

Realitätsgerechte Alterungsmodelle von Mittelspannungs-Netzstationen als Basis optimierter Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien

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

zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Petros Dalamaras, M. Sc.

aus Wuppertal

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Mustafa Kizilcay

Tag der mündlichen Prüfung: 22. April 2022

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20220613-095217-4

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3A468-20220613-095217-4>]

DOI: 10.25926/9t3j-ga20

[<https://doi.org/10.25926/9t3j-ga20>]

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 bei all denjenigen, die mich mental unterstützt und zum Gelingen dieser Arbeit bedeutend beigetragen haben, herzlich bedanken.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Inhaber des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal, für das von Beginn meiner Tätigkeit am Lehrstuhl an entgegengebrachte Vertrauen und die Wertschätzung meiner Arbeit im Rahmen dieser. Die hilfreiche Unterstützung und wissenschaftliche Betreuung im Rahmen von konstruktiven Diskussionen und wertvollen Hinweisen und Anregungen haben maßgeblich zur Motivation sowie zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Des Weiteren danke ich Herrn Uni.-Prof. Dr.-Ing. Mustafa Kizilcay, Inhaber des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgung der Universität Siegen, für die freundliche 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 und damit diese Arbeit nicht möglich gewesen wären.

Zusätzlich danke ich allen beteiligten und ehemaligen Kollegen 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 die gute Zusammenarbeit für ein angenehmes Arbeitsklima gesorgt haben.

Besonders herzlich möchte ich mich bei meiner gesamten Familie, meinen Eltern und meinen Schwestern bedanken, die mich ungeachtet der teilweise vorhandenen räumlichen Distanz uneingeschränkt und in jeglicher Hinsicht unterstützt und dazu bestärkt hat, diesen Weg erfolgreich einzuschlagen. Durch ihre Liebe und Fürsorge leistete sie einen erheblichen Beitrag zur Erstellung dieser Arbeit.

Wuppertal im April 2022

Petros Dalamaras

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation.....	1
1.2 Stand der Wissenschaft und Technik.....	2
1.3 Einordnung und Ziel der Arbeit.....	5
2 Zustandsbewertung von Mittelspannungs-Netzstationen.....	9
2.1 Bauweisen und Anwendungsgebiete.....	9
2.2 Hauptkomponenten.....	10
2.3 Instandhaltung und Erneuerung von Mittelspannungs-Netzstationen.....	12
2.3.1 Alterung im Netzbetrieb.....	13
2.3.2 Instandhaltungsmaßnahmen und -strategien.....	13
2.4 Zustandsbewertungsverfahren.....	15
2.5 Analyse der Zustandsbewertungen von Mittelspannungs-Netzstationen.....	17
2.5.1 Anlagenkollektiv.....	18
2.5.2 Mängelverteilung.....	21
2.5.3 Mängelverteilung in Abhängigkeit des Alters.....	23
2.5.4 Einfluss der Instandhaltungsstrategie auf den Hauptkomponentenzustand.....	25
3 Alterungsmodelle auf Basis der Zustandsbewertungen.....	29
3.1 Darstellung der Zustandsbewertungen der Mittelspannungs-Netzstationen.....	29
3.1.1 Ergebnisse des Anlagenkollektivs.....	29
3.1.2 Einfluss der Instandhaltungsstrategie.....	31
3.2 Ableitung der Alterungsmodelle.....	32
3.2.1 Regression der Zustandsdaten.....	33
3.2.2 Korrelationsanalyse als Anzeichen des Zusammenhangs zwischen Alter und Zustand.....	38
3.2.3 Unsicherheitsbereiche der Alterungsmodelle mittels Konfidenzintervallen.....	39

3.2.4	Vergleich der Alterungsmodelle bei unterschiedlichen Typen und Bauarten	40
3.2.5	Vergleich der Alterungsmodelle bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien.	43
3.3	Inspektionszyklusanalyse	45
3.3.1	Verlauf des Zustands zwischen den Inspektionszyklen	45
3.3.2	Einflussfaktoren.....	48
3.4	Markov-Ketten als weiterer Ansatz für Alterungsmodelle.....	51
3.4.1	Grundlegende Begriffe und Abbildung der Alterung.....	52
3.4.2	Ermittlung der Zustandsübergangsmatrix	53
3.4.3	Simulation der Alterung	64
4	Laboruntersuchungen zur Verifizierung der Alterungsmodelle	67
4.1	MS-Schaltanlagen und Schaltgeräte.....	67
4.2	Mess- und Prüfverfahren zur Untersuchung von Alterungserscheinungen.....	69
4.2.1	Bewertungskategorien	69
4.2.2	Einfluss der Alterung auf den Kontaktwiderstand	70
4.2.3	Einfluss der Alterung auf die Isolationsfähigkeit.....	72
4.2.4	Einfluss der Alterung auf die Mechanik.....	74
4.3	Kontaktwiderstand.....	76
4.3.1	Ergebnisse der Mikroohmmessung	76
4.3.2	Ergebnisse der thermografischen Untersuchung	81
4.4	Isolationsfähigkeit	82
4.4.1	Ergebnisse der Isolationskoordination	82
4.4.2	Ergebnisse der Teilentladungsmessung.....	85
4.5	Mechanik.....	91
4.5.1	Ergebnisse der Schaltzeitmessung.....	91
4.5.2	Ergebnisse der Funktionsprüfung.....	95
4.6	Schlussfolgerungen aus den Laboruntersuchungen.....	96
4.6.1	Aussagekraft der Mess- und Prüfverfahren.....	96

4.6.2	Ergebnisvergleich der Untersuchungen zum Einfluss der Alterung auf die Bewertungskategorien.....	97
4.6.3	Aggregation und Regression der Labordaten.....	98
4.7	Einbindung der Erkenntnisse aus den Laboruntersuchungen in die Alterungsmodelle	100
5	Optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie durch realitätsgerechte Alterungsmodelle.....	107
5.1	Ausfallverhalten von elektrischen Betriebsmitteln	107
5.1.1	Theorie der Badewannenkurve.....	107
5.1.2	Ableitung des finalen Alterungsmodells	109
5.2	Anwendung der Alterungsmodelle zur Optimierung von Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien	113
5.2.1	Bestimmung der ökonomischen Kenngrößen	114
5.2.2	Vergleichsbetrachtung der unterschiedlichen Alterungsmodelle.....	117
5.2.3	Vergleichsbetrachtung von unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien.....	123
5.3	Kritische Würdigung der Alterungsmodelle	127
6	Zusammenfassung und Ausblick	131
7	Summary and outlook.....	135
8	Literaturverzeichnis.....	139
9	Formelzeichen und Abkürzungen.....	159
10	Anhang	177

1 Einleitung

1.1 Motivation

Im deutschen Energiesektor ist im Zuge der Liberalisierung eine Reformierungsphase angestoßen worden, in der sich die Rahmenbedingungen für die Energieversorgungsunternehmen maßgebend gewandelt haben [1, 2]. Vor allem die Verteilungsnetzbetreiber sind durch die Anreizregulierung – im Rahmen eines bundesweit durchgeführten Benchmarkings gemäß [3] – angehalten, ihre Netze unter einem immerzu steigenden Kostendruck zu betreiben [4, 5, 6, 7, 8, 9]. Gemäß § 11 EnWG besteht aber weiterhin die Verpflichtung zur Wahrung einer sicheren und zuverlässigen Versorgung mit elektrischer Energie [10].

Gerade die Energieverteilung in der Mittelspannungsebene (MS-Ebene) nimmt eine besondere Bedeutung ein [4, 5, 6, 11]. Die Nichtverfügbarkeit elektrischer Energie beim Netzendkunden im Zeitraum von 2004 bis 2018 resultiert im Mittel zu ca. 78 %¹ aus dem Störungsgeschehen im MS-Netz, sodass dessen einwandfreier Betrieb eine zentrale Rolle für eine zuverlässige Energieversorgung einnimmt. In deutschen Verteilungsnetzen sind derzeit ca. 600.000 MS-Netzstationen² verbaut [12]. Der hohe Anteil an der Nichtverfügbarkeit ist anteilig durch das Störungsgeschehen in den MS-Netzstationen zu erklären [13]. Da die Versorgungszuverlässigkeit maßgeblich durch das Störungsgeschehen im MS-Netz beeinflusst wird und die MS-Netzstationen eine wichtige und große Bedeutung für eine effiziente Versorgungsaufgabe besitzen, bedarf es eines effizienten Netzbetriebs vonseiten der Verteilungsnetzbetreiber bei gleichzeitiger Wahrung eines weiterhin hohen Qualitätsniveaus.

Ein Großteil der elektrischen Betriebsmittel der Verteilungsnetze in Deutschland stammt aus dem Zeitraum zwischen den 1960er- und 1980er-Jahren [6, 14, 15]. Die vorhandene Altersstruktur sowie die voranschreitende Alterung der im MS-Netz eingesetzten Betriebsmittel stellen die Verteilungsnetzbetreiber demnach vor weitere grundlegende Herausforderungen [4, 5, 7]. So weisen bereits bspw. ca. 20 % bis 30 % der MS-Netzstationen ein Alter von über 40 Jahren auf [5, 7, 16], welche eine wesentliche Herausforderung bei der Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit darstellen. Im Jahr 2003 waren nur wenige MS-Netzstationen länger als 40 Jahre im Betrieb [17]. Da jedoch zu diesem Zeitpunkt die jährliche Re-Investitionsquote ca. 1 % betrug, konnte in den darauffolgenden Jahren mit einem starken Anstieg der gealterten MS-Netzstationen gerechnet werden [15, 17]. In der Literatur wird häufig ein Wert von ca. 2,5 % der zugrunde

¹ Hierbei sind die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistiken des Forums Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) der Berichtsjahre von 2004 bis 2018 betrachtet worden.

² Unter MS-Netzstationen sind die aus Sicht der Verteilungsnetzbetreiber eigenen Stationen, die sog. Ortsnetzstationen, die den Großteil der in dieser Arbeit analysierten Stationen ausmachen, und die kundeneigenen Stationen, die entsprechend die Minderzahl der analysierten Stationen ausmachen und deren Zustand im Rahmen der von den jeweiligen Verteilungsnetzbetreibern durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen zusätzlich erfasst wurde, gemeint [12].

liegenden MS-Netzstationen als typische jährliche Erneuerungsrate angegeben, was wiederum eine Nutzungsdauer von ca. 40 Jahren im Mittel entspricht [4, 15, 18]. In der Praxis hat sich jedoch gezeigt, dass heutzutage bei vielen Verteilungsnetzbetreibern die jährliche Erneuerungsrate deutlich niedriger ist und nicht über 1 % hinausgeht.

Ergänzend dazu kann bei einer detaillierten Betrachtung der Zusammenhänge von stochastischen Störungsanlässen und Fehlerorten im MS-Netz festgestellt werden, dass im gleichen Zeitraum von 2004 bis 2018 bei den MS-Netzstationen ein erheblicher Anteil von ca. 44 % an der Nichtverfügbarkeit u. a. der Alterung bzw. einem altersbedingten Ausfall („kein erkennbarer Anlass“ als Störungsanlass) zugeordnet werden kann [19, 20]. Derzeit weisen viele MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten ein stark erhöhtes Alter auf. Diese haben größtenteils ihre betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 30–40 Jahren gemäß [21] erreicht bzw. werden diese aufgrund der Altersstruktur in der näheren Zukunft erreichen. Sie befinden sich somit am Ende ihrer bisher angenommenen Lebensdauer [5, 7, 14, 22]. Eine steigende Ausfallrate kann angenommen werden [7]. Aufgrund dieser Tatsache ist in nächster Zeit u. a. mit einem erheblichen Erneuerungsaufwand zu rechnen, um im Endeffekt eine gleichbleibend hohe Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten [7, 15]. Eine kosteneffiziente Durchführung der erforderlichen Erneuerungen führt zu erheblichen Einsparpotenzialen [4, 5, 6]. Derweil fließt ca. ein Drittel der Gesamtbetriebskosten (Stromübertragung und -verteilung) in die Instandhaltung der Verteilungsnetze [6, 23, 24, 25]. Zusätzliche große Kosteneinsparpotenziale können hierbei mittels einer effizienten Gestaltung der notwendigen Instandhaltungen erschlossen werden [4, 5, 6, 8, 26]. Bei einer Reduktion bzw. einem Aussetzen notwendiger Instandhaltungsmaßnahmen besteht allerdings langfristig die Gefahr einer Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit [4, 5, 8, 27].

Mit dem Ziel die im Hinblick einer Kosteneinsparung begrenzten finanziellen Ressourcen bei gleichzeitiger Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit der Verteilungsnetze und unter Berücksichtigung von gesetzlichen Vorgaben optimal einzusetzen, finden zunehmend optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien Berücksichtigung [4, 6, 28]. Die Verteilungsnetzbetreiber befinden sich derweil auf der permanenten Suche nach Optimierungsmöglichkeiten, wobei eine gezielte und langfristige Instandhaltungs- und Erneuerungsplanung in deren Fokus rückt [4, 7, 29, 30]. Um diese Herausforderungen zielführend zu bewältigen, ist eine valide Bestimmung des Alterungsverhaltens von elektrischen Betriebsmitteln, welches deren Zustandsentwicklung bzw. -verschlechterung mit ansteigendem Alter beschreibt und eine genaue Abschätzung des zukünftigen Ausfallverhaltens ermöglicht, essenziell [7, 9].

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Der aktuelle technische Zustand sowie das tatsächliche Alterungsverhalten der MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten rücken als Eingangsgrößen für fundierte Asset-Entscheidungen verstärkt in den Fokus des Asset-Managements [4, 5, 7, 8, 9]. Gemäß einer durchgeführten

Umfrage in [22] unter einer Vielzahl von Netzbetreibern erfolgte eine Instandhaltung sowie eine Erneuerung in der Vergangenheit hauptsächlich anhand des Betriebsmittelalters, wobei heutzutage u. a. der Zustand der Betriebsmittel bei derartigen Entscheidungen mitberücksichtigt wird. Eine weitere Umfrage in [31], die erneut unter einer Vielzahl von Netzbetreibern durchgeführt wurde, zeigt, dass u. a. der langfristige Erneuerungsbedarf durchgängig bzw. überwiegend auf Basis von Alterungsmodellen ermittelt wird, vorausgesetzt, dass eine ausreichende Datenqualität der betriebsinternen Störungsstatistik vorhanden ist. Die Forschung im Bereich der Ableitung von Alterungsmodellen sowie deren Praxisanwendung, um den zukünftigen Investitionsbedarf zu ermitteln und Langzeitstrategien zu entwickeln, sind von hoher Wichtigkeit [9]. Im Folgenden wird ein Überblick über den aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik im Hinblick auf die Ableitung von Alterungsmodellen für elektrische Betriebsmittel, die sich bzgl. der verwendeten Eingangsgrößen sowie der verwendeten wissenschaftlichen Ansätze unterscheiden, gegeben. Die vielfältigen Untersuchungen und die daraus gewonnenen Ergebnisse und Erkenntnisse stellen weitere grundlegende Bausteine für diese Arbeit dar.

Ein typisches theoretisches Alterungsmodell, welches zur Prognose des zukünftigen Ausfallverhaltens elektrischer Betriebsmittel genutzt wird und deren Ausfallhäufigkeit über deren Alter beschreibt, ist die sog. Badewannenkurve (siehe Abbildung 5-1 in Abschnitt 5.1.1), wobei die Ausfallhäufigkeit mit zunehmendem Alter einen exponentiellen Anstieg aufweist [7, 9, 32, 33]. Derweil können neben der Badewannenkurve weitere Funktionsverläufe angenommen werden [30, 34, 35, 36]. Jedoch konnte im Rahmen verschiedener Untersuchungen an elektrischen Betriebsmitteln dieses Alterungsverhalten bisher nicht nachgewiesen werden [7, 16, 37]. Der Zusammenhang zwischen der angewandten Instandhaltungsstrategie (Instandhaltungshäufigkeit) und der Ausfallhäufigkeit und damit schließlich des Alterungsverhaltens eines Betriebsmittels konnte ebenfalls bisher nicht bestimmt werden [8, 38, 39]. Sinkt jedoch die Häufigkeit von Instandhaltungsmaßnahmen (längere Instandhaltungsintervalle), wird ein Ausfall eines Betriebsmittels umso wahrscheinlicher [7, 30, 39, 40, 41]. Infolgedessen kann angenommen werden, dass das Alterungsverhalten prinzipiell durch die im Laufe der Jahre durchgeführten Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen bzw. durch die Anwendung unterschiedlicher Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien beeinflusst wird [7, 8, 15, 30, 40].

In bisherigen Untersuchungen zum Alterungsverhalten von elektrischen Betriebsmitteln wurde vornehmlich versucht, das Störungsgeschehen mit dem Alterungsverhalten zu korrelieren (u. a. in [18, 22, 42]). Derartige Informationen sind indessen bei den Netzbetreibern in der Vergangenheit größtenteils unzureichend dokumentiert worden und die Anzahl der aufgetretenen Störungen ist zudem sehr gering, sodass es oftmals an der benötigten Grundgesamtheit fehlt [7, 43]. Mit dem Ziel eine valide Datenbasis zu erstellen, wurden demzufolge mehrere Netzbetreiber hinzugezogen. Dabei wurden die systematisch erfassten Störungsmeldungen und Schadensdaten ausgewertet und Prognosen über das zukünftige Schadens- und Störungsgeschehen erstellt. Aus den umfangreichen Untersuchungen hat sich herausgestellt, dass das

Alterungsverhalten der betrachteten Betriebsmittel der Verteilungsnetze nicht übergreifend mithilfe der Badewannenkurve beschrieben werden kann. Hierbei hat sich als problematisch erwiesen, eine valide Datenbasis gerade für Betriebsmittel mit einem höheren Alter zu erstellen, sodass sich gerade in diesem Bereich eine deutlich zu geringe Datengrundgesamtheit ergibt. Durch die Seltenheit von Störungen in Energieversorgungsnetzen ergibt sich bei Kombination mit dem Alter der elektrischen Betriebsmittel, insbesondere mit einem Alter von über 40 Jahren, nur eine sehr geringe und folglich keine valide Datenbasis [7, 15, 18, 43]. Weitere öffentlich verfügbare Statistiken, bspw. die FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [13], weisen ggf. eine fundiertere Datengrundlage auf, um u. a. Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit zu ermitteln und Auswertungen nach Störungsanlässen und Fehlerorten durchzuführen, jedoch wird das Baujahr bzw. das Alter der Betriebsmittel nicht dokumentiert, sodass letztendlich altersabhängige Auswertungen nicht möglich sind. Des Weiteren kann die Ableitung eines Zusammenhangs zwischen Ausfall und der an den betrachteten Betriebsmitteln angewandten Instandhaltungsstrategie nicht erfolgen [39].

Der Ansatz der statistischen Analyse der altersabhängigen Ausfallraten bzw. deren Ableitung aus einer durchgeführten Regressionsanalyse und anschließender Extrapolation der Regressionsfunktion wurde indessen in weiteren Untersuchungen verfolgt [43, 44, 45, 46, 47, 48]. So ist beispielhaft in [49, 50, 51] eine standardisierte Erfassung von Ausfällen von Hochspannungstransformatoren (HS-Transformatoren) erfolgt. Alle untersuchten HS-Transformatoren wiesen eine niedrige Ausfallrate auf, jedoch konnte ein alterungsbedingter Anstieg der Ausfallrate mit ausgeprägtem Badewannenkurvencharakter – auch für HS-Transformatoren mit einem Alter von über 40 Jahren – nicht festgestellt werden. Eine ähnliche Erkenntnis, dass kein bedeutender Anstieg der Ausfallrate mit ansteigendem Alter erfolgt, konnte bereits zuvor in [52] festgestellt werden. In [51, 53] sind erneut an HS-Transformatoren deren Ausfall- sowie Erneuerungsraten untersucht und gegenübergestellt worden. Dabei konnte festgestellt werden, dass Ausfälle zufällig auftreten – im Wesentlichen altersunabhängig und nur in sehr wenigen Fällen altersbedingt. Eine Auswertung von Schäden an ölgefüllten Transformatoren der Verteilungsnetze in [15, 54] hat hingegen ergeben, dass ab einem Betriebsalter von ca. 30 Jahren die Ausfallrate deutlich ansteigt und ebenso Ausfälle in den ersten Betriebsjahren aufgrund von Fertigungsfehlern eintreten können. Einen von wenigen Nachweisen des Alterungsverhaltens auf Basis statistischer Daten liefern bisher bestimmte Fertigungsjahrgänge (besonders 1975 und 1977) von PE- und VPE-Kabeln [18, 38, 40, 55, 56, 57]. Diese Kabel der älteren Generation weisen aufgrund der Entstehung von sog. Wasserbäumchen („water treeing“) eine schnelle Alterung ähnlich einer Badewannenkurve auf.

Als ein weiterer statistischer Ansatz wird in diversen Untersuchungen die altersabhängige Zustandsverschlechterung elektrischer Betriebsmittel betrachtet [6, 7, 9, 58, 59]. Als Basis dient in den meisten Untersuchungen ein relativ großes Betriebsmittelkollektiv. Dabei werden die Zustände mehrerer Betriebsmittel, welche zusätzlich ein unterschiedliches Alter aufweisen,

betrachtet. Wie bereits zuvor kann mittels einer anfänglichen Regressionsanalyse und einer darauffolgenden Extrapolation der ermittelten Regressionsfunktion der zukünftige Zustand ermittelt werden. Auf Basis einer durchgeführten Zustandsbewertung und einer kontinuierlichen Zustandsverschlechterung, der ein betrachtetes Betriebsmittel mit ansteigendem Alter unterliegt, kann ein Zustandsgrenzwert festgelegt sowie ein Betriebszeitpunkt abgeschätzt werden, ab dem ein Störungseintritt sehr wahrscheinlich wird [58].

Des Weiteren können zur Prognose der zukünftigen Zustände von elektrischen Betriebsmitteln sog. Markov-Modelle eingesetzt werden, wobei die Alterung mithilfe von Zustandsübergängen zwischen Zustandsklassen, welche die Dringlichkeit einer Instandhaltung bzw. Erneuerung wiedergeben, beschrieben wird [7, 8, 60, 61]. Die Zustandsübergänge erfolgen dabei anhand ermittelter Wahrscheinlichkeiten. Beispielsweise sind in [9] Alterungsmodelle für Leistungsschalter der HS-Ebene entwickelt worden, wobei neben einem normalverteilten Berechnungsansatz zusätzlich Markov-Ketten zur Anwendung kommen. Mittels dieses Alterungsmodells, dessen Entwicklung wiederum eine Zustandsbewertung vorausgegangen ist, wird den betrachteten Betriebsmitteln jeweils ein Zustand zugeordnet. Eine Prognose der Alterung liefert letztendlich Wahrscheinlichkeiten für zukünftige Zustände bzw. Ausfälle, ähnlich wie dies u. a. in [62] für HS-Transformatoren erfolgt ist.

Alterungsmodelle können zusätzlich aus umfangreichen Labor- und Vor-Ort-Untersuchungen sowie dem Einsatz geeigneter Mess- und Diagnoseverfahren an elektrischen Betriebsmitteln abgeleitet werden, indem Anzeichen für Alterungserscheinungen an diesen festgestellt und Auswirkungen der Alterungseffekte auf deren Zustand ermittelt werden [58, 63, 64, 65, 66]. Indessen kann die Ableitung der Alterungsmodelle basierend auf Verfahren der künstlichen Intelligenz (bspw. künstliche neuronale Netze) erfolgen [67, 68]. Für MS-Netzstationen existiert aktuell jedoch keine valide Untersuchung hinsichtlich des Alterungsverhaltens.

1.3 Einordnung und Ziel der Arbeit

In der vorliegenden Arbeit wird das Alterungsverhalten der MS-Netzstationen sowie deren Hauptkomponenten behandelt, mit dem Ziel, dieses für optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsentscheidungen im Asset-Management zu nutzen. Aus diesem Grund wird die Analyse anhand eines großen Kollektivs an MS-Netzstationen durchgeführt, woraus valide und aussagekräftige Ergebnisse abgeleitet werden können. Da die Betriebsmittel der Mittel- und Niederspannungsnetze (MS- und NS-Netze) im Vergleich zu den Betriebsmitteln höherer Spannungsebenen einen geringeren Einzelwert aufweisen, erfolgt die Datenerfassung der Eingangsgrößen für die Ableitung der Alterungsmodelle für das Kollektiv der MS-Netzstationen bzw. dessen Hauptkomponenten unter wirtschaftlichen Restriktionen [4, 5, 6, 7]. Online-Monitoring-Systeme bieten derweil keine Abhilfe sowohl bei der Datenerfassung als auch bei der Datenaufbereitung und -auswertung. Aufgrund der hohen Betriebs- und Anschaffungskosten sind diese für Betriebsmittel der MS- und NS-Netze nicht geeignet [5, 6, 8, 25, 30, 69].

Das Ziel dieser Arbeit ist demnach die Ableitung von realitätsgerechten Alterungsmodellen von MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten auf Basis der zur Verfügung stehenden Eingangsgrößen. Als Eingangsgrößen für die Alterungsmodelle dienen dabei die Zustandsbewertungen des Asset-Services, wobei die resultierende Zustandsverschlechterung zwischen den durchgeführten Inspektionen als Alterung erfasst wird. Die Verteilungsnetzbetreiber sind nämlich dazu angehalten, ihre MS-Netzstationen mithilfe von Inspektionschecklisten in regelmäßigen Zeitabständen zu inspizieren und Mängel an diesen zu dokumentieren [4, 5, 6, 7, 8]. Darüber hinaus fließt u. a. die Betriebserfahrung des fachmännischen Instandhaltungspersonals in die Zustandsbewertungen und letztendlich in die Alterungsmodelle ein. Zeitgleich unterliegen diese jedoch durch das netzbetreiberspezifisch geschulte Instandhaltungspersonal einem subjektiven Einfluss [4, 5, 29].

Hier setzt schließlich zielgerichtet diese Arbeit an. Im Fokus dieser Arbeit liegen die Zustandsbewertungen nicht eines einzelnen, sondern mehrerer Verteilungsnetzbetreiber, sodass die Alterungsmodelle auf einer großen Datenbasis von ca. 110.000 Zustandsbewertungen aufbauen. Aus der großen Grundgesamtheit aller Daten kann folglich eine aussagekräftige Gesamtaussage zum Alterungsverhalten von MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten aggregiert werden. Die grundsätzlichen abgeleiteten Alterungsmodelle sollen derweil unabhängig von individuellen Hersteller- und Betriebsmitteltypen sein. Des Weiteren sollen die Alterungsmodelle nicht von einzelnen Instandhaltungsstrategien geprägt sein.

Da die Inspektionen bei den Verteilungsnetzbetreibern erfahrungsgemäß über eine visuelle Erfassung und Dokumentation des gegenwärtigen Zustands der Komponenten einer MS-Netzstation durchgeführt werden, kann eine realitätsgerechte Bewertung der elektrischen Eigenschaften jedoch nur bedingt erfolgen [4, 5, 6, 7]. Fehlstellen, welche u. a. auf eine verminderte Isolationsfähigkeit, erhöhte Kontaktwiderstände sowie problembehaftete Mechanik zurückzuführen sind, können lediglich ab einem entsprechenden Ausprägungsgrad visuell erkannt werden [4, 5]. Grundsätzlich können Messverfahren zur Zustandsbewertung elektrischer Komponenten der MS-Netzstationen eingesetzt werden [4, 5]. Da diese allerdings i. d. R. während des Betriebs und ohne eine vorherige Durchführung von Schaltmaßnahmen (bspw. Freischaltungen) zum Einsatz kommen, erfolgt eine nicht zu vernachlässigende Beschränkung ihrer Aussagefähigkeit [4, 5]. Darüber hinaus ist in Bezug auf das Kosten/Nutzen-Verhältnis ein flächendeckender Einsatz von Messverfahren bei jeder durchzuführenden Inspektion schwer umsetzbar, da dies wirtschaftlich nicht gerechtfertigt wäre, sodass sich im Endeffekt eine zu geringe Datenbasis für etwaige Auswertungen ergibt. Neben den Anschaffungskosten für die standardmäßig zu verwendenden Messgeräte in Höhe von insgesamt ca. $K_{\text{Anschaffung}} = 15.000 \text{ €}$ (ggf. werden mehrere Sets an Messgeräten bei mehr Instandhaltungspersonal benötigt) sind vor allem der zeitliche Mehraufwand für den Einsatz der entsprechenden Messgeräte von ca. $t_{\text{Messung}} = 18 \text{ min}$ pro MS-Netzstation (dies entspricht einen Anstieg von ca. 60 % im Vergleich

zu einer rein visuellen Inspektion) sowie die daraus resultierenden höheren Personalkosten zu berücksichtigen [5].

Infolgedessen wird mittels visueller Inspektionen besonders der technische Zustand der elektrischen Komponenten der MS-Netzstationen eingeschränkt bewertet [4, 5]. Demzufolge können Anzeichen für Alterungserscheinungen sowie die Auswirkungen der Alterungseffekte auf den Zustand der elektrischen Komponenten der MS-Netzstationen häufig (Ausprägungsgrad zu gering) nicht festgestellt werden. Liegen andererseits solche Fehlstellen vor, ergeben sich ein differenzierter Zustand aus der erfolgten Zustandsbewertung sowie gleichermaßen ein differenziertes, auf Basis der Zustandsbewertungen abgeleitetes Alterungsverhalten. Mit dem Ziel zusätzliche und u. a. visuell „verborgene“ Fehlstellen zu identifizieren und erste Hinweise auf Alterungserscheinungen frühzeitig bzw. in jungen Jahren zu ermitteln, sind die Alterungsmodelle um Erkenntnisse aus messtechnischen Untersuchungen zu ergänzen.

Neben der großen Anzahl an MS-Netzstationen unterscheidet sich diese Arbeit von den vorhergehenden Arbeiten (vgl. u. a. [6, 7, 8, 9]) zudem darin, dass umfangreiche Laboruntersuchungen an elektrischen Komponenten von MS-Netzstationen mithilfe geeigneter Mess- und Prüfverfahren, welche zunächst definiert werden und die vor allem eine hohe Aussagekraft aufweisen müssen, durchgeführt werden. Zu berücksichtigen ist gleichwohl, dass die Detektion eines Einflusses der Alterung auf die Isolation, den Kontaktwiderstand sowie die Mechanik der elektrischen Komponenten einer MS-Netzstation möglich ist. Die Erkenntnisse zur Untersuchung von Alterungserscheinungen dienen als wichtige Eingangsdaten für die Ableitung von realitätsgerechteren Alterungsmodellen für elektrische Komponenten der MS-Netzstationen sowie letztendlich für die MS-Netzstationen selbst.

In Kapitel 2 werden die theoretischen Grundlagen der angewandten Erfassungs- und Bewertungsschemata beschrieben, mit dem Ziel die zahlreichen Zustandsbewertungsverfahren der verschiedenen Verteilungsnetzbetreiber zu analysieren und diese in eine einheitliche Systematik zu überführen. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden die individuellen Zustandsbewertungen der unterschiedlichen Verteilungsnetzbetreiber homogenisiert, um diese für die nachfolgende Ableitung der Alterungsmodelle für die MS-Netzstationen sowie deren Hauptkomponenten zu vereinheitlichen. Aufbauend auf den theoretischen Grundlagen erfolgen am Anlagenkollektiv differenzierte Analysen zu den Verteilungen der identifizierten Mängel auf Ebene der Hauptkomponenten der MS-Netzstationen unter Berücksichtigung des Alters der Hauptkomponenten sowie der jeweilig vom Verteilungsnetzbetreiber angewandten Instandhaltungsstrategie. Kapitel 3 beschäftigt sich neben der Analyse der Mängelverteilung auf Ebene der MS-Netzstationen im Wesentlichen mit der Ableitung von realitätsgerechten Alterungsmodellen für MS-Netzstationen sowie deren Hauptkomponenten auf Basis der erfolgten Zustandsbewertungen und mittels statistischer Analyseverfahren. Des Weiteren wird die zukünftige Entwicklung des Zustands mithilfe von Markov-Ketten modelliert. Einflussfaktoren

wie das Alter der Hauptkomponenten der im untersuchten Kollektiv befindlichen MS-Netzstationen oder die angewandte Instandhaltungsstrategie werden darüber hinaus bei den durchgeführten Analysen mitberücksichtigt. In Kapitel 4 werden die theoretischen Grundlagen der Mess- und Prüfverfahren beschrieben, die als geeignet bewertet werden, Anzeichen für Alterungserscheinungen festzustellen sowie die Auswirkungen der Alterungseffekte auf den Zustand der Hauptkomponenten der MS-Netzstationen zu identifizieren. Ferner werden die Mess- und Prüfaufbauten ausführlich beschrieben sowie die umfangreichen Resultate aus einer Vielzahl an Laboruntersuchungen dargestellt und analysiert. Aufbauend auf den Resultaten aus der Analyse der Zustandsbewertungen wird das Alterungsverhalten der MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten tiefergehend validiert. In Kapitel 5 erfolgt schließlich die Anwendung der Alterungsmodelle zur Optimierung von Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien. Dazu werden Störungsdaten in Abhängigkeit des Alters (finale Alterungsmodelle) abgeleitet. Darauf erfolgt eine vergleichende Betrachtung der Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien auf Basis der bisherigen Annahme eines badewannenförmigen Alterungsmodells und der optimierten Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien auf Basis der im Rahmen dieser Arbeit ermittelten realitätsgerechten Alterungsmodelle. In Kapitel 6 wird diese Arbeit mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick abgeschlossen.

2 Zustandsbewertung von Mittelspannungs-Netzstationen

2.1 Bauweisen und Anwendungsgebiete

Da die MS-Netzstationen Gegenstand der vorliegenden Arbeit sind, wird in diesem und dem darauffolgenden Abschnitt 2.2 deren Funktion und Aufbau kurz erläutert. MS-Netzstationen stellen in den Verteilungsnetzen zentrale Punkte zur Verteilung der Energie dar. An den MS-Netzstationen sind die NS-Netze angeschlossen und werden aus der MS-Ebene i. d. R. mit einer Nennspannung in Höhe von $U_n = 10 \text{ kV}$ oder $U_n = 20 \text{ kV}$, während eine Nennspannung in Höhe von $U_n = 30 \text{ kV}$ in Deutschland sehr selten vorkommt, versorgt [70]. Die NS-Netze umfassen dabei die Versorgung u. a. von einzelnen Haushalten, öffentlichen Einrichtungen sowie auch Gewerbegebieten [70]. Gewöhnlich bestehen MS-Netzstationen aus einer MS-Schaltanlage, mit der eine MS-Netzstation in das MS-Netz eingebunden wird, einem Transformator, der die Spannung aus der MS-Ebene auf $U_n = 0,4 \text{ kV}$ transformiert sowie einer NS-Verteilung, mit der die Endverteilung der elektrischen Energie über die NS-Netze letztendlich auf die Verbraucher erfolgt [71, 72]. Die genannten Komponenten stellen dabei die Hauptkomponenten (siehe Abschnitt 2.2) der MS-Netzstationen dar.

MS-Netzstationen werden u. a. nach Art der Bauweise (begehbar, nicht begehbar) sowie der Bauform (Kompaktstation, Einbaustation, Maststation; im Folgenden Stationstypen genannt) unterschieden [12]. In den *Kompaktstationen* erfolgt dabei die Anordnung aller Hauptkomponenten (MS-Schaltanlage, Transformator und NS-Verteilung) konzentriert auf einem sehr kleinen Raum [71]. Aufgrund ihrer kompakten Bauweise sind die Hauptkomponenten (bspw. der Transformator) während einer Inspektion teilweise nicht einsehbar, sodass keine Bewertung ihres Zustands erfolgen kann [4]. Die Kompaktstationen weisen dagegen einige entscheidende Vorteile auf. Neben dem deutlich geringeren Platzbedarf fallen die Errichtungskosten ebenfalls niedrig aus [73]. Diese Gründe führen dazu, dass Verteilungsnetzbetreiber bei Neuinstallationen hauptsächlich auf diesen Stationstyp zurückgreifen [12, 73]. In den Kompaktstationen werden dabei nahezu ausschließlich gasisolierte MS-Schaltanlagen eingebaut [12, 15]. *Einbaustationen*, auch als *Gebäudestationen* bezeichnet, befinden sich vornehmlich aufgrund der dichten Bebauung in Großstädten innerhalb von größeren Gebäuden (bspw. Krankenhäuser) und sind begehbar [12], sodass im Rahmen der Inspektionen die Zugänglichkeit zu den einzelnen Betriebsmitteln ermöglicht wird und folglich mehr Inspektionen bewertet werden können [4]. Zugleich ist dieser Stationstyp ebenso in dafür eigens errichteten Gebäuden zu finden [12]. Zusätzlich weisen die Einbaustationen deutlich höhere Errichtungskosten im Vergleich zu Kompaktstationen auf [73]. *Maststationen* sind häufig in ländlichen Gebieten mit Freileitungsnetzen anzutreffen [12]. Da die Maststationen den Einflüssen von Wind und Wetter ausgesetzt sind, werden diese von Inspektoren, die wenig Erfahrung aufweisen, aufgrund ihres optisch schlechten Zustands irrtümlicherweise mit einer schlechteren Note bewertet, als es dem tatsächlichen Zustand

entspricht [4]. Dieser Stationstyp wird von den Verteilungsnetzbetreibern i. d. R. nicht mehr verwendet und bei einer Erneuerung oft durch Kompaktstationen ersetzt [73].

2.2 Hauptkomponenten

In der Regel besteht in einer gewöhnlichen MS-Netzstation die MS-Schaltanlage aus drei Feldern, die NS-Verteilung weist zwischen vier und 14 Abgängen auf und der Transformator verfügt i. d. R. über eine Leistung in Höhe von $S_T = 400 \text{ kVA}$ oder $S_T = 630 \text{ kVA}$ (siehe Abbildung 2-1) [74].

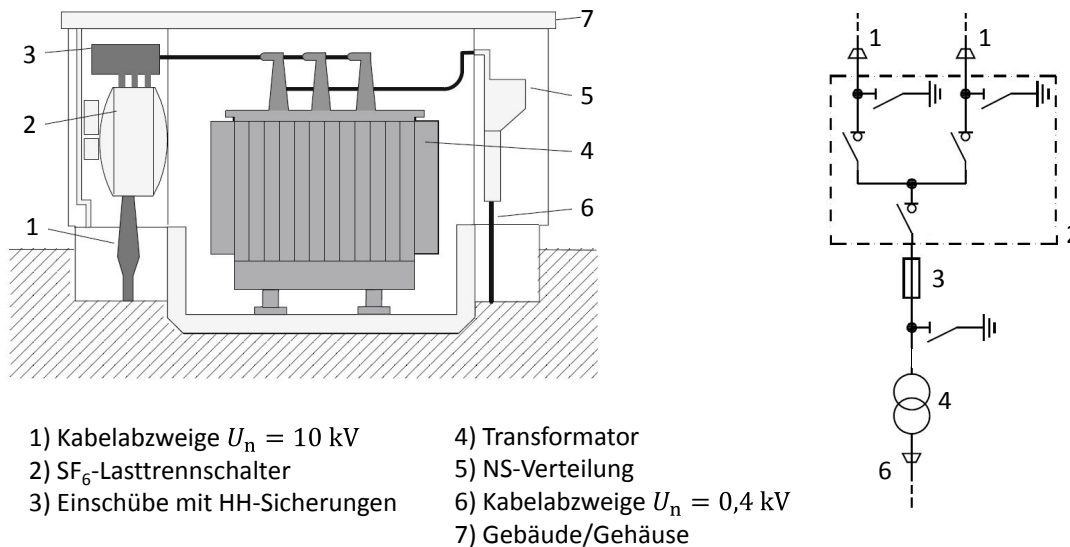


Abbildung 2-1: Exemplarischer Aufbau einer MS-Netzstation (links) mit Ersatzschaltbild (rechts) (nach [72])

Baulicher Teil

Wie in Abschnitt 2.1 bereits erwähnt, sind in den MS-Netzen unterschiedliche Stationstypen zu finden. Abhängig vom Stationstyp umfasst der bauliche Teil das Gebäude/Gehäuse außen und innen (bspw. das Dach und die Außenfassade) [4]. Der bauliche Teil dient dabei zum Schutz von Menschen, Tieren und Umwelt sowie der nachfolgenden Hauptkomponenten einer MS-Netzstation vor Verschmutzung und Witterungseinflüssen [12].

MS-Schaltanlage

Bei den MS-Schaltanlagen wird zwischen luft-, luft-feststoff- und gasisolierten Schaltanlagen unterschieden [5]. Als *luftisoliert* werden die MS-Schaltanlagen bezeichnet, in denen die spannungsführenden Anlagenteile direkt der Umgebungsluft ausgesetzt sind [75]. Die Umgebungsluft dient dabei als Isoliermedium. Aufgrund der Isoliereigenschaften der Luft ergibt sich ein (von der Spannungsebene abhängiger) vergleichsweise großer Abstand zwischen den einzelnen Anlagenteilen. Bedingt durch diese Eigenschaft nehmen die Abmessungen der gesamten MS-Schaltanlage zu, sodass diese Bauart hauptsächlich in Gebäudestationen anzutreffen ist [15]. Vornehmlich sind luftisolierte MS-Schaltanlagen einfach mit einem geerdeten magnetischen Metall gekapselt oder werden mithilfe eines Metallgitters abgegrenzt [5], welches

dem Personenschutz dient [75]. Bei den *luft-feststoffisolierten* MS-Schaltanlagen sind die spannungsführenden Teile in einem festen Isolierstoff eingebettet [76]. Aufgrund der Isolieranordnung weist diese Bauart im Vergleich zu luftisolierten MS-Schaltanlagen einen wesentlich kompakteren Aufbau auf. Diese Bauart hat sich jedoch nicht durchsetzen können und findet in MS-Schaltanlagen in Deutschland wenig Verwendung u. a. aufgrund der hohen Herstellungskosten [75, 76].

Gasisolierte MS-Schaltanlagen sind dreiphasig ausgeführt, wobei sich die Anlagenteile, wie bspw. MS-Lasttrennschalter und Sammelschienen im Isoliergas bei einem geringen Gasüberdruck befinden [76]. Als Isoliermedium dient Schwefelhexafluorid (SF_6) [77]. Diese Bauart weist dabei einige wesentliche Vorteile auf. Gasisolierte MS-Schaltanlagen zeichnen sich im Vergleich zu luftisolierten MS-Schaltanlagen durch eine kompaktere Bauweise mit wesentlich geringeren Potenzialabständen aus [77]. Des Weiteren weisen gasisolierte MS-Schaltanlagen eine höhere Berührungssicherheit aufgrund der metallgekapselten Bauweise auf, welche darüber hinaus für einen höheren Schutz gegenüber Verschmutzung und Witterungseinflüssen sorgt, sodass letztendlich gasisolierte MS-Schaltanlagen wartungsärmer über deren gesamte Lebensdauer sind [71, 76, 78]. Die Einführung der gasisolierten MS-Schaltanlagen führte, wie bereits erwähnt, ab 1990 zu einem breiteren Einsatz von Kompaktstationen [12].

Transformator

In den MS-Netzstationen wird mithilfe von Transformatoren die Spannung aus dem MS-Netz heruntertransformiert und das NS-Netz mit den jeweiligen Endkunden versorgt [70]. Grundsätzlich können folgende Arten von Transformatoren zum Einsatz kommen: Öl- und Gießharztransformatoren. Bei den Öltransformatoren wird zusätzlich zwischen Öltransformatoren mit Ausdehnungsgefäß und Hermetiktransformatoren unterschieden. Bei den *Öltransformatoren* dient das Öl sowohl als Isolierung als auch als Kühlmittel, sodass diese Bauart wesentliche Wärmespeicherkapazitäten aufweist und folglich für eine kurze Zeit relativ stark überlastbar ist [73]. Die Öltransformatoren mit Ausdehnungsgefäß werden bei einer Erneuerung für gewöhnlich mit *Hermetiktransformatoren* ersetzt, da diese eine kompaktere Bauweise sowie einen geringeren Wartungsaufwand aufweisen [73]. Der Einsatz von Öltransformatoren ergibt sich dabei u. a. aus den jeweiligen Brandschutz- oder Umweltvorschriften [12, 73]. Des Weiteren weisen Hermetiktransformatoren einige entscheidende Vorteile auf. Aufgrund ihrer Bauweise findet kein Kontakt zwischen dem Öl und der Luft bzw. Luftfeuchtigkeit statt, sodass der Alterungsprozess des Öls bzw. des Transformators stark verlangsamt wird und folglich der Transformator eine längere Lebensdauer aufweist [79]. Dies wird ebenso im Rahmen dieser Arbeit bestätigt (siehe Abbildung 3-8 in Abschnitt 3.2.4). Zusätzlich müssen keine turnusmäßigen Ölanalysen durchgeführt werden, sodass geringere Kosten während des Betriebs anfallen [79].

Bei den *Gießharztransformatoren* wird für die Isolierung u. a. Epoxidharz anstelle von Öl verwendet [72, 74], sodass sich keine zusätzlichen Schutzmaßnahmen u. a. aus jeweiligen

Umweltvorschriften ergeben [71, 80]. Zusätzlich weisen Gießharztransformatoren ein geringeres Brandrisiko auf, da bei der Herstellung nur schwer brennbare und selbstverlöschende Materialien verwendet werden [80]. Des Weiteren weisen Gießharztransformatoren einige entscheidende Vorteile auf. Aufgrund ihrer Bauweise sind diese wartungsfrei [71, 79], weisen keine Korrosionserscheinungen sowie eine geringe Störanfälligkeit auf [79]. Diese Bauart wird vielfach in Bereichen eingesetzt, wo knappe Platzverhältnisse herrschen [74] (bspw. Ölauffangwanne kann nicht platziert werden [73]) oder entsprechende Sicherheitsvorschriften (bspw. Gebäude mit größeren Menschenansammlungen, Wasserschutzgebiete) eingehalten werden müssen [73]. Gießharztransformatoren sind thermisch empfindlicher als Öltransformatoren, sodass auf die Richtlinien des jeweiligen Herstellers für kurzzeitige Überlastungen geachtet werden sollte [73].

NS-Verteilung

Die Sammelschienen und Niederspannungs-Hochleistungssicherungen (NH-Sicherungen) auf der NS-Seite werden als NS-Verteilung bezeichnet, wobei die NH-Sicherungen den selektiven Schutz der abgehenden Leitungen übernehmen [71]. Die NS-Verteilungen werden dabei gemäß der Normreihe DIN EN 61439 (VDE 0660-600) in Tafelbauform konstruiert und bei einer offenen Bauform ist das Vorhandensein eines Berührungsschutzes für eine gefahrenlose Bedienung notwendig [12, 74].

Zubehör

In einer MS-Netzstation befinden sich weitere Anlagenteile (u. a. Erdungs- und KurzschlieBvorrichtung), die keine der oben genannten Hauptkomponenten zuzuordnen sind und zusammengefasst als Zubehör bezeichnet werden können [4, 5]. Auf das Zubehör wird jedoch in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen, da dieses einen untergeordneten Einfluss auf den Zustand der gesamten MS-Netzstation hat [4].

Die zuvor genannten Hauptkomponenten bestehen aus unterschiedlichen Einzelkomponenten, die über Inspektionpunkte bewertet werden. Diese einzelnen Inspektionpunkte werden zu Hauptinspektionsteilen aggregiert [4, 5]. Damit repräsentieren die Bewertungen der Hauptinspektionsteile den Zustand der Hauptkomponenten [4, 5]. Im Folgenden wird der Terminus „Hauptkomponente“ verwendet, um sowohl den Zustand der Hauptkomponenten einer MS-Netzstation als auch die dazugehörigen Bewertungen der Hauptinspektionsteile zu beschreiben.

2.3 Instandhaltung und Erneuerung von Mittelspannungs-Netzstationen

Ein Fokus dieser Arbeit bildet die Ableitung der Alterungsmodelle auf Basis der Zustandsbewertungen. So werden in den folgenden Abschnitten der Begriff Alterung im Kontext dieser Arbeit sowie Maßnahmen, um den Alterungseffekten effektiv entgegenzuwirken bzw. die Alterungsprozesse zu verlangsamen, erläutert und beschrieben.

2.3.1 Alterung im Netzbetrieb

Die Lebensdauer der elektrischen Betriebsmittel wird als der Zeitraum von der In- bis zur Außerbetriebnahme bezeichnet [19]. Dabei weisen die elektrischen Betriebsmittel der Verteilungsnetze eine kalkulatorische Lebensdauer auf, welche in den sog. Abschreibungstabellen [81] üblicherweise festgelegt ist und für die Berechnung der anstehenden jährlichen Abschreibungen aus vorangegangenen Investitionen genutzt wird [30]. Zusätzlich liegt der Fokus auf der technischen Lebensdauer, welche u. a. auf der Erfahrung der Verteilungsnetzbetreiber beruht [82] und i. d. R. einen weitaus größeren Zeitraum als die kalkulatorische Lebensdauer umfasst.

Nach der Herstellung und zu Beginn ihres Einsatzes im Netz weisen die elektrischen Betriebsmittel einen hohen Abnutzungsvorrat auf [83], sodass deren Funktionen [83] sowie deren sicherheitstechnische, mechanische und thermische Anforderungen erfüllt werden [71]. Während des Betriebs erfolgt aufgrund von chemischen und physikalischen Vorgängen, die u. a. durch *Alterung* hervorgerufen werden, ein Abbau des Abnutzungsvorrats [83]. Dabei wird zwischen irreversibler und reversibler Alterung unterschieden [6, 15, 17]. Bei der reversiblen Alterung erfolgt eine temporäre Veränderung der Eigenschaften einer Komponente (bspw. verringerte Überschlagnspannung aufgrund verschmutzter Isolatoren [6, 15, 17]). Dieser kann mithilfe von geeigneten Maßnahmen (bspw. Reinigung [4]) entgegengewirkt werden. Bei der irreversiblen Alterung sind die auftretenden Veränderungen (bspw. Korrosion) wiederum dauerhaft vorhanden [6, 15, 17]. Da reversible sowie irreversible Alterungsvorgänge indessen zeitgleich stattfinden [15], erfolgt im Rahmen dieser Arbeit diesbezüglich keine weitere Unterscheidung.

2.3.2 Instandhaltungsmaßnahmen und -strategien

Zu Beginn seiner Lebensdauer besitzt jedes Betriebsmittel einen Abnutzungsvorrat von 100 %, der sich im Laufe des Betriebs aufgrund u. a. von Verschleiß, Alterung und Korrosion verringert [4, 83]. Um den Veränderungen des Abnutzungsvorrats der Betriebsmittel entgegenzuwirken, werden Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt [4, 30, 83, 84]. Die Instandhaltung von Betriebsmitteln wird demzufolge mit dem Ziel durchgeführt, den Abbau des Abnutzungsvorrats zu verringern und letztendlich Betriebsausfälle bei rechtzeitiger Durchführung dieser möglichst zu verhindern [6]. Somit sollen die Verfügbarkeit und die Leistungsfähigkeit über die gesamte Lebensdauer gesichert werden [30]. Die maximal erreichbare Lebensdauer wird dabei primär von den irreversiblen Alterungsvorgängen bestimmt [15], denen mittels Instandhaltungsmaßnahmen ohne eine Erneuerung von Komponenten nicht entgegengewirkt werden kann [6].

Gemäß DIN 31051 (siehe [83]) kann die Instandhaltung in Teilaufgaben unterteilt werden, die seitens der Verteilungsnetzbetreiber im Rahmen der Sicherung der Verfügbarkeit elektrischer Energie sowie der Gewährleistung der Personensicherheit erfüllt werden sollten [5]. Im Rahmen der *Inspektion* wird der Ist-Zustand beurteilt (bspw. Feststellung des Zustands des Korrosionsschutzes von Komponenten [4]), die Ursachen der Abnutzung ermittelt und schlussendlich

erforderliche Maßnahmen abgeleitet [83]. Unter dem Begriff der *Wartung* sind Maßnahmen (bspw. Schmierung der Antriebe von Schaltgeräten, Nachfüllen von Massekabel-Endverschlüssen [4]), die der Verzögerung des Abbaus bzw. dem Wiederauffüllen des vorhandenen Abnutzungsvorrats dienen, zu verstehen [83]. Im Zusammenhang mit der *Instandsetzung* sind Maßnahmen (bspw. Reparatur mechanischer Beschädigungen [4]) in [83] aufgeführt, mit denen eine fehlerhafte Funktion wiederhergestellt wird. Im Zuge der *Verbesserung* erfolgt eine Kombination unterschiedlicher Maßnahmen mit dem Ziel, u. a. die Zuverlässigkeit, die Instandhaltbarkeit und die Sicherheit eines Betriebsmittels zu steigern [83].

Eine Kernkompetenz des Asset-Managements bildet das Instandhaltungsmanagement, dessen Aufgaben in der Festlegung und Umsetzung der Instandhaltungsstrategie sowie in der Budgetierung der abgeleiteten Instandhaltungsmaßnahmen bestehen [4]. Welche der Instandhaltungsaufgaben dabei wann und wie oft angewandt werden, wird folglich durch die Auswahl der Instandhaltungsstrategie bestimmt [4]. Im Rahmen der *zeitorientierten Instandhaltung* (engl.: *Time-Based Maintenance*) werden die Betriebsmittel in definierten Zeitintervallen inspiziert und gewartet [4, 19, 30]. Mit Erreichen der erwarteten technischen Lebensdauer des Betriebsmittels erfolgt letztendlich ein präventiver Austausch [4, 30, 71]. Die Zeitintervalle und die technische Lebensdauer werden dabei aus Empfehlungen von Herstellerangaben oder aus Betriebserfahrungen der Verteilungsnetzbetreiber abgeleitet [4, 19, 30]. Bei der *ereignisorientierten Instandhaltung* (engl.: *Corrective Maintenance*) wird vorwiegend auf Inspektionen und Wartungen verzichtet und es werden Maßnahmen nur dann ergriffen, wenn ein Betriebsmittelausfall vorliegt [4, 19, 30, 71]. Bei der *zustandsorientierten Instandhaltung* (engl.: *Condition-Based Maintenance*) werden Instandhaltungsmaßnahmen an den Betriebsmitteln erst dann durchgeführt, wenn der technische Zustand der Betriebsmittel diese tatsächlich auch erfordert [4, 19, 30]. Demnach wird der Instandhaltungsaufwand verringert und gleichzeitig die technische Lebensdauer der Betriebsmittel optimal genutzt [4, 8]. Um den optimalen Zeitpunkt einer angebrachten Instandhaltungsmaßnahme zu bestimmen, werden u. a. zyklische Inspektionen und Messungen vor Ort, die den technischen Zustand der Betriebsmittel objektiv und realitätsgerecht bewerten, angewandt [4, 5, 77]. Werden Alterungs- bzw. Verschleißerscheinungen festgestellt und behoben, kann ein verringertes Ausfallrisiko angenommen werden [30]. Eine Erweiterung der zustandsorientierten Instandhaltung stellt die *prognostizierende Instandhaltung* (engl.: *Predictive Maintenance*) dar, bei der auf Basis der vorangegangenen Zustandsentwicklung der zukünftige Zustand prognostiziert wird, um notwendige Maßnahmen zielgerichtet und effizient vor einem drohenden Betriebsmittelausfall durchzuführen [8, 85]. Im Zuge der *zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung* (engl.: *Reliability-Centered Maintenance*) wird für jedes Betriebsmittel der individuelle technische Zustand sowie die Wichtigkeit bezogen auf die Versorgungszuverlässigkeit und Bedeutung für das Gesamtnetz ermittelt [4, 19, 30]. Eine Wartungs- oder Erneuerungsentscheidung erfolgt aus der Kombination beider Parameter [4, 19, 30]. Die *risikoorientierte Instandhaltung* (engl.: *Risk-Based Maintenance*) ist eine

Erweiterung der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung [4, 30]. In diesem Fall wird die Wichtigkeit eines Betriebsmittels auf Basis der wirtschaftlichen Konsequenzen bei dessen Ausfall bestimmt [4, 30].

2.4 Zustandsbewertungsverfahren

Für eine optimierte Instandhaltung und Erneuerung der elektrischen Betriebsmittel der MS-Netze ist eine möglichst realitätsgerechte Zustandsbewertung essenziell [4]. Die heutigen angewandten Zustandsbewertungsverfahren [4, 5, 7, 86] basieren dabei i. d. R. auf einheitlich zyklisch durchgeführte visuelle Inspektionen. In [4, 29, 86, 87] wird ein Verfahren zur systematischen Zustandsbewertung von MS-Netzstationen dargestellt, welches die Anforderungen des Asset-Managements sowie des Asset-Services berücksichtigt. Zu diesem Zweck wurde eine einheitliche Inspektionscheckliste (siehe Abbildungen 10-1 bis 10-3 in Anhang 10.1) erstellt. Dabei ist die Inspektionscheckliste ausschließlich auf die Sichtkontrolle, d. h. die visuelle Erfassung des Zustands mit gleichzeitiger Bewertung der identifizierten Mängel, ausgerichtet [4].

Im Rahmen dieser Arbeit werden die einzelnen Inspektionschecklisten der unterschiedlichen Verteilungsnetzbetreiber analysiert, wobei diese eine unterschiedliche Detailtiefe aufweisen. In vorhergehenden Arbeiten [29, 86, 87] sind bereits zahlreiche Inspektionschecklisten verschiedener Verteilungsnetzbetreiber analysiert worden und dabei konnte festgestellt werden, dass sich diese prinzipiell in eine einheitliche Struktur überführen lassen. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden die Inspektionschecklisten und die dazugehörigen Zustandsbewertungen der unterschiedlichen Verteilungsnetzbetreiber zu der Inspektionscheckliste aus Anhang 10.1 homogenisiert, sodass die Vergleichbarkeit der Zustandsbewertungen über alle MS-Netzstationen aller Verteilungsnetzbetreiber gewährleistet wird [88, 89, 90]. Hierdurch kann am Ende sichergestellt werden, dass gleiche bzw. ähnliche Inspektionenpunkte den Hauptkomponenten zugeordnet werden [88, 89, 90]. Mit dem Ziel für die Ableitung der Alterungsmodelle auf Basis der Zustandsbewertungen in Kapitel 3 vor allem alterungsrelevante Inspektionenpunkte einfließen zu lassen, werden Inspektionenpunkte wie bspw. „Sauberkeit“, sämtliche Warnschilder und Beschriftungen bei den weiteren Analysen und Auswertungen fortan nicht berücksichtigt.

Darüber hinaus werden die einzelnen Klassifizierungsschemata der unterschiedlichen Verteilungsnetzbetreiber untersucht. Dabei kann festgestellt werden, dass die Bewertungen der Inspektionenpunkte der jeweiligen Inspektionschecklisten Unterschiede hinsichtlich der Bewertungsskalen aufweisen. Die bei den Verteilungsnetzbetreibern identifizierten Varianten umfassen u. a. eine zweistufige, eine vierstufige bis hin zu einer sechsstufigen Bewertungsskala. Umfangreiche Praxisuntersuchungen in [4] führten zu der Erkenntnis, dass eine vierstufige Bewertungsskala zu den objektivsten Ergebnissen führt. Demzufolge ist in [4] die Bewertung von Mängeln in Bezug auf deren Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für visuelle Inspektionen von MS-Netzstationen auf Basis einer vierstufigen Bewertungsskala ermittelt worden. Diese umfasst dabei die Bewertungsstufen „1 - keine Mängelbeseitigung erforderlich“ (keine erkennbaren

Mängel vorhanden bzw. es besteht kein Handlungsbedarf), „2 - langfristige Mängelbeseitigung“ (Mängelbeseitigung im Rahmen der nächsten planmäßigen Wartung, ggf. vorliegende Mängel bei nächster Inspektion neu bewerten), „3 - kurzfristige Mängelbeseitigung“ (Mängelbeseitigung innerhalb eines Jahres notwendig, spätestens bis zur nächsten Inspektion) und „4 - sofortige Mängelbeseitigung“ (Mängelbeseitigung innerhalb weniger Wochen dringend erforderlich, ggf. Maßnahmen direkt vor Ort einleiten) [4, 5, 29]. Mit dem Ziel über alle Inspektionschecklisten vergleichbare Werte zu generieren, werden mittels Transformationsmatrizen die Klassifizierungsschemata der unterschiedlichen Verteilungsnetzbetreiber vereinheitlicht. Dabei werden die Unterschiede in den Bewertungen der Inspektionspunkte der jeweiligen Inspektionschecklisten sowie deren Bedeutung hinsichtlich der eingeordneten Mängel berücksichtigt. In diesem Sinne erfolgt die Einordnung bspw. einer individuellen Bewertung „gerade noch ausreichend“ in Bewertungsstufe „3 - kurzfristige Mängelbeseitigung“ sowie einer Bewertung „Handlungsbedarf“ in Bewertungsstufe „4 - sofortige Mängelbeseitigung“.

Zusätzlich zu der Untersuchung der einzelnen Klassifizierungsschemata werden ebenso geeignete Gewichtungsfaktoren bestimmt. Die Gewichtungsfaktoren besitzen innerhalb der Aggregations-systematik, welche in Anhang 10.2 erläutert wird, eine zentrale Bedeutung, da sie dazu dienen, einzeln durchgeführte Bewertungen zu einer Gesamtbewertung zu kombinieren [4]. In [4] sind praxistaugliche Gewichtungsfaktoren für MS-Netzstationen ermittelt worden, die u. a. Anwendung in [5] gefunden haben. Weitergehend sind in [77] praxistaugliche Gewichtungsfaktoren für gasisolierte Hochspannungsschaltanlagen (Hochspannungs-GIS) ermittelt worden. Indessen erfolgt die Ermittlung der Gewichtungsfaktoren auf Basis u. a. der anfallenden Maßnahmenkosten, des Einflusses auf die Betriebsmittelzuverlässigkeit sowie des Gefährdungspotenzials für Personen und Umgebung [4]. Diese Kriterien sind dabei u. a. abhängig von dem Know-how des jeweiligen Verteilungsnetzbetreibers sowie von weiteren netzbetreiber-individuellen Faktoren [4].

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Gewichtungsfaktoren der unterschiedlichen Verteilungsnetzbetreiber berücksichtigt und somit einheitliche Grundsätze abgestimmt. Im Zuge dessen hat sich der paarweise Vergleich als eine geeignete Methode bestätigt, um realitätsgerechte Gewichtungsfaktoren über unterschiedliche Verteilungsnetzbetreiber zu bestimmen [4]. Diese Methode wird dabei ähnlich wie in [4] unabhängig voneinander bei den verschiedenen Verteilungsnetzbetreibern angewendet. Anschließend werden die Mittelwerte aus den ermittelten Gewichtungsfaktoren der jeweiligen Verteilungsnetzbetreiber für jede Hauptkomponente berechnet. Letztendlich werden nach erfolgter Expertensicht geringfügige Anpassungen durchgeführt. Die prinzipielle Vorgehensweise wird in Abbildung 2-2 veranschaulicht.


	wichtiger als 0 nein 1 gleich 2 ja 	Baulicher Teil	MS-Schaltanlage	Transformator	NS-Verteilung	vorläufig für einen Verteilungsnetz- betreiber		gewählt über alle Verteilungsnetz- betreiber	
						Σ	$G_{HK,\kappa,VNB}$	$G_{HK,\kappa}$	
Baulicher Teil		1	0	0	0	1	6,2 %	...	19,0 %
MS-Schaltanlage		2	1	2	2	7	43,8 %	...	40,0 %
Transformator		2	0	1	1	4	25,0 %	...	22,0 %
NS-Verteilung		2	0	1	1	4	25,0 %	...	19,0 %
					Σ	16	100,0 %		100,0 %

Abbildung 2-2: Methode des paarweisen Vergleichs (in Anlehnung an [4])

Die Hauptkomponente „baulicher Teil“ umfasst dabei die Inspektionpunkte sowohl von der „Außenanlage der Station“ als auch vom „Innenraum der Station“ (vgl. Abbildung 10-1 in Anhang 10.1). Währenddessen wird die Hauptkomponente „Zubehör“ (vgl. Abbildung 10-2 in Anhang 10.1) beim paarweisen Vergleich nicht weiter berücksichtigt. Diese hat i. d. R. nämlich keinen Einfluss auf das Alterungsverhalten der gesamten MS-Netzstation, da die dazugehörigen Inspektionpunkte nur einen informativen Charakter haben und keinen Informationsgehalt bezüglich des technischen Zustands der MS-Netzstation aufweisen [7]. Zusätzlich weist der Zustand der Zubehöerteile eine sehr geringe Relevanz bei Erneuerungsentscheidungen auf, da vorhandene Mängel ohne großen Aufwand behoben werden können [4].

Die Auswertung der Zustandsbewertungen der MS-Netzstationen des Anlagenkollektivs erfolgt somit auf Basis einer identischen Inspektionscheckliste (vgl. Anhang 10.1). Infolgedessen kann gewährleistet werden, dass zu den Hauptkomponenten aller bewerteten MS-Netzstationen gleiche Inspektionpunkte aggregiert werden (vgl. Anhang 10.2). Schlussendlich erfolgen aus den Bewertungen der Hauptkomponenten und mittels einheitlicher Gewichtungsfaktoren die Bewertungen der MS-Netzstationen (vgl. Anhang 10.2). In den darauffolgenden Abschnitten und Kapiteln dieser Arbeit werden darauf aufbauend die Analysen und Auswertungen netzbetreiberübergreifend durchgeführt, um Aussagen über ein großes Kollektiv an MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten zu treffen. Hierdurch liegt eine fundierte Datenbasis vor und die Aussagen bzgl. der Mängelverteilung und des Alterungsverhaltens werden nicht von Einzelereignissen dominiert.

2.5 Analyse der Zustandsbewertungen von Mittelspannungs-Netzstationen

In den ersten Abschnitten (siehe Abschnitte 2.1 bis 2.3) dieses Kapitels sind die wichtigsten theoretischen Grundlagen u. a. zum Aufbau und Funktion von MS-Netzstationen sowie zu Instandhaltungsmaßnahmen, um deren Alterung entgegenzuwirken, dargestellt worden. Im vorangegangenen Abschnitt (siehe Abschnitt 2.4) erfolgte zusätzlich die Darstellung von einem

bereits entwickelten und in umfangreichen Felduntersuchungen an einem großen Anlagenkollektiv auf seine Wirkungsweise hin getestet und validierten Zustandsbewertungsmodell bzw. -verfahren, auf das in dieser Arbeit zurückgegriffen wird. Nach einer anfangs durchgeführten Analyse der unterschiedlichen Bewertungs- und Erfassungsschemata der Verteilungsnetzbetreiber wurden die unterschiedlichen Bewertungen homogenisiert und hinsichtlich der Aussage über den Zustand der MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten – im Hinblick auf die Ableitung der Alterungsmodelle auf Basis der Zustandsbewertungen in Kapitel 3 – vereinheitlicht.

In den darauffolgenden Abschnitten erfolgt auf Basis der zusammengestellten Zustandsbewertungen eine umfängliche Schwachstellenanalyse auf Ebene der Hauptkomponenten. Darüber kann festgestellt werden, für welche Hauptkomponenten am häufigsten ein Mangel dokumentiert und folglich ein Handlungsbedarf abgeleitet wird. Das Alter der jeweiligen Hauptkomponente sowie die vom Verteilungsnetzbetreiber angewandte Instandhaltungsstrategie werden hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den Handlungsbedarf und insbesondere auf die zeitliche Komponente (Dringlichkeit der Mängelbeseitigung) als Einflussfaktoren untersucht.

2.5.1 Anlagenkollektiv

Insgesamt stehen in dieser Arbeit für die weiterführenden Analysen u. a. für die Ableitung der Alterungsmodelle für die MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten ca. 110.000 Zustandsbewertungen von mehreren verschiedenen Verteilungsnetzbetreibern zur Verfügung. Das Anlagenkollektiv besteht dabei aus MS-Netzstationen unterschiedlicher Stationstypen, welche sich wiederum aus Hauptkomponenten unterschiedlicher Bauarten zusammensetzen. Da die Verteilungsnetzbetreiber u. a. unterschiedliche Strategien verfolgen, um ihre MS-Netzstationen zu inspizieren und zu warten, werden spezifische Analysen z. B. differenziert nach Instandhaltungsstrategien ermöglicht. Währenddessen weist das Anlagenkollektiv im Durchschnitt einen 4-jährigen Inspektions- sowie einen 8-jährigen Wartungszyklus auf. In der Regel werden die MS-Netzstationen in einem 2-jährigen bis 4-jährigen Zyklus inspiziert [4, 5]. In der Praxis hat sich ebenso gezeigt, dass heutzutage sehr oft ein jährlicher Inspektionszyklus angewandt wird. Aus den zusammengestellten Datensätzen aller im Rahmen dieser Arbeit zusammengetragenen und analysierten Inspektionschecklisten und dazugehörigen Stammdaten der MS-Netzstationen (zu den erfassten Stammdaten, die der Tabelle 10-1 in Anhang 10.3 entnommen werden können, zählen u. a. Stationstypen, Bauarten und Baujahre der Hauptkomponenten, Datum der durchgeführten Inspektionen etc.) kann u. a. eine Verteilung der Baujahre der Hauptkomponenten der jeweiligen MS-Netzstationen abgeleitet werden. Diese wird in Abbildung 2-3 dargestellt. Daraus resultiert, dass bis zu einem Alter von ca. 60 Jahren eine sehr große und damit statistisch signifikante Grundgesamtheit in der Datenbank vorhanden ist.

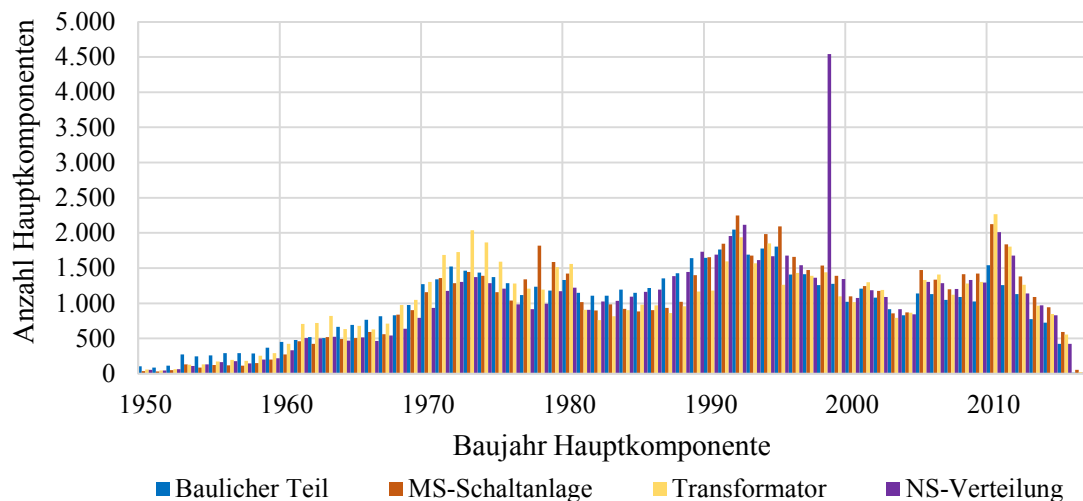


Abbildung 2-3: Mengenverteilung der Hauptkomponenten für die verschiedenen Baujahre

Aus Abbildung 2-3 wird ersichtlich, dass sich das Anlagenkollektiv der MS-Netzstationen größtenteils aus älteren Hauptkomponenten, welche in den 1970er-, 1980er- und 1990er-Jahren errichtet wurden, gleichwohl aus Hauptkomponenten jüngeren Baujahres, welche um das Jahr 2010 errichtet wurden, zusammensetzt. Auffällig ist dabei die hohe Anzahl an NS-Verteilungen, die ein Baujahr von 1998 aufweisen. Hierbei handelt es sich nicht um einen Fehler in der erstellten Datenbank, sondern um einen tatsächlichen Neubau von einer Vielzahl von NS-Verteilungen bei verschiedenen Verteilungsnetzbetreibern. Ein Grund dafür ist, dass viele ältere NS-Verteilungen in MS-Netzstationen, welche üblicherweise bis 1997 keinen Berührungsschutz aufwiesen, gemäß DIN EN 50274 (siehe [91]) (Nachfolgenorm von DIN 57106-100, siehe [92]) mit einem solchen nachgerüstet werden müssen. Damit soll sichergestellt werden, dass bei Bedienvorgängen und Arbeiten an einer MS-Netzstation bspw. Anbringung eines Baustellenanschlusses oder einer NH-Sicherungsleiste ein Schutz gegen direktes Berühren aktiver Teile gewährleistet wird. Da gemäß [93] die geforderten Anpassungen bis zum 31.12.1999 vorzunehmen waren, wurde durch anstehende Wartungsarbeiten der Berührungsschutz der NS-Verteilungen sukzessiv erweitert. Daher sind NS-Verteilungen, die in MS-Netzstationen nach 1997 eingebaut wurden, erst mit einem Berührungsschutz ausgestattet. Die Stammdaten der MS-Netzstationen wurden darüber hinaus vonseiten der Verteilungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung dieser Arbeit geprüft und als valide bestätigt. Infolgedessen kann ein Datenfehler vollständig ausgeschlossen werden.

Eine MS-Netzstation besteht aus mehreren Hauptkomponenten (vgl. Abschnitt 2.2), die ein individuelles Baujahr aufweisen (vgl. Tabelle 10-1 in Anhang 10.3). Infolgedessen wird die MS-Netzstation nicht ausschließlich durch ein einzelnes Baujahr gekennzeichnet, vor allem dann, wenn die Hauptkomponenten derselben MS-Netzstation ein unterschiedliches Baujahr aufweisen (vgl. Abbildung 2-3). Dies kann aufgrund bspw. eines Austauschs von fehlerhaften Hauptkomponenten und der jeweiligen Ersatzteilverfügbarkeit erfolgen.

Bei Betrachtung der Baujahrverteilung für die verschiedenen Stationstypen in Abbildung 2-4 kann festgestellt werden, dass im Anlagenkollektiv größtenteils zwei Stationstypen, Gebäude- und Kompaktstationen, vorhanden sind (42 % respektive 39 %). Unter sonstige Stationstypen sind u. a. Turm- und Maststationen zu verstehen. In den 1970er- und 1980er-Jahren wurden vermehrt Gebäudestationen gebaut, ab den 1990er-Jahren kommen vornehmlich Kompaktstationen zum Einsatz. Kompaktstationen haben nicht nur im Anlagenkollektiv, sondern auch deutschlandweit den größten Marktanteil an MS-Netzstationen übernommen [12]. Ein Grund dafür ist u. a. die Etablierung der gasisolierten SF₆-MS-Schaltanlagentechnik [12, 15]. Bei der Darstellung der Baujahrverteilung für die verschiedenen Stationstypen in der nachfolgenden Abbildung 2-4 wird das Baujahr der Hauptkomponente „baulicher Teil“ als Referenzwert hinzugezogen.

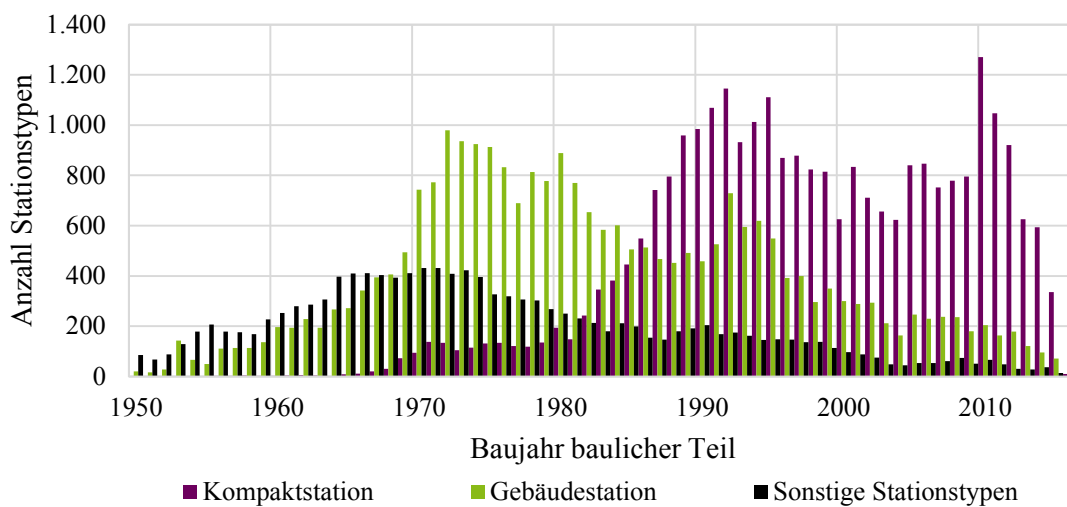


Abbildung 2-4: Mengenverteilung der Stationstypen für die verschiedenen Baujahre

Zusätzlich weisen die einzelnen Hauptkomponenten der MS-Netzstationen unterschiedliche Bauarten auf. So sind größtenteils luft- und gasisolierte MS-Schaltanlagen mit Anteilen von jeweils 66 % und 30 % sowie Öl- und Hermetiktransformatoren mit Anteilen von jeweils 55 % und 44 % im Anlagenkollektiv vorhanden. Die Mengenverteilungen der unterschiedlichen Bauarten von MS-Schaltanlagen und Transformatoren für die verschiedenen Baujahre können den Abbildungen 10-6 und 10-7 in Anhang 10.4 entnommen werden. Bei Betrachtung der jeweiligen Mengenverteilungen für die verschiedenen Bauarten und Baujahre der Hauptkomponenten kann festgestellt werden, dass hauptsächlich gasisolierte MS-Schaltanlagen gemäß der oben genannten Erläuterung ab den 1990er-Jahren zum Einsatz kommen. Des Weiteren kann aus der Betrachtung des Anlagenkollektivs ermittelt werden, dass Hermetiktransformatoren im Vergleich zu Öltransformatoren u. a. aufgrund des geringeren Wartungsbedarfes [79] in den letzten ca. 20 Jahren bevorzugt von den Verteilungsnetzbetreibern eingebaut werden – vornehmlich in Kompaktstationen.

Mithilfe des gewählten und letztendlich angewandten Aggregationsschemas (vgl. Anhang 10.2) zur Bewertung der Zustände der MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten aus den

zusammengetragenen Inspektionschecklisten und den dazugehörigen Stammdaten konnte eine valide Datengrundlage für die Auswertung des Alterungsverhaltens geschaffen werden. Die zusammengestellten Datensätze dienen in den darauffolgenden Abschnitten und Kapiteln als Grundlage für die weiteren Analysen und Auswertungen.

2.5.2 Mängelverteilung

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Bewertungen von insgesamt 437.988 Hauptkomponenten betrachtet. Die Ergebnisse der Verteilung der Bewertungen über alle Hauptkomponenten sowie für jede Hauptkomponente selbst sind in Abbildung 2-5 dargestellt.

