

REALITÄTSGERECHTE ZUSTANDBEWERTUNG VON
MITTELSPANNUNGSANLAGEN DURCH EINSATZ
GEEIGNETER MESSVERFAHREN

CHRISTOPHER JOHAE

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20180809-100344-9

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20180809-100344-9>]

Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter Messverfahren

der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Christopher Johae, M. Sc.

aus Remscheid

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Tag der mündlichen Prüfung: 04. Mai 2018

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Impressum

Johae, Christopher:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter Messverfahren

Neue Energie aus Wuppertal, Band 17, 1. Auflage 2018

Copyright: © 2018 Christopher Johae, alle Rechte vorbehalten

Druck: epubli GmbH, Berlin, www.epubli.de

ISBN: 978-3-7467-4381-3

Bildquelle:

Oben: eigene Aufnahmen Christopher Johae

Unten: eigene Publikation: Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. et al.: *Praxiserfahrungen aus dem Einsatz der akustischen Teilentladungsdetektion an Mittelspannungs-Schaltanlagen*, ETG Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014“, Berlin, Deutschland, 2014

Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal entstanden.

An dieser Stelle möchte ich mich besonders bei meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Inhaber des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität, für die Motivation zu dieser Arbeit und das entgegengebrachte Vertrauen während meiner Tätigkeit am Lehrstuhl bedanken. Die mit ihm geführten wissenschaftlich konstruktiven Diskussionen und seine Anregungen trugen maßgeblich zu dieser Arbeit bei.

Des Weiteren danke ich Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, Institutsleiter des Instituts für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen, für die Übernahme des Korreferats und das damit verbundene Interesse an der vorliegenden Arbeit.

Ein herzlicher Dank gilt ebenfalls allen Mitarbeitern der Projektpartner, ohne die die gemeinsamen Forschungsprojekte nicht möglich gewesen wären und die unverzichtbare Hinweise und Anregungen aus der Praxis gegeben haben. Besonders hervorheben möchte ich die Mitarbeiter der SPIE SAG GmbH und hier im Besonderen Herrn Nico Schultze sowie die Mitarbeiter der Stadtwerke Iserlohn, der MVV-Netze GmbH, der RheinischenNETZGesellschaft mbh, der Energienetze Offenbach GmbH und der WSW-Netz GmbH für die Unterstützung und Ermöglichung der zahlreichen Feldtests.

Zusätzlich danke ich allen beteiligten Mitarbeitern und ehemaligen Mitarbeitern des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik und hier insbesondere denen der Forschungsgruppe Zustandsbewertung und Asset-Management, die mich während der gesamten Bearbeitungsphase unterstützt und durch zahlreiche Diskussionen, Anregungen und gute Zusammenarbeit für ein angenehmes Arbeitsklima gesorgt haben. Ein Besonderer Dank gilt Herrn Dr.-Ing. Dominik Beerboom, mit dem ich viele gemeinsame Forschungsprojekte erfolgreich bearbeitet habe.

Meiner gesamten Familie und hier im Besonderen meinen Eltern und meiner Freundin möchte ich herzlich für die Unterstützung in jeglicher Hinsicht, ihre vielen Ratschlägen und für den großen Rückhalt danken.

Wuppertal, 2018

Christopher Johae

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation.....	1
1.2	Stand der Wissenschaft und Technik.....	2
1.3	Einordnung und Ziel der Arbeit.....	6
2	Messverfahren für Mittelspannungsanlagen	9
2.1	Anforderungen und Restriktionen für die Anwendung.....	10
2.2	Teilentladungsdetektion.....	12
2.2.1	Konventionelle Teilentladungsmessung.....	13
2.2.2	Akustische Teilentladungsdetektion.....	13
2.3	Thermografische Untersuchungen.....	18
2.3.1	Punktuelle Ermittlung von Temperaturen.....	20
2.3.2	Ermittlung der Temperaturen über bildgebende Verfahren.....	21
2.4	Erdungsmessung.....	22
2.4.1	Konventionelle Erdungsmessung.....	22
2.4.2	Erdschleifenmessung.....	22
2.5	Weitere Messverfahren.....	24
2.5.1	Detektion transienter Ableitspannungen.....	24
2.5.2	Mikroohmmessung.....	25
2.5.3	Funktionsprüfungen.....	26
2.5.4	Schaltzeitmessungen.....	26
2.6	Bewertung der Messverfahren.....	27

3	Laboruntersuchungen.....	29
3.1	Akustische Teilentladungsdetektion.....	29
3.1.1	Fehlerarten und deren Erzeugung im Labor.....	30
3.1.2	Verfahren zur akustischen Teilentladungsdetektion.....	35
3.1.3	Untersuchungen an prinzipiellen Laboraufbauten.....	37
3.1.4	Untersuchungen an realen Mittelspannungsanlagen	42
3.1.5	Berücksichtigung der Messdistanz.....	47
3.1.6	Vergleich unterschiedlicher Messsensoren	48
3.1.7	Bewertung von Messwerten und Ermittlung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung	52
3.1.8	Ermittlung der Detektionsfähigkeit	56
3.2	Thermografische Untersuchungen.....	60
3.2.1	Fehlerarten und Erzeugung.....	60
3.2.2	Untersuchungen an Niederspannungsverteilungen	64
3.2.3	Einflussfaktoren auf die Messung	68
3.2.4	Berücksichtigung der Strombelastung.....	70
3.2.5	Übertragung der Zusammenhänge auf Mittelspannungsanlagen	76
3.2.6	Bewertung von Messwerten und Ermittlung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung	78
3.2.7	Ermittlung der Detektionsfähigkeit.....	82
3.3	Erdschleifenmessung.....	86
3.3.1	Einsatz der Erdschleifenmessung an realen Mittelspannungsanlagen.....	86
3.3.2	Bewertung von Messwerten und Ermittlung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung	87
3.3.3	Ermittlung der Detektionsfähigkeit.....	89
4	Berücksichtigung der Messverfahren im evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodell.....	91
4.1	Abbildung der Unsicherheiten im evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodell.....	91
4.2	Einfluss der Zustandsermittlung auf die Unsicherheit der Zustandsbewertung	96
4.3	Anwendung der Evidenz-Theorie zur Bildung der Zustandskenngrößen	101

5	Praktische Anwendung der Zustandsbewertung unter Berücksichtigung der Zustandsermittlung.....	109
5.1	Bewertung verschiedener Mittelspannungsanlagen	109
5.1.1	Mittelspannungs-Netzstationen.....	109
5.1.2	Mittelspannungs-Schaltanlagen	123
5.2	Aufwand-Nutzen-Betrachtung	127
5.3	Grenzen des Verfahrens	134
6	Zusammenfassung und Ausblick	139
7	Summary and outlook.....	143
8	Literaturverzeichnis.....	147
9	Formelzeichen und Abkürzungen.....	169
10	Anhang	177
11	Publikationen.....	193
12	Betreute Arbeiten	195

1 Einleitung

1.1 Motivation

Mittelspannungsanlagen¹ (MS-Anlagen) stellen zentrale Bestandteile des elektrischen Verteilungsnetzes dar. Ein Anteil von rund 75 % an der Nichtverfügbarkeit elektrischer Energie beim Endkunden resultiert aus dem Störungsgeschehen im MS-Netz [1]. Hierdurch wird dessen Bedeutung für eine zuverlässige Energieversorgung deutlich. Die Verteilungsnetzbetreiber sind gemäß § 11 EnWG zur Wahrung einer zuverlässigen und sicheren Energieversorgung sowie nach § 49 EnWG zu einem technisch sicheren Betrieb ihrer Anlagen verpflichtet. Einschränkungen für die Erfüllung der genannten Anforderungen ergeben sich durch die Anreizregulierung. In dieser werden Netzkosten bestimmt und ein individueller Effizienzwert sowie die aus beiden Größen resultierende Erlösobergrenze für die Verteilungsnetzbetreiber festgelegt. Daraus ergibt sich das Spannungsfeld aus der Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit, der Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben sowie der notwendigen Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs. Um diese Anforderungen zu erfüllen, sind die Verteilungsnetzbetreiber bestrebt, ihr tägliches Netzgeschäft zu optimieren und dabei Einsparpotentiale effektiv zu nutzen [2].

Instandhaltungskosten wirken direkt kostenbeeinflussend auf die Erlössituation, sodass deren Reduktion von Seiten der Verteilungsnetzbetreiber angestrebt wird [3]. Die Anwendung optimierter Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien steht daher im Fokus vieler Verteilungsnetzbetreiber, um auf dieser Basis ein Optimum aus Versorgungszuverlässigkeit und Kosteneinsparung unter Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben zu erzielen [4, 5, 6]. Die Anwendung derzeitiger Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien zur bestmöglichen Netzbewirtschaftung und eine damit häufig einhergehende Reduktion von Instandhaltungsmaßnahmen kann kurzfristig zu der gewünschten Kostenersparnis, langfristig jedoch zu einer sinkenden Versorgungszuverlässigkeit führen [3].

Die Kenntnis des tatsächlichen technischen Zustands der MS-Anlagen ist daher essentiell, um kurzfristig Instandhaltungsmaßnahmen priorisieren und langfristig Erneuerungsmaßnahmen optimal planen und gezielt durchführen zu können. Dadurch wird dem steigenden Ausfallrisiko, das wiederum zu einer Steigerung der Nichtverfügbarkeit elektrischer Energie führt, frühzeitig entgegengewirkt. Die Anwendung von Messverfahren zur Zustandsbewertung ermöglicht die optimale Ermittlung des tatsächlichen technischen Zustands von MS-Anlagen und den bestmöglichen Einsatz der zur Verfügung stehenden Finanzmittel. Durch Berücksichtigung des technischen Zustands und dem damit einhergehenden Betrieb der MS-Anlagen bis zum Erreichen ihrer tatsächlichen technischen Lebensdauer, ergeben sich mögliche Einsparpotentiale gegenüber der bei vielen Verteilungsnetzbetreibern bisher angewandten Instandhaltungs- und Erneuerungs-

¹ Unter Mittelspannungsanlagen (MS-Anlagen) werden MS-Schaltanlagen in Umspannwerken sowie in MS-Netzstationen inkl. der mittelspannungsseitigen Kabelendverschlüsse verstanden. Zudem werden unter MS-Anlagen die Gebäude/Gehäuse, die Verteiltransformatoren (Transformatoren) und die Niederspannungs-Verteilungen (NS-Verteilungen) als Komponenten (NS-Komponenten) einer MS-Netzstation subsummiert, auch wenn diese im eigentlichen Sinn keine MS-Anlagen darstellen. MS- und NS-Kabel sowie Freileitungen, an denen ebenfalls ein Teil der in dieser Arbeit analysierten Messverfahren einsetzbar ist, stehen nicht im Fokus dieser Arbeit.

strategie, basierend auf der technisch angenommenen Lebensdauer. Viele MS-Anlagen haben bereits ihre kalkulatorische (20 Jahre [7]) z. T. auch ihre technische Lebensdauer (30 - 40 Jahre [8]) erreicht oder werden diese aufgrund der Altersstruktur in der näheren Zukunft erreichen [9, 10, 11, 12, 13]. Die Erneuerung – ausschließlich auf Basis der technisch angenommenen Lebensdauer – würde aufgrund der Vielzahl von MS-Anlagen (bspw. rund 600.000 MS-Netzstationen [14], von denen ca. 20 % älter als 40 Jahre sind) und des damit einhergehenden großen Anteils am Wiederbeschaffungswert des elektrischen Energieversorgungssystems kurzfristig eine erhebliche Ersatzinvestition für die Verteilungsnetzbetreiber bedeuten [4, 5, 9, 10, 15]. Anhand dieser Zusammenhänge wird deutlich, dass vor allem im Bereich des Verteilungsnetzes – und hier insbesondere im MS-Netz – erhebliche Einsparpotentiale bestehen, wenn optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien angewandt werden.

Für die gesicherte Anwendung dieser optimierten Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien stellt die fundierte Zustandsbewertung von MS-Anlagen die erforderliche Basis dar. Dabei steht vor allem der technische Zustand der elektrischen Komponenten der MS-Anlagen im Fokus der Bewertung, da ein Ausfall dieser zumeist mit einer Störung und einer Einschränkung der Versorgungszuverlässigkeit (steigende Nichtverfügbarkeit) einhergeht [5]. Die möglichst realitätsgerechte technische Zustandsbewertung muss dabei auf Basis geeigneter Informationsquellen durchgeführt werden, um den wirtschaftlichen Restriktionen im MS-Netz gerecht zu werden. Geeignete Informationsquellen stellen die Sichtkontrolle² und die Zustandsermittlung (Einsatz von einfachen Messverfahren) dar. Insgesamt bietet die Verwendung einer Zustandsbewertung aus Sichtkontrolle und Zustandsermittlung (im Folgenden kombinierte Zustandsbewertung genannt) für MS-Anlagen eine geeignete Grundlage für das Asset-Management zur Optimierung von Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien. Somit können die begrenzten finanziellen Ressourcen optimal eingesetzt werden [3].

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Sowohl die Kenntnis des aktuellen technischen Zustands als auch die damit verbundene fundierte und realitätsgerechte Zustandsbewertung von elektrischen Komponenten stellen einen wichtigen Baustein für das Asset-Management dar. Sie dienen als Grundlage für zentrale Asset-Entscheidungen in Bezug auf Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien mit denen eine zuverlässige (für Kunden), sichere (Personen/Umwelt) und wirtschaftliche Energieversorgung gewährleistet werden soll. Die Ermittlung des Zustands der Komponenten erfolgt dabei über eine Vielzahl unterschiedlicher Verfahren, die sich hinsichtlich der berücksichtigten Daten und dem mit der Zustandsbewertung einhergehenden Aufwand unterscheiden. Im Folgenden wird der aktuelle Stand der Wissenschaft und Technik im Hinblick auf die Entwicklung von Zustandsbewertungsverfahren, aber auch in Bezug auf einsetzbare Messverfahren für die Zustandsbewertung von elektrischen Komponenten in MS-Anlagen aufgezeigt.

² Unter einer Sichtkontrolle wird die visuelle Zustandserfassung mit gleichzeitiger Bewertung der vorliegenden Fehlstellen bzw. Mängel verstanden.

Vielfach wird der Zustand der MS-Anlagen auf Basis der im Asset-Management zur Verfügung stehenden Stammdaten (Alter, Hersteller, Typ etc.) und den aus dem Asset-Service bereitgestellten Betriebsdaten (Ersatzteilverfügbarkeit, Betriebserfahrung, Betriebsweise etc.) heuristisch ermittelt [2, 5, 12, 16, 17, 18]. Die so abgeleiteten Rückschlüsse in Bezug auf den Zustand der jeweiligen MS-Anlagen müssen dabei nicht dem real vorliegenden technischen Zustand entsprechen. Durch äußere Einflüsse, wie Vibrationen durch naheliegende Verkehrswege und durch Umweltbedingungen (hohe Feuchtigkeit, hohe Temperatur), kann es zu einer Zustandsverschlechterung kommen, die über die Stammdaten nicht abgebildet werden kann [3, 19, 20]. Auch die Belastung hat einen Einfluss auf den Zustand der MS-Anlagen [20, 21]. Daher ist der Zustand aus dem Alter und den weiteren Stamm- und Betriebsdaten der MS-Anlagen für einen gezielten Einsatz von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen nur unzureichend ableitbar. Aufgrund der rein statischen Daten kann es zu erheblichen Fehlentscheidungen (zu frühe oder zu späte Instandhaltungs- oder Erneuerungsmaßnahmen) kommen. So können sich bspw. MS-Anlagen mit einem Alter größer als 40 Jahre in einem besseren Zustand befinden als MS-Anlagen mit einem Alter von rund 20 Jahren. Eine Zustandsbewertung vor Ort auf Basis von Sichtkontrollen oder Zustandsermittlungen ist daher zwingend erforderlich, um fundierte Asset-Entscheidungen treffen zu können.

In einer ähnlichen Weise sind Zustandsbewertungen auf Basis von statistischen Daten (bspw. Störungsdaten) zu beurteilen. Zur Ableitung des Zustands der MS-Anlagen wird diesen ein Alterungsverhalten unterstellt. Dabei wird versucht mit Hilfe von historischen Daten auf das zukünftige Verhalten der MS-Anlagen zu schließen [22, 23, 24]. Ein typisches theoretisches Alterungsmodell zur Prognose des zukünftigen Komponentenverhaltens ist die sog. Badewannenkurve [10, 25]. Diese beschreibt die Ausfallhäufigkeit einer Komponente über deren Alter. Weitere Annahmen für potentielle Funktionsverläufe sind dabei denkbar (vgl. [2]). Das Alterungsverhalten ist bislang nicht fundiert nachgewiesen, da die Datengrundlage zu gering ist. Störungen im elektrischen Energieversorgungsnetz sind seltene Ereignisse und bei einer Korrelation mit den Stammdaten der MS-Anlagen (Alter) resultiert bisher keine valide Datenbasis [5, 10, 22, 23]. Ausnahmen für den Nachweis des Alterungsverhaltens auf Basis statistischer Daten stellen bestimmte Jahrgänge von PE- und VPE-Kabeln dar. Für diese konnte in [5, 26] ein Alterungsverhalten – aufgrund des „water treeings“ – nachgewiesen werden, das dem einer Badewannenkurve ähnelt. Zusätzlich konnte in ersten Ansätzen in [27] ein mit dem Alter steigender Instandhaltungsbedarf an Kompaktstationen (MS-Anlagen) aufgezeigt werden. Jedoch weist der Instandhaltungsbedarf an MS-Anlagen mit einem Betriebsalter von über 40 Jahren eine deutliche Streuung und damit nur eingeschränkt belastbare Daten auf. Eine gesicherte Aussage in Bezug auf den technischen Zustand der MS-Anlagen und die damit einhergehenden notwendigen Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen ist auf Basis der statistischen Daten nur unzureichend möglich.

Die Ermittlung des technischen Zustands und damit des vorhandenen Instandhaltungsbedarfs muss daher individuell für die jeweiligen MS-Anlagen erfolgen, um daraus eine belastbare Entscheidungsgrundlage für gezielte Instandhaltungs- oder Erneuerungsmaßnahmen zu generieren. Zur Erfassung des technischen Zustands werden vielfach Sichtkontrollen im Rahmen von Inspektionen angewandt [9, 10, 16, 20, 28]. Hierbei werden die MS-Anlagen mit Hilfe einer Inspektionscheckliste in Bezug auf deren technischen Zustand vom Instandhaltungspersonal visuell bewertet. Die Bewertung erfolgt dabei i. d. R. in festen zeitlichen Intervallen (z. B. alle 2 bis 4 Jahre). Die Betriebserfahrung des Instandhaltungspersonals wird bei der Zustandserfassung berücksichtigt. Da die Betriebserfahrung und das Fachwissen des Instandhaltungspersonals hierbei deutlich variieren können, ist mit einem entscheidenden Einfluss dieser Faktoren auf die Ergebnisse der Zustandsbewertung zu rechnen. Daraus resultiert eine zum Teil erhebliche Subjektivität, welche die Aussagekraft in Bezug auf den technischen Zustand schmälert [3, 4, 10, 29]. Neben der begrenzten Objektivität kann mit Hilfe der Sichtkontrolle der tatsächliche technische Zustand der elektrischen Komponenten der MS-Anlagen nur sehr eingeschränkt erfasst werden, da vielfach Fehlstellen visuell nicht erkannt werden können. Die daraus resultierende Zustandsbewertung weist daher eine Einschränkung in Bezug auf die Aussagekraft und somit eine hohe „Unsicherheit“ auf. Um die Aussagekraft zu erhöhen, ist die Zustandsbewertung zu objektivieren [3].

Für eine präzise, gesicherte und objektive Bewertung des technischen Zustands der elektrischen Komponenten in MS-Anlagen und zur frühzeitigen Ermittlung von Fehlstellen, die potentiell zu einem Ausfall der MS-Anlage führen können, ist die Sichtkontrolle um eine Zustandsermittlung mittels geeigneter Messverfahren zu ergänzen. Entsprechende Messverfahren hierfür existieren bereits. Dabei ist grundsätzlich zwischen Online-Monitoring-Systemen, die permanent Messwerte übermitteln, und Messverfahren zur zielgerichteten Unterstützung von Sichtkontrollen im Rahmen von Inspektionen oder Wartungen zu differenzieren [30]. Ein Überblick über die potentiell einsetzbaren Messverfahren ist u. a. in [31, 32, 33, 34, 35, 36] zu finden, wobei diese Messverfahren zumeist einen hohen Aufwand in Bezug auf deren Anwendung bedingen oder als Online-Monitoring Systeme permanent an den Komponenten installiert werden müssen. Für die verschiedenen Messverfahren zur Zustandsermittlung von Hoch- und Höchstspannungsanlagen ist anhand der damit erzielten Messwerte eine Beurteilung des vorliegenden Instandhaltungsbedarfes (im Folgenden als „Mängelbeseitigung“ bezeichnet) an diesen Anlagen in [11, 32, 37] erfolgt. Hieran wird deutlich, dass aus Messwerten grundsätzlich eine konkrete „Mängelbeseitigung“ abgeleitet werden kann, wobei ergänzend die generelle Detektionsfähigkeit der Messverfahren zu berücksichtigen ist [32].

Diese vielfältigen unterschiedlichen Messverfahren können jedoch aus wirtschaftlichen Gründen nicht für die Zustandsermittlung von MS-Anlagen eingesetzt werden. Deren Einsatz ist auf Hoch- und Höchstspannungsanlagen begrenzt. Gründe hierfür sind vornehmlich das große Kollektiv von MS-Anlagen sowie deren vergleichsweise geringer Einzelwert. Der flächendeckende Einsatz von

Online-Monitoring-Systemen ist zum einen in Bezug auf die Datenaufbereitung und Interpretation aufwendig und zum anderen mit hohen Kosten verbunden [2, 38, 39]. Für MS-Anlagen ist der Einsatz von Messverfahren zur Zustandsermittlung heutzutage nur im Rahmen von Inspektionen oder Wartungen wirtschaftlich [40]. In Zukunft kann durch den steigenden Automatisierungsgrad und die immer weiter steigende Integration von Kommunikationstechnik eine kontinuierliche Zustandserfassung durch Online-Monitoring-Systeme wirtschaftlich werden, wie bereits in [41, 42, 43] für die Zustandsbewertung von MS-Kabeln beschrieben.

Vielfach erfordern Messverfahren zudem Schaltmaßnahmen [31, 35, 44, 45], um die Messsensorik direkt an spannungsführende Komponenten zu koppeln. Zum Teil werden zur Integration der Messsensorik auch Umbaumaßnahmen an den zu analysierenden Komponenten notwendig. Die Messsensoren verbleiben anschließend an den Komponenten [46]. Für eine Zustandsbewertung eines großen Kollektivs von MS-Anlagen würde sich daraus ein nicht zu vernachlässigender Kostenfaktor ergeben, da die Messsensoren permanent einer MS-Anlage zugeordnet werden und nicht gleichzeitig für andere MS-Anlagen verwendet werden können. Somit ist die Praxistauglichkeit eingeschränkt. Zudem werden in [31, 35, 44, 45, 47] ausschließlich die Aufnahme der Messwerte und die Möglichkeit, Fehlstellen mit unterschiedlichen Messverfahren zu analysieren, aufgezeigt. Die notwendige Interpretation der Messwerte hinsichtlich eines Handlungsbedarfes und der Bedeutung der erhobenen Messwerte für den Zustand der MS-Anlagen unterbleibt jedoch.

Umfassende Zustandsbewertungsmodelle unter Berücksichtigung von Sichtkontrollen und Resultaten aus Zustandsermittlungen existieren ebenfalls (vgl. [3, 32, 48, 49, 50, 51]). In [32] ist ein Verfahren zur realitätsgerechten Zustandsbewertung von gasisolierten Hochspannungsschaltanlagen (Hochspannungs-GIS) beschrieben. In diesem werden die Aussagekraft der Messverfahren sowie die Bedeutung von Messwerten für den Zustand von Hochspannungs-GIS betrachtet. Unter Nutzung der Evidenz-Theorie wird die Qualität der Zustandsbewertung berücksichtigt und das Anwendungspotential für unterschiedliche Schaltanlagentypen dargestellt [32]. Ein ähnliches Verfahren ist in [3, 49, 50, 51] für die Zustandsbewertung von MS-Anlagen am Beispiel von MS-Netzstationen veranschaulicht. In diesem wird ebenfalls die Evidenz-Theorie verwendet, um die Aussagekraft der Zustandsbewertung auf Basis von Sichtkontrollen und dem Einsatz einfacher Messverfahren aufzuzeigen. Die Eingangsgrößen für die Evidenz-Theorie sind in [3] für die Sichtkontrolle ausführlich aus Praxisuntersuchungen hergeleitet, für die messtechnischen Resultate werden diese näherungsweise aus [52] entnommen. In [52] ist jedoch ausschließlich eine überwiegend qualitative und nicht ausreichend detaillierte Ableitung der Eingangsgrößen für die Evidenz-Theorie erfolgt. Die Eingangsgrößen besitzen einen erheblichen Einfluss auf die Resultate der Evidenz-Theorie. Um Fehlinterpretationen zu vermeiden, sind daher geeignete und detaillierte Eingangsgrößen zu verwenden. Nur auf diese Weise ist sowohl die notwendige „Mängelbeseitigung“, die aus dem Zustand der bewerteten MS-

Anlagen resultiert, als auch die mit der Bewertung einhergehende „Unsicherheit“ über die Evidenz-Theorie praxisnah zu bestimmen.

Es existiert bisher kein vollständiger Ansatz zur Bestimmung der Bedeutung der Messresultate für die Zustandsbewertung von MS-Anlagen, in dem die Messwerte hinsichtlich der „Mängelbeseitigung“ geeignet kategorisiert werden. Zusätzlich werden die „Unsicherheit“ und die damit einhergehende Aussagekraft der Messwerte im Zustandsbewertungsergebnis bisher nicht ausreichend berücksichtigt.

1.3 Einordnung und Ziel der Arbeit

Für die Zustandsermittlung von Hoch- und Höchstspannungsanlagen kann eine Vielzahl unterschiedlicher Messverfahren eingesetzt werden, die sich jedoch nicht gleichermaßen auf MS-Anlagen anwenden lassen. Daher sind zunächst geeignete Messverfahren für die Zustandsermittlung von MS-Anlagen zu identifizieren, welche den Anforderungen der MS-Ebene genügen – insbesondere in Bezug auf das Kosten/Nutzen-Verhältnis. Für die ausgewählten, zur Zustandsermittlung von MS-Anlagen geeigneten Messverfahren stellen die Ermittlung der Aussagekraft und die Interpretation von erzielten Messwerten, die im Rahmen von Inspektionen erhoben werden, weitere Ziele dieser Arbeit dar. Die Messverfahren sollen dabei insbesondere an den elektrischen Komponenten der MS-Anlagen zur Unterstützung der Sichtkontrolle eingesetzt werden, um deren technischen Zustand zu erfassen. Zu berücksichtigen ist die Anwendbarkeit der Messverfahren auf das große Betriebsmittelkollektiv von MS-Anlagen. Die Messverfahren sollen möglichst universell auf MS-Anlagen unterschiedlicher Hersteller und Typen anwendbar sein, damit eine einheitliche Datengrundlage für das Asset-Management mit vergleichbaren Resultaten aus der Zustandsermittlung geschaffen werden kann. Durch die Anwendung des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells können die Resultate der Sichtkontrolle, die typischerweise für die Zustandsbewertung von MS-Anlagen seitens der Verteilungsnetzbetreiber zum Einsatz kommt, und die der Messverfahren kombiniert werden. Die Ergebnisse des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells ermöglichen sowohl eine Aussage in Bezug auf die Notwendigkeit der „Mängelbeseitigung“ (Zustandskennziffer) als auch auf die Qualität der Zustandsbewertung („Unsicherheit“). Auf Basis der „Unsicherheit“ kann im Asset-Management die Validität von optimierten Instandhaltungs- und Erneuerungsentscheidungen bewertet werden. Die Verfahren zur näherungsweise Abschätzung des Zustands über Betriebs- und Stammdaten sowie durch Alterungskurven werden dagegen nicht weiter betrachtet, da diese keine validen Eingangsdaten für eine technische Zustandsbewertung bereitstellen.

Mit einer Sichtkontrolle kann der technische Zustand der elektrischen Komponenten der MS-Anlagen nur eingeschränkt bewertet werden. Bspw. können eine verminderte Isolationsfähigkeit oder erhöhte Kontaktwiderstände visuell nur bei sehr deutlicher Ausprägung erkannt werden. Indikatoren hierfür sind bspw. Sprühercheinungen (Hinweis auf eine verminderte

Isolationsfähigkeit) oder geschmolzene oder angelaufene Abdeckungen (Hinweis auf eine zu hohe Temperatur durch erhöhte Kontaktwiderstände). Liegen jedoch bereits Fehlstellen mit dieser deutlichen Ausprägung vor, so sind i. d. R. aufwendige Instandhaltungs- oder Erneuerungsmaßnahmen erforderlich. Durch eine frühzeitige Ermittlung dieser Fehlstellen kann der Aufwand für die erforderlichen Maßnahmen zumeist deutlich reduziert werden. Dies ist mit einer Sichtkontrolle häufig nicht möglich und spiegelt sich in der unzureichenden Genauigkeit und der erheblichen „Unsicherheit“ der Sichtkontrolle an elektrischen Komponenten der MS-Anlagen wider. Für nicht-elektrische Komponenten der MS-Anlagen (u. a. bauliche Komponenten wie Gehäuse oder das Gebäude selbst) ist die Sichtkontrolle zu präferieren, da hierüber eine Vielzahl an Fehlstellen ermittelt werden kann und keine wirtschaftlich einsetzbaren Messverfahren oder Methoden verfügbar sind [3].

Um den technischen Zustand der elektrischen Komponenten der MS-Anlagen gesichert zu bewerten und Fehlstellen frühzeitig zu ermitteln, ist die Sichtkontrolle um geeignete Messverfahren zu ergänzen. Dafür sind Grenzwerte für die Beurteilung von Messwerten hinsichtlich ihrer Bedeutung für den technischen Zustand abzuleiten sowie die Detektionsfähigkeit der Messverfahren zu ermitteln [53, 54, 55]. Diese Arbeit unterscheidet sich von den vorhergehenden Arbeiten (vgl. u. a. [30, 35, 44]) insbesondere darin, dass sich diese nur mit der prinzipiellen Erkennung von Fehlstellen an MS-Anlagen befassen, ohne deren Bedeutung für den tatsächlichen technischen Zustand zu berücksichtigen.

In Kapitel 2 werden die Anforderungen für die Anwendung von Messverfahren zur Zustandsbewertung sowie daraus abgeleitete potentielle Messverfahren für MS-Anlagen dargelegt. Zudem werden die theoretischen Grundlagen der als geeignet bewerteten Messverfahren erläutert. Zur Analyse der potentiell über diese Messverfahren detektierbaren Fehlstellen sind in Kapitel 3 die Resultate aus einer Vielzahl an Laboruntersuchungen dargestellt. In den Laboruntersuchungen werden messverfahrensspezifisch verschiedenartige Fehlstellen untersucht und aufbauend auf den Resultaten die relevanten Eingangsdaten für das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell für MS-Anlagen abgeleitet. Dazu zählen insbesondere die Grenzwerte zur Kategorisierung von Messresultaten der verschiedenen Messverfahren in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung (Berücksichtigung des Zeithorizonts zur „Mängelbeseitigung“). Zusätzlich wird in Kapitel 3 die Detektionsfähigkeit der Messverfahren aus den Laboruntersuchungen abgeleitet. In Kapitel 4 werden die Grundsätze zur Anwendung der Evidenz-Theorie für die Zustandsbewertung von MS-Anlagen, unter Berücksichtigung geeigneter Messverfahren, erläutert. In Kapitel 5 wird das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell auf ein Anlagenkollektiv von MS-Netzstationen angewandt. Anschließend wird der daraus resultierende Mehrwert des Einsatzes von Messverfahren für das Asset-Management zur Optimierung von Erneuerungsmaßnahmen und von Inspektionszyklen für MS-Netzstationen aufgezeigt. Ergänzend werden in Kapitel 5 die Resultate aus der Anwendung der Messverfahren an MS-Schaltanlagen in Umspannanlagen dargelegt. In Kapitel 6 wird die Arbeit mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick abgeschlossen.

2 Messverfahren für Mittelspannungsanlagen

MS-Anlagen müssen während ihres Betriebs unter anderem sicherheitstechnische, mechanische und thermische Anforderungen erfüllen [56]. Daraus können entsprechend notwendige, im Rahmen der Zustandsermittlung zu bewertende Kategorien abgeleitet werden. Unter anderem muss in MS-Anlagen eine ausreichende Isolationsfähigkeit von spannungsführenden Komponenten untereinander, aber auch gegenüber Erdpotential gegeben sein. Ist die Fähigkeit die Potentiale zu isolieren nicht mehr ausreichend, so können zuerst Teilentladungen und letztendlich ein Überschlag bzw. Durchschlag auftreten, der zu einer Zerstörung der MS-Anlage, einer Personengefährdung und einer Versorgungsunterbrechung führen kann. Daher kommt der Bewertung der Isolationsfähigkeit einer MS-Anlage eine entscheidende Bedeutung zu [33, 57].

Neben der Isolationsfähigkeit ist auch die Analyse von ggf. auftretenden unzulässigen Temperaturen, die zumeist auf erhöhte Kontaktwiderstände durch Oxidation bzw. Korrosion oder auf mechanische Schäden an Kontaktsystemen zurückzuführen sind, im Rahmen der Zustandsermittlung von besonderer Bedeutung [57, 58, 59]. Liegen deutlich erhöhte Kontaktwiderstände an den MS-Anlagen vor, so kann es zu einer Zerstörung der Komponenten und letztendlich zu einem Ausfall der gesamten MS-Anlage – im äußersten Fall durch einen auftretenden Brand – kommen.

Nach [60] sind alle nicht zum Betriebsstromkreis gehörenden Komponenten von Starkstromanlagen zu erden, weshalb die Beurteilung der Güte der Erdungsanlage ebenfalls ein Bewertungskriterium im Rahmen der Zustandsermittlung darstellt. Weist die Erdungsanlage zu hohe Widerstandswerte auf, so können im Fehlerfall (Schäden, die zu einem Stromfluss über berührbare metallische Gegenstände führen) unzulässige Berührungsspannungen an MS-Anlagenteilen auftreten, woraus sich eine Personengefährdung ergibt.

Neben den zuvor genannten, auf die elektrischen Eigenschaften beschränkten Bewertungskriterien, ist ebenfalls die Analyse von vorliegenden mechanischen Schäden an MS-Anlagen ein weiteres Kriterium. Hierbei werden vornehmlich Antriebssysteme von MS-Schaltern (Teilkomponenten von MS-Anlagen) analysiert [57]. Zusammenfassend lassen sich hieraus folgende im Rahmen der Zustandsermittlung zu bewertenden Kategorien ableiten:

- Isolationsfähigkeit
- Kontaktwiderstand
- Erdung
- Mechanik

2.1 Anforderungen und Restriktionen für die Anwendung

Im Rahmen der Instandhaltung können Messverfahren angewandt werden, um der zentralen Aufgabe der Sicherung der Verfügbarkeit der elektrischen Energieversorgung (vgl. § 11 EnWG) und der dafür notwendigen Leistungsfähigkeit der Komponenten (vgl. § 49 EnWG und [2]) sowie der Gewährleistung der Personensicherheit über einen langen Zeitraum nachzukommen. Generell können seitens der Verteilungsnetzbetreiber verschiedene Maßnahmen zur Instandhaltung angewandt werden. Gemäß der Definition für die Instandhaltung ergeben sich folgende Teilaufgaben nach [61]:

- Inspektion: Erfassung des aktuellen Ist-Zustands
- Wartung: Wahrung des Soll-Zustands
- Instandsetzung: Wiederherstellung des Soll-Zustands
- Verbesserung: Steigerung der Funktion als maßgebliches Ziel

Im Folgenden wird die Inspektion, gegliedert in entsprechende Unterkategorien, näher beschrieben. Die Inspektion lässt sich in die vier Unterkategorien Begehung, Sichtkontrolle, Funktionskontrolle und Zustandsermittlung aufteilen. Bei der Begehung werden die einzelnen Komponenten jeweils nur einer Inaugenscheinnahme (von außen) unterzogen und deren Ergebnisse dokumentiert. Dabei steht die einzuhaltende Verkehrssicherungspflicht im Fokus. Eine detailliertere Vorgehensweise wird bei der Sichtkontrolle verfolgt, da bei dieser mit Hilfe einer Inspektionscheckliste der aktuelle Ist-Zustand inkl. ermittelter Mängel bzw. Fehlstellen dokumentiert wird. In dieser Arbeit wird, gemäß der zuvor aufgeführten Definition, auch die Bewertung der dokumentierten Fehlstellen zu der Sichtkontrolle gezählt. Bei einer Funktionskontrolle werden einzelne Komponenten bezüglich ihrer Hauptfunktionen (bspw. das Schaltverhalten eines Lasttrennschalters oder Erdungsschalters) überprüft. Bei der Zustandsermittlung wird durch objektive Kriterien der Ist-Zustand von Komponenten ermittelt. Hierfür sind geeignete aussagekräftige Messwerte über Messverfahren zu erheben [2, 62, 63]. Die Zustandsermittlung wird im Folgenden weiter betrachtet, da im Rahmen dieser Arbeit die Ermittlung des Ist-Zustands von MS-Anlagen mit Hilfe von Messverfahren im Fokus steht. Dabei wird die Zustandsermittlung nicht als alleinige Erhebung von Messwerten verstanden, sondern als gleichzeitige Beurteilung der Messwerte hinsichtlich der damit einhergehenden Dringlichkeit der Mängelbeseitigung.

Die für die Zustandsermittlung einsetzbaren Messverfahren unterliegen dabei Restriktionen (eingeschränkter Bewertungsaufwand), die sich durch die Art des Einsatzes und den zeitlichen sowie monetär zulässigen Aufwand ergeben. Im Verhältnis zu Hoch- und Höchstspannungsanlagen kann für die Zustandsbewertung von MS-Anlagen nur ein geringer Bewertungsaufwand eingeräumt werden. Veranschaulicht wird dies durch den in Abbildung 1 dargestellten Zusammenhang.

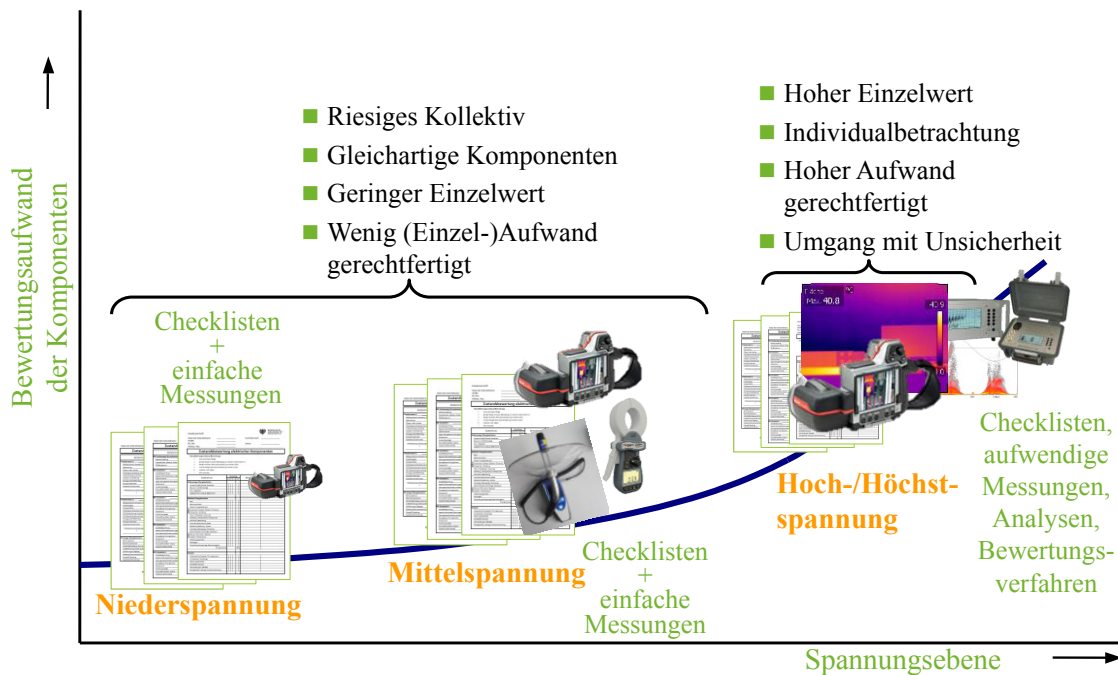


Abbildung 1: Qualitative Darstellung des zulässigen Bewertungsaufwandes in Abhängigkeit von der Spannungsebene (nach [29])

Für MS-Anlagen können keine Online-Monitoring-Systeme eingesetzt werden, da zum einen keine Kapazitäten zur Auswertung der damit gewonnenen Vielzahl an Resultaten zur Verfügung stehen und zum anderen die Kosten für die Installation und den Betrieb eines solchen Online-Monitoring-Systems den Neubeschaffungswert von MS-Anlagen teilweise deutlich überschreiten würden [2, 38, 39]. Die Anschaffungskosten für ein Online-Monitoring-System belaufen sich derzeit auf etwa $K_{OMS} = 25.000$ €, je nach System auch höher. Der Einsatz eines solchen Systems ist für eine Hoch- und Höchstspannungsanlage mit einem Investitionsvolumen im sechsstelligen Bereich wirtschaftlich, nicht jedoch für eine MS-Anlage, bspw. eine MS-Netzstation, deren Neubeschaffungswert ebenfalls bei rund $K_{MS-N} = 25.000$ € liegt. Neben den Anschaffungskosten sind auch die Betriebskosten eines Online-Monitoring-Systems, die durch permanente Auswertung und Analyse der Messwerte anfallen, zu berücksichtigen. Zudem kann eine MS-Anlage, in die ein Online-Monitoring-System installiert wird, nur beschränkt länger betrieben werden als eine MS-Anlage ohne dieses System. Daher ist ein Neubau einer MS-Anlage gegenüber der Installation eines Online-Monitoring-Systems zu präferieren, da eine neugebaute MS-Anlage einen „guten“ Zustand aufweist und Instandhaltungsmaßnahmen in näherer Zukunft gering ausfallen werden. Die heutzutage noch nicht vorhandene kommunikationsbasierte Anbindung der MS-Anlagen begrenzt zusätzlich den Einsatz von Online-Monitoring-Systemen. Falls jedoch bereits schon Kommunikationsinfrastrukturen in den MS-Netzen vorhanden sind, können aus diesen Mischeffekte genutzt werden, wie bspw. in [41, 42, 43] beschrieben. Insgesamt beeinflussen die wirtschaftlichen Anforderungen daher die Möglichkeit des Einsatzes von Messverfahren für die Zustandsermittlung von MS-Anlagen maßgeblich. Es ergeben sich folgende konkrete Anforderungen an die einsetzbaren Messverfahren [9, 53, 55, 64]:

- Möglichst hohe Aussagekraft der Messverfahren (Schaffung eines Mehrwertes für die Zustandsbewertung)
- Wirtschaftliche (kostengünstige) Messverfahren in Anschaffung und Betrieb
- Geringer zeitlicher Mehraufwand für den Einsatz der Messverfahren
- Einfache Handhabung der Messverfahren ohne großen Aufwand zur Auswertung von Messresultaten
- Einsatz der Messverfahren ohne Schaltmaßnahmen³ an den MS-Anlagen (d. h. im Rahmen von Inspektionen)

Der Einsatz von Messverfahren führt zu einem steigenden zeitlichen Aufwand für eine Inspektion, wodurch neben der Anschaffung der notwendigen Messgeräte zusätzliche Kosten für die jeweiligen Verteilungsnetzbetreiber entstehen. Durch den Einsatz von Messverfahren können jedoch der Ist-Zustand und damit einhergehend Fehlstellen an elektrischen Komponenten der MS-Anlagen erfasst werden, die über eine reine Sichtkontrolle nicht oder nur eingeschränkt ermittelt werden können. Daraus resultiert eine deutliche Erhöhung der Qualität der Zustandsbewertung (vgl. Abschnitt 5.2). Des Weiteren wird durch den Einsatz von Messverfahren die Inspektion objektiviert, da gerade bei der Sichtkontrolle eine erhebliche Streuung der Bewertungsergebnisse vorliegt, wenn diese von unterschiedlichen Personen durchgeführt wird [3]. In den folgenden Abschnitten werden geeignete Messverfahren zur Zustandsermittlung an MS-Anlagen mit ihren jeweiligen Eigenschaften und theoretischen Grundlagen näher erläutert.

2.2 Teilentladungsdetektion

Zur Beurteilung der Isolationsfähigkeit von MS-Anlagen lassen sich grundsätzlich unterschiedliche Messverfahren einsetzen, um Aussagen über den Zustand der jeweiligen MS-Anlagen ableiten zu können. Ein geeignetes Verfahren ist die Teilentladungsdetektion, aus der Aussagen in Bezug auf die Isolationsfähigkeit abgeleitet werden können [32].

Teilentladungen stellen partielle Entladungen von Isolationsstrecken dar, sind aber noch keine vollständigen Durchschläge. Sie können daher als frühzeitige Indikatoren für potentiell entstehende Durchschläge herangezogen werden [33, 65]. Teilentladungen können in allen in der Praxis verwendeten Isolierstoffen wie Gasen, Feststoffen oder Flüssigkeiten auftreten. Voraussetzungen hierfür sind Feldstärkeveränderungen (inhomogene Felder) innerhalb eines Isolierstoffes, bedingt durch Material- oder Lufteinschlüsse. Diese können eine Verminderung der elektrischen Festigkeit zur Folge haben. Weitere Effekte, die zu Teilentladungen führen, sind auf Feldstärkeerhöhungen an Grenzschichtübergängen (scharfkantige Elektrodenränder, Tripelpunkte⁴ an Übergängen) zurückzuführen [33]. Grundsätzlich lassen sich Teilentladungen in zwei Hauptgruppen, gemäß den zuvor beschriebenen und wirksamen Zusammenhängen, unterteilen und können in einem Ersatzschaltbild durch einfache elektrotechnische Bauelemente, wie Kondensatoren, Widerständen und Kugelfunkenstrecken nachgebildet werden [33, 66].

³ Schaltmaßnahmen sind in der MS-Ebene möglich, jedoch entsteht hierdurch ein zusätzlicher Aufwand, der zu weiteren Kosten führt, bevor der Einsatz von Messverfahren möglich wäre. Daher ist dies wirtschaftlich nicht rentabel.

⁴ Tripelpunkte liegen in diesem Zusammenhang an den Übergängen von Elektrodenmaterial, Gas und Isolierstoff vor.

Treten Teilentladungen innerhalb von Isolierstoffen auf, so werden diese als „innere Teilentladungen“ bezeichnet. Dazu zählen bspw. Hohlräumentladungen. Bei Entladungen, die im freien Gasraum oder an Grenzschichtübergängen zwischen einem leitfähigen Material und einem Isolierstoff auftreten, wird von „äußeren Teilentladungen“ gesprochen. Koronaentladungen, Entladungen durch leitfähige Partikel in der Isolationsstrecke und Oberflächen- bzw. Gleitentladungen werden diesen zugeordnet [33].

2.2.1 Konventionelle Teilentladungsmessung

Bei der konventionellen Teilentladungsmessung handelt es sich um ein nach [67] genormtes Prüfverfahren. Mit diesem wird über eine elektrische Messung die scheinbare Ladung Q_{Schein} , die an der Fehlstelle umgesetzt wird, gemessen. Zur Messung wird parallel zu der zu überprüfenden Komponente ein Koppelkondensator geschaltet, aus dem die an der Fehlstelle umgesetzte Ladung als Stromimpuls nachfließt. Der Stromimpuls wird über einen zusätzlich an den Koppelkondensator angeschlossenen Ankoppelvierpol in einen Spannungsimpuls transformiert, welcher von einer Auswerteeinheit zur Anzeige gebracht wird [67].

Auch wenn es sich hierbei um ein genormtes, in der Praxis bewährtes und sehr empfindliches Verfahren zur Teilentladungsdetektion handelt [67, 68], so ist es für die Bewertung der Isolationsfähigkeit von MS-Anlagen im Praxiseinsatz nicht geeignet. Die nach Abschnitt 2.1 definierten Anforderungen an eine Zustandsermittlung von MS-Anlagen werden nicht erfüllt. Der Koppelkondensator muss direkt an die zu untersuchende Komponente der MS-Anlage angeschlossen werden, woraus ein erhöhter Montageaufwand resultiert. Dadurch entstehen neben der reinen Montage des Koppelkondensators und den dazu notwendigen Schaltmaßnahmen (Freischaltungen) zusätzliche Kosten, bevor die eigentliche Messung durchgeführt werden kann. Zudem ist die konventionelle Teilentladungsmessung abhängig von den kapazitiven Eigenschaften des Prüfaufbaus und damit der zu überprüfenden MS-Anlage, weshalb dieses Verfahren immer kalibriert werden muss. Die Anforderungen an den gerechtfertigten Bewertungsaufwand für eine Zustandsermittlung von MS-Anlagen werden damit überschritten. Als Referenzmessverfahren zur sensitiven Ermittlung von Teilentladungen im Rahmen der Laboruntersuchungen kann die konventionelle Teilentladungsmessung dennoch verwendet werden. Sie dient in dieser Arbeit daher vornehmlich zur Ermittlung der Detektionsfähigkeit der nachfolgend erläuterten akustischen Teilentladungsdetektion.

2.2.2 Akustische Teilentladungsdetektion

Zur Beurteilung der Isolationsfähigkeit von MS-Anlagen kann die akustische Teilentladungsdetektion eingesetzt werden. Diese erfordert keine elektrische Kopplung mit den zu analysierenden Komponenten (kein erhöhter Montageaufwand und keine Schaltmaßnahmen erforderlich) und ist zusätzlich unabhängig von deren kapazitiven Eigenschaften. Eine Kalibrierung kann daher entfallen. Zudem gelten die Ortungsmöglichkeit der Teilentladungsquelle sowie der Praxiseinsatz vor Ort bei hohen vorliegenden elektromagnetischen Interferenzen

als weitere Vorteile der akustischen Teilentladungsdetektion [69]. Elektromagnetische Interferenzen erschweren die konventionelle Teilentladungsmessung nach [67] und beeinflussen das Ergebnis z. T. maßgeblich.

Mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion können die von den Teilentladungen – neben den elektrischen Signalen – ausgesendeten akustischen Wellen erfasst werden [69]. Sie wird jedoch noch nicht verbreitet zur Zustandsermittlung eingesetzt, da bislang keine konkreten Untersuchungen zur Bewertung der mit der akustischen Teilentladungsdetektion erzielten Messwerte hinsichtlich des Ist-Zustands und der daraus resultierenden Dringlichkeit der Mängelbeseitigung vorliegen. Um beurteilen zu können, welche Fehlstellen und Fehlerarten grundsätzlich detektiert werden können und welche Restriktionen für die akustische Teilentladungsdetektion vorherrschen, werden nachfolgend die hierfür geltenden Zusammenhänge näher beschrieben.

Akustische Wellen können sich in gasförmigen, flüssigen und festen Stoffen ausbreiten, wobei sich dabei die einzelnen ausbreitungsfähigen Wellenarten unterscheiden. Während in gasförmigen ausschließlich und in flüssigen Medien weitestgehend nur Druckwellen (Longitudinalwellen) ausbreitungsfähig sind, treten in festen Stoffen zusätzlich Transversalwellen auf. Beim Übergang von einem gasförmigen oder flüssigen Medium, in dem die Teilentladungsquelle ihren Ursprung hat, in ein festes Medium (bspw. metallische Kapselung einer MS-Anlage), erzeugt die ursprüngliche Longitudinalwelle in dem festen Medium sowohl Transversal- als auch Longitudinalwellen. Die Detektierbarkeit ist dabei vom Einfallswinkel der Wellen abhängig [69]. Je nach Einfallswinkel der Wellen kann es zu einer Totalreflexion der Wellen an der metallischen Kapselung kommen, sodass außerhalb der Kapselung oder auch an deren Oberfläche keine akustischen Wellen detektiert werden können. Diese Zusammenhänge lassen sich, wie für die Reflexion und Brechung von Lichtwellen, für akustische Wellen durch das Snellius'sche Gesetz beschreiben [69].

Die akustische Teilentladungsdetektion ermöglicht die Erfassung der akustischen Wellen, wobei ausschließlich äußere Teilentladungen detektiert werden können. Nur durch Entladungsvorgänge an Spitzen oder Oberflächen, bedingt durch deren Entladungscharakteristik, werden akustische Wellen ausgesendet. Gleiches gilt für leitfähige Partikel im elektrischen Feld, die durch ihre mechanische Bewegung ebenfalls akustische Wellen aussenden. Die akustischen Wellen der äußeren Teilentladungen liegen dabei im Frequenzbereich von wenigen kHz bis zu einigen 100 kHz [70]. Damit können sie mit Mikrofonen bzw. Schallaufnehmern, die eine hohe Empfindlichkeit im Ultraschallbereich (Mittelfrequenz $f_{\text{Mitte}} \approx 40$ kHz) aufweisen, gut detektiert werden. Zudem werden störende Umgebungsgeräusche ausgeblendet, sodass eine gesicherte Teilentladungsdetektion möglich wird [70].

Bei der akustischen Teilentladungsdetektion muss zusätzlich zwischen offenen und gekapselten MS-Anlagen differenziert werden, da für diese zum einen bauartbedingt unterschiedliche Mess-

sensoren eingesetzt, zum anderen unterschiedliche physikalische Zusammenhänge hinsichtlich Dämpfung und Übergang von Longitudinalwellen in Longitudinal- und Transversalwellen betrachtet werden müssen. Bei offenen luftisolierten MS-Anlagen besteht die Möglichkeit der direkten Detektion der von den Teilentladungen ausgesendeten akustischen Wellen (Longitudinalwellen). Dagegen sind bei gekapselten Anlagen, neben dem jeweiligen Isolierstoff und den dafür geltenden Eigenschaften, auch die akustischen Eigenschaften des Kapselungsmaterials gemäß der oben genannten Welleneigenschaften zu berücksichtigen.

Aus den akustischen Wellen werden von den Messsystemen für den Menschen hörbare Signale erzeugt, die über Kopfhörer ausgegeben werden. Zusätzlich wird, je nach eingesetztem Messsystem, ein objektives Messergebnis bspw. in der Einheit Dezibel (dB) angezeigt. Die Mikrofone wandeln dabei die akustischen Wellen, die von der Teilentladungsquelle ausgesendet werden, bzw. den mit ihnen einhergehenden Schalldruck, in proportionale Spannungsimpulse um. Damit kann über deren Auswertung eine Aussage über die Teilentladungsintensität getroffen werden [71]. Den Messwerten liegt eine logarithmische Skala zugrunde, wodurch bei keinen oder nur sehr geringfügigen Teilentladungen negative Messwerte in dB resultieren können.

Offene luftisolierte Mittelspannungsanlagen

Offene luftisolierte MS-Anlagen und deren Teilkomponenten können mit Richtmikrofonen analysiert werden, da eine direkte Detektion der akustischen Wellen möglich ist (direkter Schallweg). Mit den einsetzbaren Richtmikrofonen können, bedingt durch ihre Richtwirkung, Fehlstellen gezielt geortet werden. Dabei wird der Effekt ausgenutzt, dass mit zunehmender Frequenz die Richtwirkung der akustischen Wellen zunimmt. Die nachfolgende Abbildung 2 verdeutlicht die Funktionsweise eines Richtmikrofons am Beispiel der Entladung einer „Spitze auf Hochspannungspotential“.

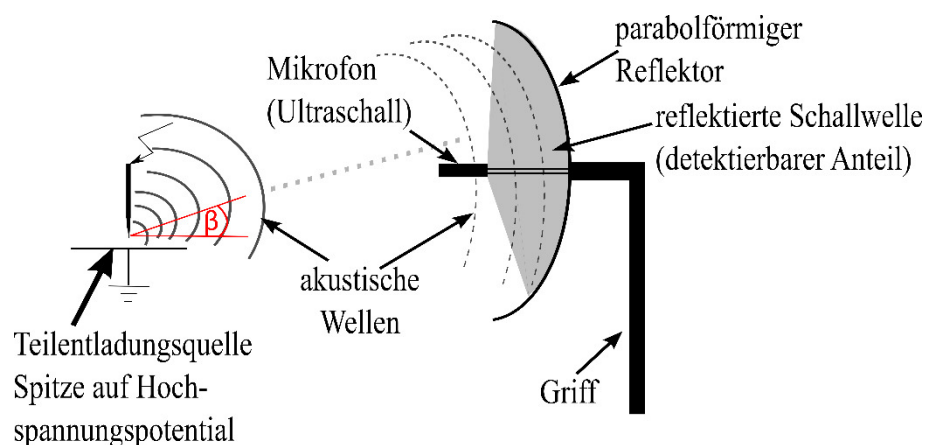


Abbildung 2: Direkte Detektion von äußeren Teilentladungen mittels Richtmikrofon (vgl. [55])

Durch die Reflexion der akustischen Wellen an dem parabolförmigen Reflektor eines Richtmikrofons werden umso mehr akustische Wellen von dem eigentlichen Mikrophon erfasst, je genauer der Abstrahlwinkel β (siehe Abbildung 2) der akustischen Wellen der Teilentladungsquelle eingehalten und diese damit angepeilt wird.

Gekapselte gasisolierte und luft-feststoffisolierte Mittelspannungsanlagen

Bei metallgekapselten MS-Anlagen ist dagegen keine und bei luft-feststoffisolierten MS-Anlagen eine nur eingeschränkte direkte Detektion akustischer Wellen möglich, da kein direkter Detektionsweg zwischen Teilentladungsquelle und Sensor (Mikrophon) vorliegt. Die Detektion der akustischen Wellen kann bei diesen Anlagen nur über akustische Aufnehmer (Ultraschallaufnehmer) oder Beschleunigungssensoren (indirekt) erfolgen [71]. Wichtig ist hierbei eine gute akustische Kopplung der Sensoren mit der Kapselung. Der Übergang von akustischen Wellen aus Gas (bspw. Luft) auf einen Feststoff ist nach den aufgeführten Zusammenhängen möglich, jedoch werden die akustischen Wellen beim erneuten Übergang von Feststoff auf Luft nahezu vollständig reflektiert. Daher reduziert ein Luftspalt zwischen Kapselung und aufgesetztem akustischem Sensor die Detektionsfähigkeit von Teilentladungen maßgeblich [71]. Die Detektionsfähigkeit und Ortung von Teilentladungen mit Hilfe von Schallaufnehmern oder Beschleunigungssensoren hängt zudem von der Fehlerart, der Fehlstelle sowie dem Signalweg der von den Teilentladungen ausgesendeten akustischen Wellen ab. Je nach Fehlstelle der Teilentladung resultiert eine Signaldämpfung der akustischen Welle im Isoliermedium, wodurch die detektierbare Signalstärke beeinflusst wird. Außerdem ist mit zunehmendem Abstand zwischen Fehlstelle und Kapselung von einer steigenden Wahrscheinlichkeit einer Beugung, Brechung, Reflexion oder Dämpfung der akustischen Wellen an weiteren Teilkomponenten auszugehen.

Zu den gasisolierten MS-Anlagen werden SF₆-, N₂- und luftisolierte MS-Anlagen gezählt, die wiederum hinsichtlich der Anwendbarkeit der akustischen Teilentladungsdetektion unterschieden werden müssen. Bei SF₆- und N₂- isolierten MS-Anlagen ist die Anwendung der akustischen Teilentladungsdetektion auf die Zustandsermittlung an den Kabelendverschlüssen beschränkt. Die übrigen Komponenten sind doppelt oder mit einem nicht-magnetischen Metall gekapselt. Da der Ultraschallaufnehmer jedoch eine vibrationsfreie (magnetische) Kopplung an die Metallkapselung erfordert, geht die Anwendung aufgrund des daraus resultierenden erhöhten Aufwandes für SF₆- und N₂- isolierte MS-Anlagen mit einem für Inspektionen nicht gerechtfertigten Aufwand einher. Luftisolierte MS-Anlagen sind vornehmlich einfach mit einem magnetischen Metall gekapselt, sodass alle Teilkomponenten dieser MS-Anlagen (hier MS-Schaltanlagen) analysiert werden können.

Die grundsätzliche Fehlerortung über eine akustische Teilentladungsdetektion an gekapselten MS-Anlagen ist – mit den genannten Einschränkungen – trotzdem möglich. Grundsätzlich gilt, je näher der Sensor an einer Fehlstelle platziert wird, desto höher wird die gemessene Signalstärke.

Damit lässt sich in der Praxis die Fehlstelle mit ausreichender Genauigkeit örtlich eingrenzen. Einschränkungen ergeben sich hierbei jedoch durch die physikalischen Eigenschaften und das Snellius'sche Brechungsgesetz. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Ausbreitungsgeschwindigkeiten akustischer Wellen in Gasen und in Feststoffen sowie dem kritischen Winkel für eine Totalreflexion ist der gemessene Teilentladungspegel direkt vor einer Fehlstelle nicht immer der höchste. Dies wirkt sich einschränkend auf die Ortungsgenauigkeit aus (vgl. Abschnitt 3.1.6), sodass die Fehlstelle nicht direkt, sondern nur der Bereich, in dem eine Fehlstelle vorliegt, eingegrenzt werden kann. Zudem entspricht auch der direkte Schallausbreitungsweg nicht immer der kürzesten Laufzeit der akustischen Wellen [70]. So beträgt die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Schallwellen in Luft $v_{\text{Luft}} = 343 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ [72] und in Stahl $v_{\text{Stahl}} = 5850 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ [73].

Wird die akustische Teilentladungsdetektion nun mittels eines Ultraschallaufnehmers, der auf der metallischen Kapselung (Gehäuse) platziert wird (vgl. Abbildung 3), durchgeführt, so liegt die eigentliche Fehlstelle nicht auf kürzestem Weg hinter dem Gehäuse (an dem Ort der scheinbaren TE-Quelle vgl. Abbildung 3), sondern an der Stelle, von der aus die Schallwelle den schnellsten Signallaufweg zum Sensor besitzt (TE-Quelle (real) vgl. Abbildung 3). Über eine Verschiebung des Ultraschallaufnehmers auf dem Gehäuse kann eine Ortung der Fehlstelle erfolgen (vgl. Abschnitt 3.1.6).

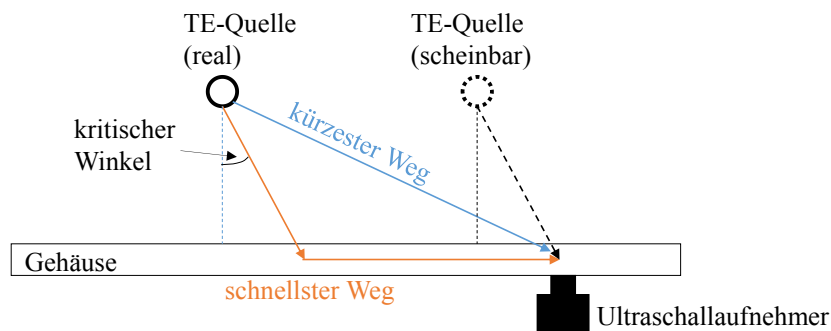


Abbildung 3: Zusammenhänge zur Detektion von Teilentladungen an gekapselten Anlagen (vgl. [70])

2.3 Thermografische Untersuchungen

Mit Hilfe der thermografischen Untersuchungen (berührungslose Temperaturmessung, Messung der Wärmestrahlung) können Rückschlüsse auf Temperaturen von Körpern sowie auf Temperaturverteilungen in deren Inneren gezogen werden. Alle Körper, die eine Temperatur oberhalb des absoluten Nullpunktes ($T = 0 \text{ K}$) aufweisen, emittieren gemäß dem Gesetz von Boltzmann nach Formel 2.1 (vereinfachte Form) Wärme [74].

$$\dot{q}_S = \varepsilon \cdot C_S \cdot \left(\frac{T}{100}\right)^4 \quad (2.1)$$

- mit:
- \dot{q}_S - Spezifische Wärmestromdichte $\left(\frac{\dot{Q}}{A_F}\right)$ in $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
 - \dot{Q} - Wärmestrom in W
 - A_F - Fläche, von der die Wärmestrahlung ausgesendet wird in m^2
 - ε - Emissionsverhältnis: Verhältnis der Strahlungsintensität eines beliebigen Körpers zu der Strahlungsintensität eines schwarzen Körpers bei gleicher Temperatur
 - C_S - Strahlungskonstante eines schwarzen Körpers $\left(C_S = \frac{5,67 \text{ W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}^4}\right)$
 - T - Temperatur in K

Ein schwarzer Körper ist ein idealer Strahler, der in der Lage ist bei bestimmten Temperaturen Wärmestrahlung mit maximaler Intensität auszusenden [74]. Sofern es sich, wie bei allen realen Materialien, nicht um ideale Schwarzkörperstrahler handelt, muss das Emissionsverhältnis ε , auch Emissionsgrad genannt, berücksichtigt werden. Zudem müssen neben der eigentlichen Wärmestrahlung weitere Faktoren, wie die Absorption und die Transmission der Wärmestrahlung durch Körper und Stoffe, beachtet werden. Dies ist vor allem bei nicht-elementaren Gasen (CO_2 , CH_4 , H_2O in dampfförmigem Aggregatzustand) notwendig, da diese durch ihre Absorptions- und Strahlungseigenschaften im Gegensatz zu elementaren Gasen (O_2 , N_2 , H_2), die für Wärmestrahlung durchlässig sind, die thermografische Untersuchung beeinflussen können. Luft stellt dabei in ausreichender Näherung ein elementares Gas dar [74].

Die Zusammenhänge nach dem Gesetz von Boltzmann lassen sich auf die Zustandsermittlung von elektrischen Komponenten der MS-Anlagen übertragen. Nach dem ersten Joule'schen Gesetz entsteht Wärme, die in Form der Wärmestrahlung berührungslos gemessen werden kann, wenn ein Leiter von Strom durchflossen wird. Diesen Zusammenhang verdeutlicht Formel 2.2 [75]:

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t \quad (2.2)$$

- mit:
- Q - Wärme ($Q = \dot{Q} \cdot t$) in J
 - \dot{Q} - Wärmestrom in W
 - t - Zeitdauer des Stromflusses durch die Komponente in s
 - I - Stromstärke in A
 - R - Widerstand der stromdurchflossenen Komponente in Ω

Gemäß dieser Zusammenhänge eignet sich die thermografische Untersuchung ebenfalls für die Beurteilung von Kontaktwiderständen. Erhöhte Kontaktwiderstände führen zu einer hohen

Verlustleistung an dem Ort des erhöhten Kontaktwiderstandes, woraus eine erhöhte Temperatur resultiert.

Eine natürliche Konvektion der umgebenden Medien (Luft, Gase, Isolationsöle etc.) führt dagegen zu einer Abkühlung der elektrischen Komponenten. Ein Einfluss auf die Temperaturmessung liegt nur dann vor, wenn die natürliche Konvektion einer Veränderung unterliegt, bspw. durch eine zusätzliche Luftströmung. Diese kann im Rahmen der hier relevanten Untersuchungen vernachlässigt werden, da bei der Zustandsermittlung von MS-Anlagen zumeist eine konstante natürliche Konvektion angenommen werden kann. Bei Erwärmung einer stromdurchflossenen Komponente stellt sich nach einer gewissen Zeit ein Gleichgewicht ein, bei dem die Erwärmung durch die entstehende Verlustleistung ($P_V = I^2 \cdot R$) und den abgegebenen Wärmestrom \dot{Q} ausgeglichen ist. Der abgegebene Wärmestrom \dot{Q} kann damit als Maß für die Erwärmung einer Komponente angesehen werden.

Die berührungslose Temperaturmessung beruht dabei ausschließlich auf dem im Wärmestrom enthaltenen Anteil der Wärmestrahlung $\dot{Q}_{\text{Strahlung}}$ [74, 76]. Eine direkte berührungslose Messung der Wärmestrahlung $\dot{Q}_{\text{Strahlung}}$ ist nur bei ungekapselten, nicht jedoch bei gekapselten MS-Anlagen möglich. Diese Zusammenhänge verdeutlicht die Abbildung 4 anhand einer Niederspannungs-Hochleistungssicherung (NH-Sicherung) jeweils für den Fall der direkten (ungekapselt, nicht-berührungsgeschützt) und der indirekten (gekapselt, berührungsgeschützt) Messung.

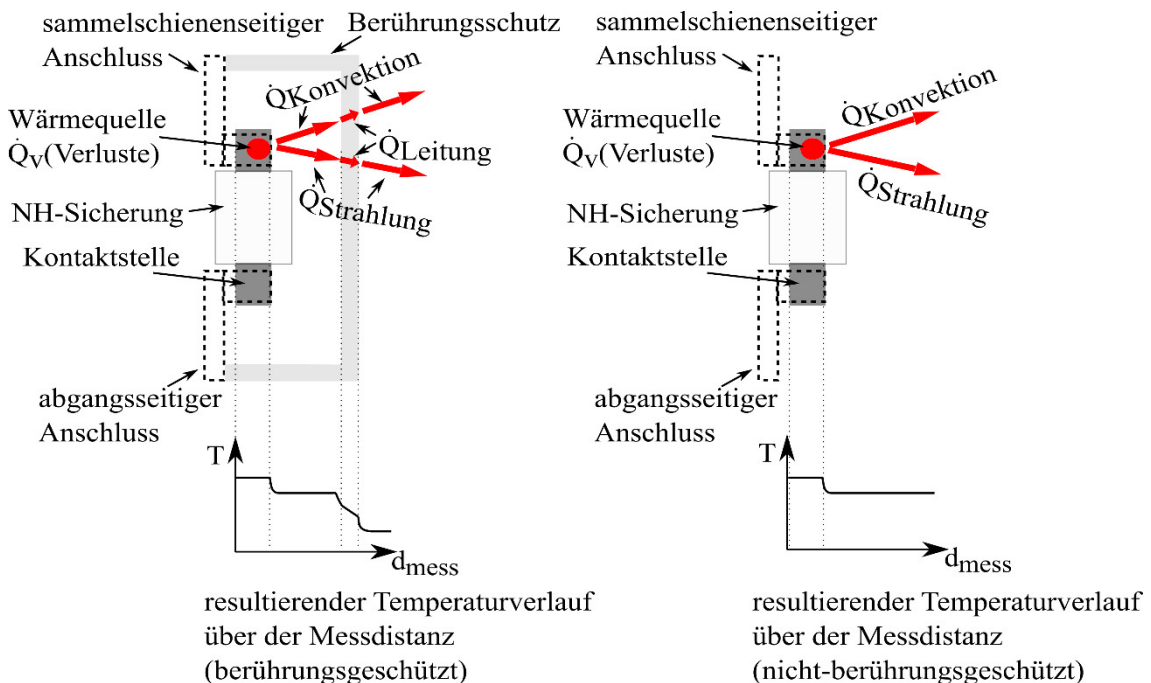


Abbildung 4: Wärmestrom einer NH-Sicherung im berührungsgeschützten Fall (links) und nicht-berührungsgeschützten Fall (rechts) (in Anlehnung an [32, 74])

Bei der indirekten Messung der Wärmestrahlung $\dot{Q}_{\text{Strahlung}}$, die von einer Quelle ausgesendet wird, ist die Wärmeleitung \dot{Q}_{Leitung} von Stoffen zu berücksichtigen (siehe Abbildung 4). Dabei

wird von der Wärmestrahlung $\dot{Q}_{\text{Strahlung}}$ der Wärmequelle zunächst die innere Oberfläche der Kapselung erwärmt. Diese Erwärmung wird schließlich durch die Wärmeleitung \dot{Q}_{Leitung} von der inneren Oberfläche auf die äußere Oberfläche übertragen. Von der äußeren Oberfläche wird die Wärme dann wiederum durch Wärmestrahlung $\dot{Q}_{\text{Strahlung}}$ abgegeben. Die Darstellung in Abbildung 4 für eine berührungsgeschützte und nicht-berührungsgeschützte NH-Sicherung zeigt, dass die ermittelte Temperatur (absolute Temperatur) in beiden Fällen deutlich variiert, auch wenn die Temperaturen direkt an der Wärmequelle identisch sind. Dies ist an dem resultierenden Temperaturverlauf über der Messdistanz (vgl. Temperaturverläufe in Abbildung 4) erkennbar. Die absolute Temperatur bei einer berührungsgeschützten NH-Sicherung ist außerhalb des Berührungsschutzes (messbare Temperatur) deutlich geringer als die messbare Temperatur bei nicht-berührungsgeschützter NH-Sicherung (bei identischer Messdistanz d_{mess} , gleicher Belastung und gleichem Kontaktwiderstand). Weitere Unterschiede der thermografischen Untersuchung an berührungsgeschützten und nicht-berührungsgeschützten MS-Anlagen werden daher in den Laboruntersuchungen betrachtet (vgl. Abschnitt 3.2.5).

Die Wärmestrahlung ist der langwelligen Infrarotstrahlung mit technisch relevanten Wellenlängen im Bereich von $780 \text{ nm} \leq \lambda \leq 30 \text{ }\mu\text{m}$ zuzuordnen und kann vom menschlichen Auge nicht bzw. nur eingeschränkt erfasst werden [75]. Aus der ausschließlichen Detektierbarkeit der Wärmestrahlung mit Hilfe von berührungslosen Messsystemen resultiert, dass nur die am Strahlungsprozess wirksame Emission und Reflexion der Wärmestrahlung messbar sind. Die Transmission, also das Hindurchleiten von Wärme durch Körper, kann an dieser Stelle vernachlässigt werden, da der Transmissionsfaktor für Wärmestrahlung in Luft sehr hoch ist [77]. Bei der Ermittlung der Wärmestrahlung wird zwischen der punktuellen Ermittlung von Temperaturen und der Ermittlung von Temperaturen über bildgebende Verfahren unterschieden, auf die jeweils im Folgenden eingegangen wird.

2.3.1 Punktuelle Ermittlung von Temperaturen

Bei der punktuellen Ermittlung von Temperaturen werden vornehmlich Strahlungsthermometer (Pyrometer) eingesetzt, die über die Fläche des definierten Messflecks die Intensität der Wärmestrahlung aufsummieren. Die ermittelte Temperatur ist von der Größe des Messflecks abhängig [78]. Der Messfleck verändert sich mit zunehmender Messdistanz d_{mess} zwischen zu untersuchendem Objekt und Infrarot-Sensor des Strahlungsthermometers [79]. Dabei muss bei der praktischen Anwendung eines Strahlungsthermometers darauf geachtet werden, dass der Abstand zwischen Messobjekt und dem eingesetzten Strahlungsthermometer nur so groß wird, dass die Größe des Messflecks die Größe des zu untersuchenden Objektes nicht überschreitet. Ansonsten können erhebliche Messfehler auftreten [75, 79, 80, 81]. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 5 dargestellt.

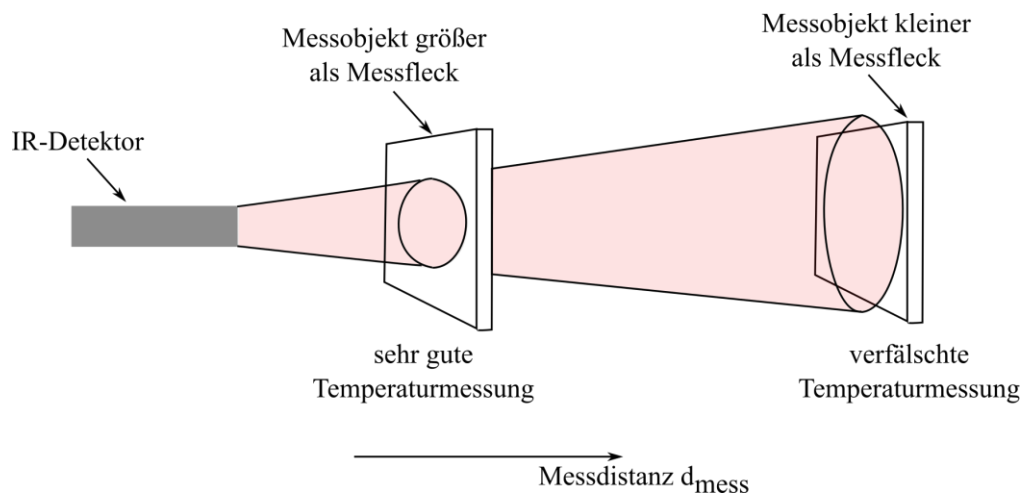


Abbildung 5: Messfleckgröße in Abhängigkeit zur Messdistanz inkl. Güte der Temperaturmessung (in Anlehnung an [75, 79, 80])

Aus Abbildung 5 folgt, dass für die exakte Ermittlung der absoluten Temperatur einer MS-Anlage (bspw. der Kontaktstelle einer elektrischen Komponente der MS-Anlage) die Messdistanz d_{mess} so gering wie möglich zu wählen ist. Da mit einem Strahlungsthermometer nur eine punktuelle Detektion von Temperaturen möglich ist, wird die Bestimmung des Punktes mit der höchsten Temperatur (Hot-Spot), der für die Zustandsermittlung von MS-Anlagen relevant ist, sehr aufwendig. Dieses Verfahren wird aufgrund der Restriktionen für den Bewertungsaufwand daher nicht weiter betrachtet.

2.3.2 Ermittlung der Temperaturen über bildgebende Verfahren

Die beschriebenen Grundlagen zur Anwendung eines Strahlungsthermometers lassen sich auf das bildgebende Verfahren zur Temperaturermittlung übertragen. Für das bildgebende Verfahren werden handelsübliche Thermografiekameras verwendet, die infrarote Wärmestrahlung mit Hilfe von geeigneten Sensoren in für das menschliche Auge sichtbares Licht (bildgebend) umwandeln [75]. Wie auch bei der Messung mit einem Strahlungsthermometer, spielt die Messdistanz d_{mess} bezüglich der Messfleckgröße (siehe Abbildung 5) eine entscheidende Rolle. Bei der Anwendung von Thermografiekameras können direkt und schnell Rückschlüsse auf vorliegende Hot-Spots gezogen werden, wodurch die Genauigkeit der Zustandsermittlung (direkte Bestimmung der Wärmequelle) steigt. Die Genauigkeit zur Eingrenzung des Fehlerortes hängt dabei von der Auflösung der verwendeten Thermografiekamera ab. Über Flächensensoren wird für jeden einzelnen Bildpunkt, der als einzelner Infrarotdetektor angesehen werden kann, aus der Wärmestrahlung ein Temperaturwert erzeugt, sodass insgesamt eine flächige Temperaturverteilung durch Aneinanderreihen der einzelnen Bildpunkte dargestellt wird [75, 80]. Wie auch u. a. in [58, 75, 78, 80, 81, 82, 83] beschrieben ist die Anwendung einer Thermografiekamera im Rahmen einer Zustandsermittlung zur Ermittlung von unzulässig hohen Temperaturen aufgrund erhöhter Kontaktwiderstände geeignet und soll daher im Weiteren genauer betrachtet werden.

2.4 Erdungsmessung

Nach [60] ist die niederohmige Erdung aller nicht zum Betriebsstromkreis gehörenden Komponenten (passive Komponenten, wie bspw. metallische Türen oder Kabelbühnen) in Starkstromanlagen mit Bemessungsspannungen über $U_r = 1 \text{ kV}$ vorgeschrieben, um einen sicheren und störungsfreien Betrieb der MS-Anlagen zu gewährleisten. Zudem werden auch alle aktiv zu erdenden Komponenten, wie bspw. die Schirmdrähte von MS-Kabeln, mit der Erdungsanlage verbunden, sodass ein gesamtes (globales) Erdungssystem gegeben ist [84]. Die eigentliche Erdung wird durch einen Erder (Fundamenterder, Maschenerder, Staberder, Ringerder etc.) realisiert, der eine möglichst niederohmige Verbindung zum Erdboden sicherstellt, sodass ein Fehlerstrom ohne Erzeugung von unzulässig hohen Berührungsspannungen abfließen kann [60, 84]. Die Berührungsspannung gilt in Deutschland als Auslegungskriterium für Erdungsanlagen, die jedoch individuell für jede Erdungsanlage berechnet werden muss.

Für Erdungsanlagen wird nach [85] eine regelmäßige Wiederholungsprüfung gefordert, um deren ordnungsgemäßen Zustand zu gewährleisten. Mittels einer Sichtkontrolle ist eine aussagekräftige Zustandsbewertung des Erders nicht möglich. Daher ist eine Messung des Erdungswiderstandes als einzig geeignetes Verfahren zur Zustandsermittlung der Erdungsanlage bzw. der Erdung anzusehen. Mögliche Verfahren zur Messung des Erdungswiderstandes werden im Folgenden mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen beschrieben.

