57] bzw. ÖVE/ÖNORM EN 60269 die 12 A Sicherung mit Auslösekennlinie gL.

Abbildung 74 zeigt Auslösekennlinien der Leitungsschutzschalter mit Charakteristik B, C bzw. D²⁷. Leitungsschutzschalter mit B-Charakteristik schalten bei einem fünffachen Strom des Nennstroms I_{Nenn} (Maximum) bei einer Stromflussdauer $\leq 0,1$ s ab, Leitungsschutzschalter mit C-Charakteristik werden bei zehnfachem Strom des Nennstroms I_{Nenn} (Maximum) bei einer Stromflussdauer $\leq 0,1$ s zur Abschaltung gebracht.

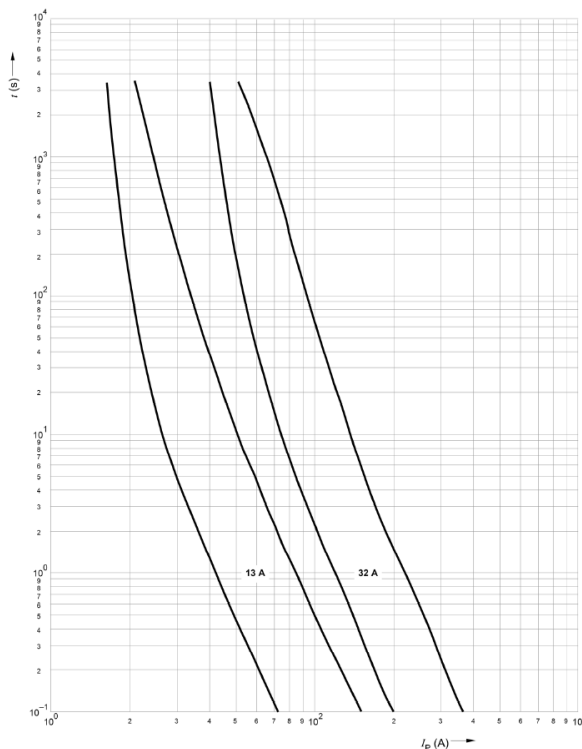


Abbildung 73 Zeit-Strom-Bereiche für gG-Sicherungseinsätze [59]

Anmerkung: die x-Achse weist lt. Quelle [59] eine inkorrekte Beschriftung auf, der Beginn der x-Achse sollte bei 10^1 , das Ende bei 10^3 liegen.

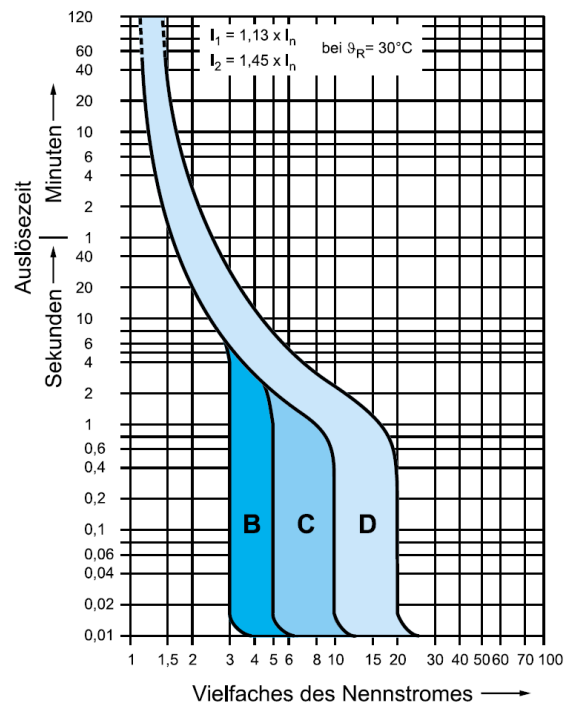


Abbildung 74 Auslösekennlinien Leitungsschutzschalter, B-, C-, D- Charakteristik [60]

²⁷ Zum Einsatz kommt der Leitungsschutzschalter der Type D bei impulserzeugenden Betriebsmitteln, z.B. Magnetventile [58].

Tabelle 9 Korrigierte Auslösezeiten $t_{\text{Ausl.}}$ und zugehörige Sicherungsauslöseströme I_P gemäß [59] sowie Abschaltströme für Leitungsschutzschalter [60]

$t_{\text{Ausl.}}$ in s	13 A gG-Sicherung		Leitungsschutzschalter B-Charakteristik (16 A)	Leitungsschutzschalter C-Charakteristik (16 A)
	I_P (unt. Grenze) in A	I_P (ob. Grenze) in A		
2,0	38	72	Abschaltung bei einer Stromflussdauer $\leq 0,1$ s bei $5 \times I_{\text{Nenn}}$ [12] (dies entspricht einem Abschaltstrom von 80 A)	Abschaltung bei einer Stromflussdauer $\leq 0,1$ s bei $10 \times I_{\text{Nenn}}$ [12] (dies entspricht einem Abschaltstrom von 160 A)
1,0	42	84		
0,6	47	95		
0,4	51	110		
0,2	61	130		
0,1	71	150		
0,01*)	140	310		
0,004	200	500		

Anmerkung: Aufgrund der manuellen Ablesung der Zeit-Strom-Bereiche (Auslöseströme I_P und Auslösezeiten $t_{\text{Ausl.}}$) wurde im Zweifelsfall der jeweils schlechtere Werte (geringerer Auslösestrom I_P , Tabelle 9 sowie die im Zweifelsfall höhere Auslösezeit $t_{\text{Ausl.}}$, Tabelle 10 ff. angegeben).

*) Die Zeit-Strom-Bereiche für gG-Sicherungseinsätze gemäß [59] enden bei 0,1 s, siehe Abbildung 73. Die Kennlinien für die untere sowie für die obere Grenze wurden grafisch verlängert und die Ströme I_P (unt. Grenze) sowie I_P (ob. Grenze) für $t_{\text{Ausl.}}$ 0,01 s und 0,004 s ausgelesen.

Um die Grenzen für den sicheren Betrieb einer Anlage aufzuzeigen (Einhaltung von vorgegebenen Auslöse- bzw. Abschaltzeiten), wird die Länge des Niederspannungskabels in beiden Fällen variiert. Die maximale Ausdehnung des typischen Niederspannungsnetzes wird bewusst überschritten, sodass anhand der methodischen Vorgehensweise theoretische Grenzen aufgezeigt werden können. Dabei wird in den beiden Fällen der Worst-Case bei einer großen Ausdehnung des Niederspannungsnetzes und durch einen exemplarischen Stromkreis der Hausinstallation mit einer maximalen Länge, unter Berücksichtigung des einzuhaltenden Spannungsabfalls von 3 % entlang der Leitung vom Zähler bis zum Verbrauchsmittel, abgebildet.

Ebenfalls wird für die Worst-Case-Darstellung ein Wert für die Betriebserde von R_B gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-1, Bild 14-2-2 [4] herangezogen. Für das ländliche Gebiet (Fall 2) wird ein spezifischer Erdwiderstand $\rho_E = 100 \Omega\text{m}$ (definiert für Ackerboden, [61]) herangezogen. Für das städtische Gebiet (Fall 1) wird ein - gegenüber dem Land - geringerer spezifischer Erdbodenwiderstand mit $\rho_E = 50 \Omega\text{m}$ festgelegt.

Somit ergibt sich für die städtische Struktur (Fall 1) $R_B = 5 \Omega^{28}$ und für die ländliche Struktur an den Randbereichen eines Netzes (Fall 2) $R_B = 9 \Omega^8$. Die Anlagenerde R_A wird in beiden Fällen mit $R_A = 5 \Omega$ angenommen. Im Vergleich dazu wird in Abbildung 75 ff. die Wirkung einer idealen Betriebs- und Anlagenerde ($R_B = 0 \Omega$ und $R_A = 0 \Omega$) auf Körperströme dargestellt.

²⁸ Im Sinne einer Worst-Case-Analyse wurden die abgelesenen Werte aufgerundet.

Definition der Untersuchungsszenarien

Fall 1:

Fall 1 gibt die Versorgung einer städtischen Struktur mit z.B. vorwiegend mehrstöckigen Wohnhäusern wieder. Im Fall der städtischen Struktur mit starker Besiedelung wird eine Länge der Vorzählerleitung I2 mit 10 m bzw. mit 35 m für ein mehrstöckiges Gebäude angenommen. Wobei 35 m aufgrund der durchschnittlichen Stockwerksanzahl im städtischen Siedlungsgebiet die obere Grenze der Länge der Vorzählerleitung darstellt. Die Vorzählerleitung wird gemäß TAEV [57] für eine Anzahl von sieben bis zehn vollelektrifizierten Wohneinheiten mit einer Querschnitt von 35 mm², Cu festgelegt.

Unter der Berücksichtigung, dass der Spannungsabfall entlang der Leitung I3 vom Zähler bis zur Stromverbrauchseinrichtung 3 % [57] nicht überschreiten darf, wird ein Stromkreis (Steckdosenstromkreis) mit einem Querschnitt von 1,5 mm², Cu untersucht. Bei Absicherung des Stromkreises mit einer 13 A gG-Sicherung bzw. einem Leitungsschutzschalter der Type B bzw. C mit einem Nennstrom von 16 A ergibt sich, unter Berücksichtigung des Nennstroms des Leitungsschutzschalters²⁹ eine Länge von max. 18 m für den einphasigen Stromkreis. Daher werden für die weiteren Untersuchungen Längen des Stromkreises von 3,0 m (z.B. „quellennahe“ Steckdose) und 18 m (z.B. „quellenferne“ Steckdose) angenommen.

Die Variation der Länge I1 des Niederspannungskabels (Ø 150 mm², Al) erfolgt entsprechend den in Tabelle 10 ff. angegebenen Abständen.

Fall 2:

Fall 2 gibt die Versorgung einer ländlichen Struktur an den Randbereichen eines Netzes (z.B. Einfamilien- bzw. Zweifamilienhäuser, Gehöfte) wieder. Im Fall einer ländlichen Struktur an den Randbereichen eines Netzes wird die Länge der Vorzählerleitung I2 mit 15 m angenommen. Die Vorzählerleitung wird gemäß TAEV [57] für eine Einzelverbraucheranlage mit einem Querschnitt von 16 mm², Cu dimensioniert.

Unter der Berücksichtigung, dass der Spannungsabfall entlang der Leitung I3 vom Zähler bis zur Stromverbrauchseinrichtung 3 % [57] nicht überschreiten darf, wird ein Stromkreis (Steckdosenstromkreis) mit einem Querschnitt von 1,5 mm², Cu untersucht. Bei Absicherung des Stromkreises mit einer 13 A gG-Sicherung bzw. einem Leitungsschutzschalter der Type B bzw. C mit einem Nennstrom von 16 A (siehe vorne) ergibt sich, unter Berücksichtigung des Nennstroms des Leitungsschutzschalters eine Länge von max. 18 m für den einphasigen Stromkreis. Daher werden für die weiteren Untersuchungen Längen des Stromkreises von 3,0 m (z.B. „quellennahe“ Steckdose) und 18 m (z.B. „quellenferne“ Steckdose) angenommen.

Exemplarisch wird im Fall 2 bewusst eine Leitungslänge I3 mit einem auftretenden Spannungsabfall ≥ 3 % bei gleichbleibendem Querschnitt der Leitung (1,5 mm², Cu) betrachtet. Die (inkorrekte) Dimensionierung des Querschnitts und der damit zusammenhängend falsch dimensionierten Leitungsschutzelemente wird bewusst durchgeführt, um Einflussparameter und Grenzen für den personensicheren Betrieb aufzuzeigen. Für diese Untersuchung wird eine Länge I3 von 25 m (z.B. handelsüblicher Leitungsroller) herangezogen, dabei ergibt sich ein Spannungsabfall von ca. 4 %

²⁹ Unter Berücksichtigung des Nennstroms der 13 A gG-Sicherung ergibt sich eine Länge von ca. 22 m für den einphasigen Stromkreis. Damit die Ergebnisse in der Tabelle 10 ff. vergleichbar sind, werden die folgenden Berechnungen im Sinne einer Worst-Case-Analyse mit einer Länge von max. 18 m für die Untersuchungen herangezogen.

entlang der Leitung. Die Länge l_3 entspräche damit nicht dem einzuhaltenden Wert für den Spannungsabfall an der Leitung von 3 % [57].

Die Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels ($\varnothing 70 \text{ mm}^2$, Al) erfolgt entsprechend den in Tabelle 39 ff. angegebenen Abständen.

Anmerkung: Die hier angegebenen Längen berücksichtigen jeweils nur den „Hinfad“ des Fehlerstroms. In Tabelle 10 ff. wird in der 2. Spalte die Gesamtimpedanz, bestehend aus der Quellimpedanz (Z_{Tr}) und der Impedanz von Hin- und Rückleitung ($2 \cdot Z_{Ltg}$), angegeben.

Generalbemerkung: Aufgrund vorliegender Verhältnisse der ohmschen bzw. induktiven Widerstandsbeläge in der Niederspannung $R \gg X$ kann gefolgert werden, dass $Z_{Ltg} = R_{Ltg}$ entspricht.

Die detaillierten Berechnungsergebnisse des Fall 2 werden im Anhang 10.3 dargestellt, die daraus erhaltenen Erkenntnisse fließen in die zusammenfassende Betrachtung in Kapitel 4.2.4 ein.

4.2.3 Berechnungsergebnisse - Fall 1: Versorgung einer städtischen Struktur

In Tabelle 10 und Tabelle 11 werden die Impedanz des untersuchten Netzsystems TN-C ($Z_{Tr} + 2 \cdot Z_{Ltg}$)³⁰ in Abhängigkeit von der Länge sowie die Fehlerströme I_F bei Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T unter Berücksichtigung eines Körperwiderstandes $R_T = 1000 \Omega$ und $R_T = 750 \Omega$ dargestellt. Neben dem Auslöseverhalten der 13 A gG-Sicherung und der spezifischen Auslösezeit (obere Grenze entsprechend der Tabelle 9) wird in den folgenden Tabellen das Abschaltverhalten von Leitungsschutzschaltern mit Charakteristik B bzw. C angegeben.

Ein „✓“ stellt die Auslösung der Sicherung innerhalb der geforderten 0,4 s [12] dar, im Gegensatz dazu wird die Nicht-Auslösung in der vorgegebenen Ausschaltzeit für TN-Netze durch ein „x“ markiert. Das Verhalten der Leitungsschutzschalter wird wie folgt gekennzeichnet: Ein „+“ in der jeweiligen Zeile, unter Berücksichtigung der Ausschaltstromfaktoren für die untersuchten Charakteristiken (Charakteristik B: $m=5$, Charakteristik C: $m=10$, siehe Tabelle 9), kennzeichnet eine Abschaltung bei einer Stromflussdauer von $\leq 0,1 \text{ s}$, ein „-“ weist auf ein Nicht-Abschalten des eingesetzten Leitungsschutzschalters der Type B bzw. C innerhalb von 0,1 s hin.

Anmerkung: Die graue Markierung in Tabelle 10 ff. stellt die Berechnungsergebnisse bei Überschreitung der maximalen Ausdehnung eines typischen Niederspannungsnetzes ($l_1 > 400 \text{ m}$) dar.

³⁰ Die Berechnungsergebnisse gelten unter der Voraussetzung, dass die Außenleiter und der PEN-Leiter denselben Querschnitt aufweisen.

Berechnungsergebnisse - Vorzählerleitung $l_2 = 10$ m
Tabelle 10 Fall 1: Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung $l_2 = 10$ m, Hausinstallation $l_3 = 3$ m, Fehlerströme I_F am Leitungsende, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern ($R_B = 5 \Omega$, $R_A = 5 \Omega$)

l_1 in m	$Z_{Tr}+2 \cdot Z_{Ltg}$ in Ω	I_F in A	$U_{T(1 k\Omega)}$ in V	$I_{T(1 k\Omega)}$ in A	$U_{T(0,75 k\Omega)}$ in V	$I_{T(0,75 k\Omega)}$ in A	13 A gG-Si	13 A gG-Si $t_{Ausl.}$ in s	LS B	LS C
10	0,099	2318	96,4	0,096	96,0	0,128	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
20	0,103	2234	97,0	0,097	96,7	0,129	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
50	0,114	2013	98,7	0,099	98,3	0,131	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
100	0,133	1728	100,8	0,101	100,5	0,134	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
200	0,171	1347	103,7	0,104	103,3	0,138	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
300	0,208	1103	105,5	0,106	105,2	0,140	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
400	0,246	935	106,8	0,107	106,4	0,142	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
500	0,284	811	107,7	0,108	107,4	0,143	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
1000	0,472	487	110,2	0,110	109,8	0,146	✓ ($< 0,4$ s)	0,005	+	+
2000	0,849	271	111,8	0,112	111,4	0,149	✓ ($< 0,4$ s)	0,020	+	+

Aus Tabelle 10 ist ersichtlich, dass im Fall 1 (Variation der Länge des Niederspannungskabels l_1 , einer Vorzählerleitung $l_2 = 10$ m und einer Länge der Hausinstallation $l_3 = 3$ m) bei allen angenommenen Längen, auch bei bewusster Überschreitung der maximalen Ausdehnung eines typischen Niederspannungsnetzes, der Fehlerstrom ausreichend groß ist, dass sowohl die 13 A gG-Sicherungen innerhalb der vorgeschriebenen 0,4 s zur Auslösung gebracht werden als auch die Leitungsschutzschalter mit Charakteristik B bzw. C innerhalb von 0,1 s abschalten.

Tabelle 11 Fall 1: Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung $l_2 = 10$ m, Hausinstallation $l_3 = 18$ m, Fehlerströme I_F am Leitungsende, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern ($R_B = 5 \Omega$, $R_A = 5 \Omega$)

l_1 in m	$Z_{Tr}+2 \cdot Z_{Ltg}$ in Ω	I_F in A	$U_{T(1 \text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(1 \text{ k}\Omega)}$ in A	$U_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in A	13 A gG-Si	13 A gG-Si $t_{Ausl.}$ in s	LS B	LS C
10	0,450	511	110,0	0,110	109,6	0,146	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
20	0,454	507	110,0	0,110	109,6	0,146	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
50	0,465	494	110,1	0,110	109,7	0,146	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
100	0,484	475	110,3	0,110	109,9	0,147	✓ ($< 0,4$ s)	0,005	+	+
200	0,522	441	110,5	0,111	110,1	0,147	✓ ($< 0,4$ s)	0,006	+	+
300	0,559	411	110,7	0,111	110,4	0,147	✓ ($< 0,4$ s)	0,006	+	+
400	0,597	385	110,9	0,111	110,5	0,147	✓ ($< 0,4$ s)	0,007	+	+
500	0,635	362	111,1	0,111	110,7	0,148	✓ ($< 0,4$ s)	0,008	+	+
1000	0,823	279	111,7	0,112	111,3	0,148	✓ ($< 0,4$ s)	0,018	+	+
2000	1,200	192	112,3	0,112	112,0	0,149	✓ ($< 0,4$ s)	0,045	+	+

Aus Tabelle 11 ist ersichtlich, dass im Fall 1 (Variation der Länge des Niederspannungskabels l_1 , einer Vorzählerleitung $l_2 = 10$ m und einer Länge der Hausinstallation $l_3 = 18$ m) bei allen angenommenen Längen, auch bei bewusster Überschreitung der maximalen Ausdehnung eines typischen Niederspannungsnetzes, der Fehlerstrom ausreichend groß ist, dass sowohl die 13 A gG-Sicherungen innerhalb der vorgeschriebenen 0,4 s zur Auslösung gebracht werden als auch Leitungsschutzschalter mit Charakteristik B bzw. C innerhalb von 0,1 s abschalten.

Körperströme I_T

In Abbildung 75 sind die Körperströme aus Tabelle 10 und Tabelle 11 entlang der Länge l_1 des Niederspannungskabels aufgetragen. Die Ergebnisse werden für eine Vorzählerleitung von $l_2 = 10$ m und den Längen l_3 der Hausinstallation von 3 m bzw. 18 m sowie für einen Körperwiderstand R_T von 750 Ω und 1000 Ω dargestellt. Generell ist dabei der Einfluss einer idealen Betriebs- und Anlagenerde ($R_B = 0 \Omega$ und $R_A = 0 \Omega$) auf Berührungsspannungen und Körperströme im Vergleich zu einer realen Betriebs- und Anlagenerde (R_Σ bestehend aus $R_B = 5 \Omega$ und $R_A = 5 \Omega$) ersichtlich.

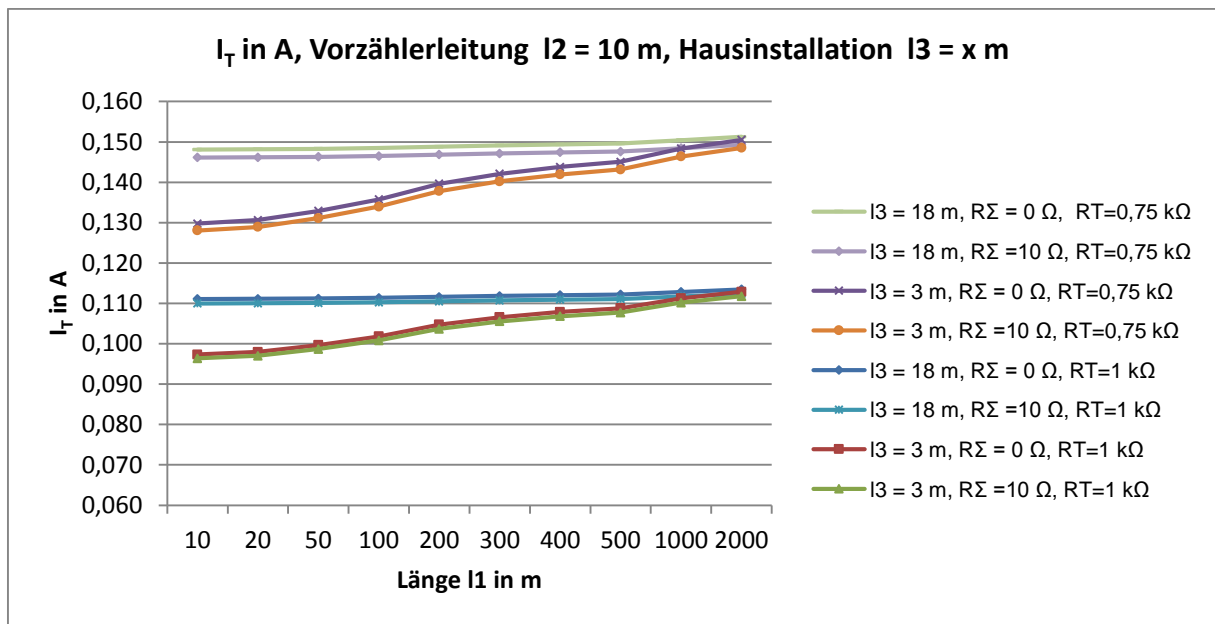


Abbildung 75 Fall 1: Körperströme I_T in A ermittelt anhand eines Körperwiderstands $R_T = 1$ k Ω bzw. $R_T = 0,75$ k Ω unter Berücksichtigung eines Betriebs- und Anlagenerders R_Σ , bestehend aus $R_B = 5 \Omega$ sowie $R_A = 5 \Omega$ bzw. $R_B = 0 \Omega$ sowie $R_A = 0 \Omega$

Anmerkung zu Abbildung 75: Die dargestellten Werte beinhalten sowohl eine Länge $l_3 = 3$ m als auch eine Länge $l_3 = 18$ m und sind somit bei der Interpretation der Gesamtlänge zu berücksichtigen.

Aus Abbildung 75 ist zu erkennen, dass bei einem geringeren Körperwiderstand R_T (0,75 k Ω) die Körperströme I_T im Vergleich zu einem Körperwiderstand $R_T = 1$ k Ω größer sind. Der Einfluss der Länge l_3 eines exemplarischen Stromkreises der Hausinstallation (Widerstand) spiegelt sich ebenfalls in der Amplitude der Körperströme I_T sowie in deren Verlauf wieder.

Bei einer kurzen Länge des Stromkreises der Hausinstallation l_3 ($l_3 = 3$ m) ist eine geringe Zunahme des Körperstroms I_T in Abhängigkeit von der Länge l_1 des Niederspannungskabels erkennbar. Bei einer großen Länge des Stromkreises der Hausinstallation l_3 ($l_3 = 18$ m) ist ein über die Länge l_1 des Niederspannungskabels annähernd konstanter Verlauf mit minimaler Erhöhung der Amplitude ersichtlich.

Ermittlung der Körperströme basierend auf Herzstromfaktoren F

Tabelle 12 zeigt Körperströme abweichend von einem Stromfluss linke Hand zu beiden Füßen mit einem Körperwiderstand $R_T = 750 \Omega$. Die mittels Herzstromfaktoren (F) umgerechneten Ströme I_h (3.11) entsprechen derselben Kammerflimmer-Wahrscheinlichkeit eines Stroms bei einem Durchströmungsweg von der linken Hand zu beiden Füßen. In Tabelle 12 werden für den Fall 1 (Länge l_1 des Niederspannungskabels von 400 m, der Vorzählerleitung $l_2 = 10$ m, der Hausinstallation $l_3 = 3$ m sowie $l_3 = 18$ m) die Ströme unter Berücksichtigung eines Herzstromfaktors $F = 0,4$ für einen Durchströmungsweg linke Hand zur rechten Hand ($R_T = 1000 \Omega$) umgerechnet. Im Sinne einer Worst-Case-Analyse wird der Körperstrom für einen Durchströmungsweg von der Brust zur linken Hand mit einem Herzstromfaktor $F = 1,5$ in Tabelle 12 angegeben.

Tabelle 12 Fall 1: Körperströme für Stromwege, welche mit einer gleichen Wahrscheinlichkeit zu Herzkammerflimmern führen wie der Stromfluss von der linken Hand zu den Füßen ($I_{T(0,75 \text{ k}\Omega)} = I_{\text{ref}}$)

l1 in m	l2 in m	l3 in m	$I_{T(0,75 \text{ k}\Omega)} = I_{\text{ref}}$ in A	$I_{h(0,4)}$ in A F = 0,4	$I_{h(1,5)}$ in A F = 1,5	$t_{\text{Ausl.}(GG-SI 13 \text{ A})}$ in s	$t_{\text{Absch.}(B 16/C 16)}$ in s
400	10	3	0,142	0,355	0,095	$\leq 0,01$	$\leq 0,10$
400	10	18	0,147	0,368	0,100	$\leq 0,01$	$\leq 0,10$

Aus Tabelle 12 ist ersichtlich, dass abhängig vom Durchströmungsweg und kleiner werdendem Körperwiderstand, ein geringerer Strom ausreichend sein kann, um Herzkammerflimmern mit gleicher Wahrscheinlichkeit wie der Referenzstrom I_{ref} bei einem Körperwiderstand R_T von 750Ω zu verursachen. D.h., dass ein Strom von $0,355 \text{ A}$ (Durchströmung linke Hand zur rechten Hand) bzw. $0,095 \text{ A}$ (Durchströmung Brust zur linken Hand) mit einer gleichen Wahrscheinlichkeit zu Herzkammerflimmern führt wie ein Stromfluss von der linken Hand zu beiden Füßen ($0,142 \text{ A}$, Referenzstrom I_{ref}).

Körperströme I_T ³¹ gemäß DIN IEC/TS 60479-1 [45]

Abbildung 76 stellt die gemäß Tabelle 12 maximal berechneten Körperströme I_T unter Berücksichtigung eines Körperwiderstandes $R_T = 750 \Omega$ einer Länge $l_1 = 400 \text{ m}$, einer Länge $l_2 = 10 \text{ m}$ der Vorzählerleitung und der Länge $l_3 = 18 \text{ m}$ der exemplarischen Hausinstallation dar. Da die beiden ermittelten Körperströme für unterschiedliche Längen l_3 in der grafischen Darstellung eng nebeneinander liegen, wird der lt. Tabelle 12 höhere Körperstrom im Sinne einer Worst-Case-Ausführung in Abbildung 76 eingezeichnet.

³¹In DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1), Mai 2007 [45] wird der Berührungsstrom als I_B bzw. als I_T bezeichnet. In dieser Dissertation wird für den Berührungsstrom einheitlich I_T verwendet.

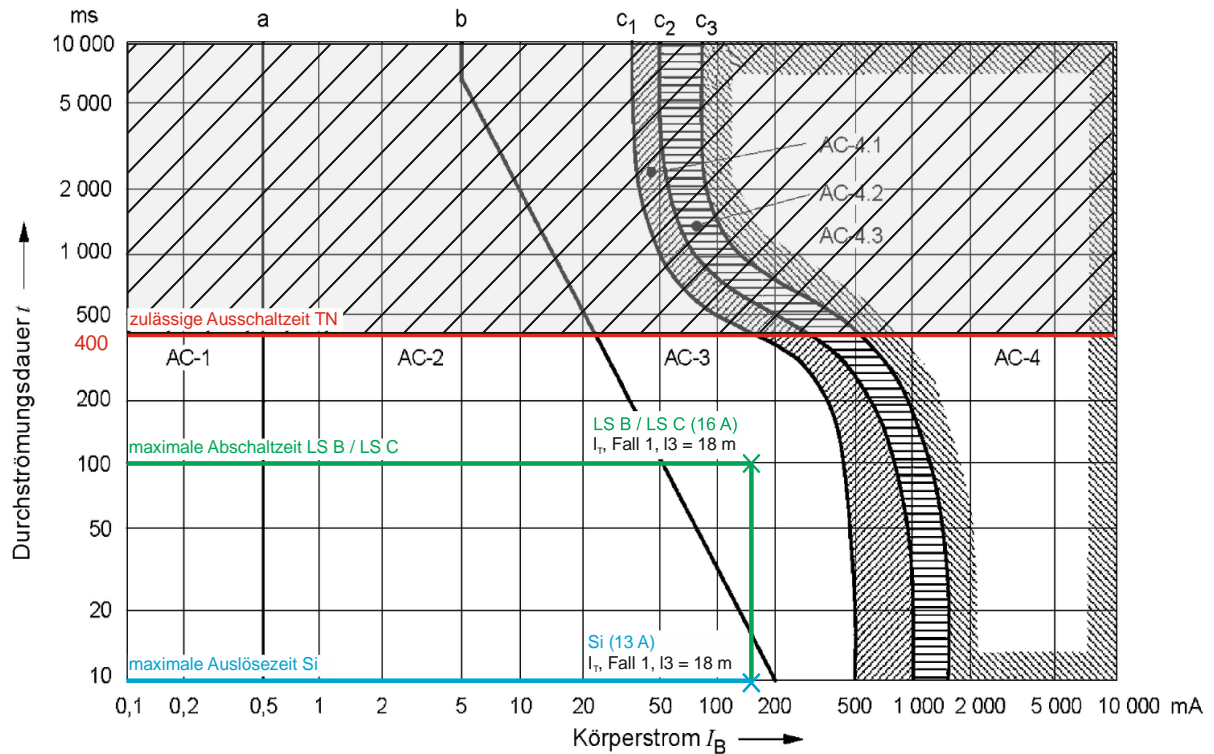


Abbildung 76 Fall 1: Maximal berechnete Körperströme I_T ($I_1 = 400$ m, $I_2 = 10$ m, $I_3 = 18$ m) [45]

Aus Abbildung 76 ist ersichtlich, dass durch Auslösung der 13 A gG-Sicherung Durchströmungsdauern von $\leq 0,01$ s erzielt werden und der auftretende Körperstrom im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2 liegt (blaue Markierung). Bei Abschaltung durch einen Leitungsschutzschalter der Type B bzw. C $\leq 0,10$ s kann der auftretende Körperstrom im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-3 [45] liegen (grüne Markierung). In diesem Bereich (AC-3) sind im Allgemeinen keine organischen Schäden zu erwarten, es kann jedoch zu starken unwillkürlichen Muskelkontraktionen, Schwierigkeiten beim Atmen, reversiblen Störungen der Herzfunktion etc. kommen [45], siehe auch Kapitel 3.2.4.

Anzustrebender Richtwert für den sicheren Betrieb sollte jedoch der Bereich AC-2 unter der Grenzlinie b in Abbildung 76 sein, in diesem Bereich wird die Körperdurchströmung wahrgenommen, unwillkürliche Muskelkontraktionen sind wahrscheinlich, es treten jedoch keine schädlichen physiologischen Wirkungen auf.

Berührungsspannungen U_T gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46]

Abbildung 77 zeigt die auftretende Berührungsspannung U_T , Fall 1 für die Länge $l_1 = 400$ m, einer Länge $l_2 = 10$ m der Vorzählerleitung und der Länge $l_3 = 18$ m einer Hausinstallation. Gemäß [46] ist für die Bewertung mittels Berührungsspannungskurve in der Niederspannung ein Körperwiderstand $R_T = 1225 \Omega$ ³² heranzuziehen. Die Kurve der zulässigen Berührungsspannungen in Abhängigkeit von der Berührungsdauer gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] beinhaltet keine Zusatzwiderstände wie z.B. Schuhwerk. Dieser Körperwiderstand von $R_T = 1225 \Omega$ unterscheidet sich zum Körperwiderstand $R_T = 750 \Omega$ für die Bewertung gemäß Zeit/Stromstärke-Bereiche [45], siehe Tabelle 13.

³² Wortlaut gemäß DIN IEC/TS 60479-1 [45]: „Für die Nennspannung 230 V (Netzsystem 3 N ~ 230/400 V) wird angenommen, dass die Gesamtkörperimpedanzen die gleichen sind wie für eine Berührungsspannung von 225 V.“ Diese Impedanz entspricht einem Wert von 1225 Ω .

Tabelle 13 zeigt auftretende Berührungsspannungen, ermittelt für einen Körperwiderstand $R_T = 750 \Omega$ und $R_T = 1225 \Omega$ inklusive zugehöriger Auslöse- bzw. Abschaltzeiten durch Sicherungen ($t_{Ausl.}$) bzw. Leitungsschutzschalter ($t_{Absch.}$).

Tabelle 13 Fall 1: Berührungsspannungen U_T für die Bewertung mittels zulässiger Berührungsspannungen gemäß [46]

I1 in m	I2 in m	I3 in m	$U_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in V	$U_{T(1,225 \text{ k}\Omega)}$ in V	$t_{Ausl. (gG-Si 13 \text{ A})}$ in s	$t_{Absch. (B 16/C 16)}$ in s
400	10	3	106,4	107,0	$\leq 0,01$	$\leq 0,10$
400	10	18	110,5	111,1	$\leq 0,01$	$\leq 0,10$

In Abbildung 77 wird, wiederum aus Gründen der Lesbarkeit, der Wert für die Berührungsspannung $U_{T(1,225 \text{ k}\Omega)}$ bei einer Länge $I_1 = 400 \text{ m}$, einer Länge $I_2 = 10 \text{ m}$ der Vorzählerleitung und der Länge $I_3 = 18 \text{ m}$ einer exemplarischen Hausinstallation im Sinne einer Worst-Case-Ausführung dargestellt.

In der folgenden Abbildung wird das Abschalten des Fehlerschutzes in der Zeit $t_{Ausl.}$ ($\leq 0,01 \text{ s}$, Si) bzw. $t_{Absch.}$ ($\leq 0,1 \text{ s}$, LS) berücksichtigt.

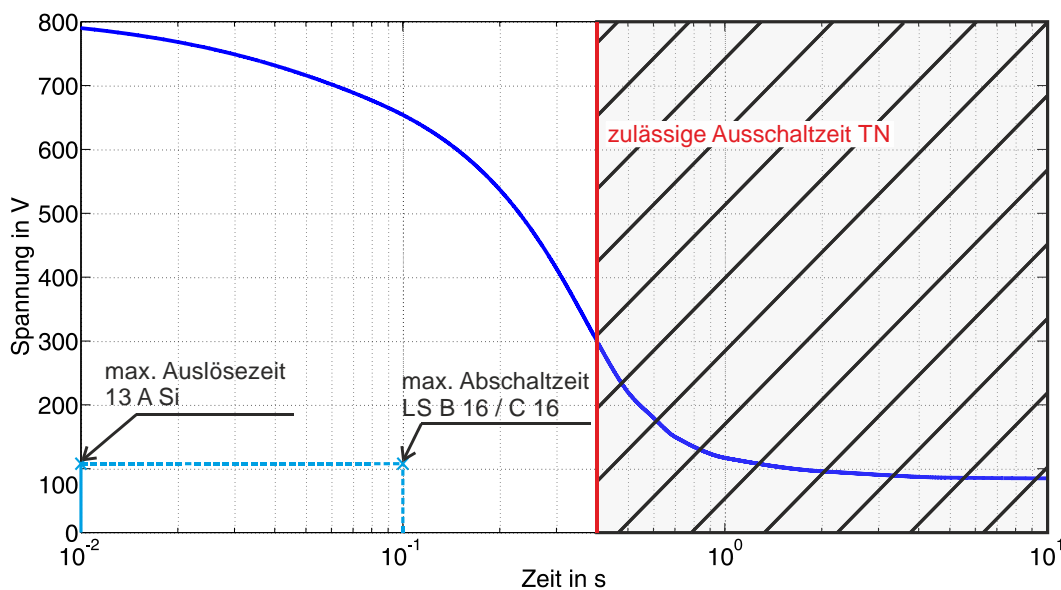


Abbildung 77 Fall 1: Auftretende Berührungsspannungen U_T ($I_1 = 400 \text{ m}$, $I_2 = 10 \text{ m}$, $I_3 = 18 \text{ m}$) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen

Aus Abbildung 77 ist ersichtlich, dass die Anforderungen an die zulässigen Berührungsspannungen unter Berücksichtigung von ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] eingehalten werden.

Da im Fall 1, Länge $I_2 = 10 \text{ m}$ der Vorzählerleitung die Fehlerströme (Tabelle 10 und Tabelle 11) aller untersuchter Konfigurationen für eine Auslösung bzw. Abschaltung durch vorgelagerte Schutzeinrichtungen ausreichend hoch sind, kommt es zu keinen Gefährdungen durch auftretende Körperströme bzw. Berührungsspannungen gemäß DIN IEC/TS 60479-1 [45] bzw. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46].

Analog zu den zuvor durchgeführten Berechnungen, wurden die Untersuchungen auch für eine Vorzählerleitung mit einer Länge $I_2 = 35 \text{ m}$ durchgeführt. Die detaillierten Berechnungsergebnisse in

tabellarischer Form sowie die Auswertungen der auftretenden Körperströme sowie Berührungsspannungen sind dem Anhang 10.5 zu entnehmen. Die Berechnungsergebnisse fließen in die zusammenfassende Betrachtung in Kapitel 4.2.4 ein.

4.2.4 Analytische Betrachtung TN-C-System - Versorgung über einen Transformator

Dieses Kapitel beinhaltet eine Zusammenfassung der in Kapitel 4.2.3 sowie der im Anhang durchgeführten Analysen. Abbildung 78 bzw. Abbildung 79 zeigen vereinfachte Darstellungen bei Versorgung über einen Transformator inkl. der zugehörigen Impedanzen der jeweiligen Berechnungsergebnisse für den Worst-Case-Fall bei Längen des Niederspannungskabels $l_1 = 400$ m bzw. $l_1 = 2000$ m. Die in den folgenden Abbildungen eingetragenen Werte berücksichtigen den jeweils kleinsten sowie größten Wert bei Variation der Länge l_2 der Zählerzuleitung sowie der Länge l_3 der Hausinstallation, siehe Tabelle 14 und Tabelle 15 (basierend auf Tabelle 10 und Tabelle 11 sowie Tabelle 35 ff., Anhang 10.5).

Tabelle 14 Fall 1 und Fall 2: Zusammenfassende Werte eines typischen Niederspannungsnetzes ($l_1 = 400$ m)³³

Fall 1 Versorgung einer städtischen Struktur ($S_{Tr} = 630$ kVA)			Fall 2 Versorgung einer ländlichen Struktur an den Randbereichen eines Netzes ($S_{Tr} = 160$ kVA)		
$Z_{Tr} = 0,015 \Omega$			$Z_{Tr} = 0,040 \Omega$		
I1	400 m	$Z_{I1} = 0,075 \Omega$	I1	400 m	$Z_{I1} = 0,161 \Omega$
I2	10 m	$Z_{I2} = 0,005 \Omega$	I2	15 m	$Z_{I2} = 0,016 \Omega$
	35 m	$Z_{I2} = 0,018 \Omega$			
I3	3 m	$Z_{I3} = 0,035 \Omega$	I3	3 m	$Z_{I3} = 0,035 \Omega$
	18 m	$Z_{I3} = 0,211 \Omega$		18 m	$Z_{I3} = 0,211 \Omega$
	25 m	$Z_{I3} = 0,292 \Omega$		25 m	$Z_{I3} = 0,292 \Omega$

³³ Die Parameter (Transformator, Leitungen) können der Tabelle 8 entnommen werden.

Tabelle 15 Fall 1 und Fall 2: Zusammenfassende Werte bei Überschreitung der Länge eines typischen Niederspannungsnetzes ($l_1 = 2000 \text{ m}$)³⁴

Fall 1 Versorgung einer städtischen Struktur ($S_{Tr} = 630 \text{ kVA}$)			Fall 2 Versorgung einer ländlichen Struktur an den Randbereichen eines Netzes ($S_{Tr} = 160 \text{ kVA}$)		
$Z_{Tr} = 0,015 \Omega$			$Z_{Tr} = 0,040 \Omega$		
I1	2000 m	$Z_{I1} = 0,377 \Omega$	I1	2000 m	$Z_{I1} = 0,807 \Omega$
I2	10 m	$Z_{I2} = 0,005 \Omega$	I2	15 m	$Z_{I2} = 0,016 \Omega$
	35 m	$Z_{I2} = 0,018 \Omega$			-
I3	3 m	$Z_{I3} = 0,035 \Omega$	I3	3 m	$Z_{I3} = 0,035 \Omega$
	18 m	$Z_{I3} = 0,211 \Omega$		18 m	$Z_{I3} = 0,211 \Omega$
	25 m	$Z_{I3} = 0,292 \Omega$		25 m	$Z_{I3} = 0,292 \Omega$

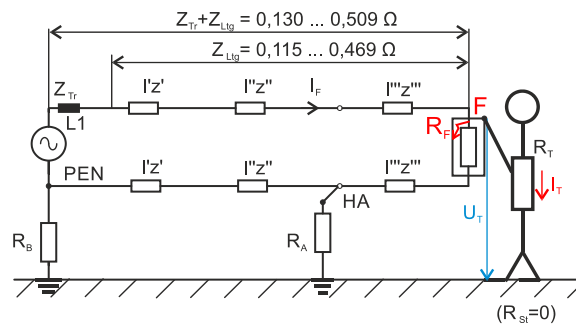


Abbildung 78 TN-C-System – Versorgung über Transformator: Impedanzen bei einer typischen Länge zweier unterschiedlich dimensionierter Niederspannungsnetze, Fall 1 (Versorgung einer städtischen Struktur) und Fall 2 (Versorgung einer ländlichen Struktur an den Randbereichen eines Netzes), $l_1 = 400 \text{ m}$

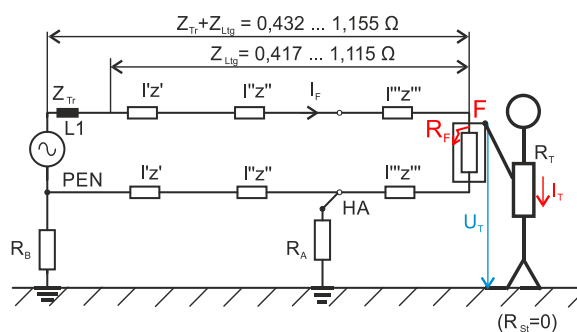


Abbildung 79 TN-C-System – Versorgung über Transformator: Impedanzen bei Überschreitung typischer Länge zweier unterschiedlich dimensionierter Niederspannungsnetze, Fall 1 (Versorgung einer städtischen Struktur) und Fall 2 (Versorgung einer ländlichen Struktur an den Randbereichen eines Netzes), $l_1 = 2000 \text{ m}$

³⁴ Die Parameter (Transformator, Leitungen) können der Tabelle 8 entnommen werden.

Unter der Annahme, dass der Außenleiter und der rückstromführende PEN-Leiter dieselbe Dimension aufweisen, fällt jeweils praktisch die Hälfte der Netzspannung am Außenleiter bzw. am PEN-Leiter ab. Daher ist die maximal auftretende Berührungsspannung mit 115 V limitiert; die daraus resultierende Spannungswaage wird in Abbildung 80 gezeigt. Die beeinflussende Wirkung der Erder R_B und R_A wird aufgrund der vorliegenden Impedanzverhältnisse vernachlässigt, siehe auch Abbildung 68.

Die Parallelschaltung aus dem Körperwiderstand R_T und der Leitungsimpedanz Z_{Ltg} wird unter Berücksichtigung des Verhältnisses zwischen den beiden in der Worst Case Betrachtung durch die Impedanz Z_{Ltg} abgebildet.