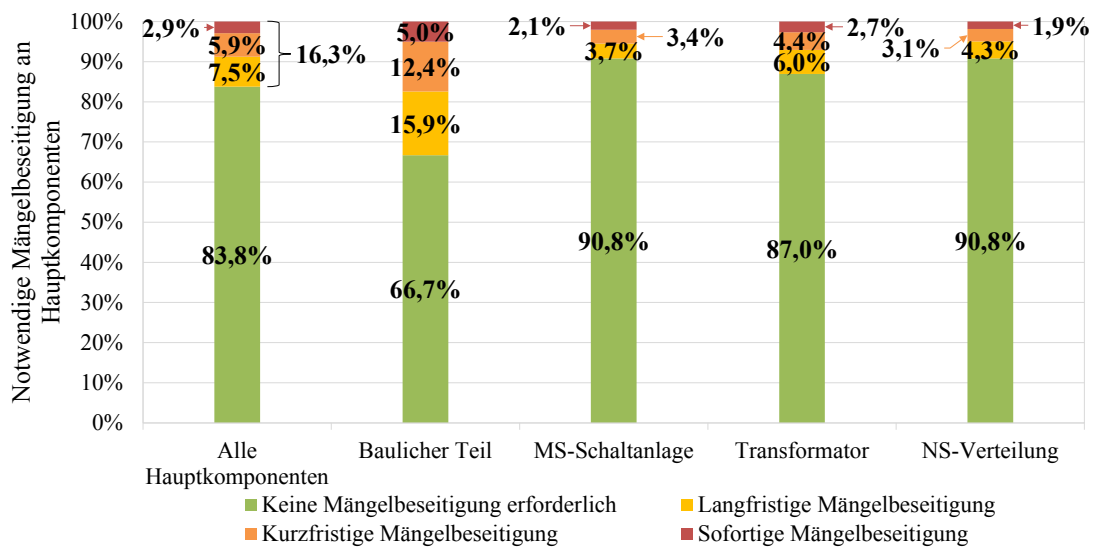


Abbildung 2-5: Verteilung der Bewertungen über alle 437.988 Hauptkomponenten sowie für jede Hauptkomponente

Wie in Abbildung 2-5 zu erkennen ist, weisen ca. 83,8 % aller betrachteten Hauptkomponenten (linke Säule) einen mängelfreien Zustand auf, d. h. es werden keine Mängel und somit auch keine Instandhaltungsbedarfe festgestellt. Hingegen bei ca. 16,3 % der Hauptkomponenten können Mängel festgestellt werden, wobei bei ca. 2,9 % der Hauptkomponenten sogar ein sofortiger Handlungsbedarf notwendig ist. Eine ähnliche Verteilung ist indessen in [4] für ein weitaus kleineres Anlagenkollektiv ermittelt worden.

Ähnlich wie bei der Betrachtung über alle Hauptkomponenten wird die Verteilung der Bewertungen auch für jede einzelne Hauptkomponente ermittelt. Bei Betrachtung der Verteilungen in Abbildung 2-5 wird ersichtlich, dass ca. 66,7 % der Hauptkomponenten „baulicher Teil“ als mängelfrei eingestuft werden können, wobei dieser Anteil deutlich größer bei den restlichen Hauptkomponenten („Transformator“, „MS-Schaltanlage“ und „NS-Verteilung“ zusammengefasst als elektrische Komponenten bezeichnet) ausfällt. Gleichzeitig besteht bei ca. 5 % aller Hauptkomponenten „baulicher Teil“ ein sofortiger Handlungsbedarf. Dabei ist dieser Wert fast doppelt so hoch im Vergleich zu den Anteilen der elektrischen Komponenten. Eine Erklärung für diese Erkenntnisse ist, dass bei visuellen Inspektionen sehr einfach bauliche Mängel

erfasst werden können und eine Bewertung des technischen Zustands der elektrischen Komponenten teils nur eingeschränkt möglich ist [4, 5]. Ungeachtet dessen kann an einem erheblichen Anteil jeder elektrischen Komponente (ca. 9 % bis ca. 13 %) mindestens ein Mangel festgestellt werden (vgl. Abbildung 2-5).

Mit dem Ziel eine detailliertere Übersicht der identifizierten Mängel mit einem Anteil in Höhe von ca. 16,3 % über alle Hauptkomponenten zu erhalten (vgl. Abbildung 2-5), ist in Abbildung 2-6 die Verteilung der Mängelbewertungen nach den einzelnen Hauptkomponenten einer MS-Netzstation dargestellt.

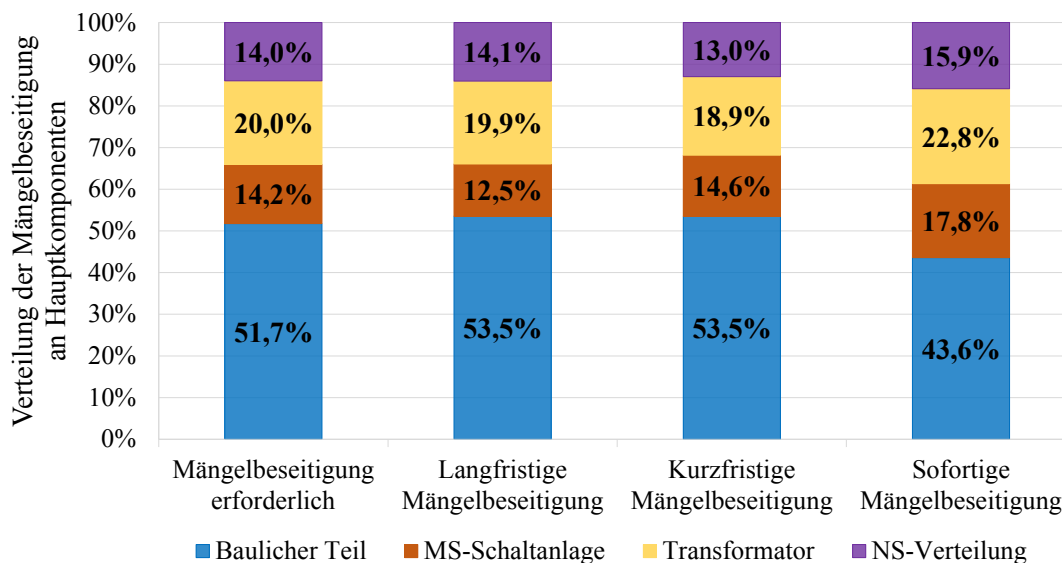


Abbildung 2-6: Verteilung der identifizierten Mängel nach Hauptkomponenten und Dringlichkeit der Mängelbeseitigung

Abbildung 2-6 zeigt, dass die Hauptkomponente „baulicher Teil“ mit ca. 51,7 % die meisten Mängel und somit einen deutlich erhöhten Instandhaltungsbedarf im Vergleich zu den restlichen Hauptkomponenten aufweist, gefolgt von der Hauptkomponente „Transformator“ mit ca. 20,0 % (linke Säule in Abbildung 2-6). Die Hauptkomponenten „MS-Schaltanlage“ und „NS-Verteilung“ weisen wiederum einen ähnlich hohen Anteil von ca. 14,2 % bzw. ca. 14,0 % auf. Eine ähnliche Verteilung der identifizierten Mängel nach Hauptkomponenten ist erneut in [4] ermittelt worden. Darüber hinaus erfolgt die Darstellung der Verteilung der identifizierten Mängel nach Hauptkomponenten abhängig von der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung. Dabei kann festgestellt werden, dass Mängel, die eine „sofortige Mängelbeseitigung“ erfordern, mehrheitlich den elektrischen Komponenten zugeordnet werden können. Eine Erläuterung für diese Erkenntnis liegt darin, dass Fehlstellen an elektrischen Komponenten visuell nur bei einer deutlichen Ausprägung festgestellt werden können, wobei dann i. d. R. ein aufwendiger und sofortiger Handlungsbedarf erforderlich wird [4, 5, 77].

2.5.3 Mängelverteilung in Abhängigkeit des Alters

Um den Einfluss der Alterung auf den Zustand der Hauptkomponenten sowie dessen Entwicklung zu untersuchen, werden die Analysen aus Abschnitt 2.5.2 um einen weiteren Betrachtungswinkel erweitert, wobei das Alter der Hauptkomponenten zusätzlich hinzugezogen wird. Zu Beginn wird für jede Hauptkomponente die jährliche Mängelrate, d. h. der Anteil der Anzahl der jeweiligen Hauptkomponenten mit identifizierten Mängeln an der Gesamtanzahl der jeweiligen Hauptkomponenten, welche das betrachtete Alter aufweisen, ermittelt. Die Ergebnisse werden in Abbildung 2-7 für das gesamte Altersintervall von 0 bis 60 Jahren dargestellt.

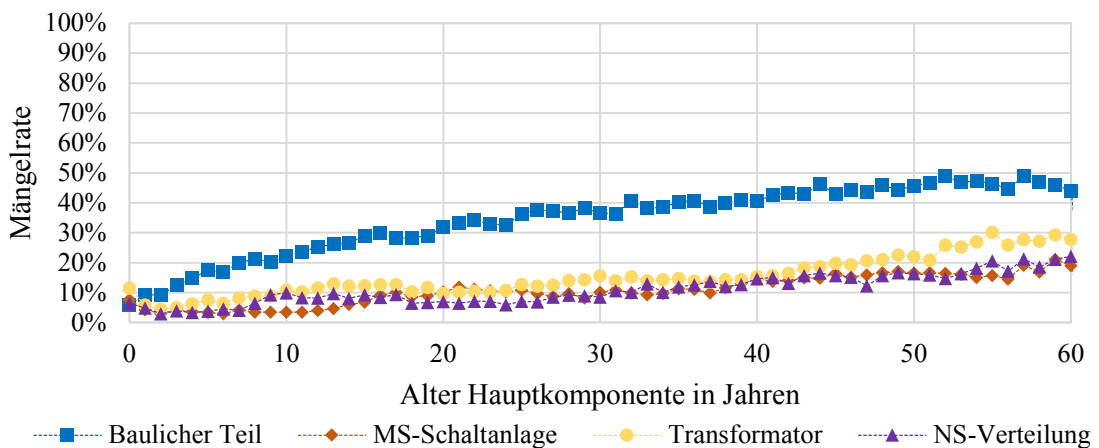


Abbildung 2-7: Jährliche Mängelrate der Hauptkomponenten

Wie in Abbildung 2-7 zu erkennen ist, weist der Verlauf der Hauptkomponente „baulicher Teil“ einen sehr starken Anstieg auf, d. h. mit steigendem Alter weisen immer mehr Hauptkomponenten „baulicher Teil“ mindestens einen Mangel auf; ab einem Alter von ca. 30 Jahren sind es bereits ca. 40 %. Gleichzeitig weisen die elektrischen Komponenten einen ähnlichen, bedeutend flacheren Verlauf auf, sodass bei einem Alter von 60 Jahren zwischen ca. 20 % und ca. 30 % dieser mindestens einen Mangel aufweisen. Sowohl für die Hauptkomponente „baulicher Teil“ als auch für die elektrischen Komponenten können anhand der Darstellung der jährlichen Mängelraten erste Anzeichen einer linearen Zustandsverschlechterung erkannt werden. Die Hauptkomponente „Transformator“ verfügt für das gesamte Altersintervall über eine geringfügig höhere Mängelrate im Vergleich zu den Hauptkomponenten „MS-Schaltanlage“ und „NS-Verteilung“, wobei ab einem Alter von ca. 40 Jahren eine deutliche Abgrenzung von den restlichen elektrischen Komponenten erfolgt. Daraus lässt sich schließen, dass immer mehr in Betrieb befindliche Transformatoren mindestens einen Mangel aufweisen. Eine mögliche Erklärung der vorhandenen Schwankungen bei den Mängelraten über das Alter ist derweil die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen [7]. Die aus Abbildung 2-6 gewonnenen Erkenntnisse, dass die Hauptkomponente „baulicher Teil“ den höchsten Instandhaltungsbedarf im Vergleich zu den restlichen Hauptkomponenten aufweist, gefolgt von der Hauptkomponente „Transformator“, können in Abbildung 2-7 für das gesamte Altersintervall von 0 bis 60 Jahren bestätigt werden. Abschließend sind die bei sehr jungen Hauptkomponenten bzw. zu

Betriebsbeginn vorhandenen Mängel höchstwahrscheinlich u. a. auf Fertigungs- bzw. Montagefehler zurückzuführen [7, 15]. Die jährlichen Mängelraten je nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung der jeweiligen Hauptkomponenten können derweil den Abbildungen 10-9 bis 10-11 in Anhang 10.5 entnommen werden.

Im Folgenden werden die identifizierten Mängel aus Abbildung 2-7 als Ergebnisse der jeweiligen Hauptkomponenten je nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung über das gesamte Altersintervall weiter analysiert. Auf diese Weise können u. a. exakte Alter oder auch bestimmte Altersintervalle identifiziert werden, in denen ein erhöhtes Mängelaufkommen bzw. eine hohe Wahrscheinlichkeit für einen Mangel auftritt. Parallel dazu wird die Fragestellung untersucht, ob ein hohes Alter die Wahrscheinlichkeit für Mängel mit hoher Dringlichkeit der Mängelbeseitigung erhöht. In der nachfolgenden Abbildung 2-8 sind dazu die kumulierten Verläufe der identifizierten Mängel je nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für die jeweiligen Hauptkomponenten grafisch dargestellt. Die Hauptkomponenten weisen derweil eine annähernd ähnliche Altersstruktur auf (vgl. Abbildung 10-5 in Anhang 10.4). Die Darstellung in Abbildung 2-8 zeigt, dass sich der Großteil der Mängel, die eine „sofortige Mängelbeseitigung“ aufweisen, bei den elektrischen Komponenten im Vergleich zur Hauptkomponente „baulicher Teil“ sowie zu den restlichen Mängeln in einem jungen Alter aufsummiert bzw. ansammelt. Diese Mängel konzentrieren sich dabei im Wesentlichen auf das Altersintervall zwischen ca. 8 und ca. 25 Jahren. Der Gradient dieser kritischen Mängel für die Hauptkomponente „baulicher Teil“ ist deutlich flacher als bei den elektrischen Komponenten. Gegebenenfalls werden vereinzelt vorhandene Mängel an elektrischen Komponenten, die ein niedrigeres Alter aufweisen, im Vergleich zu vorhandenen Mängeln an der Hauptkomponente „baulicher Teil“ kritischer bewertet. Ebenso kann ein tatsächlich kritischer Zustand vorliegen. Im Übrigen weisen die einzelnen elektrischen Komponenten unterschiedliche Gradienten der kritischen Mängel auf. Den steilsten Anstieg weist dabei die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ auf.

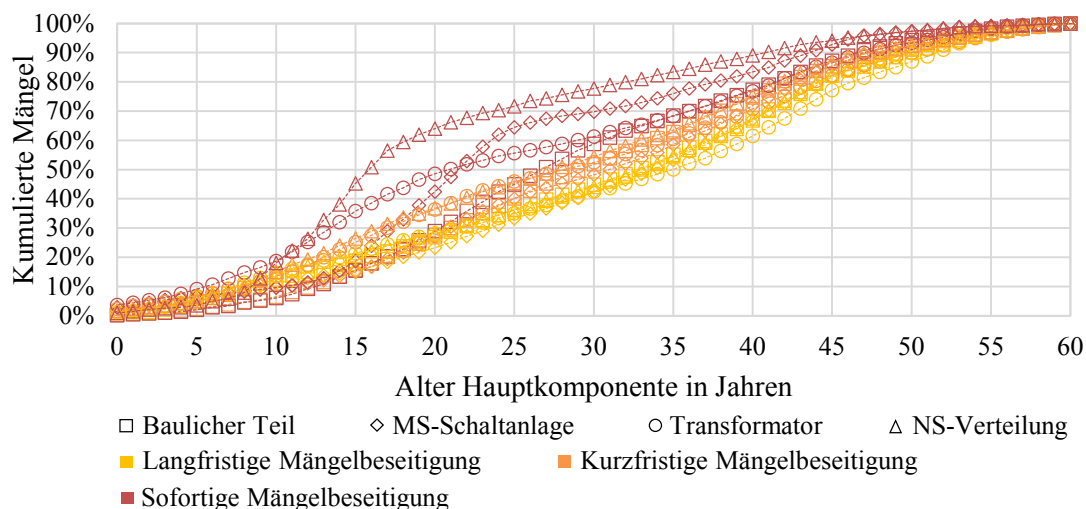


Abbildung 2-8: Kumulierte Mängel nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung

Im Gegensatz zu der Betrachtung der kritischen Mängel (hier Mängel, die eine „sofortige Mängelbeseitigung“ aufweisen), wird in Abbildung 2-8 ersichtlich, dass die Hauptkomponenten, die Mängel mit einer „langfristigen Mängelbeseitigung“ aufweisen, im Mittel deutlich älter sind. Die kumulierten Verläufe dieser Mängel („langfristige Mängelbeseitigung“) weisen derweil einen eher linearen Anstieg auf. Letztendlich sind die Hauptkomponenten, die Mängel mit einer „kurzfristigen Mängelbeseitigung“ aufweisen, im Mittel geringfügig jünger. Die Gradienten dieser Mängel weisen für alle Hauptkomponenten einen ähnlichen flachen und konstanten Anstieg auf. Eine mögliche Erklärung für die entsprechenden kumulierten Verläufe der an den Hauptkomponenten festgestellten Mängel nach „langfristiger“, „kurzfristiger“ und „sofortiger Mängelbeseitigung“ ist, dass Hauptkomponenten, die ein erhöhtes Alter aufweisen, im Vergleich zu Hauptkomponenten, die ein jüngeres Alter aufweisen, intensiver und regelmäßiger gewartet bzw. instandgesetzt werden [7]. So wird ein Mangel mit einer „langfristigen Mängelbeseitigung“ an einer Hauptkomponente, welche ein erhöhtes Alter aufweist, innerhalb eines kürzeren zeitlichen Intervalls behoben, als dies bei einer jüngeren Hauptkomponente der Fall wäre.

2.5.4 Einfluss der Instandhaltungsstrategie auf den Hauptkomponentenzustand

Um den Einfluss der Instandhaltungsstrategie auf die Mängelverteilung sowie auf den Zustand der Hauptkomponenten und dessen Entwicklung zu untersuchen, werden bei den Analysen aus den Abschnitten 2.5.2 und 2.5.3 die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien, die bei den MS-Netzstationen und folglich bei den jeweiligen Hauptkomponenten angewandt wurden, berücksichtigt. Der Fokus der Untersuchungen liegt dabei auf der zustands- und der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie. Die Analyse des Anlagenkollektivs zeigt, dass bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie im Durchschnitt ein 4-jähriger Inspektions- und ein zustandsorientierter Wartungszyklus vorhanden sind. Die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie weist im Durchschnitt einen 5-jährigen Inspektions- sowie einen 10-jährigen Wartungszyklus auf. Infolgedessen wird im Rahmen der Untersuchungen des Einflusses der Instandhaltungsstrategie auf den Zustand der Hauptkomponenten als Erstes für jede Hauptkomponente der MS-Netzstationen und für jede der beiden Instandhaltungsstrategien die Mängelrate ermittelt und in Abbildung 2-9 dargestellt.

Abbildung 2-9 zeigt, dass prinzipiell keine signifikanten Unterschiede bei der Häufigkeit der eintretenden Mängel zwischen der zustands- und zeitorientierten Instandhaltungsstrategie bestehen. Mit Ausnahme der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ ist bei den verbleibenden Hauptkomponenten eine unwesentlich geringere Mängelrate bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie vorhanden.

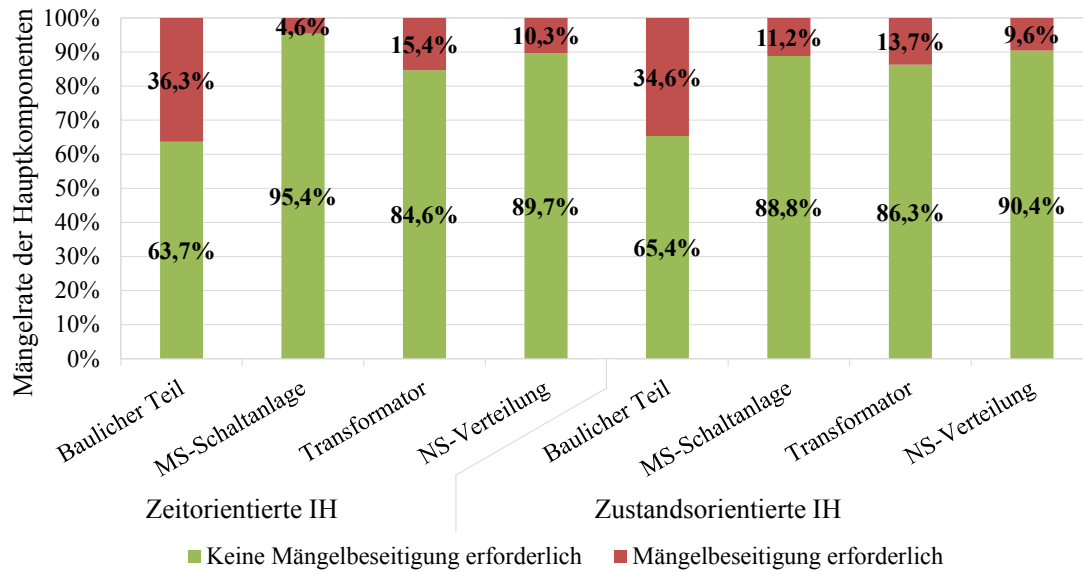


Abbildung 2-9: Mängelrate der Hauptkomponenten bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien

Anhand dieser Ausnahme erfolgt eine detailliertere Betrachtung der identifizierten Mängel. Daher wird zuerst die Fragestellung untersucht, ob die identifizierten Mängel auch die gleiche Bewertung und damit einhergehend die gleiche Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien aufweisen. Daher werden für jede Hauptkomponente und für jede Instandhaltungsstrategie die identifizierten Mängel entsprechend ihrer Bewertung eingeordnet und die unterschiedlichen Anteile der Dringlichkeiten der Mängelbeseitigung ermittelt. Für alle Hauptkomponenten einer MS-Netzstation können somit die ermittelten Anteile der jeweiligen Dringlichkeiten der Mängelbeseitigung bei der zustands- und der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie verglichen werden. Die ermittelten Anteile werden exemplarisch für die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ in Abbildung 2-10 dargestellt. Die Anteile der Dringlichkeiten der Mängelbeseitigung der restlichen Hauptkomponenten können der Abbildung 10-12 in Anhang 10.6 entnommen werden.

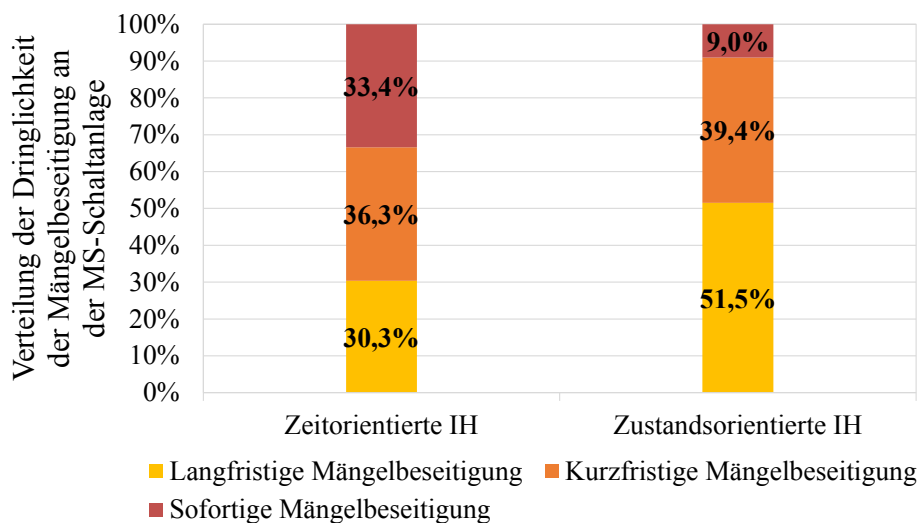


Abbildung 2-10: Verteilung der identifizierten Mängel nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien für die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“

Anhand der Abbildung 2-10 ist erkennbar, dass der Anteil der „langfristigen Mängelbeseitigung“ bei der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie mit ca. 51,5 % deutlich höher ausfällt. Dies bedeutet einen Anstieg von ca. 70 % gegenüber der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie. Dafür fällt der Anteil der „sofortigen Mängelbeseitigung“ (ca. 9 %) bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie im Vergleich zur zeitorientierten Instandhaltungsstrategie um ca. 70 % geringer aus. Resultierend ist der Anteil der „kurzfristigen Mängelbeseitigung“ bei beiden Instandhaltungsstrategien nahezu gleich groß. Ähnliche Erkenntnisse können sowohl für die restlichen elektrischen Komponenten als auch für die Hauptkomponente „baulicher Teil“ gewonnen werden (vgl. Abbildung 10-12 in Anhang 10.6), wobei die prozentualen Unterschiede zwischen den Anteilen der jeweiligen Dringlichkeiten der Mängelbeseitigung der unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien bei der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ am wesentlichsten sind. Die Erkenntnisse zur Verteilung der identifizierten Mängel nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien sind darauf zurückzuführen, dass bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie die Hauptkomponenten in definierten Zyklen instandgehalten werden, wobei im Rahmen einer zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie diese dann instandgehalten werden, sobald deren Zustand dies erfordert (vgl. Abschnitt 2.3.2). Infolgedessen werden bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie Mängel in einem frühen Stadium („langfristige“ und „kurzfristige Mängelbeseitigung“) ermittelt und beseitigt bevor eine „sofortige Mängelbeseitigung“ erforderlich wird.

Im Anschluss wird der Einfluss der Instandhaltungsstrategie auf die kumulierten Verläufe der identifizierten Mängel aus Abbildung 2-8 analysiert. Dabei wird untersucht, ob eine unterschiedliche Ansammlung der Mängel über das Alter je Instandhaltungsstrategie erfolgt und wie sich die Gradienten der Mängel entwickeln. Da die Hauptkomponenten je Instandhaltungsstrategie teilweise eine unterschiedliche Altersstruktur aufweisen (siehe Abbildung 10-8 in Anhang 10.4), wird eine sog. Altersstandardisierung durchgeführt. Dabei handelt es sich um eine statistische Methode, die eine Vergleichbarkeit zwischen Untersuchungsgruppen mit unterschiedlicher Altersstruktur herstellt [94]. Dazu werden die jährlichen Mängelraten standardisiert und so die Verfälschungen aufgrund unterschiedlicher Altersstrukturen der Hauptkomponenten für die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien behoben. Erneut werden in der folgenden Abbildung 2-11 die Ergebnisse für die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ betrachtet.

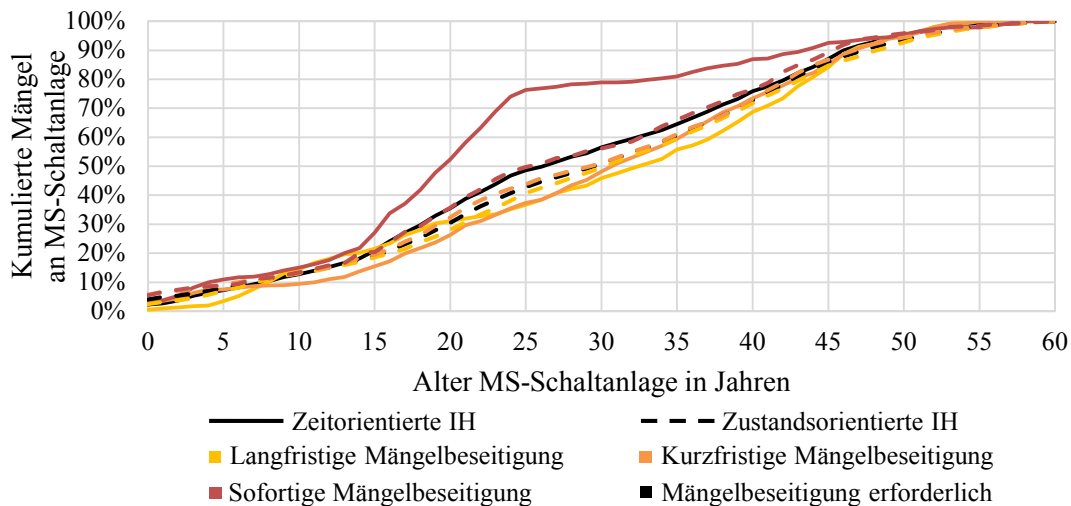


Abbildung 2-11: Kumulierte Mängel nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien für die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“

Aus den in Abbildung 2-11 dargestellten kumulierten Verläufen der an der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ festgestellten Mängel, differenziert nach der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für die zustands- und zeitorientierte Instandhaltungsstrategie, wird deutlich, dass bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie der Großteil der Mängel, die eine „sofortige Mängelbeseitigung“ aufweisen, sich in einem deutlich jüngeren Alter ansammelt sowie in einem erheblich kürzeren Altersintervall aufsummiert. Der Gradient der kritischen Mängel (hier „sofortige Mängelbeseitigung“) für die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie ist deutlich steiler als bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie. Bei der Letzteren weisen die kumulierten Verläufe der kritischen Mängel einen konstanten Anstieg auf. Die kumulierten Verläufe der Mängel, die eine „langfristige“ und „kurzfristige Mängelbeseitigung“ aufweisen, zeichnen sich unabhängig von der angewandten Instandhaltungsstrategie ebenso durch einen konstanten Anstieg aus. Gleichmaßen ist im Altersintervall zwischen 0 und ca. 15 Jahren für die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien kein signifikanter Unterschied zwischen den kumulierten Verläufen der Mängel zu erkennen. Im Altersintervall zwischen ca. 15 und ca. 25 Jahren ist die Steigung des Verlaufs der kumulierten kritischen Mängel bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie ca. um den Faktor 1,7 größer als bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie. Folglich ist die Wahrscheinlichkeit, dass bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie ein Mangel mit dieser Bewertung in einem sehr jungen Alter auftritt, ausgesprochen hoch. Bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie werden Mängel in einem frühen Stadium („langfristige“ und „kurzfristige Mängelbeseitigung“) ermittelt und beseitigt, sodass sich diese nicht zu kritischen Mängel („sofortige Mängelbeseitigung“) weiterentwickeln. Die kumulierten Verläufe der Mängel nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien für die restlichen Hauptkomponenten der MS-Netzstationen können den Abbildungen 10-13 bis 10-15 in Anhang 10.6 entnommen werden. Die entsprechenden Abweichungen zwischen den einzelnen Instandhaltungsstrategien sind im Vergleich zu der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ jedoch unerheblich.

3 Alterungsmodelle auf Basis der Zustandsbewertungen

Nachdem in dem vorangegangenen Kapitel die Mängelverteilung auf Ebene der Hauptkomponenten untersucht und auf Basis dieser differenzierte Schwachstellenanalysen durchgeführt wurden, werden in diesem Kapitel die Untersuchungen auf Ebene der MS-Netzstationen weitergeführt. Darauf aufbauend und auf Basis der Zustandsbewertungen erfolgt die Ableitung der Alterungsmodelle der MS-Netzstationen sowie deren Hauptkomponenten. Die Untersuchungen zum Alterungsverhalten werden um spezifische Analysen bzgl. Mehrfachbewertungen³ erweitert.

3.1 Darstellung der Zustandsbewertungen der Mittelspannungs-Netzstationen

3.1.1 Ergebnisse des Anlagenkollektivs

In diesem Abschnitt erfolgt die Auswertung des aus einer Vielzahl an Verteilungsnetzbetreibern zusammengestellten Kollektivs von MS-Netzstationen. Die gemäß der in Anhang 10.2 beschriebenen Aggregationssystematik ermittelten Zustandsindizes⁴ basieren dabei auf den individuellen Vor-Ort-Bewertungen der MS-Netzstationen durch das Instandhaltungspersonal der Verteilungsnetzbetreiber, die mittels visueller Inspektionen durchgeführt und mithilfe von Inspektionschecklisten dokumentiert wurden. Insgesamt stehen im Rahmen dieser Arbeit ca. 110.000 Zustandsbewertungen für die folgenden Auswertungen zur Verfügung. In Abbildung 3-1 erfolgt die Darstellung der Zustandsindizes Z_{MS-N} aller MS-Netzstationen über das Alter⁵ der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“. Diese stellt nämlich die wichtigste Hauptkomponente für den Gesamtzustand einer MS-Netzstation dar und weist folglich den höchsten Gewichtungsfaktor im Vergleich zu den restlichen Hauptkomponenten auf (vgl. Abschnitt 2.4).

³ In der Datenbasis sind sowohl Einzel- als auch Mehrfachbewertungen vorhanden, d. h. MS-Netzstationen, welche nur einmal bewertet wurden und deren zugehörige Zustandsbewertungen auf Basis einer durchgeführten Inspektion in der Datenbasis vorliegen, sowie MS-Netzstationen, welche mehrfach bewertet wurden und deren zugehörige Zustandsbewertungen auf Basis mehrerer, zu unterschiedlichen Zeitpunkten durchgeführten Inspektionen derselben MS-Netzstationen ebenso in der gleichen Datenbasis vorliegen.

⁴ Im Rahmen dieser Arbeit fällt unter den Begriff des Zustandsindex ausschließlich der normierte Zustandsindex (siehe Gleichungen 10.3 und 10.4 in Anhang 10.2).

⁵ Im Folgenden wird bei den Analysen für die MS-Netzstationen – falls nicht anders angegeben – das Alter der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ als Referenzwert hinzugezogen, da diese die wertwichtigste Komponente in einer MS-Netzstation mit dem höchsten Gewichtungsfaktor darstellt (vgl. Abschnitt 2.4).

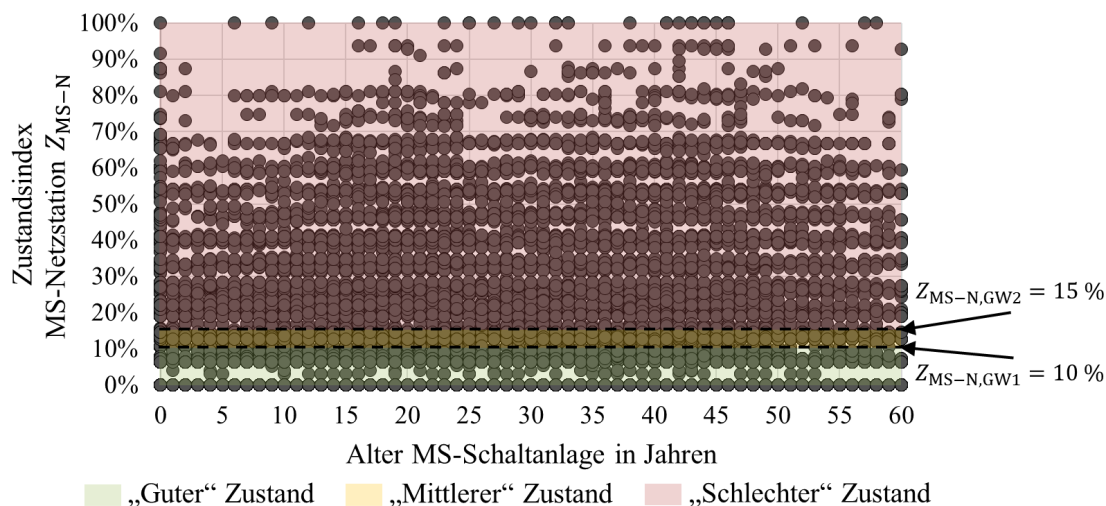


Abbildung 3-1: Darstellung der Zustandsindizes aller bewerteten MS-Netzstationen

In Abbildung 3-1 wird eine Übersicht der Ergebnisse der Zustandsbewertungen der MS-Netzstationen ermöglicht. Je weiter oben in der Übersicht sich eine MS-Netzstation befindet, desto mehr Mängel wurden an dieser festgestellt, sodass ebenso deren Zustandsindex und folglich auch der Instandhaltungsbedarf ansteigen. Der Großteil der MS-Netzstationen befindet sich im unteren Prozentbereich des Zustandsindex ($Z_{MS-N} < 50\%$). Lediglich weniger als 3 % der MS-Netzstationen befinden sich im oberen Prozentbereich des Zustandsindex ($Z_{MS-N} > 50\%$), wobei der maximale Zustandsindex einer MS-Netzstation des Anlagenkollektivs bei $Z_{MS-N} = 100\%$ liegt (alle Hauptkomponenten weisen eine „sofortige Mängelbeseitigung“ auf). Da ein großes Kollektiv an MS-Netzstationen vorliegt, welches analysiert und verglichen werden muss, sind die MS-Netzstationen in Clustern zu betrachten. Die farblichen Bereiche in Abbildung 3-1 stellen die unterschiedlichen Cluster dar, die durch gestrichelte Linien voneinander abgegrenzt werden. Die Clusteranalyse der MS-Netzstationen erfolgt somit anhand festgelegter Grenzwerte. Die Festlegung der Grenzwerte⁶ erfolgt dabei in Anlehnung an [4]. Demnach erfolgt, wie in Abbildung 3-1 ersichtlich, bei einem Grenzwert $Z_{MS-N,GW1} = 10\%$ die Abgrenzung des „grünen“ („guter“ Zustand) und „gelben“ Clusters („mittlerer“ Zustand). Zugleich erfolgt bei einem Grenzwert $Z_{MS-N,GW2} = 15\%$ die Abgrenzung des „gelben“ („mittlerer“ Zustand) und „roten“ Clusters („schlechter“ Zustand). Die Clusteranalyse der in Abbildung 3-1 dargestellten MS-Netzstationen gemäß der festgelegten Grenzwerte ergibt, dass sich ca. 64 % der MS-Netzstationen in einem „guten“, ca. 12 % in einem „mittleren“ sowie ca. 24 % in einem „schlechten“ Zustand befinden. Der Großteil der MS-Netzstationen weist folglich keinen bzw. einen geringen Instandhaltungsbedarf auf. Des Weiteren kann gemäß einer

⁶ Beim evidenzbasierten Bewertungsmodell (u. a. in [4, 5, 77]) wird die Unsicherheit bei der Zustandsbewertung berücksichtigt und quantifiziert. Beim konventionellen Bewertungsmodell werden wiederum keine Unsicherheiten berücksichtigt und der abgeleitete Zustandsindex basiert ausschließlich auf den Bewertungspunkten der Inspektionpunkte [4]. Obwohl beide Zustandsgrößen (Zustandsindex – konventionelles Modell, Zustandskennziffer – evidenzbasiertes Modell) nicht direkt zahlenmäßig miteinander verglichen werden können, da sie modellbedingt unterschiedlich sind [4], werden die ermittelten Grenzwerte zur Abgrenzung der Cluster ebenso für die Zustandsgröße „Zustandsindex“ im Rahmen dieser Arbeit verwendet.

durchgeführten Clusteranalyse der MS-Netzstationen unter Berücksichtigung deren Alter festgestellt werden, dass sich nahezu in jedem Alter mindestens 50 % der MS-Netzstationen in einem „guten“ Zustand befinden (vgl. Abbildung 10-16 in Anhang 10.7.1).

3.1.2 Einfluss der Instandhaltungsstrategie

Im Folgenden wird der Einfluss der Instandhaltungsstrategien auf die Clusteranalyse untersucht. Dabei wird die Verteilung des Anlagenkollektivs in „guten“, „mittleren“ und „schlechten“ Zustand für die zustands- und die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie in Abbildung 3-2 betrachtet.

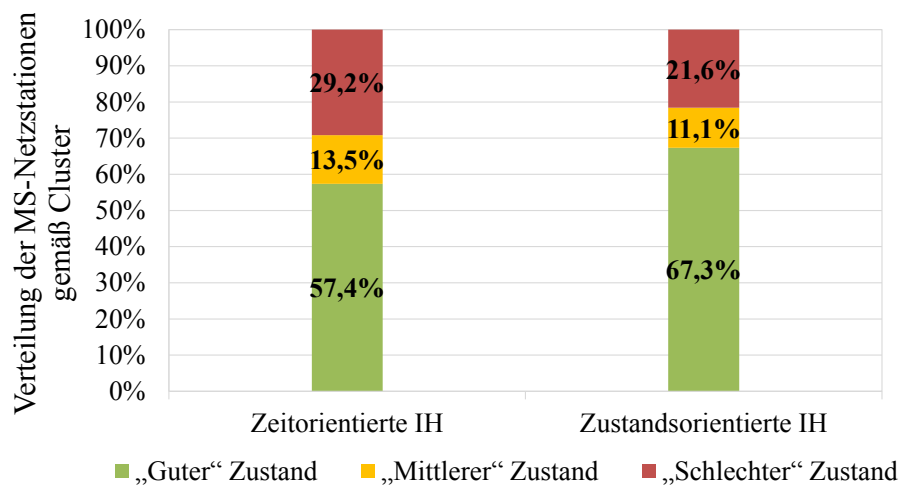


Abbildung 3-2: Clusteranalyse bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien

Aus Abbildung 3-2 folgt, dass sich bei der Clusteranalyse der MS-Netzstationen bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien unterschiedliche Werte je Cluster ergeben. Demzufolge befinden sich bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie im Vergleich zu der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie ca. 8 % (in Prozentpunkten betrachtet) mehr MS-Netzstationen in einem „schlechten“ Zustand sowie ca. 2 % (in Prozentpunkten betrachtet) mehr MS-Netzstationen in einem „mittleren“ Zustand. Zeitgleich befinden sich bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie ca. 10 % (in Prozentpunkten betrachtet) weniger MS-Netzstationen in einem „guten“ Zustand. Bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie weist somit ein weitaus größerer Anteil der MS-Netzstationen keinen bzw. einen lediglich geringen Instandhaltungsbedarf auf.

Im nächsten Schritt wird der Einfluss der Instandhaltungsstrategie auf die jährliche Clusteranalyse der MS-Netzstationen untersucht. Dazu wird in der nachfolgenden Abbildung 3-3 die jährliche Verteilung der Anlagenkollektive in „guten“, „mittleren“ und „schlechten“ Zustand für die zustands- und die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie dargestellt.

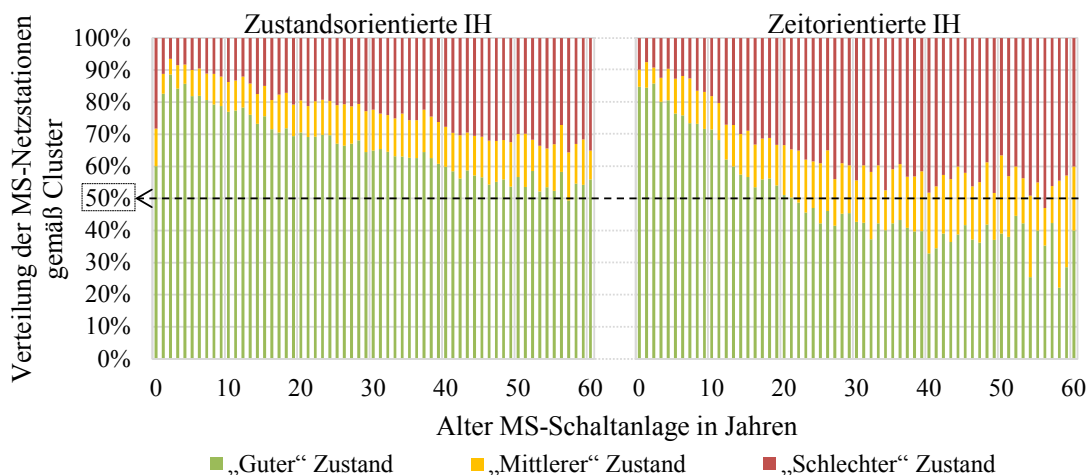


Abbildung 3-3: Jährliche Clusteranalyse bei der zustandsorientierten (links) und der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie (rechts)

Der Vergleich der jährlichen Clusteranalysen zwischen den beiden Instandhaltungsstrategien in Abbildung 3-3 zeigt, dass bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie ein deutlich flacherer Abfall des Anteils der im „guten“ Zustand befindlichen MS-Netzstationen mit steigendem Alter erfolgt und sich somit nahezu in jedem Alter mindestens 50 % der MS-Netzstationen in einem „guten“ Zustand befinden. Gleichzeitig kann festgestellt werden, dass sich bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie ab einem Alter von ca. 20 Jahren der Großteil der MS-Netzstationen im „mittleren“ bzw. „schlechten“ Zustand befindet und folglich ein erhöhter Instandhaltungsbedarf notwendig ist. Schließlich weisen die MS-Netzstationen bei einer zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie über einen längeren Zeitraum hinaus (mit ansteigendem Alter) einen mängelfreien Zustand bzw. einen Zustand, wo lediglich ein geringer Instandhaltungsbedarf vorhanden ist, auf.

3.2 Ableitung der Alterungsmodelle

In diesem Abschnitt sollen realitätsgerechte Alterungsmodelle ermittelt werden. Diese ermöglichen die langfristige Entwicklung des Zustands der MS-Netzstationen sowie der Hauptkomponenten zu beschreiben, um eine Korrelation aus Zustand und Alter ermitteln zu können. Als Basis dafür stehen die ca. 110.000 Zustandsbewertungen zur Verfügung. Mithilfe von statistischen Analysen⁷ sollen die zusammengestellten Informationen bzgl. der erfolgten Zustandsbewertungen interpretiert werden, wobei die in einem großen Umfang vorhandene Datenmenge verständlich und nutzbar gemacht wird.

⁷ Für die Verwendung von statistischen Analyseverfahren müssen die zu analysierenden Daten normalverteilt sein [99]. Nach dem zentralen Grenzwertsatz der Wahrscheinlichkeitsrechnung kann bei einer Stichprobengröße von mehr als 30 eine Normalverteilung unterstellt werden [106]. Für eine statistische Überprüfung der Normalverteilungsannahme können u. a. der Kolmogoroff-Smirnov-Anpassungstest sowie der χ^2 -Goodness-of-fit-Test hinzugezogen werden [96]. Im Rahmen dieser Arbeit wird von einer Normalverteilung der Daten aufgrund der Stichprobengröße (hier Anzahl der MS-Netzstationen) ausgegangen.

3.2.1 Regression der Zustandsdaten

Im Folgenden rücken die gemäß der in Anhang 10.2 beschriebenen Aggregationssystematik ermittelten Zustandsindizes der Hauptkomponenten und der MS-Netzstationen in den Fokus der weiteren Auswertungen für die Ableitung der Alterungsmodelle. Dabei ist die vollständige Darstellung der Zustandsindizes für alle MS-Netzstationen bzw. Hauptkomponenten nicht zielführend, da aufgrund der Vielzahl an erfolgten Zustandsbewertungen und der entstehenden Punktwolke an Zustandsindizes keine übersichtliche Darstellung ermöglicht wird (vgl. Abbildung 3-1) [5]. Auf den ersten Blick ist damit kein funktionaler Zusammenhang erkennbar. Infolgedessen müssen aus einer großen Anzahl an Zustandsindizes sinnvolle Informationen und verwertbare Rückschlüsse bzgl. des Alterungsverhaltens gezogen werden [95]. Da ein großes Kollektiv an MS-Netzstationen vorliegt, ist die Zusammenfassung zu einer einzigen Größe für die folgenden Analysen ideal [4, 95].

Als geeignete Größe wird der arithmetische Mittelwert für die weiteren Auswertungen eingeführt. Der Mittelwert ist dabei die weitverbreitetste Größe, um die zentrale Tendenz der Verteilung einer metrischen Variablen (hier Zustandsindex) zu kennzeichnen [96]. Eine wichtige Eigenschaft des Mittelwertes ist, dass dieser sensitiv bzgl. jedes einzelnen Wertes ist [96]. Infolgedessen ändert sich der Mittelwert, sobald sich ein Wert (Zustandsindex einer MS-Netzstation bzw. einer Hauptkomponente mit spezifischem Alter) in der betrachteten Stichprobe ebenfalls ändert [96]. Aufgrund dieser Eigenschaft ist der Mittelwert ein sehr guter Schätzer des Zentrums einer Verteilung [96]. Die vorhandene Sensitivität führt dazu, dass der Mittelwert nicht robust gegenüber extremen und ungewöhnlichen Beobachtungen im analysierten Datensatz ist, sondern durch sog. Ausreißer stark beeinflusst werden kann [95, 96, 97]. Diese Eigenschaft kann wiederum als wichtiger Vorteil der Kenngröße des Mittelwertes im Rahmen dieser Arbeit angesehen werden, da im Alterungsmodell ebenfalls die MS-Netzstationen bzw. Hauptkomponenten berücksichtigt werden, welche eine sehr schlechte Bewertung und folglich einen deutlich erhöhten Zustandsindex aufweisen. Gleichwohl handelt es sich hierbei um seltene Ereignisse, welche mit steigendem Alter ggf. zunehmen können (vgl. Abbildung 10-11 in Anhang 10.5) und in den abgeleiteten Alterungsmodellen zu berücksichtigen sind.

Demzufolge wird im ersten Schritt der jährliche mittlere Zustandsindex $\bar{z}_{vi,i}$ der MS-Netzstationen sowie der jeweiligen Hauptkomponenten gemäß Gleichung 3.1 gebildet [95]. Dieser wird berechnet, indem die Summe aller Zustandsindizes $z_{vi,i}$ eines Alters a_i durch die Anzahl der jeweiligen Zustandsindizes n_i im Alter a_i dividiert wird, wobei $i = 0, 1 \dots 60$ da ein Altersintervall von 0 bis 60 Jahren betrachtet wird. Mittels der Berechnung der jährlichen mittleren Zustandsindizes wird eine reduzierte Darstellung erreicht, wobei die Aussagefähigkeit beibehalten wird [98].

$$\bar{z}_{vi,i} = \frac{1}{n_i} \cdot \sum_{j=1}^{n_i} z_{vi,i,j} \quad (3.1)$$

Um den funktionalen Zusammenhang zwischen dem Alter und dem mittleren Zustandsindex für die MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten zu bestimmen, wird die Regressionsanalyse⁸ hinzugezogen. Diese ist als statistisches Analyseverfahren für die Quantifizierung von Zusammenhängen zwischen einer abhängigen und einer oder mehreren unabhängigen Variablen geeignet [99]. Zudem ist die grafische Darstellung sowie die Aufstellung von Prognosen für zukünftige Werte damit möglich [99]. Im Rahmen der Regressionsanalyse wird gemäß [99] nachfolgende Vorgehensweise verfolgt. Zunächst wird der Fall einer einfachen linearen Regressionsfunktion betrachtet, wodurch ein linearer Zusammenhang zwischen dem Alter und dem mittleren Zustandsindex unterstellt wird. Die Modellformulierung erfolgt gemäß Gleichung 3.2 [99]. Diese bildet eine lineare Funktion mit einer Steigung λ_{VI} ab und wird dabei als Regressions- oder Trendgerade bezeichnet [95]. Die Steigung λ_{VI} ist ein Maß für die Stärke der Wirkung des Alters a auf den mittleren Zustandsindex $z_{VI}(a)$ aus der Regressionsgeraden und gibt an, um wie viel sich der mittlere Zustandsindex mit steigendem Alter ändert [99]. Hierbei ist das Alter a die unabhängige Variable und der mittlere Zustandsindex $z_{VI}(a)$ aus der Regressionsgeraden die abhängige Variable. Weitere (unbekannte) erklärende Variablen werden nicht berücksichtigt. Der Achsenabschnitt b_{VI} ist wiederum nicht von inhaltlichem Interesse [96].

$$z_{VI}(a) = \lambda_{VI} \cdot a + b_{VI} \quad (3.2)$$

Die Regressionsgerade gemäß Gleichung 3.2 hat die Eigenschaft, dass die Abstände dieser von den einzelnen mittleren Zustandsindizes (Residuen) minimal sind [96, 97, 99]. Demnach erfolgt die Ermittlung der Regressionsfunktion mittels der Methode der kleinsten Quadrate [96, 97, 99]. Eine mögliche Erklärung, dass die mittleren Zustandsindizes $\bar{z}_{vi,i}$ nicht auf der Regressionsgeraden liegen, sondern um diese streuen, ist, dass zusätzlich zum Alter noch andere Einflussfaktoren (u. a. Belastung, Stationstemperatur und Luftfeuchte sowie Instandhaltungsmaßnahmen [7, 8]) auf den Zustandsindex einwirken. Dazu liegen jedoch keine (validen) Informationen vor.

In einem weiteren Schritt erfolgt die Prüfung der ermittelten Regressionsfunktion mithilfe von sog. Gütemaßen [97, 99]. Dabei wird untersucht, wie gut die ermittelte Regressionsfunktion als Modell (hier Alterungsmodell) der Realität geeignet ist [99]. Das Bestimmtheitsmaß ist ein derartiges Gütemaß [97, 99]. Die Definition des Bestimmtheitsmaßes R^2 mit $0 \leq R^2 \leq 1$ wird mithilfe der Gleichung 3.3 ausgedrückt [97, 99]. Dabei stellen $\bar{z}_{vi,i}$ die ermittelten mittleren Zustandsindizes gemäß Gleichung 3.1, n deren Anzahl, $\bar{\bar{z}}_{vi}$ deren Mittelwert und $z_{vi,i}$ die ermittelten Zustandsindizes aus der Regressionsgeraden in Gleichung 3.2 für jedes Alter a_i dar.

⁸ Die Prozedur der linearen und nichtlinearen Regressionsanalyse sowie der sog. „Kurvenanpassung“ erfolgte im Rahmen dieser Arbeit mit der Statistik- und Analyse-Software SPSS [99, 104].

Das Bestimmtheitsmaß ist der Anteil der Streuung der abhängigen Variablen (mittlerer Zustandsindex), der durch die unabhängige Variable (Alter) erklärt werden kann.

$$R^2 = \frac{\text{Erklärte Streuung}}{\text{Gesamtstreuung}} = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} (z_{VI,i} - \bar{z}_{VI})^2}{\sum_{i=0}^{n-1} (\bar{z}_{VI,i} - \bar{z}_{VI})^2} \quad (3.3)$$

Beim Bestimmtheitsmaß wird eine Aussage über die Qualität der abgeleiteten Alterungsmodelle für die MS-Netzstationen sowie für die Hauptkomponenten im Rahmen der benutzten Stichprobe (hier die ca. 70.000 bewerteten MS-Netzstationen) getroffen. Um festzustellen, ob das Modell auch über die Stichprobe hinaus für die Grundgesamtheit (hier insgesamt ca. 600.000 MS-Netzstationen in Deutschland [12]) Gültigkeit besitzt, wird hierfür der F -Test durchgeführt [99].

Infolgedessen wird die F -Statistik als ein weiteres Gütemaß zur Prüfung der Regressionsfunktion (Signifikanzprüfung) hinzugezogen [99]. Zur Prüfung des Alterungsmodells werden gemäß [99] zwei Hypothesen aufgestellt. Die sog. Nullhypothese H_0 besagt, dass das abgeleitete Alterungsmodell über keinen signifikanten Erklärungsgehalt verfügt. Eine alternative Aussage lautet, dass kein linearer Zusammenhang zwischen der unabhängigen Variable a und der abhängigen Variable $z_{VI}(a)$ existiert. Die sog. Alternativhypothese H_1 wiederum besagt, dass das abgeleitete Alterungsmodell über einen signifikanten Erklärungsgehalt verfügt. Eine alternative Aussage dafür lautet, dass ein linearer Zusammenhang zwischen der unabhängigen Variable a und der abhängigen Variable $z_{VI}(a)$ existiert. Mithilfe des F -Tests wird die Nullhypothese H_0 geprüft [99]. Um die Testdurchführung zu vereinfachen, kann für die Prüfung der Nullhypothese H_0 der p -Wert der F -Statistik betrachtet werden. Dieser gibt die Wahrscheinlichkeit an, dass eine F -verteilte Zufallsvariable F größer ist als der empirische F -Wert F_{emp} [99]. Die Berechnung des empirischen F -Werts F_{emp} erfolgt gemäß Gleichung 3.4, wobei n_{SU} der Stichprobenumfang und n_{UV} die Anzahl der unabhängigen Variablen [99].

$$F_{\text{emp}} = \frac{(R^2/n_{\text{UV}})}{(1 - R^2) / (n_{\text{SU}} - n_{\text{UV}} - 1)} \quad (3.4)$$

Die Wahrscheinlichkeit α kann als Irrtumswahrscheinlichkeit des Tests interpretiert werden und gibt die Wahrscheinlichkeit an, dass die Nullhypothese H_0 verworfen wird, obwohl diese richtig ist [99]. Sobald $p < \alpha$, wobei i. d. R. $\alpha = 5\%$, wird die Nullhypothese H_0 verworfen [99].

Anhand der beschriebenen statistischen Analyseverfahren werden im Folgenden die ermittelten Ergebnisse für die MS-Netzstationen sowie für die Hauptkomponenten veranschaulicht (siehe Tabelle 3-1). Für die Hauptkomponenten der MS-Netzstationen sowie für die MS-Netzstationen selbst wird jeweils bei einer linearen Regressionsfunktion die Nullhypothese H_0 , dass das Alterungsmodell über keinen signifikanten Erklärungsgehalt verfügt, verworfen. Infolgedessen

wird die Alternativhypothese H_1 , die besagt, dass das auf Basis einer linearen Regressionsfunktion abgeleitete Alterungsmodell über einen signifikanten Erklärungsgehalt verfügt, angenommen.

Tabelle 3-1: Ergebnisse der linearen Regression für die MS-Netzstation und Hauptkomponenten

	Lineare Regressionsfunktion	F-Wert	Signifikanzprüfung H_0
Baulicher Teil	$z_{VI,BT}(a) = 0,21 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 12,25 \cdot 10^{-2}$	213,60	$3,72 \cdot 10^{-27} \ll \alpha$
MS-Schaltanlage	$z_{VI,MSA}(a) = 0,10 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 2,93 \cdot 10^{-2}$	142,04	$2,40 \cdot 10^{-17} \ll \alpha$
Transformator	$z_{VI,TR}(a) = 0,14 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 4,15 \cdot 10^{-2}$	210,68	$3,95 \cdot 10^{-21} \ll \alpha$
NS-Verteilung	$z_{VI,NSV}(a) = 0,12 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 2,61 \cdot 10^{-2}$	125,93	$2,87 \cdot 10^{-16} \ll \alpha$
MS-Netzstation	$z_{VI,MS-N}(a) = 0,13 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 5,12 \cdot 10^{-2}$	328,29	$8,75 \cdot 10^{-26} \ll \alpha$

In der nachfolgenden Abbildung 3-4 werden die gemäß den Regressionsfunktionen in Tabelle 3-1 abgeleiteten Regressionsgeraden der Hauptkomponenten einer MS-Netzstation sowie die der MS-Netzstation selbst dargestellt.

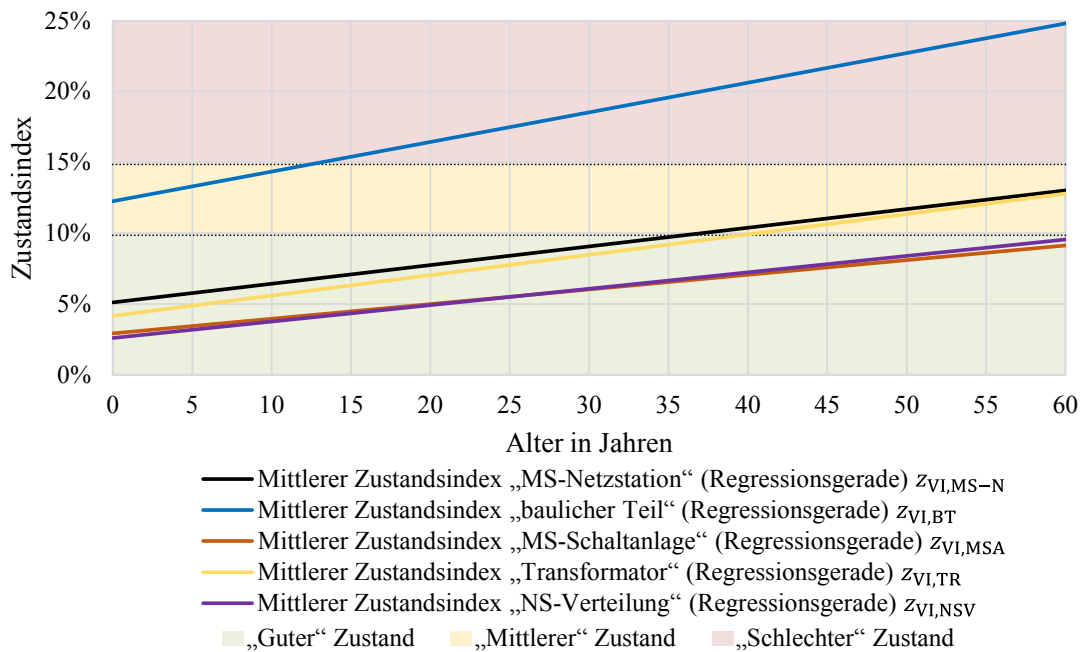


Abbildung 3-4: Alterungsmodelle der Hauptkomponenten und der MS-Netzstation

Wie in Abbildung 3-4 ersichtlich, weist die Hauptkomponente „baulicher Teil“ (blaue Regressionsgerade in Abbildung 3-4) eine im Vergleich zu den elektrischen Komponenten deutlich höhere Steigung auf. Ein Vergleich zwischen den einzelnen elektrischen Komponenten zeigt wiederum, dass die Steigung der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ (braune

Regressionsgerade in Abbildung 3-4) geringfügig niedriger ist als die Steigung der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ (violette Regressionsgerade in Abbildung 3-4) bzw. der Hauptkomponente „Transformator“ (gelbe Regressionsgerade in Abbildung 3-4). Die MS-Netzstation (schwarze Regressionsgerade in Abbildung 3-4) weist indessen eine Steigung auf, welche geringfügig höher ist als die Steigungen der Hauptkomponenten „NS-Verteilung“ und „MS-Schaltanlage“. Die Steigungen der Hauptkomponenten „Transformator“ und „baulicher Teil“ sind jedoch höher als die Steigung der MS-Netzstation.

Bei der linearen Regressionsanalyse wird die Regressionsgerade auf Basis einer ausschließlichen Berücksichtigung eines linearen Zusammenhangs zwischen dem Alter a und dem mittleren Zustandsindex $z_{VI}(a)$ bestimmt [96]. Im Nachhinein können zusätzlich zu der einfachen linearen Regressionsfunktion gemäß Gleichung 3.2 weitere unterschiedliche Regressionsfunktionstypen, u. a. eine kubische sowie auch eine exponentielle Funktion, betrachtet werden [95]. In Tabelle 10-2 in Anhang 10.8.1 wird beispielhaft der Fall einer exponentiellen Regressionsfunktion betrachtet, wodurch ein Zusammenhang gemäß einer Badewannenkurve zwischen dem Alter und dem mittleren Zustandsindex unterstellt wird. Dabei wird untersucht, ob dieser Regressionsfunktionstyp einen „besseren“ Zusammenhang zwischen dem Alter a und dem mittleren Zustandsindex $z_{VI}(a)$ für die MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten liefert. Jedoch ist bei der Modellbildung zu beachten, dass die Nutzung eines simpleren Modells (hier lineares Alterungsmodell) im Vergleich zu der Nutzung eines deutlich komplexeren Modells (hier exponentielles Alterungsmodell bzw. Badewannenkurve) zu bevorzugen ist, solange empirische Befunde nicht dagegen sprechen [99]. Infolgedessen wird das lineare Alterungsmodell als Basismodell angenommen. Eine Steigerung der Komplexität des abgeleiteten Alterungsmodells ist im Rahmen dieser Arbeit nicht zielführend. Ein komplexeres Alterungsmodell (hier exponentielles Alterungsmodell bzw. Badewannenkurve) weist sowohl für die Hauptkomponenten der MS-Netzstationen als auch für die MS-Netzstationen selbst keine höhere Erklärungskraft auf. Allgemein deutet nämlich ein größerer ermittelter F -Wert auf eine höhere Erklärungskraft eines Modells hin [100, 101], welcher hier für die exponentiellen Regressionsfunktionen der Hauptkomponenten und die MS-Netzstationen in Tabelle 10-2 in Anhang 10.8.1 nicht gegeben ist.

Die bisherigen ermittelten Ergebnisse basieren auf der Anwendung der statistischen Analyseverfahren auf das gesamte Kollektiv an MS-Netzstationen (Einzel- sowie auch Mehrfachbewertungen). Von besonderer Bedeutung sind dabei die Mehrfachbewertungen, da diese die Beschreibung der langfristigen Entwicklung des Zustands derselben MS-Netzstationen bzw. Hauptkomponenten ermöglichen. Die Ergebnisse der statistischen Analyseverfahren für das Kollektiv der Mehrfachbewertungen unterstützen eindeutig das lineare Alterungsverhalten der Hauptkomponenten und der MS-Netzstationen. Die auf Basis der Zustandsbewertungen abgeleiteten Alterungsmodelle für die MS-Netzstationen und der einzelnen Hauptkomponenten dienen im Rahmen dieser Arbeit als sog. Benchmark für die weiterführenden Analysen.

3.2.2 Korrelationsanalyse als Anzeichen des Zusammenhangs zwischen Alter und Zustand

Im vorherigen Abschnitt 3.2.1 sind die Alterungsmodelle der MS-Netzstationen sowie derer Hauptkomponenten bestimmt worden, welche den funktionalen Zusammenhang zwischen dem Zustandsindex und dem Alter beschreiben. Für die MS-Netzstationen sowie für die Hauptkomponenten konnte dabei eindeutig ein linearer Zusammenhang festgestellt werden. Da inzwischen mithilfe der Regressionsanalyse die Art des Zusammenhangs bestimmt werden konnte, wird mithilfe der Korrelationsanalyse die Stärke des linearen Zusammenhangs quantitativ bestimmt [98, 102, 103].

Der Korrelationskoeffizient $r_{a,\bar{z}_{vi}}$ von Bravais-Pearson ist ein Maß für den linearen Zusammenhang zwischen zwei Variablen, wobei es sich um eine normierte Größe handelt ($-1 \leq r_{a,\bar{z}_{vi}} \leq 1$) [97, 102]. Für den Fall, dass $r_{a,\bar{z}_{vi}}$ sich den Werten 1 bzw. -1 annähert, existiert ein perfekter linearer Zusammenhang zwischen dem mittleren Zustandsindex und dem Alter [97, 102]. Wenn $r_{a,\bar{z}_{vi}}$ sich wiederum dem Wert 0 annähert, ist anzunehmen, dass kein linearer Zusammenhang existiert [97, 102]. Der Korrelationskoeffizient wird gemäß Gleichung 3.5 aus den Wertepaaren $(a_i, \bar{z}_{vi,i})$ berechnet [102] mit $i = 0, 1 \dots 60$, da ein Altersintervall von 0 bis 60 Jahren betrachtet wird und n die Anzahl der jährlichen mittleren Zustandsindizes $\bar{z}_{vi,i}$.

$$r_{a,\bar{z}_{vi}} = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} (a_i - \bar{a}) \cdot (\bar{z}_{vi,i} - \bar{\bar{z}}_{vi})}{\sqrt{\sum_{i=0}^{n-1} (a_i - \bar{a})^2 \cdot \sum_{i=0}^{n-1} (\bar{z}_{vi,i} - \bar{\bar{z}}_{vi})^2}} \quad (3.5)$$

Für die lineare Einfachregression gilt $R^2 = r_{a,\bar{z}_{vi}}^2$ [97, 102]. Eine Bewertung der ermittelten Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizienten für die Hauptkomponenten und die MS-Netzstationen erfolgt gemäß [102]. Die Werte $r_{a,\bar{z}_{vi}}$ liegen im Bereich zwischen $0,817 \leq r_{a,\bar{z}_{vi}} \leq 0,921$ (siehe Tabelle 3-2). Demnach besteht zwischen den mittleren Zustandsindizes der Hauptkomponenten sowie der MS-Netzstationen und deren Alter ein starker (positiver) linearer Zusammenhang, welcher hoch signifikant ist. Mit steigendem Alter geht somit eindeutig ein linear steigender Zustandsindex einher.

Tabelle 3-2: Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizienten zwischen Zustandsindex und Alter für die Hauptkomponenten und die MS-Netzstation (in Anlehnung an [102])

	Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizient $r_{a,\bar{z}_{vi}}$	Stärke des linearen Zusammenhangs
Baulicher Teil	0,817**	starker linearer Zusammenhang
MS-Schaltanlage	0,841**	starker linearer Zusammenhang
Transformator	0,884**	starker linearer Zusammenhang
NS-Verteilung	0,825**	starker linearer Zusammenhang
MS-Netzstation	0,921**	starker linearer Zusammenhang

**Hoch signifikant gemäß [104]

3.2.3 Unsicherheitsbereiche der Alterungsmodelle mittels Konfidenzintervallen

In Abschnitt 3.2.1 ist für die Ableitung der Alterungsmodelle der MS-Netzstationen sowie der Hauptkomponenten der Mittelwert der Zustandsindizes für jedes Alter zugrunde gelegt worden. Dabei liegen für jedes Alter die den Mittelwert bildenden Zustandsindizes zum Teil oberhalb und zum Teil unterhalb des resultierenden Mittelwertes. Zusätzlich sind die Hauptkomponenten bzgl. ihrer Baujahre nicht gleichmäßig verteilt, sodass für jedes Alter der Mittelwert auf einer unterschiedlichen Anzahl an bewerteten Hauptkomponenten bzw. MS-Netzstationen beruht.

Um den Bereich zu bestimmen, in dem der „wahre“ Mittelwert mit einer festgelegten Wahrscheinlichkeit $1 - \alpha$ liegt und die ermittelte (Alterungs-)Kurve potenziell verläuft, wird das Konfidenzintervall für jedes Alter bestimmt. Der Bereich wird mittels einer Ober- und Untergrenze des Konfidenzintervalls beschrieben [104]. Die Irrtumswahrscheinlichkeit α gibt dabei die Wahrscheinlichkeit an, dass der „wahre“ Mittelwert nicht im berechneten Bereich liegt [104]. Üblicherweise wird ein Konfidenzniveau von 95 % [105] oder 99 % [104] beabsichtigt, wobei der Standardfehler zur Bestimmung des Konfidenzintervalls mit dem zum gewählten Konfidenzniveau entsprechenden Wert der t -Verteilung, $t_{KI} = 1,96$ oder $t_{KI} = 2,58$, multipliziert wird [104]. Die Berechnung des Bereiches eines Stichprobenumfangs n_{SU} mit einem Mittelwert \bar{z} und einer Standardabweichung (Streuung) s erfolgt gemäß nachfolgender Gleichung 3.6, wobei μ der Durchschnittswert der Grundgesamtheit ist [106].

$$\bar{z} - t_{KI} \cdot \sqrt{\frac{s^2}{n_{SU}}} \leq \mu \leq \bar{z} + t_{KI} \cdot \sqrt{\frac{s^2}{n_{SU}}} \quad (3.6)$$

Bei einer Vergrößerung des Konfidenzniveaus wird das Intervall breiter und es erfolgt ein Anstieg der Sicherheit, dass der berechnete Bereich den „wahren“ Mittelwert überdeckt [97]. Bei einer Vergrößerung der Irrtumswahrscheinlichkeit α wird wiederum der berechnete Bereich enger und schärfer, aber dafür ist die Aussage bzgl. des „wahren“ Mittelwertes weniger sicher [105]. Infolgedessen wird ersichtlich, dass je schmaler das Konfidenzintervall und je höher das Konfidenzniveau sind, desto höher ist die Aussagekraft des berechneten Mittelwertes zur Darstellung des tatsächlichen Alterungsverhaltens.

Zusätzlich zum Konfidenzniveau ist die Breite des Intervalls von der Streuung sowie dem Stichprobenumfang (hier Anzahl der bewerteten MS-Netzstationen) abhängig [104]. Je größer die Streuung, desto breiter wird der Bereich. Mit wachsendem Stichprobenumfang wird der Bereich hingegen enger [97, 104, 105]. Infolgedessen impliziert ein breites Konfidenzintervall einen zu geringen Stichprobenumfang oder eine hohe Streuung. Es wird ersichtlich, dass je kleiner die Streuung der einzelnen Zustandsindizes vom berechneten Mittelwert und je größer die Anzahl der bewerteten MS-Netzstationen im jeweiligen Alter sind, desto schmaler ist das Konfidenzintervall und die Aussage bzgl. des „wahren“ Mittelwertes wird zuverlässiger und präziser.

Die Darstellungsmöglichkeit mittels Konfidenzintervallen ist somit sehr gut geeignet, um die Eignung der berechneten jährlichen Mittelwerte aus den einzelnen Zustandsindizes zu beschreiben und die Sinnhaftigkeit sowie Interpretierbarkeit der Alterungsmodelle auszudrücken. In Abbildung 3-5 werden die Konfidenzintervalle für die MS-Netzstationen mit einem Konfidenzniveau von 95 % dargestellt. So werden gemäß [105] die Genauigkeitsbedürfnisse ausreichend berücksichtigt.

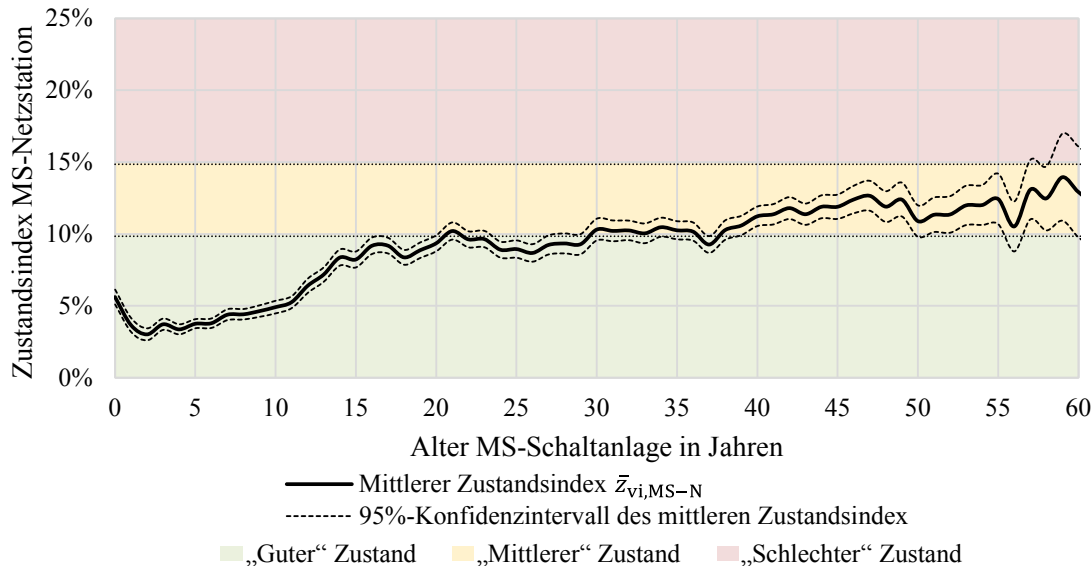


Abbildung 3-5: Alterungsverlauf der MS-Netzstationen mit Konfidenzintervallen

Abbildung 3-5 zeigt, dass mit steigendem Alter ebenso der Zustandsindex ansteigt. Der leicht erhöhte Zustandsindex zu Betriebsbeginn ist auf vorhandene Mängel an den Hauptkomponenten, welche voraussichtlich durch Fertigungs- bzw. Montagefehler entstehen, zurückzuführen (vgl. Abbildung 2-7). Zusätzlich wird deutlich, dass mit zunehmendem Alter und damit abnehmender Anzahl an Datensätzen das Konfidenzintervall geringfügig breiter wird. Dennoch sind auch ab einem Alter von ca. 50 Jahren eine nur geringe Streuung – die MS-Netzstationen befinden sich größtenteils im „gelben“ Cluster („mittlerer“ Zustandsindex) – und ein umfangreiches Mengengerüst – im Mittel über 250 MS-Netzstationen pro Alter – vorhanden, sodass die berechneten Mittelwerte in Anbetracht der statistischen Genauigkeit sehr zuverlässig sind und eine hohe Aussagekraft aufweisen. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sehr valide Alterungsmodelle für MS-Netzstationen auf Basis der Zustandsbewertungen gegeben sind. Gleiches gilt ebenfalls für die Alterungsmodelle der Hauptkomponenten, deren Konfidenzintervalle der Abbildung 10-17 in Anhang 10.8.2 entnommen werden können.

3.2.4 Vergleich der Alterungsmodelle bei unterschiedlichen Typen und Bauarten

Im Folgenden werden die Alterungsmodelle für die unterschiedlichen Stationstypen sowie Bauarten von MS-Schaltanlagen und Transformatoren ermittelt. Zunächst werden in Abbildung 3-6 die Alterungsmodelle für die Kompakt- und Gebäudestationen betrachtet, da diese Stationstypen mehrheitlich in der erstellten Datenbank vorhanden sind. Unabhängig vom

Stationstyp besteht zwischen den Zustandsindizes der MS-Netzstationen und deren Alter ein mittlerer (für Kompaktstationen) bis starker (für Gebäudestationen) linearer Zusammenhang, welcher hoch signifikant ist (vgl. Tabelle 10-5 in Anhang 10.8.5). Trotz der sehr ähnlichen Alterungsverläufe (vgl. Abbildung 10-18 in Anhang 10.8.3) weisen die Gebäudestationen im Vergleich zu den Kompaktstationen in Abbildung 3-6 einen deutlich steileren Anstieg auf ($\lambda_{VI,MS-N(G)} \approx 2,1 \cdot \lambda_{VI,MS-N(K)}$, wobei $\lambda_{VI,MS-N(G)}$ die Steigung des Alterungsmodells der Gebäudestationen und $\lambda_{VI,MS-N(K)}$ die Steigung des Alterungsmodells der Kompaktstationen sind). Das Verhältnis der Steigungen besteht hauptsächlich aufgrund des schlechteren Zustands der Gebäudestationen im Vergleich zu den Kompaktstationen ab einem Alter von ca. 40 Jahren (vgl. Abbildung 10-18 in Anhang 10.8.3). Des Weiteren kann festgestellt werden, dass sich die Kompaktstationen über das gesamte Altersintervall im „guten“ Zustand („grünes“ Cluster) befinden, wobei die Gebäudestationen in einem Alter von ca. 55 Jahren aufgrund der höheren Steigung in den „schlechten“ Zustand („rotes“ Cluster) übergehen. Letztendlich weisen die Kompaktstationen einen im Mittel ca. $\bar{z}_{VI,MS-N(G)} - \bar{z}_{VI,MS-N(K)} \approx 2\%$ besseren Zustandsindex als die Gebäudestationen auf, wobei $\bar{z}_{VI,MS-N(G)}$ und $\bar{z}_{VI,MS-N(K)}$ die Mittelwerte der Zustandsindizes $z_{VI,MS-N(G),i}$ und $z_{VI,MS-N(K),i}$ für jedes Alter a_i aus den Regressionsgeraden der jeweiligen Stationstypen in Tabelle 10-3 in Anhang 10.8.3 sind.