2.4.1 Konventionelle Erdungsmessung

Die konventionelle Erdungsmessung dient der Ermittlung des Erdungswiderstandes, über den eine Zustandsbewertung der Erdungsanlage erfolgen kann. Es wird zwischen unterschiedlichen Messverfahren differenziert, die in [86] ausführlich dargestellt sind. Dabei wird zumeist die nach [87] genormte 3-polige-Spannungsfallmessung angewandt, welche die genauesten Ergebnisse für die Zustandsermittlung von MS-Anlagen liefert. Zur Durchführung einer konventionellen Erdungsmessung sind jegliche Verbindungen zwischen den MS-Anlagen und dem eigentlichen Erder zu trennen [88, 89]. Daraus resultiert die Notwendigkeit einer Freischaltung (Schaltmaßnahme), da nach [60] ein Betrieb der MS-Anlagen (Komponenten mit Bemessungsspannungen über $U_r = 1 \text{ kV}$) ohne Erdungsverbindung untersagt ist. Schaltmaßnahmen sind für die Zustandsermittlung von MS-Anlagen im Rahmen einer Inspektion aber nicht wirtschaftlich, da der nach Abschnitt 2.1 geforderte maximal zulässige Bewertungsaufwand deutlich überschritten würde. Daher ist dieses Messverfahren zur Zustandsermittlung der Erdungsanlage ausschließlich bei geplanten Schaltmaßnahmen (bspw. zur Durchführung von Wartungs- oder Instandsetzungsarbeiten an MS-Anlagen) einsetzbar.

2.4.2 Erdschleifenmessung

Nach [87] eignet sich auch die Messung des Erdschleifenwiderstandes R_{Schleife} zur Zustandsermittlung der Erdungsanlage bzw. der Erdung von MS-Anlagen. Für dieses Verfahren sind

parallele Erder zwingend erforderlich, sodass die Messung bei angeschlossenem Erder und damit ohne Schaltmaßnahmen erfolgen kann. Die Verbindung zu den notwendigen parallelen Erdern erfolgt in MS-Netzen über den geerdeten Schirm der MS-Kabel, der jeweils an die Potentialausgleichsschiene angeschlossen ist. Zusätzliche Verbindungen sind über die unterlagerten NS-Netze (sofern diese als TN- oder TT-Systeme ausgeführt sind) und deren gemeinsamen Erdungspunkt mit den MS-Anlagen gegeben. Daraus resultiert ein globales Erdungssystem mit vielen parallelen Erdern der einzelnen MS-Anlagen [90]. Schematisch ist diese Struktur in der nachfolgenden Abbildung 6 am Beispiel von MS-Netzstationen dargestellt. Die Verbindungen der einzelnen Potentialausgleichsschienen sind mit den Widerständen R_S und die Erdungswiderstände der einzelnen MS-Netzstationen mit R_B gekennzeichnet.

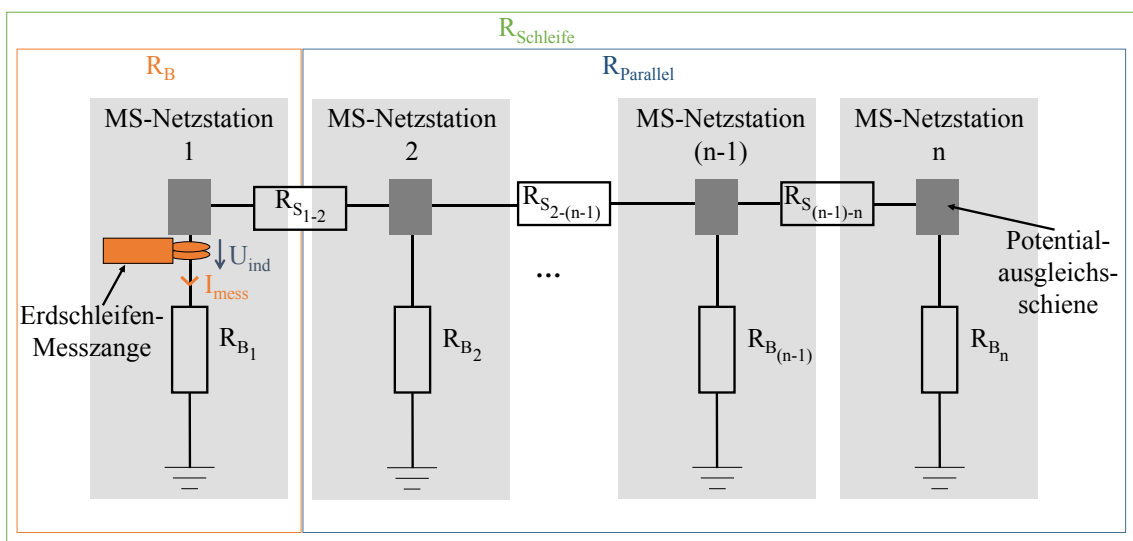


Abbildung 6: Schematische Darstellung des globalen Erdungssystems in der MS-Ebene (nach [90])

Die am Markt erhältlichen Messgeräte zur Erdschleifenmessung basieren grundsätzlich auf dem gleichen Messprinzip [86, 90, 91]. Zur Messung wird eine konstante Spannung (U_{ind}) über einen Ringkern in die Erdschleife induziert. Der daraus resultierende Stromfluss (I_{mess}) wird gleichzeitig über einen zweiten Ringkern gemessen (vgl. Abbildung 6) und ist nach dem Ohm'schen Gesetz, unter Vernachlässigung der Reaktanzen, gemäß Formel 2.3 proportional zu dem gemessenen Erdschleifenwiderstand $R_{Schleife}$ [90].

$$R_{Schleife} = R_B + R_{Parallel} = \frac{U_{ind}}{I_{mess}} \quad (2.3)$$

- mit:
- $R_{Schleife}$ - Erdschleifenwiderstand in Ω
 - R_B - Widerstand des Erders in Ω
 - $R_{Parallel}$ - Widerstand der zu R_B parallelen Erder in Ω
 - U_{ind} - Induzierte Spannung in V
 - I_{mess} - Resultierender Stromfluss aus U_{ind} in A

Der Widerstand der parallelen Erder ($R_{Parallel}$, vgl. Abbildung 6), der bei der Erdschleifenmessung zusätzlich zu dem Widerstand des betrachteten Erders (R_B) ermittelt wird, wirkt additiv

zum Widerstand des Erders (R_B), da sich diese in Reihe zu dem eigentlichen Erder befinden (siehe Formel 2.3). Deren Einfluss auf den gemessenen Erdschleifenwiderstand sinkt mit zunehmender Anzahl (globales Erdungssystem vorausgesetzt), wie in Abbildung 7 dargestellt, und liegt damit bereits ab einer Anzahl von zehn parallelen Erdern unter einem Anteil von 10 % am gemessenen Erdschleifenwiderstand $R_{Schleife}$.

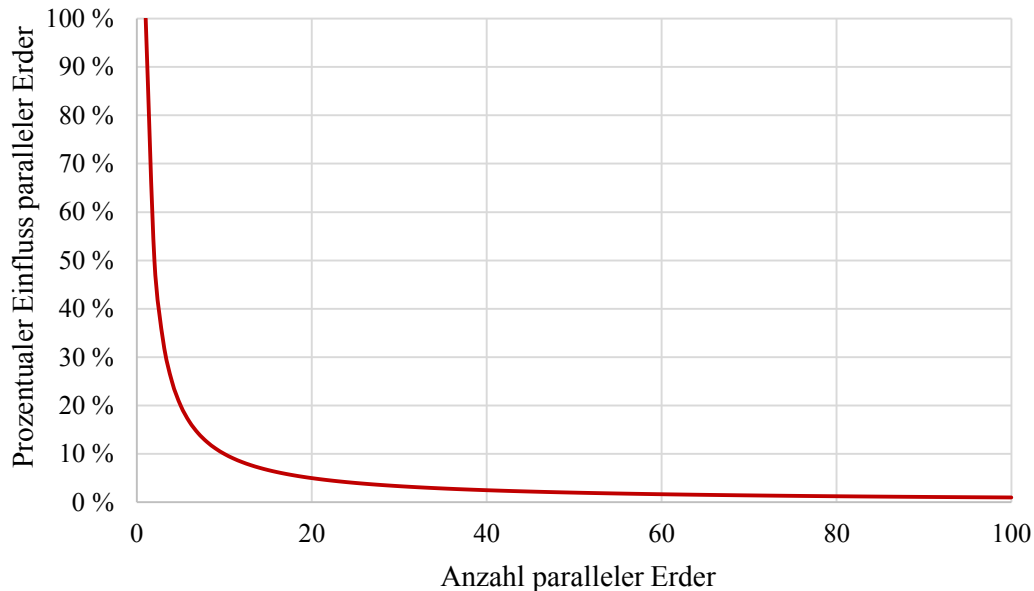


Abbildung 7: Einfluss der parallelen Erder am gemessenen Erdschleifenwiderstand $R_{Schleife}$

Für die schematische Darstellung in Abbildung 7 werden für alle parallelen Erder vereinfacht gleiche Widerstände R_B angenommen. Da der Anteil der parallelen Erder in den meisten Anwendungsfällen sehr gering ausfällt, kann dieser – ebenso wie die Widerstände der Kabelschirme R_S – vernachlässigt werden [90]. Der ermittelte Erdschleifenwiderstand entspricht demnach mit ausreichender Genauigkeit dem des betrachteten Erders (R_B) [87].

2.5 Weitere Messverfahren

Für eine Zustandsermittlung können prinzipiell weitere Messverfahren eingesetzt werden, jedoch erfüllen diese nicht die Anforderungen gemäß Abschnitt 2.1 oder überschreiten den potentiell zulässigen Bewertungsaufwand gemäß Abbildung 1 deutlich. Diese werden nachfolgend erläutert, da ihre Anwendung z. B. bei Wartungen möglich ist und die Zustandsbewertung dadurch weiter verbessert wird.

2.5.1 Detektion transients Ableitsspannungen

Die Detektion transients Ableitsspannungen geht auf die Entdeckung von Dr. John Reeves im Jahr 1974 zurück [92, 93]. Dabei lassen sich vor allem „innere Teilentladungen“ (Einschlüsse oder Risse in Isolierstoffen; Verminderung der Isolationsfähigkeit) ermitteln. „Innere Teilentladungen“ erfüllen durch ihr Auftreten zwar alle Eigenschaften einer Teilentladung (Entstehung von Wärme, Licht, akustischen Wellen, elektromagnetischer Strahlung), jedoch ist,

bedingt durch ihren Auftrittsort (innerhalb von Isolationsmaterialien), nur deren ausgesendete elektromagnetische Strahlung extern detektierbar [93]. Diese kann als elektromagnetische Welle aufgefasst werden, die sich vom Entstehungsort aus in alle Raumrichtungen ausbreitet. Bei vollständig metallgekapselten Komponenten (Faraday'scher Käfig) wird die Welle durch das geerdete Gehäuse direkt abgeleitet und ist von außen nicht zu messen [92, 94]. Reale MS-Anlagen weisen, mit wenigen Ausnahmen, keine vollständigen Eigenschaften eines Faraday'schen Käfigs auf. Mögliche Austrittsstellen der elektromagnetischen Wellen sind dabei Dichtungen zwischen metallischen Komponenten an Kabeleinführungen etc. [92]. Beim Auftreffen auf das Metallgehäuse induzieren die elektromagnetischen Wellen einen Strom, der als transient (geringe Wellenlänge) aufgefasst werden kann. Durch die Impedanz der Metallkapselung resultiert dort eine Spannungsinduktion. Die Messung erfolgt über eine kapazitive Ankopplung des Messensors an das metallisch gekapselte Gehäuse [92]. Die sich ergebende Messgröße wird meist in dB angegeben, variiert jedoch je nach eingesetztem Messsensor und Auswerteeinheit. Herstellerseitig wird für die Detektion der transienten Ableitsspannungen ein vierstufiges Bewertungsschema in Abhängigkeit des Teilentladungspegels und der Teilentladungshäufigkeit angegeben [93]. Da in den Labor- und Praxisuntersuchungen keine Teilentladungen unter Einsatz der Detektion von transienten Ableitsspannungen detektiert werden konnten, wird dieses Verfahren in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

2.5.2 Mikroohmmessung

Mit einer Mikroohmmessung kann die Widerstandserhöhung einzelner Kontaktstellen (Veränderung des Kontaktwiderstands) spezifiziert werden. Damit ist sie als Alternative zur thermografischen Untersuchung anzusehen, da die Ursache einer erhöhten Wärmestrahlung (Erwärmung nach Formel 2.2 proportional zum Widerstand) ermittelt wird. Die üblichen Kontaktwiderstände liegen im Wertebereich von einigen Mikro- bis Milliohm. Zur Messung des Widerstandes von Kontaktsystemen wird die über diese abfallende Spannung mit einem Prüfstrom von mindestens $I = 50 \text{ A}$, aber maximal bei Bemessungsstrom, gemessen [95]. Dabei besteht die Möglichkeit, die Messung sowohl mit Wechsel- als auch mit Gleichströmen durchzuführen. Ein positiver Effekt bei der Verwendung von Gleichströmen besteht darin, dass ausschließlich der Ohm'sche Widerstand der Kontaktstelle ermittelt wird, aus dem die Erwärmung nach Formel 2.2 resultiert, und nicht, wie bei der Prüfung mit Wechselstrom, die Impedanz [58]. Durch Anlegen eines bekannten Gleichstroms an den Leiter der zu untersuchenden Teilkomponente und gleichzeitiger Messung des Spannungsabfalls über einer Kontaktstelle wird dessen Widerstand nach dem Ohm'schen Gesetz ermittelt. Durch einen phasenweisen Vergleich bzw. einen Vergleich mit Referenzwerten können Rückschlüsse auf den Zustand der Kontaktstelle abgeleitet werden. Die Mikroohmmessung muss im freigeschalteten Zustand erfolgen und ist daher für die betrachtete Zustandsermittlung im Rahmen von Inspektionen nicht geeignet.

2.5.3 Funktionsprüfungen

Entscheidend für Arbeiten an elektrischen Komponenten ist deren Funktionsfähigkeit. Schaltgeräte müssen Schaltmaßnahmen mechanisch ordnungsgemäß ausführen, um bspw. Freischaltmaßnahmen durchführen zu können. Funktionsprüfungen sind daher bedeutsam, um festzustellen, ob Schaltvorgänge gesichert möglich sind. Die meisten Schaltgeräte im MS-Netz können nur vor Ort geschaltet und überprüft werden, da deren Antriebe häufig auf Federantrieben basieren. Anzeichen für Alterungserscheinungen des Federantriebs sind über Funktionsprüfungen zu erkennen, da bspw. durch Verschleiß ein Aus- oder Einschalten nicht immer zuverlässig gewährleistet ist. Weitere Funktionsprüfungen beziehen sich bspw. auf Schutzeinrichtungen oder Verriegelungen (Schaltverriegelungen zwischen Erdungs- und Leistungs-/Lasttrennschaltern). Da bei Funktionsprüfungen Schaltgeräte ein- und ausgeschaltet werden, ist deren Anwendung im Rahmen von Inspektionen nicht möglich. Es ist ein erhöhter Aufwand für die Durchführung der Schaltmaßnahmen gegeben und ohne den Einsatz eines Ersatzaggregates ist die Funktionsprüfung des Transformatorschalters in MS-Anlagen aufgrund der daraus resultierenden Versorgungsunterbrechung für die angeschlossenen Kunden nicht möglich. Bei Wartungsmaßnahmen werden Funktionsprüfungen dagegen standardmäßig durchgeführt.

2.5.4 Schaltzeitmessungen

Schaltzeitmessungen werden vornehmlich zur Bewertung der Mechanik von Leistungsschaltern der Hoch- und Höchstspannungsanlagen eingesetzt [96]. Die grundsätzlichen Verfahren lassen sich auch, wie eigene Untersuchungen gezeigt haben, für Leistungs- und Lasttrennschalter der MS-Ebene adaptieren. Bei Schaltern der Hoch- und Höchstspannungsanlagen werden neben der Schaltzeitmessung (Dauer für die Unterbrechung des Stromflusses über alle drei Phasen vom Ausschaltbefehl bis zur vollständigen Unterbrechung des Stromflusses) gleichzeitig weitere Parameter der Schalterantriebe untersucht. Dazu zählen unter anderem die Strom-Zeit-Analyse und die Mindestbetätigungsspannung der Motoren, des Energieübertragungssystems (Weg-Zeit-Analyse, Hydraulik Analyse), der Energiespeicher (Motorstrom-/Druckanalyse) oder des automatisierten Energiebereitstellungssystems (Aufzugszeit, Strom-Zeit-Analyse) [32, 57, 97]. Bei MS-Schaltern können diese Prüfungen zumeist nicht durchgeführt werden, da die entsprechenden Teilkomponenten nicht zugänglich oder nicht vorhanden sind. Daher stehen bei deren Schaltzeitmessung der Gleichlauf und die absolute Schaltzeit im Vordergrund, um Alterungserscheinungen oder auch Abweichungen von geforderten Schaltzeiten feststellen zu können [40]. Die Schaltzeitmessung ist ebenfalls, wie die Funktionsprüfung, aufgrund des erhöhten Aufwandes im Rahmen von Inspektionen nicht wirtschaftlich. Die Mechanik kann somit im Rahmen von Inspektionen nicht überprüft werden [32].

Weitere Messverfahren basieren unter anderem auf der UHF-Teilentladungsdetektion (vornehmlich für Hochspannungs-GIS [32, 98] und Transformatoren [30]), dielektrischen Analysen [99], Gas-in-Öl-Analysen [37], Analysen des Transformatoröls [100], der Überwachung der

Isoliergasfeuchte [40] etc. Diese Messverfahren werden an MS-Anlagen in der Praxis nicht eingesetzt, da zum einen der zulässige Bewertungsaufwand deutlich überschritten würde und zum anderen bauliche Eigenschaften deren Anwendung verhindern.

2.6 Bewertung der Messverfahren

Die vorgestellten Messverfahren werden in der nachfolgenden Tabelle 1 zusammenfassend in Bezug auf ihre Anwendbarkeit im Rahmen einer Zustandsermittlung an MS-Anlagen unter Berücksichtigung der in Abschnitt 2.1 definierten Anforderungen bewertet.

Tabelle 1: Anwendbarkeit der Messverfahren (+: gut, o: mittel, -: schlecht)

		Anwendung bei Inspektion	Geringe Kosten	Hohe Aussagekraft	Geringer Mehraufwand	Einfache Handhabung
Isolationsfähigkeit	Konventionelle TE-Messung	-	-	+	-	+
	Akustische TE-Detektion	+	+	+	+	+
	Transiente Ableitspannungen	+	+	-	+	+
Kontaktwiderstand	Thermografie (punktuell)	+	+	o	-	-
	Thermografie (bildgebend)	+	+	+	+	+
	Mikroohmmessung	-	o	+	-	+
Erdung	Konv. Erdungsmessung	-	-	+	-	-
	Erdschleifenmessung	+	+	o	+	+
Mechanik	Funktionsprüfung	-	-	+	-	+
	Schaltzeitmessung	-	o	+	-	-

Insgesamt wird anhand dieser Bewertung deutlich, dass für die Zustandsermittlung von MS-Anlagen die akustische Teilentladungsdetektion, die thermografische Untersuchung über bildgebende Verfahren (Thermografiekamera) und die Erdschleifenmessung die am besten geeigneten Messverfahren darstellen. Hierüber können die Kategorien Isolationsfähigkeit,

Kontaktwiderstand und Erdung im Rahmen der Zustandsermittlung erfasst werden. Die benannten Messverfahren können im Rahmen der Inspektionen angewandt werden, weisen geringe Kosten für Anschaffung und Betrieb (geringer Mehraufwand), eine weitestgehend hohe Aussagekraft sowie eine einfache Handhabung auf. Für die übrigen Messverfahren ergeben sich diesbezüglich verschiedene Einschränkungen, vor allem hinsichtlich der Anwendung im Rahmen der Inspektion, der Handhabung oder der Aussagekraft, weshalb diese im weiteren Verlauf der Arbeit nicht weiter betrachtet werden.

3 Laboruntersuchungen

Die zuvor als geeignet identifizierten Messverfahren werden in Laboruntersuchungen genauer analysiert, um für diese die Aussagekraft von erzielten Messergebnissen abzuleiten. Durch Ermittlung der Aussagekraft kann für die Messverfahren der aus den Messwerten resultierende Handlungsbedarf bestimmt werden, der für die aus der Zustandsermittlung ermittelten Resultate im Asset-Management zwingend erforderlich ist. Bisher existieren je nach Messverfahren keine bzw. keine für die Praxisanwendungen ausreichenden (normativen) Vorgaben für die Ableitung eines Handlungsbedarfes auf Basis von Messwerten. Ohne geeignete Ableitung des Handlungsbedarfes und damit des Ist-Zustands der MS-Anlagen aus den Messwerten kann kein Mehrwert aus der Anwendung der Zustandsermittlung generiert werden.

Für die Untersuchung der jeweiligen Messverfahren werden spezifische, realitätsgerechte Fehlstellen erzeugt, um mit deren Hilfe die Messeigenschaften (Anwendung, Restriktionen etc.) der verschiedenen Messverfahren zu analysieren. Darauf aufbauend wird die Detektionsfähigkeit (Aussagekraft) der Messverfahren bestimmt sowie der resultierende Handlungsbedarf auf Basis erzielter Messwerte abgeleitet. Aus diesen Erkenntnissen lassen sich Eingangsgrößen für das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell ermitteln, das in Kapitel 4 beschrieben wird.

3.1 Akustische Teilentladungsdetektion

Mit der akustischen Teilentladungsdetektion können, wie bereits in Abschnitt 2.2 erläutert, Rückschlüsse auf die Güte der Isolationsfähigkeit gezogen werden. Da es sich bei diesem für MS-Anlagen relevanten Verfahren zur Zustandsermittlung um ein bisher nicht genormtes Messverfahren handelt, ist dessen Anwendung nicht direkt mit der konventionellen Teilentladungsmessung nach [67] vergleichbar. Dieser Vergleich kann nur in Form eines „Check of Performance“ durchgeführt werden und beruht auf einer ausschließlich qualitativ vergleichenden Vorgehensweise zwischen konventioneller Teilentladungsmessung und akustischer Teilentladungsdetektion [35, 101]. Die Messungen mittels des vorgestellten unkonventionellen Verfahrens der akustischen Teilentladungsdetektion mit Richtmikrofonen und Ultraschallaufnehmern müssen daher je nach Einsatzgebiet genauer betrachtet werden.

Für die Untersuchungen zur akustischen Teilentladungsdetektion sind verschiedenartige Fehlstellen zu erzeugen, die zu einer Verschlechterung der Isolationsfähigkeit führen. Ein Ziel dabei ist, möglichst realitätsgerechte Fehlstellen im Rahmen der Laboruntersuchungen zu analysieren, die mit den in der Praxis auftretenden Fehlstellen und dazugehörigen Messergebnissen vergleichbar sind. Die Untersuchungen werden dazu an prinzipiellen Laboraufbauten (Reduktion der Fehlstellen auf die grundsätzlichen Wirkzusammenhänge von Teilentladungen vgl. Abbildung 64 in Anhang 10.1.2) durchgeführt. In Fällen, in denen

Fehlstellen über prinzipielle Laboraufbauten nicht realitätsgerecht nachgebildet werden können, werden die Laboruntersuchungen direkt an MS-Anlagen (MS-Schaltanlagen) durchgeführt.

3.1.1 Fehlerarten und deren Erzeugung im Labor

Fehlerarten, die für die Untersuchung von MS-Anlagen relevant sind, sind vielfältig und typspezifisch. In [102] sind u. a. exemplarische Fehlerarten aufgeführt, die einen Einfluss auf die Isolationsfähigkeit von luft- und gasisolierten MS-Schaltanlagen besitzen. Die in der nachfolgenden Tabelle 2 genannten Fehlerarten lassen sich zumeist auf grundlegende Fehlerarten zurückführen, die bereits in Abschnitt 2.2 ff. aufgeführt sind.

Tabelle 2: Fehlerarten in MS-Schaltanlagen und deren Nachbildung in Laboruntersuchungen

Fehlerarten in MS-Schaltanlagen	Übertragung auf Laboruntersuchungen
Äußere Teilentladungen durch Spitzen auf Hochspannungspotential [102]	Spitze-Platte Anordnung mit Spitze auf Hochspannungs- und Platte auf Erdpotential (Spitzen auf Hochspannungspotential)
Äußere Teilentladungen durch Spitzen auf Erdpotential [102]	Platte-Spitze Anordnung mit Platte auf Hochspannungs- und Spitze auf Erdpotential (Spitzen auf Erdpotential)
Nicht qualitätsgerechte Verarbeitung der Kupfer-Oberflächen an Sammelschienen [102]	Beschädigte Kontaktsysteme auf Hochspannungspotential (Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte)
Teilentladungen an Spannungswandlern [102]	Elektrode auf Isolierstoff/leitfähige Partikel auf Isolierstoff (Oberflächenentladungen bzw. freie Potentiale)
Unregelmäßigkeiten an Leistungsschaltern (Feldsteuerung im Gießharz der Polsäulen, fehlerhafte Justage von Shuttern an Einfahrkontakten etc.) [102]	Elektrode auf Isolierstoff (Oberflächenentladungen)
Teilentladungen an feststoffisolierten Sammelschienen [102]	Elektrode auf Isolierstoff (Oberflächenentladungen/Verbindungskabel)
Teilentladungen an Grenzflächen (Schnittstelle Schaltanlage Spannungswandler) [102]	Elektrode auf Isolierstoff (Oberflächenentladungen)
Freie Potentiale an kapazitiven Schnittstellen oder an nicht korrekt verschraubten Sammelschienen [102]	Leitfähige Partikel auf/an Isolierstoffen in der Nähe des Hochspannungspotentials (freie Potentiale)
Äußere Teilentladungen durch Partikel auf Erdpotential in der Nähe spannungsführender Komponenten	Leitfähige Partikel auf Erdpotential in der Nähe des Hochspannungspotentials (Partikel auf Erdpotential)
Spinnweben an Sammelschienen, Schaltern, Kontakten, Endverschlüssen etc.	Spinnweben an spannungsführenden Komponenten (Spinnweben)
Verschmutzung von Komponenten	Gezielte Verschmutzung von Kontaktsystemen (Verschmutzungen)
Innere Teilentladungen durch Lunker im Gießharz, Hohlräume in Isolierfetten etc. [102]	Nicht weiter verfolgt, da kein Messverfahren mit hoher Detektionsfähigkeit und gleichzeitig guter Anwendbarkeit für MS-Anlagen verfügbar.

Die potentiellen in Tabelle 2 dargestellten Fehlerarten können je nach Auftrittsort unterschiedlich ausgeprägt sein und werden im Rahmen der durchgeführten Laboruntersuchungen in unterschiedlichen Variationen und Ausprägungen analysiert. Somit können Einflussfaktoren und Eigenschaften der akustischen Teilentladungsdetektion untersucht werden, um auf Basis von Messwerten den Handlungsbedarf (Dringlichkeit der Mängelbeseitigung) ableiten zu können (siehe Abschnitt 3.2.6). Die Verringerung der Isolationsfähigkeit kann durch Spitzen mit unterschiedlichen Spitzenradien oder durch verschiedene geometrische Anordnungen an Grenzschichten (Oberflächenentladungen) hervorgerufen werden. Die in den Laboruntersuchungen analysierten unterschiedlichen Ausprägungen und die verschiedenen Elektrodenarten zur Nachbildung der eingeschränkten Isolationsfähigkeit können der Tabelle 12 in Anhang 10.1.1 entnommen werden.

Laboruntersuchung „Spitzen auf Hochspannungspotential“

Bei der Laboruntersuchung „Spitzen auf Hochspannungspotential“ muss zwischen der Untersuchung in prinzipiellen Laboraufbauten und der an realen MS-Anlagen unterschieden werden. Im prinzipiellen Laboraufbau können verschiedene Spitzen unterschiedlicher Längen und Materialien eingesetzt werden. Zusätzlich ist eine Variation des Isolationsabstandes zwischen der Spitze und der geerdeten Plattenelektrode möglich. Die verwendeten Nadeln zur Erzeugung von „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Spitzen auf Erdpotential“ sind in Abbildung 8 dargestellt.

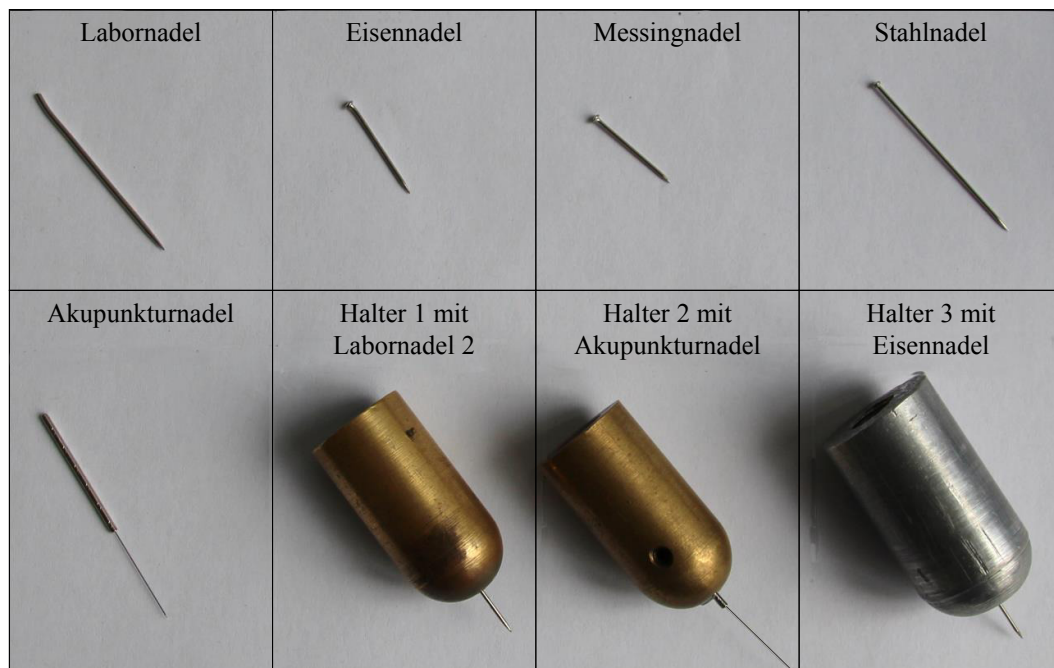


Abbildung 8: Fehlstellen zur Erzeugung von „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Spitzen auf Erdpotential“

An realen MS-Schaltanlagen ergeben sich aufgrund der bauartbedingten Eigenschaften zusätzlich Variationsmöglichkeiten hinsichtlich des Einbauortes der „Spitzen auf Hochspannungspotential“

und „Spitzen auf Erdpotential“ (Fehlstellen). Reale Fehlstellen sind dabei nicht auf Nadeln zurückzuführen, sondern können sich bspw. durch Schrauben mit spitz zulaufendem Gewinde ergeben. Diese repräsentieren ein bspw. bei Umbauten vergessenes Bauteil, das zu Teilentladungen führen kann [103]. Daher werden zu deren Nachbildung an verschiedenen spannungsführenden Teilkomponenten einer MS-Schaltanlage Nadeln oder Drähte angebracht, ohne die übliche Betriebsweise der MS-Schaltanlage zu beeinflussen. Insgesamt werden auf diese Weise 38 Varianten für die Laboruntersuchungen „Spitzen auf Hochspannungspotential“ an realen MS-Anlagen und in prinzipiellen Laboraufbauten nachgebildet.

Laboruntersuchung „Spitzen auf Erdpotential“

Für die Laboruntersuchungen „Spitzen auf Erdpotential“ gelten die gleichen Zusammenhänge wie für die der „Spitzen auf Hochspannungspotential“. „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Spitzen auf Erdpotential“ weisen ähnliche Eigenschaften hinsichtlich ihrer Teilentladungsaktivitäten auf. Während in prinzipiellen Laboraufbauten ausschließlich Hochspannungs- und Erdpotential getauscht werden, ergeben sich für Untersuchungen an realen MS-Anlagen – bauartbedingt – Unterschiede bei der Platzierung der Fehlstellen. Deren Platzierung ist nur an metallischen, geerdeten Teilkomponenten möglich. Um weitere „Spitzen auf Erdpotential“ untersuchen zu können, wird eine Phase der realen MS-Anlage (hier MS-Schaltanlage) geerdet und an zugänglichen Teilkomponenten werden weitere „Spitzen auf Erdpotential“ eingebracht.

Laboruntersuchung „Oberflächenentladungen“

„Oberflächenentladungen“ können an Grenzschichten/Tripelpunkten durch Berührung von Elektroden und Isolierstoffoberflächen mit geometrisch bedingtem Luftspalt auftreten und stellen aufgrund ihrer großen Auftrittshäufigkeit an Isolatoren, Durchführungen, Kabelendverschlüssen, Stützern, Isoliergehäusen etc. zentrale Herausforderungen für hochspannungstechnische Konstruktionen dar [33]. Daher ist die Laboruntersuchung „Oberflächenentladungen“ ebenfalls Bestandteil dieser Arbeit und wird über verschiedene Variationen erzeugt. Dazu werden Isolierstoffe aus unterschiedlichen Materialien mit variablen geometrischen Abmessungen zwischen Elektroden mit verschiedenen Kugelradien/Platten auf Hochspannungs- und Erdpotential eingebracht. Hiermit werden die an realen MS-Anlagen auftretenden „Oberflächenentladungen“ nachgebildet. An realen MS-Anlagen werden „Oberflächenentladungen“ entlang von Kabelisolationen (Verbindungskabel zwischen Sammelschiene und Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen (HH-Sicherungen) des Transformators, nachstehend „Oberflächenentladungen/Verbindungskabel“ genannt) sowie an beschädigten Kontakten von Einschub-Lasttrennschaltern (nachstehend „Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte“ genannt) untersucht. Letztgenannte sind in nachfolgender Abbildung 9 in unterschiedlichen Ausprägungen dargestellt.

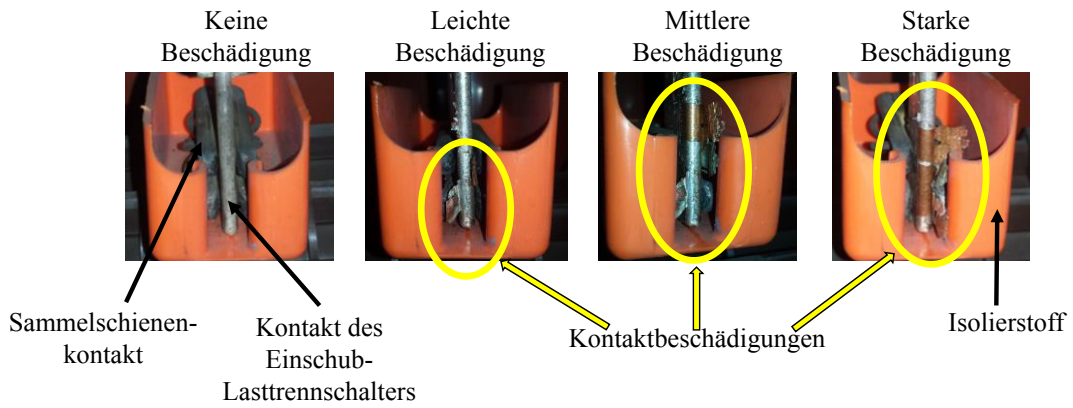


Abbildung 9: Laboruntersuchung „Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte“ an realer MS-Schaltanlage

Die Darstellung in Abbildung 9 zeigt die in die Sammelschienenkontakte eingeschobenen Kontakte der Einschub-Lasttrennschalter. Durch Einschieben der Lasttrennschalter kann sich deren Kontaktbeschichtung ablösen, wodurch es zu „Oberflächenentladungen/beschädigten Kontakten“ kommen kann.

Laboruntersuchung „freie Potentiale“

Mit Teilentladungen durch „freie Potentiale“ an realen MS-Anlagen ist immer dann zu rechnen, wenn sich leitfähige Partikel auf oder an Isolationsmaterialien anlagern. Mögliche Komponenten von MS-Anlagen, an denen eine Anlagerung erfolgen kann, sind Isolatoren, Isolationsplatten, Isolationsabdeckungen von Kontaktsystemen, waagrecht montierte Gießharzdurchführungen und viele weitere. Um den Einfluss „freier Potentiale“ auf die Isolationsfähigkeit zu überprüfen, werden unterschiedliche leitfähige Partikel (Variation von Größe, Anzahl und Material) in eine reale MS-Schaltanlage, die repräsentativ als MS-Anlage herangezogen wird, an verschiedenen Stellen eingebracht. In Abbildung 10 sind die jeweiligen Partikel, mit denen die Fehlstellen erzeugt werden, dargestellt.

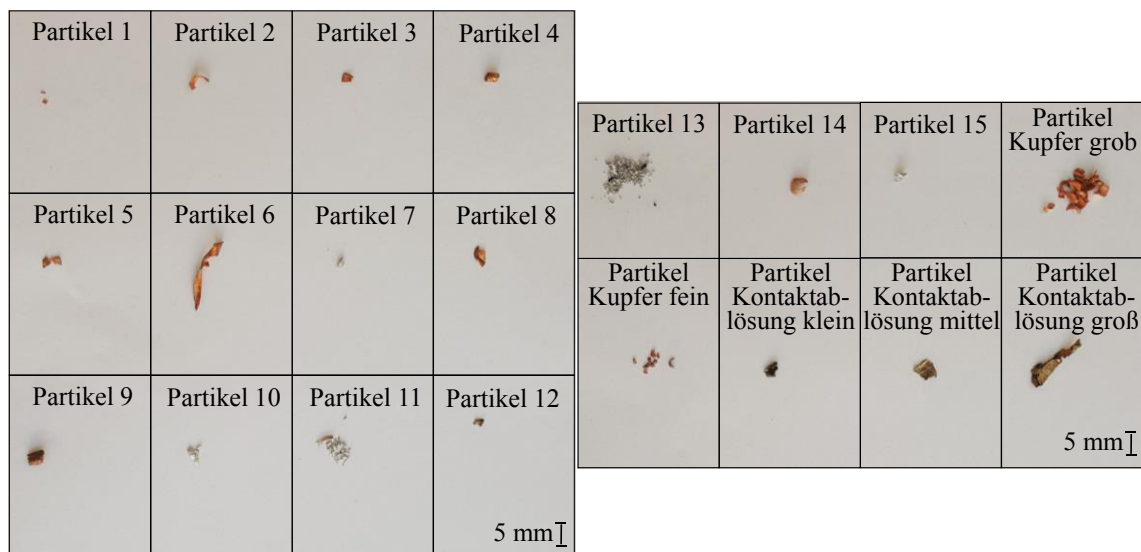


Abbildung 10: Partikel für Laboruntersuchung „freie Potentiale“ und „Partikel auf Erdpotential“

Die leitfähigen Partikel können zum einen durch Abrieb vom Kontaktsystem, zum anderen durch Wartungs- oder Umbauarbeiten entstehen, wenn bspw. Kupfer- oder Aluminiumspäne nach durchgeführten Arbeiten nicht vollständig entfernt werden. Die Späne zur Nachbildung von „freien Potentialen“ werden über den vorhandenen Kontaktabrieb in gealterten MS-Schaltanlagen, aber auch durch künstliche Erzeugung, gewonnen.

Laboruntersuchung „Partikel auf Erdpotential“

„Partikel auf Erdpotential“ können auf dieselben Ursachen wie „freie Potentiale“ zurückgeführt werden. Bei „Partikeln auf Erdpotential“ lagern sich die Partikel jedoch an geerdeten metallischen Bereichen an und besitzen daher vor allem an metallisch gekapselten MS-Schaltanlagen Relevanz.

Laboruntersuchung „Verschmutzungen“

„Verschmutzungen“ von elektrischen Komponenten in MS-Anlagen führen zu häufigen Mängelbewertungen bei einer Sichtkontrolle und werden zum Teil auch mit einer hohen Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bewertet [3]. Dabei steht zumeist nicht der Einfluss auf den elektrischen Betrieb, sondern vielmehr das Erscheinungsbild der MS-Anlagen im Vordergrund. Vielfach sind luftisolierte MS-Anlagen in unterschiedlichsten Bauformen in der MS-Ebene vorzufinden, die trotz einer ggf. vorhandenen Kapselung verschmutzen. Um den Einfluss von „Verschmutzungen“ auf die Isolationsfähigkeit von MS-Anlagen zu überprüfen, werden diese gezielt verschmutzt. Zusätzlich wird der Einfluss von Feuchtigkeit bei vorhandenen „Verschmutzungen“ überprüft. Neben dem üblichen Staubbefall von MS-Anlagen wird ebenfalls der Einfluss von „Spinnweben“, die an elektrischen Komponenten von MS-Anlagen (Transformatoren/MS-Schaltanlagen) sehr häufig vorzufinden sind, in den Laboruntersuchungen analysiert. Die in den Laboruntersuchungen analysierten „Verschmutzungen“ sind in vier unterschiedlichen Ausprägungen im Vergleich zur Referenz „keine Verschmutzung“ in der nachfolgenden Abbildung 11 dargestellt.

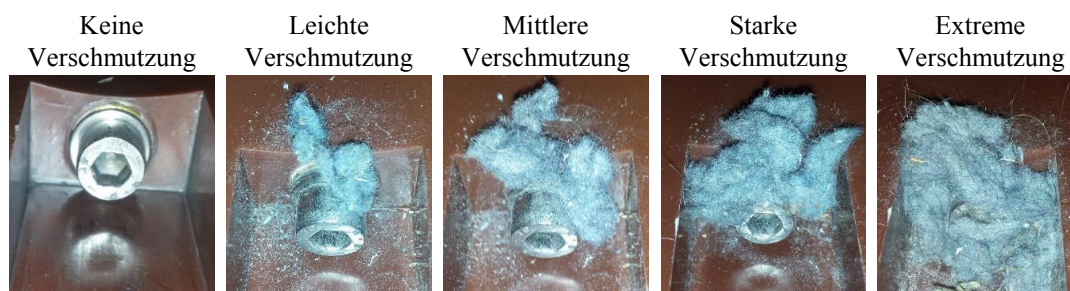


Abbildung 11: Laboruntersuchung „Verschmutzungen“ an einer Kontaktstelle

Laboruntersuchung „innere Teilentladungen“

Die künstliche Erzeugung von „inneren Teilentladungen“ ist in Laboruntersuchungen für die betrachteten MS-Anlagen nicht realitätsgerecht möglich. Hierfür wäre ein Isolierstoff mit Hohlräumen zu versehen, der zwischen zwei Elektroden eingebracht werden muss. An den Kontaktflächen der Elektroden zum Isolierstoff liegen jedoch Tripelpunkte vor, die zu

„Oberflächenentladungen“ führen. Diese weisen eine geringere Teilentladungseinsetzspannung als Hohlraumentladungen auf. Eine differenzierte Betrachtung wird daher nicht möglich. Zudem sind „innere Teilentladungen“, messverfahrensbedingt, mit der akustischen Teilentladungsdetektion nicht detektierbar, sodass diese nicht weiter betrachtet werden. Andere Messverfahren mit hoher Detektionsfähigkeit und gleichzeitiger Anwendbarkeit auf MS-Anlagen sind nicht verfügbar, weshalb „innere Teilentladungen“ in den Laboruntersuchungen nicht berücksichtigt werden.

3.1.2 Verfahren zur akustischen Teilentladungsdetektion

Die akustische Teilentladungsdetektion eignet sich, wie in Abschnitt 2.2.2 beschrieben, zur Ermittlung von äußeren Teilentladungen, die sowohl über die direkte Detektion mit Richtmikrofonen als auch über eine indirekte Detektion über Ultraschallaufnehmer durchgeführt werden kann. Die Laboruntersuchungen für beide Detektionsarten unterscheiden sich in ihrer Anwendung, weshalb nicht alle Varianten der in Abschnitt 3.1.1 dargestellten Fehlstellen in den Laboruntersuchungen gleichermaßen ermittelt werden können. Die Eigenschaften beider Detektionsarten der akustischen Teilentladungsdetektion werden nachfolgend detaillierter aufgeführt. Für die Laboruntersuchungen wird ein Messsystem mit Messwertausgabe verwendet. Damit können objektive Bewertungskriterien (Messwerte) generiert werden, die keinen Interpretationsspielraum hinsichtlich des Teilentladungspegels zulassen. Die ermittelten Messwerte können somit weiterverarbeitet werden. Die rein akustische Ausgabe würde dagegen, analog einer Sichtkontrolle, subjektive Resultate ergeben. Hierüber kann keine geeignete Weiterverarbeitung anhand definierter Grenzwerte erfolgen.

Detektion über Richtmikrofone

Die Detektion von Teilentladungen über Richtmikrofone und deren grundlegende physikalische Eigenschaften sind bereits in Abschnitt 2.2.2 beschrieben. Bedingt durch die Abgrenzung des Prüfbereiches nach [104] (Sicherheitsabstand), beträgt die übliche Messdistanz zwischen den untersuchten Fehlstellen und dem Richtmikrofon $d_{\text{mess}} = 80 \text{ cm}$. Auch im Praxiseinsatz ist aus Sicherheitsgründen (Personenschutz), je nach zu analysierender elektrischer Komponente, mindestens die genannte Messdistanz einzuhalten. Beeinflussende Faktoren werden daher für diese Messdistanz analysiert und der Einfluss einer höheren Messdistanz auf resultierende Messwerte in Abschnitt 3.1.5 untersucht.

Von den in Abschnitt 3.1.1 dargestellten relevanten Fehlstellen können mit einer direkten Schalldetektion die Fehlstellen detektiert werden, die sich nicht hinter einer Kapselung befinden und nicht den „inneren Teilentladungen“ zuzuordnen sind. Die Detektierbarkeit ist daher abhängig von der Fehlstelle. Als Nachweis für Teilentladungen wird eine konventionelle Teilentladungsmessung gemäß [67] parallel zu der akustischen Teilentladungsdetektion durchgeführt und so – auf Vergleichsbasis – die Detektionsfähigkeit der akustischen Teilentladungsdetektion nachgewiesen (siehe Abschnitt 3.1.8).

Bei vorhandenen Kapselungen wird nicht die von der Teilentladungsquelle ausgesendete akustische Welle detektiert, sondern deren Reflexionen. Dadurch liegt zumeist eine Dämpfung der akustischen Wellen vor und die Messresultate werden in Bezug auf den realen Teilentladungspegel verfälscht. Somit kann die Fehlstelle nicht eindeutig lokalisiert werden. In den Laboruntersuchungen an den prinzipiellen Laboraufbauten wird daher gewährleistet, dass die Analyse und Interpretation der Messwerte auf der direkten Detektion der akustischen Wellen basieren.

Detektion über Ultraschallaufnehmer

Die akustische Teilentladungsdetektion über Ultraschallaufnehmer ist immer dann zu verwenden, wenn aufgrund von Metallkapselungen keine direkte Detektion der akustischen Wellen mit einem Richtmikrofon möglich ist. Zu den metallgekapselten MS-Anlagen zählen bspw. moderne luftisolierte MS-Schaltanlagen, deren Türen ohne Freischaltmaßnahmen aufgrund der herstellerseitigen Verriegelung nicht zu öffnen sind, oder gasisolierte, einfach gekapselte MS-Schaltanlagen. Wie in [32] für gasisolierte Hochspannungsschaltanlagen beschrieben, lässt sich auch für MS-Anlagen ein ähnliches, jedoch deutlich kostengünstigeres und einfacheres Verfahren verwenden. Prinzipiell wird bei beiden Verfahren (vgl. Abschnitt 2.2.2) die auf die Metallkapselung übertragene akustische Welle detektiert.

Im Rahmen der Laboruntersuchungen erfolgt die Messung an realen MS-Anlagen (hier MS-Schaltanlagen). Ein Nachbau von relevanten Fehlstellen in einem prinzipiellen Laboraufbau ist nicht zielführend, da nicht alle in der Praxis relevanten Einflüsse ausreichend genau nachgebildet werden können. In die MS-Schaltanlagen werden daher realitätsgerechte Fehlstellen eingebaut und die Detektierbarkeit mit dem zur Verfügung stehenden Ultraschallaufnehmer untersucht. Dieser wird direkt an der metallischen und magnetischen Kapselung der MS-Schaltanlage angebracht.

Detektierbare Fehlstellen unter Einsatz von Ultraschallaufnehmern lassen sich den äußeren Teilentladungen zuordnen, obwohl sie sich hinter einer Kapselung, jedoch nicht innerhalb eines Isolierstoffes, befinden. Eine Anwendung an doppelt gekapselten MS-Anlagen, wie bspw. gasisolierten MS-Schaltanlagen, ist meist nicht möglich. Der Gasraum dieser Anlagen ist häufig nicht zugänglich und/oder nicht magnetisch, sodass eine akustische Teilentladungsdetektion dort nicht durchgeführt werden kann. Eine von einer Teilentladungsquelle ausgesendete akustische Welle wird bei doppelt gekapselten MS-Schaltanlagen nur auf die innere Kapselungshülle übertragen, nicht jedoch auf die äußere (vgl. theoretische Zusammenhänge in Abschnitt 2.2.2).

Die weiteren Unterschiede hinsichtlich Detektionsfähigkeit und Ortungsgenauigkeit zwischen den beiden Verfahren zur akustischen Teilentladungsdetektion (Richtmikrofon und Ultraschallaufnehmer) werden in Abschnitt 3.1.6 analysiert.

3.1.3 Untersuchungen an prinzipiellen Laboraufbauten

Für die Untersuchung an prinzipiellen Laboraufbauten werden die in Abschnitt 3.1.1 aufgeführten „Spitzen auf Hochspannungspotential“, „Spitzen auf Erdpotential“ und „Oberflächenentladungen“ betrachtet (prinzipieller Aufbau am Beispiel für „Oberflächenentladungen“ vgl. Abbildung 64 in Anhang 10.1.2). Anhand dieser werden Erkenntnisse über relevante, einflussnehmende Faktoren auf die akustische Teilentladungsdetektion gewonnen. Daraus können wiederum Rückschlüsse für den Praxiseinsatz der Messverfahren gezogen werden. Darüber hinaus ist mit den prinzipiellen Laboraufbauten eine Analyse von Teilentladungen bei unterschiedlichen Isolationsabständen und Spannungen möglich, ohne dass eine Schädigung der Isolierstoffe von realen MS-Anlagen auftritt. Schädigungen erzeugen zusätzlich Teilentladungen und können so die weitere Detektion beeinflussen.

Laboruntersuchungen „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Spitzen auf Erdpotential“

Zuerst werden die Laboruntersuchungen „Spitzen auf Hochspannungspotential“ mit einem Richtmikrofon durchgeführt. Zusätzlich werden „Spitzen auf Erdpotential“ untersucht, da hier ähnliche Wirkzusammenhänge hinsichtlich des Teilentladungsverhaltens zu erwarten sind. In Abbildung 12 ist dazu für beide Laboruntersuchungen der akustisch gemessene Teilentladungspegel, bezogen auf den Teilentladungspegel kurz vor einem Durchschlag, über verschiedene, auf die Durchschlagspannung bezogene, Spannungen dargestellt. Zusätzlich werden unterschiedliche Isolationsabstände zwischen Spitze und Platte berücksichtigt.

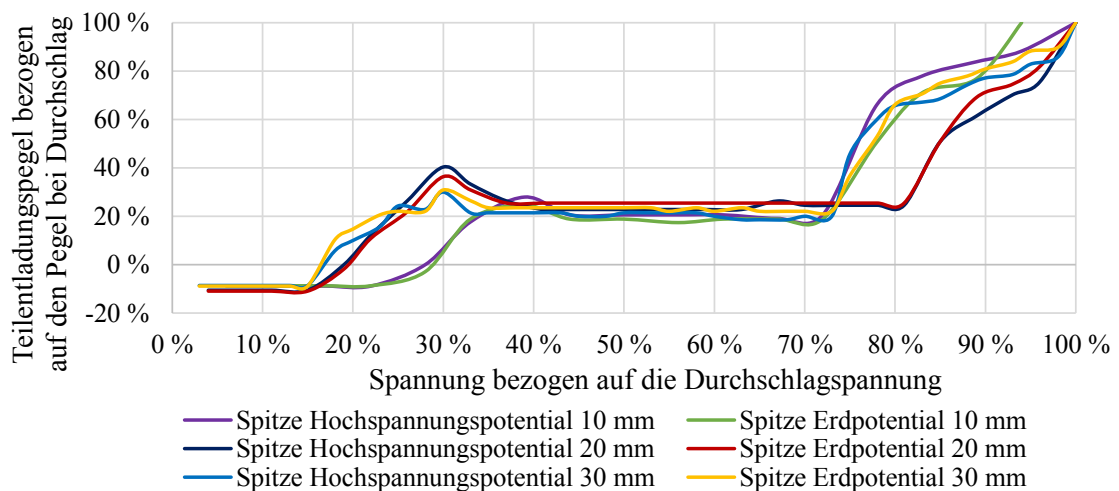


Abbildung 12: Akustischer Teilentladungspegel über der Spannung für die prinzipiellen Laboraufbauten für „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Spitzen auf Erdpotential“

Wie in Abbildung 12 ersichtlich, weisen „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Spitzen auf Erdpotential“ sehr ähnliche charakteristische Verläufe des Teilentladungspegels mit steigender Spannung (Erhöhung der Feldstärke an den Spitzen) für gleiche Abstände zwischen der Spitze und der Platte auf. Somit kann festgehalten werden, dass deren Eigenschaften bei akustischer Teilentladungsdetektion nahezu identisch sind. Die Analyse des charakteristischen Verlaufs des

Teilentladungspegels mit steigender Spannung erfolgt nachfolgend am Beispiel der Laboruntersuchungen für „Spitzen auf Hochspannungspotential“. Die Beschränkung auf diese Laboruntersuchungen kann im Weiteren aufgrund der nahezu deckungsgleichen Verläufe der Teilentladungspegel bei identischen Abständen zwischen Spitze und Platte (vgl. Abbildung 12) als ausreichend angesehen werden.

Im Folgenden werden die als repräsentativ identifizierten Laboruntersuchungen zu „Spitzen auf Hochspannungspotential“ weiter analysiert. Die untersuchten Varianten der „Spitzen auf Hochspannungspotential“ (Material der Spitzen, Isolationsabstände) können der Tabelle 12 in Anhang 10.1.1 entnommen werden. Hierbei werden unterschiedliche Materialien sowie verschiedene Spitzenradien, -längen und -durchmesser (vgl. auszugsweise Abbildung 8) betrachtet, sodass diese Einflüsse ebenfalls analysiert werden können. Die Länge der Spitze hat dabei einen direkten Einfluss auf die Isolationsabstände. Die generellen Auswirkungen von unterschiedlichen Isolationsabständen sind in der nachfolgenden Abbildung 13 dargestellt.

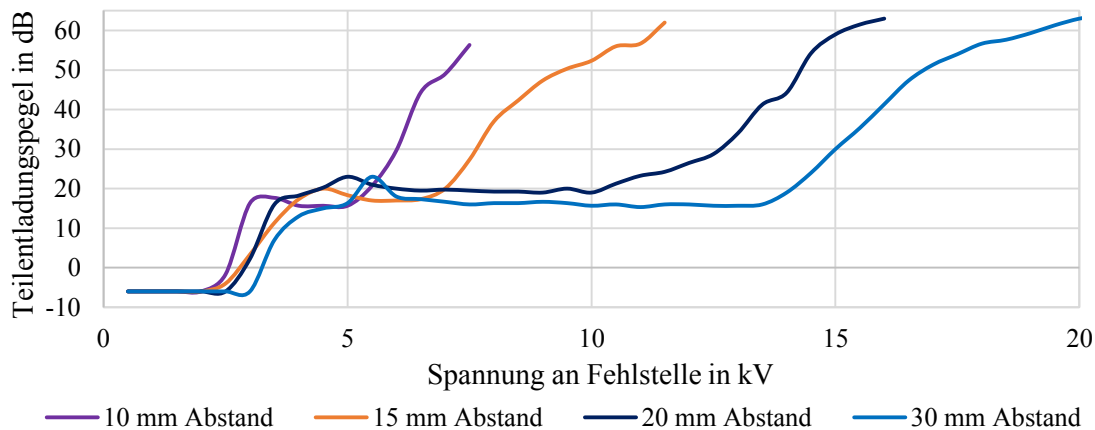


Abbildung 13: Teilentladungsverhalten der Labornadel (Labornadel 1; „Spitzen auf Hochspannungspotential“) für verschiedene Isolationsabstände

Abbildung 13 zeigt, dass bei geringeren Isolationsabständen zwischen einer Spitze und der geerdeten Gegenelektrode (Platte) der Teilentladungspegel (bei einer festen Spannung) ansteigt. Gleichzeitig sinkt die Durchschlagspannung (Endpunkte der Verläufe) aufgrund des sich erhöhenden elektrischen Feldes bei geringeren Isolationsabständen (vgl. Durchschlagspannung für einen Abstand von $d_{\text{Isolation}} = 10 \text{ mm}$ und $d_{\text{Isolation}} = 30 \text{ mm}$ in Abbildung 13). Der grundsätzliche Verlauf der Teilentladungspegel ist aber identisch. Nach Überschreiten der Teilentladungseinsetzspannung (Spannung, bei der erste Teilentladungen auftreten) steigt der akustisch detektierbare Teilentladungspegel mit steigender Spannung sprunghaft an. Die Teilentladungseinsetzspannung steigt mit zunehmenden Isolationsabständen nicht linear, sondern nur geringfügig an. Dies ist mit dem hohen Inhomogenitätsgrad, den sich ausbildenden Raumladungsfeldern sowie wirksamen Oberflächeneffekten an den Elektroden zu begründen, wobei hierfür keine exakten theoretischen Zusammenhänge abgeleitet werden können [33]. Nach dem sprunghaften Anstieg bei Überschreiten der Teilentladungseinsetzspannung bleibt der

akustisch detektierbare Teilentladungspegel über einen gewissen Spannungsbereich, der abhängig vom Isolationsabstand ist, konstant. Dieses Phänomen lässt sich durch die Korona- bzw. Raumladungsstabilisierung erklären [105, 106, 107]. Der anfänglich steile Anstieg sowie das „Überschwingen“, bevor sich ein über einen weiten Spannungsbereich nahezu konstanter Teilentladungspegel einstellt, stellen das Verhalten bei „Ausbruchsentladung“ dar [105]. Der Teilentladungspegel steigt erst bei weiterer Spannungssteigerung an, sodass es letztendlich zu einem Durchschlag kommen kann [107]. Letztgenannter Anstieg kann aus dem steigenden elektrischen Feld abgeleitet werden, wodurch weitere Elektronen in der Isolationsstrecke generiert werden. Diese lagern sich anschließend nicht mehr in dem Raumladungsbereich vor der Spitze an, sondern werden im hohen elektrischen Feld weiter beschleunigt. Dies wird auch in Abbildung 13 durch den steilen Anstieg der einzelnen Kurven für gesteigerte Spannungen deutlich.

Aufgrund des Verlaufs der Teilentladungspegel für unterschiedliche Isolationsabstände in Abbildung 13 und den zuvor dargestellten Zusammenhängen für „Spitzen auf Hochspannungspotential“ bzw. „Spitzen auf Erdpotential“, kann das Verhalten der Teilentladungen auf alle in der Praxis eingesetzten MS-Anlagen übertragen werden. Die Spannungsebene ist vom Verlauf des Teilentladungspegels unabhängig, da die herstellerseitigen Isolationsabstände der MS-Anlagen mit zunehmender Spannungsebene ebenfalls zunehmen. Ausschließlich die resultierenden Isolationsabstände bei einer vorliegenden Fehlstelle haben eine Auswirkung auf den detektierbaren Teilentladungspegel, nicht jedoch auf dessen grundsätzlichen Verlauf. Bei größerem Isolationsabstand und bei gleicher Ausprägung der Fehlstelle ist mit einer höheren Teilentladungseinsetzspannung zu rechnen. Zudem liegt bei größerem Isolationsabstand eine höhere Durchschlagspannung vor, sodass auch der steile Anstieg des Teilentladungspegels bei gesteigerter Spannung erst später erfolgt, wie in Abbildung 13 zu erkennen ist.

Die Analysen weiterer „Spitzen auf Hochspannungspotential“ zeigen, dass sich die grundsätzlichen Verläufe auch für unterschiedliche Spitzenarten (Materialien, Spitzenradien, -längen, -durchmesser) ähneln. Für die Vergleichbarkeit der einzelnen Laboruntersuchungen zur Analyse des Teilentladungspegels bei unterschiedlichen Spannungen werden die erzielten Messwerte jeweils auf die Durchschlagspannung normiert. Somit wird eine Vergleichbarkeit der Messresultate, die aus Untersuchungen mit unterschiedlichen Spitzenarten und variablen Isolationsabständen resultieren, geschaffen. Die Isolationsabstände können dabei durch Anpassungen im prinzipiellen Laboraufbau konstant gehalten werden. Damit wird der Vergleich der Teilentladungseigenschaften unterschiedlicher Spitzen bei identischen Isolationsabständen möglich. Exemplarisch für alle Laboruntersuchungen „Spitzen auf Hochspannungspotential“ sind in der nachfolgenden Abbildung 14 die Teilentladungsverläufe fünf unterschiedlicher Nadeln (Materialien, Spitzenradien, -längen, -durchmesser) bei je zwei unterschiedlichen Isolationsabständen $d_{\text{Isolation}}$ über der relativen Spannung (Spannung, bezogen auf die Durchschlagspannung) dargestellt.

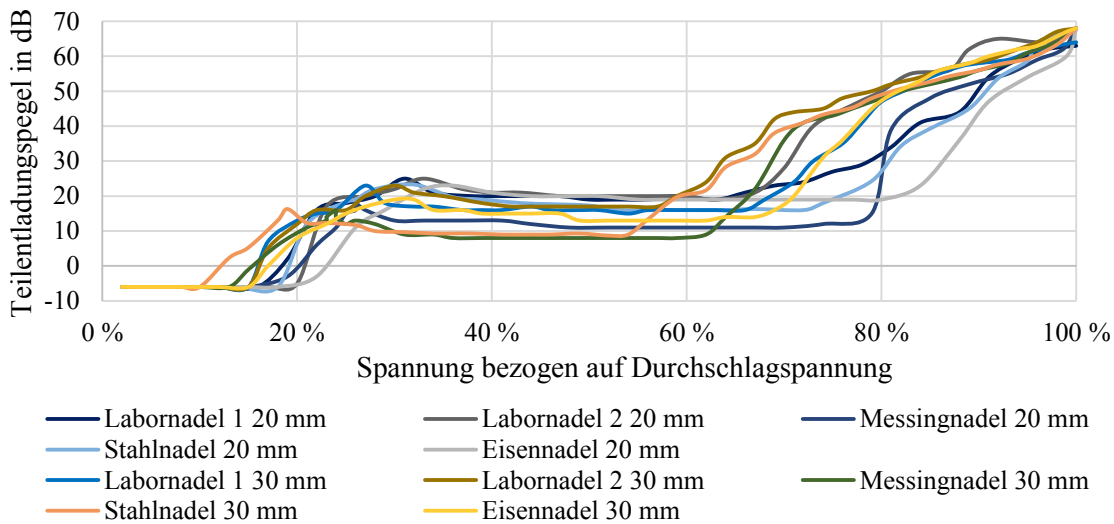


Abbildung 14: Teilentladungsverhalten „Spitzen auf Hochspannungspotential“ für unterschiedliche Spitzen und Isolationsabstände bezogen auf die Spannung

Die einzelnen Messreihen der in Abbildung 14 dargestellten Verläufe streuen untereinander geringfügig. Dennoch kann der grundsätzlich identische Verlauf der Teilentladungspegel eindeutig nachgewiesen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei der praktischen Anwendung des Messverfahrens keine Rückschlüsse auf die Materialien der Spitze sowie den Isolationsabstand gezogen werden können. Eine differenzierte Betrachtung der einzelnen Teilentladungsverläufe ist im Folgenden für die Übertragung auf die praktische Anwendung nicht zielführend. Eine ganzheitliche Auswertung der einzelnen Teilentladungsverläufe über geeignete statistische Verfahren ist notwendig, um eine Bewertung der gemessenen Teilentladungspegel hinsichtlich der einhergehenden Dringlichkeit der Mängelbeseitigung durchführen zu können. Als geeignetes statistisches Verfahren hat sich zur Ermittlung der Gesamtkurve für das Teilentladungsverhalten der „Spitzen auf Hochspannungspotential“ die Berechnung des Medians erwiesen. Der Median gewährleistet, dass einzelne Messabweichungen (Ausreißer mit deutlichen Abweichungen) bei Mehrfachmessungen das Gesamtergebnis im Mittel nicht zu stark verzerren. Daraus resultiert eine nur geringe mittlere Abweichung (rund 5 %) der jeweiligen Einzelmesswerte zur über den Median berechneten Gesamtkurve. Die sich ergebende Gesamtkurve aus mehr als 1500 Einzelmessungen ist in Abbildung 15 dargestellt.

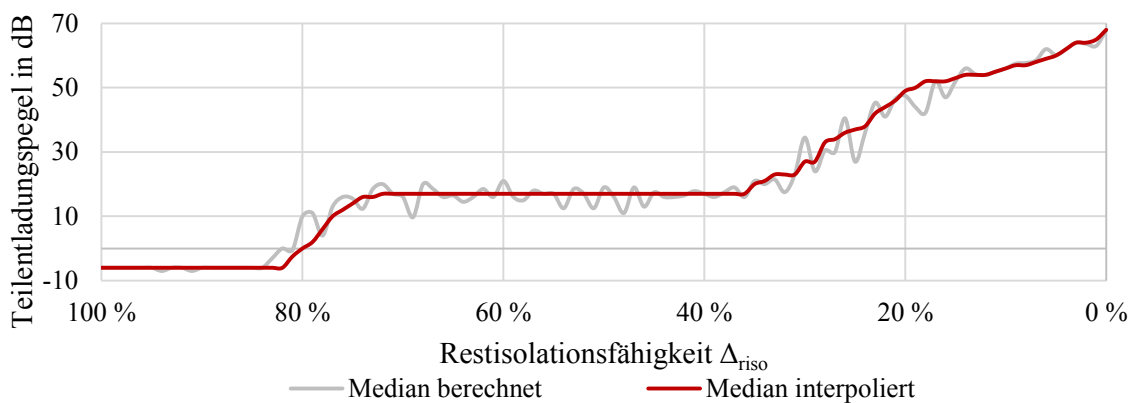


Abbildung 15: Gesamtkurve des Teilentladungsverhaltens bezogen auf die Restisolutionsfähigkeit für „Spitzen auf Hochspannungspotential“

Im Unterschied zu den vorherigen Darstellungen ist in Abbildung 15 der Teilentladungspegel nun über der Restisolationsfähigkeit Δ_{riso} und nicht über der Spannung aufgetragen. Die Restisolationsfähigkeit stellt die für weitere Betrachtungen zielführende Größe dar, über die eine Beurteilung der verbleibenden Isolationsfähigkeit der MS-Anlagen getroffen werden kann. Die Restisolationsfähigkeit Δ_{riso} errechnet sich gemäß nachstehend aufgeführter Formel 3.1:

$$\Delta_{\text{riso}} = 1 - \frac{U}{U_{\text{Durchschlag}}} \quad (3.1)$$

- mit: Δ_{riso} - Restisolationsfähigkeit in %
 U - Spannung an untersuchter Fehlstelle in V
 $U_{\text{Durchschlag}}$ - Durchschlagspannung für untersuchte Fehlstelle in V

In Abbildung 15 ist zum einen der Verlauf des Teilentladungspegels als berechneter Median, zum anderen als interpolierter Datensatz über der Restisolationsfähigkeit dargestellt. Die Interpolation der Daten ist notwendig, um eine eindeutige Zuordnung von gemessenen Teilentladungspegeln zu der Restisolationsfähigkeit zu erhalten. Der grundsätzliche, akustisch gemessene Teilentladungsverlauf entspricht den charakteristischen Kurven der Teilentladungsintensitäten über der Spannung für eine Koronaentladung nach [33].

Laboruntersuchungen „Oberflächenentladungen“

Laboruntersuchungen werden ebenfalls für „Oberflächenentladungen“ durchgeführt. Anhand deren Teilentladungspegel sollen darauf aufbauend in Abschnitt 3.1.7 geeignete Grenzwerte hinsichtlich der resultierenden Dringlichkeit der Mängelbeseitigung abgeleitet werden. Um mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion für „Oberflächenentladungen“ eine Aussage bezüglich des Teilentladungsverlaufs bis zu einem Durchschlag treffen zu können, werden diese mit unterschiedlichen Elektroden und verschiedenen Isolierstoffen näher untersucht (beispielhafter prinzipieller Laboraufbau in Abbildung 64 in Anhang 10.1.2). Dazu dienen als Elektroden verschiedene „kleine Kugeln“, „große Kugeln“ und „Flachelektroden“ (vgl. Abbildung 65 in Anhang 10.1.2) sowie als Isolierstoffe differente Pertinax- und Kunststoffplatten mit unterschiedlichen Abmessungen (vgl. Abbildung 66 in Anhang 10.1.2).

Insgesamt liegen mehr als 1400 Einzelmesswerte den Untersuchungen zugrunde, die – wie auch bei den „Spitzen auf Hochspannungspotential“ – eine Streuung aufweisen. Mit Hilfe der Berechnung des Medians aus den Einzelmesswerten kann wiederum ein repräsentativer Verlauf für „Oberflächenentladungen“ in Bezug auf die Restisolationsfähigkeit Δ_{riso} ermittelt werden. Die Resultate sind in Abbildung 16 dargestellt.

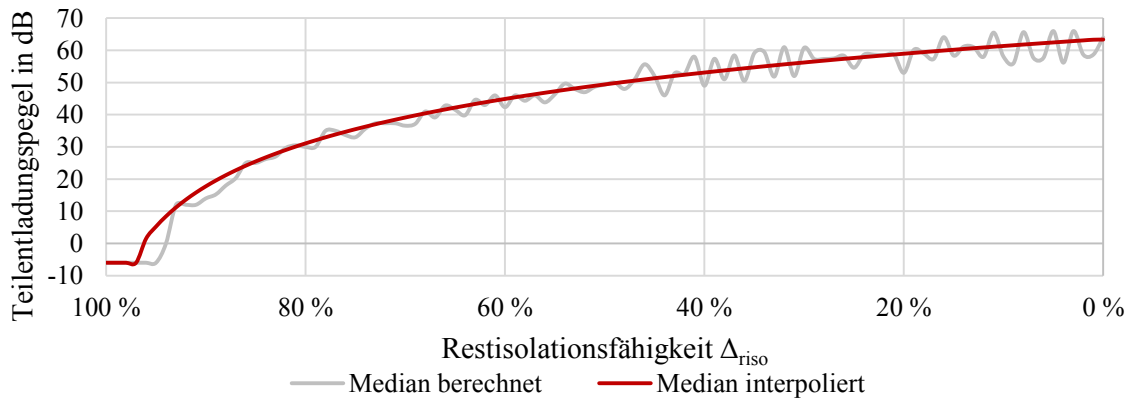


Abbildung 16: Gesamtkurve des Teilentladungsverhaltens bezogen auf die Durchschlagspannung für „Oberflächenentladungen“

Abbildung 16 zeigt die Kurve für den Verlauf des berechneten und des interpolierten Medians. Auch hier ist nur bei letztgenanntem Kurvenverlauf eine eindeutige Zuordnung des gemessenen Teilentladungspegels zu der verbleibenden Restisolutionsfähigkeit Δ_{riso} möglich.

Der sich ergebende Verlauf der „Oberflächenentladungen“ entspricht den hierfür charakteristischen Kurven nach [33], die für die umgesetzte scheinbare Ladung Q_{Schein} an der Fehlstelle herangezogen werden können. Die einzelnen Verläufe der unterschiedlichen Anordnungen von Elektroden und Isolierstoffen, die in die Berechnung des Medians eingeflossen sind, können der Abbildung 67 in Anhang 10.1.3 entnommen werden.

Der Vergleich der Laboruntersuchungen „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Oberflächenentladungen“ ist in Abschnitt 3.1.7 zu finden, in dem die Resultate hinsichtlich des Handlungsbedarfes und insbesondere der zeitlichen Komponente (Dringlichkeit) der Mängelbeseitigung beurteilt werden.

3.1.4 Untersuchungen an realen Mittelspannungsanlagen

Neben den zuvor dargestellten Untersuchungen an prinzipiellen Laboraufbauten, die den Idealzustand für die akustische Teilentladungsdetektion (keine Reflexionen, keine Beugung der akustischen Wellen an zusätzlichen Teilkomponenten) darstellen, werden Analysen an realen MS-Anlagen⁵ (gealterte MS-Schaltanlagen) durchgeführt. Dazu werden in MS-Anlagen künstliche Fehlstellen (vgl. Abschnitt 3.1.1) eingebracht. Durch den Aufbau der MS-Schaltanlagen ist, je nach Platzierung der Fehlstelle, mit einer Reflexion der durch die Teilentladungen erzeugten akustischen Wellen zu rechnen, die direkt in die Ergebnisse dieser Untersuchungen einfließen. Im Gegensatz zu den vorhergehenden Untersuchungen an prinzipiellen Laboraufbauten wird bei den Untersuchungen an MS-Anlagen mit eingebauten realitätsgerechten Fehlstellen von der Erzeugung von Durchschlägen abgesehen, um deren Isolierstoffe und Teilkomponenten bei häufigen Versuchswiederholungen nicht zu schädigen. Nur so können repräsentativ vergleichbare Ergebnisse erzielt werden. Die Analysen werden im Bereich der

⁵ Mit Hilfe der prinzipiellen Laboraufbauten können nur die Untersuchungen für ortsfeste Fehlstellen durchgeführt werden, nicht jedoch für bewegliche oder spezielle Fehlstellen, die realitätsgerecht nur direkt in MS-Anlagen nachgebildet werden können. Für diese ist eine Reduktion auf prinzipielle Laboraufbauten nicht möglich. Dies betrifft die „Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte“, „Oberflächenentladungen/Verbindungskabel“, „Verschmutzungen“, „Spinnweben“, „freie Potentiale“ und „Partikel auf Erdpotential“.

Bemessungsspannung der MS-Anlage bis zu einer Spannungssteigerung um den Faktor $\Delta u_{\text{Erdschluss}} = \sqrt{3}$ (Erdschlussfall eines kompensiert betriebenen Netzes [33]) betrachtet.

Zu den realen Fehlstellen zählen die in Abbildung 9 dargestellten Ablösungen an Schaltkontakten zur Erzeugung der „Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte“, die „Verschmutzungen“, die „Spinnweben“, die in Abbildung 10 aufgezeigten Partikel zur Erzeugung „freier Potentiale“ und „Partikel auf Erdpotential“ sowie die Unterschreitung notwendiger Isolationsabstände zwischen den in der Abbildung 17 gezeigten Verbindungskabeln („Oberflächenentladungen/Verbindungskabel“).

Laboruntersuchung „Oberflächenentladungen/Verbindungskabel“

In Abbildung 17 sind die Verbindungskabel, die vor allem in MS-Anlagen vom Typ Minor und Mipak – aufgrund deren Baugröße – der Verbindung der Sammelschiene mit den HH-Sicherungen des Transformators dienen, dargestellt.

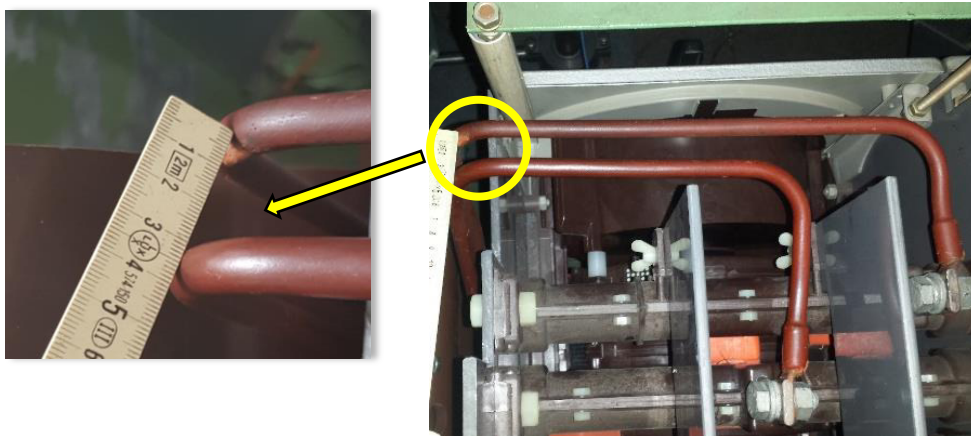


Abbildung 17: Verbindungskabel Sammelschiene zu HH-Sicherungen im ordnungsgemäßen Betriebszustand

Die Isolation der Verbindungskabel ist dabei für die Bemessungsspannung nicht spannungsfest, weshalb ein zusätzlicher Isolationsabstand in Form einer Luftstrecke von $d_{\text{Luft}} = 3 \text{ cm}$ für einen teilentladungsfreien Betriebszustand notwendig ist (siehe Abbildung 17 links). Wenn der notwendige Isolationsabstand unterschritten wird (Fehlstelle), entstehen Teilentladungen, die „Oberflächenentladungen“ (hervorgerufen durch einen zu geringen Isolationsabstand; „Oberflächenentladungen/Verbindungskabel“) zugeordnet werden können. Diese Fehlstelle ist in einer bei einem Verteilungsnetzbetreiber untersuchten Anlage detektiert worden und wird daher auch in den Laboruntersuchungen gezielt für weitere Analysen nachgebildet. Dabei wird der Isolationsabstand zwischen den Kabeln verkleinert und jeweils die akustischen Teilentladungspegel bei Bemessungsspannung und bei Spannungssteigerung (Erdschlussfall) untersucht. Die Resultate sind in Abbildung 18 dargestellt.

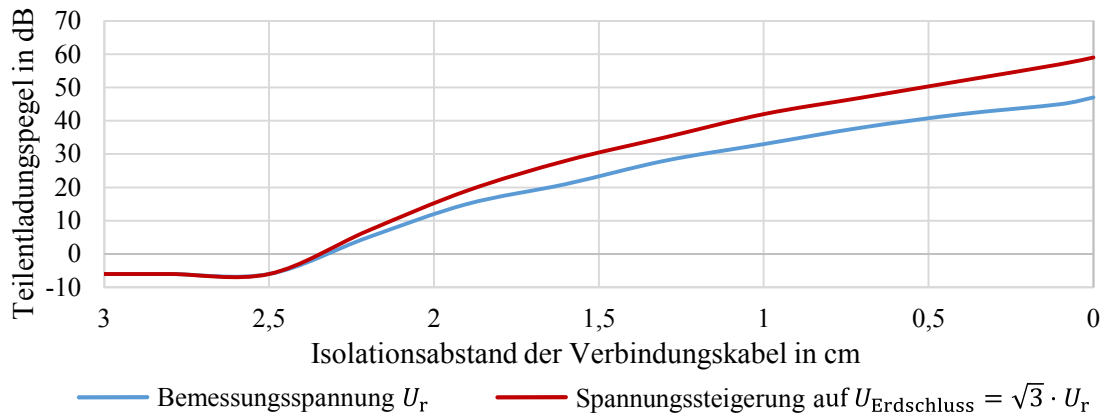


Abbildung 18: Teilentladungspegel an Verbindungskabeln für unterschiedliche Isolationsabstände

Anhand der Ergebnisse in Abbildung 18 wird deutlich, dass bei Unterschreiten der Isolationsstrecke von $d_{\text{Luft}} = 2,5$ cm Teilentladungen auftreten. Die in den Laboruntersuchungen parallel durchgeführte konventionelle Teilentladungsmessung nach [67] bestätigt das Auftreten der Teilentladungen. Die detektierbaren Teilentladungspegel verstärken sich dabei mit abnehmendem Abstand zwischen den Verbindungskabeln und liegen bei Spannungssteigerung auf $U_{\text{Erdschluss}} = \sqrt{3} \cdot U_r$ erwartungsgemäß über den Pegeln bei Bemessungsspannung. Es zeigt sich außerdem, dass selbst bei Spannungssteigerung um den Faktor $\Delta u_{\text{Erdschluss}} = \sqrt{3}$ kein Durchschlag auftritt, selbst wenn die Isolationsstrecke zwischen den beiden Verbindungskabeln vollständig reduziert wird. Jedoch lässt sich visuell eine zunehmende Erosion der Verbindungskabel an der Teilentladungsquelle feststellen, die verdeutlicht, dass Isolationsmaterialien durch Teilentladungen beschädigt werden und somit mittelfristig mit einem Durchschlag zu rechnen ist.