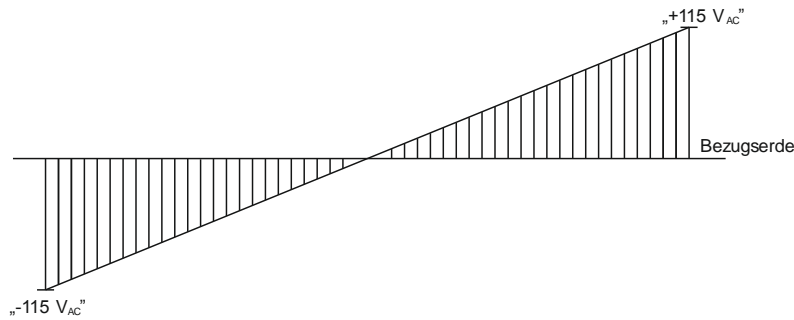


Abbildung 80 Spannungswaage 230 V Niederspannungsnetz bei Auftritt eines Isolationsfehlers F (ohne beeinflussende Wirkung von R_B und R_A)³⁵

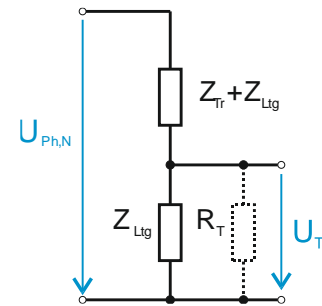


Abbildung 81 Spannungsteiler

Die Berechnung der Berührungsspannungen erfolgt unter den Annahmen in Abbildung 81 mit Gleichung (4.27). U_T wird in (4.28) bzw. (4.29) für die angegebenen Netzkonfigurationen bestimmt.

$$\frac{U_T}{U_{Ph,N}} = \left| \frac{Z_{Ltg}}{Z_{Tr} + Z_{Ltg}} \right| \leq 0,5 \cdot U_{Ph,N} \tag{4.27}$$

Länge des Niederspannungskabels, l1 = 400 m:

$$\begin{aligned} \frac{U_T}{U_{Ph,N}/2} &= \left| \frac{Z_{Ltg}}{Z_{Tr} + Z_{Ltg}} \right| && (4.28) \\ &= \left| \frac{\underline{z}' \cdot l' + \underline{z}'' \cdot l'' + \underline{z}''' \cdot l'''}{\underline{z}' \cdot l' + \underline{z}'' \cdot l'' + \underline{z}''' \cdot l''' + Z_{Tr}} \right| \sim \frac{z' \cdot l' + z'' \cdot l'' + z''' \cdot l'''}{z' \cdot l' + z'' \cdot l'' + z''' \cdot l''' + R_{Tr}} \\ &= \frac{0,115 \dots 0,469}{0,130 \dots 0,509} = 0,885 \dots 0,921 \end{aligned}$$

Länge des Niederspannungskabels, l1 = 2000 m:

$$\begin{aligned} \frac{U_T}{U_{Ph,N}/2} &= \left| \frac{Z_{Ltg}}{Z_{Tr} + Z_{Ltg}} \right| && (4.29) \\ &= \left| \frac{\underline{z}' \cdot l' + \underline{z}'' \cdot l'' + \underline{z}''' \cdot l'''}{\underline{z}' \cdot l' + \underline{z}'' \cdot l'' + \underline{z}''' \cdot l'''} + Z_{Tr} \right| \sim \frac{z' \cdot l' + z'' \cdot l'' + z''' \cdot l'''}{z' \cdot l' + z'' \cdot l'' + z''' \cdot l''' + R_{Tr}} \\ &= \frac{0,417 \dots 1,115}{0,432 \dots 1,155} = 0,965 \dots 0,965 \end{aligned}$$

³⁵ Die inkorrekte Bezeichnung „+ 115 V_{AC}“ beinhaltet die Phasenlage, welche bei „- 115 V_{AC}“ entgegengesetzt ist.

Somit ergibt sich unter Bezugnahme der Impedanzen in Tabelle 14 die Berührungsspannung U_T in einem Bereich von ca. 89 % bis 92 % von $U_{Ph,N}/2$ (115 V) für ein typisches Niederspannungsnetz ($l_1 = 400$ m).

Bei Überschreitung der Länge eines typischen Niederspannungsnetzes (Impedanzen lt. Tabelle 15) liegt die Berührungsspannung in einer Größenordnung von ca. 97 % von $U_{Ph,N}/2$ (115 V).

Zusammenfassend geht aus der analytischen Betrachtung hervor, dass unter Berücksichtigung der Überschreitung typischer Netzausdehnungen die auftretenden Berührungsspannungen in einem Bereich von ca. 89 % bis 97 % von $U_{Ph,N}/2$ liegen. Ebenfalls kann aus den Untersuchungen gefolgert werden, dass auftretende Körperströme bei Versorgung über einen Transformator im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2 bzw. AC-3 liegen.

Hinsichtlich der Fehlerstromaufteilung und dem Gefährdungspotential in TN-C-S-Systemen kann aus den Analysen im TN-C-System gefolgert werden, dass unter Beachtung der Tatsache desselben Querschnitts von Außen-, Neutral- und Schutzleiter, die Fehlerströme, Berührungsspannungen sowie Körperströme sich analog zum TN-C-System verhalten.

4.3 TN-C-System - Versorgung über Wechselrichter im Inselnetzbetrieb

Aufgrund des Paradigmenwechsels in Niederspannungsnetzen und dem Wegfall von Spannungsquellen (Transformatoren) werden in diesem Kapitel anhand eines Wechselrichters (Stromquelle) Untersuchungen zur Ermittlung der Berührungsspannungen bzw. Körperströme analog zum vorhergehenden Kapitel 4.2 (TN-C-System - Versorgung über einen Transformator) durchgeführt. Wiederum werden Berührungsspannungen sowie Körperströme definierter Fälle unter Berücksichtigung des zeitabhängigen Fehlerstroms angegeben. Bei Wechsel in den Inselnetzbetrieb (Schalten an S) und Versorgung einer Verbraucheranlage über einen Inselnetzwechselrichter spielt die Kurzschlussleistung bzw. die Impedanz des vorgelagerten 0,4-kV-Netzes keine Rolle mehr. Beachtenswert sind bei Versorgung über den Inselnetzwechselrichter nur die Längen l_3 der Installation in der Verbraucheranlage, siehe Abbildung 82.

Die in Abbildung 82 dargestellten Impedanzen beinhalten eine Länge $l_3 = 3$ m sowie $l_3 = 25$ m. (Hinweis: Bei $l_3 = 25$ m kommt es zu einer Verletzung des lt. [57] maximal zulässigen Spannungsabfalls von 3 % eines Stromkreises in einer Verbraucheranlage, siehe Beschreibung Fall 2, Kapitel 4.2.2).

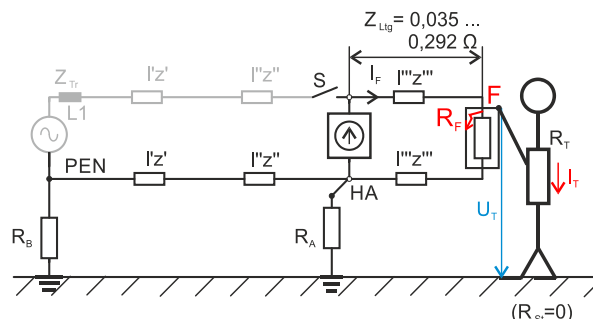


Abbildung 82 TN-C-System – Versorgung über Wechselrichter im Inselnetzbetrieb: Impedanzen unterschiedlicher Längen l_3 von Stromkreisen in einer Verbraucheranlage (Hausinstallation)

Gemäß den Messergebnissen in Kapitel 5 (Wechselrichtercharakteristik in Abbildung 109) kann hinsichtlich des bereitgestellten Fehlerstroms eines handelsüblichen Inselnetzwechselrichters zwischen den zeitlichen Fehlerstromphasen in Tabelle 16 unterschieden werden.

Tabelle 16 Fehlerstromphasen Inselnetzwechselrichter

t in ms ab Fehlereintritt	$I_{KS_WR,eff}$ in A
50	82
51-100	70
101-3000	52

Anmerkung: Der Effektivwert des Fehlerstroms (Wechselrichterkurzschlussstroms) $I_{KS_WR,eff}$ ist vom Ladezustand und -zyklen der Batterie sowie von den Versuchsbedingungen (Lastbedingungen) abhängig. In kontrollierten Laborbedingungen konnte bei vollgeladener Batterie ein Strom von $I_{KS_WR,eff} = \sim 85$ A in der Fehlerstromphase 1 erzielt werden.

Im Sinne einer Worst-Case-Analyse wird zwischen einem stromstarken Kurzzeit- und einem stromschwächeren Langzeitzustand unterschieden. Die erste Phase (stromstarker Kurzzeitzustand) ist durch eine Dauer von ca. 50 ms gekennzeichnet und wird durch die Fehlerstromphase 1 beschrieben. Die Fehlerstromphase 2 (stromschwächerer Langzeitzustand) erstreckt sich für die folgenden Untersuchungen von 51-3000 ms (52 A). Der untersuchte Inselnetzwechselrichter schaltete sich nach ca. 3000 ms bei Weiterbestehen des Fehlers (Kurzschlusses) ab.

Unter der Annahme, dass der Fehlerstrom ca. dem Nennstrom des Wechselrichters beträgt, wurde eine dritte Fehlerstromphase definiert, siehe Kapitel 1.7 - Paradigmenwechsel in bestehenden Erzeugungsstrukturen. Bei einer angenommenen Nicht-Abschaltung des Wechselrichters nach ca. 3000 ms könnte der Fall eintreten, dass aufgrund der thermischen Begrenzung der Ausgangsstufe der Strom auf ca. die Größenordnung des Nennstroms abgeregelt wird. Dieser Fehlerstrom ($1,2 \cdot I_{N,WR}$) stellt den Worst-Case dar (Fehlerstromphase 3).

4.3.1 Berechnungsergebnisse

Tabelle 17 bis Tabelle 19 stellen die Körperströme sowie Berührungsspannungen bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter (je 5 kVA, siehe Abbildung 83) für die drei Fehlerstromphasen bei Auftreten eines Isolationsfehlers F am Leitungsende von I3 dar. Die angegebenen Zeiten beziehen sich jeweils auf den Zeitpunkt des Fehlereintritts. Ebenso wird das Abschaltverhalten von Leitungsschutzschaltern der Type B und C sowie von einer 13 A gG-Sicherung demonstriert. Im angeführten Beispiel wird die Dimensionierung des Stromkreises gemäß der Beschreibung in Kapitel 4.2.2 vorgenommen. Die Kennzeichnung der Sicherungsauslösung bzw. der Abschaltung durch Leitungsschutzschalter folgt der in Kapitel 4.2.3 beschriebenen Konvention.

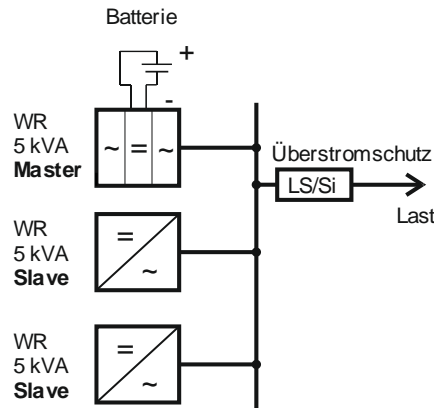


Abbildung 83 Wechselrichter Inselnetz³⁶

Den nachstehenden Untersuchungen wird vorausgeschickt, dass die Abschaltung durch installierte Überstromschutzelemente in der ersten stromstarken Fehlerstromphase erfolgt. Das Abschalt- bzw. Auslöseverhalten in den weiteren Fehlerstromphasen in Tabelle 17 bis Tabelle 19 ist grau hinterlegt und ist als weiterführende Information zu betrachten.

Tabelle 17 Versorgung über einen einzigen Wechselrichter im Inselnetz: Körperströme für eine Länge $l_3 = 3 \text{ m}$ bzw. 25 m einer exemplarischen Hausinstallation

Fehlerstromphase	t	$I_{KS_WR,eff}$	l_3	1 WR: $I_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$	1 WR: $U_{T(1,25 \text{ k}\Omega)}$	$t_{Absch.(B 16)}$	$t_{Absch.(C 16)}$	$t_{Ausl.(gg-SI 13 A)}$
	in ms	in A	in m	in mA	in V	in s	in s	in s
1	0-50	82	3	3	2,87	$\leq 0,10$	x	> 0,4 s
2	51-3000	52	3	2	1,82	x	x	> 0,4 s
3	> 3000	26	3	1	0,91	x	x	> 0,4 s
1	0-50	82	25	32	23,87	$\leq 0,10$	x	> 0,4 s
2	51-3000	52	25	21	15,14	x	x	> 0,4 s
3	> 3000	26	25	10	7,57	x	x	> 0,4 s

³⁶ Bei den in diesem Kapitel durchgeführten Untersuchungen wird von einem Verbleib der Wechselrichter am Inselnetz ausgegangen.

Tabelle 18 bzw. Tabelle 19 zeigt die Ergebnisse für eine Versorgung über zwei bzw. drei Wechselrichter (je 5 kVA) gemäß Abbildung 83.

Tabelle 18 Versorgung über zwei Wechselrichter im Inselnetz: Körperströme für eine Länge $l_3 = 3$ m bzw. 25 m einer exemplarischen Hausinstallation

Fehlerstromphase	t	$I_{KS_WR,eff}$	l_3	2 WR: $I_T(0,75\text{ k}\Omega)$	2 WR: $U_T(1,25\text{ k}\Omega)$	$t_{Absch.(B\ 16)}$	$t_{Absch.(C\ 16)}$	$t_{Ausl.(gG-Si\ 13\ A)}$
	in ms	in A	in m	in mA	in V	in s	in s	in s
1	0-50	164	3	6	5,73	$\leq 0,10$	$\leq 0,10$	$< 0,4$ s
2	51-3000	104	3	4	3,63	$\leq 0,10$	x	$> 0,4$ s
3	> 3000	52	3	2	1,82	x	x	$> 0,4$ s
1	0-50	164	25	64	47,75	$\leq 0,10$	$\leq 0,10$	$< 0,4$ s
2	51-3000	104	25	42	30,28	$\leq 0,10$	x	$> 0,4$ s
3	> 3000	52	25	20	15,14	x	x	$> 0,4$ s

Tabelle 19 Versorgung über drei Wechselrichter im Inselnetz: Körperströme für eine Länge $l_3 = 3$ m bzw. 25 m einer exemplarischen Hausinstallation

Fehlerstromphase	t	$I_{KS_WR,eff}$	l_3	3 WR: $I_T(0,75\text{ k}\Omega)$	3 WR: $U_T(1,25\text{ k}\Omega)$	$t_{Absch.(B\ 16)}$	$t_{Absch.(C\ 16)}$	$t_{Ausl.(gG-Si\ 13\ A)}$
	in ms	in A	in m	in mA	in V	in s	in s	in s
1	0-50	246	3	9	8,60	$\leq 0,10$	$\leq 0,10$	$< 0,4$ s
2	51-3000	159	3	6	5,45	$\leq 0,10$	x	$> 0,4$ s
3	> 3000	78	3	3	2,73	x	x	$> 0,4$ s
1	0-50	246	25	96	71,62	$\leq 0,10$	$\leq 0,10$	$< 0,4$ s
2	51-3000	159	25	63	45,42	$\leq 0,10$	x	$> 0,4$ s
3	> 3000	78	25	30	22,71	x	x	$> 0,4$ s

Abbildung 84 ff. stellt die gemäß Tabelle 17 bis Tabelle 19 berechneten Körperströme I_T der drei definierten Zeitabschnitte (Fehlerstromphase 1 bis 3) unter Berücksichtigung eines Körperwiderstandes $R_T = 750\ \Omega$ und einer Länge $l_3 = 3$ m bzw. $l_3 = 25$ m der Hausinstallation bei Auftritt eines Isolationsfehlers F am Leitungsende von l_3 dar. Abgebildet werden sowohl die Körperströme bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter mit jeweils 5 kVA.

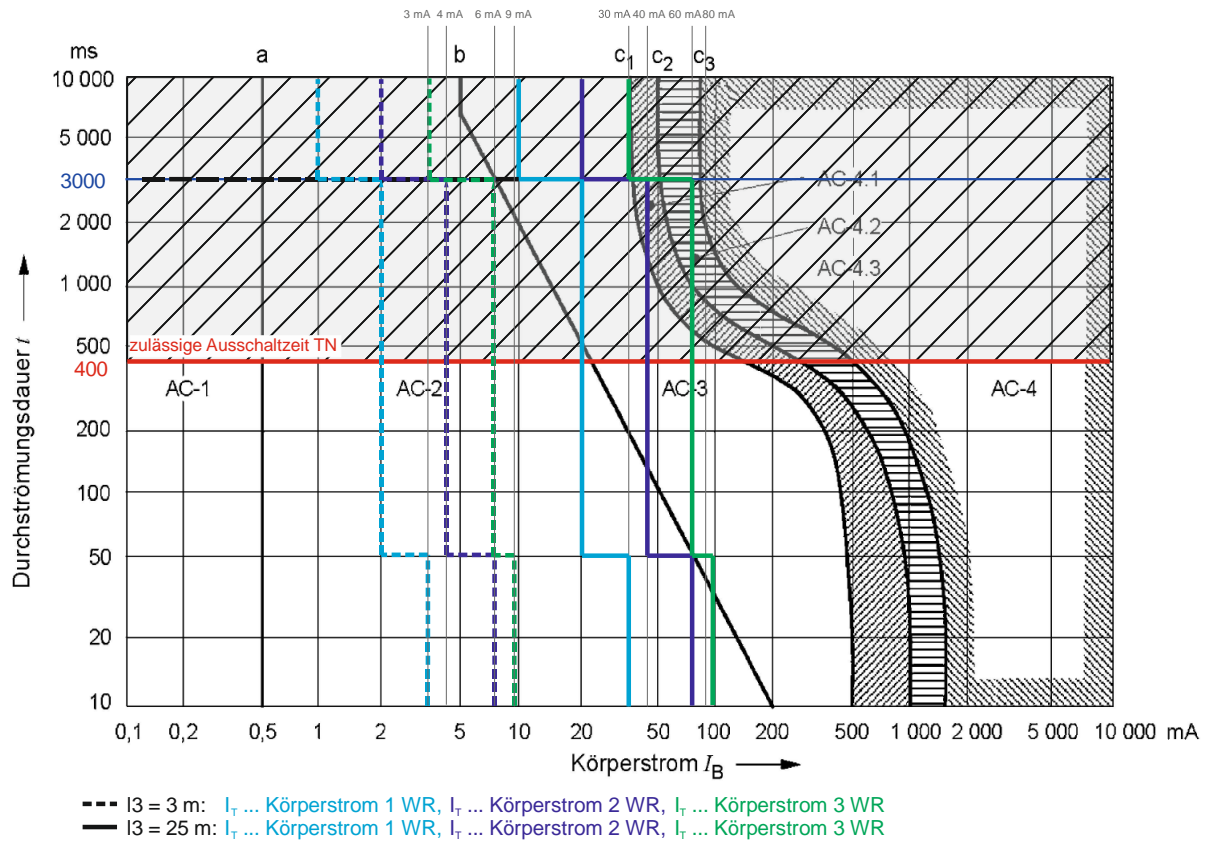


Abbildung 84 Maximal berechnete Körperströme I_T bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter (5 kVA), ohne Abschaltung durch Überstromschutzelemente³⁷

Aus Abbildung 84 ist ersichtlich, dass bei Versorgung über einen einzigen Wechselrichter (WR), zwei WR bzw. drei WR die auftretenden Körperströme bei einer Länge $l_3 = 3$ m der Hausinstallation ohne Abschaltung durch Überstromschutzelemente im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2 [45] liegen. Somit besteht auch bei Nicht-Wirksamwerden des Fehlerschutzes durch zu geringe Fehlerströme keine Gefahr für den Menschen und die Sicherheit im aktiven Niederspannungsnetz im Inselnetz ist gewährleistet.

Bei einer Länge l_3 der Hausinstallation von 25 m liegt der Körperstrom bei Versorgung über einen einzigen WR im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2 bzw. AC-3. Bei Versorgung über zwei WR tritt der Körperstrom nach ca. 1100 ms in den Bereich AC-4.1 ein. In diesem Bereich, über der Grenzlinie c_1 , können pathophysiologische Wirkungen wie Herzstillstand, Atemstillstand, Verbrennungen etc. auftreten, siehe auch Tabelle 5, Kapitel 3.2.4. Bei Versorgung über drei Wechselrichter tritt der Körperstrom nach ca. 500 ms in den Bereich AC-4.1. Nach ca. 1000 ms liegt der auftretende Körperstrom I_T im Bereich AC-4.2. In diesem Bereich, über der Grenzlinie c_2 , liegt eine Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern ansteigend bis etwa 5 % vor [45].

³⁷ Kommen weitere Wechselrichter hinzu, die im Fehlerfall als eine Stromquelle agieren, treten zunehmende Körperströme auf, sodass die Schutzorgane immer schneller abschalten, um Gefährdungen zu vermeiden (Verhinderung des Überschreitens der Grenzlinie c_1). Dabei ist grundsätzlich zu beachten, dass als Kriterien für den Körperstrom einerseits der Wechselrichter-Kurzzeitfehlerstrom und andererseits die Fehlerschleifenimpedanz gelten.

Abbildung 85 bis Abbildung 87 zeigen das Abschalt- bzw. Auslöseverhalten von Leitungsschutzschaltern der Type B bzw. C sowie einer 13 A gG-Sicherung unter Berücksichtigung berechneter Körperströme I_T gemäß Tabelle 17 bis Tabelle 19.

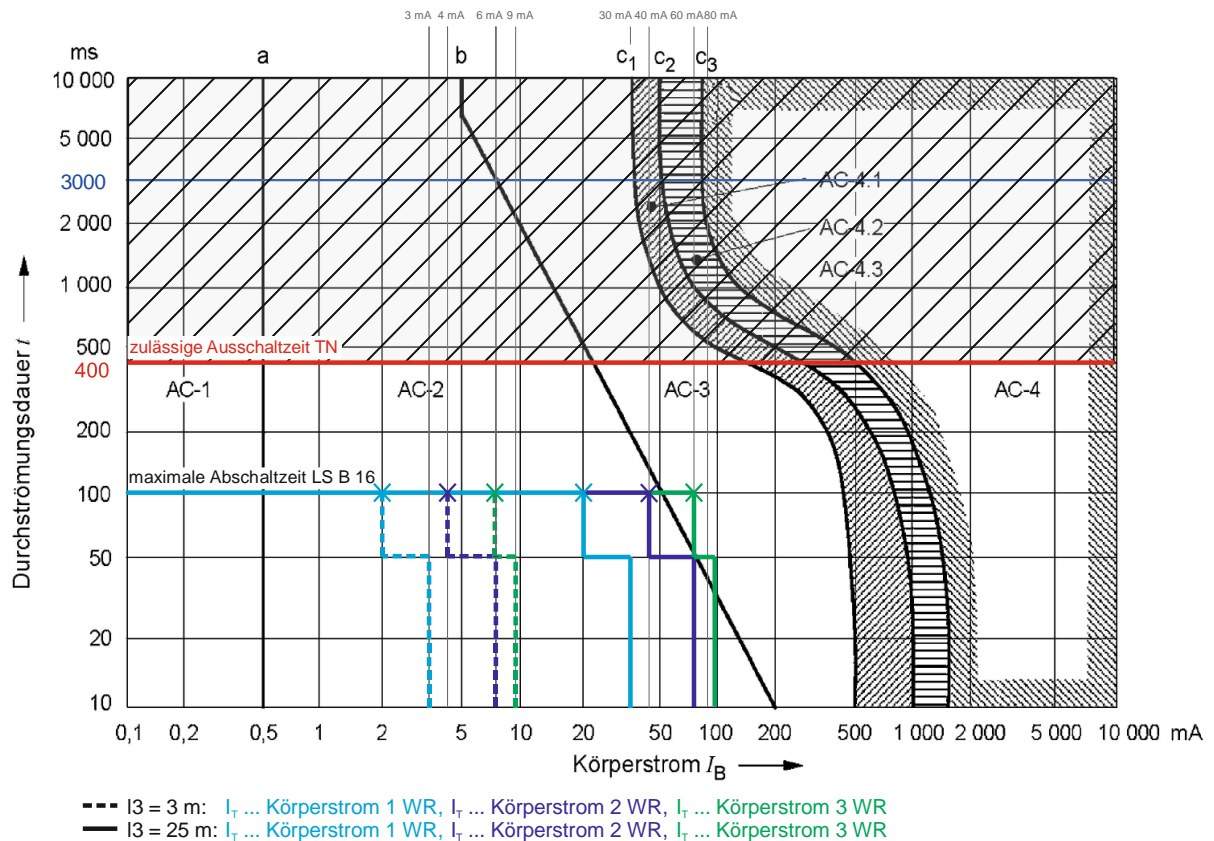


Abbildung 85 Maximal berechnete Körperströme I_T bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter (5 kVA), Abschaltung durch Leitungsschutzschalter der Type B, $I_3 = 3$ m bzw. 25 m

Aus Abbildung 85 ist ersichtlich, dass es bei Längen der Hausinstallation von $I_3 = 3$ und $I_3 = 25$ m sowie bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter zu einer Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter der Type B innerhalb von 100 ms kommt. Bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter liegen die auftretenden Körperströme bei einer Länge $I_3 = 3$ m im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2. In diesem Bereich kann es, wie bereits im Kapitel 3.2.4., Tabelle 5 beschrieben, zu einer Wahrnehmung kommen. Ebenso können unwillkürliche Muskelkontraktion auftreten, jedoch kommt es im Allgemeinen zu keinen schädlichen physiologischen Wirkungen [45]. Bei einer Länge $I_3 = 25$ m kommt es auch zu einer Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter der Type B innerhalb von 100 ms. Bei Versorgung über einen bzw. zwei Wechselrichter liegen die Körperströme I_T im Bereich AC-2. Bei Versorgung über drei Wechselrichter kann der Fall eintreten, dass der Körperstrom im Bereich AC-3 liegt. Wie bereits zuvor beschrieben, können im Bereich AC-3 starke unwillkürliche Muskelkontraktionen, Schwierigkeiten beim Atmen etc. auftreten, siehe Kapitel 3.2.4., Tabelle 5. Es ist jedoch von keinem organischen Schaden auszugehen.

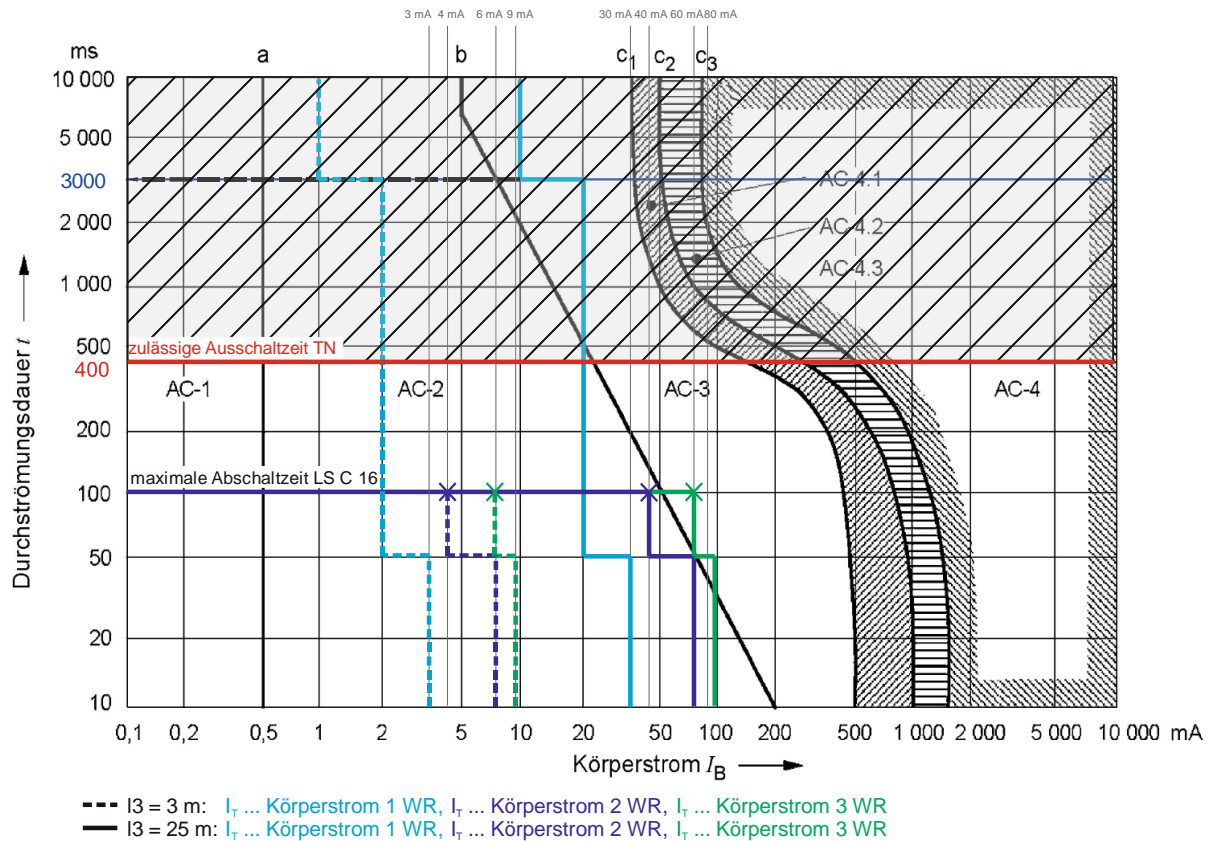


Abbildung 86 Maximal berechnete Körperströme I_T bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter (5 kVA), Abschaltung durch Leitungsschutzschalter der Type C, $I_3 = 3$ m bzw. 25 m

Aus Abbildung 86 ist ersichtlich, dass bei einer Leitungslänge $I_3 = 3$ m bei Versorgung über einen einzigen Wechselrichter der Fehlerstrom nicht ausreichend groß ist, um den Leitungsschutzschalter der Type C zur Abschaltung zu bringen. Bei Versorgung über zwei bzw. drei Wechselrichter hingegen ist der Fehlerstrom ausreichend groß, sodass es zu einer Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter der Type C innerhalb von 100 ms kommt. Bei Versorgung sowohl über einen einzigen (auch bei Nicht-Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter), zwei bzw. drei Wechselrichter liegen die auftretenden Körperströme bei einer Länge $I_3 = 3$ m im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2. In diesem Bereich kann es, wie bereits im Kapitel 3.2.4., Tabelle 5 beschrieben, zu einer Wahrnehmung kommen. Ebenso können unwillkürliche Muskelkontraktion auftreten, jedoch treten im Allgemeinen keine schädlichen physiologischen Wirkungen auf [45]. Bei einer Länge $I_3 = 25$ m kommt es bei Versorgung über einen einzigen Wechselrichter zu keiner Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter der Type C innerhalb von 100 ms. Bei Nicht-Abschaltung liegen die auftretenden Körperströme im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-3. Bei Versorgung über einen einzigen bzw. zwei Wechselrichter und einer Länge $I_3 = 25$ m kommt es zur Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter der Type C innerhalb von 100 ms. Bei Versorgung über drei Wechselrichter kann der Fall eintreten, dass der Körperstrom im Bereich AC-3 liegt, siehe Kapitel 3.2.4, Tabelle 5.

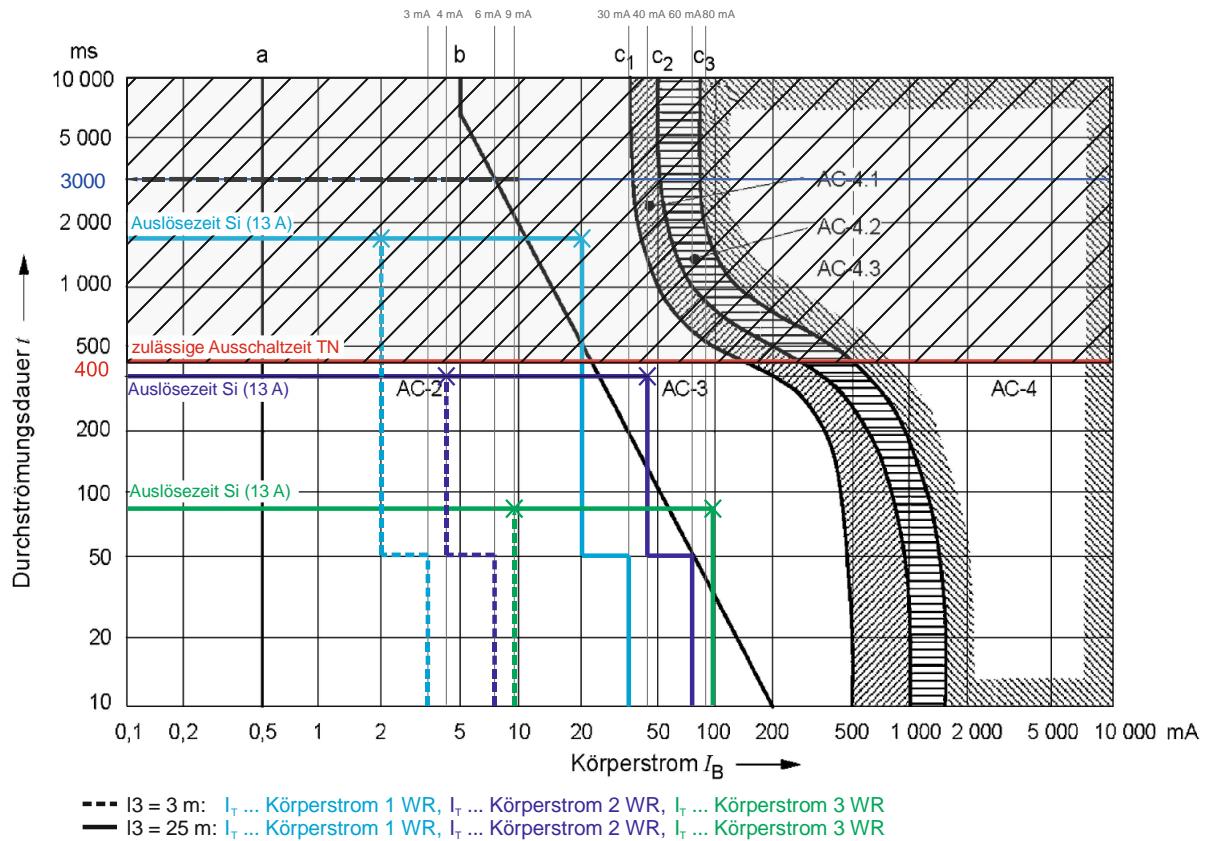


Abbildung 87 Maximal berechnete Körperströme I_T bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter (5 kVA), Auslösung durch 13 A gG-Sicherung, $I_3 = 3$ m bzw. 25 m

Aus Abbildung 87 ist ersichtlich, dass bei einer Leitungslänge $I_3 = 3$ m bzw. $I_3 = 25$ m bei Versorgung über einen einzigen Wechselrichter der Fehlerstrom nicht ausreichend groß ist, um die 13 A gG-Sicherung innerhalb von 0,4 s (Berechnung mittels I^2t -Kriterium, siehe Anhang 10.6) zur Auslösung zu bringen. Bei Versorgung über zwei bzw. drei Wechselrichter hingegen ist der Fehlerstrom ausreichend groß, sodass es zu einer Auslösung der Sicherung innerhalb von 0,4 s kommt. Bei Versorgung sowohl über einen einzigen (auch bei Nicht-Auslösung durch die Sicherung), zwei bzw. drei Wechselrichter liegen die auftretenden Körperströme bei einer Länge $I_3 = 3$ m im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2, siehe Beschreibung Kapitel 3.2.4, Tabelle 5. Bei einer Länge $I_3 = 25$ m kommt es bei Versorgung über einen einzigen Wechselrichter zu keiner Auslösung durch die 13 A gG-Sicherung innerhalb von 0,4 s. Bei Nicht-Auslösung liegen die auftretenden Körperströme im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-3. Bei Versorgung über zwei bzw. drei Wechselrichter und einer Länge $I_3 = 25$ m kommt es zu einer Auslösung durch die 13 A gG-Sicherung in 320 ms bzw. 70 ms. Hierbei liegen die auftretenden Körperströme im Bereich AC-3, siehe Kapitel 3.2.4, Tabelle 5.

Berührungsspannungen U_T gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46]

Abbildung 88 bis Abbildung 90 zeigen auftretende Berührungsspannungen für die Wechselrichterversorgung im Inselnetz. Dargestellt werden die Berührungsspannungen der Fehlerstromphasen 1 bis 3 bei einer Länge $l_3 = 3 \text{ m}$ bzw. 25 m einer Hausinstallation. Gemäß [46] ist für die Bewertung mittels Berührungsspannungskurve in der Niederspannung ein Körperwiderstand $R_T = 1225 \Omega$ heranzuziehen. Die Kurve der zulässigen Berührungsspannungen in Abhängigkeit von der Berührungsdauer gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] beinhaltet keine Zusatzwiderstände, d.h. Schuhwerk etc.

Die auftretenden Berührungsspannungen für eine Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter für einen Körperwiderstand $R_T = 1225 \Omega$, inklusive zugehöriger Auslöse- bzw. Abschaltzeiten durch Sicherungen bzw. Leitungsschutzschalter für Längen $l_3 = 3 \text{ m}$ bzw. 25 m , können der Tabelle 17 bis Tabelle 19 entnommen werden.

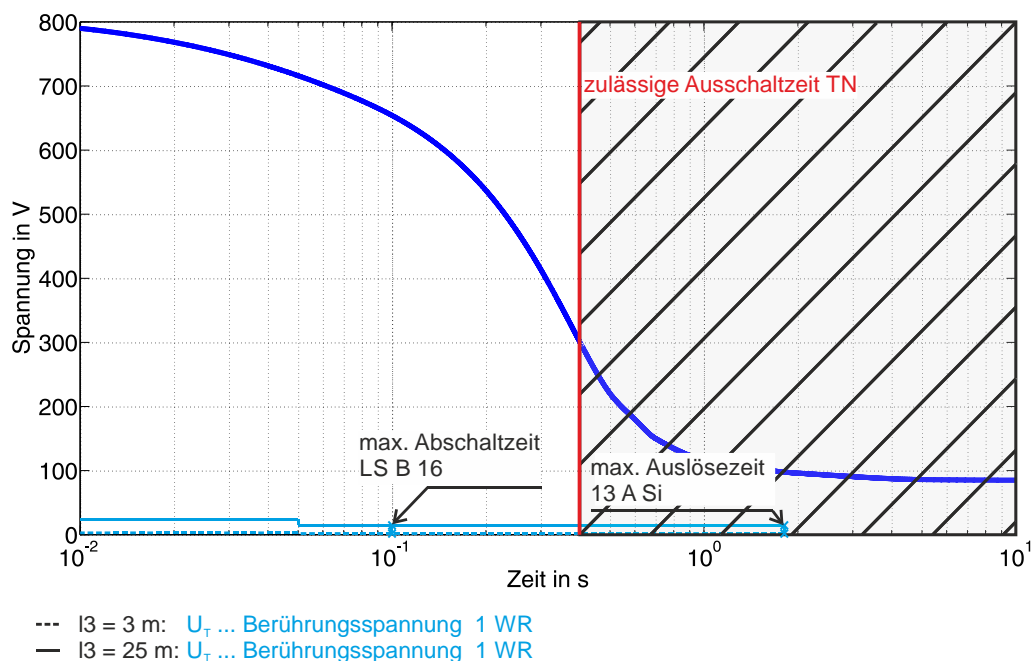


Abbildung 88 Versorgung über einen einzigen Wechselrichter im Inselnetz: Auftretende Berührungsspannungen U_T ($l_3 = 3 \text{ m}$ und 25 m) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen

In Abbildung 88 ist das Abschalten durch den Leitungsschutzschalter der Type B zum Zeitpunkt $t = 100 \text{ ms}$ bei Versorgung über einen einzigen Wechselrichter gekennzeichnet. Wie aus Tabelle 17 ersichtlich, kommt es im Falle der Versorgung durch einen einzigen Wechselrichter zu keiner Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter der Type C. Bei Auslösung durch die 13 A gG -Sicherung kann die in TN-Netzen geforderte Abschaltzeit von $0,4 \text{ s}$ nicht eingehalten werden. Auch bei Nicht-Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter der Type C sowie durch die Sicherung liegen die auftretenden Berührungsspannungen unter der Kurve der zulässigen Berührungsspannungen gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46].

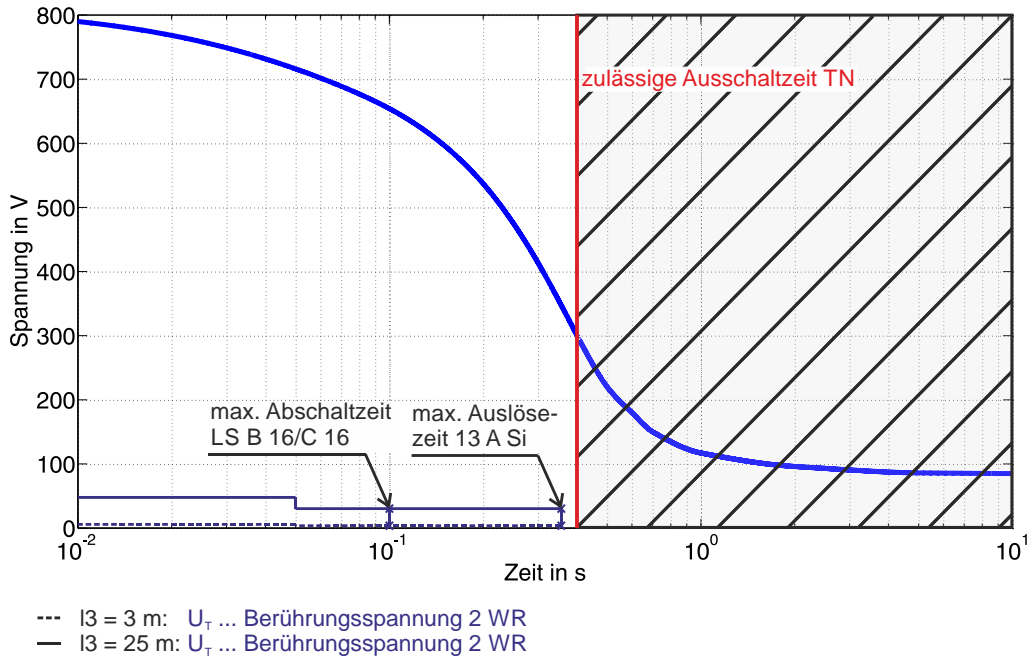


Abbildung 89 Versorgung über zwei Wechselrichter im Inselnetz: Auftretende Berührungsspannungen U_T (I3 = 3 m und 25 m) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen

In Abbildung 89 ist das Abschalten durch den Leitungsschutzschalter der Type B und C zum Zeitpunkt $t = 100$ ms bei Versorgung über zwei Wechselrichter gekennzeichnet. Die Auslösung der 13 A gG-Sicherung erfolgt zum Zeitpunkt $t = 320$ ms. Die auftretenden Berührungsspannungen bei Versorgung über zwei Wechselrichter liegen somit unter der Kurve der zulässigen Berührungsspannungen gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46].

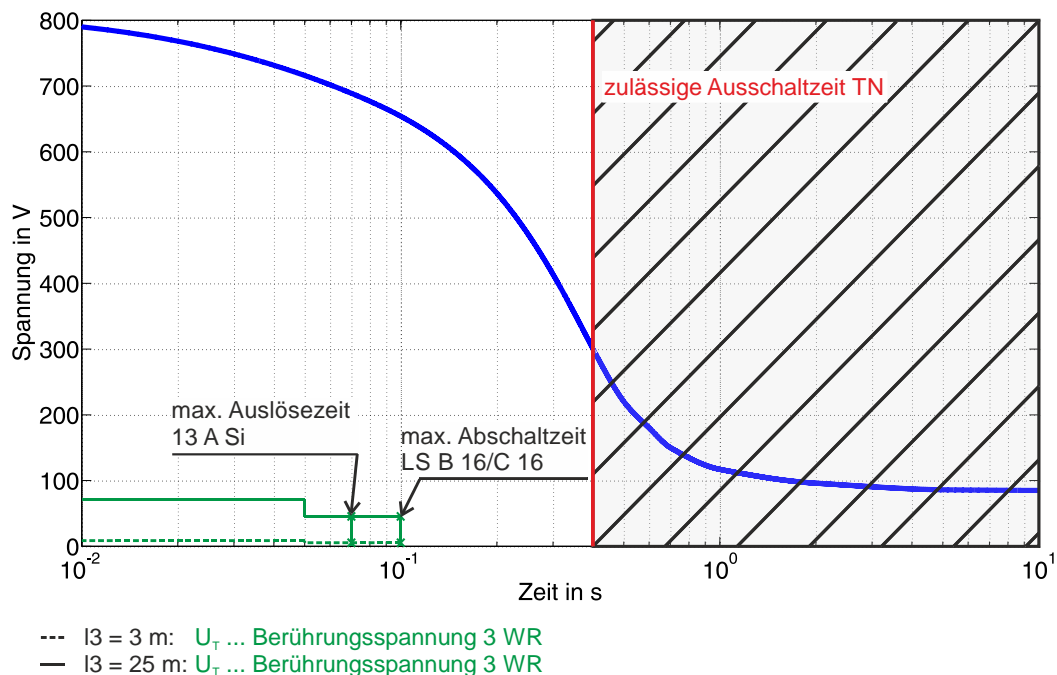


Abbildung 90 Versorgung über drei Wechselrichter im Inselnetz: Auftretende Berührungsspannungen U_T (I3 = 3 m und 25 m) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen

In Abbildung 90 ist das Abschalten durch den Leitungsschutzschalter der Type B und C zum Zeitpunkt $t = 100$ ms bei Versorgung über drei Wechselrichter gekennzeichnet. Die Auslösung der 13 A gG-Sicherung erfolgt zum Zeitpunkt $t = 70$ ms. Die auftretenden Berührungsspannungen bei Versorgung über drei Wechselrichter liegen somit unter der Kurve der zulässigen Berührungsspannungen gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46].

Resümee

Aus der Bewertung der Körperströme gemäß DIN IEC/TS 60479-1 [45] kann geschlossen werden, dass bei einer Länge $l_3 = 3$ m der Hausinstallation („quellennahe“ Steckdose) und Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter mit einer Scheinleistung von jeweils 5 kVA die auftretenden Körperströme, ohne Abschaltung durch Überstromschutzelemente, im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2 [45] liegen. Bei einer Länge $l_3 = 25$ m der Hausinstallation („quellenferne“ Steckdose) können, ohne Abschaltung durch Überstromschutzelemente, die auftretenden Körperströme bei Versorgung über zwei bzw. drei Wechselrichter die Grenzlinie c1 bzw. c2 überschreiten.

Bei Installation eines Leitungsschutzschalters der Type B (16 A) kommt es bei den Längen $l_3 = 3$ m und $l_3 = 25$ m sowie Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter zu einer Abschaltung des Fehlerstroms. Die auftretenden Körperströme liegen unter Berücksichtigung einer maximalen Abschaltzeit von 100 ms des Leitungsschutzschalters ebenfalls im Bereich AC-2 bzw. AC-3 [45].