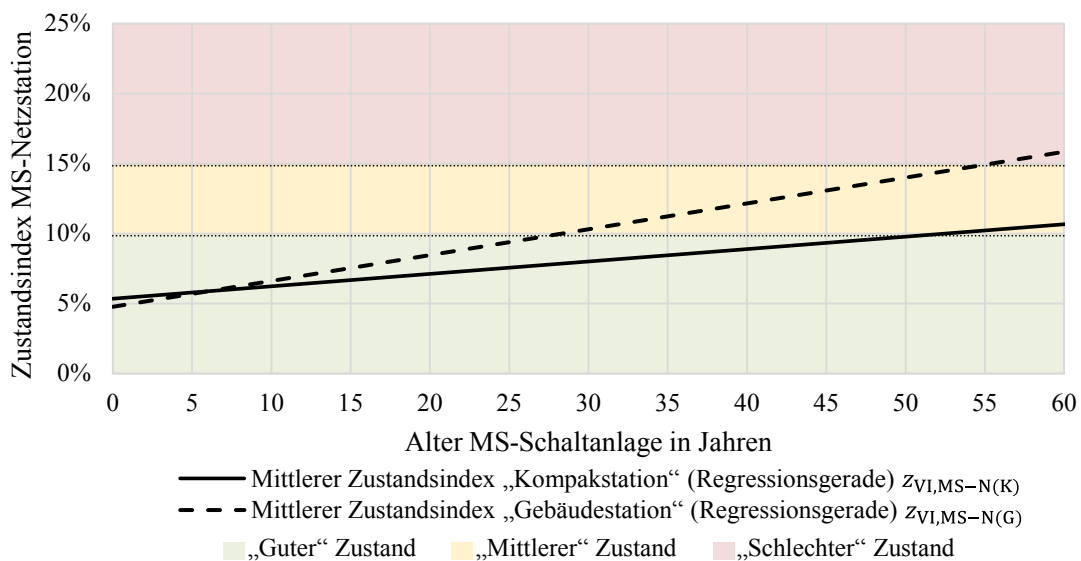


Abbildung 3-6: Alterungsmodelle für Kompakt- und Gebäudestationen

Beim nachfolgenden Vergleich der Alterungsmodelle für luft- und gasisolierte MS-Schaltanlagen in Abbildung 3-7 kann festgestellt werden, dass die luftisolierten MS-Schaltanlagen mit $\lambda_{VI,MSA(l)} \approx 1,4 \cdot \lambda_{VI,MSA(g)}$ ($\lambda_{VI,MSA(l)}$ die Steigung des Alterungsmodells der luftisolierten MS-Schaltanlagen und $\lambda_{VI,MSA(g)}$ die Steigung des Alterungsmodells der gasisolierten MS-Schaltanlagen) einen geringfügig steileren Anstieg des mittleren Zustandsindex im Vergleich zu den gasisolierten MS-Schaltanlagen aufweisen. Schließlich kann für beide Bauarten ein mittlerer linearer Zusammenhang zwischen den Zustandsindizes und deren Alter festgestellt werden, welcher hoch signifikant ist (vgl. Tabelle 10-5 in Anhang 10.8.5). Die Aussagekraft der

Erkenntnisse für die gasisolierten MS-Schaltanlagen ist in Anbetracht des deutlich kleineren Mengengerüsts (vgl. Abbildung 10-6 in Anhang 10.4), welches ab einem Alter von ca. 20 Jahren zu einem größeren Konfidenzintervall führt (vgl. Abbildung 10-19 in Anhang 10.8.3), etwas geringer. Schließlich weisen die luftisolierten MS-Schaltanlagen einen im Mittel ca. $\bar{z}_{VI,MSA(g)} - \bar{z}_{VI,MSA(l)} \approx 3\%$ besseren Zustandsindex als die gasisolierten MS-Schaltanlagen auf, wobei $\bar{z}_{VI,MSA(g)}$ und $\bar{z}_{VI,MSA(l)}$ die Mittelwerte der Zustandsindizes $z_{VI,MSA(g),i}$ und $z_{VI,MSA(l),i}$ für jedes Alter a_i aus den Regressionsgeraden der jeweiligen Bauarten in Tabelle 10-3 in Anhang 10.8.3.

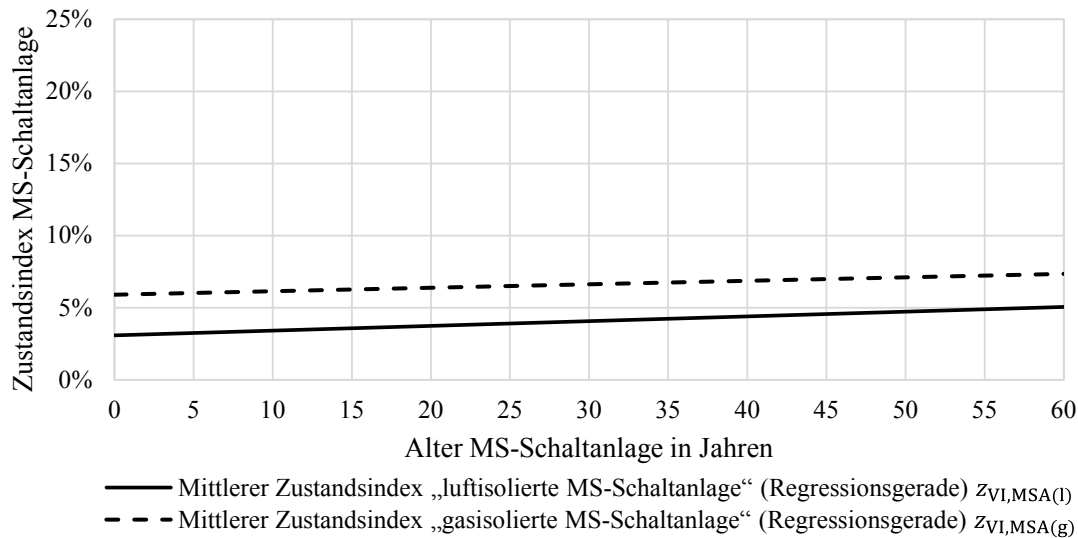


Abbildung 3-7: Alterungsmodelle für luft- und gasisolierte MS-Schaltanlagen

Zum Schluss werden die Alterungsmodelle für die unterschiedlichen Bauarten von Transformatoren (Öl- und Hermetiktransformatoren) betrachtet. Für beide Bauarten kann ein mittlerer linearer Zusammenhang zwischen den Zustandsindizes und deren Alter festgestellt werden, welcher hoch signifikant ist (vgl. Tabelle 10-5 in Anhang 10.8.5). Die Öltransformatoren zeigen jedoch gemäß Abbildung 3-8 mit $\lambda_{VI,TR(\ddot{o})} \approx 2,8 \cdot \lambda_{VI,TR(H)}$ einen deutlich steileren Anstieg des mittleren Zustandsindex auf, wobei $\lambda_{VI,TR(\ddot{o})}$ die Steigung des Alterungsmodells der Öltransformatoren und $\lambda_{VI,TR(H)}$ die Steigung des Alterungsmodells der Hermetiktransformatoren. In der Literatur ist angegeben, dass Hermetiktransformatoren einen im Vergleich zu Öltransformatoren verlangsamten Alterungsprozess aufweisen [79]. Auf Basis der abgeleiteten Alterungsmodelle kann dies bestätigt werden. Das Verhältnis der Steigungen resultiert aus den unterschiedlichen Alterungsverläufen der unterschiedlichen Bauarten über das gesamte Altersintervall von 0 bis 60 Jahren (vgl. Abbildung 10-20 in Anhang 10.8.3). Schließlich weisen die Hermetiktransformatoren einen im Mittel ca. $\bar{z}_{VI,TR(\ddot{o})} - \bar{z}_{VI,TR(H)} \approx 7\%$ besseren Zustandsindex als die Öltransformatoren auf, wobei $\bar{z}_{VI,TR(\ddot{o})}$ und $\bar{z}_{VI,TR(H)}$ die Mittelwerte der Zustandsindizes $z_{VI,TR(\ddot{o}),i}$ und $z_{VI,TR(H),i}$ für jedes Alter a_i aus den Regressionsgeraden der jeweiligen Bauarten in Tabelle 10-3 in Anhang 10.8.3 sind.

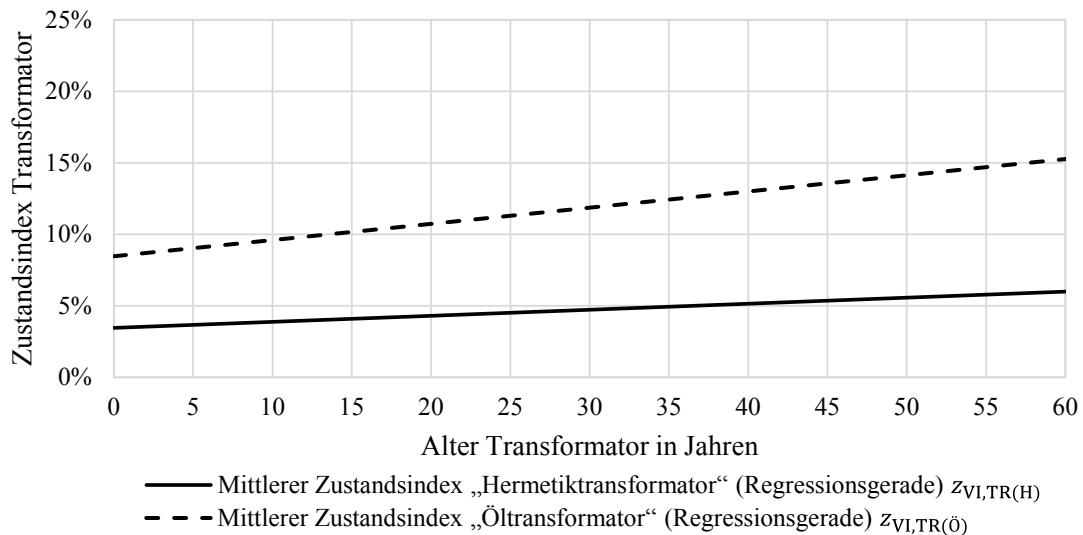


Abbildung 3-8: Alterungsmodelle für Öl- und Hermetiktransformatoren

3.2.5 Vergleich der Alterungsmodelle bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien

In diesem Abschnitt erfolgt ein Vergleich der Alterungsmodelle der MS-Netzstationen bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien, welche in der darauffolgenden Abbildung 3-9 dargestellt werden. Der Fokus der Untersuchungen liegt dabei auf der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie (4-jähriger Inspektions- und zustandsorientierter Wartungszyklus) sowie der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie (5-jähriger Inspektions- und 10-jähriger Wartungszyklus). Zunächst werden die in Abschnitt 3.2.1 erläuterten statistischen Analyseverfahren hinzugezogen. Dabei kann festgestellt werden, dass unabhängig von der angewandten Instandhaltungsstrategie zwischen den Zustandsindizes der MS-Netzstationen und deren Alter weiterhin ein starker linearer Zusammenhang, welcher hoch signifikant ist, besteht (vgl. Tabelle 10-6 in Anhang 10.8.5). Das Alterungsmodell der MS-Netzstationen weist derweil bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie im Vergleich zu der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie mit $\lambda_{VI,MS-N(Ze_{IH})} \approx 1,3 \cdot \lambda_{VI,MS-N(Zu_{IH})}$ einen deutlich steileren Anstieg auf, wobei $\lambda_{VI,MS-N(Ze_{IH})}$ die Steigung des Alterungsmodells der MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie und $\lambda_{VI,MS-N(Zu_{IH})}$ die Steigung des Alterungsmodells der MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie sind. Das Verhältnis der Steigungen resultiert aus den unterschiedlichen Alterungsverläufen, die die MS-Netzstationen ab einem Alter von ca. 10 Jahren aufweisen, wobei in den ersten ca. 10 Jahren für die MS-Netzstationen sowohl bei der zustands- als auch bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie fast übereinstimmende Alterungsverläufe bestehen (vgl. Abbildung 10-21 in Anhang 10.8.4).

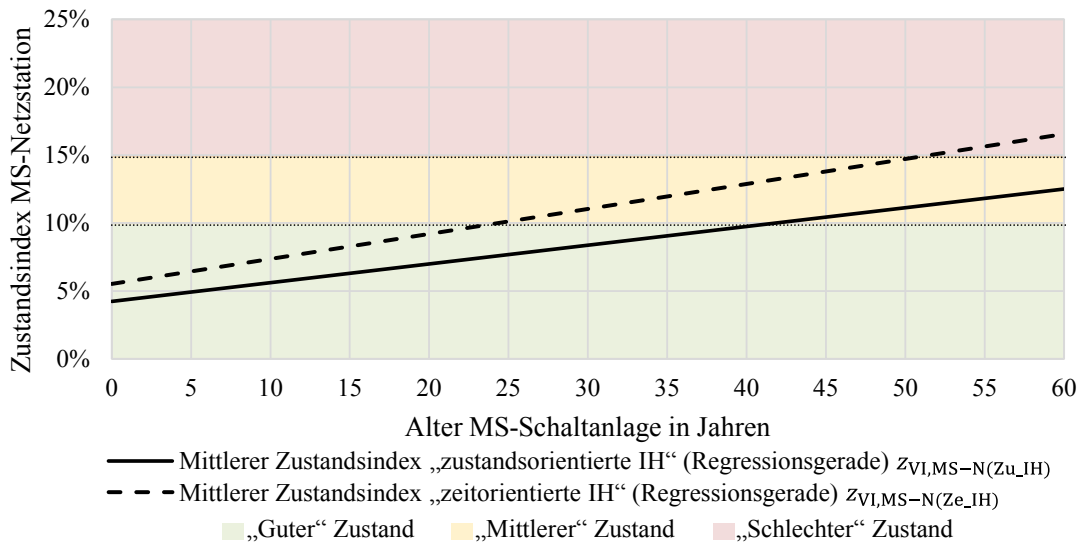


Abbildung 3-9: Alterungsmodelle der MS-Netzstationen bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien

Des Weiteren wird aus der Darstellung in Abbildung 3-9 ersichtlich, dass bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie der Übergang der MS-Netzstationen in ein schlechteres Cluster deutlich später erfolgt. Bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie erfolgt der Übergang der MS-Netzstationen vom „grünen“ („guter“ Zustand) in das „gelbe“ Cluster („mittlerer“ Zustand) ab einem Alter von ca. 40 Jahren. Ein Übergang in das „rote“ Cluster („schlechter“ Zustand) erfolgt für diese MS-Netzstationen im betrachteten Altersintervall jedoch nicht. Währenddessen erfolgt bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie der Übergang der MS-Netzstationen vom „grünen“ („guter“ Zustand) in das „gelbe“ Cluster („mittlerer“ Zustand) ab einem Alter von ca. 25 Jahren sowie der Übergang in das „rote“ Cluster („schlechter“ Zustand) ab einem Alter von ca. 50 Jahren. Zusätzlich befinden sich die MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie im Vergleich zu den MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie kontinuierlich in einem besseren Zustand. Im Mittel weisen diese MS-Netzstationen einen um ca. $\bar{z}_{VI,MS-N(Ze_IH)} - \bar{z}_{VI,MS-N(Zu_IH)} \approx 2\%$ besseren Zustandsindex auf, wobei $\bar{z}_{VI,MS-N(Ze_IH)}$ und $\bar{z}_{VI,MS-N(Zu_IH)}$ die Mittelwerte der Zustandsindizes $z_{VI,MS-N(Ze_IH),i}$ und $z_{VI,MS-N(Zu_IH),i}$ für jedes Alter a_i aus den Regressionsgeraden der MS-Netzstationen für die jeweiligen Instandhaltungsstrategien in Tabelle 10-4 in Anhang 10.8.4 sind. Letztendlich weisen die MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie im Vergleich zu den MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie eine deutlich verlangsamte Alterung auf. Die ist darauf zurückzuführen, dass bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie Instandhaltungsmaßnahmen frühzeitig durchgeführt werden und identifizierte Mängel in einem frühen Stadium ermittelt und beseitigt werden, noch bevor sich diese hin zu kritischen Mängel entwickeln und den Alterungsprozess der MS-Netzstationen weiter beschleunigen.

3.3 Inspektionszyklusanalyse

Im Folgenden werden die mehrfach bewerteten MS-Netzstationen ausführlicher untersucht. Im Fokus der Untersuchungen steht dabei die Veränderung des Zustands der mehrfach bewerteten MS-Netzstationen bzw. der jeweiligen Hauptkomponenten zwischen den erfolgten Inspektionen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Faktoren, welche die Veränderung des Zustands ggf. beeinflussen. Auf Basis der dokumentierten Mehrfachbewertungen werden anschließend in Abschnitt 3.4 die Wahrscheinlichkeiten für die in der Zukunft möglichen Zustände der Hauptkomponenten sowie der MS-Netzstationen ermittelt und zuverlässige Prognosen über zukünftige Zustandsentwicklungen aufgestellt.

3.3.1 Verlauf des Zustands zwischen den Inspektionszyklen

Die dieser Arbeit zugrunde liegenden Informationen aus mehreren Inspektionszyklen erlauben im weiteren Verlauf die Analyse der Zustandsänderungen. Als Basis für die darauffolgenden Analysen dienen die ca. 24.000 mehrfach bewerteten MS-Netzstationen. In Abbildung 3-10 werden die Alterungsmodelle der MS-Netzstationen, die über mehrere Inspektionszyklen bewertet wurden (im Durchschnitt ein 4-jähriger Inspektionszyklus), dargestellt.

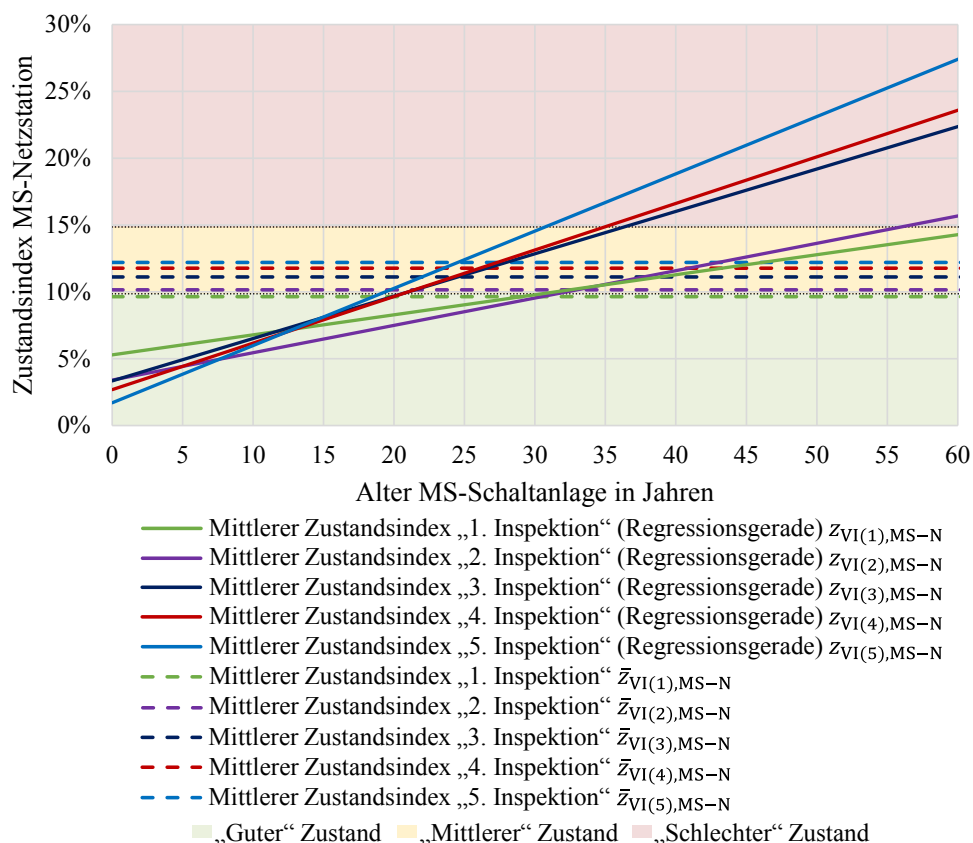


Abbildung 3-10: Alterungsmodelle der MS-Netzstationen über mehrere Inspektionszyklen

Bei Betrachtung der Alterungsmodelle in Abbildung 3-10 kann festgestellt werden, dass der mittlere Zustandsindex der MS-Netzstationen bei jeder darauffolgenden Inspektion im Mittel um ca. $\Delta \bar{z}_{IZ,MS-N} \approx 1\%$ (in Prozentpunkten betrachtet) ansteigt. Dieser Anstieg wird gemäß

Gleichung 3.7 berechnet, wobei n_{IZ} die Anzahl der betrachteten Inspektionen (hier $n_{IZ} = 5$, vgl. Abbildung 3-10) und $\bar{z}_{VI(k),MS-N}$ bzw. $\bar{z}_{VI(k+1),MS-N}$ die Mittelwerte der Zustandsindizes $z_{VI(k),MS-N,i}$ bzw. $z_{VI(k+1),MS-N,i}$ (mit $i = 0, 1 \dots 60$, da ein Altersintervall von 0 bis 60 Jahren betrachtet wird) aus den Regressionsgeraden der jeweiligen Inspektionszyklen k und $k + 1$ in Abbildung 3-10 darstellen.

$$\Delta \bar{z}_{IZ,MS-N} = \frac{1}{n_{IZ} - 1} \cdot \sum_{k=1}^{n_{IZ}-1} (\bar{z}_{VI(k+1),MS-N} - \bar{z}_{VI(k),MS-N}) \quad (3.7)$$

Basierend auf der Abbildung 3-10 erfolgt in Abbildung 3-11 eine schematische Darstellung der Zustandsentwicklung zwischen den Inspektionen für die mehrfach bewerteten MS-Netzstationen. Dabei wird der Zustand der ersten Inspektion $z_{0,m}$ zum Zeitpunkt (hier Alter in Jahren) $a_{0,m}$ bzw. die Zustände der vorangegangenen Inspektionen sowie die Zustände $z_{k,m}$ und $z_{l,m}$ der darauffolgenden Inspektionen einer MS-Netzstation $MS - N_m$, wobei m die Nummerierung der mehrfach bewerteten MS-Netzstationen ist, dargestellt.

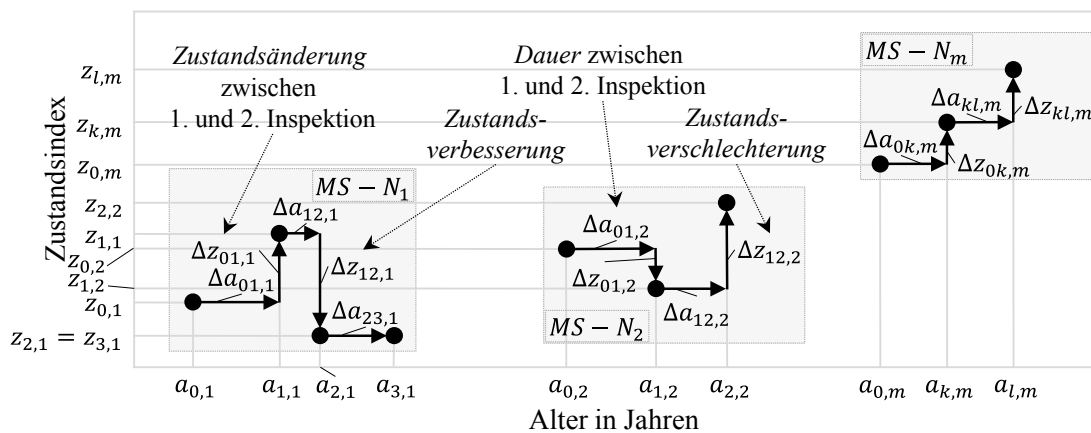


Abbildung 3-11: Schematische Darstellung der Zustandsentwicklung zwischen den Inspektionen am Beispiel von drei MS-Netzstationen

Abbildung 3-11 zeigt, dass aus der Entwicklung des Zustands (Zustandsänderung $\Delta z_{kl,m}$) zwischen den Inspektionen (Inspektionsintervalle $\Delta a_{kl,m}$, welche je nach Inspektionszyklus variieren können) eine Zustandsverbesserung (bspw. von Zustand $z_{1,1}$ nach Zustand $z_{2,1}$) und Zustandsverschlechterung (bspw. von Zustand $z_{1,2}$ nach Zustand $z_{2,2}$) sowie ein gleichbleibender Zustand (bspw. von Zustand $z_{2,1}$ nach Zustand $z_{3,1}$) resultieren können. Daraus können nachfolgend konstante Gradienten der Zustandsänderung ($g_{HK(mit_{IH})} = \Delta z_{kl,m} / \Delta a_{kl,m}$) über das gesamte Altersintervall abgeleitet werden. Die Mittelwerte der Gradienten für die Hauptkomponenten $\bar{g}_{HK(mit_{IH})}$ können gemäß Gleichung 3.8 berechnet werden. Hierbei sind $z_{vi(k),HK,j}$ bzw. $z_{vi(k+1),HK,j}$ die Zustandsindizes der j -ten betrachteten mehrfach bewerteten Hauptkomponente (der mehrfach bewerteten MS-Netzstation) in der k -ten bzw. in der $(k + 1)$ -ten Inspektion und $a_{(k),j}$ bzw. $a_{(k+1),j}$ die Alter der j -ten betrachteten, mehrfach bewerteten Hauptkomponente (der mehrfach bewerteten MS-Netzstation) in der k -ten bzw. in der $(k + 1)$ -

ten Inspektion. Ergänzend dazu ist $n_{M,k}$ die Anzahl der Mehrfachbewertungen in der k -ten Inspektion und n_M die Gesamtanzahl der Mehrfachbewertungen.

$$\begin{aligned}\bar{g}_{\text{HK(mit_IH)}} &= \frac{1}{n_M} \cdot \sum_{k=1}^{n_{IZ}-1} \sum_{j=1}^{n_{M,k}} g_{(k+1,k),\text{HK(mit_IH)},j} = \\ &= \frac{1}{n_M} \cdot \sum_{k=1}^{n_{IZ}-1} \sum_{j=1}^{n_{M,k}} \frac{Z_{\text{vi}(k+1),\text{HK},j} - Z_{\text{vi}(k),\text{HK},j}}{a_{(k+1),j} - a_{(k),j}}\end{aligned}\quad (3.8)$$

Die ermittelten Mittelwerte der Gradienten für die Hauptkomponenten $\bar{g}_{\text{HK(mit_IH)}}$ zeigen, dass die elektrischen Komponenten ähnlich hohe Gradienten der Zustandsänderung und letztendlich Zustandsverschlechterung über den gesamten Betrachtungszeitraum aufweisen (vgl. Tabelle 3-3). Die Hauptkomponente „baulicher Teil“ weist wiederum im Vergleich zu den elektrischen Komponenten einen niedrigeren Gradienten der Zustandsverschlechterung auf. Die Gradienten der Zustandsverschlechterung werden derweil auf Basis eines 8-jährigen Wartungszyklus ermittelt (durchschnittlicher Wartungszyklus des Anlagenkollektivs, vgl. Abschnitt 2.5.1). Der Inspektionszyklus ist dabei irrelevant, da eine Mängelbeseitigung ausschließlich im Rahmen einer Wartung durchgeführt wird.

Tabelle 3-3: Gradienten der Zustandsverschlechterung der Hauptkomponenten der MS-Netzstationen mit Instandhaltungsmaßnahmen (im Durchschnitt 8-jähriger Wartungszyklus)

Hauptkomponente	Gradient der Zustandsverschlechterung $\bar{g}_{\text{HK(mit_IH)}}$ in $1/a$
Baulicher Teil	0,0158
MS-Schaltanlage	0,0195
Transformator	0,0179
NS-Verteilung	0,0190

Im Anschluss erfolgt auf Basis der ermittelten Gradienten der Zustandsverschlechterung der Hauptkomponenten (vgl. Tabelle 3-3) eine sog. Lebensdauerabschätzung⁹ für die MS-Netzstationen. Diese wird vor allem von den elektrischen Komponenten geprägt, da diese eine schnellere Zustandsverschlechterung sowie eine höhere Wichtigkeit für die MS-Netzstationen aufweisen. Infolge der gewonnenen Erkenntnis eines linearen Alterungsverhaltens (vgl. Abschnitt 3.2.1) befinden sich die MS-Netzstationen nach 53,3 Jahren (Abweichungen von $\pm 15,8$ Jahren, da es sich hierbei um Mittelwerte der Gradienten der Zustandsverschlechterung handelt) ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme (mängelfreier Zustand) in einem betriebsgefährdenden Zustand (Mittelwerte der elektrischen Komponenten, vgl. Tabelle 10-7 in

⁹ In der Literatur wird mit dem Begriff Lebensdauer eines Betriebsmittels die Zeit zwischen dessen Inbetriebnahme und Ausfall (als sog. Tod bezeichnet) beschrieben [8]. Im Rahmen dieser Arbeit wird unter dem Begriff Lebensdauer die Zeitdauer zwischen der Bewertungsstufe „1 - keine Mängelbeseitigung erforderlich“ und dem Erreichen der Bewertungsstufe „4 - sofortige Mängelbeseitigung“, die einen betriebsgefährdenden Zustand darstellt, definiert.

Anhang 10.9), da hierbei die MS-Netzstationen mindestens einen Mangel kritischen Ausmaßes (mindestens eine Hauptkomponente in Bewertungsstufe „4 - sofortige Mängelbeseitigung“) aufweisen [4].

3.3.2 Einflussfaktoren

Im Folgenden wird der Einfluss verschiedener Faktoren auf die Veränderung des Zustands der MS-Netzstationen bzw. der einzelnen Hauptkomponenten untersucht. Die Einflussfaktoren basieren auf den dokumentierten Instandhaltungsstrategien der Verteilungsnetzbetreiber und der Annahme von durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen.

3.3.2.1 Kriterium: Instandhaltung

Da die in dieser Arbeit zugrunde liegenden Inspektionschecklisten größtenteils keine exakten bzw. vollständigen Informationen über den Zeitpunkt sowie den Umfang der durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen beinhalten, müssen diese folglich abgeleitet werden. Erfolgte Zustandsverbesserungen sind auf eine wirksame Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen an fehlerstellenbehafteten Hauptkomponenten zurückzuführen [7]. Dabei wird die Annahme getroffen, dass eine Zustandsverbesserung aufgrund einer zwischen zwei Inspektionen durchgeführten Instandhaltung und nicht aus sog. „Selbsteilungseffekten“ resultiert [4]. Daraus ergibt sich die abgeleitete Schlussfolgerung, dass erkennbare Zustandsverschlechterungen zwischen Inspektionen, welche aus der voranschreitenden Alterung resultieren [8], nicht mit einer (wirksamen) Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen einhergehen.

Aus der Betrachtung der Mehrfachbewertungen ergibt sich in Abbildung 3-12 die Verteilung der durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen auf Ebene der Hauptkomponenten. Dabei kann festgestellt werden, dass Instandhaltungsmaßnahmen an MS-Netzstationen zu ca. 42 % auf die Hauptkomponente „baulicher Teil“ entfallen, gefolgt von der Hauptkomponente „Transformator“ mit ca. 26 %. Die beiden anderen elektrischen Komponenten weisen einen ähnlich großen Anteil auf. Begründet werden kann dies mit der Verteilung der identifizierten Mängel (vgl. Abbildung 2-6).

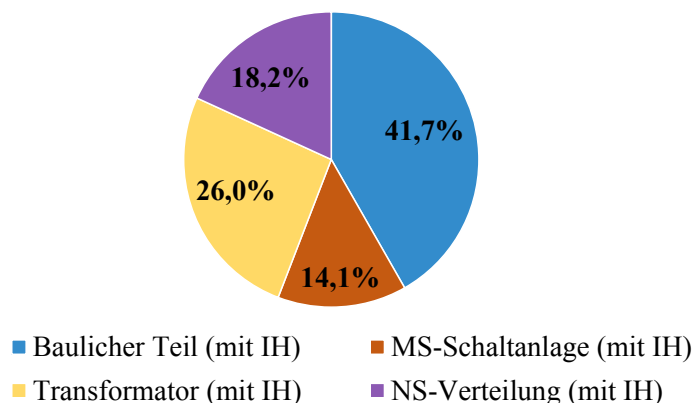


Abbildung 3-12: Verteilung der Instandhaltungsmaßnahmen bei den Mehrfachbewertungen

Im Anschluss stellt sich die Frage, welchen Mehrwert die Durchführung von notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen an fehlerstellenbehafteten Hauptkomponenten bzw. MS-Netzstationen liefert. Dazu wird der Verlauf des Zustands zwischen den Inspektionszyklen aus Abschnitt 3.3.1 ohne den Einfluss von Instandhaltungsmaßnahmen betrachtet. Hierfür werden bei den mehrfach bewerteten MS-Netzstationen die Verbesserungen der Zustände zwischen zwei Inspektionen vernachlässigt, d. h. sobald während einer darauffolgenden Inspektion ein im Vergleich zur vorangegangenen Inspektion verbesserter Zustand festgestellt wird, wird diese Zustandsbewertung bzw. der dokumentierte verbesserte Zustand nicht berücksichtigt.

Infolgedessen wird der Einfluss bei einem Ausbleiben von Instandhaltungsmaßnahmen auf die in Abschnitt 3.3.1 ermittelten Gradienten untersucht (siehe Tabelle 3-4). Dabei kann festgestellt werden, dass die Hauptkomponente „Transformator“ den größten negativen Einfluss aufweist. Werden keine Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt und folglich identifizierte Fehlerstellen nicht behoben, erfolgt eine im Vergleich zum Gradienten mit Instandhaltungsmaßnahmen viermal so schnelle Zustandsverschlechterung. Die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ weist indessen eine dreimal so schnelle Zustandsverschlechterung auf, gefolgt von der Hauptkomponente „NS-Verteilung“. Die Hauptkomponente „baulicher Teil“ weist im Vergleich zu den elektrischen Komponenten (mit Ausnahme der Hauptkomponente „NS-Verteilung“) den geringsten negativen Einfluss bei Ausbleiben von Instandhaltungsmaßnahmen auf. Werden Fehlerstellen, welche an elektrischen Komponenten visuell festgestellt werden, nicht behoben, erfolgt eine deutlich stärkere Zustandsverschlechterung.

Tabelle 3-4: Gradienten der Zustandsverschlechterung der Hauptkomponenten der MS-Netzstationen bei Ausbleiben von Instandhaltungsmaßnahmen

Hauptkomponente	Gradient der Zustandsverschlechterung $\bar{g}_{HK,(ohne_IH)}$ in $1/a$
Baulicher Teil	0,0383
MS-Schaltanlage	0,0610
Transformator	0,0670
NS-Verteilung	0,0444

Erneut wird die Lebensdauer der MS-Netzstationen auf Basis der schneller alternden elektrischen Komponenten abgeschätzt (vgl. Tabelle 10-7 in Anhang 10.9). Den MS-Netzstationen kann derweil weiterhin ein lineares Alterungsverhalten unterstellt werden (vgl. Abbildung 10-22 in Anhang 10.9). So befinden sich die MS-Netzstationen, wie in Abbildung 3-13 dargestellt, nach 18,0 Jahren (Abweichungen von $\pm 5,3$ Jahren, da es sich hierbei um Mittelwerte der Gradienten der Zustandsverschlechterung handelt) ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme (mangelfreier Zustand) in einem betriebsgefährdenden Zustand (mindestens eine Hauptkomponente in Bewertungsstufe „4 - sofortige Mängelbeseitigung“, welche nicht instandgesetzt wird, da Instandhaltungsmaßnahmen ausbleiben). Eine weitere Schlussfolgerung aus dieser Betrachtung bezieht sich auf die Festlegung der Wartungszyklen. Ein Wartungszyklus sollte auf maximal

12 Jahre gestreckt werden, da bei größeren Wartungszyklen die Möglichkeit besteht, dass die MS-Netzstation bereits einen betriebsgefährdenden Zustand aufweist.

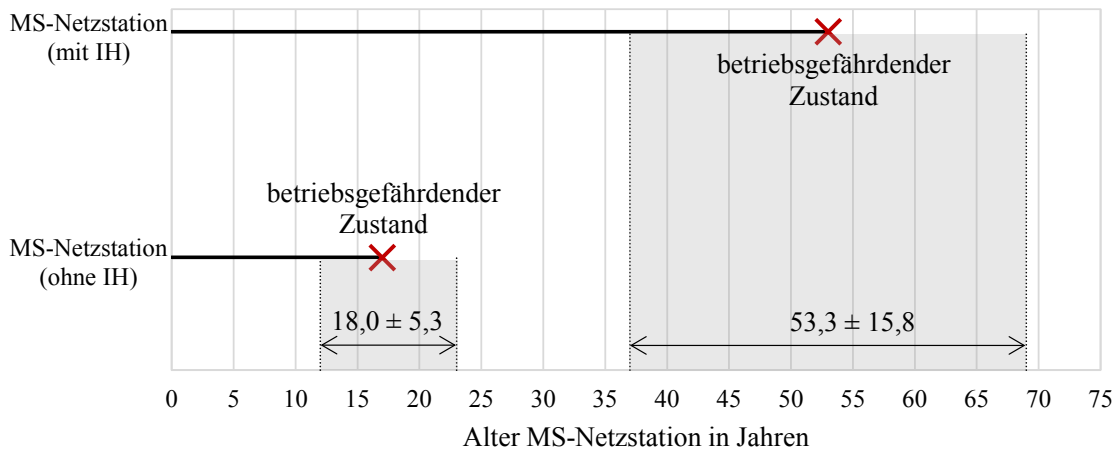


Abbildung 3-13: Lebensdauerabschätzung der MS-Netzstationen mit (im Durchschnitt 8-jähriger Wartungszyklus) und ohne Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen

3.3.2.2 Kriterium: Instandhaltungsstrategie

Ein weiterer Einflussfaktor von entscheidender Bedeutung für weitere Analysen bildet die angewandte Instandhaltungsstrategie. Dabei werden die mehrfach bewerteten MS-Netzstationen, welche zustandsorientiert instandgesetzt werden (im Durchschnitt ein 4-jähriger Inspektions- und ein zustandsorientierter Wartungszyklus), und die mehrfach bewerteten MS-Netzstationen, welche zeitorientiert instandgesetzt werden (im Durchschnitt ein 5-jähriger Inspektions- und ein 10-jähriger Wartungszyklus), miteinander verglichen. In Abbildung 3-14 wird die Verteilung der identifizierten Mängel an den Hauptkomponenten der mehrfach bewerteten MS-Netzstationen nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien vor und nach der Durchführung der notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen dargestellt.

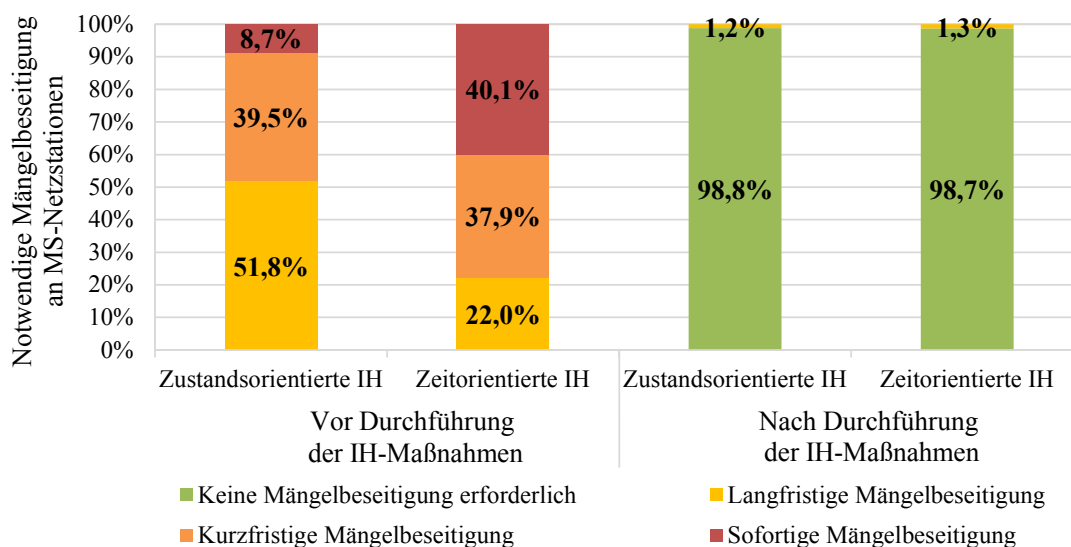


Abbildung 3-14: Verteilung der identifizierten Mängel bei den Mehrfachbewertungen nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien vor (links) und nach (rechts) der Durchführung von notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen

Abbildung 3-14 zeigt, dass bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie ca. 31 % (in Prozentpunkten betrachtet) weniger sofortiger Instandhaltungsbedarf gegenüber der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie an den fehlerstellenbehafteten MS-Netzstationen vorliegt. Zeitgleich werden vermehrt Mängel frühzeitiger erkannt und instandgesetzt (ca. 30 % in Prozentpunkten betrachtet mehr langfristige Mängelbeseitigung bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie). Unabhängig von der angewandten Instandhaltungsstrategie weisen die anfänglich fehlerstellenbehafteten Hauptkomponenten bzw. MS-Netzstationen bei der nächsten Inspektion und nach der Durchführung aller notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen keinen weiteren Instandhaltungsbedarf auf und sind folglich als mängelfrei einzustufen (siehe rechte Balken in Abbildung 3-14). Gemäß [8] wird bei einem sofortigen Instandhaltungsbedarf im Vergleich zu einem langfristigen Instandhaltungsbedarf deutlich mehr Wartungs- bzw. Instandsetzungsaufwand benötigt, was zu erhöhten Personalkosten führt. Bei einer gleichen Anzahl an fehlerstellenbehafteten MS-Netzstationen und der angenommenen Verteilung aus Abbildung 3-14 resultiert letztendlich bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie ein Mehraufwand im Mittel von ca. 40 %.

Des Weiteren wird der Einfluss der unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien auf die Gradienten der Zustandsverschlechterung für die MS-Netzstationen ermittelt. Dabei kann festgestellt werden, dass die MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie im Vergleich zu der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie eine schnellere Zustandsverschlechterung aufweisen ($\Delta \bar{g}_{MS-N(Ze_{IH}-Zu_{IH})} = \bar{g}_{MS-N(Ze_{IH})} - \bar{g}_{MS-N(Zu_{IH})} \approx 0,0086 \text{ 1/a}$), wobei $\bar{g}_{MS-N(Ze_{IH})}$ der Gradient der Zustandsverschlechterung der MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie und $\bar{g}_{MS-N(Zu_{IH})}$ der Gradient der Zustandsverschlechterung der MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie sind. Mittels der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie wird die ermittelte Lebensdauer (vgl. Abschnitt 3.3.1) maximiert und ausgereizt (betriebsgefährdender Zustand bei 69,2 Jahren), wo hingegen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie die ermittelte Lebensdauer (vgl. Abschnitt 3.3.1) geringfügig unterschritten wird (betriebsgefährdender Zustand bei 47,3 Jahren).

3.4 Markov-Ketten als weiterer Ansatz für Alterungsmodelle

In diesem Abschnitt wird ein weiterer Ansatz für die Ableitung von Alterungsmodellen auf der Grundlage von Markov-Ketten erarbeitet. Hierbei werden im Vergleich zur Regression in Abschnitt 3.2.1 (Alterungs-)Prozesse und (Zustands-)Übergänge modelliert, auf die im Folgenden näher eingegangen wird. Als Basis dafür dienen erneut die in Kapitel 2 erfolgten Zustandsbewertungen eines großen Kollektivs an mehrfach bewerteten MS-Netzstationen, sodass der jeweilige Betriebsmittelzustand berücksichtigt wird. Im ersten Schritt werden dabei die theoretischen Grundlagen der Markov-Ketten erläutert. Im Anschluss werden die einzelnen Übergangswahrscheinlichkeiten der Hauptkomponenten und MS-Netzstationen ermittelt. Auf diese Weise wird ermöglicht, Prognosen über zukünftige Änderungen deren Zustände abzugeben.

Dabei wird der Einfluss der jeweiligen Instandhaltungsstrategie sowie des Alters der betrachteten Hauptkomponente auf die Übergangswahrscheinlichkeiten untersucht und aufgezeigt.

3.4.1 Grundlegende Begriffe und Abbildung der Alterung

Markov-Modelle sind mathematische Modelle, die dazu eingesetzt werden, komplexe Systeme und deren zugrunde liegenden Entwicklungen geeignet nachzubilden, wobei unterschiedliche Zustände sowie deren Übergänge mit den dazugehörigen Wahrscheinlichkeiten zwischen den einzelnen Zuständen modelliert werden [9]. Bei den Markov-Ketten handelt es sich um spezielle Markov-Modelle [98]. Deren Beschreibung basiert im Folgenden hauptsächlich auf den Quellen [98, 107].

Eine Markov-Kette ist ein stochastischer Prozess mit einer diskreten Zustandsmenge Z . In diesem Sinne ergibt sich eine Folge von Zufallsvariablen $Z_t \in Z$ mit dem Zeitparameter $t \in T_Z$, wobei T_Z eine Menge von Zeitpunkten ist, an denen das System bzw. die Folge der Zufallsvariablen beobachtet wird. Insofern beschreibt Z_t den aktuellen Zustand des Systems zum Zeitpunkt t . Im Falle, dass $T_Z = \mathbb{N}$ handelt es sich um einen zeitdiskreten Prozess. Falls $T_Z = \mathbb{R}^+$ ist, handelt es sich um einen zeitstetigen Prozess.

Eine charakteristische Markov-Eigenschaft ist die sog. Gedächtnislosigkeit dieses stochastischen Prozesses, d. h. die zeitliche Entwicklung hin zu einem zukünftigen Zustand ist ausschließlich abhängig vom gegenwärtigen Zustand und nicht von vergangenen Zuständen. Diese üben allesamt keinen weiteren Einfluss aus und sind somit irrelevant. Infolge der erwähnten Eigenschaft bzgl. der Gedächtnislosigkeit dieser stochastischen Prozesse gilt bei einer Markov-Kette für alle Zeitpunkte $t \in T_Z$ sowie für alle Zustände $i, j, i_0, \dots, i_{t-1} \in Z$ die Gleichung 3.9, mit welcher die Markov-Eigenschaft ausgedrückt wird.

$$P(Z_{t+1} = j \mid Z_t = i, Z_{t-1} = i_{t-1}, \dots, Z_0 = i_0) = P(Z_{t+1} = j \mid Z_t = i) \quad (3.9)$$

Die bedingte Wahrscheinlichkeit $P(Z_{t+1} = j \mid Z_t = i)$ wird als Übergangswahrscheinlichkeit bezeichnet und beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass ein System, welches zum Zeitpunkt t einen Zustand i aufweist, zum Zeitpunkt $t + 1$ wiederum einen Zustand j aufweist. Sind die Übergangswahrscheinlichkeiten unabhängig vom Zeitpunkt t des Übergangs bzw. sind diese zeitinvariant, so wird die Markov-Kette als homogen bezeichnet. In diesem Fall ergibt sich folgende Gleichung 3.10.

$$p_{ij} = P(Z_{t+1} = j \mid Z_t = i) \quad (3.10)$$

Die einzelnen Übergangswahrscheinlichkeiten p_{ij} können zusammengefasst in Form einer stochastischen $n_Z \times n_Z$ Matrix, der sog. Übergangsmatrix P , gemäß Gleichung 3.11 dargestellt werden, wobei n_Z die Anzahl der Elemente in Z ist.

$$P = \begin{pmatrix} p_{11} & p_{12} & \cdots \\ p_{21} & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{pmatrix} \quad (3.11)$$

Die Übergangswahrscheinlichkeiten können keine negativen Werte annehmen bzw. es gilt $p_{ij} \geq 0$ für alle $i, j \in Z$. Zusätzlich beträgt die Summe der Übergangswahrscheinlichkeiten von jedem Zustand i aus gemäß Gleichung 3.12 konstant einen Wert von Eins.

$$\sum_{j \in Z} p_{ij} = 1 \quad (3.12)$$

Für eine vollständige Beschreibung einer Markov-Kette ist es zusätzlich zu der Übergangsmatrix P notwendig, die Anfangsverteilung festzulegen. Diese wird dabei durch den Zeilenvektor gemäß Gleichung 3.13 gegeben.

$$\gamma^{(0)} = (\gamma_1^{(0)}, \gamma_2^{(0)}, \dots, \gamma_{n_z}^{(0)}) \quad (3.13)$$

Da $\gamma^{(0)}$ eine Wahrscheinlichkeitsverteilung darstellt, gilt darüber hinaus die Gleichung 3.14.

$$\sum_{i \in Z} \gamma_i^{(0)} = 1 \quad (3.14)$$

Vorausgesetzt die Anfangsverteilung $\gamma^{(0)}$ sowie die Übergangsmatrix P sind bekannt, können anschließend alle weiteren Verteilungen $(\gamma^{(1)}, \gamma^{(2)}, \dots, \gamma^{(t)})$ einer Markov-Kette berechnet werden. Die Zeilenvektoren $\gamma^{(1)}, \gamma^{(2)}, \dots, \gamma^{(t)}$ bezeichnen dabei die Verteilung der Markov-Kette zu den Zeitpunkten $1, 2, \dots, t$. Dies erfolgt auf Basis von Matrix-Multiplikationen gemäß Gleichung 3.15, wobei $\gamma^{(t)}$ die Verteilung zum Zeitpunkt t ausdrückt. Indessen beschreibt P^t die t -te Potenz der Übergangsmatrix P .

$$\gamma^{(t)} = \gamma^{(0)} \cdot P^t \quad (3.15)$$

Im Falle einer homogenen Markov-Kette bleibt die Übergangsmatrix P im Verlauf der Zeit und entlang des gesamten (Alterungs-)Prozesses unveränderlich [108]. Ferner kann ein Gleichgewichtszustand bestimmt werden [108]. Jedoch kann ebenso der Fall eintreten, dass die Übergangswahrscheinlichkeiten im Verlauf der Zeit nicht konstant, sondern variabel sind, sodass eine Beschleunigung der Alterung mit steigendem Betriebsmittelalter bewirkt wird [8]. Hierbei handelt es sich schließlich um eine inhomogene Markov-Kette [108], die einen dynamischen (Alterungs-)Prozess widerspiegelt.

3.4.2 Ermittlung der Zustandsübergangsmatrix

In der nachfolgenden Abbildung 3-15 wird beispielhaft die Modellierung für die Zustandsveränderungen der Hauptkomponenten der MS-Netzstationen betrachtet. Dabei können die Hauptkomponenten abhängig von der erfolgten Bewertung vier Zustände einnehmen (siehe

Abschnitt 2.4). Somit steht der Zustand Z_1 für die Bewertungsstufe „1 - keine Mängelbeseitigung erforderlich“, der Zustand Z_2 für die Bewertungsstufe „2 - langfristige Mängelbeseitigung“, der Zustand Z_3 für die Bewertungsstufe „3 - kurzfristige Mängelbeseitigung“ sowie der Zustand Z_4 für die Bewertungsstufe „4 - sofortige Mängelbeseitigung“. Folglich ergibt sich eine Markov-Kette mit vier Zuständen $Z = \{Z_1, Z_2, Z_3, Z_4\}$.

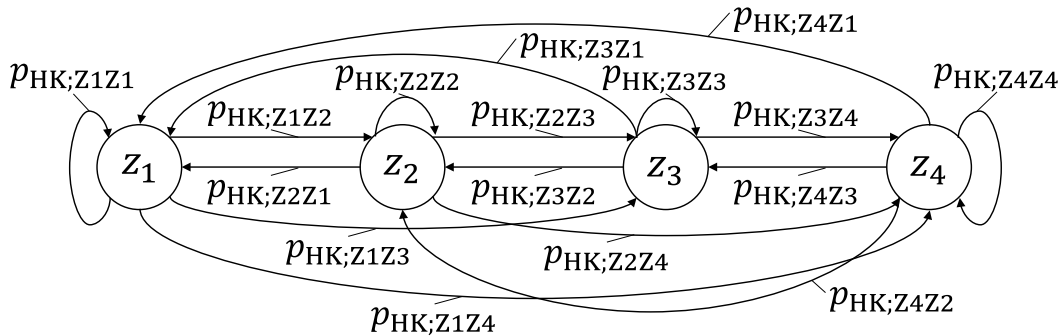


Abbildung 3-15: Markov-Kette der Hauptkomponenten der MS-Netzstationen (vgl. [7])

Währenddessen sind in Abbildung 3-15 die Übergangswahrscheinlichkeiten $p_{HK;Z_iZ_j}$ zwischen den einzelnen Zuständen der Hauptkomponenten dargestellt. Demnach drückt bspw. $p_{HK;Z_2Z_3}$ die Übergangswahrscheinlichkeit von Zustand Z_2 nach Zustand Z_3 sowie $p_{HK;Z_3Z_2}$ die Übergangswahrscheinlichkeit von Zustand Z_3 nach Zustand Z_2 aus. Alternativ können die Übergangswahrscheinlichkeiten aus Abbildung 3-15 in Form einer Matrix übersichtlich dargestellt werden (siehe Abbildung 3-16).

$$P_{HK} = \begin{pmatrix} p_{HK;Z_1Z_1} & p_{HK;Z_1Z_2} & p_{HK;Z_1Z_3} & p_{HK;Z_1Z_4} \\ p_{HK;Z_2Z_1} & p_{HK;Z_2Z_2} & p_{HK;Z_2Z_3} & p_{HK;Z_2Z_4} \\ p_{HK;Z_3Z_1} & p_{HK;Z_3Z_2} & p_{HK;Z_3Z_3} & p_{HK;Z_3Z_4} \\ p_{HK;Z_4Z_1} & p_{HK;Z_4Z_2} & p_{HK;Z_4Z_3} & p_{HK;Z_4Z_4} \end{pmatrix}$$

Gleichbleibender Zustand
 Zustandsverschlechterung
 Zustandsverbesserung

HK: Hauptkomponente,
 Z_1 : Bewertungsstufe „1 - keine Mängelbeseitigung erforderlich“,
 Z_2 : Bewertungsstufe „2 - langfristige Mängelbeseitigung“,
 Z_3 : Bewertungsstufe „3 - kurzfristige Mängelbeseitigung“,
 Z_4 : Bewertungsstufe „4 - sofortige Mängelbeseitigung“

Abbildung 3-16: Aufbau der Übergangsmatrix der Hauptkomponenten

Aus Abbildung 3-16 wird ersichtlich, dass auf der Hauptdiagonale der Übergangsmatrix die Wahrscheinlichkeiten für einen gleichbleibenden Zustand aufgetragen sind (graue Schattierung in Abbildung 3-16). Indessen befinden sich oberhalb der Hauptdiagonale die Wahrscheinlichkeiten für eine Zustandsverschlechterung (rote Schattierung in Abbildung 3-16) und unterhalb der Hauptdiagonale die Wahrscheinlichkeiten für eine Zustandsverbesserung (grüne Schattierung in Abbildung 3-16).

Im Folgenden werden in einem ersten Schritt die Übergangswahrscheinlichkeiten für die Zustandsveränderungen der einzelnen Hauptkomponenten ermittelt und analysiert. In einem nächsten Schritt werden die Übergangswahrscheinlichkeiten für die Zustandsveränderungen der

MS-Netzstationen abgeleitet. Wobei hier nur drei Zustände („grünes“ Cluster, „guter“ Zustand; „gelbes“ Cluster, „mittlerer“ Zustand; „rotes“ Cluster, „schlechter“ Zustand, vgl. Abschnitt 3.1.1) definiert werden.

In der Vielzahl der Zustandsbewertungen des Anlagenkollektivs (vgl. Kapitel 2) sind die in Abschnitt 3.3 aufgeführten Mehrfachbewertungen von ca. 24.000 MS-Netzstationen vorhanden, anhand derer sich die Zustandsübergangswahrscheinlichkeiten ermitteln lassen. Dabei kann gemäß [105] eine Wahrscheinlichkeit durch die relative Häufigkeit geschätzt werden. Hierfür wird gemäß Gleichung 3.16 für die Hauptkomponenten der Anteil der Anzahl der Übergänge von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j an der Anzahl der insgesamt erfolgten Zustandsübergänge ermittelt.

$$p_{\text{HK};z_i z_j} = \frac{\text{Anzahl Übergänge von } Z_i \text{ nach } Z_j}{\text{Gesamtzahl Zustandsübergänge}} \cdot 100 \% \quad (3.16)$$

Infolgedessen werden die Übergangswahrscheinlichkeiten der Hauptkomponenten ermittelt und in der nachfolgenden Abbildung 3-17 dargestellt.

$$P_{\text{BT}} = \begin{pmatrix} 0,76 & 0,12 & 0,08 & 0,04 \\ 0,46 & 0,38 & 0,13 & 0,03 \\ 0,38 & 0,13 & 0,40 & 0,09 \\ 0,36 & 0,08 & 0,15 & 0,41 \end{pmatrix} \quad P_{\text{MSA}} = \begin{pmatrix} 0,93 & 0,04 & 0,02 & 0,01 \\ 0,63 & 0,26 & 0,09 & 0,02 \\ 0,69 & 0,07 & 0,21 & 0,03 \\ 0,63 & 0,03 & 0,06 & 0,28 \end{pmatrix}$$

$$P_{\text{TR}} = \begin{pmatrix} 0,88 & 0,05 & 0,04 & 0,03 \\ 0,62 & 0,28 & 0,07 & 0,03 \\ 0,55 & 0,08 & 0,31 & 0,06 \\ 0,59 & 0,02 & 0,04 & 0,35 \end{pmatrix} \quad P_{\text{NSV}} = \begin{pmatrix} 0,90 & 0,04 & 0,03 & 0,03 \\ 0,65 & 0,26 & 0,06 & 0,03 \\ 0,54 & 0,04 & 0,35 & 0,07 \\ 0,61 & 0,01 & 0,04 & 0,34 \end{pmatrix}$$

BT: Baulicher Teil, MSA: MS-Schaltanlage, TR: Transformator, NSV: NS-Verteilung

Abbildung 3-17: Übergangsmatrizen der Hauptkomponenten der MS-Netzstationen

Als Erstes werden die mehrfach bewerteten elektrischen Komponenten der MS-Netzstationen zusammen betrachtet. Aus der Betrachtung der zugehörigen Übergangsmatrizen in Abbildung 3-17 geht hervor, dass diese größtenteils gleiche bzw. ähnlich große Wahrscheinlichkeiten für die verschiedenen Zustandsübergänge aufweisen (bspw. Rückführung von einem Zustand Z_4 in einen Zustand Z_1 mit $p_{\text{MSA};z_4 z_1} \approx p_{\text{TR};z_4 z_1} \approx p_{\text{NSV};z_4 z_1}$, vgl. Abbildung 3-17). Aus den Übergangsmatrizen in Abbildung 3-17 zeigt sich, dass die Bewertung des technischen Zustands der elektrischen Komponenten dabei einheitlich bzw. mit gleichen Bewertungsgrundsätzen erfolgt. Zusätzlich muss beachtet werden, dass die atmosphärischen Bedingungen in einer MS-Netzstation u. a. die vorhandene Temperatur und Luftfeuchte, welche auf die Alterungsvorgänge einwirken [8], für alle elektrischen Komponenten einer MS-Netzstation gleich sind. Beispielhaft wird die an den Schaltkontakten oder ebenso am Gehäuse des Transformators entstehende Korrosion, welche im Rahmen von visuellen Inspektionen mehrfach als Alterungsursache identifiziert werden kann, u. a. durch die Temperatur und die Luftfeuchte beeinflusst [8]. Infolgedessen ergibt sich die Möglichkeit, dass derartig identifizierte Fehlstellen an allen

elektrischen Komponenten einer MS-Netzstation visuell einen ähnlichen Ausprägungsgrad aufweisen.

Zusätzlich zu den elektrischen Komponenten werden die Mehrfachbewertungen der Hauptkomponente „baulicher Teil“ betrachtet, wobei gleichermaßen die Übergangswahrscheinlichkeiten ermittelt und in Abbildung 3-17 dargestellt werden. Aus dem Vergleich zwischen den Übergangsmatrizen der elektrischen Komponenten und der Übergangsmatrix der Hauptkomponente „baulicher Teil“ wird deutlich, dass die Hauptkomponente „baulicher Teil“ bedeutend geringere Wahrscheinlichkeiten für eine Rückführung (bspw. von einem Zustand Z_3) in einen Zustand Z_1 , bei dem kein weiterer Handlungsbedarf besteht bzw. keine Mängelbeseitigung erforderlich ist ($p_{BT;Z_3Z_1} = 0,38 < p_{MSA;Z_3Z_1} = 0,69$, vgl. Abbildung 3-17), aufweist. Begründet werden können diese höheren Übergangswahrscheinlichkeiten für die elektrischen Komponenten mit den größeren Gewichtungsfaktoren, die diese im Vergleich zur Hauptkomponente „baulicher Teil“ aufweisen (vgl. Abbildung 2-2). Für den Gesamtzustand und den Betrieb einer MS-Netzstation haben die elektrischen Komponenten nämlich eine deutlich höhere Wichtigkeit [4, 5]. Demzufolge werden die elektrischen Komponenten im Vergleich zur Hauptkomponente „baulicher Teil“ bei einer gleich hohen Dringlichkeit der Mängelbeseitigung priorisiert instandgesetzt.

Des Weiteren ist ersichtlich, dass elektrische Komponenten im Vergleich zur Hauptkomponente „baulicher Teil“ eine höhere Wahrscheinlichkeit aufweisen, in einen Zustand Z_1 zu verbleiben, bei dem kein weiterer Handlungsbedarf besteht bzw. keine Mängelbeseitigung erforderlich ist ($p_{BT;Z_1Z_1} = 0,76 < p_{MSA;Z_1Z_1} = 0,93$, vgl. Abbildung 3-17). Dies kann, wie bereits erwähnt, mit der Tatsache begründet werden, dass Fehlstellen an elektrischen Komponenten erst bei einer deutlichen Ausprägung festgestellt werden können [4, 5]. Zusätzlich ist die Wahrscheinlichkeit für die Hauptkomponente „baulicher Teil“ u. a. bedingt durch Witterungseinflüsse in einen schlechteren Zustand überzugehen größer als in einem mängelfreien Zustand zu verbleiben.

Gleichzeitig kann festgestellt werden, dass mit einer nicht unbedeutenden Wahrscheinlichkeit ermittelte kritische Fehlstellen – bei der Hauptkomponente „baulicher Teil“ geringfügig höher als bei den elektrischen Komponenten mit Ausnahme der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ – teilweise nicht behoben werden ($p_{BT;Z_4Z_4} = 0,41 > p_{MSA;Z_4Z_4} = 0,28$, vgl. Abbildung 3-17). Der niedrigere Wert bei der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ kann mit der sehr hohen Wichtigkeit (hoher Gewichtungsfaktor, vgl. Abbildung 2-2) begründet werden, sodass letztendlich kritische Fehlstellen an dieser elektrischen Komponente i. d. R. behoben werden. Bei der Planung und Umsetzung von notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen sind Faktoren wie bspw. Ersatzteilverfügbarkeit und Personaleinsatz zu berücksichtigen [4, 5]. Des Weiteren werden Instandhaltungsmaßnahmen im Rahmen von festgelegten Budgets und anhand einer aufgestellten Reihenfolge, an welchen Hauptkomponenten einer MS-Netzstation bzw. an welchen MS-Netzstationen wann welche Instandhaltungsmaßnahmen anfallen, durchgeführt [4, 5, 7].

Zusätzlich kommen unterschiedliche Strategien bei der Instandhaltung von elektrischen Betriebsmitteln der Verteilungsnetze zur Anwendung (vgl. Abschnitt 2.3.2). Somit werden bspw. bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie Maßnahmen in festen Zeitintervallen unabhängig vom aktuellen und tatsächlichen Ist-Zustand der Betriebsmittel durchgeführt [15]. Der Einfluss der Instandhaltungsstrategie auf die Übergangswahrscheinlichkeiten der Hauptkomponenten der MS-Netzstationen wird im nächsten Abschnitt 3.4.2.1 näher betrachtet. Gemäß den oben genannten Faktoren kann die gewonnene Erkenntnis begründet werden, dass mit einer nicht unerheblichen Wahrscheinlichkeit identifizierte Mängel an Hauptkomponenten von MS-Netzstationen zwischen Inspektionen bzw. innerhalb eines vorliegenden Inspektionsintervalls nicht behoben werden.

Im Anschluss an die Übergangsmatrizen der Hauptkomponenten wird die Übergangsmatrix der MS-Netzstationen P_{MS-N} ermittelt und in Abbildung 3-18 dargestellt. Dabei werden, wie bereits erwähnt, auf Basis der durchgeführten Clusteranalyse (vgl. Abschnitt 3.1.1) drei Zustände („grünes“ Cluster C_1 , „guter“ Zustand; „gelbes“ Cluster C_2 , „mittlerer“ Zustand; „rotes“ Cluster C_3 , „schlechter“ Zustand) definiert. Die erstellten Cluster ermöglichen einen Vergleich sowie eine Analyse des großen Kollektivs an MS-Netzstationen gemäß deren Zustand.

$$P_{MS-N} = \begin{pmatrix} p_{MS-N;C_1C_1} & p_{MS-N;C_1C_2} & p_{MS-N;C_1C_3} \\ p_{MS-N;C_2C_1} & p_{MS-N;C_2C_2} & p_{MS-N;C_2C_3} \\ p_{MS-N;C_3C_1} & p_{MS-N;C_3C_2} & p_{MS-N;C_3C_3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,75 & 0,09 & 0,16 \\ 0,46 & 0,31 & 0,23 \\ 0,41 & 0,13 & 0,46 \end{pmatrix}$$

MS-N: MS-Netzstation,
 C_1 : „grünes“ Cluster („guter“ Zustand),
 C_2 : „gelbes“ Cluster („mittlerer“ Zustand),
 C_3 : „rotes“ Cluster („schlechter“ Zustand)

Abbildung 3-18: Übergangsmatrix der MS-Netzstationen

Anhand der aufgetragenen Übergangswahrscheinlichkeiten $p_{MS-N;C_iC_j}$ von einem Cluster C_i zu einem Cluster C_j in Abbildung 3-18 wird ersichtlich, dass die MS-Netzstationen eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit aufweisen, in einem Zustand zu verbleiben, bei dem kein weiterer bzw. ein sehr niedriger Handlungsbedarf besteht („guter“ Zustand; $p_{MS-N;C_1C_1} = 0,75$, vgl. Abbildung 3-18). Zugleich weisen die MS-Netzstationen eine hohe Wahrscheinlichkeit auf, in dem „roten“ Cluster („schlechter“ Zustand) zu verbleiben ($p_{MS-N;C_3C_3} = 0,46$, vgl. Abbildung 3-18). Aus der Betrachtung der Übergangsmatrix wird zusätzlich ersichtlich, dass die MS-Netzstationen eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit für eine Rückführung in das „grüne“ Cluster („guter“ Zustand) aufweisen. Im Vergleich dazu ist die Wahrscheinlichkeit für eine Zustandsverschlechterung bzw. für den Übergang in das „gelbe“ („mittlerer“ Zustand) bzw. „rote“ Cluster („schlechter“ Zustand) deutlich geringer ($p_{MS-N;C_3C_1} = 0,41 > p_{MS-N;C_1C_3} = 0,16$, vgl. Abbildung 3-18).

3.4.2.1 Einfluss der Instandhaltungsstrategie

Nachfolgend wird der Einfluss der unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien auf die Übergangswahrscheinlichkeiten untersucht. Der Fokus der Untersuchungen liegt dabei auf der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie (4-jähriger Inspektions- und zustandsorientierter Wartungszyklus) sowie der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie (5-jähriger Inspektions- und 10-jähriger Wartungszyklus). Während des Betriebs und bevor das Ende der technischen Lebensdauer erreicht wird, durchlaufen die einzelnen Hauptkomponenten einer MS-Netzstation mit voranschreitender Alterung die in Abbildung 3-15 definierten Zustände. Das Ziel der Instandhaltungsmaßnahmen besteht darin, die Verweildauer in einen guten Zustand zu maximieren, da sie diesen Alterungsprozess verlangsamen können [30]. Wie in Abschnitt 3.3.2.1 bereits erwähnt, resultiert aus der (wirksamen) Durchführung von notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen ausschließlich eine Zustandsverbesserung¹⁰.

Als Grundlage für die Ermittlung der Übergangswahrscheinlichkeiten werden erneut die Mehrfachbewertungen von ca. 24.000 MS-Netzstationen herangezogen. In Abbildung 3-19 werden die Übergangswahrscheinlichkeiten für die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien für die mehrfach bewerteten Hauptkomponenten der betrachteten MS-Netzstationen dargestellt.

$$\begin{array}{l}
 P_{BT(Zu_IH)} = \begin{pmatrix} 0,70 & 0,21 & 0,08 & 0,01 \\ 0,51 & 0,35 & 0,12 & 0,02 \\ 0,51 & 0,26 & 0,19 & 0,04 \\ 0,49 & 0,26 & 0,18 & 0,07 \end{pmatrix} \\
 P_{MSA(Zu_IH)} = \begin{pmatrix} 0,88 & 0,08 & 0,04 & 0,00 \\ 0,65 & 0,22 & 0,11 & 0,02 \\ 0,73 & 0,10 & 0,15 & 0,02 \\ 0,79 & 0,06 & 0,09 & 0,06 \end{pmatrix} \\
 P_{TR(Zu_IH)} = \begin{pmatrix} 0,86 & 0,09 & 0,04 & 0,01 \\ 0,66 & 0,23 & 0,08 & 0,03 \\ 0,66 & 0,17 & 0,12 & 0,05 \\ 0,75 & 0,08 & 0,09 & 0,08 \end{pmatrix} \\
 P_{NSV(Zu_IH)} = \begin{pmatrix} 0,90 & 0,07 & 0,02 & 0,01 \\ 0,67 & 0,24 & 0,07 & 0,02 \\ 0,74 & 0,08 & 0,12 & 0,06 \\ 0,75 & 0,08 & 0,14 & 0,03 \end{pmatrix} \\
 P_{BT(ze_IH)} = \begin{pmatrix} 0,79 & 0,06 & 0,10 & 0,05 \\ 0,38 & 0,44 & 0,12 & 0,06 \\ 0,28 & 0,04 & 0,56 & 0,12 \\ 0,33 & 0,05 & 0,14 & 0,48 \end{pmatrix} \\
 P_{MSA(ze_IH)} = \begin{pmatrix} 0,97 & 0,01 & 0,01 & 0,01 \\ 0,59 & 0,37 & 0,03 & 0,01 \\ 0,61 & 0,01 & 0,36 & 0,02 \\ 0,54 & 0,01 & 0,03 & 0,42 \end{pmatrix} \\
 P_{TR(ze_IH)} = \begin{pmatrix} 0,90 & 0,01 & 0,05 & 0,04 \\ 0,53 & 0,39 & 0,04 & 0,04 \\ 0,48 & 0,01 & 0,44 & 0,07 \\ 0,56 & 0,02 & 0,03 & 0,39 \end{pmatrix} \\
 P_{NSV(ze_IH)} = \begin{pmatrix} 0,91 & 0,01 & 0,03 & 0,05 \\ 0,56 & 0,36 & 0,03 & 0,05 \\ 0,40 & 0,00 & 0,52 & 0,08 \\ 0,60 & 0,00 & 0,03 & 0,37 \end{pmatrix}
 \end{array}$$

BT: Baulicher Teil, MSA: MS-Schaltanlage, TR: Transformator, NSV: NS-Verteilung,
 Zu_IH: Zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie, Ze_IH: Zeitorientierte Instandhaltungsstrategie

Abbildung 3-19: Übergangsmatrizen der Hauptkomponenten für die zustandsorientierte (links) und die zeitorientierte (rechts) Instandhaltungsstrategie

¹⁰ Die durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen können den Alterungsprozess verlangsamen (Betriebsmittel wird in den gleichen oder besseren Zustand versetzt) oder ebenso beschleunigen (Betriebsmittel wird in einen schlechteren Zustand versetzt), was wiederum vom Erfolg oder Misserfolg der Instandhaltungsmaßnahmen bzw. von deren Zyklen abhängt [30]. In der Praxis hat sich jedoch gezeigt, dass eine Zustandsverschlechterung nach einer Instandhaltungsmaßnahme nur in seltenen Fällen erfolgt und daher eher von theoretischer Bedeutung ist.

Aus dem Vergleich zwischen den Übergangsmatrizen der Hauptkomponenten in Abbildung 3-19 geht hervor, dass bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie kritische Mängel, die eine „kurzfristige“ (Zustand Z_3) bzw. „sofortige Mängelbeseitigung“ (Zustand Z_4) erfordern, nicht behoben werden ($p_{MSA(Zu_IH);Z_4Z_4} = 0,06 < p_{MSA(Ze_IH);Z_4Z_4} = 0,42$, vgl. Abbildung 3-19). Die bei den Hauptkomponenten deutlich geringeren Übergangswahrscheinlichkeiten zu verbesserten Zuständen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie können damit begründet werden, dass Instandhaltungsmaßnahmen nach festen Zeitintervallen, welche sich an den Herstellerangaben oder der jeweiligen Betriebserfahrung des Instandhaltungspersonals orientieren, unabhängig von dem aktuellen Zustand durchgeführt werden [4, 7, 15].

Des Weiteren kann aus der Abbildung 3-19 abgeleitet werden, dass bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie Fehlstellen, die eine „kurzfristige Mängelbeseitigung“ (Zustand Z_3) erfordern, behoben werden, noch bevor diese möglicherweise einen kritischeren Zustand erreichen, sodass folglich eine „sofortige Mängelbeseitigung“ (Zustand Z_4) erforderlich wäre ($p_{MSA(Zu_IH);Z_3Z_1} + p_{MSA(Zu_IH);Z_3Z_2} = 0,83 > p_{MSA(Ze_IH);Z_3Z_1} + p_{MSA(Ze_IH);Z_3Z_2} = 0,62$, vgl. Abbildung 3-19). Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie der realitätsgerechte aktuelle Zustand als Entscheidungsgrundlage für Instandhaltungsmaßnahmen, im Gegensatz zur zeitorientierten Instandhaltungsstrategie, im Vordergrund steht [4, 7, 15].

Darauf aufbauend werden die Übergangsmatrizen der MS-Netzstationen für die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien ermittelt, die in Abbildung 3-20 dargestellt sind.

$$P_{MS-N(Zu_IH)} = \begin{pmatrix} 0,77 & 0,09 & 0,14 \\ 0,65 & 0,14 & 0,21 \\ 0,55 & 0,12 & 0,33 \end{pmatrix} \quad P_{MS-N(Ze_IH)} = \begin{pmatrix} 0,73 & 0,10 & 0,17 \\ 0,32 & 0,43 & 0,25 \\ 0,33 & 0,14 & 0,53 \end{pmatrix}$$

MS-N: MS-Netzstation,

Zu_IH: Zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie, Ze_IH: Zeitorientierte Instandhaltungsstrategie

Abbildung 3-20: Übergangsmatrizen der MS-Netzstationen für die zustandsorientierte (links) und die zeitorientierte (rechts) Instandhaltungsstrategie

Anhand der für die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien aufgetragenen Übergangswahrscheinlichkeiten in Abbildung 3-20 wird ersichtlich, dass bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie die MS-Netzstationen eine höhere Wahrscheinlichkeit aufweisen, im „gelben“ („mittlerer“ Zustand) bzw. „roten“ („schlechter“ Zustand) Cluster zu verbleiben ($p_{MS-N(Ze_IH);C_2C_2} = 0,43 > p_{MS-N(Zu_IH);C_2C_2} = 0,14$, vgl. Abbildung 3-20). Bei einer weiteren Betrachtung der Übergangsmatrizen kann festgestellt werden, dass bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie die MS-Netzstationen eine höhere Wahrscheinlichkeit für eine Rückführung in das „grüne“ Cluster („guter“ Zustand) aufweisen ($p_{MS-N(Zu_IH);C_2C_1} = 0,65 > p_{MS-N(Ze_IH);C_2C_1} = 0,32$, vgl. Abbildung 3-20). Zusammenfassend kann aus Abbildung 3-20 abgeleitet werden, dass bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie die MS-Netzstationen eine geringere Wahrscheinlichkeit für einen

Übergang in das „gelbe“ („mittlerer“ Zustand) bzw. „rote“ Cluster („schlechter“ Zustand) aufweisen als bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie ($p_{MS-N(Zu_{IH});C1C2} + p_{MS-N(Zu_{IH});C1C3} + p_{MS-N(Zu_{IH});C2C3} = 0,44 < p_{MS-N(Ze_{IH});C1C2} + p_{MS-N(Ze_{IH});C1C3} + p_{MS-N(Ze_{IH});C2C3} = 0,52$). Daraus folgt, dass bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie im Vergleich zu der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie die Verweildauer der Hauptkomponenten bzw. der MS-Netzstationen in einem guten Zustand deutlich größer ist und demnach der Alterungsprozess sichtlich verlangsamt wird, wie in Abschnitt 3.3.2.2 im Rahmen der Ermittlung des Eintrittszeitpunktes eines betriebsgefährdenden Zustands bei den MS-Netzstationen bereits festgestellt werden konnte.

3.4.2.2 Einfluss des Alters

In diesem Abschnitt erfolgt die Untersuchung des Einflusses des jeweiligen Alters der Hauptkomponenten auf die Übergangswahrscheinlichkeiten aus Abschnitt 3.4.2. Folglich wird für jedes Alter der Hauptkomponenten die Übergangsmatrix ermittelt. Aufgrund der großen Anzahl von über 24.000 mehrfach bewerteten MS-Netzstationen ergibt sich dafür eine stochastisch aussagekräftige Grundgesamtheit. Exemplarisch für alle Hauptkomponenten einer MS-Netzstation werden in Abbildung 3-21 die ermittelten Übergangsmatrizen der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ beispielhaft für die Alter von 0 Jahren (junge Hauptkomponente, Grundgesamtheit von 783 MS-Netzstationen) sowie von 40 Jahren (gealterte Hauptkomponente, Grundgesamtheit von 403 MS-Netzstationen) dargestellt.

$$P_{MSA;0} = \begin{pmatrix} 0,97 & 0,01 & 0,01 & 0,01 \\ 0,90 & 0,10 & 0,00 & 0,00 \\ 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \end{pmatrix} \quad P_{MSA;40} = \begin{pmatrix} 0,84 & 0,07 & 0,08 & 0,01 \\ 0,38 & 0,56 & 0,06 & 0,00 \\ 0,55 & 0,16 & 0,26 & 0,03 \\ 0,75 & 0,00 & 0,25 & 0,00 \end{pmatrix}$$

Abbildung 3-21: Übergangsmatrizen der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ für unterschiedliche Alter

Abbildung 3-21 zeigt, dass die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“, welche ein junges Alter aufweist, mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit in einen mängelfreien Zustand verbleibt, sodass sich kein weiterer Handlungsbedarf ergibt. Im Vergleich dazu ist bei der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“, welche ein erhöhtes Alter aufweist, eine geringere Wahrscheinlichkeit für einen mängelfreien Zustand sowie eine deutlich höhere Wahrscheinlichkeit ($p_{MSA;40;Z1Z2} + p_{MSA;40;Z1Z3} + p_{MSA;40;Z1Z4} + p_{MSA;40;Z2Z3} + p_{MSA;40;Z2Z4} + p_{MSA;40;Z3Z4} = 0,25$) für eine Zustandsverschlechterung zu erkennen. Zusätzlich weist die gealterte Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ eine deutlich geringere Wahrscheinlichkeit für eine Rückführung (bspw. von einem Zustand Z_4) in einen Zustand Z_1 , bei dem keine Mängelbeseitigung erforderlich ist, auf ($p_{MSA;0;Z4Z1} = 1,0 > p_{MSA;40;Z4Z1} = 0,75$, vgl. Abbildung 3-21). Dies ist ggf. auf die zunehmende Ausprägung von Fehlstellen aufgrund der fortgeschrittenen Alterung mit ansteigendem Alter zurückzuführen, welcher mithilfe von durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen nicht wirksam entgegengewirkt werden kann [7].