Laboruntersuchung „Verschmutzungen“

Teilentladungen in MS-Anlagen werden in der Praxis vielfach auf „Verschmutzungen“ durch Staub zurückgeführt, weshalb dieser Einfluss nachfolgend ebenfalls analysiert werden soll. Der Verschmutzungsgrad wird dabei durch Hausstaub in unterschiedlichen Ausprägungen simuliert, indem dieser in der Nähe von leitfähigen Teilkomponenten eingebracht wird (vgl. Abbildung 11). Um darüber hinaus den Einfluss von zusätzlicher Feuchtigkeit zu untersuchen, werden die „Verschmutzungen“ mit Staub in den unterschiedlichen Ausprägungen befeuchtet. Die zahlreichen Labortests zeigen, dass durch die „Verschmutzungen“ mit Staub sowohl im trockenen als auch im befeuchteten Zustand keine Teilentladungen detektiert werden können, wie auch die konventionelle Teilentladungsmessung nach [67] bestätigt. Erst durch Hinzufügen von leitfähigen Partikeln (Graphitstaub, Kupferspäne, Aluminiumspäne) entstehen Teilentladungen, die jedoch nicht auf den Staub selbst, sondern auf das Vorliegen der leitfähigen Partikel zurückzuführen sind. Dies zeigen auch die Analysen der Laboruntersuchungen zu „freien Potentialen“ und zu „Partikeln auf Erdpotential“.

Laboruntersuchung „Spinnweben“

Neben den „Verschmutzungen“ mit Staub in MS-Anlagen werden in der Praxis Teilentladungen auf vorhandene „Spinnweben“ an oder in der Nähe von spannungsführenden Teilen zurückgeführt. Daher wird der Einfluss von „Spinnweben“ auf die Isolationsfähigkeit an realen MS-Anlagen überprüft. Hierzu werden an spannungsführenden Komponenten der MS-Anlagen Teile von „Spinnweben“ angebracht, die zusätzlich auch im befeuchteten Zustand untersucht werden. Die Resultate der Laboruntersuchungen sind in Abbildung 19 dargestellt.

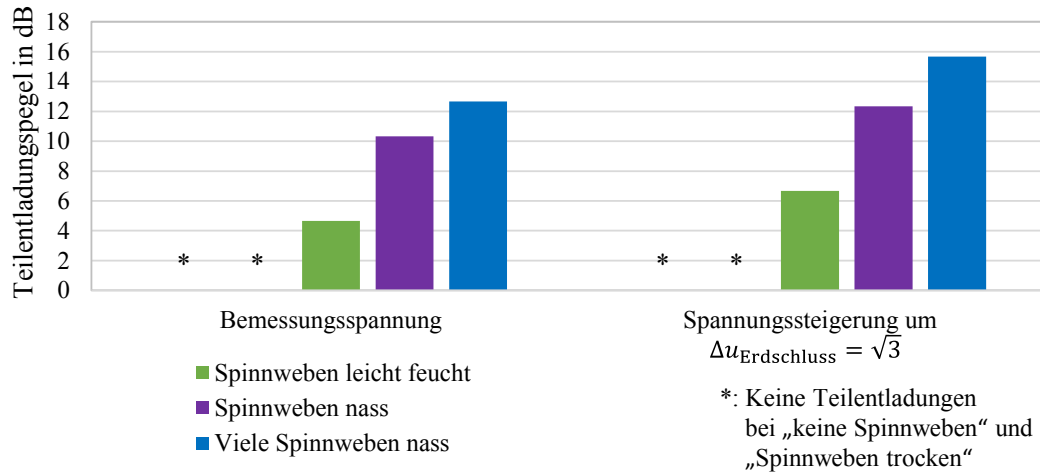


Abbildung 19: Teilentladungspegel bei vorliegenden „Spinnweben“ unterschiedlicher Ausprägungen

Im trockenen Zustand lassen sich an den „Spinnweben“ keine Teilentladungen detektieren. Dagegen entstehen durch deren Befeuchtung, die den Niederschlag von Luftfeuchtigkeit an selbigen repräsentiert, Teilentladungen. Diese können sowohl akustisch als auch konventionell nach [67] ermittelt werden. Zudem richten sich die befeuchteten „Spinnweben“ im elektrischen Feld aus. Hierdurch verringern sich die Isolationsstrecken, sodass letztendlich, in Abhängigkeit der Ausprägung der „Spinnweben“, ein Durchschlag auftreten kann. Die detektierbaren Teilentladungspegel erhöhen sich wiederum mit der anliegenden Spannung (bzw. dem daraus resultierenden elektrischen Feld), aber auch mit dem Grad der zugeführten Feuchtigkeit sowie der Anzahl der eingebrachten „Spinnweben“ (vgl. Abbildung 19). Hieran wird deutlich, dass „Spinnweben“ im Gegensatz zu Staub leitfähig sind und somit zu Durch- bzw. Überschlügen in MS-Anlagen führen können.

Laboruntersuchungen „freie Potentiale“ und „Partikel auf Erdpotential“

Für die Laboruntersuchungen von „freien Potentialen“ sowie von „Partikeln auf Erdpotential“ werden die Partikel an geeigneten Positionen in der MS-Anlage platziert. Für die „freien Potentiale“ liegen die relevanten Positionen in der Nähe von Kontaktstellen, da dort durch den Abrieb an Kontakten vermehrt leitfähige Partikel auftreten können. Für „Partikel auf Erdpotential“ sind Positionen an geerdeten Gehäuseteilen in der Nähe spannungsführender Teile relevant. Die resultierenden Verläufe der akustischen Teilentladungsdetektion der „freien Potentiale“ und der „Partikel auf Erdpotential“ sind in Anhang 10.1.3 in Abbildung 68 dargestellt.

Die Partikel, die sich auf Erdpotential befinden, richten sich im elektrischen Feld aus. Es entstehen scharfkantige Spitzen, welche sich ähnlich der „Spitzen auf Erdpotential“ verhalten. Mit zunehmender Partikelgröße können höhere Teilentladungspegel detektiert werden. Durch Ausrichtung der Partikel im elektrischen Feld entstehen bei größeren Partikeln geringere Isolationsabstände zwischen Erd- und Hochspannungspotential als bei kleinen Partikeln. Berücksichtigt werden muss, dass ab einer gewissen Größe der Partikel deren Masse, die zudem materialabhängig ist, zu groß wird und ein Ausrichten im elektrischen Feld daher nicht erfolgt. Die Ausrichtung kann nicht näher spezifiziert werden, da diese feldstärkenabhängig ist.

Bei Vorliegen von „freien Potentialen“ treten, bedingt durch die Bewegung („Hüpfen“) der Partikel, Teilentladungen auf. Diese Bewegungen können letztendlich zu einem Durchschlag führen, da notwendige Isolationsstrecken bei Vorliegen mehrerer Partikel teilweise überbrückt werden können. Die Bewegung der Partikel hängt, wie auch deren Ausrichtung, maßgeblich von der Größe und der Masse der Partikel ab. Bei „freien Potentialen“ gilt, dass je kleiner die Partikel werden, desto stärker nimmt deren Beweglichkeit im elektrischen Feld zu. Daraus ergeben sich mit abnehmender Größe höhere detektierbare Teilentladungspegel. Es liegt ein konträres Verhalten zu den „Partikeln auf Erdpotential“ vor.

Laboruntersuchungen „Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte“

Für „Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte“ („Oberflächenentladungen“ hervorgerufen durch Kontaktablösungen), die in Abbildung 9 in unterschiedlichen Ausprägungen aufgezeigt sind, wird ebenfalls die akustische Teilentladungsdetektion angewandt. Dabei zeigt sich, dass sowohl mit stärker ausgeprägten Ablösungen als auch mit steigender Spannung die akustisch detektierbaren Teilentladungspegel zunehmen. Diese Zusammenhänge sind in Anhang 10.1.3 in Abbildung 69 dargestellt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Teilentladungen sowohl in den prinzipiellen Laboraufbauten („Spitzen auf Hochspannungspotential“, „Spitzen auf Erdpotential“ „Oberflächenentladungen“) als auch an realen MS-Anlagen („Oberflächenentladungen/Verbindungskabel“, „Spinnweben“, „freie Potentiale“, „Partikel auf Erdpotential“ und „Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte“) mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion ermittelt werden können. Die Laboruntersuchungen an den realen MS-Anlagen zeigen zudem, dass „Verschmutzungen“ als Ursache für Teilentladungen ausgeschlossen werden können, sofern keine leitfähigen Partikel in den „Verschmutzungen“ enthalten sind. Die Fehlermuster in den untersuchten realen MS-Anlagen entsprechen denen der prinzipiellen Laboruntersuchungen. Ebenfalls konnten die charakteristischen Verläufe der akustisch detektierbaren Teilentladungspegel aus den prinzipiellen Laboraufbauten in den realen MS-Anlagen identifiziert werden. Somit ist eine Übertragung der durchgeführten Laboruntersuchungen auf die Praxisanwendung möglich. Eine Beurteilung des detektierten Teilentladungspegels hinsichtlich der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung erfolgt in Abschnitt 3.1.7.

3.1.5 Berücksichtigung der Messdistanz

Die Laboruntersuchungen zeigen, dass die akustisch mit einem Richtmikrofon detektierten Teilentladungspegel maßgeblich von der Messdistanz (Distanz zwischen Teilentladungsquelle und Messsensor des Richtmikrofons) beeinflusst werden. Je nach MS-Anlage variieren die erzielbaren minimalen Messdistanzen durch deren Bauform und Bauart. So ergeben sich bspw. bei MS-Schaltanlagen in Umspannwerken (MS-Anlagen) bauartbedingt Messdistanzen für alle Sammelschienenkomponenten von rund drei bis vier Metern. Die Messdistanz ist daher zur Wahrung der Vergleichbarkeit von detektierten Teilentladungspegeln zu berücksichtigen und in den Laboruntersuchungen zu analysieren. Daher werden verschiedene Fehlstellen und deren Variationen, sowohl in prinzipiellen Laboraufbauten als auch in realen MS-Anlagen (MS-Schaltanlagen), in Abhängigkeit von der Messdistanz untersucht [52, 54]. Die minimal mögliche Messdistanz ergibt sich, wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, zu $d_{\text{mess,min}} = 80$ cm. Die maximale Messdistanz wird auf $d_{\text{mess,max}} = 4$ m beschränkt. Diese kann als ausreichend angesehen werden, wie vorherige Ausführungen zeigen.

Der Verlauf des Teilentladungspegels über der Messdistanz wird aus der Analyse verschiedener Messreihen für „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Oberflächenentladungen“ mit einer schrittweisen Erhöhung der Messdistanz um $\Delta d_{\text{mess}} = 10$ cm ermittelt. Aus der Regressionsanalyse der Messreihen resultiert der in Abbildung 20 dargestellte Verlauf des akustisch detektierbaren Teilentladungspegels bezogen auf den Messwert bei $d_{\text{mess,min}} = 80$ cm über der Messdistanz.

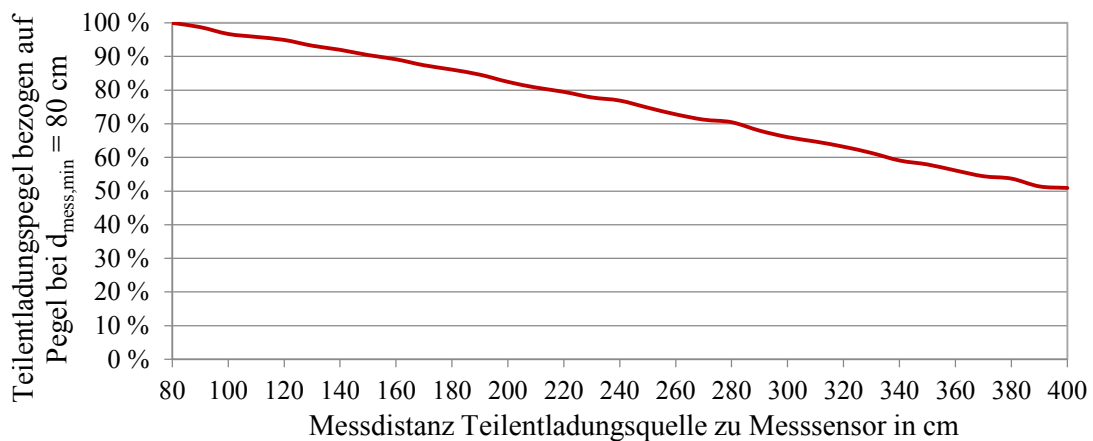


Abbildung 20: Verlauf des Teilentladungspegels über der Messdistanz [52, 54]

Anhand der in Abbildung 20 dargestellten Resultate wird deutlich, dass eine Berücksichtigung der Messdistanz bei der Auswertung eines akustisch ermittelten Teilentladungspegels erforderlich ist. Nur so ist eine Vergleichbarkeit von in unterschiedlicher Messdistanz ermittelten Teilentladungspegeln gegeben. Für eine Weiterverarbeitung der Messwerte ist der in Abbildung 20 dargestellte Verlauf, der in dem betrachteten Bereich einen nahezu linearen Zusammenhang zeigt, zu bestimmen.

Es ergibt sich die nachfolgende Formel 3.2 zur näherungsweisen Berechnung des Teilentladungspegels bezogen auf eine Messdistanz von $d_{\text{mess,min}} = 80 \text{ cm}$ [52, 54].

$$TE_{\text{real}} \approx \frac{TE_{\text{mess}}}{-0,0016 \cdot d_{\text{mess}} \cdot \frac{1}{\text{cm}} + 1,139} \quad (3.2)$$

- mit: TE_{real} - Messwert in einer Messdistanz von $d_{\text{mess,min}} = 80 \text{ cm}$ in dB
 TE_{mess} - Messwert in der Messdistanz d_{mess} in dB
 d_{mess} - Messdistanz in cm

In der Praxis sollte immer versucht werden – unter Einhaltung der notwendigen Sicherheitsabstände – eine akustische Teilentladungsdetektion mit einer möglichst geringen Messdistanz $d_{\text{mess,min}}$ durchzuführen. Eine Berechnung des Teilentladungspegels TE_{real} muss nur bei Messdistanzen von $d_{\text{mess}} > 150 \text{ cm}$ erfolgen, da ansonsten die Auswirkung der Messdistanz auf die typisch zu erwartenden Teilentladungspegel sehr gering ausfällt. Die Abnahme des Teilentladungspegels mit zunehmender Messdistanz für die einzelnen untersuchten Fehlstellen, die den in Abbildung 20 dargestellten Verlauf ergeben, ist in Abbildung 70 in Anhang 10.1.4 dargestellt.

3.1.6 Vergleich unterschiedlicher Messsensoren

In Abschnitt 3.1.2 werden die beiden praxisrelevanten Möglichkeiten zur Detektion äußerer Teilentladungen aufgeführt. Diese unterscheiden sich sowohl in der Sensitivität einer möglichen Teilentladungsdetektion als auch in Bezug auf die Ortungsgenauigkeit (OG). Zurückzuführen ist dies auf die Art des verwendeten Sensors und der damit verbundenen Detektionsweise (direkte Detektion mit einem Richtmikrofon, indirekte Detektion mit einem Ultraschallaufnehmer).

Die Ortung der Teilentladungsquelle mit einem Richtmikrofon basiert auf der Bündelung der akustischen Wellen durch den Parabolspiegel (siehe Abschnitt 2.2.2) und kann durch Variation der Ausrichtung des Richtmikrofons unter Berücksichtigung des sich maximal ergebenden Teilentladungspegels erfolgen.

Zur Analyse der Ortungsgenauigkeit wird die Veränderung des Teilentladungspegels bei Abweichung in horizontaler sowie vertikaler Richtung von der eigentlichen Teilentladungsquelle (TE-Quelle) an prinzipiellen Laboraufbauten untersucht und ist beispielhaft für eine „Oberflächenentladung“ in Abbildung 21 dargelegt. Durch diese Untersuchungen kann die Ortungsgenauigkeit für die akustische Teilentladungsdetektion mit einem Richtmikrofon nachgewiesen werden.

Der Ursprung der Teilentladungsquelle wird dabei als Nullposition für eine Veränderung in vertikaler (y-Achse) und horizontaler Richtung (x-Achse) definiert. In Abbildung 21 ist dies der Tripelpunkt zwischen Kugelelektrode, Isolierstoff und Luft. Die Messung erfolgt im Bereich zwischen $p_{\text{min},x,y} = -10 \text{ cm}$ und $p_{\text{max},x,y} = 10 \text{ cm}$. Die gemessenen Teilentladungspegel für weitere Positionen in horizontaler und vertikaler Richtung können dabei verworfen werden, da die Teilentladungsintensität in den Randgebieten deutlich abnimmt.

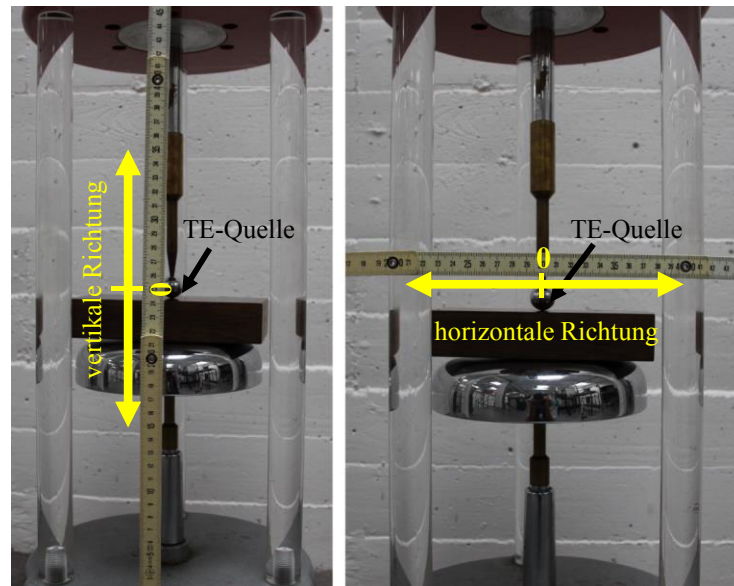
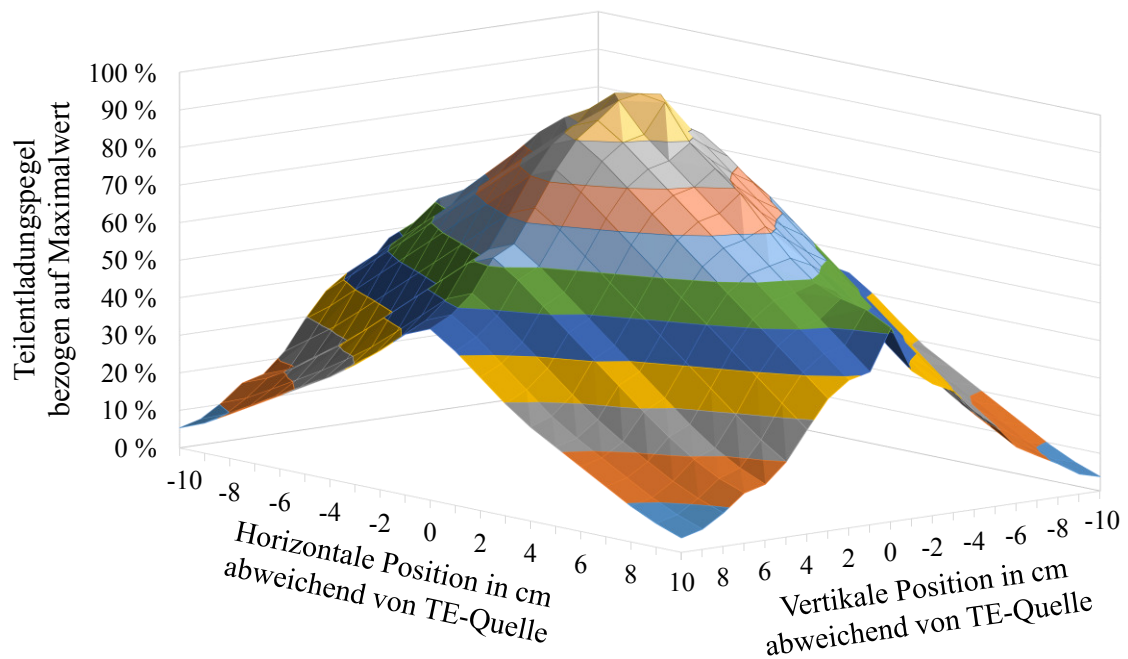


Abbildung 21: Definition der vertikalen (links) und horizontalen Position (rechts)

Das Teilentladungsverhalten, gemittelt für die verschiedenen untersuchten Fehlstellen („Spitzen auf Hochspannungspotential“ und die verschiedenen „Oberflächenentladungen“) im Verhältnis zur angepeilten Position, ist in der nachfolgenden Abbildung 22 dargestellt.



Teilentladungsintensität (bezogen auf Maximalwert):

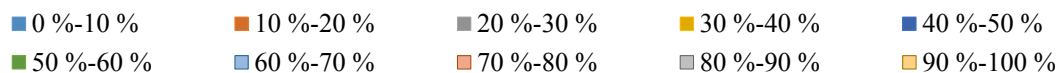


Abbildung 22: Akustischer Teilentladungspegel gemessen über ein Richtmikrofon als Funktion der angepeilten Position

Die Darstellung der dreidimensionalen Ortung in Abbildung 22 resultiert aus der zusätzlichen Veränderung des Messwinkels des Richtmikrofons, sodass stets die Teilentladungsquelle direkt angepeilt werden kann. Im Rahmen der Laboruntersuchungen ergibt sich im Mittel eine

Ortungsgenauigkeit von $s_{\text{OG, RM}} \approx 1 \text{ cm}$, die auch in Abbildung 22 an dem sich ausbildenden Plateau bei maximal detektierbarem Teilentladungspegel im Bereich der vertikalen und horizontalen Nullposition erkennbar wird. Bei Abweichungen von der Nullposition nimmt die Teilentladungsintensität nahezu linear (näherungsweise für die hier betrachteten Positionsveränderungen vgl. [108]) ab. Ähnlich wie bei der Vergrößerung der Messdistanz, werden auch bei der Positionsveränderung in vertikaler und horizontaler Richtung weniger Schallwellen von dem Richtmikrofon erfasst, die zu dieser Abnahme führen. Damit liegt nur ein geringeres akustisches Signal vor. Den Untersuchungen liegen Teilentladungen im Bereich von $6 \text{ dB} \leq TE_{\text{real}} \leq 25 \text{ dB}$ (an der Teilentladungsquelle) zugrunde. Bei höheren Teilentladungspegeln sinkt die Ortungsgenauigkeit durch das Übersteuern des Richtmikrofons, beträgt aber weiterhin mindestens $s_{\text{OG, RM}} = 3 \text{ cm}$. Es resultiert ein ausgeprägtes Plateau um die vertikale und horizontale Nullposition, welches in Abbildung 71 in Anhang 10.1.5 erkennbar ist. Daher ist keine exakte Differenzierung der Teilentladungspegel um die Teilentladungsquelle herum möglich. Generell zeigt sich, dass bei direkter Messung der akustischen Wellen die Teilentladungsquelle für den Einsatz im Rahmen der Zustandsermittlung von MS-Anlagen ausreichend genau eingegrenzt werden kann.

Eine Ortung von Teilentladungen ist ebenfalls mit dem Ultraschallaufnehmer möglich, wiewohl hierbei nur Rückschlüsse auf einen Bereich, in dem die Teilentladungsquelle liegt, zu ziehen sind. Dies ist auf eine fehlende Bestimmung des Abstandes zwischen Kapselung und Fehlstelle, auf zusätzliche Reflexionen der akustischen Wellen innerhalb der gekapselten MS-Schaltanlagen (MS-Anlagen) sowie auf die Laufzeiten der akustischen Wellen zurückzuführen. Die Analyse von sieben verschiedenen Fehlstellen in realen MS-Schaltanlagen bei bis zu drei unterschiedlichen Spannungen und dreifachen Versuchswiederholungen zeigen, dass mit Hilfe des Ultraschallaufnehmers eine Fehlstelle im Mittel in einem Bereich von $s_{\text{OG, US}} \approx 20 \text{ cm}$ eingegrenzt werden kann. Die Mittelwerte der Messresultate für die einzelnen Laboruntersuchungen sowie der daraus resultierende Mittelwert für die Ortungsgenauigkeit sind in Abbildung 23 dargestellt.

Grundlage für die Resultate der in Abbildung 23 dargestellten Untersuchung sind die Laboruntersuchungen „Spitzen auf Hochspannungspotential“, „Oberflächenentladungen/Verbindungskabel“ und „Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte“. Die einzelnen Verläufe weisen größtenteils den maximalen Teilentladungspegel (TE-Pegel) bei $p \approx \pm 10 \text{ cm}$ um den Ursprung der eigentlichen Teilentladungsquelle auf, weichen jedoch untereinander bezüglich ihres Verlaufs zwischen beiden Maxima geringfügig voneinander ab. Die Abweichung von der realen Position der Fehlstelle (Nullposition bei $p = 0 \text{ cm}$) kann auf die in Abbildung 3 dargestellten Zusammenhänge zwischen schnellstem und kürzestem Ausbreitungsweg der akustischen Wellen und auf deren Reflexionen im Inneren der MS-Schaltanlage zurückgeführt werden. Da mehrfache Fehlstellen im Rahmen der Laboruntersuchungen auszuschließen sind, kann anhand der Messresultate auf die Position der Fehlstelle in der Mitte zwischen den beiden Maxima

geschlossen werden. Im Rahmen der Zustandsermittlung von MS-Anlagen ist diese Möglichkeit der Eingrenzung der Fehlstelle als ausreichend zu betrachten.

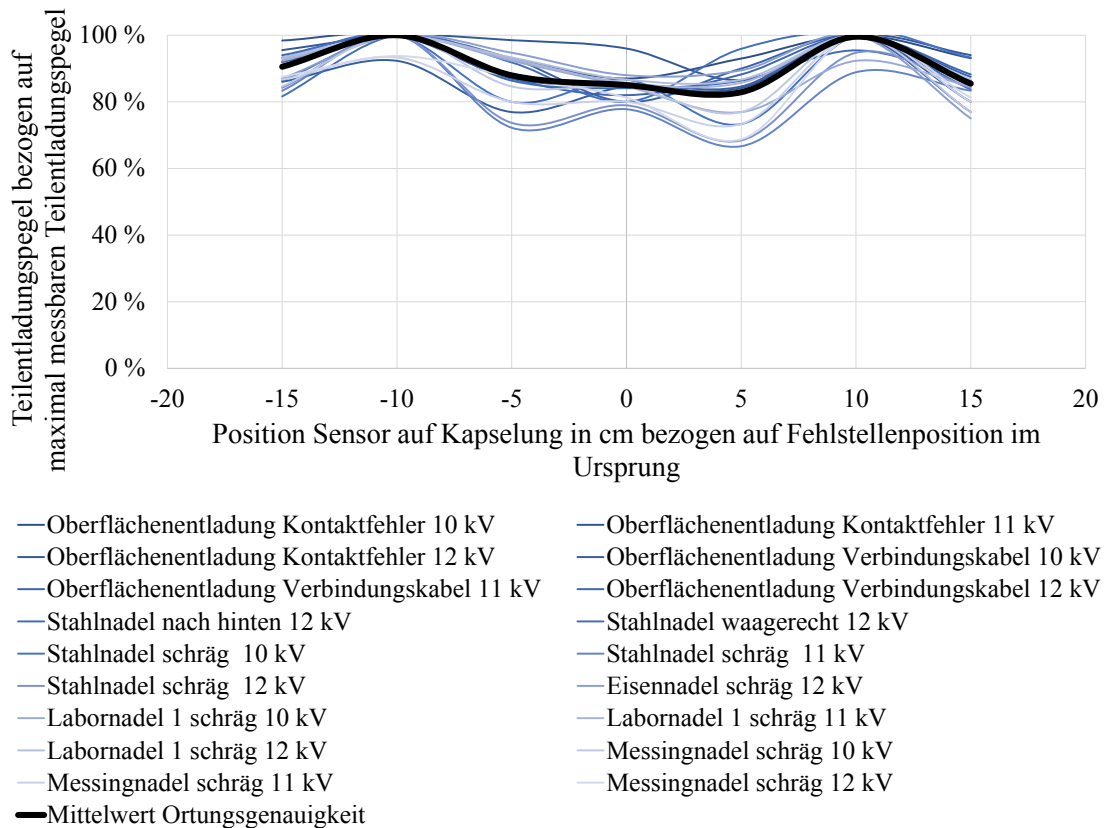


Abbildung 23: Ortungsgenauigkeit von Fehlstellen mit einem Ultraschallaufnehmer

Neben den Unterschieden in Bezug auf die Ortungsgenauigkeit der Sensoren, weisen diese darüber hinaus Unterschiede hinsichtlich ihrer Empfindlichkeit und ihres Verstärkungsverhaltens bei vorliegenden Fehlstellen auf [109]. Zur Analyse dieses Zusammenhangs werden für dieselben Fehlstellen die Messwerte der Detektion mittels Richtmikrofon mit denen per Ultraschallaufnehmer verglichen. Die Sensoren werden so ausgerichtet, dass immer der maximal mögliche Teilentladungspegel detektiert wird, um einen Einfluss der Ortungsgenauigkeit der Sensoren zu vermeiden. Die Empfindlichkeit des Ultraschallaufnehmers, bezogen auf die des Richtmikrofons, ist in der Abbildung 24 dargestellt. Die Empfindlichkeit ist dabei definiert als Quotient aus dem mit dem Ultraschallaufnehmer und dem mit dem Richtmikrofon ermittelten Teilentladungspegel.

Die Resultate in Abbildung 24 zeigen, dass die Empfindlichkeit des Ultraschallaufnehmers, abhängig vom Teilentladungspegel, geringer ist als die des Richtmikrofons. Um auch Messwerte, die mit unterschiedlichen Sensoren ermittelt werden, vergleichen zu können, werden die in den Laboruntersuchungen mit einem Ultraschallaufnehmer ermittelten Messwerte auf die des Richtmikrofons umgerechnet, da Letztgenanntes in der Praxis häufiger eingesetzt werden kann. Zudem muss der Grundstörspegel der jeweiligen Sensoren berücksichtigt werden.

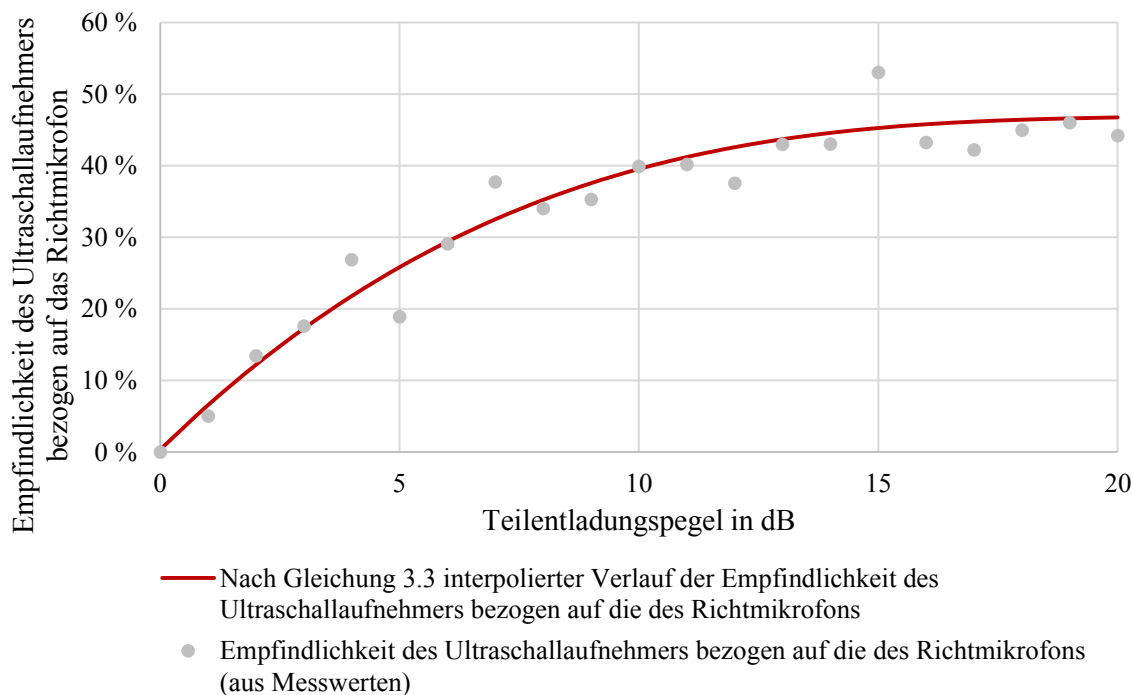


Abbildung 24: Vergleich der Empfindlichkeit unterschiedlicher Sensoren

Für die Umrechnung ergibt sich, gemäß der Regressionsanalyse des in Abbildung 24 aufgezeigten Verlaufs der Empfindlichkeit des Ultraschallaufnehmers, bezogen auf die des Richtmikrofons, folgende aus den Laboruntersuchungen abgeleitete Formel 3.3:

$$TE_{RM} - |TE_{RM,Grundstörpegel}| \approx \frac{TE_{US} - |TE_{US,Grundstörpegel}|}{0,00005 \cdot TE_{US}^3 - 0,0031 \cdot TE_{US}^2 + 0,0652 \cdot TE_{US} + 0,0034} \quad (3.3)$$

mit: TE_{RM}	-	Teilentladungspegel über das Richtmikrofon in dB
$TE_{RM,Grundstörpegel}$	-	Grundstörpegel des Richtmikrofons, wenn keine Teilentladung vorhanden ist, in dB
TE_{US}	-	Teilentladungspegel über den Ultraschallaufnehmer in dB
$TE_{US,Grundstörpegel}$	-	Grundstörpegel des Ultraschallaufnehmers, wenn keine Teilentladung vorhanden ist, in dB

Anhand der gegebenen Zusammenhänge können die Messwerte, die mit unterschiedlichen Sensoren ermittelt werden, untereinander verglichen werden, wodurch eine Beurteilung von Messwerten auf einer einheitlichen Basis erfolgen kann.

3.1.7 Bewertung von Messwerten und Ermittlung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung

Entgegen der konventionellen Teilentladungsmessung nach [67] liegen für die akustische Teilentladungsdetektion keine genormten Grenzwerte hinsichtlich der Bewertung der erzielten Messwerte vor. Dies ist auf die spezifischen Eigenschaften der eingesetzten Messsensorik zurückzuführen [110]. Die Grenzwerte sind daher aus den Laboruntersuchungen abzuleiten.

Im ersten Schritt müssen für die akustisch detektierbaren Teilentladungspegel geeignete Klassen in Bezug auf die „Intensität“ der Teilentladungen gebildet und ihnen anschließend Grenzwerte zugeordnet werden. Letztgenannte erlauben eine Aussage hinsichtlich der Dringlichkeit der

Mängelbeseitigung, wie bereits in [3, 52, 53, 54, 55] und in weiteren Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit aufgezeigt. Die Bewertung von Mängeln bzw. Fehlstellen hinsichtlich der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung ist dabei in [3] für Sichtkontrollen von MS-Anlagen hergeleitet. Es handelt sich um ein vierstufiges Bewertungsschema mit den Bewertungskategorien „keine Mängelbeseitigung erforderlich“ (entspricht keinem Handlungsbedarf), „langfristige Mängelbeseitigung“ („Mängelbeseitigung“ im Rahmen der nächsten planmäßigen Wartung, ggf. vorliegende Veränderungen bei nächster Inspektion neu bewerten), „kurzfristige Mängelbeseitigung“ („Mängelbeseitigung“ innerhalb eines Jahres notwendig, spätestens bis zur nächsten Inspektion) und „sofortige Mängelbeseitigung“ („Mängelbeseitigung“ innerhalb weniger Wochen dringend erforderlich, ggf. direkte Maßnahmen vor Ort einleiten) [3, 9].

Zur Ableitung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung aus der akustischen Teilentladungsdetektion können die in den Abbildungen 15 und 16 dargestellten Verläufe der Teilentladungspegel für „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Oberflächenentladungen“ der prinzipiellen Laboraufbauten herangezogen werden. Im Praxiseinsatz der akustischen Teilentladungsdetektion wird ausschließlich ein Teilentladungspegel gemessen und es ist keine spezifische Differenzierung nach „Spitzen auf Hochspannungspotential“, „Oberflächenentladungen“ etc. möglich.

Die Teilentladungspegel für „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Oberflächenentladungen“ weisen unterschiedliche Verläufe auf, sodass zunächst eine Bewertung dieser bezüglich der geringeren Restisolutionsfähigkeit Δ_{riso} (kritischste Fehlstelle) erfolgen muss. Aufgrund der hohen Inhomogenität des elektrischen Feldes bei „Spitzen auf Hochspannungspotential“ ist deren Restisolutionsfähigkeit Δ_{riso} am geringsten. Der steile Anstieg des Teilentladungspegels bei abnehmender Restisolutionsfähigkeit Δ_{riso} – nachdem die Raumladungsstabilisierung überschritten wird – ist ein deutliches Maß für das hohe Durchschlagpotential von „Spitzen auf Hochspannungspotential“. Bei „Oberflächenentladungen“ steigt der Teilentladungspegel mit einer beschränkt wachsenden Funktion bei steigender Spannung. Werden Teilentladungspegel von $TE_{\text{RM}} = 50$ dB detektiert, so liegt bei „Spitzen auf Hochspannungspotential“ eine durchschnittliche Restisolutionsfähigkeit von $\Delta_{\text{riso}} \approx 20$ % vor, wohingegen sich für „Oberflächenentladungen“ $\Delta_{\text{riso}} \approx 50$ % aus den Laboruntersuchungen ergibt. Durch diesen Zusammenhang wird deutlich, dass „Spitzen auf Hochspannungspotential“ hinsichtlich der Beurteilung der „Mängelbeseitigung“ eine höhere Relevanz (Dringlichkeit) zugewiesen werden muss. Auf Basis der zuvor genannten Zusammenhänge wird eine Grenzwertbildung für die akustische Teilentladungsdetektion auf Grundlage der „Spitzen auf Hochspannungspotential“, bezogen auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung, verfolgt. Die Beurteilung der „Mängelbeseitigung“ erfolgt so risikoavers, da bei „Oberflächenentladungen“, auch bei verbleibender hoher Restisolutionsfähigkeit Δ_{riso} , eine erhöhte Dringlichkeit der Mängelbeseitigung empfohlen wird.

In die Beurteilung der Teilentladungspegel ist nicht nur der bei Bemessungsspannung detektierbare Teilentladungspegel einzubeziehen, sondern auch der Teilentladungspegel bei durch Netzfehler bedingten Überspannungen (bspw. Spannungssteigerung auf $\Delta U_{\text{Erdschluss}} = \sqrt{3} \cdot U_r$ bei einem Erdschluss). Zur Ermittlung der Grenzwerte werden verschiedene Versuchsreihen mit Hilfe des prinzipiellen Laboraufbaus für „Spitzen auf Hochspannungspotential“ mit unterschiedlichen Spitzen unter ansonsten gleichen Bedingungen (Messdistanz $d_{\text{mess}} = \text{konstant}$, gleicher Versuchsaufbau, Messung mit Richtmikrofon) durchgeführt. Dabei werden die beiden beschriebenen Spannungen von $\hat{U}_r = 10 \text{ kV}$ und $\hat{U}_{\text{Erdschluss}} = 17 \text{ kV}$ gewählt. Zusätzlich wird jeweils der Isolationsabstand zwischen der Spitze und der Platte kontinuierlich, ausgehend von $d_{\text{Isolation}} = 40 \text{ mm}$ bis zu einem Durchschlag, verringert, wie bereits in [54] aufgezeigt. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen sind in Abbildung 25 zusammenfassend als Median aus den einzelnen Versuchsreihen dargestellt.

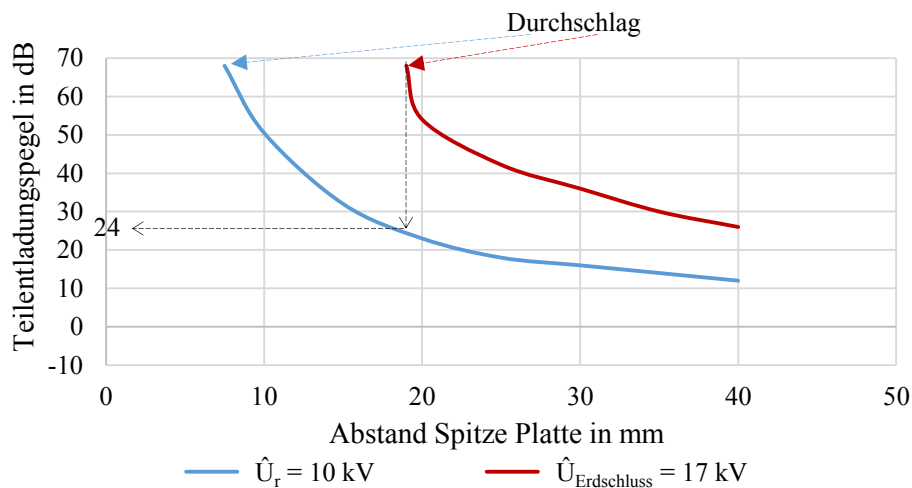


Abbildung 25: Grenzwertbildung anhand der Laboruntersuchung „Spitzen auf Hochspannungspotential“ [54]

Abbildung 25 zeigt, dass sich bei Spannungssteigerung ($\hat{U}_{\text{Erdschluss}}$) eine verringerte Isolationsfähigkeit der Anordnung ergibt. Daher wird ein größerer Abstand zwischen der Spitze und der Platte (rote Kurve in Abbildung 25) notwendig, damit kein Durchschlag auftritt. Bei $\hat{U}_{\text{Erdschluss}}$ und bei einem Abstand zwischen der Spitze und der Platte von $d_{\text{Isolation}} \approx 19 \text{ mm}$ kommt es zu einem Durchschlag. Bei dieser Isolationsstrecke und üblicher Bemessungsspannung von $\hat{U}_r = 10 \text{ kV}$ würde noch kein Durchschlag erfolgen. Der bei Bemessungsspannung und einem Abstand von $d_{\text{Isolation}} \approx 19 \text{ mm}$ detektierbare Teilentladungspegel beträgt $TE_{\text{RM}} = 24 \text{ dB}$, wie Abbildung 25 zu entnehmen ist. Damit sind akustisch detektierbare Teilentladungspegel mit einem Wert von $TE_{\text{RM}} \geq 24 \text{ dB}$ als sehr hoch einzustufen und ein maximal zulässiger Teilentladungspegel $TE_{\text{RM}} < 24 \text{ dB}$ sollte angenommen werden. Treten in der Praxis Teilentladungen von $TE_{\text{RM}} \geq 24 \text{ dB}$ auf, ist daher eine „sofortige Mängelbeseitigung“ zu empfehlen, da es bei einem Erdschluss bzw. anderweitigen Überspannungen zu einem Durchschlag kommen kann⁶ [54].

⁶ Die hier aufgeführten Zusammenhänge beschränken sich auf MS-Netze mit kompensiert geerdetem Sternpunkt. Diese Form der Sternpunktterdung stellt die häufigste Variante in MS-Netzen dar. Bei einer niederohmigen Sternpunktterdung, die teilweise, aber nur sehr selten, in MS-Netzen vorliegt, treten keine bzw. nur geringe Überspannungen (unter Vernachlässigung der transienten Überspannungen) auf. Bei niederohmiger Sternpunktterdung könnten daher auch die Grenzwerte auf Basis der Bemessungsspannung definiert werden, jedoch stellen die hier empfohlenen Grenzwerte bei kompensierter Sternpunktterdung eine zusätzliche Sicherheit für den Betrieb der MS-Anlagen dar.

Der zweite charakteristische Grenzwert zur Einteilung der akustischen Teilentladungsdetektion betrifft Teilentladungspegel TE_{RM} , die in die Kategorie „keine Mängelbeseitigung erforderlich“ (keine eindeutigen Teilentladungen zuzuordnen) eingeordnet werden können. Geringe Teilentladungen sind in der Praxis zumeist nicht eindeutig ermittelbar und nicht kontinuierlich. Hierzu zählen, wie die Laboruntersuchungen zeigen, Teilentladungen mit Pegeln von $TE_{RM} \leq 2$ dB, die ausschließlich unter den speziellen Laborbedingungen näher analysiert werden können. Die Diskontinuität ist auf das Verhalten der Teilentladungen kurz nach Teilentladungseinsetzspannung zurückzuführen. Hier liegt ein sprunghafter, steiler Anstieg des Teilentladungspegels vor (vgl. Abbildung 15). Durch geringfügige Veränderungen der Spannung oder der Teilentladungsquelle selbst, kann es zu einem Erlöschen der Teilentladungen kommen. Zusätzlich sind Teilentladungen mit einem Pegel von $TE_{RM} \leq 2$ dB aufgrund der hohen verbleibenden Restisolationsfähigkeit von rund $\Delta_{riso} > 80$ % (vgl. Abbildung 15) als unkritisch („keine Mängelbeseitigung erforderlich“) einzustufen. Teilentladungen ab einem Pegel von $TE_{RM} > 2$ dB können dagegen eindeutig über die akustische Ausgabe des Messgerätes ermittelt und geortet werden, sodass bereits ab diesem Wert auf vorliegende Teilentladungen geschlossen werden kann. Teilentladungen mit Pegeln von $TE_{RM} > 2$ dB weisen eine Restisolationsfähigkeit von rund $\Delta_{riso} < 80$ % (vgl. Abbildung 15) auf und erfordern daher aufgrund des charakteristischen Verlaufs sowie des messbaren Teilentladungspegels eine „langfristige“ bzw. eine „kurzfristige Mängelbeseitigung“.

Die Ermittlung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für den verbleibenden Bereich der akustisch detektierbaren Teilentladungspegel von $2 \text{ dB} < TE_{RM} < 24 \text{ dB}$ wird ebenfalls anhand von Abbildung 15 vorgenommen. Der gesamte konstante Bereich der detektierbaren Teilentladungspegel ($70 \% > \Delta_{riso} > 37 \%$ vgl. Abbildung 15) wird dabei als Worst-Case Betrachtung dem Bereich der mittleren Teilentladungen zugeordnet, da in diesem Bereich keine konkrete Aussage bezüglich der tatsächlich verbleibenden Restisolationsfähigkeit Δ_{riso} getroffen werden kann und sich die Teilentladungspegel bereits nahe dem kritischen Wert von $TE_{RM} = 24$ dB befinden. Daraus resultiert bei linearer Verteilung und der hier zugrundeliegenden risikoaversen Betrachtung ein Grenzwert für den Übergang zwischen einer leichten zu einer mittleren Teilentladung von $TE_{RM} = 12$ dB.

Zusammenfassend ergeben sich aus den in den Laboruntersuchungen mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion mit einem Richtmikrofon analysierten Fehlstellen die in Tabelle 3 dargestellten Grenzwerte sowie die daraus abzuleitende Dringlichkeit der Mängelbeseitigung. Für die Kategorisierung von Messwerten, die in höheren Messdistanzen oder mit einem Ultraschallaufnehmer ermittelt werden, gelten diese Grenzwerte bei Umrechnung nach Formel 3.2 bzw. 3.3 gleichermaßen.

Tabelle 3: Grenzwerte der akustischen Teilentladungsdetektion resultierend aus Laboruntersuchungen (gültig für die Detektion mit Richtmikrofonen bei $d_{\text{mess}} = 80 \text{ cm}$)

	Grenzwerte akustische Teilentladungsdetektion	Dringlichkeit der Mängelbeseitigung
Keine eindeutigen Teilentladungen zuzuordnen	$TE_{\text{RM}} \leq 2 \text{ dB}$	Keine Mängelbeseitigung erforderlich
Leichte Teilentladungen	$2 \text{ dB} < TE_{\text{RM}} \leq 12 \text{ dB}$	Langfristige Mängelbeseitigung
Mittlere Teilentladungen	$12 \text{ dB} < TE_{\text{RM}} < 24 \text{ dB}$	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Starke Teilentladungen	$TE_{\text{RM}} \geq 24 \text{ dB}$	Sofortige Mängelbeseitigung

3.1.8 Ermittlung der Detektionsfähigkeit

Im Folgenden wird die Detektionsfähigkeit analysiert. Diese ist ein grundlegendes Maß für die Beurteilung der Güte der akustischen Teilentladungsdetektion. Die Detektionsfähigkeit ergibt sich allgemein unter Berücksichtigung der Möglichkeit eine Fehlstelle sensitiv zu ermitteln (Detektierbarkeit) und aus Messabweichungen bei Mehrfachmessungen (Genauigkeit des Verfahrens).

Im Gegensatz zu der konventionellen Teilentladungsmessung nach [67], für die in dieser Norm eine Genauigkeit von 10 % bzw. $Q_{\text{Schein}} = \pm 1 \text{ pC}$ (größere Abweichung muss angenommen werden) angegeben wird, zählt die akustische Teilentladungsdetektion zu den unkonventionellen und nicht-elektrischen Detektionsverfahren [67]. Für die akustische Teilentladungsdetektion liegt keine Beurteilung der Detektionsfähigkeit vor. Diese muss im Rahmen von Laboruntersuchungen ermittelt werden. Die Detektierbarkeit ergibt sich aus dem Vergleich der akustischen Teilentladungsdetektion mit der konventionellen Teilentladungsmessung nach [67]. Diese definiert das Vorliegen von Teilentladungen im Versuchsaufbau. Die Teilentladungen müssen anschließend ebenfalls mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion erfasst werden können, damit dieses Verfahren eine positive Beurteilung hinsichtlich der Detektierbarkeit erhält. Sind die vorliegenden Teilentladungen nicht detektierbar, so ergibt sich eine negative Beurteilung in Bezug auf die Detektierbarkeit. Zur Ermittlung der Detektionsfähigkeit werden im Rahmen der Laboruntersuchungen „Spitzen auf Hochspannungspotential“, „Spitzen auf Erdpotential“, „Oberflächenentladungen“ (in prinzipiellen Laboraufbauten), „Oberflächenentladungen/Verbindungskabel“, „Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte“, „Spinnweben“, „freie Potentiale“ sowie „Partikel auf Erdpotential“ berücksichtigt, deren Detektion auch grundsätzlich mit der akustischen Teilentladungsdetektion möglich ist.

Die Detektionsfähigkeit der akustischen Teilentladungsdetektion mittels Richtmikrofon wird zunächst für eine Messdistanz von $d_{\text{mess,min}} = 80 \text{ cm}$ ermittelt. Darauf aufbauend wird im weiteren Verlauf dieses Abschnitts der Einfluss der Messdistanz und des eingesetzten Messensors auf die Detektionsfähigkeit analysiert.

Für die Ermittlung der Detektionsfähigkeit mittels Richtmikrofon werden insgesamt 65 unterschiedliche Ausprägungen der Fehlstellen (vgl. Abbildungen 8 bis 11) untersucht, denen

insgesamt über 5000 Einzelmessungen zugrunde liegen. Dadurch wird eine repräsentative Datengrundlage geschaffen. Die Detektionsfähigkeit muss gemäß der in Abschnitt 3.1.7 definierten Dringlichkeit der Mängelbeseitigung unterteilt werden. Grundlagen dafür sind in [3, 50, 52, 53, 54] dargelegt. Die resultierende Detektionsfähigkeit ist neben der Abweichung durch die Genauigkeit des Verfahrens (Messwertabweichungen bei Mehrfachmessungen, die zu einer differenten Kategorisierung der Teilentladungspegel in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung führen) und der Abweichung durch fehlende Detektierbarkeit in Abbildung 26 dargestellt. Die fehlende Detektierbarkeit ist vornehmlich auf nur intermittierend akustisch detektierbare Teilentladungen zurückzuführen, die bei der konventionellen Teilentladungsmessung kontinuierlich ermittelt werden konnten. Hierbei zeigt sich, dass intermittierende Fehler nur bei geringen Teilentladungen (keine eindeutigen Teilentladungen zuzuordnen und leichte Teilentladungen) vorliegen. Mittlere und starke Teilentladungen können mit der akustischen Teilentladungsdetektion gesichert detektiert werden, sofern sie die Eigenschaften einer akustisch detektierbaren Teilentladung erfüllen.

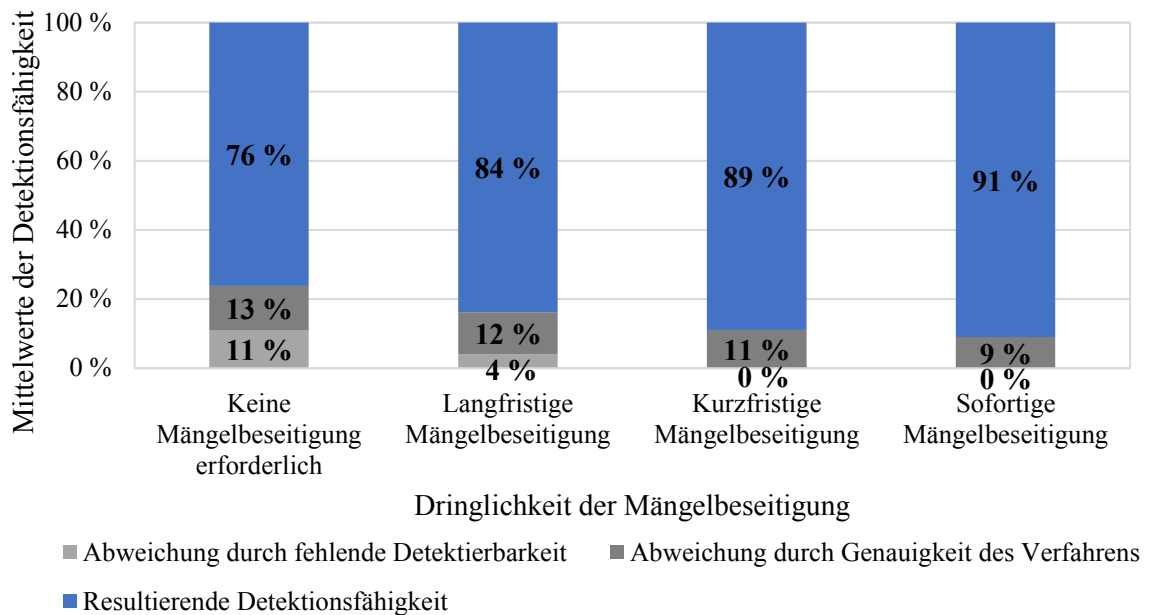


Abbildung 26: Detektionsfähigkeit der akustischen Teilentladungsdetektion mittels Richtmikrofon bezüglich der Bewertungskategorien bei einer Messdistanz von 80 cm (vgl. [50])

Abbildung 26 zeigt, dass mit zunehmender Dringlichkeit der Mängelbeseitigung (steigende Teilentladungspegel) die Detektionsfähigkeit steigt und die Streuung der Messwerte bei Mehrfachmessungen abnimmt. Messwertstreuungen können grundsätzlich dazu führen, dass Messwerte in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung nicht korrekt eingruppiert werden. Die Zuordnung kann dabei sowohl zu einer höheren als auch zu einer niedrigeren Dringlichkeit der Mängelbeseitigung führen.

Beide Möglichkeiten sind zusammengefasst in der Genauigkeit des Verfahrens in Abbildung 26 berücksichtigt. Geringe Teilentladungen (keine eindeutigen Teilentladungen zuzuordnen und leichte Teilentladungen entsprechen „keine Mängelbeseitigung erforderlich“ und „langfristige

Mängelbeseitigung“ in der Abbildung 26) sind nicht in allen Fällen mit der akustischen Teilentladungsdetektion zu ermitteln. Zudem ist die Streuung der Messwerte bei Mehrfachmessungen erhöht (vgl. Abbildung 26 höhere Abweichung durch Genauigkeit des Verfahrens).

Die Detektionsfähigkeit der akustischen Teilentladungsdetektion weist darüber hinaus Abhängigkeiten von der Messdistanz d_{mess} sowie dem eingesetzten Messsensor auf. Der mit einem Richtmikrofon detektierbare Teilentladungspegel nimmt bei größeren Messdistanzen d_{mess} linear ab (vgl. Abschnitt 3.1.5). Dieser hat damit direkten Einfluss auf die Detektierbarkeit der Fehlstelle, da Fehlstellen mit geringem Teilentladungspegel in größeren Distanzen zum Teil nicht mehr ermittelt werden können. Hohe Teilentladungspegel, die den Dringlichkeiten „kurzfristige Mängelbeseitigung“ und „sofortige Mängelbeseitigung“ zugeordnet werden können, sind in allen untersuchten Messdistanzen ($80 \text{ cm} < d_{\text{mess}} < 4 \text{ m}$) detektierbar. Zusätzlich ergeben sich bei Messungen in großen Distanzen $d_{\text{mess}} > 1,5 \text{ m}$ Einschränkungen hinsichtlich der Ortungsgenauigkeit der Fehlstellen. Dies wirkt sich auch auf die erzielbaren Messwerte und damit auf die Abweichung durch die Genauigkeit des Verfahrens aus. Bei Messdistanzen von $d_{\text{mess}} > 1,5 \text{ m}$, für die zwingend eine Korrektur des Messwertes gemäß Formel 3.2 (nur näherungsweise Gültigkeit gegeben) erfolgen muss, ergeben sich zusätzliche, aus der Korrekturformel 3.2 resultierende Abweichungen. Für einzelne beispielhafte Abstände ist die Einschränkung der Detektionsfähigkeit in Abbildung 72 in Anhang 10.1.6 dargestellt. Im Mittel (über die Messdistanzen $80 \text{ cm} < d_{\text{mess}} < 4 \text{ m}$) ergibt sich für Teilentladungspegel der Bewertungskategorie „langfristige Mängelbeseitigung“ eine fehlende Detektierbarkeit von 10 % und für die der Bewertungskategorie „keine Mängelbeseitigung erforderlich“ ein Wert von 20 %. Für die Bewertungskategorien „kurzfristige Mängelbeseitigung“ und „sofortige Mängelbeseitigung“ konnten alle Teilentladungen gleichermaßen wie bei der Messung in einer Messdistanz von $d_{\text{mess}} = 80 \text{ cm}$ ermittelt werden. Für die Messabweichungen bedingt durch die Genauigkeit des Verfahrens und die zusätzliche Abweichung durch die Umrechnung auf eine einheitliche Messdistanz von $d_{\text{mess}} = 80 \text{ cm}$ resultiert im Mittel eine um 7 % höhere Abweichung als bei direkter Messung in einer Messdistanz von $d_{\text{mess}} = 80 \text{ cm}$. Diese mittleren Werte sind in Abbildung 27 angegeben.

Der Empfindlichkeitsvergleich zwischen unterschiedlichen Sensoren in Abschnitt 3.1.6 muss bei der Bewertung der Detektionsfähigkeit ebenfalls beachtet werden. Die Detektionsfähigkeit bei Verwendung eines Ultraschallaufnehmers wirkt sich ausschließlich auf die Detektierbarkeit der Teilentladungen in der Bewertungskategorie „keine Mängelbeseitigung erforderlich“ aus. Sobald Teilentladungen auftreten, die einer davon abweichenden Bewertungskategorie zugeordnet werden können, sind diese ebenfalls mit dem Ultraschallaufnehmer detektierbar. Die Streuung der erzielten Messwerte bei Mehrfachmessungen gleicht denen der Detektion mittels Richtmikrofon.

Zusammenfassend sind die Ergebnisse der Detektionsfähigkeit der akustischen Teilentladungsdetektion für den Einsatz des Richtmikrofons bei $d_{\text{mess}} = 80 \text{ cm}$ und für $d_{\text{mess}} > 80 \text{ cm}$ (Mittelwerte über alle untersuchten Messdistanzen) sowie für den Ultraschallaufnehmer – differenziert nach den jeweiligen Bewertungskategorien – in Abbildung 27 übersichtlich dargestellt. Dabei wird nur die Differenz zu einer vollständigen Detektierbarkeit aufgeführt, da ausschließlich diese Werte für die Einbindung in das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell (Kapitel 4) von Relevanz sind.

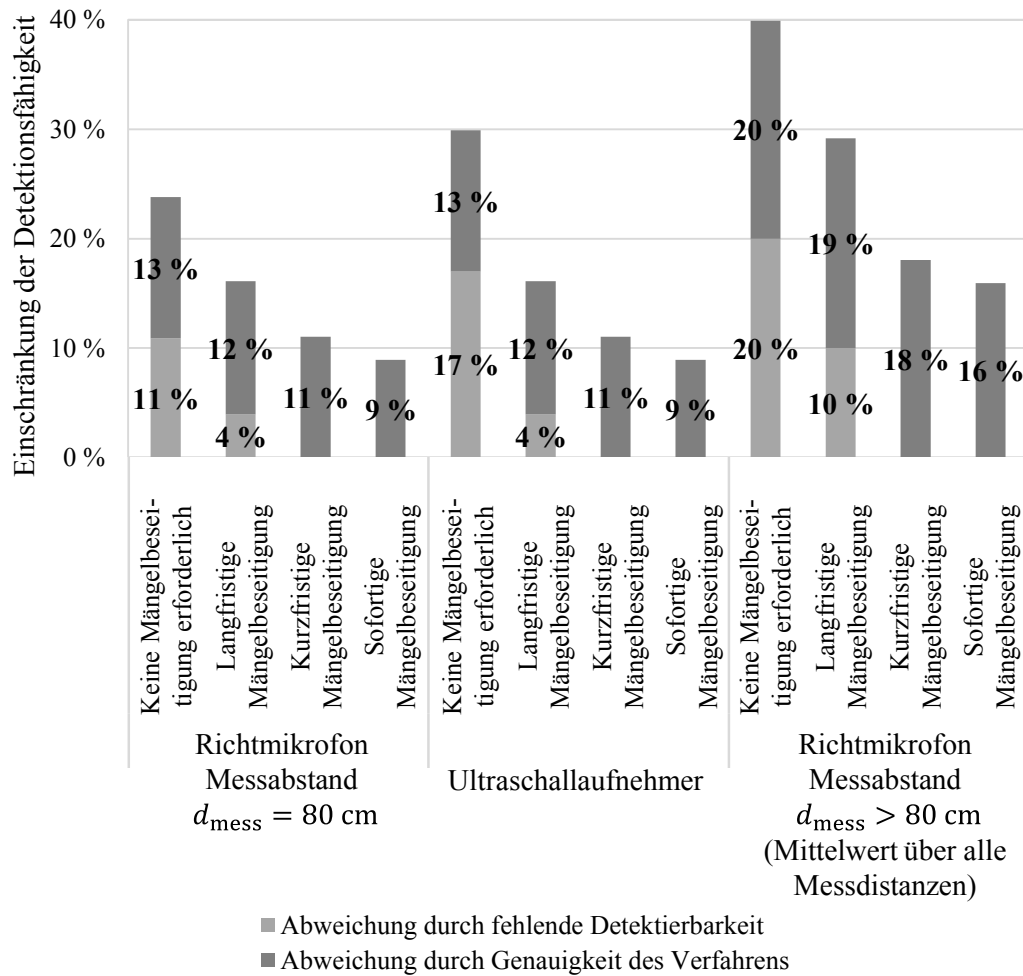


Abbildung 27: Darstellung der Detektionsfähigkeit der akustischen Teilentladungsdetektion nach Bewertungskategorien und eingesetzten Sensoren

Insgesamt kann aus diesen Untersuchungen abgeleitet werden, dass die Detektionsfähigkeit der akustischen Teilentladungsdetektion hoch ist und mit zunehmendem Teilentladungspegel weiter ansteigt. Dabei liegt die Detektionsfähigkeit für ein Richtmikrofon (bei $d_{\text{mess}} = 80 \text{ cm}$) oberhalb der des Ultraschallaufnehmers. Der Einsatz des Richtmikrofons im Praxiseinsatz ist daher – mit einer möglichst geringen Messdistanz $d_{\text{mess}} = 80 \text{ cm}$ – zu präferieren.

3.2 Thermografische Untersuchungen

Im Gegensatz zu der akustischen Teilentladungsdetektion ist die thermografische Untersuchung von elektrischen Komponenten in Bezug auf deren unzulässige Erwärmung bereits in verschiedenen Normen, Anwendungsrichtlinien und Veröffentlichungen definiert. Darin sind Grenzwerte für typische Fehlstellen und die Anforderungen an die Messsysteme für den Praxiseinsatz festgelegt [81, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119]. Die dort angegebenen zulässigen Grenzen für absolute Temperaturen und Temperaturdifferenzen beziehen sich auf symmetrische Auslastungen der elektrischen Komponenten im Bereich zwischen $\delta = 50\%$ und $\delta = 100\%$. In der Praxis treten diese Auslastungsgrade δ ($\delta = \frac{I}{I_r}$) selten auf. Die MS-Netze sind meist so ausgelegt, dass auch im Worst-Case (alle angeschlossenen Verbraucher beziehen eine hohe Last) keine Überlastung der Betriebsmittel auftritt. Da eine hohe Gleichzeitigkeit des Leistungsbezuges der angeschlossenen Verbraucher nur sehr selten auftritt, beträgt der übliche Auslastungsgrad der elektrischen Komponenten im MS-Netz $10\% < \delta < 50\%$. Durch diese geringen Auslastungsgrade wird eine Bewertung der zulässigen Temperaturen in Abhängigkeit des Auslastungsgrades δ erforderlich. Durch die Berücksichtigung des Auslastungsgrades δ kann aus den resultierenden Temperaturen auf vorliegende Fehlstellen geschlossen und die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung abgeleitet werden. Wie in Abschnitt 2.3 aufgezeigt, ist der Einfluss eines Berührungsschutzes auf die detektierbaren Temperaturen zu beachten. Anhand von realitätsgerechten Fehlstellen werden im Folgenden die Einflussfaktoren auf die thermografischen Untersuchungen analysiert. Zusätzlich wird die Detektionsfähigkeit der thermografischen Untersuchungen hergeleitet. Hierzu werden die Laboruntersuchungen und die Erzeugung künstlicher Fehlstellen zunächst an NS-Teilkomponenten (NH-Sicherungen und Kabelanschlüsse einer NS-Verteilung) durchgeführt und die Zusammenhänge in Abschnitt 3.2.5 auf MS-Anlagen übertragen.

3.2.1 Fehlerarten und Erzeugung

Eine Erwärmung von elektrischen Komponenten über die Umgebungstemperatur hinaus entsteht aufgrund des Stromflusses und der damit einhergehenden Verlustleistung an deren Eigen- und Kontaktwiderständen. Diese theoretischen Zusammenhänge sind bereits in Abschnitt 2.3 auf Basis des ersten Joule'schen Gesetzes beschrieben. Der Stromfluss ist eine nur eingeschränkt prognostizierbare Größe und abhängig von der Bezugslast oder der Einspeisung. Daher ist die Strombelastung (Auslastungsgrad δ) in den Laboruntersuchungen als variable Größe zu berücksichtigen. Die elektrischen Komponenten sind mit ihren Kontaktwiderständen so dimensioniert, dass im störungsfreien Betrieb (keine Veränderung der Widerstände durch Alterung, Korrosion oder Kontaktdeformation) zulässige Temperaturgrenzwerte (z. B. nach [120]) – unter Berücksichtigung der jeweiligen spezifizierten Bemessungsbelastung – nicht überschritten werden. Einhergehend mit einer Alterung der Komponenten durch Korrosion oder Kontaktdeformation entstehen erhöhte Kontaktwiderstände, aus denen sich ein Anstieg der

Verlustleistung ergibt. Dieser kann dazu führen, dass zulässige Temperaturgrenzwerte bereits bei Belastungen unterhalb der spezifizierten Bemessungslastungen überschritten werden. Zur Ableitung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung werden dazu im Rahmen der Laboruntersuchungen Kontaktwiderstände gezielt künstlich erhöht und bei verschiedenen Strombelastungen thermografisch untersucht. Reale Fehlstellen sowie deren Erzeugung für Laboruntersuchungen sind in der nachfolgenden Tabelle 4 zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 4: Fehlerarten an realen NS-Verteilungen und deren Nachbildung für Laboruntersuchungen

Fehlerarten an realen NS-Verteilungen nach [115, 116, 121]	Übertragung auf Laboruntersuchungen
Ermüdung eines Federkontaktes an einer Sicherung	Verändern der mechanischen Kontaktspannung eines Federkontaktes in unterschiedlicher Ausprägung (verbogene Kontaktstelle)
Temperaturanstieg an einer Sammelschienenverbindung durch lockere Schraubverbindung	Lösen der Schraubverbindung eines Sammelschienenanschlusses (lockere Schraubverbindung)
Korrosion von Kontaktstellen trotz ausreichend angezogener Schraubverbindung	Gezielte Veränderung der Kontaktstelle eines Kabelanschlusses durch Oxidation (oxidierte Kontaktstelle)

Die gemäß Tabelle 4 aufgeführten Fehlerarten werden für die Laboruntersuchungen durch die beschriebene künstliche Veränderung der Kontaktwiderstände von NS-Teilkomponenten (NH-Sicherungen, Kabelanschlüsse) erzeugt und nachfolgend näher beschrieben.

Laboruntersuchung „verbogene Kontaktstelle“

Für die Analyse von „verbogenen Kontaktstellen“ werden die Kontaktstellen gezielt verändert, sodass sich eine Verringerung des Querschnitts der Kontaktfläche ergibt. Diese könnte auch durch Oberflächenveränderungen infolge von Korrosion entstehen [58]. Querschnittsreduzierungen sind visuell nicht direkt erkennbar, jedoch über thermografische Untersuchungen aus dem Temperaturverhalten ableitbar. In den Laboruntersuchungen werden für „verbogene Kontaktstellen“ die Klemmkontakte einer NH-Sicherung (NS-Teilkomponente), die ein zentrales Element in einer NS-Verteilung darstellt, in drei unterschiedlichen Ausprägungen verändert. Im Normalbetrieb ist die Kontaktierung zwischen Sammelschiene und NH-Sicherung über vier Einzelkontakte vorgesehen, von denen jeweils zwei horizontal mit einer Spannfeder verbunden sind. Materialermüdung und zusätzliche Vibrationen durch Umwelteinflüsse oder durch Arbeiten in der Nähe der NS-Verteilungen können zu einer Reduktion der Spannkraft der Kontakte führen. Daraus ergibt sich ein erhöhter Kontaktwiderstand, der durch eine Oxidation der Kontaktstellen weiter steigen kann [122]. Da der Einfluss der Oxidation separat („oxidierte Kontaktstelle“) untersucht werden soll, wird für die Laboruntersuchungen zu „verbogenen Kontaktstellen“ nur die Spannkraft der Kontakte künstlich verändert. Untersuchungsgegenstand ist hierbei der Vergleich der Kontaktierung im Normalbetrieb und bei verringerter Anzahl an Einzelkontakten.

Die Abstufungen sind in der nachfolgenden Abbildung 28 inklusive der jeweiligen Kontaktwiderstände zwischen einer NH-Sicherung und deren oberer Kontaktstelle dargestellt.

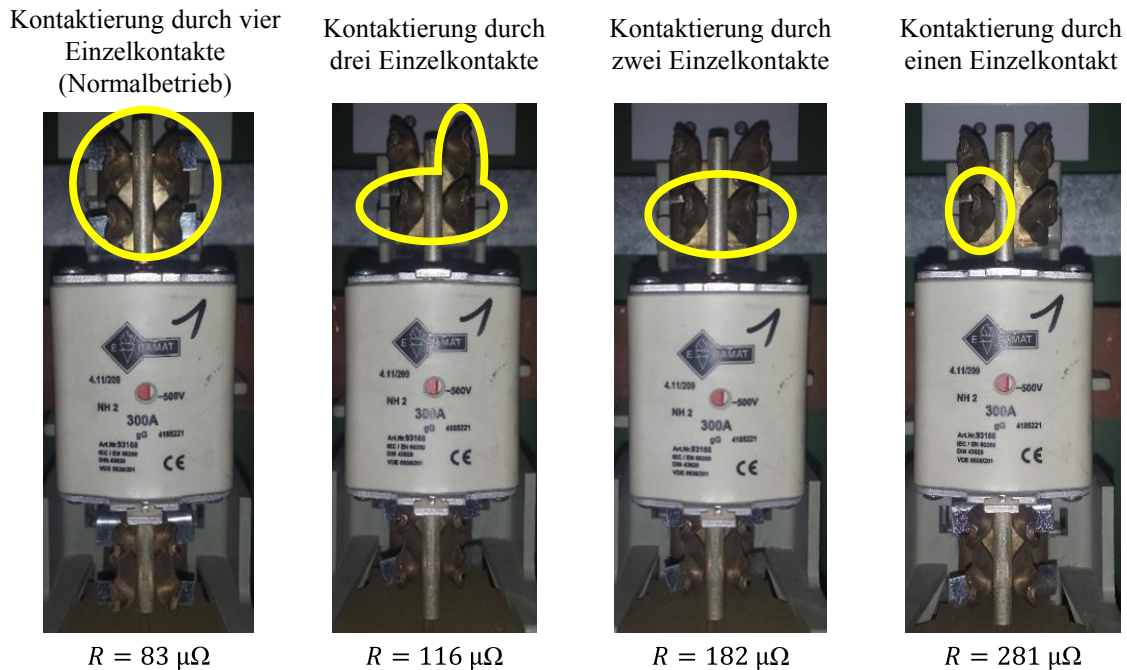


Abbildung 28: Laboruntersuchung „verbogene Kontaktstelle“

Laboruntersuchung „lockere Schraubverbindung“

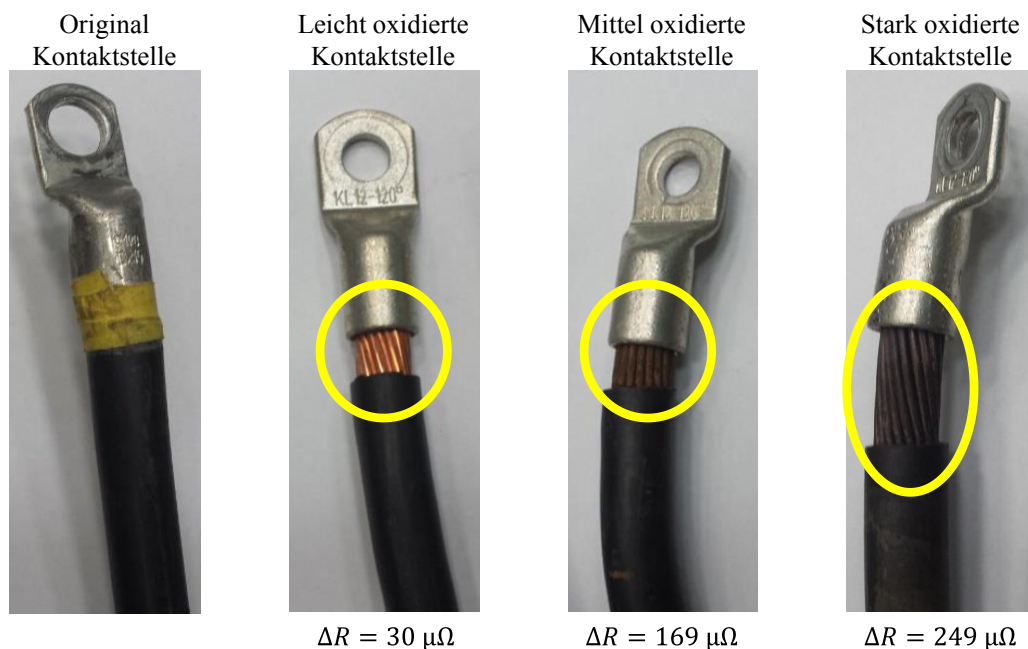
Die Laboruntersuchung „lockere Schraubverbindung“ repräsentiert eine nicht (mehr) ausreichend angezogene Schraubverbindung, die durch eine fehlerhafte Erstmontage oder im Zuge von Instandsetzungs- oder Wartungsarbeiten an NS-(Teil-)Komponenten verursacht werden kann. Werden Schraubverbindungen mit einem nicht ausreichenden Drehmoment angezogen oder werden notwendige Spannringe zur Wahrung des Drehmomentes über einen langen Zeitraum nicht oder falsch montiert, können erhöhte Kontaktwiderstände auftreten. Durch Vibrationen, aber auch im allgemeinen Langzeitverhalten, ist es möglich, dass eine weitere Verringerung der Verbindungskraft hervorgerufen wird, sodass erhöhte Kontaktwiderstände entstehen [59]. Ein erhöhter Kontaktwiderstand tritt möglicherweise ebenfalls durch ein bei der Montage beschädigtes Gewinde der Schraubverbindung auf. Dabei kann bereits frühzeitig, d. h. ohne ausreichende Kontaktierung, das herstellereitig vorgeschriebene Drehmoment zur Sicherstellung der Schraubverbindung erreicht werden, sodass sich ein erhöhter Kontaktwiderstand ergibt. Dies kann bspw. bei der Montage von Kabeln bzw. Kabelschuhen auftreten. Zur Nachbildung einer „gelockerten Schraubverbindung“ wird im Rahmen der Laboruntersuchungen die Schraubverbindung eines Verbindungskabels zwischen der Vorsicherung und der Sammelschiene einer NS-Verteilung (siehe Abbildung 73 in Anhang 10.2.1) in drei unterschiedlichen Ausprägungen verändert. Daraus ergeben sich die in Tabelle 5 dargestellten Kontaktwiderstände für die jeweiligen Ausprägungen, die visuell nicht differenzierbar und daher nicht bildlich darstellbar sind.

Tabelle 5: Kontaktwiderstände der Laboruntersuchung „gelockerte Schraubverbindung“

Ausprägung	Kontaktwiderstand	Beschreibung der Ausprägung
Normalbetrieb	$R = 78 \mu\Omega$	Keine Veränderung
Leicht gelöste Schraube	$R = 124 \mu\Omega$	Leicht gelöste Schraubverbindung; Kontaktierung visuell vollständig gegeben, aber Kabelschuh auf Sammelschiene beweglich (visuell nicht erkennbar)
Deutlich gelöste Schraube	$R = 213 \mu\Omega$	Schraubverbindung gelöst, aber punktueller Kontakt des Kabelschuhs mit Sammelschiene weiterhin gegeben (visuell nicht erkennbar)
Vollständig gelöste Schraube	$R = 297 \mu\Omega$	Kontakt ausschließlich über Verbindungsbolzen; Kabelschuh ohne direkten Kontakt (visuell eingeschränkt erkennbar)

Laboruntersuchung „oxidierte Kontaktstelle“

Äußere Einflüsse können durch physikalisch-chemische Reaktionen zu einer Oxidation von metallischen NS-(Teil-)Komponenten (bspw. Kupfer) führen. Durch Bildung einer Oxidschicht (Kupferoxid) an einer Kontaktstelle tritt dort ein erhöhter Kontaktwiderstand auf [59]. Aufgrund damit einhergehender weiter steigender Temperaturen beschleunigen sich diese Oxidationsprozesse [31, 58, 59]. Nachgebildet wird die „oxidierte Kontaktstelle“ für drei unterschiedlich ausgeprägte Oxidationsgrade, aus denen verschiedene Kontaktwiderstände resultieren. Die jeweiligen Oxidationsausprägungen der Kontaktstelle sind in Abbildung 29 dargestellt.



mit $\Delta R = R_{\text{Oxidationsausprägung}} - R_{\text{original Kontaktstelle}}$

Abbildung 29: Laboruntersuchung „oxidierte Kontaktstelle“

Bei den verwendeten Kabeln handelt es sich um die Verbindungskabel zwischen einer Vorsicherung und der Sammelschiene der NS-Verteilung (vgl. Abbildung 73 in Anhang 10.2.1).

Die „oxidierte Kontaktstelle“ ist dabei im Bereich des Sammelschienenanschlusses nachgebildet. Die in Abbildung 29 aufgezeigten Kontaktwiderstandserhöhungen ΔR , die ausschließlich auf die „oxidierte Kontaktstelle“ zurückzuführen sind, stellen die Widerstandsdifferenz der jeweiligen Oxidationsausprägung $R_{\text{Oxidationsausprägung}}$ in Bezug auf den Widerstand der originalen Kontaktstelle $R_{\text{original Kontaktstelle}}$ dar. Die Verbindungskabel werden für die Laboruntersuchungen mit dem gleichen Drehmoment wie im „Normalbetrieb“ für die Laboruntersuchung „gelockerte Schraubverbindung“ angezogen, um vergleichbare Resultate ausschließlich auf Basis der „oxidierten Kontaktstelle“ zu erzielen.

3.2.2 Untersuchungen an Niederspannungsverteilungen

Die NS-Teilkomponenten werden mit den im vorherigen Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Veränderungen der Kontaktwiderstände in NS-Verteilungen eingebracht und mit Hilfe einer handelsüblichen Thermografiekamera untersucht. Deren jeweilige Analyse erfolgt unter konstanten Bedingungen, um Einflüsse auf die Temperaturmessung zu vermeiden. Beeinflussend wirken sich eine Veränderung der Messdistanz, des Messwinkels oder starke Schwankungen der Umgebungstemperatur aus. Durch die thermografische Untersuchung im Rahmen der Zustandsermittlung zu einem festen Zeitpunkt kann die Berücksichtigung von Schwankungen der Umgebungstemperatur im Untersuchungszeitraum entfallen. Der Einfluss des Messwinkels sowie der Messdistanz werden in Abschnitt 3.2.3 genauer beschrieben.