Wenn aber ein Leitungsschutzschalter der Type C (16 A) installiert ist, reichen die Fehlerströme bei Versorgung über einen einzigen Wechselrichter ($l_3 = 3$ m bzw. 25 m) für eine Abschaltung nicht aus. Bei Versorgung über zwei bzw. drei Wechselrichter kommt es hingegen zu einer Abschaltung auch durch den Leitungsschutzschalter der Type C innerhalb von 100 ms. In diesem Fall liegen auftretende Körperströme im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2 ($l_3 = 3$ m) bzw. AC-3 ($l_3 = 25$ m) [45].

Falls eine 13 A gG-Sicherung installiert ist, reichen die Fehlerströme eines einzigen Wechselrichters nicht aus, damit es zu einer Auslösung der 13 A gG-Sicherung innerhalb der in TN-Netzen geforderten Ausschaltzeit von 0,4 s ($l_3 = 3$ m bzw. 25 m) kommt. Bei Versorgung über zwei Wechselrichter kommt es zu einer Auslösung der 13 A gG-Sicherung zum Zeitpunkt $t = 320$ ms, bei drei Wechselrichter kommt es zu einer Auslösung der 13 A gG-Sicherung zum Zeitpunkt $t = 70$ ms. Die auftretenden Körperströme liegen dabei bei einer Länge $l_3 = 3$ m im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2, bei einer Länge $l_3 = 25$ m liegen diese im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-3, siehe Beschreibung der Abbildung 87.

Aus den vorangegangenen Analysen geht hervor, dass die auftretenden Berührungsspannungen bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei 5-kVA-Inselnetzwechselrichter in einem Bereich von max. 31 % - bezogen auf die Nennspannung von 230 V - liegen und sich somit in allen Fehlerstromphasen (Phase 1 bis 3) unterhalb der zulässigen Berührungsspannungen gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] befinden.

Aus den zwei Bewertungsmethoden kann geschlossen werden, dass die Bewertung der Körperströme nach DIN IEC/TS 60479-1 [45] für Untersuchungen in der Niederspannung heranzuziehen ist. Da diese Bewertung im Sinne einer Worst-Case-Analyse engere Grenzen vorsieht.

4.3.2 Dynamische Netzstützung durch nichtlineare Quellen - Wechselrichter

Aufgrund der geringen thermischen Trägheit von Halbleiterschaltern liefern z.B. Wechselrichter im Verhältnis zu konventionellen Generatoren im Fehlerfall einen Beitrag zum Kurzschlussstrom von ca. 1,0 bis 2,0 p.u. bezogen auf den Nennstrom [62]. Um eine dynamische Stromstützung im Kurzschluss zu erreichen, wird die Einspeisung eines induktiven Blindstroms zur Erhöhung des Fehlerstroms diskutiert. Im Folgenden wird, basierend auf aktuellen Richtlinien, der Stand der Technik bezüglich der dynamischen Netzstützung in der Verteilernetz- sowie in der Übertragungsebene dargestellt. Anschließend werden die Vor- und Nachteile einer induktiven Blindstromeinspeisung im Kurzschluss aufgezeigt und kritisch betrachtet.

Generell müssen sich dezentrale Erzeugungsanlagen in Verteilernetzen an der statischen Spannungshaltung beteiligen [14]. Kennlinien für die Netzstützung etc. werden durch den jeweiligen Netzbetreiber vorgegeben. Besonders in der Hoch- und Höchstspannungsebene wird eine dynamische Netzstützung zur Spannungshaltung gefordert, sodass bei unbeabsichtigter Netztrennung von relevanten Einspeiseleistungen aus klassischer Erzeugung (Synchrongeneratoren) Netzzusammenbrüche vermieden werden. Analog zu den österreichischen Regeln wird in Deutschland eine Spannungsstützung durch Blindstromeinspeisung bei Netzfehlern am Hochspannungsnetz gefordert (VDE-AR-N 4120: 2015-01 [63]). Hierbei geht es jedoch lediglich um die Spannungsstützung im Fehlerfall und nicht um Bereitstellung eines optimalen Fehlerstroms für die Schutztechnik.

In der Mittelspannung besteht aufgrund des zunehmenden Anteils von dezentralen Erzeugungsanlagen das Erfordernis, dass diese Anlagen dynamische Netzstützung durchführen. Neben der untersagten Trennung der Anlagen im Fehlerfall wird im Falle eines Netzfehlers eine entsprechende Blindstromeinspeisung zur Stützung der Netzspannung gefordert [14]. Hinsichtlich der Phasenlage des eingespeisten Blindstroms im Fehlerfall durch Wechselrichter wird in [14] nicht Stellung genommen. In den in Österreich geltenden technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer, TOR D4 [14] wird keine Aussage betreffend der dynamischen Netzstützung in Niederspannungsnetzen getroffen.

Im Gegensatz dazu wird in der VDE-AR-N 4105:2011-08: „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [13] wie folgt auf die dynamische Netzstützung Bezug genommen:

„Eine dynamische Netzstützung, also eine Spannungshaltung bei Spannungseinbrüchen in den übergeordneten Spannungsebenen, wird bei in Niederspannungsnetzen einspeisenden Erzeugungsanlagen nicht gefordert.“ [13]

Gemäß diesem Passus könnte gefolgert werden, dass aufgrund der fehlenden Forderung nach dynamischer Netzstützung, Wechselrichter bisher nicht in der Lage sein mussten, einen induktiven Blindstrom im Fehlerfall bereitzustellen.

Die Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten, Teil 4 [64]: „Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und –anlagen“ zielt auf die „Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen von EZE und EZA zur Beschreibung der elektrischen Eigenschaften am Netz“ ab. Die Richtlinie behandelt jedoch nicht die Modellierung von Erzeugungsanlagen in der Niederspannung.

Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Dissertation untersucht, unter welchen Umständen eine dynamische Stromstützung im Kurzschluss durch Einspeisung eines Stroms zur Erhöhung des Fehlerstroms sinnvoll ist und gezeigt, dass in Niederspannungsnetzen die Einspeisung eines Wirkstroms am effektivsten ist.

Abbildung 91 zeigt das für die weiteren Untersuchungen herangezogene Netzwerk zur Anwendung des Überlagerungsprinzips nach Helmholtz [65] bei Einspeisung eines Wechselrichters parallel zum Niederspannungstransformator auf eine Niederspannungssammelschiene (mit „NSS“ in Abbildung 91 gekennzeichnet). Die Kenngrößen der hierbei angenommenen Betriebsmittel und die zugehörigen Impedanzen sind ebenfalls der Abbildung 91 zu entnehmen.

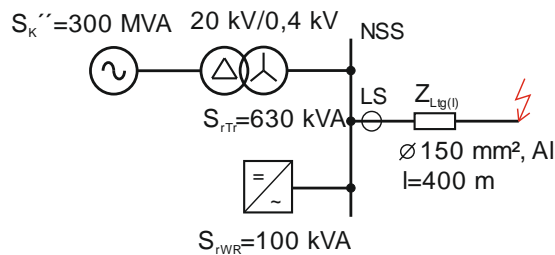


Abbildung 91 Netzwerk zur Bestimmung der optimalen Phasenlage eines eingespeisten induktiven Stroms im Fehlerfall, Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungstransformator und Wechselrichter, LS ... Leistungsschalter

Um eine konsistente Lösung der Aufgabe „Stromstützung im Kurzschluss durch Einspeisung eines Stroms zur Erhöhung des Fehlerstroms“ zu erzielen, wird ein iterativer Lösungsansatz gewählt.

Die Iterationsschritte können wie folgt zusammengefasst werden:

Schritt 0:

Bestimmung des Stroms und der Spannung inkl. Phasenlage an der Niederspannungssammelschiene, ohne Einspeisung durch den Wechselrichter $\rightarrow \underline{I}_{NSS^{(0)}}$, $\underline{U}_{NSS^{(0)}}$.

Schritt 1:

Bestimmung der Spannungsänderung $\Delta \underline{U}_{NSS}$ an der Niederspannungssammelschiene NSS durch den eingespeisten Wechselrichterkurzschlussstrom \underline{I}_{KS_WR} . Geometrische Addition von $\underline{U}_{NSS^{(0)}}$ und $\Delta \underline{U}_{NSS} \rightarrow \underline{U}_{NSS^{(1)}}$ (Zeiger der Sammelschienenenspannung in erster Iteration).

Schritt 2:

Wiederholung Schritt 0 mit $\underline{U}_{NSS^{(1)}} \rightarrow \underline{U}_{NSS^{(2)}}$ (Zeiger der Sammelschienenenspannung in zweiter Iteration).

Schritt 3:

Endbedingung der Iteration: Winkeländerung \ll , Ergebnis kann als stabil gewertet werden \rightarrow Abbruch der Iteration.

Detaillierte Beschreibung der Iteration

Der Transformator, welcher gleichzeitig mit dem Wechselrichter auf die Niederspannungssammelschiene speist, wird in eine Stromquelle umgewandelt, damit das Überlagerungsprinzip nach Helmholtz angewendet werden kann, siehe Abbildung 92. Durch diese

Vorgehensweise wird erreicht, dass in einem ersten Schritt die Phasenlage der Spannung und des Stroms an der Niederspannungssammelschiene, ohne Einspeisung durch den Wechselrichter, bestimmt werden kann.

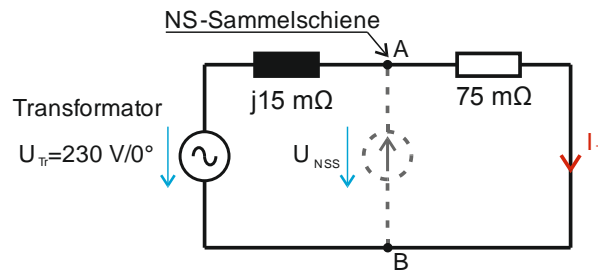


Abbildung 92 Ersatznetzwerk zur Bestimmung der optimalen Phasenlage eines eingespeisten Stroms im Fehlerfall

Anhand (4.30) wird der Strom inkl. Phasenlage ohne Wechselrichtereinspeisung sowie die Spannung an der Niederspannungssammelschiene (\underline{U}_{NSS} , zwischen den Punkten A und B, Abbildung 92) bestimmt, siehe (4.31).

$$\underline{I}_{NSS}^{(0)} = \frac{U_{Tr}}{Z_{Netzwerk}} = \frac{230 \text{ V}}{(0,075 \Omega + j \cdot 0,015 \Omega)} = 3007 \text{ A} \cdot e^{-j 11,31^\circ} \quad (4.30)$$

$$\underline{U}_{NSS}^{(0)} = U_{Tr} \cdot \frac{Z_{Ltg}}{Z_{Ltg} + Z_{TR}} = 230 \text{ V} \cdot \frac{0,075 \Omega}{(0,075 \Omega + j \cdot 0,015 \Omega)} = 226 \text{ V} e^{-j 11,31^\circ} \quad (4.31)$$

Die grafische Darstellung von $\underline{I}_{NSS}^{(0)}$, $\underline{U}_{NSS}^{(0)}$ ist der Abbildung 94 zu entnehmen.

Die Phasenlage des Wechselrichterkurzschlussstroms \underline{I}_{KS_WR} ($1,2 \cdot \underline{I}_{N,WR}$) ergibt sich aus der Subtraktion mit der ermittelten Phasenlage der Niederspannungs-Sammelschienenenspannung $\underline{U}_{NSS}^{(0)}$, siehe (4.32) bzw. (4.33).

$$\underline{I}_{N,WR} = \frac{S_{rWR}}{\sqrt{3} \cdot U} e^{-j 11,31^\circ - 90^\circ} = \frac{100000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} e^{-j 11,31^\circ - 90^\circ} = 144 \text{ A} e^{-j 11,31^\circ - 90^\circ} \quad (4.32)$$

$$\underline{I}_{KS_WR} = \underline{I}_{N,WR} \cdot 1,2 = 173 \text{ A} \cdot e^{-j 101,31^\circ} \quad (4.33)$$

Damit die Spannungsänderung $\Delta \underline{U}_{NSS}$, verursacht durch die Wechselrichtereinspeisung, ermittelt werden kann, wird der Transformator als speisende Quelle kurzgeschlossen (Spannungsquelle) bzw. die umgewandelte Stromquelle im Leerlauf weggelassen.

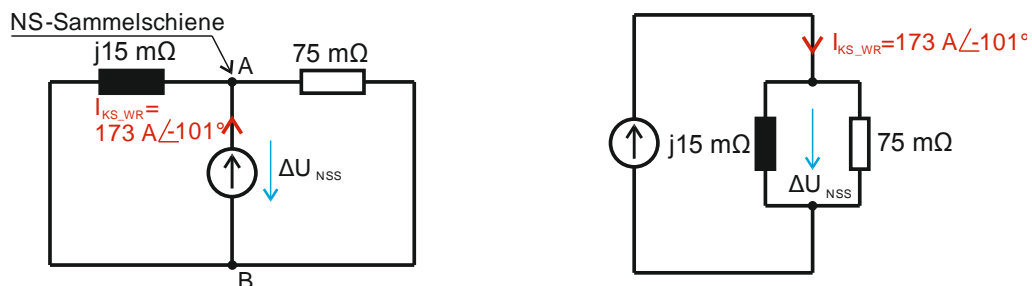


Abbildung 93 Ersatznetzwerk zur Bestimmung der optimalen Phasenlage eines von einem Wechselrichter eingespeisten induktiven Stroms im Fehlerfall

In einem zweiten Schritt wird die Spannungsänderung ΔU_{NSS} , aufgrund des Wechselrichterstroms an der Niederspannungssammelschiene, gemäß Abbildung 93 berechnet (4.34) und durch graphische Iteration die Auswirkung der induktiven Einspeisung im Fehlerfall auf die Spannung der Niederspannungssammelschiene ermittelt.

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{NSS}} &= 173 \text{ A} \cdot e^{-j 101,31^\circ} \cdot \frac{j \cdot 0,015 \Omega \cdot 0,075 \Omega}{j \cdot 0,015 \Omega + 0,075 \Omega} = 173 \text{ A} \cdot e^{-j 101,31^\circ} \cdot 0,0148 \Omega \cdot e^{j 78,69^\circ} \\ &= 2,56 \cdot e^{-j 22,62^\circ} \text{ V} \end{aligned} \quad (4.34)$$

Aus Abbildung 94 kann die Spannung $\underline{U}_{\text{NSS}}^{(1)}$ aus der geometrischen Addition von $\underline{U}_{\text{NSS}}^{(0)}$ und ΔU_{NSS} , hervorgerufen durch den vom Wechselrichter eingespeisten Blindstrom mit einem Winkel von -90° bestimmt werden. Die Spannung $\underline{U}_{\text{NSS}}^{(1)}$ weist eine Amplitude von 245 V und einen Winkel und $-11,5^\circ$ auf. Aufgrund der Winkeländerung von ca. $0,2^\circ$ kann darauf geschlossen werden, dass in einem weiteren Iterationsschritt sich eine noch geringere Winkeländerung einstellen wird und dieses Ergebnis damit als stabil gewertet werden kann.

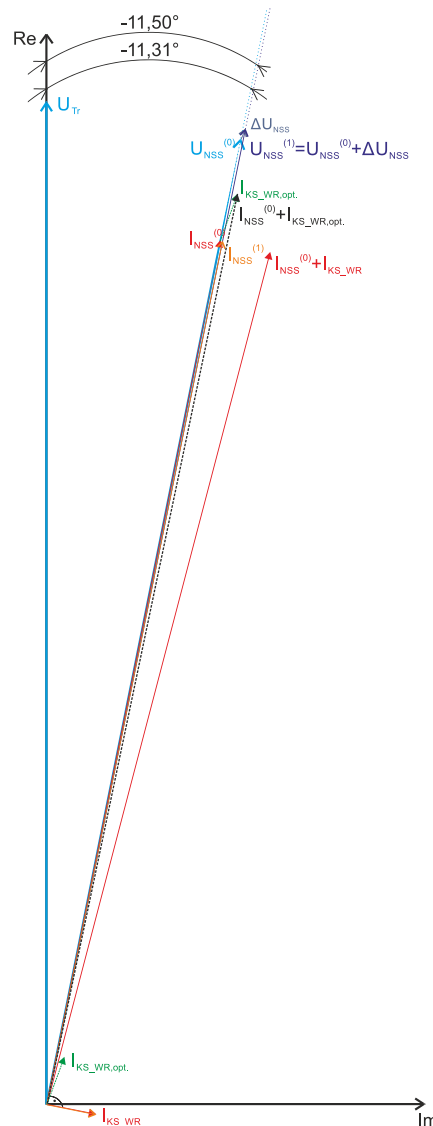


Abbildung 94 Graphische Iteration zur Bestimmung der optimalen Phasenlage eines induktiven Stroms im Fehlerfall

Anmerkung zu Abbildung 94: Die Konstruktion der Zeiger wurde in einem Zeichenprogramm unter Berücksichtigung von berechneten Amplituden und Winkeln durchgeführt. Aus platztechnischen Gründen entspricht Abbildung 94 nicht dem Maßstab dieser Konstruktion.

Aus der zuvor durchgeführten Betrachtung kann man erkennen, dass bei einer möglicherweise aufgestellten Forderung einer induktiven Stromeinspeisung im Fehlerfall ein nacheilender Winkel von 90° nicht das Optimum hinsichtlich der Stromerhöhung im Fehlerpfad durch den Wechselrichterstrom darstellt. Aus der geometrischen Addition in Abbildung 94 kann gefolgert werden, dass ein Winkel von $< 90^\circ$ hinsichtlich des Beitrags zum Fehlerstrom einen größeren Einfluss liefern würde.

Die obigen Analysen gehen von einem Netzparallelbetrieb des Wechselrichters mit einem Niederspannungstransformator aus. Im Inselnetzbetrieb eines durch Wechselrichter versorgten Niederspannungsnetzes (Abbildung 95) kann sich jedoch kein wesentlicher Blindstrom ausbilden, weshalb eine derartig geregelte Stromquelle keinen Beitrag zur Stromstützung liefern würde.

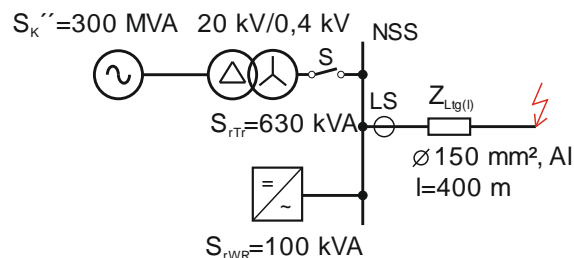


Abbildung 95 Inselnetzbetrieb - Versorgung über einen Wechselrichter, LS ... Leistungsschalter, S ... Schalter

4.4 Sternpunktbehandlung dezentraler rotierender Erzeugungsanlagen: Auswirkung der 3. Oberschwingungsströme auf den Sternpunkt

Bestehende Regelwerke (Normen, Richtlinie etc.) spezifizieren die Sternpunktbehandlung dezentraler Erzeugungsanlagen, siehe Kapitel 3.3. Gemäß dem Scope dieser Dissertation wird in diesem Kapitel auf die Sternpunktbehandlung im nationalen Bereich eingegangen, siehe technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen (TOR), Hauptabschnitt D4 für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit dem Verteilernetz [14].

Die Sternpunktbehandlung von Generatoren mit Anschluss an das Niederspannungsnetz ist dahingehend definiert, dass im Parallelbetrieb der Sternpunkt von Asynchrongeneratoren in Sternschaltung isoliert auszuführen ist³⁸. Synchrongeneratoren sollen gemäß [14] auch mit isoliertem Sternpunkt betrieben werden, die niederohmige Verbindung des Sternpunktes mit dem Neutralleiter bzw. mit den PEN-Leiter (in Anhängigkeit des Netzsystems) ist nur dann zulässig, wenn der auftretende Oberschwingungsstrom der dritten Harmonischen über den Sternpunkt unter 20 % des Bemessungsstroms des Generators bleibt: Bei einer Überschreitung des vorgegebenen Prozentsatzes

³⁸ Exakter Wortlaut lt. TOR D4 [14]: „Synchrongeneratoren können ebenfalls mit isoliertem Sternpunkt betrieben werden. Bei Synchrongeneratoren, deren Sternpunkt mit dem PEN-Leiter des Netzes verbunden wird, darf dies nur dann direkt erfolgen, wenn der auftretende Oberschwingungsstrom über den Sternpunkt weniger als ca. 20 % des Bemessungsstroms des Generators beträgt. Höhere Ströme erfordern gegebenenfalls den Einbau einer Sternpunktdrossel bzw. anderweitige Maßnahmen.“

ist die Begrenzung des Oberschwingungsanteils durch eine Drossel bzw. durch konstruktive Maßnahmen an der Maschine (z.B. Zweidrittelsehnung) vorzunehmen.

Im Kapitel 4.4.2 wird basierend auf dieser Forderung dargelegt, unter welchen Bedingungen der Prozentsatz von 20 % der 3. Oberschwingung (OS), bezogen auf den Bemessungsstrom, im Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage eingehalten wird. Begleitend werden die Ergebnisse konkreter Messungen dargestellt.

4.4.1 Isolierter Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage im Inselnetzbetrieb

In Abbildung 96 ist ein Inselnetz mit isoliertem Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage dargestellt. Im Inselnetzbetrieb eines TN-S-Systems entspricht ein isolierter Sternpunkt der Problematik des Neutraleiterbruchs.

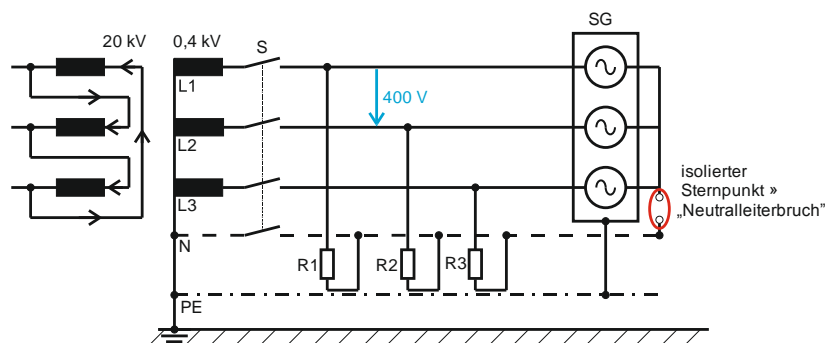


Abbildung 96 Isolierter Sternpunkt dezentrale Erzeugungsanlage, Neutraleiterbruch

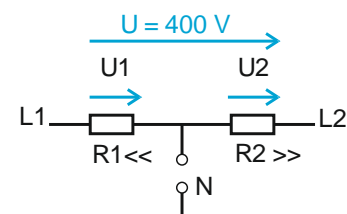


Abbildung 97 Ersatzschaltbild Neutraleiterbruch, Beispiel

Aus Abbildung 96 ist ersichtlich, dass durch den isolierten Sternpunkt sowie asymmetrischen Lasten infolge der Unterbrechung des Neutraleiters Phasenspannungen (Leiter-Neutraleiter) von max. 400 V (Verschiebung des Sternpunkts) auftreten können. Unter der Annahme, dass R_1 (10 Ω) im Verhältnis zu R_2 (100 Ω) sehr viel kleiner ist, stellt sich eine Spannung U_1 von ~ 364 V ein. Neben der Gefahr der hohen Berührungsspannungen kann es dazu kommen, dass es durch die hohen Spannungen zu Überspannungsschäden an elektrischen Betriebsmitteln sowie zu einer Brandgefahr kommt.

4.4.2 Entstehung von Oberschwingungen (OS)

Die Entstehung der Stromüberschwingungen (OS), in erster Linie der 3. Oberschwingung (150 Hz), ist auf die konstruktionsbedingte Auswirkung von Oberschwingungsspannungen in Verbindung mit oft sehr geringen Nullreaktanzen des Generators und auf die mögliche Ausbildung eines Nullsystems sowie die dadurch bedingten hohen Nullströme im Netzparallelbetrieb zurückzuführen, siehe Abbildung 98 bzw. Abbildung 99. Neben der 3. Oberschwingung prägen die 9. sowie 15. Oberschwingung ein Nullsystem aus. Da die Impedanzen für diese Oberschwingungen im Vergleich zur 3. Oberschwingung höhere Werte aufweisen und dadurch abgeschwächt werden, kommen diese nur in einem geringen Ausmaß im Niederspannungsnetz vor [66].

Im Synchrongenerator werden durch das Nullsystem keine Dreh-, sondern Streufelder ausgebildet. Die Nullreaktanz ist von der Sehnung, der Zonenbreite sowie von der Ausführung der Wickelköpfe abhängig [67]. Neben den genannten Aspekten rufen Oberschwingungsströme eine Erwärmung hervor, und diese Oberschwingungsströme können u.a. zu einer Überlastung des Sternpunktes führen. Die Auswirkungen von Oberschwingungen auf das Verhalten von Fehlerstromschutzschaltern können der Publikation [P7] sowie dem Projektbericht [F1] entnommen werden.

Neben Oberschwingungen im Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage sind in Abbildung 99 auch weitere OS-Quellen im Netz dargestellt. Diese Oberschwingungen im Netz werden durch die nichtsinusförmige Stromaufnahme elektrischer Verbraucher verursacht.

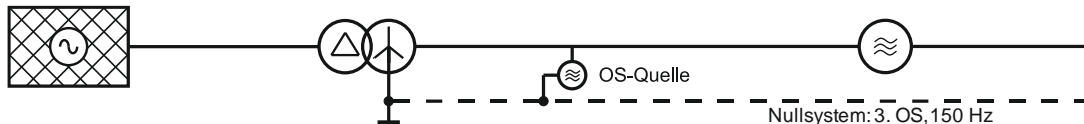


Abbildung 98 Erzeugungsanlage (50 Hz) inkl. OS-Quellen im Netz (1-Linien-Ersatzschaltbild) [P14]

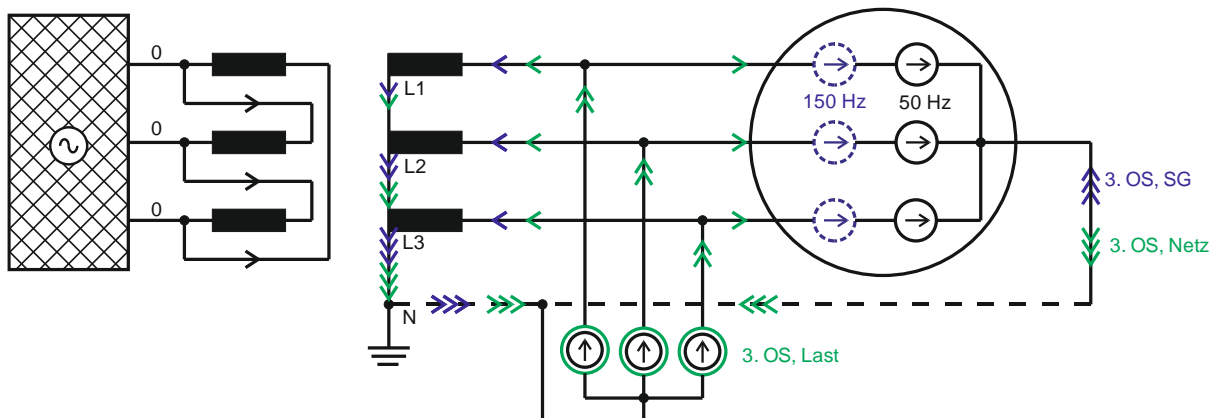


Abbildung 99 3. Oberschwingungen (150 Hz) – Synchrongenerator, Oberschwingungen im Netz (Lasten) [P14]

Im Gegensatz zum symmetrisch belasteten 50-Hz-Drehstromsystem, in welchem sich die um 120° phasenverschobenen Ströme im Neutralleiter zu null addieren, kommt es bei der 150-Hz-Komponente aufgrund der Gleichphasigkeit der Ströme zur gleichphasigen Addition der drei Phasenströme im Neutralleiter bzw. im an den Neutralleiter angeschlossenen Sternpunkt.

Aus Abbildung 99 ist ersichtlich, dass die 3. Oberschwingungsströme bei Dreiecksschaltung der Primärseite des Transformators dort einen Kreisstrom ausbilden, sodass sich die Oberschwingungen nicht weiter in das Mittelspannungsnetz ausbreiten [68]. Durch die Kreisströme im Transformator ergeben sich aber auch Nachteile wie beispielsweise eine zusätzliche Erwärmung sowie eine damit einhergehende Verkürzung der Lebensdauer der Transformatoren, etc. [68].

Worst-Case-Betrachtung: Synchrongenerator im Leerlauf (ohne Netz und ohne Lasten)

Abbildung 100 zeigt das Ersatzschaltbild des Nullsystems (dargestellt wird nur die 3. Oberschwingung, 150 Hz) eines Synchrongenerators.

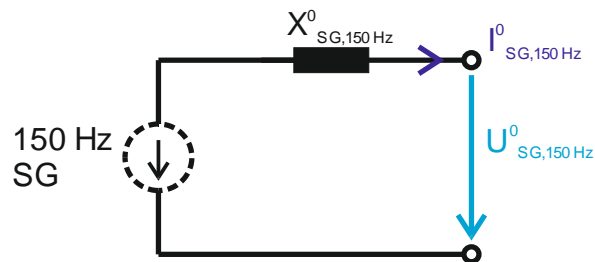


Abbildung 100 Nullsystem (3. Oberschwingung) Synchrongenerator (SG)

In Tabelle 20 wird für einen Niederspannungs-Synchrongenerator (65 kVA) die Nullreaktanz sowohl für die Grundschiwingung (50 Hz) als auch für die 3. Oberschwingung (150 Hz) angegeben. Im Sinne einer Worst-Case-Analyse werden die Berechnungen in einem 1. Schritt ohne Berücksichtigung und in einem 2. Schritt mit Berücksichtigung einer Netzimpedanz sowie Lasten durchgeführt.

Tabelle 20 Nullreaktanzen für Niederspannungsgeneratoren [69]

Scheinleistung	Nennstrom	$X^0_{SG,50\text{ Hz}}$	$X^0_{SG,150\text{ Hz}}$
in kVA	in A	in p.u.	in p.u.
65 kVA	94	0,07	0,21

Der anhand von Messungen bestimmte Wert der Leerlaufspannung der 3. Oberschwingung eines Labor-Synchrongenerators bestätigt die Annahme von 3 % (0,03 p.u.) der maximal auftretenden Oberschwingungsspannung (150 Hz) [70]. Damit beträgt die maximal auftretende Oberschwingungsspannung (150 Hz) für dieses Beispiel 6,9 V: Dieser Wert liefert die Basis für die Bewertung der Oberschwingungsströme. Der Nullstrom der 3. Oberschwingung je Phase errechnet sich gemäß (4.35), im Sternpunkt fließt der dreifache Nullstrom der 3. Oberschwingung (4.36).

$$I^0_{150\text{ Hz}} = \frac{U^0_{SG,150\text{ Hz}}}{X^0_{SG,150\text{ Hz}}} = \frac{0,03}{0,21} = 0,14 \text{ p. u.} \quad (4.35)$$

$$I_{\text{Stp},150\text{ Hz}} = 3 \cdot I^0_{150\text{ Hz}} = 0,42 \text{ p. u.} \quad (4.36)$$

Der prozentuelle Anteil des Nullstroms der 3. Oberschwingung, bezogen auf den Bemessungsstrom (50 Hz), beträgt gemäß (4.36) 42 %. Aus der Berechnung ist somit ersichtlich, dass es bei einer Annahme einer maximalen Oberschwingungsspannung von 3 %, ohne Berücksichtigung einer Netzimpedanz sowie Lasten, zu einer Überschreitung der 20%-Grenze für Oberschwingungen im Sternpunkt des Synchrongenerators (bezogen auf den Bemessungsstrom, TOR D4 [14]) kommt.

Synchrongenerator mit Niederspannungsnetz inkl. Lasten (Parallelbetrieb)

Abbildung 101 zeigt das Nullsystem der 150-Hz-Komponente im Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungsnetz und –synchrongenerator SG. Die Auswirkungen der 150-Hz-Komponente der Last werden durch $Z^0_{Last,150\text{ Hz}}$ im Nullsystem berücksichtigt.

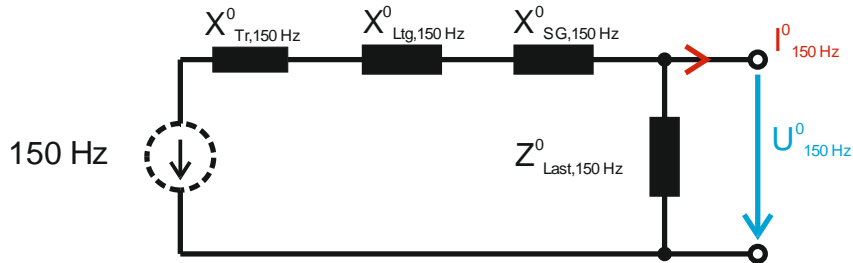


Abbildung 101 Nullsystem (3. Oberschwingung) Netz, Transformator, Synchrongenerator (SG) und Last

Tabelle 21 zeigt relevante Kenngrößen für die Berechnung und Bewertung der 3. Oberschwingung im Sternpunkt des Synchrongenerators im Netzparallelbetrieb für $U^0_{SG,150\text{ Hz}} = 0,03\text{ p.u.}$ und einer Nullreaktanz $X^0_{SG,50\text{ Hz}} = 0,07\text{ p.u.}$

Tabelle 21 Kenndaten für den Parallelbetrieb von Synchrongenerator mit dem Niederspannungsnetz

Generator	Scheinleistung:	S_n	65	kVA
	Spannung (verkettet):	U_n	400	V
	Strom:	I_n	94	A
	Generator-Nullreaktanz:	$X^0_{SG,150\text{ Hz}}$	0,21	p.u.
	Oberschwingungsgehalt	$U^0_{SG,150\text{ Hz}}$	0,3	p.u.
	Transformator-Scheinleistung:	S_{Tr}	630	kVA
	Transformator-Reaktanz:	$u_k^0_{150\text{ Hz}}$	0,18	p.u.

Unter Beachtung einer maximal auftretenden Oberschwingungsspannung von 3 % wird in Tabelle 22 der prozentuelle Anteil der 3. Oberschwingungsstrom, bezogen auf den Bemessungsstrom des untersuchten Synchrongenerators, angegeben.

Tabelle 22 Berechnungsergebnisse 3. OS im Sternpunkt des Niederspannungs-Synchrongenerators

$X^0_{SG,150\text{ Hz}}$	$U^0_{SG,150\text{ Hz}}$	$I_{Stp,150\text{ Hz}}$	$I_{Stp,150\text{ Hz}}$
in p.u.	in p.u.	in A	in %
0,21	0,03	37	39

Aus Tabelle 22 ist ersichtlich, dass in diesem Beispiel die Forderung nach max. 20 % des Oberschwingungsstroms über den Sternpunkt bezogen auf den Bemessungsstrom des Generators nicht eingehalten wird.

Zusätzlich zur Bewertung der 3. Oberschwingung in Tabelle 22 wird eine thermische Bewertung gemäß (4.37) bzw. (4.38) in Tabelle 23 durchgeführt.

$$\frac{\Delta P_{150 \text{ Hz}}}{P_{\text{Zul}}} = \frac{3 \cdot R \cdot (I_{150 \text{ Hz}}^0)^2}{3 \cdot R \cdot I_n^2} = \frac{(I_{150 \text{ Hz}}^0)^2}{I_n^2} \quad (4.37)$$

$$\Delta P_{150 \text{ Hz}} = \frac{(I_{150 \text{ Hz}}^0)^2}{I_n^2} \cdot P_{\text{Zul}} \quad (4.38)$$

Tabelle 23 Berechnung der thermischen Belastung durch die 3. Oberschwingung

$X_{\text{SG}, 150 \text{ Hz}}^0$	$U_{\text{SG}, 150 \text{ Hz}}^0$	$\Delta P_{150 \text{ Hz, Phase}}$
in %	in %	in %
21,0	3,0	+1,7

Unter der Annahme einer maximal auftretenden Oberschwingungsspannung (150 Hz) von 3 % befindet sich die dadurch verursachte thermische Belastung des Sternpunktes in einem mutmaßlich tolerierbaren Bereich. Geht man von einer 20 %-igen Überlastbarkeit der Phasenausleitung des Synchrongenerators aus, könnte der Oberschwingungsgehalt der Phase 0,44 p.u. betragen. Wenn man ferner realistischerweise ebenfalls eine 20 %-ige Überlastbarkeit des Sternpunkts annimmt, reduziert sich dieser Wert auf ca. 0,40 p.u.

4.4.3 Messtechnischer und analytischer Nachweis der 3. Oberschwingung für einen Ersatzstromgenerator

Anhand der messtechnischen Analyse der 3. Oberschwingungsströme im Zuge eines periodischen Funktionstests an einem stationär installierten Aggregat in einem Betriebsgebäude (Notstromaggregat) konnte der Einfluss des Lastverhaltens auf den 3. Oberschwingungsstrom sowie die resultierende Belastung auf den Sternpunkt durch die 3. Oberschwingungsströme dargestellt werden [70].

Die Erfassung der Oberschwingungsströme erfolgt an drei Messpunkten: Messpunkt MP 1: Transformator, MP 2: Sternpunkt des Aggregates, MP 3: Residuallast.

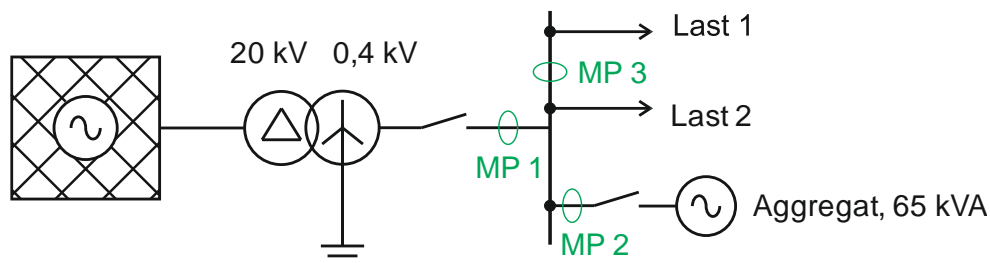


Abbildung 102 Schematische Darstellung der Messpunkte zur Ermittlung der 3. Oberschwingung an den Messpunkten MP 1 (Transformator), MP 2 (Sternpunkt des Aggregats) und MP 3 (Residuallast) [70]

Die Auswertung der Oberschwingungsströme berücksichtigt die phasenrichtige Addition der Phasenströme und die Summe dieser Phasenströme entspricht dem gemessenen Neutralleiterstrom.

Für die Analyse der 3. Oberschwingung wird nachstehend nur mehr auf die Messwerte, erfasst am MP 2 (Sternpunkt des Aggregats), eingegangen.

Den weiteren Analysen ist vorwegzunehmen, dass die Lastsituation vor Ort aufgrund der Anzahl an einphasigen Verbrauchern eine hohe Unsymmetrie aufweist. Daher lag zum Zeitpunkt der Messung am MP 1 für den Neutralleiter eine hohe Belastung mit der Grundschwingung vor. Die Plausibilität der Messergebnisse wurde einerseits durch Überprüfung der Werte für die 50-Hz-Komponenten (Grundschwingung) und andererseits durch Kontrolle der Leistungsbilanzen durchgeführt. Nach der Synchronisation des Generators konnte eine Entlastung am Transformator (MP 1) nachgewiesen werden. Die gemessenen Ströme am MP 2 (Grund- und 3. Oberschwingung) nach der Synchronisation des Generators werden in Tabelle 24 dargestellt.

Tabelle 24 Messwerte der Grund- sowie der 3. Oberschwingung (OS) am MP 2 nach der Synchronisation des Generators [70]

	MP 2, nach Synchronisation			
	I in A inkl. Phasenwinkel°			
	GS, 50 Hz		3. OS, 150 Hz	
	A	°	A	°
L1	69,0	-0,3°	4,5	63,6
L2	65,2	121,0°	4,9	61,4
L3	63,7	113,7°	2,8	67,7
N	9,4	13,7°	11,3	63,3

Der Neutralleiterstrom $I_{N,3.OS}$ errechnet sich durch phasenrichtige Summation der 3. Oberschwingungsströme in den Phasen L1, L2 und L3 in

Tabelle 24 nach der Synchronisation wie folgt:

$$\begin{aligned}
 I_{N,3.OS} &= I_{L1,3.OS} + I_{L2,3.OS} + I_{L3,3.OS} = 4,5 \text{ A} \cdot e^{j \cdot 63,6^\circ} + 4,9 \text{ A} \cdot e^{j \cdot 61,4^\circ} + 2,8 \text{ A} \cdot e^{j \cdot 67,7^\circ} \\
 &= 12,2 \text{ A} \cdot e^{j \cdot 63,7^\circ}
 \end{aligned}
 \tag{4.39}$$

Der in (4.39) berechnete Neutralleiterstrom der 3. Oberschwingung stimmt mit dem in Tabelle 24 dargestellten Neutralleiterstrom (11,3 A \cdot $e^{j \cdot 63,3^\circ}$) gut überein. Somit konnte messtechnisch der Beweis erbracht werden, dass, in diesem konkreten Fall, trotz hoher Unsymmetrie im untersuchten Netz die Forderung nach einem Wert < 20 % (3. Oberschwingungsstrom im Sternpunkt), bezogen auf den Bemessungsstrom des Aggregats eingehalten wird.

4.4.4 Zusammenfassung der Auswirkungen von 3. Oberschwingungsströmen auf den Sternpunkt

Synchrongeneratoren selbst sind grundsätzlich geringe Oberschwingungserzeuger. Aus den Berechnungen (Worst-Case) geht hervor, dass die Nullreaktanz des Synchrongenerators den prozentuellen Anteil der 3. Oberschwingung bezogen auf den Bemessungsstrom des Synchrongenerators beeinflusst. Anhand der thermischen Analyse wird gezeigt, dass die maximal thermische Belastung, verursacht durch die 3. Oberschwingung, in einem oftmals tolerierbaren Rahmen liegt. Bei Annahme einer thermisch 20%-igen Überlastbarkeit sind Oberschwingungsströme bis zu 40 % des Phasennennstroms zulässig. Zusammenfassend kann aus der analytischen Betrachtung sowie aus der Messung gefolgert werden, dass die Oberschwingungen im Sternpunkt von Synchrongeneratoren jeweils individuell untersucht werden müssen.

4.5 Sternpunktverlust bzw. isolierter Sternpunkt - Anwendung eines Sternpunktbildners

Bei Erzeugungsanlagen mit isoliertem Sternpunkt im Inselnetzbetrieb kann ein Sternpunktbildner dazu eingesetzt werden, einen belastbaren Systemsternpunkt bereitzustellen und damit den Betrieb von unsymmetrischen bzw. einphasigen Lasten zu ermöglichen. Der Sternpunktbildner wird durch einen im Zick-Zack verschalteten Transformator realisiert. Die Verschaltung zum Zick-Zack-Transformator ist dadurch charakterisiert, dass sich auf einem Schenkel zwei Wicklungen befinden, welche unterschiedlichen Wicklungssinn besitzen. Diese werden so verschaltet, dass sich jeweils zwei Wicklungen unterschiedlicher Schenkel in Serie befinden. Für die Funktion als Sternpunktbildner werden die Enden der Serienschaltung der zweiten Wicklung zum Sternpunkt verbunden, die Enden der ersten Wicklung werden an das Drehstromsystem angeschlossen, siehe Abbildung 104.

Bei symmetrischer Belastung heben sich die auftretenden Flüsse in den Schenkeln aufgrund der um 120° phasenverschobenen Ströme I_1 , I_2 und I_3 und der Verschaltung zum Sternpunktbildner auf. Bei unsymmetrischer Belastung hingegen teilt sich der dadurch hervorgerufene Nullstrom gleichmäßig auf die drei Phasen auf. Durch den unterschiedlichen Wicklungssinn der Windungen auf den Schenkeln heben sich die im Eisenkern auftretenden Flüsse auf. Infolgedessen bildet sich kein Fluss aus und der Widerstand der Windungen wird idealerweise durch einen rein ohmschen Anteil abgebildet. Da dieser in der Regel gering ist, weist der Sternpunktbildner gegenüber Nullströmen einen minimalen Widerstand auf. Der Sternpunktbildner soll somit über eine hohe Mitimpedanz Z^1 (geringe Verlustleistung des Zick-Zack-Transformators) sowie über eine geringe Nullimpedanz Z^0 (Widerstand für fehlerbedingte Erdströme bzw. Ströme hervorgerufen durch unsymmetrische Belastung) verfügen.

Bei Einsatz eines Sternpunktbildners ist bei Auftritt eines ein- oder zweipoligen (Erd)-Kurschlusses die Auswirkung der magnetischen Kopplung auf die gesunden Phasenleiter, der in der Literatur als Bauch'sches Paradoxon bekannte Effekt, zu berücksichtigen [71]. Das Bauch'sche Paradoxon sagt aus, dass durch die beschriebene magnetische Kopplung, welche auf eine ausgeprägte Nullsystemkomponente des Transformators rückzuführen ist, der Anteil des Kurzschlussstroms welcher über die nicht-fehlerbehafteten Phasen fließt von Null abweicht. Der auf der Primärseite ausgebildete Kreisstrom überträgt sich auf die Sekundärseite und koppelt hier gleichmäßig in die drei Phasen ein, siehe Abbildung 103.

Dieser in den gesunden Phasen auftretende Strom kann dazu führen, dass durch die gemessenen Werte von Spannungen und Ströme Schutzeinrichtungen in ihrer Funktion beeinflusst werden u.U. kann dies dazu führen, dass bei Auftritt eines einpoligen Fehlers funktionsfähige Phasen ebenfalls abgeschaltet werden bzw. dass eine selektive Entscheidung durch installierte Schutzeinrichtungen erschwert wird [71].