Im weiteren Verlauf werden die Entwicklung der Übergangswahrscheinlichkeiten einer festgestellten Zustandsverschlechterung sowie die Entwicklung der Übergangswahrscheinlichkeiten bei ausbleibenden von Instandhaltungsmaßnahmen an identifizierten Fehlstellen zugleich betrachtet (zusammengefasst als Alterungswahrscheinlichkeiten (AW) bezeichnet). Daraus folgt, dass die Wahrscheinlichkeiten, welche sich auf der Hauptdiagonale der Übergangsmatrix der Hauptkomponenten befinden (graue Schattierung in Abbildung 3-16) sowie die Wahrscheinlichkeiten, welche sich oberhalb dieser Hauptdiagonale befinden (rote Schattierung in Abbildung 3-16), berücksichtigt werden. Einzig die Wahrscheinlichkeit $p_{HK;Z_1Z_1}$ der Hauptdiagonale (vgl. Abbildung 3-16) wird für die Alterungswahrscheinlichkeiten nicht berücksichtigt, da sowohl im vorherigen als auch im aktuellen Zustand keine Mängel festgestellt wurden (Zustand Z_1 , mängelfreier Zustand) und somit diese Hauptkomponenten keine Zustandsverschlechterung (Alterung) aufwiesen. Folglich waren keine Instandhaltungsmaßnahmen notwendig. Die Ermittlung der Alterungswahrscheinlichkeiten $p_{AW;i;HK}$ erfolgt somit gemäß Gleichung 3.17 auf Basis der ermittelten Übergangsmatrizen für jede Hauptkomponente (vgl. Abbildung 3-16) sowie für jedes Alter a_i , wobei mit $i = 0, 1 \dots 60$ weiterhin ein Altersintervall von 0 bis 60 Jahren betrachtet wird.

$$p_{AW;i;HK} = p_{HK;i;Z_1Z_2} + p_{HK;i;Z_1Z_3} + p_{HK;i;Z_1Z_4} + p_{HK;i;Z_2Z_3} + p_{HK;i;Z_2Z_4} + p_{HK;i;Z_3Z_4} + p_{HK;i;Z_2Z_2} + p_{HK;i;Z_3Z_3} + p_{HK;i;Z_4Z_4} \quad (3.17)$$

■ Gleichbleibender Zustand
■ Zustandsverschlechterung

In Abbildung 3-22 erfolgt die grafische Darstellung der Alterungswahrscheinlichkeiten der Hauptkomponenten als lineare Trendverläufe. Dabei kann für alle Hauptkomponenten festgestellt werden, dass mit ansteigendem Alter die Wahrscheinlichkeit einer Zustandsverschlechterung, welche aus einer Alterung resultiert, ebenso ansteigt.

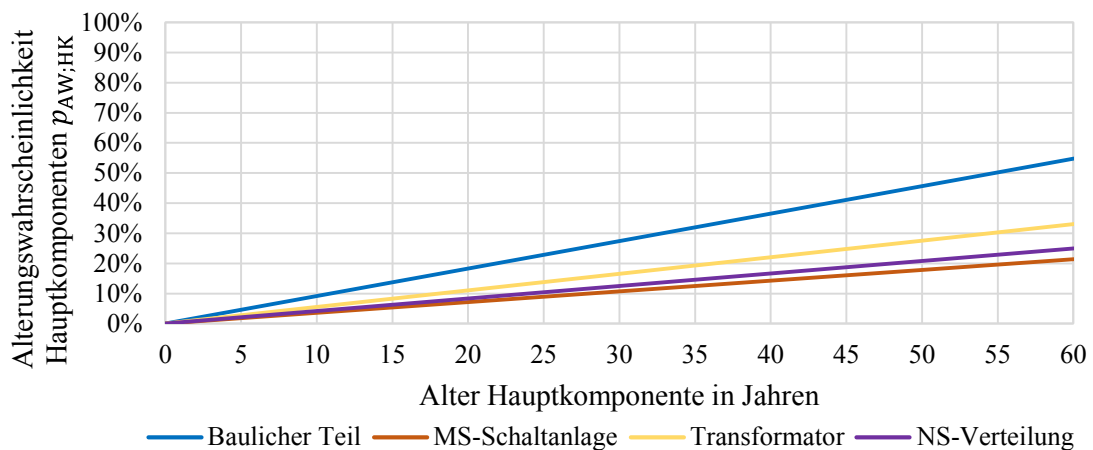


Abbildung 3-22: Alterungswahrscheinlichkeiten der Hauptkomponenten für jedes Alter

Anhand der dargestellten linearen Trendverläufe der Alterungswahrscheinlichkeiten in Abbildung 3-22 wird ersichtlich, dass die Hauptkomponenten einer MS-Netzstation einen

konstanten Anstieg der Alterungswahrscheinlichkeiten mit ansteigendem Alter aufweisen. Bei einem Alter von 0 Jahren tendieren die Alterungswahrscheinlichkeiten Richtung 0 %, sodass der Eintritt einer Zustandsverschlechterung (Alterung) sehr unwahrscheinlich ist. Darüber hinaus sind in Abbildung 3-22 unterschiedliche jährliche Alterungswahrscheinlichkeiten für die Hauptkomponenten ebenso erkennbar. So weist die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ im Vergleich zu den restlichen Hauptkomponenten einer MS-Netzstation die niedrigste Steigung der Alterungswahrscheinlichkeit $\lambda_{AW,MSA}$ auf. Dies kann mit der Tatsache begründet werden, dass die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ die wertwichtigste Komponente in einer MS-Netzstation mit dem höchsten Gewichtungsfaktor darstellt und folglich priorisiert instandgesetzt wird [4, 5]. Die Hauptkomponente „baulicher Teil“ wiederum weist im Vergleich zur Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ einen deutlich steileren Anstieg der Alterungswahrscheinlichkeit mit ansteigendem Alter (u. a. bedingt durch Witterungseinflüsse) mit $\lambda_{AW,BT} \approx 2,5 \cdot \lambda_{AW,MSA}$ auf. Die Hauptkomponente „Transformator“ weist einen ebenso hohen Anstieg der Alterungswahrscheinlichkeit auf ($\lambda_{AW,TR} \approx 1,5 \cdot \lambda_{AW,MSA}$). Letztendlich zeichnet sich die Hauptkomponente „NS-Verteilung“ im Vergleich zur Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ durch einen geringfügig höheren Anstieg der Alterungswahrscheinlichkeit aus, wobei $\lambda_{AW,NSV} \approx 1,2 \cdot \lambda_{AW,MSA}$ ist.

Basierend auf den ermittelten Alterungswahrscheinlichkeiten der Hauptkomponenten für jedes Alter (vgl. Abbildung 3-22) werden die jährlichen Alterungswahrscheinlichkeiten der MS-Netzstationen ermittelt. Derweil tritt bei einer MS-Netzstation eine Alterung auf, sobald mindestens eine Hauptkomponente altert. Unter Umständen können mehrere bzw. alle Hauptkomponenten einer MS-Netzstation gleichzeitig altern. Daraus resultieren letztendlich 15 Kombinationsmöglichkeiten, bei denen eine Alterung an einer MS-Netzstation eintritt. In der Wahrscheinlichkeitstheorie kann jedoch über das mit der Wahrscheinlichkeit $p(A)$ auftretende Ereignis A (hier MS-Netzstation altert, da mindestens eine Hauptkomponente altert) auf die Wahrscheinlichkeit $p(\bar{A})$ des resultierenden Gegenereignisses \bar{A} (hier MS-Netzstation altert nicht, da keine Hauptkomponente altert) geschlossen werden, wobei $p(A) + p(\bar{A}) = 1$ [109]. Infolgedessen werden in einem ersten Schritt aus Abbildung 3-22 für jedes Alter a_i die Gegenwahrscheinlichkeiten (im Folgenden als Nichtalterungswahrscheinlichkeiten (NAW) bezeichnet) für die einzelnen Hauptkomponenten einer MS-Netzstation $p_{NAW;i;HK}$ gemäß Gleichung 3.18 abgeleitet, wobei $i = 0, 1 \dots 60$ gilt, da ein Altersintervall von 0 bis 60 Jahren betrachtet wird.

$$p_{NAW;i;HK} = 1 - p_{AW;i;HK} \quad (3.18)$$

Mit dem Ziel die Nichtalterungswahrscheinlichkeit einer MS-Netzstation $p_{NAW;i;MS-N}$ zu ermitteln, werden in einem nächsten Schritt für jedes Alter a_i die Nichtalterungswahrscheinlichkeiten der Hauptkomponenten gemäß Gleichung 3.19 miteinander multipliziert (Gesamtwahrscheinlichkeit unabhängiger Ereignisse [109]).

$$p_{NAW;i;MS-N} = p_{NAW;i;BT} \cdot p_{NAW;i;MSA} \cdot p_{NAW;i;TR} \cdot p_{NAW;i;NSV} \quad (3.19)$$

MS-N: MS-Netzstation, BT: Baulicher Teil, MSA: MS-Schaltanlage,
TR: Transformator, NSV: NS-Verteilung

Da sich beide Wahrscheinlichkeiten (Alterungs- und Nichtalterungswahrscheinlichkeiten) in Summe zu eins ergänzen müssen, resultieren aus Gleichung 3.20 letztendlich die Alterungswahrscheinlichkeiten der MS-Netzstationen $p_{AW;i;MS-N}$ für jedes Alter a_i .

$$p_{AW;i;MS-N} = 1 - p_{NAW;i;MS-N} \quad (3.20)$$

In Abbildung 3-23 erfolgt die grafische Darstellung der Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstation über das Alter der MS-Netzstation (gemäß Abbildung 3-22 weisen zu jedem Zeitpunkt alle Hauptkomponenten einer MS-Netzstation das gleiche Alter auf, sodass bei der Angabe des Alters der Begriff der MS-Netzstation verwendet wird) als linearer Verlauf.

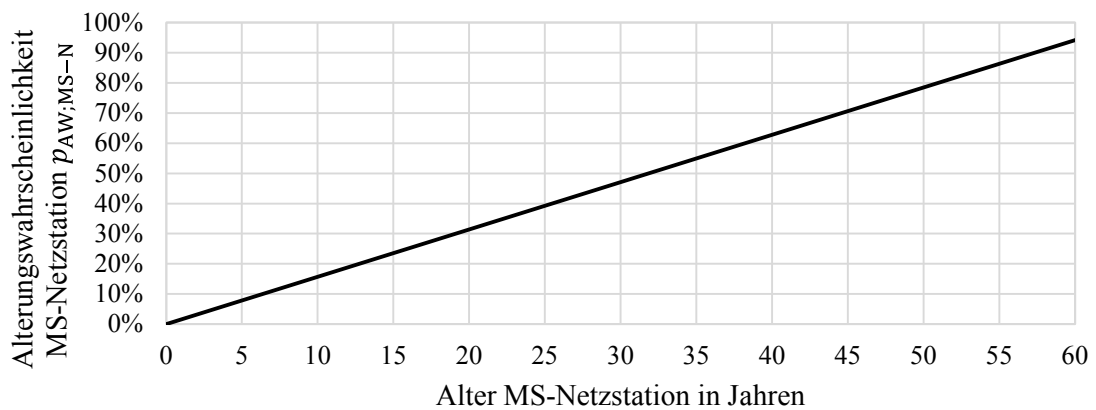


Abbildung 3-23: Alterungswahrscheinlichkeiten der MS-Netzstationen für jedes Alter

Anhand der ermittelten jährlichen Alterungswahrscheinlichkeiten in Abbildung 3-23 wird ersichtlich, dass die MS-Netzstationen einen konstanten Anstieg der Alterungswahrscheinlichkeit mit ansteigendem Alter aufweisen. Bei einem Alter von 0 Jahren tendiert die Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen Richtung 0 %, da alle Hauptkomponenten einer MS-Netzstation mit großer Wahrscheinlichkeit keine Zustandsverschlechterung (Alterung) aufweisen (vgl. Abbildung 3-22). Ab einem Alter von ca. 30 Jahren beträgt die Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstation bereits über 50 %, da mindestens bei einer Hauptkomponente der MS-Netzstation eine Zustandsverschlechterung (Alterung) eingetreten ist.

Des Weiteren wird der Einfluss der angewandten Instandhaltungsstrategie auf die Alterungswahrscheinlichkeiten untersucht. Zustandsverschlechterungen (Alterung) können nämlich ungeachtet der Durchführung von notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen auftreten und nachfolgend dauerhaft vorhanden sein [7, 15]. In Abbildung 3-24 werden die jährlichen Alterungswahrscheinlichkeiten für die zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie (4-jähriger Inspektions- und zustandsorientierter Wartungszyklus) sowie für die zeitorientierte

Instandhaltungsstrategie (5-jähriger Inspektions- und 10-jähriger Wartungszyklus) dargestellt. Beim Vergleich der Alterungswahrscheinlichkeiten kann letztendlich festgestellt werden, dass die MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie im Vergleich zu den MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie eine höhere Steigung mit $\lambda_{AW,MS-N(Ze_{IH})} \approx 1,3 \cdot \lambda_{AW,MS-N(Zu_{IH})}$ aufweisen, wobei $\lambda_{AW,MS-N(Ze_{IH})}$ die Steigung der Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstation für die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie und $\lambda_{AW,MS-N(Zu_{IH})}$ die Steigung der Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstation für die zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie. Derweil beträgt die Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen über 50 % für die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie ab einem Alter von ca. 25 Jahren und für die zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie ab einem Alter von ca. 33 Jahren (vgl. Abbildung 3-24).

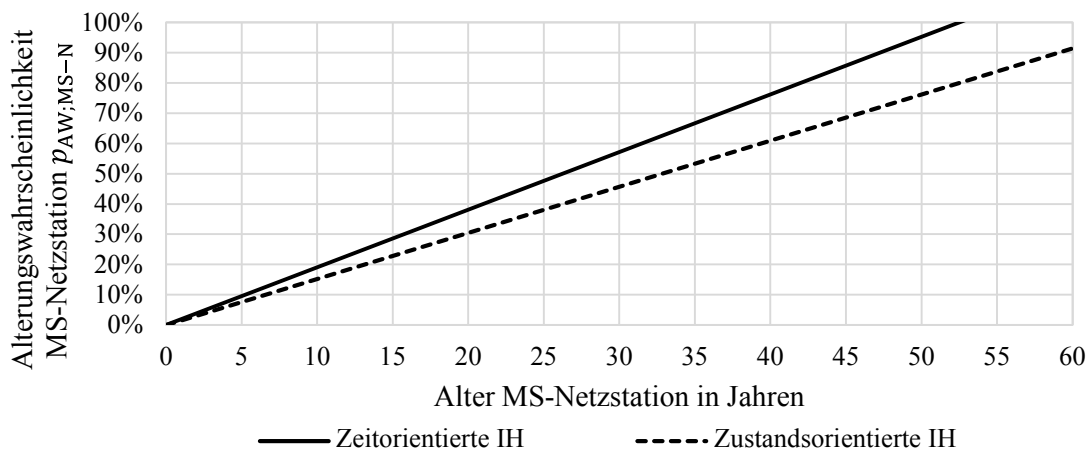


Abbildung 3-24: Alterungswahrscheinlichkeiten der MS-Netzstationen für jedes Alter bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien

3.4.3 Simulation der Alterung

In diesem Abschnitt wird mithilfe der im vorangegangenen Abschnitt 3.4.2.2 ermittelten jährlichen Übergangswahrscheinlichkeiten die Alterung der MS-Netzstationen simuliert. Somit erfolgt die Annahme, dass die Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen den verschiedenen Zuständen während des Betrachtungszeitraums der Simulation nicht konstant, sondern variabel sind. Die Simulation startet mit der Annahme, dass alle Hauptkomponenten der MS-Netzstationen sich zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme im Zustand Z_1 (mängelfreier Zustand) befinden. Die Anzahl der Hauptkomponenten, welche in den darauffolgenden Jahren in Zustand Z_1 verbleiben (gleichbleibender Zustand) bzw. in die Zustände Z_2 , Z_3 und Z_4 übergehen und folglich eine Zustandsverschlechterung (Alterung) aufweisen, wird auf Basis der jährlichen Übergangswahrscheinlichkeiten und einer angenommenen Binomialverteilung¹¹ ermittelt. Infolgedessen

¹¹ Im Rahmen dieser Arbeit wird – wie bereits erwähnt – von einer Normalverteilung der Daten ausgegangen (vgl. Abschnitt 3.2). Die Normalverteilung (stetige Verteilung) ist die Grenzverteilung der Binomialverteilung (diskrete Verteilung), d. h. eine Binomialverteilung kann bei größeren Stichproben durch eine Normalverteilung approximiert werden (sie sind sich sehr ähnlich) [96, 172].

werden für jedes Alter a_i die mittleren Zustandsindizes der Hauptkomponenten $\bar{z}_{mkv,HK,i}$ und anschließend der MS-Netzstationen $\bar{z}_{mkv,MS-N,i}$ mithilfe der Gewichtungsfaktoren (vgl. Abbildung 2-2) gemäß Gleichung 3.21 ermittelt, wobei $i = 0, 1 \dots 60$ gilt, da ein Altersintervall von 0 bis 60 Jahren betrachtet wird.

$$\bar{z}_{mkv,MS-N,i} = G_{BT} \cdot \bar{z}_{mkv,BT,i} + G_{MSA} \cdot \bar{z}_{mkv,MSA,i} + G_{TR} \cdot \bar{z}_{mkv,TR,i} + G_{NSV} \cdot \bar{z}_{mkv,NSV,i} \quad (3.21)$$

MS-N: MS-Netzstation,

BT: Baulicher Teil, MSA: MS-Schaltanlage, TR: Transformator, NSV: NS-Verteilung

Als Grundgesamtheit für die Durchführung der Simulation der Alterung wird eine Anzahl von 1.800 MS-Netzstationen angenommen. Dies entspricht im Durchschnitt der jährlichen Anzahl der MS-Netzstationen in der zugrunde liegenden Datenbank. Um valide Aussagen zu ermöglichen, werden hierfür 1.000 Iterationsschleifen durchgeführt. Das Ergebnis der durchgeführten Simulation kann der Abbildung 3-25 entnommen werden. Zu Beginn der Simulation wird die Annahme getroffen, dass alle Hauptkomponenten einer MS-Netzstation ein Alter von 0 Jahren aufweisen. Zusätzlich weisen die Hauptkomponenten einer MS-Netzstation zu jedem Zeitpunkt das gleiche Alter auf. Des Weiteren wird hierbei die Möglichkeit eines Ausfalls gefolgt von einer kompletten Erneuerung einer MS-Netzstation nicht berücksichtigt. Infolgedessen wird in der nachfolgenden Abbildung 3-25 bei der Angabe des Alters ebenso der Begriff der MS-Netzstation verwendet.

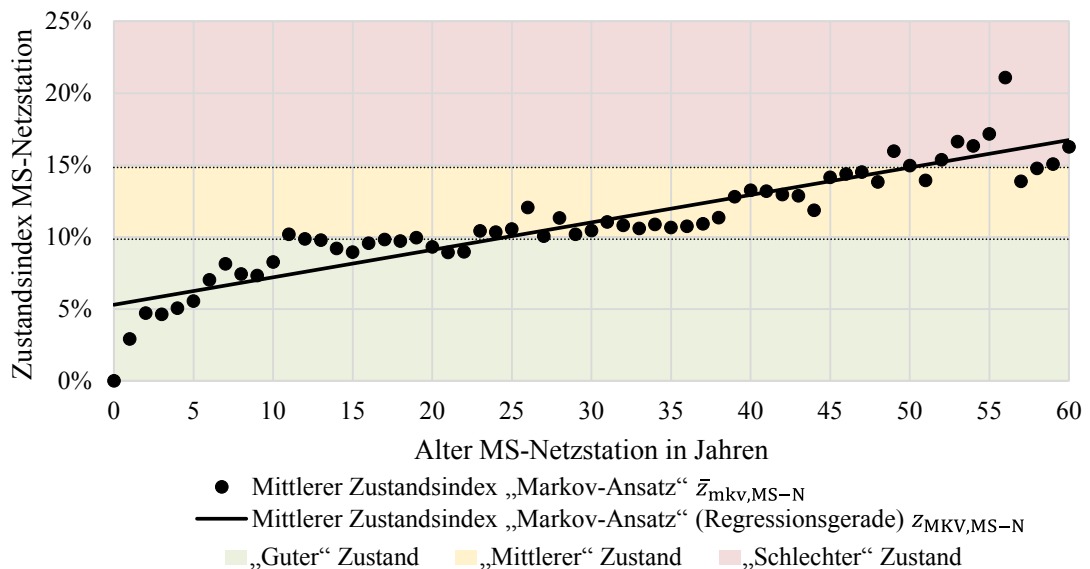


Abbildung 3-25: Simulation der Alterung von MS-Netzstationen gemäß Markov-Ansatz

Aus Abbildung 3-25 folgt, dass der zukünftige Zustand der MS-Netzstationen mithilfe des Markov-Ansatzes prognostiziert werden kann. Indessen erfolgt der Übergang der MS-Netzstationen vom „grünen“ („guter“ Zustand) in das „gelbe“ Cluster („mittlerer“ Zustand) ab einem Alter von ca. 25 Jahren sowie der Übergang vom „gelben“ („mittlerer“ Zustand) in das „rote“ Cluster („schlechter“ Zustand) ab einem Alter von ca. 50 Jahren (Betrachtung des mittleren

Zustandsindex aus der Regressionsgeraden $z_{\text{MKV,MS-N}}$). Das Alterungsmodell der MS-Netzstationen gemäß dem Markov-Ansatz ($z_{\text{MKV,MS-N}}(a) = \lambda_{\text{MKV,MS-N}} \cdot a + b_{\text{MKV,MS-N}}$, wobei $\lambda_{\text{MKV,MS-N}}$ die Steigung und $b_{\text{MKV,MS-N}}$ der Achsenabschnitt der Regressionsgeraden sind) weist ebenso ein lineares Alterungsverhalten auf (angenommene Alternativhypothese H_1 für lineare Regressionsfunktion). Gemäß [102] besteht zwischen den Zustandsindizes der MS-Netzstationen und deren Alter erneut ein starker linearer Zusammenhang. Der Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizient ist mit $r_{\text{MKV}} = 0,917$ hoch signifikant gemäß [104].

4 Laboruntersuchungen zur Verifizierung der Alterungsmodelle

Inspektionen werden bei den Verteilungsnetzbetreibern vorwiegend über eine visuelle Erfassung des aktuellen Zustands der Komponenten in einer MS-Netzstation durchgeführt [4, 5]. Infolgedessen ist eine Bewertung der elektrischen Eigenschaften nur eingeschränkt möglich und Fehlstellen können visuell nur bei einer deutlichen Ausprägung festgestellt werden [4, 5]. Mithilfe von umfangreichen Laboruntersuchungen soll ermöglicht werden, potenzielle Fehler, die mittels Inspektionen nicht erfasst werden konnten, gleichwohl aber aus einer voranschreitenden Alterung resultieren, zu identifizieren. Die im Rahmen von Inspektionen und auf Basis der Zustandsbewertungen ermittelten Alterungsverhalten für die MS-Netzstationen sowie deren Hauptkomponenten können um die Erkenntnisse aus den Laboruntersuchungen ergänzt werden. Folglich können die Untersuchungsergebnisse und die zusätzlichen Fehlstellenidentifikationen zu noch realitätsgerechteren Alterungsmodellen und valideren Asset-Simulationen beitragen.

4.1 MS-Schaltanlagen und Schaltgeräte

Im Fokus der Laboruntersuchungen steht die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ und deren Inspektionenpunkte (siehe Abbildungen 10-1 und 10-2 in Anhang 10.1). Diese stellt für den Gesamtzustand einer MS-Netzstation die Hauptkomponente mit der höchsten Gewichtung dar (hier $G_{MSA} = 40\%$, vgl. Abbildung 2-2). Ein zentral zu untersuchender Inspektionenpunkt bildet dabei das „Schaltgerät“, welches unter den Inspektionenpunkten der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ wiederum die höchste Gewichtung aufweist [4]. Sobald an diesem Inspektionenpunkt ein Mangel festgestellt wird, der eine „sofortige Mängelbeseitigung“ aufweist, befindet sich die MS-Netzstation im gelben, „mittleren“ Zustand (vgl. Abschnitt 3.1.1) und ein erhöhter Instandhaltungsbedarf resultiert, um den detektierten Mangel zu beseitigen [4]. Folglich ist der Zustand des Schaltgerätes von wesentlicher Bedeutung für eine langfristige Erneuerungsentscheidung [4]. In [4, 5] konnten anhand umfangreicher Praxisuntersuchungen typische, an MS-Netzstationen bzw. MS-Schaltanlagen auftretende Fehlstellen durch die Anwendung unterschiedlicher Messverfahren (u. a. Teilentladungsmessung) detektiert und beschrieben werden. Dabei konnte das Schaltgerät als die Hauptfehlerquelle, an dem der Großteil der kritischen Mängel mit einer „sofortigen Mängelbeseitigung“ detektiert werden konnte [5], identifiziert werden. Infolgedessen wird die Wichtigkeit der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Laboruntersuchungen weiter verdeutlicht.

In MS-Schaltanlagen von MS-Netzstationen kommen aufgrund verhältnismäßig geringer Betriebsströme Schaltgeräte, die über ein im Vergleich zu den Leistungsschaltern geringeres Schaltvermögen verfügen und folglich einen deutlich geringeren technischen und wirtschaftlichen Aufwand darstellen, zum Einsatz [110, 111]. Die sog. MS-Lasttrennschalter sind dabei in der Lage, den maximal auftretenden Betriebsstrom auszuschalten [112]. Dabei werden

gewöhnlich Isolierstoff-Löschkammern genutzt, um die Betriebsströme zu schalten [112, 113]. Hierfür wird oft das sog. Hartgaslöschprinzip angewandt, wobei durch die Einwirkung des Ausschaltlichtbogens Gas aus dem Isolierstoff abgespalten wird [112, 114]. Aufgrund der Abspaltung des Gases aus dem Isolierstoff erfolgt daher dessen Abnutzung [112]. Überlast- sowie Kurzschlussströme können mithilfe von MS-Lasttrennschaltern nicht unterbrochen werden [110, 111, 112]. In Kombination jedoch mit Hochspannungs-Hochleistungs(HH)-Sicherungen können MS-Lasttrennschalter zusätzlich Kurzschlussströme ausschalten [110]. Die HH-Sicherungen übernehmen dabei den Kurzschlussschutz [110]. MS-Lasttrennschalter weisen grundsätzlich auch ein Kurzschlusseinschaltvermögen auf, da bei einem Einschaltvorgang immer die Möglichkeit besteht, auf einen vorhandenen Kurzschluss zuzuschalten. MS-Lasttrennschalter müssen zumeist manuell betätigt werden (bspw. vom Instandhaltungspersonal im Rahmen von benötigten Schaltmaßnahmen zur Wiederversorgung) [115]. Um u. a. den Schutz des Instandhaltungspersonals bei Bedienvorgängen sicherzustellen, müssen MS-Lasttrennschalter gemäß DIN EN 62271-103 (siehe [116]) zwei Einschaltungen mit dem Nenn-Kurzschlusseinschaltstrom unbeschädigt bestehen [113]. Eine weitere Gefahr, die beim Einschalten auf einen Kurzschluss besteht, ist ggf. ein unbemerkter Verschweiß der Kontakte, sodass ein Ausschalten des MS-Lasttrennschalters nicht mehr möglich ist [112]. Dadurch können sich Abbrandrückstände aus den Löschkammern auf den Schaltkontakten absetzen und zu erhöhten Kontaktwiderständen führen [112].

Insgesamt werden im Rahmen der Laboruntersuchungen 108 Schaltfelder mit MS-Lasttrennschaltern (im Folgenden als MS-Anlagen bezeichnet) hinsichtlich ihres Alterungsverhaltens analysiert. Die Verteilung der insgesamt 108 geprüften MS-Anlagen für die verschiedenen Baujahre ist inkl. deren Anzahl der nachfolgenden Abbildung 4-1 zu entnehmen. Bei der Darstellung wird zusätzlich die differenzierte Spannungsebene, in der die geprüften MS-Anlagen im Einsatz waren, berücksichtigt.

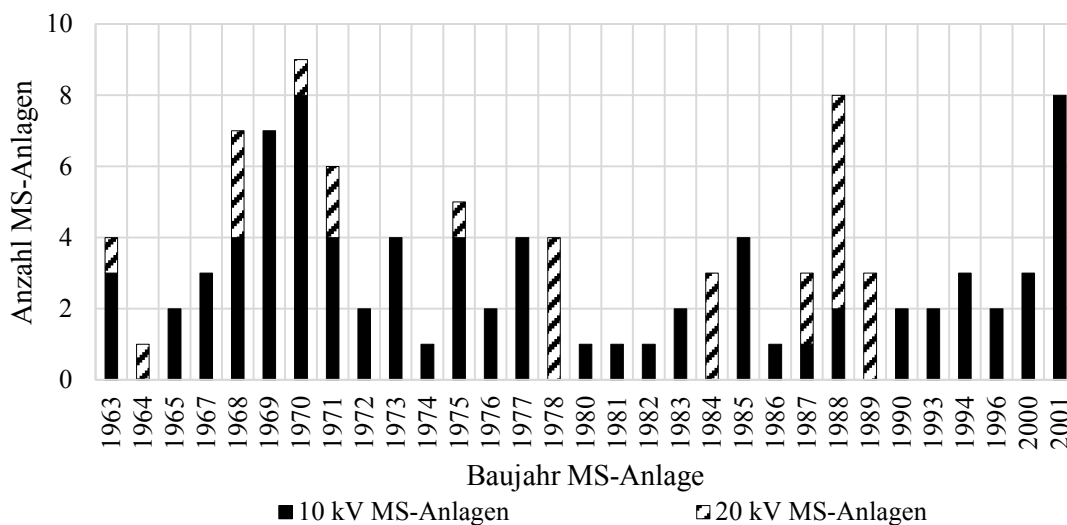


Abbildung 4-1: Mengenverteilung der MS-Anlagen für die verschiedenen Baujahre und Spannungsebenen

Insgesamt weisen 51 % der geprüften MS-Anlagen ein Betriebsalter von über 40 Jahren auf und es wird somit gerade der interessante Bereich des hohen Alters berücksichtigt. Zugleich stehen auch MS-Anlagen mit einem Alter zwischen 15 und 40 Jahren für die Laboruntersuchungen zur Verfügung. Dies betrifft 49 % der geprüften MS-Anlagen, sodass auch erste Hinweise auf Alterungserscheinungen in einem frühen Stadium ermittelt werden können.

4.2 Mess- und Prüfverfahren zur Untersuchung von Alterungserscheinungen

4.2.1 Bewertungskategorien

Im Rahmen der realitätsgerechten Bewertung des Zustands von elektrischen Betriebsmitteln und Komponenten werden in [5, 77] zu bewertende Kategorien für MS-Netzstationen und Hochspannungs-GIS definiert. Diese werden u. a. auf Basis der sicherheitstechnischen, mechanischen und thermischen Anforderungen, die die Komponenten während ihres Betriebs erfüllen müssen [5] bzw. mittels Analyse der Einflussfaktoren auf den Zustand und die auftretenden Störungen [77] ermittelt. Aus den vorangegangenen Arbeiten [5, 77] konnten somit der *Kontaktwiderstand* (auch als *Stromtragfähigkeit* bezeichnet), die *Mechanik*, die *Isolationsfähigkeit* sowie die *Erdung* als Bewertungskategorien identifiziert werden. Da in dieser Arbeit ausschließlich außer Betrieb genommene MS-Anlagen Gegenstand der Laboruntersuchungen sind, wird die Erdung als Bewertungskategorie nicht weiter berücksichtigt.

Im Rahmen der Bewertungskategorie *Kontaktwiderstand* wird der Zustand des Kontaktsystems der MS-Anlagen bewertet. Alterung führt zu erhöhten Kontaktwiderständen [77, 117]. Erhöhte Widerstände an den Schaltkontakten haben das Auftreten unzulässig hoher Temperaturen sowie die Beeinträchtigung der Stromtragfähigkeit zur Folge [77]. Für die Bewertung des Zustands der Schaltkontakte kann somit der Kontaktwiderstand als direkte Größe sowie die Temperatur an den Kontakten als indirekte Größe verwendet werden [117]. Die Ermittlung der direkten Größe kann dabei u. a. mittels der Messung des Kontaktwiderstands erfolgen, wobei die Ermittlung der indirekten Größe mittels thermografischer Untersuchungen durchgeführt werden kann [5].

Eine weitere Bewertungskategorie bildet die *Isolationsfähigkeit*, die für den Gesamtzustand der MS-Anlagen eine hohe Wichtigkeit aufweist [5, 118, 119]. Ist eine ausreichende Isolationsfähigkeit der MS-Anlage vorhanden, ist das Risiko des Auftretens eines Durchschlags bzw. Überschlags bei Beanspruchung mit Wechsel- und Blitzstoßspannungen im Bereich der Bemessungsspannungen gemäß DIN EN 60071-1 (siehe [120]) äußerst gering [77]. Bei einer nicht ausreichend vorhandenen Isolation können Teilentladungen (TE) entstehen, welche im Verlauf der Zeit und bei einer weiteren Verringerung der Restisolation anschließend zum Durchschlag bzw. Überschlag führen können, sodass letztendlich die MS-Anlage ausfällt, dabei unter Umständen eine Personengefährdung entstehen kann und höchstwahrscheinlich eine Versorgungsunterbrechung eintritt [5, 77, 118, 121].

Zusätzlich zu den elektrischen Eigenschaften erfolgt in der Bewertungskategorie *Mechanik* die Bewertung der mechanischen Funktion der MS-Anlagen bzw. des Antriebssystems der Schaltgeräte [5, 77, 119]. Altersbedingter Verschleiß und Abnutzungen beeinflussen die mechanische Funktionsfähigkeit der MS-Anlagen [5, 77]. Mechanische Schäden können im Laufe der Zeit u. a. durch atmosphärische Einwirkungen sowie durch häufige Belastungen u. a. des Federantriebs und die während der Schaltvorgänge wirkenden Kräfte hervorgerufen werden [5, 77]. Folglich können altersbedingte Veränderungen bei den Schaltzeiten auftreten.

Im folgenden Abschnitt werden die Mess- und Prüfverfahren vorgestellt, die im Rahmen der Laboruntersuchungen eingesetzt werden, um Anzeichen für Alterungserscheinungen an den MS-Anlagen festzustellen und folglich den Einfluss der Alterung auf die Bewertungskategorien zu untersuchen. In Tabelle 4-1 erfolgt eine Übersicht der eingesetzten Mess- und Prüfverfahren sowie deren Zuordnung zu der jeweiligen Bewertungskategorie.

Tabelle 4-1: Übersicht der Mess- und Prüfverfahren zur Untersuchung des Einflusses der Alterung auf die Bewertungskategorien (in Anlehnung an [5, 77])

Bewertungskategorie	Mess- und Prüfverfahren
Einfluss der Alterung auf den Kontaktwiderstand	Mikroohmmessung
	Thermografie
Einfluss der Alterung auf die Isolationsfähigkeit	Konventionelle TE-Messung
	Isolationskoordination (Blitzstoß- und Wechselspannungsprüfung)
	Akustische TE-Detektion
Einfluss der Alterung auf die Mechanik	Schaltzeitmessung
	Funktionsprüfung

4.2.2 Einfluss der Alterung auf den Kontaktwiderstand

Die Aufgabe der Schaltkontakte eines Schaltgerätes besteht darin, bei geschlossenem Zustand eine sog. stromführungsfähige Berührung der Schaltkontakte herzustellen bzw. einen elektrischen Kontakt herbeizuführen und eine möglichst verlustarme Übertragung der Energie zu ermöglichen [112]. Die Beschaffenheit und folglich der Zustand eines Kontaktes kann dabei durch den Wert seines Widerstands bestimmt werden [117, 122]. Der Kontaktwiderstand setzt sich dabei aus dem sog. Engewiderstand und dem Fremdschichtwiderstand zusammen [112, 122]. Zusätzlich ist noch der Eigenwiderstand vorhanden, welcher hinsichtlich der Alterung jedoch vernachlässigt werden kann [117, 122]. Aufgrund der voranschreitenden Alterung verändern sich der Enge- und der Fremdschichtwiderstand, was zur Folge hat, dass sich der Kontaktwiderstand vergrößert [117, 122]. Die Alterung ist dabei von der Konstruktion, der Montage sowie der Belastung abhängig [122] und kann vereinfacht in physikalische, chemische und betriebsbedingte Effekte aufgeteilt werden [117]. Unter dem Begriff *physikalische Alterungseffekte* [117] sind Änderungen der Kontaktkraft und -geometrie sowie der mechanischen Eigenschaften der Kontakte zu

verstehen, da diese wiederum eine Veränderung der wirksamen Kontaktfläche sowie der Ausbildung der Fremdschicht zur Folge haben. *Chemische Alterungseffekte* [117] werden durch Umwelteinflüsse wie bspw. Feuchtigkeit und Luftschadstoffe – insbesondere an den Oberflächen der Kontakte – herbeigeführt und begünstigen dabei die anwachsende Ausbreitung der Fremdschicht bzw. die Erscheinung von Korrosion und Erosion an den Kontakten. Zusätzlich zu den physikalischen und chemischen Alterungseffekten sind auch *betriebsbedingte Alterungseffekte* [117] für eine beschleunigte Alterung verantwortlich. Der Stromfluss und die vorhandenen ohmschen Verluste haben einen Anstieg der Temperatur an der Engstelle sowie dem restlichen Kontakt zur Folge [117]. Gemäß dem Arrhenius-Gesetz führt der Temperaturanstieg wiederum zu einem Anstieg der chemischen Reaktionsgeschwindigkeit und somit zu einer schnelleren Alterung [117].

4.2.2.1 Mikroohmmessung

Üblicherweise liegen die Kontaktwiderstände bei Schaltgeräten zwischen einigen Mikro- bis Milliohm [5, 123], wobei bei den höheren Spannungsebenen die niedrigeren Messwerte zu erwarten sind [124]. In einem derartig kleinen Widerstandsbereich ist die sog. „Vier-Draht“-Messung erforderlich [125, 126, 127]. Dabei wird ein bekannter Gleichstrom in den Schalter eingespeist [5]. Der Strom verursacht dabei einen Spannungsabfall über dem Widerstand [5]. Dieser Spannungsabfall wird mithilfe der Vier-Draht-Messung über separate Kabel bestimmt, wobei über den einen Pfad der Stromfluss ermöglicht und über den anderen Pfad die Spannung gemessen wird. Strom- und Spannungspfad werden dabei zuverlässig voneinander getrennt. Der Widerstandswert ergibt sich folglich nach dem ohmschen Gesetz aus dem Spannungsabfall dividiert durch den Stromfluss im Widerstand [5]. Durch die Verwendung von Gleichstrom wird allein der ohmsche Widerstand der Kontaktstelle gemessen und nicht die Impedanz, wie das der Fall bei der Verwendung von Wechselstrom wäre [5, 128]. Ein zusätzlicher Aspekt bei der Kontaktwiderstandsmessung bildet die Differenzierung zwischen dem dynamischen und dem statischen Kontaktwiderstand. Im Vergleich zum statischen Kontaktwiderstand wird der dynamische Kontaktwiderstand während der Schaltbewegung gemessen [77, 129]. Die dynamische Widerstandsmessung ist dabei nicht Gegenstand der Untersuchungen. Insofern ist in dieser Arbeit mit der Bezeichnung Kontaktwiderstand der statische Kontaktwiderstand gemeint.

4.2.2.2 Thermografie

Thermografische Untersuchungen werden heutzutage im Rahmen einer realitätsgerechten und objektiven Zustandsbewertung von MS-Netzstationen und MS-Schaltanlagen [4, 5] sowie Hochspannungs-GIS [77] und darüber hinaus von vielen weiteren Betriebsmitteln durchgeführt [5]. Dabei können Defekte an Kontaktstellen, welche u. a. durch alterungsbedingte Korrosion oder Kontaktdeformation entstehen [5], aufgedeckt werden, die wiederum erhöhte Kontaktwiderstände zur Folge haben. Nach dem ersten Jouleschen Gesetz entsteht Wärme, sobald Strom

über einen Widerstand fließt [4, 5]. Die Wärme, die dabei entsteht, ist proportional zum Widerstand, d. h. durch den Einfluss der defekten Kontaktstelle vergrößert sich folglich die fehlerstellenbedingte Erwärmung [5]. Die erhöhte Wärmeentwicklung kann mithilfe der Thermografiemessung mittels einer Thermografiekamera erfasst werden [4, 5]. Die Bewertung der erhöhten Kontaktwiderstände erfolgt anhand der ermittelten Temperaturunterschiede zu gleichartigen bzw. vergleichbaren und fehlerfreien Komponenten [5]. Im Rahmen dieser Arbeit wird dieses Verfahren hinzugezogen, um die Auswirkungen der mithilfe der Mikroohmmessung identifizierten erhöhten Kontaktwiderstände bei Betriebsbedingungen zu untersuchen.

4.2.3 Einfluss der Alterung auf die Isolationsfähigkeit

Die Isolationsfähigkeit wird durch den Zustand der Isolation der MS-Anlage bestimmt, wobei diese die spannungsführenden Teile untereinander sowie gegenüber Erdpotenzial isoliert [119]. Aufgrund der fortschreitenden Zersetzung der Isolation erfolgt eine Abnahme der Isolationsfähigkeit [77]. Für die Diagnose und die Alterung einer Isolation stellen Teilentladungen zentrale Alterungsmechanismen dar [118].

Teilentladungen sind partielle Entladungen, welche zu einer Verminderung der elektrischen Festigkeit führen [5, 77]. Teilentladungen überbrücken derweil nicht die vollständige Isolationsstrecke und führen folglich nicht direkt zu einem Durchschlag [5, 77]. Sie können jedoch als Anzeichen für mögliche Durchschläge angesehen werden [5, 77, 118]. Ursachen von Teilentladungen können bspw. fehlerstellenbedingte Hohlräume bzw. eine starke Inhomogenität des elektrischen Feldes sein [5, 130]. Eine weitere Ursache mit besonderer Bedeutung ist die Alterung des Isolationssystems [130]. Aufgrund von thermischen, elektrischen sowie mechanischen Beanspruchungen, die einzeln oder in Kombination auftreten können, altert die Isolation der in Betrieb befindlichen elektrischen Betriebsmittel während ihres Einsatzes im Netz [118]. Teilentladungen haben wiederum eine beschleunigte Alterung zur Folge, welche von anderweitigen Faktoren wie bspw. Umgebungstemperatur und Feuchtigkeit beeinflusst wird [130]. Erfahrungsgemäß führen bspw. erhöhte Temperaturen von bis zu $\Delta T = 10$ K gegenüber einem „normalen“ Betriebszustand zu einer doppelt so schnellen Alterung der Isolation [130].

Zur Bewertung der Isolationsqualität der MS-Anlagen können u. a. zerstörungsfreie Prüfverfahren und Teilentladungsmessungen durchgeführt werden [4, 5, 77, 130]. Die einzelnen Verfahren werden im Folgenden detaillierter vorgestellt und erläutert.

4.2.3.1 Isolationskoordination

Der sichere und zuverlässige Betrieb der elektrischen Komponenten der MS-Anlagen sowie deren Isolationsqualität werden mittels Hochspannungsprüfungen beurteilt [118]. Die hierfür wesentlichen Prüfungen sowie Prüfspannungen, welche die im Betrieb auftretenden Beanspruchungen darstellen sollen, sind in DIN EN 60071-1 (siehe [120]) sowie in DIN EN 60071-2 (siehe [131]) unter dem Begriff der *Isolationskoordination* enthalten. Im Rahmen der

Isolationskoordination wird die Spannungsfestigkeit der elektrischen Betriebsmittel in Anbetracht der Betriebsspannungen sowie des Auftretens von Überspannungen im Netz bestimmt [118, 120]. Überspannungen können aufgrund verschiedener Ereignisse u. a. Blitzeinschläge oder Schalthandlungen (bspw. Lastabwurf) entstehen und haben das Erreichen eines Vielfachen der Bemessungsspannung zur Folge, sodass sich dadurch unterschiedliche Risiken für die Betriebsmittel und deren einwandfreie Funktion ergeben [131].

Abgeleitet aus den im Betrieb auftretenden Beanspruchungen und den zu Überspannungen führenden Ereignissen sind in [120, 131] für die unterschiedlichen Betriebsmittel der verschiedenen Spannungsebenen die geforderten Stehspannungen aufgelistet, die im Rahmen der Stehspannungsprüfungen über eine vorgegebene Zeit zu halten sind. Normierte Stehspannungsprüfungen können mit Wechsel-, Blitzstoß- sowie Schaltstoßspannungen erfolgen, wobei für Betriebsmittel für den Bereich der niedrigeren Spannungsebenen bis $U_r = 245$ kV die Wechsel- und Blitzstoßspannungsprüfung erforderlich sind [118, 120, 131, 132]. Die Prüfspannungen weisen im Rahmen der Isolationskoordination deutlich höhere Werte als die Betriebsspannungen auf. Dabei werden Unterschiede zwischen Betriebs- und Prüfbedingungen berücksichtigt (bspw. vor Ort herrschende atmosphärische Bedingungen) [118, 120, 131]. Des Weiteren wird der alterungsbedingte Festigkeitsverlust im Betrieb in der angenommenen Lebensdauer mittels eines sog. Sicherheitsfaktors $K_S = 1,15$ zwischen der repräsentativen Überspannung und der jeweiligen Koordinationsbemessungsspannung berücksichtigt [118, 120, 131]. Mit diesem Hintergrund werden außerdem bei nach mehreren Betriebsjahren erfolgten Wiederholungsprüfungen häufig niedrigere Prüfspannungen angenommen [118].

4.2.3.2 Teilentladungsmessung

Teilentladungsmessungen werden heutzutage standardmäßig nach Abschluss aller Montagearbeiten vor Ort durchgeführt, um Fehlstellen, welche auf eine mangelhafte Montage zurückzuführen sind, zu detektieren und zu lokalisieren [133]. Zusätzlich hat sich die Teilentladungsmessung nachweislich in der Praxis als ein geeignetes Verfahren erwiesen, um die Isolationsfähigkeit von Hochspannungs-GIS [77] sowie MS-Netzstationen und MS-Schaltanlagen [4, 5] im Rahmen von Inspektionen während des Betriebs zu bewerten.

Konventionelle Teilentladungsmessung

Die konventionelle Teilentladungsmessung ist ein sensitives Verfahren, welches in der Diagnostik elektrischer Betriebsmittel breite Anwendung findet und sich in zahlreichen Untersuchungen sowohl im Labor als auch in der Praxis vor Ort als eine effiziente Methode bewährt hat, um Fehlstellen zu detektieren [5, 77, 133]. Die Durchführung der konventionellen Teilentladungsmessung wird durch die DIN EN 60270 (siehe [134]) beschrieben. Da Teilentladungen mit Spannungseinbrüchen an der Fehlstelle einhergehen, welche nicht direkt erfasst werden können [5, 77, 118], wird parallel zu der analysierenden Komponente ein

Koppelkondensator geschaltet. Die hieraus nachfließende Ladung wird indirekt mittels eines zusätzlich an den Koppelkondensator angeschlossenen Strommesswiderstands, dem sog. Ankopplungsvierpol, gemessen und in ladungsäquivalente Spannungswerte überführt [5, 77, 118]. Mithilfe eines Messgerätes ist eine Visualisierung der Spannungsimpulse möglich, wobei eine Unterscheidung hinsichtlich Phasenlage, Intensität, Polarität und Häufigkeit erfolgen kann [5, 77, 118, 134]. Hieraus kann die Art der Teilentladungen bestimmt werden, um Rückschlüsse auf die Fehlerursache ziehen zu können. Neben äußeren Entladungen können so auch innere Entladungen detektiert werden. Des Weiteren muss vor der Durchführung einer Messung dieses Verfahren kalibriert werden, wobei sichergestellt wird, dass eine festgelegte TE-Stärke gemessen werden kann [134]. Die Kalibrierung erfolgt durch das Einbringen einer definierten Referenzladung mit abschließender Abstimmung der Auswerteeinheit [77, 118, 134].

Akustische Teilentladungsdetektion

Eine weitere Methode, um Teilentladungen zu detektieren, stellt die akustische Teilentladungsdetektion dar. Im Gegensatz zur konventionellen Teilentladungsmessung nach [134], wonach Teilentladungen elektrisch detektiert werden, erfolgt bei der akustischen Teilentladungsdetektion die Erfassung der akustischen Signale, welche durch die Teilentladungen erzeugt werden und im Ultraschallbereich liegen [29, 135, 136, 137]. Ein entscheidender Vorteil der akustischen Teilentladungsdetektion gegenüber der konventionellen Teilentladungsmessung ist, dass mithilfe der akustischen Teilentladungsdetektion eine direkte Fehlerortung ermöglicht wird und die Teilentladungsquelle exakt lokalisiert werden kann [135, 136, 137].

4.2.4 Einfluss der Alterung auf die Mechanik

Um im Rahmen dieser Arbeit den Einfluss der Alterung auf die Mechanik zu untersuchen, wird im Folgenden teilweise auf die Leistungsschalter verwiesen, da diese ähnliche mechanische Eigenschaften wie die Lasttrennschalter aufweisen. Schaltgeräte dienen dazu, den Energiefluss im elektrischen Netz zu steuern und helfen dabei, Ströme und Spannungen in allen Spannungsebenen kontrolliert ein- und auszuschalten. Das Schaltelement wird typischerweise mechanisch betätigt. Das Öffnen und Schließen der Kontakte erfolgen überwiegend mithilfe einer Feder oder eines hydraulischen bzw. pneumatischen Mechanismus [77]. Die Freigabe der erforderlichen Energie für die Kontaktbewegung erfolgt durch die Ein- bzw. Ausbefehle. Die Schaltbefehle betätigen die Ein- bzw. Ausschaltspulen und das Antriebssystem bewegt daraufhin die Schaltkontakte [77]. Verhärtete Schmierstoffe, Oberflächenverschmutzung, Korrosion sowie altersbedingte Veränderungen am Antriebssystem können ggf. zu einer zeitlich verzögerten bzw. unvollständigen Kontakttrennung bzw. Kontaktschließung oder auch zum Prellen der Schaltkontakte führen; mehr noch es erfolgt keine Kontaktbewegung [138]. Zusätzlich können Umwelteinflüsse wie Wärme, Feuchtigkeit oder Verunreinigungen die Lager- und Verbindungsstellen des Antriebs beeinträchtigen. Diese Fehlfunktionen können schließlich zu einer

Zerstörung nachfolgender Anlagenteile, einer Personengefährdung und einer Versorgungsunterbrechung führen [5, 138, 139].

Die Analyse der Öffnungs- und Schließzeiten eines Schaltgerätes ermöglicht Anzeichen von potenziellen Alterungs- bzw. Verschleißerscheinungen zu identifizieren [5]. Unterschiede zwischen einzelnen Kontakten und Phasen müssen innerhalb bestimmter Grenzen liegen [140, 141]. Über einen Vergleich mit Herstellerangaben oder früheren im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen erhobenen Messungen können entsprechend alterungsbedingte Trends festgestellt und aufgezeigt werden. Die Schaltgeräte weisen abhängig von ihrer Betriebsweise unterschiedliche Kontakttypen auf, bspw. ruhende sowie schaltende Kontakte, wobei das Alterungsverhalten der selten geschalteten Kontakte wesentlich durch die ruhende Betriebsweise beeinflusst wird [117]. Durch die Untersuchungen an der Mechanik der Schaltgeräte soll die vielfach im Netzbetrieb auftretende Situation simuliert werden, dass ein Schaltgerät, das für eine lange Zeit nicht betätigt wurde bzw. nicht geschaltet hat, im Ausnahmefall bspw. nach einer Schutzauslösung entsprechend abrupt reagieren und schalten muss [138].

4.2.4.1 Schaltzeitmessung

Schaltzeitmessungen und die daraus resultierenden Gleichlaufauswertungen sind grundlegende Prüfmethode, die vielfach an Schaltgeräten in fast allen Bauarten und Spannungsebenen eingesetzt werden, mit dem Ziel deren Mechanik zu bewerten [5, 141, 142]. Mithilfe der Prüfmethode sollen u. a. Abweichungen von geforderten Schaltzeiten, die aus den Herstellerangaben zu entnehmen sind [141], festgestellt werden [5]. Für die Auswertungen der Gleichläufe werden die gemessenen Schaltereigenzeiten an allen Unterbrechereinheiten eines Schaltgerätes hinzugezogen. Daraus kann der Gleichlauf innerhalb einer Phase (bei mehr als einer Unterbrechereinheit pro Pol) und zwischen den Polen nach DIN EN 62271-100 (siehe [140]) analysiert werden. Nach [140] werden bspw. bei einem Einschaltvorgang weniger als ein Viertel der Periode und bei einem Ausschaltvorgang weniger als ein Sechstel der Periode der Bemessungsfrequenz von $f = 50$ Hz gefordert. Folglich können Alterungserscheinungen anhand der Einhaltung von geforderten Schaltzeiten und Gleichläufen ermittelt werden [5].

Bei der Schaltzeitmessung wird die Dauer für die Unterbrechung des Stromflusses über alle drei Phasen vom Ausschaltbefehl bis zur vollständigen Unterbrechung des Stromflusses gemessen [5]. Als Ergänzung zu der Schaltzeitmessung können weitere Untersuchungen wie bspw. Strom-Zeit-Analyse oder Motorstrom-/Druckanalyse hinzugezogen werden [77, 119, 143]. Diese Untersuchungen stehen jedoch nicht im Fokus dieser Arbeit, da bei den untersuchten MS-Anlagen die zugehörigen Anlagenteile größtenteils nicht vorhanden sind.

4.2.4.2 Funktionsprüfung

Im Rahmen der Funktionsprüfungen wird die Funktionsfähigkeit der unterschiedlichen elektrischen Betriebsmittel (bspw. Beleuchtung, Spannungsprüfsystem etc.) überprüft [4, 5]. Die

jeweiligen Funktionsprüfungen sind u. a. in [116, 144] sowie weiteren einschlägigen IEC-Produktnormen festgelegt. Funktionsprüfungen werden dabei vor der Inbetriebnahme von Anlagen durchgeführt, um eine einwandfreie Funktion sicherzustellen [73]. Zusätzlich werden diese im Rahmen von Wartungsarbeiten durchgeführt [145]. Dabei wird u. a. untersucht, ob Schaltgeräte die Schaltmaßnahmen mechanisch einwandfrei durchführen [5], d. h. ob bspw. die Schaltkontakte bei einem Einschaltvorgang exakt in die dafür festgelegten Einschlagkontakte kontaktieren bzw. die Nacheilkontakte in die Löschkammern ebenso problemfrei einschlagen, wobei etliche Ein- und Ausschaltungen durchgeführt werden [146]. Infolgedessen wird mit den Funktionsprüfungen sichergestellt, dass Schaltgeräte einwandfrei arbeiten und bspw. Freischaltmaßnahmen fehlerfrei durchgeführt werden [5]. Unstimmigkeiten bei den Funktionsprüfungen könnten Anzeichen für Alterungs- oder Verschleißerscheinungen am Antrieb sein, sodass ein zuverlässiges Ein- und Ausschalten nicht sichergestellt werden kann [5].

4.3 Kontaktwiderstand

4.3.1 Ergebnisse der Mikroohmmessung

Die Mikroohmmessung, die u. a. in [5, 77] als ein geeignetes Verfahren aufgeführt ist, um die Eigenschaft der Stromtragfähigkeit zu bewerten, erfolgt nach der „Vier-Draht“-Methode. In Abbildung 4-2 wird das prinzipielle Vorgehen der Mikroohmmessung am Beispiel eines MS-Lasttrennschalters dargestellt. Die Messung erfolgt dabei nach DIN EN 62271-1 (siehe [144]), wobei der Kontaktwiderstand des Hauptstromkreises der MS-Anlage (siehe blaue Markierung in Abbildung 4-2) gemessen wird. Als Prüfpunkte für die Messung werden die nächstgelegenen zugänglichen Punkte zu beiden Seiten der betreffenden Kontakte definiert (Prüfpunkte A und B in Abbildung 4-2). Der Widerstand wird entlang der zu prüfenden Kontakte gemessen, indem mittels separater Leitungen die Stromzufuhr an den Prüfpunkten und die Spannungsabfallmessung über dem MS-Lasttrennschalter erfolgen.

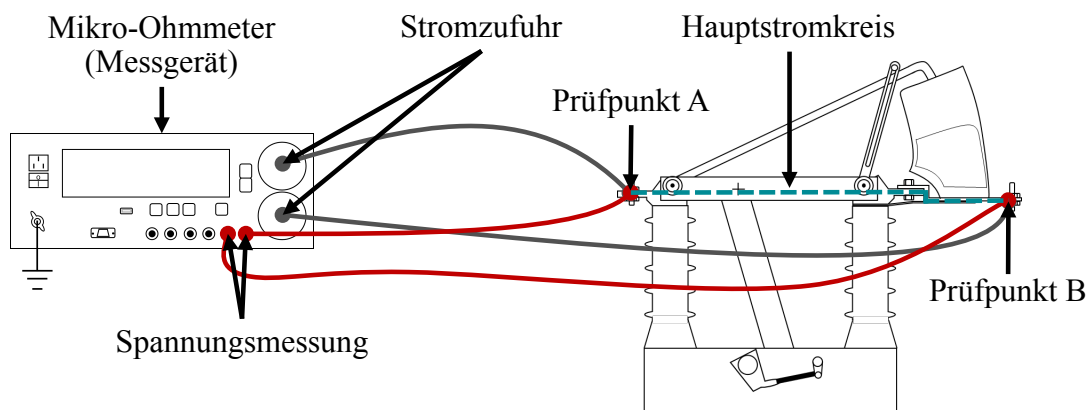


Abbildung 4-2: Prinzip der Mikroohmmessung nach der „Vier-Draht“-Methode an MS-Lasttrennschaltern

In [144] wird für die Messung des Kontaktwiderstands ein Gleichspannungsprüfstrom von mindestens $I = 50 \text{ A}$ jedoch maximal der Bemessungsstrom empfohlen. Für die Durchführung

der Messung empfiehlt sich laut [123] einen Strom von mindestens $I = 100 \text{ A}$ einzuspeisen. Um eine hohe Vergleichbarkeit bei den Messergebnissen zu erzielen, wird in dieser Arbeit der Gleichspannungsprüfstrom auf $I_{\text{Wid.}} = 400 \text{ A}$ bemessen.

Die Mikroohmmessung wird i. d. R. vor und nach dem Abschluss von weiteren Prüfungen bzw. erfolgten Wartungsmaßnahmen durchgeführt [144, 147, 148]. Unter Umständen werden lastfreie Leerschaltungen durchgeführt, um einen sog. Selbstreinigungseffekt der Schaltkontakte zu erzielen. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Mikroohmmessung vor und nach der Schaltzeitmessung durchgeführt. Anhand dieser Vorgehensweise wird untersucht, ob ggf. Veränderungen an den Schaltkontakten durch die Schaltvorgänge (Selbstreinigung) vorliegen. Auf diese Weise kann eine Deformation und Oxidation der Schaltkontakte ermittelt werden. Die Kontaktwiderstände aller Phasen jeder geprüften MS-Anlage werden vor und nach der Durchführung der Schaltzeitmessungen gemessen und die Ergebnisse sind in Abbildung 4-3 dargestellt.

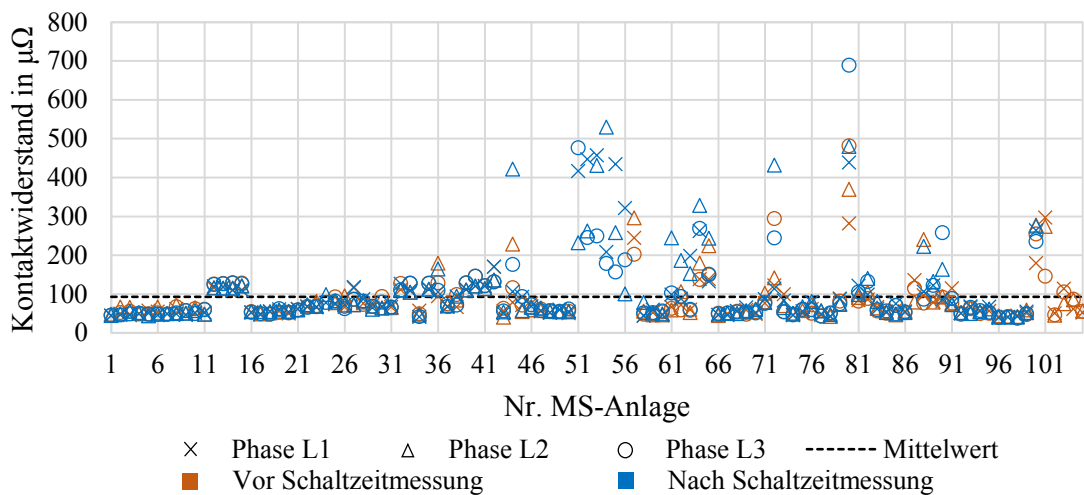


Abbildung 4-3: Kontaktwiderstände der geprüften MS-Anlagen

Aus Abbildung 4-3 folgt, dass der Mittelwert über alle gemessenen Kontaktwiderstände bei ca. $R_{\text{mittel}} = 93 \mu\Omega$ liegt. Der Großteil der MS-Anlagen bzw. deren Phasen weist einen sehr geringen Kontaktwiderstand sowie eine sehr geringe Streuung um den Mittelwert auf. Zugleich werden für vereinzelte MS-Anlagen deutlich höhere Kontaktwiderstände von bis zu $R_{\text{mess,max}} = 689 \mu\Omega$ gemessen. Die MS-Anlagen mit höherem Widerstandswert weisen ein erhöhtes Alter auf. Für diese älteren MS-Anlagen sind eindeutige Abweichungen der gemessenen Kontaktwiderstände vom Mittelwert sowie auch zwischen den einzelnen Phasen der selben MS-Anlagen zu erkennen. Zugleich sind Abweichungen der Kontaktwiderstände zwischen den Messungen vor und nach den Schaltzeitmessungen vorhanden, welche näher zu analysieren sind.

In einem weiteren Schritt werden die Abweichungen der Kontaktwiderstände zwischen den Messungen vor und nach den Schaltzeitmessungen ermittelt. In Abbildung 4-4 sind für die geprüften MS-Anlagen die prozentualen Abweichungen der Kontaktwiderstände vor und nach der Schaltzeitmessung für jedes Alter dargestellt.

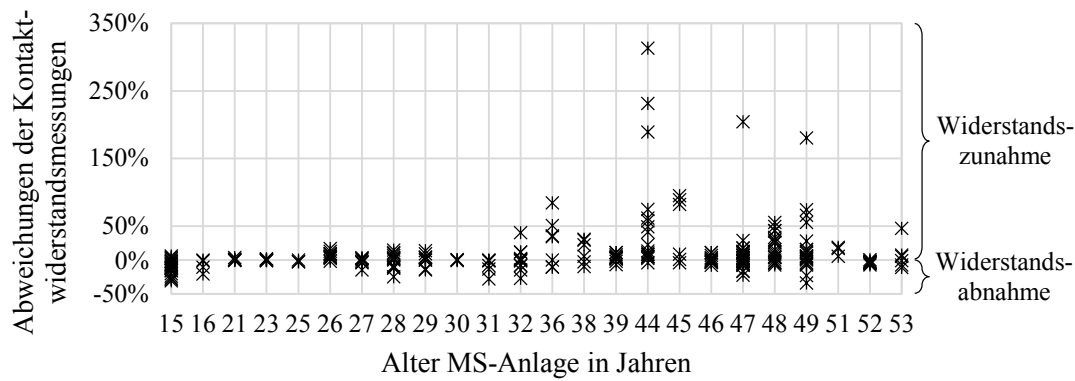


Abbildung 4-4: Prozentuale Abweichungen der Kontaktwiderstände vor und nach der Schaltzeitmessung

Wie in Abbildung 4-4 ersichtlich, weisen die MS-Anlagen bzw. einzelne Phasen ab einem Alter von 44 Jahren deutlich höhere Widerstandszunahmen (positive prozentuale Abweichungen) auf, welche teilweise auch weit über 100 % liegen. Nach [144] wird bei Ein- und Ausschaltprüfungen von Schaltgeräten die Zustandsprüfung des Widerstands als nicht ausreichend erachtet, wenn die Widerstandszunahme für eine Phase 100 % überschreitet. Eine Widerstandszunahme ist gleichwohl ein Hinweis für eine Kontaktdeformation, welche zu einem erhöhten Kontaktwiderstand führt [5]. Eine weitere Ursache ist eine nicht ausreichende Kontaktkraft [149]. Aufgrund von Alterungserscheinungen des Antriebs bzw. durch Verschleiß erfolgt eine Kontaktkraftverringering, die dazu führt, dass ein gesichertes Kontaktieren nicht zuverlässig erfolgt und folglich der Kontaktwiderstand steigt [5]. Die Änderung der Kontaktkraft wird dabei als physikalischer Alterungseffekt bezeichnet [117]. Neben den Widerstandszunahmen können zusätzlich Widerstandsabnahmen (negative prozentuale Abweichungen) ermittelt werden. Eine Abnahme des Kontaktwiderstands erfolgt, wenn bei der Messung vor der Schaltzeitmessung die Kontaktstellen Korrosion aufweisen, die einen erhöhten Kontaktwiderstand zur Folge hat. Die Schaltvorgänge bei der Schaltzeitmessung führen dazu, dass sich die Korrosionsschicht ablöst und sich der Kontaktwiderstand hierdurch verringert. Korrosion und Erosion an Kontakten sind unterdessen als chemische Alterungseffekte zu bezeichnen [117]. Für die älteren MS-Anlagen ist dieser Effekt geringfügig ausgeprägter, wobei die maximale Widerstandsabnahme in Höhe von ca. 34 % für eine MS-Anlage mit einem Alter von 49 Jahren ermittelt wird.

Als Nächstes erfolgt die Bewertung der gemessenen Kontaktwiderstände, welche anhand eines phasenweisen Vergleichs der gleichen MS-Anlage durchgeführt wird. Ein gemessener Kontaktwiderstand gilt dabei als auffällig, wenn dieser einen um ca. 50 % höheren Wert als den Referenzwert aufweist [5, 123, 150]. Als Referenzwert wird hierbei der jeweils geringste gemessene Kontaktwiderstand angenommen. In der Abbildung 4-5 ist der jährliche Anteil der unauffälligen (fehlstellenfreie Schaltkontakte) sowie der auffälligen Kontaktwiderstände (fehlstellenbehaftete Schaltkontakte) dargestellt. Es wird deutlich, dass mit ansteigendem Alter ebenso der prozentuale Anteil der auffälligen Kontaktwiderstände zunimmt. Ab einem Alter von ca. 40 Jahren weist die Mehrheit der Kontaktwiderstände eine Auffälligkeit auf.

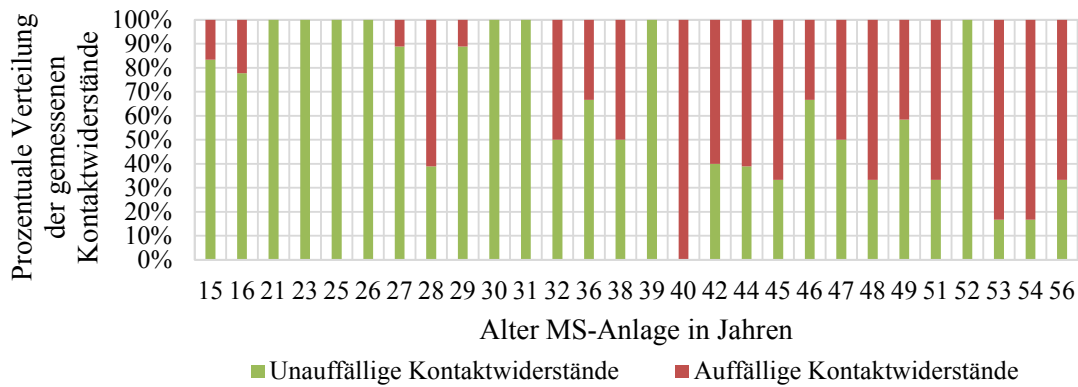


Abbildung 4-5: Prozentuale Anteile unauffälliger und auffälliger Kontaktwiderstände

Infolge erhöhter Kontaktwiderstände können unter Umständen unzulässige Temperaturen auftreten, die schlimmstenfalls zu einem Brand in der MS-Anlage führen können [5]. Je stärker die Erhöhung eines Kontaktwiderstands ausgeprägt ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass zulässige Temperaturgrenzwerte sowie Grenzwerte für die Temperaturdifferenzen überschritten werden [5]. Somit stellen die auffälligen Kontaktwiderstände unterschiedlich kritische Zustände dar. Gemäß [5] und der daraus abgeleiteten Dringlichkeit der Mängelbeseitigung werden die Kontaktwiderstände, die einen um das Dreifache ihres Referenzwertes erhöhten Wert aufweisen ($R_{mess} > 3 \cdot R_{Referenz}$), als besonders kritisch angesehen und mit der Note „4 - sofortige Mängelbeseitigung“ bewertet, wobei die Kontaktwiderstände, die einen um das Doppelte ihres Referenzwertes erhöhten Wert aufweisen ($2 \cdot R_{Referenz} < R_{mess} \leq 3 \cdot R_{Referenz}$), mit der Note „3 - kurzfristige Mängelbeseitigung“ bewertet. Kontaktwiderstände, welche einen um ca. 50 % höheren Wert als den Referenzwert aufweisen ($1,5 \cdot R_{Referenz} < R_{mess} \leq 2 \cdot R_{Referenz}$) und lediglich als auffällig gelten, werden mit der Note „2 - langfristige Mängelbeseitigung“ bewertet. Kontaktwiderstände mit einem Wert von $R_{mess} \leq 1,5 \cdot R_{Referenz}$ gelten als unauffällig und erhalten die Note „1 - keine Mängelbeseitigung erforderlich“. Zusammenfassend sind die dargelegten Grenzwerte in der nachfolgenden Tabelle 4-2 dargestellt.

Tabelle 4-2: Grenzwerte für die Kontaktwiderstandsmessung (in Anlehnung an [5])

Kontaktwiderstand	Dringlichkeit der Mängelbeseitigung
$R_{mess} \leq 1,5 \cdot R_{Referenz}$	Keine Mängelbeseitigung erforderlich
$1,5 \cdot R_{Referenz} < R_{mess} \leq 2 \cdot R_{Referenz}$	Langfristige Mängelbeseitigung
$2 \cdot R_{Referenz} < R_{mess} \leq 3 \cdot R_{Referenz}$	Kurzfristige Mängelbeseitigung
$R_{mess} > 3 \cdot R_{Referenz}$	Sofortige Mängelbeseitigung

In Bezug auf die jeweilige Dringlichkeit der Mängelbeseitigung weisen ca. 66 % der auffälligen Kontaktwiderstände eine „langfristige“, ca. 22 % eine „kurzfristige“ und ca. 12 % eine „sofortige Mängelbeseitigung“ auf. Die Verteilung der auffälligen Kontaktwiderstände nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für jedes Alter kann der Abbildung 4-6 entnommen werden. Dabei kann

festgestellt werden, dass der Großteil der Mängel mit einer „kurzfristigen“ bzw. „sofortigen“ Mängelbeseitigung“ an MS-Anlagen höheren Alters detektiert wird.

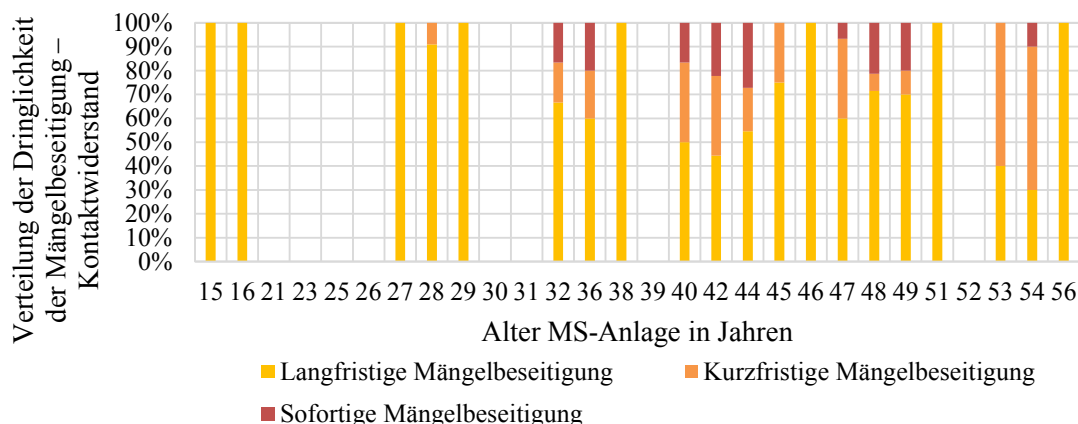


Abbildung 4-6: Verteilung der auffälligen Kontaktwiderstände nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für jedes Alter

In einem nächsten Schritt wird als Bewertung „Kontaktwiderstand“ B_{Wid} einer MS-Anlage die maximal erfolgte Bewertung der Kontaktwiderstände der Schaltkontakte der jeweiligen Phasen der MS-Anlage gemäß Gleichung 4.1 angenommen, wobei $B_{\text{Wid},L1}$ die Bewertung der Kontaktwiderstände der Schaltkontakte der Phase L1, $B_{\text{Wid},L2}$ die Bewertung der Kontaktwiderstände der Schaltkontakte der Phase L2 und $B_{\text{Wid},L3}$ die Bewertung der Kontaktwiderstände der Schaltkontakte der Phase L3.

$$B_{\text{Wid}} = \max\{B_{\text{Wid},L1}, B_{\text{Wid},L2}, B_{\text{Wid},L3}\} \quad (4.1)$$

Im Anschluss wird die jährliche mittlere Bewertung „Kontaktwiderstand“ $\bar{B}_{\text{Wid},i}$ der MS-Anlagen gemäß Gleichung 4.2 gebildet. Diese wird berechnet, indem die Summe aller Bewertungen $B_{\text{Wid},i}$ eines Alters a_i durch die Anzahl der jeweiligen Bewertungen $n_{\text{Wid},i}$ im Alter a_i dividiert wird, wobei hier ein Altersintervall von 15 bis 56 Jahren betrachtet wird (vgl. Abbildung 4-1).

$$\bar{B}_{\text{Wid},i} = \frac{1}{n_{\text{Wid},i}} \cdot \sum_{j=1}^{n_{\text{Wid},i}} B_{\text{Wid},i,j} \quad (4.2)$$

In Abbildung 4-7 wird die jährliche mittlere Bewertung „Kontaktwiderstand“ dargestellt. Auf der Abszisse ist das Alter der MS-Anlagen in Jahren aufgetragen. Auf der Ordinate ist die Bewertung der MS-Anlagen aufgetragen, welche eine Spanne von 0 % bis 100 % umfasst, wobei 0 % (Normierung der Bewertungsstufe „1 - keine Mängelbeseitigung erforderlich“) eine sehr gute und 100 % (Normierung der Bewertungsstufe „4 - sofortige Mängelbeseitigung“) eine sehr schlechte Bewertung repräsentiert. Diese Darstellung gilt für alle folgenden Bewertungen der untersuchten Bewertungskategorien.

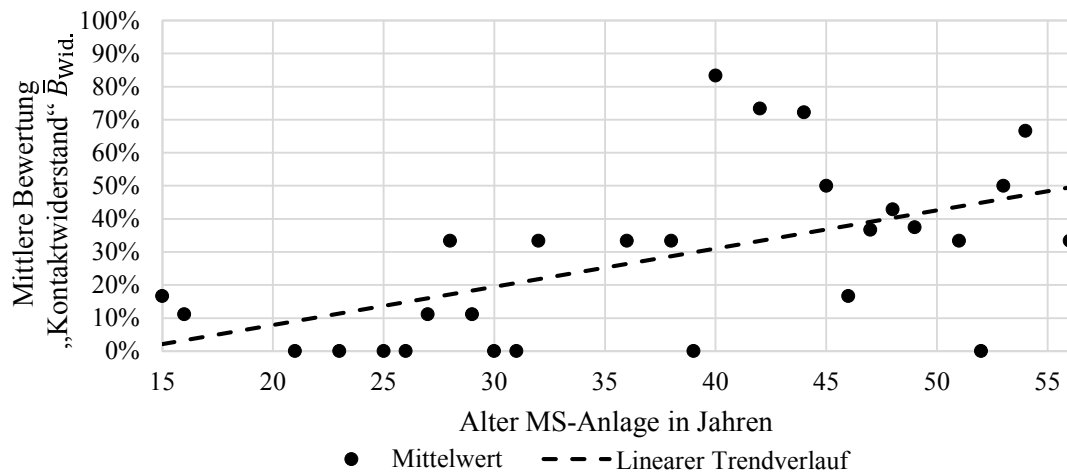


Abbildung 4-7: Mittlere Bewertung der Bewertungskategorie „Kontaktwiderstand“ für jedes Alter

Anhand der in Abbildung 4-7 dargestellten mittleren Bewertung „Kontaktwiderstand“ für jedes Alter wird deutlich, dass mit steigendem Alter der MS-Anlagen ebenso die mittlere Bewertung „Kontaktwiderstand“ ansteigt. Dies ist auf die Entstehung von Mängeln, welche eine „kurzfristige“ oder „sofortige Mängelbeseitigung“ aufweisen, im erhöhten MS-Anlagenalter zurückzuführen (vgl. Abbildung 4-6). Der ermittelte Verlauf der mittleren Bewertung „Kontaktwiderstand“ der MS-Anlagen kann dabei mit einem linearen Trendverlauf interpoliert werden.

4.3.2 Ergebnisse der thermografischen Untersuchung

In der Literatur werden für Anlagen der MS-Ebene Werte für Kontaktwiderstände zwischen $R_{\min} = 100 \mu\Omega$ und $R_{\max} = 350 \mu\Omega$ angegeben [124]. Der maximale Kontaktwiderstandswert deckt sich dabei mit der maximalen Verlustleistung von $P_{\text{Verlust}} = 60 \text{ W}$, die nicht überschritten werden sollte, da höhere Verlustleistungen als akut brandgefährlich eingestuft werden [151]. Grenzwerte der Temperatur sowie der Erwärmung für verschiedene Bauteile von Schaltgeräten können derweil aus [144] entnommen werden. Mithilfe der Thermografie können die Auswirkungen der erhöhten und gealterten Kontaktwiderstände bei Betriebsbedingungen untersucht und aufgezeigt werden. Die Thermografieaufnahmen erfolgen dabei mithilfe einer Thermografiekamera bei gleicher Messdistanz und -winkel. Die Auslastung wird auf Bemessungsbelastung eingestellt und die Erwärmungsdauer von ungefähr $t_{\text{Erwärmung}} \approx 100 \text{ min}$ berücksichtigt [5]. Die Ergebnisse aus den erfolgten Mikroohmmessungen werden folglich mit Erkenntnissen aus vereinzelt thermografischen Untersuchungen ergänzt. In Abbildung 4-8 wird beispielhaft das Erwärmungsverhalten einer gealterten MS-Anlage (älter als 40 Jahre) dargestellt, an welcher mithilfe der Mikroohmmessung Anzeichen für Alterungserscheinungen festgestellt sowie Auswirkungen der Alterungseffekte auf die Kontaktwiderstände identifiziert werden konnten. Zusätzlich sind die dazugehörigen Thermografieaufnahmen der letzten erfolgten Messung abgebildet. Wie in Abbildung 4-8 dargestellt, konnten an den gealterten MS-Anlagen Temperaturdifferenzen von bis zu $\Delta T \approx 30 \text{ K}$ ermittelt werden, wobei der fehlerstellenbehaftete Schaltkontakt einen um das Vierfache des fehlerstellenfreien Schaltkontaktes erhöhten Widerstand ($\Delta R_{\text{mess}} \approx 315 \mu\Omega$) aufweist.