Die Erwärmung von elektrischen Komponenten ist ein zeitabhängiger Prozess. Dabei nimmt eine strombelastete Komponente nicht sofort ihre maximale, der Belastung und den Kontakt- und Eigenwiderständen entsprechende absolute Temperatur⁷ an, sondern erwärmt sich über einen gewissen Zeitraum, ausgehend von ihrer Anfangstemperatur. Die Erwärmung erfolgt dabei bis zum stationären Endzustand, der erreicht ist, wenn Erwärmung (durch die entstehende Verlustleistung) und Abkühlung (durch die Umgebungsluft) im Gleichgewicht stehen. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 30 für eine NH-Sicherung (NS-Teilkomponente) bei Bemessungsbelastung ohne Fehler und bei Raumtemperatur der Umgebungsluft von $T_{\text{Raum}} = 20\text{ °C}$, ausgehend vom unbelasteten Zustand, dargestellt.

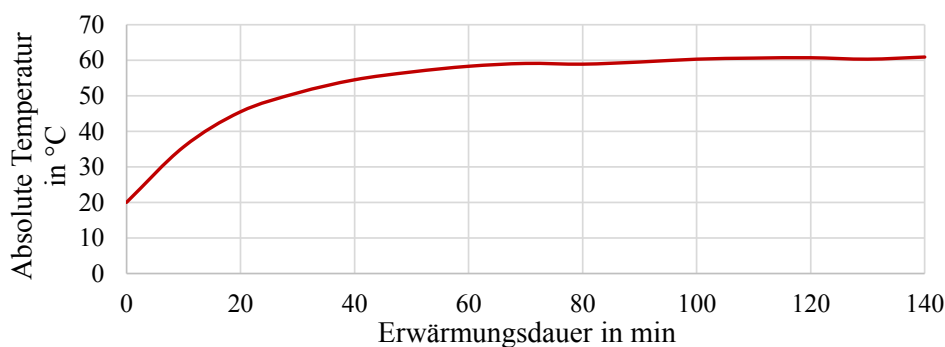


Abbildung 30: Erwärmung einer NH-Sicherung bei Bemessungsbelastung

⁷ Messbare Temperatur einer Komponente in °C

Es wird deutlich, dass eine Betrachtung und Bewertung des Temperaturverhaltens von Fehlstellen an elektrischen Komponenten nur im stationären Endzustand zielführend ist. Dieser ist unter den genannten Bedingungen nach einer Zeit von $t \approx 100$ min erreicht (vgl. Abbildung 30) und wird bei der Analyse in den Laboruntersuchungen berücksichtigt.

Die Veränderungen der Temperaturen aufgrund kurzzeitig schwankender Strombelastungen sind bei der Zustandsermittlung in der Praxis zu vernachlässigen, da die thermografische Untersuchung zu einem festen Zeitpunkt durchgeführt wird. Wie entsprechende Laboruntersuchungen zeigen, führen kurzzeitige Belastungsschwankungen nur zu einer geringfügigen Veränderung der Temperaturen. Eine relevante Temperaturveränderung ist erst nach einem Zeitraum von $t \approx 10$ min, bei Belastungsschwankungen von $\Delta I = 30$ A (hier 10 % der Bemessungsbelastung) detektierbar. Prinzipiell müsste für eine exakte Messung über einen langen Zeitraum gemessen werden, wie auch die Ergebnisse der Untersuchungen bei Belastungsschwankungen, die in Abbildung 74 in Anhang 10.2.2 dargestellt sind, zeigen. Diese Belastungsschwankungen durch Lastspitzen treten in der Praxis nur selten auf. Daher ist eine Messung zu einem festen Zeitpunkt für die Zustandsermittlung von NS-Verteilungen (MS-Anlagen) als ausreichend anzusehen. Belastungsschwankungen sind aus diesem Grund kein zentraler Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit.

Die Laboruntersuchungen werden zunächst bei maximal möglicher Belastung (Bemessungsbelastung oder ggf. niedrigeren Belastungen durch zu hohe fehlerstellenbedingte Temperaturen) der NS-Teilkomponenten durchgeführt. Der Einfluss der Abweichung von der Bemessungsbelastung wird in Abschnitt 3.2.4 allgemein zusammenfassend dargelegt.

Laboruntersuchung „verbogene Kontaktstelle“

Aufgrund der maximal zulässigen Sicherungsgröße in den einzelnen Abgängen der NS-Verteilung ergibt sich für die „verbogenen Kontaktstellen“ eine Bemessungsbelastung von $I_{r,Abgang} = 300$ A. Für diese werden die Untersuchungen an den vier unterschiedlichen Ausprägungen der „verbogenen Kontaktstelle“ durchgeführt. Dabei werden die jeweiligen stationären Endzustände der absoluten Temperaturen miteinander verglichen; deren Resultate sind in Abbildung 31 dargestellt.

In Abbildung 31 werden die erwarteten höheren Temperaturen bei steigendem Kontaktwiderstand ersichtlich. Die Temperaturdifferenz zwischen dem Normalbetrieb der Kontaktstelle und einer Kontaktierung mit nur einem einzelnen Kontakt beträgt $\Delta T = 22,8$ K. Selbst bei einer Reduzierung der Kontaktierung auf drei Kontakte ist bei Bemessungsbelastung bereits eine Temperaturerhöhung von $\Delta T = 7,2$ K gegenüber dem Normalbetrieb gegeben. Insgesamt zeigt sich ein nahezu linearer Temperaturanstieg bei konstant verringerter Kontaktierung, der aus der ebenfalls linear ansteigenden Wärme gemäß Formel 2.2 resultiert.

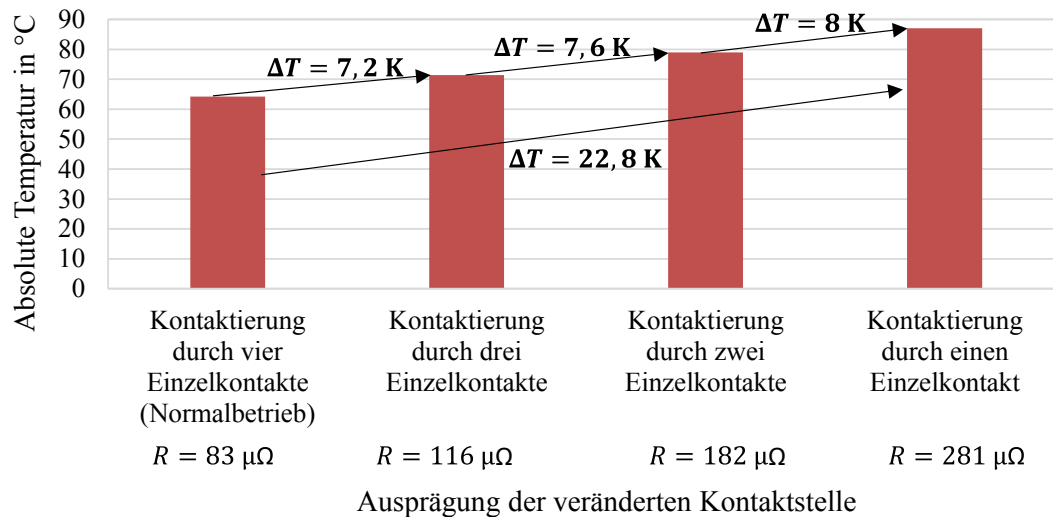


Abbildung 31: Temperaturverhalten der „verbogenen Kontaktstelle“ bei Bemessungsbelastung

Laboruntersuchung „gelockerte Schraubverbindung“

Für die Laboruntersuchungen zu der „gelockerten Schraubverbindung“ ergibt sich aufgrund der maximal zulässigen Strombelastung für das verwendete Verbindungskabel ein Bemessungsstrom von $I_{r,Verteilung} = 450 \text{ A}$. Als weitere Randbedingung muss die maximal zulässige Temperatur des Verbindungskabels von $T_{\text{Kabel,PVC}} = 70 \text{ °C}$, die nicht überschritten werden darf, berücksichtigt werden. Diese zusätzliche Randbedingung ergibt sich aufgrund der zulässigen Temperaturen für eine PVC-Kabelisolierung nach [123, 124]. Die Betrachtung der Temperaturen im stationären Endzustand ist dabei obligatorisch. Die ersten Laboruntersuchungen zeigen bereits, dass schon bei einem bei Raumtemperatur von $T_{\text{Raum}} = 20 \text{ °C}$ gemessenen Kontaktwiderstand von $R_{\text{Kontaktstelle,verändert,20°C}} = 213 \mu\Omega$ der maximal zulässige Temperaturgrenzwert für die Kabelisolierung bei Bemessungsbelastung erreicht wird. Damit kann eine weitere Widerstandserhöhung auf $R_{\text{Kontaktstelle,verändert,20°C}} = 297 \mu\Omega$ bei Bemessungsbelastung nicht untersucht werden. Die höchst mögliche Strombelastung, die zur Erzeugung vergleichbarer Messresultate herangezogen werden kann, beträgt für alle Ausprägungen der „gelockerten Schraubverbindung“ $I_{\text{Verteilung}} = 315 \text{ A}$ (70 % der ursprünglichen Bemessungsbelastung). Bei der gewählten Strombelastung wird eine Temperatur von $T_{\text{Kontaktstelle,R=297 } \mu\Omega} = 73,3 \text{ °C}$ erreicht und damit die maximal zulässige Temperatur von $T_{\text{Kabel,PVC}} = 70 \text{ °C}$ nur geringfügig überschritten. Die Resultate der Laboruntersuchungen sind in Abbildung 32 dargestellt.

Die Temperaturdifferenz zwischen dem Normalbetrieb der Kontaktstelle ($R_{\text{Kontaktstelle,normal,20°C}} = 78 \mu\Omega$) und der deutlich veränderten Kontaktstelle ($R_{\text{Kontaktstelle,verändert,20°C}} = 297 \mu\Omega$) beträgt $\Delta T = 32,1 \text{ K}$. Bereits bei einer nur geringen Widerstandsveränderung auf $R_{\text{Kontaktstelle,verändert,20°C}} = 124 \mu\Omega$ steigt die Temperatur gegenüber dem Normalbetrieb um $\Delta T = 13,4 \text{ K}$. Insgesamt ergibt sich hier auch ein linearer Anstieg der Temperatur, der wiederum über die ebenfalls nahezu linear ansteigende Wärme gemäß Formel 2.2 beschrieben werden kann.

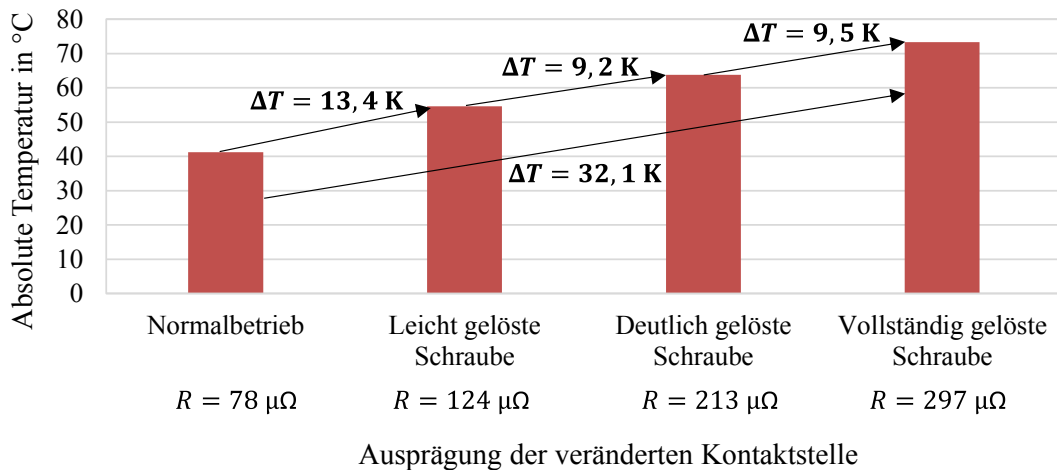


Abbildung 32: Temperaturverhalten der „gelockerten Schraubverbindung“ bei 70% der Bemessungsbelastung

Laboruntersuchung „oxidierte Kontaktstelle“

Die durch die „oxidierte Kontaktstelle“ künstlich erzeugten Fehlstellen können aufgrund der gleichen verwendeten Verbindungskabel wie bei der Laboruntersuchung „gelockerte Schraubverbindung“ maximal mit dem Bemessungsstrom der NS-Verteilung von $I_{r,Verteilung} = 450 \text{ A}$ belastet werden. Eine Untersuchung bei Bemessungsstrom ist aufgrund einzuhaltender Temperaturgrenzwerte der Verbindungskabel auch in diesem Fall nicht möglich. Zur Wahrung der Vergleichbarkeit mit den Resultaten der Laboruntersuchungen „gelockerte Schraubverbindung“ werden die Laboruntersuchungen ebenfalls mit $I_{Verteilung} = 315 \text{ A}$ (70 % der Bemessungsbelastung) durchgeführt. Theoretisch wäre eine Belastung mit 80 % der Bemessungsbelastung ($I_{Verteilung} = 350 \text{ A}$) möglich, wobei dann die Vergleichbarkeit mit den übrigen Messreihen nicht gegeben ist.

Die Auswertungen der Laboruntersuchungen im stationären Endzustand zeigen, dass die Temperaturen erwartungsgemäß mit zunehmendem Kontaktwiderstand ansteigen. Dabei ist bei extremer Kontaktwiderstandserhöhung ($\Delta R_{\text{Kontaktstelle, verändert, } 20^\circ\text{C}} = 249 \mu\Omega$) eine stark ansteigende Temperatur zu verzeichnen. Die Resultate der Laboruntersuchungen sind in Abbildung 33 dargestellt.

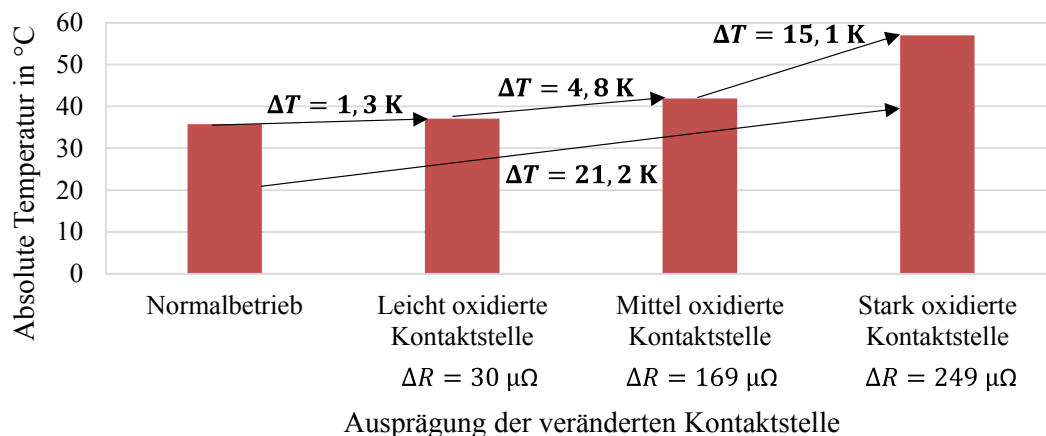


Abbildung 33: Temperaturverhalten der „oxidierten Kontaktstelle“ bei 70% der Bemessungsbelastung

Im Gegensatz zu den zuvor aufgeführten Laboruntersuchungen zu „verbogenen Kontaktstellen“ und „gelockerten Schraubverbindungen“ handelt es sich bei einer „oxidierten Kontaktstelle“ nicht um eine punktuelle Widerstandsveränderung. Bei einer „oxidierten Kontaktstelle“ ist zusätzlich ein großer Teil des Kabels betroffen, sodass, wie die Labortests zeigen, für nicht punktuelle Widerstandsveränderungen kein lineares Temperaturverhalten zu erwarten ist. Daher ist eine „oxidierte Kontaktstelle“ als besonders kritisch zu bewerten. Das Temperaturverhalten für die „oxidierten Kontaktstellen“ ist der Vollständigkeit halber für die maximal zulässige Belastung von $I_{\text{Verteilung}} = 350 \text{ A}$ (80 % der Bemessungslast) in Abbildung 75 in Anhang 10.2.3 aufgeführt.

Zusammenfassend lässt sich für die Laboruntersuchungen festhalten, dass das zu erwartende Erwärmungsverhalten von elektrischen Komponenten durch steigende Kontaktwiderstände im Fehlerfall ermittelt werden kann. Einflüsse durch kurzzeitige Belastungsschwankungen auf die Temperaturentwicklung sind zu vernachlässigen, da diese nur sehr gering ausgeprägt sind und in der Praxis nur selten auftreten. Damit wird die thermografische Untersuchung im stationären Endzustand durchgeführt, der notwendig ist, um eine Fehlinterpretation der ermittelten Temperaturen zu vermeiden.

3.2.3 Einflussfaktoren auf die Messung

Wie auch bei der akustischen Teilentladungsdetektion werden die Ergebnisse der thermografischen Untersuchung durch Einflussfaktoren wie bspw. die Messdistanz oder den Messwinkel beeinflusst. Diese Einflussfaktoren können über das fotometrische Entfernungsgesetz bzw. das fotometrische Grundgesetz beschrieben werden [75]. Das fotometrische Grundgesetz stellt den Zusammenhang der Strahlungsleistung (Wärmestrahlung), die mit Hilfe der Thermografiekamera ermittelt werden kann, in Abhängigkeit von geometrischen Größen dar. Der Winkel zwischen Thermografiekamera und der zu analysierenden elektrischen Komponente besitzt dabei einen maßgeblichen Einfluss auf die messbare absolute Temperatur, denn bei zunehmender Winkelabweichung von einer parallelen Messung verringert sich die projizierte und damit messtechnisch erfassbare Fläche [75]. Dieser Zusammenhang wird über das Lambert'sche Kosinusetz beschrieben [75]. Zur Erfassung der maximalen Strahlungsintensität und damit der maximalen absoluten Temperatur sollten die Flächennormalen des zu thermografierenden Objektes und der Thermografiekamera parallel verlaufen und deckungsgleich sein [75].

Die Laboruntersuchungen zeigen, dass neben der theoretischen Abnahme der detektierbaren Strahlungsintensität (Wärmestrahlung und damit der Temperatur) in Bezug auf die Detektierbarkeit eines Hot-Spots auch eine Winkelabhängigkeit vorliegt. Gerade bei punktuellen Fehlstellen („verbogene Kontaktstelle“, „gelockerte Schraubverbindung“) ist eine Detektion des tatsächlichen Hot-Spots essentiell, um Aussagen bezüglich maximaler Temperaturen bzw. Temperaturdifferenzen zu vergleichbaren Komponenten treffen zu können. Daher ist die Messung zu deren Ermittlung aus unterschiedlichen Winkeln notwendig. Aufgrund der baulichen

Gegebenheiten ist diese Untersuchung jedoch nicht immer möglich, sodass sich eine Ungenauigkeit bei der Bewertung ergeben kann.

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Messung ist die Messdistanz. Aufgrund des fotometrischen Grundgesetzes nimmt die detektierbare Strahlungsintensität mit der Messentfernung quadratisch ab [75]. Zusätzlich vergrößert sich der Messfleck mit zunehmender Messentfernung (vgl. Abschnitt 2.3), sodass die Genauigkeit der Temperaturermittlung reduziert und die exakte Beurteilung der eigentlichen Fehlstelle eingeschränkt ist. Die Auswirkung dieser Zusammenhänge wird anhand der Thermografieaufnahmen in Abbildung 34 deutlich.

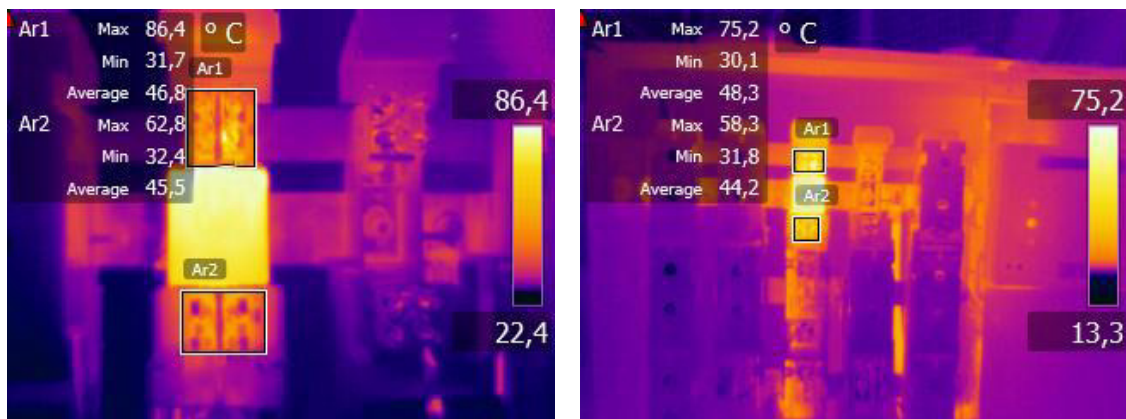


Abbildung 34: Thermografieaufnahme derselben Fehlstelle in unterschiedlicher Entfernung ($d_{\text{mess}} = 40 \text{ cm}$ links, $d_{\text{mess}} = 200 \text{ cm}$ rechts)

Die Thermografieaufnahmen derselben Fehlstelle in Abbildung 34 zeigen die Abnahme der detektierbaren Temperatur mit zunehmender Messdistanz. Eine Angabe des Fehlstellenortes kann dabei aber in beiden Thermografieaufnahmen erfolgen, da die Temperaturen der oberen Sicherungskontakte (Bezugsflächen Ar1 in Abbildung 34) jeweils die maximalen Temperaturwerte aufweisen. Die Abweichung der ermittelbaren maximalen absoluten Temperaturen in Abbildung 34 beträgt für die unterschiedlichen Messdistanzen ($d_{\text{mess}} = 40 \text{ cm}$ (links) und $d_{\text{mess}} = 200 \text{ cm}$ (rechts)) $\Delta T = 11,2 \text{ K}$. Daran wird deutlich, dass eine Thermografieaufnahme mit einer möglichst geringen Messdistanz – unter Berücksichtigung notwendiger Sicherheitsabstände – ausgeführt werden sollte, um eine exakte Beurteilung der maximalen absoluten Temperaturen und der Temperaturdifferenzen ableiten zu können.

Grundsätzlich ist die Anwendung der thermografischen Untersuchung in zwei Stufen vorzunehmen. Zunächst ist eine thermografische Untersuchung der gesamten elektrischen Komponente (Transformator, MS-Schaltanlage oder NS-Verteilung) durchzuführen. Werden dabei erhöhte Temperaturen detektiert, ist eine detaillierte Aufnahme der eigentlichen Fehlstelle (Hot-Spot) zu ergänzen. Generell sollte Fremdstrahlung weitestgehend minimiert werden, da diese zu Fehlinterpretationen bei der thermografischen Untersuchung führen kann. Insbesondere, wenn keine Fehlstellen vorhanden oder aufgrund von geringer Belastung (siehe Abschnitt 3.2.4) nur geringfügige Temperaturerhöhungen über der Umgebungstemperatur zu erwarten sind, kann durch Fremdstrahlung auf „scheinbare“ Hot-Spots geschlossen werden. Abhilfe schafft die

Veränderung des Messwinkels und der Messdistanz sowie eine Beachtung von im Umfeld befindlichen Wärmequellen. Dadurch wird eine Unterscheidung zwischen realem Hot-Spot durch eine Fehlstelle und „scheinbarem“ Hot-Spot durch Fremdstrahlung möglich.

3.2.4 Berücksichtigung der Strombelastung

Die bisherigen Laboruntersuchungen beruhen auf einer Auslastung nahe der komponentenspezifischen Bemessungsbelastung. Bei dieser ist die maximal zu erwartende Verlustleistung an veränderten Kontaktwiderständen und damit einhergehend die maximale absolute Temperatur zu erwarten. Auslastungen im Bereich der Bemessungsbelastungen der elektrischen Komponenten liegen nur in Ausnahmefällen vor. Typische Auslastungsgrade im realen Netzbetrieb liegen zwischen $\delta = 10\%$ und $\delta = 50\%$ der Bemessungsbelastung. Zur Beurteilung der thermografischen Untersuchungen ist es daher notwendig, das Temperaturverhalten der NS-Teilkomponenten in Abhängigkeit des Auslastungsgrades näher zu betrachten. Auf Basis dieser Erkenntnisse und der in Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Untersuchungsergebnisse werden die absoluten Temperaturen bei variablen Belastungen auf zu erwartende absolute Temperaturen bei Bemessungsbelastung umgerechnet. Zudem wird bei Betrachtung der tatsächlichen Belastung der NS-Teilkomponenten und der daraus resultierenden Temperaturdifferenz zwischen gleichartigen NS-Teilkomponenten eine Unterscheidung zwischen lastbedingter Erwärmung (Erwärmung unterschiedlich belasteter Phasen) und fehlerstellenbedingter Erwärmung (Erwärmung durch eine vorhandene Fehlstelle) möglich.

Der Einfluss der Strombelastung auf die Erwärmung der NS-Teilkomponenten wird zunächst ohne künstliche Erhöhung von Kontaktwiderständen analysiert und die gemessene absolute Temperatur im stationären Endzustand für verschiedene Auslastungsgrade ($\delta = \frac{I}{I_r}$) für NH-Sicherungen, NH-Sicherungskontakte und Kabelanschlüsse betrachtet. Die Resultate sind in Abbildung 35 dargestellt.

In Abbildung 35 wird deutlich, dass die analysierten NS-Teilkomponenten gemäß dem Joule'schen Gesetz mit steigender Belastung grundsätzlich einen quadratischen Temperaturanstieg aufweisen. Die jeweilige Erwärmung ist aber (teil-)komponentenspezifisch. Um die (teil-)komponentenspezifische, belastungsabhängige Erwärmung zu vergleichen, ist die Differenz zwischen der absoluten Temperatur ohne Belastung und der bei entsprechendem Auslastungsgrad zu bilden.

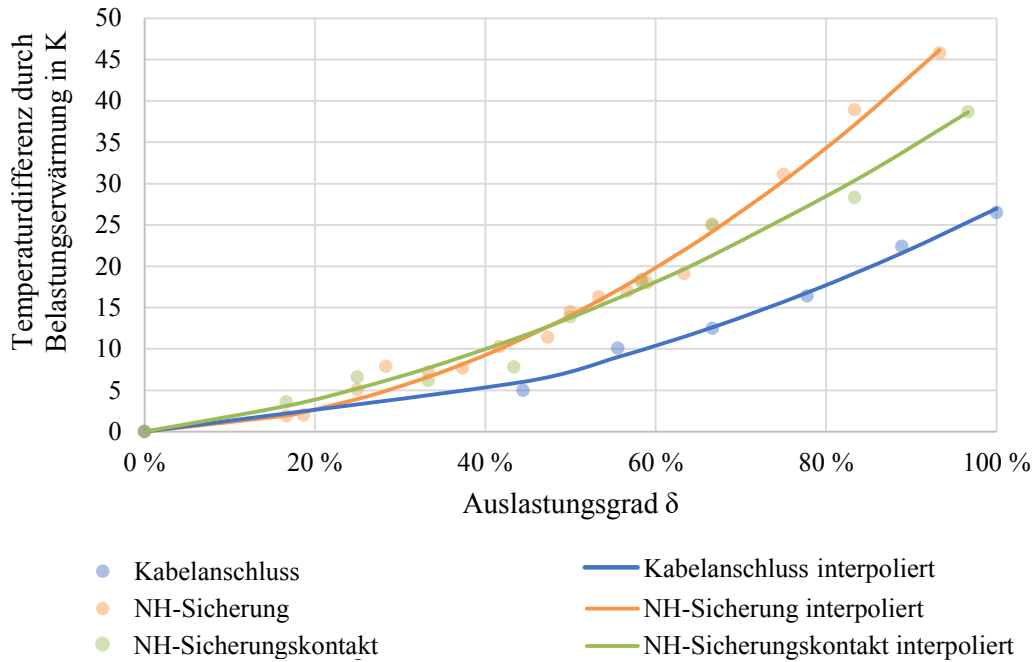


Abbildung 35: Erwärmung der in Laboruntersuchungen betrachteten NS-Teilkomponenten ohne Fehlstelle

Ein direkter Vergleich der absoluten Temperatur zwischen verschiedenen NS-Teilkomponenten würde aufgrund unterschiedlicher Materialien und den daraus resultierenden unterschiedlichen Emissionsfaktoren zu einer Verfälschung der Ergebnisse führen. Die Berücksichtigung (teil-)komponentenspezifischer Emissionsfaktoren ist nur im Rahmen der Laboruntersuchungen, nicht jedoch im Rahmen des angestrebten Praxiseinsatzes, möglich. Die Restriktionen für den zulässigen zeitlichen Mehraufwand bei Einsatz der Messverfahren in der Praxis sind hierfür das begrenzende Kriterium. Daher werden auch im Rahmen der Laboruntersuchungen ausschließlich Temperaturdifferenzen zwischen gleichartigen NS-Teilkomponenten betrachtet, sodass eine Berücksichtigung der materialspezifischen Emissionsfaktoren entfallen kann.

Anhand der aufgezeigten Erwärmung der einzelnen NS-Teilkomponenten in Abhängigkeit von deren Strombelastung (Auslastungsgrad δ ; siehe Abbildung 35) wird deutlich, dass bei einer thermografischen Untersuchung der jeweiligen NS-Teilkomponenten der Auslastungsgrad δ einen entscheidenden Einfluss auf die zu erwartenden absoluten Temperaturen hat. Zur Beurteilung von Fehlstellen ist, bei von der Bemessungslast abweichenden Belastungen, eine Umrechnung der Temperaturen auf den zu erwartenden Temperaturwert bei Bemessungslast notwendig. Die in den Laboruntersuchungen ermittelten Werte können für die Beurteilung der im Praxiseinsatz ermittelten Temperaturen als Referenzwerte herangezogen werden. In [81] wird ebenfalls auf die Berücksichtigung des Belastungsstromes I in Bezug auf den Nennstrom I_n ⁸ der jeweiligen elektrischen Komponenten hingewiesen, aus der die Formel 3.4 zur Umrechnung der Temperaturen hervorgeht [81]:

⁸ [81] führt in der vorliegenden Fassung den Nennstrom I_n auf. Gemeint ist der in dieser Arbeit aufgeführte Bemessungsstrom I_T .

$$\Delta T_1(I_n) = \frac{I_n^2}{I^2} \cdot \Delta T_2(I) \quad (3.4)$$

- mit: $\Delta T_1(I_n)$ - Erwärmung bei Nennstrom I_n in K
 I_n - Nennstrom in A
 I - Betriebsstrom zum Messzeitpunkt in A
 $\Delta T_2(I)$ - Erwärmung bei Betriebsstrom I zum Messzeitpunkt in K

Formel 3.4 gilt nur unter Berücksichtigung der Einschränkungen, dass einerseits die Kontaktwiderstände bei unterschiedlichen Strombelastungen und der daraus entstehenden Erwärmung konstant und andererseits die Abweichungen zwischen Betriebs- und Bemessungsstrom möglichst gering sind [81]. Zur Überprüfung der resultierenden Abweichung werden nun die real messbaren Erwärmungen bei Bemessungsbelastung mit den nach Formel 3.4 auf Bemessungsbelastung umgerechneten Erwärmungen bei variablem Auslastungsgrad verglichen. Als Eingangsgröße für die Erwärmung ΔT_2 bei variablem Auslastungsgrad dient die in den Laborversuchen ermittelte Erwärmung ΔT_{Labor} (vgl. Abbildung 35). Mit dieser wird das reale Erwärmungsverhalten der einzelnen NS-Teilkomponenten abgebildet. Zur Beurteilung des Umrechnungsfehlers nach Formel 3.4 von der realen Erwärmung bei Bemessungsbelastung werden die auf Nennstrom umgerechneten Erwärmungen $\Delta T_1(I_n)$ in Relation zu den in den Laboruntersuchungen messtechnisch ermittelten und auf Bemessungsstrom I_r umgerechneten Erwärmungen $\Delta T_{\text{Labor}}(I_r)$ gesetzt. Der Fehler der Umrechnung ergibt sich über die Formel 3.5.

$$\gamma = \frac{\Delta T_1(I_n) - \Delta T_{\text{Labor}}(I_r)}{\Delta T_{\text{Labor}}(I_r)} \quad (3.5)$$

- mit: γ - Fehler der Umrechnung
 $\Delta T_1(I_n)$ - Erwärmung bei Nennstrom I_n aus Formel 3.4 in K
 $\Delta T_{\text{Labor}}(I_r)$ - Erwärmung bei Bemessungsstrom I_r aus Laboruntersuchungen in K

Für den Fehler der Umrechnung von real gemessenen Werten der Erwärmung ergeben sich die in der nachfolgenden Abbildung 36 ersichtlichen Verläufe.

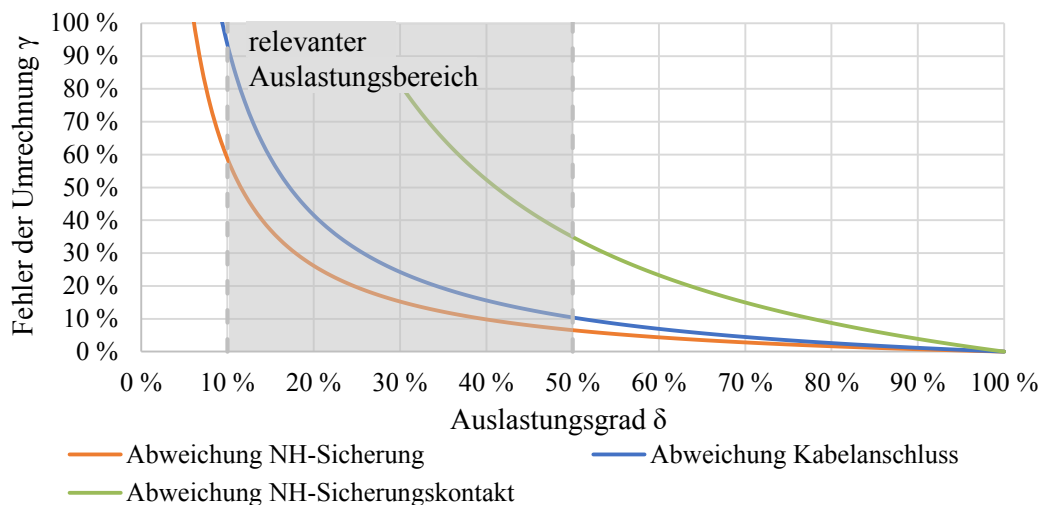


Abbildung 36: Vergleich der Umrechnung nach Formel 3.4 und eigenen Untersuchungen

Anhand des in Abbildung 36 aufgezeigten Fehlers wird deutlich, dass die in [81] angegebene Formel 3.4 nur für Auslastungsgrade $\delta > 70\%$ angenommen werden sollte, da ansonsten die Fehler der umgerechneten Erwärmung und damit auch der absoluten Temperaturen Werte von $\gamma > 15\%$ gegenüber den realen Werten annehmen. Die Fehler besitzen maßgeblichen Einfluss auf die Genauigkeit der thermografischen Untersuchung. Zudem wird aus Abbildung 36 ersichtlich, dass die Fehler (teil-)komponentenspezifisch sind und daher nicht über eine allgemeingültige Vorgehensweise berechnet werden können. Die über die Laboruntersuchungen ermittelten Referenzwerte ermöglichen eine deutlich exaktere Beurteilung der Erwärmung und damit auch der absoluten Temperaturen für Auslastungsgrade zwischen $\delta = 10\%$ und $\delta = 50\%$. Die in [81] angegebene Formel 3.4 kann hierfür aufgrund des großen Fehlers γ nicht verwendet werden. Die Erwärmung von einzelnen Teilkomponenten weicht, wie Abbildung 35 am Beispiel von Sicherungen, Sicherungskontakten und Kabelanschlüssen zeigt, deutlich untereinander ab. Dies muss in der Formel für die Umrechnung der absoluten Temperaturen auf Bemessungsbelastung berücksichtigt werden. Aus den Laboruntersuchungen ergibt sich für die Umrechnung der gemessenen absoluten Temperatur bei nicht fehlerstellenbehafteter Komponente folgende Formel 3.6:

$$T_{\text{Prognose}} = T_{\text{mess}}(I_{\text{mess}}) + \left(a \cdot \left(1 - \left(\frac{I_{\text{mess}}}{I_r} \right)^2 \right) + b \cdot \left(1 - \frac{I_{\text{mess}}}{I_r} \right) \right) \quad (3.6)$$

- mit: T_{Prognose} - Umgerechnete absolute Temperatur bei Bemessungsbelastung in °C
 $T_{\text{mess}}(I_{\text{mess}})$ - Gemessene absolute Temperatur bei I_{mess} in °C
 I_{mess} - Gemessener Strom zum Zeitpunkt der Temperaturmessung in A
 I_r - Bemessungsstrom der Komponente in A
 a, b - Komponentenspezifische Erwärmungskoeffizienten

Für die komponentenspezifischen Erwärmungskoeffizienten a und b ergeben sich die aus den Laborversuchen abgeleiteten und in der nachfolgenden Tabelle 6 dargestellten Werte.

Tabelle 6: Komponentenspezifische Erwärmungskoeffizienten

Komponente	a	b
Sicherung	49,3	3,5
Sicherungskontakt	26,6	14,3
Kabelanschluss	24,2	2,8

Bisherige Betrachtungen basieren ausschließlich auf den absoluten Temperaturen (quantitative Betrachtung) einzelner NS-Teilkomponenten bzw. deren Erwärmung, ausgehend vom unbelasteten Zustand. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass in der Praxis die messbaren absoluten Temperaturen bei den typisch auftretenden geringen Auslastungen häufig sehr gering sind. Selbst bei Umrechnung auf Bemessungsbelastung ist deren Aussagekraft eingeschränkt, da für eine Beurteilung der maximal zulässigen Grenztemperaturen die vorliegenden Materialien sowie deren materialspezifische Emissionsfaktoren ermittelt werden müssen. Bei der Zustands-

ermittlung ist dieses Vorgehen nicht zielführend, da der erforderliche den gerechtfertigten Bewertungsaufwand deutlich übersteigen würde. Aus diesen Gründen ist i. d. R. ein vereinfachtes Verfahren zur Zustandsermittlung heranzuziehen, das auch in [80, 83, 125, 126, 127] beschrieben ist.

Das vereinfachte Verfahren basiert auf der Betrachtung von Temperaturdifferenzen (qualitative Betrachtung) von baugleichen Teilkomponenten einzelner Phasen eines MS- bzw. NS-Abganges (dreiphasiger Anschlusspunkt einer MS-Schaltanlage oder NS-Verteilung) [112, 125, 126, 127]. In der Praxis liegen in der NS-Ebene an baugleichen Teilkomponenten einzelner Phasen vielfach unsymmetrische Belastungen vor. Eigene Untersuchungen haben gezeigt, dass diese zwischen einzelnen Phasen zumeist im Bereich zwischen 5 % und 10 % der Bemessungslastungen liegen. Aus den Umrechnungskurven (siehe Abbildung 35) resultiert, dass die Unterschiede durch Erwärmung bei vorliegenden Unsymmetrien im relevanten Auslastungsbereich von $\delta = 10\%$ bis $\delta = 50\%$ maximal $\Delta T = 3\text{ K}$ betragen. Daher ist bei den typischen Unsymmetrien die lastbedingte Erwärmung nahezu vernachlässigbar. Im Vergleich dazu liegen bei fehlerstellenbedingter Erwärmung meist deutlich höhere Temperaturdifferenzen vor. Um dennoch eine gesicherte Beurteilung hinsichtlich last- oder fehlerstellenbedingter Erwärmung treffen zu können, sollte bei Temperaturdifferenzen von $\Delta T \geq 3\text{ K}$ eine Strommessung an den einzelnen Phasen durchgeführt werden, da in Ausnahmefällen auch größere Unsymmetrien möglich sind.

Ein weiteres Indiz für eine Differenzierung zwischen last- und fehlerstellenbedingter Erwärmung ist die „Gleichmäßigkeit“ des Temperaturverlaufs entlang der Stromlaufbahn an der betrachteten NS-Teilkomponente. Während bei einer lastbedingten Erwärmung von NS-Teilkomponenten ein großteils gleichmäßiger Temperaturverlauf entlang der Stromlaufbahn ohne punktuell auftretende große Temperaturdifferenzen vorliegt, sind bei fehlerstellenbedingter Erwärmung punktuell große Temperaturdifferenzen zu erwarten. Einzelne Hot-Spots sind deutlich ermittelbar. Den Vergleich zwischen einem Temperaturverlauf entlang der Stromlaufbahn der fehlerstellenbedingten Erwärmung eines NH-Sicherungskontaktes und einer lastbedingten Erwärmung eines NH-Sicherungskontaktes ohne Fehlerstelle zeigt Abbildung 37. Hier wird deutlich, dass – bei fehlerstellenbehaftetem NH-Sicherungskontakt (Fehlerstelle am oberen NH-Sicherungskontakt der oberen Sicherung) im Vergleich zu einem NH-Sicherungskontakt im Normalbetrieb (NH-Sicherungskontakte untere Sicherung) – eine punktuell große Temperaturdifferenz (Vergleich blaue und grüne Kurve) im Bereich des künstlich erhöhten Kontaktwiderstandes (blaue Ellipse) zu verzeichnen ist. Zudem wird diese Untersuchung bei einer gleichzeitigen Unsymmetrie von rund $I = 30\text{ A}$ (10 % der Bemessungslastung der NH-Sicherungen) zwischen oberer und unterer NH-Sicherung durchgeführt, wobei die untere NH-Sicherung höher belastet ist. In diesem Fall weist die Unsymmetrie keine nennenswerten Auswirkungen auf die messbaren absoluten Temperaturen auf. Der erhöhte Kontaktwiderstand an der oberen NH-Sicherung zeigt eine deutlich höhere absolute Temperatur, sodass der Unsymmetrie, wie erwähnt, keine Bedeutung hinsichtlich der damit einhergehenden Erwärmung zuzuweisen ist. Durch die Analyse des

Temperaturverlaufs entlang der Stromlaufbahn kann der erhöhte Kontaktwiderstand und somit die Fehlstelle eindeutig eingegrenzt werden.

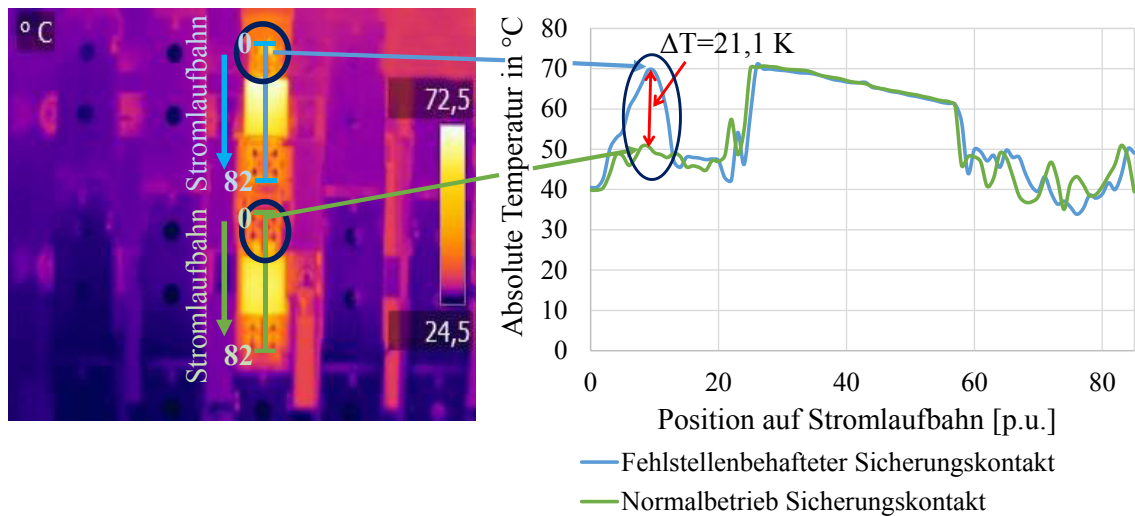


Abbildung 37: Vergleich des Temperaturverlaufs entlang der Stromlaufbahn mit und ohne Fehlstelle an Sicherungskontakt

Eine Bewertung von Temperaturdifferenzen zwischen gleichartigen NS-Teilkomponenten unterschiedlicher Phasen eines Abgangs ist für eine fundierte Zustandsermittlung essentiell. Hierfür sind die Temperaturdifferenzen zwischen vergleichbaren NS-Teilkomponenten (bspw. Kontaktstellen von NH-Sicherungen unterschiedlicher Phasen des gleichen Abgangs) zu bestimmen. Durch den Temperaturvergleich der Kontaktstellen kann direkt die Temperaturdifferenz von $\Delta T = 21,1 \text{ K}$ anhand einer geeigneten Thermografieaufnahme (siehe Abbildung 76 in Anhang 10.2.4) ermittelt werden. Eine zusätzliche Auswertung in Bezug auf den Temperaturverlauf entlang der Stromlaufbahn über den Sicherungen ist somit nicht zwingend notwendig.

Für eine gesicherte Aussage hinsichtlich der Beurteilung von Fehlstellen wird bei anhand von Thermografieaufnahmen eindeutig zu identifizierenden Fehlstellen eine Umrechnung der Temperaturdifferenzen auf Bemessungsbelastung notwendig. Durch den quadratischen Einfluss des Stromes auf die Erwärmung gemäß dem Joule'schen Gesetz vergrößert sich bei fehlerbedingter Erwärmung die Temperaturdifferenz zu gleichartigen NS-Teilkomponenten ohne Fehlstelle. Die Umrechnung der Temperaturen stellt dabei nur eine Näherung dar, kann jedoch als Indiz für das Vorliegen einer Fehlstelle und zur Beurteilung von deren Bedeutung verwendet werden. Für letztgenannte Zuordnung sind Temperaturgrenzwerte festzulegen, die i. d. R. immer auf Auslastungsgrade im Bereich der Bemessungsbelastung bezogen sind, da diese bei Fehlstellen die kritischsten Zustände darstellen [80].

Die näherungsweise Umrechnung für eine fehlerbedingte Erwärmung auf Bemessungsbelastung, ohne Berücksichtigung der temperaturabhängigen Widerstandsveränderung, kann aus den Laboruntersuchungen hergeleitet werden. Dabei ist die Berechnung der Temperatur-

differenzen als ausreichend zu erachten und die Formel 3.6 entsprechend zu erweitern. Hierzu wird die tatsächlich gemessene Temperatur, wenn eindeutig – anhand der Thermografieaufnahme – auf eine Fehlstelle geschlossen wird, um die Erwärmung ohne Fehlstelle bei gegebener Auslastung im Verhältnis zur Erwärmung bei Bemessungsbelastung korrigiert. Über diesen Zusammenhang können die in den Laboruntersuchungen ermittelten Temperaturen mit ausreichender Genauigkeit auf Bemessungsbelastung umgerechnet werden. Für die Umrechnung gilt die aus den Laboruntersuchungen abgeleitete Formel 3.7:

$$T_{\text{Fehlstelle}} = \frac{T_{\text{mess}}(I_{\text{mess}})}{a \cdot \left(\frac{I_{\text{mess}}}{I_r}\right)^2 + b \cdot \left(\frac{I_{\text{mess}}}{I_r}\right)} \cdot (a + b) + \left(a \cdot \left(1 - \left(\frac{I_{\text{mess}}}{I_r}\right)^2\right) + b \cdot \left(1 - \frac{I_{\text{mess}}}{I_r}\right) \right) \quad (3.7)$$

- mit: $T_{\text{Fehlstelle}}$ - Umgerechnete fehlerstellenbedingte absolute Temperatur bei Bemessungsbelastung in °C
 $T_{\text{mess}}(I_{\text{mess}})$ - Gemessene absolute Temperatur bei I_{mess} in °C
 I_{mess} - Gemessener Strom zum Zeitpunkt der Temperaturmessung in A
 I_r - Bemessungsstrom der Komponente mit detektierter Fehlstelle in A
 a, b - Komponentenspezifische Erwärmungskoeffizienten (gemäß Tabelle 6)

Die Temperaturdifferenz ΔT_{mess} nach Formel 3.8 aus der absoluten Temperatur bei fehlerstellenbedingter Erwärmung $T_{\text{Fehlstelle}}$ und der natürlich gegebenen lastbedingten Erwärmung $T_{\text{intakte Komponente}}$ (aus Formel 3.6 für Bemessungsbelastung $\delta = 1$) stellt die notwendige Eingangsgröße für die Beurteilung des Zustands der betrachteten Teilkomponente anhand gegebener Grenzwerte dar.

$$\Delta T_{\text{mess}} = T_{\text{Fehlstelle}} - T_{\text{intakte Komponente}}(\delta = 1) \quad (3.8)$$

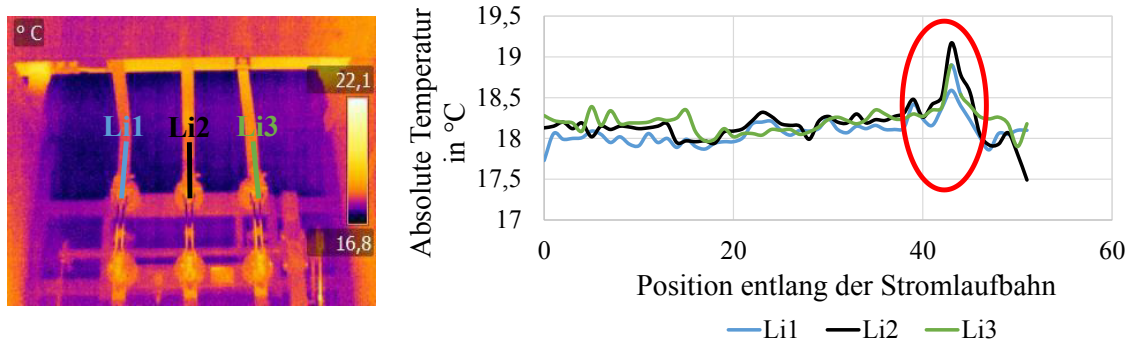
3.2.5 Übertragung der Zusammenhänge auf Mittelspannungsanlagen

Die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Laboruntersuchungen basieren ausschließlich auf der Analyse von NS-Teilkomponenten. Es ist davon auszugehen, dass die hieraus abgeleiteten Zusammenhänge ebenfalls auf MS-Anlagen (MS-Schaltanlagen, Transformatoren) übertragen werden können. Zwar ist bei MS-Anlagen von höheren Betriebsströmen und damit auch höheren elektrischen Leistungen auszugehen, jedoch liegen hier deutlich größere Querschnitte (Kontaktflächen) der einzelnen Komponenten vor. Da potentielle Fehlerstellen an MS-Anlagen denen an NS-(Teil-)Komponenten gleichen, wie in Abschnitt 3.2.1 bereits erläutert, und für MS-Anlagen vornehmlich die Bewertung von Temperaturdifferenzen aufgrund von Widerstandsveränderungen im Vordergrund steht, wird von der Übertragbarkeit der Zusammenhänge von NS-(Teil-)Komponenten auf MS-Anlagen in dieser Arbeit ausgegangen.

Bei detektierbaren Temperaturdifferenzen an gleichartigen Teilkomponenten der MS-Anlagen (Schaltkontakte, Sammelschienenverbindungen, Kabelendverschlüssen etc.) kann direkt auf eine fehlerstellenbedingte Erwärmung geschlossen werden. Eine Betrachtung der Unsymmetrie kann entfallen. Im Gegensatz zu NS-Verteilungen sind bei MS-Anlagen die unterschiedlichen Phasen eines Abgangs nahezu symmetrisch belastet [128]. Damit gewinnt die Analyse der ermittelbaren

Temperaturdifferenzen nochmals an Bedeutung. Zusätzlich ist auch die Analyse des Temperaturverlaufs entlang der Stromlaufbahn an gleichartigen Teilkomponenten der MS-Anlagen von besonderer Relevanz, da an den meisten MS-Schaltanlagen keine Strommessungen realisiert werden können und auch herstellerseitig nicht vorgesehen sind. Über die Analyse des Temperaturverlaufs entlang einer Stromlaufbahn wird die Differenzierung zwischen einer seltenen, lastbedingten Erwärmung (unsymmetrische Belastung, geringe Temperaturdifferenz zwischen Teilkomponenten) und einer weitaus häufigeren fehlerstellenbedingten Erwärmung (erhöhter Kontaktwiderstand, hohe Temperaturdifferenz zwischen Teilkomponenten) möglich. Exemplarisch ist dies in Abbildung 38 aufgezeigt.

Lastbedingte Erwärmung



Fehlerstellenbedingte Erwärmung

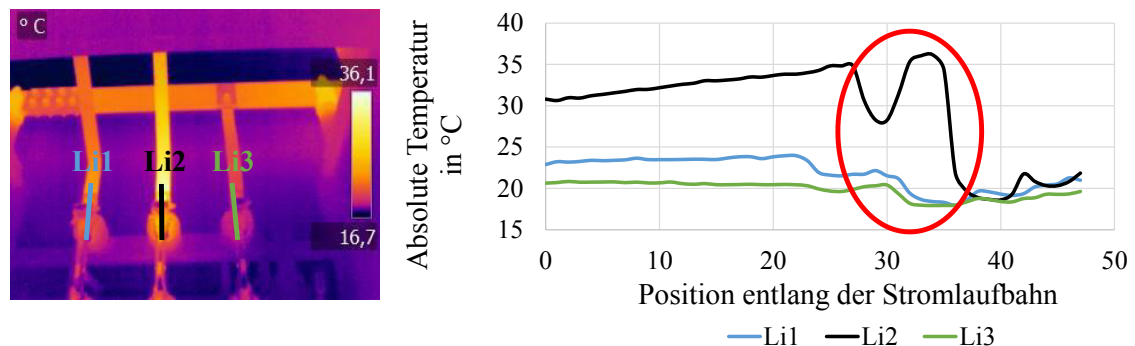


Abbildung 38: Temperaturverlauf bei last- und fehlerstellenbedingter Erwärmung

Bei einer lastbedingten Erwärmung liegt ein nahezu gleichmäßiger Verlauf der absoluten Temperaturen im Vergleich aller drei Phasen über den relevanten und zu bewertenden Kontaktstellen (siehe rote Markierung in Abbildung 38 oben) vor. Bei einer fehlerstellenbedingten Erwärmung ist eine punktuell hohe Temperaturdifferenz (bzw. Temperaturveränderung) über alle drei Phasen zu erwarten. Dies bestätigen die Verläufe der absoluten Temperatur der in Abbildung 38 dargestellten fehlerstellenbedingten Erwärmung. Die mittlere Phase der unteren Thermografieaufnahme in Abbildung 38 weist punktuell (ausgelöst durch einen erhöhten Kontaktwiderstand an der Kontaktstelle) eine deutliche Veränderung des Temperaturverlaufs entlang der Stromlaufbahn (siehe rote Ellipse in Abbildung 38 unten) auf, sodass gesichert auf eine fehlerstellenbedingte Erwärmung geschlossen werden kann. Damit liegt bei der Auswertung

der Thermografieaufnahmen von MS-Anlagen, durch die notwendige Analyse des Temperaturverlaufs entlang der Stromlaufbahn, ein höherer Bewertungsaufwand als bei NS-(Teil-)Komponenten vor. Dieser ist jedoch gemäß Abbildung 1 für MS-Anlagen gerechtfertigt. Mit Hilfe der in Abbildung 38 unten dargestellten Thermografieaufnahme kann auch ohne Analyse des Temperaturverlaufs entlang der Stromlaufbahn auf eine fehlerstellenbedingte Erwärmung geschlossen werden. Dies ist jedoch nicht in allen Fällen möglich, weshalb sowohl die Analyse des Temperaturverlaufs entlang der Stromlaufbahn als auch die ermittelten Temperaturdifferenzen bei der Zustandsbewertung von MS-Anlagen zu berücksichtigen sind.

3.2.6 Bewertung von Messwerten und Ermittlung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung

Als Grenzwerte für die Resultate der thermografischen Untersuchung werden in der Literatur meist unternehmensintern geltende Werte, bezogen auf die Bemessungsbelastung, angegeben [125, 129, 130]. Die Temperaturgrenzwerte variieren dabei für gleiche Dringlichkeiten der Mängelbeseitigung erheblich, sodass im Rahmen der Laboruntersuchungen geeignete Grenzwerte auf Basis der analysierten Fehlerstellen sowie dem Temperaturverhalten der einzelnen untersuchten NS-Teilkomponenten abgeleitet werden müssen [9, 131]. Die im Rahmen der Laboruntersuchungen gewonnenen Erkenntnisse hinsichtlich der Erwärmung von NS-Teilkomponenten bei unterschiedlichen Kontaktwiderständen sind ausführlich beschrieben worden und stellen die Eingangsgrößen zur nachfolgenden Bewertung von Messwerten in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung dar. Die Laboruntersuchungen zeigen, dass eine belastungsabhängige Bewertung der Erwärmung der zu analysierenden NS-Teilkomponenten vorzusehen ist. Vor allem für unsymmetrisch belastete NS-Teilkomponenten ist dieses Vorgehen unabdingbar, um eine Unterscheidung zwischen last- und fehlerstellenbedingter Erwärmung treffen zu können. Zur Beurteilung der detektierten Temperaturen muss dabei zwischen einer quantitativen Bewertung auf Basis der absoluten Temperaturen und der qualitativen Bewertung auf Basis von Temperaturdifferenzen sowie zwischen berührungsgeschützter und nicht-berührungsgeschützter Anordnung unterschieden werden [125]. Aufgrund der in Abschnitt 3.2.5 beschriebenen Übertragbarkeit der Zusammenhänge von NS-Teilkomponenten auf MS-Anlagen, wird die Gültigkeit der Grenzwerte für MS-Anlagen inkl. aller zugehörigen elektrischen Komponenten angenommen.

Die Ableitung von Grenzwerten hinsichtlich der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung erfolgt zunächst für nicht-berührungsgeschützte NS-(Teil-)Komponenten. Bei diesen ist eine direkte Detektion der Wärmestrahlung möglich und damit sowohl eine quantitative als auch eine qualitative Bewertung denkbar. Für eine exakte quantitative Bewertung der absoluten Temperaturen ist die Berücksichtigung der Strombelastung, der Materialzusammensetzung sowie der sich daraus ergebenden (teil-)komponentenspezifischen Emissionsfaktoren notwendig. Gerade die Berücksichtigung der Materialzusammensetzung und der Emissionsfaktoren stellt

einen erheblichen Aufwand dar und würde den zulässigen Bewertungsaufwand für MS-Anlagen in der Praxis deutlich übersteigen. Werden Fehlstellen ermittelt, so ist abzuwägen, ob dennoch eine Berücksichtigung der spezifischen Emissionsfaktoren sinnvoll erscheint. Die Analyse von absoluten Temperaturen ist vornehmlich zur Bewertung der Dimensionierung von elektrischen Komponenten erforderlich, um die konstruktive Auslegung, Anordnung oder Auslastung der betrachteten elektrischen Komponenten zu überprüfen. Dabei steht nicht deren Zustandsbewertung im Vordergrund, sodass die Beurteilung der absoluten Temperaturen im Folgenden nicht weiter betrachtet wird. Praxis- und Laboruntersuchungen haben gezeigt, dass im Fall von last- und fehlerstellenbedingter Erwärmung eine gesicherte Bewertung hinsichtlich des Zustands der betrachteten NS-(Teil-)Komponenten (und auch für alle weiteren zu den MS-Anlagen gehörenden elektrischen Komponenten) auch über eine rein qualitative Bewertung auf Basis der Temperaturdifferenzen möglich ist.

Zur Bildung von geeigneten Grenzwerten für ermittelte Temperaturdifferenzen (qualitative Bewertung) werden diese anhand der unterschiedlichen, in den Laboruntersuchungen analysierten, Fehlstellen mit den daraus resultierenden Widerstandsveränderungen korreliert. Je stärker die Widerstandserhöhung einer Kontaktstelle ausgeprägt ist, desto höher ist auch die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung zu bewerten. Da die Widerstandserhöhungen der Kontaktstellen bei thermografischer Untersuchung nur über die gemessenen absoluten Temperaturen bzw. Temperaturdifferenzen ermittelt werden können, werden auf dieser Basis Temperaturgrenzwerte aus den Laboruntersuchungen in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bestimmt. Dabei werden unterschiedliche Fehlstellen bei variablen Strombelastungen analysiert. Daraus ergibt sich, dass die ermittelten Temperaturen jeweils auf Bemessungsbelastung umgerechnet werden müssen. Dies ist nachfolgend für alle angegebenen Temperaturdifferenzen bereits berücksichtigt.

Die Umrechnung der Temperaturdifferenzen auf Bemessungsbelastung ist dabei gemäß der in Abschnitt 3.2.4 heuristisch ermittelten Formeln 3.6, 3.7 und 3.8 erfolgt. Bei unsymmetrischen Belastungen im Bereich von 5 % bis 10 % der Bemessungsbelastung einzelner NS-(Teil-)Komponenten kann die Umrechnung entfallen, da die Auswirkungen auf die resultierenden Temperaturdifferenzen bei Bemessungsbelastung gering sind. Daher ist bei diesen kleinen Unsymmetrien ein direkter Temperaturvergleich ohne zusätzliche Umrechnung möglich.

Aus den Laboruntersuchungen kann abgeleitet werden, dass auch ohne eine künstlich erzeugte Fehlstelle, bedingt durch fertigungstechnische Toleranzen, geringfügige Widerstandserhöhungen auftreten. Diese führen zu Temperaturdifferenzen von bis zu $\Delta T \approx 5 \text{ K}$, wobei gleichartige NS-(Teil-)Komponenten bzw. Teilkomponenten von MS-Anlagen untereinander bei identischen Strombelastungen verglichen werden. Insgesamt sind daher messbare Temperaturdifferenzen von bis zu $\Delta T = 5 \text{ K}$ als „fehlstellenfrei“ zu bewerten und es liegt demnach keine Notwendigkeit einer „Mängelbeseitigung“ („keine Mängelbeseitigung erforderlich“) vor. Über die künstlich erzeugten

Fehlstellen kann nun darauf aufbauend die damit einhergehende Dringlichkeit der Mängelbeseitigung auf Basis ermittelbarer Temperaturdifferenzen abgeleitet werden. Werden Kontaktwiderstände um das drei- bis vierfache ihres ursprünglichen Widerstandswertes erhöht, so nehmen auch erwartungsgemäß die ermittelten Temperaturdifferenzen – bezogen auf die „fehlstellenfreie“ Anordnung – zu. Wie die Laboruntersuchungen zeigen, ergeben sich hierfür Temperaturdifferenzen von $\Delta T > 30$ K. Diese hohen Temperaturdifferenzen sind, bedingt durch die erhebliche Widerstandserhöhung, als kritisch zu bewerten, da dies zu einer Überschreitung von (teil-)komponentenspezifisch zulässigen Temperaturen (bspw. nach [123, 124]) führen kann, wodurch Isolationsmaterialien geschädigt werden können. Zudem können durch die damit einhergehenden erhöhten absoluten Temperaturen Oxidationsprozesse beschleunigt werden, die wiederum zu einer weiteren Steigerung der Kontaktwiderstände und damit zu weiter steigenden absoluten Temperaturen bzw. Temperaturdifferenzen bis zum Brandfall führen können [31, 58, 59]. Daher resultiert für detektierbare Temperaturdifferenzen von $\Delta T > 30$ K die Dringlichkeit einer „sofortigen Mängelbeseitigung“. Bei einer Verdopplung der Kontaktwiderstände ergibt sich im Mittel über die durchgeführten Laboruntersuchungen eine Temperaturerhöhung von $\Delta T \approx 15$ K. Bei einer Verdopplung von Kontaktwiderständen ist die Fehlstelle bereits deutlich ausgeprägt. Deshalb ist für die Temperaturdifferenzen von $\Delta T > 15$ K eine „kurzfristige Mängelbeseitigung“ zu empfehlen. Dem verbleibenden Temperaturbereich der Temperaturdifferenzen von $5 \text{ K} < \Delta T \leq 15 \text{ K}$ ist – in Bezug auf die Dringlichkeit – eine „langfristige Mängelbeseitigung“ zuzuordnen. Die dargelegten Grenzwerte für Temperaturdifferenzen von nicht-berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten sind am Ende dieses Abschnitts in Tabelle 7 zusammenfassend mit der in dieser Arbeit angenommenen Gültigkeit für alle MS-Anlagen dargestellt.

In der Literatur wird aufgrund der dort benannten eingeschränkten Detektierbarkeit von Fehlstellen an berührungsgeschützten NS-Verteilungen (im Folgenden werden weiterhin NS-(Teil-)Komponenten betrachtet) eine thermografische Untersuchung an diesen weitestgehend ausgeschlossen und als nicht zielführend betrachtet [121]. Die Laboruntersuchungen zeigen jedoch, dass für berührungsgeschützte NS-(Teil-)Komponenten, ebenfalls auf Basis der qualitativen Bewertung, ein Rückschluss auf erhöhte Kontaktwiderstände durchaus möglich ist. Die eingeschränkte Detektionsfähigkeit und die ausschließliche Möglichkeit der Messung der Oberflächentemperaturen von berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten sind hierbei zu berücksichtigen. Als Grundlage für die Ableitung von Grenzwerten zur Bewertung der thermografischen Untersuchung an berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten werden dieselben Fehlstellen wie bei der Ableitung der Grenzwerte für nicht-berührungsgeschützte NS-(Teil-)Komponenten herangezogen und ebenfalls die gemessenen Temperaturdifferenzen analysiert. Dabei zeigt sich, dass für dieselben Fehlstellen bei berührungsgeschützter Anordnung erwartungsgemäß geringere Temperaturdifferenzen ermittelt werden können als bei nicht-berührungsgeschützter Anordnung. Fehlstellen, die bei nicht-berührungsgeschützter Anordnung

eine Temperaturdifferenz von bis zu $\Delta T \approx 5 \text{ K}$ aufweisen, können im Fall von berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten nur mit einer Temperaturdifferenz von $\Delta T \approx 1 \text{ K}$ detektiert werden. Dies lässt sich über die in Abbildung 4 dargelegten Zusammenhänge bei berührungsgeschützter und nicht-berührungsgeschützter Anordnung einer NH-Sicherung erklären. Durch einen Berührungsschutz ist die messbare absolute Temperatur deutlich geringer als bei fehlendem Berührungsschutz. Durch die Verringerung der messbaren absoluten Temperatur bei berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten sind auch nur geringere Temperaturdifferenzen detektierbar. Dies ist auf die Wärmeleitung durch den Berührungsschutz hindurch zurückzuführen. Daher ist bei berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten ein Grenzwert von $\Delta T \leq 1 \text{ K}$ für die Beurteilung der Fehlstellenfreiheit („keine Mängelbeseitigung erforderlich“) heranzuziehen. Aufgrund der durchgeführten Laboruntersuchungen an künstlich erzeugten Fehlstellen kann festgehalten werden, dass im Mittel die Temperaturdifferenzen an berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten nur rund ein Drittel so hoch sind wie bei thermografischer Untersuchung von nicht-berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten. Dieser Zusammenhang ist für die Ableitung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung berücksichtigt.

Die ermittelten Temperaturgrenzwerte für berührungsgeschützte und nicht-berührungsgeschützte NS-(Teil-)Komponenten (und damit für NS-Verteilungen) sind als Resultate der Laboruntersuchungen in der nachfolgenden Tabelle 7 dargestellt. Die Grenzwerte für nicht-berührungsgeschützte NS-(Teil-)Komponenten gelten ebenfalls für die übrigen elektrischen Komponenten der MS-Anlagen. Die Unabhängigkeit der Grenzwerte von der Fehlstelle ergibt sich durch die Festlegung der Grenzwerte für den in den Laboruntersuchungen kritischsten Fall der „oxidierten Kontaktstelle“. Durch diese Worst-Case Betrachtung erfolgt die Bewertung risikoavers und wahrt durch die Angabe nur eines gültigen Grenzwertes für die Temperaturdifferenzen die hohe Praktikabilität in Praxisanwendungen. Eine exakte Differenzierung in der Praxis hinsichtlich der Ursache der Widerstandserhöhung ist nur sehr eingeschränkt möglich, da bspw. keine Unterscheidung (visuell meist nicht erkennbar) zwischen einer oxidierten oder einer gelockerten Schraubverbindung getroffen werden kann. Insgesamt haben die in Tabelle 7 aufgeführten Grenzwerte vielfach ihre Praxistauglichkeit bewiesen [9, 52, 53].

Tabelle 7: Grenzwerte für die Temperaturdifferenzen bei Bemessungsbelastung zur Ermittlung des Handlungsbedarfes aus eigenen Untersuchungen [9, 81, 131]

Nicht-berührungsgeschützt	Berührungsgeschützt	Dringlichkeit der Mängelbeseitigung
$\Delta T \leq 5 \text{ K}$	$\Delta T \leq 1 \text{ K}$	Keine Mängelbeseitigung erforderlich
$5 \text{ K} < \Delta T \leq 15 \text{ K}$	$1 \text{ K} < \Delta T \leq 5 \text{ K}$	Langfristige Mängelbeseitigung
$15 \text{ K} < \Delta T \leq 30 \text{ K}$	$5 \text{ K} < \Delta T \leq 10 \text{ K}$	Kurzfristige Mängelbeseitigung
$\Delta T > 30 \text{ K}$	$\Delta T > 10 \text{ K}$	Sofortige Mängelbeseitigung

3.2.7 Ermittlung der Detektionsfähigkeit

Die Detektionsfähigkeit der thermografischen Untersuchung stellt, wie auch bei der akustischen Teilentladungsdetektion, ein Maß zur Beurteilung der Güte des Messverfahrens dar und setzt sich aus der Detektierbarkeit der Fehlstelle und Messabweichungen bei Mehrfachmessungen (Genauigkeit des Verfahrens) zusammen. Für die Ermittlung der Detektionsfähigkeit ist entscheidend, ab welchen Veränderungen der Kontaktwiderstände eine gesicherte Beurteilung durch Auswertung von Temperaturdifferenzen möglich wird.

Die Ergebnisse der Laboruntersuchungen „oxidierte Kontaktstelle“ zeigen, dass bereits geringe Widerstandserhöhungen im Bereich von $\Delta R = 30 \mu\Omega$ (Steigerung des Widerstandes um ca. 25 %) gesichert ermittelt werden können. Die durchgeführten Laboruntersuchungen bestätigen eine grundsätzliche Detektierbarkeit von Temperaturdifferenzen von $\Delta T = 1 \text{ K}$ bei Bemessungsbelastung zwischen gleichartigen NS-(Teil-)Komponenten, wie auch in [32] für gasisolierte Hochspannungsschaltanlagen beschrieben wird. Die Detektierbarkeit von Fehlstellen wird dabei maßgeblich von der Strombelastung beeinflusst und sinkt mit fallender Belastung ab. Der Kurvenverlauf in Abbildung 39 zeigt die Ergebnisse der Laboruntersuchungen hinsichtlich der mit der thermografischen Untersuchung detektierbaren Widerstandserhöhung bei vorliegenden Fehlstellen an NS-(Teil-)Komponenten und einer Temperaturerhöhung von $\Delta T = 1 \text{ K}$ für unterschiedliche Auslastungsgrade.

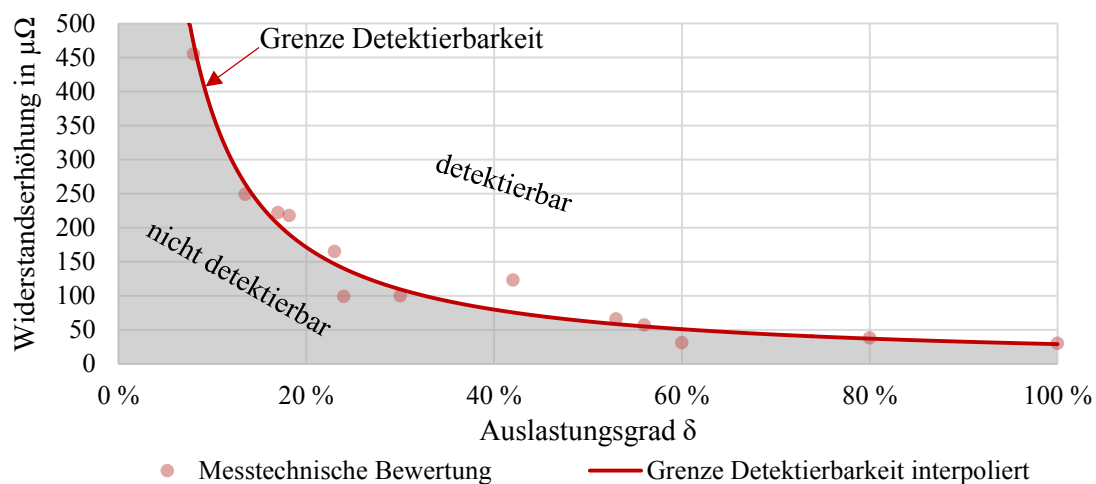


Abbildung 39: Detektierbarkeit von Fehlstellen bei einer Temperaturerhöhung von $\Delta T = 1 \text{ K}$

Abbildung 39 zeigt, dass mit zunehmendem Auslastungsgrad der NS-Verteilungen bzw. NS-Teilkomponenten auch geringe Widerstandserhöhungen detektiert werden können. Bei Betrachtung der Temperaturdifferenzen zwischen gleichartigen NS-(Teil-)Komponenten können bereits bei Auslastungsgraden von $\delta = 60 \%$ Widerstandserhöhungen mit $\Delta R \geq 50 \mu\Omega$ an Kontaktstellen detektiert werden. Grundvoraussetzung hierfür ist eine symmetrische Belastung der NS-(Teil-)Komponenten der einzelnen Phasen, um eine Aussage bzgl. fehlerstellenbedingter Temperaturerhöhungen treffen zu können. Bei geringeren Auslastungsgraden der zu analysierenden NS-(Teil-)Komponenten nimmt die Detektierbarkeit deutlich ab, sodass bei

Auslastungsgraden von $\delta \leq 20\%$ Widerstandserhöhungen von mehr als $\Delta R = 170\ \mu\Omega$ für eine gesicherte Detektion vorliegen müssen. Zur Ermittlung der Detektierbarkeit der thermografischen Untersuchung wurden bei unterschiedlichen Auslastungsgraden δ (unter Berücksichtigung der Umrechnung auf Bemessungsbelastung) 47 verschiedene Laboruntersuchungen durchgeführt. Bei acht Laboruntersuchungen konnte mit Hilfe der thermografischen Untersuchung nicht auf eine Fehlstelle geschlossen werden, obwohl bei direkter Temperaturmessung mit einem Thermoelement eine erhöhte Temperatur ermittelt werden konnte. Daraus kann die Detektierbarkeit der thermografischen Untersuchung mit einem Wert von 83 % für die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung „keine Mängelbeseitigung erforderlich“ abgeleitet werden. Dabei ist ausschließlich berücksichtigt, dass die analysierten Fehlstellen grundsätzlich erkannt werden können, nicht aber der Einfluss durch Messabweichungen bei Mehrfachmessungen.

Zudem ist die Genauigkeit der mit der thermografischen Untersuchung messbaren Temperaturen zu berücksichtigen. Diese werden wie bei der akustischen Teilentladungsdetektion über Mehrfachmessungen gleichartiger Fehlstellen aus den Laboruntersuchungen abgeleitet. Im Mittel ergibt sich eine Abweichung der ermittelten Temperaturen bei Mehrfachmessungen derselben Fehlstellen (Genauigkeit der ermittelten Fehlstellen) über alle durchgeführten Laboruntersuchungen von 2,2 %. Hierbei zeigt sich eine Unabhängigkeit von der Widerstandserhöhung. Zurückzuführen ist dies auf einen (systematischen) Messfehler der verwendeten Thermografiekamera.

Zusammenfassend leitet sich für die Detektionsfähigkeit der thermografischen Untersuchung für nicht-berührungsgeschützte NS-(Teil-)Komponenten aus den Laboruntersuchungen der in Abbildung 40 dargestellte Zusammenhang für die jeweilige Kategorisierung in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung ab. Hierbei liegt der Mittelwert der Detektionsfähigkeit über alle Fehlstellen, die in den Laboruntersuchungen analysiert wurden, zugrunde. Die resultierende Detektionsfähigkeit ergibt sich dabei aus den Faktoren der Genauigkeit der ermittelten Messwerte und der fehlenden Detektierbarkeit aufgrund zu geringer Auslastungsgrade oder zu geringen Widerstandserhöhungen. Die Degression der fehlenden Detektierbarkeit mit steigender Dringlichkeit der Mängelbeseitigung (vgl. Abbildung 40) resultiert aus den zahlreichen Laboruntersuchungen unterschiedlicher Fehlstellen. Wie auch für die akustische Teilentladungsdetektion variiert die Detektionsfähigkeit der Fehlstellen in Abhängigkeit von deren Ausprägung und der daraus resultierenden Dringlichkeit der Mängelbeseitigung (siehe Abschnitt 3.2.6). Je höher fehlstellenbedingte Kontaktwiderstände sind, desto größer sind auch die ermittelbaren Temperaturdifferenzen zwischen fehlstellenbehafteten und fehlerfreien NS-(Teil-)Komponenten, wodurch die Detektierbarkeit mit zunehmendem Kontaktwiderstand ansteigt. Die Ergebnisse der Laboruntersuchungen zeigen, dass mit steigenden Kontaktwiderständen und der damit einhergehenden steigenden Dringlichkeit der Mängelbeseitigung vermehrt Fehlstellen auch bereits bei geringeren Auslastungsgraden detektiert werden können. Dies wird durch die in Abbildung 39 dargestellten Zusammenhänge gestützt. Aus

den Laboruntersuchungen ergeben sich die in Abbildung 40 dargestellten Werte für die fehlende Detektierbarkeit als Mittelwerte über alle Laboruntersuchungen und Auslastungsgrade δ , die auch für die übrigen elektrischen Komponenten der MS-Anlagen angenommen werden.

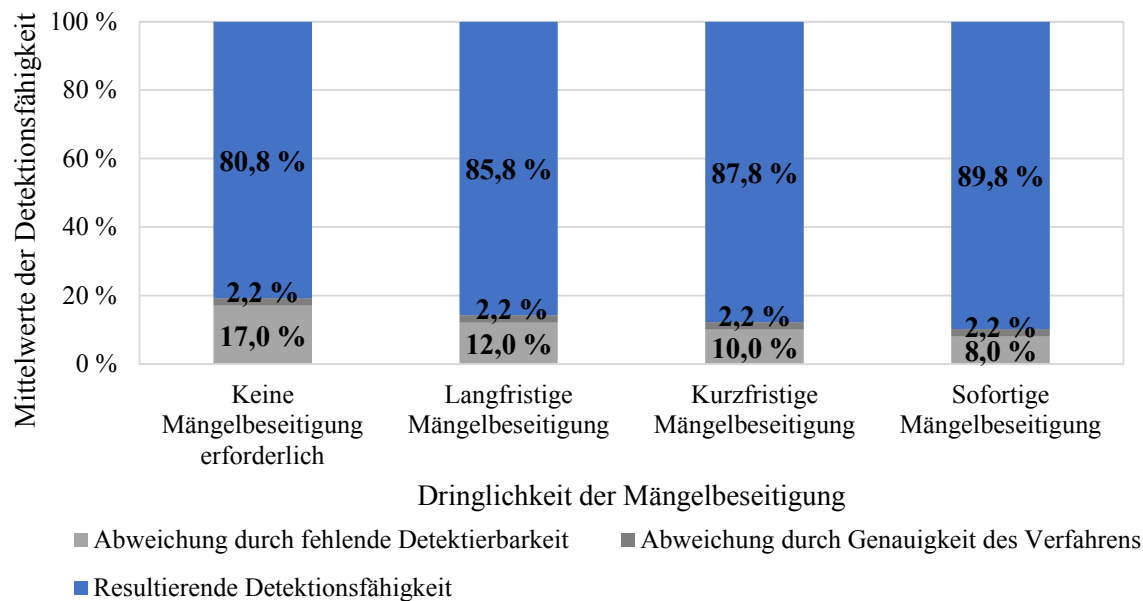


Abbildung 40: Detektionsfähigkeit der thermografischen Untersuchung für nicht-berührungsgeschützte NS-(Teil-)Komponenten

Wie auch bei der akustischen Teilentladungsdetektion besitzt die Bauart der zu analysierenden (Teil-)Komponenten einen Einfluss auf die Detektierbarkeit. NS-Verteilungen bzw. deren NS-(Teil-)Komponenten sind dabei häufig mit einem nach [132] vorgeschriebenen Berührungsschutz, der zumeist aus Kunststoff besteht, versehen. So kann ausschließlich dessen Oberflächentemperatur und damit nur indirekt die Temperatur der dahinterliegenden Teilkomponente ermittelt werden [115]. Dies schränkt die Aussagekraft der thermografischen Untersuchung und damit die Detektierbarkeit ein [121]. Daher ist für eine gesicherte thermografische Untersuchung der Berührungsschutz zu entfernen. Da dies während des Betriebs der NS-Verteilungen nicht möglich ist, werden aus den Laboruntersuchungen ebenfalls Erkenntnisse zu der thermografischen Untersuchung von berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten abgeleitet. Treten bei berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten nur geringfügige Widerstandserhöhungen an Kontaktstellen auf, so sind diese nicht mit der thermografischen Untersuchung detektierbar. Die Laboruntersuchungen zeigen, dass Temperaturerhöhungen von $\Delta T \approx 5 \text{ K}$ – direkt an der Fehlstelle gemessen – zu einer Erwärmung der Oberfläche des Berührungsschutzes von $\Delta T = 1 \text{ K}$ führen. Die Erwärmung von $\Delta T = 1 \text{ K}$ entspricht der Detektionsgrenze der thermografischen Untersuchung. An diesen Zusammenhängen wird deutlich, dass im Vergleich zu nicht-berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten die detektierbare Widerstandserhöhung an berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten ansteigt. Diese liegt bei berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten bei

$\Delta R = 50 \mu\Omega$ bei Bemessungsbelastung der NS-(Teil-)Komponenten und verschiebt sich für geringere Auslastungsgrade entsprechend.