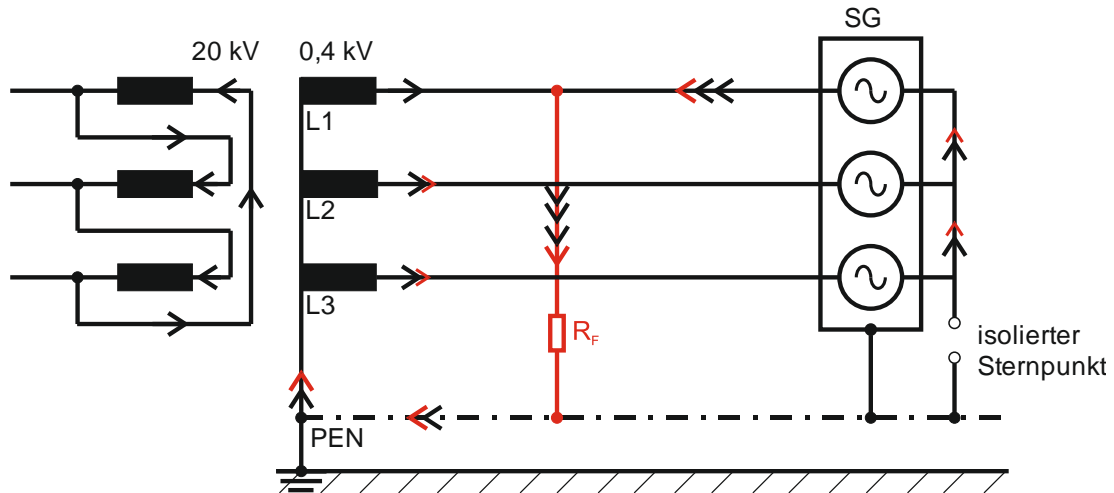


Abbildung 103 Bauch'sches Paradoxon in der Niederspannung [71]

In der konkreten messtechnischen Analyse weist der Sternpunktsbildner (Zick-Zack-Transformator) eine geringe Nullimpedanz auf, daher kann der Effekt des Bauch'schen Paradoxons vernachlässigt werden.

Auf Basis einer messtechnischen Analyse im Labor wurde die Anwendbarkeit eines Sternpunktsbildners im Betriebs- und im Fehlerfall nachgewiesen. Die Funktionsfähigkeit eines Sternpunktsbildners bei isoliertem Sternpunkt der Erzeugungsanlage wurde neben dem messtechnischen Nachweis analytisch sowie durch ein Simulationsmodell bestätigt. Für die Bestimmung der Tauglichkeit des untersuchten Sternpunktsbildners (Aufbau als Transformatorbank) wurden sowohl Null- als auch Mitimpedanz bestimmt. Die untersuchte Transformatorbank entspricht der Forderung nach einer geringen Nullimpedanz \underline{Z}^0 . Wie bereits zuvor erwähnt spielt die Mitimpedanz \underline{Z}^1 bei den untersuchten Fehlern mit Erdberührung eine untergeordnete Rolle.

Durch die Sternpunktsbildung mittels der im Zick-Zack verschalteten Transformatorbank konnte sich ein geschlossener, niederohmiger Strompfad ausbilden, über welchen sich die Ströme im Neutral- bzw. PEN-Leiter, ausgehend von einer unsymmetrischen Belastung durch ein- oder zweipolige Fehler, über den Sternpunktsbildner zum Generator schließen.

4.5.1 Safety Block

Als mögliche Lösung für das Problem eines zu geringen Fehlerstroms bzw. ein zu geringen Fehlerstromdauer für eine sicheres und selektives Abschalten (Leitungsschutzschalter) bzw. Auslösen (Sicherungen) der Überstromschutzelemente im Inselnetzbetrieb kann der Safety Block zum Einsatz kommen. Ein Safety Block besteht aus einem Synchrongenerator und einem Sternpunktsbildner (Zick-Zack-Transformator), dessen Sternpunkt an den Neutralleiter angeschlossen ist. Vorausgesetzt, dass die dem Safety Block zugeordnete Stromquelle über einen herausgeführten Sternpunkt verfügt und anlassbezogen geerdet werden kann, kann der Sternpunktsbildner entfallen.

Damit bei Auftritt eines einpoligen Fehlers ein hinreichend großer Abschaltstrom fließt und die Ausschaltbedingung (siehe (3.7)) eingehalten wird, müssen folgende zwei Bedingungen erfüllt sein:

- 1) Geschlossener sowie niederohmiger Pfad im Nullsystem und
- 2) ausreichend hoher Kurzschlussstrom der dezentralen Energieerzeugungsanlage.

Die Bedingung 1) kann bei nicht vorhandenem bzw. nicht belastbarem Generator- bzw. Systemsternpunkt durch das Vorsehen eines Sternpunktbildners an geeigneter Position sichergestellt werden. Die Bereitstellung eines ausreichend hohen Kurzschlussstroms wird über eine entsprechende Stromquelle (z.B. Synchrongenerator) gewährleistet. Durch die Implementierung eines Safety Blocks können dezentrale Erzeugungsanlagen mit beschränkten Kurzschlussströmen und dem ggf. fehlenden geerdeten Sternpunkt in der Insel betrieben werden. Ein weiterer positiver erwähnenswerter Aspekt des Safety Blocks ist die Weiterversorgung von definierten Gebieten bei Netzstörungen im Niederspannungsnetz.

Der Sternpunktbildner sowie der Synchrongenerator werden zum Safety Block verschaltet und kann zur Sicherstellung der Ausschaltbedingung bei Auftritt eines einpoligen Fehlers in Niederspannungseinseln eingesetzt werden, siehe Abbildung 104.

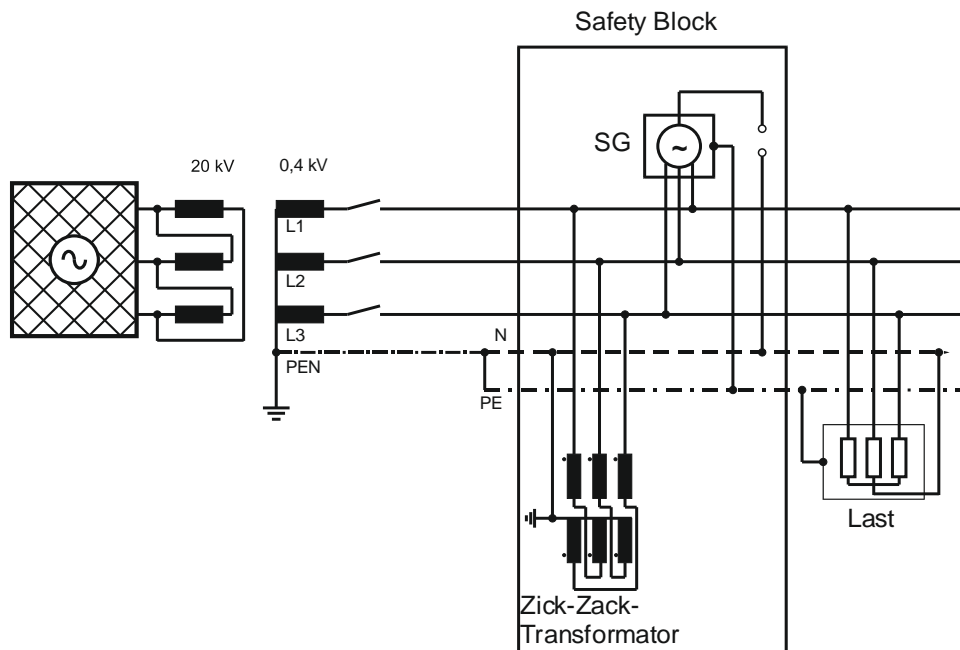


Abbildung 104 Zusammenschaltung von Synchrongenerator (ohne herausgeführten Sternpunkt) und Sternpunktbildner zum Safety Block [P14]

5 Messungen in aktiven Niederspannungsnetzen mit nichtlinearen Quellen

Im Gegensatz zum gut erforschten Verhalten linearer Quellen (z.B. Generatoren) werden in diesem Kapitel neuartige Phänomene im Zusammenhang mit der Einspeisung nichtlinearer Quellen auf Grundlage von Messungen im Labor sowie im Feld dargestellt.

Im Rahmen von Messungen wurde das Betriebs- sowie Fehlverhalten eines einphasigen Inselnetzwechselrichters (5 kVA) analysiert. Anhand der Versuche im realen Netz kann das Verhalten bei Auftritt unterschiedlicher Fehlertypen in einem TN-C-S-System (Verbraucheranlage) im Inselnetzbetrieb gezeigt werden. Weitere Laborversuche demonstrieren beim Betrieb nichtlinearer Quellen die Überprüfung der Ausschaltbedingung durch Messung der Fehlerschleifenimpedanz.

5.1 Fehlverhalten - Inselnetzwechselrichter

Die Ergebnisse des Kapitels „Fehlverhalten - Inselnetzwechselrichter“ wurden in der Publikation [P8] veröffentlicht. Textpassagen dieser Publikation finden sich im vorliegenden Kapitel geringfügig überarbeitet wieder.

Um das Verhalten nichtlinearer Quellen hinsichtlich des Fehlverhaltens nachzuweisen, wurde ein einphasiger inselnetzfähiger 5-kVA-Wechselrichter bei Auftritt unterschiedlicher Fehlertypen in einem TN-C-S-System (Verbraucheranlage) untersucht. Die Versuche im realen Netz zeigen die Bedingungen und Grenzen für den sicheren Betrieb von Niederspannungsinselformen bei Einspeisung durch dezentrale Stromerzeugungsanlagen, insbesondere kurzschlussstromschwache Wechselrichter, auf. Die Batterien, die an den Wechselrichter angeschlossen sind, dienen im Inselnetzbetrieb als Energiespeicher für den Lastausgleich. Das Verhalten der Batterie im Fehlerfall liegt jedoch nicht im Fokus dieser Dissertation, siehe Scope, Kapitel 1.3.

Abbildung 105 zeigt das untersuchte TN-C-S-System (Verbraucheranlage) mit den fest installierten Schutzgeräten (Leitungsschutzschalter LS C 16 A, Fehlerstromschutzschalter FI-2 etc.), dem Wechselrichter (WR) inklusive Batterie, den Abgängen mit den Lasten L1, L2 und L3 sowie den Positionen ①, ② und ③ der untersuchten Fehler. Im Rahmen der Anpassung der Hausinstallation für die Einspeisung über dezentrale Stromerzeugungseinheiten wurde ein Umschalter (U) mit den Stellungen „Netz-/Wechselrichter-Einspeisung“ und ein zusätzlicher Fehlerstromschutzschalter FI-19 (30 mA, nicht selektiv) installiert [P8].

Da der untersuchte einphasige 5-kVA-Wechselrichter maximal einen Fehlerstrom von $\hat{i}_{\max} = 100 A_{\text{sw}}$ für 100 ms (lt. technischem Datenblatt) liefern kann, muss eine richtig dimensionierte Schutzeinrichtung, ein Leitungsschutzschalter der Type B 16 A vorgeschaltet werden. Damit ist eine geeignet schnelle Abschaltung im Fehlerfall (Überlast- bzw. Kurzschluss) gegeben. Zu einer Abschaltung durch den LS kommt es jedoch nur bei einem ausreichend hohen Ladezustand der Batterie. Ein Leitungsschutzschalter der Type C 16 mit einem Überstromfaktor von 10 ist nicht geeignet, um innerhalb der in TN-C-S-Systemen vorgegebenen Ausschaltzeit (0,4 s) bei Einspeisung über den 5-kVA-Wechselrichter abzuschalten. Des Weiteren muss für ein rechtzeitiges Abschalten des fehlerbehafteten Betriebsmittels im Falle eines Körperschlusses Bedingung (3.7) erfüllt und somit die Schleifenimpedanz hinreichend niederimpedant sein.

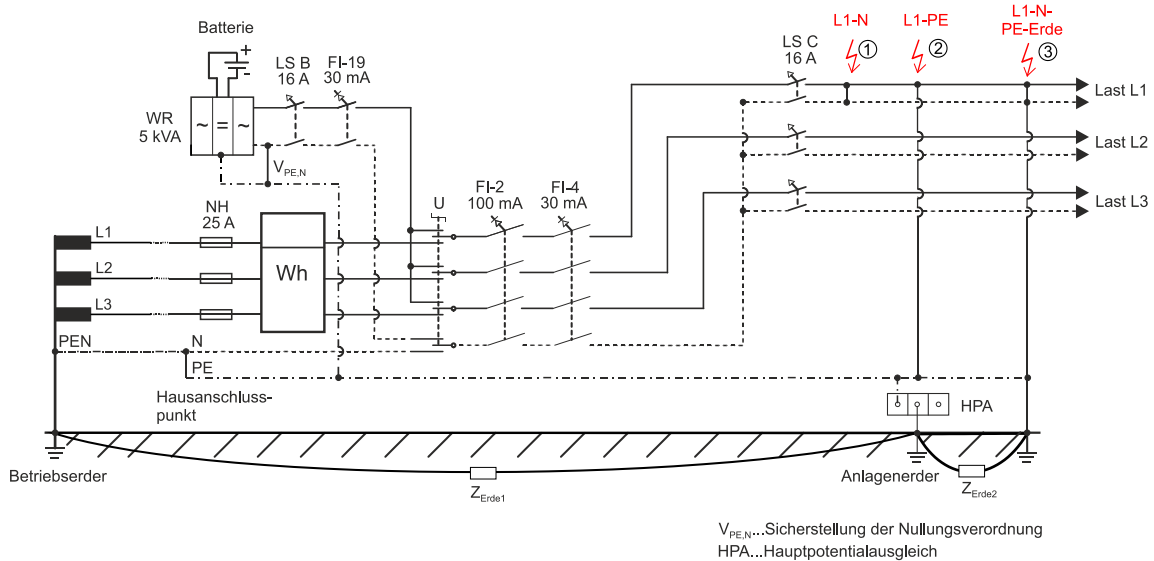


Abbildung 105 Darstellung der untersuchten Verbraucheranlage bei Einspeisung über Wechselrichter im TN-C-S-System sowie unterschiedliche Fehlerszenarien [F2], [P8]:

- Position ①: Fehler zwischen Außenleiter (L1) – Neutraleiter (N),
 Position ②: Fehler zwischen Außenleiter (L1) – Schutzleiter (PE),
 Position ③: Fehler zwischen Außenleiter (L1) – Neutraleiter (N) – Schutzleiter (PE) – Erde

5.1.1 Untersuchte Fehlerszenarien [P8]

Folgende Fehler wurden im Inselnetz bei Einspeisung durch den Wechselrichter nachgebildet, siehe Abbildung 105:

- Fehler zwischen Außenleiter (L1) – Neutraleiter (N), Position ①:
 - ohne zusätzlichen, dem Wechselrichter unmittelbar nachgelagerten LS der Type B 16 A,
 - mit zusätzlichem, dem Wechselrichter unmittelbar nachgelagertem LS der Type B 16 A;
- Fehler zwischen Außenleiter (L1) – Schutzleiter (PE) in der Anlage, Position ②;
 - Fehler zwischen Außenleiter (L1) – Neutraleiter (N) – Schutzleiter (PE) – Erde in der Anlage, Position ③.

Der Fehler ③ wurde auch bei klassischer Einspeisung aus dem Niederspannungsnetz untersucht, um die Aufteilung des Fehlerstroms zwischen dem Neutral- und PE-Leiter sowie dem Erdreich aufzuzeigen.

Fehler zwischen Außenleiter (L1) – Neutraleiter (N) ohne zusätzlichen, dem Wechselrichter unmittelbar nachgelagerten LS der Type B 16 A

Der untersuchte einphasige 5-kVA-Wechselrichter kann gemäß technischem Datenblatt einen maximalen Fehlerstrom von $\hat{i}_{max} = 100 A_{sw}$ für 100 ms liefern. Somit muss dem Wechselrichter eine geeignete Schutzvorrichtung zugeordnet werden, damit die Abschaltbarkeit im Überlast- und Kurzschlussfall gegeben ist. Gemäß dem Betriebshandbuch des Wechselrichters ist hierfür ein LS der Type B 16 A vorzusehen. Um die Auswirkungen eines ungeeigneten oder möglicherweise sogar fehlenden LS aufzuzeigen, wurde ein Fehler zwischen dem Außenleiter (L1) und dem Neutraleiter (N) nachgebildet, vgl. Abbildung 105, Position ① sowie Abbildung 106.

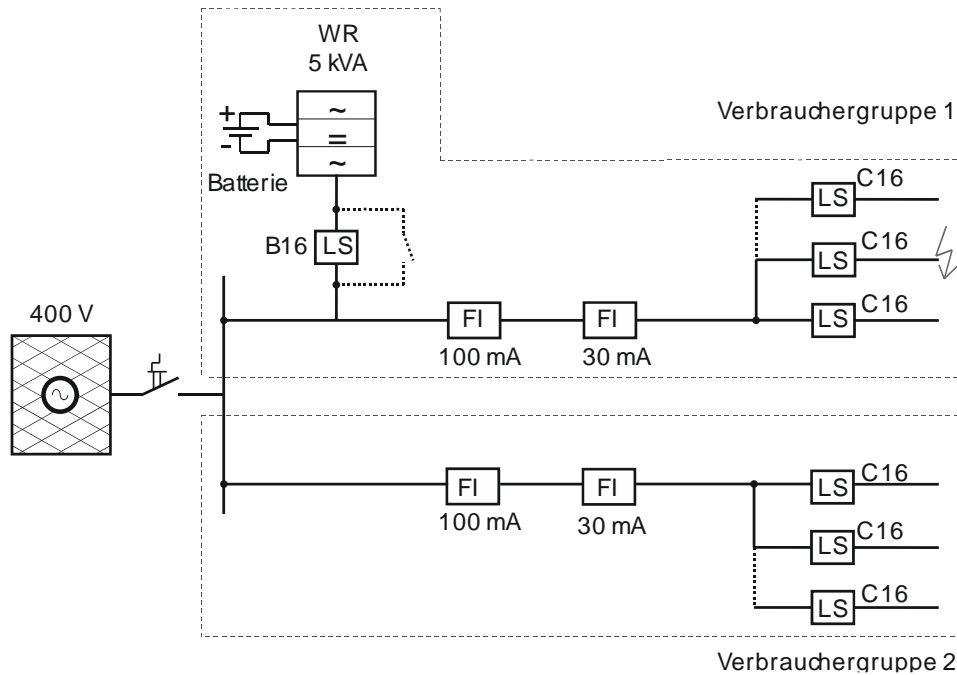


Abbildung 106 Prinzipdarstellung der Fehlerposition Ⓞ in der Verbrauchergruppe 1 der Anlage im Inselnetzbetrieb, ohne zusätzlichen, dem Wechselrichter nachgelagerten LS B 16 A [P8]

Zum Nachweis, dass der in der bestehenden Hausinstallation eingesetzte LS der Type C 16 A aufgrund seines Abschaltstroms ($10 \cdot I_n$) zur Absicherung des Wechselrichters nicht geeignet ist, wurde der dem Wechselrichter zugeordnete LS B 16 A bewusst überbrückt und ein Fehler zwischen Außenleiter (L1) und dem Neutralleiter (N) an einer Leitung im Außenbereich der untersuchten Hausanlage betrachtet.

Abbildung 107 zeigt den Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ sowie der Außenleiterspannung $u_{L1N,WR}(t)$ des Wechselrichters bei Überbrückung des LS B 16 A und händischer Klärung des Fehlers zum Zeitpunkt $t = 11,67$ s.

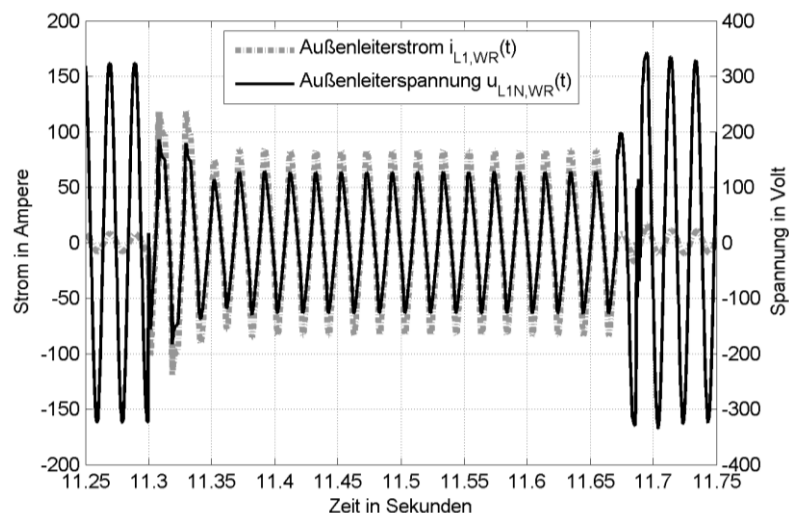


Abbildung 107 Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ und der Außenleiterspannung $u_{L1N,WR}(t)$ bei einem Fehler zwischen Außenleiter (L1) und Neutralleiter (N) ohne LS B 16 A; händische Fehlerabschaltung zum Zeitpunkt $t = 11,67$ s [F2], [P8]

Der im Versuchsobjekt eingesetzte LS des Typs C ist aufgrund des notwendigen Auslösestroms nicht in der Lage den Fehlerstrom zu erfassen und den fehlerbehafteten Teil der Verbraucheranlage von der

einspeisenden Stromquelle zu trennen. Im Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ tritt in den ersten ca. zweieinhalb Perioden nach Fehlereintritt ein Kurzschlussstrom von $\hat{i}_{L1,WR} = 117 \text{ A}_{sw}$ (entspricht ca. 82 A_{eff}) auf. Nach diesen ersten zwei Perioden regelt der Wechselrichter den Kurzschlussstrom auf einen Effektivwert von ca. $I_{L1,WR} = 52 \text{ A}$ zurück und liefert diesen konstant bis zum Zeitpunkt des händischen Abschaltens des Fehlers ($t = 11,67 \text{ s}$).

Fehler zwischen Außenleiter (L1) – Neutraleiter (N) mit zusätzlichem, dem Wechselrichter unmittelbar nachgelagertem LS der Type B 16 A

Dieser Versuch wurde analog zum vorhergehenden durchgeführt jedoch wurde der Leitungsschutzschalter der Type B 16 A nicht überbrückt, vgl. Abbildung 106.

Zu einer Abschaltung des LS B 16 A kommt es nur bei einem ausreichend hohem Ladezustand der Batterie, die den Wechselrichter in die Lage versetzt genügend Kurzschlussleistung bereitzustellen. Eine Versuchsreihe mit unterschiedlichen Batterie-Ladezuständen zeigte, dass eine vorschriftsgemäße Abschaltung des Leitungsschutzschalters des Typs B 16 A nur gewährleistet ist, solange die Batterie einen Ladezustand von ca. $> 50 \%$ aufweist.

Abbildung 108 zeigt den Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ sowie der Außenleiterspannung $u_{L1N,WR}(t)$ des Wechselrichters bei Auftritt eines Fehlers zwischen dem Außenleiter (L1) und dem Neutraleiter (N) bei einem Batterieladezustand von ca. 90% bei funktionstüchtigem Leitungsschutzschalter der Type B 16 A.

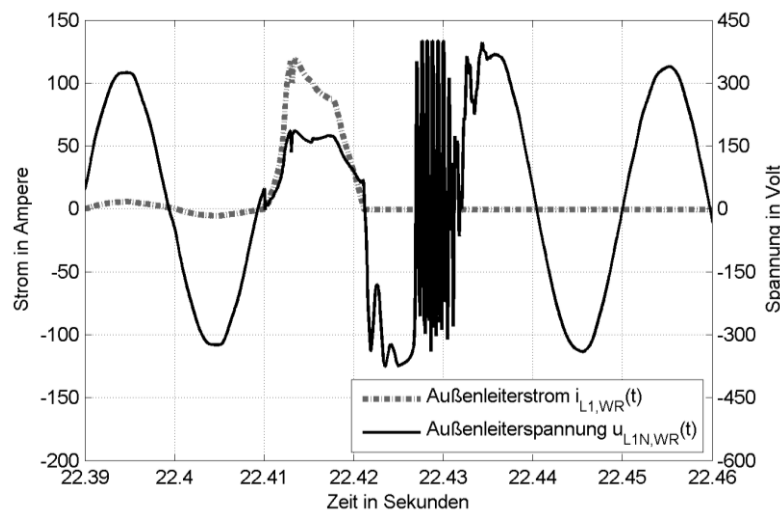


Abbildung 108 Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ und der Außenleiterspannung $u_{L1N,WR}(t)$ bei einem Fehler zwischen Außenleiter (L1) und Neutraleiter (N) bei Abschaltung durch den LS B 16 A [F2], [P8]

Aus Abbildung 108 ist ersichtlich, dass der Außenleiterstrom des Wechselrichters $i_{L1,WR}(t)$ vor Eintritt des Kurzschlusses einen Wert von $i_{L1,WR}(t) = 3,8 \text{ A}_{eff}$ aufweist. Der Kurzschluss tritt zum Zeitpunkt $t = 22,41 \text{ s}$ ein. Nach ca. $0,01 \text{ s}$ spricht der LS der Type B 16 A an und trennt den Wechselrichter nach einer Halbwelle von der Verbraucheranlage. Der Spitzenwert des vom Wechselrichter bereitgestellten Kurzschlussstroms beträgt erneut $\hat{i}_{L1,WR} = 117 \text{ A}_{sw}$ und entspricht daher dem maximal gemessenen Strom, der vom Wechselrichter kurzzeitig abgegeben werden kann.

5.2 Abschaltverhalten verschiedener Leitungsschutzschalter (Selektivitätsnachweis) [P8]

In Abbildung 109 ist das Abschaltverhalten eines LS der Type B 16 A ($5 \cdot I_n$), der Type C 16 A ($10 \cdot I_n$) sowie die Abschaltcharakteristik des untersuchten Wechselrichters dargestellt, um das Nicht-Ansprechen des in der Hausinstallation verwendeten LS der Type C 16 A zu erklären. Der Wechselrichter liefert im Kurzschlussfall $\hat{I}_{L1,WR} = 117 \text{ A}_{sw}$ (entsprechend einem Effektivwert von $\approx 82 \text{ A}$) für ca. 40 ms (gemessene Werte) und ist somit in der Lage bei Absicherung des versorgten Lastkreises mit einem LS der Type B 16 A diesen zum Ansprechen zu bringen. Der maximal gelieferte Strom des Wechselrichters reicht hier aus, dass ein LS der Type B 16 A anspricht; er reicht jedoch nicht aus, um den in der Hausinstallation bestehenden Typ C 16 A, der möglicherweise aus Gründen der Versorgungszuverlässigkeit in die untersuchte Anlage eingebaut wurde, zum Ansprechen zu bringen.

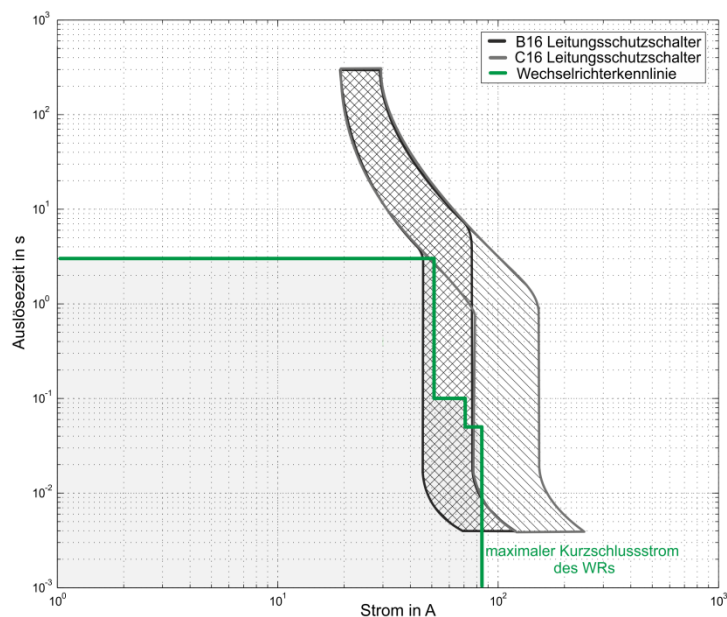


Abbildung 109 Auslösekennlinien LS B 16 A, LS C 16 A und Abschaltcharakteristik des Wechselrichters [F2], [P8]

Werden nun von einem Wechselrichter, dem ein LS B 16 A zugeordnet ist, im Inselnetzbetrieb zwei oder mehrere Verbrauchergruppen versorgt, vgl. Abbildung 106, so ist unter der Annahme, dass bestehende Verbrauchergruppen mit einem Leitungsschutzschalter der Type C 16 A abgesichert sind, die Selektivität nicht gegeben: Bei einem Kurzschluss zwischen Außenleiter und Neutralleiter löst der vorgeschaltete LS B 16 A des WR aus und somit wird die Quelle von allen Verbrauchergruppen (fehlerbehaftete wie auch fehlerfreie) getrennt. Aufgrund dieser Trennung wird die Lokalisierung des Fehlerorts zusätzlich erschwert.

5.3 Untersuchungen zum Zusatzschutz: Auslösung eines 30-mA-Fehlerstrom-Schutzschalters [P8]

Um den in der Verbraucheranlage (TN-C-S-System) installierten Zusatzschutz, realisiert mittels eines 30-mA-Fehlerstrom-(FI-)Schutzschalters, auf Funktionalität bei Einspeisung durch den Wechselrichter zu überprüfen, wurde neben einem

- Fehler L1 – PE (Position ② in Abbildung 105)

auch ein

- Fehler L1-N-PE-Erde- (Position ③ in Abbildung 105)

nachgebildet.

Fehler zwischen Außenleiter (L1) – Schutzleiter (PE) in der Anlage

Abbildung 110 zeigt den Verlauf des Außenleiter- und des Schutzleiterstroms bei Auftritt eines Fehlers zwischen dem Außenleiter (L1) und dem Schutzleiter (PE) an einer Steckdose der Hausinstallation zum Zeitpunkt $t = 4,645$ s.

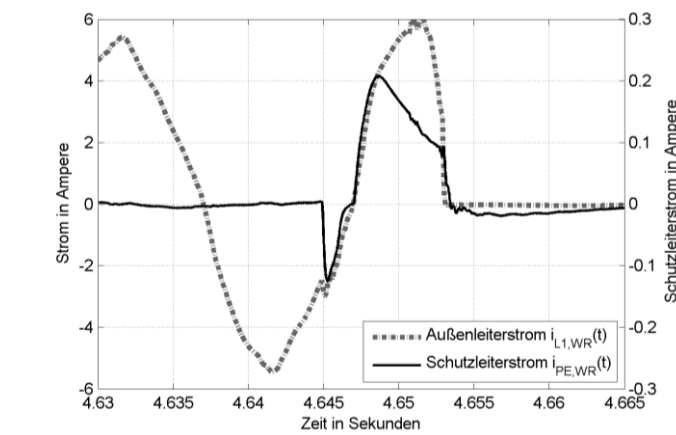


Abbildung 110 Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ und des Schutzleiterstroms $i_{PE,WR}(t)$ bei einem Fehler zwischen Außenleiter (L1) und Schutzleiter (PE), Fehlereintritt zum Zeitpunkt $t = 4,645$ s [F2], [P8]

Nach 8 ms erfolgte die Auslösung des Fehlerstromschutzschalters FI-4, siehe Abbildung 110. Zusätzlich zur Abschaltung des Fehlerstromschutzschalters FI-4 löste auch der vorgelagerte FI-19 in der Einspeisung des WRs aus (die Positionen der Fehlerstromschutzschalter sind der Abbildung 105 zu entnehmen).

5.4 Nachbildung von Elektrounfällen [P8]

Um die Aufteilung des Fehlerstroms bei einem Fehler L1-N-PE-Erde (Nachbildung eines Elektrounfalls im Außenbereich der Hausanlage) zwischen dem N- und PE-Leiter sowie über das Erdreich darzustellen, wurde ein Betriebsmittel der Schutzklasse I über den Wechselrichter WR (Abbildung 111) und im Vergleich dazu über das Niederspannungsnetz versorgt (Abbildung 113). Der Fehlerstrom wurde bei den Untersuchungen über einen Erdspeiß mit einer Tiefe von ca. 20 cm in das Erdreich eingeleitet.

Versorgung durch den Wechselrichter - Fehler zwischen Außenleiter (L1) - Neutraleiter (N) - Schutzleiter (PE) – Erde

Abbildung 111 zeigt den Versuchsaufbau bei Versorgung über den Wechselrichter; Abbildung 112 stellt die Aufteilung des Fehlerstroms zwischen dem N- und PE-Leiter sowie Erde bei Versorgung über den Wechselrichter dar. Der Außen-, Neutral- und Schutzleiterstrom beziehen sich auf die linke Ordinate;

der Erdfehlerstrom (Strom über den Körperwiderstand R_T) ist auf der rechten Ordinate skaliert. Der Fehler tritt zum Zeitpunkt $t = 2,884$ s auf. Der LS der Type B 16 A, der FI-4 des fehlerbehafteten Stromkreises wie auch der zusätzlich installierte FI-19 im Abzweig der Einspeisung durch den dezentralen Erzeuger lösen aus.

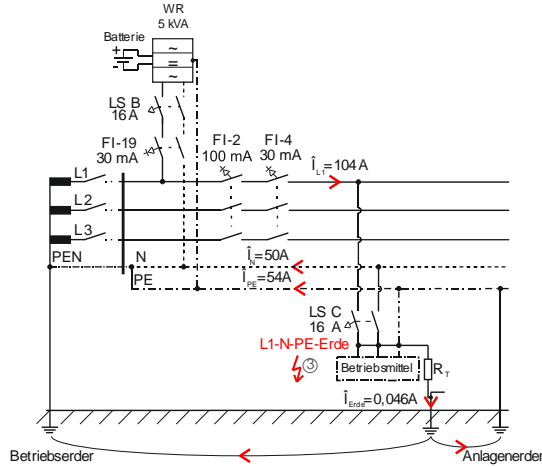


Abbildung 111 Nachbildung des L1-N-PE-Erde-Fehlers (Position ③ in Abbildung 105–Stromaufteilung N-, PE-Leiter und Erde sowie über den Körperwiderstand R_T bei Versorgung über den Wechselrichter [F2], [P8]

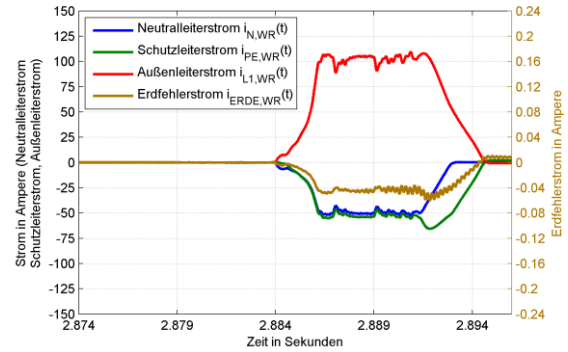


Abbildung 112 Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ sowie Aufteilung der Ströme $i_{Neut.,WR}(t)$, $i_{PE,WR}(t)$ und $i_{ERDE,WR}(t)$ bei Versorgung durch den Wechselrichter [F2], [P8]

Gemäß Abbildung 112 kommt es zu einer Aufteilung des Fehlerstroms zwischen dem Neutral (N)- und dem Schutzleiter (PE) im Verhältnis von ca. 1:1. Diese Aufteilung ist auf das Verhältnis Quellenimpedanz des Wechselrichters zur gemessenen Schleifenimpedanz zwischen Außen- und Schutzleiter zurückzuführen, siehe Abbildung 111.

Versorgung durch das öffentliche Niederspannungsnetz Fehler zwischen Außenleiter (L1) - Neutralleiter (N) - Schutzleiter (PE) – Erde

In Abbildung 113 ist im Vergleich zu Abbildung 111, Versorgung über den Wechselrichter, der Versuchsaufbau bei Versorgung durch das öffentliche Niederspannungsnetz dargestellt:

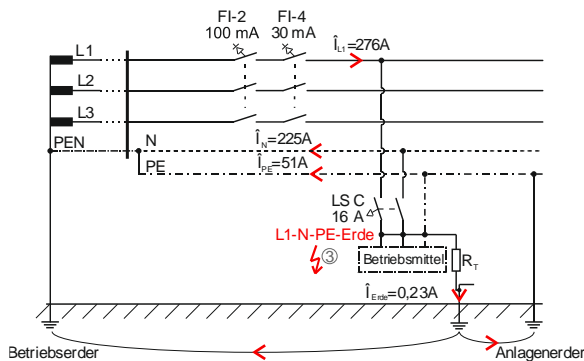


Abbildung 113 Nachbildung des L1-N-PE-Erde-Fehlers (Position ③ in Abbildung 105) – Stromaufteilung N-, PE-Leiter und Erde sowie über den Körperwiderstand R_T bei Versorgung durch das öffentliche Niederspannungsnetz [F2], [P8]

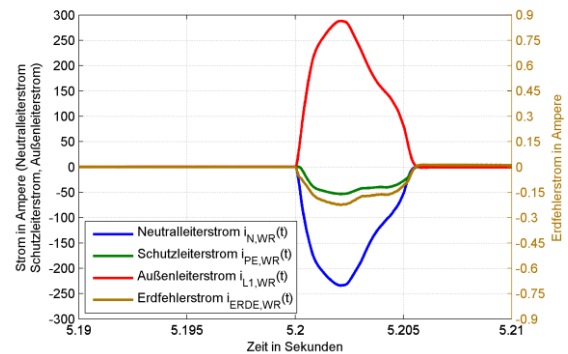


Abbildung 114 Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ sowie Aufteilung der Ströme $i_{N,WR}(t)$, $i_{PE,WR}(t)$ und $i_{ERDE,WR}(t)$ bei Versorgung durch das Niederspannungsnetz [F2], [P8]

Um wiederum die Aufteilung des Fehlerstroms auf N- und PE-Leiter sowie über das Erdreich bei Versorgung aus dem Niederspannungsnetz zu bestimmen, wurde zum Zeitpunkt $t = 5,200$ s ein Fehler zwischen L1-N-PE-Erde eingelegt. Zum Zeitpunkt $t = 5,206$ s erfolgte die Fehlerklärung in dem der LS der Type C 16 A abschaltete, siehe Abbildung 114. Die Aufteilung der Ströme zwischen dem PE- und dem N-Leiter erfolgte entsprechend den hier vorliegenden Schleifenimpedanzen im Verhältnis von ca. 5:1.

Der Unterschied im Abschaltgeschehen gegenüber der Versorgung durch den Wechselrichter besteht darin, dass wegen der hohen Kurzschlussleistung des öffentlichen Netzes der LS C 16 A in ca. 6 ms (vor dem Fehlerstromschutzschalter FI-4) abschaltet. Im Fall der dezentralen Einspeisung beträgt die Abschaltzeit ca. 100 ms (LS B 16 A).

5.5 Betriebs- bzw. Fehlerverhalten - spezielle Aspekte bei Versorgung über nichtlineare Quellen

Die Ergebnisse des Kapitels „Betriebs- bzw. Fehlerverhalten - spezielle Aspekte bei Versorgung über nichtlineare Quellen“ wurden in den Publikationen [P3], [P4], [P5] veröffentlicht. Textpassagen dieser Publikationen finden sich geringfügig überarbeitet im vorliegenden Kapitel wieder.

Bei Versorgung einer in der Insel betriebenen Verbraucheranlage durch einen Wechselrichter müssen Anforderungen für eine Abschaltung im Fehlerfall, d.h. die Einhaltung der Ausschaltstrombedingung (siehe (3.7)) erfüllt sein. Es ist Stand der Technik, dass diese Ausschaltbedingung durch Messung der Fehlerschleifenimpedanz im Rahmen der elektrischen Überprüfung einer Anlage verifiziert wird. Dazu werden Schutzmaßnahmenprüfgeräte eingesetzt, die neben der Fehlerschleifenimpedanz (bei Netzfrequenz) den aus der Fehlerschleifenimpedanz und der Netzspannung berechneten Ausschaltstrom angeben. Die Elektrofachkraft kann in der Folge ermitteln ob der erforderliche Ausschaltstrom unter Berücksichtigung der Charakteristik des Leitungsschutzschalters zum Fließen kommt und somit der Schutz durch Abschalten in TN-Systemen bzw. bei der angewandten Schutzmaßnahme, z.B. Nullung, gewährleistet ist. Da Wechselrichter, im Gegensatz zu Transformatoren im Niederspannungsnetz, nur einen geringen Fehlerstrom liefern und dieser lastabhängig und zeitlich variabel ist, ist es notwendig, geeignete Messverfahren heranzuziehen. Neben der Überprüfung der Schutzmaßnahmen im Netzparallelbetrieb sind auch die Schutzmaßnahmen im Inselnetzbetrieb zu prüfen.

5.5.1 Überprüfung der Fehlerschleifenimpedanz im TN-System [P5]

Netzparallelbetrieb – Versorgung über Wechselrichter parallel zum Niederspannungsnetz

Im Netzparallelbetrieb ist bei hinreichend kleiner Fehlerschleifenimpedanz, bestehend aus der Impedanz des Transformators, den Verteilungsleitungen und den Installationsleitungen in der elektrischen Verbraucheranlage, die Funktionalität der Überstromschutzeinrichtungen (Leitungsschutzschalter, Sicherungen) aufgrund der Bereitstellung eines ausreichend hohen Fehlerstroms durch das Niederspannungsnetz gegeben. In Stromkreisen mit Steckdosen bis 16 A (230 V) fließt daher ein entsprechend hoher Fehlerstrom, um eine Abschaltung durch Schutzelemente innerhalb der für TN-Systemen geltenden Abschalt- bzw. Auslösezeit von 0,4 Sekunden sicherzustellen, siehe auch Tabelle 4 gemäß [12], Kapitel 3.2.3.

Inselnetzbetrieb – Versorgung über Wechselrichter

Im Inselnetzbetrieb ist das Verhalten des Inselnetzwechselrichters im Fehlerfall für die Funktionalität der Schutzmaßnahmen entscheidend. Der maßgebende Faktor für die Funktionalität der Überstromschutzelemente ist der Fehlerstrom, bereitgestellt durch den Inselnetzwechselrichter. Die Fehlerschleifenimpedanz besteht in diesem Fall aus der Impedanz der Installationsleitungen der elektrischen Anlage.

Ergänzend zu den Untersuchungen in Kapitel 5.1 wird durch Messungen im Labor das Verhalten eines repräsentativen industriell gefertigten Inselnetzwechselrichters im Betriebs- bzw. Fehlerfall analysiert. Ebenso werden Auswirkungen sowie äußere Einflussfaktoren, z.B. die Batteriespannung bzw. die Vorbelastung des Wechselrichters, auf den Kurzschlussstrom (KS-Strom) und in Folge auf die Funktionalität der Überstromschutzeinrichtungen dargestellt. Anschließend wird die Fehlerschleifenimpedanz des Laboraufbaues im Inselnetz unter Berücksichtigung definierter Widerstandsstufen zu unterschiedlichen Zeitpunkten ermittelt. Anhand der erhaltenen Messwerte wird bestimmt, ob durch die Fehlerschleifenimpedanz ($Z_{S\text{-Insel}}$) und den bereitgestellten Kurzschlussstrom durch den Inselnetzwechselrichter $I_{KS\text{-Insel-WR}}$ darauf geschlossen werden kann, ob die Funktionalität der Überstromschutzeinrichtungen im Inselnetz gegeben ist.

Anhand der Ergebnisse der Fehlerschleifenimpedanz-Messung ($Z_{S\text{-Insel}}$) und des Verhaltens des Inselnetzwechselrichters im Kurzschlussfall soll in Folge durch Rechnung auf die Funktion, der in elektrischen Anlagen üblicherweise eingesetzten Überstromschutzeinrichtung geschlossen werden.

Abbildung 115 zeigt den Kurzschlussstromverlauf des untersuchten Inselnetzwechselrichters. Der Kurzschlussstromverlauf kann in zwei zeitliche Phasen unterteilt werden. Die erste, stromstärkere Phase beginnt bei Eintritt des Kurzschlusses und dauert etwa 50 ms (ca. 2,5 Perioden) an. Abbildung 115 (links) stellt den zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstroms in den ersten 50 ms nach Eintritt des Kurzschlusses dar.

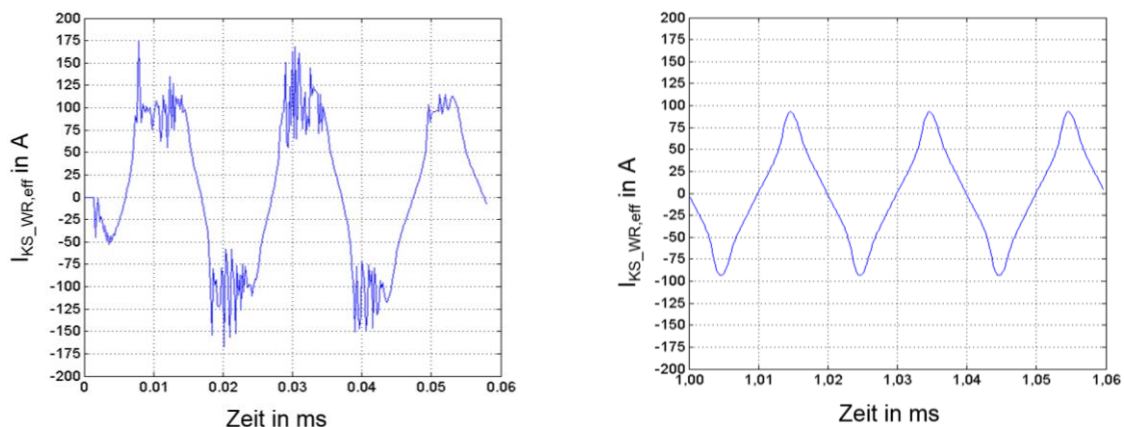


Abbildung 115 Kurzschlussstromverlauf bei KS-Eintritt, 1. Phase von 0 bis 60 ms (links); Ausschnitt der 2. Phase, dargestellt von 1000 ms bis 1060 ms (rechts) [P5]

In der zweiten, stromschwächeren Phase (dargestellt von 1000 ms bis 1060 ms) ist die Amplitude des Kurzschlussstroms verringert und weist ebenfalls einen nicht-sinusförmigen Verlauf auf, siehe

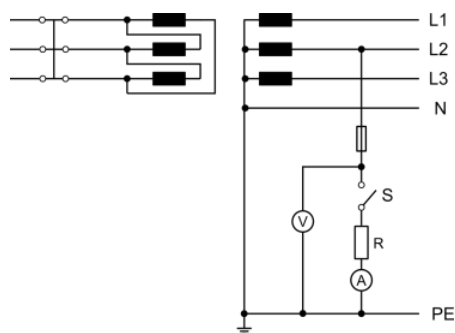
Abbildung 115, rechts. Nach ca. 3 s ab Eintritt des Kurzschlusses schaltet sich der untersuchte Inselnetzwechselrichter bei Weiterbestehen des Kurzschlusses ab³⁹.