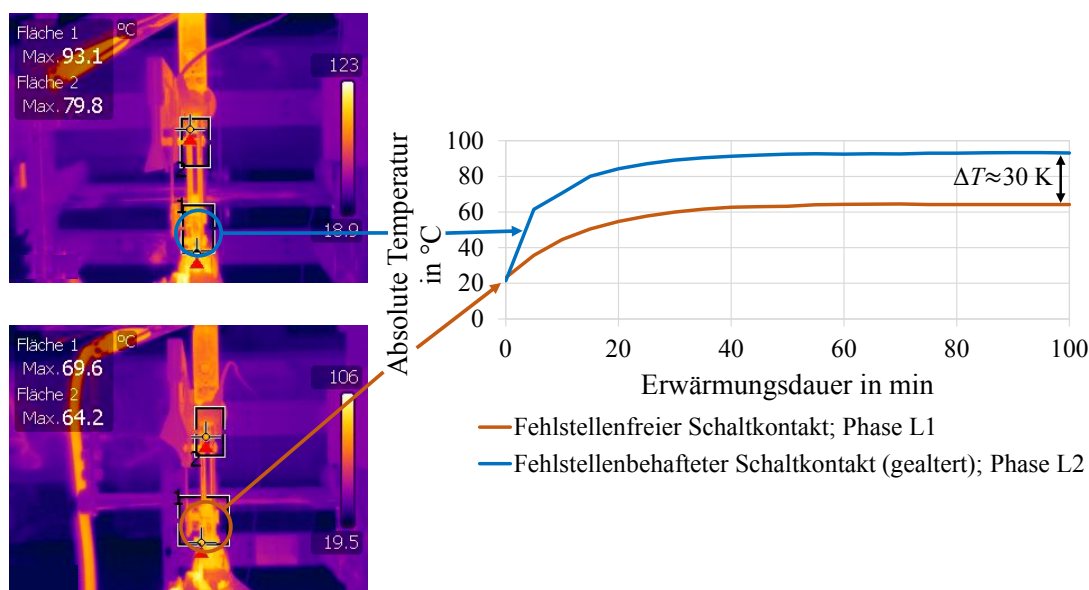


Abbildung 4-8: Erwärmungsverhalten einer gealterten MS-Anlage mit Alterungserscheinungen

4.4 Isolationsfähigkeit

4.4.1 Ergebnisse der Isolationskoordination

Die Wechsel- und Blitzstoßspannungsprüfung im Rahmen der Isolationskoordination werden in [66] als geeignete Prüfverfahren aufgeführt, um die Eigenschaft der Isolationsfähigkeit der MS-Anlagen zu bewerten. Um die Spannungsfestigkeit der MS-Anlagen folglich zu ermitteln und zu bewerten und schließlich daraus resultierend die Restisolationsfähigkeit zu bestimmen, wird für jede MS-Anlage die 50 %-Durchschlagspannung bei Blitzstoßspannung sowie die Durchschlagspannung bei Wechselspannung ermittelt. Diese Werte hängen jedoch von den zur Zeit der Prüfungen herrschenden atmosphärischen Bedingungen ab. Sobald die Prüfbedingungen von den nach [120] genormten atmosphärischen Bedingungen abweichen, müssen sog. Korrekturfaktoren angewendet werden [118, 120, 152], um eine Vergleichbarkeit mit den genormten Bemessungs-Isolationspegeln aus [120] zu ermöglichen.

Zusätzlich werden die Spannungsprüfungen mit Wechsel- und Blitzstoßspannung unter der Annahme durchgeführt, dass die Isolation nach einem erfolgten Durchschlag oder Überschlag in kurzer Zeit ihre Isolationseigenschaften vollständig wiedererlangt [120].

4.4.1.1 Ergebnisse der Blitzstoßspannungsprüfung

Im Rahmen der Blitzstoßspannungsprüfung wird die 50 %-Durchschlagspannung U_{d50} ermittelt. Diese entspricht der Spannung, bei der die Isolation eine 50 %-Wahrscheinlichkeit für einen Durchschlag aufweist [131]. Die Wahrscheinlichkeit eines Durchschlags bzw. Überschlags wächst mit der Höhe der Spannung. Sie beträgt 0 % bei Unterschreitung der Haltespannung bzw. Stehspannung U_{d0} und 100 % bei Überschreitung der gesicherten Durchschlagspannung U_{d100} [118, 132]. Die Haltespannung bzw. Stehspannung U_{d0} und die gesicherte Durchschlagspannung U_{d100} können nur angenähert ermittelt werden und sind daher als Kenngrößen ungeeignet [118].

Dagegen lässt sich die sog. 50 %-Durchschlagspannung U_{d50} mit geeigneten stochastischen Methoden relativ einfach bestimmen [118]. Sie wird daher als charakteristische Kenngröße herangezogen [118]. Infolgedessen wird eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse der Blitzstoßspannungsprüfungen an alle untersuchten MS-Anlagen geschaffen.

Die 50 %-Durchschlagspannung bei Blitzstoßspannung wird mittels der Auf-und-ab-Methode bestimmt, wobei mehrere Spannungstöße aufgebracht werden [118, 120, 132]. Die ermittelten Durchschläge, welche im Rahmen der wiederholt aufgetragenen Stöße erfolgen, streuen um die 50 %-Durchschlagspannung. Der arithmetische Mittelwert der Spannungswerte aller aufgetragenen Spannungstöße ergibt die 50 %-Durchschlagspannung U_{d50} [132]

Für die Betrachtung der ermittelten Ergebnisse wird im Nachhinein der Begriff der Restisolutionsfähigkeit Δ_{riso_B} als zielführende Größe eingeführt, wobei diese eine Beurteilung der mit ansteigendem Alter verbleibenden Isolationsfähigkeit bei Blitzstoßspannung der MS-Anlagen ermöglicht. Für die Vergleichbarkeit der ermittelten Ergebnisse zur Analyse der Restisolutionsfähigkeit bei Blitzstoßspannung werden diese entsprechend normiert. Als Grenzwerte für die Darstellung der Restisolutionsfähigkeit bei Blitzstoßspannung gelten die jeweiligen genormten Bemessungs-Steh-Blitzstoßspannungen $U_{B,\text{norm}}$ der [120, 131] und die maximal ermittelten 50 %-Durchschlagspannungen $U_{d50,\text{max}}$ der MS-Anlagen. Die Berechnung der Restisolutionsfähigkeit Δ_{riso_B} für jede MS-Anlage erfolgt gemäß Gleichung 4.3.

$$\Delta_{\text{riso}_B} = \frac{U_{d50} - U_{B,\text{norm}}}{U_{d50,\text{max}} - U_{B,\text{norm}}} \cdot 100 \% \tag{4.3}$$

In Abbildung 4-9 ist die Restisolutionsfähigkeit Δ_{riso_B} der MS-Anlagen bei Blitzstoßspannung dargestellt. Zusätzlich sind die jährlichen Mittelwerte über alle Phasen und MS-Anlagen der ermittelten 50 %-Durchschlagspannungen dargestellt, um den Trend des Verlaufs der Restisolutionsfähigkeit Δ_{riso_B} aufzuzeigen.

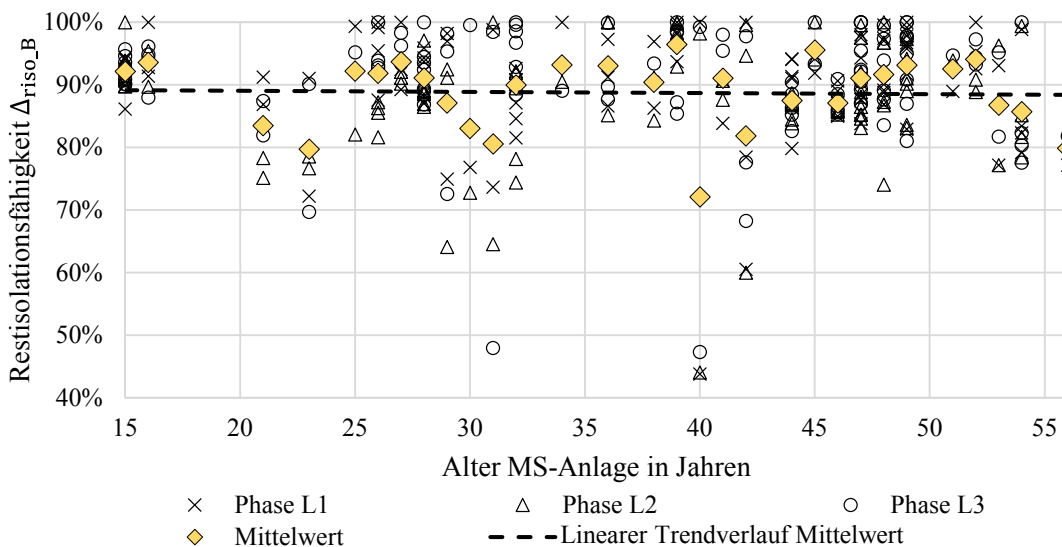


Abbildung 4-9: Restisolutionsfähigkeit der geprüften MS-Anlagen bei Blitzstoßspannung

Abbildung 4-9 zeigt, dass einzelne MS-Anlagen mit einem Alter von ca. 30 und 40 Jahren eine deutliche Verringerung der Isolationsfähigkeit und eine geringe verbleibende Restisolationsfähigkeit bei Blitzstoßspannungen aufweisen. Es kann hierbei jedoch in der Gesamtheit aller geprüften MS-Anlagen u. a. mithilfe des dargestellten Trendverlaufs keine eindeutige Korrelation zwischen der Restisolationsfähigkeit bei Blitzstoßspannung und dem steigenden Alter festgestellt werden. Eine Begründung dafür ist, dass bei Blitzstoßspannung der Kraftstoß, mit der die Isolation bzw. die MS-Anlagen beansprucht werden, von sehr kurzer Dauer ist, sodass es zu keiner Bewegung der leitfähigen Partikel kommt [153]. Leitfähige Partikel können dabei u. a. durch Abrieb vom Kontaktsystem insbesondere in gealterten MS-Anlagen entstehen und sind auf oder an Isolierstoffen angelagert [5]. Eine Bewegung der leitfähigen Partikel könnte schließlich zu einem Durchschlag führen [5]. Infolgedessen können mithilfe der Blitzstoßspannungsprüfungen keine Anzeichen für Alterungserscheinungen festgestellt sowie keine Auswirkungen der Alterungseffekte auf die Isolationsfähigkeit der MS-Anlagen identifiziert werden.

4.4.1.2 Ergebnisse der Wechsellspannungsprüfung

Um einen alterungsbedingten Festigkeitsverlust zu dokumentieren und folglich einen Vergleich zwischen den MS-Anlagen herstellen zu können, wird die Durchschlagspannung jeder MS-Anlage bei Wechsellspannung ermittelt. Dies erfolgt, indem die Spannung bis zum Durchschlag mit konstanter und einheitlicher Spannungssteigerung erhöht wird [132]. Um eine valide und aussagekräftige Aussage bzgl. der Durchschlagspannung der jeweiligen MS-Anlage treffen zu können, wird dieser Vorgang mehrmals durchgeführt. Dadurch nimmt die Genauigkeit der Schätzung bzw. der Bestimmung der Durchschlagspannung mit der Zahl gleichartiger Vorgänge zu [118]. In der Regel erfolgen fünf Durchgänge. Dabei werden die Spannungswerte, an denen Durchschläge erfolgen, dokumentiert. Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen werden über 1.500 Einzelmesswerte dokumentiert, aus denen anschließend die Mittelwerte der Durchschlagspannungen berechnet werden. Somit wird die Durchschlagspannung bei Wechsellspannung $U_{d,W}$ für jede Phase und für jede MS-Anlage valide ermittelt.

Für die Betrachtung der ermittelten Ergebnisse und die Bestimmung der Restisolationsfähigkeit bei Wechsellspannung wird eine ähnliche Vorgehensweise wie bei Blitzstoßspannung verfolgt und der Begriff der Restisolationsfähigkeit Δ_{riso_W} auch hier als zielführende Größe eingeführt. Diese ermöglicht eine Beurteilung der mit ansteigendem Alter verbleibenden Isolationsfähigkeit bei Wechsellspannung der MS-Anlagen. Für die Vergleichbarkeit der ermittelten Ergebnisse der Analyse der Restisolationsfähigkeit bei Wechsellspannung werden diese normiert. Als Grenzwerte gelten die jeweiligen Bemessungsspannungen U_r und die maximal gemessenen Durchschlagspannungen $U_{d,W,\text{max}}$ der MS-Anlagen. Die Berechnung der Restisolationsfähigkeit Δ_{riso_W} für jede MS-Anlage erfolgt gemäß Gleichung 4.4.

$$\Delta_{\text{riso}_W} = \frac{U_{d,W} - U_r}{U_{d,W,\text{max}} - U_r} \cdot 100 \% \quad (4.4)$$

In Abbildung 4-10 ist die Restisolutionsfähigkeit $\Delta_{\text{riso,W}}$ der untersuchten MS-Anlagen bei Wechselspannung dargestellt. Dabei kann festgestellt werden, dass ältere MS-Anlagen eine deutlich niedrigere Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung als jüngere MS-Anlagen aufweisen. Um den Trend der abnehmenden Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung mit steigendem Alter weiter zu verdeutlichen, wird der Mittelwert für jedes Alter über alle drei Phasen und MS-Anlagen ermittelt und zusätzlich dargestellt. Im Durchschnitt kann im Altersintervall von 15 bis 56 Jahren eine lineare Abnahme der Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung von ca. 15 % dokumentiert werden. Infolgedessen können mithilfe der Wechselspannungsprüfungen Anzeichen für Alterungserscheinungen festgestellt sowie Auswirkungen der Alterungseffekte auf die Isolationsfähigkeit der MS-Anlagen identifiziert werden.

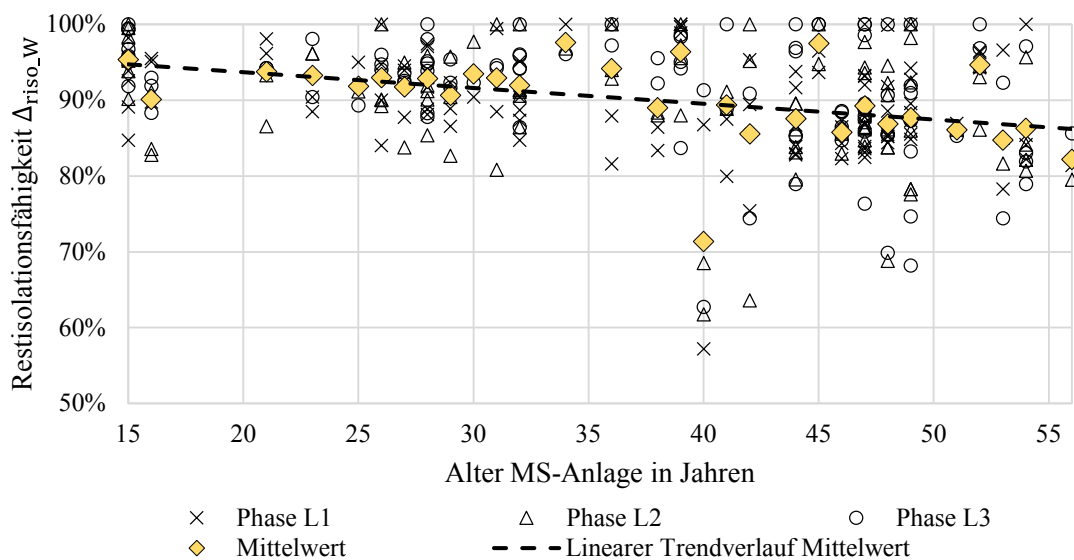


Abbildung 4-10: Restisolutionsfähigkeit der geprüften MS-Anlagen bei Wechselspannung

4.4.2 Ergebnisse der Teilentladungsmessung

4.4.2.1 Ergebnisse der konventionellen Teilentladungsmessung

Neben der Wechsel- und Blitzstoßspannungsprüfung wird an jeder MS-Anlage zusätzlich eine konventionelle Teilentladungsmessung durchgeführt. Die Teilentladungsmessung dient zur weiteren Untersuchung der Ursachen für das Abnehmen der Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung. Zu Beginn der konventionellen Teilentladungsmessung erfolgt eine Kalibrierung dieses Verfahrens [77], woraufhin die Messergebnisse aller zu überprüfenden MS-Anlagen vergleichbar werden und einheitlich analysiert werden können. Im Rahmen der Durchführung der konventionellen Teilentladungsmessung erfolgt die Auskopplung des TE-Signals über einen Koppelkondensator mit angeschlossenem Auskopplungsvierpol [5, 77]. Diese werden parallel zu den MS-Anlagen geschaltet und mit einer rechnergestützten Auswerteeinheit für eine im Zeitbereich phasenbezogene Visualisierung verbunden [77]. Dieser Messaufbau ermöglicht die Aufnahme von *PRPD*-Patterns (Phase Resolved Partial Discharge) bei unterschiedlichen Wechselspannungen und einer Frequenz von $f = 50 \text{ Hz}$ [77]. Die Aufnahmedauer bzw. der

Untersuchungszeitraum der *PRPD*-Patterns beträgt bei den jeweiligen durchgeführten Messungen an den unterschiedlichen MS-Anlagen $t_{PRPD} = 1 \text{ min}$ [77].

Das Teilentladungsverhalten wird bei Prüfspannungen im Bereich der Bemessungsspannung der MS-Anlage (hier $U_r = 10 \text{ kV}$ bzw. $U_r = 20 \text{ kV}$) bis zu einer Spannungssteigerung um den Faktor $\Delta u_{\text{Erdschluss}} = \sqrt{3}$ (Erdschlussfall eines kompensiert betriebenen Netzes [118]) analysiert [5]. Im Falle, dass bei den angegebenen Prüfspannungen noch keine Teilentladungen an den zu untersuchenden MS-Anlagen vorliegen, wird die Spannung weiter erhöht, um die Teilentladungseinsetzspannung (TE-Einsetzspannung) U_{TEE} [118] (Spannung bei der erste Teilentladungen auftreten [5]) zu ermitteln und damit die maximale Spannung, bis zu der keine Teilentladungen auftreten, zu bestimmen. Anhand dieser Vorgehensweise wird ermöglicht, die MS-Anlagen über die festgelegten Prüfspannungen hinaus zu vergleichen.

Zuerst werden in Abbildung 4-11 die an den MS-Anlagen konventionell gemessenen Teilentladungspegel (TE-Pegel) bezogen auf den maximal gemessenen TE-Pegel über die verschiedenen Alter der MS-Anlagen dargestellt. Dabei werden die TE-Pegel bei den jeweiligen TE-Einsetzspannungen U_{TEE} , ohne dass diese überschritten werden, berücksichtigt.

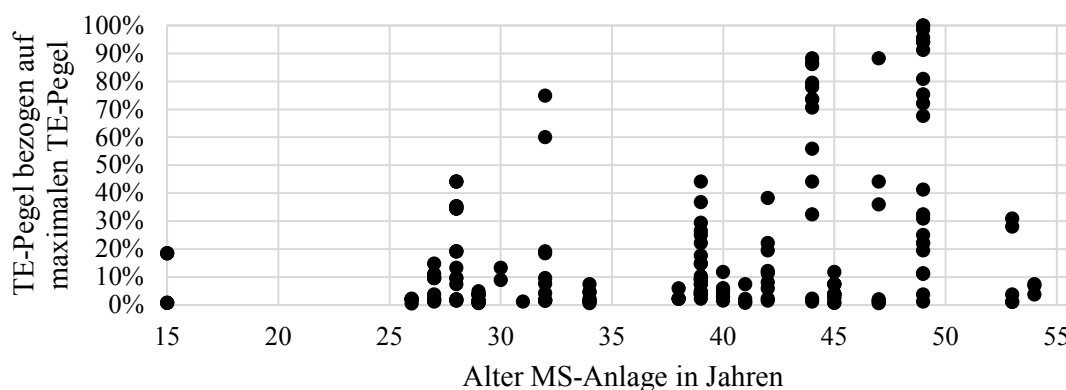


Abbildung 4-11: TE-Pegel der geprüften MS-Anlagen

Wie in Abbildung 4-11 ersichtlich, werden mittels der konventionellen Methode an den älteren MS-Anlagen im Vergleich zu den jüngeren MS-Anlagen deutlich höhere TE-Pegel detektiert. In anderweitigen Untersuchungen in [64] wird die Verschmutzung auf den Oberflächen der Isolatoren bzw. der Stützer der MS-Anlagen als Begründung für die Höhe der Teilentladungen herangezogen. Die umfangreichen Laboruntersuchungen in [5] an realen MS-Anlagen haben aufgezeigt, dass Verschmutzungen als Ursache für Teilentladungen ausgeschlossen werden können, sofern keine leitfähigen Partikel in den Verschmutzungen enthalten sind. Durch den Abrieb vom Kontaktsystem vor allem in gealterten MS-Anlagen können, wie bereits erwähnt, zunehmend leitfähige Partikel entstehen [5]. Eine ansteigende Anzahl von Partikeln mit zunehmender bzw. abnehmender Größe kann zu höheren TE-Pegeln führen [5].

In einem nächsten Schritt wird das Teilentladungsverhalten der MS-Anlagen gemäß dem festgelegten Prüfablauf untersucht. Dabei kann festgestellt werden, dass an 8 % der untersuchten

MS-Anlagen Teilentladungen bei Bemessungsspannung U_r detektiert werden können. Im Bereich der Bemessungsspannung ist i. d. R. ein teilentladungsfreier Betriebszustand zu gewährleisten und Teilentladungen stellen vor allem bei Bemessungsspannung einen kritischen Zustand dar [5, 77]. Bei einer Spannungssteigerung auf $U_{\text{Erdschluss}} = \sqrt{3} \cdot U_r$ (Erdschlussfall) kann wiederum festgestellt werden, dass an 36 % der untersuchten MS-Anlagen Teilentladungen detektiert werden können, wobei die restlichen 56 % der untersuchten MS-Anlagen keine Auffälligkeit aufweisen und bis zu diesem Spannungswert teilentladungsfrei verbleiben. Ein beispielhaftes Ergebnis einer solchen Teilentladungsmessung an einer MS-Anlage mit einem Alter von 40 Jahren kann den Teilentladungspatterns in Abbildung 10-23 in Anhang 10.10.1 entnommen werden. Es zeigt sich, dass an gealterten MS-Anlagen Teilentladungen detektiert werden können. Der Grenzwert der TE-Einsatzspannung von $U_{\text{Grenz. TEE}} = 1,1 \cdot U_r$ sowie der des TE-Pegels von $Q_{\text{Grenz.}} = 20 \text{ pC}$ nach DIN EN 62271-200 (siehe [154]) werden unterschritten bzw. überschritten, was zu einer beschleunigten Alterung der Isolation führen kann [130]. In vorangegangenen Untersuchungen in [155] konnte ebenso eine verringerte TE-Einsatzspannung nach einer 30-jährigen Betriebszeit festgestellt werden. Darüber hinaus werden hauptsächlich Oberflächenentladungen ermittelt, welche auf beschädigte Kontaktsysteme zurückzuführen sind bzw. auf Kontaktablösungen, wie in Abschnitt 4.3.1 für ältere MS-Anlagen in einem unterschiedlichen Ausprägungsgrad festgestellt werden konnte [5].

Die in Abschnitt 4.4.1.2 aufgezeigte abnehmende Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung mit steigendem Alter wird mit dem Auftreten von Teilentladungen bei Bemessungsspannung sowie im Erdschlussfall korreliert, um weitere Rückschlüsse auf das Alterungsverhalten zu ziehen und des Weiteren Gründe für die abnehmende Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung der jeweiligen MS-Anlagen zu identifizieren. In der nachfolgenden Abbildung 4-12 wird daher die Wahrscheinlichkeit eines Teilentladungseintritts (TE-Eintritt) über der Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung Δ_{riso_W} dargestellt. Dabei werden die bei Bemessungsspannung sowie die im Erdschlussfall teilentladungsbehafteten MS-Anlagen aufgrund des sehr ähnlichen Verlaufs zusammengefasst.

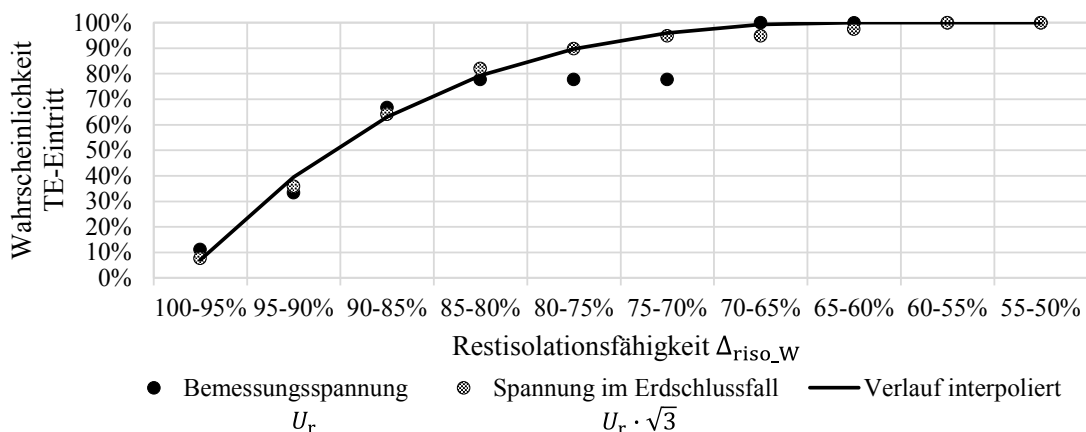


Abbildung 4-12: Wahrscheinlichkeit eines TE-Eintritts über der Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung

Anhand der aufgetragenen Wahrscheinlichkeit des TE-Eintritts über der Restisolationsfähigkeit bei Wechselspannung in Abbildung 4-12 wird ersichtlich, dass mit abnehmender Restisolationsfähigkeit die Wahrscheinlichkeit eines TE-Eintritts ansteigt. Bei einer Restisolationsfähigkeit von $85 \% \leq \Delta_{\text{riso}_W} \leq 100 \%$ kann ein deutlicher und konstanter Anstieg festgestellt werden, wobei die Wahrscheinlichkeit eines TE-Eintritts einen Wert von ca. 70 % bei $\Delta_{\text{riso}_W} = 85 \%$ erreicht. Die Wahrscheinlichkeit für einen TE-Eintritt nimmt bei einer weiteren Abnahme der Restisolationsfähigkeit ($\Delta_{\text{riso}_W} < 85 \%$) mit geringerer Steigung zu.

In einem weiteren Schritt werden für die auch bei Erdschlussspannung teilentladungsfreien MS-Anlagen zusätzlich die TE-Einsatzspannungen U_{TEE} dokumentiert. Um eine Vergleichbarkeit der ermittelten TE-Einsatzspannungen der jeweiligen MS-Anlagen zu schaffen, werden diese gemäß Gleichung 4.5 normiert. Als Grenzwerte für die ermittelten TE-Einsatzspannungen werden die jeweiligen Bemessungsspannungen U_r der MS-Anlagen und die maximal gemessenen TE-Einsatzspannungen $U_{\text{TEE,max}}$ der MS-Anlagen angenommen.

$$u_{\text{TEE}} = \frac{U_{\text{TEE}} - U_r}{U_{\text{TEE,max}} - U_r} \cdot 100 \% \quad (4.5)$$

Ähnlich wie bei der Betrachtung der Wahrscheinlichkeit eines TE-Eintritts soll ein Zusammenhang zwischen der in Abschnitt 4.4.1.2 identifizierten abnehmenden Restisolationsfähigkeit bei Wechselspannung mit steigendem Alter und der ermittelten TE-Einsatzspannung erstellt werden. In der nachfolgenden Abbildung 4-13 werden die normierten TE-Einsatzspannungen der jeweiligen MS-Anlagen u_{TEE} über der Restisolationsfähigkeit bei Wechselspannung Δ_{riso_W} dargestellt.

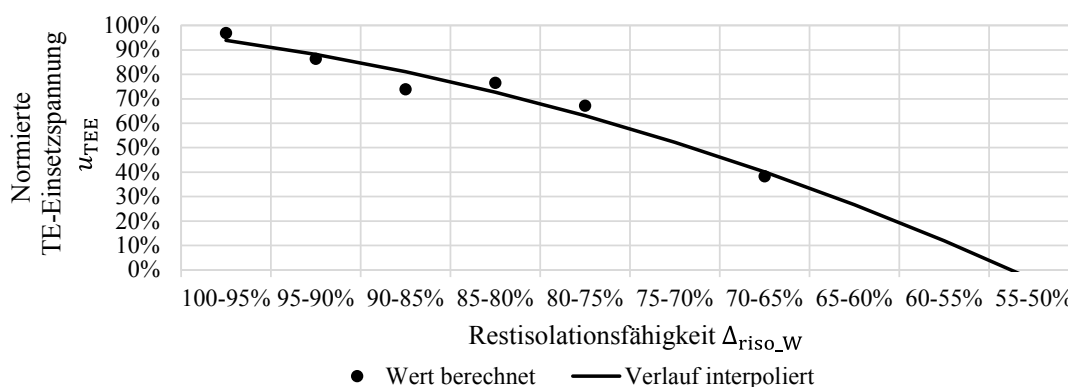


Abbildung 4-13: Normierte TE-Einsatzspannung über der Restisolationsfähigkeit bei Wechselspannung

Es kann festgestellt werden, dass mit abnehmender Restisolationsfähigkeit die TE-Einsatzspannung abnimmt (vgl. Abbildung 4-13). Auch hier kann bei einer Restisolationsfähigkeit von $85 \% \leq \Delta_{\text{riso}_W} \leq 100 \%$ eine kontinuierliche Abnahme der TE-Einsatzspannung festgestellt werden, wobei diese bei einer Restisolationsfähigkeit von $75 \% \leq \Delta_{\text{riso}_W} < 85 \%$ stagniert

bzw. eine geringfügige Abnahme der TE-Einsatzspannung erfolgt, bevor bei einer Restisolutionsfähigkeit von $\Delta_{\text{riso}_W} < 75 \%$ ein Einbruch (berechneter Wert $u_{\text{TEE}} \approx 40 \%$) und folglich eine steile Abnahme der TE-Einsatzspannung (interpolierter Verlauf in Abbildung 4-13) eintreten.

Bei einer verbleibenden Restisolutionsfähigkeit von $\Delta_{\text{riso}_W} < 85 \%$ sinkt die TE-Einsatzspannung deutlich ab (vgl. Abbildung 4-13). Ebenso steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Teilentladungen während des Betriebs auftreten, an (vgl. Abbildung 4-12), sodass diese Zustände als besonders kritisch zu bewerten sind. Gleichzeitig ist der Sicherheitsfaktor $K_S = 1,15$ (vgl. Abschnitt 4.2.3.1), welcher ein Kriterium für die voranschreitende Alterung darstellt, „aufgebraucht“. Es kann folglich davon ausgegangen werden, dass die MS-Anlagen den Betriebsbeanspruchungen (dargestellt durch die repräsentativen Überspannungen) nicht mehr standhalten. Restisolutionsfähigkeiten, die diesen kritischen Wert unterschreiten, werden mit der Note „4 - sofortige Mängelbeseitigung“ bewertet. Nachfolgend wird die kontinuierliche und konstante Abnahme (vgl. Abbildungen 4-12 und 4-13) in die Bewertung übertragen und der voranschreitende Alterungsprozess aufgezeigt. Somit ergibt sich bei einer linearen Verteilung eine Bewertung mit der Note „3 - kurzfristige Mängelbeseitigung“ bei einer verbleibenden Restisolutionsfähigkeit von $85 \% \leq \Delta_{\text{riso}_W} < 90 \%$ und eine Bewertung mit der Note „2 - langfristige Mängelbeseitigung“ bei einer verbleibenden Restisolutionsfähigkeit von $90 \% \leq \Delta_{\text{riso}_W} < 95 \%$. Bei einer Restisolutionsfähigkeit von $95 \% \leq \Delta_{\text{riso}_W}$ resultiert eine Bewertung mit der Note „1 - keine Mängelbeseitigung erforderlich“, wobei die TE-Einsatzspannung einen sehr hohen Wert aufweist und folglich die Wahrscheinlichkeit, dass Teilentladungen während des Betriebs auftreten, äußerst gering ausfällt. Die ermittelten Grenzwerte für die Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung sind als Resultate der Laboruntersuchungen in der Tabelle 4-3 dargestellt.

Tabelle 4-3: Grenzwerte für die Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung resultierend aus eigenen Untersuchungen

Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung	Dringlichkeit der Mängelbeseitigung
$\Delta_{\text{riso}_W} \geq 95 \%$	Keine Mängelbeseitigung erforderlich
$90 \% \leq \Delta_{\text{riso}_W} < 95 \%$	Langfristige Mängelbeseitigung
$85 \% \leq \Delta_{\text{riso}_W} < 90 \%$	Kurzfristige Mängelbeseitigung
$\Delta_{\text{riso}_W} < 85 \%$	Sofortige Mängelbeseitigung

In Anbetracht der jeweiligen Dringlichkeit der Mängelbeseitigung weisen ca. 37 % der MS-Anlagen mit einer verminderten Isolationsfähigkeit eine „langfristige“, ca. 36 % eine „kurzfristige“ und ca. 27 % eine „sofortige Mängelbeseitigung“ auf. Die Verteilung der verminderten Isolationsfähigkeit nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für jedes Alter kann der Abbildung 4-14 entnommen werden. Dabei kann erneut festgestellt werden, dass der Großteil der Mängel mit einer „kurzfristigen“ bzw. „sofortigen Mängelbeseitigung“ an MS-Anlagen höheren Alters detektiert wird.

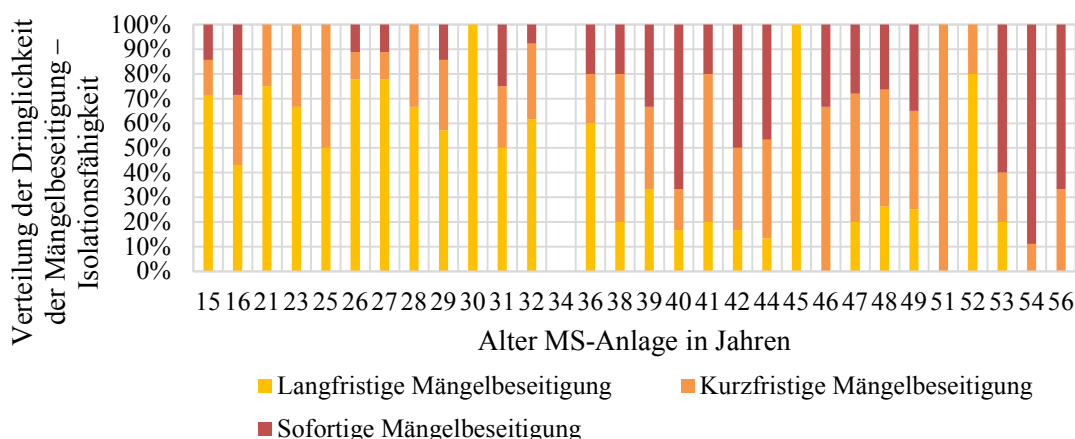


Abbildung 4-14: Verteilung der verminderten Isolationsfähigkeit nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für jedes Alter

In einem nächsten Schritt wird als Bewertung „Isolationsfähigkeit“ $B_{Iso.}$ einer MS-Anlage die maximal erfolgte Bewertung der Restisolationsfähigkeit der jeweiligen Phasen der MS-Anlage gemäß Gleichung 4.6 angenommen, wobei $B_{Iso.,L1}$ die Bewertung der Restisolationsfähigkeit der Phase L1, $B_{Iso.,L2}$ die Bewertung der Restisolationsfähigkeit der Phase L2 und $B_{Iso.,L3}$ die Bewertung der Restisolationsfähigkeit der Phase L3 sind.

$$B_{Iso.} = \max\{B_{Iso.,L1}, B_{Iso.,L2}, B_{Iso.,L3}\} \tag{4.6}$$

Im Anschluss wird die jährliche mittlere Bewertung „Isolationsfähigkeit“ $\bar{B}_{Iso.,i}$ der MS-Anlagen gemäß Gleichung 4.7 gebildet. Diese wird berechnet, indem die Summe aller Bewertungen $B_{Iso.,i}$ eines Alters a_i durch die Anzahl der jeweiligen Bewertungen $n_{Iso.,i}$ im Alter a_i dividiert wird, wobei erneut ein Altersintervall von 15 bis 56 Jahren betrachtet wird (vgl. Abbildung 4-1).

$$\bar{B}_{Iso.,i} = \frac{1}{n_{Iso.,i}} \cdot \sum_{j=1}^{n_{Iso.,i}} B_{Iso.,i,j} \tag{4.7}$$

In Abbildung 4-15 wird die jährliche mittlere Bewertung „Isolationsfähigkeit“ dargestellt.

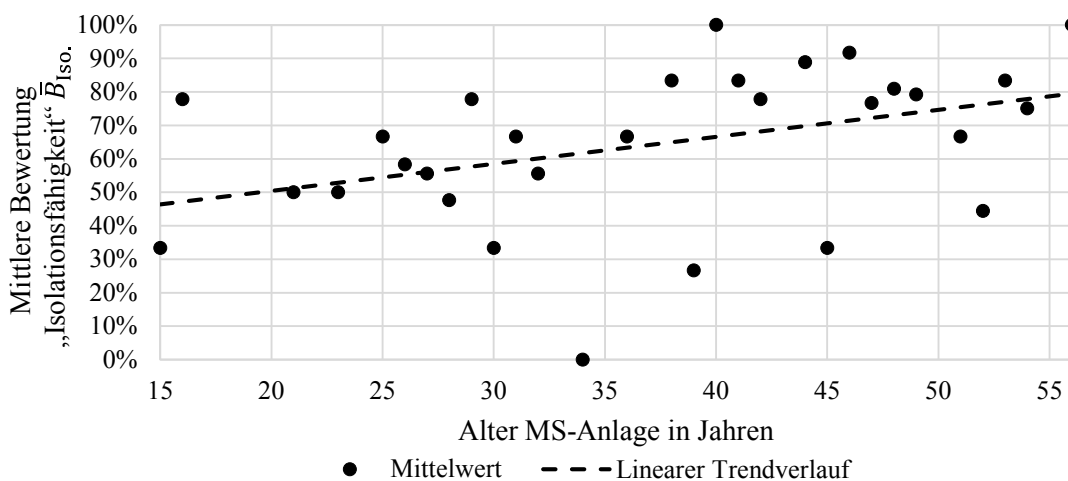


Abbildung 4-15: Mittlere Bewertung der Bewertungskategorie „Isolationsfähigkeit“ für jedes Alter

Erneut ist, wie für Abbildung 4-7 bereits erläutert, auf der Abszisse das Alter der MS-Anlagen in Jahren aufgetragen. Auf der Ordinate ist die Bewertung der MS-Anlagen aufgetragen, welche eine Spanne von 0 % (sehr gute Bewertung) bis 100 % (sehr schlechte Bewertung) umfasst. Anhand der Darstellung in Abbildung 4-15 wird ersichtlich, dass die mittlere Bewertung „Isolationsfähigkeit“ der MS-Anlagen mit steigendem Alter ebenso ansteigt. Dieser Anstieg kann mit der Abnahme der Restisolationsfähigkeit bei Wechselspannung begründet werden. Der Verlauf der mittleren Bewertung „Isolationsfähigkeit“ der MS-Anlagen wird derweil mit einem linearen Trendverlauf interpoliert.

4.4.2.2 Ergebnisse der akustischen Teilentladungsdetektion

Zusätzlich zu der konventionellen Teilentladungsmessung nach [134] wird die akustische Teilentladungsdetektion als Verfahren zur Lokalisierung hinsichtlich des genauen Fehlerortes vereinzelt hinzugezogen. Da bei den offenen luftisolierten MS-Anlagen eine direkte Detektion der von den Teilentladungen ausgesendeten akustischen Wellen möglich ist, erfolgt die Fehlerortung mithilfe eines Richtmikrofons gemäß [5]. Im Rahmen der an den MS-Anlagen durchgeführten Untersuchungen mithilfe der akustischen Teilentladungsdetektion konnten Teilentladungen und somit Anzeichen für Alterungserscheinungen hauptsächlich an Schaltkontakten und Löschkammern detektiert werden. Die Lokalisierung dieser Teilentladungsstellen ist auf eine deutliche altersbedingte Abnutzung zurückzuführen.

4.5 Mechanik

4.5.1 Ergebnisse der Schaltzeitmessung

Die Schaltzeitmessung wird u. a. in [5] als ein geeignetes Verfahren aufgeführt, um die Mechanik von MS-Anlagen zu untersuchen. Erste Untersuchungen in [5] haben dabei gezeigt, dass dieses Verfahren erfolgreich auch an Lasttrennschaltern der MS-Netze angewandt werden kann, wobei die Gleichläufe bei Ein- und Ausschaltvorgängen sowie die Prelleigenschaften beurteilt werden.

In Abbildung 4-16 wird beispielhaft der Auszug eines Ergebnisses einer durchgeführten Schaltzeitmessung bei einem Ausschaltvorgang an einer MS-Anlage dargestellt. Die gemessenen Kontaktzeiten t_{L1} , t_{L2} und t_{L3} der jeweiligen Phasen L1 (roter Balken in Abbildung 4-16), L2 (gelber Balken in Abbildung 4-16) und L3 (blauer Balken in Abbildung 4-16) stellen dabei die Zeitdauern vom Ausschaltbefehl (im Falle eines Einschaltvorgangs wäre es entsprechend der Einschaltbefehl, siehe Abbildung 10-24 in Anhang 10.10.2) bis zu den Kontakttrennungen (im Falle eines Einschaltvorgangs wären es entsprechend die Kontaktschließungen, siehe Abbildung 10-24 in Anhang 10.10.2) dar. Da die im Rahmen der Laboruntersuchungen geprüften MS-Anlagen nicht elektrisch angetrieben werden können, sondern für die Ein- und Ausschaltungen manuell betätigt werden, sind die gemessenen Kontaktzeiten (t_{L1} , t_{L2} und t_{L3}) irrelevant und werden für die anschließenden Analysen nicht weiter berücksichtigt. Die maximalen Differenzen zwischen den einzelnen Kontakttrennungen bzw. -schließungen sind für

die nachfolgende Bewertung relevant und können anhand der gemessenen Kontaktzeiten bestimmt werden. Die maximale Differenz t_{AUS} stellt dabei die Zeit zwischen der ersten und letzten Kontakttrennung (hier Phasen L1 und L2) dar, d. h. $t_{AUS} = t_{L2} - t_{L1}$ (vgl. Abbildung 4-16). Analog hierzu wird die maximale Differenz t_{EIN} beim Einschaltvorgang bestimmt (vgl. Abbildung 10-24 in Anhang 10.10.2). Die maximalen Differenzen t_{AUS} , t_{EIN} werden im Folgenden als Zwischenzeiten bezeichnet.

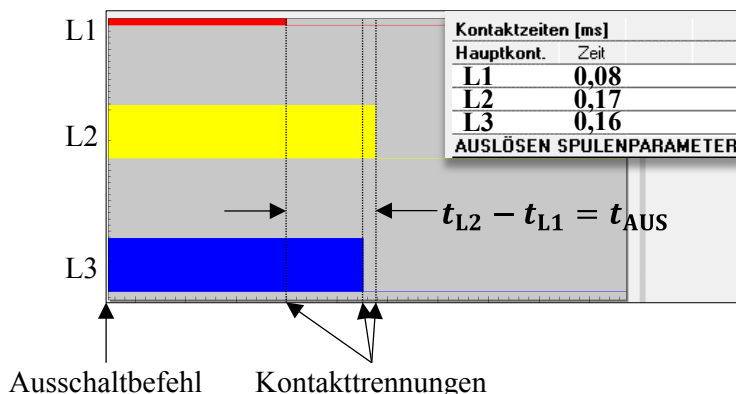


Abbildung 4-16: Kontakt- und Zwischenzeiten beim Ausschaltvorgang

Die Untersuchungen sollen den realen und häufig im Betrieb auftretenden Fall simulieren, dass ein Schalter, der für eine längere Zeit nicht geschaltet wurde, bei Schaltmaßnahmen ein zuverlässiges Ein- und Ausschalten gewährleistet [138]. MS-Lasttrennschalter befinden sich häufig über längere Zeiträume im geschlossenen Zustand, ohne dass Schaltvorgänge im Betrieb benötigt werden [112]. Um eine valide Datenbasis zu erstellen und die Prelleigenschaften der MS-Anlagen zu untersuchen, werden mindestens zwei Ein- und Ausschaltvorgänge pro MS-Anlage durchgeführt. Somit werden über 500 Ein- und Ausschaltvorgänge durchgeführt, aufgezeichnet und analysiert. In Abbildung 4-17 sind die Mittelwerte der ermittelten Zwischenzeiten t_{EIN} , t_{AUS} der Ein- und Ausschaltvorgänge für jedes Alter dargestellt.

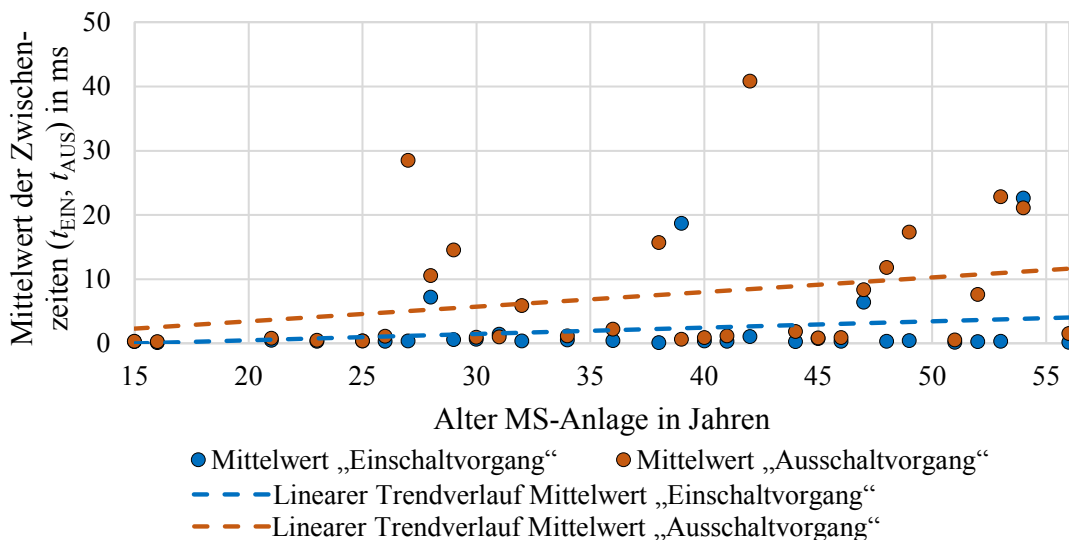


Abbildung 4-17: Mittelwerte der Zwischenzeiten der Ein- und Ausschaltvorgänge

Bis zu einem Alter von ca. 28 Jahren weisen die MS-Anlagen sehr geringe Zwischenzeiten (hoher mechanischer Gleichlauf zwischen den Phasen) bei allen durchgeführten Schaltvorgängen auf. Zusätzlich zeigt sich, dass mit steigendem Alter ein Anstieg der Zwischenzeiten bei den Ein- und Ausschaltvorgängen vorliegt. Die zeitlich verzögerten Schaltvorgänge können Anzeichen für Verschmutzungen auf den Oberflächen oder Verhärtung von Schmierstoffen sein. Gleichwohl ist Korrosion an den mechanischen Elementen eine weitere altersbedingte Ursache für einen Ungleichlauf zwischen den Phasen (erhöhte Zwischenzeiten) einzelner MS-Anlagen [156].

Für die Gleichlaufauswertungen bzw. die Bewertung der ermittelten Zwischenzeiten der Ein- und Ausschaltvorgänge der MS-Anlagen können die aufgeführten Grenzwerte in [140] herangezogen werden. So müssen die Phasen der geprüften MS-Anlagen beim Einschaltvorgang einen mechanischen Gleichlauf von $t_{\text{EIN}} \leq 5,00$ ms und beim Ausschaltvorgang einen mechanischen Gleichlauf von $t_{\text{AUS}} \leq 3,33$ ms aufweisen. Zwischenzeiten, welche diese Grenzwerte überschreiten, werden mit der Note „4 - sofortige Mängelbeseitigung“ bewertet. Mit dem Ziel den kontinuierlichen Anstieg der Zwischenzeiten in die Bewertung zu übertragen und folglich einen voranschreitenden Alterungsprozess aufzuzeigen, resultiert bei einer angenommenen linearen Verteilung eine Bewertung mit der Note „3 - kurzfristige Mängelbeseitigung“ beim Einschaltvorgang mit einem mechanischen Gleichlauf von $3,33 \text{ ms} < t_{\text{EIN}} \leq 5,00$ ms und beim Ausschaltvorgang mit einem mechanischen Gleichlauf von $2,50 \text{ ms} < t_{\text{AUS}} \leq 3,33$ ms. Beim Einschaltvorgang mit einem mechanischen Gleichlauf von $1,67 \text{ ms} < t_{\text{EIN}} \leq 3,33$ ms sowie beim Ausschaltvorgang mit einem mechanischen Gleichlauf von $1,67 \text{ ms} < t_{\text{AUS}} \leq 2,50$ ms erfolgt eine Bewertung mit der Note „2 - langfristige Mängelbeseitigung“. Infolgedessen werden Zwischenzeiten bei MS-Anlagen mit der Note „1 - keine Mängelbeseitigung erforderlich“ bewertet und als unauffällig bezeichnet, sobald diese beim Ein- und Ausschaltvorgang einen mechanischen Gleichlauf von $t_{\text{EIN}}, t_{\text{AUS}} \leq 1,67$ ms aufweisen. Zusammenfassend sind die abgeleiteten Grenzwerte in der nachfolgenden Tabelle 4-4 aufgeführt.

Tabelle 4-4: Grenzwerte für die Schaltzeitmessung beim Ein- und Ausschaltvorgang (in Anlehnung an [140])

Einschaltvorgang	Ausschaltvorgang	Dringlichkeit der Mängelbeseitigung
$t_{\text{EIN}} \leq 1,67$ ms	$t_{\text{AUS}} \leq 1,67$ ms	Keine Mängelbeseitigung erforderlich
$1,67 \text{ ms} < t_{\text{EIN}} \leq 3,33$ ms	$1,67 \text{ ms} < t_{\text{AUS}} \leq 2,50$ ms	Langfristige Mängelbeseitigung
$3,33 \text{ ms} < t_{\text{EIN}} \leq 5,00$ ms	$2,50 \text{ ms} < t_{\text{AUS}} \leq 3,33$ ms	Kurzfristige Mängelbeseitigung
$t_{\text{EIN}} > 5,00$ ms	$t_{\text{AUS}} > 3,33$ ms	Sofortige Mängelbeseitigung

Hinsichtlich der jeweiligen Dringlichkeit der Mängelbeseitigung weisen ca. 30 % der auffälligen Zwischenzeiten eine „langfristige“, ca. 12 % eine „kurzfristige“ und ca. 58 % eine „sofortige Mängelbeseitigung“ auf. Die Verteilung der auffälligen Zwischenzeiten nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für jedes Alter kann der Abbildung 4-18 entnommen werden. Dabei kann festgestellt werden, dass Mängel mit einer „sofortigen Mängelbeseitigung“ sowohl an MS-Anlagen niedrigeren Alters als auch an MS-Anlagen höheren Alters detektiert werden. Jedoch

wird der Großteil der Mängel mit einer „kurzfristigen“ bzw. „langfristigen Mängelbeseitigung“ an MS-Anlagen höheren Alters detektiert.

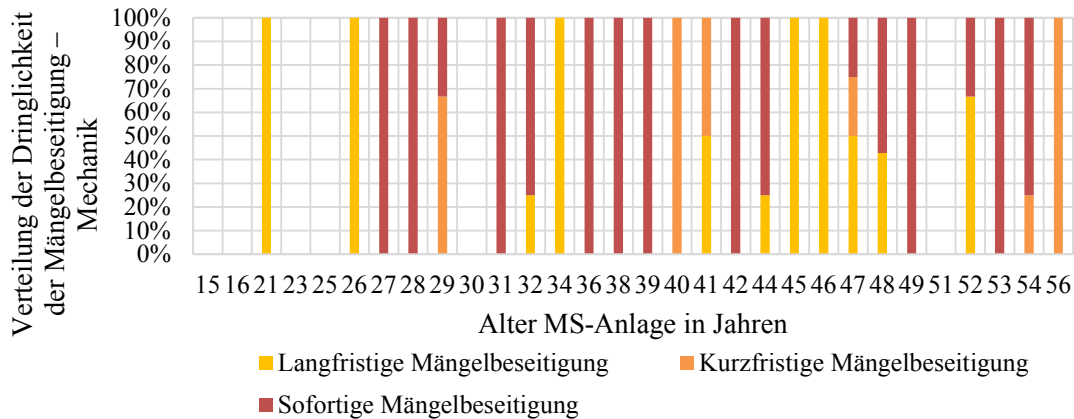


Abbildung 4-18: Verteilung der auffälligen Zwischenzeiten nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung für jedes Alter

In einem nächsten Schritt wird als Bewertung „Mechanik“ $B_{\text{Mech.}}$ einer MS-Anlage die maximal erfolgte Bewertung aller aufgezeichneten Zwischenzeiten bei den Ein- und Ausschaltvorgängen der jeweiligen MS-Anlage gemäß Gleichung 4.8 angenommen, wobei $B_{\text{Mech.,EIN}}$ die Bewertung der aufgezeichneten Zwischenzeiten bei den Einschaltvorgängen und $B_{\text{Mech.,AUS}}$ die Bewertung der aufgezeichneten Zwischenzeiten bei den Ausschaltvorgängen sind.

$$B_{\text{Mech.}} = \max\{B_{\text{Mech.,EIN}}, B_{\text{Mech.,AUS}}\} \quad (4.8)$$

Im Anschluss wird die jährliche mittlere Bewertung „Mechanik“ $\bar{B}_{\text{Mech.,}i}$ der MS-Anlagen gemäß Gleichung 4.9 gebildet. Diese wird berechnet, indem die Summe aller Bewertungen $B_{\text{Mech.,}i}$ eines Alters a_i durch die Anzahl der jeweiligen Bewertungen $n_{\text{Mech.,}i}$ im Alter a_i dividiert wird, wobei erneut ein Altersintervall von 15 bis 56 Jahren betrachtet wird (vgl. Abbildung 4-1).

$$\bar{B}_{\text{Mech.,}i} = \frac{1}{n_{\text{Mech.,}i}} \cdot \sum_{j=1}^{n_{\text{Mech.,}i}} B_{\text{Mech.,}i,j} \quad (4.9)$$

In Abbildung 4-19 wird die jährliche mittlere Bewertung „Mechanik“ dargestellt. Wie bereits für die vorangegangenen Darstellungen der Bewertungen der Bewertungskategorien „Kontaktwiderstand“ und „Isolationsfähigkeit“ erläutert, ist auf der Abszisse das Alter der MS-Anlagen in Jahren und auf der Ordinate deren Bewertung aufgetragen, wobei 0 % eine sehr gute und 100 % eine sehr schlechte Bewertung repräsentieren.

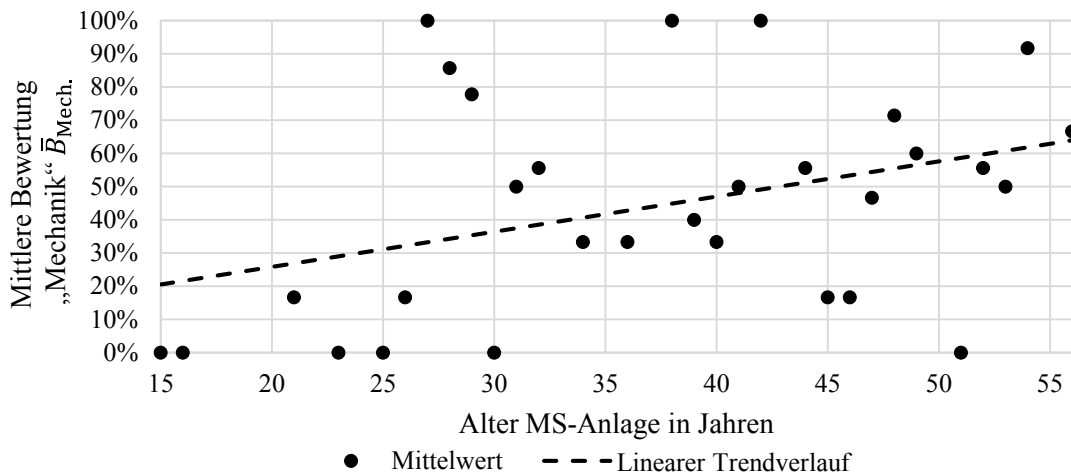


Abbildung 4-19: Mittlere Bewertung der Bewertungskategorie „Mechanik“ für jeder Alter

Abbildung 4-19 zeigt, dass mit steigendem Alter der MS-Anlage ebenfalls ein Anstieg der mittleren Bewertung „Mechanik“ erfolgt. Dies ist auf den konstanten Anstieg der Zwischenzeiten und folglich der Zunahme von Ungleichläufen zurückzuführen. Der dargestellte Verlauf der mittleren Bewertung „Mechanik“ der MS-Anlagen kann mit einem linearen Trendverlauf interpoliert werden.

4.5.2 Ergebnisse der Funktionsprüfung

Die Funktionsprüfungen beschränken sich auf die parallel zur Schaltzeitmessung durchgeführte Untersuchung der mechanisch einwandfreien Ausführungen der Schaltvorgänge bspw. ob die Schalt- und Nacheilkontakte bei den Einschaltvorgängen exakt und fehlerfrei in die dafür festgelegten Einschlagkontakte bzw. Löschkammern einschlagen. In Abbildung 4-20 ist beispielhaft das Ergebnis einer mechanisch nicht einwandfreien Ausführung von mehreren Schaltvorgängen dargestellt, wobei die Ausprägung der Abnutzung am Schaltmesser (siehe gelbe Markierung in Abbildung 4-20) sowie das abgebrochene Führungsstück (siehe rote Markierung in Abbildung 4-20) aufgrund eines fehlerhaften Einschlags des Schaltkontaktes zu erkennen sind.

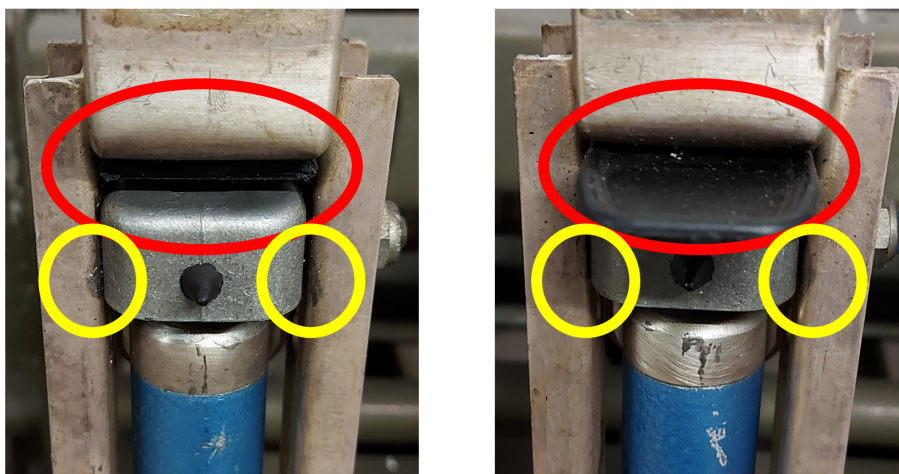


Abbildung 4-20: Einschlagkontakt mit sichtbarer Abnutzung nach der Schaltzeitmessung (links) im Vergleich zu einem einwandfreien Einschlagkontakt (rechts)

4.6 Schlussfolgerungen aus den Laboruntersuchungen

Auf Basis der mithilfe der unterschiedlichen Mess- und Prüfverfahren ermittelten Ergebnisse zum Einfluss der Alterung auf den Kontaktwiderstand, die Isolationsfähigkeit sowie die Mechanik der MS-Anlagen erfolgt deren Vergleich mit dem Ziel, die unterschiedliche Intensität des Einflusses der Alterung auf die drei Bewertungskategorien aufzuzeigen. Im Anschluss wird eine Aussage über den Gesamtzustand der im Rahmen der Laboruntersuchungen geprüften MS-Anlagen abgeleitet. Dabei wird mithilfe von Gewichtungsfaktoren der komplexe Zusammenhang zwischen den einzelnen Bewertungskategorien und dem Gesamtzustand abgebildet. Im ersten Schritt wird jedoch die Aussagekraft der angewandten Mess- und Prüfverfahren erläutert.

4.6.1 Aussagekraft der Mess- und Prüfverfahren

Bei der Mikroohmmessung handelt es sich um ein invasives Messverfahren, womit im Rahmen einer Zustandsbewertung ein sehr valides Bewertungsergebnis mit einer sehr geringen Unsicherheit erzielt wird [4, 5]. Die Messung der Kontaktwiderstände erfolgt, wie bereits erwähnt, anhand der „Vier-Draht“-Methode, welche im Vergleich zu weiteren Methoden (u. a. „Zwei-Draht“-Methode etc.) die genauesten Ergebnisse für Messungen unter $R_{\text{mess}} = 10 \Omega$ liefert [125]. Mithilfe dieser Methode werden die Widerstände der Zuleitungen eliminiert sowie ein Spannungsabfall über den Stromleitungen ausgeschlossen, sodass eine genaue Messung der Kontaktwiderstände ermöglicht wird [125]. Letztendlich erhöht die Messung bei Nennströmen der MS-Anlagen die Genauigkeit der Kontaktwiderstandsmessung [123, 125]. Die Genauigkeit des Verfahrens wird aus den Messabweichungen der Kontaktwiderstandsmessungen vor und nach den Schaltzeitmessungen der unauffälligen MS-Anlagen abgeleitet. Die mittlere Abweichung (Ungenauigkeit) beträgt ca. 2 %.

Die konventionelle Teilentladungsmessung ist ein nach [134] genormtes und sehr empfindliches Verfahren, wobei die Messunsicherheit 10 % bzw. $\pm 1 \text{ pC}$ (je nachdem welcher Wert größer ist) beträgt. Der Grundstörpegel im Hochspannungslabor beträgt indessen unter $Q_{\text{Störpegel}} = 1 \text{ pC}$.

Des Weiteren resultiert aus den Mehrfachmessungen, welche im Rahmen der Wechselspannungsprüfungen an allen MS-Anlagen durchgeführt werden, nur eine sehr geringe mittlere Abweichung von ca. 1,4 %. Die Abweichung ergibt sich dabei aus den jeweiligen Einzelmesswerten im Verhältnis zu den Mittelwerten, welche die ermittelten Durchschlagspannungen $U_{d,W}$ der jeweiligen MS-Anlagen darstellen.

Im Rahmen der Schaltzeitmessung und infolge der Durchführung mehrerer Ein- und Ausschaltvorgänge für jede MS-Anlage ergibt sich eine im Vergleich zu den restlichen Mess- und Prüfverfahren höhere mittlere Abweichung von ca. 20 %. Dabei werden nur die einzeln aufgezeichneten Zwischenzeiten der Schaltvorgänge zu den Mittelwerten dieser der jeweiligen MS-Anlagen erfasst, ohne Berücksichtigung der Schaltzeiten der MS-Anlagen, bei denen ausgeprägte Premeigenschaften der Kontakte ermittelt werden konnten.

Nachdem die angewandten Mess- und Prüfverfahren bzgl. ihrer Genauigkeit näher analysiert worden sind, kann festgestellt werden, dass im Vergleich zu der Unsicherheit bei den visuellen Inspektionen, vor allem bei den Inspektionen für elektrische Komponenten (vgl. [4, 5]), die Ergebnisse aus den Laboruntersuchungen eine deutlich höhere Aussagekraft aufweisen.

4.6.2 Ergebnisvergleich der Untersuchungen zum Einfluss der Alterung auf die Bewertungskategorien

Im Folgenden wird die prozentuale Verteilung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung auf Ebene der MS-Anlagen sowie auf Basis der mit den eingesetzten Mess- und Prüfverfahren festgestellten Anzeichen für Alterungserscheinungen analysiert. Dabei werden auch die identifizierten Auswirkungen der Alterungseffekte auf den Zustand der MS-Anlagen näher betrachtet. Die Ergebnisse dieser Analysen sind in Abbildung 4-21 einmal für die einzelnen Bewertungskategorien sowie für die Gesamtheit aller Laboruntersuchungen dargestellt.

Abbildung 4-21 zeigt, dass an ca. 40 % der MS-Anlagen mithilfe der Mikroohmmessung erhöhte Kontaktwiderstände ermittelt werden können und folglich eine Zustandsverschlechterung des Kontaktwiderstands festgestellt werden kann. Gleichzeitig weisen lediglich ca. 5 % der MS-Anlagen Kontaktwiderstände auf, die mit einer „sofortigen Mängelbeseitigung“ bewertet werden. Des Weiteren wird deutlich, dass ca. 71 % der MS-Anlagen eine verminderte Isolationsfähigkeit aufweisen, wobei an ca. 19 % der MS-Anlagen eine erhebliche Zustandsverschlechterung der Isolationsfähigkeit festgestellt werden kann („sofortige Mängelbeseitigung“). Hinsichtlich der Mechanik werden über die Schaltzeitmessungen an ca. 62 % der MS-Anlagen ein Anstieg der Zwischenzeiten und eine Zunahme von Ungleichläufen festgestellt. Der Anteil der MS-Anlagen, an welchen eine erhebliche Zustandsverschlechterung der Mechanik festgestellt werden kann, woraus eine Bewertung mit „sofortiger Mängelbeseitigung“ resultiert, beträgt ca. 37 %.

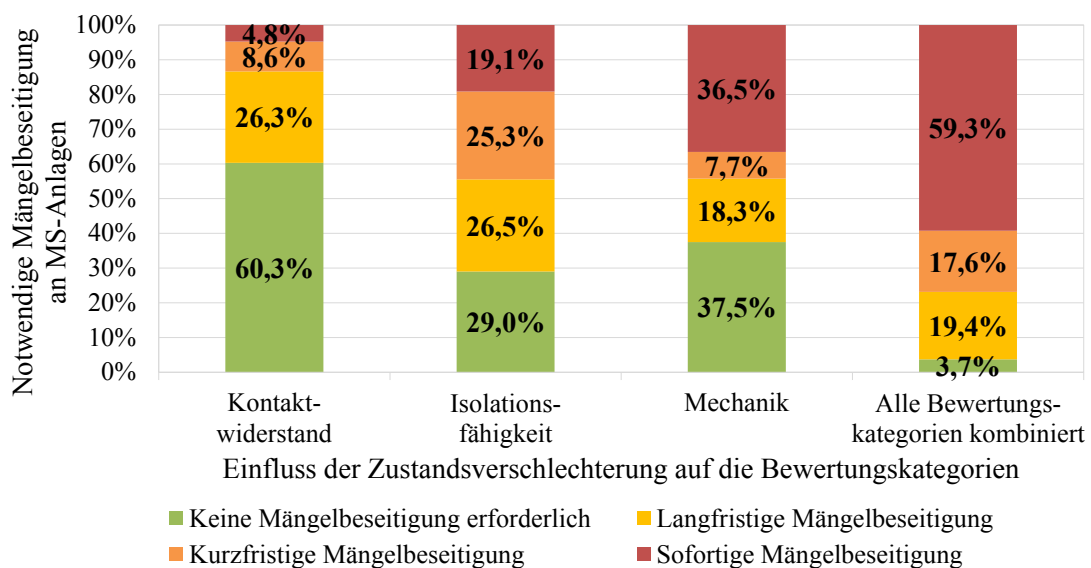


Abbildung 4-21: Ergebnisse der Untersuchungen an den MS-Anlagen zum Einfluss der Zustandsverschlechterung auf die Bewertungskategorien

Insgesamt ergibt sich aus der Gesamtheit aller Laboruntersuchungen (rechte Säule in Abbildung 4-21), dass lediglich an ca. 4 % der MS-Anlagen kein Einfluss der Alterung auf den Kontaktwiderstand, die Isolationsfähigkeit oder die Mechanik ermittelt werden kann. Diese MS-Anlagen weisen im Mittel ein Alter von ca. 27,0 Jahren auf. An einer großen Anzahl der untersuchten MS-Anlagen können Anzeichen für Alterungserscheinungen festgestellt und Auswirkungen der Alterungseffekte auf deren Zustand identifiziert werden. Gemäß der Verteilung der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung in Abbildung 4-21 ergibt sich, dass an ca. 59 % der MS-Anlagen eine deutliche Alterung festgestellt werden kann, woraus sich eine „sofortige Mängelbeseitigung“ ergibt. Diese MS-Anlagen sind im Mittel ca. 40,2 Jahre alt. Die MS-Anlagen, bei denen eine „langfristige Mängelbeseitigung“ ermittelt werden konnte und damit nur geringe Alterungseffekte vorliegen, haben einen Anteil von ca. 19 % an der Grundgesamtheit und weisen ein mittleres MS-Anlagenalter von ca. 31 Jahren auf. Für die übrigen ca. 18 % der MS-Anlagen ergibt sich eine „kurzfristige Mängelbeseitigung“ und ein mittlerer Einfluss der Alterung auf den Zustand bei einem durchschnittlichen MS-Anlagenalter von ca. 38,1 Jahren.

4.6.3 Aggregation und Regression der Labordaten

Die Bewertung des Zustands der MS-Anlagen erfolgt auf Basis verschiedener Informationsquellen. Als Informationsquellen dienen dabei die im Rahmen der Laboruntersuchungen angewandten Mess- und Prüfverfahren. Aus den darüber erhobenen Messwerten wird der Einfluss der Alterung auf die Bewertungskategorien Kontaktwiderstand, Isolationsfähigkeit sowie Mechanik der MS-Anlagen abgeleitet. Im Anschluss erfolgt eine Aggregation der einzelnen Bewertungsergebnisse aus den jeweiligen Mess- und Prüfverfahren, woraus ein Ergebnis für die gesamte MS-Anlage in Form eines Zustandsindex berechnet wird. Für die Aggregation der einzelnen Bewertungskategorien sind dabei Gewichtungsfaktoren analog zu den bisherigen Zustandsbewertungsmodellen (vgl. Abschnitt 2.4) erforderlich. Die Aggregationssystematik über Gewichtungsfaktoren zur Ableitung des Zustandsindex der MS-Anlage aus den Bewertungen der Mess- und Prüfverfahren zeigt nachfolgende Abbildung 4-22. Die Gewichtungsfaktoren stellen dabei den Einfluss der jeweiligen Bewertungskategorie auf den Gesamtzustandsindex bzw. die Wichtigkeit für den Zustand der MS-Anlage dar [4, 77]. Diese Wichtigkeit gilt es im Folgenden zu bestimmen.



Abbildung 4-22: Aggregationsschema Zustandsbewertungsmodell Laboruntersuchungen

Mit dem Ziel die Bewertungskategorien „Kontaktwiderstand“, „Isolationsfähigkeit“ und „Mechanik“ einer MS-Anlage untereinander zu gewichten, werden gemäß [77] Funktionen ermittelt, welche die zu prüfenden MS-Anlagen im Rahmen der Laboruntersuchungen erfüllen

müssen. Die Einordnung der Funktionen zu den jeweiligen Bewertungskategorien ist in der nachfolgenden Tabelle 4-5 dargestellt. Anhand der Einordnung wird deutlich, dass für die Bewertungskategorie „Kontaktwiderstand“ die Funktion „Strom führen“, für die Bewertungskategorie „Isolationsfähigkeit“ die Funktion „Spannung halten“ sowie für die Bewertungskategorie „Mechanik“ die Funktion „Strom/Spannung schalten“ definiert wird.

Tabelle 4-5: Bewertungskategorien und jeweilige Funktionen (in Anlehnung an [77])

MS-Anlagenfunktion	Bewertungskategorie
Strom führen	Kontaktwiderstand
Spannung halten	Isolationsfähigkeit
Strom/Spannung schalten	Mechanik

Praxistaugliche Gewichtungsfaktoren für die jeweiligen Funktionen können aus [77] entnommen werden. Zusätzlich zu den jeweiligen Funktionen werden gleichermaßen Gewichtungsfaktoren für die Hauptkomponenten und Baugruppen (bspw. Federspeicherantrieb, Kontaktsystem etc., vgl. [77]) sowie Parameter (bspw. Teilentladungsfreiheit etc., vgl. [77]) ermittelt, welche für die ordnungsgemäße Erfüllung dieser Funktionen eine entscheidende Bedeutung aufweisen. Durch Aggregation und Normierung der Gewichtungsfaktoren aus [77] auf Basis der im Rahmen dieser Arbeit relevanten Funktionen, Hauptkomponenten, Baugruppen und Parameter, welche den jeweiligen Bewertungskategorien zugeordnet sind (siehe Tabelle 10-8 in Anhang 10.10.3), ergeben sich die finalen Gewichtungsfaktoren. Der Gewichtungsfaktor der Bewertungskategorie „Kontaktwiderstand“ beträgt $G_{Wid.} = 36 \%$, der Bewertungskategorie „Isolationsfähigkeit“ $G_{Iso.} = 50 \%$ und der Bewertungskategorie „Mechanik“ $G_{Mech.} = 14 \%$. Der Gewichtungsfaktor der Bewertungskategorie „Isolationsfähigkeit“ weist den größten Wert auf, da diese Bewertungskategorie von großer Bedeutung für die Bewertung einer MS-Anlage ist [5, 77].

Auf Basis der ermittelten Gewichtungsfaktoren der jeweiligen Bewertungskategorien erfolgt im weiteren Verlauf für jede MS-Anlage die Aggregation der Bewertungen „Kontaktwiderstand“ $B_{Wid.}$ (vgl. Abschnitt 4.3.1), „Isolationsfähigkeit“ $B_{Iso.}$ (vgl. Abschnitt 4.4.2.1) und „Mechanik“ $B_{Mech.}$ (vgl. Abschnitt 4.5.1) zu einem Zustandsindex z_l aus den Labordaten gemäß Gleichung 4.10. Infolgedessen wird der Zustand jeder geprüften MS-Anlage mithilfe eines Wertes dargestellt.

$$z_l = \frac{G_{Wid.} \cdot B_{Wid.} + G_{Iso.} \cdot B_{Iso.} + G_{Mech.} \cdot B_{Mech.}}{G_{Wid.} + G_{Iso.} + G_{Mech.}} \quad (4.10)$$

In einem nächsten Schritt wird auf Basis der ermittelten Gesamtzustandsindizes z_l der MS-Anlagen der jährliche mittlere Zustandsindex $\bar{z}_{l,i}$ der MS-Anlagen (Labordaten) analog zu den Zustandsdaten $\bar{z}_{vi,i}$ (vgl. Gleichung 3.1 in Abschnitt 3.2.1) berechnet. Die mittleren Zustandsindizes $\bar{z}_{l,i}$ sind für die analysierten MS-Anlagen in Abbildung 4-23 altersbezogen dargestellt. In der Darstellung wird deutlich, dass der mittlere Zustandsindex der MS-Anlagen mit

steigendem Alter der MS-Anlagen ebenso ansteigt. Dies ist auf die mittleren Bewertungen „Kontaktwiderstand“ (vgl. Abbildung 4-7), „Isolationsfähigkeit“ (vgl. Abbildung 4-15) sowie „Mechanik“ (vgl. Abbildung 4-19) zurückzuführen, welche gleichermaßen einen Anstieg mit steigendem Alter verzeichnen.

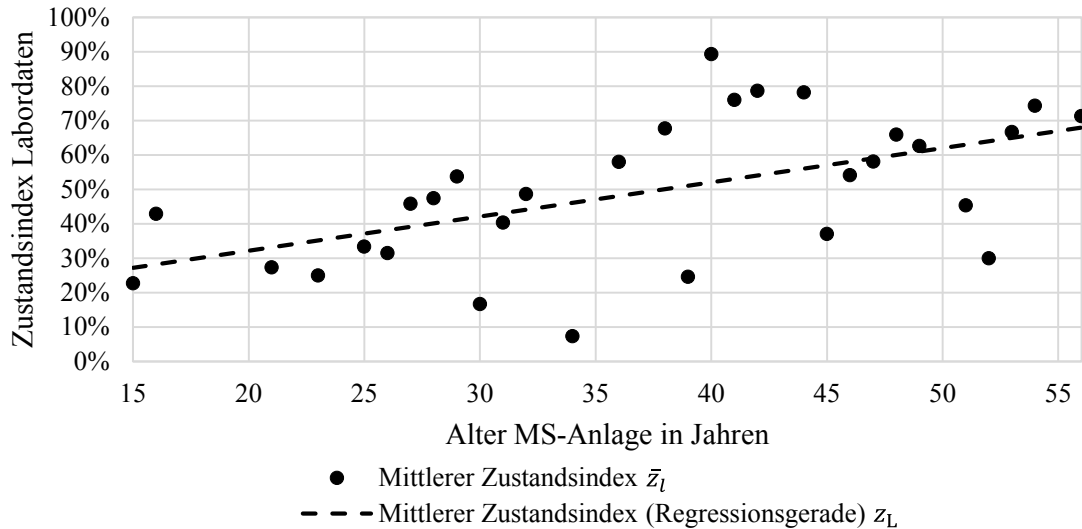


Abbildung 4-23: Mittlerer Zustandsindex der Labordaten für jedes Alter

Aus den Labordaten wird analog zu den Zustandsdaten (vgl. Abschnitt 3.2.1) ein zugehöriges Alterungsmodell abgeleitet. Zunächst wird ein linearer Zusammenhang zwischen der unabhängigen Variable a (Alter) und der abhängigen Variable $z_L(a)$ (mittlerer Zustandsindex der MS-Anlagen aus der Regressionsgeraden) untersucht. Die Modellformulierung erfolgt gemäß Gleichung 4.11, wobei λ_L die Steigung und b_L der Achsenabschnitt der Regressionsgeraden der Labordaten ist.

$$z_L(a) = \lambda_L \cdot a + b_L \quad (4.11)$$

Das Alterungsmodell der Labordaten weist ebenso ein lineares Alterungsverhalten auf (angenommene Alternativhypothese H_1 für lineare Regressionsfunktion). Gemäß [102] besteht zwischen den Zustandsindizes der laborgeprüften MS-Anlagen und deren Alter ein mittlerer linearer Zusammenhang (Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizient $r_L = 0,549$, hoch signifikant gemäß [104]).

4.7 Einbindung der Erkenntnisse aus den Laboruntersuchungen in die Alterungsmodelle

Die Laboruntersuchungen werden im Rahmen dieser Arbeit ergänzend zu den visuellen Inspektionen durchgeführt. Da im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich MS-Anlagen in den Laboruntersuchungen analysiert worden sind, kann auch nur ein Teil der 72 Inspektionenpunkte der in der Inspektionscheckliste (vgl. Anhang 10.1) für elektrische Komponenten vorhandenen Inspektionenpunkte mit den Ergebnissen aus den Laboruntersuchungen kombiniert werden.