Die Veränderung der Detektierbarkeit bei Betrachtung berührungsgeschützter und nicht-berührungsgeschützter NS-(Teil-)Komponenten ist in der nachfolgenden Abbildung 41 dargestellt.

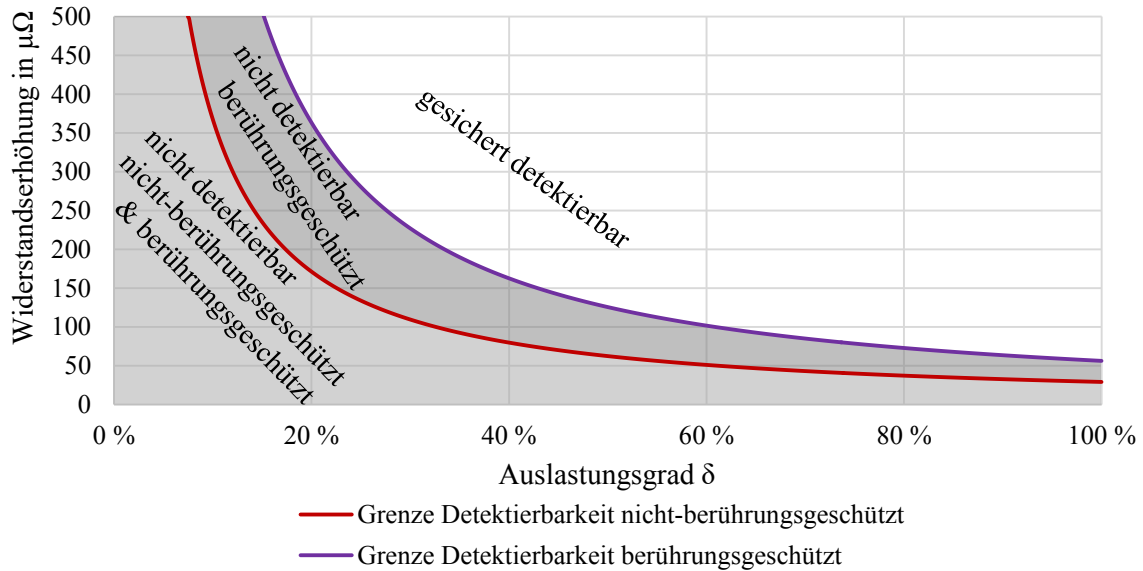


Abbildung 41: Vergleich der Detektierbarkeit von erhöhten Kontaktwiderständen durch thermografische Untersuchungen berührungsgeschützter und nicht-berührungsgeschützter NS-(Teil-)Komponenten

Anhand der gegebenen Zusammenhänge in Abbildung 41 wird ersichtlich, dass bei berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten bei gleicher Widerstandserhöhung durch eine Fehlstelle in etwa die doppelte Auslastung der NS(Teil-)Komponenten im Vergleich zu nicht-berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten vorliegen muss, um eine gesicherte Detektion der Fehlstellen zu gewährleisten. Daraus ergibt sich die eingeschränkte Detektierbarkeit für berührungsgeschützte NS-(Teil-)Komponenten, die bei der Bewertung der im Praxiseinsatz erzielten Messwerte berücksichtigt werden muss. Bei berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten erhöht sich die Bedeutung der Beurteilung von Temperaturdifferenzen zwischen gleichartigen NS-(Teil-)Komponenten, da nur die Oberflächentemperaturen des Berührungsschutzes ermittelt werden können. Diese sind, wie Abbildung 4 zeigt, geringer als die absoluten Temperaturen und damit auch als die detektierbaren Temperaturdifferenzen direkt an der Fehlstelle. Durch Betrachtung der Temperaturdifferenzen und des Temperaturverlaufs auf der Oberfläche des Berührungsschutzes kann, wenn auch mit eingeschränkter Detektierbarkeit, auf dahinterliegende Fehlstellen und deren Auftrittsort geschlossen werden. Bei einem auf diese Weise ermittelten Verdacht auf eine vorliegende Fehlstelle ist ein Entfernen des Berührungsschutzes, sofern technisch möglich, dringend zu empfehlen.

Durch Auswertung der Laboruntersuchungen zeigt sich, dass von den 39 anhand der thermografischen Untersuchungen bei nicht-berührungsgeschützter Anordnung detektierten Fehlstellen,

bei berührungsgeschützter Anordnung nur 18 Fehlstellen detektiert werden konnten. Daraus ergibt sich bei berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten im Vergleich zu nicht-berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten eine Detektionsfähigkeit von nur 46 %. Dagegen besitzt der Berührungsschutz keinen zusätzlichen Einfluss auf die Genauigkeit der ermittelten Messwerte und kann bei berührungsgeschützten und nicht-berührungsgeschützten NS-(Teil-)Komponenten als konstant angenommen werden. Zusammenfassend sind diese Zusammenhänge in Abbildung 42 dargestellt.

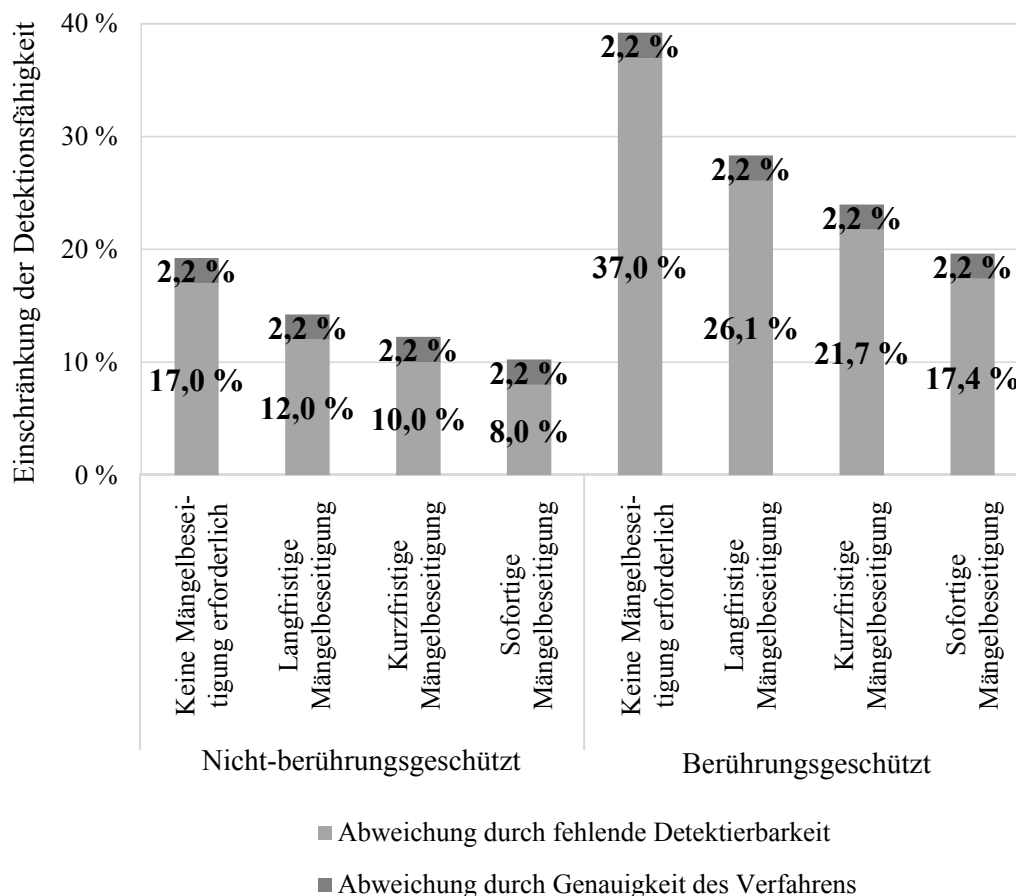


Abbildung 42: Vergleich der eingeschränkten Detektionsfähigkeit für berührungsgeschützte und nicht-berührungsgeschützte NS-(Teil-)Komponenten bei thermografischer Untersuchung

3.3 Erdschleifenmessung

3.3.1 Einsatz der Erdschleifenmessung an realen Mittelspannungsanlagen

Im Gegensatz zu den zuvor erläuterten Messverfahren sind Laboruntersuchungen für die Erdschleifenmessung nicht realitätsgerecht möglich. In realen städtischen MS-Netzen liegt aufgrund der hohen Dichte an MS-Netzstationen ein globales Erdungssystem mit vielen parallelen Widerstandspfaden vor. Diese parallelen Widerstandspfade lassen sich im Rahmen von Laboruntersuchungen nicht geeignet nachbilden. Eine gezielte Veränderung der Erdungsanlage der Laboreinrichtungen ist aus gesetzlichen Gründen ebenfalls nicht möglich, sodass sich die

Untersuchung auf die Praxisanwendung der Erdschleifenmessung an MS-Netzstationen beschränkt.

Basis für diese Untersuchung stellen dabei MS-Netzstationen dar, an denen die Erder eindeutig als solche gekennzeichnet sind und somit eine Erdschleifenmessung möglich ist. Begrenzende Elemente bei der Anwendung der Erdschleifenmessung sind dabei vornehmlich unzugängliche Erdungsanlagen. In einigen MS-Netzstationen ergeben sich diese durch deren Bauweise, sodass ein Anbringen der Spulen für die Spannungsinduktion und die Strommessung nicht möglich ist. Trotz dieser Einschränkungen kann mit der Erdschleifenmessung im Rahmen der Zustandsermittlung an den meisten MS-Netzstationen ein erheblicher Mehrwert erzielt werden. Eine grundsätzliche Beurteilung der Güte der Erdungsanlage, die nicht über eine Sichtkontrolle – ohne ein vorheriges Freilegen dieser durch Tiefbauarbeiten (hoher nicht gerechtfertigter Aufwand) – erfolgen kann, wird damit möglich. Im Folgenden wird daher auf die Bewertung der mit Hilfe der Erdschleifenmessung erzielten Messwerte sowie auf die Detektionsfähigkeit der Erdschleifenmessung eingegangen.

3.3.2 Bewertung von Messwerten und Ermittlung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung

Aufgrund fehlender gesetzlicher Vorschriften in Deutschland existieren keine Grenzwerte für die Beurteilung der Güte der Erdungsanlage einer MS-Netzstation auf Basis der Erdungswiderstände. Nach aktueller Fassung der Norm [133] sind die Verteilungsnetzbetreiber aber dazu verpflichtet, die in Formel 3.9 angegebene Bedingung hinsichtlich der resultierenden Berührungsspannung zu erfüllen [133]:

$$\frac{R_B}{R_E} \leq \frac{U_B}{U_0 - U_B} \quad (3.9)$$

- mit: R_B - Erderwiderstand aller parallelen Erder (für den Erdungspunkt/die Potentialausgleichsschiene relevant) in Ω
- R_E - kleinster Widerstand von fremden leitfähigen Teilen, die sich in Kontakt mit Erde befinden, nicht mit einem Schutzleiter verbunden sind und über die ein Fehler zwischen Außenleiter und Erde auftreten kann in Ω
- U_0 - Spannung des Außenleiters gegen Erde in V (Bemessungsspannung des Leiters, der eine Erdverbindung aufweisen kann)
- U_B - Maximal zulässige Berührungsspannung in V (nach [133] $U_B = 50$ V)

Als Auslegungskriterium gilt die maximal zulässige Berührungsspannung, die Werte kleiner als $U_B = 50$ V annehmen muss [133]. Eine Anwendung der Formel 3.9 ist dabei jedoch in der Praxis nicht ohne Weiteres möglich, da der Widerstand R_E nicht auf einfache Weise ermittelt werden kann. Eine Bestimmung der Berührungsspannung über das Ohm'sche Gesetz durch Berücksichtigung der maximal auftretenden Kurzschlussströme bzw. Fehlerströme nach [60] ist im Rahmen der Zustandsermittlung ebenfalls nicht möglich. Die Kurzschlussströme (Fehlerströme) müssen für jede MS-Netzstation individuell bestimmt werden und sind i. d. R.

nicht bekannt. Eine Berechnung der Berührungsspannung ist daher im Rahmen der Zustandsermittlung nicht praktikabel.

Eine Beurteilung auf Basis der ermittelten Erdschleifenwiderstände und damit die der grundsätzlichen Güte der Erdungsanlage wird daher als zielführend angesehen. Die Bewertung ist dabei nicht direkt mit einem Handlungsbedarf wie bei der akustischen Teilentladungsdetektion oder der thermografischen Untersuchung gleichzusetzen, sondern soll vielmehr dazu dienen, ein Indiz für die Notwendigkeit einer genaueren Überprüfung der Erdungsanlage zu liefern. Generell kann über die Erdschleifenmessung ein erheblicher Mehrwert gegenüber einer Sichtkontrolle generiert werden.

Zur Ableitung von Grenzwerten für gemessene Erdschleifenwiderstände werden daher in anderen Staaten gültige Gesetze und technische Anschlussbedingungen von Verteilungsnetzbetreibern herangezogen. In Staaten wie bspw. den USA [130] werden, wie auch in der bis zum Jahr 1997 in Deutschland geltenden Fassung der Norm [134], Erdungswiderstände von $R_B \leq 2 \Omega$ als ausreichend angesehen. Verschiedene technische Anschlussbedingungen unterschiedlicher Verteilungsnetzbetreiber stützen diese Forderung. In diesen wird ein maximaler Erdungswiderstand von $R_B \leq 2 \Omega$ gefordert [135, 136, 137, 138]. Im Rahmen der Praxisuntersuchungen sind Erdschleifenwiderstände von $R_{\text{Schleife}} > 2 \Omega$ ebenfalls von Seiten der Verteilungsnetzbetreiber als Mangel bzw. Fehlstelle bewertet worden. Die Erdschleifenwiderstände R_{Schleife} werden hier vereinfacht als Erdungswiderstände R_B angenommen. Die Ausführungen in Abschnitt 2.4.2 zeigen, dass die Erdschleifenwiderstände R_{Schleife} in einem globalen Erdungssystem, welches für die hier betrachteten MS-Netzstationen vorliegt, mit sehr hoher Genauigkeit den Erdungswiderständen R_B entsprechen. Daher werden für die Einteilung hinsichtlich der Bewertung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung Erdschleifenwiderstände mit $R_{\text{Schleife}} > 2 \Omega$ ebenfalls als Fehlstelle und damit als nicht ausreichend niedriger Erdungswiderstand bewertet. Für Erdschleifenwiderstände von $R_{\text{Schleife}} \leq 2 \Omega$ ist demnach „keine Mängelbeseitigung erforderlich“.

Zur weiteren Differenzierung von ermittelten Messwerten werden, wie auch bei den vorherigen Messverfahren, zusätzliche Abstufungen geschaffen. Nach [139] wird für einen effektiven Blitzschutz ein Erdungswiderstand von $R_B \leq 10 \Omega$ gefordert, der als Übergang von einer „langfristigen“ zu einer „kurzfristigen Mängelbeseitigung“ angesehen werden kann, da hierbei zumindest noch der Grenzwert des Erdungswiderstandes für einen ausreichenden Blitzschutz eingehalten wird. Dementsprechend resultiert für Erdschleifenwiderstände von $2 \Omega < R_{\text{Schleife}} \leq 10 \Omega$ die Dringlichkeit einer „langfristigen Mängelbeseitigung“. Für den Grenzwert zur Dringlichkeit „sofortige Mängelbeseitigung“ wird aufgrund linearer Verteilung ein Widerstandswert von $R_{\text{Schleife}} \geq 50 \Omega$ angenommen, der von den Verteilungsnetzbetreibern, bei denen Praxisuntersuchungen durchgeführt wurden, ebenfalls als kritisch angesehen wird. Zusammenfassend sind die abgeleiteten Grenzwerte in der nachfolgenden Tabelle 8 dargestellt. Diese in Tabelle 8

aufgeführten Werte können als Referenzwerte für die Beurteilung der Güte der Erdungsanlage mittels Erdschleifenwiderstandsmessung herangezogen werden, wobei der Begriff Mängelbeseitigung hier gleichbedeutend mit der Empfehlung einer weiteren Überprüfung der Erdungsanlage bspw. mit Hilfe einer konventionellen Erdungsmessung zu verstehen ist.

Tabelle 8: Grenzwerte für die Erdschleifenwiderstände in Bezug auf die Dringlichkeit der Durchführung einer konventionellen Erdungsmessung

Erdschleifenwiderstände	Dringlichkeit der Mängelbeseitigung
$R_{\text{Schleife}} \leq 2 \Omega$	Keine Mängelbeseitigung erforderlich
$2 \Omega < R_{\text{Schleife}} \leq 10 \Omega$	Langfristige Mängelbeseitigung
$10 \Omega < R_{\text{Schleife}} < 50 \Omega$	Kurzfristige Mängelbeseitigung
$R_{\text{Schleife}} \geq 50 \Omega$	Sofortige Mängelbeseitigung

3.3.3 Ermittlung der Detektionsfähigkeit

Die Detektionsfähigkeit der Erdschleifenmessung setzt sich, wie auch die der akustischen Teilentladungsdetektion und der thermografischen Untersuchung, aus der Detektierbarkeit und der Genauigkeit des Verfahrens zusammen.

Zur Ermittlung der Detektierbarkeit der Erdschleifenmessung werden die im Rahmen des Praxiseinsatzes (Analyse von 140 MS-Netzstationen bei unterschiedlichen Verteilungsnetzbetreibern) gewonnenen Messwerte mit den für die MS-Netzstationen bekannten Erdungswiderständen aus konventionellen Erdungsmessungen verglichen. Letztgenannte dienen im Folgenden als Referenzgrößen für die Bewertung der Detektierbarkeit der Erdschleifenmessung. Dabei beschränkt sich die Ermittlung der Detektierbarkeit der Erdschleifenmessung allerdings auf die Resultate der Erdschleifenmessung an 33 MS-Netzstationen, da nur für diese auch die Werte aus einer konventionellen Erdungsmessung vorlagen. Die konventionelle Erdungsmessung wurde dabei kurz vor der Erdschleifenmessung durchgeführt, sodass von keiner Veränderung der Erdungswiderstände der MS-Netzstationen auszugehen ist. Für die übrigen MS-Netzstationen, für die keine Erdungswiderstände aus konventioneller Erdungsmessung vorlagen, wird angenommen, dass die gleiche Detektierbarkeit vorliegt, da die Erdungsanlagen grundsätzlich gleich aufgebaut sind und eine deutliche Abweichung daher ausgeschlossen wird. Eine Ableitung der Detektierbarkeit auf Basis einer größeren Datengrundlage war für die Erdschleifenmessung nicht möglich. Insgesamt ergibt sich aus den Praxisuntersuchungen, dass unabhängig von der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung dieselbe Detektierbarkeit für die Erdschleifenmessung vorliegt (vgl. Abbildung 43).

Die Genauigkeit des Verfahrens resultiert aus der Messwertstreuung bei Mehrfachmessungen. Hierzu wurden an allen MS-Netzstationen, an denen die Erdschleifenmessung durchgeführt werden konnte, Mehrfachmessungen vorgenommen. Der Mittelwert der mehrfach gemessenen Erdschleifenwiderstände ist dabei der entsprechenden Dringlichkeit der Mängelbeseitigung

zugeordnet worden. Die Abweichungen von diesem Mittelwert der einzelnen Mehrfachmessungen ergeben dann die Streuung der Messwerte um den Mittelwert, die wiederum gemittelt die Genauigkeit der Erdschleifenmessung für die einzelnen „Dringlichkeiten der Mängelbeseitigung“ ergeben. Auch diese sind zusammengefasst in Abbildung 43 dargestellt.

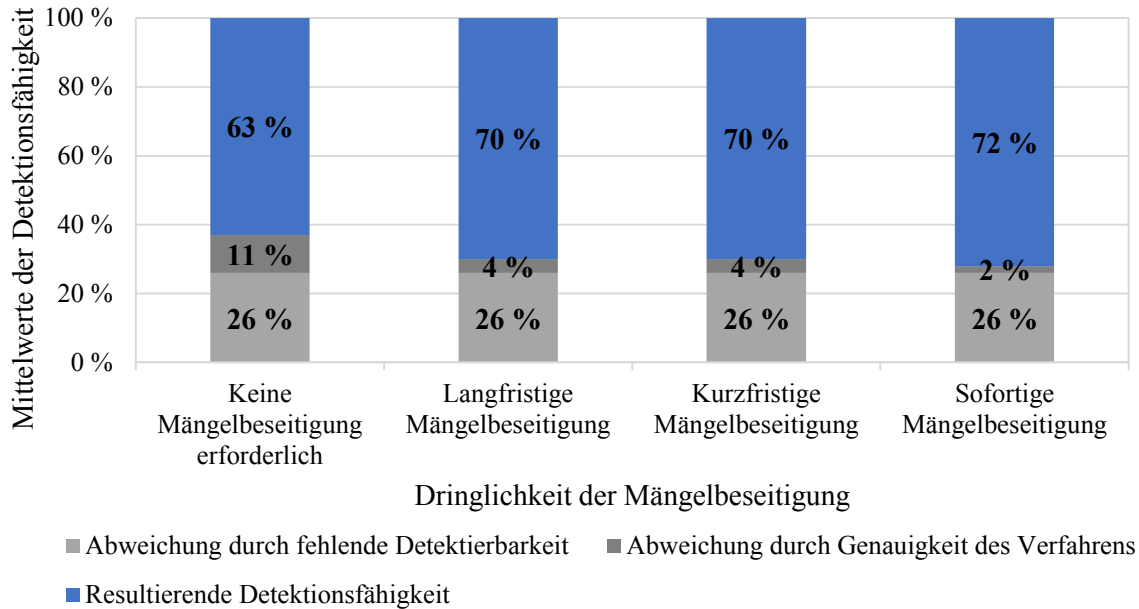


Abbildung 43: Detektionsfähigkeit Erdschleifenmessung differenziert nach Bewertungskategorien

Abbildung 43 zeigt, dass die Genauigkeit des Verfahrens mit zunehmender Dringlichkeit der Mängelbeseitigung zunimmt. Ist eine Erdschleifenmessung nicht möglich, so ist die Durchführung einer konventionellen Erdungsmessung empfehlenswert, auch wenn die Anforderungen für eine Zustandsermittlung an MS-Anlagen (vgl. Abschnitt 2.1) nicht erfüllt werden. Die konventionelle Erdungsmessung ist jedoch einem Freilegen der gesamten Erdungsanlage mit Tiefbaumaßnahmen aus Kostengründen vorzuziehen.

4 Berücksichtigung der Messverfahren im evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodell

4.1 Abbildung der Unsicherheiten im evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodell

Bisherige Zustandsbewertungsmodelle (vgl. [9, 10, 16, 28]) basieren meist auf der Bewertung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bzw. dem Instandhaltungsbedarf oder dem ermittelten Abnutzungsgrad, der aus dem Betrieb der Komponenten aufgrund deren Einsatzdauer (Alter) resultiert. Dabei wird jedoch die Güte bzw. Aussagekraft der Zustandsbewertung nicht berücksichtigt. Bei einer Zustandsbewertung von MS-Anlagen können i. d. R. keine vollständig gesicherten Aussagen hinsichtlich der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung getroffen werden, da zum einen beschränkte Bewertungsmöglichkeiten (Fehlstellen nicht erkennbar und Dringlichkeit der Mängelbeseitigung daher nicht bewertbar), zum anderen Einschränkungen der Bewertungsmethodik (Sichtkontrolle und Zustandsermittlung) vorliegen. Diese Güte bzw. Aussagekraft hat als zusätzliches Kriterium einen erheblichen Einfluss auf die Beurteilung der vorliegenden Dringlichkeit der Mängelbeseitigung und ist bei der Entwicklung fundierter Asset-Strategien zu berücksichtigen [3, 20, 32, 38, 48, 49].

Während Sichtkontrollen für die Zustandsbewertung von nicht-elektrischen Komponenten der MS-Anlagen eine geeignete Bewertungsmethode darstellen und die Bewertungen in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung eine relativ hohe Genauigkeit aufweisen, sind sie für elektrische Komponenten der MS-Anlagen aufgrund eingeschränkter Bewertungsmöglichkeiten nur bedingt geeignet [5]. Für die Zustandsbewertung von elektrischen Komponenten der MS-Anlagen ist die Zustandsermittlung daher essentiell. Bei der Zustandsermittlung an MS-Anlagen kommt es aufgrund von Restriktionen in Bezug auf den zulässigen Bewertungsaufwand aber auch zu Einschränkungen in der Detektionsfähigkeit von Fehlstellen bzw. Mängeln, die im Folgenden synonym verwendet werden. Die eingeschränkte Detektionsfähigkeit ergibt sich aus den Eigenschaften der gemäß dem zulässigen Bewertungsaufwand einsetzbaren Messverfahren und setzt sich aus einer eingeschränkten Detektierbarkeit sowie der Genauigkeit der Messverfahren zusammen (vgl. Abschnitte 3.1.8, 3.2.7 und 3.3.3).

Insgesamt ergibt sich dadurch eine „Unsicherheit“ U in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung, die als Kriterium für die Zustandsbewertung von MS-Anlagen dient. Die „Unsicherheit“ U lässt sich in die Kategorien der Unwissenheit und der Bewertungsungenauigkeit unterteilen. Die Unwissenheit drückt dabei die Unkenntnis über das Vorliegen einer Fehlstelle im Rahmen der Zustandsermittlung aus. Fehlstellen können aufgrund der eingeschränkten Detektierbarkeit nicht immer zuverlässig ermittelt werden. Die Bewertungsungenauigkeit resultiert aus den Eigenschaften der Messverfahren, aber auch aus Toleranzen der verwendeten Messgeräte sowie aus zufälligen Messfehlern [32]. Bei einer Sichtkontrolle beruht die Bewertungsungenauigkeit

auf der Subjektivität der Beurteilung von Mängeln durch das Instandhaltungspersonal. Wird eine Sichtkontrolle von unterschiedlichem Instandhaltungspersonal durchgeführt, kann dies dazu führen, dass vorliegende Mängel in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung verschieden bewertet werden. Unwissenheit liegt in den Fällen vor, in denen Mängel nicht erkannt werden [3]. Die Subjektivität der Sichtkontrolle und die Abweichung der Messergebnisse bei Mehrfachmessungen bei der Zustandsermittlung entsprechen dabei einander, genauso wie die fehlende Detektierbarkeit von Mängeln bei der Sichtkontrolle und die der einzelnen Messverfahren für die Zustandsermittlung. Insgesamt ergibt sich daraus die „Unsicherheit“ U der Bewertung in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung.

Die Berücksichtigung der „Unsicherheiten“ U im Rahmen der Zustandsbewertung kann über differenzierte Ansätze, wie der Fuzzy-Logik, dem MYCIN-Ansatz, der Evidenz-Theorie etc., erfolgen [32]. Prinzipiell ist es möglich, alle benannten Verfahren im Rahmen der Zustandsbewertung zu verwenden, wobei diese sich in ihrer modelleigenen Subjektivität sowie in ihrer Komplexität unterscheiden. Bei der Fuzzy-Logik müssen bspw. geeignete Funktionen für die Fuzzifizierung und Defuzzifizierung hinterlegt werden, die individuell gewählt werden müssen und daher eine hohe Subjektivität aufweisen. Zudem können unvollständige Daten bei der Fuzzy-Logik nicht geeignet abgebildet werden. Bei der Evidenz-Theorie liegt hingegen aufgrund der Kombinationsregeln keine zusätzliche Subjektivität vor, sofern gleiche Kombinationsregeln für alle Informationen verwendet werden. Über die Evidenz-Theorie ist eine Kombination von unvollständigen sowie unsicheren Informationen bzw. Daten aus einer Sichtkontrolle und einer Zustandsermittlung möglich, die jeweils einen unterschiedlichen Informationsgehalt aufweisen [3, 32, 49]. Unvollständige Daten einer Zustandsermittlung ergeben sich durch eingeschränkte Zugänglichkeiten oder durch unterschiedliche Bauformen von MS-Anlagen, insbesondere MS-Schaltanlagen, sodass eine Zustandsermittlung nicht in allen Fällen mit gleichem Detaillierungsgrad durchgeführt werden kann. Bei luft- und gasisolierten MS-Schaltanlagen unterscheidet sich die Anzahl der bewertbaren Teilkomponenten durch die vorhandene Kapselung erheblich. Durch Anwendung der Evidenz-Theorie wird eine vergleichbare Bewertung der vorliegenden Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für ein gesichertes Asset-Management über alle MS-Anlagen geschaffen, sodass sich daher im Rahmen der Zustandsbewertung von MS-Anlagen die Evidenz-Theorie bewährt hat [3]. Die theoretischen Grundlagen der Evidenz-Theorie zur Auswertung der Zustandsbewertung, die sich aus der Sichtkontrolle und der Zustandsermittlung zusammensetzt, werden nachfolgend erläutert.

Die grundsätzlichen Zusammenhänge der Evidenz-Theorie resultieren aus einer Verallgemeinerung der Wahrscheinlichkeitstheorie. In der Wahrscheinlichkeitstheorie wird über das mit der Wahrscheinlichkeit $p(A)$ auftretende Ereignis A direkt auf die Wahrscheinlichkeit $p(\bar{A})$ des resultierenden Gegenereignisses \bar{A} geschlossen. Daraus ergibt sich, dass sich beide Wahrscheinlichkeiten in Summe zu eins ergänzen müssen ($p(A) + p(\bar{A}) = 1$). Eine Berücksichtigung der „Unsicherheit“ U der Ereignisse A und \bar{A} ist daher nicht vorgesehen [38]. Die Evidenz-Theorie,

die auf die Untersuchungen von Dempster [140] und Shafer [141] zurückzuführen ist, erweitert die Zusammenhänge der Wahrscheinlichkeitstheorie um die „Unsicherheit“ U der Einzelereignisse. In der Literatur wird die Evidenz-Theorie auch als Dempster-Shafer-Theorie bezeichnet [38].

Grundlage für die Evidenz-Theorie stellt die endliche Ereignismenge $\Theta = \{A_1, A_2, \dots, A_n\}$ dar. Die in der Ereignismenge Θ , die auch als *frame of discernment* (Wahrnehmungsrahmen) bezeichnet wird, enthaltenen Ereignisse A_n schließen sich gegenseitig aus. Über die Evidenz-Theorie wird allen möglichen Kombinationen K (auch Teilmengen genannt) der Ereignisse A_n aus der Ereignismenge Θ und nicht nur den Ereignissen selbst eine Eintrittswahrscheinlichkeit zugeordnet. Diese Eintrittswahrscheinlichkeiten werden als Massezahlen $m(K)$ bezeichnet, die das Maß der Unterstützung der jeweiligen Kombination der Ereignisse A_n ausdrücken. Daraus ergibt sich als Menge aller möglichen Kombinationen die Potenzmenge mit 2^Θ Elementen. Die Zuordnung der Massezahlen kann als Funktion $m: 2^\Theta \rightarrow [0,1]$ aufgefasst werden, wobei nach [38] gilt:

$$m(\emptyset) = 0 \quad (4.1)$$

$$\sum_{K \subseteq \Theta} m(K) = 1 \quad (4.2)$$

Ist $m(K) = 0$, so liegt keine Unterstützung der Kombination der Ereignisse A_n vor, wohingegen eine Massezahl von $m(K) = 1$ eine vollständige Unterstützung der Kombination der Ereignisse A_n ausdrückt [38].

Aus den Massezahlen können zwei weitere evidenztheoretische Funktionen abgeleitet werden, die als Plausibilitäts- und Glaubensgradfunktion bezeichnet werden. Der Glaubensgrad $Bel(A)$ (*degree of belief*) für das Ereignis A drückt die Gesamtsumme der Massezahlen aus, die einen direkten Hinweis auf das Ereignis A liefern. Dabei werden nur Massezahlen der Kombinationen K berücksichtigt, die echte Teilmengen des Ereignisses A sind und für die $m(K) > 0$ gilt. Diese werden auch als fokale Elemente bezeichnet [3, 32, 38, 142, 143]. Konkret ergibt sich die Glaubensgradfunktion (*belief*) wie folgt:

$$Bel(A) = \sum_{K \subseteq A} m(K) \quad (4.3)$$

Die Glaubensgradfunktion wird durch die Plausibilitätsfunktion (*plausibility*) erweitert, in der ergänzend alle Massezahlen $m(K)$ berücksichtigt werden, die einen generellen Hinweis zum Ereignis A liefern. Dazu werden alle zusätzlichen Mengen betrachtet, die mit dem Ereignis A eine Schnittmenge aufweisen. In dem Plausibilitätsgrad $Pl(A)$ (*degree of plausibility*) wird demnach die Gesamtsumme der Massezahlen aller Teilmengen K , die nicht leer sind, aber eine Schnittmenge mit A aufweisen, berücksichtigt. Dadurch fließen in die Plausibilitätsfunktion auch unsicherheitsbehaftete Ereignisse A ein [3, 20, 32, 38, 142, 143]. Die Plausibilitätsfunktion kann über nachfolgenden Zusammenhang berechnet werden:

$$Pl(A) = \sum_{K \cap A \neq \emptyset} m(K) \quad (4.4)$$

Durch die unterschiedlichen, im Plausibilitäts- und Glaubensgrad berücksichtigten Massezahlen folgt, dass der Plausibilitätsgrad größer oder gleich dem Glaubensgrad ist und einen maximalen Wert von eins annehmen kann: $0 \leq Bel(A) \leq Pl(A) \leq 1, \forall A \subseteq \Theta$.

Die Differenz aus dem Plausibilitäts- und Glaubensgrad drückt die „Unsicherheit“ $Bel(U)$ aus. Je größer die Differenz, desto höher ist der Glaubensgrad der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ in Bezug auf den Eintritt des Ereignisses A . Die „Unsicherheit“ $Bel(U)$ enthält demnach Informationen, die weder dem Ereignis A noch dessen Komplement \bar{A} zugeordnet werden können, aber zu einem der beiden Ereignisse eine Schnittmenge besitzen. Plausibilitäts- und Glaubensgrad bedingen einander und ergeben sich über die komplementären Ereignisse A und \bar{A} [3, 20, 32, 38, 142, 143]:

$$Pl(A) = 1 - Bel(\bar{A}) \tag{4.5}$$

$$\text{und } Pl(\bar{A}) = 1 - Bel(A) \tag{4.6}$$

Zusammenfassend stellt Abbildung 44 den Vergleich zwischen der Evidenz-Theorie und der klassischen Wahrscheinlichkeitstheorie dar und zeigt die Verarbeitung von Ereignissen bzw. eines Bewertungsergebnisses im Rahmen einer Zustandsbewertung als Anwendungsfall.

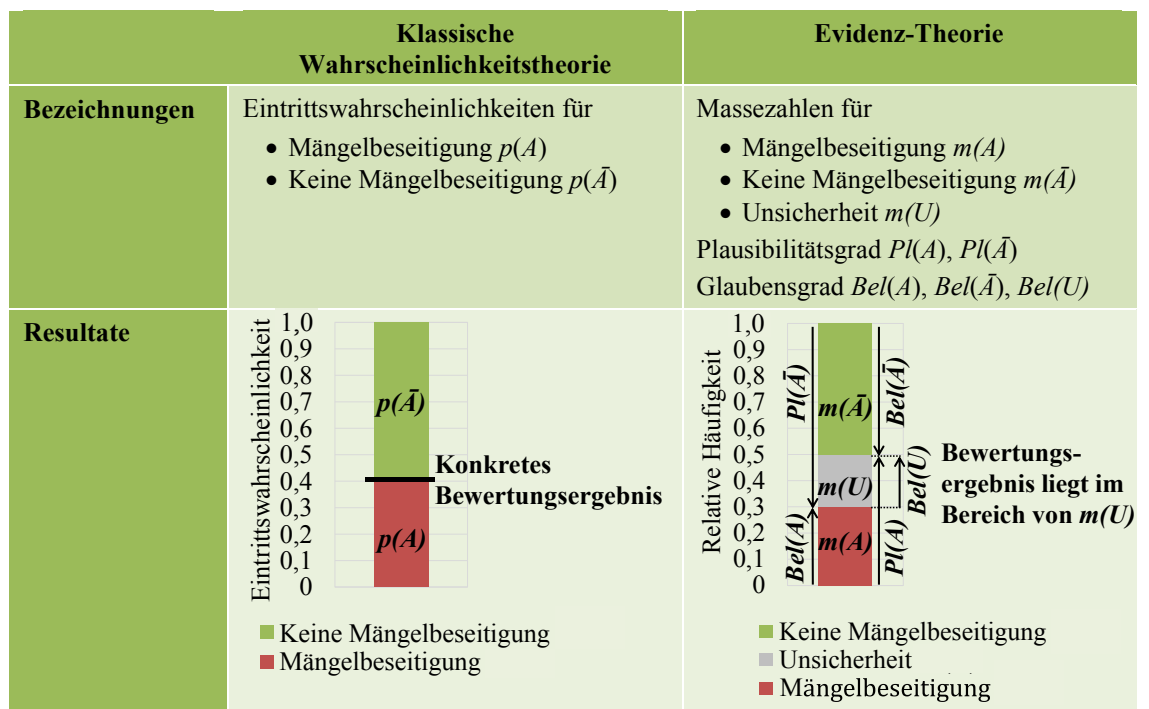


Abbildung 44: Vergleich Evidenz-Theorie mit klassischer Wahrscheinlichkeitstheorie für den Anwendungsfall der Zustandsbewertung (vgl. [3, 20, 32, 38, 49])

Die Ereignisse A und \bar{A} werden für die Zustandsbewertung auf die Notwendigkeit einer Mängelbeseitigung bezogen, sodass Ereignisse für „Mängelbeseitigung“ A und „keine Mängelbeseitigung“ \bar{A} berücksichtigt werden. Für den evidenztheoretischen Ansatz ergeben sich zusätzlich das Ereignis „Unsicherheit“ U für eine „Mängelbeseitigung“ sowie die Glaubens- und Plausibilitätsgrade. In Abbildung 44 wird aufgezeigt, dass über den wahrscheinlichkeitstheoretischen Ansatz ausschließlich eine Differenzierung zwischen der Wahrscheinlichkeit für

das Vorliegen einer „Mängelbeseitigung“ ($p(A)$) und für das Vorliegen „keiner Mängelbeseitigung“ ($p(\bar{A})$) gegeben ist. Aus diesen ergibt sich ein konkretes Bewertungsergebnis in Bezug auf die vorliegende „Mängelbeseitigung“ A . Bei Anwendung der Evidenz-Theorie wird zwischen den drei Bereichen „Mängelbeseitigung“ A , „keine Mängelbeseitigung“ \bar{A} und „Unsicherheit“ U unterschieden, welchen die Massezahlen $m(A)$, $m(\bar{A})$ und $m(U)$ zugeordnet werden. In der Gesamtheit werden die drei Massezahlen als Evidenz-Körper bezeichnet. Die Werte der sich ergebenden Plausibilitäts- und Glaubensgrade für das Ereignis „Mängelbeseitigung“ A sowie für das Gegenereignis „keine Mängelbeseitigung“ \bar{A} sind dabei nicht als Eintrittswahrscheinlichkeiten, sondern – bedingt durch die zugrundeliegende Mengenlehre – als relative Häufigkeiten aufzufassen [3, 32, 38].

Für eine fundierte Zustandsbewertung und eine daraus abgeleitete Aussage hinsichtlich der vorliegenden „Mängelbeseitigung“ A sind Kombinationen aus unterschiedlichen Informationsquellen (bspw. Sichtkontrolle und Zustandsermittlung) erforderlich. Hierzu kommen verschiedene Regeln zur Kombination von deren Evidenz-Körper zur Anwendung, u. a. die Yager'sche Regel, die Dubois/Prade Regel, die Proportional Conflict Redistribution (PCR5) Regel, die Worst/Best-Case-Regel sowie die allgemein bekannteste Dempster'sche Regel [3]. Untersuchungen in [3] haben gezeigt, dass die Worst/Best-Case-Regel die am besten geeigneten und praxisnahesten Resultate zur Kombination unterschiedlicher Evidenz-Körper für die Zustandsbewertung von MS-Anlagen liefert.

Beispielhaft werden zwei Informationsquellen angenommen. Ihre Massezahlen $m_1(K_1)$ und $m_2(K_2)$ gelten als zuverlässig, sofern kein Konflikt (einheitliche Aussage hinsichtlich der „Mängelbeseitigung“ beider Informationsquellen) zwischen diesen besteht. Bei deren Kombination nach der Worst/Best-Case-Regel werden im ersten Schritt die Produkte der Massezahlen $m_1(K_1)$ und $m_2(K_2)$ aufsummiert, die einen Hinweis auf dasselbe Ereignis liefern. Zusätzlich wird ein auftretender Konflikt zwischen einzelnen Ereignissen dem Ereignis A oder \bar{A} zugeordnet. Dies erfolgt, gemäß der Eigenschaften der benannten Regel, über einen zusätzlichen Summanden [3, 144]. Im Fall der Zustandsbewertung von MS-Anlagen liegt der Fokus auf der „Mängelbeseitigung“ A . Daher wird ein auftretender Konflikt dem Ereignis „Mängelbeseitigung“ A zugeordnet. Das bedeutet, dass, wenn aus einer Informationsquelle eine „Mängelbeseitigung“ A resultiert, davon ausgegangen wird, dass auch tatsächlich eine „Mängelbeseitigung“ erforderlich wird. Es ergeben sich folgende Berechnungsvorschriften zur Ermittlung des kombinierten Ergebnisses der Evidenz-Körper [3, 51]:

$$m_1 \oplus m_2 (\emptyset) = 0 \quad (4.7)$$

$$m_1 \oplus m_2 (\Theta) = m_1(\Theta) + m_2(\Theta) \quad (4.8)$$

$$m_1 \oplus m_2 (A) = \sum_{K_1 \cap K_2 = A} m_1(K_1) \cdot m_2(K_2) + \sum_{K_1 \cap K_2 = \emptyset} m_1(K_1) \cdot m_2(K_2) \quad (4.9)$$

$$m_1 \oplus m_2 (\bar{A}) = \sum_{K_1 \cap K_2 = \bar{A}} m_1(K_1) \cdot m_2(K_2) \quad (4.10)$$

$$m_1 \oplus m_2 (U) = \sum_{K_1 \cap K_2 = AU\bar{A}} m_1(K_1) \cdot m_2(K_2) \quad (4.11)$$

Mit Hilfe der aufgeführten Formeln wird in den nachfolgenden Abschnitten die Evidenz-Theorie für die Kombination von Ergebnissen aus der Sichtkontrolle und der Zustandsermittlung angewandt. Dabei beschränkt sich die Kombination nicht nur auf zwei Informationsquellen, sondern ist aufgrund der assoziativ und kommutativ geltenden Verknüpfung über den Operator \oplus auf die Kombination von beliebig vielen Informationsquellen anwendbar. Die Kombination kann kontinuierlich gemäß der nachfolgenden Formel 4.12 für n Informationsquellen erfolgen [3, 38, 141, 142].

$$m_{1\dots n} = (\dots (m_1 \oplus m_2) \oplus m_3) \oplus \dots m_n \quad (4.12)$$

Mit zunehmender Anzahl an Informationsquellen, die Eingangsgrößen für die Unterstützung eines Ereignisses liefern, steigt die Plausibilität des Ereignisses und die „Unsicherheit“ U sinkt. Bei der Kombination von gegensätzlichen Hinweisen auf ein Ereignis aus einzelnen Informationsquellen ergibt sich aus beiden Informationsquellen die maximal erforderliche „Mängelbeseitigung“ A im kombinierten Ergebnis. Der Fall „keine Mängelbeseitigung“ \bar{A} wird dabei nicht verworfen, da auch hierfür eine Informationsquelle Hinweise liefert. Letztendlich führt diese Betrachtung dann ebenfalls zu einer sinkenden „Unsicherheit“ U des Bewertungsergebnisses (vgl. Beispiel für eine Sammelschienendurchführung in Abschnitt 4.2). Werden ausschließlich Informationen mit vollständiger „Unsicherheit“ U kombiniert oder zu einer bestehenden Aussage hinzugezogen, so ergibt sich im Ergebnis keine Veränderung zu den Massezahlen der Informationsquellen [3, 38, 141, 142].

Zur eindeutigen Differenzierung zwischen den Eingangsgrößen (Massezahlen) der beiden Informationsquellen und den Ergebnissen der Kombination (Bewertungsergebnissen) über die Evidenz-Theorie (kombinierte Massezahlen bzw. deren Glaubensgrade $Bel(A)$, $Bel(\bar{A})$ und $Bel(U)$, im Folgenden als Zustandskenngrößen bezeichnet) erfolgt deren Darstellung in Anlehnung an [3]. Die Massezahlen der Eingangsgrößen werden dezimal dargestellt, die Zustandskenngrößen prozentual.

4.2 Einfluss der Zustandsermittlung auf die Unsicherheit der Zustandsbewertung

Für die Anwendung der Evidenz-Theorie zur Kombination der Informationsquellen Sichtkontrolle und Zustandsermittlung muss zunächst eine geeignete Ereignismenge Θ definiert werden, welche die Belange einer umfassenden Zustandsbewertung erfüllt. Die Zustandsbewertung von MS-Anlagen wird nachfolgend beispielhaft für MS-Netzstationen unter Nutzung des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells dargelegt. Die bei Verteilungsnetzbetreibern im Rahmen einer Sichtkontrolle an MS-Netzstationen üblicherweise eingesetzten Inspektionschecklisten umfassen eine Vielzahl an einzelnen Inspektionenpunkten. Je nach Ausprägung enthalten diese bspw. 72 einzelne Inspektionenpunkte (Teilmenge; vgl. Inspektionscheckliste in Anhang 10.4), mit denen eine Zustandsbewertung erfolgt. Für die Anwendung der Evidenz-

Theorie muss ein einheitlicher Wahrnehmungsrahmen für jeden Inspektionsspunkt gegeben sein. Dieser basiert bei der Zustandsbewertung auf der Beurteilung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für einzelne Inspektionsspunkte und enthält die Ereignisse „Mängelbeseitigung“ A und „keine Mängelbeseitigung“ \bar{A} . Würde kein einheitlicher Wahrnehmungsrahmen geschaffen, so würde sich aus den Teilmengen die Potenzmenge von 2^{72} ergeben, mit der keine sinnvolle Kombination über die Evidenz-Theorie möglich ist.

Durch die Reduktion auf einen einheitlichen Wahrnehmungsrahmen können die Aussagen der beiden Informationsquellen (Sichtkontrolle und Zustandsermittlung) für die einzelnen Inspektionsspunkte kombiniert werden. Es resultiert die Potenzmenge $2^\Theta = 2^2 = 4$, die folgende Elemente enthält [3]:

$$2^\Theta = \{\emptyset, \{A\}, \{\bar{A}\}, \{A, \bar{A}\}\}, \text{ mit } \Theta = \{A, \bar{A}\} \quad (4.13)$$

Die in der Potenzmenge enthaltene Teilmenge $\{A, \bar{A}\}$ stellt die „Unsicherheit“ U dar, da eine Zuordnung zu den Ereignissen „Mängelbeseitigung“ A und „keine Mängelbeseitigung“ \bar{A} nicht eindeutig erfolgen kann. Den in Formel 4.13 aufgeführten Teilmengen sind Massezahlen zuzuordnen, welche die Ereignisse für das Ausmaß der „Mängelbeseitigung“ A vereinen. Diese Massezahlen entsprechen bei nur einer vorliegenden Informationsquelle, aufgrund der Wahl des Wahrnehmungsrahmens, zugleich dem Glaubensgrad für die Ereignisse „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$, „keine Mängelbeseitigung“ $Bel(\bar{A})$ sowie der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ für jeden einzelnen Inspektionsspunkt [3].

Um den Einfluss der Zustandsermittlung an MS-Anlagen auf die „Unsicherheit“ $Bel(U)$ der Zustandsbewertung aufzuzeigen, müssen zunächst deren Evidenz-Körper als Eingangsgrößen ermittelt werden. Für die Informationsquelle Sichtkontrolle sind diese bereits in [3] ausführlich hergeleitet und gemäß dem zugrundeliegenden vierstufigen Bewertungsschema mit Bezug auf die abgeleitete Dringlichkeit der Mängelbeseitigung dargelegt. In Kapitel 3 sind Grenzwerte zur Kategorisierung von Messwerten (Resultate aus der Zustandsermittlung) in das in [3] beschriebene vierstufige Bewertungsschema, ebenfalls mit Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung, abgeleitet worden. Als Eingangsgröße für die „Unsicherheit“ U der Zustandsermittlung dient die Detektionsfähigkeit der Messverfahren. Über die Detektionsfähigkeit sind Rückschlüsse auf die Genauigkeit der Messverfahren möglich. Aus der Abweichung von der vollständigen Detektionsfähigkeit resultiert die „Unsicherheit“ U . Insgesamt ergeben sich daraus die Eingangsgrößen in Form von Massezahlen für die Evidenz-Theorie, wie in Abschnitt 4.1 definiert. In [3] sind ebenfalls Eingangsgrößen für die „Unsicherheit“ U der Informationsquelle Zustandsermittlung aufgeführt, die jedoch keine ausreichende Differenzierung hinsichtlich verwendeter Messsensorik und der Anwendung an unterschiedlichen MS-Anlagen (gekapselt, ungekapselt, Berücksichtigung der Messdistanz) aufweisen.

Bei einer Bewertung mit „keine Mängelbeseitigung erforderlich“ folgt als Massezahl für eine „Mängelbeseitigung“ $m_{\text{keine Mängelbeseitigung erforderlich}}(A) = 0$. Dagegen liegt bei der Bewer-

tung „sofortige Mängelbeseitigung“ die maximale Dringlichkeit der Mängelbeseitigung vor und die Massezahl für „Mängelbeseitigung“ $m_{\text{sofortige Mängelbeseitigung}}(A)$ weist ihren Maximalwert auf. Von diesem muss die verbleibende messverfahrensspezifische „Unsicherheit“ $m(U)$ subtrahiert werden. Die Ermittlung der Massezahlen für die beiden übrigen Dringlichkeiten „langfristige Mängelbeseitigung“ und „kurzfristige Mängelbeseitigung“, erfolgt in linearer Abstufung basierend auf den Massezahlen für eine „Mängelbeseitigung“ $m(A)$ der zuvor genannten Bedingungen für die Dringlichkeiten „keine Mängelbeseitigung erforderlich“ und „sofortige Mängelbeseitigung“ [3, 32, 38, 145]. Unter Berücksichtigung der Randbedingungen der Evidenz-Theorie resultieren daraus die Massezahlen für die jeweiligen Messverfahren. Diese sind zusammenfassend für die im Praxiseinsatz am häufigsten verwendeten Messverfahren in Abbildung 45 dargestellt und ergeben sich aus den Ergebnissen der durchgeführten Laboruntersuchungen (vgl. Abschnitte 3.1.8, 3.2.7 und 3.3.3).

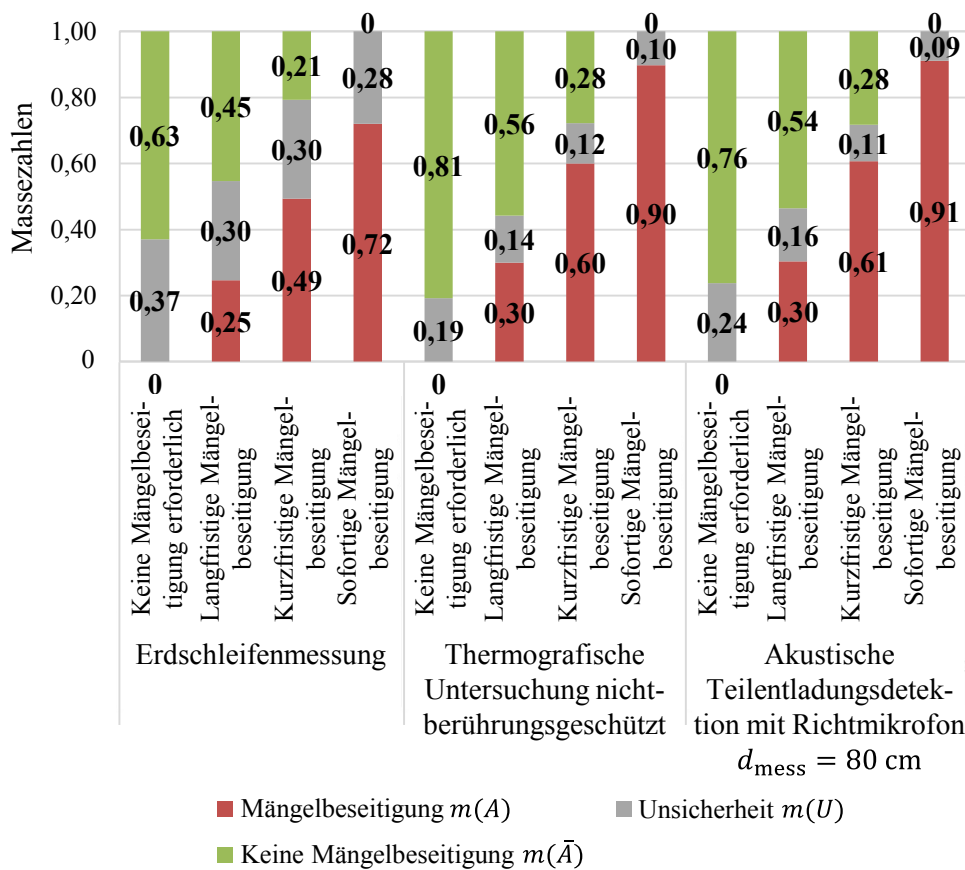


Abbildung 45: Massezahlen der jeweiligen Messverfahren gemäß der Bewertungskategorien

Der Verlauf der Massezahlen in Abbildung 45 zeigt, dass mit steigender Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für alle Messverfahren die Massezahl für eine „Mängelbeseitigung“ $m(A)$ zunimmt, wobei eine äquidistante Einteilung in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung vorausgesetzt wird. Einen konträren Verlauf weisen die Massezahlen aller Messverfahren für die sich ergebende „Unsicherheit“ $m(U)$ auf. Diese nimmt mit steigender Dringlichkeit der Mängelbeseitigung ab und ist auf die steigende Detektionsfähigkeit der

Messverfahren mit zunehmender Ausprägung von Fehlstellen zurückzuführen. Die Massezahlen für das Ereignis „keine Mängelbeseitigung“ $m(\bar{A})$ ergeben sich gemäß Formel 4.2.

Die Kombination der Resultate einer Sichtkontrolle und einer Zustandsermittlung ist ausschließlich für die Betrachtung von elektrischen Komponenten der MS-Anlagen sinnvoll. An nicht-elektrischen Komponenten der MS-Anlagen kann mit Hilfe der vorgestellten Messverfahren keine Zustandsermittlung erfolgen. Deren Bewertung ist nicht Ziel der Arbeit. Nachfolgend wird an einem Beispiel die Kombination der Ergebnisse einer Sichtkontrolle (Informationsquelle 1) und einer Zustandsermittlung mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion (Informationsquelle 2) für einen Inspektionspunkt (hier Sammelschienendurchführung) über die Evidenz-Theorie aufgezeigt. Hierbei liegt die Annahme zugrunde, dass über die Sichtkontrolle kein Mangel („keine Mängelbeseitigung erforderlich“) und mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion geringe Teilentladungen („langfristige Mängelbeseitigung“) an der Sammelschienendurchführung ermittelt werden (gegensätzliche Hinweise in Bezug auf die „Mängelbeseitigung“ A liegen vor). Die „Mängelbeseitigung“ A basiert demnach allein auf den Resultaten der akustischen Teilentladungsdetektion.

Die „Unsicherheit“ U einer durchgeführten Sichtkontrolle an elektrischen Komponenten der MS-Anlagen wird nach [3] mit einer Massezahl von $m_1(U) = 0,43$ angenommen, woraus sich nach Formel 4.2 die Massezahl für das Ereignis \bar{A} („keine Mängelbeseitigung“) von $m_1(\bar{A}) = 0,57$ ergibt [3]. Die Detektionsfähigkeit der akustischen Teilentladungsdetektion mittels Richtmikrofon für den hier vorliegenden Fall beträgt 84 % (siehe Abschnitt 3.1.8). Daraus ergibt sich die Massezahl für die „Unsicherheit“ U der zweiten Informationsquelle zu $m_2(U) = 0,16$. Gemäß der beschriebenen Zusammenhänge für die Ereignisse „Mängelbeseitigung“ A und „keine Mängelbeseitigung“ \bar{A} leiten sich deren Massezahlen zu $m_2(A) = 0,30$ und $m_2(\bar{A}) = 0,54$ (vgl. Abbildung 45) ab.

Die Kombination der beiden Informationsquellen über die Worst/Best-Case-Regel nach den Formeln 4.9 bis 4.11 wird im Folgenden detailliert dargestellt und die einzelnen Formeln werden zunächst gemäß der Berechnungsvorschrift ausgeführt. Für die Berechnung der kombinierten Massezahl $m_{12}(A)$ gilt nachstehender Zusammenhang:

$$\begin{aligned}
 m_{12}(A) &= m_1 \oplus m_2(A) & (4.14) \\
 &= \sum_{K_1 \cap K_2 = A} m_1(K_1) \cdot m_2(K_2) + \sum_{K_1 \cap K_2 = \emptyset} m_1(K_1) \cdot m_2(K_2) \\
 &= m_1(A) \cdot m_2(A) + m_1(A) \cdot m_2(U) + m_1(U) \cdot m_2(A) \\
 &\quad + m_1(A) \cdot m_2(\bar{A}) + m_1(\bar{A}) \cdot m_2(A) \\
 &= 0 \cdot 0,30 + 0 \cdot 0,16 + 0,43 \cdot 0,30 + 0 \cdot 0,54 + 0,57 \cdot 0,30 = 0,30
 \end{aligned}$$

Für die kombinierte Massezahl $m_{12}(A)$ des Ereignisses „Mängelbeseitigung“ A resultiert aus den angenommenen Werten der einzelnen Massezahlen $m_1(A)$ und $m_2(A)$ erwartungsgemäß die maximale „Mängelbeseitigung“ A aus beiden Informationsquellen von $m_{12}(A) = 0,30$.

Zur Berechnung der kombinierten Massezahl $m_{12}(\bar{A})$ für das Ereignis „keine Mängelbeseitigung“ \bar{A} gilt:

$$\begin{aligned}
 m_{12}(\bar{A}) &= m_1 \oplus m_2(\bar{A}) & (4.15) \\
 &= \sum_{K_1 \cap K_2 = \bar{A}} m_1(K_1) \cdot m_2(K_2) \\
 &= m_1(\bar{A}) \cdot m_2(\bar{A}) + m_1(\bar{A}) \cdot m_2(U) + m_1(U) \cdot m_2(\bar{A}) \\
 &= 0,57 \cdot 0,54 + 0,57 \cdot 0,16 + 0,43 \cdot 0,54 = 0,63
 \end{aligned}$$

Im kombinierten Ergebnis zeigt sich insgesamt eine Erhöhung der relativen Häufigkeit der Massezahl „keine Mängelbeseitigung“ $m_{12}(\bar{A})$. Diese ist zunächst widersprüchlich zu der Aussage, dass die Massezahl für „Mängelbeseitigung“ $m_{12}(A)$ ansteigt, anzusehen. Begründet werden kann dieser Anstieg mit der genaueren Spezifikation des Ereignisses „Mängelbeseitigung“ A durch die akustische Teilentladungsdetektion. Damit steigt der Glaubensgrad $Bel(A)$ für das Ereignis „Mängelbeseitigung“ A bei gleichzeitig sinkendem Glaubensgrad für die „Unsicherheit“ $Bel(U)$. Die Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ und der Anstieg der „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$ führen gemäß der Worst/Best-Case-Regel wiederum zu einer Erhöhung der relativen Häufigkeit der Massezahl „keine Mängelbeseitigung“ $m_{12}(\bar{A})$. Die kombinierte Massezahl $m_{12}(U)$ berechnet sich wie folgt:

$$\begin{aligned}
 m_{12}(U) &= m_1 \oplus m_2(U) & (4.16) \\
 &= \sum_{K_1 \cap K_2 = A \cup \bar{A}} m_1(K_1) \cdot m_2(K_2) \\
 &= m_1(U) \cdot m_2(U) \\
 &= 0,43 \cdot 0,16 = 0,07
 \end{aligned}$$

Zusammenfassend sind die jeweiligen Evidenz-Körper der einzelnen Informationsquellen (Sichtkontrolle und akustische Teilentladungsdetektion) sowie die Resultate aus deren Kombination in Abbildung 46 grafisch dargestellt. Die kombinierten Massezahlen $m_{12}(A)$, $m_{12}(\bar{A})$ und $m_{12}(U)$ entsprechen den Glaubensgraden „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$, „keine Mängelbeseitigung“ $Bel(\bar{A})$ und „Unsicherheit“ $Bel(U)$ (Zustandskenngrößen) und werden nachfolgend gemäß Abschnitt 4.1 in Prozent angegeben. In Abbildung 46 ist zu erkennen, dass die „Unsicherheit“ U der Sichtkontrolle (Informationsquelle 1) deutlich höher ist als die der akustischen Teilentladungsdetektion (Informationsquelle 2). Diese ist durch die eingeschränkte Detektionsfähigkeit bei vorhandenen Mängeln bzw. Fehlstellen an elektrischen Komponenten der MS-Anlagen mittels Sichtkontrolle zu begründen. Zudem zeigt Abbildung 46 die Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ im kombinierten Ergebnis und stellt damit den Mehrwert der Anwendung der Evidenz-Theorie für die Zustandsbewertung von MS-Anlagen heraus. Unter Anwendung der Worst/Best-Case-Regel bleibt die über eine Informationsquelle, hier über die akustische Teilentladungsdetektion (Informationsquelle 2), gesichert ermittelte „Mängelbeseitigung“ A im kombinierten Ergebnis erhalten. Weitere Fehlstellen (bspw. Widerstandserhöhungen) können an der in diesem Beispiel betrachteten Sammelschienendurchführung nicht auftreten. Daher werden

thermografische Untersuchungen (Informationsquelle 3) hier nicht betrachtet. Diese könnten aber grundsätzlich durch Kombination gemäß Formel 4.12 in das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell integriert werden.

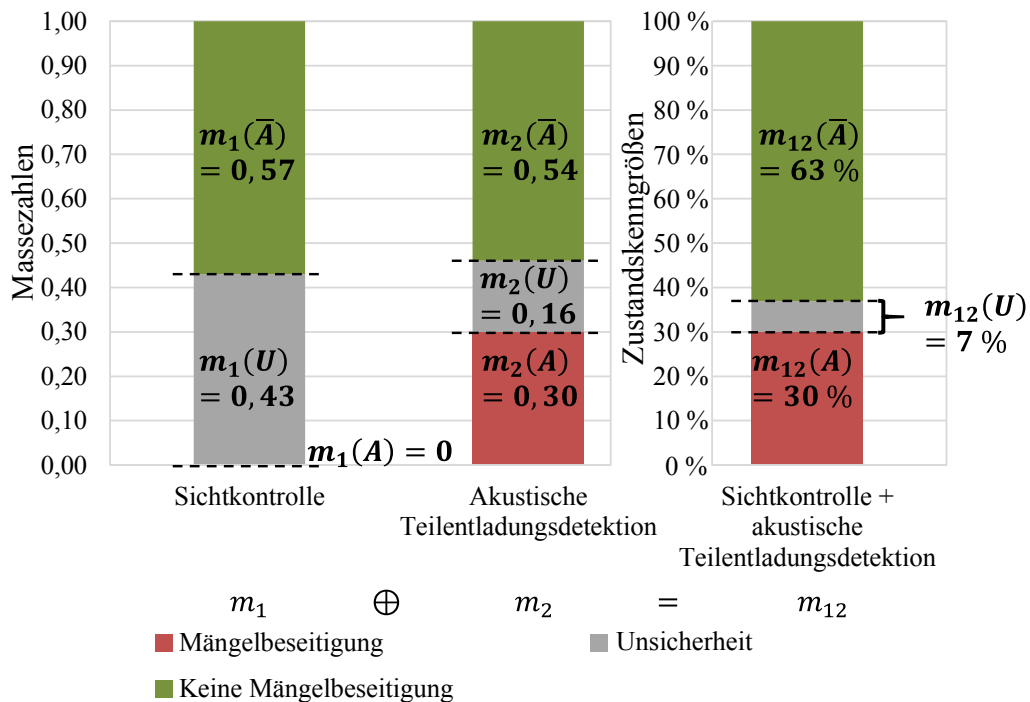


Abbildung 46: Darstellung der Kombination zweier Informationsquellen über die Evidenz-Theorie

Insgesamt ergänzen sich die beiden genannten Informationsquellen Sichtkontrolle und Zustandsermittlung optimal, da sie einen unterschiedlichen Wahrnehmungsrahmen aufweisen und durch deren Kombination verschiedene Informationsgrundlagen vereint werden. Diese Kombination der Informationsquellen führt zu einer fundierten Zustandsbewertung und damit zu einer deutlichen Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel(U)$. Nachfolgend wird die Kombination zur darauf aufbauenden Ableitung von Zustandskenngrößen für die Anwendung an MS-Netzstationen weiter verfolgt.

4.3 Anwendung der Evidenz-Theorie zur Bildung der Zustandskenngrößen

In bisher weit verbreiteten Zustandsbewertungsmodellen [9, 10, 64, 146] erfolgt ausschließlich eine Aggregation diskreter Bewertungen einzelner Inspektionpunkte bzw. Bewertungsparameter im Hinblick auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung mit individuellen Gewichtungsfaktoren zu einer Zustandskennziffer der übergeordneten Hauptinspektionsteile. Hauptinspektionsteile für MS-Netzstationen sind die „MS-Schaltanlage“, der „Transformator“, die „NS-Verteilung“, der „bauliche Teil“ sowie das zu einer MS-Netzstation gehörende „Zubehör“. Die Hauptinspektionsteile werden untereinander ebenfalls gewichtet aggregiert, sodass sich daraus eine Zustandskennziffer für die gesamte MS-Netzstation ergibt [9, 10, 64, 146]. Mit Einsatz einer Inspektionscheckliste wird die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung in ein Notenschema (z. B. 1 bis 4 wobei

1 als „keine Mängelbeseitigung erforderlich“ und 4 als „sofortige Mängelbeseitigung“ definiert ist) übersetzt, um eine geeignete Aggregation vornehmen zu können. In diesen Zustandsbewertungsmodellen ist jedoch keine Differenzierung in Bezug auf die Qualität der Zustandsbewertung möglich. Die „Unsicherheit“ U einzelner Informationsquellen wird nicht abgebildet. Die Einbindung der Evidenz-Theorie in Zustandsbewertungsmodelle ist zu präferieren, um die Qualität der Zustandsbewertung und damit deren „Verlässlichkeit“ als weitere Kenngröße für eine Instandhaltungs- oder Erneuerungsentscheidung berücksichtigen zu können [3, 20, 32, 38, 142].

Für das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell liegen die einzelnen Informationsquellen (Zustandskenndaten) nicht als diskrete Bewertungen, sondern als Evidenz-Körper (Massezahlen $m(A)$, $m(\bar{A})$ und $m(U)$) vor. Die erforderlichen Zustandskenndaten werden aus den Informationsquellen akustische Teilentladungsdetektion, thermografische Untersuchung, Erdschleifenmessung (zusammengefasst als Zustandsermittlung bezeichnet) und Sichtkontrolle generiert. Jedem einzelnen Inspektionsspunkt werden Zustandskenndaten zugewiesen, die sich gemäß der in Abschnitt 4.2 dargestellten Kombinationsregel (Worst/Best-Case-Regel) aus den Informationsquellen ergeben. Daraus folgen für jeden Inspektionsspunkt die Glaubensgrade für „Mängelbeseitigung“ $Bel_i(A)$, „keine Mängelbeseitigung“ $Bel_i(\bar{A})$ und „Unsicherheit“ $Bel_i(U)$. Die genannten Glaubensgrade werden über ein Zustandsbewertungsmodell mit inspektionsspunkt-spezifischen Gewichtungsfaktoren zu Glaubensgraden für die Hauptinspektionsteile (Zustandskenngrößen Hauptinspektionsteile) und darauf aufbauend, über die Gewichtung der Hauptinspektionsteile, zu den Glaubensgraden für die gesamte MS-Netzstation (Zustandskenngrößen MS-Netzstation) aggregiert [3, 32]. Die Aggregation der Zustandskenndaten zu den Zustandskenngrößen zeigt nachfolgende Abbildung 47.

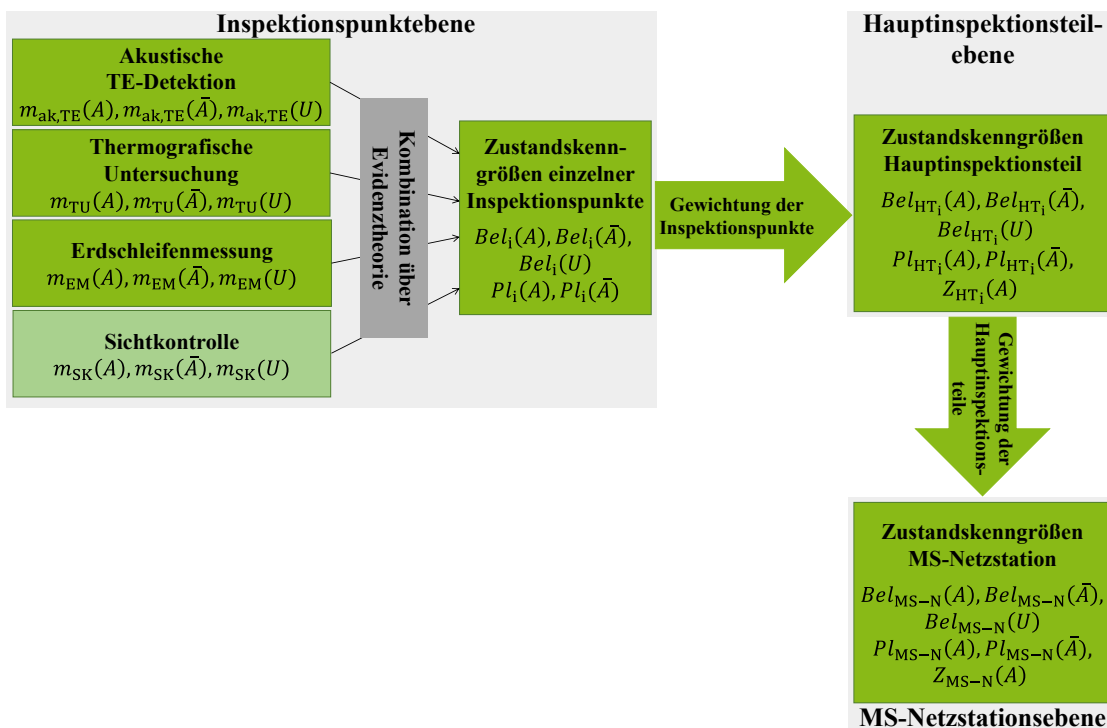


Abbildung 47: Aggregationsschema evidenzbasiertes Zustandsbewertungsmodell (vgl. [3])

Mit dem in Abbildung 47 dargestellten Aggregationsschema werden die Ereignisse „Mängelbeseitigung“ A , „keine Mängelbeseitigung“ \bar{A} und „Unsicherheit“ U aus unterschiedlichen Informationsquellen auf unterster Ebene (Inspektionspunktebene) kombiniert. Durch die direkte Anwendung der Evidenz-Theorie auf Inspektionspunktebene wird die „Verlässlichkeit“ der Beurteilung einer vorliegenden „Mängelbeseitigung“ A deutlich gestärkt, da zum einen die Ereignisse aus unterschiedlichen Informationsquellen vorliegen, zum anderen auch mehrfache Mängel, die an einzelnen Inspektionspunkten der Hauptinspektionsteile auftreten können, berücksichtigt werden. Daraus entsteht ein größerer Wahrnehmungsrahmen, sodass eine fundiertere Zustandsbewertung möglich ist. Die Berücksichtigung von Gewichtungsfaktoren zur Aggregation einzelner Inspektionspunkte ist dabei, wie bei den bisherigen Zustandsbewertungsmodellen, weiterhin notwendig. Innerhalb eines Hauptinspektionsteils besitzen die einzelnen Inspektionspunkte eine unterschiedliche Bedeutung. Die notwendige „Mängelbeseitigung“ A an einem einzelnen Inspektionspunkt ist nicht mit der des gesamten Hauptinspektionsteils gleichzusetzen. Die ermittelte „Mängelbeseitigung“ A für die Hauptinspektionsteile weist ebenso eine unterschiedliche Bedeutung für die Zustandskenngröße der gesamten MS-Netzstation auf, die über die Wahl geeigneter Gewichtungsfaktoren bestimmt werden muss [3]. Praxistaugliche Gewichtungsfaktoren sind [3] zu entnehmen.

Für die einzelnen Inspektionspunkte, die Hauptinspektionsteile und das Bewertungsergebnis der gesamten MS-Netzstation ergeben sich bei Anwendung des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells die Zustandskenngrößen (kombinierte Massezahlen vgl. Abschnitt 4.2). Dies sind die Glaubensgrade $Bel(A)$ („Mängelbeseitigung“), $Bel(\bar{A})$ („keine Mängelbeseitigung“) und $Bel(U)$ („Unsicherheit“ U in Bezug auf die „Mängelbeseitigung“). Aus den Glaubensgraden $Bel(A)$ und $Bel(U)$ resultiert der Plausibilitätsgrad $Pl(A)$ für eine „Mängelbeseitigung“ A , der ebenfalls unter dem Begriff Zustandskenngröße subsummiert wird. Werden einzelne MS-Anlagen mit dem evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodell bewertet, so ist eine Betrachtung der jeweiligen Glaubensgrade ausreichend und übersichtlich. Bei Anwendung auf ein großes Kollektiv an MS-Anlagen, bspw. MS-Netzstationen, muss aus den Resultaten des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells zur Schaffung der Vergleichbarkeit eine weitere Zustandskenngröße abgeleitet werden. Diese soll die Glaubensgrade $Bel(A)$ und $Bel(U)$ vereinen. Eine geeignete Größe ist die Bildung einer Zustandskennziffer $Z(A)$, mit der die Gesamtheit der vorliegenden „Mängelbeseitigung“ A ausgedrückt wird [3].

Die Zustandskennziffer $Z(A)$ kann zur Abbildung der „Mängelbeseitigung“ A Werte im Bereich von $Z(A) = [Bel(A), Pl(A)]$ annehmen. Der Glaubensgrad $Bel(A)$ drückt die gesichert vorliegende „Mängelbeseitigung“ A aus und stellt die untere zulässige Grenze für die Zustandskennziffer $Z(A)$ dar. Der Plausibilitätsgrad $Pl(A)$ enthält ergänzend dazu den Glaubensgrad $Bel(U)$ und kennzeichnet die Grenze zur gesicherten Aussage „keine Mängelbeseitigung“ $Bel(\bar{A})$. Je größer der Wert für die Zustandskennziffer $Z(A)$ ist, desto höher ist die notwendige „Mängelbeseitigung“ A zu bewerten. Die genaue Position der Zustandskennziffer $Z(A)$ innerhalb

des angegebenen Intervalls ist abhängig von der Risikoneigung, mit der eine Bewertung unter Nutzung des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells erfolgen soll [3, 32]. Liegt eine risikoaffine (risikofreudige) Beurteilung einer vorliegenden „Mängelbeseitigung“ vor, so wird der Unsicherheitsbereich vernachlässigt und die Zustandskennziffer $Z(A)$ entspricht dem Glaubensgrad $Bel(A)$. Bei einer risikoaversen (risikoscheuen) Beurteilung wird der gesamte Unsicherheitsbereich der „Mängelbeseitigung“ A zugeordnet, sodass die Zustandskennziffer $Z(A)$ dem Plausibilitätsgrad $Pl(A)$ entspricht. Eine Wahl der Zustandskennziffer $Z(A)$ innerhalb des dargelegten Intervalls ist zu präferieren, um über die zusätzliche Kenngröße $Bel(U)$ die Güte einer vorliegenden „Mängelbeseitigung“ A zu quantifizieren. Mit einem Faktor für die Risikoneigung α , der als Skalierungsfaktor für $Z(A)$ im Intervall von $[Bel(A), Pl(A)]$ dient, kann die gewünschte Risikoneigung berücksichtigt werden [3, 32]. Allgemein kann zur Berechnung der Zustandskennziffer $Z(A)$ nachfolgende Formel 4.17 verwendet werden [3]:

$$Z(A) = \alpha \cdot Pl(A) + (1 - \alpha) \cdot Bel(A) = Bel(A) + \alpha \cdot Bel(U) \quad (4.17)$$

Die beschriebenen Zusammenhänge für eine risikoaffine Beurteilung ($\alpha = 0$) und eine risikoaverse Beurteilung ($\alpha = 1$) werden mit der Formel 4.17 ausgedrückt. Eine Wahl im unteren Zahlenbereich des Intervalls $[0,1]$ für α wird empfohlen [3, 32]. Die Anwendung des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells in der Praxis hat gezeigt, dass $\alpha = 0,144$ als sinnvoller Wert angesehen werden kann [3]. Damit wird die tatsächliche Eintrittswahrscheinlichkeit einer Fehlstelle bei MS-Netzstationen, auf Basis der ermittelten „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$, geeignet bewertet [3]. Zur Veranschaulichung dient Abbildung 48, bei der zur Darstellung der beschriebenen Zusammenhänge beispielhafte Werte für die Zustandskenngrößen (kombinierte Massezahlen) „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$, „keine Mängelbeseitigung“ $Bel(\bar{A})$ und „Unsicherheit“ $Bel(U)$ im evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodell angenommen werden.

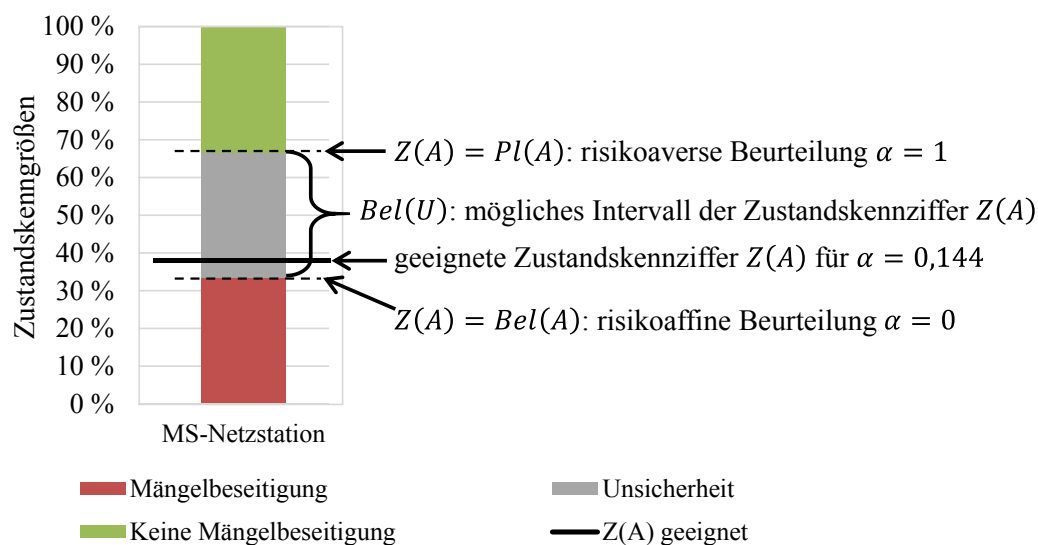


Abbildung 48: Mögliche Zustandskennziffern im evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodell (vgl. [3])

Abbildung 48 zeigt zum einen das mögliche Intervall $[Bel(A), Pl(A)]$, in dem Werte für die Zustandskennziffer $Z(A)$ in Abhängigkeit von der Wahl des Faktors der Risikoneigung α auftreten können, und zum anderen die geeignete Zustandskennziffer $Z(A)$, die aus dem in [3] angegebenen Wert für den Faktor der Risikoneigung $\alpha = 0,144$ resultiert. Je größer der Glaubensgrad $Bel(U)$ ist, desto höher ist gemäß der Formel 4.17 der additive Anteil zur gesicherten „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$ für die Zustandskennziffer $Z(A)$. Bei Anwendung eines konstanten Faktors für die Risikoneigung α ergibt sich so mit steigender „Unsicherheit“ $Bel(U)$ eine erhöhte Zustandskennziffer $Z(A)$.