Versuchsreihen mit unterschiedlichen Ladezuständen der Batterien zeigen den Einfluss der Batteriespannung auf das Verhalten des Inselnetzwechselrichters (Nennstrom $I_{N,WR}$ von ~ 21 A) im Kurzschluss. In der ersten Phase, siehe Abbildung 115, links, liegt der Effektivwert des Kurzschlussstroms der durchgeführten Messreihen in einem Bereich von ca. $3,5 \times I_{N,WR}$ des Inselnetzwechselrichters (82 A). In der zweiten Phase klingt dieser auf einen Wert von ca. $2,5 \times I_{N,WR}$ des Inselnetzwechselrichters (52 A, Effektivwert) ab, siehe Abbildung 115, rechts.

Messprinzip und Messaufbau zur Bestimmung der Fehlerschleifenimpedanz

Das Messprinzip für die Messung der Fehlerschleifenimpedanz über den Spannungsabfall in einer elektrischen Anlage (TN-System) gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61 [72] ist in Abbildung 116 dargestellt.

Die Spannung ist dabei mit und ohne variablen Lastwiderstand zu messen. Die Fehlerschleifenimpedanz ergibt sich aus (5.1).



$$Z_S = \frac{U_1 - U_2}{I_A} \quad (5.1)$$

Abbildung 116 Messprinzip – Fehlerschleifenimpedanz über den Spannungsabfall ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61 [72]

Z_S	Fehlerschleifenimpedanz in Ω
U_1	Spannung in V, die bei geöffnetem Schalter S gemessen wird
U_2	Spannung in V, die bei geschlossenem Schalter S gemessen wird
I_A	Ausschaltstrom der jeweils vorgelagerten Überstromschutzeinrichtung in A

Der in Abbildung 117 dargestellte Messaufbau eines 1-phasigen Inselnetzes, bestehend aus einem Inselnetzwechselrichter (Insel-WR), 5 kVA, welcher über vier in Serie geschaltete Batterien (12 V, 60 Ah) versorgt wird, dient als Basis für die folgenden Untersuchungen. Die Versuche zur Bestimmung der Fehlerschleifenimpedanz im Inselnetz starten im Leerlauf, d.h. ohne Belastung des Inselnetzwechselrichters. Anschließend wird mittels eines variablen Lastwiderstands die Belastung stufenweise von 1 kW ($I_{Insel-WR} \cong 1 \text{ kW}/230 \text{ V}$) bis 16 kW ($I_{Insel-WR} \cong 16 \text{ kW}/230 \text{ V}$, jedoch max. 52 A) erhöht.

³⁹ Das Verhalten des Inselnetzwechselrichters nach ca. 3 s könnte durch Programmierung des Wechselrichters verändert werden.

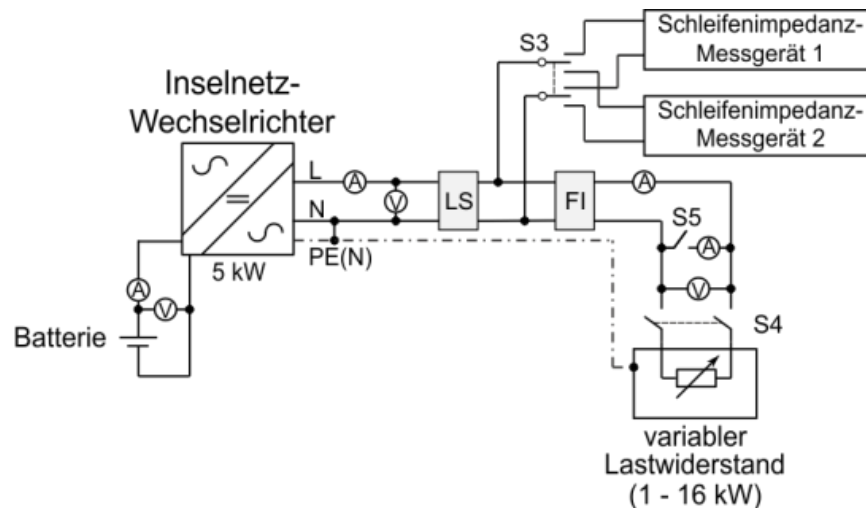


Abbildung 117 Messaufbau zur Bestimmung der Fehlerschleifenimpedanz im Inselnetz $Z_{S\text{-Insel}}^{40}$, LS ... Leitungsschutzschalter, FI ... Fehlerstromschutzschalter, S ... Schalter [P5]

Die Messreihen⁴¹ beginnen bei Widerstandsstufe 0 (Leerlauf des Inselnetzwechselrichters) und enden bei der Widerstandsstufe 16 (entspricht einer Last von ca. 16 kW), wobei eine Widerstandsstufe ca. einer Last von 1 kW entspricht.

Messergebnisse Fehlerschleifenimpedanz

Um eine Aussage über die erzielbaren Messergebnisse zweier, handelsüblicher Fehlerschleifenimpedanz-Messgeräte (im Folgenden SIM 1 bzw. SIM 2 genannt) zu treffen, wird die Fehlerschleifenimpedanz unter Berücksichtigung der zuvor genannten Widerstandsstufen ermittelt.

Abbildung 118 zeigt die Messergebnisse der Fehlerschleifenimpedanz von Widerstandsstufe 0 bis Widerstandsstufe 11; Abbildung 119 stellt die Fehlerschleifenimpedanz von Widerstandsstufe 12 bis Widerstandsstufe 16 dar. In Abbildung 118 sind zusätzlich zu den Ergebnissen der Fehlerschleifenimpedanz-Messung im Inselnetzbetrieb zu Vergleichszwecken noch Fehlerschleifenimpedanzen bei Netzbetrieb (ohne Wechselrichter) dargestellt.

⁴⁰ Mit dem variablen Lastwiderstand wurden die Widerstandsstufen 1 bis 16 nachgebildet.

⁴¹ Die Messungen wurden im Zuge von drei Messreihen durchgeführt.

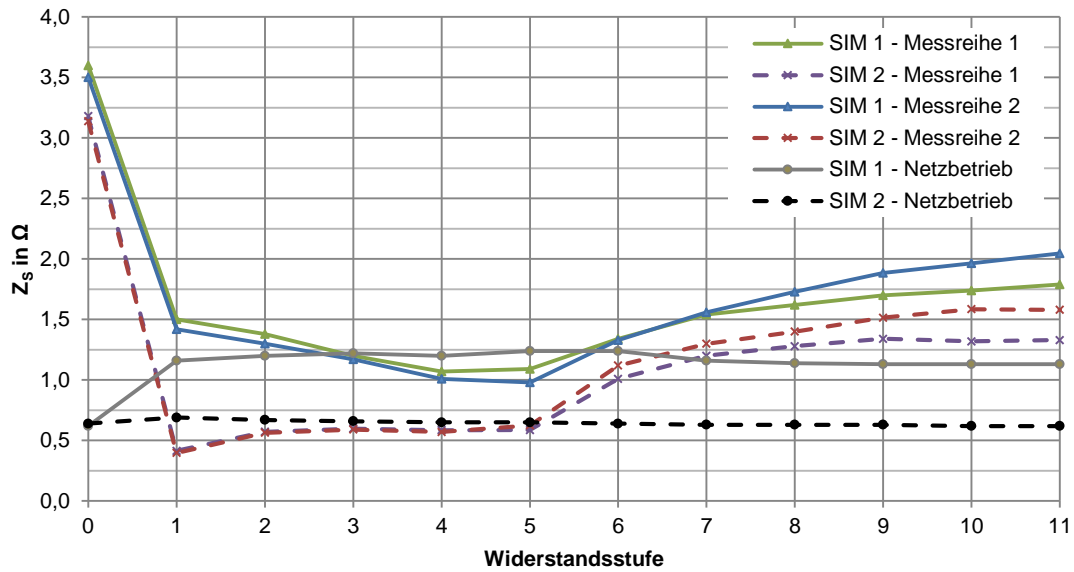


Abbildung 118 Fehlerschleifenimpedanz Z_s bei unterschiedlicher Belastung (Widerstandsstufe 0 bis Widerstandsstufe 11) des untersuchten Inselnetzwechselrichters (Messreihe 1 und 2 mit Fehlerschleifenimpedanz-Messgeräte SIM 1 und SIM 2) [P5]

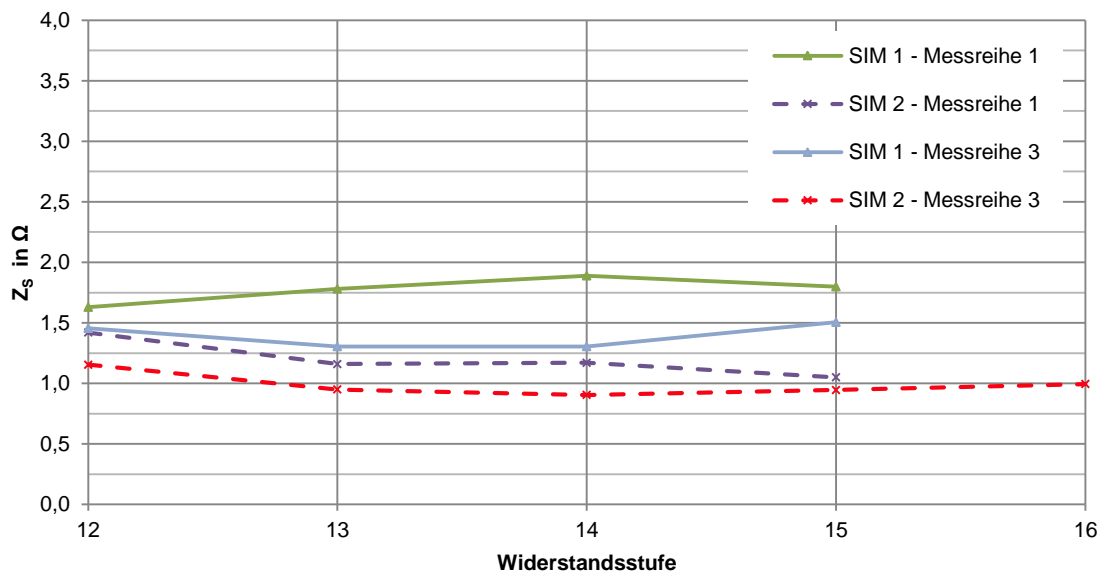


Abbildung 119 Fehlerschleifenimpedanz Z_s bei unterschiedlicher Belastung (Widerstandsstufe 12 bis Widerstandsstufe 16) des untersuchten Inselnetzwechselrichters (Messreihe 1 und 3 mit Fehlerschleifenimpedanz-Messgeräte SIM 1 und SIM 2) [P5]

Interpretation der Messergebnisse [P5]

Aus Abbildung 118 geht hervor, dass die Fehlerschleifenimpedanz im Netzbetrieb (schwarzer bzw. grauer Verlauf) ohne Einspeisung durch den Inselnetzwechselrichter einen annähernd konstanten Verlauf aufweist. Ersichtlich ist jedoch, dass die Ergebnisse der Fehlerschleifenimpedanz-Messgeräte (SIM 1 und SIM 2) stark voneinander abweichen. Diese Abweichung ist auf eine möglicherweise unterschiedliche Konstruktion der Fehlerschleifenimpedanz-Messgeräte zurückzuführen.

Im Gegensatz dazu weisen die Ergebnisse der Fehlerschleifenimpedanz-Messung bei Einspeisung über den Wechselrichter im untersuchten Inselnetz starke Schwankungen auf. Für die Interpretation der Messergebnisse muss zwischen Last- (Widerstandsstufe 1 – 5) und Überlastbetrieb (Widerstandsstufe 6 – 16) des Inselnetzwechselrichters unterschieden werden. Die Unterscheidung zwischen Last- und Überlastbetrieb wird aufgrund der Überlastung des 5 - kVA - Wechselrichters ab der Widerstandsstufe 6 getroffen.

- Widerstandsstufe 1 bis 5 (1 kW bis 5 kW - Lastbetrieb), siehe Abbildung 118:
 - Fehlerschleifenimpedanz-Messgerät SIM 1:
Die Messwerte nehmen bis zur Widerstandsstufe 5 sukzessive ab.
 - Fehlerschleifenimpedanz-Messgerät SIM 2:
Die Ergebnisse der Fehlerschleifenimpedanzen sind annähernd konstant.
- Ab Widerstandsstufe 6 (ab ca. 6 kW - Überlastbetrieb), siehe Abbildung 118 und Abbildung 119:
 - Fehlerschleifenimpedanz-Messgerät SIM 1:
Die Messwerte im Überlastbetrieb steigen.
 - Fehlerschleifenimpedanz-Messgerät SIM 2:
Im Überlastbetrieb kommt es zu einem starken Ansteigen der Fehlerschleifenimpedanzen und eine größer werdende Abweichung zwischen den beiden Messreihen ist ersichtlich.

Bei den Messreihen 1 und 3 (SIM 1) schaltet der Inselnetzwechselrichter bei Widerstandsstufe 16 aufgrund der starken Überlast ab und es konnte nur eine einzige Messung erfolgreich durchgeführt werden, siehe SIM 2, Messreihe 3 in Abbildung 119. Aufgrund des Überlastbetriebs und des Ansprechens der dem Laboraufbau vorgelagerten Schutzelemente, konnte die Fehlerschleifenimpedanz-Messung für die Widerstandsstufen 12 bis 16 im Netzbetrieb nicht durchgeführt werden, siehe Abbildung 119.

Anhand der Messwerte ist ersichtlich, dass Z_s (Fehlerschleifenimpedanz in einem Inselnetz) mit Einspeisung über einen Inselnetzwechselrichter keinen konstanten Verlauf – wie im Netzbetrieb – aufweist. Zusätzlich ist zu beachten, dass zu verschiedenen Zeiten durchgeführte Messungen mit ein und demselben Fehlerschleifenimpedanz-Messgerät zu großen Abweichungen zwischen den Messwerten führen.

Gegenüberstellung der gemessenen zur normativ geforderten Fehlerschleifenimpedanz

Exemplarisch wird nachstehend die geforderte Fehlerschleifenimpedanz (5.2) für einen Leitungsschutzschalter (LS) mit 16 A und B-Charakteristik gemäß Formel (3.7) bzw. (3.8) berechnet:

$$Z_s \leq \frac{230 \text{ V}}{5 \cdot 16 \text{ A}} \leq 2,88 \Omega \quad (5.2)$$

Das bedeutet, dass eine Fehlerschleifenimpedanz von kleiner gleich $2,88 \Omega$ gefordert ist, damit unter der Voraussetzung einer Spannungsquelle bei einem Kurzschluss die Abschaltung eines Leitungsschutzschalters mit B-Charakteristik, 16 A Nennstrom innerhalb der vorgeschriebenen Zeit sichergestellt werden kann. Dieser Wert wird im Leerlauf bei allen durchgeführten Messreihen überschritten ($\sim 3,14 \Omega$ bis $3,60 \Omega$, siehe Abbildung 118). Daraus folgt, dass die geforderte Ausschaltbedingung nicht eingehalten wird und in Folge der Überstromschutz nicht anspricht. Bei Sicherungen ist ein analoges Verhalten zu erkennen, zusätzlich muss dabei aber die zum Leitungsschutzschalter unterschiedliche Auslösecharakteristik beachtet werden.

Zusammenfassung der Auswirkungen unterschiedlicher Fehlerschleifenimpedanz-Messungen bei Versorgung über nichtlineare Quellen [P3], [P4], [P5]

Die durchgeführten Messreihen zur Ermittlung der Fehlerschleifenimpedanz im Inselnetz Z_s zeigen, dass die erhaltenen Messwerte einerseits von der vorliegenden Belastung und andererseits vom verwendeten Fehlerschleifenimpedanz-Messgerät abhängig sind. Das Kurzschlussverhalten des untersuchten Inselnetzwechselrichters lässt sich in zwei zeitliche Phasen unterteilen. Während dieser beiden Phasen ändern sich die Amplitude des Kurzschlussstroms und damit auch die „Impedanz“ des Inselnetzwechselrichters im Kurzschlussfall.

Anhand der Messergebnisse des untersuchten Inselnetzwechselrichters kann mit den ermittelten Fehlerschleifenimpedanz-Messwerten ausschließlich im Leerlauf auf die Höhe des Kurzschlussstroms geschlossen werden. Die Ausschaltbedingung wird bei belastetem Wechselrichter nicht eingehalten, da die Kurzschlussstromaufbringung aus Sicht der Schutzfunktion lastabhängig und nicht konstant ist. Damit ist eine prinzipiell Aussage über die Wirksamkeit der Überstromschutzeinrichtung mithilfe einer Fehlerschleifenimpedanz-Messung im Inselnetz mit nichtlinearen Quellen nicht möglich. Neben linearen Lasten wurde auch der Einfluss ohmscher/induktiver/kapazitiver Lasten untersucht. Wobei aus diesen Untersuchungen hervorgeht, dass die Last (ohmsch/induktiv/kapazitiv) - erwartungsgemäß - keinen Einfluss auf die gemessene Fehlerschleifenimpedanz aufweist.

Diese Erkenntnisse lassen darauf schließen, dass Schutzmaßnahmenprüfgeräte nach dem heutigen Stand der Technik für eine Überprüfung der Fehlerschleifenimpedanz im Inselnetz bei Versorgung über nichtlineare Quellen (Wechselrichter) nicht geeignet sind.

5.6 Weiterführende Untersuchungen unterschiedlicher Fehlerszenarien im vom Wechselrichter gespeisten Inselnetz

Am Ende der Laufzeit der Dissertation wurden weiterführende Untersuchungen unterschiedlicher Fehlerszenarien in einem von Wechselrichtern gespeisten Inselnetz mit definierter Belastung (pro Phase ca. 1,2 kW) durchgeführt. Konkret handelt es sich hierbei um eine 3-phasig ausgeführte 15 kVA-Master- und eine 15 kVA-Slaveeinheit (PV-Wechselrichter). Neben einpoligen Außenleiter-Neutralleiterfehlern wurden in dieser Versuchsreihe noch ein zweipoliger Außenleiter-Neutralleiterfehler sowie ein dreipoliger Außenleiterfehler mit und ohne Beteiligung des Neutralleiters untersucht. Die Ergebnisse dieser Testreihe werden in Tabelle 25 zusammengefasst.

Tabelle 25 Messergebnisse unterschiedlicher Fehlerszenarien in einem von Wechselrichtern gespeisten Inselnetz⁴²

Fehlerart	Fehlerstromphase 1				Fehlerstromphase 2			
	$I_{KS_L1,eff}$	$I_{KS_L2,eff}$	$I_{KS_L3,eff}$	Dauer t	$I_{KS_L1,eff}$	$I_{KS_L2,eff}$	$I_{KS_L3,eff}$	Dauer t
	in A			in ms	in A			in ms
L1-N	88,6	0,5	0,1	50	52,4	0,2	0,1	2700
L2-N	0,1	80,2	0,1	50	0,5	52,2	0,1	2700
L3-N	0,2	0,3	83,4	50	0,2	0,4	52,8	2700
L1-L2	83,0	82,6	0,0	50	52,7	52,5	0	2700
L1-L2-N	83,7	83,4	0,0	50	52,0	52,4	0	3000
L1-L2-L3	59,9	64,8	67,0	50	52,5	51,6	52,2	3000
L1-L2-L3-N	79,7	81,8	55,7	50	52,0	52,2	52,5	3000

Dargestellt werden in Tabelle 25 neben dem Effektivwert der fehlerbehafteten sowie der nicht-fehlerbehafteten Phasen die messtechnisch erfassten Dauern der Fehlerstromphasen 1 und 2 in ms. Bei den Versuchen konnte, wie bereits bei den Untersuchungen im Labor festgestellt werden, dass nach einer Abschaltung der Masterunit nach ca. 3 s nach Fehlereintritt, ohne Fehlerbeseitigung durch installierte Leitungsschutzschalter, ein erneutes Zuschalten des Wechselrichters erfolgt. Aus den Analysen geht ebenfalls hervor, dass das Zuschaltverhalten der Masterunit von den vom Fehler betroffenen Phasen abhängig ist. Ist die Phase L1, welche wiederum lt. Dokumentation als Master fungiert, an dem Fehler beteiligt, so erfolgt die erneute Zuschaltung in einem Zeitraum von ca. 1,5 bis 2,5 s nach dem zwischenzeitigen Abschalten des Wechselrichters. Liegt keine Beteiligung der Phase L1 am Fehler vor, findet das Zuschalten nach ca. 11 s. nach dem zuvor beschriebenen Abschalten des Wechselrichters statt. Die Effektivwerte der Fehlerströme beim erneuten Zuschaltvorgang liegen mit Ausnahme des Phase-Phase-Fehlers in einer Größenordnung von ca. $1,7 \cdot I_{N,WR}$. Bei Auftreten des Phase-Phase-Fehlers steigt der Strom auf einen Wert von ca. $2,5 \cdot I_{N,WR}$.

Aus den analysierten Fehlerszenarien kann gefolgert werden, dass jedenfalls eine programmiertechnische Änderung des erneuten Zuschaltvorganges der Mastereinheit vorgesehen werden muss.

⁴² Der Kurzschlussstromverlauf der durchgeführten Untersuchungen entspricht dem Verlauf in Abbildung 115.

6 Lösung im Falle der Einschränkung bzw. des Verlusts der Kurzschlussleistung

Die Ergebnisse des Kapitels „Lösung im Falle der Einschränkung bzw. des Verlusts der Kurzschlussleistung“ wurden in der Publikation [P1] veröffentlicht. Diese Publikation findet sich erweitert im vorliegenden Kapitel wieder.

6.1 Unterspannungs-Überstromschutz ($U<$, $I>$, $I>>$)

Wie bereits beschrieben, sind ausreichend hohe Kurzschlussströme Voraussetzung für die ordnungsgemäße Funktion von Schutzgeräten und den sicheren und zuverlässigen Betrieb elektrischer Netze und Anlagen. Besonders im Inselnetzbetrieb müssen bei Einsatz dezentraler Stromerzeugungsanlagen im Fehlerfall genügend hohe Kurzschlussströme fließen, um die Selektivität und Schnelligkeit von Schutzeinrichtungen zu gewährleisten. Bei Verlust des durch das Netz zur Verfügung gestellten Kurzschlussstroms kann es im Inselnetzbetrieb dazu kommen, dass kein ausreichend hoher Strom zur Anregung des Schutzes fließt. Um dieses Problem zu lösen, wird im Folgenden das patentierte Konzept eines unterspannungsgesteuerten Überstrom-Zeitstaffelschutz-Systems in Kombination mit einer Ortungs-Hilfsstromquelle präsentiert [P1].

Das im pilotstrombasierten unterspannungsgesteuerten Überstrom-Zeitstaffelschutz-System eingesetzte Schutzprinzip ist ansatzweise aus der Generatorschutztechnik bekannt. Der dortige Einsatzbereich wurde zum Teil durch die Erfassung der Impedanz abgelöst [73]. Der Einsatz in der Generatorschutztechnik erlaubt jedoch keine gestufte, ortsabhängige Selektivität der nachgeschalteten Schutzeinrichtungen. Durch das Vorsehen der Pilotstromquelle im beschriebenen Konzept wird sichergestellt, dass bei fehlerbedingtem Fernbleiben einer Kurzschlussstrom-Einspeisung von Generatoren bzw. Wechselrichter das Überstrom-Zeitstaffelschutz-Prinzip weiterhin eingesetzt werden kann.

Abbildung 120 zeigt exemplarisch einzustellende Schwellwerte des unterspannungsgesteuerten Überstromschutzes. Die Detektion der Spannungsabsenkung im Netz, verursacht durch einen Kurzschluss, erfolgt durch Unterschreitung des definierten Schwellwertes ($U<$) gleichzeitig wird der Schwellwert von $I>$, z.B. auf den kleinsten im Netz vorkommenden Kurzschlussstrom gestellt. In Abbildung 120 ist zusätzlich zur Abfrage von $I>$ noch eine Schwellwertabfrage des Stroms $I>>$, bei gleichbleibender Unterspannung $U<$, eingetragen.

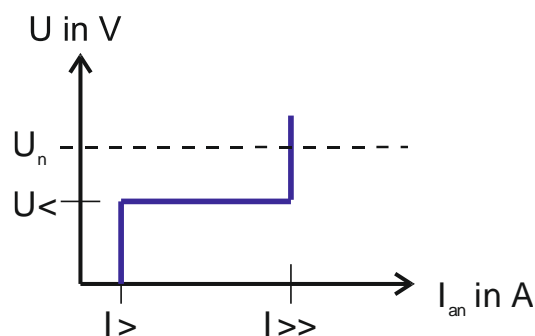


Abbildung 120 Unterspannungsgesteuertes Überstromzeitschutz-Prinzip, U_n ... Nennspannung in V, I_{an} ... Anregestrom in A

6.2 Pilotstrombasiertes unterspannungsgesteuertes Überstrom-Zeitstaffelschutz-System

6.2.1 Stand der Technik [P1]

Charakteristika wie z.B. die Höhe der verfügbaren Kurzschlussleistung, die Sternpunktsbehandlung, der Kurzschluss- bzw. Fehlerstrom, die Konzeption des selektiven Überlast- und Kurzschlussschutzes sowie die richtige Dimensionierung der Schutzelemente nehmen in aktiven Verteilernetzen eine wichtige Rolle ein. Im Parallelbetrieb von öffentlichem Niederspannungsnetz und dezentralen Stromerzeugungsanlagen ist derzeit die Funktionalität der Schutzelemente (Sicherungen, Leitungsschutzschalter, Leistungsschalter) aufgrund der Lieferung der Kurzschlussleistung durch das Netz gegeben [P8].

Im Inselnetzbetrieb sind jedoch Fehlerströme und die daraus resultierenden Kurzschlussleistungen durch die Eigenschaften und Anzahl der dezentralen Stromerzeugungsanlagen bestimmt. Wegen zeitlicher Variation der Fehlerströme wird jedoch die Definition einer Kurzschlussleistung im Inselnetzbetrieb problematisch. Daher müssen bislang eingesetzte Schutzkonzepte hinsichtlich der Anforderungen Selektivität, Schnelligkeit, Empfindlichkeit, Zuverlässigkeit, wirtschaftliche Angemessenheit etc. auf ihre Eignung, sowohl im Netz- als auch im Inselnetzbetrieb, geprüft und nötigenfalls adaptiert werden.

Aufgrund der Einfachheit und der bewährten Funktionalität kommt bisher in Verteilernetzen allgemein sowie in Niederspannungsnetzen ausschließlich das Überstrom-Zeit-Staffelschutzprinzip (UMZ-Schutz) zur Anwendung. Im Fehlerfall werden alle vom Fehlerstrom durchflossenen Schutzeinrichtungen angeregt (Fehlerstrom $I_F > \text{Ansprechstrom } I_A$) und dabei löst jene mit der geringsten Zeitverzögerung als erstes aus. Dadurch ergeben sich in der Nähe des Einspeisepunktes bei UMZ-Schutzeinrichtungen hohe Abschaltzeiten. Unter Berücksichtigung, dass die eingestellten Verzögerungszeiten vom Ende des schützenden Netzbereichs in Richtung der Kurzschlussstrom-Einspeisung ansteigen, löst die dem Fehler nächstgelegene vorgelagerte Schutzeinrichtung am schnellsten aus. Somit bleibt die Versorgung der nicht-fehlerbehafteten Netzgebiete aufrecht.

Um jedoch zwischen Fehlerfall und Betriebszustand, bzw. zwischen Anrege- und Auslösezustand unterscheiden zu können, ist ein ausreichend hoher Fehlerstrom I_F erforderlich. Da dieser in wechselrichter-gespeisten Netzen nicht den Anforderungen entspricht, wird im vorgestellten Konzept an zentraler Stelle (z.B. Sammelschiene) im Verteilernetz eine zusätzliche Einspeisung (Ortungs-Hilfsstromquelle) vorgesehen. Damit kann ein Kurzschlussstrom mit entsprechender Größe und Konstanz während der gesamten Fehlerdauer sichergestellt werden.

6.2.2 Funktionsweise

Das neu entwickelte und patentierte unterspannungsgesteuerte Überstrom-Zeitstaffelschutz-System beinhaltet neben dem Einsatz einer Ortungs-Hilfsstromquelle (Pilotstrom I_{Pilot}) das Konzept eines unterspannungsgesteuerten Überstromschutzes. Dieses wird angewendet, um mittels Detektion der durch den Fehler (Kurzschluss, Erdkurzschluss) verursachten Stromspitze und des fehlertypischen nachfolgenden Spannungseinbruchs unverzüglich eine unterspannungsgesteuerte Selbsthaltung zu aktivieren. Dieser Selbsthaltekreis dient als Freigabe-Kriterium (Anrege-Kriterium) für den gestaffelten, mit einem Überstrom-Kriterium versehenen und einer Verzögerungszeit verriegelten Überstrom-Zeitschutz. In Folge einer Abschaltung der Quelle durch Auftritt eines Netzfehlers wird dazu über eine

Ortungs-Hilfsstromquelle ein Pilotstrom I_{Pilot} eingespeist. Dieser Pilotstrom wird durch eine geeignete Stromquelle, z.B. Wechselrichter, bereitgestellt.

In Abbildung 121 ist der Aufbau des pilotstrombasierten unterspannungsgesteuerten Überstrom-Zeitstaffelschutz-Systems in Form eines Blockschaltbilds dargestellt.

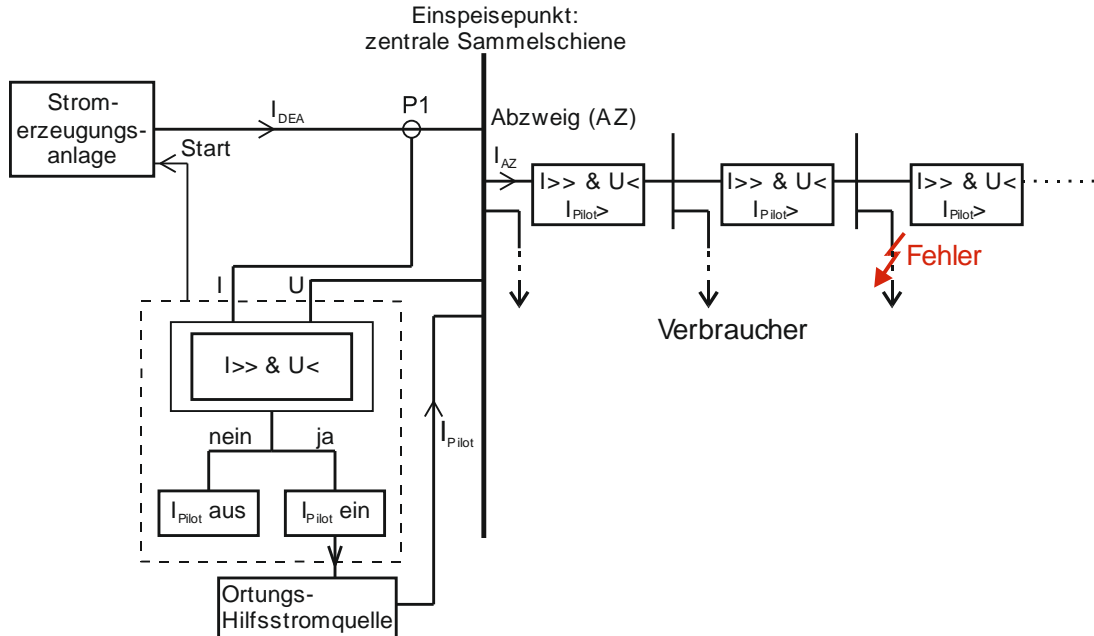


Abbildung 121 Blockschaltbild, Überstrom-Zeitstaffel-Schutz-Gerät [P1]

Exemplarisch zeigt Abbildung 121 einen Verteilernetz-Abzweig (AZ) mit zeitgestaffelten unterspannungsgesteuerten Überstromrelais, Verbrauchern und einem Fehler (z.B. Kurzschluss). Der Messpunkt P1 dient zur Erfassung des eingespeisten Stroms der dezentralen Erzeugungsanlage (I_{DEA}) und der Spannung (U) im Netz, um in Folge die Startbedingung für die Ortungs-Hilfsstromquelle zu prüfen. Die Fehlererkennung erfolgt über die permanente Kontrolle von Netzstrom und -spannung: steigt der Strom I_{DEA} über den eingestellten Schwellwert (Sollwertvorgabe) von $I_{>>}$ und fällt gleichzeitig die Netzspannung U unter $U_{<}$, wird die Ortungs-Hilfsstromquelle aktiviert und der Pilotstrom I_{Pilot} nach kurzer Verzögerungszeit auf die zentrale Sammelschiene gespeist. In Abbildung 121 sind Fehlererkennung und Ortungs-Hilfsstromquelle separat ausgeführt. Alternativ könnten diese beiden Komponenten auch als eine gemeinsame Einheit ausgeführt sein.

Abbildung 122 zeigt exemplarisch die idealisierten Strom- und Spannungsverläufe am Messpunkt P1. Die Zeitpunkte t_0 bis t_7 sind aufgrund der Übersichtlichkeit nur entlang der Abszisse in Abbildung 122 a) eingetragen. Die Ordinate fällt mit dem Zeitpunkt t_1 zusammen und kennzeichnet den Fehlereintritt. Die Zeitpunkte t_0 und t_7 stellen den fehlerfreien Zustand (Betrieb) vor Eintritt des Fehlers bzw. nach Fehlerklärung dar. Abbildung 122 b) zeigt den zeitlichen Verlauf eines in das Verteilernetz eingespeisten Stroms I_{DEA} (hier Wechselrichterstrom). Bis zum Zeitpunkt t_3 weist I_{DEA} einen zum Abzweigstrom (I_{AZ}) identen Verlauf auf, siehe Abbildung 122 f). Zum Zeitpunkt des Fehlereintritts t_1 steigen der Strom (I_{DEA}) sowie der Abzweigstrom (I_{AZ}) über den vorgegebenen Schwellwert $I_{>>}$ an, gleichzeitig bricht die Spannung U ein und sinkt unter den vorgegebenen Schwellwert $U_{<}$.

Durch die Erfassung der Stromspitze und des Spannungseinbruches zu Beginn des Fehlers wird unverzüglich eine unterspannungsgesteuerte Selbsthaltung aktiviert (Abbildung 122 d)). Zum Zeitpunkt t_2 trennt sich die Quelle vom Netz, dies zeigen Abbildung 122 b) (Strom I_{DEA}), Abbildung 122 c) (Netzspannung U) und Abbildung 122 f) (Abzweigstrom I_{AZ}). Die Über- bzw. Unterschreitung der

vorgegebenen Schwellwerte von $I >>$ sowie $U <$ (z.B. Kurzschluss) wird durch die Fehlererkennungseinrichtung detektiert. Um eine eventuelle Rückkehr der Netzspannung, z.B. durch erfolgreiche automatische Wiedereinschaltung (AWE) mit einer Wirkzeit t_{AWE} auszuschließen, wird ab dem Fehlereintritt (Zeitpunkt t_1) eine Zeitdauer von ca. $T_1 = 0,4 \text{ s} > t_{AWE}$ abgewartet. Das Ende der Zeitdauer von T_1 ist durch den Zeitpunkt t_3 gekennzeichnet. Ab diesem Zeitpunkt (t_3) liefert die Ortungs-Hilfsstromquelle den Pilotstrom I_{Pilot} ins Netz (Abbildung 122 e), bis das betreffende Schutzorgan den fehlerbehafteten Abzweig abschaltet (Zeitpunkt t_4) bzw. bis es infolgedessen zu Selbstabschaltung der Ortungs-Hilfsstromquelle kommt (Zeitpunkt t_5 , Ablauf von ca. $T_2 = \max. 2,0 \text{ s}$).

Durch die Charakteristik der noch zugeschalteten Stromquelle steigt ab dem Zeitpunkt t_4 die Spannung (Abbildung 122 c)) an, dies wird durch die Fehlererkennungseinrichtung erkannt und führt zum Unterbrechen des Pilotstroms und Deaktivierung der Ortungs-Hilfsstromquelle zum Zeitpunkt t_5 . Die Wiedereinschaltung der kurzschlussstromschwachen Stromerzeugungsanlage erfolgt zum Zeitpunkt t_6 . Die Zeitdauer zwischen der Abschaltung des Abgangsschutzes und Zuschaltung der kurzschlussstromschwachen Stromerzeugungsanlage ist durch die Zeitdauer von ca. $T_3 = 0,5 \text{ s}$ gegeben.

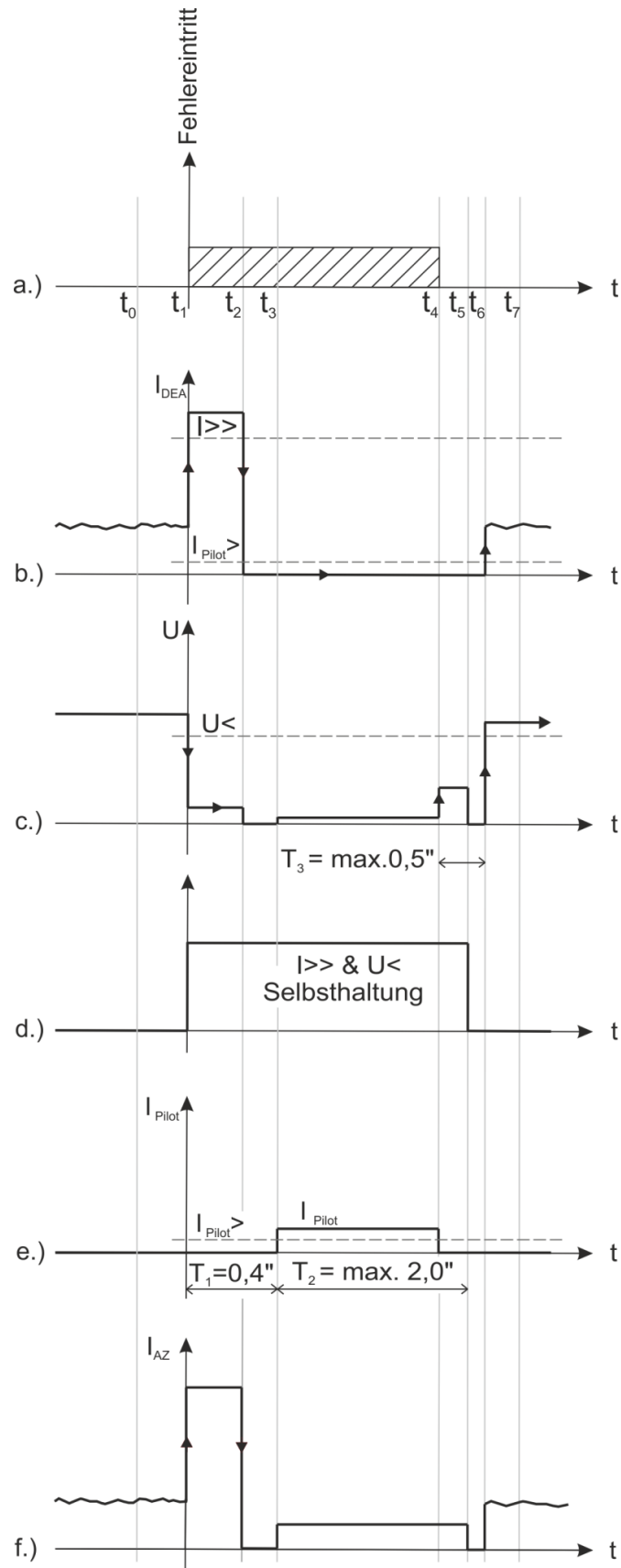


Abbildung 122 Idealisierte Strom- und Spannungsverläufe am Messpunkt P1 in Abbildung 121 [P1]

6.2.3 Validierung der Funktionsweise

Das unterspannungsgesteuerte Überstrom-Zeitstaffelschutz-System wurde mittels Versuchen mit real aufgebauten Komponenten im Labor auf Funktionalität getestet, siehe Abbildung 123. Dazu wurden Kurzschlüsse an unterschiedlichen Positionen im Netz (auf nachgebildeten Leitungsstrecken, welche Leitungsabgänge repräsentieren) unter Berücksichtigung unterschiedlicher Verzögerungszeiten (Staffelzeiten) des unterspannungsgesteuerten Überstrom-Zeitstaffelschutzes durchgeführt. Abbildung 123 zeigt die verwendeten Relais zur Realisierung des unterspannungsgesteuerten Überstrom-Zeitstaffelschutz-Systems.

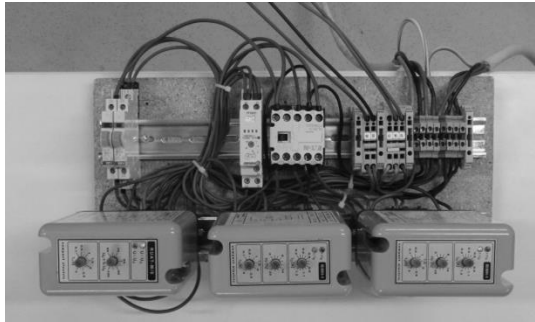


Abbildung 123 Laboraufbau – exemplarisches unterspannungsgesteuertes Überstrom-Zeitstaffelschutz-System [P1]

Folgende Untersuchungen zur Überprüfung der Funktionalität wurden durchgeführt, siehe Abbildung 124:

- Kurzschlüsse (F1, F2) auf verschiedenen Positionen repräsentativer Leitungsstrecken (Strecke 1 bzw. Strecke 2)
- Versuch Nr. 1: Überprüfung der Selektivität (Einhaltung der Staffelbedingung $t_1 > t_2$)
- Versuch Nr. 2: Identische Verzögerungszeiten ($t_1 = t_2$)
- Versuch Nr. 3: Simulation eines Schutzversagens (Schutz 2 defekt, realisiert durch $t_1 < t_2$, Nichteinhaltung der Staffelbedingung)

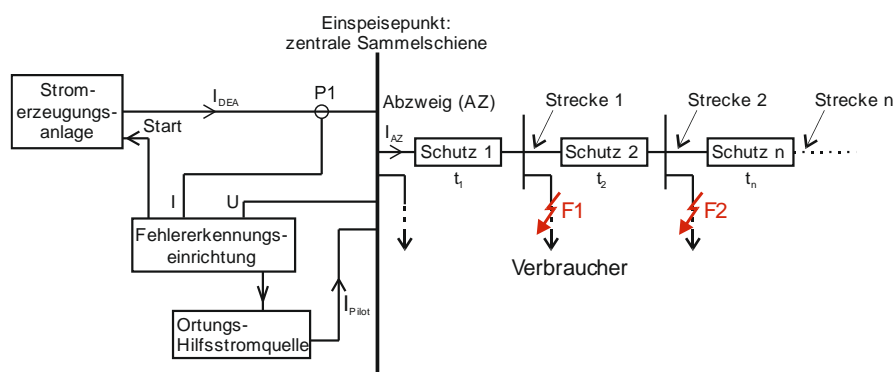


Abbildung 124 Fehlerpositionen – Validierung der Funktionsweise [P1]

Die Einstellungen der Schwellwerte für die Ströme ($I_{>}$ und $I_{Pilot>}$) sowie für die Spannung ($U_{<}$) in Bezug auf den Nennstrom (A) bzw. die -spannung (V) wurden gemäß Tabelle 26 vorgenommen.

Tabelle 26 Eingestellte Schwellwerte für Ströme und Spannung [P1]⁴³

$I_{>>}$	$I_{\text{Pilot}>}$	$U_{<}$
$130 \% \cdot I_n$	$20 \% \cdot I_n$	$60 \% \cdot U_n$

In Tabelle 27 sind die Ergebnisse eines Kurzschlusses (F2) auf der Strecke 2 zusammengefasst. Anhand des Versuchs Nr. 1 wurde Selektivität nachgewiesen, d.h. dass durch einen Fehler auf der Strecke 2 gezeigt werden konnte, dass der zugeordnete Schutz 2 auslöst, hingegen der Schutz 1 nicht zur Auslösung gebracht wird. Damit konnte nachgewiesen werden, dass nicht-fehlerbehaftete Netzteile entsprechend den Anforderungen weiter versorgt werden. Der Versuch Nr. 2 beinhaltet designgemäß idente Verzögerungszeiten ($t_1=t_2$). In diesem Fall lösten sowohl der Schutz 1 als auch der Schutz 2 aus.

Tabelle 27 Kurzschluss auf Strecke 2, F2 (✓ ... Schutz auslösung, x ... keine Schutz auslösung) [P1]

Versuch		Schutz 1	Schutz 2
Nr. 1 Selektivität	Verzögerungszeit	$t_1 > t_2$	t_2
	Auslösung	x	✓
Nr. 2 Verzögerungszeit ident	Verzögerungszeit	$t_1 = t_2$	$t_1 = t_2$
	Auslösung	✓	✓
Nr. 3 Schutz 2 defekt	Verzögerungszeit	$t_1 < t_2$	t_2
	Auslösung	✓	x

Der Versuch Nr. 3 repräsentiert ein Schutzversagen. Konkret wurde angenommen, dass der Schutz 2 defekt ist. Dies wurde anhand der Verzögerungszeit-Einstellung ($t_1 < t_2$) vorgenommen. Es konnte gezeigt werden, dass bei einem Schutzversagen oder bei einer nicht vorschriftsgemäßen Zeitstaffelung, der Schutz 1 abschaltet.

Anhand der Versuche im Labor wurde somit nachgewiesen, dass das unterspannungsgesteuerte Überstrom-Zeitstaffelschutz-System zuverlässig und sicher arbeitet.

6.2.4 Vorteil des beschriebenen patentierten Konzepts

Damit auch künftig beim Einsatz dezentraler Stromerzeugungsanlagen im Netz- und Inselnetzbetrieb zur Nutzung erneuerbarer Energien, ein sicherer und zuverlässiger Betrieb elektrischer Verteilernetze mit dem dafür erforderlichen Überstrom-Zeit-Staffelschutz gewährleistet ist, muss für dessen Funktion ein entsprechend großer Kurzschlussstrom sichergestellt werden. Dazu wären aber z.B. Wechselrichter mit verhältnismäßig teuren, leistungsstarken Ausgangsstufen erforderlich. Außerdem sind deren Verfügbarkeit und Langzeitstabilität nicht sicherzustellen. Mit dem präsentierten Konzept kann diese u.U. mit hohen Investitionen verbundene Anforderung, große Kurzschlussströme über längere Zeit bereitzustellen, entfallen und es können handelsübliche Wechselrichter eingesetzt werden.