Ungeachtet dessen wird durch die umfangreichen Laboruntersuchungen an einer Vielzahl von MS-Anlagen ein erheblicher Mehrwert generiert. Die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ weist zudem aufgrund ihrer zentralen Bedeutung für die Versorgungszuverlässigkeit den höchsten Gewichtungsfaktor im Vergleich zu den restlichen elektrischen Komponenten auf und stellt folglich die wichtigste Komponente für den Gesamtzustand einer MS-Netzstation dar [4, 5]. Die im Rahmen der Laboruntersuchungen festgestellten Alterungserscheinungen haben demzufolge eine hohe Bedeutung und damit einen erheblichen Einfluss auf den Zustand der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ und folglich der MS-Netzstationen.

Infolge der umfangreichen Laboruntersuchungen können konkretere Erkenntnisse über das Alterungsverhalten der MS-Anlagen gewonnen werden, die die Erkenntnisse aus der Auswertung der Inspektionschecklisten wesentlich ergänzen. Aus der Kombination der Laborergebnisse und der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen kann das Alterungsverhalten der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ und folglich der MS-Netzstationen realitätsgerecht und valide abgeleitet werden. Zum einen können mittels visueller Inspektionen bauliche Mängel identifiziert werden, die im Rahmen der Laboruntersuchungen nicht detektiert werden können, da es sich, wie bereits erwähnt, nicht um vollständige MS-Anlagen bzw. MS-Netzstationen handelt. Zum anderen können mithilfe der im Rahmen der Laboruntersuchungen angewandten Mess- und Prüfverfahren die elektrischen und mechanischen Eigenschaften in einem unterschiedlichen Ausprägungsgrad valide ermittelt werden, welche visuell nicht vollständig erfasst werden können. Als Ergebnis aus der Auswertung der Inspektionschecklisten sowie aus den Ergebnissen der Laboruntersuchungen ergeben sich zwei separate Alterungsmodelle, welche mittels einer geeigneten Vorgehensweise in ein gemeinsames Alterungsmodell überführt werden sollen. Ein bedeutender Vorteil dabei ist, dass der visuellen Inspektion und den Laboruntersuchungen das gleiche Klassifizierungsschema (vgl. Abschnitt 2.4) zugrunde liegt.

Da es sich bei den visuell inspizierten MS-Schaltanlagen nicht um die gleichen Anlagen handelt, welche im Nachhinein im Labor geprüft worden sind, kann eine Kombination der unterschiedlichen Hinweise aus visueller Inspektion und Laboruntersuchungen für die gleiche Anlage, ähnlich wie bspw. in [4, 5, 77] für visuelle Inspektionen und messtechnische Analysen vor Ort, nicht erfolgen. Neben dem Vorhandensein unterschiedlicher visuell inspizierter und laborgeprüfter Anlagen weisen die zwei Kollektive im Übrigen eine unterschiedliche Anzahl an Anlagen – 110.000 Zustandsbewertungen (hier Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“) zu 108 Laborprüflingen (hier MS-Anlagen) – sowie eine unterschiedliche Mengenverteilung für die verschiedenen Baujahre und eine differenzierte Altersstruktur auf (vgl. Abbildungen 2-3 und 4-1). So können bspw. im Rahmen der Laboruntersuchungen für MS-Anlagen, welche ein Alter unter 15 Jahren aufweisen sowie für vereinzelte Alter bzw. Altersintervalle (vgl. Abbildung 4-23) keine Erkenntnisse zum Alterungsverhalten festgestellt werden, da keine MS-Anlagen mit diesen Altern für die Laboruntersuchungen zur Verfügung standen. Eine Kombination der Laborergebnisse und der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen ausschließlich für die bestimmten

Alter bzw. Altersintervalle, für die MS-Anlagen für Laboruntersuchungen zur Verfügung standen, ist nicht zielführend. Diese Vorgehensweise würde zu Verfälschungen aufgrund der sprunghaften Verschlechterung bzw. Verbesserung des mittleren Zustandsindex zwischen denjenigen Altersschritten führen, für die MS-Anlagen für Laboruntersuchungen zur Verfügung standen und für die keine MS-Anlagen für Laboruntersuchungen zur Verfügung standen. Es würde sich somit eine nicht realitätsgerechte Abbildung der Alterung der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ sowie der MS-Netzstationen ergeben. Daher wird nachfolgend ein alternativer Ansatz verfolgt.

In Anlehnung an die Ergebnisse der durchgeführten Regression der Zustandsdaten (vgl. Abschnitt 3.2.1) sowie der Regression der Labordaten (vgl. Abschnitt 4.6.3) ergeben sich zunächst die beiden Alterungsmodelle gemäß den Gleichungen 3.2 und 4.11. Daraus resultieren jeweils die Steigung λ_L und der Achsenabschnitt b_L der Regressionsgeraden des Alterungsmodells der Laborergebnisse sowie die Steigung $\lambda_{VI,MSA}$ und der Achsenabschnitt $b_{VI,MSA}$ der Regressionsgeraden des Alterungsmodells der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“. Anhand dieser Parameter werden die Alterungsmodelle nachfolgend kombiniert. Die Steigung der Regressionsgeraden des Alterungsmodells der Laborergebnisse weist eine höhere Steigung als die Regressionsgerade des Alterungsmodells der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen auf. Es folgt $\lambda_L > \lambda_{VI,MSA}$. Auf deren Basis ergibt sich die Steigung der Regressionsgeraden aus der Kombination der Laborergebnisse und der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen $\lambda_{K,MSA}$, welche gemäß Gleichung 4.12 ermittelt wird.

$$\lambda_{K,MSA} = \lambda_L \cdot R_L + \lambda_{VI,MSA} \cdot R_{VI} \quad (4.12)$$

Die Relationsgrößen R_L bzw. R_{VI} stellen in Anlehnung an [4] das Verhältnis des Einflusses der Laborergebnisse bzw. der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen auf deren Kombination dar. Dabei gilt, dass die Summe aus den beiden Relationsgrößen R_L und R_{VI} stets 100 % ergibt [4]. Bei der Festlegung der Relationsgrößen R_L und R_{VI} wird berücksichtigt, dass im Rahmen einer visuellen Inspektion eine Bewertung der elektrischen Eigenschaften nur eingeschränkt möglich ist [4, 5]. Zusätzlich weisen die Ergebnisse der Laboruntersuchungen eine höhere Aussagekraft als die Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen auf [4, 5, 77]. Infolgedessen ist anzunehmen, dass die Relationsgröße R_L einen höheren Wert aufweisen muss als die Relationsgröße R_{VI} . Für die Relationsgrößen werden die Werte $R_{VI} = 30\%$ und $R_L = 70\%$ festgelegt. Dies erfolgt in Anlehnung an [4], wobei das Verhältnis zwischen visueller Inspektion und Vor-Ort-Untersuchung mit Messtechnik ohne Freischaltungen beschrieben wird. Dieses Verhältnis konnte in zahlreichen Simulationen und Feldtests bestätigt werden [4]. Gemäß der gewählten Kombination und den Werten der Relationsgrößen resultiert eine Steigung $\lambda_{K,MSA}$, wobei $\lambda_L > \lambda_{K,MSA} > \lambda_{VI,MSA}$ gilt. Durch eine andere Wahl der Werte für die beiden Relationsgrößen R_L und R_{VI} wäre grundsätzlich eine veränderte Steigung der Regressionsgeraden aus der

Kombination der Laborergebnisse und der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen im Intervall der Steigungen $[\lambda_{VI,MSA}, \lambda_L]$ möglich.

Auf Basis der aus der Kombination der Laborergebnisse und der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen ermittelten Steigung $\lambda_{K,MSA}$ wird die Regressionsgerade (im Folgenden als kombinierte Regressionsgerade bezeichnet) gemäß der Gleichung 4.13 ermittelt.

$$z_{K,MSA}(a) = \lambda_{K,MSA} \cdot a + b_{VI,MSA} \quad (4.13)$$

Die Berechnung eines angepassten Achsenabschnittes $b_{K,MSA}$ ist nicht erforderlich, da dieser für die weitere Vorgehensweise nicht von inhaltlichem Interesse ist [96]. Relevant ist allein die Steigung $\lambda_{K,MSA}$, denn durch diese wird die Abhängigkeit des mittleren Zustandsindex vom Alter zum Ausdruck gebracht [96]. Hierbei liegt u. a. die Annahme zugrunde, dass die Regressionsgerade der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen sowie die kombinierte Regressionsgerade den gleichen Bezugspunkt haben ($b_{K,MSA} = b_{VI,MSA}$), da zudem davon auszugehen ist, dass neuwertige MS-Anlagen einen Zustandsindex von 0 % in den Laboruntersuchungen aufweisen sollten.

Um für jede visuell inspizierte MS-Schaltanlage einen kombinierten mittleren Zustandsindex zu berechnen, wird zunächst für jedes Alter a_i das Verhältnis $v_{K,i}$ des mittleren Zustandsindex $z_{K,MSA,i}$, welcher aus der kombinierten Regressionsgeraden (vgl. Gleichung 4.13) abgeleitet wird, zu dem mittleren Zustandsindex $z_{VI,MSA,i}$, welcher aus der Regressionsgeraden der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ (vgl. Gleichung 3.1, mit Steigung $\lambda_{VI,MSA}$ und Achsenabschnitt $b_{VI,MSA}$) resultiert, gemäß Gleichung 4.14 ermittelt.

$$v_{K,i} = \frac{z_{K,MSA,i}}{z_{VI,MSA,i}} \quad (4.14)$$

Um daraus den mittleren Zustandsindex für jedes Alter a_i zu berechnen, wird das Produkt aus dem ermittelten Verhältnis $v_{K,i}$ und dem mittleren Zustandsindex aus der visuellen Inspektion der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ $\bar{z}_{VI,MSA,i}$ gemäß Gleichung 4.15 berechnet.

$$\bar{z}_{K,MSA,i} = v_{K,i} \cdot \bar{z}_{VI,MSA,i} \quad (4.15)$$

Infolgedessen ergibt sich auf Basis der durchgeführten visuellen Inspektionen ein um die Laborergebnisse ergänzter jährlicher mittlerer Zustandsindex für die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“. Die Betrachtung des veränderten Alterungsverhaltens durch die Kombination der Ergebnisse der visuellen Inspektionen und der Laboruntersuchungen ist in der nachfolgenden Abbildung 4-24 dargestellt. Insgesamt zeigt der Verlauf der Kombination der Laborergebnisse und der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen ein deutlich stärkeres Alterungsverhalten auf als der Verlauf allein basierend auf den visuellen Inspektionen. Dies lässt sich auf die im Rahmen

der Laboruntersuchungen an den MS-Anlagen vermehrt identifizierte Mängel, welche Anzeichen für Alterungserscheinungen darstellen, zurückführen.

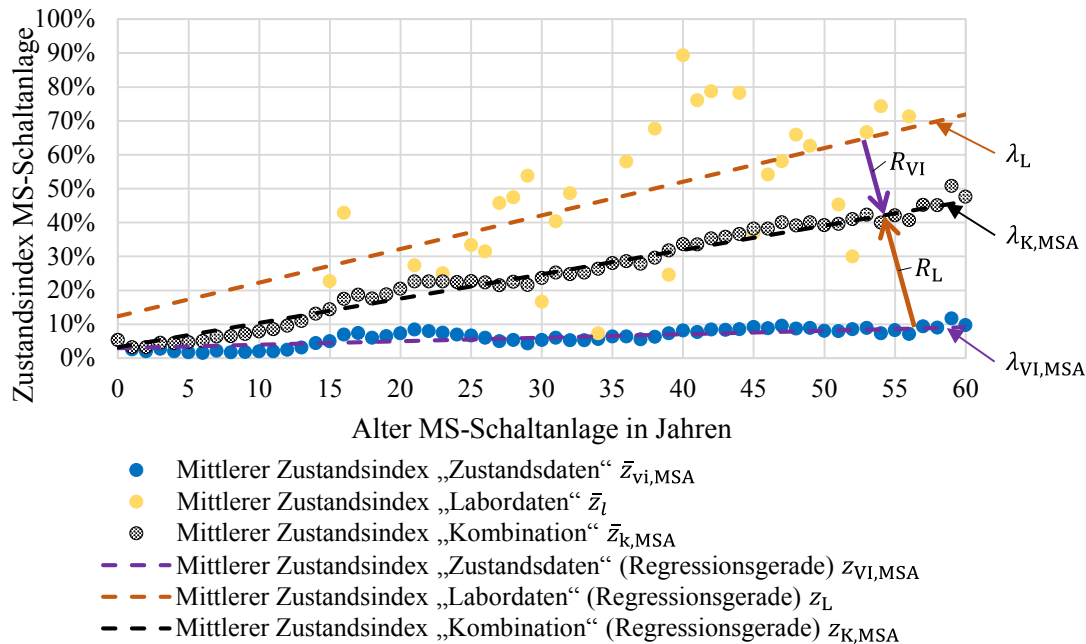


Abbildung 4-24: Alterungsmodell der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ mit und ohne Berücksichtigung der Laborergebnisse

Bei der Kombination der Laborergebnisse und der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen werden sowohl die Ergebnisse der luftisolierten als auch die Ergebnisse der gasisolierten MS-Schaltanlagen berücksichtigt. Hierbei liegt die Annahme zugrunde, dass ebenso gasisolierte MS-Schaltanlagen altern [78]. Infolgedessen können bei dieser Bauart analog zu den luftisolierten MS-Schaltanlagen u. a. im Rahmen von Laboruntersuchungen Anzeichen für Alterungserscheinungen festgestellt werden [77]. Die Annahme wird durch die Feststellung bekräftigt, dass auf Basis der Zustandsbewertungen die beiden Bauarten einen sehr ähnlichen Alterungsverlauf aufweisen (vgl. Abbildung 3-7 in Abschnitt 3.2.4 und Abbildung 10-19 in Anhang 10.8.3), wobei für die gasisolierten MS-Schaltanlagen ab dem Alter von ca. 20 Jahren dasselbe Alterungsverhalten wie für die luftisolierten MS-Schaltanlagen angenommen werden kann.

Nachdem eine Ergänzung der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ um die Erkenntnisse aus den Laboruntersuchungen erfolgt ist, werden die Erkenntnisse aus der Kombination der Laborergebnisse und der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen für die Ermittlung des Alterungsverlaufs der gesamten MS-Netzstation herangezogen. Folglich unterliegt der Alterungsverlauf der MS-Netzstation einer Veränderung im Vergleich zu der alleinigen Betrachtung der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen.

Die Ermittlung des sog. kombinierten Alterungsverlaufs der MS-Netzstationen bzw. die Berechnung der um die Laborergebnisse ergänzten, jährlichen mittleren Zustandsindizes der MS-Netzstationen erfolgt auf Basis der jährlichen mittleren Zustandsindizes der Hauptkomponenten (vgl. Abschnitt 3.2.1 sowie Gleichung 4.15) und der Gewichtungsfaktoren der jeweiligen

Hauptkomponenten (vgl. Abbildung 2-2). Demzufolge wird der jährliche mittlere Zustandsindex der MS-Netzstationen $\bar{z}_{k,MS-N,i}$ im kombinierten Fall gemäß Gleichung 4.16 gebildet.

$$\bar{z}_{k,MS-N,i} = G_{MSA} \cdot \bar{z}_{k,MSA,i} + G_{BT} \cdot \bar{z}_{vi,BT,i} + G_{TR} \cdot \bar{z}_{vi,TR,i} + G_{NSV} \cdot \bar{z}_{vi,NSV,i} \quad (4.16)$$

MS-N: MS-Netzstation,
MSA: MS-Schaltanlage, BT: Baulicher Teil, TR: Transformator, NSV: NS-Verteilung

Diese Vorgehensweise führt zu validen Ergebnissen. Letztendlich ergibt sich mithilfe der Gleichung 4.16 ein um die Laborergebnisse ergänzter jährlicher mittlerer Zustandsindex der MS-Netzstationen. Auf Basis der ermittelten jährlichen mittleren Zustandsindizes der MS-Netzstationen $\bar{z}_{k,MS-N,i}$ wird die kombinierte Regressionsgerade für die MS-Netzstationen gemäß Gleichung 4.17 ermittelt. Insgesamt ergibt sich auch weiterhin bei der Kombination der Laborergebnisse mit den Ergebnissen aus den visuellen Inspektionen ein lineares Alterungsmodell (im Folgenden als kombiniertes Alterungsmodell bezeichnet) für die MS-Netzstationen.

$$z_{K,MS-N}(a) = \lambda_{K,MS-N} \cdot a + b_{VI,MS-N} \quad (4.17)$$

Die Berechnung eines angepassten Achsenabschnittes $b_{K,MS-N}$ ist nicht erforderlich, da – wie bereits für Gleichung 4.13 erwähnt – neuwertige MS-Anlagen einen Zustandsindex von 0 % in den Laboruntersuchungen aufweisen sollten ($b_{K,MSA} = b_{VI,MSA}$). Es folgt $b_{K,MS-N} = b_{VI,MS-N}$ (vgl. Tabelle 3-1 in Abschnitt 3.2.1). Das Alterungsmodell der MS-Netzstationen ohne Berücksichtigung der Laborergebnisse (vgl. Tabelle 3-1 und Abbildung 3-4 in Abschnitt 3.2.1) sowie das Alterungsmodell der MS-Netzstationen mit Berücksichtigung der Laborergebnisse (vgl. Gleichung 4.17) werden in Abbildung 4-25 dargestellt.

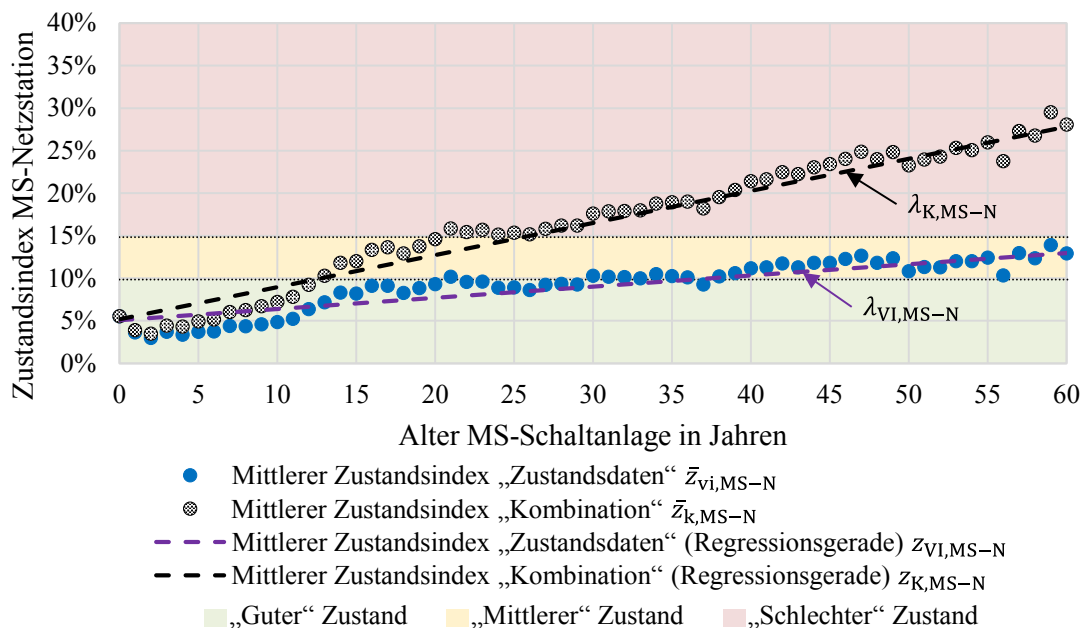


Abbildung 4-25: Alterungsmodell der MS-Netzstationen mit und ohne Berücksichtigung der Laborergebnisse

Die Abbildung 4-25 zeigt, dass das Alterungsmodell der MS-Netzstationen mit Berücksichtigung der Laborergebnisse im Vergleich zum Alterungsmodell der MS-Netzstationen ohne Berücksichtigung der Laborergebnisse mit $\lambda_{K,MS-N} \approx 2,9 \cdot \lambda_{VI,MS-N}$ einen deutlich steileren Anstieg aufweist, wobei $\lambda_{K,MS-N}$ die Steigung des Alterungsmodells der MS-Netzstationen mit Berücksichtigung der Laborergebnisse und $\lambda_{VI,MS-N}$ die Steigung des Alterungsmodells der MS-Netzstationen ohne Berücksichtigung der Laborergebnisse darstellen. Aufgrund der ermittelten schnelleren Alterung der MS-Netzstationen erfolgt der Übergang dieser in das „rote“ Cluster („schlechter“ Zustand) ab einem Alter von ca. 25 Jahren. Ohne die Berücksichtigung der Laborergebnisse erfolgt dieser Übergang im betrachteten Altersintervall jedoch nicht. Die Ermittlung der vorliegenden Auswirkungen der Alterungseffekte auf den Zustand der MS-Anlagen und folglich der MS-Netzstationen ist für eine fundierte Ableitung von realitätsgerechten Alterungsmodellen essenziell. Da dies über visuelle Inspektionen allerdings nur sehr eingeschränkt möglich ist, werden die Bedeutung der umfangreichen Laboruntersuchungen und die fundamentalen Ergebnisse, die generiert werden, ersichtlich.

Die Darstellung des Alterungsmodells der MS-Netzstationen mit Berücksichtigung der Laborergebnisse in Abbildung 4-25 erfolgt gemäß einem gewählten Verhältnis von $R_{VI} = 30\%$ (visuelle Inspektionen) zu $R_L = 70\%$ (Laborergebnisse). Die Bewertungsqualität und Aussagekraft der Laboruntersuchungen wird i. d. R. höher beurteilt. Die Wahl des Verhältnisses der Relationsgrößen beeinflusst jedoch das abgeleitete Alterungsmodell der MS-Netzstationen. In Abbildung 10-25 in Anhang 10.10.4 wird das Alterungsmodell der MS-Netzstationen dargestellt, sofern die visuellen Inspektionen und die Laborergebnisse gleich gewichtet werden ($R_{VI} = R_L = 50\%$). Zusätzlich werden die Grenzfälle betrachtet, wo keine Berücksichtigung der visuellen Inspektionen ($R_{VI} = 0\%$, $R_L = 100\%$) bzw. der Laborergebnisse ($R_{VI} = 100\%$, $R_L = 0\%$) erfolgt.

5 Optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie durch realitätsgerechte Alterungsmodelle

In den vorangegangenen Kapiteln ist die Ableitung der Alterungsmodelle auf Basis der Zustandsbewertungen für die Hauptkomponenten der MS-Netzstationen sowie der MS-Netzstationen selbst erfolgt. Dabei wurden ebenso die Alterungsmodelle unterschiedlicher Stationstypen sowie Bauarten von MS-Schaltanlagen und Transformatoren betrachtet. Im Anschluss konnte mithilfe von umfangreichen Laboruntersuchungen das Alterungsmodell der MS-Netzstationen noch valider und realitätsgerechter bestimmt werden.

In diesem Kapitel soll zusätzlich das zukünftige Ausfallverhalten der MS-Netzstationen anhand eines abgeleiteten finalen Alterungsmodells, welches die Störungsraten in Abhängigkeit des Alters abbildet, betrachtet werden. Der Nutzen derartiger Alterungsmodelle für optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien soll hierbei aufgezeigt werden.

5.1 Ausfallverhalten von elektrischen Betriebsmitteln

MS-Netzstationen versorgen zumeist ohne Redundanz ein NS-Netz mit allen angeschlossenen Kunden [115, 157]. Im Falle eines Ausfalls einer MS-Netzstation kann die Versorgung bei Störungen, bei denen für eine Wiederversorgung keine Umschaltmöglichkeiten gegeben sind, ggf. durch eine Reparatur der fehlerhaften bzw. ausgefallenen Hauptkomponente oder durch den temporären Einsatz eines Netzersatzaggregats erfolgen, um folglich die Dauer der Versorgungsunterbrechung zu verkürzen [115, 157]. MS-Netzstationen haben dementsprechend einen großen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit [13]. Daher ist deren Ausfallverhalten valide zu bestimmen.

5.1.1 Theorie der Badewannenkurve

Zur Beschreibung der Ausfallhäufigkeit $H_A(a)$ in Abhängigkeit vom Betriebsmittelalter a wird für mehrere reparierbare und instandhaltbare elektrische Betriebsmittel der Verteilungsnetze häufig die sog. Badewannenkurve (siehe Abbildung 5-1) verwendet.

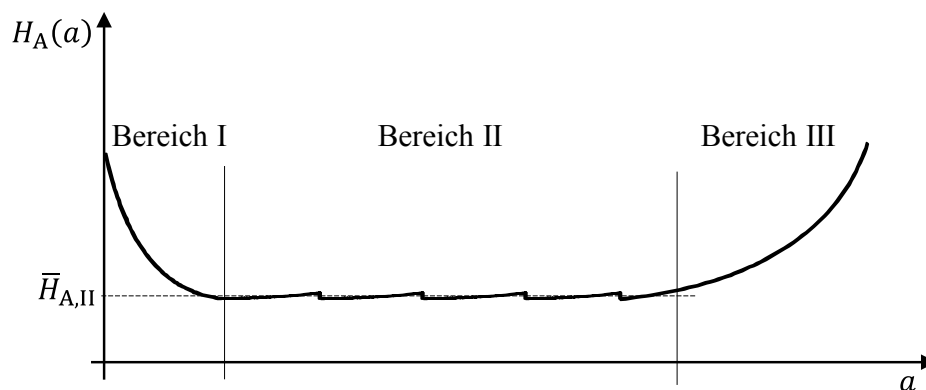


Abbildung 5-1: Verlauf der Ausfallhäufigkeit in Abhängigkeit vom Betriebsmittelalter (vgl. [158])

Die in Abbildung 5-1 dargestellte Badewannenkurve kann dabei in drei grundlegende Bereiche aufgeteilt werden. Der *Bereich I* ist durch Frühausfälle gekennzeichnet, welche aufgrund von Produktions- und Montagefehlern hervorgerufen werden und überwiegend bei der Inbetriebnahme der Anlagen auftreten [7, 9, 158]. Die Hersteller sowie die Betreiber der Anlagen sind bestrebt, mithilfe u. a. von Qualitätskontrollen und Abnahmeprüfungen Fehler zu minimieren bzw. vollständig auszuschließen [158]. Die Ausfallhäufigkeit nimmt derweil in diesem Bereich mit dem Betriebsmittelalter stark ab [7, 15]. Der *Bereich II* weist ausschließlich Zufallsausfälle auf [7, 9, 15]. Die Ausfallhäufigkeit verfügt über einen über das Betriebsmittelalter konstanten Wert $\bar{H}_{A,II}$, welcher mithilfe von Instandhaltungsmaßnahmen darüber hinaus niedrig gehalten werden kann und zum Ende eines Instandhaltungsintervalls möglicherweise einen minimalen Anstieg aufweist [158]. Ursachen für zufällige Ausfälle können u. a. mangelhafte Wartungen sowie unzulässige Betriebsbedingungen sein [7]. Letztendlich kann der *Bereich III* durch einen exponentiellen Anstieg der Ausfallhäufigkeit beschrieben werden [158]. Die Ursachen für diesen starken Anstieg sind auftretende Verschleiß- bzw. Alterungserscheinungen [7, 9, 158]. In aller Regel werden die Betriebsmittel mit Erreichen ihrer kalkulatorischen bzw. erwarteten technischen Lebensdauer ausgetauscht. Somit findet eine Erneuerung statt, noch bevor ein Anstieg der Ausfallhäufigkeit eintritt [158].

Im Rahmen von verschiedenen Untersuchungen an elektrischen Betriebsmitteln der MS-Ebene konnte allerdings dieses Alterungsverhalten – mit Ausnahme für die PE- und VPE-Kabel der ersten Generation – bisher nie nachgewiesen werden (vgl. Kapitel 1). Ungeachtet dessen liegt häufig dieses theoretische Alterungsverhalten den entwickelten Alterungsmodellen zugrunde und wird als Eingangsgröße für Asset-Simulationswerkzeuge verwendet [9]. Neben der Badewannenkurve werden mitunter weitere mögliche Funktionsverläufe für die Ausfallhäufigkeit in Abhängigkeit vom Betriebsmittelalter angenommen (siehe Abbildung 5-2).

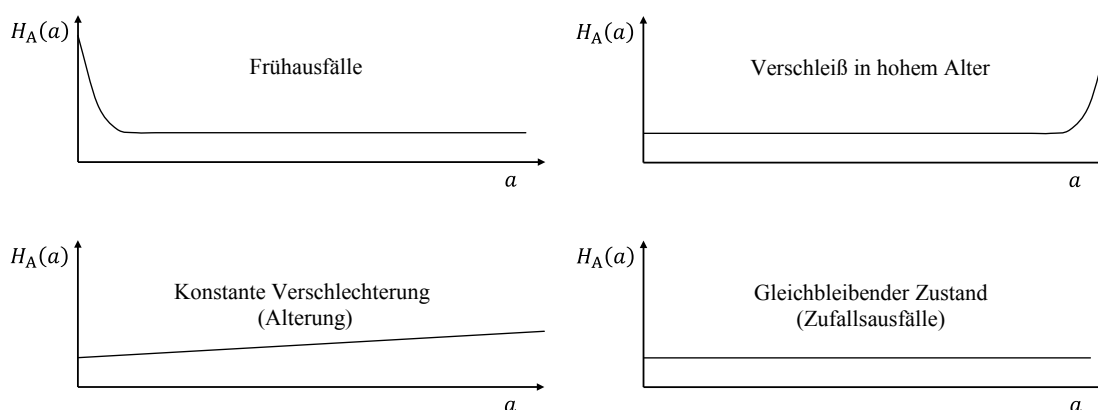


Abbildung 5-2: Weitere mögliche Verläufe der Ausfallhäufigkeit (in Anlehnung an [9, 34, 35])

Anhand der Darstellung der möglichen Verläufe der Ausfallhäufigkeit in Abbildung 5-2 wird ersichtlich, dass Ausfälle sowohl während oder kurz nach der Inbetriebnahme als auch Richtung Ende der erwarteten technischen Lebensdauer der Betriebsmittel eintreten können. Des Weiteren

kann es zu alters- oder auch aus betriebsbedingten Ausfällen kommen. Letztendlich können Ausfälle natürlich ebenso zufallsbedingt erfolgen.

5.1.2 Ableitung des finalen Alterungsmodells

Nachdem das Ausfallverhalten elektrischer Betriebsmittel gemäß dem theoretischen Alterungsmodell der Badewannenkurve sowie weiterer möglicher Verläufe erläutert wurde, soll in diesem Abschnitt die Ableitung eines finalen Alterungsmodells der MS-Netzstationen erfolgen. Dazu wird das abgeleitete Alterungsmodell der MS-Netzstationen auf Basis der Zustandsbewertungen, ergänzt um die Laborergebnisse (kombiniertes Alterungsmodell, vgl. Abbildung 4-25), herangezogen.

Die Basis für optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien bilden fundierte Zustandsbewertungen, wobei der tatsächliche technische Zustand der elektrischen Komponenten einer MS-Netzstation von hoher Relevanz ist [5]. Deren Ausfall führt i. d. R. zu einer Störung und folglich zu einer Versorgungsunterbrechung der über die MS-Netzstationen versorgten Kunden [18]. Anhand des tatsächlichen technischen Zustands werden folglich kurz- und langfristige Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen geplant und durchgeführt, um das Risiko eines Ausfalls gezielt zu verringern [4, 5]. Aus einem erhöhten Zustandsindex resultiert ein erhöhter Instandhaltungsbedarf (erhöhte Dringlichkeit der Mängelbeseitigung) an der bewerteten MS-Netzstation [4, 5]. Aus Expertensicht kann auf Basis eines heuristischen Ansatzes aus der Bewertung eines Mangels eine Abschätzung über dessen Entwicklung hin zu einem Ausfall erfolgen [22]. Somit hat der Zustand eines Betriebsmittels i. d. R. eine direkte Auswirkung auf dessen Ausfallverhalten [6, 159, 160]. Weiterhin ist die absolute Höhe des Zustandsindex ggf. von zweitrangiger Bedeutung [4]. Im Fokus steht eher eine Vergleichbarkeit der Zustandsindizes aus verschiedenen Zustandsbewertungen [4]. Diese Vergleichbarkeit soll im weiteren Verlauf ebenso auf die Störungsdaten übertragen werden. Hierzu ist ausgehend vom zeitlichen Verlauf des Zustands der MS-Netzstationen sowie deren (altersunabhängige) Störungsrate ein zeitlicher Verlauf der Störungsrate zu entwickeln. Die prinzipielle Vorgehensweise basiert dabei u. a. auf der Erkenntnis, dass bereits in [7] ähnliche Tendenzen zwischen den zeitlichen Verläufen des Zustands und der Störungs- bzw. Schadensrate elektrischer Betriebsmittel erkannt werden konnten.

Folglich wird in einem ersten Schritt das Verhältnis des zeitlichen Verlaufs vom kombinierten mittleren Zustandsindex der MS-Netzstationen zum mittleren Zustandsindex über alle Alter und MS-Netzstationen ermittelt. Die kombinierten mittleren Zustandsindizes der MS-Netzstationen $z_{K,MS-N,i}$ für jedes Alter a_i aus Gleichung 4.17 in Abschnitt 4.7 (kombiniertes Alterungsmodell) werden dabei gemäß Gleichung 5.1 zu einem Mittelwert zusammengefasst, wobei n_K die Anzahl der kombinierten mittleren Zustandsindizes der MS-Netzstationen $z_{K,MS-N,i}$ darstellt und $i = 0, 1 \dots 60$ gilt, da ein Altersintervall von 0 bis 60 Jahren betrachtet wird.

$$\bar{z}_{K,MS-N} = \frac{1}{n_K} \cdot \sum_{i=0}^{n_K-1} z_{K,MS-N,i} \quad (5.1)$$

Als Nächstes werden die jährlichen Verhältnisse $v_{h,i}$ der jährlichen kombinierten mittleren Zustandsindizes $z_{K,MS-N,i}$ zu dem mittleren Zustandsindex $\bar{z}_{K,MS-N}$ gemäß Gleichung 5.2 gebildet.

$$v_{h,i} = \frac{z_{K,MS-N,i}}{\bar{z}_{K,MS-N}} \quad (5.2)$$

Nachdem die jährlichen Verhältnisse $v_{h,i}$ ermittelt wurden, werden in einem nächsten Schritt diese Verhältnisse auf die Störungsrate übertragen. Dafür wird die (altersunabhängige) Störungsrate der MS-Netzstationen h_{MS-N} mit dem jährlichen Verhältnis $v_{h,i}$ multipliziert. Diese ergibt sich derweil gemäß Gleichung 5.3 aus der Summe der Störungsrate der Hauptkomponenten.

$$h_{MS-N} = h_{BT} + h_{MSA} + h_{TR} + h_{NSV} \quad (5.3)$$

MS-N: MS-Netzstation, BT: Baulicher Teil, MSA: MS-Schaltanlage, TR: Transformator, NSV: NS-Verteilung

Die Störungsrate der Hauptkomponenten „MS-Schaltanlage“ h_{MSA} und „Transformator“ h_{TR} können aus der FNN-Störungsstatistik [13] entnommen werden. Für die Hauptkomponente „NS-Verteilung“ wird die gleiche Störungsrate h_{NSV} wie für einen Kabelverteilerschrank angenommen [157]. Letztendlich wird für die Störungsrate der Hauptkomponente „baulicher Teil“ h_{BT} die Störungsrate der (Wohn-)Gebäude zugrunde gelegt [161]. Die Störungsrate der einzelnen Hauptkomponenten, aus denen sich die (altersunabhängige) Störungsrate der MS-Netzstationen h_{MS-N} ergibt (im Folgenden als FNN⁺-Störungsrate bezeichnet), sind in der nachfolgenden Tabelle 5-1 zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 5-1: Störungsrate der Hauptkomponenten (in Anlehnung an [13, 157, 161])

Hauptkomponente	Störungsrate h_{HK} in $1/a$
Baulicher Teil	0,00180
MS-Schaltanlage	0,00229
Transformator	0,00124
NS-Verteilung	0,00170

Somit werden gemäß Gleichung 5.4 die jährlichen Störungsrate der MS-Netzstationen $H_{MS-N,i}$ ermittelt.

$$H_{MS-N,i} = h_{MS-N} \cdot v_{h,i} \quad (5.4)$$

Auf Basis der ermittelten jährlichen Störungsrate der MS-Netzstationen $H_{MS-N,i}$ wird die Regressionsgerade gemäß Gleichung 5.5 ermittelt. Ähnlich zum kombinierten Alterungsmodell der MS-Netzstationen (vgl. Gleichung 4.17) kann hierbei erneut ein linearer Anstieg der Störungsrate festgestellt werden. Gemäß der angewandten Vorgehensweise ergibt sich das finale Alterungsmodell der MS-Netzstationen (im Folgenden als Wuppergerade bezeichnet).

$$H_{W,MS-N}(a) = \lambda_{W,MS-N} \cdot a + b_{W,MS-N} \quad (5.5)$$

Aus der Wuppergeraden resultiert eine minimale Störungsrate der MS-Netzstationen in Höhe von $b_{W,MS-N} = 0,00199 \text{ 1/a}$ (Achsenabschnitt der Regressionsgeraden, vgl. Gleichung 5.5) und eine Steigung der Störungsrate der MS-Netzstationen in Höhe von $\lambda_{W,MS-N} = 0,00015 \text{ 1/a}^2$ (Steigung der Regressionsgeraden, vgl. Gleichung 5.5). In Abbildung 5-3 wird der Verlauf der Störungsrate der MS-Netzstationen in Abhängigkeit von deren Alter (Wuppergerade) dargestellt.

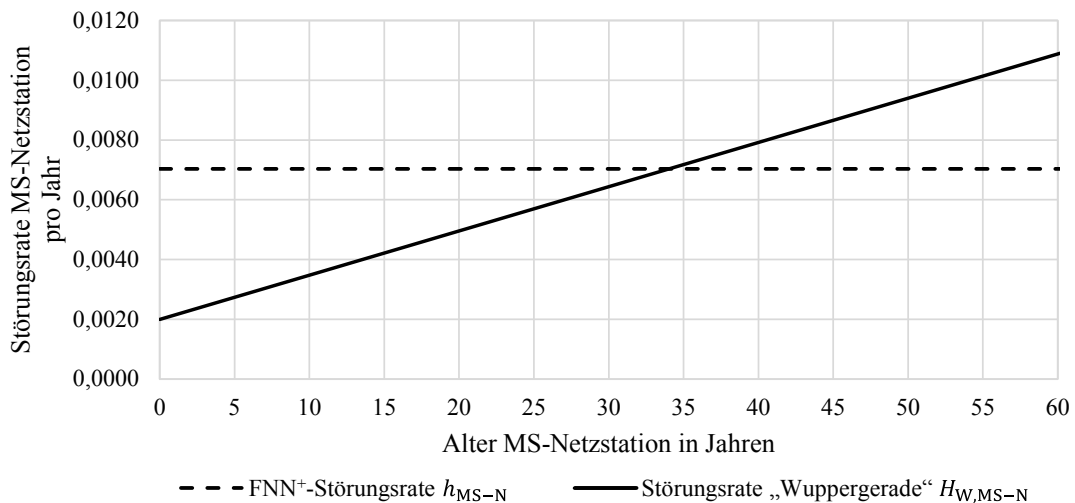


Abbildung 5-3: Verlauf der Störungsrate der MS-Netzstationen in Abhängigkeit des Alters auf Basis des kombinierten Alterungsmodells („Wuppergerade“)

Im Anschluss werden die Störungsrate in Abhängigkeit des Alters auf Basis der Wuppergeraden für die unterschiedlichen Stationstypen ermittelt und dargestellt. Die (altersunabhängigen) Störungsrate der Kompakt- und Gebäudestationen ($h_{MS-N(K)}$ und $h_{MS-N(G)}$, im Folgenden als FNN⁰-Störungsrate bezeichnet) ergeben sich erneut aus der Summe der Störungsrate der Hauptkomponenten (vgl. Gleichung 5.3). Die Störungsrate der Hauptkomponenten „MS-Schaltanlage“ ($h_{MSA(K)}$ und $h_{MSA(G)}$) und „Transformator“ ($h_{TR(K)}$ und $h_{TR(G)}$) können aus der FNN-Störungsstatistik [162] unter der Annahme, dass die Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ aus drei Feldern besteht (vgl. Abschnitt 2.2), entnommen werden. Die Festlegung der Störungsrate der Hauptkomponente „baulicher Teil“ für die unterschiedlichen Stationstypen erfolgt unter der Annahme, dass $h_{BT(K)} = 0,25 \cdot h_{BT(G)}$ gilt, wobei $h_{BT(K)}$ die Störungsrate der Hauptkomponente „baulicher Teil“ für die Kompaktstationen und $h_{BT(G)}$ die Störungsrate der Hauptkomponente „baulicher Teil“ für die Gebäudestationen sind. Es gilt $h_{BT(G)} = h_{BT}$

(vgl. Tabelle 5-1). Die Störungsrate der einzelnen Hauptkomponenten, aus denen sich die FNN^o-Störungsrate ergeben, sind in der nachfolgenden Tabelle 5-1 zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 5-2: Störungsrate der Hauptkomponenten der unterschiedlichen Stationstypen (in Anlehnung an [157, 161, 162] und eigenen Annahmen)

Hauptkomponente	Störungsrate $h_{HK(K)}$ in $1/a$ der Kompaktstation	Störungsrate $h_{HK(G)}$ in $1/a$ der Gebäudestation
Baulicher Teil	0,00045	0,00180
MS-Schaltanlage	0,00053	0,00096
Transformator	0,00094	0,00191
NS-Verteilung	0,00170	0,00170

Die Verläufe der Störungsrate der unterschiedlichen Stationstypen (Kompakt- und Gebäudestationen) in Abhängigkeit von deren Alter auf Basis der Wuppergeraden können der Abbildung 5-4 entnommen werden.

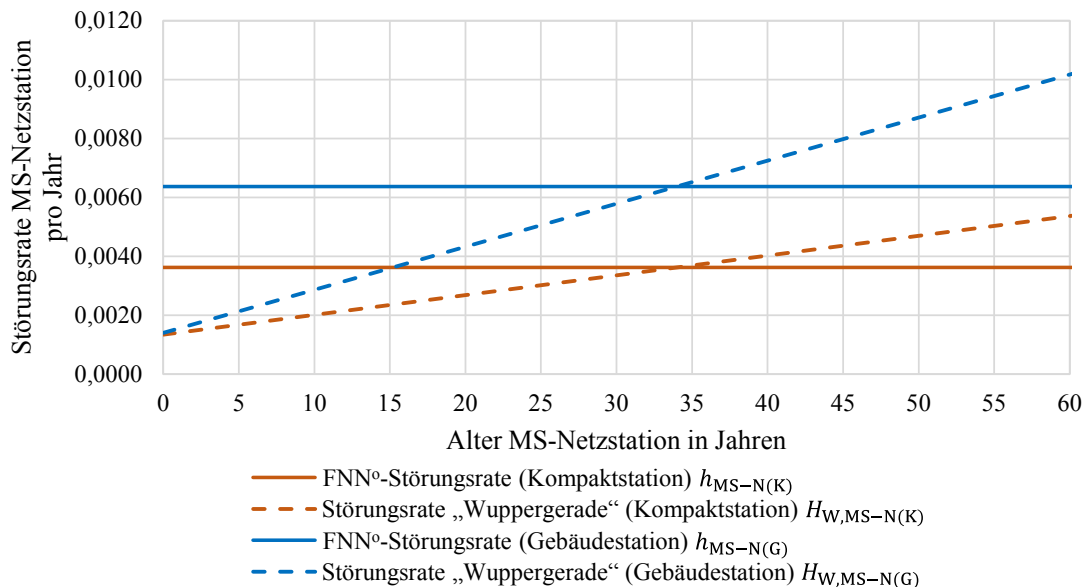


Abbildung 5-4: Verlauf der Störungsrate der Kompakt- und Gebäudestationen in Abhängigkeit des Alters auf Basis der Wuppergeraden

Abbildung 5-4 zeigt gemäß den zugrunde liegenden Funktionsgleichungen in Tabelle 5-3, dass die Kompaktstationen mit $b_{W,MS-N(K)} = 0,00134$ 1/a (Achsenabschnitt der Regressionsgeraden $H_{W,MS-N(K)}(a)$, vgl. Tabelle 5-3) eine geringfügig niedrigere minimale Störungsrate als die Gebäudestationen mit $b_{W,MS-N(G)} = 0,00140$ 1/a (Achsenabschnitt der Regressionsgeraden $H_{W,MS-N(G)}(a)$, vgl. Tabelle 5-3) aufweisen. Des Weiteren weisen die Gebäudestationen im Vergleich zu den Kompaktstationen mit $\lambda_{W,MS-N(G)} \approx 2,1 \cdot \lambda_{W,MS-N(K)}$ einen deutlich steileren Anstieg auf, wobei $\lambda_{W,MS-N(G)}$ die Steigung der Störungsrate der Gebäudestationen und $\lambda_{W,MS-N(K)}$ die Steigung der Störungsrate der Kompaktstationen ist (vgl. Tabelle 5-3). Dieses Verhältnis ist identisch mit dem Verhältnis der Steigungen der jeweiligen zustandsbasierten Alterungsmodelle (vgl. Abschnitt 3.2.4).

Tabelle 5-3: Funktionsgleichungen der Störungsrate für unterschiedliche Stationstypen auf Basis der Wuppergeraden

	Funktionsgleichung
Gebäudestation	$H_{W,MS-N(G)}(a) = 0,00015 \cdot \frac{1}{a^2} \cdot a + 0,00140 \cdot \frac{1}{a}$
Kompaktstation	$H_{W,MS-N(K)}(a) = 0,00007 \cdot \frac{1}{a^2} \cdot a + 0,00134 \cdot \frac{1}{a}$

Die Verläufe der Störungsrate der unterschiedlichen Bauarten von MS-Schaltanlagen (luft- und gasisolierte MS-Schaltanlagen) in Abhängigkeit von deren Alter sowie die zugrunde liegenden Funktionsgleichungen können der Abbildung 10-26 bzw. der Tabelle 10-11 in Anhang 10.12 entnommen werden. Die Ableitung der Störungsrate der unterschiedlichen Bauarten von Transformatoren (Öl- und Hermetiktransformatoren) in Abhängigkeit von deren Alter kann derzeit nicht erfolgen, da keine (altersunabhängigen) Störungsrate aus der FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik vorliegen.

Um eine vergleichende Betrachtung der Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien auf Basis des hierbei ermittelten finalen Alterungsmodells (Wuppergerade) und der bisher weit verbreiteten (fehlerhaften) Annahme eines badewannenförmigen Alterungsmodells durchzuführen, wird in Anhang 10.13 exemplarisch ein badewannenförmiges Alterungsmodell für die MS-Netzstationen abgeleitet. Wie bereits in Kapitel 1 ausführlich dargestellt, konnte im Rahmen verschiedener Untersuchungen an elektrischen Betriebsmitteln der Verteilungsnetze, wie bspw. hier MS-Netzstationen, ein badewannenförmiges Alterungsverhalten nicht nachgewiesen werden. Ungeachtet dessen wird dieses dennoch häufig unterstellt. Daher wird in Anhang 10.13 die Hypothese verfolgt, dass die Störungsrate der MS-Netzstationen einer Badewannenkurve folgt. Die Entscheidungen im Asset-Management auf Basis der Badewannenkurve sind aber kritisch zu hinterfragen, da hierdurch fehlerhafte Entscheidungen mit weitreichenden Folgen (Kosten für Instandhaltung und Erneuerung) getroffen werden, wie nachfolgend genauer analysiert wird.

5.2 Anwendung der Alterungsmodelle zur Optimierung von Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien

Im Folgenden soll der Nutzen der in dieser Arbeit abgeleiteten Alterungsmodelle beispielhaft aufgezeigt werden, indem diese für die Optimierung von Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien angewendet werden. Im ersten Schritt werden jedoch für die Bewertung der angewandten Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien die ökonomischen Kenngrößen bestimmt. Im Gegensatz zu der HS-Ebene ist in der MS-Ebene ein großes Kollektiv an unterschiedlichen Betriebsmitteln vorhanden [4, 5, 6]. Infolgedessen werden heutzutage für die Bewirtschaftung der MS-Netze Asset-Entscheidungen in Bezug auf Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien für sog. Betriebsmittelgruppen (bspw. MS-Netzstationen, MS-Kabel etc.) festgelegt [4, 5, 6]. Daraus resultiert, dass alle Komponenten einer Betriebsmittelgruppe (hier alle

Hauptkomponenten einer MS-Netzstation) gleichzeitig inspiziert, instandgesetzt und erneuert werden [4, 5, 6]. Dies wird bei der Bestimmung der ökonomischen Kenngrößen in Abschnitt 5.2.1 sowie vor allem bei den anschließenden Bewertungen in den Abschnitten 5.2.2 und 5.2.3 berücksichtigt.

5.2.1 Bestimmung der ökonomischen Kenngrößen

Mit dem Ziel Kosten zu senken und Gewinne zu erwirtschaften, können Optimierungspotenziale innerhalb des Unternehmens jedes Verteilungsnetzbetreibers genutzt werden [6]. Die Gesamtkosten K_{Gesamt} setzen sich unterdessen gemäß Gleichung 5.6 aus den Investitionskosten $K_{\text{Investition}}$ und den Betriebskosten K_{Betrieb} zusammen [6, 9].

$$K_{\text{Gesamt}} = K_{\text{Investition}} + K_{\text{Betrieb}} \quad (5.6)$$

Die Investitionskosten $K_{\text{Investition}}$ entsprechen u. a. der Anzahl an MS-Netzstationen, die jährlich zu erneuern sind [6, 9]. Der Neubeschaffungswert einer MS-Netzstation liegt bei ca. $K_{\text{MS-N}} = 35.000 \text{ €}$ ¹². Weitere Kosten, wie bspw. die Entsorgungskosten, welche nach einer Erneuerung einer MS-Netzstation entstehen [6], werden im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Die Betriebskosten K_{Betrieb} setzen sich gemäß Gleichung 5.7 aus den Instandhaltungskosten K_{Instand} , den Reparaturkosten $K_{\text{Reparatur}}$ für Schäden, welche zu einer Störung führen, sowie den Kosten resultierend aus einer Versorgungsunterbrechung $K_{\text{Unterbrechnung}}$ zusammen [6, 9].

$$K_{\text{Betrieb}} = K_{\text{Instand}} + K_{\text{Reparatur}} + K_{\text{Unterbrechnung}} \quad (5.7)$$

Die Instandhaltungskosten K_{Instand} ermitteln sich gemäß Gleichung 5.8 jeweils aus den Inspektionskosten $K_{\text{Inspektion}}$ und den Wartungskosten K_{Wartung} [6, 8, 9].

$$K_{\text{Instand}} = K_{\text{Inspektion}} + K_{\text{Wartung}} \quad (5.8)$$

Die in dieser Arbeit zugrunde liegende vereinheitlichte Inspektionscheckliste weist einen hohen Detaillierungsgrad auf, sodass ein zeitlicher Aufwand von $t_{\text{Inspektion}} \approx 30 \text{ min}$ für die Berechnungen angenommen werden kann [5, 163]. Die Abschätzung der Wartungszeit erfolgt in Anlehnung an [8]. Dabei wird angenommen, dass diese von der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung abhängig ist [8]. Derweil liegt das gleiche Klassifizierungsschema in dieser Arbeit zugrunde (vgl. Abschnitt 2.4). Die Wartungszeiten für die Hauptkomponenten einer MS-Netzstation in Abhängigkeit der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung können aus der Tabelle 10-9 in Anhang 10.11 entnommen werden. Bei Betrachtung des Anlagenkollektivs ergibt sich eine durchschnittliche Wartungszeit von ca. $t_{\text{Wartung}} \approx 595 \text{ min}$. Gemäß [18, 163] nimmt

¹² Hierbei handelt es sich um den Mittelwert aus den Angaben für städtische [170] und ländliche Verteilungsnetze [171].

i. d. R. eine Wartung an einer MS-Netzstation diese Zeit ($t_{\text{Wartung}} \approx 10$ h) in Anspruch. Um bei der Durchführung einer Wartung die Materialkosten zu berücksichtigen, wird die resultierende Gesamtwartungszeit mit einem Materialkostenfaktor in Höhe von $F_{\text{Material}} = 1,1$ multipliziert [8, 18]. Zusätzlich zu dem zeitlichen Aufwand einer Inspektion ($t_{\text{Inspektion}}$) und Wartung (t_{Wartung}) sind die Kosten, welche aus der Berücksichtigung der Anfahrs- und Zugangszeit mit $t_{\text{Anfahrt}} \approx 20$ min zu einer MS-Netzstation resultieren [8, 164], zu berücksichtigen. Für die Berechnung der anfallenden Personalkosten wird ein durchschnittlicher Stundensatz in Höhe von $K_{\text{Stundenlohn}} = 60$ €/h angesetzt [5, 8].

Im Fall einer Störung ist mit Reparaturkosten $K_{\text{Reparatur}}$ zu rechnen [6, 9]. Diese ergeben sich aus einer Abschätzung der anfallenden Maßnahmen zur Instandsetzung sowie der dazugehörigen Folgekosten [18]. Die mittleren Reparaturkosten bei Schäden mit Störung sind in Tabelle 5-4 für jede Hauptkomponente aufgeführt. Die Steigerung der Lohnkosten erfolgt indessen um $i_{\text{Lohn}} = 2,5$ % pro Jahr [5]. Es erfolgt die Annahme, dass die Materialkosten ebenso jährlich um $i_{\text{Material}} = 2,5$ % ansteigen.

Tabelle 5-4: Mittlere Reparaturkosten bei Schäden mit Störung (in Anlehnung an [18] und eigenen Annahmen)

Hauptkomponente	Reparaturkosten in €
Baulicher Teil	4.459
MS-Schaltanlage	3.402
Transformator	4.309
NS-Verteilung	2.500

Störungen können ggf. zu Versorgungsunterbrechungen führen, welche im Folgenden finanziell zu bewerten sind und $K_{\text{Unterbrechung}}$ die ermittelten Kosten widerspiegelt. Mit dem Ziel eine hohe Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten, wird in der Anreizregulierung die Qualitätsregulierung in Form eines Qualitätselements berücksichtigt [4]. Bei der Berücksichtigung der Pönalzahlungen kann angenommen werden, dass sich diese in der gleichen Höhe wie die Kosten aufgrund des volkswirtschaftlichen Schadens belaufen ($K_{\text{VW}} = 8$ €/kWh) [6]. Beim volkswirtschaftlichen Schaden handelt es sich um Folgeverluste, die sich aufgrund der Versorgungsunterbrechung ergeben [9]. Neben den Pönalzahlungen ergeben sich Umsatzverluste, die den Verteilungsnetzbetreibern unverzüglich durch nichtgelieferte Energie entstehen [9]. Für die Ermittlung der Umsatzverluste kann ein Betrag in Höhe von $K_{\text{Verlust}} = 0,04$ €/kWh angenommen werden [9]. Da jedoch der entgangene Gewinn deutlich niedriger als die Pönalzahlungen ausfällt, kann dieser vernachlässigt werden [6]. Im Fall einer Versorgungsunterbrechung beträgt die Unterbrechungsdauer $t_{\text{Unterbrechung}} = 49,0$ min¹³ (Fehlerort MS-

¹³ In Abschnitt 5.1 wurde bereits erwähnt, dass eine Wiederversorgung – falls Umschaltungen im Rahmen von Wiederversorgungsmaßnahmen nicht möglich sind – u. a. durch den Einsatz eines Netzersatzaggregats erfolgen kann. In der Praxis hat sich gezeigt, dass die Dauer vom Zeitpunkt des Störungseintritts bis zum Zeitpunkt der Wiederversorgung durch ein Netzersatzaggregat ca. vier bis sechs Stunden beträgt [157].

Netzstation) [13]. Die Versorgungsunterbrechung bleibt nämlich so lange bestehen, bis alle benötigten Umschaltmaßnahmen durchgeführt worden sind [6]. Die angenommene Unterbrechungsleistung beträgt $P_{\text{Unterbrechung}} = 630 \text{ kW}$. Dies entspricht einem Durchschnittsszenario bei dem Ausfall eines einzelnen Transformators in einer MS-Netzstation [6]. Aus der Multiplikation der letzten beiden Größen ergibt sich die durchschnittliche Energie $E_{\text{Unterbrechung}} = 658,35 \text{ kWh}$, die in einem Störfall ausfällt [9]. Im Anschluss kann durch eine Multiplikation des Wertes der nichtgelieferten Energie mit den Störungsraten und der Anzahl der MS-Netzstationen die gesamte nichtgelieferte Energie in jedem Alter ermittelt werden [9]. Der Wert der nichtgelieferten Energie hängt damit von der Störungsrate und -dauer (Unterbrechungsdauer) ab [9]. Zusätzlich wird dieser Wert von der jeweiligen Netztopologie stark beeinflusst [9]. So werden ggf. Anpassungen für exakte Berechnungen für jedes individuelle Netz benötigt [9], die jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt werden.

Die Reparaturkosten $K_{\text{Reparatur}}$ sowie die Kosten aufgrund einer Versorgungsunterbrechung $K_{\text{Unterbrechung}}$ werden im Folgenden gemäß Gleichung 5.9 als Ausfallkosten K_{Ausfall} zusammengefasst.

$$K_{\text{Ausfall}} = K_{\text{Reparatur}} + K_{\text{Unterbrechung}} \quad (5.9)$$

Mit dem Ziel, die Vorteilhaftigkeit von Investitionen zu beurteilen, wird häufig der Barwert als Kennzahl verwendet [165]. Die zu vergleichenden Investitionen sollten dabei die gleiche Nutzungsdauer aufweisen [165]. Die Ermittlung des Barwerts K_{bw} einer Investition erfolgt gemäß Gleichung 5.10, indem eine zukünftige Zahlung K_t zum Zeitpunkt t auf einen Zeitpunkt in der Gegenwart t_0 abgezinst wird, wobei i_{Zins} der zugrunde liegende Kalkulationszinssatz ist [165].

$$K_{\text{bw}} = \frac{K_t}{(1 + i_{\text{Zins}})^t} \quad (5.10)$$

Im Fall, dass die zu vergleichenden Investitionen unterschiedliche Nutzungsdauern aufweisen, kann die Annuitätenmethode gemäß Gleichung 5.11 zur Anwendung kommen [165]. Das Ziel der Annuitätenmethode ist, den Barwert einer Investition in eine jährliche Auszahlung (Annuität K_{an}) umzurechnen [165]. Sie berechnet demnach den jährlichen Mehrertrag dieser Investition [165].

$$K_{\text{an}} = K_{\text{bw}} \cdot \frac{i_{\text{Zins}} \cdot (1 + i_{\text{Zins}})^t}{(1 + i_{\text{Zins}})^t - 1} \quad (5.11)$$

Der zugrunde liegende Kalkulationszinssatz für die weiteren Berechnungen beträgt im Rahmen dieser Arbeit $i_{\text{Zins}} = 6 \%$ [4].

Für die Simulationen und Berechnungen der jeweiligen Kosten in den darauffolgenden Abschnitten 5.2.2 und 5.2.3 dienen als Grundgesamtheit die über 4.000 MS-Netzstationen in der erstellten Datenbank, welche ein Alter von 0 Jahren aufweisen.

5.2.2 Vergleichsbetrachtung der unterschiedlichen Alterungsmodelle

In Abschnitt 5.1.2 ist die Ermittlung des Verlaufs der Störungsrate der MS-Netzstationen in Abhängigkeit vom Alter auf Basis des kombinierten Alterungsmodells (Wuppergerade, vgl. Abbildung 5-3) sowie auf Basis eines badewannenförmigen Alterungsmodells (Badewannenkurve, vgl. Abbildung 10-27) erfolgt. Im Folgenden werden diese zwei abgeleiteten Alterungsmodelle gegenübergestellt.

Im Fokus der vergleichenden Betrachtung stehen die Ausfallkosten. Eine Berücksichtigung der Instandhaltungskosten kann hierbei entfallen, da sowohl für die Badewannenkurve als auch für die Wuppergerade die gleichen Inspektions- und Wartungszyklen sowie Inspektions- und Wartungszeiten angenommen werden. Um die Ausfallkosten zu ermitteln, wird für beide Alterungsmodelle die gleiche Grundgesamtheit zugrunde gelegt. Auf Basis dieser und den in Abschnitt 5.2.1 vorgegebenen Rahmenbedingungen kann eine Simulation erfolgen, um die jährlich anfallenden Ausfallkosten zu ermitteln. Die Festlegung des Betrachtungszeitraums der durchgeführten Simulation erfolgt auf Basis einer angenommenen Nutzungsdauer von 40 Jahren für MS-Netzstationen. Nachdem die Berechnung der Barwerte der jährlich anfallenden Ausfallkosten $K_{\text{Ausfall}(bw),B,i}$ (Badewannenkurve) und $K_{\text{Ausfall}(bw),W,i}$ (Wuppergerade), mit $i = 0, 1 \dots 40$, da eine Nutzungsdauer von 40 Jahren betrachtet wird, erfolgt ist, werden diese in Abbildung 5-5 normiert dargestellt, d. h. gemäß den Gleichungen 5.12 und 5.13 bezogen auf den maximalen Wert der jährlich anfallenden Ausfallkosten.

$$k_{\text{Ausfall}(bw),B,i} = \frac{K_{\text{Ausfall}(bw),B,i}}{\max_{0 \leq i \leq 40} \{K_{\text{Ausfall}(bw),B,i}, K_{\text{Ausfall}(bw),W,i}\}} \quad (5.12)$$

$$k_{\text{Ausfall}(bw),W,i} = \frac{K_{\text{Ausfall}(bw),W,i}}{\max_{0 \leq i \leq 40} \{K_{\text{Ausfall}(bw),B,i}, K_{\text{Ausfall}(bw),W,i}\}} \quad (5.13)$$

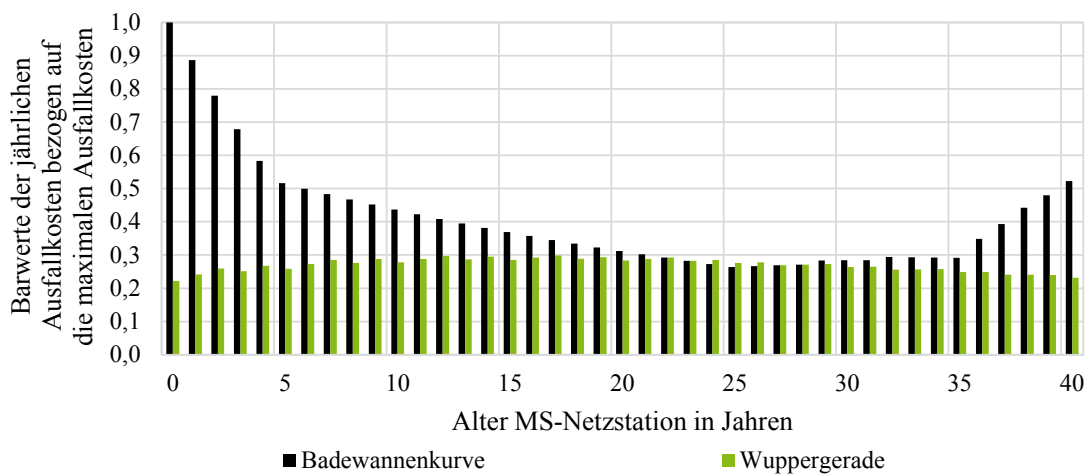


Abbildung 5-5: Barwerte der jährlich anfallenden Ausfallkosten bezogen auf die maximalen Ausfallkosten für die Badewannenkurve und die Wuppergerade (Nutzungsdauer von 40 Jahren)

Anhand der Darstellung der normierten Ausfallkosten $k_{\text{Ausfall}(\text{bw}),\text{B},i}$ (Badewannenkurve) und $k_{\text{Ausfall}(\text{bw}),\text{W},i}$ (Wuppergerade) in Abbildung 5-5 wird ersichtlich, dass gemäß den Verläufen der Störungsrate in den Abbildungen 5-3 und 10-27 die Badewannenkurve erhöhte jährliche Ausfallkosten sowohl zu Betriebsbeginn als auch zu Betriebsende aufweist, wobei die Wuppergerade um das Alter von ca. 25 Jahren geringfügig höhere jährliche Ausfallkosten aufweist. Generell kann ein Abfall der jährlichen Ausfallkosten festgestellt werden. Dies kann damit begründet werden, dass die im Vergleich zu Betriebsbeginn deutlich erhöhten Störungsrate – vor allem bei der Badewannenkurve, wo im Ausfallbereich A_4 im Durchschnitt eine doppelt so hohe Störungsrate vorhanden ist wie im Ausfallbereich A_1 – Richtung Ende der Nutzungsdauer aufgrund der hohen Abzinsung verhältnismäßig geringer ins Gewicht fallen. Im Anschluss werden die Barwerte der jährlichen Ausfallkosten sowohl für die Badewannenkurve als auch für die Wuppergerade gemäß den Gleichungen 5.14 und 5.15 aufsummiert.

$$k_{\text{Ausfall}(\text{bw}),\text{B}} = \sum_{i=0}^{40} k_{\text{Ausfall}(\text{bw}),\text{B},i} \quad (5.14)$$

$$k_{\text{Ausfall}(\text{bw}),\text{W}} = \sum_{i=0}^{40} k_{\text{Ausfall}(\text{bw}),\text{W},i} \quad (5.15)$$

Letztendlich ergeben sich im Rahmen der festgelegten Rahmenbedingungen bei der Badewannenkurve im Vergleich zur Wuppergeraden gemäß Gleichung 5.16 Mehrkosten in Höhe von ca. $MK = 50 \%$.

$$MK = \frac{k_{\text{Ausfall}(\text{bw}),\text{B}} - k_{\text{Ausfall}(\text{bw}),\text{W}}}{k_{\text{Ausfall}(\text{bw}),\text{W}}} \cdot 100 \% \quad (5.16)$$

Im Anschluss wird untersucht, welche Auswirkungen eine Verlängerung der angenommenen Nutzungsdauer von 40 Jahren auf die bisher ermittelten Ergebnisse hat. Dabei können die jährlichen Störungsrate der MS-Netzstationen der Wuppergeraden gemäß Gleichung 5.5 berechnet bzw. aus Abbildung 5-3 entnommen werden. Die jährlichen Störungsrate der MS-Netzstationen der Badewannenkurve werden gemäß der Funktionsgleichung für den vierten Ausfallbereich A_4 (vgl. Tabelle 10-12 in Anhang 10.13) berechnet. Dies erfolgt unter der Annahme, dass die Störungsrate über die zu Beginn angenommene Nutzungsdauer von 40 Jahren hinaus mit der gleichen Steigung zunimmt. Die Nutzungsdauer wird sukzessiv in 5-Jahres-Schritten verlängert bis zu einer maximalen Nutzungsdauer von 53 Jahren. Dies entspricht dem Eintrittszeitpunkt eines betriebsgefährdenden Zustands (vgl. Abschnitt 3.3.1). Die Ergebnisse einer Verlängerung der zu Beginn angenommenen Nutzungsdauer von 40 Jahren sind in der nachfolgenden Abbildung 5-6 dargestellt. Die Mehrkosten werden dabei anhand der beschriebenen Vorgehensweise für eine Nutzungsdauer von 40 Jahren berechnet.

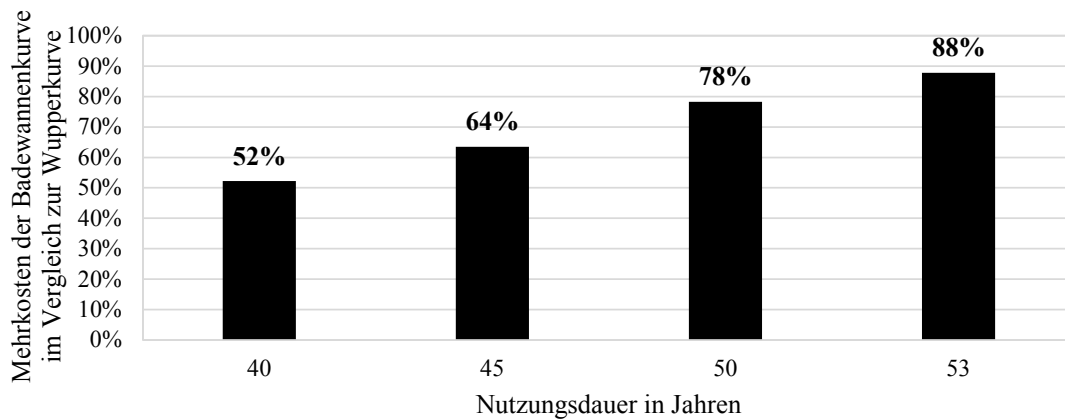


Abbildung 5-6: Mehrkosten der Badewannenkurve im Vergleich zur Wuppergeraden bei unterschiedlichen Nutzungsdauern

Abbildung 5-6 zeigt, dass mit steigender Nutzungsdauer ebenso die Mehrkosten durch den Ansatz der Badewannenkurve im Vergleich zur Wuppergeraden ansteigen. Bei einer Verlängerung der Nutzungsdauer von 40 auf 45 Jahren entstehen zusätzliche Mehrkosten in Höhe von ca. 12 % (in Prozentpunkten betrachtet) wobei bei einer Verlängerung der Nutzungsdauer von 50 auf 53 Jahren zusätzliche Mehrkosten in Höhe von ca. 10 % (in Prozentpunkten betrachtet) entstehen. Dies ist auf die starke Zunahme der jährlich anfallenden Ausfallkosten Richtung Ende der jeweiligen Nutzungsdauer bei der Badewannenkurve zurückzuführen (vgl. Abbildung 10-28 in Anhand 10.14). Die Simulation der Alterung einer MS-Netzstation gemäß einer Badewannenkurve führt letztendlich zu dem Ergebnis, dass deutlich höhere Ausfallkosten ermittelt werden als bei der Simulation der Alterung gemäß der Wuppergeraden.

Nachdem die Vorteilhaftigkeit einer Simulation des Ausfallverhaltens von MS-Netzstationen gemäß einem konstanten, linearen Anstieg der Störungsrate gegenüber einer Simulation des Ausfallverhaltens gemäß einem badewannenförmigen Anstieg der Störungsrate dadurch aufgezeigt wurde, dass realitätsgerechtere Kosten errechnet werden sowie eine realitätsgerechtere Verteilung dieser auf die Jahre erfolgt, rückt die Wuppergerade in den Fokus von weiteren, detaillierteren Untersuchungen. So werden für die Wuppergerade die Gesamtkosten bei unterschiedlichen Nutzungsdauern ermittelt. Die in den Betriebskosten eingeordneten Instandhaltungskosten werden dabei auf Basis eines 4-jährigen Inspektions- und eines 8-jährigen Wartungszyklus ermittelt (vgl. Abschnitt 2.5.1). Im Anschluss werden die ermittelten Gesamtkosten gegenübergestellt. Dazu werden zuerst die Barwerte der jährlich anfallenden Gesamtkosten aufsummiert und anschließend deren Annuitätswerte $K_{\text{Gesamt}(an),W,d}$ (mit $d \in \text{ND} = \{40,45,50,53\}$) ermittelt, da es sich hierbei um Investitionen mit unterschiedlichen Nutzungsdauern handelt (vgl. Abschnitt 5.2.1). In Abbildung 5-7 werden die Annuitätswerte der Gesamtkosten normiert dargestellt, d. h. gemäß Gleichung 5.17 bezogen auf den maximalen Annuitätswert der Gesamtkosten.

$$k_{\text{Gesamt}(an),W,d} = \frac{K_{\text{Gesamt}(an),W,d}}{\max_{\forall d \in \text{ND}} \{K_{\text{Gesamt}(an),W,d}\}} \quad (5.17)$$

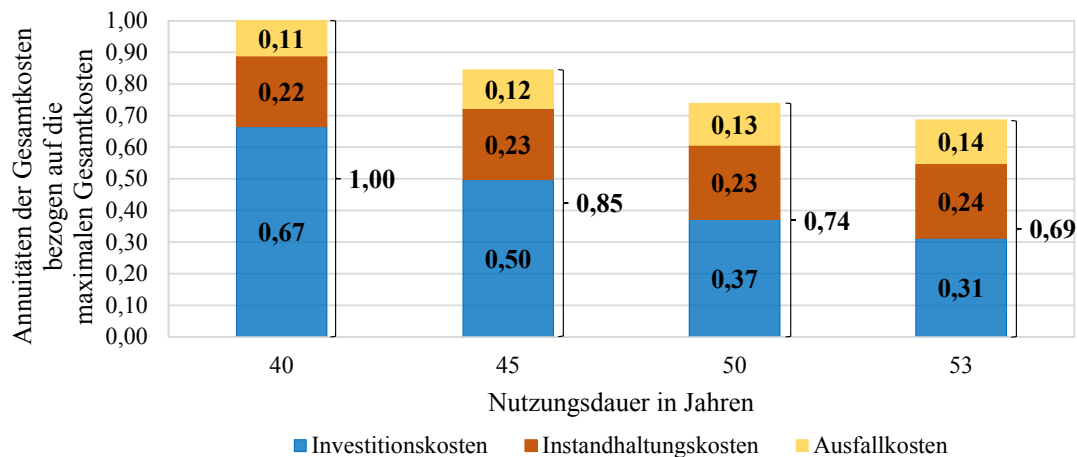


Abbildung 5-7: Annuitäten der Gesamtkosten bezogen auf die maximalen Gesamtkosten bei unterschiedlichen Nutzungsdauern

Anhand der ermittelten Ergebnisse in Abbildung 5-7 wird deutlich, dass es vorteilhafter ist, die MS-Netzstationen so lange wie technisch irgend möglich zu betreiben. Mit einer Verlängerung der Nutzungsdauer und damit einem steigenden Alter der MS-Netzstationen steigt ebenso deren Störungsrate an. Dies führt zu einem Anstieg der Annuitäten der Ausfallkosten von ca. 25 % bei einer Verlängerung der Nutzungsdauer von 40 auf 53 Jahren. Zusätzlich steigen die Annuitäten der Instandhaltungskosten um ca. 6 %, da mehr Inspektionen und Wartungen durchgeführt werden. Da jedoch die Berechnungen auf Basis eines 4-jährigen Inspektions- und eines 8-jährigen Wartungszyklus durchgeführt werden, kann angenommen werden, dass für jede MS-Netzstation maximal zwei Inspektionen und eine Wartung zusätzlich erfolgen. Folglich weisen die Annuitäten der Instandhaltungskosten einen eher geringfügigen Anstieg auf. Gleichzeitig fallen jedoch bei einer Verlängerung der Nutzungsdauer von 40 auf 53 Jahren die Annuitäten der Investitionskosten um ca. 53 %. Die Investitionskosten machen derweil den Großteil der Gesamtkosten mit ca. 55 % im Mittel aus (vgl. Abbildung 10-29 in Anhang 10.14). Der Effekt der fallenden Annuitätskosten (Investitionskosten) wirkt sich stärker auf die Gesamtkosten aus als die steigenden Annuitätskosten (Ausfall- und Instandhaltungskosten), sodass ein Abfall der Annuitäten der Gesamtkosten um ca. 31 % bei einer Verlängerung der Nutzungsdauer von 40 auf 53 Jahren erfolgt. Infolgedessen kann eine Reduktion der jährlichen Erneuerungsrate von 2,5 % auf ca. 1,89 % der MS-Netzstationen erfolgen. Eine weitere Reduktion der Erneuerungsrate und somit eine weitere Verlängerung der Nutzungsdauer hätte den Eintritt mehrerer betriebsgefährdender Zustände bei den gleichen MS-Netzstationen innerhalb eines kurzen Zeitraums zur Folge, d. h. eine Erneuerung der verbleibenden, während der ersten Erneuerungsmaßnahme (erster betriebsgefährdender Zustand) nicht ausgetauschten Hauptkomponenten muss kurzfristig ebenfalls erfolgen (vgl. Tabelle 10-7 in Anhang 10.9).

Nachdem die Vorteilhaftigkeit einer Verlängerung der Nutzungsdauer von MS-Netzstationen von 40 auf 53 Jahren dargestellt werden konnte, rücken die ca. 2.000 MS-Netzstationen des zusammengestellten Anlagenkollektivs, welche bereits die Nutzungsdauer von 53 Jahren überschritten haben und ein Alter von bis zu 60 Jahren aufweisen, in den Fokus der weiteren

Untersuchungen. Eine sofortige Erneuerung dieser MS-Netzstationen würde zu einer erheblichen Investitionsspitze führen. Des Weiteren wird heutzutage standardmäßig dem Asset-Management ein jährliches (begrenzt) Budget vom Asset-Owner vorgegeben, um jeweils Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen (Investitionen) durchzuführen [6]. Die Festlegung eines begrenzten Budgets führt dazu, dass der Umfang der durchzuführenden Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen reduziert wird [4, 5, 6]. Mit dem Ziel die Festlegung einer Investitionsobergrenze (IOG) zu simulieren und eine potenzielle Investitionsspitze zu glätten, wird eine jährliche, kontinuierliche Erneuerungsrate von ca. 6,25 % der MS-Netzstationen zugrunde gelegt, was einer erweiterten Nutzungsdauer von weiteren 16 Jahren entspricht. Wie bereits in Abschnitt 3.3.2.2 festgestellt, ist mittels der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie eine Verlängerung der Nutzungsdauer von 53 auf 69 Jahren möglich. Auf dieser Basis werden die Erneuerungsmaßnahmen priorisiert und optimiert durchgeführt. Dabei rücken die Zustände der MS-Netzstationen in den Fokus der weiteren Betrachtung. Die Clusteranalyse gemäß den in Abschnitt 3.1.1 ermittelten Grenzwerten für die hier betrachteten MS-Netzstationen ergibt, dass sich ca. 60 % der MS-Netzstationen im „grünen“ („guter“ Zustand), ca. 13 % im „gelben“ („mittlerer“ Zustand) sowie ca. 27 % im „roten“ Cluster („schlechter“ Zustand) befinden. An erster Stelle werden die MS-Netzstationen erneuert, welche sich im „roten“ Cluster befinden. Dies erfolgt über einen Zeitraum von 5 Jahren. Nachdem die Erneuerung aller MS-Netzstationen dieses Clusters abgeschlossen ist, werden MS-Netzstationen aus den übrigen Clustern erneuert. So erfolgt als Nächstes über einen Zeitraum von 3 Jahren die Erneuerung der MS-Netzstationen, welche sich im „gelben“ Cluster befinden. An letzter Stelle werden die MS-Netzstationen, welche sich im „grünen“ Cluster befinden, über einen Zeitraum von 10 Jahren erneuert. Anhand dieser Vorgehensweise können die jährlich anfallenden Investitionskosten ermittelt werden.