Die Anwendung des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells wird nachfolgend für eine MS-Netzstation exemplarisch dargestellt. Dabei wird die Zustandsbewertung basierend auf einer Sichtkontrolle mit der Kombination einer Sichtkontrolle und einer Zustandsermittlung (alle Messverfahren berücksichtigt) verglichen, um den Mehrwert der Zustandsermittlung in Bezug auf die Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ der Zustandsbewertung darzulegen. Die Massezahlen für eine Sichtkontrolle weisen eine erhebliche „Unsicherheit“ $m(U)$ in Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung auf. Diese kann durch Bewertungsleitfäden und Schulungen des Instandhaltungspersonals reduziert werden, wie in [3] beschrieben. Die Bewertung der betrachteten MS-Netzstationen ist jedoch mittels Sichtkontrolle ohne Bewertungsleitfäden und ohne vorherige Schulungen durchgeführt worden. Daher sind die in Abbildung 84 in Anhang 10.5 aufgeführten Massezahlen als Zustandskennndaten für die Sichtkontrolle anzuwenden.

Das Zusammenspiel zwischen Sichtkontrolle und Zustandsermittlung ist in der nachfolgenden Abbildung 49 für eine beispielhafte MS-Netzstation aufgezeigt. Die Bewertung aus Sichtkontrolle (linke Diagrammbalken) und kombinierter Zustandsbewertung (rechte Diagrammbalken) der einzelnen Inspektionenpunkte ist für die jeweiligen Hauptinspektionsteile und die MS-Netzstation aggregiert dargestellt. Die Inspektionenpunkte, die über eine Zustandsermittlung bewertet werden können, sind in Abschnitt 5.1 aufgezeigt. Die an der MS-Netzstation mittels Sichtkontrolle identifizierten Mängel sind in Tabelle 13 in Anhang 10.6 aufgeführt. Zusätzlich konnten auch über die Zustandsermittlung Fehlstellen an dieser MS-Netzstation ermittelt werden (siehe Tabelle 13 in Anhang 10.6), sodass sich in Summe für die kombinierte Zustandsbewertung eine höhere „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$ ergibt als bei einer alleinigen Sichtkontrolle. In alle Hauptinspektionsteile fließen, mit Ausnahme des Hauptinspektionsteils „Zubehör“, Ergebnisse aus der Zustandsermittlung ein. Dem „baulichen Teil“ ist dabei die Erdschleifenmessung, resultierend aus den Bewertungspunkten der Sichtkontrolle, zugeordnet. Daher liegt auch hier eine Veränderung der jeweiligen Glaubensgrade für eine „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$, „keine Mängelbeseitigung“ $Bel(\bar{A})$ und „Unsicherheit“ $Bel(U)$ bei Einsatz der kombinierten Zustandsbewertung vor. Die Inspektionenpunkte des Hauptinspektionsteils „Zubehör“ werden nicht weiter betrachtet, da für diese keine messtechnische Bewertung erfolgen kann.

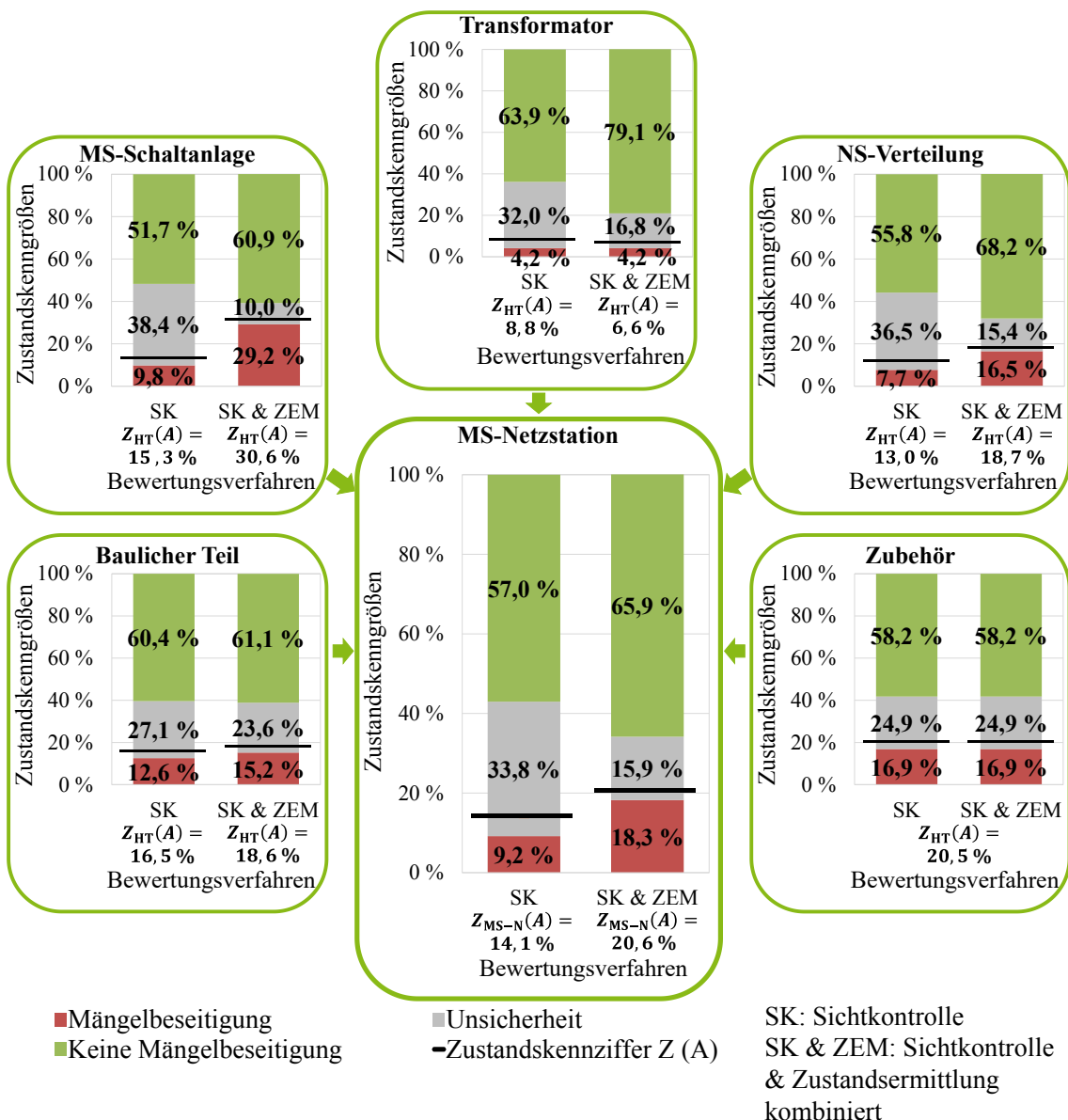


Abbildung 49: Anwendung des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells für eine MS-Netzstation in Kombination von Sichtkontrolle und Zustandsermittlung (minimale Abweichung von 100 % durch Rundung möglich)

Mit Ausnahme des Hauptinspektionsteils „Transformator“ – an dem im Beispiel über die Zustandsermittlung keine Mängel bzw. Fehlstellen ermittelt werden konnten – steigt in den übrigen relevanten Hauptinspektionsteilen der Glaubensgrad für eine „Mängelbeseitigung“ $Bel_{SK\&ZEM_{HT}}(A)$ (kombinierte Zustandsbewertung) an. Dies hat eine zusätzliche Auswirkung auf die Zustandskennziffern $Z_{HT}(A)$, die durch die sich ändernden Glaubensgrade für eine „Mängelbeseitigung“ $Bel_{HT}(A)$ und für die „Unsicherheit“ $Bel_{HT}(U)$ einer Veränderung unterliegen. In den Fällen in denen mit der Zustandsermittlung eine über die Sichtkontrolle hinausgehende „Mängelbeseitigung“ $Bel_{ZEM_{HT}}(A)$ festgestellt werden konnte, weist die Zustandskennziffer $Z_{HT}(A)$ der kombinierten Zustandsbewertung einen höheren Wert auf als die bei reiner Sichtkontrolle (vgl. Abbildung 49 für die Hauptinspektionsteile „MS-Schaltanlage“, „baulicher Teil“ und „NS-Verteilung“). Bei dem Hauptinspektionsteil „Transformator“ liegt

dagegen bei kombinierter Zustandsbewertung eine geringere Zustandskennziffer $Z_{HT}(A)$ vor als bei alleiniger Sichtkontrolle. Mit Hilfe der Zustandsermittlung konnten keine Mängel an dem „Transformator“ ermittelt werden, sodass der Glaubensgrad für „keine Mängelbeseitigung“ $Bel_{HT}(\bar{A})$ – bei gleichbleibendem Glaubensgrad für eine „Mängelbeseitigung“ $Bel_{HT}(A)$ – ansteigt. Daraus resultiert die deutliche Reduktion des Glaubensgrades für die „Unsicherheit“ $Bel_{HT}(U)$ und gleichzeitig die Abnahme der Zustandskennziffer $Z_{HT}(A)$.

Insgesamt steigt die Zustandskennziffer $Z_{MS-N}(A)$ für eine MS-Netzstation bei kombinierter Zustandsbewertung gegenüber einer alleinigen Sichtkontrolle in diesem Beispiel an. Dies lässt sich auf die zusätzlichen Mängel bzw. Fehlstellen zurückführen, die über die Zustandsermittlung erkannt werden können.

Durch diese Zusammenhänge wird der erhebliche Mehrwert des Einsatzes einer Zustandsermittlung bestätigt. Mit Hilfe der Zustandsermittlung können Fehlstellen festgestellt werden, die über eine Sichtkontrolle nicht ermittelbar sind. So wird in der beispielhaft bewerteten MS-Netzstation über die Sichtkontrolle kein Mangel an den NH-Sicherungen der NS-Verteilung identifiziert. Über die thermografische Untersuchung kann dagegen eine erhöhte Temperatur an einem Sicherungskontakt mit der Dringlichkeit einer „kurzfristigen Mängelbeseitigung“ festgestellt werden, aus der eine erhöhte „Mängelbeseitigung“ $Bel_{HT}(A)$ resultiert. In Summe konnten 95 % der mit der Zustandsermittlung an MS-Anlagen identifizierten Fehlstellen (Mängel) über eine Sichtkontrolle nicht ermittelt werden. Jedoch sind auch im umgekehrten Fall, gerade an nicht-elektrischen bzw. baulichen Komponenten der MS-Anlagen, Mängel ausschließlich über die Sichtkontrolle zu ermitteln. In Fällen, in denen keine Mängel bzw. Fehlstellen an elektrischen Komponenten der MS-Anlagen mit Hilfe der Zustandsermittlung erkannt werden können, reduziert sich der Glaubensgrad der „Unsicherheit“ $Bel_{MS-N}(U)$ bzw. $Bel_{HT}(U)$ bei kombinierter Zustandsbewertung gegenüber einer ausschließlichen Sichtkontrolle erheblich (siehe Reduktion von $Bel_{SK_{HT}}(U)$ auf $Bel_{SK\&ZEM_{HT}}(U)$ des Hauptinspektionsteils „Transformator“ in Abbildung 49 um fast 50 %). Daraus ergeben sich deutlich verlässlichere Ergebnisse in Bezug auf eine vorliegende „Mängelbeseitigung“ $Bel_{HT}(A)$ für die Hauptinspektionsteile (hier am Beispiel des „Transformators“), aber auch für die gesamte MS-Netzstation.

Eine separierte Gegenüberstellung der Einzelresultate aus Sichtkontrolle und Zustandsermittlung ist nicht zielführend. Mit Hilfe der Zustandsermittlung kann nur für die elektrischen Komponenten der MS-Anlagen eine Zustandsbewertung erfolgen. Zudem wird in der Praxis stets eine Sichtkontrolle durchgeführt, die lediglich um die Erkenntnisse der Zustandsermittlung erweitert werden sollte.

Die Mängel bzw. Fehlstellen, die über die Sichtkontrolle ermittelt werden, besitzen bei kombinierter Zustandsbewertung weiterhin Relevanz, da sie sich größtenteils auf Inspektionpunkte beziehen, die über die Zustandsermittlung nicht bewertbar sind. Die Resultate

der Zustandsermittlung können die der Sichtkontrolle nicht substituieren, sondern ausschließlich ergänzen. Die Kombination beider Verfahren ist daher essentiell, da sowohl die „Unsicherheit“ $Bel(U)$ reduziert als auch die tatsächliche Notwendigkeit einer „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$ realitätsgerecht ermittelt wird. Es zeigt sich zudem, dass sich durch eine kombinierte Zustandsbewertung unterschiedliche Ergebnisse für die Priorisierung von Instandhaltungs- oder Erneuerungsmaßnahmen aufgrund sich verändernder Zustandskennziffern $Z(A)$ ergeben können (vgl. Abschnitt 5.2).

Die Anwendung und der daraus resultierende Mehrwert einer Zustandsermittlung werden im nachfolgenden Kapitel an einem Kollektiv von 140 MS-Netzstationen demonstriert. An diesen wurde sowohl eine Zustandsermittlung als auch eine Sichtkontrolle durchgeführt.

5 Praktische Anwendung der Zustandsbewertung unter Berücksichtigung der Zustandsermittlung

In den vorangegangenen Kapiteln sind die grundsätzlichen Zusammenhänge für die Anwendung der Zustandsermittlung sowie die Kombination der Zustandsermittlung und der Sichtkontrolle im Rahmen einer fundierten Zustandsbewertung dargelegt. Die Abbildung der Ergebnisse der kombinierten Zustandsbewertung erfolgt dabei über die Evidenz-Theorie. Hieraus kann eine Zustandskennziffer ermittelt werden, die sowohl die notwendige „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$ als auch die Güte der Aussage „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$ über die „Unsicherheit“ $Bel(U)$ des Bewertungsergebnisses ausdrückt. Die Anwendung des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells erfolgt in diesem Kapitel an einem Kollektiv von 140 MS-Netzstationen.

Darüber hinaus werden anhand der Praxisuntersuchungen typische, an MS-Netzstationen auftretende Fehlstellen beschrieben, die durch die unterschiedlichen Messverfahren detektiert und analysiert werden können. In Ergänzung dazu werden Ergebnisse von Zustandsermittlungen an MS-Schaltanlagen in Umspannanlagen aufgezeigt, über die einzelne MS-Netzstationen versorgt werden.

5.1 Bewertung verschiedener Mittelspannungsanlagen

5.1.1 Mittelspannungs-Netzstationen

Die über die Zustandsermittlung bewerteten 140 MS-Netzstationen werden zusätzlich durch Sichtkontrollen mit vergleichbaren Inspektionschecklisten bewertet. Dadurch wird sichergestellt, dass für jede MS-Netzstation stets gleiche Inspektionpunkte zu den Hauptinspektionsteilen und letztendlich zu der Zustandskennziffer $Z_{MS-N}(A)$ für die gesamte MS-Netzstation aggregiert werden. Aufbauend darauf sollen die Resultate der Sichtkontrollen mit denen der Zustandsermittlung über das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell kombiniert werden. Dazu sind zunächst die Inspektionpunkte (siehe Inspektionscheckliste in Anhang 10.4) zu bestimmen, an welchen eine Zustandsermittlung zusätzlich zu der Sichtkontrolle erfolgen kann und sinnvoll ist. Diese sind in der nachfolgenden Tabelle 9, differenziert nach den in Kapitel 3 aufgeführten Messverfahren, dargestellt. Anhand von Tabelle 9 wird deutlich, dass sich für die einzelnen Messverfahren Unterschiede in ihrer Anwendung im Rahmen einer Zustandsermittlung ergeben. So kann die Erdschleifenmessung nur an einem, die akustische Teilentladungsdetektion an acht und die thermografische Untersuchung an zwölf von 72 Inspektionpunkten (die bei einer Sichtkontrolle zumeist vollständig bewertet werden können) eingesetzt werden.

Tabelle 9: Zuordnung der Messverfahren zu Inspektionenpunkten (Gewichtung nach [3]; Ergänzung zu 100 % durch Berücksichtigung des Hauptinspektionsteils „Zubehör“)

Haupt-inspektionsteil	Inspektionenpunkt	Erdschleifenmessung	Akustische Teilentladungs-detektion	Thermo-grafische Untersuchung
Baulicher Teil (Gewichtung: 20 %)	Erdungsanlage	X		
	Sammelschiene, Isolator, Stützer		X	X
MS-Schaltanlage (Gewichtung: 35 %)	Durchführung		X	
	Schaltgerät		X	X
	HH-Sicherung		X	X
	Kabelendverschluss		X	X
	Kurzschlussanzeiger		X	X
Transformator (Gewichtung 20 %)	Gehäuse (Anstrich, Dichtigkeit); Kerzen, Joch Gießharztransformator		X	X
	Endverschluss, Verbindung		X	X
	Temperatur			X
NS-Verteilung (Gewichtung: 20 %)	NH-Sicherung			X
	Zuleitungsabsicherungen/ NS-Leistungsschalter			X
	Kabelanschlüsse/ -endverschlüsse			X
	Sonstiges; verborgene Kontaktstellen etc.			X

Die vergleichsweise geringe Anzahl der über die Zustandsermittlung bewertbaren Inspektionenpunkte einer Inspektionencheckliste ist darauf zurückzuführen, dass die Inspektionenchecklisten ausschließlich auf die Sichtkontrolle ausgerichtet sind. Diese enthalten daher vermehrt Inspektionenpunkte, die über eine Zustandsermittlung nicht bedient werden können. Hierzu zählen bspw. viele Inspektionenpunkte, die vor allem aufgrund der Verkehrssicherungspflicht (Zugänglichkeit, Beschilderungen, Berührungsschutz etc.) regelmäßig über Sichtkontrollen überprüft werden müssen. Da die Zustandsermittlung ergänzend eingesetzt wird, stellt die geringe Anzahl der hierüber prüfbar Inspektionenpunkte keine Einschränkung dar, sondern generiert einen erheblichen Mehrwert für die kombiniert bewertbar Inspektionenpunkte, wie in Abschnitt 4.3 bereits anhand der Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ der Bewertungsergebnisse gezeigt wurde. Die elektrischen Komponenten der MS-Anlagen, die nur mit Hilfe der Zustandsermittlung geeignet bewertet werden können, stellen zudem für den Gesamtzustand der MS-Netzstationen wichtige Betriebsmittel dar. Diesen ist im Zustandsbewertungsmodell eine hohe Gewichtung zugeordnet und der Einfluss von identifizierten Mängeln auf die Zustandskennziffer der MS-Netzstation ist daher von besonders hoher Bedeutung. Gerade der Haupt-

inspektionsteil „MS-Schaltanlage“, an dem die Zustandsermittlung für die meisten Inspektionenpunkte eingesetzt werden kann, ist im Zustandsbewertungsmodell im Vergleich zu den übrigen Hauptinspektionsteilen zusätzlich, aufgrund der zentralen Bedeutung der MS-Schaltanlage für die Versorgungszuverlässigkeit, hoch gewichtet (vgl. Tabelle 9). Die Ermittlung von vorliegenden Mängeln an der MS-Schaltanlage ist für eine fundierte und realitätsgerechte Zustandsbewertung daher essentiell. Da dies über eine Sichtkontrolle nicht möglich ist, wird die Bedeutung der Anwendung der Zustandsermittlung deutlich.

Die Zustandskenndaten der in Tabelle 9 aufgeführten und mit Hilfe der Zustandsermittlung bewertbaren Inspektionenpunkte werden über das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell mit den Zustandskenndaten der Sichtkontrolle kombiniert. Es ergeben sich für jede der bewerteten 140 MS-Netzstationen, gemäß der Darstellung für eine einzelne MS-Netzstation in Kapitel 4, die Zustandskenngrößen für „Mängelbeseitigung“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A)$, „keine Mängelbeseitigung“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(\bar{A})$ und „Unsicherheit“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(U)$. Die jeweils vollständige Darstellung aller Zustandskenngrößen für einzelne MS-Netzstationen ist dabei nicht zielführend, da aufgrund der Vielzahl an Informationen die Ergebnisse nicht übersichtlich verglichen werden können. Daher werden die Resultate der Zustandsbewertungen der MS-Netzstationen für die Sichtkontrolle und die kombinierte Zustandsbewertung auf die „Mängelbeseitigung“ $Bel_{MS-N}(A)$ sowie auf die „Unsicherheit“ $Bel_{MS-N}(U)$ reduziert. Durch Auftragen der „Unsicherheit“ $Bel_{MS-N}(U)$ über der „Mängelbeseitigung“ $Bel_{MS-N}(A)$ kann eine Bewertung direkt in Bezug auf die Aussagekraft der ermittelten notwendigen „Mängelbeseitigung“ A erfolgen. Bei einer ausschließlichen Sichtkontrolle ergibt sich eine hohe „Unsicherheit“ $Bel(U)$ (hoher Wert von $Bel_{SK_{MS-N}}(U)$; geringe Qualität/Aussagekraft der Zustandsbewertung), bei der kombinierten Zustandsbewertung eine deutlich geringere „Unsicherheit“ $Bel(U)$ (geringer Wert von $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(U)$; hohe Qualität/Aussagekraft der Zustandsbewertung). Zusätzlich wird die Qualität der Zustandsbewertung durch die Anzahl der bewerteten Inspektionenpunkte beeinflusst. Hierzu zählen sowohl die durch eine Sichtkontrolle (Vollständigkeit der bewerteten Inspektionencheckliste in Anhang 10.4) als auch die durch eine Zustandsermittlung nach Tabelle 9 potentiell bewertbaren Inspektionenpunkte einer MS-Netzstation. In Abbildung 50 sind die Ergebnisse der Praxisuntersuchungen an 140 MS-Netzstationen dargestellt.

Anhand von Abbildung 50 wird deutlich, dass eine Zustandsbewertung, die ausschließlich auf einer Sichtkontrolle basiert (schwarze Datenpunkte), eine deutlich höhere „Unsicherheit“ $Bel_{SK_{MS-N}}(U)$ aufweist als die einer kombinierten Zustandsbewertung (blaue Datenpunkte, $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(U)$). Mit Hilfe der „Unsicherheit“ $Bel_{MS-N}(U)$ wird in Abbildung 50 eine Klassifizierung bezüglich der eingesetzten Verfahren zur Zustandsbewertung (Sichtkontrolle sowie kombinierte Zustandsbewertung) und in Bezug auf deren Vollständigkeit vorgenommen. Je unvollständiger die Zustandsbewertung einer MS-Netzstation ist, desto höher ist die „Unsicherheit“ $Bel_{MS-N}(U)$. Je höher die „Unsicherheit“ $Bel_{MS-N}(U)$, desto weiter „oben“ befindet sich der Datenpunkt der MS-Netzstation in Abbildung 50. Eine „Unsicherheit“ unterhalb

von $Bel_{MS-N}(U) \approx 12\%$ ist bei kombinierter Zustandsbewertung nicht zu erreichen, da neben der Sichtkontrolle auch die einzelnen eingesetzten Messverfahren eine „Unsicherheit“ U aufweisen (vgl. Abbildung 45). Vollständige Zustandsbewertungsergebnisse weisen eine verbleibende „Unsicherheit“ im Intervall $Bel_{MS-N}(U) \approx [12\%, 30\%]$ auf. Werte von $Bel_{MS-N}(U) > 30\%$ sind auf unvollständige Bewertungsergebnisse aus Sichtkontrollen und Zustandsermittlungen, Werte von $Bel_{MS-N}(U) > 45\%$ auf unvollständige Sichtkontrollen ohne den Einsatz einer Zustandsermittlung zurückzuführen.

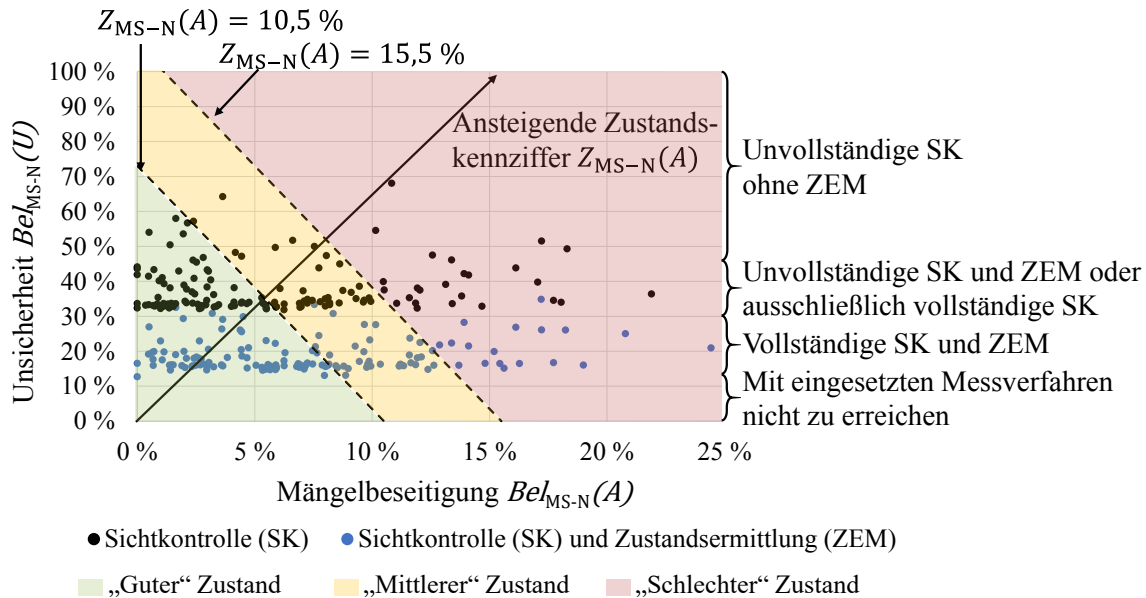


Abbildung 50: Resultate der Praxisuntersuchungen an 140 MS-Netzstationen

Darüber hinaus ist in Abbildung 50 die „Mängelbeseitigung“ $Bel_{MS-N}(A)$ an den MS-Netzstationen erkennbar. Je größer die „Mängelbeseitigung“ $Bel_{MS-N}(A)$, desto weiter „rechts“ befindet sich der Datenpunkt. Die Auswertungen der Praxisuntersuchungen an den bewerteten 140 MS-Netzstationen zeigen, dass die maximal ermittelte „Mängelbeseitigung“ $Bel_{MS-N}(A)$ bei einer kombinierten Zustandsbewertung einen Wert von $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A) = 24,4\%$ aufweist. Daran wird deutlich, dass der Erwartungswert für die „Mängelbeseitigung“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A)$ an MS-Netzstationen im unteren Prozentbereich des maximal möglichen Intervalls $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A) = [0\%, 100\%]$ liegt. Gleiches gilt für $Bel_{SK_{MS-N}}(A)$.

Diese Verteilung ergibt sich, da für MS-Netzstationen nur eine „Mängelbeseitigung“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A) = 100\%$ erreicht werden kann, wenn für alle Inspektionen sowohl über die Sichtkontrolle (vgl. Inspektionscheckliste in Anhang 10.4) als auch über die Zustandsermittlung (vgl. Tabelle 9) eine „sofortige Mängelbeseitigung“ ermittelt würde. Aufgrund der Vielzahl an Inspektionen, die über das Aggregationsschema gemäß Abbildung 47 gewichtet kombiniert werden, weisen MS-Netzstationen mit einer „Mängelbeseitigung“ $Bel_{MS-N}(A) \geq 10\%$ (unabhängig ob alleinige Sichtkontrolle oder kombinierte Zustandsbewertung) bereits erhebliche Mängel auf [3]. Daher besteht an diesen die Notwendigkeit der Durchführung von entsprechenden Instandhaltungs- bzw. Erneuerungs-

maßnahmen. Für die MS-Netzstation mit der größten „Mängelbeseitigung“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A) = 24,4\%$ und einer gleichzeitigen „Unsicherheit“ von $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(U) = 21\%$ ergibt sich nach Formel 4.17 eine maximale Zustandskennziffer von $Z_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A) = 27,4\%$. Daran wird deutlich, dass auch die Erwartungswerte der Zustandskennziffern $Z_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A)$ von MS-Netzstationen im unteren Prozentbereich des maximal möglichen Intervalls für $Z_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A) = [0\%, 100\%]$ liegen. Gleiches gilt wiederum für $Z_{SK_{MS-N}}(A)$.

Wird gemäß [3] an MS-Netzstationen eine „Mängelbeseitigung“ von $Bel_{MS-N}(A) \geq 5\%$ ermittelt, so sind bereits Mängel identifiziert. An MS-Netzstationen mit einer „Mängelbeseitigung“ $Bel_{MS-N}(A) \geq 10\%$ sind bereits mehrere mangelbehaftete Komponenten vorhanden, die zudem eine hohe Dringlichkeit der Mängelbeseitigung („kurzfristige“ oder „sofortige Mängelbeseitigung“) aufweisen [3]. Durch Übertragung dieser Werte auf die Praxisuntersuchungen an den MS-Netzstationen lassen sich Grenzwerte für die Zustandskennziffern $Z_{MS-N}(A)$ ableiten, ab denen sich eine MS-Netzstation in einem „mittleren“ bzw. „schlechten“ Zustand befindet.

Die Zustandskennziffer $Z_{MS-N}(A)$ ist als Kriterium zur Kategorisierung der MS-Netzstationen geeignet, da in dieser zusätzlich die „Unsicherheit“ $Bel_{MS-N}(U)$ und damit die Aussagekraft/Qualität der Zustandsbewertung berücksichtigt wird. Um die Resultate der Sichtkontrollen und der kombinierten Zustandsbewertung von MS-Netzstationen vergleichen zu können, sind zur Kategorisierung gleiche Grenzwerte für die Zustandskennziffer $Z_{MS-N}(A)$ heranzuziehen. Hierfür gelten die Grenzwerte bei durchgeführter Sichtkontrolle als relevante Größe, da diese üblicherweise bei den Verteilungsnetzbetreibern durchgeführt wird. Aus den „Mängelbeseitigungen“ $Bel_{MS-N}(A) = 5\%$ und $Bel_{MS-N}(A) = 10\%$ (vgl. [3]), der mittleren „Unsicherheit“ einer Sichtkontrolle ($Bel_{SK_{MS-N}}(U) \approx 38\%$; vgl. Abbildung 51) und dem Faktor für die Risikoneigung ($\alpha = 14,4\%$; vgl. [3]), können die Zustandskennziffern $Z_{MS-N}(A)$ zur Kategorisierung der MS-Netzstationen in die Zustände „gut“, „mittel“ und „schlecht“ ermittelt werden. Damit resultiert für die Zustandskennziffer $Z_{MS-N}(A)$ von MS-Netzstationen in „mittlerem“ Zustand ein Wert von $Z_{MS-N}(A) \approx 10,5\%$ und für die in „schlechtem“ Zustand ein Wert von $Z_{MS-N}(A) \approx 15,5\%$. Die Grenzen sind bereits in Abbildung 50 aufgeführt ($Z_{MS-N}(A) \leq 10,5\%$: grün, „guter“ Zustand; $10,5\% < Z_{MS-N}(A) \leq 15,5\%$: gelb, „mittlerer“ Zustand; $Z_{MS-N}(A) > 15,5\%$: rot, „schlechter“ Zustand). Diese Werte weichen von denen der Kategorisierung in [3] ab, da für die in dieser Arbeit betrachteten MS-Netzstationen ausschließlich eine Sichtkontrolle ohne Bewertungsleitfaden und durch nicht ausreichend geschultes Instandhaltungspersonal erfolgt ist.

Gemäß dieser Eingruppierung werden bei einer Sichtkontrolle 76 MS-Netzstationen in einen „guten“, 39 in einen „mittleren“, und 25 in einen „schlechten“ Zustand eingestuft. Durch die kombinierte Zustandsbewertung verändert sich sowohl die ermittelte „Mängelbeseitigung“

$Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A)$ als auch die „Unsicherheit“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(U)$ im Vergleich zu einer Sichtkontrolle. Damit ergeben sich bei kombinierter Zustandsbewertung veränderte Zustandskennziffern $Z_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A)$ für die einzelnen MS-Netzstationen, sodass dann 85 MS-Netzstationen einen „guten“, 37 einen „mittleren“ und 18 einen „schlechten“ Zustand aufweisen. Die Veränderung der Zustandskennziffern $Z_{MS-N}(A)$, unter Einbezug der Zustandsermittlung, ergibt sich aus der zusätzlichen Fehlstellenidentifikation an 78 der 140 bewerteten MS-Netzstationen (höhere Werte für Glaubensgrad $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A)$, aber gleichzeitig erheblich sinkende „Unsicherheit“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(U)$). Im Mittel steigt die „Mängelbeseitigung“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A)$ über alle bewerteten MS-Netzstationen bei einer kombinierten Zustandsbewertung um $\Delta Bel_{MS-N}(A) = 1,4\%$ (absolut betrachtet) gegenüber der alleinigen Sichtkontrolle an. Dagegen liegt im Mittel eine Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(U)$ um $\Delta Bel_{MS-N}(U) = -19,3\%$ (absolut betrachtet) vor. Die Veränderungen der Mittelwerte aus der Sichtkontrolle und der kombinierten Zustandsbewertung über alle 140 bewerteten MS-Netzstationen für die „Mängelbeseitigung“ $\Delta Bel_{MS-N}(A)$ und die „Unsicherheit“ $\Delta Bel_{MS-N}(U)$ sind in der Abbildung 51 dargestellt.

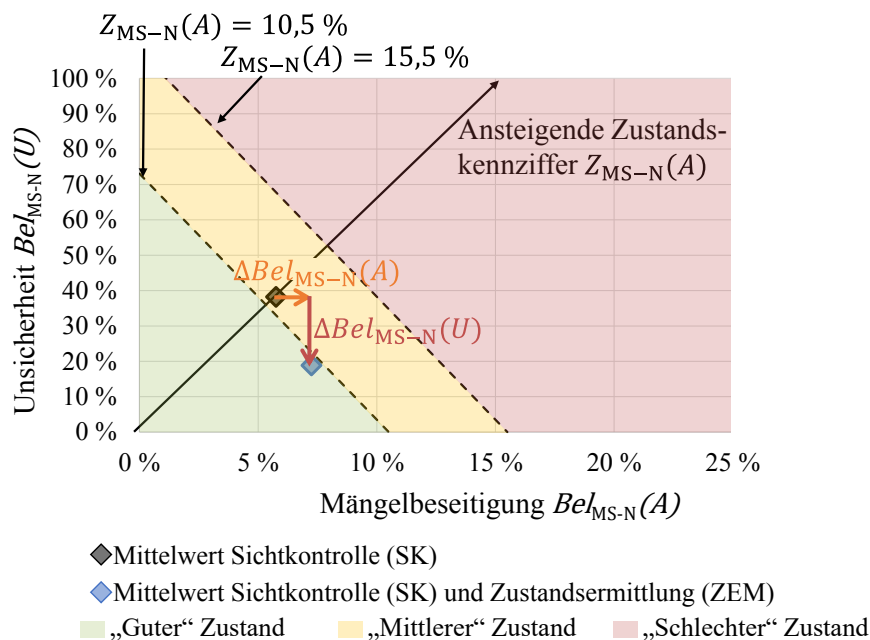


Abbildung 51: Mittelwerte der Resultate aus Sichtkontrollen und kombinierter Zustandsbewertung an 140 MS-Netzstationen

Unter Berücksichtigung des Faktors für die Risikoneigung $\alpha = 14,4\%$ kann der Einfluss der Veränderung beider Glaubensgrade $\Delta Bel_{MS-N}(A)$ und $\Delta Bel_{MS-N}(U)$ (Mittelwerte) auf die Zustandskennziffer ermittelt werden. Insgesamt resultiert eine Abnahme der mittleren Zustandskennziffer für die kombinierte Zustandsbewertung im Vergleich zu der alleinigen Sichtkontrolle um $\Delta Z_{MS-N}(A) = -1,4\%$ (absolut betrachtet). Diese Veränderung der Zustandskennziffer $Z_{MS-N}(A)$ ist in Abbildung 51 an der Verschiebung der dargestellten Mittelwerte der Glaubensgrade für „Mängelbeseitigung“ $Bel_{MS-N}(A)$ und „Unsicherheit“

$Bel_{MS-N}(U)$ für eine Sichtkontrolle und die kombinierte Zustandsbewertung entlang der Achse für die ansteigende Zustandskennziffer $Z_{MS-N}(A)$ in negativer Richtung zu erkennen.

Zusammenfassend lässt sich durch die kombinierte Zustandsbewertung sowohl eine deutlich höhere Qualität (geringere „Unsicherheit“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(U)$) als auch eine realitätsgerechtere Abbildung der „Mängelbeseitigung“ $Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A)$, vor allem für die elektrischen Komponenten der MS-Anlagen, im Vergleich zu der alleinigen Sichtkontrolle feststellen. Die Ergebnisse der kombinierten Zustandsbewertung werden damit fundierter und stellen eine geeignete Basis für Instandhaltungs- und Erneuerungsentscheidungen dar. Für die MS-Netzstationen ergibt sich durch die kombinierte Zustandsbewertung gegenüber der alleinigen Sichtkontrolle im Mittel eine Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ um rund 50 % (relativ betrachtet; Bezugspunkt ist die Sichtkontrolle). Für die einzelnen Hauptinspektionsteile fällt diese zum Teil noch höher aus. Die jeweiligen Mittelwerte für „Mängelbeseitigung“ $Bel(A)$, „keine Mängelbeseitigung“ $Bel(\bar{A})$, „Unsicherheit“ $Bel(U)$ und resultierende Zustandskennziffer $Z(A)$ sind zusammenfassend über alle bewerteten 140 MS-Netzstationen in Abbildung 52 – jeweils separiert für die Sichtkontrolle und die kombinierte Zustandsbewertung – sowohl für die gesamten MS-Netzstationen als auch für die einzelnen Hauptinspektionsteile, dargestellt. Ergänzend dazu ist die jeweilige Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ (relativ betrachtet) für die Mittelwerte der einzelnen Hauptinspektionsteile und für die der bewerteten 140 MS-Netzstationen dargelegt.

Die Reduktion der „Unsicherheiten“ $\Delta Bel_{HT}(U)$ und $\Delta Bel_{MS-N}(U)$ ist abhängig von der Anzahl der mit einer Zustandsermittlung bewertbaren Inspektionpunkte. Mit steigender Anzahl wird die Zustandsbewertung aufgrund der Zustandsermittlung genauer, da diese mit einer deutlichen Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel_{SK\&ZEM_{HT}}(U)$ einhergeht (bspw. für die Hauptinspektionsteile „MS-Schaltanlage“, „Transformator“ und „NS-Verteilung“). Im Fall der Zustandsbewertung des „baulichen Teils“ kann die Zustandsermittlung gemäß Tabelle 9 nur für die Erdungsanlage erfolgen, sodass die Reduktion der „Unsicherheit“ mit $\Delta Bel_{HT}(U) = 8,5\%$ (relativ betrachtet) in Summe gering ausfällt (vgl. Abbildung 52). Im Fall des Hauptinspektionsteils „Zubehör“ erfolgt, wie erwähnt, keine Zustandsermittlung. Somit ist keine Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel_{HT}(U)$ gegeben.

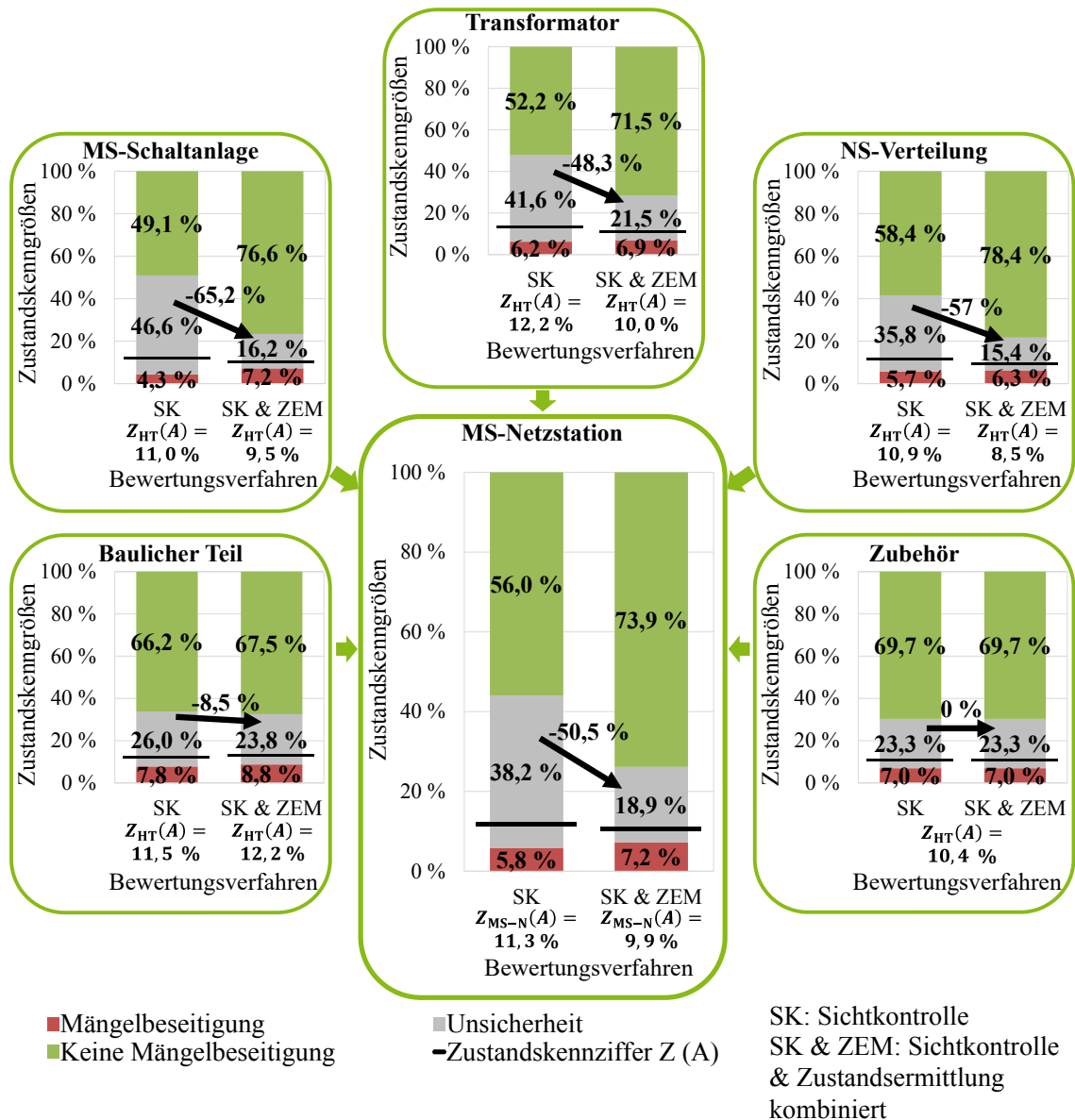


Abbildung 52: Darstellung der Mittelwerte der Glaubensgrade sowie Reduktion der „Unsicherheit“ $\Delta Bel(U)$ über alle 140 MS-Netzstationen (minimale Abweichung von 100 % durch Rundung möglich)

Für die Zustandsermittlung kann zusätzlich die prozentuale Verteilung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung auf Basis der mit den eingesetzten Messverfahren detektierten Fehlstellen analysiert werden. Deren Resultate sind in Abbildung 53 dargestellt. Die linke Säule in Abbildung 53 zeigt die Ergebnisse der Anwendung aller untersuchten Messverfahren (Maximalwerte der einzelnen Verfahren berücksichtigt), die übrigen Säulen die Resultate der einzelnen eingesetzten Messverfahren. Aufgrund baulicher Restriktionen der Erdungsanlagen konnte die Erdschleifenmessung als einziges Messverfahren nur an rund 75 % aller MS-Netzstationen durchgeführt werden. Dadurch fließt für dieses Messverfahren eine reduzierte Anzahl an Datensätzen in die Gesamtauswertung für alle angewandten Messverfahren ein. Bei der Erdschleifenmessung liegt, wie in Abschnitt 3.3.3 beschrieben, eine höhere „Unsicherheit“ U in Bezug auf die Bewertung der erzielten Messergebnisse vor.

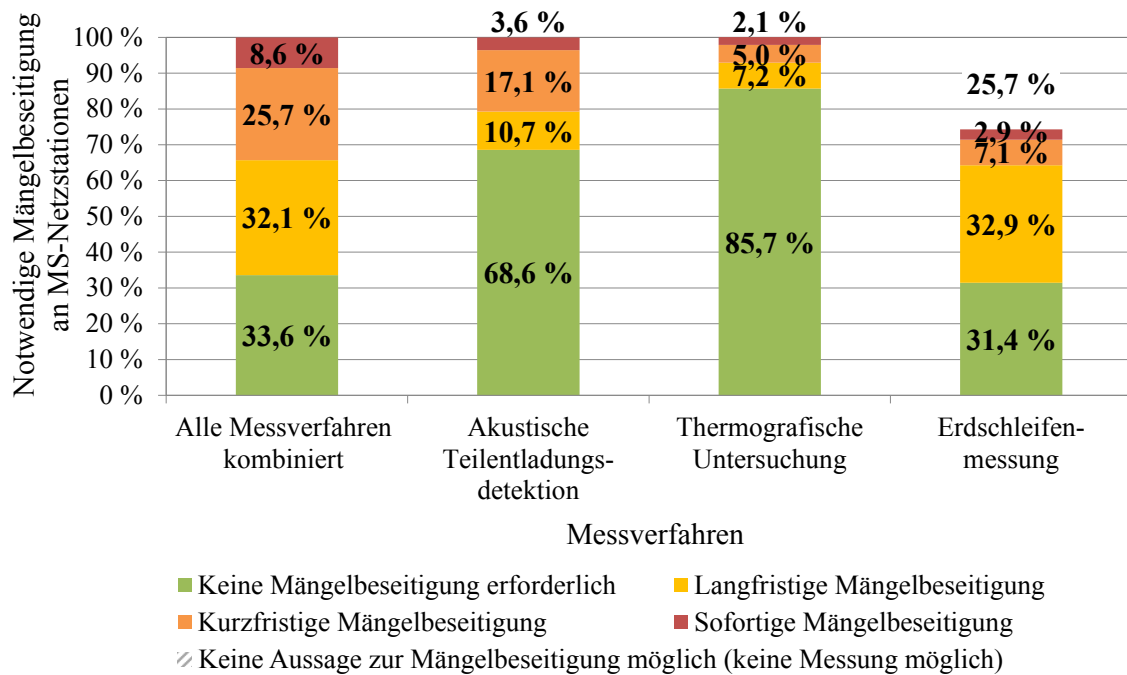


Abbildung 53: Ergebnisse der Zustandsermittlung an MS-Netzstationen für unterschiedliche Messverfahren

Abbildung 53 zeigt, dass in mehr als der Hälfte aller analysierbaren MS-Netzstationen mit Hilfe der Erdschleifenmessung erhöhte Erdungswiderstände ($R_{\text{Schleife}} > 2 \Omega$, vgl. Grenzwerte in Abschnitt 3.3.2) ermittelt werden können. Die Mehrzahl dieser Erdungswiderstände ist der „langfristigen Mängelbeseitigung“ (Durchführung einer konventionellen Erdungsmessung sollte langfristig erfolgen) zuzuordnen. Sehr hohe Erdungswiderstände, die eine „sofortige Mängelbeseitigung“ erfordern, können in rund 3 % der untersuchten MS-Netzstationen ermittelt werden. In den übrigen rund 7 % der MS-Netzstationen liegt die Notwendigkeit einer „kurzfristigen Mängelbeseitigung“ vor.

Mit Hilfe der thermografischen Untersuchung können in rund 14 % der MS-Netzstationen Fehlstellen festgestellt werden (vgl. Abbildung 53), die mit einer Sichtkontrolle nicht erkannt werden können. Diese verteilen sich auf die einzelnen Dringlichkeiten der Mängelbeseitigung, wobei in nur 2 % der MS-Netzstationen eine „sofortige Mängelbeseitigung“ notwendig wird.

Fehlstellen, die auf eine eingeschränkte Isolationsfähigkeit zurückzuführen sind, können in nahezu jeder dritten MS-Netzstation festgestellt werden. Für die meisten Fehlstellen ergibt sich die Dringlichkeit einer „kurzfristigen Mängelbeseitigung“ (rund 17 % der 140 MS-Netzstationen). Fehlstellen, die eine „langfristige oder sofortige Mängelbeseitigungen“ erfordern, sind in rund 11 % bzw. 4 % der MS-Netzstationen ermittelbar.

Insgesamt zeigt sich, dass in einer Vielzahl der bewerteten 140 MS-Netzstationen Fehlstellen unter Anwendung der Messverfahren ermittelt werden können. Dabei verteilen sich die ermittelten Fehlstellen auf die einzelnen Dringlichkeiten der Mängelbeseitigung gemäß Abbildung 53. Diese Verteilung macht deutlich, dass insgesamt als kritisch einzustufende Fehlstellen, für die eine „sofortige Mängelbeseitigung“ empfohlen wird, in rund 9 % aller MS-

Netzstationen ermittelt werden können. Dagegen werden Fehlstellen, die eine „langfristige Mängelbeseitigung“ bzw. eine „kurzfristige Mängelbeseitigung“ erfordern, in rund 32 % bzw. 26 % festgestellt. Hieraus lässt sich ableiten, dass Fehlstellen, gerade an den für die Versorgungszuverlässigkeit wichtigen elektrischen Komponenten einer MS-Netzstation, mit Hilfe der Zustandsermittlung bereits frühzeitig erkannt werden können, ohne dass diese ein kritisches Ausmaß („sofortige Mängelbeseitigung“) erreicht haben. Die Zustandsermittlung wird an den bewerteten 140 MS-Netzstationen erstmalig angewandt. Bisherige Zustandsbewertungen basierten ausschließlich auf Sichtkontrollen, sodass Fehlstellen an elektrischen Komponenten der MS-Anlagen bisher nur sehr eingeschränkt ermittelt werden konnten. Damit sind auch die mit der Zustandsermittlung festgestellten Fehlstellen mit einem z. T. kritischen Ausmaß zu begründen.

In der in Abbildung 53 dargestellten Auswertung sind ausschließlich die Maximalwerte der über die Zustandsermittlung ermittelbaren Fehlstellen berücksichtigt. In verschiedenen MS-Netzstationen können jedoch auch mehrfache Fehlstellen mit der thermografischen Untersuchung und der akustischen Teilentladungsdetektion festgestellt werden, die nachfolgend genauer analysiert werden.

Praxisanwendung akustische Teilentladungsdetektion

Mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion werden an bis zu sechs unterschiedlichen Teilkomponenten (diese entsprechen den Inspektionpunkten in Tabelle 9) der bewerteten MS-Netzstationen Fehlstellen detektiert. Diese sind dabei unterschiedlichen Dringlichkeiten der Mängelbeseitigung zuzuordnen. In nachfolgender Abbildung 54 ist die Anzahl der MS-Netzstationen dargestellt, in denen über die akustische Teilentladungsdetektion Fehlstellen erkannt worden sind, differenziert nach deren jeweiliger Dringlichkeit der Mängelbeseitigung und der Anzahl der detektierbaren Fehlstellen.

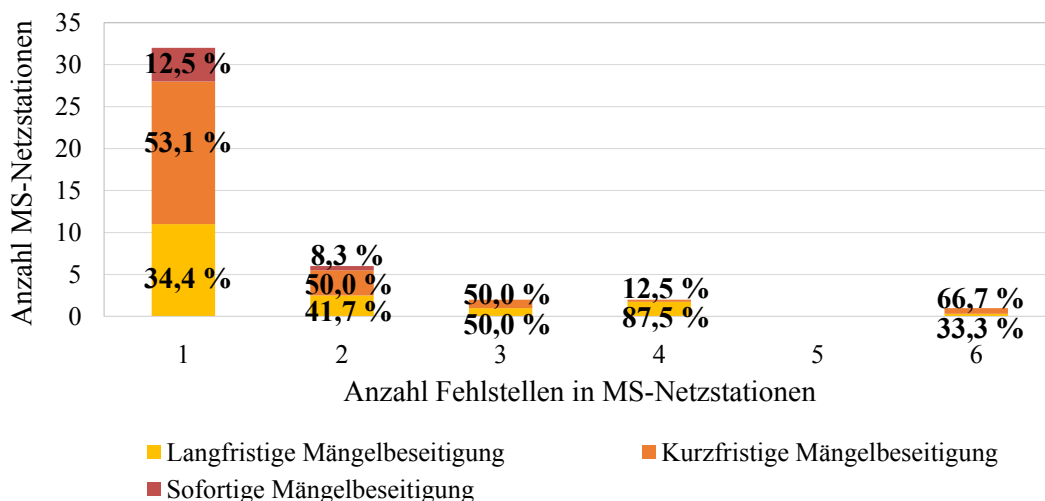


Abbildung 54: Verteilung der mit der akustischen Teilentladungsdetektion an MS-Netzstationen detektierten 64 Fehlstellen

Insgesamt wurden in den MS-Netzstationen 64 Fehlstellen über die akustische Teilentladungsdetektion erkannt, wobei sich diese auf 43 der im Praxistest bewerteten 140 MS-Netzstationen

verteilen. Einzelne Fehlstellen konnten in 32 MS-Netzstationen, zwei Fehlstellen in sechs, drei und vier Fehlstellen in jeweils zwei MS-Netzstationen sowie sechs Fehlstellen in einer MS-Netzstation ermittelt werden (vgl. Abbildung 54).

Anhand von Abbildung 54 wird deutlich, dass Fehlstellen vorwiegend Einzelereignisse in MS-Netzstationen sind. Der Einfluss der Fehlstellen auf den Gesamtzustand der MS-Netzstation ist dabei vom Ausmaß der Fehlstelle, welches mit der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung einhergeht, und von der fehlstellenbehafteten Komponente (Gewichtung im Zustandsbewertungsmodell) abhängig. Die in Abbildung 54 dargestellten Ergebnisse der akustischen Teilentladungsdetektion zeigen, dass vermehrt Fehlstellen mit einer „langfristigen“ oder „kurzfristigen Mängelbeseitigung“ ermittelt werden können. Ebenfalls konnten Fehlstellen, die eine „sofortige Mängelbeseitigung“ erfordern, festgestellt werden. Die 64 ermittelten Fehlstellen unterteilen sich in 28 Fehlstellen für die eine „langfristige Mängelbeseitigung“, 31 Fehlstellen für die eine „kurzfristige Mängelbeseitigung“ und fünf Fehlstellen für die eine „sofortige Mängelbeseitigung“ notwendig wird.

Die Verteilung der an den bewerteten 140 MS-Netzstationen detektierten 64 Fehlstellen auf deren Teilkomponenten ist in Abbildung 55 unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung aufgeführt.

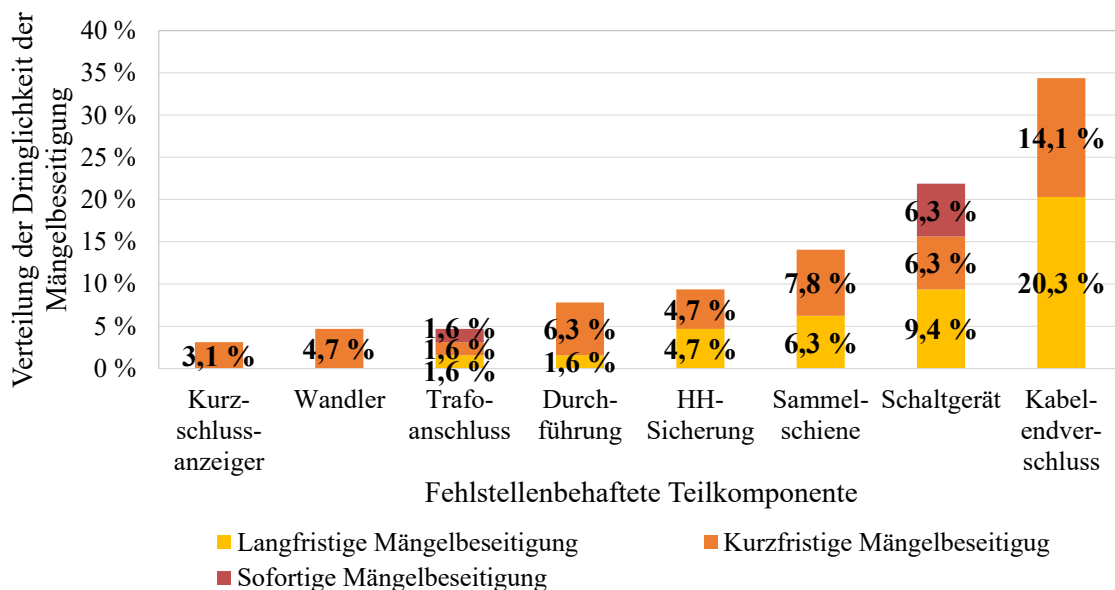


Abbildung 55: Verteilung und Ausmaß der detektierten 64 Fehlstellen an MS-Netzstationen (akustische Teilentladungsdetektion)

Abbildung 55 zeigt, dass sich die detektierten Fehlstellen nicht gleichmäßig auf alle Teilkomponenten in den MS-Netzstationen verteilen. Am häufigsten sind Fehlstellen an den Kabelendverschlüssen der MS-Schaltanlagen (rund 34 %) detektiert worden, gefolgt von Schaltgeräten (22 %) und Sammelschienenkomponenten (rund 14 %). Auf die übrigen Teilkomponenten wie Durchführungen, Wandler, Kurzschlussanzeiger, HH-Sicherungen sowie Transformatoranschlüsse (Trafoanschluss) entfällt nur eine geringe Anzahl an Fehlstellen

(jeweils < 10 %). Hauptfehlerquellen sind demnach die Kabelendverschlüsse. Die eigenen Praxisuntersuchungen stützen damit die in [147] aufgeführten Untersuchungen an MS-Schaltanlagen der 24 kV und 36 kV Spannungsebene hinsichtlich der Anzahl und Häufigkeit detektierbarer Fehlstellen. Für die Priorisierung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen ist jedoch die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung und nicht ausschließlich die Fehlstellenverteilung zu beachten, welche einen Hinweis auf potentiell fehlerbehaftete Teilkomponenten liefern kann. Die Fehlstellen mit der höchsten Dringlichkeit der Mängelbeseitigung („sofortige Mängelbeseitigung“) sind dabei an Schaltgeräten (rund 6 %) festzustellen. Bei diesen handelt es sich um zentrale Teilkomponenten einer MS-Schaltanlage, die priorisiert instand zu setzen oder zu erneuern sind (hohe Gewichtung im Zustandsbewertungsmodell). Hierdurch wird die Bedeutung der Fehlstellenerkennung durch den Einsatz der akustischen Teilentladungsdetektion deutlich.

Praxisanwendung thermografische Untersuchung

Neben der akustischen Teilentladungsdetektion wird nachfolgend der Einsatz der thermografischen Untersuchung näher betrachtet. Im Praxiseinsatz sind an 20 der bewerteten 140 MS-Netzstationen 21 Fehlstellen mit Hilfe der thermografischen Untersuchung erkannt worden. Abbildung 56 zeigt die Verteilung der mit der thermografischen Untersuchung in den bewerteten 140 MS-Netzstationen detektierten Fehlstellen, differenziert nach deren Anzahl, unter Berücksichtigung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung.

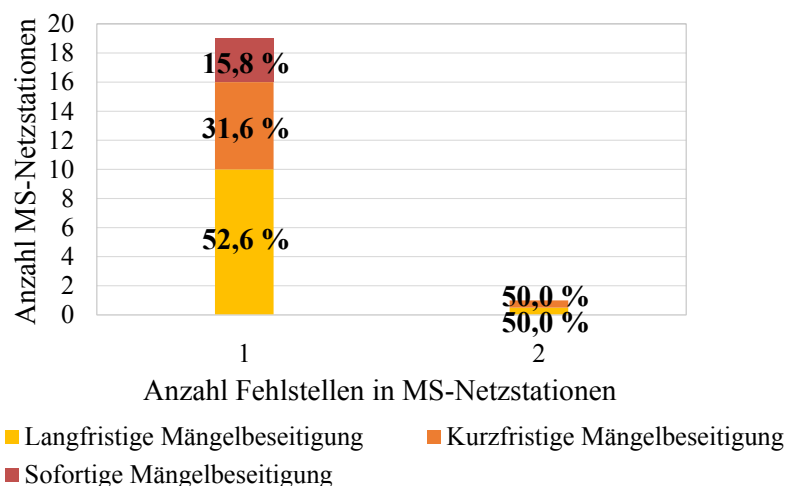


Abbildung 56: Verteilung der mit der thermografischen Untersuchung an MS-Netzstationen detektierten 21 Fehlstellen

Im Gegensatz zu der akustischen Teilentladungsdetektion können mit Hilfe der thermografischen Untersuchung nur in einer MS-Netzstation Mehrfachfehlstellen (2 Fehlstellen) und in den übrigen 19 MS-Netzstationen ausschließlich einzelne Fehlstellen ermittelt werden. In Bezug auf die jeweilige Dringlichkeit der Mängelbeseitigung ergeben sich elf Fehlstellen mit der Dringlichkeit einer „langfristigen Mängelbeseitigung“ und sieben Fehlstellen mit der einer „kurzfristigen Mängelbeseitigung“. Detektierbare Fehlstellen, die eine „sofortige Mängelbeseitigung“

erfordern, ergeben sich an drei MS-Netzstationen. Insgesamt zeigt sich, dass Fehlstellen, die auf erhöhte Kontaktwiderstände zurückgeführt werden können, seltener sind als Fehlstellen, die sich aus einer verringerten Isolationsfähigkeit ergeben. Dennoch sind diese für eine realitätsgerechte Zustandsbewertung zu berücksichtigen.

Die thermografische Untersuchung kann im Gegensatz zu der akustischen Teilentladungsdetektion zusätzlich an der NS-Verteilung und den NS-Transformatoranschlüssen angewandt werden. Zur weiteren Analyse der Verteilung der detektierten 21 Fehlstellen, die auf erhöhte Kontaktwiderstände zurückzuführen sind, dient die nachfolgende Abbildung 57. In dieser ist ebenfalls die jeweilige Dringlichkeit der Mängelbeseitigung, die sich aus der ermittelten Temperatur der einzelnen Teilkomponenten bzw. der Temperaturdifferenzen zu gleichen Teilkomponenten ergibt, dargestellt.

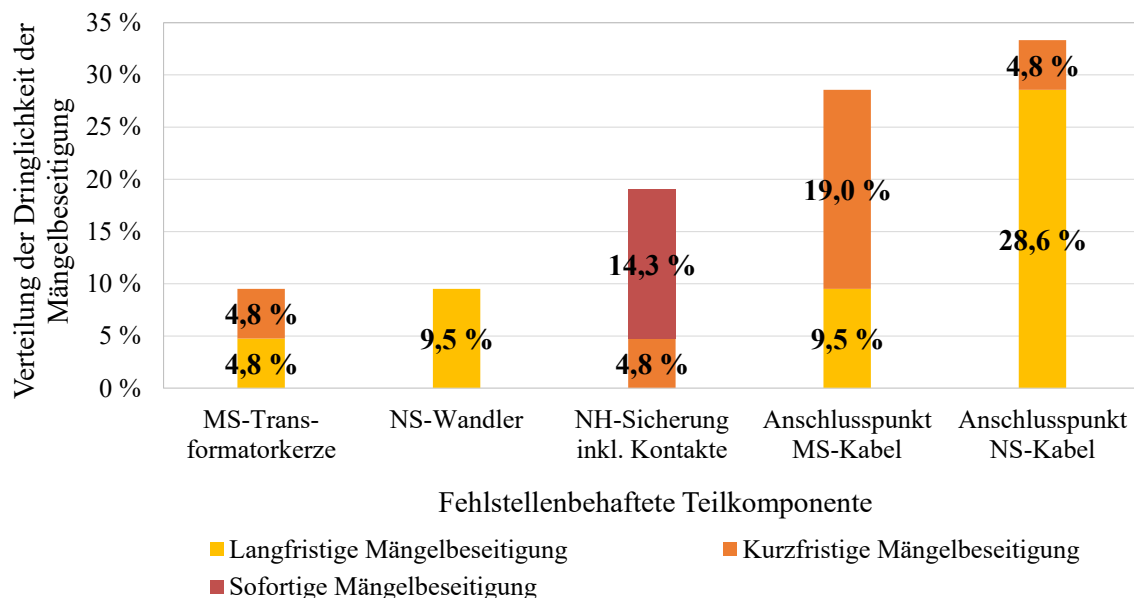


Abbildung 57: Verteilung und Ausmaß der detektierten 21 Fehlstellen an MS-Netzstationen (thermografische Untersuchung)

Abbildung 57 zeigt, dass sich die detektierten 21 Fehlstellen zu rund 60 % auf NS-Teilkomponenten (NH-Sicherung, NS-Wandler, Anschlusspunkt NS-Kabel) und zu rund 40 % auf MS-Teilkomponenten (MS-Transformatorkerze, Anschlusspunkt MS-Kabel) verteilen. In beiden Spannungsebenen sind Fehlstellen vornehmlich an den Anschlusspunkten der Kabel (je rund 30 %) detektiert worden und stellen die Hauptfehlerquellen in den bewerteten MS-Netzstationen dar. Diese ergeben sich durch erhöhte Kontaktwiderstände. Durch Nachziehen von Schraubverbindungen kann, sofern noch keine erhebliche Korrosion der Kontaktstellen aufgetreten ist, Abhilfe geschaffen werden. Die ermittelten Fehlstellen sind den Laboruntersuchungen „gelockerte Schraubverbindung“ bzw. „oxidierte Kontaktstelle“ (zumeist in den Fällen, in denen ein Nachziehen von Schraubverbindungen keine Abhilfe geschaffen hat) gleichzusetzen. Am dritthäufigsten können die in den Praxisuntersuchungen aufgetretenen Fehlstellen den NH-Sicherungen (rund 20 %) zugeordnet werden. Diese entsprechen den in den

Laboruntersuchungen analysierten „verbogenen Kontaktstellen“. Dagegen verteilen sich die Fehlstellen selten auf MS-Transformatorkerzen und NS-Wandler (Anteil von jeweils weniger als 10 % aller Fehlstellen).

Die an den Anschlusspunkten der NS- und MS-Kabel ermittelten Temperaturen führen in den Praxisuntersuchungen zu den Dringlichkeiten einer „kurzfristigen bzw. langfristigen Mängelbeseitigung“. Die Dringlichkeit einer „sofortigen Mängelbeseitigung“ tritt nur an NH-Sicherungen inkl. derer Kontakte auf. Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen an diesen sind daher priorisiert zu betrachten.

Praxisanwendung Erdschleifenmessung

Eine Differenzierung der Erdschleifenmessung nach einzelnen Fehlstellen kann nicht erfolgen, da mit diesem Verfahren die Erdungsanlagen der MS-Netzstationen ausschließlich ganzheitlich bewertet werden und erhöhte Widerstandswerte keinen Rückschluss auf differenzierte Fehlerquellen zulassen.

Gesamtbetrachtung Mittelspannungs-Netzstationen

Unter Anwendung der jeweils für eine Zustandsermittlung an MS-Netzstationen geeigneten Messverfahren zeigt sich, dass mit diesen unterschiedliche Fehlstellen (Reduktion der Isolationsfähigkeit, Widerstandserhöhungen der Kontaktwiderstände und erhöhte Erdungswiderstände) ermittelt und die Ergebnisse aus der Anwendung der Messverfahren nicht direkt miteinander verglichen werden können. Eine Substitution der Messverfahren untereinander ist daher nicht möglich. Die mit den Messverfahren gewonnenen Praxiserfahrungen werden auch in [103] bestätigt.

Darüber hinaus kann festgehalten werden, dass mit den Messverfahren eine Vielzahl an Fehlstellen in den bewerteten 140 MS-Netzstationen detektiert werden kann (vgl. Abbildung 53). In rund jeder dritten MS-Netzstation konnten so bspw. Fehlstellen, die auf eine reduzierte Isolationsfähigkeit zurückzuführen sind, ermittelt werden. Zusätzlich sind in rund jeder sechsten MS-Netzstation Fehlstellen, die Hinweise auf erhöhte Kontaktwiderstände liefern, mit Hilfe der thermografischen Untersuchung detektiert worden. Diese Fehlstellen sind in den durchgeführten Sichtkontrollen nicht aufgedeckt worden und hätten langfristig oder teilweise auch kurzfristig zu einem Ausfall mit einer einhergehenden Versorgungsunterbrechung der über die MS-Netzstationen versorgten Kunden führen können. Es ergeben sich durch Anwendung der Zustandsermittlung deutlich gesicherte Informationen in Bezug auf den Zustand der MS-Netzstationen und das Risiko einer nicht detektierten Fehlstelle wird erheblich reduziert. Die Aussagen in Bezug auf den Zustand erhalten eine wesentlich höhere „Verlässlichkeit“, woraus die deutliche Reduktion der „Unsicherheit“ U resultiert. Dieser Zusammenhang spiegelt sich in den zu Beginn dieses Abschnitts aufgezeigten Resultaten der kombinierten Zustandsbewertung für die MS-Netzstationen unter Nutzung der Evidenz-Theorie wider. Zudem ergibt sich durch die

Anwendung der Zustandsermittlung eine Veränderung in der Priorisierung der Instandhaltungs- oder Erneuerungsmaßnahmen. Dadurch und durch die deutliche Reduktion der „Unsicherheit“ U der Zustandsbewertung entsteht für das Asset-Management eine fundierte Datengrundlage zur Entwicklung optimierter Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien. Der erhebliche Mehrwert für das Asset-Management, der sich aus dem Einsatz der Zustandsermittlung für MS-Netzstationen ergibt, wird in Abschnitt 5.2 näher betrachtet.

5.1.2 Mittelspannungs-Schaltanlagen

Die Messverfahren zur Zustandsermittlung können auch an MS-Schaltanlagen in Umspannanlagen angewandt werden [148]. Zur Bewertung der ermittelten Messwerte an den MS-Schaltanlagen werden die gleichen Grenzwerte wie bei MS-Netzstationen herangezogen, da der Aufbau der MS-Schaltanlagen grundsätzlich dem in MS-Netzstationen entspricht. Ggf. vorliegende unterschiedliche Messabstände finden dabei über die in Abschnitt 3.1.5 für die akustische Teilentladungsdetektion aufgezeigten Zusammenhänge Berücksichtigung. Insgesamt liegen den nachfolgenden Analysen von Fehlstellen an MS-Schaltanlagen in Umspannanlagen Untersuchungen von 396 MS-Schaltfeldern zugrunde. Alle MS-Schaltfelder wurden mit der akustischen Teilentladungsdetektion bezüglich ihrer Isolationsfähigkeit untersucht. An 213 MS-Schaltfeldern wurde zusätzlich eine thermografische Untersuchung durchgeführt. Eine Erdschleifenmessung wurde im Rahmen der Untersuchungen ebenfalls durchgeführt, erfolgt aber nur für die gesamte MS-Schaltanlage (Erdung über Potentialausgleichsschiene des Gebäudes) und nicht für die einzelnen MS-Schaltfelder. Aufgrund der daher nur geringen Anzahl an Erdschleifenmessungen werden diese im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Grundsätzlich können mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion und der thermografischen Untersuchung in MS-Schaltanlagen in Umspannanlagen dieselben Teilkomponenten wie an den MS-Schaltanlagen in MS-Netzstationen überprüft werden. In MS-Schaltanlagen in Umspannanlagen sind i. d. R. Kabeltrennschalter und Leistungsschalter (anstelle von Lasttrennschaltern mit HH-Sicherungen) sowie Strom- und/oder Spannungswandler vorzufinden. An diesen können ebenfalls Fehlstellen mit den Messverfahren ermittelt werden. Abbildung 58 zeigt die Resultate der Praxisanwendung der Messverfahren.

Die Darstellung in Abbildung 58 beruht zur Wahrung der Vergleichbarkeit der Messungen auf der maximalen Dringlichkeit der Mängelbeseitigung, die aus den an den jeweiligen MS-Schaltfeldern erhobenen Messwerten abgeleitet worden ist. Mehrfache Fehlstellen sind dabei nicht berücksichtigt. Im Rahmen der messtechnischen Untersuchungen sind in rund 20 % der mit der akustischen Teilentladungsdetektion bewerteten 396 MS-Schaltfelder Fehlstellen ermittelt worden, die auf eine reduzierte Isolationsfähigkeit zurückzuführen sind und mit einer Sichtkontrolle nicht festgestellt werden können.

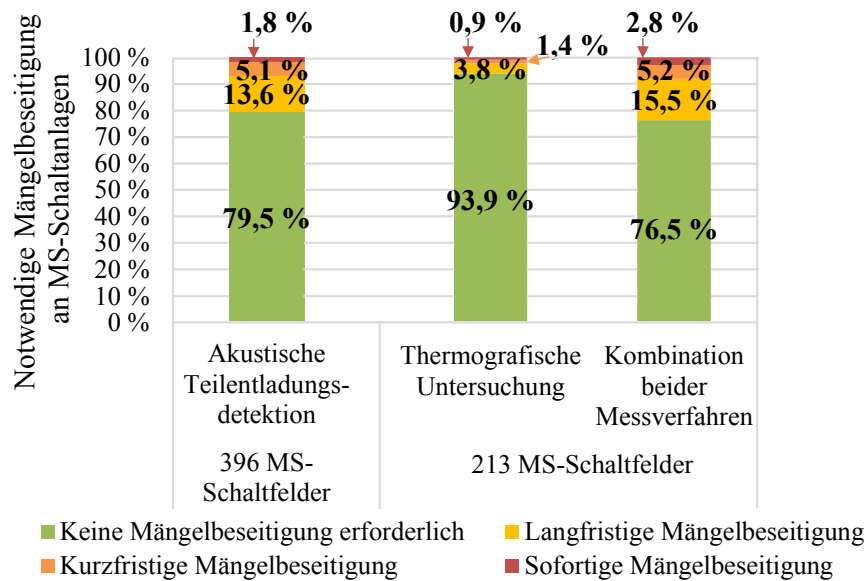


Abbildung 58: Resultate der messtechnischen Untersuchung an MS-Schaltanlagen in Umspannanlagen

Zusätzlich wird anhand von Abbildung 58 deutlich, dass in rund 6 % der vollständig bewerteten 213 MS-Schaltfelder Fehlstellen unter Anwendung der thermografischen Untersuchung erkannt werden können, die eindeutige Indizien für erhöhte Kontaktwiderstände sind. Die jeweiligen Fehlstellen weisen unterschiedliche Dringlichkeiten der Mängelbeseitigung auf, wobei deren größter Anteil einer „langfristigen Mängelbeseitigung“ bedarf. Die Auswertungen zeigen, dass mit der akustischen Teilentladungsdetektion und der thermografischen Untersuchung unterschiedliche Fehlstellen ermittelt werden können. Die in Abbildung 58 aufgeführten Maximalwerte mit Bezug auf die Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für die Kombination beider Messverfahren ergeben sich daher additiv aus den jeweiligen Einzelergebnissen. Insgesamt konnten so in rund jedem vierten MS-Schaltfeld Fehlstellen ermittelt werden, die über die Sichtkontrolle nicht erkannt werden konnten. Zur Ermittlung der Hauptfehlerquellen in MS-Schaltanlagen in Umspannanlagen werden die Fehlstellen in den einzelnen MS-Schaltfeldern für die jeweiligen Messverfahren betrachtet.

Praxisanwendung akustische Teilentladungsdetektion

Wie bei den Praxisanwendungen an MS-Netzstationen kann mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion auch auf Hauptfehlerquellen in den MS-Schaltanlagen in Umspannanlagen geschlossen werden. Die ermittelten Fehlstellen an den jeweiligen Teilkomponenten der MS-Schaltfelder mit der zugehörigen Dringlichkeit der Mängelbeseitigung sind in Abbildung 59 aufgeführt. Dabei werden mehrfache Fehlstellen innerhalb eines MS-Schaltfeldes berücksichtigt.

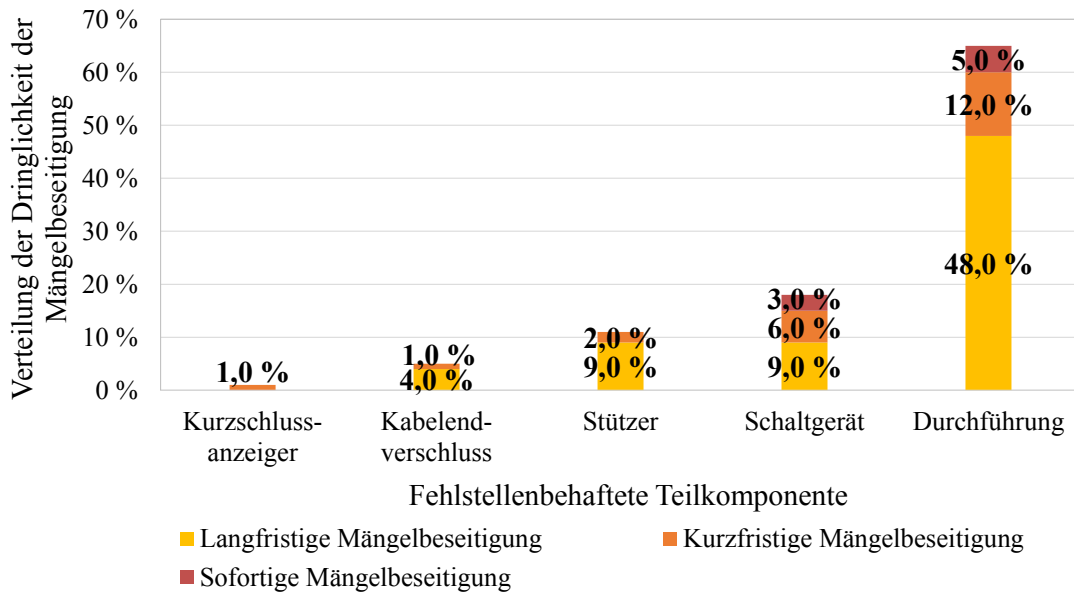


Abbildung 59: Verteilung und Ausmaß der detektierten 100 Fehlstellen an MS-Schaltanlagen (akustische Teilentladungsdetektion)

Aus der in Abbildung 59 dargelegten Fehlstellenverteilung wird deutlich, dass Durchführungen die Hauptfehlerquellen in MS-Schaltanlagen in Umspannanlagen darstellen. Auf diese entfällt der größte Anteil mit der Dringlichkeit der „sofortigen Mängelbeseitigung“ (5 %). Leistungs- und Lasttrennschalter, die zusammenfassend als Schaltgeräte betrachtet werden, stellen die zweithäufigste Fehlstelle (18 %) einer MS-Schaltanlage dar. An diesen können ebenfalls Fehlstellen mit der Dringlichkeit einer „sofortigen Mängelbeseitigung“ (3 %) ermittelt werden.

Eine durch den Verteilungsnetzbetreiber umgehend durchgeführte Instandsetzungsmaßnahme an einer mit der Dringlichkeit der „sofortigen Mängelbeseitigung“ bewerteten Löschkammer eines Lasttrennschalters bestätigt beispielhaft die Resultate der akustischen Teilentladungsdetektion. Die Löschkammer des Lasttrennschalters weist dabei eine erhebliche Abnutzung auf, sodass eine gesicherte Funktion des Lasttrennschalters während eines Schaltvorgangs nicht mehr gegeben ist. Über eine Sichtkontrolle ist diese Fehlstelle – baulich bedingt – nicht ermittelbar. In der nachfolgenden Abbildung 60 sind die Ausprägung der Abnutzung links sowie die Löschkammer in eingebautem Zustand rechts zu erkennen.



Abbildung 60: Fehlerbild einer Löschkammer [55]

Auch hier zeigt sich deutlich die Wirksamkeit der akustischen Teilentladungsdetektion, da Fehlstellen frühzeitig erkannt werden und das Risiko des Ausfalls eines MS-Schaltfeldes erheblich verringert wird. Zudem konnte eine Personengefährdung während des Schaltvorgangs (ggf. durch ein Ausbleiben des Löschvorgangs des Lichtbogens), der vor Ort durchzuführen war, durch ein gezieltes lastfreies Abschalten vermieden werden. Durch die frühzeitige Ermittlung und Ortung der Fehlstellen entsteht ein erheblicher Mehrwert, da Teilkomponenten gezielt und damit zustandsorientiert instandgesetzt oder erneuert werden können. Damit wird einem Ausfall der MS-Schaltanlage und der Zerstörung weiterer Teilkomponenten vorgebeugt, wodurch eine unmittelbar positive Auswirkung auf die Instandhaltungskosten gegeben ist.