Durch das Vorsehen der zusätzlichen Ortungs-Hilfsstromquelle in Kombination mit dem unterspannungsgesteuerten Überstrom-Zeitstaffelschutz-System wird sichergestellt, dass selbst bei

⁴³ $I_{\text{Pilot}>}$ dient zur Abfrage, ob bereits ein Pilotstrom I_{Pilot} eingespeist wird.

Kurzschlussstromverlust durch Netztrennung von kurzschlussstromschwachen Erzeugungsanlagen (z.B. Wechselrichter) das Überstrom-Zeitstaffelschutz-Prinzip weiterhin angewendet werden kann.

7 Zusammenfassung und Ausblick

7.1 Zusammenfassung

Basierend auf bestehenden normativen Rahmenbedingungen (sicherheitsbezogene Regelwerke, Gesetze sowie Verordnungen) liegt der Fokus dieser Dissertation auf der elektrischen Sicherheit in aktiven Niederspannungsnetzen, insbesondere im Inselnetzbetrieb.

Dabei werden, ausgehend von einer grundlegenden Betrachtung über das Verhalten von nichtlinearen Quellen (Wechselrichtern) im Betriebs- sowie im Fehlerfall, erforderliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Schutzmaßnahmen im Inselnetz dargestellt. In diesen Untersuchungen wird die Umschaltung vom Netzparallel-, als Basisform des Netzbetriebs, in den Inselnetzbetrieb einer Verbraucheranlage sowie die Funktion von Überstromschutzelementen (Leitungsschutzschalter, Sicherungen) aufgezeigt.

Durch die Analyse definierter Fehlerszenarien in bestehenden Niederspannungsnetzen bei Versorgung über einen Transformator einerseits und andererseits im Inselnetzbetrieb bei Versorgung über Wechselrichter, werden auftretende Körperströme und Berührungsspannungen sowie das Abschalt- und Auslöseverhalten von Leitungsschutzschaltern und Sicherungen aufgezeigt. Dabei werden, unter Berücksichtigung von Einflussfaktoren, wie z.B. die Leitungslänge (Schleifenimpedanzen) die Auswirkungen auf Körperströme und Berührungsspannungen im Sinne einer Worst-Case-Analyse dargestellt. Abschließend erfolgt die Bewertung der ermittelten Körperströme anhand von DIN IEC/TS 60479-1 [45] sowie der Berührungsspannungen gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46]. In diesem Zusammenhang werden das Abschaltverhalten von Überstromschutzelementen sowie Gefährdungspotentiale bei Nichtabschaltung im Detail behandelt.

Neben der analytischen Betrachtung erfolgt der Nachweis neuartiger Phänomene im Zusammenhang mit der Einspeisung über Wechselrichter durch Messungen im Labor sowie bei der Versorgung einer Verbraucheranlage im Feld.

Aufbauend auf das Erfordernis, dass sich dezentrale Erzeugungsanlagen in der Hoch- und Mittelspannung an der dynamischen Netzstützung beteiligen müssen, wird mittels eines iterativen Lösungsansatzes gezeigt, dass eine induktive Fehlerstromeinspeisung zur Erhöhung des Fehlerstroms in der Niederspannung nicht zielführend ist. Die Einspeisung eines reinen Wirkstroms zur Erhöhung des Fehlerstroms in der Niederspannung wirkt am effizientesten.

Der Einfluss der Sternpunktsbehandlung nimmt in Inselnetzen eine bedeutende Rolle ein. Bei Umschaltung vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb ist der isolierte Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage einem „Neutralleiterbruch“ in der Anlage gleichzusetzen. Daher ist bei Umschaltung vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb in einem TN-Netz dafür zu sorgen, dass der Sternpunkt geerdet betrieben wird.

Anhand einer methodischen Analyse wird das Ausmaß sowie die Auswirkung der 3. Oberschwingung im Sternpunkt des Generators nachgewiesen. Durch die weiterführenden Untersuchungen der thermischen Belastung wird gezeigt, dass der zusätzliche Anteil, verursacht durch die 3. Oberschwingung, sich oft in einem tolerierbaren Rahmen bewegt. Als Abhilfemaßnahme im Falle eines isolierten Sternpunktes der dezentralen Erzeugungsanlage kann die Bereitstellung eines geschlossenen sowie niederohmigen Nullsystempfads durch das in dieser Dissertation beschriebene Konzept eines „Safety Blocks“ sichergestellt werden. Dafür und zur Erhöhung des Kurzschlussstroms werden ein Sternpunktsbildner und ein Synchrongenerator zum „Safety Block“ verschalten und damit die Bedingungen für den sicheren Betrieb erfüllt.

Die Problematik eines zu geringen Fehlerstroms bei Einschränkung bzw. Verlust der Kurzschlussleistung wird durch das patentierte Konzept eines unterspannungsgesteuerten Überstrom-Zeitstaffelschutz-Systems in Kombination mit einer Ortungs-Hilfsstromquelle behoben. Durch die Bereitstellung eines Kurzschlussstroms mit entsprechender Größe und Konstanz über die Fehlerdauer und Aktivierung einer unterspannungsgesteuerten Selbsthaltung wird gewährleistet, dass das Überstrom-Zeitstaffelschutz-Prinzip auch bei Einspeisung über Wechselrichter angewendet werden kann.

Folgende Kernaussagen können aus dieser Dissertation abgeleitet werden:

- Bei Einspeisung über einen einzigen repräsentativen Wechselrichter (5 kVA) im Inselnetzbetrieb einer Verbraucheranlage ist eine Abschaltung in TN-Netzen (0,4 s) innerhalb der vorgegebenen Zeit durch Leitungsschutzschalter mit Charakteristik C bzw. durch Sicherungen nicht sichergestellt. Eine Abschaltung erfolgt ausschließlich durch einen Leitungsschutzschalter mit Charakteristik B.
- Bei Einspeisung über einen einzigen repräsentativen Wechselrichter besteht durch die geringen Fehlerströme jedoch kein signifikantes Gefährdungspotential im Fehlerfall. Die Bewertung der Körperströme nach DIN IEC/TS 60479-1 [45] zeigt, dass die auftretenden Körperströme im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-2 bzw. AC-3 (unter Berücksichtigung üblicher Leitungslängen der Installation in der Verbraucheranlage) liegen.
- Im Falle der Verletzung der geforderten Bedingung, Abschaltung innerhalb von 0,4 s beim Einsatz mehrerer Wechselrichter, sind aufgrund des Verhaltens der Wechselrichter als Stromquelle und dem zur Spannungsquelle unterschiedlichen Fehlerverhalten, der Verlauf der Fehlerströme und die dadurch bedingten Körperströme im Detail zu analysieren.
- Bei Versorgung über zwei bzw. drei Wechselrichter mit je 5 kVA kommt es beim Verbleib der Wechselrichter am Netz zu einer Abschaltung durch Überstromschutzelemente (LS B, LS C und Sicherungen) innerhalb der zulässigen Ausschaltzeit 0,4 s in TN-Netzen, auftretende Körperströme liegen im Bereich AC-2 bzw. AC-3.
- Kommen weitere Wechselrichter hinzu, die im Fehlerfall wie eine Stromquelle agieren, treten zunehmende Körperströme auf, sodass die Schutzorgane immer schneller abschalten müssen, um Gefährdungen zu vermeiden (Verhinderung des Überschreitens der Grenzlinie c_1 [45]). Dabei ist grundsätzlich zu beachten, dass als Kriterien für den Körperstrom einerseits der Wechselrichter-Kurzzeitfehlerstrom und andererseits die Fehlerschleifenimpedanz gelten.
- Aus den messtechnischen Analysen kann gefolgert werden, dass Schutzmaßnahmenprüfgeräte nach dem heutigen Stand der Technik für eine normenkonforme Überprüfung der Fehlerschleifenimpedanz im Falle eines Inselnetzes mit Versorgung über Wechselrichter nicht geeignet sind.
- Eine reine Blindstromeinspeisung durch Wechselrichter in der Niederspannung zur Erhöhung des Fehlerstroms ist nicht zielführend. Die Einspeisung eines reinen Wirkstroms stellt die effizienteste Methode dar.
- Die Vorgabe, den Neutralleiter einer dezentralen Erzeugungsanlage nicht anzuschließen bzw. nur anzuschließen, wenn die 3. Oberschwingung kleiner als 20 % ist, wird als zu restriktiv gesehen: Aus thermischen Überlegungen, unter Berücksichtigung einer allgemeinen thermischen Reserve von 20 %, wäre ein Grenzwert von 40 % für die 3. Oberschwingung zulässig. Neben der Bestimmung des Ausmaßes der dritten Oberschwingung muss eine individuelle Untersuchung der zusätzlichen thermischen Belastung sowohl des Sternpunkts als

auch der Phasenausleitungen, verursacht durch die 3. Oberschwingung, erfolgen. Bei isoliertem Sternpunkt der dezentralen Erzeugungsanlage und Umschaltung in den Inselnetzbetrieb muss sichergestellt werden, dass der Sternpunkt exakt voreilend sicher geerdet wird.

- Werden die Vorgaben des Ausmaßes der 3. Oberschwingung nicht eingehalten, kann ein nullstromtragfähiger Sternpunkt mittels eines Sternpunktsbildners bereitgestellt werden.

7.2 Ausblick

Aus heutiger Sicht ist davon auszugehen, dass der gesellschaftliche Trend betreffend Energieautarkiebestrebungen die Entwicklung in Richtung aktiver Niederspannungsnetze im Inselnetzbetrieb forciert.

Für die Adaptierung bestehender Niederspannungsnetze hin zu aktiven Niederspannungsnetzen mit der Option der Inselnetzbildung sind normative Rahmenbedingungen erforderlich, welche die Sicherheit, insbesondere die Personensicherheit, berücksichtigen. Dabei muss beachtet werden, dass neben dem Netzbetreiber auch der Kunde (Marktteilnehmer) am Niederspannungsnetzbetrieb teilnimmt. In diesem Zusammenhang müssen die rechtlichen Verantwortlichkeiten für die Gewährleistung der Sicherheit, insbesondere im Inselnetzbetrieb, geklärt werden.

In der Vergangenheit war die Modellierung der Energiequellen als Spannungsquellen mit vernachlässigbarem Innenwiderstand zulässig. Bedingt durch neue Technologien, wie zum Beispiel Wechselrichter, sind diese durch Stromquellen nachzubilden.

Bei Verhalten der dezentralen Inselnetz-Quelle als Stromquelle sind neben dem Kriterium der Ausschaltzeit (in TN-Netzen 0,4 s [12]), im Falle einer Verletzung der Ausschaltzeitbedingung, die dabei auftretenden Körperströme als ultimatives Kriterium heranzuziehen und es ist eine Erweiterung der normativen Situation dahingehend zu überdenken.

8 Literatur

- [1] *EnergieStrategieÖsterreich: Maßnahmenvorschläge*. Wien, 2010.
- [2] A. Lugmaier, H. Brunner, W. Prügler, N. Glück, F. Kupzog, H. Fechner, U. Tauschek, T. Rieder, *Roadmap Smart Grids Austria: Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze!*, 2010.
- [3] *Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010: EIWOG 2010*.
- [4] *Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V - Teil 4-712: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen - Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen*, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, 2009.
- [5] S. Palm, *Grundlagen der Detektierbarkeit und Detektionsverfahren von Inselnetzen*, 2014.
- [6] D. Möst and P. Schegner, Eds, *Energiewende Sachsen - Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze: Beiträge der Abschlusskonferenz des ENERSAX-Projektes*. Dresden: Saechsische Landesbibliothek- Staats- und Universitaetsbibliothek Dresden; Technische Universität Dresden, 2014.
- [7] N. Hatzigiorgiou, N. Jenkins, G. Strbac, J. A. Pecas Lopes, J. Ruela, A. Engler, J. Oyarzabal, G. Kariniotakis, and A. Amorim, *Microgrids - Large Scale Integration for Microgeneration to Low Voltage Grids*. 21, rue d' Artois, F-75008 Paris, 2006.
- [8] RölfPartner, *SonderInformation: Vom Objektnetz zum geschlossenen Verteilernetz*, 2011.
- [9] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) § 110 Geschlossene Verteilernetze*, 2005.
- [10] Energienetze Steiermark GmbH, *Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Energienetze Steiermark GmbH*. Genehmigt durch den Vorstand der E-Control am 25. Juli 2014 gemäß § 47 Elwog in der Fassung BGBl. I Nr. 147/2013 iVm § 23 Stmk. EIWOG LGBl. Nr. 70/2005 in der Fassung LGBl. Nr. 87/2013
- [11] *Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Nullungsverordnung: Nullungsverordnung*.
- [12] *Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V Teil 1: Begriffe und Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahmen)*, ÖVE/ÖNORM E 8001-1, 2010.
- [13] *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE-AR-N 4105, 2011.
- [14] E-Control, *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen: Teil D: Besondere technische Regeln*. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen, Version 2.1, 2013.
- [15] *ÖVE-EN 1, Teil 4 (§53) Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V, Teil 4: Besondere Anlagen, § 53 Ersatzstromversorgungsanlagen und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb*, 1994.
- [16] *Starkstromanlagen und Sicherheitsstromversorgung in baulichen Anlagen für Menschenansammlungen Teil 1: Allgemeines*, ÖVE/ÖNORM E 8002-1, 2007.
- [17] *Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 200: Begriffe (IEC 60050-826:2004, modifiziert)*, DIN VDE 0100-200 (VDE 0100-200), 2006.
- [18] Allgemeine Unfallversicherungsanstalt AUVA, *Ersatz- und Notstromversorgung mit Zapfwellengeneratoren*. Nr. 42. Wien, 2005.

- [19] *Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V, Teil 4-56: Elektrische Anlagen in landwirtschaftlichen und gartenbaulichen Betriebsstätten*, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-56, 2003.
- [20] Allgemeine Unfallversicherungsanstalt AUVA, *Elektroschutz auf Baustellen*. M 240. Wien, 2007.
- [21] BG Bau Berufsgenossenschaft der Bauwirtschaft, *Handlungsanleitung Auswahl und Betrieb auf Bau- und Montagestellen*. BGI 867. Berlin, 2005.
- [22] Joint Working Group B5/C6.26/CIREN, *Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources: Final Report*, 2015.
- [23] G. Kerber, G. Kaestle, and F. Oechsle, *Strategies for Coping with Unintentional Islanding as a Result of Robust Grid Connection Rules for Distributed Generation*, 2013.
- [24] J. Driesen and R. Belmans, *Distributed generation: challenges and possible solutions*, 2006.
- [25] H. Hauer, *Fehlerschutzmaßnahme Nullung im Licht zunehmender dezentraler Energieerzeugung: Grenzen und Lösungsansätze*. Wien: Springer, 2013.
- [26] B. Li, Y. Li, and T. Ma, "Research on earthing schemes in LV microgrids," in *Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on*, 2011, pp. 1003–1007.
- [27] M. Brenna, F. Iannone, and D. Zaninelli, "Electrical safety analysis in low voltage systems with electronic power converters," in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, 2005, pp. 2462–2468.
- [28] N. Jayawarna, N. Jenkins, M. Barnes, M. Lorentzou, S. Papathanassiou, and N. Hatziygiouri, "Safety analysis of a microgrid," in *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, 2005, pp. 1–7.
- [29] M. Esreraig and J. Mitra, "An observer-based protection system for microgrids," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011, pp. 1–7.
- [30] P. Mahat, C. Zhe, B. Bak Jensen, and C. L. Bak, *A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation*, 2011.
- [31] H. Laaksonen, *Technical Solutions for Low-Voltage Microgrid Concept*, University of Vaasa, 2011.
- [32] F. van Overbeeke, "Fault current source to ensure the fault level in inverter-dominated networks," in *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIREN 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, 2009, pp. 1–4.
- [33] B. Sahan, *Wechselrichtersysteme mit Stromzwischenkreis zur Netzanbindung von Photovoltaik-Generatoren*. Kassel: Kassel Univ. Press, 2010.
- [34] *Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrotechnikgesetz 1992: Elektrotechnikgesetz 1992 - ETG 1992*.
- [35] _____, *Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrotechnikverordnung 2002: Elektrotechnikverordnung 2002 - ETV 2002*.
- [36] *Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 5-55: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Andere Betriebsmittel - Abschnitt 551: Niederspannungstromerzeugungseinrichtungen (IEC 60364-5-55:2001/A2:2008 (CLAUSE 551), HD 60364-5-551 (Ersatz für HD 384.5.551 S1:1997), 2010*.
- [37] *ÖVE-EN 1, Teil 3 (§ 40) Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V Teil 3: Beschaffenheit, Bemessung und Verlegung von Leitungen und Kabeln § 40 Beschaffenheit und Verwendung von Leitungen und Kabel*, 2002.
- [38] *Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Elektroschutzverordnung: Elektroschutzverordnung 2012 - ESV 2012*, 2012.

- [39] *Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V - Teil 4-712: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen - Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen (Änderung), ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712/A1, 2014.*
- [40] G. Biegelmeier, G. Kiefer, K. Krefter, *Schutz in elektrischen Anlagen. Band 3: Schutz gegen gefährliche Körperströme*: - Berlin: VDE-Verlag, 1998.
- [41] Nexans, Globale Kompetenz in Kabeln und Kabelsystemen, *Niederspannungskabel und Mittelspannungskabel: Datenblatt*. Technische Eigenschaften. Nexans Schweiz AG, Cortaillod.
- [42] W. Hofheinz, *Schutztechnik mit Isolationsüberwachung: Grundlagen und Anwendungen ungeerdeter IT-Systeme in medizinisch genutzten Räumen, in der Industrie, auf Schiffen, auf Elektro- und Schienenfahrzeugen und im Bergbau ; DIN EN 61140 (VDE 0140 Teil 1), DIN VDE 0100-410 (VDE 0100 Teil 410), DIN VDE 0100-710 (VDE 0100 Teil 710), DIN VDE 0118-1 (VDE 0118 Teil 1) und andere mit Isolations-Überwachungsgeräten nach DIN EN 61557-8 (VDE 0413 Teil 8), 1st ed. Berlin u.a: Vde-Verlag, 2003.*
- [43] _____, *Berührungsspannungen in ungeerdeten IT-Stromversorgungssystemen*, 2012.
- [44] *Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 4-41: Schutzmaßnahmen - Schutz gegen elektrischen Schlag (IEC 60364-4-41-2005, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-4-41:2007, DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410), 2007.*
- [45] *Wirkung des elektrischen Stroms auf Menschen und Nutztiere - Teil 1: Allgemeine Aspekte (IEC/TS 60479-1:2005 + Corrigendum Oktober 2006), DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1), 2007.*
- [46] *Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV; Deutsche Fassung EN 50522:2010, ÖVE/ÖNORM EN 50522, 2011.*
- [47] *Elektrische Anlagen von Gebäuden - Teil 5: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Kapitel 55: Andere Betriebsmittel - Hauptabschnitt 551: Niederspannungs-Stromerzeugungsanlagen, DIN VDE 0100-551 (HD 384.5.551 S1), 1997.*
- [48] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, *Notstromaggregate*. Richtlinie für Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen mit Notstromaggregaten, 5th ed. Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin, 2004.
- [49] *Anforderungen für den Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz; Deutsche Fassung EN 50438:2013, DIN EN 50438 (VDE 0435-901), 2014.*
- [50] *Requirements for the connection of a generating plant to a distribution system - Part 1: Connection to a LV distribution system and above 16 A (Deutsche Fassung: Anforderungen für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen über 16 A je Phase - Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilungsnetz), CLC/FprTS 50549-1, 2014.*
- [51] *Low voltage electrical installation - Part 8.2: Smart Low-Voltage Electrical Installations, IEC 60364-8-2 Ed. 1.0, 2014.*
- [52] *Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung: Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung, 2012.*
- [53] A. Engler, *Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen*: Dissertation.de, 2002.
- [54] G. Biegelmeier, *Elektroinstallation in Gebäuden*. Wien: Österr. Wirtschaftsverlag, 1990.
- [55] *Elektrische Anlagen von Gebäuden, Teil 4: Schutzmaßnahmen, Kapitel 48: Auswahl von Schutzmaßnahmen, Hauptabschnitt 482: Brandschutz bei besonderen Risiken oder Gefahren, DIN VDE 0100-482 (VDE 0100-482), 2003.*
- [56] S. Kämper, G. Kopatsch, *ABB Schaltanlagen Handbuch: 12, neubearbeitete Auflage*. Berlin: Cornelsen Verlag Scriptor GmbH & Co.KG, 2011.

- [57] TAEV 2012, *bundeseinheitliche Fassung: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt, mit Erläuterungen der einschlägigen Vorschriften*. Wien: Österreichs E-Wirtschaft, 2012.
- [58] H. Nienhaus, U. Spindler, and D. Vogt, *Schutz bei Überlast und Kurzschluss in elektrischen Anlagen: Erläuterungen zu DIN VDE 0100-430 und DIN VDE 0298-4*, 2nd ed.: VDE VERLAG, 2006.
- [59] *Niederspannungssicherungen - Teil 3: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungen zum Gebrauch durch Laien (Sicherungen überwiegend für Hausinstallationen und ähnliche Anwendungen) - Beispiele für genormte Sicherungssysteme A bis F*, ÖVE/ÖNORM E 8669-3, 2014.
- [60] schupa, *Auslösekennlinien Leitungsschutzschalter*. Technischer Anhang
- [61] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 2nd ed. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007.
- [62] C. A. Plet, M. Graovac, T. C. Green, and R. Iravani, "Fault response of grid-connected inverter dominated networks," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1–8.
- [63] *Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)*, E VDE-AR-N 4120, 2015.
- [64] *Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen*, 6th ed. Berlin: Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, 2013.
- [65] F. Deimel, A. Hasenzagl, F. Krikava, H. Ruhswurm, and J. Seiser, *Grundlagen der Elektrotechnik: Band 1*, 10th ed. Wien: R. Oldenbourg GmbH, 2000.
- [66] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 3rd ed.: Springer Berlin Heidelberg, 2012.
- [67] K. Bonfert, *Betriebsverhalten der Synchronmaschine*. Berlin u.a: Springer, 1962.
- [68] D. Chapman, *Leitfaden Netzqualität: Oberschwingungen Ursachen und Auswirkungen*, 2001.
- [69] E. Handschin, *Elektrische Energietechnik Kapitel VI: Gestörter Netzbetrieb*. unkorrigierte Fassung mit Stand vom 03. August, 2005.
- [70] L. Schneider, *Auswirkungen der dritten Oberschwingung in Niederspannungsnetzen mit dezentralen Erzeugungsanlagen*. Graz, Techn. Univ, Master-Arb, 2013.
- [71] G. Ziegler, *Digitaler Distanzschutz: Grundlagen und Anwendung*, 2nd ed. München: Publicis MCD, 2008.
- [72] *Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V Teil 6-61: Prüfungen - Erstprüfungen*, ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61, Ausgabe: 2001.
- [73] H. Ungrad, W. Winkler, and A. Wiszniewski, *Schutztechnik in Elektroenergiesystemen: Grundlagen, Stand der Technik Neuentwicklungen*: Springer, 1991.

9 Verzeichnisse

9.1 Abkürzungen

Die folgenden Abkürzungen werden grundsätzlich im Fließtext beschrieben und sind als zusätzliche Information zu interpretieren.

ASchG	ArbeitnehmerInnenschutzgesetz
AUVA	Allgemeine Unfallversicherungsanstalt
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
AZ	Abzweig
BHKW	Blockheizkraftwerk
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
E	Ersatzstromaggregat
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESV	Elektroschutzverordnung
ETG	Elektrotechnikgesetz
ETV	Elektrotechnikverordnung
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
F	Herzstromfaktor
FCS	Fault Current Source
FI	Fehlerstromschutzschalter
G	Erzeugung z.B. Mini-BHKW in einer Verbraucheranlage
gG	Ganzbereichs-Schutz: Standardtyp für allgemeine Anwendung
gL	Ganzbereichs-Schutz: Kabel- und Leitungsschutz
HA	Hausanschlusspunkt
I_A	Ausschaltstrom der vorgelagerten Überstromschutzeinrichtung
I_d	Kapazitiver Fehlerstrom
I_F	Fehlerstrom
$I_{F,DEA}$	Fehlerstrom, dezentrale Erzeugungsanlage
$I_{KS_L1,eff}$	Effektivwert des Wechselrichterkurzschlussstroms, Phase L1
$I_{KS_L2,eff}$	Effektivwert des Wechselrichterkurzschlussstroms, Phase L2
$I_{KS_L3,eff}$	Effektivwert des Wechselrichterkurzschlussstroms, Phase L3
I_{KS_WR}	Fehlerstrom des Wechselrichters (Effektivwert)
$I_{F,Netz}$	Fehlerstrom, Netz
I_h	Strom, ermittelt durch Herzstromfaktor
\bar{I}_{-k}	Zweigstrom
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
$I_{Kabelkap.}$	Strom, verursacht durch die kapazitive Kopplung zwischen aktiven Leitern und PE- bzw. PEN-Leiter
$i_{max.}$	Maximal auftretender Strom im Fehlerfall
I_N	Nennstrom der vorgelagerten Überstromschutzeinrichtung
$I_{natAbleitkap.}$	Strom, verursacht durch die kapazitive Kopplung zwischen aktiven Leitern und Erdreich
I_{Nenn}	Nennstrom
I_{NSS}	Strom an der Niederspannungssammelschiene

$I_{N,WR}$	Wechselrichternennstrom
I_P	Auslösestrom (Sicherung)
I_{Pilot}	Pilotstrom
i_Q	Quellenstrom
I_{ref}	Referenzstrom
$i_{Stp,150\text{ Hz}}$	Strom (150 Hz) im Sternpunkt des Synchrongenerators
I_T	Körperstrom
I_0^+	Eingeprägter Knotenstrom
$I_{150\text{ Hz}}^0$	Nullstrom der 3. Oberschwingung (150 Hz)
$I_{\Delta N}$	Nennfehlerstrom der Fehlerstrom-Schutzeinrichtung
\underline{K}	Knotenpunkts-Zweig-Inzidenzmatrix
\underline{K}^T	Transponierte Knotenpunkts-Zweig-Inzidenzmatrix
LF	Lastfluss
LS	Überstromschutzelement, Leitungsschutzschalter
LS _{DEA}	Überstromschutzelement, Leitungsschutzschalter an der dezentralen Erzeugungsanlage
LS _{VA}	Überstromschutzelement, Leitungsschutzschalter in der Verbraucheranlage
LS B	Leitungsschutzschalter Charakteristik B
LS C	Leitungsschutzschalter Charakteristik C
m	Ausschaltstromfaktor
MMS	Microgrid Management System
NSS	Niederspannungssammelschiene
OS	Oberschwingung
PAS	Potentialausgleichsschiene
PELV	Funktionskleinspannung
PV	Photovoltaik
R	Widerstand
R_A	Anlagenerder (Widerstand)
R_B	Betriebserder (Widerstand)
R_F	Fehlerübergangswiderstand
R_{ST}	Standortwiderstand
R_T	Körperwiderstand
R_{Tr}	Wirkwiderstand Transformator
R_{0Tr}	Nullwirkwiderstand Transformator
R_{Σ}	Summe der Widerstände bestehend aus dem Schutzleiter und dem Erder R_A
S	Sicherheitsstromaggregat
SG	Synchrongenerator
SELV	Schutzkleinspannung
S_i	Sicherung
SIM	Fehlerschleifenimpedanz-Messgerät
SK	Stromkreis
SNT	Sicherheitsvorschriften und Vorschriften über Normalisierung und Typisierung
S_{rTr}	Bemessungsscheinleistung Transformator
SVL	Sternpunktverbindungsleiter
TAEV	Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt
$t_{Absch.}$	Abschaltzeit Leitungsschutzschalter
$t_{Ausl.}$	Auslösezeit Sicherung
\underline{U}_k	Zweigspannung
u_{kl}	Spannungsabfall an den Klemmen k und l

U_{kr}	Bemessungswert der Kurzschlussspannung, Transformator
UMZ	Unabhängiger Maximalstromzeitschutz
U_N	Nennspannung
U_{Rr}	Bemessungswert des Wirkanteils der Kurzschlussspannung, Transformator
\underline{U}_{NSS}	Spannung an der Niederspannungssammelschiene
U_T	Berührungsspannung
U_{TP}	Unbeeinflusste Berührungsspannung
$U^{0}_{150\text{ Hz}}$	Nullspannung der. 3. Oberschwingung (150 Hz)
VA	Verbraucheranlage
WR	Inselnetzfähiger Wechselrichter inkl. Batterie
$X^{0}_{50\text{ Hz}}$	Nullreaktanz Niederspannungsgenerator für die Grundschiwingung (50 Hz)
$X^{0}_{150\text{ Hz}}$	Nullreaktanz Niederspannungsgenerator für die 3. Oberschwingung (150 Hz)
Y	Admittanz
$\underline{\bar{Y}}$	Zweigadmittanzmatrix
\underline{Y}^+	Knotenadmittanzmatrix
Z	Impedanz
Z_{Ltg}	Leitungsimpedanz
Z_Q	Innenimpedanz der Quelle
Z_S	Schleifenimpedanz im Fehlerfall
Z_{Tr}	Impedanz Transformator
Z_{0Tr}	Nullimpedanz Transformator
ρ	spezifischer Widerstand
ρ_E	spezifischer Erdwiderstand

9.2 Abbildungen

Abbildung 1	Smart Grid gemäß [2]	14
Abbildung 2	Aktives Niederspannungsnetz, eigene Darstellung.....	15
Abbildung 3	Ersatzstrom-versorgungsanlage	20
Abbildung 4	Sicherheitsstromversorgungsanlage	20
Abbildung 5	Aktives Niederspannungsnetz.....	20
Abbildung 6	Spannungsquelle	25
Abbildung 7	Stromquelle	25
Abbildung 8	TN-C-System (PE- und N-Leiter gemeinsam geführt), eigene Darstellung gemäß [12]	35
Abbildung 9	TN-C-System, Betrieb ohne DEA gemäß [12]	36
Abbildung 10	TN-C-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt	36
Abbildung 11	TN-C-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführtem Sternpunkt	36
Abbildung 12	TN-C-System, Betrieb ausschließlich durch DEA; Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA	36
Abbildung 13	TN-S-System (PE- und N-Leiter getrennt geführt), eigene Darstellung gemäß [12]	37
Abbildung 14	TN-S-System, Betrieb ohne DEA gemäß [12].....	37
Abbildung 15	TN-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt	37
Abbildung 16	TN-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführtem Sternpunkt	38
Abbildung 17	TN-S-System, Betrieb ausschließ-lich durch DEA; Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA	38
Abbildung 18	TN-C-S-System (PE- und N-Leiter ab dem Hausanschlusspunkt getrennt geführt), eigene Darstellung gemäß [12]	38
Abbildung 19	TN-C-S-System, Betrieb ohne DEA gemäß [12].....	39
Abbildung 20	TN-C-S-System, Betrieb ohne DEA, Haupt (1)- und Unterverteiler (2).....	39
Abbildung 21	TN-C-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt	39
Abbildung 22	TN-C-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt, Haupt (1)- und Unterverteiler (2).....	39
Abbildung 23	TN-C-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführtem Sternpunkt	39
Abbildung 24	TN-C-S-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführtem Sternpunkt, Haupt (1)- und Unterverteiler (2).....	39
Abbildung 25	TN-C-S-System, Betrieb aus-schließ-lich durch DEA, Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA	40
Abbildung 26	TN-C-S-System, Betrieb ausschließ-lich durch DEA, Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA, Haupt (1)- und Unterverteiler (2).....	40
Abbildung 27	TT-System (PE- und N-Leiter getrennt geführt), eigene Darstellung gemäß [12].....	40
Abbildung 28	TT-System, Betrieb ohne DEA gemäß [12].....	41
Abbildung 29	TT-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt	41
Abbildung 30	TT-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführtem Sternpunkt	41

Abbildung 31	TT-System, Betrieb ausschließlich durch DEA, Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA	41
Abbildung 32	IT-System (PE- und N-Leiter getrennt geführt), eigene Darstellung gemäß [12].....	41
Abbildung 33	IT-System, Betrieb ohne DEA gemäß [12].....	42
Abbildung 34	IT-System, Betrieb mit DEA Netzparallelbetrieb mit herausgeführtem Sternpunkt ..	42
Abbildung 35	IT-System, Betrieb mit DEA, Netzparallelbetrieb ohne herausgeführtem Sternpunkt 42	
Abbildung 36	IT-System, Betrieb ausschließlich durch DEA, Inselnetzbetrieb, herausgeführter Sternpunkt der DEA	42
Abbildung 37	Exemplarisches geerdetes Netzsystem (TN-C) als Grundlage für die Ermittlung der kapazitiven Ableitströme in isolierten Netzsystemen	43
Abbildung 38	Knoten (Knotenströme) und Zweige (Zweigspannungen) zur Bestimmung der Systemadmittanzmatrix für das geerdete Netzsystem gemäß Abbildung 37	44
Abbildung 39	Exemplarisches isoliertes Niederspannungsnetz.....	46
Abbildung 40	Knoten (Knotenströme) und Zweige (Zweigspannungen) zur Bestimmung der Systemadmittanzmatrix für das isolierte Netzsystem gemäß Abbildung 39	47
Abbildung 41	Exemplarisches isoliertes Netzsystem, mitgeführter Schutzleiter PE, Ausführungsform gemäß [42]	49
Abbildung 42	Knoten (Knotenströme) und Zweige (Zweigspannungen) zur Bestimmung der Systemadmittanzmatrix für das isolierte Netzsystem gemäß Abbildung 41	49
Abbildung 43	Maßnahmen für den Schutz gegen elektrischen Schlag, eigene Darstellung gemäß [12]	51
Abbildung 44	Konventionelle Zeit/Stromstärke-Bereiche mit Wirkungen von Wechselströmen (15 Hz bis 100 Hz) auf Personen mit einem Stromweg von der linken Hand zu den Füßen [45]	55
Abbildung 45	Berührungs-, unbeeinflusste Berührungs- sowie Fehlerspannung bei Auftritt eines Isolationsfehlers, eigene Darstellung gemäß [12]	57
Abbildung 46	Zulässige Berührungsspannung U_{TP} gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46]	58
Abbildung 47	Netzanschluss einer Erzeugungsanlage (Niederspannungsnetz) mit zwei-seitig versorgbarer Anlage des Netzbenutzers, eigene Darstellung gemäß [14]	64
Abbildung 48	Netzanschluss und Schutzeinrichtung bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischatzstelle (lt. ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 [4]) für einphasige Wechselrichter (max. 4,6 kVA), eigene Darstellung gemäß [14]	64
Abbildung 49	Netzanschluss und Schutzeinrichtung bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischatzstelle (lt. ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 [4]) für mehrphasige Wechselrichter (max. 30 kVA), eigene Darstellung gemäß [14]	64
Abbildung 50	Fehlerstromaufteilung im TN-C-System – ohne dezentrale Erzeugungsanlage (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse).....	72
Abbildung 51	Fehlerstromaufteilung im TN-C-System – Netzparallelbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	74
Abbildung 52	Fehlerstromaufteilung im TN-C-System – Inselnetzbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	75
Abbildung 53	Fehlerstromaufteilung im TN-S-System – ohne dezentrale Erzeugungsanlage (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse).....	76
Abbildung 54	Fehlerstromaufteilung im TN-S-System – Netzparallelbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	77
Abbildung 55	Fehlerstromaufteilung im TN-S-System – Inselnetzbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	78

Abbildung 56	Fehlerstromaufteilung im TN-C-S-System – ohne dezentrale Erzeugungsanlage (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse).....	79
Abbildung 57	Fehlerstromaufteilung im TN-C-S-System – Netzparallelbetrieb, PEN-Leiterschienen, Hauptverteiler (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	80
Abbildung 58	Fehlerstromaufteilung im TN-C-S-System – Netzparallelbetrieb, PEN-Leiterschienen, Hauptverteiler, PE- und N-Leiterschienen, Unterverteiler (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	82
Abbildung 59	Fehlerstromaufteilung im TN-C-S-System – Inselnetzbetrieb, PEN-Leiterschienen, Hauptverteiler (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	83
Abbildung 60	Fehlerstromaufteilung im TT-System – ohne dezentrale Erzeugungsanlage (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse).....	84
Abbildung 61	Fehlerstromaufteilung im TT-System – Netzparallelbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	85
Abbildung 62	Fehlerstromaufteilung im TT-System – Inselnetzbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	86
Abbildung 63	Fehlerstromaufteilung im IT-System – ohne dezentrale Erzeugungsanlage (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse).....	87
Abbildung 64	Fehlerstromaufteilung im IT-System – Netzparallelbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	88
Abbildung 65	Fehlerstromaufteilung im IT-System – Inselnetzbetrieb (Isolationsfehler L1 - Betriebsmittelgehäuse)	89
Abbildung 66	Bestimmung der Kabel-Nullimpedanz, Herleitung über den k_0 -Faktor.....	92
Abbildung 67	TN-C-System – Fehlerstrompfad bei Auftritt eines Isolationsfehlers F, ohne Berücksichtigung bewusst überschrittener Längen (l_1) des Niederspannungskabels.....	94
Abbildung 68	Ersatzschaltbild: Impedanzen bei Auftritt eines Isolationsfehlers mit Fehlerübergangswiderstand R_F an der Stelle F gemäß Abbildung 67	94
Abbildung 69	TN-C-System: Einlinienersatzschaltbild bei Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F, Versorgung über einen Niederspannungstransformator (S_i ... Sicherung, LS ... Leitungsschutzschalter, HA ... Hausanschlusspunkt).....	95
Abbildung 70	TN-C-System: Einlinienersatzschaltbild bei Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F, Versorgung über einen Wechselrichter WR (LS ... Leitungsschutzschalter, HA ... Hausanschlusspunkt)	95
Abbildung 71	Thevenin-Äquivalent des Beispiels in Abbildung 69	95
Abbildung 72	Mit-, Gegen- sowie Nullsystem – TN-C-System bei Speisung über einen Transformator und Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F in Abbildung 69.....	95
Abbildung 73	Zeit-Strom-Bereiche für gG-Sicherungseinsätze [59]	98
Abbildung 74	Auslösekennlinien Leitungsschutzschalter, B-, C-, D- Charakteristik [60]	98
Abbildung 75	Fall 1: Körperströme I_T in A ermittelt anhand eines Körperwiderstands $R_T = 1 \text{ k}\Omega$ bzw. $R_T = 0,75 \text{ k}\Omega$ unter Berücksichtigung eines Betriebs- und Anlagenerders R_Σ , bestehend aus $R_B = 5 \text{ }\Omega$ sowie $R_A = 5 \text{ }\Omega$ bzw. $R_B = 0 \text{ }\Omega$ sowie $R_A = 0 \text{ }\Omega$	104
Abbildung 76	Fall 1: Maximal berechnete Körperströme I_T ($l_1 = 400 \text{ m}$, $l_2 = 10 \text{ m}$, $l_3 = 18 \text{ m}$) [45]	106
Abbildung 77	Fall 1: Auftretende Berührungsspannungen U_T ($l_1 = 400 \text{ m}$, $l_2 = 10 \text{ m}$, $l_3 = 18 \text{ m}$) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen..	107
Abbildung 78	TN-C-System – Versorgung über Transformator: Impedanzen bei einer typischen Länge zweier unterschiedlich dimensionierter Niederspannungsnetze, Fall 1 (Versorgung einer städtischen Struktur) und Fall 2 (Versorgung einer ländlichen Struktur an den Randbereichen eines Netzes), $l_1 = 400 \text{ m}$	109

Abbildung 79	TN-C-System – Versorgung über Transformator: Impedanzen bei Überschreitung typischer Länge zweier unterschiedlich dimensionierter Niederspannungsnetze, Fall 1 (Versorgung einer städtischen Struktur) und Fall 2 (Versorgung einer ländlichen Struktur an den Randbereichen eines Netzes), $l_1 = 2000 \text{ m}$	109
Abbildung 80	Spannungswaage 230 V Niederspannungsnetz bei Auftritt eines Isolationsfehlers F (ohne beeinflussende Wirkung von R_B und R_A)	110
Abbildung 81	Spannungs-teiler	110
Abbildung 82	TN-C-System – Versorgung über Wechselrichter im Inselnetzbetrieb: Impedanzen unterschiedlicher Längen l_3 von Stromkreisen in einer Verbraucheranlage (Hausinstallation)	111
Abbildung 83	Wechselrichter Inselnetz	113
Abbildung 84	Maximal berechnete Körperströme I_T bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter (5 kVA), <u>ohne Abschaltung durch Überstromschutzelemente</u>	115
Abbildung 85	Maximal berechnete Körperströme I_T bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter (5 kVA), Abschaltung durch <u>Leitungsschutzschalter der Type B</u> , $l_3 = 3 \text{ m}$ bzw. 25 m 116	116
Abbildung 86	Maximal berechnete Körperströme I_T bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter (5 kVA), <u>Abschaltung durch Leitungsschutzschalter der Type C</u> , $l_3 = 3 \text{ m}$ bzw. 25 m 117	117
Abbildung 87	Maximal berechnete Körperströme I_T bei Versorgung über einen einzigen, zwei bzw. drei Wechselrichter (5 kVA), <u>Auslösung durch 13 A gG-Sicherung</u> , $l_3 = 3 \text{ m}$ bzw. 25 m	118
Abbildung 88	Versorgung über einen einzigen Wechselrichter im Inselnetz: Auftretende Berührungsspannungen U_T ($l_3 = 3 \text{ m}$ und 25 m) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen	119
Abbildung 89	Versorgung über zwei Wechselrichter im Inselnetz: Auftretende Berührungsspannungen U_T ($l_3 = 3 \text{ m}$ und 25 m) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen	120
Abbildung 90	Versorgung über drei Wechselrichter im Inselnetz: Auftretende Berührungsspannungen U_T ($l_3 = 3 \text{ m}$ und 25 m) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen	120
Abbildung 91	Netzwerk zur Bestimmung der optimalen Phasenlage eines eingespeisten induktiven Stroms im Fehlerfall, Netzparallelbetrieb zwischen Niederspannungstransformator und Wechselrichter, LS ... Leistungsschalter	123
Abbildung 92	Ersatznetzwerk zur Bestimmung der optimalen Phasenlage eines eingespeisten Stroms im Fehlerfall	124
Abbildung 93	Ersatznetzwerk zur Bestimmung der optimalen Phasenlage eines von einem Wechselrichter eingespeisten induktiven Stroms im Fehlerfall	124
Abbildung 94	Graphische Iteration zur Bestimmung der optimalen Phasenlage eines induktiven Stroms im Fehlerfall	125
Abbildung 95	Inselnetzbetrieb - Versorgung über einen Wechselrichter, LS ... Leistungsschalter, S ... Schalter	126
Abbildung 96	Isolierter Sternpunkt dezentrale Erzeugungsanlage, Neutralleiterbruch	127
Abbildung 97	Ersatzschalt-bild Neutralleiterbruch, Bei-spiel	127
Abbildung 98	Erzeugungsanlage (50 Hz) inkl. OS-Quellen im Netz (1-Linien-Ersatzschaltbild) [P14] 128	128
Abbildung 99	3. Oberschwingungen (150 Hz) – Synchrongenerator, Oberschwingungen im Netz (Lasten) [P14]	128
Abbildung 100	Nullsystem (3. Oberschwingung) Synchrongenerator (SG)	129

Abbildung 101	Nullsystem (3. Oberschwingung) Netz, Transformator, Synchrongenerator (SG) und Last	130
Abbildung 102	Schematische Darstellung der Messpunkte zur Ermittlung der 3. Oberschwingung an den Messpunkten MP 1 (Transformator), MP 2 (Sternpunkt des Aggregats) und MP 3 (Residuallast) [70]	131
Abbildung 103	Bauch'sches Paradoxon in der Niederspannung [71].....	134
Abbildung 104	Zusammenschaltung von Synchrongenerator (ohne herausgeführten Sternpunkt) und Sternpunktsbildner zum Safety Block [P14].....	135
Abbildung 105	Darstellung der untersuchten Verbraucheranlage bei Einspeisung über Wechselrichter im TN-C-S-System sowie unterschiedliche Fehlerszenarien [F2], [P8]:.....	137
Abbildung 106	Prinzipdarstellung der Fehlerposition ① in der Verbrauchergruppe 1 der Anlage im Inselnetzbetrieb, ohne zusätzlichen, dem Wechselrichter nachgelagerten LS B 16 A [P8].....	138
Abbildung 107	Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ und der Außenleiterspannung $u_{L1N,WR}(t)$ bei einem Fehler zwischen Außenleiter (L1) und Neutraleiter (N) ohne LS B 16 A; händische Fehlerabschaltung zum Zeitpunkt $t = 11,67$ s [F2], [P8].....	138
Abbildung 108	Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ und der Außenleiterspannung $u_{L1N,WR}(t)$ bei einem Fehler zwischen Außenleiter (L1) und Neutraleiter (N) bei Abschaltung durch den LS B 16 A [F2], [P8]	139
Abbildung 109	Auslösekennlinien LS B 16 A, LS C 16 A und Abschaltcharakteristik des Wechselrichters [F2], [P8].....	140
Abbildung 110	Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ und des Schutzleiterstroms $i_{PE,WR}(t)$ bei einem Fehler zwischen Außenleiter (L1) und Schutzleiter (PE), Fehlereintritt zum Zeitpunkt $t = 4,645$ s [F2], [P8]	141
Abbildung 111	Nachbildung des L1-N-PE-Erde-Fehlers (Position ③ in Abbildung 105– Stromaufteilung N-, PE-Leiter und Erde sowie über den Körperwiderstand R_T bei Versorgung über den Wechselrichter [F2], [P8].....	142
Abbildung 112	Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ sowie Aufteilung der Ströme $i_{N_{eut},WR}(t)$, $i_{PE,WR}(t)$ und $i_{ERDE,WR}(t)$ bei Versorgung durch den Wechselrichter [F2], [P8].....	142
Abbildung 113	Nachbildung des L1-N-PE-Erde-Fehlers (Position ③ in Abbildung 105) – Stromaufteilung N-, PE-Leiter und Erde sowie über den Körperwiderstand R_T bei Versorgung durch das öffentliche Niederspannungsnetz [F2], [P8].....	142
Abbildung 114	Verlauf des Außenleiterstroms $i_{L1,WR}(t)$ sowie Aufteilung der Ströme $i_{N,WR}(t)$, $i_{PE,WR}(t)$ und $i_{ERDE,WR}(t)$ bei Versorgung durch das Niederspannungsnetz [F2], [P8].....	142
Abbildung 115	Kurzschlussstromverlauf bei KS-Eintritt, 1. Phase von 0 bis 60 ms (links); Ausschnitt der 2. Phase, dargestellt von 1000 ms bis 1060 ms (rechts) [P5].....	144
Abbildung 116	Messprinzip – Fehlerschleifen-impedanz über den Spannungsabfall ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61 [72].....	145
Abbildung 117	Messaufbau zur Bestimmung der Fehlerschleifenimpedanz im Inselnetz $Z_{S-Insel}$, LS ... Leitungsschutzschalter, FI ... Fehlerstromschutzschalter, S ... Schalter [P5].....	146
Abbildung 118	Fehlerschleifenimpedanz Z_S bei unterschiedlicher Belastung (Widerstandsstufe 0 bis Widerstandsstufe 11) des untersuchten Inselnetzwechselrichters (Messreihe 1 und 2 mit Fehlerschleifenimpedanz-Messgeräte SIM 1 und SIM 2) [P5].....	147
Abbildung 119	Fehlerschleifenimpedanz Z_S bei unterschiedlicher Belastung (Widerstandsstufe 12 bis Widerstandsstufe 16) des untersuchten Inselnetzwechselrichters (Messreihe 1 und 3 mit Fehlerschleifenimpedanz-Messgeräte SIM 1 und SIM 2) [P5].....	147
Abbildung 120	Unterspannungsgesteuertes Überstromzeitschutz-Prinzip, U_n ... Nennspannung in V, I_{an} ... Anreghostrom in A.....	151