Für die MS-Netzstationen, welche nicht erneuert werden, erfolgt eine Optimierung der Instandhaltungsmaßnahmen. Da eine Anwendung der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie erfolgt, um – wie bereits in diesem Abschnitt erwähnt – eine Verlängerung der Nutzungsdauer zu erreichen (vgl. Abschnitt 3.3.2.2), wird anstelle eines 8-jährigen Wartungszyklus ein zustandsorientierter Wartungszyklus angewendet. Erneut werden die Ergebnisse der durchgeführten Clusteranalyse hinzugezogen (vgl. Abschnitt 3.1.1). Für die MS-Netzstationen, welche sich im „grünen“ Cluster („guter“ Zustand) befinden, wird der Inspektions- und Wartungszyklus beibehalten. Für die MS-Netzstationen, welche sich im „gelben“ Cluster („mittlerer“ Zustand) befinden, wird der Inspektions- und Wartungszyklus um ein Jahr verkürzt. Somit können rechtzeitig Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden, noch bevor ein kritischer Zustand erreicht wird. Letztendlich wird für die MS-Netzstationen, welche sich im „roten“ Cluster („schlechter“ Zustand) befinden, ein jährlicher Inspektions- und Wartungszyklus befolgt. Da die Nutzungsdauer von 53 Jahren bereits überschritten wurde, wird dem Risiko eines Ausfalls somit vorgebeugt. Auf dieser Basis können die jährlich anfallenden Instandhaltungskosten ermittelt werden. Des Weiteren werden auf Basis der noch in Betrieb befindlichen MS-

Netzstationen zusätzlich die jährlich anfallenden Ausfallkosten ermittelt. Die dazu benötigten jährlichen Störungsdaten können für die MS-Netzstationen mit einem Alter von bis zu 60 Jahren gemäß Gleichung 5.5 berechnet bzw. aus Abbildung 5-3 entnommen werden. Die jährlichen Störungsdaten für ältere MS-Netzstationen können durch eine Extrapolation des in Abbildung 5-3 dargestellten Verlaufs der Störungsrate ermittelt werden.

Im Anschluss werden die Gesamtkosten ohne Investitionsobergrenze (sofortige Erneuerung der MS-Netzstationen mit einem Alter von über 53 Jahren) und mit Investitionsobergrenze (jährliche Erneuerungsrate in Höhe von ca. 6,25 % und Umstellung von einer zeitorientierten zu einer zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie) gegenüber gestellt. Dazu werden die Barwerte der anfallenden Gesamtkosten einer Betrachtung ohne Investitionsobergrenze (ohne IOG) $K_{\text{Gesamt}(bw),\text{ohne_IOG}}$ sowie einer Betrachtung mit Investitionsobergrenze (mit IOG) $K_{\text{Gesamt}(bw),\text{mit_IOG}}$ ermittelt und in Abbildung 5-8 gemäß den Gleichungen 5.18 und 5.19 normiert dargestellt.

$$k_{\text{Gesamt}(bw),\text{ohne_IOG}} = \frac{K_{\text{Gesamt}(bw),\text{ohne_IOG}}}{\max\{K_{\text{Gesamt}(bw),\text{ohne_IOG}}, K_{\text{Gesamt}(bw),\text{mit_IOG}}\}} \quad (5.18)$$

$$k_{\text{Gesamt}(bw),\text{mit_IOG}} = \frac{K_{\text{Gesamt}(bw),\text{mit_IOG}}}{\max\{K_{\text{Gesamt}(bw),\text{ohne_IOG}}, K_{\text{Gesamt}(bw),\text{mit_IOG}}\}} \quad (5.19)$$

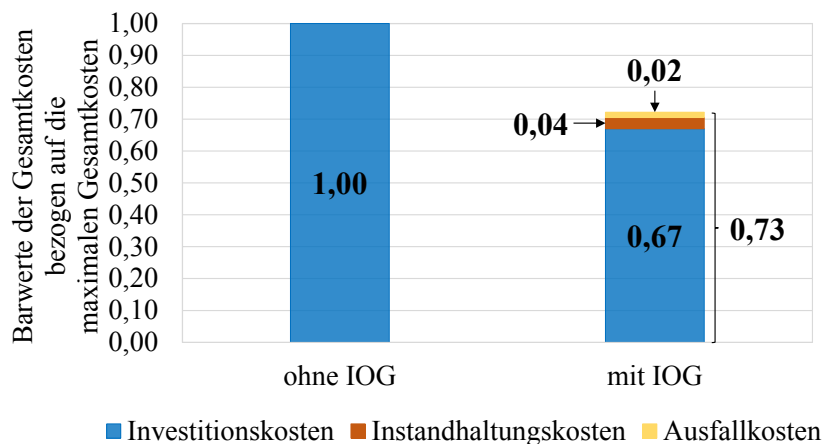


Abbildung 5-8: Barwerte der Gesamtkosten bezogen auf die maximalen Gesamtkosten ohne Investitionsobergrenze (links) und mit Investitionsobergrenze (rechts)

Anhand der Darstellung der Ergebnisse in Abbildung 5-8 wird deutlich, dass mittels einer simulierten Investitionsobergrenze (mit IOG) die Gesamtkosten um ca. 39 % geringer ausfallen können. Wie bereits festgestellt werden konnte, stellen die Investitionskosten den Großteil der Gesamtkosten dar und führen zu dieser prozentualen Abnahme. Sowohl die nun anfallenden Instandhaltungskosten (ca. 5 % der Gesamtkosten mit IOG) als auch die Ausfallkosten (ca. 2 % der Gesamtkosten mit IOG) haben einen eher unerheblichen Einfluss auf die Gesamtkosten. Eine sofortige Erneuerung der MS-Netzstationen mit einem Alter von über 53 Jahren führt nicht zu

adäquaten Ergebnissen und eine Optimierung der Instandhaltungs- und Erneuerungsentscheidungen mithilfe einer zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie und einer Erneuerung der MS-Netzstationen gemäß einer erfolgten Clusteranalyse führt letztendlich zu geringeren Gesamtkosten.

5.2.3 Vergleichsbetrachtung von unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien

In Abschnitt 3.3.2.1 wurde bereits der Mehrwert der Durchführung von notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen aufgezeigt, indem festgestellt werden konnte, dass bei einer Nichtberücksichtigung von Instandhaltungsmaßnahmen die MS-Netzstationen ein deutlich schnelleres Alterungsverhalten und folglich eine ebenso deutlich kürzere Nutzungsdauer (vgl. Abbildung 3-13) aufweisen. Um den Einfluss der Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen monetär zu bewerten, werden die Annuitätswerte der Gesamtkosten mit Instandhaltungsmaßnahmen (4-jähriger Inspektions- und 8-jähriger Wartungszyklus, Nutzungsdauer von 53 Jahren) $K_{\text{Gesamt(an),mit_IH}}$ und ohne Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen (keine Inspektionen und Wartungen, Nutzungsdauer von 18 Jahren) $K_{\text{Gesamt(an),ohne_IH}}$ ermittelt und gegenüber gestellt. Die gemäß den Gleichungen 5.20 und 5.21 ermittelten normierten Annuitätswerte der Gesamtkosten werden in Abbildung 5-9 dargestellt.

$$k_{\text{Gesamt(an),mit_IH}} = \frac{K_{\text{Gesamt(an),mit_IH}}}{\max\{K_{\text{Gesamt(an),mit_IH}}, K_{\text{Gesamt(an),ohne_IH}}\}} \quad (5.20)$$

$$k_{\text{Gesamt(an),ohne_IH}} = \frac{K_{\text{Gesamt(an),ohne_IH}}}{\max\{K_{\text{Gesamt(an),mit_IH}}, K_{\text{Gesamt(an),ohne_IH}}\}} \quad (5.21)$$

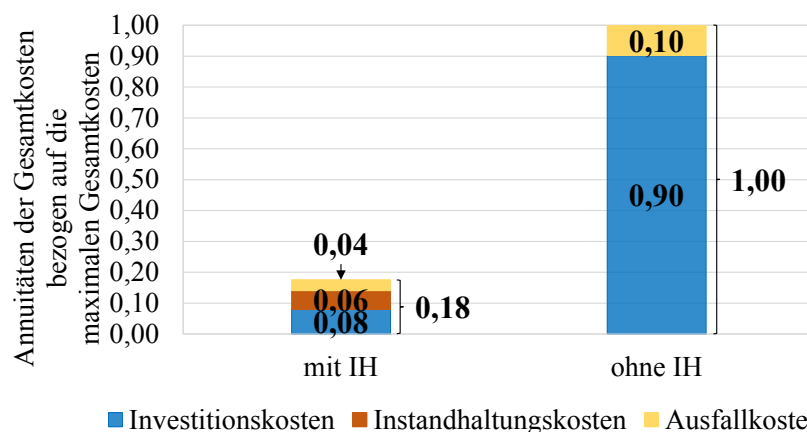


Abbildung 5-9: Annuitäten der Gesamtkosten bezogen auf die maximalen Gesamtkosten mit (links, 4-jähriger Inspektions- und 8-jähriger Wartungszyklus) und ohne Berücksichtigung von Instandhaltungsmaßnahmen (rechts, weder Inspektionen noch Wartungen)

Anhand der ermittelten Ergebnisse in Abbildung 5-9 wird ersichtlich, dass deutlich höhere Gesamtkosten entstehen, wenn (notwendige) Instandhaltungsmaßnahmen (Inspektionen und Wartungen) an den MS-Netzstationen ausbleiben. Obwohl keine Berücksichtigung von Instandhaltungsmaßnahmen erfolgt (ohne IH, rechte Säule in Abbildung 5-9), keine

Instandhaltungskosten somit anfallen und folglich zu 100 % diese eingespart werden, steigen die Annuitäten der Gesamtkosten um ca. 470 % im Vergleich zur Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen (mit IH, linke Säule in Abbildung 5-9) sehr stark an. Dies ist vor allem auf die extrem angestiegenen Annuitäten der Investitionskosten (ca. 1.030 %) und weniger auf die steigenden Annuitäten der Ausfallkosten (ca. 176 %) zurückzuführen. Die erhöhten Investitionskosten können mit der um ca. zwei Drittel verkürzten Nutzungsdauer (von 53 auf 18 Jahre) der MS-Netzstationen und der damit deutlich frühzeitigeren Erneuerung begründet werden, wenn keine Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden. Des Weiteren steigen die Ausfallkosten an, da Instandhaltungsmaßnahmen ausbleiben und folglich mit deutlich mehr Ausfällen zu rechnen ist. Dies spiegelt sich sowohl im schnelleren Alterungsverhalten als auch in der deutlich kürzeren Nutzungsdauer wider. Als Fazit kann festgehalten werden, dass Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden sollten, welche es standardmäßig zu optimieren gilt.

Nachdem die Vorteilhaftigkeit der Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen an MS-Netzstationen, um vorhandene Mängel zu beseitigen, zusätzlich auf Basis der anfallenden Kosten aufgezeigt wurde, wird im Folgenden eine Vergleichsbetrachtung von unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien durchgeführt. Im Vordergrund stehen dabei erneut die zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie (4-jähriger Inspektions- und zustandsorientierter Wartungszyklus) und die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie (5-jähriger Inspektions- und 10-jähriger Wartungszyklus). Im Rahmen der vergleichenden Betrachtung werden sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten (Instandhaltungs- und Ausfallkosten) berücksichtigt. In einem ersten Schritt werden die Ausfallkosten für die jeweiligen Instandhaltungsstrategien ermittelt. Dazu werden gemäß der in Abschnitt 5.1.2 beschriebenen Vorgehensweise für die zustands- und die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie die Störungsrate in Abhängigkeit des Alters abgeleitet. In Abbildung 5-10 sind gemäß den zugrunde liegenden Funktionsgleichungen in Tabelle 5-5 die Verläufe der Störungsrate bis zu einem Alter von 60 Jahren dargestellt.

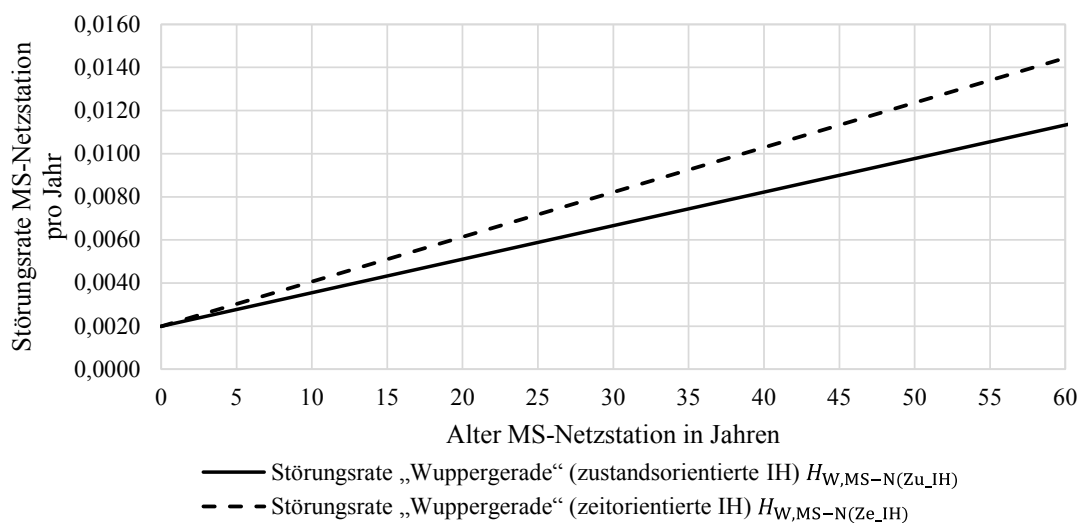


Abbildung 5-10: Verlauf der Störungsrate der MS-Netzstationen in Abhängigkeit vom Alter auf Basis der Wuppergeraden für die zustands- und die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie

Aus Abbildung 5-10 wird gemäß den zugrunde liegenden Funktionsgleichungen in Tabelle 5-5 ersichtlich, dass die MS-Netzstationen für die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien unterschiedliche Verläufe der Störungsrate aufweisen. Zu Betriebsbeginn weisen die MS-Netzstationen unabhängig der angewandten Instandhaltungsstrategie die gleiche minimale Störungsrate in Höhe von $b_{W,MS-N(Ze_{IH})} = b_{W,MS-N(Zu_{IH})} = 0,00199 \frac{1}{a}$ auf (Achsenabschnitt der Regressionsgeraden $H_{W,MS-N(Ze_{IH})}(a)$ und $H_{W,MS-N(Zu_{IH})}(a)$, vgl. Tabelle 5-5). Diese resultiert aus der Wuppergeraden (vgl. Gleichung 5.5). Mit steigendem Alter weisen die MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie jedoch eine deutlich niedrigere Störungsrate auf. Folglich ergibt sich, dass die MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie einen um ca. $\lambda_{W,MS-N(Ze_{IH})} \approx 1,3 \cdot \lambda_{W,MS-N(Zu_{IH})}$ steileren Anstieg der Störungsrate aufweisen als die MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie, wobei $\lambda_{W,MS-N(Ze_{IH})}$ die Steigung der Störungsrate der MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie und $\lambda_{W,MS-N(Zu_{IH})}$ die Steigung der Störungsrate der MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie ist. Dieses Verhältnis ist derweil identisch mit dem Verhältnis der Steigungen der jeweiligen zustandsbasierten Alterungsmodelle (vgl. Abschnitt 3.2.5).

Tabelle 5-5: Funktionsgleichungen der Störungsrate für unterschiedliche Instandhaltungsstrategien auf Basis der Wuppergeraden

	Funktionsgleichung
MS-Netzstation (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)	$H_{W,MS-N(Ze_{IH})}(a) = 0,00021 \cdot \frac{1}{a^2} \cdot a + 0,00199 \cdot \frac{1}{a}$
MS-Netzstation (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)	$H_{W,MS-N(Zu_{IH})}(a) = 0,00016 \cdot \frac{1}{a^2} \cdot a + 0,00199 \cdot \frac{1}{a}$

Anhand der abgeleiteten Verläufe der Störungsrate der MS-Netzstationen für beide Instandhaltungsstrategien kann eine Simulation erfolgen, um die jährlich anfallenden Ausfallkosten zu ermitteln. Dabei sind die jeweiligen Nutzungsdauern – zeitorientierte Instandhaltungsstrategie mit einer Nutzungsdauer von 47 Jahren und zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie mit einer Nutzungsdauer von 69 Jahren (vgl. Abschnitt 3.3.2.2) – zu berücksichtigen. Hierbei können die Störungsrate für ältere MS-Netzstationen (über 60 Jahre) durch eine Extrapolation des in Abbildung 5-10 dargestellten Verlaufs bzw. mithilfe der zugrunde liegenden Funktionsgleichung in Tabelle 5-5 ermittelt werden.

In einem nächsten Schritt werden die anfallenden Instandhaltungskosten für die jeweiligen Instandhaltungsstrategien ermittelt. Hierbei wird für die zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie ein 4-jähriger Inspektions- und ein zustandsorientierter Wartungszyklus und für die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie ein 5-jähriger Inspektions- und ein 10-jähriger Wartungszyklus angenommen (vgl. Abschnitt 2.5.4). Der zeitliche Aufwand einer Inspektion ist bei beiden

Instandhaltungsstrategien gleich anzusetzen ($t_{\text{Inspektion}} \approx 30$ min). Im Gegensatz zur Inspektion sind bei der Ermittlung der Wartungskosten unterschiedliche Wartungszeiten für die jeweiligen Instandhaltungsstrategien anzusetzen, wobei bei der zeitorientierten Instandhaltung ein deutlich höherer zeitlicher Aufwand benötigt wird. Dies resultiert u. a. aus den abgeleiteten Alterungsmodellen der MS-Netzstationen bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien in Abbildung 3-9 in Abschnitt 3.2.5 bzw. Abbildung 10-21 in Anhang 10.8.4, wobei die MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie einen schlechteren Zustandsindex aufweisen. Bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie werden nämlich Mängel frühzeitig ermittelt und beseitigt, noch bevor sich diese zu kritischen Mängeln entwickeln und ein noch höherer Aufwand benötigt wird, um diese zu beseitigen. Folglich resultiert bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie eine durchschnittliche Wartungszeit in Höhe von ca. $t_{\text{Wartung(Zu_IH)}} \approx 491$ min bzw. $t_{\text{Wartung(Zu_IH)}} \approx 9$ h. Bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie resultiert dagegen eine durchschnittliche Wartungszeit in Höhe von ca. $t_{\text{Wartung(Ze_IH)}} \approx 642$ min bzw. $t_{\text{Wartung(Ze_IH)}} \approx 11$ h.

Für beide Instandhaltungsstrategien wird derweil die gleiche Grundgesamtheit (4.000 MS-Netzstationen, vgl. Abschnitt 5.2.1) zugrunde gelegt. Des Weiteren konnte im vorherigen Abschnitt 5.2.2 festgestellt werden, dass es vorteilhafter ist, die MS-Netzstationen über einen größtmöglichen Zeitraum zu betreiben. Diese Zeiträume orientieren sich an den für beide Instandhaltungsstrategien unterschiedlichen maximalen Nutzungsdauern, bis ein betriebsgefährdender Zustand erreicht wird (die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie mit einer Nutzungsdauer von 47 Jahren und die zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie mit einer Nutzungsdauer von 69 Jahren, vgl. Abschnitt 3.3.2.2). Aus den ermittelten Investitions- und Betriebskosten ergeben sich die Gesamtkosten für die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien. Die Annuitäten der Gesamtkosten werden für beide Instandhaltungsstrategien ($K_{\text{Gesamt(an),Ze_IH}}$ ist die der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie und $K_{\text{Gesamt(an),Zu_IH}}$ die der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie) in Abbildung 5-11 gemäß den Gleichungen 5.22 und 5.23 normiert dargestellt.

$$k_{\text{Gesamt(an),Ze_IH}} = \frac{K_{\text{Gesamt(an),Ze_IH}}}{\max\{K_{\text{Gesamt(an),Ze_IH}}, K_{\text{Gesamt(an),Zu_IH}}\}} \quad (5.22)$$

$$k_{\text{Gesamt(an),Zu_IH}} = \frac{K_{\text{Gesamt(an),Zu_IH}}}{\max\{K_{\text{Gesamt(an),Ze_IH}}, K_{\text{Gesamt(an),Zu_IH}}\}} \quad (5.23)$$

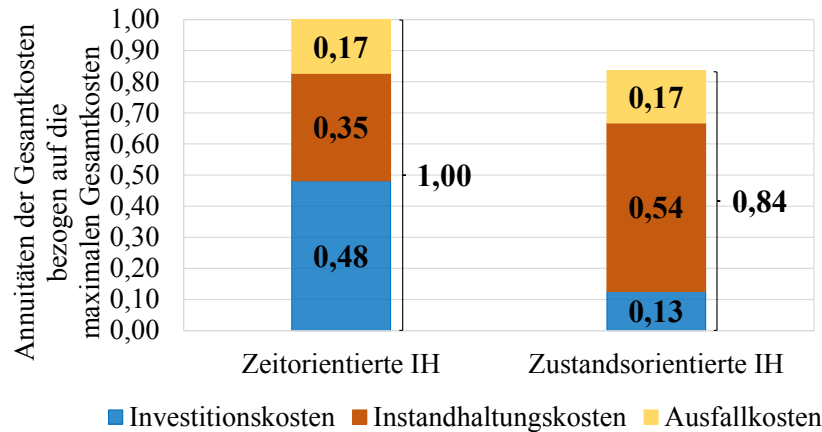


Abbildung 5-11: Annuitäten der Gesamtkosten bezogen auf die maximalen Gesamtkosten bei der zeitorientierten (links) und der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie (rechts)

Abbildung 5-11 zeigt, dass es vorteilhafter ist, die MS-Netzstationen zustandsorientiert instand zu halten. Die Annuitäten der Gesamtkosten sind bei der zeitorientierten um ca. 20 % höher als bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie. Ausschlaggebend dafür sind vor allem die bei der zeitorientierten im Vergleich zur zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie erhöhten Annuitäten der Investitionskosten (um ca. 278 %), welche die geringeren Annuitäten der Instandhaltungskosten der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie (um ca. 36 %) überwiegen. Die Ausfallkosten weisen indessen eine prozentuale Abweichung von ca. 3 % zwischen den beiden Instandhaltungsstrategien auf. Trotz der kürzeren Nutzungsdauer bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie werden höhere Ausfallkosten aufgrund der höheren jährlichen Störungsrate (vgl. Abbildung 5-11) ermittelt.

5.3 Kritische Würdigung der Alterungsmodelle

Die Ergebnisse und der Nutzen der realitätsgerechten Alterungsmodelle für optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien sind bereits ausführlich in den vorherigen Abschnitten aufgezeigt worden. In diesem Abschnitt erfolgt eine kritische Würdigung der im Rahmen dieser Arbeit abgeleiteten Alterungsmodelle, welche als Basis für optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien dienen.

Die Ableitung der Alterungsmodelle erfolgt auf Basis der Zustandsbewertungen, ergänzt um die Laborergebnisse. Die Zustandsbewertungen werden von den Verteilungsnetzbetreibern mittels visueller Inspektionen durchgeführt. Die Grenzen der visuellen Inspektion mithilfe von Inspektionschecklisten sowie der erfolgten Zustandsbewertung sind in [4] bereits erläutert. Eine realitätsgerechte Bewertung des Zustands insbesondere von elektrischen Komponenten erfolgt dabei mit einer eingeschränkten Aussagekraft [4, 5]. Des Weiteren ist die Ermittlung der Gewichtungsfaktoren der Hauptkomponenten der MS-Netzstationen analog zu [4] heuristisch erfolgt, sodass diese durch das netzbetreiberspezifisch geschulte Instandhaltungspersonal einem subjektiven Einfluss unterliegen können. Die resultierende Unsicherheit fließt letztendlich – unabhängig vom Ansatz nach dem die Ableitung erfolgt – in die Alterungsmodelle ein. Die

Notwendigkeit des Einsatzes von Messtechnik ist somit gegeben. Die Wirtschaftlichkeit der Anwendung von Messverfahren an über 70.000 MS-Netzstationen ist auch im Rahmen von visuellen Inspektionen jedoch nicht gegeben, sodass die erfolgten Zustandsbewertungen und die abgeleiteten Alterungsmodelle weiterhin eine Unsicherheit aufweisen. Allerdings ergeben sich aufgrund der großen Anzahl an visuell inspizierten MS-Netzstationen signifikante Ergebnisse auch ohne die Anwendung von Messverfahren.

Mit dem Ziel validere und realitätsgerechtere Alterungsmodelle zu generieren, werden anderweitige Möglichkeiten genutzt, die einen gerechtfertigten, jedoch geringeren zeitlichen Mehraufwand erzeugen. In die Alterungsmodelle fließen neben den Ergebnissen aus den visuellen Inspektionen die Laborergebnisse mit ein. Bei den im Rahmen der Laboruntersuchungen eingesetzten Mess- und Prüfverfahren handelt sich um invasive Verfahren, wobei eine direkte elektrische Kopplung der Messgeräte und Prüfaufbauten zu den untersuchten MS-Anlagen benötigt wird, um eine Detektion von Fehlstellen zu ermöglichen. Obwohl es sich hierbei um sensitive Verfahren handelt, weisen diese eine unterschiedliche Aussagekraft auf, sodass ggf. nicht alle Anzeichen für Alterungserscheinungen (altersbedingte Fehlstellen) festgestellt werden können bzw. erst festgestellt werden, wenn die Auswirkungen der Alterungseffekte auf den Zustand eine deutlichere Ausprägung aufweisen. Die Schaltzeitmessung, welche zur Untersuchung des Einflusses der Alterung auf die Bewertungskategorie „Mechanik“ eingesetzt wird, weist bspw. eine deutlich geringere Genauigkeit als die eingesetzten Mess- und Prüfverfahren, welche zur Untersuchung des Einflusses der Alterung auf die Bewertungskategorie „Isolationsfähigkeit“ eingesetzt werden, auf. Die Ergebnisse der Bewertungskategorie „Isolationsfähigkeit“ werden jedoch am höchsten und die Ergebnisse zur Bewertungskategorie „Mechanik“ am niedrigsten gewichtet, sodass die Laborergebnisse bzgl. des Alterungsverhaltens eine hohe Aussagekraft aufweisen.

Die Aggregation der aus den jeweiligen Mess- und Prüfverfahren ermittelten Ergebnisse für die einzelnen Bewertungskategorien (Kontaktwiderstand, Isolationsfähigkeit, Mechanik) erfolgt mithilfe von Gewichtungsfaktoren aus [77]. Deren Ermittlung erfolgte hingegen überwiegend heuristisch, wobei nur eine geringfügige subjektive Beeinflussung gegeben ist. Die Vergleichbarkeit der ermittelten Bewertungsergebnisse über alle laborgeprüften MS-Anlagen ist allerdings weiterhin gegeben.

Ebenfalls besteht die Möglichkeit, dass weitere als die festgestellten Anzeichen für Alterungserscheinungen existieren, welche durch die angewandten Mess- und Prüfverfahren oder fehlerbehaftete Messungen nicht erfasst werden können. Obwohl auch die Anzahl der laborgeprüften Anlagen (hier MS-Anlagen) deutlich niedriger ist als die Anzahl der visuell inspizierten Anlagen (hier Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“) ergeben sich letztendlich aus den Laboruntersuchungen signifikante Ergebnisse, welche in die Alterungsmodelle einfließen.

Im Rahmen der in dieser Arbeit durchgeführten Laboruntersuchungen wurden ausschließlich luftisolierte MS-Anlagen geprüft. Im Rahmen von Folgeuntersuchungen können an weiteren als an den in der vorliegenden Arbeit bereits untersuchten MS-Anlagen (bspw. gasisolierte MS-Anlagen) Anzeichen für Alterungserscheinungen festgestellt sowie die Auswirkungen der Alterungseffekte auf deren Zustand identifiziert werden. Bspw. ist in [77] ein erster Ansatz zur alters- sowie herstellerbezogenen Analyse von Hochspannungs-GIS zu finden. Weiterer Forschungsbedarf besteht ebenso in der labortechnischen Untersuchung von Alterungserscheinungen an den verbleibenden Hauptkomponenten von MS-Netzstationen wie bspw. Transformatoren, um deren Alterungsverhalten valide und realitätsgerecht zu bestimmen. Da für alle elektrischen Komponenten die gleichen atmosphärischen Bedingungen, welche einen Einfluss auf die Alterung ausüben, in einer MS-Netzstation herrschen, kann diesen zunächst ein ähnliches Alterungsverhalten unterstellt werden.

Aus der Kombination der Laborergebnisse und der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen werden valide und realitätsgerechte Alterungsmodelle abgeleitet. Die Wahl der Relationsgrößen zur Kombination der Laborergebnisse und der Ergebnisse aus den visuellen Inspektionen zu einem Alterungsmodell basieren auf Simulationsergebnissen und Feldtesterfahrungen gemäß [4]. Diese beeinflussen jedoch die abgeleiteten Alterungsmodelle, sodass eine andere Wahl der Relationsgrößen zu differenzierten Erkenntnissen führen kann.

Mit dem Ziel den Nutzen der abgeleiteten realitätsgerechten Alterungsmodelle (Wuppergerade) für optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien aufzuzeigen, wurde ein Vergleich mit dem typischen theoretischen Alterungsmodell der Badewannenkurve durchgeführt. In der Praxis hat sich jedoch bisher die Badewannenkurve nicht als allgemeingültiges Modell des Alterungsverhaltens von elektrischen Betriebsmitteln erwiesen, d. h. es existieren keine Anzeichen dafür, dass Betriebsmittel von Verteilungsnetzen diesem Alterungsverhalten unterliegen. Somit können für Vergleichszwecke theoretisch auch weitere Funktionsverläufe angenommen werden, wobei die in dieser Arbeit ermittelte Wuppergerade das Alterungsverhalten der MS-Netzstationen sehr fundiert und valide widerspiegelt.

Normalerweise besteht eine Betriebsmittelgruppe (hier MS-Netzstation oder Hauptkomponente wie bspw. MS-Schaltanlage) aus zahlreichen Exemplaren verschiedener (Stations-)Typen, Bauarten, Hersteller etc., welche in unterschiedlichen Konstellationen (gasisolierte MS-Schaltanlage in Gebäude- und Kompaktstationen) im Verteilungsnetz anzutreffen sind. Innerhalb einer Betriebsmittelgruppe können folglich neben unterschiedlichen Mängelraten und -verteilungen auch unterschiedliche Zusammenhänge zwischen dem Alter und dem Zustand bestehen, die zu differenzierten Alterungsverhalten führen. Ggf. ist es sinnvoll, diese abweichenden Alterungsmodelle abzuleiten und die verschiedenen Alterungsvorgänge durch unterschiedliche Alterungsmodelle nachzubilden.

Bei der Festlegung der sog. „optimierten“ Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie innerhalb eines Verteilungsnetzbetreibers können weitere im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtete Einflussfaktoren (bspw. Netztopologie, Öffentlichkeitswirksamkeit bei Ausfall/Versorgungsunterbrechung) eine wichtige Rolle spielen. Infolgedessen kann bspw. auf Basis von Risikobewertungen die für den Verteilungsnetzbetreiber am besten geeignete Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie gewählt werden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Liberalisierung der Energiewirtschaft und die Anreizregulierung sind die Verteilungsnetzbetreiber angehalten, ihre Netze effizient bei gleichzeitiger Wahrung der heutigen Versorgungszuverlässigkeit zu betreiben. Da die Anwendung optimierter Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien zu erheblichen Einsparpotenzialen führen kann, gewinnen bei den Verteilungsnetzbetreibern optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsentscheidungen für die Entwicklung geeigneter Asset-Strategien zunehmend an Bedeutung. Der aktuelle technische Zustand sowie das tatsächliche Alterungsverhalten der MS-Netzstationen stellen dabei wichtige Größen zur Asset-Optimierung dar. Angesichts der großen Anzahl an MS-Netzstationen mit einem geringen Einzelwert – im Vergleich zu Betriebsmitteln der HS-Netze – ist nur ein geringer Aufwand für eine objektive und realitätsgerechte Zustandsbewertung gerechtfertigt. Damit steht nur eine begrenzte Anzahl an Informationen für die Optimierung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen sowie für die Ableitung valider und aussagekräftiger Alterungsmodelle zur Verfügung.

In dieser Arbeit sind Inspektionschecklisten einer Vielzahl von Verteilungsnetzbetreibern analysiert und vereinheitlicht worden, sodass erstmalig die valide Ableitung der Alterungsmodelle der MS-Netzstationen sowie derer Hauptkomponenten auf Basis einer sehr großen Grundgesamtheit von ca. 110.000 Zustandsbewertungen erfolgt ist. Die Alterungsmodelle basieren zunächst auf den turnusmäßig durchgeführten visuellen Inspektionen, wobei der aktuelle Zustand der MS-Netzstationen und deren Hauptkomponenten erfasst werden. Infolgedessen fließt die Expertise des Instandhaltungspersonals zahlreicher Verteilungsnetzbetreiber in die Alterungsmodelle ein, sodass eine aussagekräftige Gesamtaussage zum Alterungsverhalten erzielt wird.

Die Ableitung der Alterungsmodelle erfolgt auf Basis statistischer Analysen. Mittels dieser kann eindeutig ein signifikanter linearer Zusammenhang zwischen dem Zustandsindex der Hauptkomponenten der MS-Netzstationen bzw. der MS-Netzstationen selbst und deren Alter nachgewiesen werden. Die abgeleiteten Alterungsmodelle können als Benchmark für vergleichende Betrachtungen eingesetzt werden, da diese unabhängig von Herstellern und Typen sind. Des Weiteren werden aufgrund der großen Datenbasis die Alterungsmodelle nicht durch netzbetreiberindividuelle Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien beeinflusst. Die Markov-Ketten werden als ein weiterer Ansatz für die Ableitung von Alterungsmodellen herangezogen, welche auf Basis der ca. 24.000 mehrfach bewerteten MS-Netzstationen erfolgt. Der Markov-Ansatz zeigt ebenso für die MS-Netzstationen einen signifikanten linearen Zusammenhang zwischen dem Zustandsindex und dem Alter auf.

Auf Basis der zustandsbasierten Alterungsmodelle können die für das Asset-Management wichtigen Störungsdaten in Abhängigkeit des Alters (finalen Alterungsmodelle) ermittelt werden. Die finalen Alterungsmodelle liefern somit Informationen über die Veränderung des

Störungsverhaltens der MS-Netzstationen mit steigendem Alter. Erstmals kann damit bewiesen werden, dass das badewannenförmige Ausfallverhalten, welches im Asset-Management für Asset-Simulationen häufig angenommen wird, nicht existiert und damit die getroffenen Annahmen im Asset-Management nicht die Realität widerspiegeln. Vielmehr liegt ein lineares Alterungsverhalten der MS-Netzstationen vor, welches als Wuppergerade bezeichnet wird.

Die Zustandsbewertung von MS-Netzstationen wird von den Verteilungsnetzbetreibern hauptsächlich mittels visueller Inspektionen durchgeführt, wobei eine realitätsgerechte Bewertung des Zustands insbesondere von elektrischen Komponenten nur mit einer eingeschränkten Aussagekraft erfolgen kann. Um allerdings das reale Alterungsverhalten der MS-Netzstationen zu ermitteln, werden in dieser Arbeit ergänzend zu den Ergebnissen aus den visuellen Inspektionen umfangreiche Laboruntersuchungen durchgeführt.

Der Kontaktwiderstand, die Isolationsfähigkeit und die Mechanik zählen zu den alterungsrelevanten Bewertungskategorien der elektrischen Komponenten der MS-Netzstationen. Als relevante Mess- und Prüfverfahren zur Untersuchung des Einflusses der Alterung auf die definierten Bewertungskategorien haben sich die Mikroohmmessung, die Wechselspannungsprüfung in Kombination mit der konventionellen Teilentladungsmessung sowie die Schaltzeitmessung als geeignet erwiesen.

In dieser Arbeit werden erstmalig mittels den zuvor genannten Mess- und Prüfverfahren an einem großen Kollektiv von 108 MS-Anlagen Anzeichen für Alterungserscheinungen ermittelt sowie die Auswirkungen der Alterungseffekte auf deren Zustand identifiziert. Dabei wird die Bedeutung der ermittelten Messwerte für den tatsächlichen technischen Zustand der MS-Anlagen festgelegt. Für die gealterten MS-Anlagen können eine verminderte Isolationsfähigkeit (ca. 71 % der MS-Anlagen), erhöhte Kontaktwiderstände (ca. 40 % der MS-Anlagen) oder zeitlich verzögerte Schaltvorgänge (ca. 62 % der MS-Anlagen) in einem unterschiedlichen Ausprägungsgrad festgestellt werden. Aus der Gesamtheit aller Laboruntersuchungen können dabei erstmalig signifikante Erkenntnisse hinsichtlich des tatsächlichen Einflusses der Alterung auf den Kontaktwiderstand, die Isolation und die Mechanik gewonnen sowie ein erheblicher Mehrwert für die Ableitung des realen Alterungsverhaltens von elektrischen Komponenten in MS-Netzstationen aufgezeigt werden. Insgesamt ergibt sich mithilfe des Einsatzes der relevanten Mess- und Prüfverfahren ein erheblicher Mehrwert für die Ableitung von realitätsgerechten Alterungsmodellen der für die Versorgungszuverlässigkeit essenziell wichtigen Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ der MS-Netzstationen sowie letztendlich der MS-Netzstationen selbst. Schließlich werden die Ergebnisse der Laboruntersuchungen mittels Relationsgrößen mit den auf visuellen Inspektionen basierenden Alterungsmodellen kombiniert und die Aussage bzgl. eines linearen Zusammenhangs zwischen Zustand und Alter wird damit zusätzlich bekräftigt.

Letztendlich wird der Nutzen der abgeleiteten Alterungsmodelle für optimierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien aufgezeigt. Dazu werden die Investitionskosten – aufgrund der

irrtümlichen, auf der Badewannenkurve basierenden Annahme einer maximalen Nutzungsdauer von 40 anstatt den realen 53 Jahren – sowie die Betriebskosten – aufgrund u. a. der unzutreffenden Annahme eines exponentiellen und nicht eines linearen Anstiegs der Störungsrate gegen Ende der technischen Nutzungsdauer – mit den realen Gesamtkosten der in dieser Arbeit erstmalig ermittelten Wuppergeraden verglichen. Die Mehrkosten durch die fehlerhaften Asset-Entscheidungen wie bspw. die frühzeitige Erneuerung von MS-Netzstationen durch zugrunde legen der Badewannenkurve betragen – im Rahmen der in dieser Arbeit festgelegten Rahmenbedingungen – mindestens 50 %. Die Vorteilhaftigkeit der Wuppergeraden ergibt sich gleichwohl durch die Aussicht, dass realitätsgerechtere und nicht unbedingt niedrigere Kosten errechnet werden können sowie eine realitätsgerechtere Verteilung dieser Kosten auf die zukünftigen Jahre erfolgen kann.

Weiterer Forschungsbedarf besteht jedoch hinsichtlich des tatsächlichen Einflusses der Alterung auf den Zustand weiterer elektrischer Komponenten in MS-Netzstationen wie bspw. Transformatoren. Des Weiteren ist die labortechnische Untersuchung von Anzeichen für Alterungserscheinungen an unterschiedlichen Bauarten wie bspw. SF₆-isolierten MS-Schaltanlagen notwendig, da die Anzeichen (altersbedingte Fehlstellen) in einem unterschiedlichen Ausprägungsgrad vorhanden sein könnten. Die Auswirkungen der festgestellten Alterungseffekte auf den Zustand sowie das Alterungsmodell der jeweiligen betrachteten elektrischen Komponente wären infolgedessen unterschiedlich. Die Einbindung weiterer Laboruntersuchungen in die Alterungsmodelle der elektrischen Komponenten der MS-Netzstationen würde die Aussagekraft dieser weiter erhöhen.

Der Anwendungsbereich der Nutzung umfangreicher Zustandsbewertungen zur Ableitung von Alterungsmodellen kann auf weitere elektrische Betriebsmittel erweitert werden. Innerhalb des Asset-Managements kann somit ein einheitlicher Ansatz zur Ableitung von Alterungsmodellen verfolgt werden. Realitätsgerechte Alterungsmodelle sind nämlich für das gesamte Asset-Management von fundamentaler Bedeutung. In [166] werden bereits erste neue Erkenntnisse zum Alterungsverhalten von MS-Kabeln anhand erfolgter Labor- und Vor-Ort-Untersuchungen (diagnostische Messdaten) präsentiert. Ein erster Ansatz zur fundierten Ableitung des Alterungsverhaltens von HS-Transformatoren auf Basis einer Vielzahl von validen Zustandsbewertungen (Kombination aus Inspektions-, Mess- und Öldaten) ist in [167] zu finden.

Realitätsgerechte Alterungsmodelle können zur Erstellung eines technisch-wirtschaftlichen Gesamtoptimierungsmodells, in dem sämtliche Teilaspekte einer optimalen Bewirtschaftung von elektrischen Verteilungsnetzen umfassend berücksichtigt werden, genutzt werden. Ein erster Ansatz hierzu ist in [168] zu finden. Um das sich aus den realitätsgerechten Alterungsmodellen resultierende Potenzial vollumfänglich zu nutzen, bedarf es einer kontinuierlichen Erfassung der Zustandsdaten der elektrischen Betriebsmittel der Verteilungsnetze. Die voranschreitende Digitalisierung gewinnt auch in der Energiewirtschaft zunehmend an Bedeutung. Somit besteht

ebenso ein großes Potenzial, die Eigenschaften der Künstlichen Intelligenz (KI) im Asset-Management für die Optimierung von Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien zu nutzen, indem zahlreiche Faktoren (u. a. Instandhaltungskosten, Versorgungszuverlässigkeit etc.) für eine optimale Entscheidungsfindung berücksichtigt werden. Ein innovativer Ansatz die Entscheidungen und Strategien im Asset-Management durch die Kenntnis über den aktuellen und tatsächlichen Zustand eines Anlagenkollektivs sowie über dessen Alterungsverhalten mithilfe von KI zu optimieren, ist bereits in [169] zu finden.

7 Summary and outlook

As a result of the liberalization of the energy industry and incentive-based regulation, distribution system operators are required to operate their grid efficiently while maintaining the current reliability of supply. Since optimized maintenance and replacement strategies can lead to considerable savings potentials, optimized maintenance and replacement decisions are becoming increasingly important for distribution system operators for the development of suitable asset strategies. The current technical condition and the actual ageing behaviour of medium-voltage (MV)-substations represent important variables for asset optimization. Given the large number of MV-substations with a low individual value – compared to equipment of high-voltage (HV)-grid – only a small effort for an objective and realistic condition assessment is justified. Thus, only a limited amount of information is available for the optimization of maintenance and replacement measures as well as for the derivation of valid and meaningful ageing models.

In this thesis, inspection checklists of a large number of distribution system operators have been analyzed and standardized so that, for the first time, the valid derivation of ageing models of MV-substations and their main components has been carried out based on a very large population of approximately 110,000 condition assessments. The ageing models are initially based on the visual inspections carried out on a rotational basis, whereby the current condition of the MV-substations and their main components are documented. As a result, the expertise of the maintenance personnel of numerous distribution system operators is incorporated into the ageing models, so that a meaningful overall statement on the ageing behaviour is achieved.

The ageing models are derived based on statistical analyses. Using these, a significant linear relationship between the condition index of the main components of the MV-substations and the MV-substations themselves and their age can be found. The derived ageing models can be used as a benchmark for comparative considerations since they are independent of manufacturers and types. Furthermore, due to the large database, the ageing models are not influenced by distribution system operator individual maintenance and replacement strategies. Markov chains are used as another approach for the derivation of ageing models, which is based on the approximately 24,000 multiple evaluated MV-substations. The Markov approach also shows a significant linear relationship between the condition index and age for the MV-substations.

Based on the condition-based ageing models, the failure rates that are important for asset management can be determined as a function of age (final ageing models). Thus, the final ageing models provide information about the change in the failure behaviour of MV-substations with increasing age. For the first time, it can be proven that the bathtub-shaped failure behaviour that is often assumed in asset management for asset simulations does not exist and thus the assumptions made in asset management do not reflect reality. Rather, there is a linear ageing behaviour of the MV-substations, which is referred to as the “Wupper” (straight) line.

The condition assessment of MV-substations is mainly carried out by distribution system operators through visual inspections, whereby a realistic assessment of the condition, in particular of electrical components, can only be carried out with limited validity. However, to determine the real ageing behaviour of MV-substations, extensive laboratory tests are carried out in this thesis to supplement the results from the visual inspections.

The contact resistance, the insulation capability and the mechanical performance are among the assessment categories of the electrical components of MV-substations that are relevant to ageing. The contact resistance measurement, the AC voltage testing in combination with the conventional partial discharge measurement, and the switching time measurement have proven suitable as relevant measurement and test methods for investigating the influence of ageing on the defined assessment categories.

In this thesis, signs of ageing are determined for the first time on a large collection of 108 MV-systems using the aforementioned measurement and test methods, and the effects of ageing on their condition are identified. The significance of the measured values for the actual technical condition of the MV-systems is determined. For the aged MV-systems, a reduced insulation capability (approximately 71 % of the MV-systems), increased contact resistances (approximately 40 % of the MV-systems) or time-delayed switching operations (approximately 62 % of the MV-systems) of varying intensities can be found. From the totality of all laboratory tests, significant findings regarding the actual influence of ageing on contact resistance, insulation capability and mechanical performance can be obtained for the first time, and considerable added value for the derivation of the real ageing behaviour of electrical components in MV-substations can be demonstrated. All in all, the use of the relevant measurement and testing methods results in considerable added value for the derivation of realistic ageing models of the main component “MV-switchgear” of MV-substations, which is essential for the reliability of supply, and ultimately of the MV-substations themselves. The results of the laboratory tests are combined with the ageing models based on visual inspections through weighting factors and the statement regarding a linear relationship between condition and age is thus additionally confirmed.

Finally, the usefulness of the derived ageing models for optimized maintenance and replacement strategies is shown. For this purpose, the investment costs - due to the erroneous assumption based on the bathtub curve of a maximum useful life of 40 years instead of the real 53 years - as well as the operating costs - due to, among other things, the incorrect assumption of an exponential and not a linear increase in the failure rate towards the end of the technical useful life - are compared with the real total costs of the “Wupper” (straight) line determined for the first time in this thesis. The additional costs due to the incorrect asset decisions, such as the premature replacement of MV-substations based on the bathtub curve, amount to at least 50 % within the framework defined in this thesis. The advantageousness of the “Wupper” (straight) line is

nevertheless due to the prospect that more realistic and not necessarily lower costs can be calculated, as well as a more realistic distribution of these costs over future years.

However, further research is needed on the actual influence of ageing on the condition of other electrical components in MV-substations such as transformers. Furthermore, the laboratory investigation of signs of ageing phenomena on different types of construction, such as gas-insulated MV-switchgear, is necessary, since the signs (age-related defects) could be present to a different intensity. As a result, the effects of the detected ageing effects on the condition as well as the ageing model of the respective electrical component under consideration would be different. The integration of further laboratory tests into the ageing models of the electrical components of the MV-substations would further increase the informative value of these.

The scope of using comprehensive condition assessments to derive ageing models can be extended to other electrical equipment. Within asset management, a uniform approach to deriving ageing models can thus be pursued. Realistic ageing models are in fact of fundamental importance for the entire asset management. In [166], the first new findings on the ageing behaviour of MV-cables based on laboratory and on-site investigations (diagnostic measurement data) have already been presented. A first approach to the well-founded derivation of the ageing behaviour of HV-transformers based on a large number of valid condition assessments (combination of inspection, measurement and oil data) can be found in [167].

Realistic ageing models can be used to create an overall technical-economic optimization model in which all partial aspects of optimal management of electrical distribution grids are comprehensively considered. The first approach to this can be found in [168]. To fully exploit the potential resulting from the realistic ageing models, it is necessary to continuously document the condition data of the electrical equipment of the distribution grids. Advancing digitization is also becoming increasingly important in the energy industry. Thus, there is equally great potential to use the properties of artificial intelligence (AI) in asset management for the optimization of maintenance and replacement strategies by taking into account numerous factors (including maintenance costs, reliability of supply etc.) for optimal decision-making. An innovative approach to optimize asset management decisions and strategies, by knowing the current and actual condition of a collective of assets as well as its ageing behaviour using AI, can already be found in [169].

8 Literaturverzeichnis

- [1] Steger, U.; Büdenbender, U.; Feess, E.; Nelles, D.:
Die Regulierung elektrischer Netze – Offene Fragen und Lösungsansätze
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2008
- [2] Stender, A.:
Netzinfrastuktur-Management: Konzepte für die Elektrizitätswirtschaft
Dissertation, Universität St. Gallen, St. Gallen, Schweiz, 2008
- [3] Bundesrepublik Deutschland:
*Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze
(Anreizregulierungsverordnung - ARegV);
letzte Neufassung vom 29. Oktober 2007, letzte Änderung vom 23. Dezember 2019*
Bundesanzeiger Verlag GmbH, Köln, Deutschland, 2019
- [4] Beerboom, D.:
*Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-
Optimierung*
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 11,
epubli, Berlin, Deutschland, 2016
- [5] Johae, C.:
*Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz
geeigneter Messverfahren*
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 17,
epubli, Berlin, Deutschland, 2018
- [6] Bühler, J.:
Instandhaltungs- und Erneuerungsoptimierung von städtischen Mittelspannungsnetzen
Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, Deutschland, 2013
- [7] Kafłowski, G.:
*Systematische Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen als Grundlage einer
optimalen Instandhaltungsstrategie*
Dissertation, Universität Siegen, Siegen, Deutschland, 2013
- [8] 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

- [9] Asgariéh, L.:
Entwicklung von Alterungsmodellen zur Durchführung von Asset Simulationen
Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, Deutschland, 2011
- [10] Bundesrepublik Deutschland:
*Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG);
letzte Neufassung vom 7. Juli 2005, letzte Änderung vom 10. August 2021*
Bundesanzeiger Verlag GmbH, Köln, Deutschland, 2021
- [11] Hopfer, N.:
*Nutzen der Breitband-Powerline-Kommunikation zur Erfassung kritischer
Kabelzustände in Mittel- und Niederspannungsnetzen*
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 25,
epubli, Berlin, Deutschland, 2020
- [12] Primus, I.-F.:
Netzstationen
EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main, Berlin, Deutschland, 2014
- [13] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN):
Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2018
Berlin, Deutschland, 2019
- [14] Handschin, E.:
Ortsnetzstationen - Randbedingungen, Aufgaben, Betrieb, Wartung, Erneuerung
ETP Konferenz: „Ortsnetzstationen wirtschaftlich betreiben“,
Köln, Deutschland, 2009
- [15] Stürmer, J.:
Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien in Verteilungsnetzen
Dissertation, Universität Dortmund, Dortmund, Deutschland, 2001
- [16] Fipper, M.:
*Zuverlässigkeitsorientierte Bewertung von Instandhaltungsstrategien für elektrische
Verteilungsnetze*
Dissertation, RWTH Aachen University, Band 58 - Aachener Beiträge zur
ENERGIEVERSORGUNG, Aachen, Deutschland, 1998
- [17] Schwan, M.; Wellßow, W. H.; Schnettler, A.:
Einflussfaktoren auf die Zuverlässigkeit
ETG-Fachbericht 92: „Zuverlässigkeit in der Stromversorgung“,
Mannheim, Deutschland, 2003

- [18] 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
- [19] Schmidt, G.:
*Differenzierte Schädigungs- und Alterungsdiagnose als Grundlage für ein zielgerichtetes
Asset-Management im polymerisierten Mittelspannungskabelnetz*
Kölner Wissenschaftsverlag, Köln, Deutschland, 2009
- [20] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
*Hinweise zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass höhere
Gewalt*
Bonn, Deutschland, 2020
- [21] Bundesrepublik Deutschland:
*Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
(Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV);
letzte Neufassung vom 25. Juli 2005, letzte Änderung vom 27. Juli 2021*
Bundesanzeiger Verlag GmbH, Köln, Deutschland, 2021
- [22] 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
- [23] Schneider, A.; Schmitt, O.:
Servicekonzepte aus Sicht des Betreibers
ETG-Fachbericht 83: „Schaltanlagen für Verteilungsnetze unter neuen
Rahmenbedingungen“,
Hamburg, Deutschland, 2001
- [24] Figge, J.; Kesselmeier, H.; Stiegler, M.; Hogräfer, J.:
Wettbewerbsvorteile im Netzgeschäft durch anwendungsgerechte IT-Systeme
Elektrizitätswirtschaft 104, Heft 20, 2005
- [25] Feilhauer, W.:
Ein Verfahren zur Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel
Dissertation, Universität Dortmund, Dortmund, Deutschland, 2005

- [26] Schwan, M.; Weck, K.-H.; Schnettler, A. et al.:
Asset-Management von Verteilungsnetzen unter Anwendung eines Kostenrisiko-Managements
ETG-Fachbericht 94: „Energietechnik für die Zukunft“,
Hamburg, Deutschland, 2003
- [27] Van Geert, E.:
Towards a customer oriented approach of quality of supply in an open market
Cigré, Paris, Frankreich, 2000
- [28] Schwan, M.; Schilling, K.; 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
- [29] Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Verteilungsnetzen als Basis optimierter Asset-Strategien
ETG-Fachbericht 134: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Fulda, Deutschland, 2012
- [30] Balzer, G.; Schorn, C.:
Asset Management für Infrastrukturanlagen – Energie und Wasser
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2014
- [31] Schattner, S.:
Asset Management von Versorgungsnetzen – Eine Studie zum Reifegrad unter Netzbetreibern der D-A-CH-Region
PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Deutschland, 2017
- [32] Li, Z.; Guo, J.:
Wisdom about age [aging electricity infrastructure]
IEEE Power & Energy Magazine, Volume 4, Issue 3, Seiten 44-51, 2006
- [33] Billinton, R.; Allan, R.:
Reliability evaluation of engineering systems
Springer-Verlag, New York, USA, 1992
- [34] Balzer, G.; Drescher, D.; Meister, R.; Heil, F.; Kirchesch, P.; Neumann, C.:
Evaluation of failure data of HV circuit-breakers for condition based maintenance
Cigré, Paris, Frankreich, 2004

- [35] Balzer, G.; Drescher, D.:
A new method for qualitative and quantitative evaluation of aging behavior of electrical equipment
Proceedings of the XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering,
Delft, Niederlande, 2003
- [36] Moubray, J.:
Reliability-centered maintenance
Industrial Press Inc., New York, USA, 1997
- [37] Wong, K. L.; Lindstrom, D. L.:
Off the bathtub onto the roller-coaster curve
IEEE Proceedings – Annual Reliability and Maintainability Symposium,
Los Angeles, USA, 1988
- [38] Vennegeerts, H.; Weck, K.-H.:
Zuverlässigkeitstechnische Auswirkungen und Wirtschaftlichkeit von Instandhaltungsstrategien in elektrischen Verteilungsnetzen
ETG-Fachbericht 92: „Zuverlässigkeit in der Stromversorgung“,
Mannheim, Deutschland, 2003
- [39] Stötzel, M.; Zdrallek, M.:
Optimierung der Instandhaltungsstrategie von 110-kV-Netzen durch Zuverlässigkeitsanalysen
ETG-Fachbericht 92: „Zuverlässigkeit in der Stromversorgung“,
Mannheim, Deutschland, 2003
- [40] Zickler, U.; Schnettler, A.; Zhang, X. et al.:
Statistical Approach for Component State Evaluation Implemented in Asset Management of Distribution Systems
19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2007),
Wien, Österreich, 2007
- [41] Schwan, M.; Zdrallek, M.:
CIRED 2003-Sitzung 5: Planung von Netzen
Elektrizitätswirtschaft 102, Heft 20, Seiten 56-58, 2003
- [42] Zickler, U.; Vennegeerts, H.; Weck, K.-H.:
Langfristige Entwicklung der Betriebsmittelzuverlässigkeit
FGH-Fachtagung: „Anlagen- und Versorgungsqualität“,
Heidelberg, Deutschland, 2010

- [43] Federlein, S.:
Modellierung des typspezifischen Störungsaufkommens von Hochspannungs-Schaltgeräten
Dissertation, RWTH Aachen University, Band 15 - Aachener Beiträge zur HOCHSPANNUNGSTECHNIK, Aachen, Deutschland, 2010
- [44] Brandl, M.; Zickler, U.; Kahlen, C.:
Verbesserte Modellierung des Betriebsmittel-Ausfallverhaltens zur Prognose zukünftiger Netzqualität
ETG-Fachbericht 130: „Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme – Erzeugung, Netze, Verbrauch“,
Würzburg, Deutschland, 2011
- [45] Hille, C.:
Simulatorische Analyse und Optimierung von Asset Management Strategien im regulierten Umfeld der Elektrizitätsversorgung
Dissertation, RWTH Aachen University, Band 21 - Aachener Beiträge zur HOCHSPANNUNGSTECHNIK, Aachen, Deutschland, 2011
- [46] Zhang, X.; Gockenbach, E.:
Component Reliability Modeling of Distribution Systems Based on the Evaluation of Failure Statistics
IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 15, no. 5, 2017
- [47] Vennegeerts, H.:
Zuverlässigkeitstechnische und wirtschaftliche Bewertung der Instandhaltung in elektrischen Verteilungsnetzen
Dissertation, RWTH Aachen University, Band 99 - Aachener Beiträge zur ENERGIEVERSORGUNG, Aachen, Deutschland, 2004
- [48] Anders, H.; Maciejewski, H.; Jesus, B.; Remtulla, F.:
Analysis of failure rates of air blast breakers as a function of age and usage
IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, Bologna, Italien, 2003
- [49] Tenbohlen, S.; Vahidi, F.; Jagers, J.:
Weltweite Zuverlässigkeitsuntersuchung von Leistungstransformatoren
ETG-Fachbericht 150: „VDE-Hochspannungstechnik“,
Berlin, Deutschland, 2016
- [50] Tenbohlen, S.; Jagers, J.; Vahidi, F.:
Standardized survey of transformer reliability: On behalf of CIGRE WG A2.37
IEEE International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM),
Toyohashi, Japan, 2017

- [51] CIGRÉ working group A2.37:
Transformer reliability survey
Cigré 2015
- [52] Gernandt, M.; Balzer, G.; Neumann, C.:
*Auswertung von Störungen und Gas-in-Ölanalysen bei Hochspannungs-
Transformatoren*
ETG-Fachbericht 104: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Kassel, Deutschland, 2006
- [53] Jarman, P.; Hooton, R.; Walker, L.; Zhong, Q.; Isahk, T.; Wang, Z.:
*Transformer life prediction using data from units removed from service and thermal
modelling*
Cigré, Paris, Frankreich, 2010
- [54] Janus, R.:
Instandhaltung von Transformatoren
EVU-Fachtagung '96: „Praxisorientierte Instandhaltung im EVU-Betrieb“,
EVU-Betriebspraxis – Tagungsband, Seiten 25-26
- [55] Stötzel, M.; Wellßow, W. H.; Zdrallek, M.:
*Reliability calculation of MV-distribution networks with regard to ageing in XLPE-
insulated cables*
IEEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol. 148, No. 6,
November 2001
- [56] Wellßow, W. H.; Zdrallek, M.:
Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen
Elektrizitätswirtschaft 98, Heft 23, Seiten 30-35, 1999
- [57] Grotenhuis, B. J.; van Schaik, N.; Steennis, E. F.; Weck, K.-H.; Zdrallek, M.:
Diagnoseverfahren für Verteilkabel und Bedeutung für die Versorgungszuverlässigkeit
Internationale ETG Tage '99, München (1999), Seiten 341-350
- [58] Neier, T.; Bawart, M.; Kim, S.-M.; Knauel, J.:
*A new approach for evaluating the condition of cable systems and estimation of
remaining life time of MV underground power cables*
25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2019),
Madrid, Spanien, 2019
- [59] Neumann, U.:
Integrierte Instandhaltungsplanung für elektrische Energieübertragungssysteme
Dissertation, Universität Dortmund, Dortmund, Deutschland, 1998

- [60] Leibfried, T.; Kachler, A. J.:
Insulation diagnostics on power transformers using the polarisation and depolarisation current (PDC) analysis
IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Boston, USA, 2002
- [61] Höhle, I.:
Furane als Indikator des Feststoffisolationzustands in Transformatoren
ETG-Fachbericht 104: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Kassel, Deutschland, 2006
- [62] Li, H.; Wang, Y.; Liang, X.; He, Y.; Zhao, Y.:
Fault prediction of Power Transformer by Association Rules and Markov
IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE),
Athen, Griechenland, 2018
- [63] Köhn, P.; Schnettler, A.; Schultze, N.; Albertz, R.:
Analyse von Messdaten aus intelligenten Ortsnetzstationen für die Instandhaltungsplanung in zukünftigen Verteilungsnetzen
VDE-Kongress 2016: „Internet der Dinge“, Mannheim, Deutschland, 2016
- [64] Gräf, T.:
Untersuchungen an betriebsgealterten Schaltanlagen, Analyse und Bewertung der Ergebnisse
ETG-Fachbericht 157: „VDE-Hochspannungstechnik“,
Berlin, Deutschland, 2018
- [65] Patsch, R.; Kindersberger, J.; König, D.:
Alterung von Betriebsmitteln - Ein Überblick
ETG-Fachbericht 87: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Berlin, Deutschland, 2002
- [66] Dalamaras, P.; Zdrallek, M. et al.:
Laboruntersuchungen zum Alterungsverhalten von Mittelspannungs-Netzstationen
ETG-Fachbericht 162: „VDE-Hochspannungstechnik“,
Berlin, Deutschland, 2020
- [67] Mokhnache, L.; Boubakeur, A.; Noureddine, B. O.; Bedja, M. A. R.; Feliachi, A.:
Application of neural networks in the thermal ageing prediction of transformer oil
IEEE Power Engineering Society Summer Meeting,
Vancouver, Kanada, 2001

- [68] Mokhnache, L.; Boubakeur, A.; Said, N. N.:
Comparison of different neural networks algorithms used in the diagnosis and thermal ageing prediction of transformer oil
IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics,
Yasmine Hammamet, Tunesien, 2003
- [69] Nilges, J.; Gaul, A. J.; Stürmer, J.:
Die Instandhaltung von Verteilungsnetzen unter Wettbewerbsbedingungen
ETG-Fachbericht 73: „Energieversorgung im Umbruch“,
Stuttgart, Deutschland, 1998
- [70] Schäfer, K. F.:
Netzberechnung – Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze
Springer Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2020
- [71] Schwab, A. J.:
Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie
Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2017
- [72] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.:
Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis
Springer Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2013
- [73] Sillaber, A.:
Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung – Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme
Springer Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2016
- [74] Schossig, W.; Schossig, T.:
Netzschutztechnik – Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze
VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2021
- [75] Burges, K.; Döring, M.; Hussy, C.; Rhiemeier, J.-M. et al.:
Konzept zur SF6-freien Übertragung und Verteilung elektrischer Energie; Zwischenbericht beauftragt durch: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
ECOFYS Germany GmbH, Berlin, Deutschland, 2017
- [76] Constantinescu-Simon, L.:
Handbuch Elektrische Energietechnik – Grundlagen - Anwendungen
Vieweg + Teubner Verlag, Wiesbaden, Deutschland, 1997

- [77] Pawlowski, E.:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 9,
epubli, Berlin, Deutschland, 2016
- [78] Oerter, C., Zdrallek, M., Pawlowski, E. et al.:
*Zustandsbewertung von gasisolierten Hochspannungsschaltanlagen im Kontext
einer Gesamtsystematik für das Asset-Management*
ETG-Fachbericht 134: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Fulda, Deutschland, 2012
- [79] Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen
im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit:
Planung und Bau von Elektroanlagen in öffentlichen Gebäuden
Berlin, Deutschland, 2015
- [80] Dürr, B.:
*IT-Räume und Rechenzentren planen und betreiben: Handbuch der Bautechnik und
Technischen*
Verlag Bau + Technik GmbH, Erkrath, Deutschland, 2018
- [81] Bundesministerium für Finanzen:
*Bundesfinanzministerium - AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig
„Energie- und Wasserversorgung“*
Bundesministerium für Finanzen, Bonn, Berlin, Deutschland, 1995
- [82] 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
- [83] DIN-Normenausschuss Dienstleistungen (NADL):
DIN 31051: Grundlagen der Instandhaltung
DIN Deutsches Institut für Normung e. V.,
Beuth Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2012
- [84] Ryll, F.; Götze, J.:
Methoden und Werkzeuge zur Instandhaltung technischer Systeme
In: Schenk, M. (Hrsg.), *Instandhaltung technischer Systeme*, S. 103-230,
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2010

- [85] Van Horenbeek, A.; Pintelon, L.:
A prognostic maintenance policy - effect on component lifetimes
IEEE Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS),
Orlando, USA, 2013
- [86] Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Praxiserfahrungen aus der Zustandsbewertung von Verteilungsnetzen
ETG-Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Berlin, Deutschland, 2014
- [87] Beerboom, D.; Johae, C.; Zdrallek, M. et al.:
Unterstützung von Erneuerungsentscheidungen im Asset Management durch eine fundierte Zustandsbewertung
ETG-Fachbericht 150: „VDE-Hochspannungstechnik“,
Berlin, Deutschland, 2016
- [88] Dalamaras, P.; Zdrallek, M. et al.:
Alterungsverhalten von Mittelspannungs-Netzstationen
ETG-Fachbericht 157: „VDE-Hochspannungstechnik“,
Berlin, Deutschland, 2018
- [89] Dalamaras, P.; Zdrallek, M. et al.:
Alterungsverhalten von Mittelspannungs-Netzstationen
ETG-CIRED-Workshop: „Innovationen im Verteilnetz“,
Berlin, Deutschland, 2018
- [90] Dalamaras, P.; Zdrallek, M. et al.:
Ageing behaviour of medium-voltage substations
25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2019),
Madrid, Spanien, 2019
- [91] 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
- [92] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN 57106-100 (VDE 0106-100) Schutz gegen elektrischen Schlag – Anordnung von Betätigungselementen in der Nähe berührungsgefährlicher Teile; Norm, zurückgezogen
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 1983

- [93] Berufsgenossenschaftliche Vorschrift für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit:
BGV A3 Unfallverhütungsvorschrift – Elektrische Anlagen und Betriebsmittel;
letzte Neufassung vom 01. Januar 1997, letzte Änderung vom 01. Januar 2005
Hamburg, Deutschland, 2005
- [94] Hedderich, J.; Sachs, L.:
Angewandte Statistik – Methodensammlung mit R
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2020
- [95] Haack, B.; Tippe, U.; Stobernack, M.; Wendler, T.:
Mathematik für Wirtschaftswissenschaftler - Intuitiv und praxisnah
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2017
- [96] Bortz, J.; Schuster, C.:
Statistik für Human- und Sozialwissenschaftler
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2010
- [97] Handl, A.; Kuhlenkasper, T.:
Einführung in die Statistik - Theorie und Praxis mit R
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2018
- [98] Dörn, S.:
Programmieren für Ingenieure und Naturwissenschaftler – Intelligente Algorithmen und digitale Technologien
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2018
- [99] Backhaus, K.; Erichson, B.; Plinke, W.; Weiber, R.:
Multivariate Analysemethoden - Eine anwendungsorientierte Einführung
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2018
- [100] Schenkel, B.:
Die Qualität der marktbezogenen Planung – Konzeptualisierung, Erfolgsauswirkungen, Determinanten, Wahrnehmungsunterschiede
GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, Deutschland, 2006
- [101] Bernauer, T.; Jahn, D.; Kuhn, P.; Walter, S.:
Einführung in die Politikwissenschaft
Nomos Verlag, Baden-Baden, Deutschland, 2015
- [102] Schiefer, H.; Schiefer, F.:
Statistik für Ingenieure - Eine Einführung mit Beispielen aus der Praxis
Springer Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2018
- [103] Gonschorrek, U.:
Ganzheitliches Management: Planungs- und Entscheidungsprozesse
BWV Berliner Wissenschafts-Verlag, Berlin, Deutschland, 2007

- [104] Janssen, J.; Laatz, W.:
Statistische Datenanalyse mit SPSS - Eine anwendungsorientierte Einführung in das Basissystem und das Modul Exakte Tests
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2017
- [105] Benesch, T.:
Schlüsselkonzepte zur Statistik - die wichtigsten Methoden, Verteilungen, Tests anschaulich erklärt
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2013
- [106] Holland, H.; Scharnbacher, K.:
Grundlagen statistischer Wahrscheinlichkeiten - Kombinationen, Wahrscheinlichkeiten, Binomial- und Normalverteilung, Konfidenzintervalle, Hypothesentests
Gabler Verlag, Wiesbaden, Deutschland, 2004
- [107] Meintrup, D.; Schäffler, S.:
Stochastik - Theorie und Anwendungen
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2005
- [108] Steinmann, S.:
Kundenkontakte und Kundenkontaktsequenzen im Multi Channel Marketing - Ausprägungen, Determinanten und Wirkungen
Gabler Verlag, Wiesbaden, Deutschland, 2011
- [109] Edler, F.; Soden, M.; Hankammer, R.:
Fehlerbaumanalyse in Theorie und Praxis – Grundlagen und Anwendung der Methode
Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2015
- [110] Happoldt, H., Oeding, D.:
Elektrische Kraftwerke und Netze
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 1978
- [111] Flosdorff, R.; Hilgarth, G.:
Elektrische Energieverteilung
Vieweg + Teubner Verlag, Wiesbaden, Deutschland, 2000
- [112] Vinaricky, E.:
Elektrische Kontakte, Werkstoffe und Anwendung
Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2016
- [113] Böge, W.; Plaßmann, W.:
Vieweg Handbuch Elektrotechnik – Grundlagen und Anwendungen für Elektrotechniker
Vieweg + Teubner Verlag, Wiesbaden, Deutschland, 2007

- [114] Yanfei, S.; Changqing, Z.; Chenxu, Z.; Long, X.; Heng, X.:
Distribution Network Condition Based Maintenance Application Present Situation and Development
Journal of Clean Energy Technologies, Vol. 2, No. 1, January 2014
- [115] Thies, H.:
Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 6, epubli, Berlin, Deutschland, 2015
- [116] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN EN 62271-103 (VDE 0671-103) Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 103: Lastschalter für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV (IEC 62271-103:2011); Deutsche Fassung EN 62271-103:2011
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2012
- [117] Pack, S.; Körbler, B.; Jaufer, S.:
Zustandsbewertung von Freiluft-Trennschaltern mit Hilfe von Thermovision
ETG-Fachbericht 97: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Köln, Deutschland, 2004
- [118] Kuchler, A.:
Hochspannungstechnik: Grundlagen - Technologie - Anwendungen
Springer-Verlag, 3. Auflage, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2009
- [119] Porzel, R.; Neudert, E.; Sturm, M.:
Diagnostik der Elektrischen Energietechnik – Techniken und Prozeduren zur Zustandsanalyse von elektrotechnischen Betriebsmitteln
expert verlag, Renningen-Malmsheim, Deutschland, 1996
- [120] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN EN 60071-1 (VDE 0111-1) Isolationskoordination – Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen (IEC 60071-1:2006 + A1:2010); Deutsche Fassung EN 60071-1:2006 + A1:2010
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2010
- [121] Schwab, A. J.:
Hochspannungsmesstechnik – Messgeräte und Messverfahren
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2011

- [122] Teminova, R.:
Einsatz von passiven funkabfragbaren Oberflächenwellensensoren in der elektrischen Energietechnik
Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, Deutschland, 2007
- [123] Gill, P.:
Electrical Power Equipment Maintenance and Testing
CRC Press Inc, Florida, USA, 2009
- [124] Nasrallah, E.; Brikci, F.; Perron, S.:
Electrical contacts in MV & HV Power Circuit breakers
Fachmagazin „Electric Energy T&D“ - American Public Power Association,
Ausgabe Januar-Februar, Seiten 50-58, 2007
- [125] Stanisic, Z.:
Method for static and dynamic resistance measurements of HV circuit breaker
2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid
Technologies, Manchester, England, 2011
- [126] Bhole, A. A.; Gandhare, W. Z.:
An Overview of Dynamic Contact Resistance Measurement of HV Circuit Breakers
Journal of The Institution of Engineers (India), Series B, Vol. 97, S. 219–226, 2016
- [127] Kulkarni, S.; Doiphode, B.; Kulkarni, Y.:
An Overview of Dynamic Contact Resistance Measurement of HV Circuit Breakers
IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D),
Denver, USA, 2018
- [128] Muhr, M.; Pack, S.; Jaufer, S.; 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
- [129] Neumann, C.; Lambrecht, N.:
Automatisierte, benutzergeführte und Datenbank gestützte Inspektion und Diagnose von Leistungsschaltern
ETG-Fachbericht 97: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Köln, Deutschland, 2004
- [130] Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V., Fachverband Electrical Winding & Insulation Systems:
Teilentladungs-Messung und -Diagnostik für Applikationen im Niederspannungsbereich ≤ 1.000 Volt
ZVEI, Frankfurt am Main, Deutschland, 2016

- [131] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN EN 60071-2 (VDE 0111-2) Isolationskoordination – Teil 2: Anwendungsrichtlinie (IEC 71-2: 1996); Deutsche Fassung EN 60071-2 : 1997
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 1997
- [132] Hauschild, W.; Lemke, E.:
High-Voltage Test and Measuring Techniques
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2014
- [133] Valtin, G.; Elze, H.:
Erfahrungen mit der Teilentladungs-Diagnose bei Vor-Ort-Inbetriebnahmeprüfungen an Mittelspannungs-Schaltanlagen
ETG-Fachbericht 97: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Köln, Deutschland, 2004
- [134] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
*DIN EN 60270 (VDE 0434) Hochspannungs-Prüftechnik – Teilentladungsmessungen (IEC 60270:2000 + Cor.:2001 + A1:2015);
Deutsche Fassung EN 60270:2001 + A1:2016*
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2016
- [135] Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. et al.:
Einsatz geeigneter Messverfahren zur Zustandsbewertung von Mittelspannungs-Ortsnetzstationen
ETG-Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Berlin, Deutschland, 2014
- [136] Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M. et al.:
Praxiserfahrungen aus dem Einsatz der akustischen Teilentladungsdetektion an Mittelspannungs-Schaltanlagen
ETG-Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Berlin, Deutschland, 2014
- [137] Johae, C.; Beerboom, D.; Zdrallek, M.; Schultze, N.:
Bestimmung des Instandhaltungsbedarfes an Komponenten des Verteilnetzes durch den Einsatz von nicht-invasiven Messverfahren
ETG-Fachbericht 150: „VDE-Hochspannungstechnik“,
Berlin, Deutschland, 2016
- [138] Nenning, A.:
Neue effiziente Prüfmethoden zur Zustandsbewertung von gasisolierten Schaltanlagen
netzpraxis, Jahrgang 57, Heft 9, Seiten 50-55, 2018

- [139] Jordan, T.:
Bestimmung des Schutzniveaus von PSAGS und die praktische Umsetzung der BGI 5188 netzpraxis, Jahrgang 51, Heft 11, Seiten 50-53, 2012
- [140] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE:
DIN EN 62271-100 (VDE 0671-100) Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 100: Wechselstrom-Leistungsschalter (IEC 62271-100:2008 + A1:2012 + A2:2017 + A2:2017/COR1:2018); Deutsche Fassung EN 62271-100:2009 + A1:2012 + A2:2017
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2018
- [141] Spitzenberg, K.:
Schaltzeitmessung an beidseitig geerdeten Leistungsschaltern
etz - Magazin, Jahrgang 132, Heft 3, Seiten 32-37, 2011
- [142] Moore, P.:
Radiometric Measurement of Circuit Breaker Interpole Switching Times
IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, USA, 2004
- [143] Hans, S.; Lambrecht, N.:
Die Analyse des Auslöserstromes als Komponente einer computerunterstützten Instandhaltung von Hochspannungsleistungsschaltern
ETG-Fachbericht 134: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Fulda, Deutschland, 2012
- [144] 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 für Wechselstrom-Schaltgeräte und –Schaltanlagen (IEC 62271-1:2017); Deutsche Fassung EN 62271-1 :2017
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2018
- [145] Fleischmann, S.:
Von der Reinigung zur Wartung luftisolierter Mittelspannungs-Lasttrennschalter unter Spannung und Praxiserfahrungen mit einphasigen Bypass-Einsätzen
ETG-Fachbericht 137: „Arbeiten unter Spannung (AuS)“,
Dresden, Deutschland, 2013
- [146] Coccioni, R.:
Instandhaltung von Mittelspannungsschaltanlagen gestern und heute
Fachzeitschrift „e&i“ - Elektrotechnik und Informationstechnik,
Band 115, Heft 10, Seiten 559-565, Oktober 1998

- [147] innogy SE:
Instandhaltung von Mittelspannungsschaltgeräten und Schaltanlagen
innogy SE, Siegen, Deutschland, 2020
- [148] Gräf, T.:
Betriebsgealterte Schaltanlagen – gesteigertes Betriebsrisiko?
Fachkonferenz „Steuerungs- und Schaltanlagenbau im Wandel“,
Deutschland, Frankfurt am Main, 2018
- [149] Volm, D.:
Die Zukunft gehört dem Gleichstrom
Fachzeitschrift „Elektronik“ - Elektromechnik,
Ausgabe Oktober – Elektronik power, Seiten 38-42, 2013
- [150] American National Standards Institute:
Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems
InterNational Electrical Testing Association, USA, 2017
- [151] Pankrath, V.:
Eine „heimtückische“ Brandgefahr: Die fehlerhafte elektrische Verbindung
Fachzeitschrift „schadenprisma“ - Institut für Schadenverhütung und Schadenforschung
der öffentlichen Versicherer e.V. (IFS),
Ausgabe 3 – „ELEKTROTECHNIK“, Seiten 4-11, 2015
- [152] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN
und VDE:
*DIN 60060-1 (VDE 0432-1) Hochspannungs-Prüftechnik – Teil 1: Allgemeine Begriffe
und Prüfbedingungen (IEC 60060-1:2010); Deutsche Fassung EN 60060-1:2010*
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2011
- [153] Hauschild, W.:
*Zum Unterschied zwischen qualitätssichernden Hochspannungs-Prüfungen vor Ort und
diagnostischen Prüfungen unter besonderer Beachtung von Kabelsystemen*
ETG-Fachbericht 144: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“,
Berlin, Deutschland, 2014
- [154] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN
und VDE:
*DIN EN 62271-200 (VDE 0671-200) Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen –
Teil 200: Metallgekapselte Wechselstrom-Schaltanlagen für Bemessungsspannungen
über 1 kV bis einschließlich 52 kV (IEC 62271-200:2011);
Deutsche Fassung EN 62271-200:2012*
Beuth Verlag GmbH, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2012

- [155] Claus, O.; König, D.; Reuter, E.:
Oberflächenalterung von Schaltanlagen-Bauteilen aus Epoxidharz-Formstoff nach 30-jähriger Betriebszeit
Elektrizitätswirtschaft 95, Heft 5, Seiten 269-273, 1996
- [156] Weuffel, M.; Krampert, T.; Rausch, C.; Schnettler, A.:
Messverfahren zur minimal-invasiven Schaltzeitmessung an beidseitig geerdeten gasisolierten Schaltanlagen
Fachtagung: „Hochspannungs-Schaltanlagen: Anwendung, Betrieb und Erfahrungen“, Darmstadt, Deutschland, 2016
- [157] Möhrke, F.:
Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 33, epubli, Berlin, Deutschland, 2021
- [158] Zdrallek, M.:
Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme - Neue Aspekte der Modelbildung und Anwendung
Dissertation, Universität Siegen, Siegen, Deutschland, 2000
- [159] Brown, R. E.; Frimpong, G.; Willis, H. L.:
Failure Rate Modeling Using Equipment Inspection Data
IEEE Transactions on Power Systems, Volume 19, Issue 2, Seiten 782-787, 2004
- [160] Lagemann, C.; Zdrallek, M.:
Condition Assessment of MV Transformer Substations to optimize the Investment Strategy
19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2007), Wien, Österreich, 2007
- [161] Kemmann, C.:
Die Entwicklung der Heimtextilienmärkte in der Bundesrepublik Deutschland bis 1985
Westdeutscher Verlag, Opladen, Deutschland, 1978
- [162] Vennegeerts, H.; Kalisch, L.; Ziegeldorf-Wächter, J. et al.:
Neue Auswertung der Berichtsjahre 2012–2018 - Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik
Berlin, Deutschland, 2020
- [163] Obergünner, M.:
Bewertung und Optimierung des Instandhaltungsaufwands elektrischer Verteilungsnetze
Dissertation, RWTH Aachen University, Band 102 - Aachener Beiträge zur ENERGIEVERSORGUNG, Aachen, Deutschland, 2004