Praxisanwendung thermografische Untersuchung

Wie bereits in Abbildung 58 und auch anhand der Ergebnisse der Praxisuntersuchung an MS-Netzstationen ersichtlich, können mit der thermografischen Untersuchung ebenfalls viele Fehlstellen (gesamt 20 Fehlstellen an 213 MS-Schaltfeldern in Umspannanlagen) ermittelt werden, die über eine Sichtkontrolle nicht erkannt worden sind.

Die thermografische Untersuchung liefert wesentliche Hinweise auf potentielle Fehlstellen und Indizien für Hauptfehlerquellen in MS-Schaltanlagen, die sich aus erhöhten Kontaktwiderständen ergeben. Die Hauptfehlerquellen sind in Abbildung 61 dargestellt.

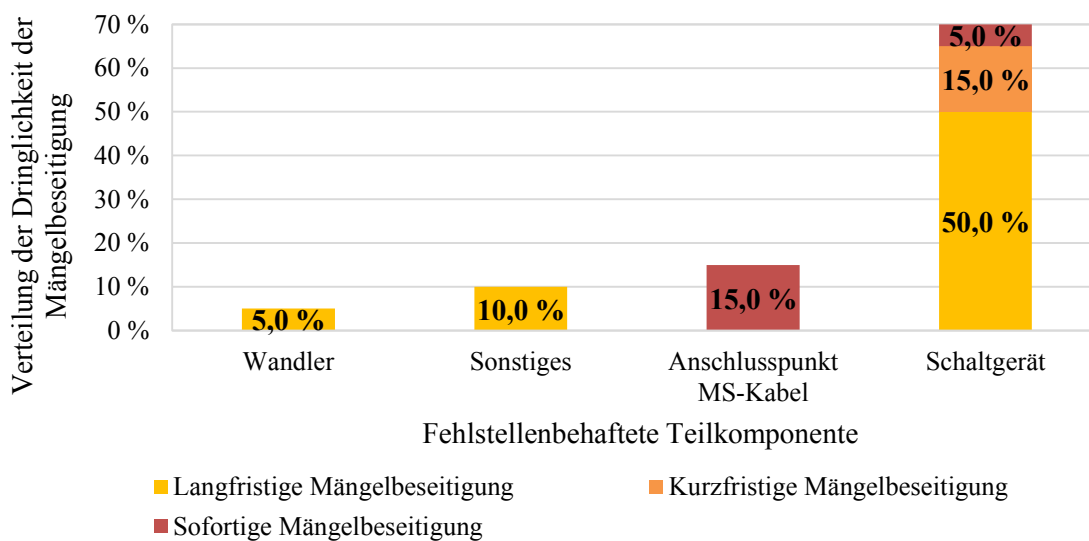


Abbildung 61: Verteilung und Ausmaß der detektierten 20 Fehlstellen an MS-Schaltanlagen (thermografische Untersuchung)

Hauptfehlerquellen sind die Schaltgeräte und die Anschlusspunkte der MS-Kabel. An beiden Teilkomponenten sind kritisch zu bewertende Fehlstellen, die einer „sofortigen Mängelbeseitigung“ (5 % bzw. 15 %) bedürfen, ermittelt worden. Die Fehlstellen können eindeutig auf erhöhte Kontaktwiderstände zurückgeführt werden, sodass die Kontakte entsprechend instand zu setzen oder zu erneuern sind.

5.2 Aufwand-Nutzen-Betrachtung

Zur Bewertung des Einsatzes von Messverfahren im Rahmen einer Inspektion von MS-Anlagen sind der damit einhergehende zeitliche Mehraufwand und der mit dem Einsatz erzielte Nutzen für das Asset-Management zu analysieren. Diese werden nachfolgend am Beispiel von MS-Netzstationen aufgezeigt. Als Voraussetzung für die Betrachtungen wird angenommen, dass die Zustandsbewertung standardmäßig durch eine Sichtkontrolle gemäß der Inspektionscheckliste aus Anhang 10.4 erfolgt. Durch den hohen Detaillierungsgrad der Inspektionscheckliste ergibt sich für die Sichtkontrolle ein zeitlicher Aufwand von $t_{SK} \approx 30$ min. Dadurch wird die in [3] dargestellte Genauigkeit einer Sichtkontrolle zur Zustandsbewertung erzielt, welche die einer reinen Begehung ($t_{Begehung} \approx 5$ min) deutlich übersteigt. Dennoch zeigt die Sichtkontrolle die u. a. in Abschnitt 1.3 aufgeführten Einschränkungen gerade für die Zustandsbewertung der elektrischen Komponenten von MS-Anlagen.

Der zeitliche Mehraufwand der Zustandsermittlung ist von den analysierten MS-Netzstationstypen, den MS-Schaltanlagentypen (luftisoliert, luft-feststoffisoliert, gasisoliert) sowie der Anzahl der zu prüfenden Hauptinspektionsteile („MS-Schaltanlagen“ bzw. „MS-Schaltfelder“, „Transformatoren“, „NS-Verteilungen“) abhängig. Werden Fehlstellen ermittelt, so entsteht durch die genaue Analyse der maximal ermittelbaren Messwerte und der Lokalisierung des exakten Auftretsortes ein zusätzlicher zeitlicher Mehraufwand. Dieser ist von der Ausprägung der Fehlstelle (Dringlichkeit der Mängelbeseitigung) abhängig. Bspw. ist die Ermittlung des exakten Auftretsortes einer Fehlstelle mit sehr geringem Teilentladungspegel, im Vergleich zu einer Fehlstelle mit einem hohen Teilentladungspegel, mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion erschwert. Der zeitliche Mehraufwand steigt, wenn bei sehr geringen Teilentladungspegeln deren Auftretsort lokalisiert werden soll. Hierbei muss die Fehlstelle aus unterschiedlichen Winkeln eingegrenzt werden.

Die in den Feldtests analysierten MS-Netzstationen können in drei Typen unterteilt werden, die sich vornehmlich in der Anzahl der zu analysierenden Komponenten unterscheiden. Die am häufigsten analysierten MS-Netzstationen (Typ 1) bestehen aus drei MS-Schaltfeldern, einem Transformator, einer NS-Verteilung mit durchschnittlich acht Abgängen und einer Erdungsanlage. Die am zweithäufigsten analysierten MS-Netzstationen (Typ 2) setzen sich aus vier MS-Schaltfeldern, zwei Transformatoren, zwei NS-Verteilungen mit ebenfalls jeweils durchschnittlich acht Abgängen sowie einer Erdungsanlage zusammen. Daneben wurden auch große MS-Netzstationen (Schwerpunktstationen; Typ 3) mit acht MS-Schaltfeldern, zwei Transformatoren, zwei NS-Verteilungen (durchschnittlich mit je acht Abgängen) sowie einer Erdungsanlage analysiert. Anhand dieser Beispieltypen wird nachstehend der zeitliche Mehraufwand für die Zustandsermittlung an MS-Netzstationen aufgezeigt (vgl. [53]). Die Übersicht über den zeitlichen Aufwand für die Durchführung der Zustandsermittlung, differenziert nach den jeweiligen Hauptinspektionsteilen sowie dem durchschnittlichen zeitlichen

Aufwand für die einzelnen zuvor definierten MS-Netzstationstypen, kann der nachfolgenden Abbildung 62 entnommen werden.

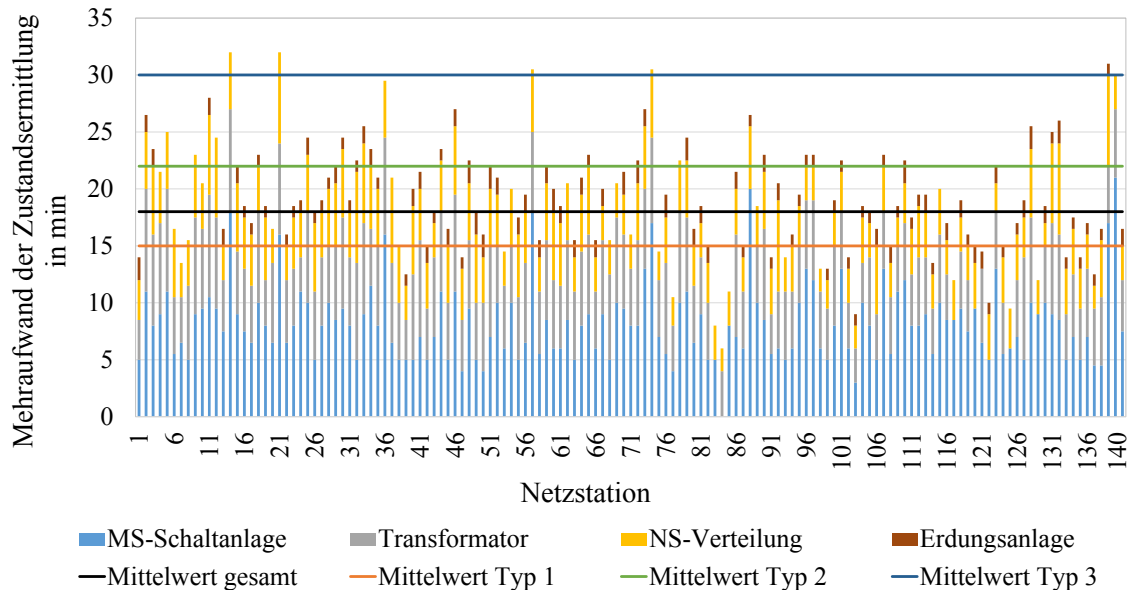


Abbildung 62: Mehraufwand der Anwendung der Zustandsermittlung in den Feldtests an 140 MS-Netzstationen

Anhand der Mittelwerte in Abbildung 62 ist erkennbar, dass die Dauer für die Anwendung der Zustandsermittlung für die einzelnen MS-Netzstationstypen von der Anzahl der zu analysierenden Komponenten abhängig ist. Im Mittel beträgt der zeitliche Mehraufwand für die Anwendung der Messverfahren (akustische Teilentladungsdetektion, thermografische Untersuchung, Erdschleifenmessung) im Rahmen der Praxisuntersuchungen $t_{ZEM, \text{mittel}} = 18 \text{ min}$. An den meisten MS-Netzstationen (Typ 1) ist die Zustandsermittlung jedoch bereits nach $t_{ZEM} = 15 \text{ min}$ abgeschlossen [53]. Für sehr große MS-Netzstationen (Schwerpunktstationen bzw. Schalthäuser) mit einer Vielzahl an zu analysierenden Komponenten ergibt sich ein maximaler zeitlicher Mehraufwand von $t_{ZEM, \text{max}} = 32 \text{ min}$.

Der zeitliche Mehraufwand für die Anwendung der Zustandsermittlung steigt dabei nicht in jedem Fall proportional mit der Anzahl der Komponenten an, da bei der Bewertung von mehrfach vorhandenen Komponenten nur die Zeit für die Durchführung der Zustandsermittlung, nicht jedoch die Rüstzeit (Startvorgang der Messgeräte) für die Anwendung der Messverfahren berücksichtigt werden muss [53].

Für die Bewertung der MS-Schaltanlagen bzw. der MS-Schaltfelder wird der größte Zeitaufwand benötigt, da an diesen eine Vielzahl einzelner Teilkomponenten wie Sammelschienen, Schaltgeräte, Durchführungen, Kabelendverschlüsse etc. jeweils separat, sowohl mit der akustischen Teilentladungsdetektion als auch mit der thermografischen Untersuchung, analysiert werden können. An Transformatoren kann ebenfalls mit beiden Messverfahren eine Zustandsermittlung erfolgen, jedoch hauptsächlich an den Endverschlüssen/Verbindungen. Bei NS-Verteilungen ist die Zustandsermittlung mit geringerem Zeitaufwand durchführbar, da über

die thermografische Untersuchung zumeist direkt die gesamte NS-Verteilung erfasst werden kann. Gleiches gilt für die Anwendung der Erdschleifenmessung, bei der ebenfalls die gesamte Erdungsanlage und nicht deren Teilkomponenten bewertet werden.

Bei detektierten Fehlstellen ergibt sich ein zusätzlicher zeitlicher Mehraufwand. Durch die örtliche Eingrenzung von Fehlstellen mit der akustischen Teilentladungsdetektion oder der thermografischen Untersuchung wird aber ein erheblicher Mehrwert geschaffen. Instandhaltungs- oder Erneuerungsmaßnahmen können daraufhin gezielt, ohne eine weitere Lokalisierung, durchgeführt werden. Diese wäre ohne Einsatz der Zustandsermittlung notwendig, falls über eine Sichtkontrolle ein Hinweis auf potentielle Teilentladungen vorliegen würde (bspw. durch einen dabei wahrgenommenen Ozongeruch oder durch ein nicht eindeutig zuzuordnendes Teilentladungsgeräusch). Die exakte Eingrenzung der Fehlstellen kann pro Fehlstelle bis zu fünf Minuten zusätzlich in Anspruch nehmen, wobei im Durchschnitt über alle in den Praxisuntersuchungen ermittelten Fehlstellen rund zwei bis drei Minuten zusätzlich benötigt wurden. Die zeitliche Verteilung des Mehraufwands für den Einsatz der Zustandsermittlung an den einzelnen Hauptinspektionsteilen ist in Anhang 10.3 dargestellt. Während an Transformatoren und MS-Schaltanlagen ein größerer zeitlicher Aufwand zu verzeichnen ist (vornehmlich aus der Anwendung der akustischen Teilentladungsdetektion), ergibt sich für die NS-Verteilungen (thermografische Untersuchung) ein geringerer sowie für die Erdschleifenmessung bei detektierten Fehlstellen nahezu kein zeitlicher Mehraufwand. Bei der thermografischen Analyse ist eine Eingrenzung durch das bildgebende Verfahren schnell möglich. Bei der Erdschleifenmessung kann dagegen keine weitere Eingrenzung der Fehlstelle erfolgen.

Zusammenfassend sind in der nachfolgenden Tabelle 10 für die drei unterschiedlichen MS-Netzstationstypen, differenziert für die Hauptinspektionsteile, die mittleren Zeitaufwendungen für die Zustandsermittlung aufgeführt. Eine Differenzierung nach Bauarten ist hier nicht erfolgt.

Tabelle 10: Zeitlicher Mehraufwand für die Zustandsermittlung (vgl. [53])

Hauptinspektionsteil	MS-Netzstation Typ 1		MS-Netzstation Typ 2		MS-Netzstation Typ 3	
	Anzahl	t_{ZEM}	Anzahl	t_{ZEM}	Anzahl	t_{ZEM}
NS-Verteilung (8 Abgänge)	1	3 min	2	5 min	2	5 min
MS-Schaltfelder	3	6 min	4	8 min	8	16 min
Transformator	1	5 min	2	8 min	2	8 min
Erdungsanlage	1	1 min	1	1 min	1	1 min
Zeitlicher Mehraufwand gesamt		15 min		22 min		30 min

Der zeitliche Mehraufwand für die Anwendung der Zustandsermittlung führt zu einer Kostensteigerung des gesamten Inspektionsprozesses. Für die Betrachtung der Kostensteigerung,

bedingt durch den Einsatz der Zustandsermittlung, müssen neben den Kosten, die aus dem zeitlichen Aufwand und den damit einhergehenden Personalkosten resultieren, auch die Anschaffungskosten für die Messgeräte berücksichtigt werden. Die Anschaffungskosten für die in dieser Arbeit verwendeten Messgeräte (Teilentladungsmessgerät zur akustischen Teilentladungsdetektion, Thermografiekamera, Erdschleifenmesszange) belaufen sich auf rund $K_{\text{Anschaffung}} \approx 15.000 \text{ €}$. Die potentielle Nutzungsdauer der Messgeräte (Wiederbeschaffung) wird mit $t_{\text{Nutzung}} = 10 \text{ a}$ festgesetzt. Die Anschaffungskosten werden als zusätzliche Kosten für die Inspektion, unter Anwendung der Zustandsermittlung, berücksichtigt. Als Basis für die Kostenbetrachtung dienen die 140 MS-Netzstationen, die in dieser Arbeit mit Hilfe der Zustandsermittlung – zusätzlich zu der Sichtkontrolle – analysiert wurden. Der zeitliche Mehraufwand für die Durchführung der Zustandsermittlung wird gemäß der in Abbildung 62 aufgeführten Zeiten für die jeweiligen MS-Netzstationen angenommen. Da die Zustandsermittlung im Rahmen der Inspektionen angewandt wird, müssen nur die Kosten, die sich aus der Durchführung der Zustandsermittlung ergeben, berücksichtigt werden. Die Kosten für die Planung der Inspektionen, die Fahrtkosten sowie die Kosten für die Auswertung der Ergebnisse aus der Inspektion, fallen ebenfalls bei einer alleinigen Sichtkontrolle an. Durch die automatisierte Auswertung anhand der in Kapitel 3 aus den Laboruntersuchungen abgeleiteten Grenzwerte für die einzelnen Messverfahren und die Integration in das in Kapitel 4 dargelegte Zustandsbewertungsmodell, entsteht kein weiterer zusätzlicher monetärer Aufwand. Für die Bewertung der zusätzlichen Kosten aufgrund des zeitlichen Aufwandes für die Anwendung der Messverfahren $K_{\text{zus. zeitl.}}$ wird ein durchschnittlicher Stundensatz für das durchführende Personal von $K_{\text{Stundenlohn}} = 60 \text{ €}$ angesetzt [149]. Aus diesem angenommenen Stundensatz und dem zeitlichen Aufwand, differenziert nach den einzelnen MS-Netzstationen gemäß Abbildung 62, resultieren $K_{\text{zus. zeitl.}} \approx 3.000 \text{ €}$.

Neben dem zusätzlichen Aufwand für die Anwendung der Zustandsermittlung ergibt sich gleichzeitig aber ein erheblicher Nutzen aus der Anwendung der Zustandsermittlung, insbesondere im Hinblick auf notwendige Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen. Wie in Abschnitt 5.1.1 in Abbildung 51 dargestellt, unterliegt die mittlere Zustandskennziffer über alle 140 untersuchten MS-Netzstationen einer erheblichen Veränderung. Zwar liegt eine steigende Notwendigkeit der „Mängelbeseitigung“ $Bel_{\text{MS-N}}(A)$ bei kombinierter Zustandsbewertung gegenüber einer alleinigen Sichtkontrolle vor, jedoch wird gleichermaßen die „Unsicherheit“ der Zustandsbewertung $Bel_{\text{MS-N}}(U)$ erheblich reduziert. Aus der Kategorisierung der MS-Netzstationen in die Kategorien „guter“, „mittlerer“ und „schlechter“ Zustand kann die Fristigkeit der notwendigen Erneuerung der jeweiligen MS-Netzstationen abgeleitet werden. An den MS-Netzstationen, die einen „schlechten“ Zustand aufweisen, können gemäß der Definition in Abschnitt 5.1.1 bereits Mängel festgestellt werden, die eine „kurzfristige oder sofortige Mängelbeseitigung“ erfordern. Für die wirtschaftliche Betrachtung wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass eine vollständige Erneuerung dieser MS-Netzstationen innerhalb der nächsten

drei Jahre notwendig wird. Eine Erneuerung einzelner Hauptinspektionsteile bzw. Komponenten („MS-Schaltanlage“ bzw. „MS-Schaltfelder“, „Transformator“ oder „NS-Verteilung“) in einer MS-Netzstation ist nur bedingt wirtschaftlich, da zumeist eine Erneuerung der übrigen, in der ersten Erneuerungsmaßnahme nicht ausgetauschten Komponenten kurzfristig ebenfalls notwendig wird. Neben der kurzfristig (innerhalb der nächsten drei Jahre) notwendigen Erneuerung der MS-Netzstationen der Kategorie „schlechter“ Zustand ist zusätzlich die Erneuerung an den MS-Netzstationen der Kategorie „mittlerer“ Zustand zu berücksichtigen. Die Erneuerung der MS-Netzstationen in „mittlerem“ Zustand erfolgt dabei über einen Zeitraum von sieben Jahren (nach Abschluss der Erneuerung der MS-Netzstationen mit einem „schlechten“ Zustand).

Anhand der Auswertungen der Feldtestergebnisse und der daraus resultierenden Kategorisierung der MS-Netzstationen (vgl. Abbildung 50) müssen bei kombinierter Zustandsbewertung nur 18 MS-Netzstationen in den nächsten drei Jahren erneuert werden (25 bei alleiniger Sichtkontrolle) und 37 MS-Netzstationen im Zeitraum von sieben Jahren nach Abschluss der Erneuerung der MS-Netzstationen in „schlechtem“ Zustand (39 bei alleiniger Sichtkontrolle). Unter Anwendung des aktuellen Eigenkapitalzinssatzes vor Steuern für Neuanlagen in Höhe von $p_{\text{Eigen}} = 6,91\%$ [150] (40 % Eigenkapital [151]) und der Berücksichtigung des Zinssatzes für die Fremdkapitalverzinsung in Höhe von $p_{\text{Fremd}} = 2,71\%$ [151] (60 % Fremdkapital [151]) ergibt sich eine Einsparung in Bezug auf die Erneuerung der MS-Netzstationen ($K_{\text{MS-N}} = 25.000\text{ €}$ angenommen) bei kombinierter Zustandsbewertung in Höhe von rund $K_{\text{Einsparung, Ern.}} = 200.000\text{ €}$ gegenüber der Erneuerung auf Basis der alleinigen Sichtkontrolle für den Zeitraum der nächsten zehn Jahre.

Insgesamt ergibt sich unter Berücksichtigung der Anschaffungskosten für die Messgeräte $K_{\text{Anschaffung}}$, des Mehraufwands für die kombinierte Zustandsbewertung $K_{\text{zus. zeitl.}}$ (2-jähriger Inspektionsrhythmus bis zum Ende des zehnten Jahres angenommen; Steigerung der Lohnkosten um 2,5 % pro Jahr) und der Einsparung in Bezug auf die Erneuerung ($K_{\text{Einsparung, Ern.}}$) eine gesamte Einsparung in Höhe von rund $K_{\text{Einsparung, gesamt}} = 170.000\text{ €}$ bei barwertiger Betrachtung der Kosten bis zum Ende des zehnten Jahres (Ende der Nutzungsdauer der Messgeräte) mit den angegebenen Zinssätzen vor Steuern. Zusammengefasst sind die gerundeten Barwerte der einzelnen Kosten bzw. der Einsparungen in Abbildung 63 dargestellt. Die Gesamteinsparung ergibt sich dabei aus der Addition der jeweiligen einzelnen Kosten bzw. Einsparungen.

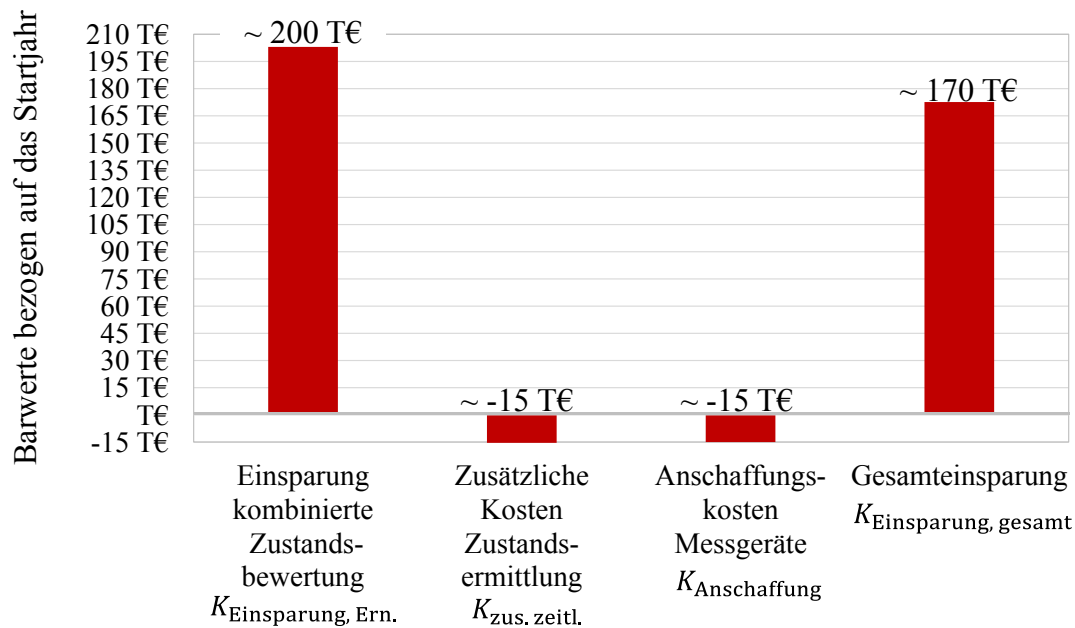


Abbildung 63: Barwerte der Kosten und Einsparungen bei kombinierter Zustandsbewertung

Werden die analysierten MS-Netzstationen gemäß der aus dem Zustandsbewertungsmodell resultierenden Zustandskennziffer sortiert, so kann neben der absoluten Anzahl der durchzuführenden Maßnahmen auch die Priorität der durchzuführenden Erneuerungen oder Instandhaltungsmaßnahmen (bei geringfügigen Mängeln) bestimmt werden. Bei kombinierter Zustandsbewertung ergibt sich eine deutlich unterschiedliche Priorität bei der Durchführung der Maßnahmen im Vergleich zu einer Sichtkontrolle. Am Beispiel der mit der üblicherweise bei den Verteilungsnetzbetreibern durchgeführten Sichtkontrolle wird im Folgenden exemplarisch die Veränderung der Priorität der durchzuführenden Erneuerungsmaßnahmen dargelegt. Als Basis dienen die über die Sichtkontrolle als am schlechtesten identifizierten 25 MS-Netzstationen (alle in den Feldtests als mit „schlechtem“ Zustand über die Sichtkontrolle identifizierten MS-Netzstationen; Erneuerung innerhalb der nächsten drei Jahre notwendig).

In Tabelle 11 sind die MS-Netzstationen dargestellt, für die unter Anwendung der Sichtkontrolle und anschließender Auswertung über das Zustandsbewertungsmodell die höchsten Zustandskennziffern resultieren. Dabei weist die „MS-Netzstation 2“ die höchste Zustandskennziffer der am schlechtesten bewerteten 25 MS-Netzstationen auf. Die übrigen MS-Netzstationen sind absteigend gemäß ihrer Zustandskennziffer sortiert. Den einzelnen MS-Netzstationen ist ebenfalls die Priorität (Reihenfolge 1 bis 140) der kombinierten Zustandsbewertung zugeordnet (rechte Spalte Tabelle 11).

Zusätzlich sind in Tabelle 11 in der Spalte der Reihenfolge für die kombinierte Zustandsbewertung diejenigen MS-Netzstationen rot markiert, die bei kombinierter Zustandsbewertung eine geringere Priorität der Erneuerung aufweisen und auf Basis der reinen Sichtkontrolle zu früh erneuert würden. Dies ist bei insgesamt neun MS-Netzstationen der Fall.

Tabelle 11: Priorisierte Listen gemäß der Zustandskennziffern im Vergleich von Sichtkontrolle und kombinierter Zustandsbewertung

MS-Netzstation	Reihenfolge Sichtkontrolle	Reihenfolge kombinierte Zustandsbewertung
MS-Netzstation 2	1	3
MS-Netzstation 26	2	2
MS-Netzstation 25	3	5
MS-Netzstation 37	4	16
MS-Netzstation 129	5	4
MS-Netzstation 45	6	19
MS-Netzstation 117	7	6
MS-Netzstation 115	8	1
MS-Netzstation 41	9	13
MS-Netzstation 17	10	12
MS-Netzstation 124	11	7
MS-Netzstation 46	12	29
MS-Netzstation 21	13	25
MS-Netzstation 44	14	28
MS-Netzstation 42	15	39
MS-Netzstation 35	16	24
MS-Netzstation 24	17	10
MS-Netzstation 120	18	18
MS-Netzstation 3	19	37
MS-Netzstation 28	20	46
MS-Netzstation 18	21	33
MS-Netzstation 36	22	42
MS-Netzstation 121	23	15
MS-Netzstation 85	24	35
MS-Netzstation 29	25	52

Bei den in der Spalte „Reihenfolge kombinierte Zustandsbewertung“ rot markierten MS-Netzstationen konnte mit Hilfe der Messverfahren kein oder nur ein sehr geringfügiger Mangel an den elektrischen Komponenten ermittelt werden. Es handelt sich dabei vornehmlich um Mängel, welche die nicht-elektrischen Komponenten betreffen und damit keine unmittelbare Auswirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit aufweisen. Gerade diese Mängel können häufig über Instandhaltungsmaßnahmen mit geringem Kostenaufwand behoben werden. Die Mängel an den elektrischen Komponenten sind von weitaus größerer Bedeutung für die Versorgungszuverlässigkeit und den Betrieb der MS-Netzstationen. Anhand der Analysen der Feldtests zeigt sich, dass die MS-Netzstationen „46“, „44“, „42“, „3“, „28“, „18“, „36“, „85“ und „29“ keiner Erneuerung innerhalb der nächsten drei Jahre bedürfen. Hierdurch würden neun MS-Netzstationen auf Basis der „falschen“ Erneuerungsstrategie erneuert, wohingegen andere neun, eigentlich frühzeitiger zu erneuernde MS-Netzstationen, erst zu einem späteren Zeitpunkt erneuert würden. Für insgesamt 18 MS-Netzstationen würde demnach eine „falsche Erneuerungsstrategie“ verfolgt. Eine Erneuerung auf Basis der Sichtkontrolle würde daher aus Sicht der Versorgungszuverlässigkeit und des Betriebs der MS-Netzstationen zu einer Fehlinvestition und damit verbundenen erheblichen Mehrkosten führen. Daran wird deutlich, dass gerade für die Erneuerung von MS-Netzstationen verlässliche Daten (geringe „Unsicherheit“ $Bel(U)$ der Zustandsbewertung) notwendig sind, um ein wirtschaftliches Asset-Management zu gewährleisten.

Neben der Optimierung der Erneuerungsstrategie kann mit Hilfe der kombinierten Zustandsbewertung auch eine Optimierung von Inspektionszyklen erfolgen. Für MS-Netzstationen, die sich in einem „guten“ Zustand befinden, kann der angenommene Inspektionszyklus verlängert werden. Dagegen sollte bei MS-Netzstationen, die einen „schlechten“ Zustand aufweisen, der Inspektionszyklus verkürzt werden, sofern die ermittelten Fehlstellen keiner „sofortigen Mängelbeseitigung“ bedürfen. Liegt die Dringlichkeit einer „sofortigen Mängelbeseitigung“ vor, sind direkte Instandhaltungsmaßnahmen einzuleiten, sodass sich die MS-Netzstationen anschließend wieder in einem „guten“ Zustand befinden. Für MS-Netzstationen in „mittlerem“ Zustand wird davon ausgegangen, dass das vorliegende Inspektionsintervall beibehalten werden kann, da hierbei rechtzeitig Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden, die der Notwendigkeit einer „sofortigen Mängelbeseitigung“ vorbeugen. Durch die optimierten Inspektionszyklen können gleichzeitig auch Wartungszyklen entsprechend angepasst werden. Aufgrund der gesicherten Ergebnisse der kombinierten Zustandsbewertung ist eine zustandsorientierte Wartungsstrategie empfehlenswert. Durch diese Optimierungsmaßnahmen ergeben sich zusätzlich Kosteneinsparpotentiale, die jedoch aufgrund der nur einmalig durchgeführten kombinierten Zustandsbewertung an den MS-Netzstationen im Rahmen dieser Arbeit nicht vollumfänglich wirtschaftlich bewertet werden können.

Insgesamt können durch eine kombinierte Zustandsbewertung sowohl Erneuerungs- als auch Inspektions- und Wartungszyklen, basierend auf einer hohen Qualität der Zustandsbewertung, erheblich optimiert und damit ein entscheidender Beitrag für eine hohe Versorgungszuverlässigkeit erzielt werden.

5.3 Grenzen des Verfahrens

Die Ergebnisse und der Mehrwert der kombinierten Zustandsbewertung sind bereits ausführlich in den vorherigen Abschnitten aufgezeigt worden. Die Grenzen der Sichtkontrolle und des evidenzbasierten Zustandsbewertungsmodells für die Zustandsbewertung sind in [3] erläutert. Diese resultieren insbesondere aus der heuristischen Ermittlung von Gewichtungsfaktoren und Massezahlen für das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell [3]. In diesem Abschnitt werden ausschließlich die Grenzen der Zustandsermittlung betrachtet.

Die Wirtschaftlichkeit der Anwendung und damit der zu rechtfertigende Bewertungsaufwand für MS-Anlagen stellt die zentrale Herausforderung für eine Zustandsermittlung dar. Für die Anwendung von Messverfahren im Rahmen der Zustandsbewertung von MS-Anlagen ist nur ein geringer zeitlicher Mehraufwand gerechtfertigt. Die Anwendung muss, wie auch die Sichtkontrollen, im Rahmen von Inspektionen erfolgen, sodass aus wirtschaftlichen Gründen keine Schaltmaßnahmen durchgeführt werden können. Die vorgestellten Messverfahren basieren auf nicht-elektrischen Verfahren, die eine berührungslose Detektion von Fehlstellen ermöglichen und damit keine direkte elektrische Kopplung zu den zu analysierenden MS-Anlagen erfordern.

Hierdurch ergeben sich definitionsgemäß Unterschiede in Bezug auf die Detektionsfähigkeit und die Genauigkeit der nicht-elektrischen gegenüber den elektrischen Messverfahren. So besitzt bspw. die Messdistanz, bedingt durch die berührungslose Detektion, einen Einfluss auf die erzielbaren Messwerte. Durch die Anwendung im Rahmen von Inspektionen während des Betriebs der elektrischen Komponenten der MS-Anlagen ist der notwendige Sicherheitsabstand einzuhalten und damit unter Umständen ein Einfluss auf die erzielbaren Messresultate gegeben. Der Einfluss der Messdistanz auf die Ergebnisse der akustischen Teilentladungsdetektion ist in Abschnitt 3.1.5 berücksichtigt worden. Die notwendige Messdistanz kann jedoch aus baulichen Gründen der MS-Anlagen dazu führen, dass Fehlstellen nicht ermittelt werden können bzw. erst ermittelt werden, wenn sie eine deutlichere Ausprägung aufweisen und damit bereits eine erhöhte Dringlichkeit der Mängelbeseitigung erfordern.

Die Detektionsfähigkeit und somit die „Unsicherheit“ U der einzelnen Messverfahren sind aus Laboruntersuchungen abgeleitet. In diesen wird zwar eine Vielzahl von unterschiedlichen Fehlstellen berücksichtigt, dennoch kann deren Verallgemeinerung fehlerbehaftet sein. Gleiches gilt für die ermittelten Grenzwerte. In den Laboruntersuchungen sind verschiedene potentielle Fehlstellen analysiert worden. Es können aber nicht alle theoretisch möglichen Ausprägungen der Fehlstellen berücksichtigt werden. In Ausnahmefällen können Fehlstellen an MS-Anlagen auftreten, für die differenzierte Grenzwerte anzuwenden sind. Bei einer ermittelten „sofortigen Mängelbeseitigung“ ist nicht direkt von einem erheblichen Schaden an der betroffenen MS-Anlage auszugehen. Die explizite Schadensursache lässt sich mit den angewandten Verfahren nicht eindeutig bestimmen. Die ermittelte Fehlstelle kann aber unter Umständen durch Entfernen von leitfähigen Partikeln, Nachziehen von Schraubverbindungen oder Nachbiegen von Kontakten auf einfache Weise behoben werden. Die abgeleiteten Grenzwerte dienen als geeignete Orientierungsgrößen. Über diese sind in den Praxisuntersuchungen Fehlstellen sowie deren Ausmaß realitätsgerecht ermittelt worden. Außerdem muss eine ordnungsgemäße Handhabung der Messgeräte vor Ort beachtet werden, da es ansonsten zu Fehlinterpretationen kommen kann. Durch geschultes Instandhaltungspersonal, welches die Zustandsermittlung durchführt, kann die korrekte Handhabung der Messverfahren weitestgehend gewährleistet werden.

Grundsätzlich haben die Messverfahren ihren Mehrwert für die Zustandsbewertung durch die Detektion einer Vielzahl von Fehlstellen in den Praxisuntersuchungen bewiesen. Zu berücksichtigen ist, dass Fehlstellen innerhalb von elektrischen Komponenten von MS-Anlagen (innere Fehlstellen) dabei nicht bzw. nur eingeschränkt festgestellt werden können. Eine Ermittlung von inneren Fehlstellen in Isolierstoffen, die zu einer reduzierten Isolationsfähigkeit führen, ist mit Hilfe der akustischen Teilentladungsdetektion nicht möglich. Diese ausbleibende Detektion ist fehlerstellenbedingt („innere Teilentladungen“ erzeugen keine äußerlich detektierbaren akustischen Wellen) und nicht verfahrensbedingt einzuordnen. Eine Berücksichtigung der ausbleibenden Detektierbarkeit in den Massezahlen der akustischen Teilentladungsdetektion ist daher als nicht sinnvoll zu erachten.

Mit Hilfe der thermografischen Untersuchung können zwar innere Fehlstellen detektiert werden, die sich aus einer Widerstandserhöhung im Inneren der elektrischen Komponenten von MS-Anlagen ergeben, jedoch ist eine genaue Ermittlung der Fehlstelle ohne ein Zerlegen der auffälligen Komponente nicht möglich. Ebenfalls kann für Fehlstellen an mechanischen Bauteilen von MS-Anlagen mit Hilfe von Messverfahren ohne Durchführung von Schaltmaßnahmen keine Zustandsermittlung erfolgen.

Weitere Grenzen der Verfahren resultieren aus den Bauformen der MS-Anlagen und damit den messtechnisch bewertbaren Teilkomponenten. Die in [3] genannten Restriktionen einer Sichtkontrolle für Transformatoren und SF₆-isolierte MS-Schaltanlagen können ebenfalls auf die Zustandsermittlung übertragen werden. An diesen Komponenten fallen aufgrund der fehlenden Zugänglichkeit viele potentiell bewertbare Inspektionpunkte weg. An SF₆-isolierten MS-Schaltanlagen können ausschließlich die Kabelendverschlüsse mittels der akustischen Teilentladungsdetektion über Ultraschallaufnehmer untersucht werden. Die übrigen Teilkomponenten befinden sich in einer doppelt gekapselten Metallhülle, sodass deren Bewertung nicht möglich ist. Gleiches gilt für die Transformatoren, deren gekapselte Teilkomponenten nicht analysiert werden können. Für die verbleibende „Unsicherheit“ $Bel(U)$ der kombinierten Zustandsbewertung beider benannten Komponenten der MS-Anlagen ergeben sich daher größere Werte als bei luftisolierten MS-Anlagen. Diese sind auf eine bauartbedingt unvollständige Anwendung der Zustandsermittlung zurückzuführen.

Eine vollständige Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ ist nicht möglich. Alle Messverfahren weisen eine eingeschränkte Detektionsfähigkeit auf, die in jedem Fall in einem Bewertungsmodell zu berücksichtigen ist. Die Größe der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ kann jedoch durch den Einsatz der Messverfahren maßgeblich beeinflusst werden, wobei das Optimum aus Wirtschaftlichkeit und der damit einhergehenden maximal möglichen Reduktion der „Unsicherheit“ $Bel(U)$ zu berücksichtigen sind.

Die für MS-Netzstationen und MS-Schaltanlagen in Umspannwerken angewandten Messverfahren können prinzipiell auch an MS-Freileitungen eingesetzt werden. Aufgrund der höheren Messdistanzen und äußerer Umwelteinflüsse (Kühlung der MS-Freileitungen durch Luftströmungen, Einfluss von Luftströmung auf die Ausbreitung von akustischen Wellen) ergeben sich Einschränkungen in der Anwendung der Messverfahren. Hierfür sind die in dieser Arbeit ermittelten Grenzwerte und Massezahlen zu überprüfen und ggf. anzupassen. Das Bewertungsmodell kann mit den notwendigen Anpassungen jedoch übertragen werden.

Für Komponenten im NS-Netz, wie bspw. Kabelvertilerschränke, ist ausschließlich eine Anwendung der thermografischen Untersuchung und der Erdschleifenmessung sinnvoll. Da Teilentladungen an NS-(Teil-)Komponenten nicht auftreten, liefert der Einsatz der akustischen Teilentladungsdetektion keinen Mehrwert. Für die Erdschleifenmessung müssten, ebenso wie für die thermografische Untersuchung, die Grenzwerte und die Massezahlen, die in dieser Arbeit für

MS-Anlagen abgeleitet wurden, überprüft und ggf. angepasst werden. Zudem ist die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes der Messverfahren im NS-Netz zu überprüfen, da in diesem der Einzelwert der Komponenten deutlich geringer ist als im MS-Netz. Eine Anwendung des Bewertungsmodells ist aber prinzipiell auch für diese Komponenten möglich.

Für Hoch- und Höchstspannungsanlagen eignen sich die in dieser Arbeit untersuchten Messverfahren ebenfalls nur bedingt. Für diese Anlagen können aufgrund des höheren Einzelwertes der Betriebsmittel im Vergleich zu MS-Anlagen wesentlich aufwendigere, sensitivere und kostenintensivere Messverfahren eingesetzt werden. Auch eine detaillierte und individuelle Auswertung der Messergebnisse für Hoch- und Höchstspannungsanlagen ist möglich. Ein Ansatz für die Bewertung von Hochspannungs-GIS ist bspw. in [32] zu finden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Bei den Verteilungsnetzbetreibern gewinnen optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsentscheidungen für die Entwicklung geeigneter Asset-Strategien zunehmend an Bedeutung. Dabei soll eine nachhaltige Netzbewirtschaftung – einhergehend mit der durch die Anreizregulierung geforderten Notwendigkeit zur Effizienzsteigerung – gewährleistet werden, ohne dass sich daraus Einschränkungen in Bezug auf die Versorgungszuverlässigkeit ergeben. Basis für die Anwendung optimierter Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien ist die objektive und realitätsgerechte Zustandsbewertung von MS-Anlagen, wie bspw. von MS-Netzstationen. Die alleinige Sichtkontrolle oder die Berücksichtigung von statischen (bspw. Alter, Betriebserfahrung) oder statistischen Daten (bspw. Störungsdaten), die vielfach von Verteilungsnetzbetreibern zur Zustandsbewertung eingesetzt werden, weisen dagegen eine deutlich eingeschränkte Aussagekraft sowie eine hohe Subjektivität (insbesondere die Sichtkontrolle an elektrischen Komponenten) auf. Eine objektive und realitätsgerechte Zustandsbewertung ist aufgrund der unzureichend validen Eingangsdaten somit nicht gegeben. Es liegt eine erhebliche „Unsicherheit“ der Zustandsbewertung vor.

In dieser Arbeit sind daher erstmalig verschiedene Messverfahren für die Zustandsbewertung von MS-Anlagen hinsichtlich ihrer Praktikabilität sowie zur Objektivierung und Reduktion der „Unsicherheit“ der Zustandsbewertung untersucht worden. Für die einsetzbaren Messverfahren ergeben sich spezielle Anforderungen in Bezug auf deren Anwendbarkeit (einfache Handhabung z. B. im Rahmen einer Inspektion) sowie deren Wirtschaftlichkeit (möglichst geringer zeitlicher Mehraufwand) und Effektivität (Erzielung aussagekräftiger Messresultate). Der aus dem Einsatz der Messverfahren resultierende essentielle Mehrwert für die Zustandsbewertung ergibt sich vor allem durch eine objektive, fundierte und wirtschaftliche Bewertung der wesentlichen und für die Versorgungszuverlässigkeit wichtigen elektrischen Komponenten in MS-Anlagen, die über eine Sichtkontrolle nicht gegeben ist. Zu den zentralen an elektrischen Komponenten in MS-Anlagen zu bewertenden Kriterien zählen die Isolationsfähigkeit, die Kontaktwiderstände und die Güte der Erdungsanlage. Als geeignete, praktikable Messverfahren zur Bewertung der benannten Kriterien haben sich die akustische Teilentladungsdetektion, die thermografische Untersuchung sowie die Erdschleifenmessung bewährt.

Für die einzelnen praktikablen Messverfahren ist zudem erstmalig die aus den Messwerten resultierende Dringlichkeit der Mängelbeseitigung von detektierten Fehlstellen für MS-Anlagen untersucht worden. Hierfür sind geeignete Grenzwerte aus Laboruntersuchungen, die unter möglichst realen Bedingungen und für eine Vielzahl von unterschiedlichen Fehlstellen durchgeführt worden sind, abgeleitet worden. Neben der Anwendbarkeit und der Bedeutung der Messwerte für den tatsächlichen technischen Zustand der MS-Anlagen ist ebenfalls erstmalig die Detektionsfähigkeit der verwendeten Messverfahren aus den Resultaten der Labor-

untersuchungen ermittelt worden. Hierüber ist die Aussagekraft der Messverfahren klassifizierbar. Insgesamt ergibt sich für die Messverfahren eine weitaus höhere Detektionsfähigkeit für Fehlstellen als bei einer reinen Sichtkontrolle und damit ein erheblicher Mehrwert für die Zustandsbewertung der für die Versorgungszuverlässigkeit essentiell wichtigen elektrischen Komponenten in MS-Anlagen.

Unter Anwendung der ermittelten Grenzwerte und der abgeleiteten Aussagekraft sind die mit den Messverfahren erzielten Ergebnisse mit denen einer Sichtkontrolle über das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell kombiniert und aggregiert worden, sodass eine objektive, fundierte und realitätsgerechte Zustandsbewertung von MS-Anlagen erreicht wird. Durch die Anwendung der Evidenz-Theorie in diesem Zustandsbewertungsmodell werden sowohl die Zustandskennziffer $Z_{MS-N}(A)$ bzw. $Z_{HT}(A)$ der betrachteten MS-Anlagen als auch die verbleibende „Unsicherheit“ $Bel_{MS-N}(U)$ bzw. $Bel_{HT}(U)$ berücksichtigt. Anhand der Zustandskennziffer $Z_{MS-N}(A)$ bzw. $Z_{HT}(A)$ kann eine Priorisierung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen erfolgen. Die aus der Anwendung der Evidenz-Theorie resultierende „Unsicherheit“ $Bel_{MS-N}(U)$ bzw. $Bel_{HT}(U)$ kann zusätzlich als Maß für die Qualität der Zustandsbewertung herangezogen werden, die durch die Integration der Ergebnisse der Messverfahren in das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell deutlich gesteigert wird.

Eine Vielzahl an Fehlstellen, die zu mehr als 95 % bei einer Sichtkontrolle an den elektrischen Komponenten der MS-Anlagen nicht identifiziert wurden, konnte mit den eingesetzten Messverfahren ermittelt werden. Insgesamt wurden mit der akustischen Teilentladungsdetektion in rund 30 %, mit der thermografischen Untersuchung in rund 15 % und mit der Erdschleifenmessung in rund 55 % aller bewerteten MS-Netzstationen Fehlstellen aufgedeckt. Eine Integration der Messverfahren in den eigentlichen Inspektionsprozess ist daher dringend zu empfehlen, da eine objektive, fundierte und realitätsgerechte Zustandsbewertung nur durch die Ergänzung der Sichtkontrolle um Messresultate erfolgen kann. Die „Unsicherheit“ $Bel_{MS-N}(U)$ der Zustandsbewertung sinkt mit Einsatz der kombinierten Zustandsbewertung um über 50 % (relativ betrachtet) gegenüber einer alleinigen Sichtkontrolle, sodass deutlich gesichertere Kenntnisse über den tatsächlichen Zustand der MS-Anlagen vorliegen. Auf Basis dieser Kenntnis kann durch rechtzeitige Instandhaltungs- oder Erneuerungsmaßnahmen das Risiko eines Ausfalls der MS-Anlagen deutlich gesenkt und die Versorgungszuverlässigkeit erheblich gesteigert werden.

Die Anwendung der Messverfahren ermöglicht eine fundierte Priorisierung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen an den MS-Anlagen, wodurch ein erheblicher Mehrwert generiert werden kann. Unter Einbeziehung der Messverfahren und deren hoher Ortungsgenauigkeit werden Fehlstellen eindeutig erkannt und können gezielt behoben werden. Daraus ergeben sich erhebliche wirtschaftliche Vorteile für die Verteilungsnetzbetreiber, da Maßnahmen ausschließlich an tatsächlich fehlerstellenbehafteten MS-Anlagen durchgeführt werden. Ohne

Einsatz von Messverfahren und bei alleiniger Anwendung einer Sichtkontrolle steigt die Wahrscheinlichkeit, dass falsche oder zu häufige Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen durchgeführt werden. Auch die alleinige Anwendung der Messverfahren, ohne Kombination mit einer Sichtkontrolle, liefert bereits einen erheblichen Mehrwert für das Asset-Management und den Asset-Service.

Weiterer Forschungsbedarf ist jedoch für die Zustandsbewertung von gekapselten MS-Anlagen, wie bspw. SF₆-isolierten MS-Schaltanlagen oder Transformatoren, notwendig. Hierzu sind erste Verfahrensansätze vorhanden, die jedoch bezüglich ihrer Praktikabilität und Aussagekraft noch weiterentwickelt werden müssen. Mit dem Einsatz der in dieser Arbeit beschriebenen Messverfahren verbleibt für die gekapselten MS-Anlagen eine höhere „Unsicherheit“ als bei ungekapselten MS-Anlagen.

Grundsätzlich kann die Integration weiterer Messverfahren in das evidenzbasierte Zustandsbewertungsmodell erfolgen. Dieses ist universell erweiterbar und für die Verarbeitung weiterer Informationen geeignet. Jede Erweiterung um Resultate aus der Anwendung zusätzlicher Messverfahren erhöht die Qualität der Zustandsbewertung und reduziert die verbleibende „Unsicherheit“ der Ergebnisse.

Der kontinuierliche Einsatz der kombinierten Zustandsbewertung aus einer Sichtkontrolle und dem Einsatz der Messverfahren im Rahmen von Inspektionen liefert objektive, fundierte und realitätsgerechte Ergebnisse, die seitens der Verteilungsnetzbetreiber als valide Eingangsdaten für individuelle Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien verwendet werden können. Die fundierte Zustandsbewertung – unter Berücksichtigung der essentiell wichtigen Resultate aus dem Einsatz der Messverfahren und deren Anwendung über einen längeren Zeitraum (mehrere Inspektionszyklen) – stellt die einzige, wichtige und valide Basis für die Ermittlung des Alterungsverhaltens von MS-Anlagen dar. Durch die Korrelation der Ergebnisse der Zustandsbewertung mit den Stammdaten der MS-Anlagen bzw. deren Komponenten (Alter) können belastbare, zustandsabhängige Alterungskurven ermittelt werden, die für das gesamte Asset-Management von fundamentaler Bedeutung sind. Erste neue Erkenntnisse und Ansätze zur fundierten Ableitung des Alterungsverhaltens auf Basis einer Vielzahl von validen Zustandsbewertungen sind für MS-Netzstationen bereits in [152] zu finden.

7 Summary and outlook

Optimised maintenance and replacement decisions gain more and more in importance for distribution system operators to improve the development of appropriate asset-strategies. A sustainable network management should be ensured considering efficiency enhancements required by incentive-based regulation but without limiting the reliability of supply. An objective and realistic condition assessment of medium-voltage components (e.g. medium-voltage (MV)-substations) is an important basis for optimised maintenance and replacement strategies. The sole visual inspection or the consideration of static (e.g. age, operating experience) or statistical data (e.g. failure rates), which are often used by distribution system operators for condition assessment, have only a restricted significance as well as a high subjectivity (in particular the visual inspection of electrical components). Therefore, an objective and realistic condition assessment is not given due to the insufficient valid input data. There is a considerable “uncertainty” in the condition assessment.

For the first time various measuring methods for condition assessment of MV-systems with regard to their practicability as well as the objectification and reduction of the “uncertainty” of condition assessment have been analysed in this thesis. For useable measurement methods special requirements arise from applicability (simple handling, e. g. during an inspection), economic efficiency (minimal additional time requirement as possible) and effectiveness (meaningful measurement results). The crucial benefit of measurement methods’ application is based on the objective, well-founded and economic condition assessment of the essential and reliability-critical electrical components of MV-systems, which cannot be suitable assessed by visual inspections. Central criteria to be evaluated for electrical components in MV-systems are the insulation capability, the contact resistance and the quality of the earthing system. Suitable and practicable measurement methods for evaluation of these criteria are the acoustic partial discharge detection, the thermographic analysis and the earth-loop testing.

Furthermore, for these practicable measurement methods priority of fault correction within MV-systems is derived from measured values for the first time. To determine priority of fault correction extensive laboratory tests for various different faults were performed to define appropriate limiting values as realistic as possible. Additionally, detection capability of used measurement methods is defined for the first time by analysing results of laboratory tests. Classification in relation to significance of measurement methods becomes possible. Overall, detection capability of measurement methods is considerably higher than in case of visual inspections only. This represents the essential benefit for condition assessment of electrical components (especially important for a reliable supply) in MV-systems using measurement methods.

To achieve an objective, well-founded and realistic condition assessment of MV-systems, results of measurement methods and visual inspections are combined and aggregated by using an evidence based condition assessment model. This model considers detection capability and limiting values for measurement methods. The condition indicator $Z_{MS-N}(A)$ respectively $Z_{HT}(A)$ of analysed MV-systems as well as the remaining “uncertainty” $Bel_{MS-N}(U)$ respectively $Bel_{HT}(U)$ of condition assessment are considered in dependence on utilised measurement methods by application of theory of evidence. While condition indicator $Z_{MS-N}(A)$ respectively $Z_{HT}(A)$ allows to prioritise maintenance and replacement measures, remaining “uncertainty” $Bel_{MS-N}(U)$ respectively $Bel_{HT}(U)$ represents quality of condition assessment. By integration of measurement methods in evidence based condition assessment model quality of condition assessment is significantly increased (remaining “uncertainty” $Bel_{MS-N}(U)$ respectively $Bel_{HT}(U)$ decreases).

Numerous faults on electrical components, which could not be identified by visual inspections by more than 95 %, could be detected by applied measurement methods. In about 30 % of all analysed MV-substations faults are detected by using acoustic partial discharge detection. For thermographic analyses detected faults result in around 15 % and for earth loop testing in approximate 55 % of all analysed MV-substations. Therefore, the integration of measurement methods in condition assessment processes is highly recommended. Only consideration of measurement methods will lead to an objective, well-founded and realistic condition assessment. In contrast to a sole visual inspection remaining “uncertainty” $Bel_{MS-N}(U)$ of condition assessment will be reduced by more than 50 % by combining measurement methods and visual inspections. Due to that fact reliability of combined condition assessment results for MV-systems performed by using measurement methods and visual inspection increases significantly. On this basis well-timed maintenance and replacement measures become possible and risk of failures of MV-systems is significantly reduced while reliability of supply increases.

Application of measurement methods leads to a well-founded prioritisation of maintenance and replacement measures for MV-systems. A significant added value is generated by using measurement methods as faults on electrical components can be clearly identified. Considering these measurement methods for condition assessment and their high location accuracy, specific repair work of faults becomes possible. Hence, economic advantages for distribution system operators will result, as maintenance and replacement will only be executed on defective MV-systems. Without using measurement methods and with condition assessment based on visual inspections only, maintenance or replacement measures will probably be performed for wrong components or more frequent than needed. Even sole application of measurement methods without combining them with visual inspection results generates a substantial benefit for asset-management and asset-service.

However, further research is required for encapsulated components like gas-insulated MV-switchgear or transformers. First procedural approaches already exist, but they have to be developed further with regard to their practicability and significance. For encapsulated MV-systems still remains a higher “uncertainty” of condition assessment results than for non-encapsulated MV-systems, even though being analysed by presented measurement methods.

Evidence-based condition assessment model is universally expandable and suitable for processing of additional information. Integration of additional measurement methods with reliable results will lead to an increase of condition assessment quality and remaining “uncertainty” will be reduced further.

Continuous use of combined condition assessment generates objective, well-founded and realistic results, which distribution system operators can use as valid input data for individual maintenance and replacement strategies for MV-systems. To determine MV-systems’ ageing behaviour long-term condition assessment based on measurement methods is the only, valid and most important basis. Correlation of objective, well-founded and realistic condition assessment results and master data of MV-systems lead to reliable, condition based ageing-curves, which have fundamental importance for the whole asset-management. Initial findings and approaches for determination of MV-systems’ ageing behaviour based on a large number of valid condition assessments are presented in [152].

8 Literaturverzeichnis

- [1] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN):
Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2016
VDE/FNN, Berlin, Deutschland, 2017
- [2] Balzer, G. und Schorn, C.:
Asset Management für Infrastrukturanlagen - Energie und Wasser
Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2014
- [3] Beerboom, D.:
Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland, 2016
- [4] Bühler, J.:
Instandhaltungs- und Erneuerungsoptimierung von städtischen Mittelspannungsnetzen
Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, Deutschland, 2013
- [5] FGH - Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.:
Technischer Bericht 299: Asset-Management von Verteilungsnetzen - Komponentenverhalten und Analyse des Kostenrisikos
FGH-Verlag, Mannheim Rheinau, Deutschland, 2006
- [6] Schwan, M.; Schilling, K. und Arssufi De Melo, A.:
Reliability centered asset management in distribution networks - process and application examples -
19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2007),
Wien, Österreich, 2007
- [7] Bundesministerium für Finanzen:
Bundesfinanzministerium - AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig „Energie- und Wasserversorgung“
Bundesministerium für Finanzen, Bonn, Berlin, Deutschland, 1995

- [8] Neumann, C.; Baur, A.; Meyer, H. et al.:
Einsatz und Betrieb von SF₆-isolierten Mittelspannungsschaltanlagen unter ökologischen Gesichtspunkten
ETG-Fachbericht 98: „Technische Innovationen in Verteilungsnetzen“,
Würzburg, Deutschland, 2005
- [9] Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Verteilungsnetzen als Basis optimierter Asset-Strategien
ETG Fachbericht 134: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2012“,
Fulda, Deutschland, 2012
- [10] Kafłowski, G.:
Systematische Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen als Grundlage einer optimalen Instandhaltungsstrategie
Dissertation, Universität Siegen, Siegen, Deutschland, 2013
- [11] Sumereder, C.:
Analyse und Bewertung von Betriebsmitteln in der Hochspannungstechnik
Habilitation, Technische Universität Graz, Band 3 OVE-Schriftenreihe für
Habilitationen und Dissertationen, Österreichischer Verband für Elektrotechnik,
Wien, Österreich, 2010
- [12] FGH - Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.:
*AiF/IGF-Vorhaben 16391N - Schlussbericht: Entwicklung typspezifischer
Prognosemodelle zur Beschreibung der Zuverlässigkeit von Betriebsmitteln im
Rahmen des Asset Managements in elektrischen Verteilungsnetzen*
FGH-Verlag, Mannheim Rheinau, Deutschland, 2013
- [13] Handschin, E.:
Ortsnetzstationen - Randbedingungen, Aufgaben, Betrieb, Wartung, Erneuerung
ETP Konferenz: „Ortsnetzstationen wirtschaftlich betreiben“,
Köln, Deutschland, 2009
- [14] Primus, I.-F.:
Netzstationen
EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main, Berlin, Deutschland, 2014

- [15] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN):
Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland
Berlin, Deutschland, 2013
- [16] Schlabbach, J. und Berka, T.:
Reliability-Centred Maintenance of MV Circuit-Breakers
IEEE Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001
- [17] Marketz, M.; Polster, J. und Muhr, M.:
Maintenance Strategies For Distribution Networks
Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering,
Tsinghua University, Beijing, China, 2005
- [18] Dietermann, T.:
*Systembezogene Risikobewertung von Betriebsmitteln der Elektrischen
Energieversorgung*
Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, Deutschland, 2012
- [19] Köhn, P.; Schnettler, A. und Schultze, N.:
*Classification of Distribution Substations by Operational and Environmental
Stresses Leading to Failure of Equipment*
23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015),
Lyon, Frankreich, 2015
- [20] Köhn, P.:
*Entwicklung und simulative Analyse von prognostischen zustandsorientierten
Verfahren für die Instandhaltungsplanung von Ortsnetzstationen*
Dissertation, RWTH Aachen University, Band 56 - Aachener Beiträge zur
HOCHSPANNUNGSTECHNIK, Aachen, Deutschland, 2018
- [21] Köhn, P.; Schnettler, A.; Schultze, N. und Albertz, R.:
*Analyse von Messdaten aus intelligenten Ortsnetzstationen für die
Instandhaltungsplanung in zukünftigen Verteilungsnetzen*
VDE-Kongress 2016: „Internet der Dinge“, Mannheim, Deutschland, 2016
- [22] Stürmer, J.:
Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien in Verteilungsnetzen
Dissertation, Universität Dortmund, Dortmund, Deutschland, 2001

- [23] Federlein, S.:
Modellierung des typspezifischen Störungsaufkommens von Hochspannungs-Schaltgeräten
Dissertation, RWTH Aachen University, Band 15 - Aachener Beiträge zur HOCHSPANNUNGSTECHNIK, Aachen, Deutschland, 2010
- [24] Körbler, B.:
Zustandsbewertung von Betriebsmitteln in der elektrischen Energietechnik
Dissertation, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2004
- [25] Li, Z. und Guo, J.:
Wisdom about age [aging electricity infrastructure]
IEEE Power & Energy Magazine, Volume 4, Issue 3, Seiten 44-51, 2006
- [26] Wellbow, W. H. und Zdrallek, M.:
Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen
Elektrizitätswirtschaft 98, Heft 23, Seiten 30-35, 1999
- [27] Kizilcay, M. und Kafłowski, G.:
Ein Beitrag zur Zustandsbewertung von Mittelspannungs-Betriebsmitteln
ETG Fachbericht 119: Internationaler ETG-Kongress 2009, Fachtagung 4: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2009“, Düsseldorf, Deutschland, 2009
- [28] Kajsler, A.:
Systematische Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen
Diplomarbeit, Universität Siegen, Siegen, Deutschland, 2005
- [29] Zdrallek, M.:
„TÜV für Netze“ – Systematische Zustandsbewertung von Mittel- und Niederspannungsnetzen
Tagung: „Netzbetrieb der Zukunft“, Paffendorf, Deutschland, 2005
- [30] Tenbohlen, S.; Heindl, M.; Jovalekic, M. et al.:
Trends in der Diagnostik von Hochspannungs-Betriebsmitteln
ETG Fachbericht 134: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2012“, Fulda, Deutschland, 2012

- [31] Pack, S.; Körbler, B. und Jaufer, S.:
Zustandsbewertung von Freiluft-Trennschaltern mit Hilfe von Thermovision
ETG Fachbericht 97: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2004“,
Köln, Deutschland, 2004
- [32] Pawlowski, E.:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland, 2016
- [33] Kuchler, A.:
Hochspannungstechnik: Grundlagen – Technologie - Anwendungen
Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2017
- [34] Fuhr, J.:
Aktueller Stand der TE-Messungen an Transformatoren
ETG Fachbericht 150: „VDE-Hochspannungstechnik 2016“,
Berlin, Deutschland, 2016
- [35] Rethmeier, K.; Hutmacher, R.; Kraetge, A. und Hoeck, S.:
*Vergleichende Untersuchungen nicht-konventioneller Auskoppelverfahren zur
Teilentladungsmessung an Mittelspannungs-Schaltanlagen*
ETG Fachbericht 134: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2012“,
Fulda, Deutschland, 2012
- [36] Siegel, M.; Hägele, S.; Beltle, M. und Tenbohlen, S.:
*Empfindlichkeitsvergleich von elektrischer und UHF Teilentladungsmessung zur
Diagnose von Leistungstransformatoren*
ETG Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014“,
Berlin, Deutschland, 2014
- [37] Fischer, M.; Aragón Patil, J. und Tenbohlen, S.:
*Interpretation der Gas-in-Öl-Analysen von Leistungstransformatoren durch Einsatz
von Fuzzy Logik mit dem Ziel einer präzisen IT-gestützten Zustandserfassung*
ETG Fachbericht 104: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2006“,
Kassel, Deutschland, 2006
- [38] Feilhauer, W.:
Ein Verfahren zur Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel
Dissertation, Universität Dortmund, Dortmund, Deutschland, 2005

- [39] Nilges, J.; Gaul, A. J. und Stürmer, J.:
Die Instandhaltung von Verteilungsnetzen unter Wettbewerbsbedingungen
ETG Fachbericht 73: „Energieversorgung im Umbruch“,
Stuttgart, Deutschland, 1998
- [40] Straßburg, K.:
Überwachung und Diagnose von Schaltern und Schaltanlagen im Mittelspannungsbereich
Dissertation, Universität Hannover, Hannover, Deutschland, 2000
- [41] Hopfer, N.; Zdrallek, M.; Dietzler, U. et al.:
New approach for medium voltage power cable assessment using broadband powerline communications
The 20th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2017),
Buenos Aires, Argentinien, 2017
- [42] Auer, J.; Freudenmann, C.; Raquet, C. et al.:
Fühler im Netz: Identifikation von Netz- und Anlagenzuständen mittels Analyse der Kanalcharakteristik der Breitband-Powerline Datenübertragung auf dem Stromnetz
4. OTTI-Konferenz: „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“,
Berlin, Deutschland, 2017
- [43] Hopfer, N.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. et al.:
Einfluss von Kabelzuständen auf die Breitband-Powerline-Kommunikation in der Mittelspannungsebene
ETG Fachbericht 150: „VDE-Hochspannungstechnik 2016“,
Berlin, Deutschland. 2016
- [44] Rethmeier, K.; Thissen, L. und Kraetge, A.:
Erfahrungen mit Online-Teilentladungsmessungen an Trockentransformatoren und Mittelspannungs-Schaltanlagen
ETG Fachbericht 134: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2012“,
Fulda, Deutschland, 2012

- [45] Weise, M.; Valtin, G.; Dittmar, S. et al.:
Anwendung nicht-konventioneller Sensorik zur Teilentladungsdiagnostik an gasisolierten Mittelspannungs-Schaltanlagen
ETG Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014“,
Berlin, Deutschland, 2014
- [46] Weise, M.; Valtin, G.; Meyer, S. et al.:
Verifikation der High Pass Filter-Sensorik zur Teilentladungserfassung in Mittelspannungs-Schaltanlagen
ETG Fachbericht 150: „VDE-Hochspannungstechnik 2016“,
Berlin, Deutschland, 2016
- [47] Wölke, B. und Welzbacher, M.:
Einsatz der akustischen Teilentladungs-Diagnostik im Rahmen der Instandhaltung von Mittelspannungsschaltanlagen
netzpraxis, Jahrgang 54, Heft 9, Seiten 30-35, 2015
- [48] Weller, J.:
Automatisiertes Verfahren zur systematischen Zustandsbewertung von Hochspannungsbetriebsmitteln
Dissertation, Technische Universität Dortmund, Dortmund, Deutschland, 2009
- [49] Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Condition assessment of distribution grids using uncertainty theory
23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015),
Lyon, Frankreich, 2015
- [50] Johae, C.; Beerboom, D.; Pawlowski, E. et al.:
Economical and practicable condition assessment of MV- and LV-distribution grids
24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2017),
Glasgow, Schottland, 2017
- [51] Johae, C.; Pawlowski, E.; Beerboom, D. und Zdrallek, M.:
Condition assessment of distribution grids combining measurement methods and theory of evidence
The 20th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2017),
Buenos Aires, Argentinien, 2017

- [52] Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. und Schultze, N.:
Significance of non-invasive diagnostic methods for condition assessment of medium-voltage equipment
The 19th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2015), Pilsen, Tschechische Republik, 2015
- [53] Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. et al.:
Einsatz geeigneter Messverfahren zur Zustandsbewertung von Mittelspannungs-Ortsnetzstationen
ETG Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014“, Berlin, Deutschland, 2014
- [54] Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. und Schultze, N.:
Bestimmung des Instandhaltungsbedarfes an Komponenten des Verteilnetzes durch den Einsatz von nicht-invasiven Messverfahren
ETG Fachbericht 150: „VDE-Hochspannungstechnik 2016“, Berlin, Deutschland, 2016
- [55] Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. et al.:
Praxiserfahrungen aus dem Einsatz der akustischen Teilentladungsdetektion an Mittelspannungs-Schaltanlagen
ETG Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014“, Berlin, Deutschland, 2014
- [56] Schwab, A. J.:
Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie
Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2017
- [57] Porzel, R.; Neudert, E. und Sturm, M.:
Diagnostik der Elektrischen Energietechnik – Techniken und Prozeduren zur Zustandsanalyse von elektrotechnischen Betriebsmitteln
expert verlag, Renningen-Malmsheim, Deutschland, 1996
- [58] Muhr, M.; Pack, S.; Jaufer, S. und Lugschitz, H.:
Thermography of Aged Contacts of High Voltage Equipment
Cigré 2006, Cigré - Conseil International des Grands Réseaux Electriques - International Council on Large Electric Systems, Paris, Frankreich, 2006

- [59] Schlegel, S.:
Langzeitverhalten von Schraubenverbindungen mit Stromschienen aus Reinkupfer in der Elektroenergietechnik unter besonderer Berücksichtigung der Temperatur
Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden, Deutschland, 2011
- [60] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN EN 50522 (VDE 0101-2): Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselfspannungen über 1 kV; Deutsche Fassung EN 50522:2010
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2011
- [61] DIN-Normenausschuss Dienstleistungen (NADL):
DIN 31051: Grundlagen der Instandhaltung
DIN Deutsches Institut für Normung e. V.,
Beuth Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2012
- [62] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN VDE V 0109-1: Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen - Teil 1: Systemaspekte und Verfahren
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2014
- [63] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN VDE V 0109-2: Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen - Teil 2: Zustandfeststellung von Betriebsmitteln/Anlagen
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2014
- [64] Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Praxiserfahrungen aus der Zustandsbewertung von Verteilungsnetzen
ETG Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014“,
Berlin, Deutschland, 2014
- [65] Kurrat, M.:
Modellierung und Messung von Teilentladungen in Hohlräumen zur Bestimmung schädigungsrelevanter Energien
Dissertation, Universität Dortmund, Dortmund, Deutschland, 1993

- [66] Kurrat, M. und Budde, M.:
Grundlagen der physikalischen Vorgänge II - Äußere Teilentladungen
Tagung der Technischen Akademie Esslingen: „Teilentladungen in elektrisch hoch beanspruchten Isolierungen“, Esslingen, Deutschland, 2011
- [67] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
Hochspannungs-Prüftechnik - Teilentladungsmessungen (IEC 60270:2000 + Cor.:2001 + AI:2015); Deutsche Fassung EN 60270:2001 + AI:2016
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2016
- [68] Boggs, S. A. und Stone, G. C.:
Fundamental Limitations in the Measurement of Corona and Partial Discharge
IEEE Transactions on Electrical Insulation, Volume EL- 17, Issue 2, 1982
- [69] Lundgaard, L. E.:
Partial Discharge - Part XIII: Acoustic Partial Discharge Detection - Fundamental Considerations
IEEE Electrical Insulation Magazine, Volume 8, Number 4, Seiten 25-31, 1992
- [70] Hauschild, W. und Lemke, E.:
High-Voltage Test and Measuring Techniques
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2014
- [71] Lundgaard, L. E.:
Partial Discharge - Part XIV: Acoustic Partial Discharge Detection - Practical Application
IEEE Electrical Insulation Magazine, Volume 8, Number 5, Seiten 34-43, 1992
- [72] Rumble, J. R.:
CRC Handbook of Chemistry and Physics, 98th Edition
CRC Press Taylor & Francis Group,
Portland, Vereinigte Staaten von Amerika, 2017
- [73] Rose, J. L.:
Ultrasonic Waves in Solid Media
Cambridge University Press, Vereinigtes Königreich, 2004

- [74] von Böckh, P. und Wetzel, T.:
Wärmeübertragung - Grundlagen und Praxis
Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2014
- [75] Bernhard, F.:
Handbuch der Technischen Temperaturmessung
Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2014
- [76] VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (VDI-GVC):
VDI-Wärmeatlas
Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2013
- [77] Huber, C.:
Infrarot-Thermografie in der Instandhaltung der chemischen Industrie
(in: Reichel, J.; Müller, G.; Mandelartz, J.: *Betriebliche Instandhaltung*)
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2009
- [78] Eder, K.:
Berührungslose Temperaturmessung an Flüssigkeiten in geschlossenen Behältern
Dissertation, Technische Universität München, München, Deutschland, 2004
- [79] Bonfig, K. W.; Schneider, G.; Mágori, V. et al.:
Sensoren und Sensorsignalverarbeitung: Wegweisende, serienreife neue Produkte und Verfahren
expert verlag, Renningen-Malmsheim, Deutschland, 1997
- [80] Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV):
Berührungslose Temperaturmessung (Thermografie)
VdS Schadenverhütung GmbH, Köln, Deutschland, 2011
- [81] VDI/VDE-Gesellschaft Mess- und Automatisierungstechnik (GMA):
VDI/VDE 2878 Blatt 2: Anwendung der Thermografie zur Diagnose in der Instandhaltung – Elektroanlagen
Beuth Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2015

- [82] Washer, G. A. und Fuchs, P. A.:
Developments in the Use of Infrared Thermography for the Condition Assessment of Concrete
International Symposium Non-Destructive Testing in Civil Engineering (NDT-CE),
Berlin, Deutschland, 2015
- [83] Khan, Q.; Khan, A. A. und Ahmad, F.:
Condition monitoring tool for electrical equipment – Thermography
International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques
(ICEEOT), Chennai, Indien, 2016
- [84] Heuck, K.; Dettmann, K.-D. und Schulz, D.:
*Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung
elektrischer Energie für Studium und Praxis*
Springer Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2013
- [85] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN
und VDE:
*DIN VDE 0105-100: Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 100: Allgemeine
Festlegungen*
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2015
- [86] Hering, E.:
Messungen und Prüfungen an Erdungsanlagen
Deutsches Kupferinstitut, Düsseldorf, Deutschland, 2005
- [87] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN
und VDE:
*DIN VDE 0100-600 (VDE 0100-600): Errichten von Niederspannungsanlagen -
Teil 6: Prüfungen (IEC 60364-6:2016); Deutsche Übernahme HD 60364-6:2016+
A11:2017*
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2017
- [88] Michaels, K. M.:
Earth ground resistance testing for low voltage power systems
Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference,
Irvine, USA, 1994

- [89] Takagi, S.; Yumiba, T.; Izumo, N. und Kishimoto, Y.:
A new method of measuring earth resistance by using the three-electrode method in which the grounding conductor is not disconnected from the earth electrode
Twenty-second International Telecommunications Energy Conference (INTELEC),
Phoenix, USA, 2000
- [90] Göbelhaider, J.:
Die spießlose Erdungsprüfung
Fachzeitschrift „de“ - Der Elektro- und Gebäudetechniker,
Ausgabe 5, Seiten 34-36, 2011
- [91] Chauvin Arnoux:
Erdungsprüfung und Messung des spezifischen Erdwiderstandes - Leitfaden zur Erdungsprüfung
Chauvin Arnoux GmbH, Kehl/Rhein, Deutschland, 2010
- [92] Reeves, J.:
Non-Invasive Detection, Location and Monitoring of Partial Discharges in Substation H.V. Plant
International Conference on Revitalising Transmission and Distribution Systems,
London, Vereinigtes Königreich, 1987
- [93] Davies, N.:
Partial Discharge (PD) techniques for measuring the condition of ageing HV/MV switchgear
EA technology Limited, Chester, Vereinigtes Königreich, 2011
- [94] Schwab, A. J. und Kürner, W.:
Elektromagnetische Verträglichkeit
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2011
- [95] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN EN 62271-1 (VDE 0671-1) Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen - Teil 1: Gemeinsame Bestimmungen (IEC 62271-1:2007); Deutsche Fassung EN 62271-1:2008
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2012

- [96] Moore, P.:
Radiometric Measurement of Circuit Breaker Interpole Switching Times
IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, USA, 2004
- [97] Hans, S. und Lambrecht, N.:
Die Analyse des Auslöserstromes als Komponente einer computerunterstützten Instandhaltung von Hochspannungsleistungsschaltern
ETG-Fachbericht 134: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2012“,
Fulda, Deutschland, 2012
- [98] Hoeck, S. M.; Kraetge, A.; Kessler, O. und Neuhold, S. M.:
UHF-TE Messung an GIS mit abstimmbarem Messfilter mittlerer Breite
ETG-Fachbericht 134: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2012“,
Fulda, Deutschland, 2012
- [99] Budde, M.:
Teilentladungsdiagnostik von hochbelasteten Isoliersystemen auf Epoxidharzbasis
Dissertation, Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig,
Braunschweig, Deutschland, 2010
- [100] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN EN 60422 VDE 0370-2: Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln - Leitlinie zur Überwachung und Wartung (IEC 60422:2013); Deutsche Fassung EN 60422:2013
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2013
- [101] Galski, E.; Meijer, S.; Agoris, P. et al.:
Guidelines for unconventional partial discharge measurements
Cigré, Paris, Frankreich, 2010
- [102] Valtin, G. und Elze, H.:
Erfahrungen mit der Teilentladungs-Diagnose bei Vor-Ort-Inbetriebnahmeprüfungen an MS-Schaltanlagen
ETG Fachbericht 97: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2004“,
Köln, Deutschland, 2004

- [103] Paoletti, G. J. und Baier, M.:
Failure contributors of my electrical equipment and condition assessment program development
IEEE Transactions on Industry Applications, Volume 38, Issue 6,
Seiten 1668-1676, 2002
- [104] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN EN 50191 VDE 0104:2011-10: Errichten und Betreiben elektrischer Prüfanlagen; Deutsche Fassung EN 50191:2010
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2011
- [105] Kielmann, F.:
Zum Durchschlag von Anordnungen mit schwach inhomogenem Feld unter Einfluß einer definierten Störstelle bei Impuls- und Wechselspannung im SF₆
Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden, Deutschland, 1973
- [106] Hinterholzer, T.:
Der Durchschlag in SF₆ unter Einfluss der Raumladungsstabilisierung
Dissertation, Technische Universität München, München, Deutschland, 2002
- [107] Hering, M.:
Überschlagsverhalten von Gas-Feststoff-Isoliersystemen unter Gleichspannungsbelastung
Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden, Deutschland, 2016
- [108] Heymann, S.:
Grundlagen der Beschallungstechnik
IFB Consulting, 2006
- [109] Davies, N.:
Partial Discharge (PD) measurement pays dividends
EA Technology International, Chester, Vereinigtes Königreich, 2012
- [110] Brown, P.:
Non-Intrusive partial discharge measurements on high voltage switchgear
IEE Colloquium on Monitors and Condition Assessment Equipment
(Digest No. 1996/186), Leatherhead, Vereinigtes Königreich, 1996

- [111] Bagavathiappan, S.; Lahiri, B. B.; Saravanan, T. et al.:
Infrared thermography for condition monitoring - a review
Infrared Physics & Technology, Volume 60, Seiten 35-55, 2013
- [112] Jadin, M. S. und Taib, S.:
Recent progress in diagnosing the reliability of electrical equipment by using infrared thermography
Infrared Physics & Technology, Volume 55, Issue 4, Seiten 236-245, 2012
- [113] Lizák, F. und Kolcun, M.:
Improving reliability and decreasing losses of electrical system with infrared thermography
Acta Electrotechnica et Informatica, Volume 8, Number 1, Seiten 60-63, 2008
- [114] Cao, Y.; Gu, X. und Jin, Q.:
Infrared technology in the fault diagnosis of substation equipment
2008 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2008),
Guangzhou, China, 2008
- [115] Krüll, S.:
Thermische Probleme an Nieder- und Mittelspannungsanlagen (1) - So untersucht man durch Infrarot-Thermografie richtig
Fachzeitschrift „de“ - Der Elektro- und Gebäudetechniker,
Ausgabe 6, Seiten 36-39, 2007
- [116] Krüll, S.:
Thermische Probleme an Nieder- und Mittelspannungsanlagen (2) - So untersucht man durch Infrarot-Thermografie richtig
Fachzeitschrift „de“ - Der Elektro- und Gebäudetechniker,
Ausgabe 7, Seiten 31-35, 2007
- [117] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE
DIN 54191:2009-3: Zerstörungsfreie Prüfung - Thermografische Prüfung elektrischer Anlagen
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2009

- [118] VDI-Gesellschaft Produktion und Logistik (GPL):
VDI/VDE 2878 Blatt 1: Anwendung der Thermografie zur Diagnose in der Instandhaltung - Allgemeine Anforderungen sowie Hinweise für Entscheidungsträger und Verantwortliche
Beuth Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2012
- [119] VDI-Gesellschaft Produktion und Logistik (GPL):
VDI 2878 Blatt 3: Anwendung der Thermografie zur Diagnose in der Instandhaltung - Maschinen- und Anlagentechnik
Beuth Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2015
- [120] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN EN 60947-1 VDE 0660-100: Niederspannungsschaltgeräte - Teil 1: Allgemeine Festlegungen (IEC 60947-1:2007 + A1:2010 + A2:2014); Deutsche Fassung EN 60947-1:2007 + A1:2011 + A2:2014
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2015
- [121] Lühr, A.:
Elektro-Thermografie
Elektropraktiker, Band 61, Nummer 3, Seiten 228-231, 2007
- [122] Vinaricky, E.:
Elektrische Kontakte, Werkstoffe und Anwendung
Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2016
- [123] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN VDE 0207-4: Isolier- und Mantelmischungen für Kabel und isolierte Leitungen; PVC-Isoliermischungen
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 1986
- [124] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN VDE 0207-5: Isolier- und Mantelmischungen für Kabel und isolierte Leitungen; PVC-Mantelmischungen
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 1986