Abbildung 121	Blockschaltbild, Überstrom-Zeitschutz-Gerät [P1]	153
Abbildung 122	Idealisierte Strom- und Spannungsverläufe am Messpunkt P1 in Abbildung 121 [P1] 155	
Abbildung 123	Laboraufbau – exemplarisches unterspannungsgesteuertes Überstrom- Zeitstaffelschutz-System [P1].....	156
Abbildung 124	Fehlerpositionen – Validierung der Funktionsweise [P1]	156
Abbildung 125	Körperströme I_T in A ermittelt anhand eines Körperwiderstands $R_T = 1 \text{ k}\Omega$ bzw. $R_T = 0,75 \text{ k}\Omega$ unter Berücksichtigung eines Betriebs- und Anlagenerders R_Σ , bestehend aus $R_B = 5 \Omega$ sowie $R_A = 5 \Omega$ bzw. $R_B = 0 \Omega$ sowie $R_A = 0 \Omega$	191
Abbildung 126	Fall 1: Maximal berechnete Körperströme I_T ($l_1 = 400 \text{ m}$, $l_2 = 35 \text{ m}$, $l_3 = 18 \text{ m}$).....	192
Abbildung 127	Fall 1: Auftretende Berührungsspannungen U_T ($l_1 = 400 \text{ m}$, $l_2 = 35 \text{ m}$, $l_3 = 18 \text{ m}$) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen..	194
Abbildung 128	Fall 2: Körperströme I_T in A ermittelt anhand eines Körperwiderstands $R_T = 1 \text{ k}\Omega$ bzw. $R_T = 0,75 \text{ k}\Omega$ unter Berücksichtigung eines Betriebs- und Anlagenerders R_Σ , bestehend aus $R_B = 9 \Omega$ sowie $R_A = 5 \Omega$ bzw. $R_B = 0 \Omega$ sowie $R_A = 0 \Omega$	198
Abbildung 129	Fall 2: Maximal berechnete Körperströme I_T ($l_1 = 400 \text{ m}$, $l_2 = 15 \text{ m}$, $l_3 = 25 \text{ m}$).....	200
Abbildung 130	Fall 2: Auftretende Berührungsspannungen U_T ($l_1 = 400 \text{ m}$, $l_2 = 15 \text{ m}$, $l_3 = 25 \text{ m}$) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen..	201

9.3 Tabellen

Tabelle 1 Netzsysteme gemäß [12], wortwörtliche Zitierung	35
Tabelle 2 Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels (\varnothing 150 mm ² , Al, Kapazität pro Phase: 0,63 μ F/km): Summe der Widerstände R_{Σ} , kapazitive Fehlerströme I_d , auftretende Spannungen sowie Einhaltung der Berührungsspannung von 50 V im analysierten isolierten Netzsystem gemäß Abbildung 39.....	48
Tabelle 3 Variation der Länge l_1 einer Installation im IT-Netz (\varnothing 4 mm ² , Al, Kapazität pro Phase: $8 \cdot 10^{-8}$ F/km): Summe der Widerstände R_{Σ} , kapazitive Fehlerströme $I_{Kapelkap.}$, I_{nat} Ableitkap., I_d , auftretende Spannungen sowie Einhaltung der Berührungsspannung von 50 V im analysierten isolierten Netzsystem gemäß Abbildung 41	50
Tabelle 4 Ausschaltbedingung [12]	52
Tabelle 5 Zeit/Stromstärke-Bereiche für Wechselstrom von 50 Hz bis 100 Hz, für den Stromweg von einer Hand zu beiden Füßen – Zusammenfassung der Bereiche von Bild 20 [45] (Bild 20 [45] entspricht der Abbildung 44 in dieser Dissertation)	56
Tabelle 6 Zusammenfassung und Anwendungsbereiche ausgewählter sicherheitsbezogener Regelwerke für den Betrieb aktiver Niederspannungsnetze	60
Tabelle 7 Nullwirkwiderstände, Nullreaktanzen sowie Nullimpedanzen für Niederspannungstransformatoren unterschiedlicher Schaltgruppen [56]	91
Tabelle 8 Verwendete Parameter für die Fälle 1 bis 2	97
Tabelle 9 Korrigierte Auslösezeiten $t_{Ausl.}$ und zugehörige Sicherungsauslöseströme I_P gemäß [59] sowie Abschaltströme für Leitungsschutzschalter [60].....	99
Tabelle 10 Fall 1: Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung $l_2 = 10$ m, Hausinstallation $l_3 = 3$ m, Fehlerströme I_F am Leitungsende, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern ($R_B = 5 \Omega$, $R_A = 5 \Omega$)	102
Tabelle 11 Fall 1: Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung $l_2 = 10$ m, Hausinstallation $l_3 = 18$ m, Fehlerströme I_F am Leitungsende, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern ($R_B = 5 \Omega$, $R_A = 5 \Omega$)	103
Tabelle 12 Fall 1: Körperströme für Stromwege, welche mit einer gleichen Wahrscheinlichkeit zu Herzkammerflimmern führen wie der Stromfluss von der linken Hand zu den Füßen ($I_{T(0,75\text{ k}\Omega)} = I_{ref}$)	105
Tabelle 13 Fall 1: Berührungsspannungen U_T für die Bewertung mittels zulässiger Berührungsspannungen gemäß [46].....	107
Tabelle 14 Fall 1 und Fall 2: Zusammenfassende Werte eines typischen Niederspannungsnetzes ($l_1 = 400$ m)	108
Tabelle 15 Fall 1 und Fall 2: Zusammenfassende Werte bei Überschreitung der Länge eines typischen Niederspannungsnetzes ($l_1 = 2000$ m)	109
Tabelle 16 Fehlerstromphasen Inselnetzwechselrichter	112
Tabelle 17 Versorgung über einen einzigen Wechselrichter im Inselnetz: Körperströme für eine Länge $l_3 = 3$ m bzw. 25 m einer exemplarischen Hausinstallation	113
Tabelle 18 Versorgung über zwei Wechselrichter im Inselnetz: Körperströme für eine Länge $l_3 = 3$ m bzw. 25 m einer exemplarischen Hausinstallation	114
Tabelle 19 Versorgung über drei Wechselrichter im Inselnetz: Körperströme für eine Länge $l_3 = 3$ m bzw. 25 m einer exemplarischen Hausinstallation	114
Tabelle 20 Nullreaktanzen für Niederspannungsgeneratoren [69]	129

Tabelle 21 Kenndaten für den Parallelbetrieb von Synchrongenerator mit dem Niederspannungsnetz	130
Tabelle 22 Berechnungsergebnisse 3. OS im Sternpunkt des Niederspannungs-Synchrongenerators	130
Tabelle 23 Berechnung der thermischen Belastung durch die 3. Oberschwingung	131
Tabelle 24 Messwerte der Grund- sowie der 3. Oberschwingung (OS) am MP 2 nach der Synchronisation des Generators [70]	132
Tabelle 25 Messergebnisse unterschiedlicher Fehlerszenarien in einem von Wechselrichtern gespeisten Inselnetz	150
Tabelle 26 Eingestellte Schwellwerte für Ströme und Spannung [P1]	157
Tabelle 27 Kurzschluss auf Strecke 2, F2 (✓ ... Schutzauslösung, x ... keine Schutzauslösung) [P1]	157
Tabelle 28 Zusammenfassung – Ersatz- und Notstromversorgung mit Zapfwellengeneratoren [18].	179
Tabelle 29 Zusammenfassung – Stromerzeuger (Notstromgeneratoren) [20]	180
Tabelle 30 Zusammenfassung – Stromerzeuger (Notstromgeneratoren) [21]	181
Tabelle 31 Ausschaltstromfaktor m gemäß [12], wortwörtliche Zitierung	186
Tabelle 32 Erdungsbedingung [12]	187
Tabelle 33 Verlegungsbedingung [12]	187
Tabelle 34 Zusammenfassung – Ersatzstromversorgungs- und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb [15]	188
Tabelle 35 Fall 1: Variation der Länge l1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung <u>l2 = 35 m</u> , Hausinstallation <u>l3 = 3 m</u> , Fehlerströme I _F am Leitungsende, Berührungsspannungen U _T , Körperströme I _T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern (R _B = 5 Ω, R _A = 5 Ω)	189
Tabelle 36 Fall 1: Variation der Länge l1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung <u>l2 = 35 m</u> , Hausinstallation <u>l3 = 18 m</u> , Fehlerströme I _F am Leitungsende, Berührungsspannungen U _T , Körperströme I _T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern (R _B = 5 Ω, R _A = 5 Ω)	190
Tabelle 37 Fall 1: Körperströme für Stromwege, welche mit einer gleichen Wahrscheinlichkeit zu Herzkammerflimmern führen wie der Stromfluss von der linken Hand zu den Füßen (I _{T(0,75 kΩ)} = I _{ref})	192
Tabelle 38 Fall 1: Berührungsspannungen U _T für die Bewertung mittels zulässiger Berührungsspannungen gemäß [46]	193
Tabelle 39 Fall 2: Variation der Länge l1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung <u>l2 = 15 m</u> , Hausinstallation <u>l3 = 3 m</u> , Fehlerströme I _F am Leitungsende, Berührungsspannungen U _T , Körperströme I _T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern (R _B = 9 Ω, R _A = 5 Ω)	195
Tabelle 40 Fall 2: Variation der Länge l1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung <u>l2 = 15 m</u> , Hausinstallation <u>l3 = 18 m</u> , Fehlerströme I _F am Leitungsende, Berührungsspannungen U _T , Körperströme I _T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern (R _B = 9 Ω, R _A = 5 Ω)	196
Tabelle 41 Fall 2: Variation der Länge l1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung <u>l2 = 15 m</u> , Hausinstallation <u>l3 = 25 m</u> , Fehlerströme I _F am Leitungsende, Berührungsspannungen U _T , Körperströme I _T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern (R _B = 9 Ω, R _A = 5 Ω)	197
Tabelle 42 Fall 2: Körperströme für Stromwege, welche mit einer gleichen Wahrscheinlichkeit zu Herzkammerflimmern führen wie der Stromfluss von der linken Hand zu den Füßen (I _{T(0,75 kΩ)} = I _{ref})	199

Tabelle 43 Fall 2: Berührungsspannungen U_T für die Bewertung mittels zulässiger Berührungsspannungen gemäß [46].....	201
Tabelle 44 Schmelzeiten 13 A gG-Sicherung (die zugehörigen Wechselrichterkurzschlussströme, $I_{KS_WR,eff}$ können der Tabelle 17 bis Tabelle 19 entnommen werden).....	202

10 Anhang

10.1 Anhang zu Kapitel 1.5: Allgemeiner Stand der Technik

Tabelle 28 Zusammenfassung – Ersatz- und Notstromversorgung mit Zapfwellengeneratoren [18]

		Schutzmaßnahme	Anmerkung	Anmerkung 1	Regelwerk
Erzeugungsanlage	Generatoren für die Direktversorgung	Schutztrennung & zusätzlich geforderte Isolationsüberwachung & allpoliges Schalorgan (z.B. Schaltschütz)	- entspricht der Schutztrennung beim Einsatz mehrerer Betriebsmittel - beim Absinken von R_{SO} unter 100 Ω/m müssen die Verbraucher innerhalb 1 s ausgeschaltet werden	Wortlaut gemäß [18]: <i>"Bei der Schutzmaßnahme mit Isolationsüberwachung müssen - anders als bei der herkömmlichen Schutztrennung (ÖVE/ÖNORM E 8001-1, Abschnitt 13) - folgende Forderungen nicht mehr erfüllt werden:</i> - Begrenzung der Gesamtlänge der an den Generator angeschlossenen Leitungen. - Einhaltung der Ausschaltbedingungen beim Auftreten von zwei Fehlern. - Setzen eines Erdspießes und somit auch das Bestimmen des Erdungswiderstandes, wie es bei Anwendung von Schutzmaßnahmen mit FI-Schutzeinrichtungen erforderlich ist."	- ÖVE/ÖNORM E 8001-1 Abschnitt 13 - ÖVE/EN 61557-8
		Erden des Potentialausgleichsleiters nicht erforderlich	Wortlaut gemäß [18]: <i>"Ein Erden des Potentialausgleichsleiter ist zur Funktion der Schutzmaßnahme nicht erforderlich. Sollte der Schutzleiter dennoch Erdpotential annehmen (z.B. durch Betriebsmittel der Schutzklasse I, dessen Gehäuse im satten Kontakt mit dem Erdboden steht), so wird dadurch die Wirksamkeit dieser Schutzmaßnahme nicht nachteilig beeinflusst."</i>		
	Zusätzliche Anforderungen		LS-Schalter entsprechend den Nennstromstärken der Steckdosen		
	Generator für Direktversorgung - Sonderfall Einsatz bei besonderer Gefährdung	IU-System muss in IT-System übergeführt werden	externen Schutzleiter an Erdung schließen → Isolationsüberwachung des Betriebsmittels gegen Erde	IU = isoliert gegen Potentialausgleichsleiter und ungeerdet	OVE-EN1, Teil 4 (§53)/1998
	Generatoren für die Anlagenversorgung	TN- oder TT-System (FI-Schutzschaltung)	Sternpunkt des Generators wird durch die Notstromspeisung mit dem Anlagen-erder verbunden	Generatoren für die Direktversorgung eignen sich nicht für die Anlagenversorgung, Verbindung N-PE Leiter → Isolationsüberwachung würde sofort ausschalten	
	Universalgenerator, Betriebsartenwahlschalter	Isolationsüberwachung bei Direktversorgung	Betriebsartenwahlschalter mit Nullstellung - Schalterstellung 1 (links): Direktversorgung, Isolationsüberwachung wird aktiviert - Schalterstellung 2 (rechts): Anlagenversorgung	4-polige Umschaltung: Neutralleiterkontakt voreilend schließen, nacheilend öffnen	
Notstromspeiseinstallation	Notstromspeiseleitung (Generatorkabel)		- fünfadrig, Schlauchleitung - hochwertige Isolation	vor Errichtung der Notstromspeiseinstallation muss in der Anlage die Drehfeldrichtung festgestellt werden	
	Notstromstecker		Polzahl: 3P+N+PE (5-polig); Nennstromstärke entsprechend dem Generator-nennstrom	Drehfeldrichtungsanzeige (rechts drehendes Feld)	
	Notstromumschalter		3 Schalterstellungen: - Netzeinspeisung - Nullstellung - Generatoreinspeisung		
	Notstromspeisungschaltung: TT-System (Hauptverteilung)	Fehlerstromschleife → Verbindung zwischen N-Leiter der Notstromspeiseinstallation & PE-Leiter der Anlage herstellen	N-PE-Verbindung zwischen Notstromstecker und Notstromumschalter herstellen	Umstellung auf TN-System bei bereits vorhandener N-PE-Verbindung: 4-poliger Notstromumschalter kann ohne Veränderung der Schaltung belassen werden	
	Notstromspeisungschaltung: TN-System (Hauptverteilung)	N-PE-Verbindung vorhanden → Voraussetzung: Einspeisung in Hauptverteilung & 3-poliger Netzumschalter			
	Notstromspeisungschaltung: TN-S-System (Unterverteilung)	N-PE-Verbindung herstellen → Voraussetzung: 4-poliger Netzumschalter			
	Netzspannungswiederkehranzeige		Anzeige: ein- oder dreipolig		
	Verwendung ungeeigneter Generatoren zur Anlagenversorgung	fehlender N-Leiter	Neutralleiterbruch, Spannungsanhebung am Betriebsmittel		

Tabelle 29 Zusammenfassung – Stromerzeuger (Notstromgeneratoren) [20]

		Schutzmaßnahme	Anmerkung (Erdungsanlage)	Anmerkung 1	Regelwerk
Erzeugungsanlage	Notstromgeneratoren (Aggregate)	FI-Schutzschaltung	Erdungsanlage muss errichtet werden Vor Inbetriebnahme: Erdungswiderstand muss gemessen werden		ESV 2003: BauV verbindlich
		Schutztrennung	Sternpunkt auf der Verbraucherseite darf nicht geerdet sein	Einschränkung: Begrenzung der Leitungslänge (≤ 100 kVm, d.h. Länge beschränkt auf max. 500 m) 230 V: Leitungslänge max. 430 m 400 V: Leitungslänge max. 260 m	ESV 2003: BauV verbindlich
		Schutztrennung mit Isolationsüberwachung	-	Leitungslänge ist nicht beschränkt	ESV 2003: BauV verbindlich
Elektrische Anlage	Steckdosenstromkreise bis 32 A Nennstrom	FI-Schutzschaltung ($I_{\Delta N} \leq 30$ mA)	niederohmige Erdung Erdungsleiter darf nicht unterbrochen werden Überprüfung der Schutzmaßnahme bei Veränderung des Baustromverteilers / Erdspeißes	zwei in Reihe geschaltene FIs → versorgungsseitige FI Ausführung: stoßstromfest und selektiv Prüftaste in vom Hersteller angegebenen Zeitabständen überprüfen	ÖVE EN 50110 empfohlen

Tabelle 30 Zusammenfassung – Stromerzeuger (Notstromgeneratoren) [21]

		Schutzmaßnahme	Anmerkung	Anmerkung 1	Regelwerk
Erzeugungsanlage	Schutz gegen elektrischen Schlag unter Fehlerbedingungen (Fehlerschutz)	Schutz durch Abschaltung der Stromversorgung			
		Schutztrennung	Verbrauchsmittel mit Bemessungsstrom $I_n \leq 32$ A müssen durch einen separaten Trenntransformator oder durch getrennte Wicklungen eines Trenntransformators versorgt werden		DIN VDE 0100 Teil4
		Schutzkleinspannung (SELV)	Anwendung bei Handleuchten		
		Schutzisolierung	Einsatz bei ortveränderlichen Ersatzstromerzeugern und ortsveränderlichen Betriebsmitteln	keine Verbindung N-Erdung R_B -Schutzleiterklemme PE und Generatorgehäuse erforderlich	
		TN-System	Abschaltung mit pulsstromsensitiven (Typ A) oder allstromsensitiven (Typ B) Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (beim Einsatz von z.B. Frequenzumrichter) mit Bemessungsdifferenzstrom $I_N \leq 30$ mA, kurz- und erdschlussichere Verlegung der Verbindungsleitungen	Erdungswiderstand $R_B \leq 50 \Omega$ Verbindung zwischen N-Erdung R_B -Schutzleiterklemme PE und Generatorgehäuse erforderlich	
		TT-System	Betriebsmittel der Schutzklasse I müssen über Schutzleiter untereinander und mit dem Anlagenerder verbunden sein $R_A \cdot I_d \leq 50$ V	Isolationsüberwachung zwischen aktiven Teilen und geerdetem Schutzleiter (Absinken des Isolationswiderstandes auf $\leq 100 \Omega$ muss gemeldet werden) 2. Fehler an einem anderen aktiven Leiter: sofortige automatische Abschaltung Verbindung zwischen Generatorgehäuse - Potentialausgleichsleiter (keine Verbindung zwischen N und Potentialausgleichsleiter PA)	DIN VDE 0413-9 VDE 0100, Teil 551, Anhang ZV zu Abschn. 551.4.4.2
	IT-System				
	Sonstige Schutzmaßnahmen	Trenntransformator	nur ein Verbrauchsmittel darf <u>direkt</u> angeschlossen werden an jede Sekundärwicklung eines Trenntransformators darf nur ein Verbrauchsmittel angeschlossen werden Länge der Zuleitung max. 4 m	Verbindung zwischen Isolationsüberwachungseinrichtung - Generatorgehäuse - Schutzleiterklemme PE - Erdung R_A sowie Generatorgehäuse (Isolationsüberwachung entfällt bei schutzisolierten Ersatzstromerzeugern)	
Ersatzstromerzeuger mit mehreren Verbrauchern	Begrenzung der Netzausdehnung	$U_{nenn} \times I_{ges} \leq 100\ 000$ Vm $I_{ges} \leq 500$ m	Abschaltung durch Überstromschutzeinrichtungen innerhalb der zulässigen Abschaltzeit oder Fehler an beliebiger Stelle im Netz → Spannung an den Klemmen der aktiven Leiter des Ersatzstromerzeugers muss auf ≤ 50 V absinken Größter zu erwartender Widerstand der Fehlerstromschleife ist heranzuziehen (Fehlerstromkreis mit jeweils einem Isolationsfehler an zwei verschiedenen Verbrauchern)		

10.2 Anhang zu Kapitel 2.3: Eigene Publikationen und wissenschaftlicher Beitrag

Publikationen:

- [P15] Aigner, M.; Schmutzner, E.; Friedl, B., Bliem M.G., Haber A.: Synergetic effects for DSOs and customers caused by the integration of renewables into the distribution network – influences on business and national economics. 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Lyon, France, 2015, pp.01-05.
- [P16] Aigner, M.; Schmutzner, E.; Haber, A.; Friedl, B.; Bliem, M.; Steinbachner, P.: Integration und Investitionskosten von unterschiedlichen Technologien im Verteilernetz und Kundenanlagen zur Erreichung energiepolitischer Ziele. 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2014, pp.01-14.
- [P17] Aigner, M.; Schmutzner, E.; Haber, A.; Bitzan, G.: Smart Grids – Funktionalität, Nutzen und Kosten smarter Technologien in Österreich. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT, Wien, Österreich, 2013, pp.01-11.
- [P18] Aigner, M., Raunig C., Schmutzner, E., Fickert, L.: Novos conceitos de sistemas inteligentes: a rede, o edifício e o faturamento. Eletricidade moderna, São Paulo, ISSN 0100-2104, no. 44, 2011, pp.01-08.
- [P19] Aigner, M.; Wakolbinger, C.; Schmutzner, E.; Fickert, L.: Innovative Einsatzmöglichkeiten von Smart Metern – Simulation und Entwicklung mittels Labor-Demo-Netz. 11. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2010, pp.01-09.
- [P20] Aigner, M.; Raunig, C.; Schmutzner, E.; Fickert, L.: New Concepts for Smart Systems – From a Smart Grid via Smart Buildings to Smart Billing. CIRED Workshop, Sustainable Distribution Asset Management & Financing, Lyon, France, 2010, pp.01-04.
- [P21] Aigner, M.; Wakolbinger, C.; Schmutzner, E.; Fickert, L.: Smart Meter – Analysis of current features and innovative fields of application. 19th Expert Meeting “Komunalna Energetika / Power Engineering”, Maribor, Slovenia, 2010, pp.01-11.
- [P22] Aigner, M.; Gaun, A.; Schmutzner, E.: Influence of Harmonics in the Magnetic Field under Consideration of Current Cell Models. 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Prague, Czech Republic, 2009, pp.01-04.
- [P23] Aigner, M.; Friedl, K.; Schmutzner, E.: Harmonic Factor for a Simple Consideration of Current Harmonics in Magnetic Fields. 2nd International Youth Conference on Energetics, IYCE, Budapest, Hungary, 2009, pp.01-05.
- [P24] Fickert, L.; Schmutzner, E.; Aigner, M.; Elbe, C.; Wakolbinger, C.; Trajanoska, B.; Brandauer, W.: Opportunities and Challenges of Smart Grids. International Conference on Next Generation Networks and Services, Hammamet, Tunisia, 2011, pp.01-05.
- [P25] Fickert, L.; Wakolbinger, C.; Aigner, M.: Innovative Elektrizitätsversorgungssysteme für IKT. Elektrotechnik & Informationstechnik, e&i, vol. 127, no. 11, November 2010, pp. 01-06.
- [P26] Fickert, L.; Wakolbinger, C.; Aigner, M.: Notstromversorgungskonzepte für IKT-Einrichtungen. 11. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2010, pp.01-12.
- [P27] Fickert, L.; Achleitner, N.; Aigner, M.: Smart Grids – Technische und juristische Einführung in die Thematik der intelligenten Netze. 11. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2010, pp.01-09.

- [P28] Schmutzner, E.; Pack, S.; Aigner, M.; Raunig C.: Integração de aterramento, ligação equipotencial e proteção contra raios. *Eletricidade moderna*, São Paulo, ISSN 0100-2104, 2012, pp.01-05.
- [P29] Schmutzner, E.; Pack, S.; Aigner, M.; Raunig C.: Integrated grounding, equipotential bonding and lightning protection in smart grids and smart buildings – a multi-faced approach. 21st International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Frankfurt, Deutschland, 2011, pp.01-04.
- [P30] Schmutzner, E.; Aigner, M.; Fickert, L.; Anaca, M.O.: Leistungs-Einsparpotentiale elektrischer Haushaltsgeräte durch den koordinierten Einsatz smarterer Technologien. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT, Wien, Österreich, 2011, pp.01-09.
- [P31] Schmutzner, E.; Aigner, M.; Sakulin, M.; Anaca, M.O.: Load Potential for Demand Side Management in the Residential Sector in Austrian Smart Grids. *Clean Electrical Power*, ICCEP, Ischia, Italy, 2011, pp.01-05.
- [P32] Schmutzner, E.; Aigner, M.; Raunig, C.; Fickert, L.: Smart Meter, Smart Grids und was dann??? Konzepte für intelligente unabhängige Gebäude mittels Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement. VDE-Konferenz E-Mobility, Leipzig, Deutschland, 2010, pp.01-07.
- [P33] Schmutzner, E.; Friedl, K.; Aigner, M.: Quick and Efficient Method for Low-Frequency EMF Evaluation of Electric Power Systems Considering Multiple Sources with Different Frequencies and Harmonics. 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Prague, Czech Republic, 2009, pp.01-04.
- [P34] Hufnagl, E.; Aigner, M.; Schmutzner, E.; Bitzan, G.: Auswirkungen von Umstrukturierungsmaßnahmen auf die Zuverlässigkeitskennzahlen in einem städtischen Mittelspannungsnetz. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT, Wien, Österreich, 2015, pp.01-12.
- [P35] Hufnagl, E.; Aigner, M.; Schmutzner, E.: Evaluation of an urban medium voltage network using reliability indices. 24th Expert Meeting “Komunalna Energetika / Power Engineering”, Maribor, Slovenia, 2015, pp.01-10.
- [P36] Wakolbinger C.; Fickert L.; Malleck, H.; Aigner M.: Smart Emergency – Ein Konzept für die Versorgung von kritischer Infrastruktur. 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2012, pp.01-06.
- [P37] Wieland, T.; Schmutzner, E.; Aigner, M.; Friedl, E.: Konzepte zum Einsatz von Stromspeichern und Laststeuerung zur Glättung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen im Niederspannungsbereich. 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2012, pp.01-10.
- [P38] Mattle, P.; Aigner, M.; Schmutzner, E.; Fickert, L.: Smart Plug – Konzept für ein intelligentes Lastmanagementsystem für Einzelverbraucher. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT, Wien, Österreich, 2011, pp.01-10.
- [P39] Friedl, K.; Aigner, M.; Schmutzner, E.: Impact of Phase Positions of Overhead Lines on Electromagnetic Fields. 2nd International Youth Conference on Energetics, IYCE, Budapest, Hungary, 2009, pp.01-05.
- [P40] Friedl, B.; Bliem, M.; Aigner, M.; Haber, A.; Schmutzner, E.: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse. 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2014, pp.01-12.
- [P41] Bliem, M.; Friedl, B.; Aigner, M.; Haber, A.; Schmutzner, E.: Smart Grids und deren volkswirtschaftliche Effekte in Österreich. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Essen, no. 12, Dezember 2013, pp. 01-05.

-
- [P42] Friedl, B.; Bliem, M.; Miess, M.; Schmelzer, S.; Aigner, M.; Haber, A.; Schmutzner, E.: Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von Smart-Grids-Lösungen. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT, Wien, Österreich, 2013, pp.01-15.

Präsentation:

Da für die nachstehende Arbeit nur eine Präsentation und keine Publikation vorliegt, wird diese dezidiert angeführt. Präsentationen, basierend auf den zuvor genannten Publikationen werden nicht extra aufgelistet.

- [Prae1] Fickert, L.; Aigner, M.; Brandauer, W.; Herzmaier, B.: Netze als Leistungsträger. Konferenzbericht der Österreichischen Gesellschaft für Energietechnik, Fachtagung der Österreichischen Gesellschaft für Energietechnik, Graz, Österreich, 2013

Buch:

- [B1] Schmutzner, E.; Silny, J.; Friedl, K.; Fickert, L.; Aigner, M.; Gaun, A.; Rechberger, G.; Abart, A.: Elektromagnetische Felder im Bereich elektrifizierter Bahnanlagen und ihre gesundheitlichen Risiken. Verlag der Technischen Universität Graz, 2011.

10.3 Anhang zu Kapitel 3.2.3: Schutzmaßnahmen - Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutz gegen gefährliche Berührungsströme)

Fehlerschutzmaßnahmen

Fehlerschutzmaßnahmen unter Berücksichtigung der ÖVE/ÖNORM 8001-1: „Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis $\sim 1000\text{ V}$ und $= 1500\text{ V}$ “ [12] sind im Folgenden aufgelistet - detaillierte Informationen dazu können der Quelle [12] entnommen werden.

Schutzisolierung:	Isolierung zusätzlich zur Basisisolierung
Schutztrennung:	galvanische Trennung der Betriebsmittel vom speisenden Netz → Entstehen gefährlicher Berührungsströme wird verhindert. Aktiven Teile, welche „schutzgetrennt“ sind, sind nicht geerdet
Schutzkleinspannung:	<i>„Maßnahme des Fehlerschutzes für erschwerte Umgebungsbedingungen und mit Betriebsmitteln der Schutzklasse III, wobei die Erzeugung der erdfreien Kleinspannung durch besondere Stromquellen (unabhängig oder sicher getrennt) erfolgt, SELV mit Basisschutz für mindestens $U_n = 250\text{ V}$“ [12]</i>
Funktionskleinspannung:	Schutzmaßnahme bei normalen Umgebungsbedingungen, wenn Bestimmungen für Schutzkleinspannung nicht vollständig eingehalten werden
Nullung:	Schutzmaßnahme Ausschaltung im TN-System, siehe Kapitel 3.1.3 sowie Kapitel 3.2.3
Schutzerdung (Überstrom-Schutzerdung):	Verbindung leitfähiger Anlagenteile über den PE-Leiter mit geeignetem Erder, Ausschaltung durch Überstrom-Schutzeinrichtungen ⁴⁴
Fehlerstrom-Schutzschaltung (Fehlerstrom-Schutzerdung):	Verbindung leitfähiger Anlagenteile über den PE-Leiter mit geeignetem Erder, Ausschaltung durch Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen
Isolationsüberwachungssystem:	Schutzmaßnahme in einem isolierten sowie örtlich begrenzten Netz durch Isolationsüberwachung

⁴⁴ In Neuanlagen ist die Fehlerschutzmaßnahme Schutzerdung nicht mehr anwendbar. Wird eine wesentliche Erweiterung bzw. Änderung der Anlage durchgeführt, ist eine Überprüfung der Bedingung - ohne Wasserrohernetz - erforderlich, bei Nichteinhaltung muss eine Umstellung auf eine andere Fehlerschutzmaßnahme erfolgen.

Ausschaltstromfaktoren m

Tabelle 31 beinhaltet die geltenden Ausschaltstromfaktoren m unter Berücksichtigung der Art der Überstromschutzeinrichtung sowie eine Unterteilung der heranzuziehenden m -Faktoren der Endstromkreise mit Nennströmen in den Verteilungsleitungen ≤ 32 A und > 32 A.

Tabelle 31 Ausschaltstromfaktor m gemäß [12], wortwörtliche Zitierung

	1	2	3
1	Art der Überstrom-Schutzeinrichtung	Endstromkreise mit Nennstrom ≤ 32 A gemäß 10.2.1.3	Verteilungsleitungen und Endstromkreise > 32 A gemäß 10.2.1.2
2	Schmelzsicherungen bis 125 A gG gemäß ÖVE/ÖNORM EN 60269 Reihe	10	3,5
3	Leitungsschutzschalter B gemäß ÖVE/ÖNORM EN 60898 Reihe	5	3,5
4	Leitungsschutzschalter C gemäß ÖVE/ÖNORM EN 60898 Reihe	10	3,5
5	Leitungsschutzschalter D gemäß ÖVE/ÖNORM EN 60898 Reihe	20	3,5
6	Leistungsschalter oder andere geeignete Schaltgeräte	Ausschaltstrom-Zeitverhalten gemäß 10.2.1.2 bzw. 10.2.1.3	
	ANMERKUNG Für von B, C und D abweichende Kennlinien ist m so zu wählen, dass die Magnetauslösung des Leitungsschutzschalters anspricht. Ausschaltstrom-Zeitverhalten gemäß 10.2.1.2 bzw. 10.2.1.3		

Potentialausgleich

Ein Hauptpotentialausgleich muss für jede Versorgungseinrichtung bzw. für einen Hausanschluss mit einer Haupterdungsschiene (Potentialausgleichsschiene PAS) vorgesehen werden. Die Errichtung eines örtlich zusätzlichen Potentialausgleichs ist notwendig, wenn aufgrund „*besonderer Gefährdung*“ (z.B. *Nennspannung des Netzes höher als 230 V gegen Erde*“ etc.) dieser gefordert wird. Ebenso müssen „*gleichzeitig berührbare leitfähige Teile ortsfester Betriebsmittel*“ etc. in den zusätzlichen Potentialausgleich eingebunden werden.

Tabelle 32 Erdungsbedingung [12]

Erdungsbedingung für Verteilernetze:	Betriebserdung: Erdung des PEN-Leiters an der Stromquelle (Transformator) bzw. auch am Ende des Netzausläufers (Abzweige mit $l \geq 100$ m).	
Dimensionierung der Betriebserdung für TN-Systeme, bei Erdung des PEN-Leiters sowie in TT-Systemen bei Erdung des N-Leiters gilt:	$\frac{R_B}{R_E} \leq \frac{65}{U_N - 65}$ Generell wird ein Wert von 2Ω für die Gesamtheit aller Betriebserder (R_B) als ausreichend angesehen.	(10.1)
	R_B	Erdungswiderstand der Gesamtheit aller Betriebserder
	R_E	kleinster abschätzbarer Erdausbreitungswiderstand der nicht mit einem Schutzerdungsleiter (oder Potentialausgleichsleiter) verbundenen, fremden leitfähigen Teile über die ein Erdschluss entstehen kann
Erdungsbedingung in Verbraucheranlagen (Speisung über Verteilernetze):	<p>Verbraucheranlagen mit Fehlerschutzmaßnahme Nullung müssen über eine fixe Anlagenerdung verfügen (Ausnahme: mobile Anlagen).</p> <p>Neue Anlagen sind mit einem Fundamenterder auszustatten.</p> <p>Bei Nicht-Vorhandensein bzw. nicht entsprechender Wirksamkeit muss ein Horizontalerder (mind. 10 m Länge) bzw. ein Vertikalerder (mind. 4,5 m Länge) oder eine gleichwertige Erderkombination vorhanden sein.</p>	
Erdungsbedingungen in Verbraucheranlagen mit eigener Stromquelle	In der Verbraucheranlage ist das TN-S-System anzuwenden. Die Erdung des Sternpunkts der Erzeugungsanlage ist nur an einem Punkt (Betriebserdung) durchzuführen.	

Tabelle 33 stellt einzuhaltende Verlegungsbedingungen dar.

Tabelle 33 Verlegungsbedingung [12]

Verlegungsbedingung:	Dimensionierung und Kennzeichnung der Außenleiter, Neutralleiter und Schutzleiter gemäß [12], [37]
-----------------------------	--

10.4 Anhang zu Kapitel 3.2.5: Ersatzstromversorgungs- und andere Stromversorgungsanlagen

Tabelle 34 Zusammenfassung – Ersatzstromversorgungs- und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb [15]

		Schutzmaßnahme	Anmerkung	Einschränkung
Erzeugungsanlage	Auswahl von Ersatzstromversorger		Parallelbetrieb von Ersatzstromerzeuger: Überlastung des Generatorsternpunktes oder des Neutralleiters durch ganzzahlige Vielfache der Grundschiwingung sind zu berücksichtigen	
	Schutz gegen gefährliche Körperströme	TN-Netz (3-polige Abschaltung) und TT-Netz (4-polige Abschaltung) von der öffentlichen Stromversorgung IT-Netz (4-polige Abschaltung): Erdungswiderstand $R_A \leq 100 \Omega$	alle Körper müssen mit einem Schutzleiter verbunden werden	Verzicht auf Isoationsüberwachung, sofern Spannung zwischen Generator клемmen auf $\leq 50 \text{ V}$ sinkt
		Schutztrennung	fehlende Schutzisolierung: Verbindung der Körper mit dem Potentialausgleichsleiter (PA-Leiter) Neutralleiter darf weder mit dem Generatorgehäuse noch mit dem PA-Leiter verbunden sein	- Absinken des Isolationswiderstandes $\leq 100 \Omega$ zwischen aktiven Teilen und PA-Leiter: Verbrauchsmittel müssen innerhalb 1 s vom Generator selbstätig abgeschalten werden - Längenbegrenzung der Leitungen auf max. 500 m (100 kV _m dürfen nicht überschritten werden) - 2. Fehler muss sofort abgeschalten werden - vollkommener Doppelkörperschluss: Spg. zwischen Generator клемmen $\leq 50 \text{ V}$
		Schutzkleinspannung		keine Einschränkung
		Schutzisolierung		keine Einschränkung
	Umschalbedingungen	indirektes Berühren: Schutzmaßnahme der elektr. Anlage muss wirksam bleiben oder eine andere Schutzmaßnahme muss wirksam werden	Phasen- und Neutralleiter müssen abgeschalten werden	nichtsynchroner Zusammenschaltung der allgemeinen Stromversorgung und des Ersatzstromerzeugers muss verhindert werden
Leitungen		flexible Leitungen unter Berücksichtigung der mechanischen Beanspruchung und Kälteverhalten		
Schaltanlagen	Für nichtstationäre vom Netz gespeiste Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb	galvanische Trennung	- Sicherheitstransformatoren - Trenntransformatoren - Zwischentransformatoren mit gleichen elektrischen Eigenschaften wie Trenntransformatoren - Motorgeneratoren mit elektrisch voneinander getrennte Wicklungen in einer Maschine, wenn sie vergleichbare Konstruktionsmerkmale und Prüferte wie Trenntransformatoren aufweisen	
		galvanisch verbundene Betriebsmittel (z.B. Schalter) müssen den Anforderungen der Schutzisolierung entsprechen		

10.5 Anhang zu Kapitel 4.2: TN-C-System - Versorgung über einen Transformator

Berechnungsergebnisse Fall 1: - Vorzählerleitung $l_2 = 35$ m

Tabelle 35 Fall 1: Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung $l_2 = 35$ m, Hausinstallation $l_3 = 3$ m, Fehlerströme I_F am Leitungsende, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern ($R_B = 5 \Omega$, $R_A = 5 \Omega$)

l_1 in m	$Z_{Tr}+2 \cdot Z_{Ltg}$ in Ω	I_F in A	$U_{T(1 \text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(1 \text{ k}\Omega)}$ in A	$U_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in A	13 A gG-Si	13 A gG-Si $t_{Ausl.}$ in s	LS B	LS C
10	0,124	1851	99,9	0,100	99,6	0,133	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
20	0,128	1796	100,3	0,100	100,0	0,133	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
50	0,139	1651	101,4	0,101	101,1	0,135	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
100	0,158	1454	102,9	0,103	102,5	0,137	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
200	0,196	1174	105,0	0,105	104,6	0,140	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
300	0,233	985	106,4	0,106	106,1	0,141	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
400	0,271	848	107,4	0,107	107,1	0,143	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
500	0,309	745	108,2	0,108	107,9	0,144	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
1000	0,497	463	110,3	0,110	110,0	0,147	✓ ($< 0,4$ s)	0,005	+	+
2000	0,874	263	111,8	0,112	111,4	0,149	✓ ($< 0,4$ s)	0,018	+	+

Aus Tabelle 35 ist ersichtlich, dass im Fall 1 (Variation der Länge des Niederspannungskabels l_1 , einer Vorzählerleitung $l_2 = 35$ m und einer Länge der Hausinstallation $l_3 = 3$ m) bei allen angenommenen Längen, auch bei bewusster Überschreitung der maximalen Ausdehnung eines typischen Niederspannungsnetzes, der Fehlerstrom ausreichend groß ist, dass sowohl die 13 A gG-Sicherungen innerhalb der vorgeschriebenen 0,4 s zur Auslösung gebracht werden als auch die Leitungsschutzschalter mit Charakteristik B bzw. C innerhalb von 0,1 s abschalten.

Tabelle 36 Fall 1: Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung $l_2 = 35$ m, Hausinstallation $l_3 = 18$ m, Fehlerströme I_F am Leitungsende, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern ($R_B = 5 \Omega$, $R_A = 5 \Omega$)

l_1 in m	$Z_{Tr}+2 \cdot Z_{Ltg}$ in Ω	I_F in A	$U_{T(1 \text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(1 \text{ k}\Omega)}$ in A	$U_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in A	13 A gG-Si	13 A gG-Si $t_{Ausl.}$ in s	LS B	LS C
10	0,475	484	110,2	0,110	109,8	0,146	✓ ($< 0,4$ s)	0,005	+	+
20	0,479	480	110,2	0,110	109,8	0,146	✓ ($< 0,4$ s)	0,005	+	+
50	0,490	469	110,3	0,110	109,9	0,147	✓ ($< 0,4$ s)	0,006	+	+
100	0,509	452	110,4	0,110	110,1	0,147	✓ ($< 0,4$ s)	0,006	+	+
200	0,547	421	110,7	0,111	110,3	0,147	✓ ($< 0,4$ s)	0,006	+	+
300	0,584	394	110,9	0,111	110,5	0,147	✓ ($< 0,4$ s)	0,007	+	+
400	0,622	370	111,0	0,111	110,7	0,148	✓ ($< 0,4$ s)	0,008	+	+
500	0,660	349	111,2	0,111	110,8	0,148	✓ ($< 0,4$ s)	0,009	+	+
1000	0,848	271	111,8	0,112	111,4	0,149	✓ ($< 0,4$ s)	0,020	+	+
2000	1,225	188	112,4	0,112	112,0	0,149	✓ ($< 0,4$ s)	0,050	+	+

Aus Tabelle 36 ist ersichtlich, dass im Fall 1 (Variation der Länge des Niederspannungskabels l_1 , einer Vorzählerleitung $l_2 = 35$ m und einer Länge der Hausinstallation $l_3 = 18$ m) bei allen angenommenen Längen, auch bei bewusster Überschreitung der maximalen Ausdehnung eines typischen Niederspannungsnetzes, der Fehlerstrom ausreichend groß ist, dass sowohl die 13 A gG-Sicherungen innerhalb der vorgeschriebenen 0,4 s zur Auslösung gebracht werden als auch die Leitungsschutzschalter mit Charakteristik B bzw. C innerhalb von 0,1 s abschalten.

Körperströme I_T

In Abbildung 125 sind die Körperströme aus Tabelle 35 und Tabelle 36 entlang der Länge l_1 des Niederspannungskabels aufgetragen. Die Ergebnisse werden für eine Vorzählerleitung von $l_2 = 35$ m und den Längen l_3 der Hausinstallation von 3 m bzw. 18 m sowie für einen Körperwiderstand R_T von 750 Ω und 1000 Ω dargestellt. Generell ist dabei der Einfluss einer idealen Betriebs- und Anlagenerde

($R_B = 0 \Omega$ und $R_A = 0 \Omega$) auf Berührungsspannungen und Körperströme im Vergleich zu einer realen Betriebs- und Anlagenerde (R_Σ bestehend aus $R_B = 5 \Omega$ und $R_A = 5 \Omega$) ersichtlich.