- [125] Chou, Y. C. und Yao, L.:
Automatic Diagnostic System of Electrical Equipment Using Infrared Thermography
International Conference of Soft Computing and Pattern Recognition (SOCPAR'09),
Malacca, Malaysia, 2009
- [126] Infrasppection Institute:
Standard for Infrared Inspection of Electrical Systems & Rotating Equipment
Infrasppection Institute, Burlington, USA, 2008
- [127] Lindquist, T. M.; Bertling, L. und Eriksson, R.:
*Estimation of disconnecter contact condition for modelling the effect of maintenance
and ageing*
2005 IEEE Russia Power Tech, St. Petersburg, Russland, 2005
- [128] Oerter, C.:
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland, 2014
- [129] Blaschke, D.:
Thermografische Diagnostik in der Instandhaltung von Elektroanlagen
Präsentation, VATH Bundesverband für Angewandte Thermografie,
Dortmund, Deutschland, 2010
- [130] InterNational Electric Testing Association (NETA):
*Maintenance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and
Systems*
InterNational Electric Testing Association (NETA), Michigan, USA, 2015
- [131] Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Realistic condition assessment of medium-voltage substations
7th International Symposium on Electrical Power Engineering
(Elektroenergetika 2013), Stará Lesná, Slowakei, 2013
- [132] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN
und VDE:
*DIN EN 50274 VDE 0660-514: Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen -
Schutz gegen elektrischen Schlag - Schutz gegen unabsichtliches direktes Berühren
gefährlicher aktiver Teile; Deutsche Fassung EN 50274:2002*
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2002

- [133] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN VDE 0100-410: Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 4-41: Schutzmaßnahmen - Schutz gegen elektrischen Schlag (IEC 60364-4-41:2005, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-4-41:2007
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2007
- [134] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN 57100-410:1983-11; DIN VDE 0100-410:1983-11; VDE 0100-410:1983-11: Errichten von Starkstromanlagen mit Nennspannung bis 1000 V - Schutzmaßnahmen - Schutz gegen gefährliche Körperströme
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 1983
- [135] Netzgesellschaft Gütersloh mbH:
Technische Mindestanforderungen für Übergabestationen im Mittelspannungsnetz der Netzgesellschaft Gütersloh mbH
Netzgesellschaft Gütersloh mbH, Gütersloh, Deutschland, 2011
- [136] Stadtwerke Bochum Netz GmbH:
Ergänzende Bedingungen und Hinweise zu den Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz (TAB 2008)
Stadtwerke Bochum Netz GmbH, Bochum, Deutschland, 2011
- [137] WEMAG Netz GmbH:
TAB Mittelspannung 2013 - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz der WEMAG Netz GmbH
WEMAG Netz GmbH, Schwerin, Deutschland, 2013
- [138] EWE Netz GmbH:
TAB Mittelspannung - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz
EWE Netz GmbH, Oldenburg, Deutschland, 2008

- [139] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
*DIN EN 62305-3 VDE 0185-305-3: Blitzschutz - Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen (IEC 62305-3:2010, modifiziert);
Deutsche Fassung EN 62305-3:2011*
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2016
- [140] Dempster, A. P.:
Upper and Lower Probabilities Induced by a Multivalued Mapping
The Annals of Mathematical Statistics, Volume 38, Number 2,
Seiten 325-339, 1967
- [141] Shafer, G.:
A mathematical theory of evidence
Princeton University Press, London, Vereinigtes Königreich, 1976
- [142] FGH - Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.:
*Technischer Bericht 295: Zustandsmodell für die Instandhaltungsplanung für einen
123-kV-Leistungsschalter*
FGH, Mannheim-Rheinau, Deutschland, 2001
- [143] Spies, M.:
*Unsicheres Wissen: Wahrscheinlichkeit, Fuzzy-Logik, neuronale Netze und
menschliches Denken*
Spektrum Akademischer Verlag, Heidelberg, Berlin, Deutschland,
Oxford, Vereinigtes Königreich, 1993
- [144] Smarandache, F.:
*An In-Depth Look at Information Fusion Rules and the Unification of Fusion
Theories*
Invited speech at NASA Langley Research Center, Virginia, USA, 2004
- [145] Pawlowski, E.; Zdrallek, M.; Tabke, T. et al.:
*System-Approach for Realistic Condition Assessment of high-voltage Gas-Insulated
Substations*
23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015),
Lyon, Frankreich, 2015

- [146] Lagemann, C. und Zdrallek, M.:
Condition Assessment of MV Transformer Substations to optimize the Investment Strategy
19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2007),
Wien, Österreich, 2007
- [147] Hribernik, W.; Berger, K. A. und Pascoli, G.:
Diagnose und Monitoring von Mittelspannungsschaltanlagen mittels Teilentladungsmessung
e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Volume 124, Issue 12,
Seiten 430-434, 2007
- [148] Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Unterstützung von Erneuerungsentscheidungen im Asset Management durch eine fundierte Zustandsbewertung
ETG Fachbericht 150: „VDE-Hochspannungstechnik 2016“,
Berlin, Deutschland, 2016
- [149] Köhn, P; Schnettler, A. und Schultze, N.:
Simulation and Analysis of Assessment Procedures for Condition Based Maintenance of MV/LV Substations
CIRED Workshop 2016, Helsinki, Finnland, 2016
- [150] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
- Beschlusskammer 4:
BK4-16-160_Strom: Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 StromNEV
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen,
Bonn, Deutschland, 2016
- [151] Seidel, M.:
Die Berechnung des Zinssatzes für EK I und EK II
BET, Berlin, Deutschland, 2017

- [152] Groß, U.:
Wie altern eigentlich Mittelspannungsnetzstationen?
Band 15: Neue Energie aus Wuppertal - Schriftenreihe des Lehrstuhls für
Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal,
Wuppertal, Deutschland, 2018

9 Formelzeichen und Abkürzungen

Formelzeichen und Symbole

\emptyset	Leere Menge
A	Ereignis „Mängelbeseitigung“
\bar{A}	Ereignis „keine Mängelbeseitigung“
a, b	Komponentenspezifische Erwärmungskoeffizienten
α	Faktor für die Risikoneigung
A_F	Fläche
A_n	Ereignisse
β	Abstrahlwinkel einer Teilentladung
$Bel(A)$	Glaubensgrad für „Mängelbeseitigung“
$Bel(\bar{A})$	Glaubensgrad für „keine Mängelbeseitigung“
$Bel(U)$	Glaubensgrad für „Unsicherheit“
$Bel_i(A)$	Glaubensgrad für „Mängelbeseitigung“ eines Inspektionpunktes
$Bel_i(\bar{A})$	Glaubensgrad für „keine Mängelbeseitigung“ eines Inspektionpunktes
$Bel_i(U)$	Glaubensgrad für „Unsicherheit“ eines Inspektionpunktes
$Bel_{HT_i}(A)$ bzw. $Bel_{HT}(A)$	Glaubensgrad für „Mängelbeseitigung“ eines Hauptinspektionsteils
$Bel_{HT_i}(\bar{A})$ bzw. $Bel_{HT}(\bar{A})$	Glaubensgrad für „keine Mängelbeseitigung“ eines Hauptinspektionsteils
$Bel_{HT_i}(U)$ bzw. $Bel_{HT}(U)$	Glaubensgrad für „Unsicherheit“ eines Hauptinspektionsteils
$Bel_{MS-N}(A)$	Glaubensgrad für „Mängelbeseitigung“ einer Mittelspannungs-Netzstation
$Bel_{MS-N}(\bar{A})$	Glaubensgrad für „keine Mängelbeseitigung“ einer Mittelspannungs-Netzstation
$Bel_{MS-N}(U)$	Glaubensgrad für „Unsicherheit“ einer Mittelspannungs-Netzstation
$Bel_{SK}(A)$	Glaubensgrad für „Mängelbeseitigung“ bei Sichtkontrolle
$Bel_{SK}(U)$	Glaubensgrad für „Unsicherheit“ bei Sichtkontrolle
$Bel_{SK_{MS-N}}(A)$	Glaubensgrad für „Mängelbeseitigung“ bei Sichtkontrolle für eine Mittelspannungs-Netzstation
$Bel_{SK_{MS-N}}(U)$	Glaubensgrad für „Unsicherheit“ bei Sichtkontrolle für eine Mittelspannungs-Netzstation
$Bel_{SK\&ZEM}(A)$	Glaubensgrad für „Mängelbeseitigung“ bei kombinierter Zustandsbewertung
$Bel_{SK\&ZEM}(\bar{A})$	Glaubensgrad für „keine Mängelbeseitigung“ bei kombinierter Zustandsbewertung
$Bel_{SK\&ZEM}(U)$	Glaubensgrad für „Unsicherheit“ bei kombinierter Zustandsbewertung
$Bel_{SK\&ZEM_{HT}}(A)$	Glaubensgrad für „Mängelbeseitigung“ bei kombinierter Zustandsbewertung für einen Hauptinspektionsteil

$Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(A)$	Glaubensgrad für „Mängelbeseitigung“ bei kombinierter Zustandsbewertung für eine Mittelspannungs-Netzstation
$Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(\bar{A})$	Glaubensgrad für „keine Mängelbeseitigung“ bei kombinierter Zustandsbewertung für eine Mittelspannungs-Netzstation
$Bel_{SK\&ZEM_{MS-N}}(U)$	Glaubensgrad für „Unsicherheit“ bei kombinierter Zustandsbewertung für eine Mittelspannungs-Netzstation
$Bel_{ZEM_{HT}}(A)$	Glaubensgrad für „Mängelbeseitigung“ bei Zustandsermittlung für einen Hauptinspektionsteil
γ	Fehler des berechneten Wertes der Temperaturveränderung von dem Literaturwert
C_s	Strahlungskonstante eines schwarzen Körpers
δ	Auslastungsgrad
$d_{\text{Isolation}}$	Isolationsabstand
d_{Luft}	Isolationsstrecke in Luft
d_{mess}	Messdistanz
$d_{\text{mess,min}}$	minimale Messdistanz
$d_{\text{mess,max}}$	maximale Messdistanz
$\Delta Bel_{MS-N}(A)$	Veränderung des Glaubensgrades für „Mängelbeseitigung“ einer Mittelspannungs-Netzstation
$\Delta Bel_{MS-N}(U)$	Veränderung des Glaubensgrades für „Unsicherheit“ einer Mittelspannungs-Netzstation
Δd_{mess}	Veränderung der Messdistanz
ΔI	Stromstärkenveränderung
ΔR	Widerstandserhöhung
Δ_{riso}	Restisolationfähigkeit
ΔT	Temperaturveränderung, Temperaturdifferenz, Erwärmung
$\Delta T_1(I_n)$	Erwärmung bei Nennstrom I_n
$\Delta T_2(I)$	Erwärmung bei Strom I
ΔT_{Labor}	Erwärmung in den Laboruntersuchungen
ΔT_{mess}	Gemessene Temperaturdifferenz zwischen fehlerstellenfreier und fehlerstellenbehafteter Komponente
$\Delta u_{\text{Erdschluss}}$	Faktor, um den die Spannung im Erdschlussfall über der Bemessungsspannung U_r liegt
ϵ	Emissionsverhältnis/Emissionsgrad: Verhältnis der Strahlungsintensität eines Körpers, bei bestimmter Temperatur, zu der Strahlungsintensität eines schwarzen Körpers bei gleicher Temperatur
f_{Mitte}	Mittelfrequenz
θ	Ereignismenge, Wahrnehmungsrahmen
I	Stromstärke
I_{mess}	Gemessene Stromstärke
I_n	Nennstrom
I_r	Bemessungsstrom
$I_{r,\text{Abgang}}$	Bemessungsstrombelastbarkeit eines Abgangs
$I_{r,\text{Verteilung}}$	Bemessungsstrombelastbarkeit einer Niederspannungsverteilung

$I_{\text{Verteilung}}$	Strombelastung einer Niederspannungsverteilung
K	Kombinationen
$K_{\text{Anschaffung}}$	Anschaffungskosten
$K_{\text{Einsparung, Ern.}}$	Einsparungen durch Erneuerung der Mittelspannungs-Netzstationen auf Basis der kombinierten Zustandsbewertung
$K_{\text{Einsparung, gesamt}}$	Gesamte Einsparung durch Anwendung der kombinierten Zustandsbewertung
$K_{\text{MS-N}}$	Anschaffungskosten Mittelspannungs-Netzstation
K_{OMS}	Anschaffungskosten Online-Monitoring-System
$K_{\text{Stundenlohn}}$	Stundenlohn des durchführenden Personals
$K_{\text{zus. zeitl.}}$	Zusätzliche Kosten aufgrund des zeitlichen Mehraufwandes für die Zustandsermittlung
λ	Wellenlänge
$m(A)$	Massezahl für „Mängelbeseitigung“
$m(\bar{A})$	Massezahl für „keine Mängelbeseitigung“
$m(K)$	Massezahl einer Kombination K
$m(U)$	Massezahl für „Unsicherheit“
$m_{12}(A)$	Massezahl des kombinierten Ergebnisses aus Informationsquelle 1 und 2 für „Mängelbeseitigung“
$m_{12}(\bar{A})$	Massezahl des kombinierten Ergebnisses aus Informationsquelle 1 und 2 für „keine Mängelbeseitigung“
$m_{12}(U)$	Massezahl des kombinierten Ergebnisses aus Informationsquelle 1 und 2 für „Unsicherheit“
$m_1(K_1)$	Massezahl der Informationsquelle 1
$m_2(K_2)$	Massezahl der Informationsquelle 2
$m_{\text{ak,TE}}(A)$	Massezahl akustische Teilentladungsdetektion für „Mängelbeseitigung“
$m_{\text{ak,TE}}(\bar{A})$	Massezahl akustische Teilentladungsdetektion für „keine Mängelbeseitigung“
$m_{\text{ak,TE}}(U)$	Massezahl akustische Teilentladungsdetektion für „Unsicherheit“
$m_{\text{EM}}(A)$	Massezahl Erdschleifenmessung für „Mängelbeseitigung“
$m_{\text{EM}}(\bar{A})$	Massezahl Erdschleifenmessung für „keine Mängelbeseitigung“
$m_{\text{EM}}(U)$	Massezahl Erdschleifenmessung für „Unsicherheit“
$m_{\text{keine Mängelbeseitigung erforderlich}}(A)$	Massezahl für „Mängelbeseitigung“ bei Dringlichkeit der Mängelbeseitigung „keine Mängelbeseitigung erforderlich“
m_n	Massezahl der Informationsquelle n
$m_{\text{SK}}(U)$	Massezahl Sichtkontrolle für „Unsicherheit“
$m_{\text{SK}}(A)$	Massezahl Sichtkontrolle für „Mängelbeseitigung“
$m_{\text{SK}}(\bar{A})$	Massezahl Sichtkontrolle für „keine Mängelbeseitigung“
$m_{\text{sofortige Mängelbeseitigung}}(A)$	Massezahl für „Mängelbeseitigung“ bei Dringlichkeit der Mängelbeseitigung „sofortige Mängelbeseitigung“
$m_{\text{TU}}(A)$	Massezahl thermografische Untersuchung für „Mängelbeseitigung“

$m_{TU}(\bar{A})$	Massezahl thermografische Untersuchung für „keine Mängelbeseitigung“
$m_{TU}(U)$	Massezahl thermografische Untersuchung für „Unsicherheit“
p	Position
$p(A)$	Wahrscheinlichkeit für „Mängelbeseitigung“
$p(\bar{A})$	Wahrscheinlichkeit für „keine Mängelbeseitigung“
p_{Eigen}	Eigenkapitalzinssatz
p_{Fremd}	Fremdkapitalzinssatz
$p_{\text{max},x,y}$	Maximale Position in horizontaler (x) oder vertikaler (y) Richtung
$p_{\text{min},x,y}$	Minimale Position in horizontaler (x) oder vertikaler (y) Richtung
P_V	Verlustleistung
$Pl(A)$	Plausibilitätsgrad für „Mängelbeseitigung“
$Pl(\bar{A})$	Plausibilitätsgrad „keine Mängelbeseitigung“
$Pl_i(A)$	Plausibilitätsgrad für „Mängelbeseitigung“ eines Inspektionpunktes
$Pl_i(\bar{A})$	Plausibilitätsgrad für „keine Mängelbeseitigung“ eines Inspektionpunktes
$Pl_{HT_i}(A)$	Plausibilitätsgrad für „Mängelbeseitigung“ eines Hauptinspektionsteils
$Pl_{HT_i}(\bar{A})$	Plausibilitätsgrad für „keine Mängelbeseitigung“ eines Hauptinspektionsteils
$Pl_{MS-N}(A)$	Plausibilitätsgrad für „Mängelbeseitigung“ einer Mittelspannungs-Netzstation
$Pl_{MS-N}(\bar{A})$	Plausibilitätsgrad für „keine Mängelbeseitigung“ einer Mittelspannungs-Netzstation
Q	Wärme
\dot{Q}	Wärmestrom
$\dot{Q}_{\text{Konvektion}}$	Wärmestrom durch Konvektion
\dot{Q}_{Leitung}	Wärmestrom durch Wärmeleitung
\dot{q}_s	spezifische Wärmestromdichte
Q_{Schein}	Scheinbare Ladung bei konventioneller Teilentladungsmessung
$\dot{Q}_{\text{Strahlung}}$	Wärmestrom durch Wärmestrahlung
$\dot{Q}_{\text{Verluste}}, \dot{Q}_V$	Wärmestrom durch Wärmeverluste
R	Ohm'scher Widerstand
R_B	Widerstand eines Erders
R_E	Kleinster Widerstand von mit dem Erder verbundenen Komponenten
$R_{\text{Kontaktstelle,normal,20°C}}$	Ohm'scher Widerstand eines nicht veränderten Kontaktes bei 20°C
$R_{\text{Kontaktstelle,verändert,20°C}}$	Ohm'scher Widerstand eines veränderten Kontaktes bei 20°C
$R_{\text{original Kontaktstelle}}$	Ohm'scher Widerstand der originalen Kontaktstelle

$R_{\text{Oxidationsausprägung}}$	Ohm'scher Widerstand bei vorliegender Oxidation der Kontaktstelle
R_{Parallel}	Ohm'scher Widerstand der zu R_B parallelen Erder
R_S	Ohm'scher Widerstand der Kabelschirme
R_{Schleife}	Ohm'scher Erdschleifenwiderstand
$s_{\text{OG,RM}}$	Ortungsgenauigkeit Richtmikrofon in cm
$s_{\text{OG,US}}$	Ortungsgenauigkeit Ultraschallaufnehmer in cm
t	Zeitdauer
t_{Begehung}	Dauer zur Durchführung einer Begehung
t_{Nutzung}	Nutzungsdauer
t_{SK}	Dauer zur Durchführung einer Sichtkontrolle
t_{ZEM}	Dauer zur Durchführung einer Zustandsermittlung
$t_{\text{ZEM,max}}$	Maximale Dauer zur Durchführung einer Zustandsermittlung
$t_{\text{ZEM,mittel}}$	Mittlere Dauer zur Durchführung einer Zustandsermittlung
T	Temperatur
$T_{\text{Fehlstelle}}$	Umgerechnete fehlstellenbedingte absolute Temperatur bei Bemessungsbelastung
$T_{\text{intakte Komponente}}$	Erwartungswert der Temperatur einer fehlstellenfreien Komponente
$T_{\text{Kabel,PVC}}$	Absolute Temperatur eines PVC-Kabels
$T_{\text{Kontaktstelle,R=x } \Omega}$	Absolute Temperatur der Kontaktstelle bei einem definierten Widerstand
T_{mess}	Gemessene absolute Temperatur
T_{Prognose}	Umgerechnete Temperatur auf Bemessungsbelastung ohne Fehlstelle
T_{Raum}	Raumtemperatur bei der die Messung durchgeführt wird
TE_{mess}	Gemessener Teilentladungspegel
TE_{real}	Teilentladungspegel bei $d_{\text{mess,min}}$
TE_{RM}	Teilentladungspegel mit Richtmikrofon ermittelt
$TE_{\text{RM,Grundstörpegel}}$	Grundstörpegel Richtmikrofon
TE_{US}	Teilentladungspegel mit Ultraschallaufnehmer ermittelt
$TE_{\text{US,Grundstörpegel}}$	Grundstörpegel Ultraschallaufnehmer
U	Spannung; im Falle der Evidenz-Theorie ist die Unsicherheit gemeint
U_0	Spannung des Außenleiters gegen Erde
U_B	Berührungsspannung
$U_{\text{Durchschlag}}$	Durchschlagsspannung
$U_{\text{Erdschluss}}$	Spannung im Erdschlussfall
$\hat{U}_{\text{Erdschluss}}$	Scheitelwert der Spannung im Erdschlussfall
U_{ind}	induzierte Spannung
U_r	Bemessungsspannung
\hat{U}_r	Scheitelwert der Bemessungsspannung
v_{Luft}	Ausbreitungsgeschwindigkeit der akustischen Wellen in Luft

v_{Stahl}	Ausbreitungsgeschwindigkeit der akustischen Wellen in Stahl
$Z(A)$	Zustandskennziffer
$Z_{\text{HT}_i}(A)$	Zustandskennziffer Hauptinspektionsteil
$Z_{\text{MS-N}}(A)$	Zustandskennziffer Mittelspannungs-Netzstation
\oplus	Verknüpfungsoperator

Abkürzungen

CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
dB	Dezibel
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GIS	Gasisolierte Schaltanlage
H ₂	Wasserstoff
HH	Hochspannungs-Hochleistung
H ₂ O	Wasser
IR	Infrarot
MS	Mittelspannung
NH	Niederspannungs-Hochleistung
NS	Niederspannung
N ₂	Stickstoff
OG	Ortungsgenauigkeit
O ₂	Sauerstoff
pC	Picocoulomb
RM	Richtmikrofon
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SK	Sichtkontrolle
TE	Teilentladung
TN	<i>franz.</i> : terre neutre
TT	<i>franz.</i> : terre terre
UHF	Ultrahochfrequenz
US	Ultraschallaufnehmer
ZEM	Zustandsermittlung

10 Anhang

10.1 Laboruntersuchungen akustische Teilentladungsdetektion

10.1.1 Fehlstellenausprägung akustische Teilentladungsdetektion

Tabelle 12: Untersuchte Fehlstellenausprägungen in den Laboruntersuchungen

Laboruntersuchung	Untersuchte Ausprägung
Spitzen auf Hochspannungspotential	<p><u>Untersuchungsart:</u> prinzipieller Laboraufbau; Mittelspannungsschaltanlage</p> <p><u>Fehlerorte:</u> prinzipieller Laboraufbau (Spitze-Platte Anordnung), Kabelanschlussraum, Sammelschiene, Schalterkontakte</p> <p><u>Fehlstellenart:</u> Nadeln auf Hochspannungspotential, Eisendraht, Stahlschrauben (spitz)</p> <p><u>Verw. Materialien:</u> Eisen, Stahl, Messing</p> <p><u>Isolationsabstände:</u> 3 mm bis 70 mm</p>
Spitzen auf Erdpotential	<p><u>Untersuchungsart:</u> prinzipieller Laboraufbau; Mittelspannungsschaltanlage</p> <p><u>Fehlerorte:</u> prinzipieller Laboraufbau (Platte-Spitze Anordnung), Kabelanschlussraum, Gehäuse</p> <p><u>Fehlstellenart:</u> Nadeln auf Erdpotential, Eisendraht</p> <p><u>Verw. Materialien:</u> Eisen, Stahl, Messing</p> <p><u>Isolationsabstände:</u> 3 mm bis 70 mm</p>
Oberflächenentladungen Oberflächenentladung/Verbindungskabel Oberflächenentladung/beschädigte Kontakte	<p><u>Untersuchungsart:</u> prinzipieller Laboraufbau; Mittelspannungsschaltanlage</p> <p><u>Fehlerorte:</u> prinzipieller Laboraufbau (Isolierstoff zwischen Hochspannung und Erdelektrode), Verbindungskabel von Komponenten, beschädigte Kontakte</p> <p><u>Fehlstellenart:</u> unterschiedliche Elektroden auf verschiedenen Isolierstoffoberflächen, Entladungen entlang Kabelisolierungen</p> <p><u>Verw. Materialien:</u> Messing Elektroden (Kugeln und Platten mit unterschiedlichen Durchmessern), VPE isolierte Kabel, Pertinax und Gießharz als Isolierstoffe</p> <p><u>Isolationsabstände:</u> gegeben durch Dicke der Isolationsschichten; VPE isolierte Kabel: 2 mm; Pertinax und Gießharzplatten: 5 mm bis 30 mm</p>
Freie Potentiale	<p><u>Untersuchungsart:</u> Mittelspannungsschaltanlage</p> <p><u>Fehlerorte:</u> isolierte Kunststoffverstreben, Sicherungsköcher für HH-Sicherungen; Kapselungen von Kontaktfedern zur Aufnahme der Lasttrennschalter</p> <p><u>Fehlstellenart:</u> Partikel unterschiedlicher Größe</p> <p><u>Verw. Materialien:</u> Graphitstaub (als leitfähige feine Partikel), Kupfer, Aluminium</p> <p><u>Isolationsabstände:</u> 5 mm bis 100 mm</p>
Partikel auf Erdpotential	<p><u>Untersuchungsart:</u> Mittelspannungsschaltanlage</p> <p><u>Fehlerorte:</u> Gehäusekomponenten</p> <p><u>Fehlstellenart:</u> Partikel unterschiedlicher Größe</p> <p><u>Verw. Materialien:</u> Graphitstaub (als leitfähige feine Partikel), Kupfer, Aluminium</p> <p><u>Isolationsabstände:</u> 5 mm bis 100 mm</p>

<p>Verschmutzungen</p> <p>Spinnweben</p>	<p><u>Untersuchungsart:</u> Mittelspannungsschaltanlage</p> <p><u>Fehlerorte:</u> Sicherungsköcher für HH Sicherungen, Kabelanschlussraum, Kurzschlussanzeiger, Kontaktstellen Sammelschiene</p> <p><u>Fehlstellenart:</u> Staub (leitfähig und nicht leitfähig/trocken und feucht), Spinnweben (trocken und feucht)</p> <p><u>Verw. Materialien:</u> Graphitstaub (als leitfähiger feiner Staub); Hausstaub; Hausstaub mit Aluminium und Kupferspänen durchsetzt; Spinnweben</p> <p><u>Isolationsabstände:</u> nicht vorhanden, direkter Staubbefall der Komponenten</p>
<p>Hohlraum-entladungen</p>	<p><u>Untersuchungsart:</u> Mittelspannungsschaltanlage</p> <p><u>Fehlerorte:</u> intern in feststoffisolierten Schaltern</p> <p><u>Fehlstellenart:</u> Hohlräume</p> <p><u>Verw. Materialien:</u> keine</p> <p><u>Isolationsabstände:</u> Größe der Hohlräume nicht bekannt, da produktionsbedingt in Isolierstoffen vorhanden</p>

10.1.2 Laboruntersuchung „Oberflächenentladungen“

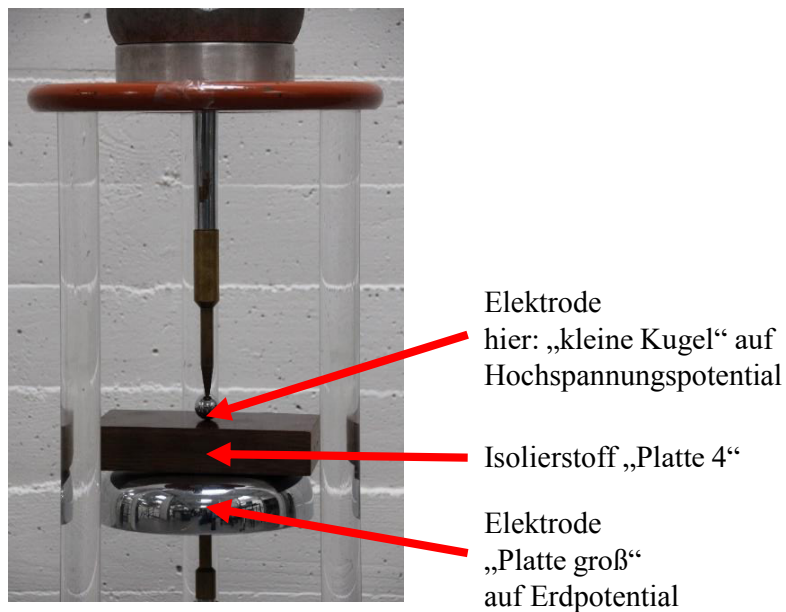


Abbildung 64: Prinzipieller Laboraufbau für „Oberflächenentladungen“

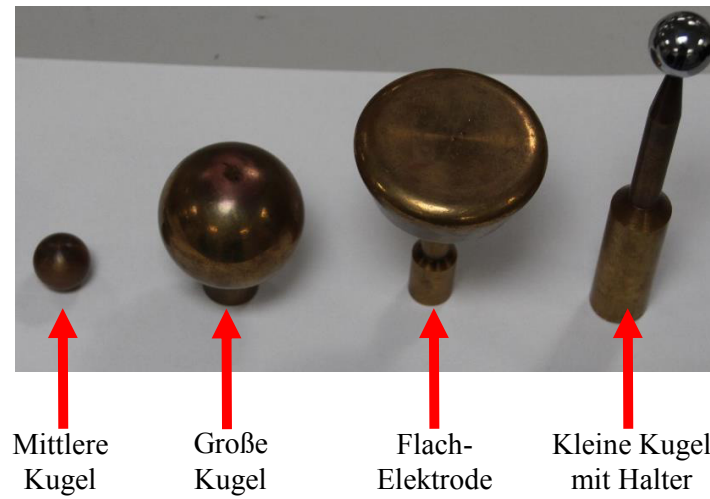


Abbildung 65: Elektroden zur Nachbildung der Oberflächenentladungen in den prinzipiellen Laboraufbauten

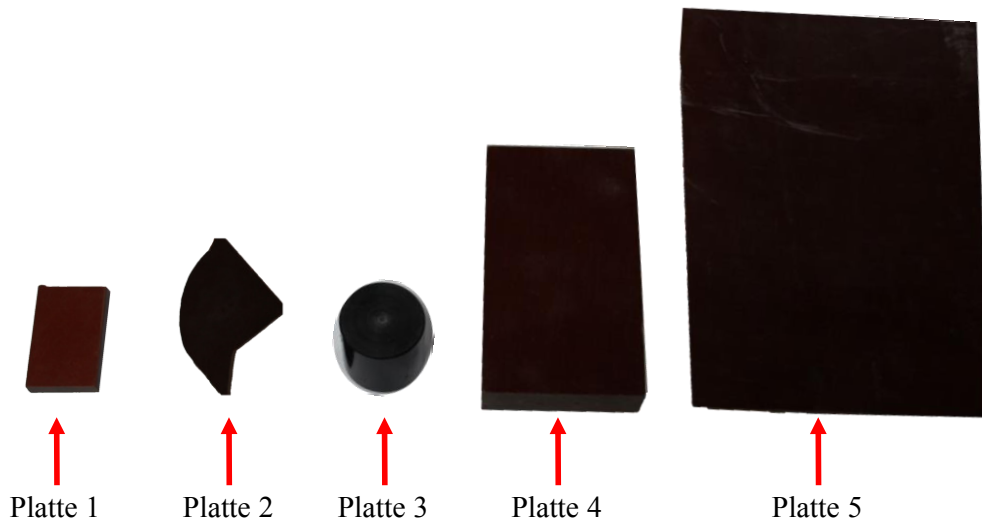


Abbildung 66: Isolierstoffe zur Nachbildung der Oberflächenentladungen in den prinzipiellen Laboraufbauten

10.1.3 Teilentladungspegel verschiedener Fehlstellen

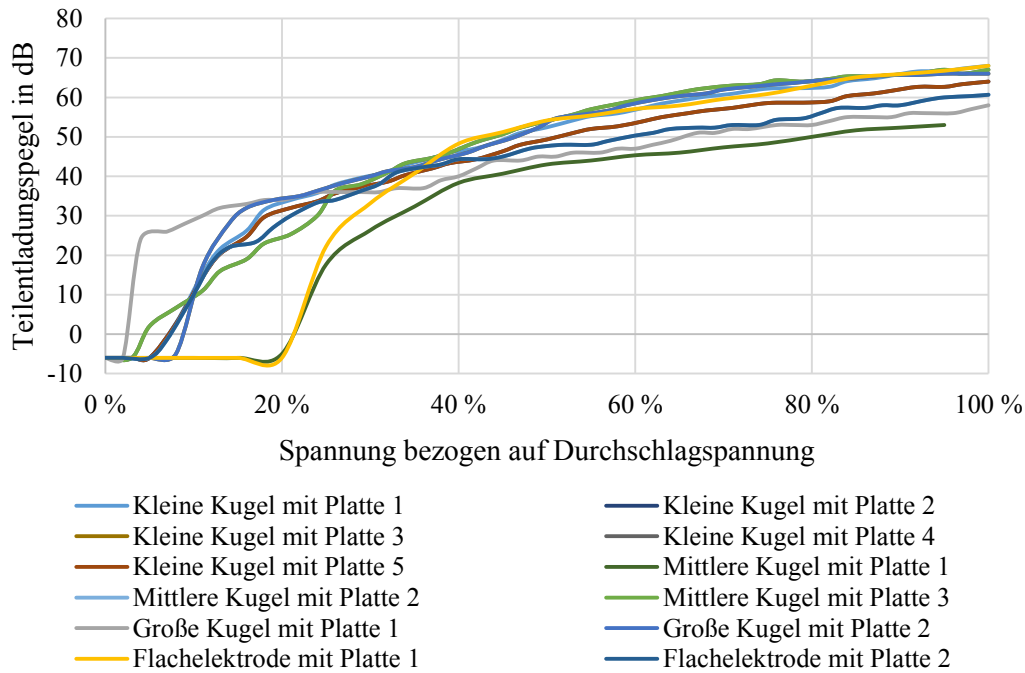


Abbildung 67: Verlauf des akustischen Teilentladungspegels über der Spannung verschiedener „Oberflächenentladungen“

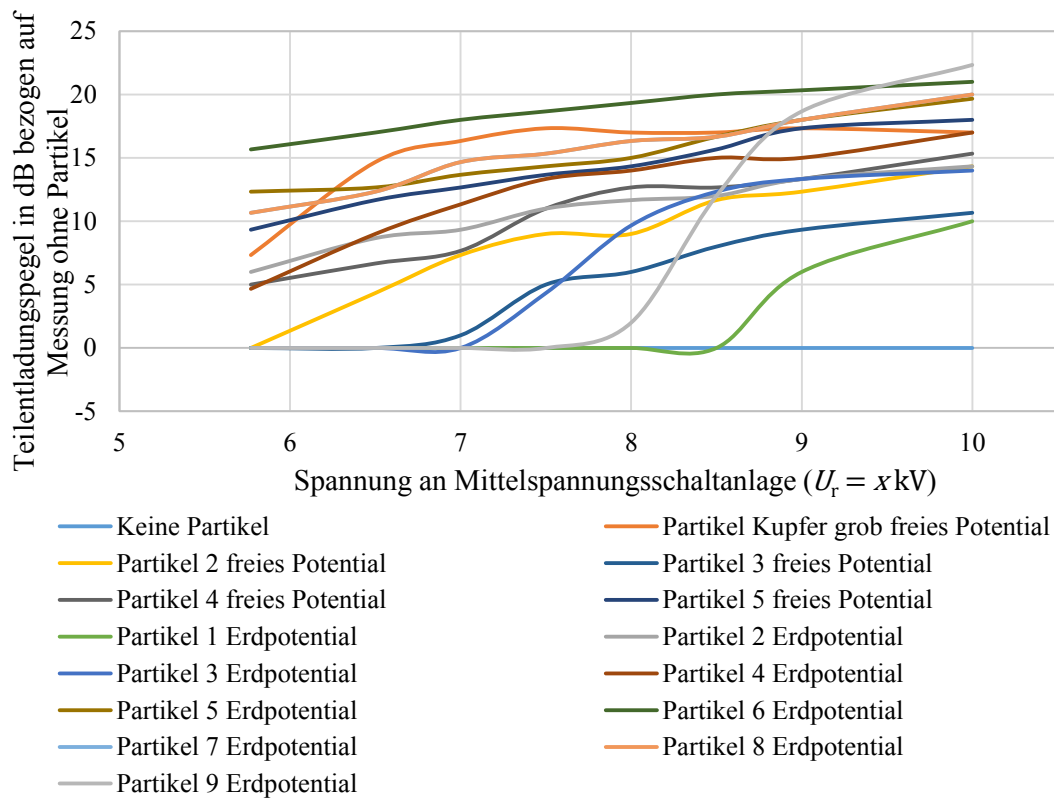


Abbildung 68: Verlauf des akustischen Teilentladungspegels über der Spannung für „freie Potentiale“ und „Partikel auf Erdpotential“

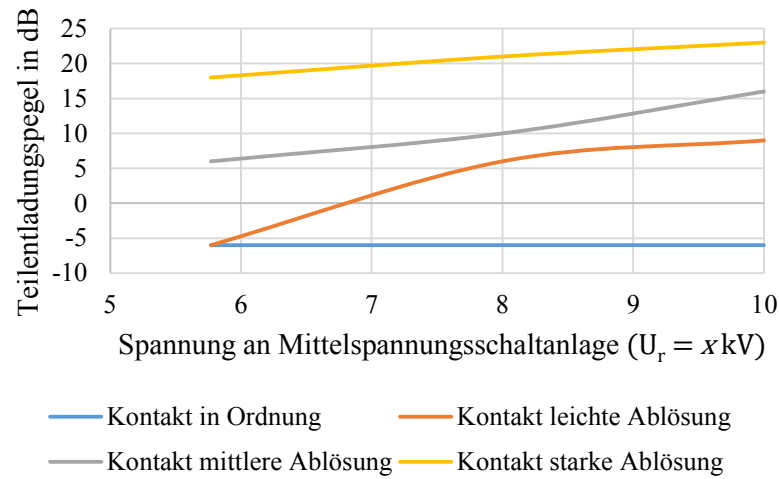


Abbildung 69: Verlauf des akustischen Teilentladungspegels über der Spannung für „Oberflächenentladungen/beschädigte Kontakte“

10.1.4 Teilentladungspegel mit steigender Messdistanz

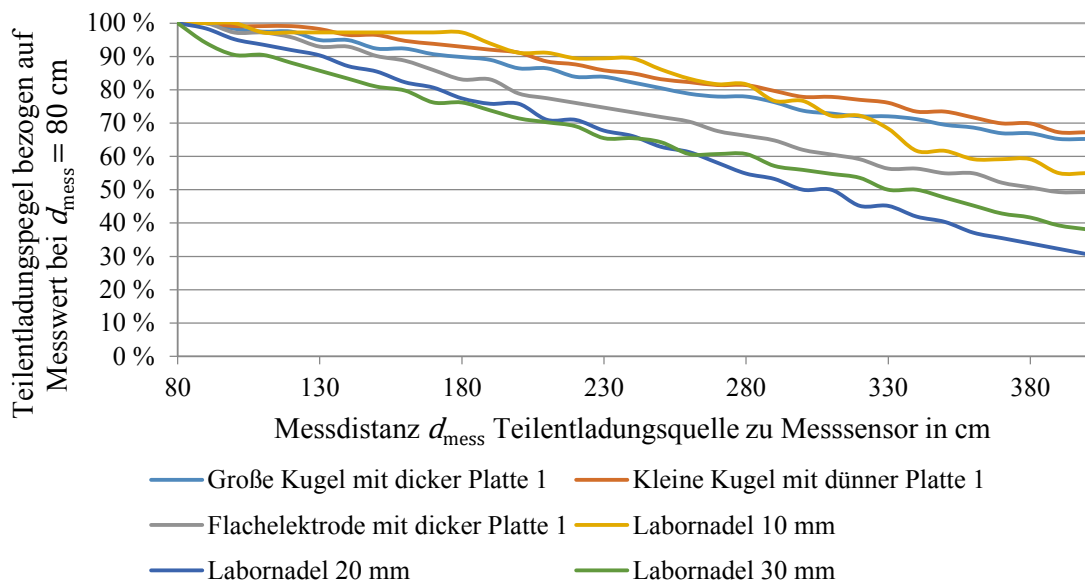
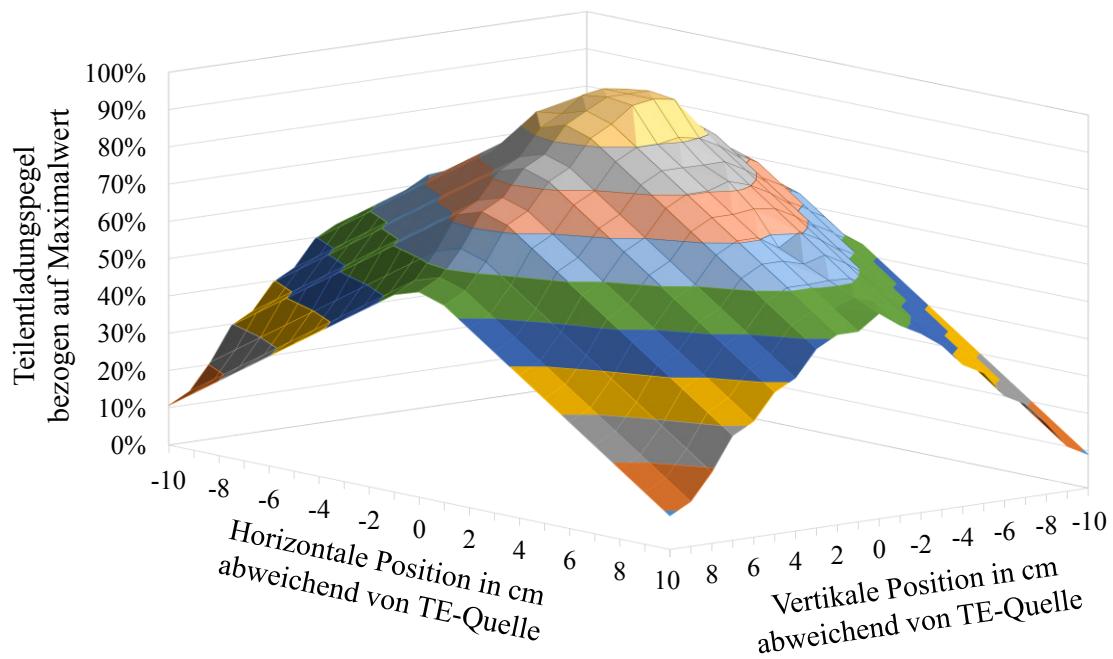


Abbildung 70: Einfluss der Messdistanz auf den akustisch detektierbaren Teilentladungspegel für unterschiedliche „Spitzen auf Hochspannungspotential“ und „Oberflächenentladungen“

10.1.5 Ortungsgenauigkeit bei hohen Teilentladungspegeln



Teilentladungsintensität (bezogen auf Maximalwert):

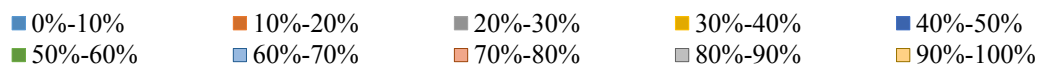


Abbildung 71: Akustischer Teilentladungspegel gemessen über ein Richtmikrofon als Funktion der angepeilten Position für hohe Teilentladungspegel ($TE_{\text{real}} > 25$ dB)

10.1.6 Unsicherheiten für unterschiedliche Messabstände

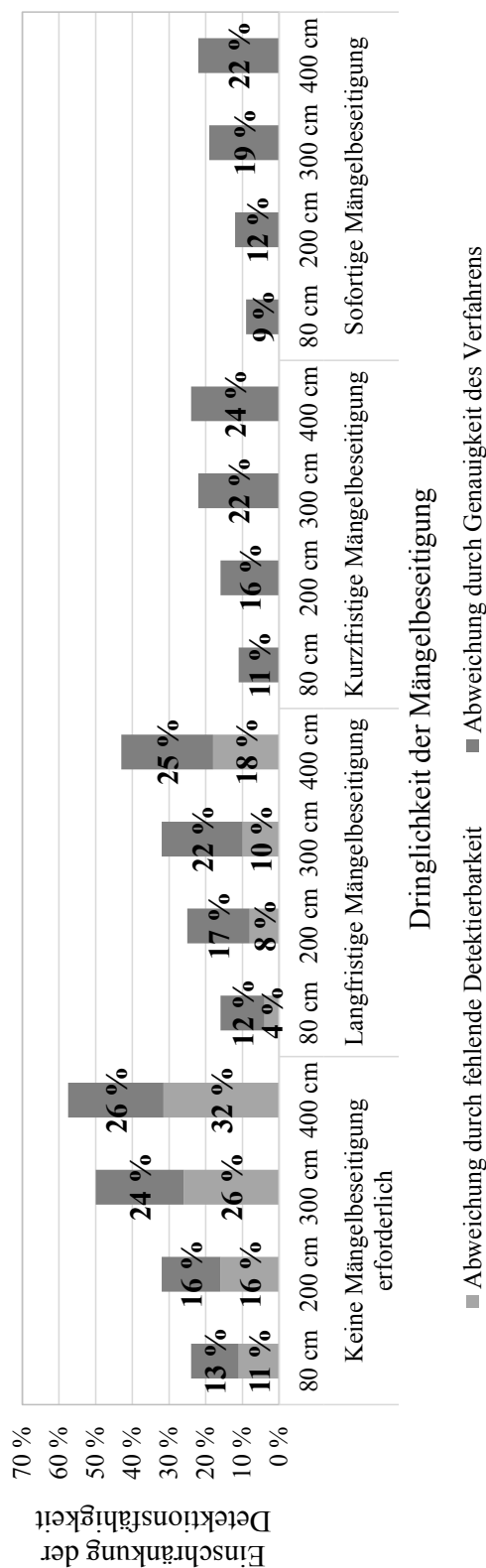


Abbildung 72: Detektionsfähigkeit der akustischen Teilentladungsdetektion nach Bewertungskategorien für ein Richtmikrofon bei unterschiedlichen Messdistanzen d_{mess}

10.2 Laboruntersuchungen Thermografie

10.2.1 Fehlstelle gelockerte Schraubverbindung

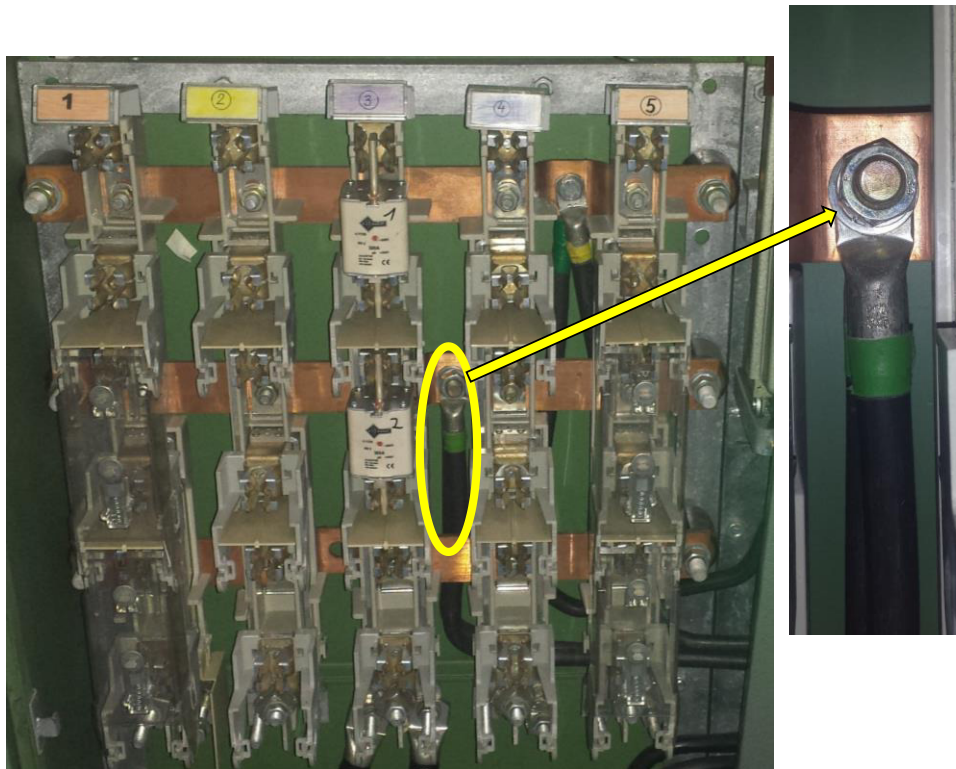


Abbildung 73: „Gelockerte Schraubverbindung“ an der Verbindung Transformator zur Sammelschiene (links Gesamtansicht der Niederspannungsverteilung; rechts Detailaufnahme „gelockerte Schraubverbindung“)

10.2.2 Temperaturverhalten bei variierenden Strombelastungen

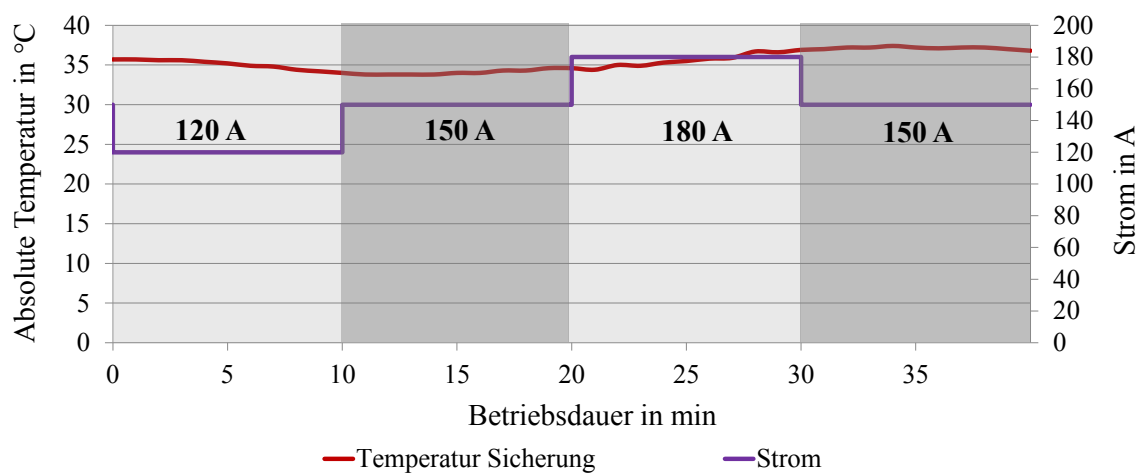
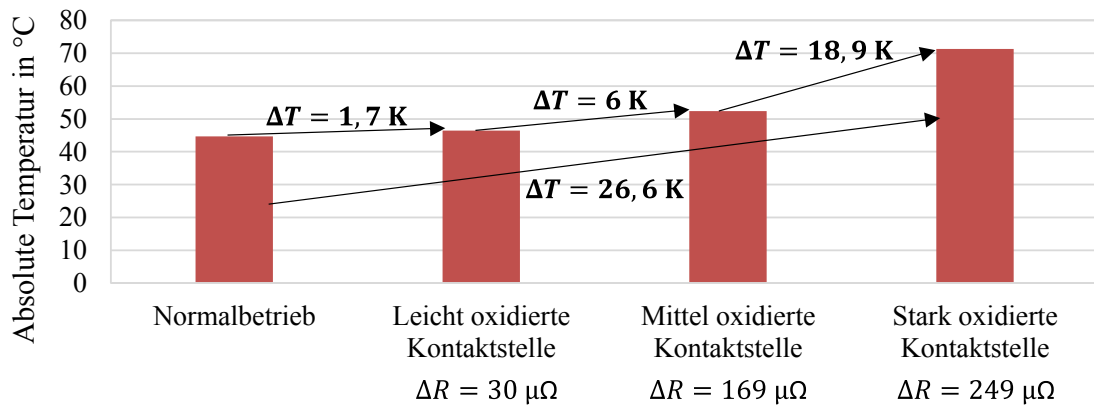


Abbildung 74: Einfluss volatiler Strombelastung auf die absolute Temperatur von Sicherungen

10.2.3 Laboruntersuchung „oxidierte Kontaktstelle“



Ausprägung der veränderten Kontaktstelle

Abbildung 75: Temperaturverhalten der „oxidierten Kontaktstelle“ bei 80% der Bemessungslast

10.2.4 Thermografieaufnahme eines verbogenen Sicherungskontaktes

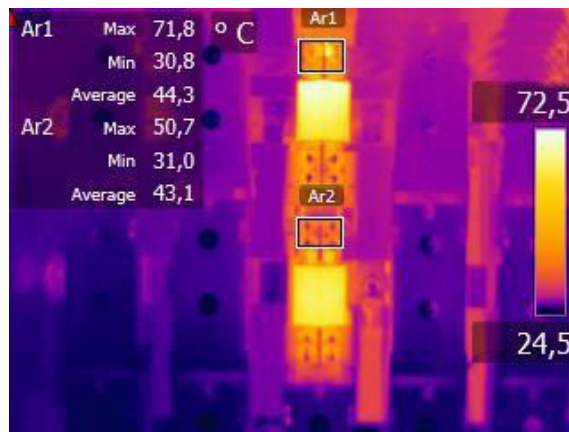


Abbildung 76: Temperaturvergleich Sicherungskontakte zur direkten Bestimmung der Temperaturdifferenzen

10.3 Zeitlicher Mehraufwand für die Anwendung der Zustandsermittlung nach Hauptinspektionsteilen

10.3.1 Mittelspannungsschaltanlagen

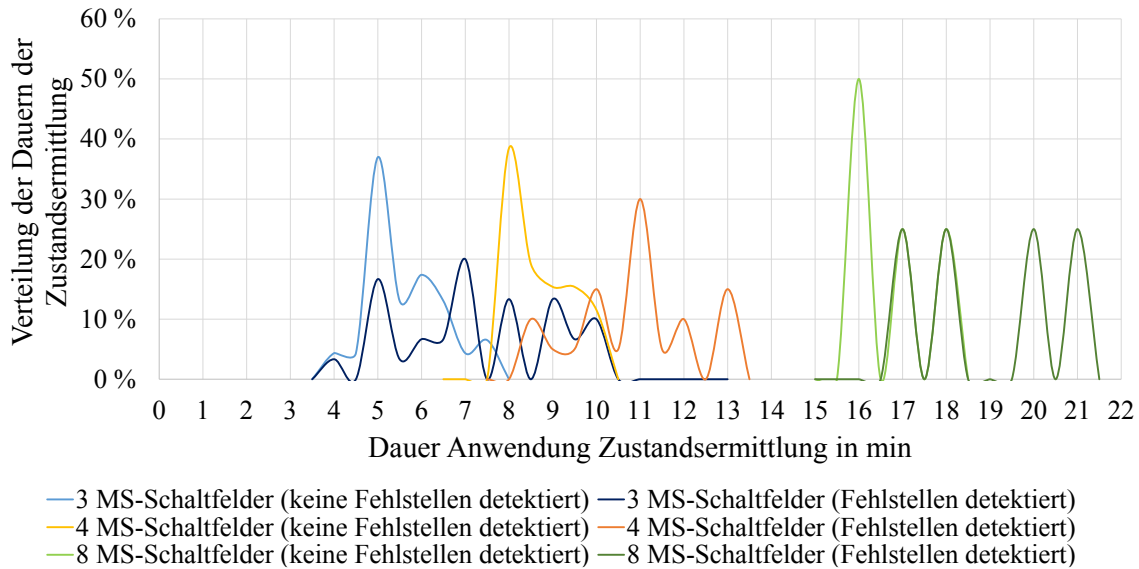


Abbildung 77: Verteilung der Dauern der Anwendung der Zustandsermittlung unter Berücksichtigung der Anzahl der zu analysierenden MS-Schaltfelder (mit und ohne detektierte Fehlstellen)

10.3.2 Transformatoren

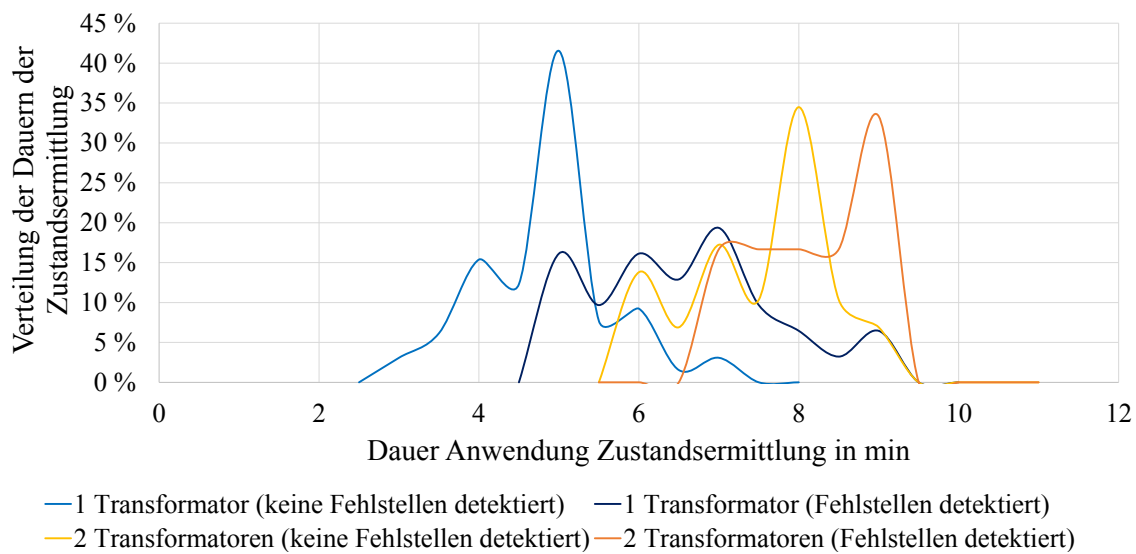


Abbildung 78: Verteilung der Dauern der Anwendung der Zustandsermittlung unter Berücksichtigung der Anzahl der zu analysierenden Transformatoren (mit und ohne detektierte Fehlstellen)

10.3.3 Niederspannungsverteilungen

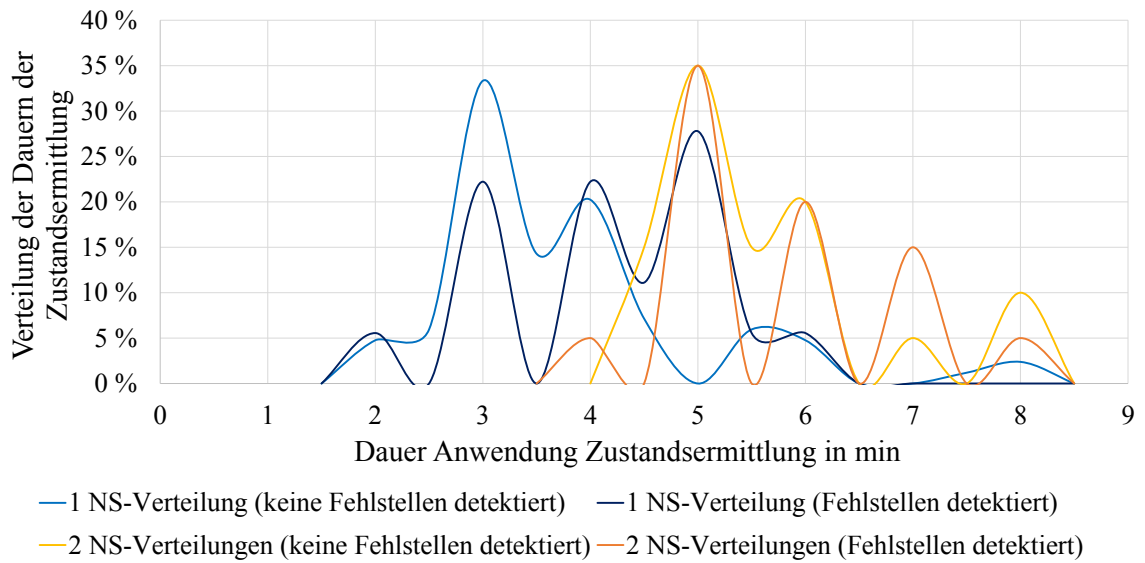


Abbildung 79: Verteilung der Dauern der Anwendung der Zustandsermittlung unter Berücksichtigung der Anzahl der zu analysierenden Niederspannungsverteilungen (mit und ohne detektierte Fehlstellen)

10.3.4 Erdungsanlage

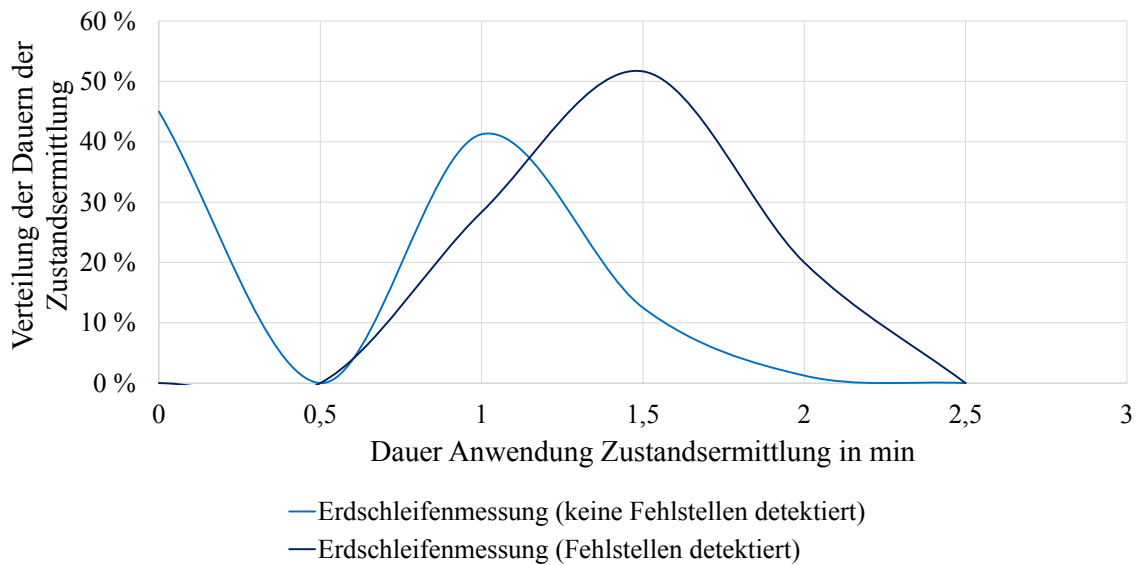


Abbildung 80: Verteilung der Dauern der Anwendung der Zustandsermittlung an Erdungsanlagen (mit und ohne detektierte Fehlstellen)

10.4 Beispielhafte Inspektionscheckliste für die Bewertung einer MS-Netzstation über eine Sichtkontrolle

Kundenanschrift

Name:
 Straße:
 PLZ Ort:
 Telefon / Fax:



ZUSTANDSBERICHT

Kunde:		Ort:	
Stationsname:		Datum:	
Monteur:		Unterschrift:	

Gesamtzustand: gut schlecht
 mittel kritisch

Stationsbauform: Kompaktstation (K)
 Gebäudestation (G)
 Maststation (M)

Zustand von:	Bewertung						Bemerkungen	
	1	2	3	4	0	∅		
Außenanlage der Station								
Zugänglichkeit, Wege, Flächen								
Anstrich, Putz, Fassade, Gehäuse								
Fundament								
Bewuchs der Station								
Dach, Dachentwässerung								
Lüftungsgitter, Dachentlüftung								
Lichtschächte, Entwässerung								
Türen, Türfeststeller, Revisionsöffnung								
Schließeinrichtung, Schlüsselkasten								
Beschriftung und Warningschilder								
Mast (Zustand, Standsicherheit)								
Aufstiegshilfe								
Vogelschutzeinrichtung								
Innenraum der Station								
Raumklima (Temperatur, Feuchte)								
Be-/Entlüftung, Druckentlastung								
(Not-) Beleuchtung, Steckdosen								
Putz, Anstrich, Wände, Decke								
Fußböden (Innenraum)								
Flucht-/Rettungsweg (innen, außen)								
Panikschloss								
Kabelabdeckung/-schacht								
Erdungsanlage (Sichtkontrolle)								
Sauberkeit (Innenraum)								
Warn- und Hinweisschilder (Gebäude)								
MS-Schaltanlage								
Sammelschiene, Isolatoren, Stützer								
Durchführungen								
MS-Schaltgeräte								
Kugelbolzen/Erdungsschalter								
HH-Sicherungen								
SF ₆ -Gasdruck (Manometer)								

Bewertung Fristigkeit der Mängelbeseitigung:
 1 = keine, 2 = langfristig (nächste Inspektion gemäß Zyklus), 3 = kurzfristig (ca. 1 Jahr), 4 = sofort, 0 = nicht möglich / vorhanden

Abbildung 81: Inspektionscheckliste Seite 1 (vgl. [3])

Kundenanschrift

Name:
 Straße:
 PLZ Ort:
 Telefon / Fax:



ZUSTANDSBERICHT

Kunde:		Ort:	
Stationsname:		Datum:	
Monteur:		Unterschrift:	

Zustand von:	Bewertung						Bemerkungen	
	1	2	3	4	0	∅		
Fortsetzung MS-Schaltanlage							Vorschlag IH-Maßnahme	Freitext
Gehäuse, Kapselung								
Erdung Gehäuse								
MS-Kabelendverschlüsse								
kap. Spannungsprüfer								
Kurzschlussanzeiger								
Sauberkeit (MS-Schaltanlage)								
Beschriftung								
NS-Verteilung							Vorschlag IH-Maßnahme	Freitext
NH-Sicherung (Abgänge)								
Sicherungsnennströme identisch								
Kenngröße NH-Sicherung								
Dimensionierung Zuleitungsabsicherung								
Berührungsschutz, Abdeckung								
NS-Kabelanschlüsse/endverschlüsse								
Erdung (NS-Verteilung)								
Beschädigung / Sonstiges								
Sauberkeit (NS-Verteilung)								
Beschriftung, Kennzeichnung								
Zubehör							Vorschlag IH-Maßnahme	Freitext
Halterung Zubehörteile/Schaltstange								
Antriebshebel bzw. Schaltstange								
Erdungs- und Kurzschließvorrichtung								
Sicherungszange								
Sicherungsaufsteckgriff								
Isolierende Einschubschutzplatten								
Schaltfeldtür-Schlüssel								
MS-Übersichtsschaltplan/Blindschaltbild								
NS-Übersichtsschaltplan								
Reserve-Sicherungen HH/NH								
Feuerlöscher								
Batterieanlage (falls vorhanden)								
Spannungsprüfer								

Bewertung Fristigkeit der Mangelbeseitigung:
 1 = keine, 2 = langfristig (nächste Inspektion gemäß Zyklus), 3 = kurzfristig (ca. 1 Jahr), 4 = sofort, 0 = nicht möglich / vorhanden

Abbildung 82: Inspektionscheckliste Seite 2 (vgl. [3])

Kundenanschrift

Name:
 Straße:
 PLZ Ort:
 Telefon / Fax:



ZUSTANDSBERICHT

Kunde:		Ort:	
Stationsname:		Datum:	
Monteur:		Unterschrift:	

Zustand von:	Bewertung						Bemerkungen
	1	2	3	4	0	∅	
Verteiltransformator							
● Trafo 1 <input type="checkbox"/> Öl-Transformator <input type="checkbox"/> Hermetiktransformator (Öl) <input type="checkbox"/> Gießharztransformator							
Abschrankung							
Trafo-Gehäuse (Anstrich, Zustand)							
Trafofeststeller							
Endverschlüsse, Verbindungen							
Erdungsfestpunkte MS-seitig							
Erdungsfestpunkte NS-seitig							
Erdung (Trafogehäuse)							
Ölstand							
Öldichtigkeit							
Ölauffangwanne, Gewässerschutzbox							
Temperatur (Transformator)							
Sauberkeit (Transformator)							
PCB-Bericht							
● Trafo 2 (falls vorhanden) <input type="checkbox"/> Öl-Transformator <input type="checkbox"/> Hermetiktransformator (Öl) <input type="checkbox"/> Gießharztransformator							
Abschrankung							
Trafo-Gehäuse (Anstrich, Zustand)							
Trafofeststeller							
Endverschlüsse, Verbindungen							
Erdungsfestpunkte MS-seitig							
Erdungsfestpunkte NS-seitig							
Erdung (Trafogehäuse)							
Ölstand							
Öldichtigkeit							
Ölauffangwanne, Gewässerschutzbox							
Temperatur (Transformator)							
Sauberkeit (Transformator)							
PCB-Bericht							

Besondere Hinweise: _____

Datum : _____ **Unterschrift :** _____

Bewertung Fristigkeit der Mängelbeseitigung:
 1 = keine, 2 = langfristig (nächste Inspektion gemäß Zyklus), 3 = kurzfristig (ca. 1 Jahr), 4 = sofort, 0 = nicht möglich / vorhanden

Abbildung 83: Inspektionscheckliste Seite 3 (vgl. [3])

10.5 Massezahlen Sichtkontrolle

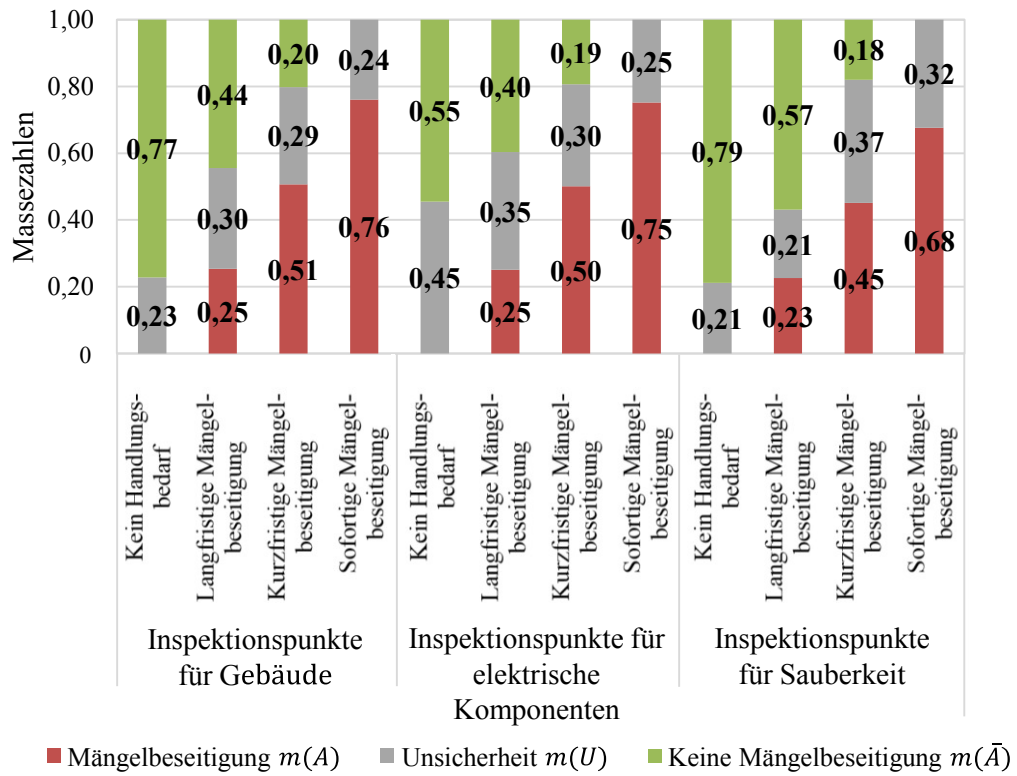


Abbildung 84: Massezahlen Sichtkontrolle für MS-Netzstationen (vgl. [3])

10.6 Identifizierte Mängel an einer MS-Netzstation

Tabelle 13: Identifizierte Mängel inkl. deren Bewertung

Über Sichtkontrolle identifizierte Mängel	
Inspektionspunkt	Bewertung
Zugänglichkeit, Wege, Flächen	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Anstrich, Putz, Fassade (außen)	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Bewuchs der Station	Langfristige Mängelbeseitigung
Türen, Türfeststeller, Revisionsöffnung	Kurzfristige Mängelbeseitigung
(Not-) Beleuchtung, Steckdosen	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Anstrich, Putz, Fassade (innen)	Langfristige Mängelbeseitigung
Fußböden (innen)	Langfristige Mängelbeseitigung
Sauberkeit (innen)	Langfristige Mängelbeseitigung
Warn- und Hinweisschilder	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Gehäuse, Kapselung (MS-Anlage)	Langfristige Mängelbeseitigung
Sammelschiene, Isolatoren, Stützer (MS-Anlage)	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Sauberkeit (MS-Anlage)	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Ölauffangwanne, Gewässerschutzbox (Transformator)	Langfristige Mängelbeseitigung
Sauberkeit (Transformator)	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Kenngroße NH-Sicherung	Langfristige Mängelbeseitigung
Berührungsschutz, Abdeckung (NS-Verteilung)	Langfristige Mängelbeseitigung
Sauberkeit (NS-Verteilung)	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Erdungs- und Kurzschließvorrichtung (Zubehör)	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Mit Zustandsermittlung identifizierte Mängel	
Erdschleifenmessung	Langfristige Mängelbeseitigung
Durchführung (MS-Anlage) akustische Teilentladungsdetektion	Langfristige Mängelbeseitigung
Schaltgerät (MS-Anlage) akustische Teilentladungsdetektion	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Kabelendverschluss (MS-Anlage) thermografische Untersuchung	Langfristige Mängelbeseitigung
NH-Sicherung (NS-Verteilung) thermografische Untersuchung	Kurzfristige Mängelbeseitigung
Kabelanschluss/-endverschluss (NS-Verteilung) thermografische Untersuchung	Langfristige Mängelbeseitigung

11 Publikationen

Im Rahmen meiner Tätigkeit am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal sind folgende Publikationen entstanden:

1. Johae, C.; Pawlowski, E.; Beerboom, D. und Zdrallek, M.:
Condition assessment of distribution grids combining measurement methods and theory of evidence
The 20th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2017),
Buenos Aires, Argentinien, 2017
2. Johae, C.; Beerboom, D.; Pawlowski, E. et al.:
Economical and practicable condition assessment of mv- and lv-distribution grids
24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2017),
Glasgow, Schottland, 2017
3. Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Unterstützung von Erneuerungsentscheidungen im Asset Management durch eine fundierte Zustandsbewertung
ETG Fachbericht 150: „VDE-Hochspannungstechnik 2016“,
Berlin, Deutschland, 2016
4. Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. und Schultze, N.:
Bestimmung des Instandhaltungsbedarfes an Komponenten des Verteilnetzes durch den Einsatz von nicht-invasiven Messverfahren
ETG Fachbericht 150: „VDE-Hochspannungstechnik 2016“,
Berlin, Deutschland, 2016
5. Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M.:
Zustandsorientierte Bewertung elektrischer Industrienetze als Basis für moderne Anlagen- und Instandhaltungsstrategien
Fachtagung TÜV SÜD „Zustandsbewertung in der Energie und Anlagentechnik“,
München, Deutschland, 2016
6. Benz, T.; Dickert, J.; Erbert, M. et al.:
Der Zellulare Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende
Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG); VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.,
Energietechnische Gesellschaft (ETG),
Frankfurt, Deutschland, 2015

7. Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. und Schultze, N.:
Significance of non-invasive diagnostic methods for condition assessment of medium-voltage equipment
The 19th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH),
Pilsen, Tschechische Republik, 2015
8. Johae, C.; Thies, H. H.; Zdrallek, M. et al.:
Kostenvorteile durch innovative Verteilnetzplanung
ew - Magazin für die Energiewirtschaft, Ausgabe 06/2015
9. Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Condition assessment of distribution grids using uncertainty theory
23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015),
Lyon, Frankreich, 2015
10. Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Praxiserfahrungen aus der Zustandsbewertung von Verteilungsnetzen
ETG Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014“,
Berlin, Deutschland, 2014
11. Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. et al.:
Praxiserfahrungen aus dem Einsatz der akustischen Teilentladungsdetektion an Mittelspannungs-Schaltanlagen
ETG Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014“,
Berlin, Deutschland, 2014
12. Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. et al.:
Einsatz geeigneter Messverfahren zur Zustandsbewertung von Mittelspannungs-Netzstationen
ETG Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014“,
Berlin, Deutschland, 2014
13. Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Realistic condition assessment of medium-voltage substations
7th International Symposium on Electrical Power Engineering
(Elektroenergetika 2013), Stará Lesná, Slowakei, 2013
14. Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Verteilungsnetzen als Basis optimierter Asset-Strategien
ETG Fachbericht 134: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2012“,
Fulda, Deutschland, 2012

12 Betreute Arbeiten

Masterarbeiten:

1. Herbergs, N.:
Messverfahren zur Unterscheidung von Isolationsüberschlägen in SF₆-isolierten Mittelspannungs-Schaltanlagen
Masterarbeit, 2017
2. Reske, T.:
Quantifizierung des Mehrwerts durch die Nutzung des realen Alterungsverhaltens von MS-Netzstationen im Asset-Management
Masterarbeit, 2017
3. Farinazzo, F.:
Auswertung von Laboruntersuchungen zur Ermittlung des Alterungsverhaltens von Mittelspannungs-Netzstationen
Masterarbeit, 2017
4. Dalamaras, P.:
Untersuchung der Auswirkungen von Interpolationen auf die Alterungskurven elektrischer Betriebsmittel
Masterarbeit, 2017
5. Foruné, J.:
Erneuerungsbedarf von Betriebsmitteln der Nieder- und Mittelspannungsebene - eine Analyse im Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit, Versorgungszuverlässigkeit und regulatorischen Rahmenbedingungen
Masterarbeit, 2016
6. Hembach, R.:
Auswirkungen einer fundierten Zustandsbewertung auf die Erneuerungsplanung im Verteilungsnetz
Masterarbeit, 2016
7. Hopfer, N.:
Analyse und Identifikation kritischer Netzzustände über die Datenübertragungseigenschaften der BPL-Kommunikation
Masterarbeit, 2015
8. Klesper, B.:
Analyse von Messverfahren zur Zustandsbewertung von Nieder- und Mittelspannungskabeln
Masterarbeit, 2014

Bachelorarbeiten:

1. Scheffer, P.:
Entwicklung einer Zustandsbewertungssystematik für elektrische Industrienetze
Bachelorarbeit, 2016
2. Henke, J.:
Entwicklung eines Netzchecks für Industrieunternehmen zur Optimierung der Versorgungsstrukturen
Bachelorarbeit, 2015
3. Horn, S.:
Wichtigkeitsbewertung von MS-Ortsnetzstationen im Vergleich zu einer probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse
Bachelorarbeit, 2014

Seminararbeiten, Supplement:

1. Domin, S. und Hachmann, F.:
Regressionsanalysen von Alterungskurven elektrischer Betriebsmittel
Seminararbeit, 2017
2. Pack, S.:
Aufbereitung und Auswertung der Stammdaten eines Betriebsmittelkollektivs am Beispiel von Netzstationen
Seminararbeit, 2016
3. Staubach, P. S.:
Recherche von Prüfverfahren zur Ermittlung des Alterungsverhaltens von MS-Schaltanlagen
Seminararbeit, 2016
4. Waniek, M.:
Ermittlung von Zuverlässigkeitskennndaten für eine Zuverlässigkeitsberechnung von Niederspannungsnetzen
Seminararbeit, 2016
5. Dongmo, L.:
Ermittlung der Genauigkeit von Messverfahren für die Zustandsbewertung von Verteilnetzkomponenten
Seminararbeit, 2016
6. Deskovic, P.; Farinazzo, F. und Sorgen, W.:
Entwicklung eines thermischen Modells von Niederspannungskomponenten
Seminararbeit, 2015
7. Firgens, S.; Schäfer, F. und Zieger, M.:
Optimierung der Netzstruktur von Industrienetzen unter Berücksichtigung der Zuverlässigkeit
Supplement, 2015

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Band 1

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013, ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage 2014, ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014, ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheid, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.:

Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, Erik:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2016, ISBN: 978-3-7418-1983-4

Band 10

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband BUW Seminar "Smart Grids" - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

2. aktualisierte Auflage 2017

Band 11

Beerboom, Dominik:

Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, Thorsten:

Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungsverfahrens für SF₆-Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7450-0240-9

Band 13

Uhlig, Roman:

Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7450-5959-5

Band 14

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2018

Band 15

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Portrait des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik

1. Auflage 2017

Band 16

Steffens, Philipp:

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2018, ISBN: 978-3-7450-9538-8

Band 17

Johae, Christopher:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter Messverfahren

1. Auflage 2018, ISBN: 978-3-7467-4381-3