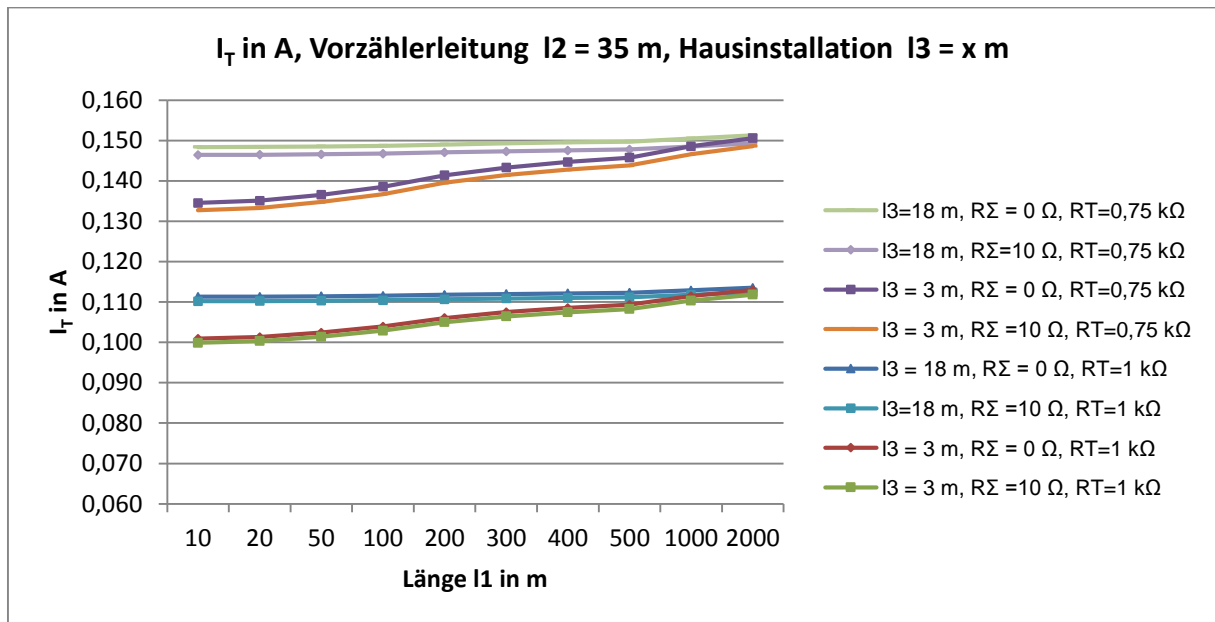


Abbildung 125 Körperströme I_T in A ermittelt anhand eines Körperwiderstands $R_T = 1 \text{ k}\Omega$ bzw. $R_T = 0,75 \text{ k}\Omega$ unter Berücksichtigung eines Betriebs- und Anlagenerders R_Σ , bestehend aus $R_B = 5 \Omega$ sowie $R_A = 5 \Omega$ bzw. $R_B = 0 \Omega$ sowie $R_A = 0 \Omega$

Anmerkung zu Abbildung 125: Die dargestellten Werte beinhalten sowohl eine Länge $l_3 = 3 \text{ m}$ als auch eine Länge $l_3 = 18 \text{ m}$ und sind somit bei der Interpretation der Gesamtlänge zu berücksichtigen.

Aus Abbildung 125 ist zu erkennen, dass bei einem geringeren Körperwiderstand R_T ($0,75 \text{ k}\Omega$) die Körperströme I_T im Vergleich zu einem Körperwiderstand $R_T = 1 \text{ k}\Omega$ größer sind. Der Einfluss der Länge l_3 eines exemplarischen Stromkreises der Hausinstallation (Widerstand) spiegelt sich ebenfalls in der Amplitude der Körperströme I_T sowie in deren Verlauf wieder.

Bei einer kurzen Länge des Stromkreises der Hausinstallation l_3 ($l_3 = 3 \text{ m}$) ist eine geringe Zunahme des Körperstroms I_T in Abhängigkeit von der Länge l_1 des Niederspannungskabels erkennbar. Bei einer großen Länge des Stromkreises der Hausinstallation l_3 ($l_3 = 18 \text{ m}$) ist ein über die Länge l_1 des Niederspannungskabels annähernd konstanter Verlauf mit minimaler Erhöhung der Amplitude ersichtlich.

Ermittlung der Körperströme basierend auf Herzstromfaktoren F

Tabelle 37 zeigt Körperströme abweichend von einem Stromfluss linke Hand zu beiden Füßen mit einem Körperwiderstand $R_T = 750 \Omega$. Die mittels Herzstromfaktoren (F) umgerechneten Ströme I_h (3.11) entsprechen derselben Kammerflimmer-Wahrscheinlichkeit eines Stroms bei einem Durchströmungsweg von der linken Hand zu beiden Füßen. In Tabelle 37 werden für den Fall 1 (Länge l_1 des Niederspannungskabels von 400 m, der Vorzählerleitung $l_2 = 35 \text{ m}$, der Hausinstallation $l_3 = 3 \text{ m}$ sowie $l_3 = 18 \text{ m}$) die Ströme unter Berücksichtigung eines Herzstromfaktors $F = 0,4$ für einen Durchströmungsweg linke Hand zur rechten Hand ($R_T = 1000 \Omega$) umgerechnet. Im Sinne einer Worst-

Case-Analyse wird der Körperstrom für einen Durchströmungsweg von der Brust zur linken Hand mit einem Herzstromfaktor $F = 1,5$ in Tabelle 37 angegeben.

Tabelle 37 Fall 1: Körperströme für Stromwege, welche mit einer gleichen Wahrscheinlichkeit zu Herzkammerflimmern führen wie der Stromfluss von der linken Hand zu den Füßen ($I_{T(0,75\text{ k}\Omega)} = I_{ref}$)

I1 in m	I2 in m	I3 in m	$I_{T(0,75\text{ k}\Omega)} = I_{ref}$ in A	$I_{h(0,4)}$ in A F = 0,4	$I_{h(1,5)}$ in A F = 1,5	$t_{Ausl. (GG-Si\ 13\ A)}$ in s	$t_{Absch. (B\ 16/C\ 16)}$ in s
400	35	3	0,143	0,358	0,095	$\leq 0,01$	$\leq 0,10$
400	35	18	0,148	0,370	0,099	$\leq 0,01$	$\leq 0,10$

Aus Tabelle 37 ist ersichtlich, dass abhängig vom Durchströmungsweg und kleiner werdendem Körperwiderstand, ein geringerer Strom ausreichend ist, um Herzkammerflimmern mit gleicher Wahrscheinlichkeit wie der Referenzstrom I_{ref} bei einem Körperwiderstand R_T von $750\ \Omega$ zu verursachen, siehe auch Tabelle 12.

Körperströme I_T gemäß DIN IEC/TS 60479-1 [45]

Abbildung 126 stellt die gemäß Tabelle 37 maximal berechneten Körperströme I_T unter Berücksichtigung eines Körperwiderstandes $R_T = 750\ \Omega$ einer Länge $I_1 = 400\text{ m}$, einer Länge $I_2 = 35\text{ m}$ der Vorzählerleitung und der Länge $I_3 = 18\text{ m}$ der exemplarischen Hausinstallation dar. Da die beiden ermittelten Körperströme für unterschiedliche Längen I_3 in der grafischen Darstellung eng nebeneinander liegen, wird der lt. Tabelle 37 höhere Körperstrom im Sinne einer Worst-Case-Ausführung in Abbildung 126 eingezeichnet.

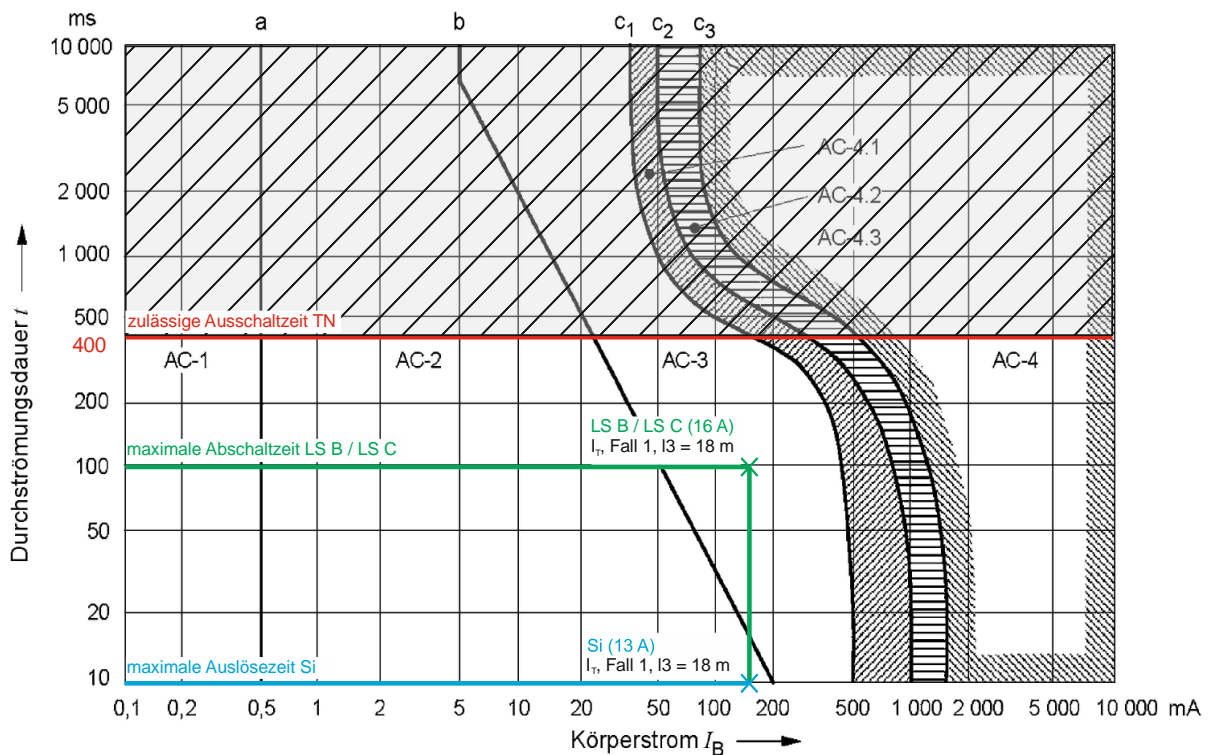


Abbildung 126 Fall 1: Maximal berechnete Körperströme I_T ($I_1 = 400\text{ m}$, $I_2 = 35\text{ m}$, $I_3 = 18\text{ m}$)

Aus Abbildung 126 ist ersichtlich, dass durch Auslösung der 13 A gG-Sicherung Durchströmungsdauern von $\leq 0,01$ s erzielt werden und der auftretende Körperstrom im konventionellen Zeit/Stromstärkebereich AC-2 liegt. Bei Abschaltung durch einen Leitungsschutzschalter (Type B bzw. C) $\leq 0,10$ s kann der auftretende Körperstrom im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-3 [45] liegen. In diesem Bereich (AC-3) sind im Allgemeinen keine organischen Schäden zu erwarten, es kann jedoch zu starken unwillkürlichen Muskelkontraktionen, Schwierigkeiten beim Atmen, reversiblen Störungen der Herzfunktion etc. kommen [45], siehe auch Kapitel 3.2.4.

Anzustrebender Richtwert für den sicheren Betrieb sollte jedoch der Bereich AC-2 unter der Grenzlinie b in Abbildung 126 sein, in diesem Bereich wird die Körperdurchströmung wahrgenommen, unwillkürliche Muskelkontraktionen sind wahrscheinlich, es treten jedoch keine schädlichen physiologischen Wirkungen auf.

Berührungsspannungen U_T gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46]

Abbildung 127 zeigt die auftretende Berührungsspannung U_T , Fall 1 für die Länge $l_1 = 400$ m, einer Länge $l_2 = 35$ m der Vorzählerleitung und der Länge $l_3 = 18$ m einer Hausinstallation. Gemäß [46] ist für die Bewertung mittels Berührungsspannungskurve in der Niederspannung ein Körperwiderstand $R_T = 1225 \Omega$ ⁴⁵ heranzuziehen. Die Kurve der zulässigen Berührungsspannungen in Abhängigkeit von der Berührungsdauer gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] beinhaltet keine Zusatzwiderstände wie z.B. Schuhwerk. Dieser Körperwiderstand von $R_T = 1225 \Omega$ unterscheidet sich zum Körperwiderstand $R_T = 750 \Omega$ für die Bewertung gemäß Zeit/Stromstärke-Bereiche [45], siehe Tabelle 38.

Tabelle 38 zeigt auftretende Berührungsspannungen, ermittelt für einen Körperwiderstand $R_T = 750 \Omega$ und $R_T = 1225 \Omega$ inklusive zugehöriger Auslöse- bzw. Abschaltzeiten durch Sicherungen bzw. Leitungsschutzschalter.

Tabelle 38 Fall 1: Berührungsspannungen U_T für die Bewertung mittels zulässiger Berührungsspannungen gemäß [46]

l_1 in m	l_2 in m	l_3 in m	$U_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in V	$U_{T(1,225 \text{ k}\Omega)}$ in V	$t_{\text{Ausl.}(gG\text{-}Si \text{ 13 A})}$ in s	$t_{\text{Absch.}(B \text{ 16/C } 16)}$ in s
400	35	3	107,1	107,6	$\leq 0,01$	$\leq 0,10$
400	35	18	110,7	111,2	$\leq 0,01$	$\leq 0,10$

In Abbildung 127 wird, wiederum aus Gründen der Lesbarkeit, der Wert für die Berührungsspannung $U_{T(1,225 \text{ k}\Omega)}$ bei einer Länge $l_1 = 400$ m, einer Länge $l_2 = 35$ m der Vorzählerleitung und der Länge $l_3 = 18$ m einer exemplarischen Hausinstallation im Sinne einer Worst-Case-Ausführung dargestellt.

In der folgenden Abbildung wird das Abschalten des Fehlerschutzes in der Zeit $t_{\text{Ausl.}}$ ($\leq 0,01$ s, Si) bzw. $t_{\text{Absch.}}$ ($\leq 0,1$ s, LS) berücksichtigt.

⁴⁵ Wortlaut gemäß DIN IEC/TS 60479-1 [45]: „Für die Nennspannung 230 V (Netzsystem 3 N ~ 230/400 V) wird angenommen, dass die Gesamtkörperimpedanzen die gleichen sind wie für eine Berührungsspannung von 225 V.“ Diese Impedanz entspricht einem Wert von 1225 Ω .

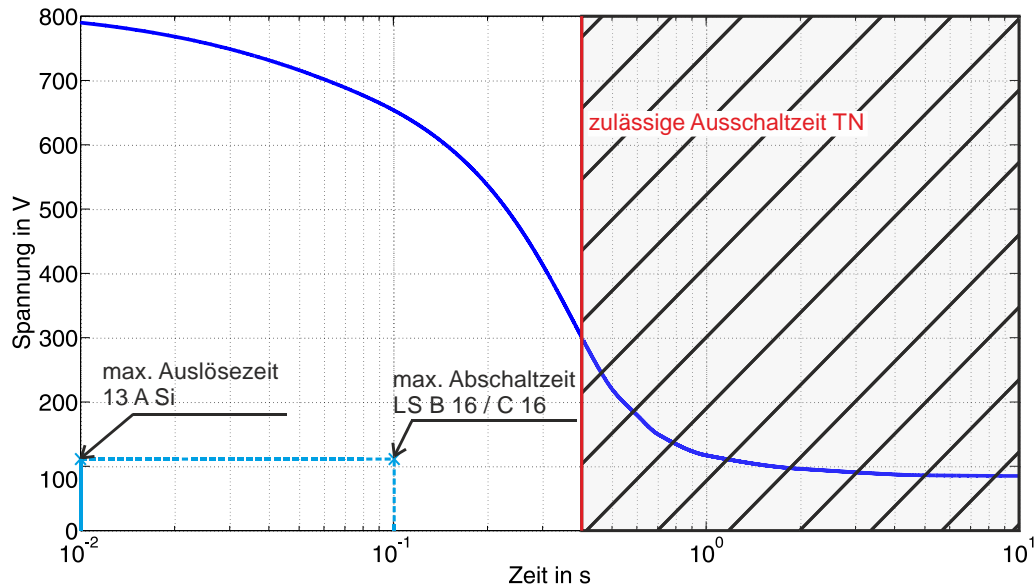


Abbildung 127 Fall 1: Auftretende Berührungsspannungen U_T ($l_1 = 400$ m, $l_2 = 35$ m, $l_3 = 18$ m) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen

Aus Abbildung 127 ist ersichtlich, dass die Anforderungen an die zulässigen Berührungsspannungen unter Berücksichtigung von ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] eingehalten werden.

Da im Fall 1, Länge $l_2 = 35$ m der Vorzählerleitung die Fehlerströme (Tabelle 35 und Tabelle 36) aller untersuchter Konfigurationen für eine Auslösung bzw. Abschaltung durch vorgelagerte Schutzeinrichtungen ausreichend hoch sind, kommt es zu keinen Gefährdungen durch auftretende Körperströme bzw. Berührungsspannungen gemäß DIN IEC/TS 60479-1 [45] bzw. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46].

Berechnungsergebnisse - Fall 2: Versorgung einer ländlichen Struktur an den Randbereichen eines Netzes

In Tabelle 39 bis Tabelle 41 werden die Impedanz des untersuchten Netzsystems TN-C ($Z_{Tr} + 2 \cdot Z_{Lig}$) in Abhängigkeit von der Länge sowie die Fehlerströme I_F bei Auftritt eines Isolationsfehlers an der Stelle F, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T unter Berücksichtigung eines Körperwiderstandes $R_T = 1000 \Omega$ und $R_T = 750 \Omega$ dargestellt. Neben dem Auslöseverhalten der 13 A gG-Sicherung und der spezifischen Auslösezeit (obere Grenze entsprechend der Tabelle 9) wird in den folgenden Tabellen das Abschaltverhalten von Leitungsschutzschaltern mit Charakteristik B bzw. C angegeben.

Ein „✓“ stellt die Auslösung der Sicherung innerhalb der geforderten 0,4 s [12] dar, im Gegensatz dazu wird die Nicht-Auslösung in der vorgegebenen Ausschaltzeit für TN-Netze durch ein „x“ markiert. Das Verhalten der Leitungsschutzschalter wird wie folgt gekennzeichnet: Ein „+“ in der jeweiligen Zeile, unter Berücksichtigung der Ausschaltstromfaktoren für die untersuchten Charakteristiken (Charakteristik B: $m=5$, Charakteristik C: $m=10$, siehe Tabelle 9), kennzeichnet eine Abschaltung bei einer Stromflussdauer von $\leq 0,1$ s, ein „-“ weist auf ein Nicht-Abschalten des eingesetzten Leitungsschutzschalters der Type B bzw. C innerhalb von 0,1 s hin.

Anmerkung: Die graue Markierung in Tabelle 39 ff. stellt die Berechnungsergebnisse bei Überschreitung der maximalen Ausdehnung eines typischen Niederspannungsnetzes ($l_1 = 400$ m) dar.

Tabelle 39 Fall 2: Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung $l_2 = 15$ m, Hausinstallation $l_3 = 3$ m, Fehlerströme I_F am Leitungsende, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern ($R_B = 9 \Omega$, $R_A = 5 \Omega$)

l_1 in m	$Z_{Tr+2 \cdot Z_{Ltg}}$ in Ω	I_F in A	$U_{T(1 \text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(1 \text{ k}\Omega)}$ in A	$U_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in A	13 A gG-Si	13 A gG-Si $t_{Ausl.}$ in s	LS B	LS C
10	0,151	1522	83,4	0,083	83,0	0,111	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
20	0,159	1445	84,9	0,085	84,5	0,113	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
50	0,183	1254	88,7	0,089	88,3	0,118	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
100	0,224	1028	93,1	0,093	92,7	0,124	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
200	0,304	755	98,5	0,099	98,0	0,131	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
300	0,385	597	101,6	0,102	101,1	0,135	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
400	0,466	494	103,7	0,104	103,2	0,138	✓ ($< 0,4$ s)	$< 0,004$	+	+
500	0,547	421	105,1	0,105	104,6	0,139	✓ ($< 0,4$ s)	0,006	+	+
1000	0,950	242	108,6	0,109	108,1	0,144	✓ ($< 0,4$ s)	0,020	+	+
2000	1,757	131	110,7	0,111	110,2	0,147	✓ ($< 0,4$ s)	0,200	+	-

Aus Tabelle 39 ist ersichtlich, dass im Fall 2 (Variation der Länge des Niederspannungskabels l_1 , einer Vorzählerleitung $l_2 = 15$ m und einer Länge der Hausinstallation $l_3 = 3$ m) bei allen angenommenen Längen, auch bei bewusster Überschreitung der maximalen Ausdehnung eines typischen Niederspannungsnetzes, der Fehlerstrom ausreichend groß ist, dass sowohl die 13 A gG-Sicherungen innerhalb der vorgeschriebenen 0,4 s zur Auslösung gebracht werden als auch die Leitungsschutzschalter mit Charakteristik B innerhalb von 0,1 s abschalten. Für die Abschaltung der Leitungsschutzschalter der Charakteristik C sind im Falle der bewusst überschrittenen Länge des Niederspannungskabels ($l_1 = 2000$ m) die Fehlerströme nicht hinreichend groß und der Leitungsschutzschalter mit Charakteristik C schaltet nicht ab.

Tabelle 40 Fall 2: Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung $l_2 = 15$ m, Hausinstallation $l_3 = 18$ m, Fehlerströme I_F am Leitungsende, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern ($R_B = 9 \Omega$, $R_A = 5 \Omega$)

l_1 in m	$Z_{Tr}+2 \cdot Z_{Ltg}$ in Ω	I_F in A	$U_{T(1 \text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(1 \text{ k}\Omega)}$ in A	$U_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(0,75 \text{ k}\Omega)}$ in A	13 A gG-Si	13 A gG-Si $t_{Ausl.}$ in s	LS B	LS C
10	0,502	458	104,4	0,104	103,9	0,139	✓ ($< 0,4$ s)	0,005	+	+
20	0,510	451	104,5	0,105	104,0	0,139	✓ ($< 0,4$ s)	0,006	+	+
50	0,534	430	104,9	0,105	104,4	0,139	✓ ($< 0,4$ s)	0,006	+	+
100	0,575	400	105,5	0,106	105,0	0,140	✓ ($< 0,4$ s)	0,006	+	+
200	0,655	351	106,5	0,107	106,0	0,141	✓ ($< 0,4$ s)	0,009	+	+
300	0,736	312	107,2	0,107	106,7	0,142	✓ ($< 0,4$ s)	0,010	+	+
400	0,817	282	107,8	0,108	107,3	0,143	✓ ($< 0,4$ s)	0,020	+	+
500	0,897	256	108,3	0,108	107,8	0,144	✓ ($< 0,4$ s)	0,020	+	+
1000	1,301	177	109,9	0,110	109,3	0,146	✓ ($< 0,4$ s)	0,050	+	+
2000	2,108	109	111,1	0,111	110,6	0,147	x (0,4 s)	0,400	+	-

Aus Tabelle 40 ist ersichtlich, dass im Fall 2 bei Variation der Länge bis zur maximalen Ausdehnung eines typischen Niederspannungsnetzes ($l_1 = 400$ m) der Fehlerstrom ausreichend groß ist, sodass die 13 A gG-Sicherungen innerhalb der für TN-C-Netze vorgegebenen Zeit von 0,4 s auslösen. Die Auslösezeit der 13 A gG-Sicherung bei einer Länge $l_1 = 2000$ m entspricht lt. Kennlinie ca. 0,4 s. Im Sinne einer Worst-Case-Analyse wird daher bei $l_1 = 2000$ m von einer Nicht-Einhaltung der Ausschaltzeit ausgegangen. Leitungsschutzschalter mit Charakteristik B schalten bei allen untersuchten Längen innerhalb von 0,1 s ab. Bis zu einer Länge des Niederspannungskabels $l_1 = 1000$ m erfolgt eine Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter der Charakteristik C innerhalb von 0,1 s. Bei der bewusst überschrittenen Länge $l_1 = 2000$ m sind die Fehlerströme für eine Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter mit Charakteristik C nicht hinreichend groß.

Tabelle 41 zeigt die Ergebnisse bei einer bewusst überschrittenen Leitungslänge l_3 (auftretender Spannungsabfall $\geq 3\%$) und einer inkorrekten Dimensionierung des Leiterquerschnitts sowie zugehöriger Leitungsschutzelemente.

Tabelle 41 Fall 2: Variation der Länge l_1 des Niederspannungskabels, Vorzählerleitung $l_2 = 15\text{ m}$, Hausinstallation $l_3 = 25\text{ m}$, Fehlerströme I_F am Leitungsende, Berührungsspannungen U_T , Körperströme I_T sowie Auslöse- bzw. Abschaltverhalten der Sicherung und Leitungsschutzschaltern ($R_B = 9\ \Omega$, $R_A = 5\ \Omega$)

l_1 in m	$Z_{Tr+2 \cdot Z_{Ltg}}$ in Ω	I_F in A	$U_{T(1\text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(1\text{ k}\Omega)}$ in A	$U_{T(0,75\text{ k}\Omega)}$ in V	$I_{T(0,75\text{ k}\Omega)}$ in A	13 A gG-Si	13 A gG-Si $t_{Ausl.}$ in s	LS B	LS C
10	0,666	345	106,6	0,107	106,1	0,141	✓ ($< 0,4\text{ s}$)	0,009	+	+
20	0,674	341	106,6	0,107	106,1	0,141	✓ ($< 0,4\text{ s}$)	0,009	+	+
50	0,698	329	106,9	0,107	106,4	0,142	✓ ($< 0,4\text{ s}$)	0,010	+	+
100	0,738	311	107,2	0,107	106,7	0,142	✓ ($< 0,4\text{ s}$)	0,010	+	+
200	0,819	281	107,8	0,108	107,3	0,143	✓ ($< 0,4\text{ s}$)	0,020	+	+
300	0,900	256	108,3	0,108	107,8	0,144	✓ ($< 0,4\text{ s}$)	0,020	+	+
400	0,981	235	108,7	0,109	108,2	0,144	✓ ($< 0,4\text{ s}$)	0,020	+	+
500	1,061	217	109,1	0,109	108,6	0,145	✓ ($< 0,4\text{ s}$)	0,030	+	+
1000	1,465	157	110,2	0,110	109,7	0,146	✓ ($< 0,4\text{ s}$)	0,090	+	-
2000	2,272	101	111,3	0,111	110,7	0,148	x ($0,4\text{ s}$)	0,500	+	-

Aus Tabelle 41 ist ersichtlich, dass im Fall 2 bei Variation der Länge bis zur maximalen Ausdehnung eines typischen Niederspannungsnetzes ($l_1 = 400\text{ m}$) der Fehlerstrom ausreichend groß ist, dass 13 A gG-Sicherungen innerhalb der für TN-C-Netze vorgegebenen Zeit von 0,4 s auslösen. Die Auslösezeit der 13 A gG-Sicherung bei einer Länge $l_1 = 2000\text{ m}$ entspricht lt. Kennlinie ca. 0,5 s. und liegt über der einzuhaltenden Zeit von 0,4 s.

Leitungsschutzschalter mit Charakteristik B schalten bei allen untersuchten Längen innerhalb von 0,1 s ab. Bis zu einer Länge des Niederspannungskabels $l_1 = 500\text{ m}$ erfolgt eine Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter der Charakteristik C innerhalb von 0,1 s. Bei den bewusst überschrittenen

Längen $l_1 = 1000 \text{ m}$ und 2000 m sind die Fehlerströme für eine Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter mit Charakteristik C nicht hinreichend groß.

Körperströme I_T

In Abbildung 128 sind die Körperströme aus Tabelle 39, Tabelle 40 und Tabelle 41 entlang der Länge l_1 des Niederspannungskabels aufgetragen. Die Ergebnisse werden für eine Vorzählerleitung von $l_2 = 15 \text{ m}$ und den Längen l_3 der Hausinstallation von 3 m , 18 m bzw. 25 m sowie für einen Körperwiderstand R_T von 750Ω und 1000Ω dargestellt. Generell ist dabei der Einfluss einer idealen Betriebs- und Anlagenerde ($R_B = 0 \Omega$ und $R_A = 0 \Omega$) auf Berührungsspannungen und Körperströme im Vergleich zu einer realen Betriebs- und Anlagenerde (R_Σ bestehend aus $R_B = 5 \Omega$ und $R_A = 5 \Omega$) ersichtlich.

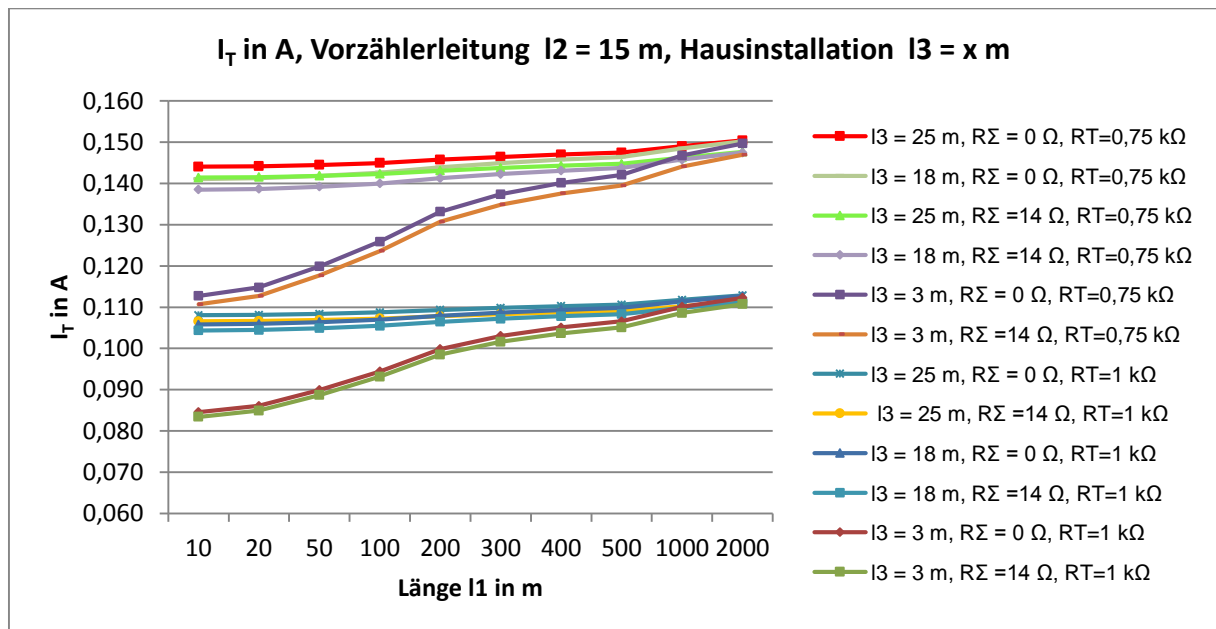


Abbildung 128 Fall 2: Körperströme I_T in A ermittelt anhand eines Körperwiderstands $R_T = 1 \text{ k}\Omega$ bzw. $R_T = 0,75 \text{ k}\Omega$ unter Berücksichtigung eines Betriebs- und Anlagenerders R_Σ , bestehend aus $R_B = 9 \Omega$ sowie $R_A = 5 \Omega$ bzw. $R_B = 0 \Omega$ sowie $R_A = 0 \Omega$

Anmerkung zu Abbildung 128: Die dargestellten Werte beinhalten sowohl eine Länge $l_3 = 3 \text{ m}$, eine Länge $l_3 = 18 \text{ m}$ als auch eine Länge $l_3 = 25 \text{ m}$ und sind somit bei der Interpretation der Gesamtlänge zu berücksichtigen.

Aus Abbildung 128 ist zu erkennen, dass bei einem geringeren Körperwiderstand R_T ($0,75 \text{ k}\Omega$) die Körperströme I_T im Vergleich zu einem Körperwiderstand $R_T = 1 \text{ k}\Omega$ größer sind. Der Einfluss der Länge l_3 eines exemplarischen Stromkreises der Hausinstallation (Widerstand) spiegelt sich ebenfalls in der Amplitude der Körperströme I_T sowie in deren Verlauf wieder.

Bei einer kurzen Länge des Stromkreises der Hausinstallation l_3 ($l_3 = 3 \text{ m}$) ist eine geringe Zunahme des Körperstroms I_T in Abhängigkeit von der Länge l_1 des Niederspannungskabels erkennbar. Bei einer großen Länge des Stromkreises der Hausinstallation l_3 ($l_3 = 18 \text{ m}$ sowie $l_3 = 25 \text{ m}$) ist ein über die Länge

l1 des Niederspannungskabels annähernd konstanter Verlauf mit minimaler Erhöhung der Amplitude ersichtlich.

Ermittlung der Körperströme basierend auf Herzstromfaktoren F

Tabelle 42 zeigt Körperströme abweichend von einem Stromfluss linke Hand zu den Füßen mit einem Körperwiderstand $R_T = 750 \Omega$. Die mittels Herzstromfaktoren (F) umgerechneten Ströme I_h (3.11) entsprechen derselben Kammerflimmer-Wahrscheinlichkeit eines Stroms bei einem Durchströmungsweg von der linken Hand zu beiden Füßen. In Tabelle 42 werden für den Fall 2 (Länge l1 des Niederspannungskabels von 400 m, Vorzählerleitung l2 = 15 m, Hausinstallation l3 = 3 m, l3 = 18 m sowie l3 = 25 m) die Ströme unter Berücksichtigung eines Herzstromfaktors $F = 0,4$ für einen Durchströmungsweg linke Hand zur rechten Hand ($R_T = 1000 \Omega$) umgerechnet. Im Sinne einer Worst-Case-Analyse wird der Körperstrom für einen Durchströmungsweg von der Brust zur linken Hand mit einem Herzstromfaktor $F = 1,5$ in Tabelle 42 angegeben.

Tabelle 42 Fall 2: Körperströme für Stromwege, welche mit einer gleichen Wahrscheinlichkeit zu Herzkammerflimmern führen wie der Stromfluss von der linken Hand zu den Füßen ($I_{T(0,75 \text{ k}\Omega)} = I_{ref}$)

l1 in m	l2 in m	l3 in m	$I_{T(0,75 \text{ k}\Omega)} = I_{ref}$ in A	$I_{h(0,4)}$ in A F = 0,4	$I_{h(1,5)}$ in A F = 1,5	$t_{Ausl. (GG-SI 13 A)}$ in s	$t_{Absch. (B 16/C 16)}$ in s
400	15	3	0,138	0,345	0,092	$\leq 0,01$	$\leq 0,10$
400	15	18	0,143	0,358	0,095	0,02	$\leq 0,10$
400	15	25	0,144	0,360	0,096	0,02	$\leq 0,10$

Aus Tabelle 42 ist ersichtlich, dass abhängig vom Durchströmungsweg und kleiner werdendem Körperwiderstand, ein geringerer Strom ausreichend ist, um Herzkammerflimmern mit gleicher Wahrscheinlichkeit wie der Referenzstrom I_{ref} bei einem Körperwiderstand R_T von 750Ω zu verursachen, siehe auch Tabelle 12.

Körperströme I_T gemäß DIN IEC/TS 60479-1 [45]

Abbildung 129 stellt den gemäß Tabelle 42 maximal berechneten Körperstrom I_T unter Berücksichtigung eines Körperwiderstandes $R_T = 750 \Omega$ einer Länge $l1 = 400 \text{ m}$, einer Länge $l2 = 15 \text{ m}$ der Vorzählerleitung und der Länge $l3 = 25 \text{ m}$ (Verletzung des Spannungsabfalls über die Länge der Hausinstallation) der exemplarischen Hausinstallation dar. Da die ermittelten Körperströme in der grafischen Darstellung eng nebeneinander liegen, wird der lt. Tabelle 42 höhere Körperstrom im Sinne einer Worst-Case-Darstellung für eine Länge $l3 = 25 \text{ m}$ in Abbildung 129 eingezeichnet.

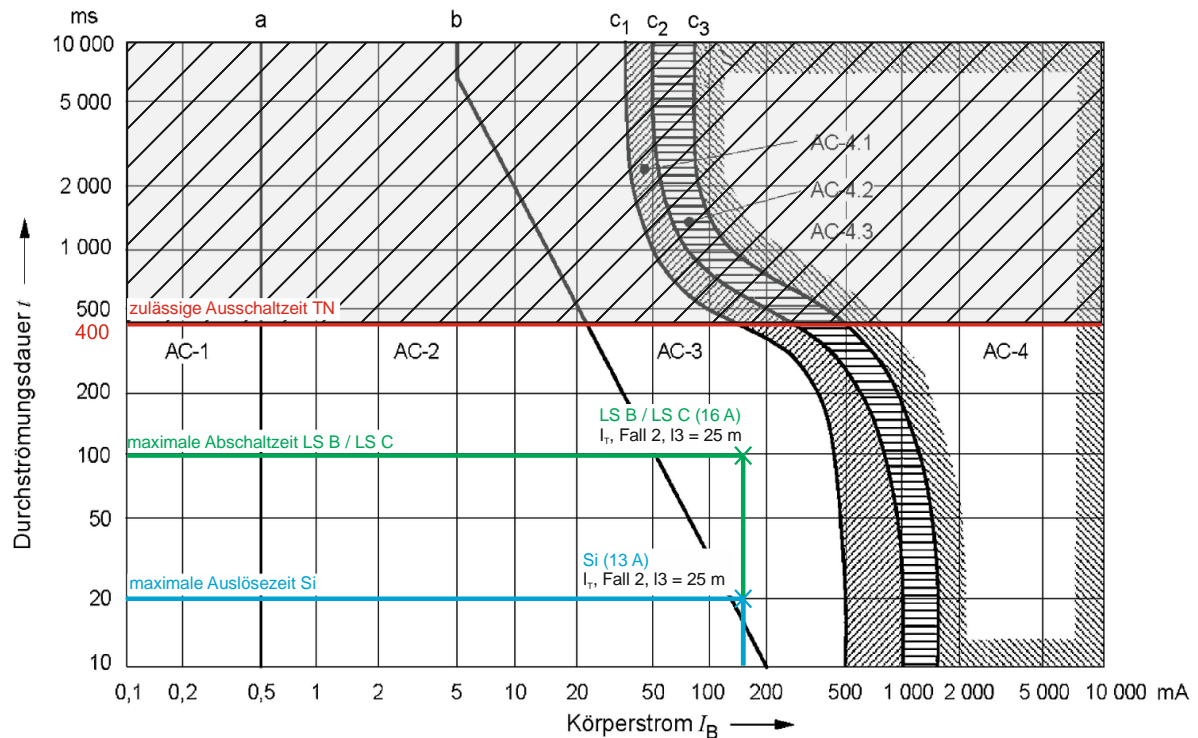


Abbildung 129 Fall 2: Maximal berechnete Körperströme I_T ($I_1 = 400$ m, $I_2 = 15$ m, $I_3 = 25$ m)

Aus Abbildung 129 ist ersichtlich, dass durch Auslösung der 13 A gG-Sicherung eine Durchströmungsdauer von 0,02 s vorliegt und der auftretende Körperstrom im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-3 liegt. Bei Abschaltung durch einen Leitungsschutzschalter (Type B bzw. C) $\leq 0,10$ s kann der auftretende Körperstrom im konventionellen Zeit/Stromstärke-Bereich AC-3 [45] liegen. In diesem Bereich (AC-3) sind im Allgemeinen keine organischen Schäden zu erwarten, es kann jedoch zu starken unwillkürlichen Muskelkontraktionen, Schwierigkeiten beim Atmen, reversiblen Störungen der Herzfunktion etc. kommen [45], siehe auch Kapitel 3.2.4.

Anzustrebender Richtwert für den sicheren Betrieb sollte jedoch der Bereich AC-2 unter der Grenzlinie b in Abbildung 129 sein, in diesem Bereich wird die Körperdurchströmung wahrgenommen, unwillkürliche Muskelkontraktionen sind wahrscheinlich, es treten jedoch keine schädlichen physiologischen Wirkungen auf.

Berührungsspannungen U_T gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46]

Abbildung 130 zeigt die auftretende Berührungsspannung U_T , Fall 2 für die Länge $I_1 = 400$ m, einer Länge $I_2 = 15$ m der Vorzählerleitung und der Länge $I_3 = 25$ m einer Hausinstallation. Gemäß [46] ist für die Bewertung mittels Berührungsspannungskurve in der Niederspannung ein Körperwiderstand $R_T = 1225 \Omega$ heranzuziehen. Die Kurve der zulässigen Berührungsspannungen in Abhängigkeit von der Berührungsdauer gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] beinhaltet keine Zusatzwiderstände wie. z.B. Schuhwerk. Dieser Körperwiderstand von $R_T = 1225 \Omega$ unterscheidet sich zum Körperwiderstand $R_T = 750 \Omega$ für die Bewertung gemäß Zeit/Stromstärke-Bereiche [45], siehe Tabelle 43.

Tabelle 43 zeigt auftretende Berührungsspannungen, ermittelt für einen Körperwiderstand $R_T = 750 \Omega$ und $R_T = 1225 \Omega$ inklusive zugehöriger Auslöse- bzw. Abschaltzeiten durch Sicherungen bzw. Leitungsschutzschalter.

Tabelle 43 Fall 2: Berührungsspannungen U_T für die Bewertung mittels zulässiger Berührungsspannungen gemäß [46]

I1 in m	I2 in m	I3 in m	$U_{T(0,75\text{ k}\Omega)}$ in V	$U_{T(1,225\text{ k}\Omega)}$ in V	$t_{\text{Ausl.}(gG\text{-Si } 13\text{ A})}$ in s	$t_{\text{Absch.}(B\ 16/C\ 16)}$ in s
400	15	3	103,2	103,9	$\leq 0,01$	$\leq 0,10$
400	15	18	107,3	108,1	0,02	$\leq 0,10$
400	15	25	108,2	109,0	0,02	$\leq 0,10$

In Abbildung 130 wird, wiederum aus Gründen der Lesbarkeit, der Wert für die Berührungsspannung $U_{T(1,225\text{ k}\Omega)}$ bei einer Länge $I_1 = 400\text{ m}$, einer Länge $I_2 = 15\text{ m}$ der Vorzählerleitung und der Länge $I_3 = 25\text{ m}$ einer exemplarischen Hausinstallation im Sinne einer Worst-Case-Ausführung dargestellt.

In der folgenden Abbildung wird das Abschalten des Fehlerschutzes in der Zeit $t_{\text{Ausl.}}$ (0,02 s, Si) bzw. $t_{\text{Absch.}}$ ($\leq 0,1\text{ s}$, LS) berücksichtigt.

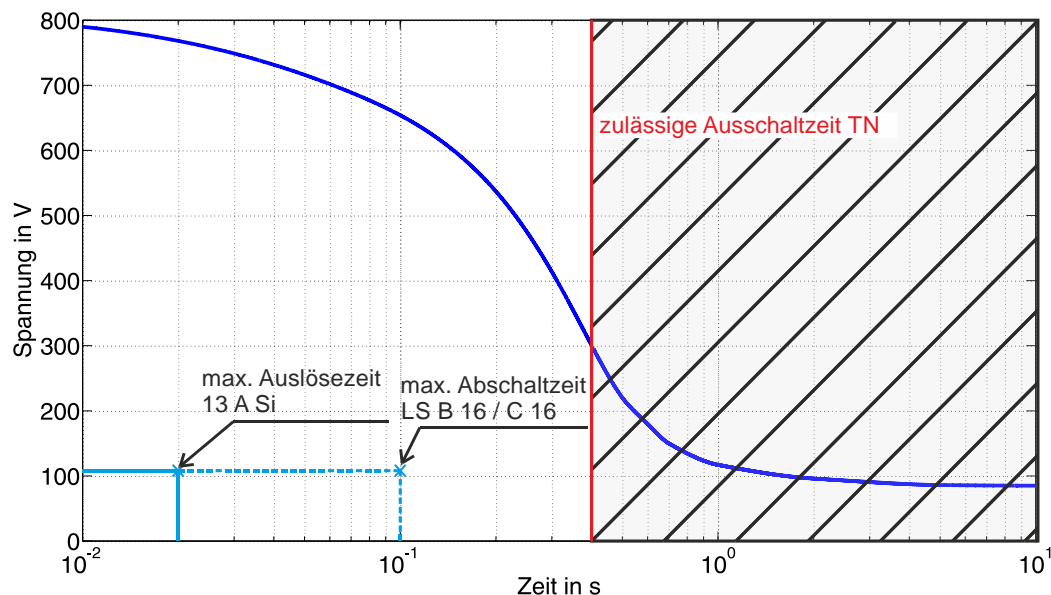


Abbildung 130 Fall 2: Auftretende Berührungsspannungen U_T ($I_1 = 400\text{ m}$, $I_2 = 15\text{ m}$, $I_3 = 25\text{ m}$) eingetragen in die Kurve der lt. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] zulässigen Berührungsspannungen

Aus Abbildung 130 ist ersichtlich, dass die Anforderungen an die zulässigen Berührungsspannungen unter Berücksichtigung von ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46] eingehalten werden.

Da im Fall 2, Länge $I_2 = 15\text{ m}$ der Vorzählerleitung (Tabelle 39 bis Tabelle 41) die Fehlerströme aller untersuchter Konfigurationen für eine Auslösung bzw. Abschaltung durch vorgelagerte Schutzeinrichtungen bei typischen Niederspannungsnetzausdehnungen (bis $I_1 = 400\text{ m}$) ausreichend hoch sind, kommt es zu keinen Gefährdungen durch auftretende Körperströme bzw. Berührungsspannungen gemäß DIN IEC/TS 60479-1 [45] bzw. ÖVE/ÖNORM EN 50522 [46].

10.6 Anhang zu Kapitel 4.3: TN-C-System - Versorgung über Wechselrichter im Inselnetzbetrieb

Im folgenden Kapitel werden anhand des Schmelzintegrals i^2dt die Schmelzzeiten einer 13 A gG-Sicherung unter Berücksichtigung der festgelegten Fehlerstromphasen in Kapitel 4.3 bei Versorgung über einen einzigen, über zwei sowie über drei Wechselrichter anhand von (10.2) ermittelt.

$$K_{(T)} = \int_0^T i^2 \cdot dt \quad (10.2)$$

Basierend auf der erforderlichen Abschaltzeit in TN-Netzen (0,4 s) wird der dafür notwendige Strom, der die Sicherung zum Durchschmelzen bringt, aus der Kennlinie der 13 A gG-Sicherung ausgelesen. Dieser Strom beträgt im Sinne einer Worst-Case-Annahme 110 A.

Die Zeiten, in welchen es zum Durchschmelzen der 13 A gG-Sicherung bei Versorgung über einen einzigen, über zwei sowie über drei Wechselrichter kommt, sind in Tabelle 44 dargestellt und werden in der Abbildung 87, Abbildung 89 bzw. in Abbildung 90 berücksichtigt.

Tabelle 44 Schmelzzeiten 13 A gG-Sicherung (die zugehörigen Wechselrichterkurzschlussströme, $I_{KS_WR,eff}$ können der Tabelle 17 bis Tabelle 19 entnommen werden)

Anzahl WR	Durchschmelzen der 13 A gG- Sicherung
1	1,70 s
2	0,32 s
3	0,07 s