- [164] FGH - Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.:
Technischer Bericht 302: Ein Werkzeug zur Optimierung der Störungsbeseitigung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen
FGH-Verlag, Mannheim Rheinau, Deutschland, 2008
- [165] Noosten, D.:
Investitionsrechnung - Eine Einführung für Architekten und Bauingenieure
Springer Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2018
- [166] Reske, T.; Tichelkamp, N.; Hopfer, N.; Zdrallek, M.:
Ermittlung des Alterungsverhaltens von Mittelspannungskabeln für ein optimiertes Asset-Management
ETG-Fachbericht 162: „VDE-Hochspannungstechnik“,
Berlin, Deutschland, 2020
- [167] Schmidt, N.; Dalamaras, P.; Zdrallek, M.; Babizki, A., Lindl, K.:
Altersstruktur von HS-Transformatoren der DACH-Region
netzpraxis, Jahrgang 60, Heft 11-12, Seiten 16-18, 2021
- [168] Schubert, R.; Zdrallek, M.:
A comprehensive revenue optimisation model for DSOs
26th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2021),
Genf, Schweiz, 2021
- [169] Gromoll, D.; Dalamaras, P.; Zdrallek, M. et al.:
Datenbasierte Optimierung der Instandhaltung und Erneuerung
ew – Magazin für die Energiewirtschaft, Heft 11, Seiten 38-41, 2021
- [170] Wintzek, P.; Ali, S. A.; Zdrallek, M. et al.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Leitfaden, Bergische Universität Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 35,
Wuppertal, Deutschland, 2021
- [171] Harnisch, J. S.; Steffens, P.; Thies, H.-H.; Zdrallek, M. et al.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Leitfaden, Bergische Universität Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 8,
Wuppertal, Deutschland, 2016
- [172] Papula, L.:
Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler - Vektoranalysis, Wahrscheinlichkeitsrechnung, Mathematische Statistik, Fehler- und Ausgleichsrechnung
Springer Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2016

9 Formelzeichen und Abkürzungen

9.1 Formelzeichen

A	Ereignis „MS-Netzstation altert“
\bar{A}	Ereignis „MS-Netzstation altert nicht“
A_1, A_2, A_3, A_4	Ausfallbereiche der Badewannenkurve
a, a_i	Alter
\bar{a}	Mittelwert über alle Alter
$a_{k,m}, a_{l,m}, \Delta a_{kl,m}$	Alter der m -ten bewerteten MS-Netzstation bei der k -ten bzw. der l -ten Inspektion bzw. dessen Änderung
$a_{0,m}$	Alter der m -ten bewerteten MS-Netzstation bei der ersten Inspektion
$a^{(k),j}, a^{(k+1),j}$	Alter der j -ten betrachteten mehrfach bewerteten Hauptkomponente in der k -ten bzw. in der $(k + 1)$ -ten Inspektion
a	Alterseinheit in Jahren
$B_{\text{Iso.}}, B_{\text{Iso.,L1}}, B_{\text{Iso.,L2}}, B_{\text{Iso.,L3}}$	Bewertung „Isolationsfähigkeit“ einer MS-Anlage bzw. der jeweiligen Phasen einer MS-Anlage
$B_{\text{Iso.,}i}$	Bewertung „Isolationsfähigkeit“ einer MS-Anlage im Alter a_i
$\bar{B}_{\text{Iso.}}$	Mittlere Bewertung „Isolationsfähigkeit“ der MS-Anlagen
$\bar{B}_{\text{Iso.,}i}$	Mittlere Bewertung „Isolationsfähigkeit“ der MS-Anlagen im Alter a_i
$B_{\text{Mech.}}, B_{\text{Mech.,AUS}}, B_{\text{Mech.,EIN}}$	Bewertung „Mechanik“ einer MS-Anlage bzw. einer MS-Anlage beim Aus- und Einschaltvorgang
$B_{\text{Mech.,}i}$	Bewertung „Mechanik“ einer MS-Anlage im Alter a_i
$\bar{B}_{\text{Mech.}}$	Mittlere Bewertung „Mechanik“ der MS-Anlagen
$\bar{B}_{\text{Mech.,}i}$	Mittlere Bewertung „Mechanik“ der MS-Anlagen im Alter a_i
$B_{\text{Wid.}}, B_{\text{Wid.,L1}}, B_{\text{Wid.,L2}}, B_{\text{Wid.,L3}}$	Bewertung „Kontaktwiderstand“ einer MS-Anlage bzw. der jeweiligen Phasen einer MS-Anlage
$B_{\text{Wid.,}i}$	Bewertung „Kontaktwiderstand“ einer MS-Anlage im Alter a_i
$\bar{B}_{\text{Wid.}}$	Mittlere Bewertung „Kontaktwiderstand“ der MS-Anlagen
$\bar{B}_{\text{Wid.,}i}$	Mittlere Bewertung „Kontaktwiderstand“ der MS-Anlagen im Alter a_i
$B_{ip, \text{HK}, \kappa}$	Bewertung des Inspektionspunktes ip einer Hauptkomponente κ

B_{\max}	Maximal mögliche Bewertung eines Inspektionpunktes ip bzw. einer Hauptkomponente κ
$b_{K,MSA}$	Achsenabschnitt der kombinierten Regressionsgeraden der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“
$b_{K,MS-N}$	Achsenabschnitt der kombinierten Regressionsgeraden der MS-Netzstationen
b_L	Achsenabschnitt der Regressionsgeraden der MS-Anlagen (Labor)
$b_{MKV,MS-N}$	Achsenabschnitt der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen (Markov-Ansatz)
b_{VI}	Achsenabschnitt der Regressionsgeraden (Visuelle Inspektion)
$b_{VI,MSA}$	Achsenabschnitt der Regressionsgeraden der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ (Visuelle Inspektion)
$b_{VI,MS-N}$	Achsenabschnitt der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen (Visuelle Inspektion)
$b_{W,MS-N}$	Achsenabschnitt der Regressionsgeraden (Wuppergerade) der MS-Netzstationen
$b_{W,MS-N(G)}$	Achsenabschnitt der Regressionsgeraden (Wuppergerade) der Gebäudestationen
$b_{W,MS-N(K)}$	Achsenabschnitt der Regressionsgeraden (Wuppergerade) der Kompaktstationen
$b_{W,MS-N(Ze_IH)}$	Achsenabschnitt der Regressionsgeraden (Wuppergerade) der MS-Netzstationen (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$b_{W,MS-N(Zu_IH)}$	Achsenabschnitt der Regressionsgeraden (Wuppergerade) der MS-Netzstationen (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$C_1, C_2, C_3, C_i, C_j,$	Cluster einer MS-Netzstation für die unterschiedlichen Bewertungsstufen
d	Nutzungsdauer
$E_{\text{Unterbrechung}}$	Nichtgelieferte Energie
F	F -verteilte Zufallsvariable
F_{Material}	Materialkostenfaktor
F_{emp}	Empirischer F -Wert
f	Frequenz
$G_{A1}, G_{A2}, G_{A3}, G_{A4}$	Gewichtungsfaktoren der Ausfallbereiche der Badewannenkurve
G_B	Gewichtungsfaktor der Hauptkomponente/ Baugruppe einer MS-Anlage
G_{BT}	Gewichtungsfaktor der Hauptkomponente „Baulicher Teil“

G_F	Gewichtungsfaktor der Funktion einer MS-Anlage
$G_{HK,\kappa}$	Gewichtungsfaktor einer Hauptkomponente κ über alle Verteilungsnetzbetreiber
$G_{HK,\kappa,VNB}$	Gewichtungsfaktor einer Hauptkomponente κ eines einzelnen Verteilungsnetzbetreibers
$G_{ISO.}$	Gewichtungsfaktor der Bewertungskategorie „Isolationsfähigkeit“
G_{MSA}	Gewichtungsfaktor der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“
$G_{Mech.}$	Gewichtungsfaktor der Bewertungskategorie „Mechanik“
G_{NSV}	Gewichtungsfaktor der Hauptkomponente „NS-Verteilung“
G_P	Gewichtungsfaktor des Parameters einer MS-Anlage
G_{TR}	Gewichtungsfaktor der Hauptkomponente „Transformator“
$G_{Wid.}$	Gewichtungsfaktor der Bewertungskategorie „Kontaktwiderstand“
$g_{HK(mit_IH)}$	Gradient der Zustandsverschlechterung einer Hauptkomponente bei Durchführung der Instandhaltungsmaßnahmen
$\bar{g}_{HK(mit_IH)}$	Mittlerer Gradient der Zustandsverschlechterung einer Hauptkomponente bei Durchführung der Instandhaltungsmaßnahmen
$\bar{g}_{HK(ohne_IH)}$	Mittlerer Gradient der Zustandsverschlechterung einer Hauptkomponente bei Ausbleiben von Instandhaltungsmaßnahmen
$\bar{g}_{MS-N(Ze_IH)}$	Mittlerer Gradient der Zustandsverschlechterung der MS-Netzstationen (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$\bar{g}_{MS-N(Zu_IH)}$	Mittlerer Gradient der Zustandsverschlechterung der MS-Netzstationen (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$g_{(k+1,k),HK(mit_IH),j}$	Gradient der Zustandsverschlechterung der j -ten betrachteten mehrfach bewerteten Hauptkomponente bei Durchführung der Instandhaltungsmaßnahmen von der k -ten zu der $(k + 1)$ -ten Inspektion
$H_A(a)$	Ausfallhäufigkeit eines Betriebsmittels
$\bar{H}_{A,II}$	Ausfallhäufigkeit eines Betriebsmittels im Bereich II der Badewannenkurve
$H_{B,MS-N}$	Störungsrate der MS-Netzstationen (Badewannenkurve)
$\bar{H}_{B,MS-N}$	Mittlere Störungsrate der MS-Netzstationen (Badewannenkurve)

$H_{B,MS-N,A1}(a), H_{B,MS-N,A2}(a),$ $H_{B,MS-N,A3}(a), H_{B,MS-N,A4}(a)$	Störungsrate der MS-Netzstationen gemäß den Funktionsgleichungen für die unterschiedlichen Ausfallbereiche der Badewannenkurve
$\bar{H}_{B,MS-N,A1}, \bar{H}_{B,MS-N,A2}, \bar{H}_{B,MS-N,A3},$ $\bar{H}_{B,MS-N,A4}$	Mittlere Störungsrate der MS-Netzstationen für die unterschiedlichen Ausfallbereiche der Badewannenkurve
$H_{MS-N,i}$	Störungsrate der MS-Netzstationen im Alter a_i
$H_{W,MSA}, H_{W,MSA}(a)$	Störungsrate der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ gemäß der Wuppergeraden
$H_{W,MSA(g)}, H_{W,MSA(g)}(a)$	Störungsrate der gasisolierten MS-Schaltanlagen gemäß der Wuppergeraden
$H_{W,MSA(l)}, H_{W,MSA(l)}(a)$	Störungsrate der luftisolierten MS-Schaltanlagen gemäß der Wuppergeraden
$H_{W,MS-N}, H_{W,MS-N}(a)$	Störungsrate der MS-Netzstationen gemäß der Wuppergeraden
$H_{W,MS-N(G)}, H_{W,MS-N(G)}(a)$	Störungsrate der Gebäudestationen gemäß der Wuppergeraden
$H_{W,MS-N(K)}, H_{W,MS-N(K)}(a)$	Störungsrate der Kompaktstationen gemäß der Wuppergeraden
$H_{W,MS-N(Ze_{IH})}, H_{W,MS-N(Ze_{IH})}(a)$	Störungsrate der MS-Netzstationen gemäß der Wuppergeraden (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$H_{W,MS-N(Zu_{IH})}, H_{W,MS-N(Zu_{IH})}(a)$	Störungsrate der MS-Netzstationen gemäß der Wuppergeraden (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
H_0	Nullhypothese
H_1	Alternativhypothese
h_{BT}	Störungsrate der Hauptkomponente „Baulicher Teil“
$h_{BT(G)}$	Störungsrate der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ der Gebäudestationen
$h_{BT(K)}$	Störungsrate der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ der Kompaktstationen
h_{HK}	Störungsrate einer Hauptkomponente der MS-Netzstationen
$h_{HK(G)}$	Störungsrate einer Hauptkomponente der Gebäudestationen
$h_{HK(K)}$	Störungsrate einer Hauptkomponente der Kompaktstationen
h_{MSA}	Störungsrate der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“
$h_{MSA(G)}$	Störungsrate der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ der Gebäudestationen
$h_{MSA(K)}$	Störungsrate der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ der Kompaktstationen
$h_{MSA(g)}$	Störungsrate der gasisolierten MS-Schaltanlagen

$h_{MSA(l)}$	Störungsrate der luftisolierten MS-Schaltanlagen
h_{MS-N}	Störungsrate der MS-Netzstationen
$h_{MS-N(G)}$	Störungsrate der Gebäudestationen
$h_{MS-N(K)}$	Störungsrate der Kompaktstationen
h_{NSV}	Störungsrate der Hauptkomponente „NS-Verteilung“
h_{TR}	Störungsrate der Hauptkomponente „Transformator“
$h_{TR(G)}$	Störungsrate der Hauptkomponente „Transformator“ der Gebäudestationen
$h_{TR(K)}$	Störungsrate der Hauptkomponente „Transformator“ der Kompaktstationen
I	Stromstärke
$I_{Wid.}$	Gleichspannungsprüfstrom bei der Mikroohmmessung
i_{Lohn}	Zinssatz Lohnkosten
$i_{Material}$	Zinssatz Materialkosten
i_{Zins}	Kalkulationszinssatz
ip	Inspektionspunkt
$K_{Anschaffung}$	Anschaffungskosten der Messgeräte
$K_{Ausfall}$	Ausfallkosten
$K_{Ausfall(bw),B,i}$	Barwert der Ausfallkosten der Badewannenkurve im Alter a_i
$K_{Ausfall(bw),W,i}$	Barwert der Ausfallkosten der Wuppergeraden im Alter a_i
$K_{Betrieb}$	Betriebskosten
K_{Gesamt}	Gesamtkosten
$K_{Gesamt(an),W,d}$	Annuitätswert der Gesamtkosten der Wuppergeraden bei einer Nutzungsdauer d
$K_{Gesamt(an),Ze_IH}$	Annuitätswert der Gesamtkosten (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$K_{Gesamt(an),Zu_IH}$	Annuitätswert der Gesamtkosten (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$K_{Gesamt(an),mit_IH}$	Annuitätswert der Gesamtkosten bei Durchführung der Instandhaltungsmaßnahmen
$K_{Gesamt(an),ohne_IH}$	Annuitätswert der Gesamtkosten bei Ausbleiben von Instandhaltungsmaßnahmen
$K_{Gesamt(bw),ohne_IOG}$	Barwert der Gesamtkosten ohne Investitionsobergrenze
$K_{Gesamt(bw),mit_IOG}$	Barwert der Gesamtkosten mit Investitionsobergrenze
$K_{Inspektion}$	Inspektionskosten
$K_{Instand}$	Instandhaltungskosten

$K_{\text{Investition}}$	Investitionskosten
$K_{\text{MS-N}}$	Anschaffungskosten einer MS-Netzstation
$K_{\text{Reparatur}}$	Reparaturkosten
K_{S}	Sicherheitsfaktor
$K_{\text{Stundenlohn}}$	Stundenlohn des durchführenden Personals
$K_{\text{Unterbrechung}}$	Kosten resultierend aus einer Versorgungsunterbrechung
K_{VW}	Kosten aufgrund volkswirtschaftlichen Schadens
K_{Verlust}	Umsatzverluste
K_{Wartung}	Wartungskosten
K_{an}	Annuitätskosten
K_{bw}	Barwert
K_t	Zahlung in Zeitpunkt t
k	(vorangegangener) Inspektionszyklus
$k_{\text{Ausfall(bw),B}}$	Summe der normierten Barwerte der jährlichen Ausfallkosten der Badewannenkurve
$k_{\text{Ausfall(bw),B,i}}$	Normierter Barwert der Ausfallkosten der Badewannenkurve im Alter a_i
$k_{\text{Ausfall(bw),W}}$	Summe der normierten Barwerte der jährlichen Ausfallkosten der Wuppergeraden
$k_{\text{Ausfall(bw),W,i}}$	Normierter Barwert der Ausfallkosten der Wuppergeraden im Alter a_i
$k_{\text{Gesamt(an),W,d}}$	Normierter Annuitätswert der Gesamtkosten bei einer Nutzungsdauer d
$k_{\text{Gesamt(an),Ze_IH}}$	Normierter Annuitätswert der Gesamtkosten (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$k_{\text{Gesamt(an),Zu_IH}}$	Normierter Annuitätswert der Gesamtkosten (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$k_{\text{Gesamt(an),mit_IH}}$	Normierter Annuitätswert der Gesamtkosten bei Durchführung der Instandhaltungsmaßnahmen
$k_{\text{Gesamt(an),ohne_IH}}$	Normierter Annuitätswert der Gesamtkosten bei Ausbleiben von Instandhaltungsmaßnahmen
$k_{\text{Gesamt(bw),mit_IOG}}$	Normierter Barwert der Gesamtkosten mit Investitionsobergrenze
$k_{\text{Gesamt(bw),ohne_IOG}}$	Normierter Barwert der Gesamtkosten ohne Investitionsobergrenze
l	(darauffolgender) Inspektionszyklus
MK	Mehrkosten
m	Nummerierung der mehrfach bewerteten MS-Netzstationen
ND	Menge der untersuchten Nutzungsdauern
n	Anzahl der jährlichen mittleren Zustandsindizes

n_{HK}	Anzahl der Hauptkomponenten einer MS-Netzstation
n_{IZ}	Anzahl der untersuchten Inspektionszyklen
$n_{Iso,i}$	Anzahl der Bewertungen „Isolationsfähigkeit“ im Alter a_i
n_K	Anzahl der mittleren Zustandsindizes der kombinierten Regressionsgeraden der MS-Netzstationen
n_M	Anzahl der Mehrfachbewertungen
$n_{M,k}$	Anzahl der Mehrfachbewertungen in der k -ten Inspektion
$n_{Mech,i}$	Anzahl der Bewertungen „Mechanik“ im Alter a_i
n_{SU}	Größe einer Stichprobe
n_{UV}	Anzahl der unabhängigen Variablen
$n_{Wid,i}$	Anzahl der Bewertungen „Kontaktwiderstand“ im Alter a_i
n_Z	Anzahl der Elemente in der Zustandsmenge Z
n_i	Anzahl der Zustandsindizes im Alter a_i
n_κ	Anzahl der Inspektionspunkte einer Hauptkomponente κ
P, P^t	Übergangsmatrix bzw. deren t -te Potenz
P_{BT}	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „Baulicher Teil“
$P_{BT(Ze_IH)}$	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{BT(Zu_IH)}$	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
P_{HK}	Übergangsmatrix einer Hauptkomponente
P_{MSA}	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“
$P_{MSA(Ze_IH)}$	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{MSA(Zu_IH)}$	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{MSA;0}$	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ für ein Alter von 0 Jahren
$P_{MSA;40}$	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ für ein Alter von 40 Jahren
P_{MS-N}	Übergangsmatrix der MS-Netzstationen
$P_{MS-N(Ze_IH)}$	Übergangsmatrix der MS-Netzstationen (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)

$P_{MS-N(Zu_IH)}$	Übergangsmatrix der MS-Netzstationen (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
P_{NSV}	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „NS-Verteilung“
$P_{NSV(Ze_IH)}$	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{NSV(Zu_IH)}$	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
P_{TR}	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „Transformator“
$P_{TR(Ze_IH)}$	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „Transformator“ (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{TR(Zu_IH)}$	Übergangsmatrix der Hauptkomponente „Transformator“ (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{\text{Unterbrechung}}$	Unterbrechungsleistung
P_{Verlust}	Verlustleistung
p	Wahrscheinlichkeit der F -Statistik
$p_{AW;HK}$	Alterungswahrscheinlichkeit einer Hauptkomponente
$p_{AW;i;HK}$	Alterungswahrscheinlichkeit einer Hauptkomponente im Alter a_i
$p_{AW;MS-N}$	Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen
$p_{AW;i;MS-N}$	Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen im Alter a_i
$p_{BT(Ze_IH);ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$p_{BT(Zu_IH);ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$p_{BT;ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j
$p_{HK;ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit einer Hauptkomponente von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j
$p_{HK;i;ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit einer Hauptkomponente von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j im Alter a_i

$P_{MSA(Ze_IH);ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{MSA(Zu_IH);ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{MSA;ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j
$P_{MSA;0;ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j für ein Alter von 0 Jahren
$P_{MSA;40;ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j für ein Alter von 40 Jahren
$P_{MS-N(Ze_IH);CiCj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen von einem Cluster C_i zu einem Cluster C_j (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{MS-N(Zu_IH);CiCj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen von einem Cluster C_i zu einem Cluster C_j (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{MS-N;CiCj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen von einem Cluster C_i zu einem Cluster C_j
$P_{NAW;i;BT}$	Nichtalterungswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ im Alter a_i
$P_{NAW;i;MSA}$	Nichtalterungswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ im Alter a_i
$P_{NAW;MS-N}$	Nichtalterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen
$P_{NAW;i;MS-N}$	Nichtalterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen im Alter a_i
$P_{NAW;i;NSV}$	Nichtalterungswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ im Alter a_i
$P_{NAW;i;TR}$	Nichtalterungswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „Transformator“ im Alter a_i
$P_{NSV(Ze_IH);ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$P_{NSV(Zu_IH);ZiZj}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)

$p_{NSV;Z_iZ_j}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j
$p_{TR(Ze_IH);Z_iZ_j}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „Transformator“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$p_{TR(Zu_IH);Z_iZ_j}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „Transformator“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$p_{TR;Z_iZ_j}$	Übergangswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „Transformator“ von einem Zustand Z_i zu einem Zustand Z_j
p_{ij}	Übergangswahrscheinlichkeit eines Systems von einem Zustand i zu einem Zustand j
$p(A), p(\bar{A})$	Eintrittswahrscheinlichkeiten
$Q_{Grenz.}$	Grenzwert des Teilentladungspegels bei konventioneller Teilentladungsmessung
$Q_{Störpegel}$	Grundstörpegel im Hochspannungslabor
R^2	Bestimmtheitsmaß
R_L	Relationsgröße (Labor)
$R_{Referenz}$	Referenzwert Kontaktwiderstand
R_{VI}	Relationsgröße (Visuelle Inspektion)
R_{max}	Maximaler Kontaktwiderstand
$R_{mess}, \Delta R_{mess}$	Gemessener Kontaktwiderstand bzw. dessen Änderung
$R_{mess,max}$	Maximal gemessener Kontaktwiderstand
R_{min}	Minimaler Kontaktwiderstand
R_{mittel}	Mittelwert über alle gemessenen Kontaktwiderstände
$r_{a,\bar{z}_{vi}}$	Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizient zwischen mittlerem Zustandsindex und Alter (Visuelle Inspektion)
r_L	Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizient zwischen mittlerem Zustandsindex und Alter (Labor)
r_{MKV}	Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizient zwischen mittlerem Zustandsindex und Alter (Markov-Ansatz)
S_r	Bemessungsscheinleistung des Transformators
s	Standardabweichung (Streuung)
$T, \Delta T$	Temperatur bzw. deren Änderung
T_Z	Menge von Zeitpunkten
$t, \Delta t$	Zeit bzw. Zeitintervall

$t_{\text{AUS}}, t_{\text{EIN}}$	Zwischenzeiten beim Aus- und Einschaltvorgang einer MS-Anlage
t_{Anfahrt}	Anfahrts- und Zugangszeit
$t_{\text{Erwärmung}}$	Erwärmungsdauer
$t_{\text{Inspektion}}$	Dauer zur Durchführung einer visuellen Inspektion
t_{KI}	Sicherheitsgrad aus der Standardnormalverteilung
$t_{\text{L1}}, t_{\text{L2}}, t_{\text{L3}}$	Gemessene Kontaktzeiten der jeweiligen Phasen einer MS-Anlage
t_{Messung}	Zeitlicher Mehraufwand für den Einsatz von Messgeräten im Rahmen einer visuellen Inspektion
t_{PRPD}	Aufnahmedauer der PRPD-Patterns
$t_{\text{Unterbrechung}}$	Unterbrechungsdauer
t_{Wartung}	Dauer zur Durchführung einer Wartung
$t_{\text{Wartung(Ze_IH)}}$	Dauer zur Durchführung einer Wartung (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$t_{\text{Wartung(Zu_IH)}}$	Dauer zur Durchführung einer Wartung (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
t_0	Gegenwärtiger Zeitpunkt
$U_{\text{B,norm}}$	Genormte Bemessungs-Steh-Blitzstoßspannung
$U_{\text{Erdschluss}}$	Spannung im Erdschlussfall
$U_{\text{Grenz. TEE}}$	Grenzwert der Teilentladungseinsetzspannung bei konventioneller Teilentladungsmessung
U_{TEE}	Teilentladungseinsetzspannung
$U_{\text{TEE,max}}$	Maximale Teilentladungseinsetzspannung
$U_{\text{d,W}}$	Durchschlagspannung bei Wechselspannung
$U_{\text{d,W,max}}$	Maximale Durchschlagspannung bei Wechselspannung
U_{d0}	Halte- bzw. Stehspannung
U_{d50}	50 %-Durchschlagspannung
$U_{\text{d50,max}}$	Maximale 50 %-Durchschlagspannung
U_{d100}	Gesicherte Durchschlagspannung
U_{n}	Nennspannung
U_{r}	Bemessungsspannung
u_{TEE}	Normierte Teilentladungseinsetzspannung
$v_{\text{K},i}$	Verhältnis des mittleren Zustandsindex der kombinierten Regressionsgeraden zum mittleren Zustandsindex der Regressionsgeraden der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ (Visuelle Inspektion) im Alter a_i

$v_{h,i}$	Verhältnis des mittleren Zustandsindex der kombinierten Regressionsgeraden zum Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der kombinierten Regressionsgeraden der MS-Netzstationen
Z	Menge der betrachteten Zustände
$Z_{HK,\kappa}$	Zustandsindex einer Hauptkomponente κ
$Z_{HK,\kappa,norm}$	Normierter Zustandsindex einer Hauptkomponente κ
Z_{MS-N}	Zustandsindex einer MS-Netzstation
$Z_{MS-N,GW1}, Z_{MS-N,GW2}$	Grenzwerte der Zustandsindizes der MS-Netzstationen im Rahmen der Clusteranalyse
$Z_{MS-N,norm}$	Normierter Zustandsindex einer MS-Netzstation
Z_t, Z_{t-1}, Z_{t+1}	Zustand eines Systems zu den Zeitpunkten t bzw. $t - 1$ und $t + 1$
$Z_1, Z_2, Z_3, Z_4, Z_i, Z_j$	Zustände der Hauptkomponenten einer MS-Netzstation für die unterschiedlichen Bewertungsstufen
\bar{z}	Mittlerer Zustandsindex
$z_{K,MSA}, z_{K,MSA}(a)$	Mittlerer Zustandsindex der kombinierten Regressionsgeraden der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“
$z_{K,MSA,i}$	Mittlerer Zustandsindex der kombinierten Regressionsgeraden der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ im Alter a_i
$z_{K,MS-N}, z_{K,MS-N}(a)$	Mittlerer Zustandsindex der kombinierten Regressionsgeraden der MS-Netzstationen
$\bar{z}_{K,MS-N}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der kombinierten Regressionsgeraden der MS-Netzstationen
$z_{K,MS-N,i}$	Mittlerer Zustandsindex der kombinierten Regressionsgeraden der MS-Netzstationen im Alter a_i
$z_L, z_L(a)$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der MS-Anlagen (Labor)
$z_{MKV,MS-N}, z_{MKV,MS-N}(a)$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen (Markov-Ansatz)
$z_{VI}, z_{VI}(a)$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden (Visuelle Inspektion)
$z_{VI,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$z_{VI,BT}, z_{VI,BT}(a)$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ (Visuelle Inspektion)
$z_{VI,MSA}, z_{VI,MSA}(a)$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ (Visuelle Inspektion)

$Z_{VI,MSA,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{Z}_{VI,MSA(g)}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der gasisolierten MS-Schaltanlagen (Visuelle Inspektion)
$Z_{VI,MSA(g),i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der gasisolierten MS-Schaltanlagen im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{Z}_{VI,MSA(l)}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der luftisolierten MS-Schaltanlagen (Visuelle Inspektion)
$Z_{VI,MSA(l),i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der luftisolierten MS-Schaltanlagen im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$Z_{VI,MS-N}, Z_{VI,MS-N}(a)$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen (Visuelle Inspektion)
$\bar{Z}_{VI,MS-N(G)}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der Gebäudestationen (Visuelle Inspektion)
$Z_{VI,MS-N(G),i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der Gebäudestationen im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{Z}_{VI,MS-N(K)}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der Kompaktstationen (Visuelle Inspektion)
$Z_{VI,MS-N(K),i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der Kompaktstationen im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{Z}_{VI,MS-N(Ze_IH)}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie (Visuelle Inspektion)
$Z_{VI,MS-N(Ze_IH),i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{Z}_{VI,MS-N(Zu_IH)}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie (Visuelle Inspektion)
$Z_{VI,MS-N(Zu_IH),i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$Z_{VI,NSV}, Z_{VI,NSV}(a)$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ (Visuelle Inspektion)
$Z_{VI,TR}, Z_{VI,TR}(a)$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der Hauptkomponente „Transformator“ (Visuelle Inspektion)

$\bar{z}_{VI,TR(H)}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der Hermetiktransformatoren (Visuelle Inspektion)
$z_{VI,TR(H),i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der Hermetiktransformatoren im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{VI,TR(Ö)}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der Öltransformatoren (Visuelle Inspektion)
$z_{VI,TR(Ö),i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der Öltransformatoren im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{VI(k),MS-N}, \bar{z}_{VI(k+1),MS-N}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen in der k -ten bzw. in der $(k + 1)$ -ten Inspektion (Visuelle Inspektion)
$z_{VI(k),MS-N,i}, z_{VI(k+1),MS-N,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen im Alter a_i und in der k -ten bzw. in der $(k + 1)$ -ten Inspektion (Visuelle Inspektion)
$z_{VI(1),MS-N}, z_{VI(2),MS-N}, z_{VI(3),MS-N}, z_{VI(4),MS-N}, z_{VI(5),MS-N}$	Mittlerer Zustandsindex der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen in der ersten, zweiten, dritten, vierten und fünften Inspektion (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{VI(1),MS-N}, \bar{z}_{VI(2),MS-N}, \bar{z}_{VI(3),MS-N}, \bar{z}_{VI(4),MS-N}, \bar{z}_{VI(5),MS-N}$	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen der ersten, zweiten, dritten, vierten und fünften Inspektion (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{k,MSA}, \bar{z}_{k,MSA}(a)$	Kombinierter mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“
$\bar{z}_{k,MSA,i}$	Kombinierter mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ im Alter a_i
$\bar{z}_{k,MS-N}$	Kombinierter mittlerer Zustandsindex der MS-Netzstationen
$\bar{z}_{k,MS-N,i}$	Kombinierter mittlerer Zustandsindex der MS-Netzstationen im Alter a_i
$z_{k,m}, z_{l,m}, \Delta z_{kl,m}$	Zustandsindex der m -ten bewerteten MS-Netzstation bei der k -ten bzw. der l -ten Inspektion bzw. dessen Änderung
z_l	Zustandsindex einer MS-Anlage
\bar{z}_l	Mittlerer Zustandsindex der MS-Anlagen
$\bar{z}_{l,i}$	Mittlerer Zustandsindex der MS-Anlagen im Alter a_i
$\bar{z}_{mkv,BT,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ im Alter a_i (Markov-Ansatz)
$\bar{z}_{mkv,HK,i}$	Mittlerer Zustandsindex einer Hauptkomponente im Alter a_i (Markov-Ansatz)
$\bar{z}_{mkv,MSA,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ im Alter a_i (Markov-Ansatz)

$\bar{z}_{mkv,MS-N}$	Mittlerer Zustandsindex der MS-Netzstationen (Markov-Ansatz)
$\bar{z}_{mkv,MS-N,i}$	Mittlerer Zustandsindex der MS-Netzstationen im Alter a_i (Markov-Ansatz)
$\bar{z}_{mkv,NSV,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ im Alter a_i (Markov-Ansatz)
$\bar{z}_{mkv,TR,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „Transformator“ im Alter a_i (Markov-Ansatz)
\bar{z}_{vi}	Mittelwert über alle mittleren Zustandsindizes (Visuelle Inspektion)
$z_{vi,i}$	Zustandsindex im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{vi,i}$	Mittlerer Zustandsindex im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{vi,BT,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „Baulicher Teil“ im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{vi,MSA}(a), \bar{z}_{vi,MSA}$	Mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{vi,MSA,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{vi,MS-N}$	Mittlerer Zustandsindex der MS-Netzstationen (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{vi,NSV,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „NS-Verteilung“ im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$\bar{z}_{vi,TR,i}$	Mittlerer Zustandsindex der Hauptkomponente „Transformator“ im Alter a_i (Visuelle Inspektion)
$z_{vi(k),HK,j}, z_{vi(k+1),HK,j}$	Zustandsindex der j -ten betrachteten mehrfach bewerteten Hauptkomponente in der k -ten bzw. in der $(k + 1)$ -ten Inspektion
$z_{0,m}$	Zustandsindex der m -ten bewerteten MS-Netzstation bei der ersten Inspektion
α	Irrtumswahrscheinlichkeit
$\gamma^{(t)}$	Verteilung zum Zeitpunkt t
$\gamma^{(0)}$	Anfangsverteilung
Δ_{riso_B}	Restisolutionsfähigkeit bei Blitzstoßspannung
Δ_{riso_W}	Restisolutionsfähigkeit bei Wechselspannung
$\Delta\bar{g}_{MS-N}(z_{e_IH}-z_{u_IH})$	Erhöhung des mittleren Gradienten der Zustandsverschlechterung der MS-Netzstationen von der zeitorientierten zur zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie
$\Delta u_{Erdschluss}$	Faktor, um den die Spannung im Erdschlussfall über der Bemessungsspannung U_r liegt

$\Delta \bar{z}_{IZ,MS-N}$	Erhöhung des Mittelwertes über alle mittleren Zustandsindizes der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen von der k -ten zu der $(k + 1)$ -ten Inspektion (Visuelle Inspektion)
κ	Hauptkomponente
$\lambda_{AW,BT}$	Steigung der Alterungswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „Baulicher Teil“
$\lambda_{AW,MSA}$	Steigung der Alterungswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“
$\lambda_{AW,MS-N}$	Steigung der Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen
$\lambda_{AW,MS-N(Ze_IH)}$	Steigung der Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$\lambda_{AW,MS-N(Zu_IH)}$	Steigung der Alterungswahrscheinlichkeit der MS-Netzstationen (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
$\lambda_{AW,NSV}$	Steigung der Alterungswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „NS-Verteilung“
$\lambda_{AW,TR}$	Steigung der Alterungswahrscheinlichkeit der Hauptkomponente „Transformator“
$\lambda_{K,MSA}$	Steigung der kombinierten Regressionsgeraden der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“
$\lambda_{K,MS-N}$	Steigung der kombinierten Regressionsgeraden der MS-Netzstationen
λ_L	Steigung der Regressionsgeraden der MS-Anlagen (Labor)
$\lambda_{MKV,MS-N}$	Steigung der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen (Markov-Ansatz)
λ_{VI}	Steigung der Regressionsgeraden (Visuelle Inspektion)
$\lambda_{VI,MSA}$	Steigung der Regressionsgeraden der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ (Visuelle Inspektion)
$\lambda_{VI,MSA(g)}$	Steigung der Regressionsgeraden der gasisolierten MS-Schaltanlagen (Visuelle Inspektion)
$\lambda_{VI,MSA(l)}$	Steigung der Regressionsgeraden der luftisolierten MS-Schaltanlagen (Visuelle Inspektion)
$\lambda_{VI,MS-N}$	Steigung der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen (Visuelle Inspektion)
$\lambda_{VI,MS-N(G)}$	Steigung der Regressionsgeraden der Gebäudestationen (Visuelle Inspektion)
$\lambda_{VI,MS-N(K)}$	Steigung der Regressionsgeraden der Kompaktstationen (Visuelle Inspektion)
$\lambda_{VI,MS-N(Ze_IH)}$	Steigung der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen bei der zeitorientierten Instandhaltungsstrategie (Visuelle Inspektion)

$\lambda_{VI,MS-N(Zu_IH)}$	Steigung der Regressionsgeraden der MS-Netzstationen bei der zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie (Visuelle Inspektion)
$\lambda_{VI,TR(H)}$	Steigung der Regressionsgeraden der Hermetiktransformatoren (Visuelle Inspektion)
$\lambda_{VI,TR(\ddot{O})}$	Steigung der Regressionsgeraden der Öltransformatoren (Visuelle Inspektion)
$\lambda_{W,MS-N}$	Steigung der Regressionsgeraden (Wuppergerade) der MS-Netzstationen
$\lambda_{W,MS-N(G)}$	Steigung der Regressionsgeraden (Wuppergerade) der Gebäudestationen
$\lambda_{W,MS-N(K)}$	Steigung der Regressionsgeraden (Wuppergerade) der Kompaktstationen
$\lambda_{W,MS-N(Ze_IH)}$	Steigung der Regressionsgeraden (Wuppergerade) der MS-Netzstationen (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)
$\lambda_{W,MS-N(Zu_IH)}$	Steigung der Regressionsgeraden (Wuppergerade) der MS-Netzstationen (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)
μ	Durchschnittswert einer Grundgesamtheit
\mathbb{N}	Menge natürlicher Zahlen
\mathbb{R}^+	Menge aller positiven reellen Zahlen
\forall	Allquantor (für alle)
\emptyset	Leere Menge

9.2 Abkürzungen

AI	<i>engl.</i> : Artificial Intelligence
BGV	Berufsgenossenschaftliche Vorschriften
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Normen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
GIS	Gasisolierte Schaltanlage
HH	Hochspannungs-Hochleistung
HS	Hochspannung
IEC	<i>engl.</i> : International Electrotechnical Commission
IEEE	<i>engl.</i> : Institute of Electrical and Electronics Engineers
IH	Instandhaltung, Instandhaltungsstrategie
IOG	Investitionsobergrenze
KI	Künstliche Intelligenz
MS	Mittelspannung
NH	Niederspannungs-Hochleistung
NS	Niederspannung
PRPD	<i>engl.</i> : Phase Resolved Partial Discharge
SF ₆	Schwefelhexafluorid
TE	Teilentladung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VPE	vernetztes Polyethylen

10 Anhang

10.1 Beispielhafte Inspektionscheckliste für die Zustandsbewertung einer MS-Netzstation

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, ∅ = nicht vorhanden

Abbildung 10-1: Inspektionscheckliste Seite 1 (vgl. [4])

Kundenanschrift

Name:
 Straße:
 PLZ Ort:
 Telefon / Fax:



ZUSTANDSBERICHT

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

Zustand von:	Bewertung						Bemerkungen	
	1	2	3	4	0	Ø		
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 Zubehöerteile/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 Mängelbeseitigung:
 1 = keine, 2 = langfristig (nächste Inspektion gemäß Zyklus), 3 = kurzfristig (ca. 1 Jahr), 4 = sofort,
 0 = nicht möglich, Ø = nicht vorhanden

Abbildung 10-2: Inspektionscheckliste Seite 2 (vgl. [4])

Kundenanschrift

Name:
 Straße:
 PLZ Ort:
 Telefon / Fax:



ZUSTANDSBERICHT

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

Zustand von:	Bewertung						Bemerkungen
	1	2	3	4	0	Ø	
Verteiltransformator							
● Trafo 1 <input type="checkbox"/> Öl-Transformator <input type="checkbox"/> Hermetiktransformator (Öl) <input type="checkbox"/> Gießharztransformator							
Abschränkung							
Trafo-Gehäuse (Anstrich, Zustand)							
Trafofeststeller							
Endverschlüsse, Verbindungen							
Erdungsfestpunkte MS-seitig							
Erdungsfestpunkte NS-seitig							
Erdung (Trafogehäuse)							
Ölstand							
Öldichtigkeit							
Ölaufangwanne, 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							
Abschränkung							
Trafo-Gehäuse (Anstrich, Zustand)							
Trafofeststeller							
Endverschlüsse, Verbindungen							
Erdungsfestpunkte MS-seitig							
Erdungsfestpunkte NS-seitig							
Erdung (Trafogehäuse)							
Ölstand							
Öldichtigkeit							
Ölaufangwanne, 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, Ø = nicht vorhanden

Abbildung 10-3: Inspektionscheckliste Seite 3 (vgl. [4])

10.2 Aggregationssystematik zur Ermittlung des Zustandsindex einer MS-Netzstation

Im Rahmen der Inspektionen werden über unterschiedliche Inspektionenpunkte einer Inspektionscheckliste (vgl. Abbildungen 10-1 bis 10-3 in Anhang 10.1) die Hauptkomponenten einer MS-Netzstation bewertet. Anschließend werden die Bewertungen der einzelnen, den jeweiligen Hauptkomponenten zugeordneten Inspektionenpunkte zu den Zustandsindizes der entsprechenden Hauptkomponenten aggregiert. Schlussendlich erfolgt eine Aggregation der Zustandsindizes der Hauptkomponenten, woraus sich ein Zustandsindex für die gesamte MS-Netzstation ergibt. Die Aggregationssystematik über Gewichtungsfaktoren zur Ableitung des Zustandsindex einer MS-Netzstation aus den Zustandsindizes der Hauptkomponenten zeigt nachfolgende Abbildung 10-4. Die Gewichtungsfaktoren stellen dabei den Einfluss der jeweiligen Hauptkomponente auf den Gesamtzustandsindex bzw. die Wichtigkeit für den Zustand der MS-Netzstation dar (vgl. Abschnitt 2.4).

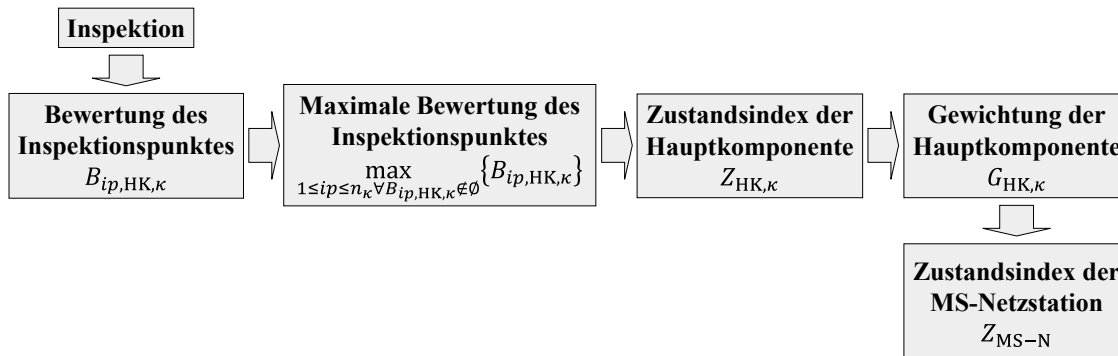


Abbildung 10-4: Aggregationsschema Zustandsbewertungsmodell MS-Netzstationen (in Anlehnung an [4])

Gemäß Abbildung 10-4 erfolgt in einem ersten Schritt die Bewertung $B_{ip,HK,\kappa}$ jedes Inspektionenpunktes ip einer Hauptkomponente κ auf Basis einer vierstufigen Bewertungsskala (vgl. Abschnitt 2.4), wobei n_κ die Anzahl der Inspektionenpunkte der Hauptkomponente κ . In einem nächsten Schritt wird als Zustandsindex $Z_{HK,\kappa}$ einer Hauptkomponente κ einer MS-Netzstation die maximal erfolgte Bewertung der Inspektionenpunkte der jeweiligen Hauptkomponente gemäß Gleichung 10.1 angenommen.

$$Z_{HK,\kappa} = \max_{1 \leq ip \leq n_\kappa \vee B_{ip,HK,\kappa} \in \emptyset} \{B_{ip,HK,\kappa}\} \quad (10.1)$$

Anschließend wird der Zustandsindex Z_{MS-N} einer MS-Netzstation gemäß Gleichung 10.2 ermittelt. Dabei werden die Zustandsindizes $Z_{HK,\kappa}$ der Hauptkomponenten einer MS-Netzstation mit den jeweiligen Gewichtungsfaktoren der Hauptkomponenten $G_{HK,\kappa}$ (vgl. Abbildung 2-2) multipliziert und die aufsummierten Produkte durch die Summe der jeweiligen Gewichtungsfaktoren der Hauptkomponenten, die einen Zustandsindex $Z_{HK,\kappa}$ ungleich Null aufweisen, dividiert. Somit kann eine Vergleichbarkeit zwischen MS-Netzstationen, welche einen Zustandsindex ungleich Null für jede Hauptkomponente aufweisen, und MS-Netzstationen, welche

mindestens bei einer Hauptkomponente einen Zustandsindex gleich Null aufweisen, hergestellt werden [4]. Indessen ist n_{HK} die Anzahl der Hauptkomponenten, wobei eine MS-Netzstation aus vier Hauptkomponenten besteht (vgl. Abschnitt 2.4).

$$Z_{\text{MS-N}} = \frac{\sum_{\kappa=1}^{n_{\text{HK}}} \forall Z_{\text{HK},\kappa} \notin \emptyset (Z_{\text{HK},\kappa} \cdot G_{\text{HK},\kappa})}{\sum_{\kappa=1}^{n_{\text{HK}}} \forall Z_{\text{HK},\kappa} \notin \{\emptyset, 0\} G_{\text{HK},\kappa}} \quad (10.2)$$

Schlussendlich erfolgt eine Normierung der ermittelten Zustandsindizes der Hauptkomponenten sowie der MS-Netzstationen gemäß den Gleichungen 10.3 und 10.4, wobei B_{max} die maximal mögliche Bewertung bzw. Zustandsindex (Bewertungsstufe „4 - sofortige Mängelbeseitigung“) ist. Infolgedessen ergeben sich normierte Größen zwischen 0 % und 100 %, wobei 0 % (Normierung der Bewertungsstufe „1 - keine Mängelbeseitigung erforderlich“) einen sehr guten und 100 % (Normierung der Bewertungsstufe „4 - sofortige Mängelbeseitigung“) einen sehr schlechten Zustandsindex repräsentiert.

$$Z_{\text{HK},\kappa,\text{norm}} = \frac{Z_{\text{HK},\kappa} - 1}{B_{\text{max}} - 1} \cdot 100 \% \quad (10.3)$$

$$Z_{\text{MS-N},\text{norm}} = \frac{Z_{\text{MS-N}} - 1}{B_{\text{max}} - 1} \cdot 100 \% \quad (10.4)$$

10.3 Stammdatenstruktur

Tabelle 10-1: Stammdaten der Hauptkomponenten und stationsspezifische Stammdaten

MS-Netzstation (allgemein)	Hauptkomponenten			
	Baulicher Teil	Transformator	MS-Schaltanlage	NS-Verteilung
Bezeichnung	Baujahr	Baujahr	Baujahr	Baujahr
Stationstyp	Hersteller	Bauart	Bauart	–
Eigentümer	Typ	Hersteller	Hersteller	–
Netzennspannung	–	Typ	Typ	–
Datum der Inspektion	–	Nennleistung	Schaltgerät	–
Inspektionsstrategie (Zeitzzyklus)	–	–	–	–
Wartungsstrategie (Zeitzzyklus)	–	–	–	–

10.4 Alters- und Baujahrstrukturen der Hauptkomponenten

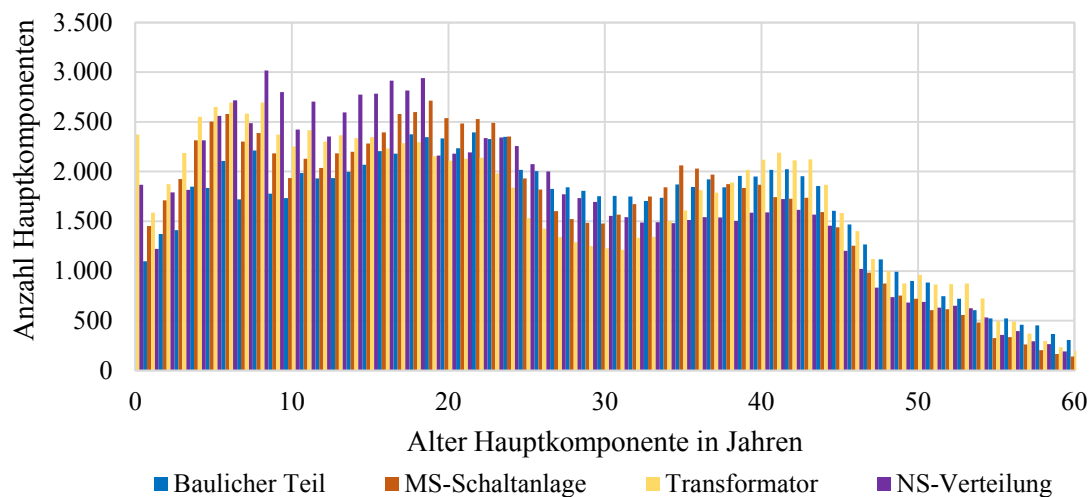


Abbildung 10-5: Mengenverteilung der Hauptkomponenten für die verschiedenen Alter

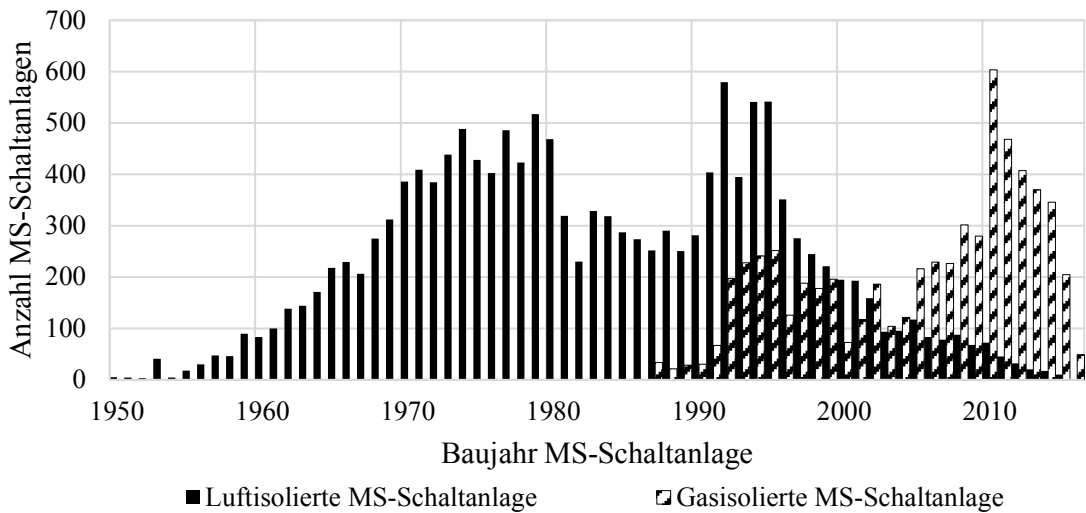


Abbildung 10-6: Mengenverteilung der unterschiedlichen Bauarten von MS-Schaltanlagen für die verschiedenen Baujahre

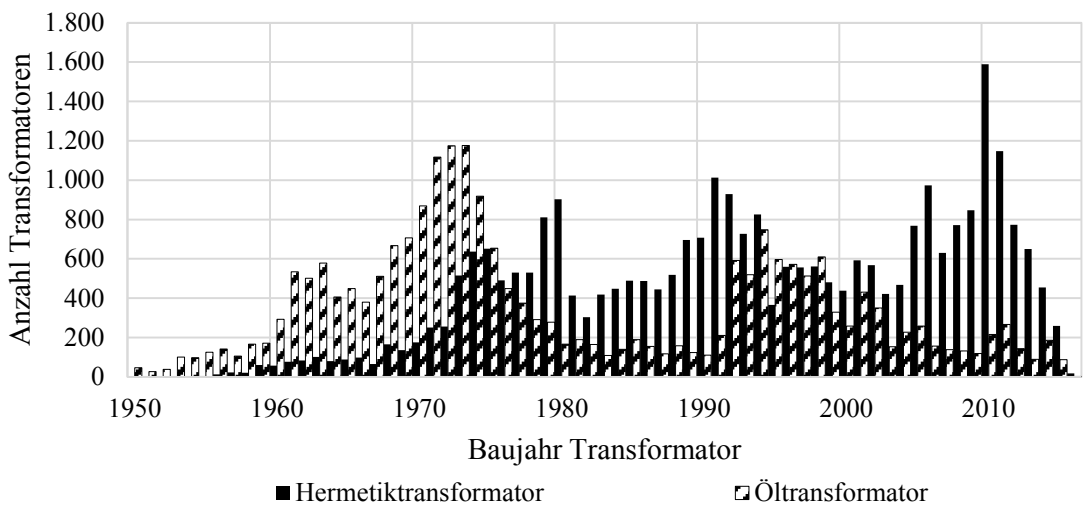


Abbildung 10-7: Mengenverteilung der unterschiedlichen Bauarten von Transformatoren für die verschiedenen Baujahre

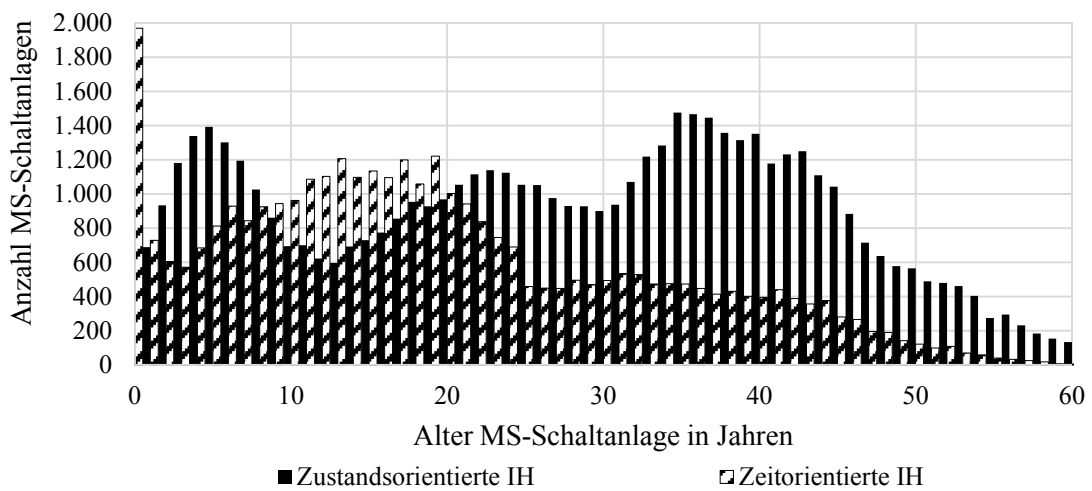


Abbildung 10-8: Mengenverteilung der Hauptkomponente „MS-Schaltanlage“ bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien für die verschiedenen Alter

10.5 Jährliche Mängelraten der Hauptkomponenten nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung

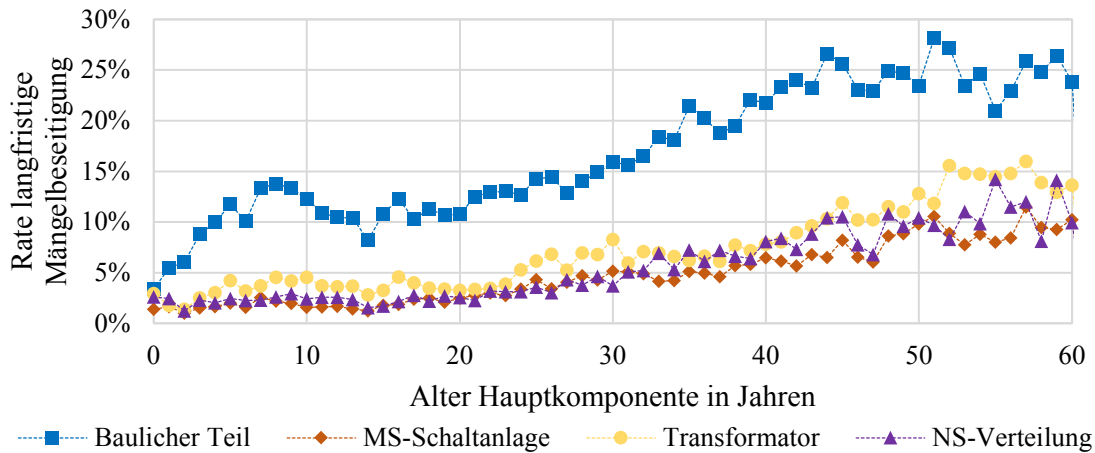


Abbildung 10-9: Jährliche Mängelrate „langfristige Mängelbeseitigung“ der Hauptkomponenten

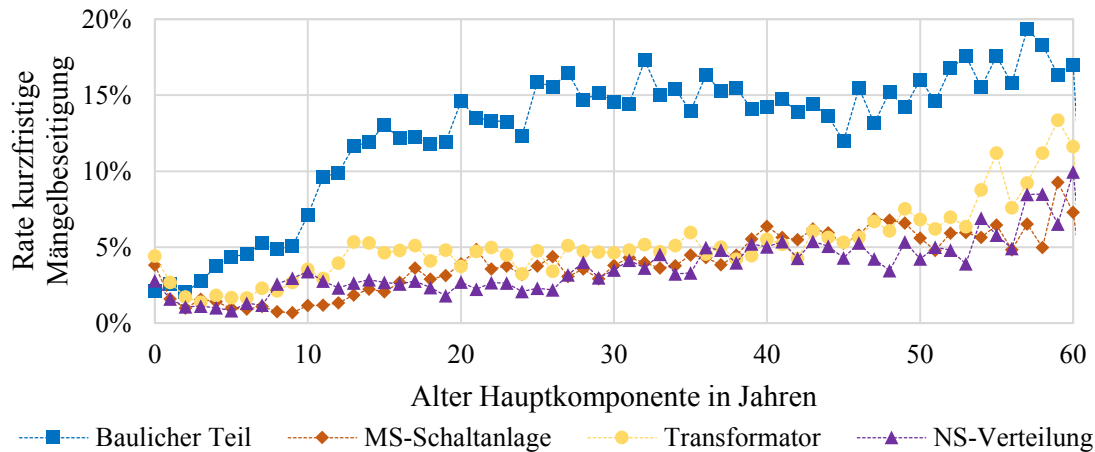


Abbildung 10-10: Jährliche Mängelrate „kurzfristige Mängelbeseitigung“ der Hauptkomponenten

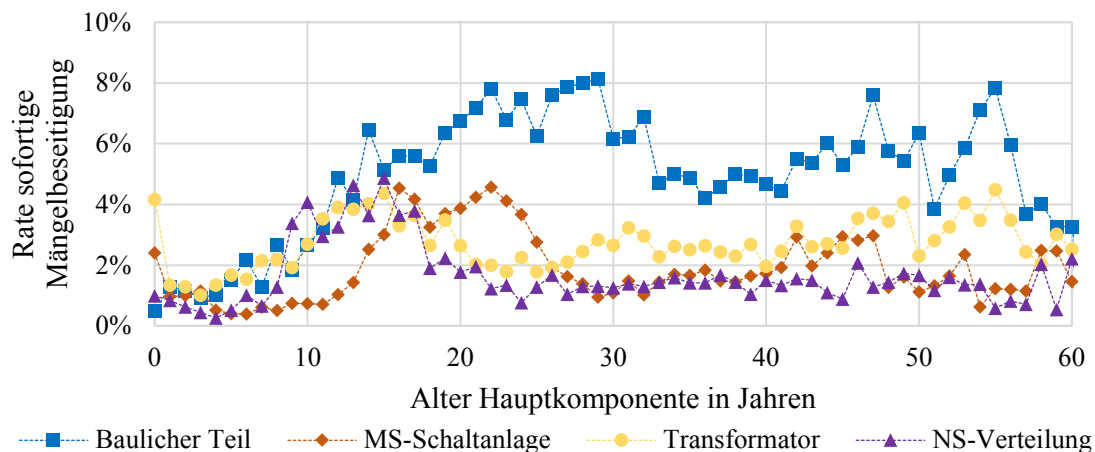


Abbildung 10-11: Jährliche Mängelrate „sofortige Mängelbeseitigung“ der Hauptkomponenten

10.6 Einfluss der Instandhaltungsstrategie auf die Mängelverteilung

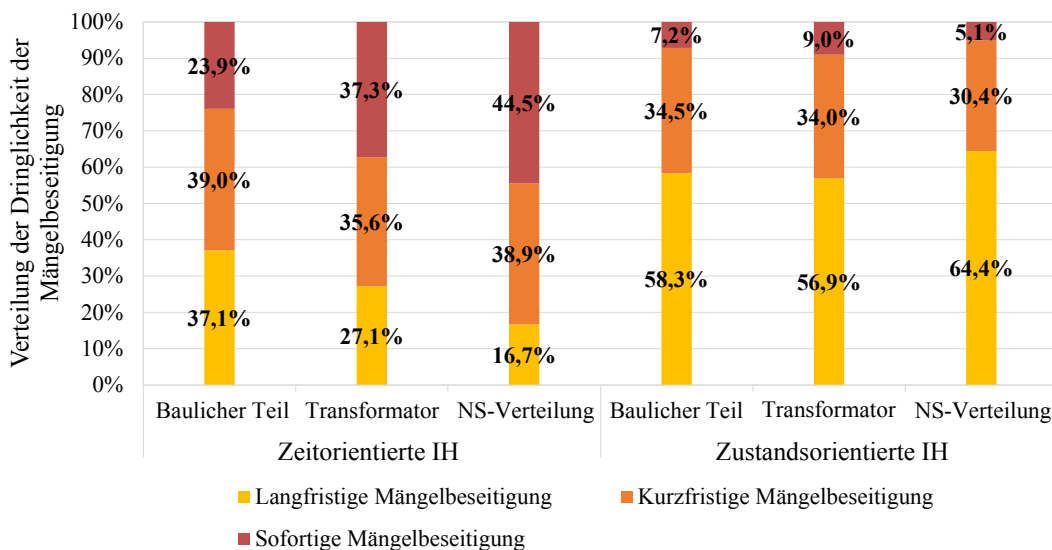


Abbildung 10-12: Verteilung der identifizierten Mängel nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien für die Hauptkomponenten „baulicher Teil“, „Transformator“ und „NS-Verteilung“

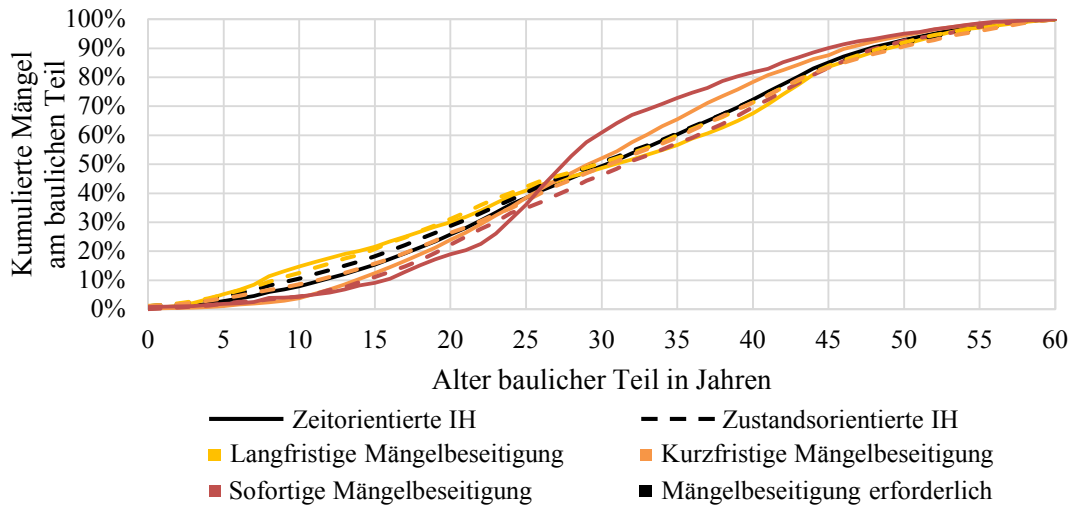


Abbildung 10-13: Kumulierte Mängel nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien für die Hauptkomponente „baulicher Teil“

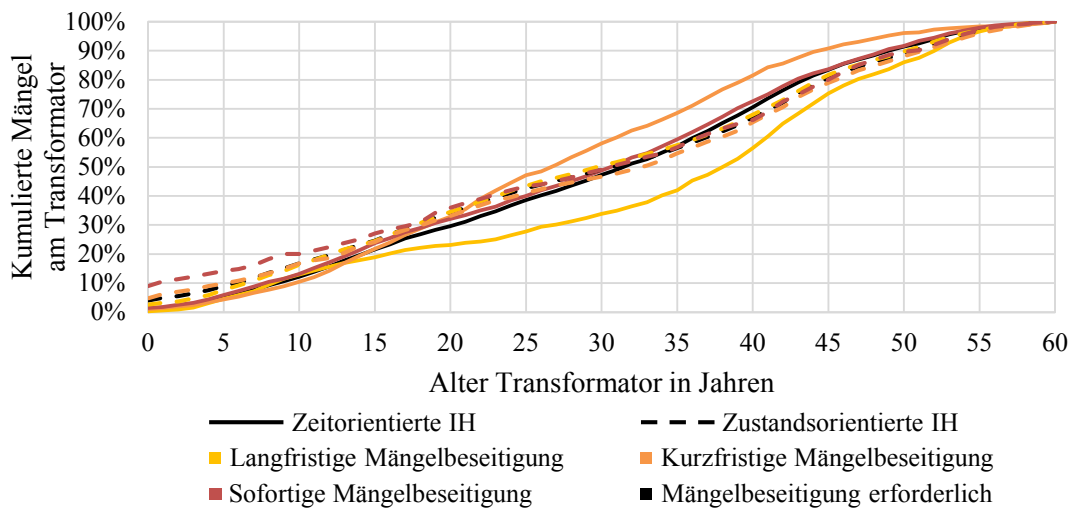


Abbildung 10-14: Kumulierte Mängel nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien für die Hauptkomponente „Transformator“

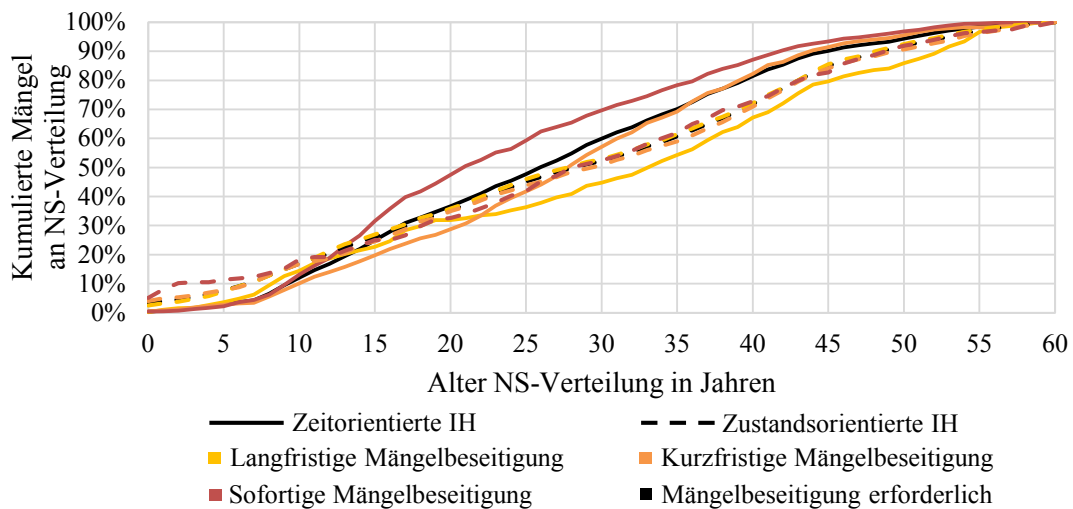


Abbildung 10-15: Kumulierte Mängel nach Dringlichkeit der Mängelbeseitigung bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien für die Hauptkomponente „NS-Verteilung“

10.7 Ergebnisse der Zustandsbewertungen der MS-Netzstationen

10.7.1 Clusteranalyse der MS-Netzstationen

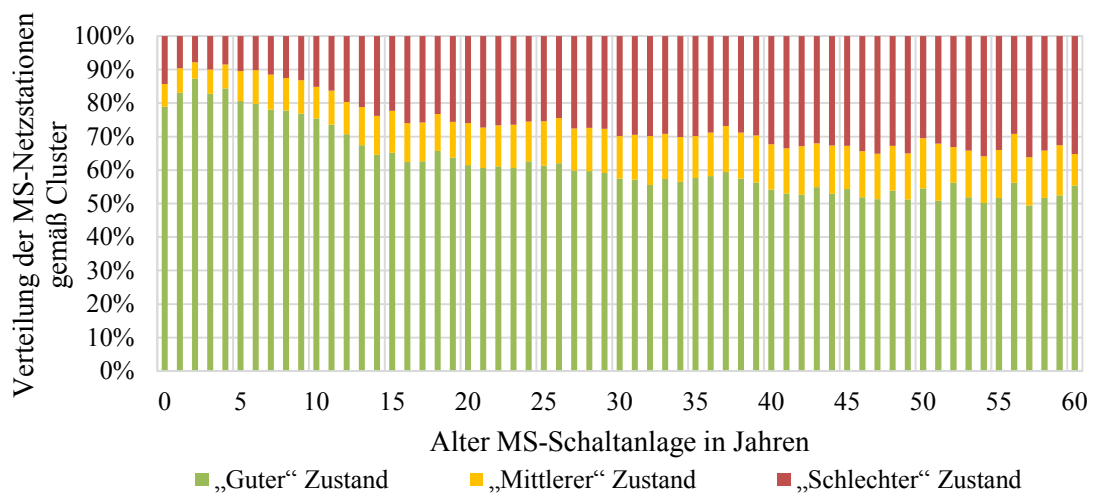


Abbildung 10-16: Jährliche Clusteranalyse der MS-Netzstationen

10.8 Ableitung der Alterungsmodelle

10.8.1 Betrachtung weiterer Regressionsfunktionstypen

Tabelle 10-2: Ergebnisse der nichtlinearen Regression für die MS-Netzstation und die Hauptkomponenten

	Exponentielle Regressionsfunktion	F-Wert	Signifikanzprüfung H_0
Baulicher Teil	$z_{VI,BT}(a) = 11,92 \cdot 10^{-2} \cdot e^{1,11 \cdot 10^{-2} \cdot a \frac{1}{a}}$	138,47	$5,95 \cdot 10^{-21} \ll \alpha$
MS-Schaltanlage	$z_{VI,MSA}(a) = 2,73 \cdot 10^{-2} \cdot e^{2,24 \cdot 10^{-2} \cdot a \frac{1}{a}}$	107,92	$6,05 \cdot 10^{-15} \ll \alpha$
Transformator	$z_{VI,TR}(a) = 4,77 \cdot 10^{-2} \cdot e^{1,62 \cdot 10^{-2} \cdot a \frac{1}{a}}$	185,75	$7,00 \cdot 10^{-20} \ll \alpha$
NS-Verteilung	$z_{VI,NSV}(a) = 3,03 \cdot 10^{-2} \cdot e^{1,95 \cdot 10^{-2} \cdot a \frac{1}{a}}$	98,94	$3,14 \cdot 10^{-14} \ll \alpha$
MS-Netzstation	$z_{VI,MS-N}(a) = 5,11 \cdot 10^{-2} \cdot e^{1,66 \cdot 10^{-2} \cdot a \frac{1}{a}}$	177,99	$1,82 \cdot 10^{-19} \ll \alpha$

10.8.2 Alterungsverläufe der Hauptkomponenten

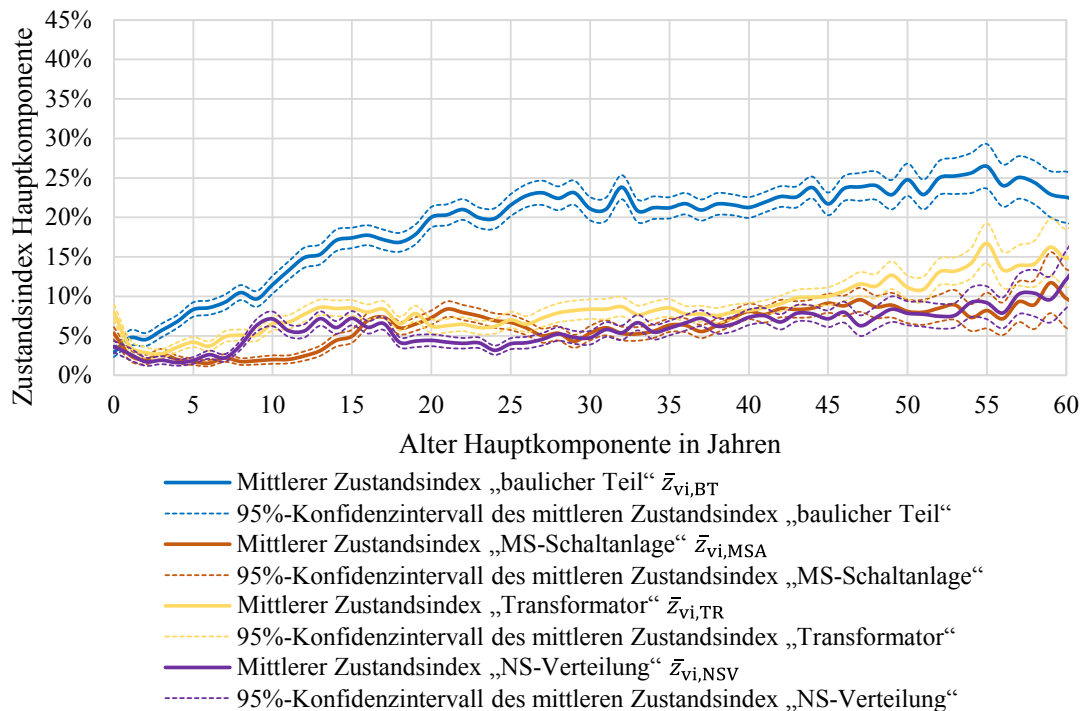


Abbildung 10-17: Alterungsverläufe der Hauptkomponenten einer MS-Netzstation mit Konfidenzintervallen

10.8.3 Alterungsverläufe und Regressionsfunktionen unterschiedlicher Typen und Bauarten

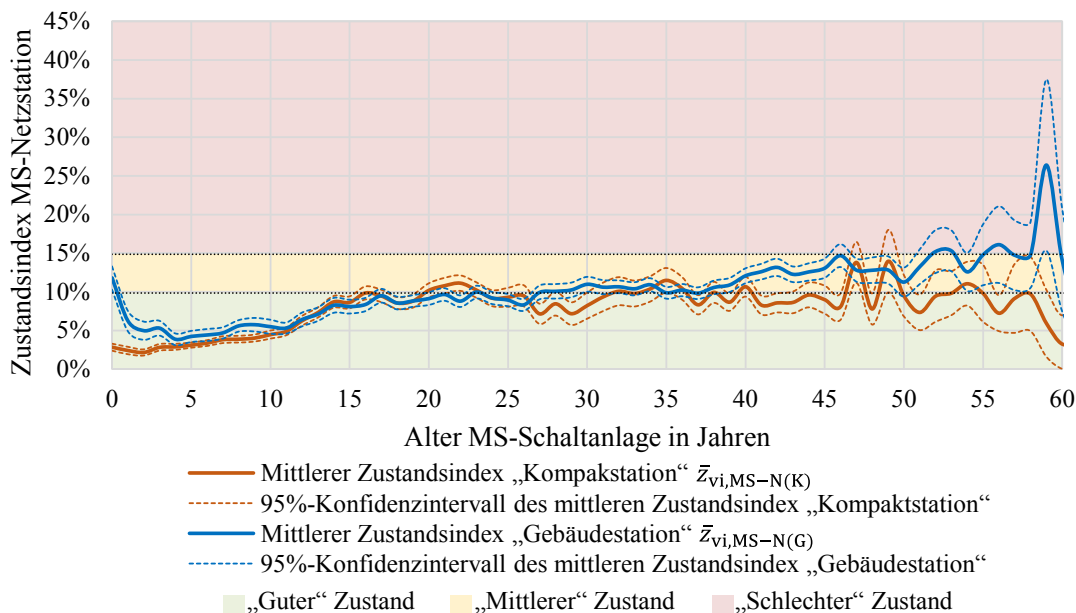


Abbildung 10-18: Alterungsverläufe der Kompakt- und Gebäudestationen mit Konfidenzintervallen

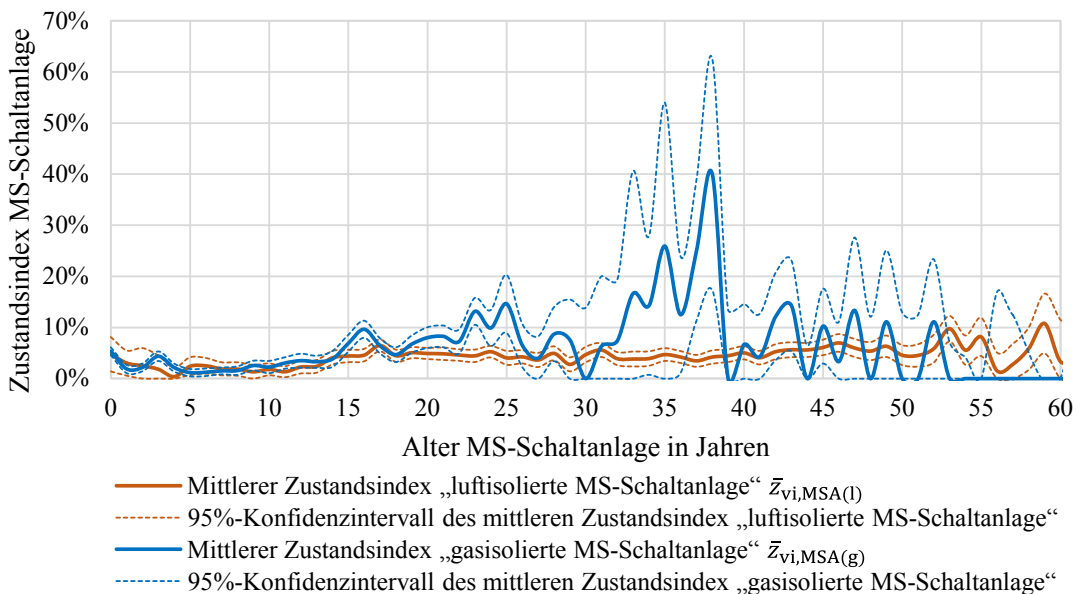


Abbildung 10-19: Alterungsverläufe der luft- und gasisolierten MS-Schaltanlagen mit Konfidenzintervallen

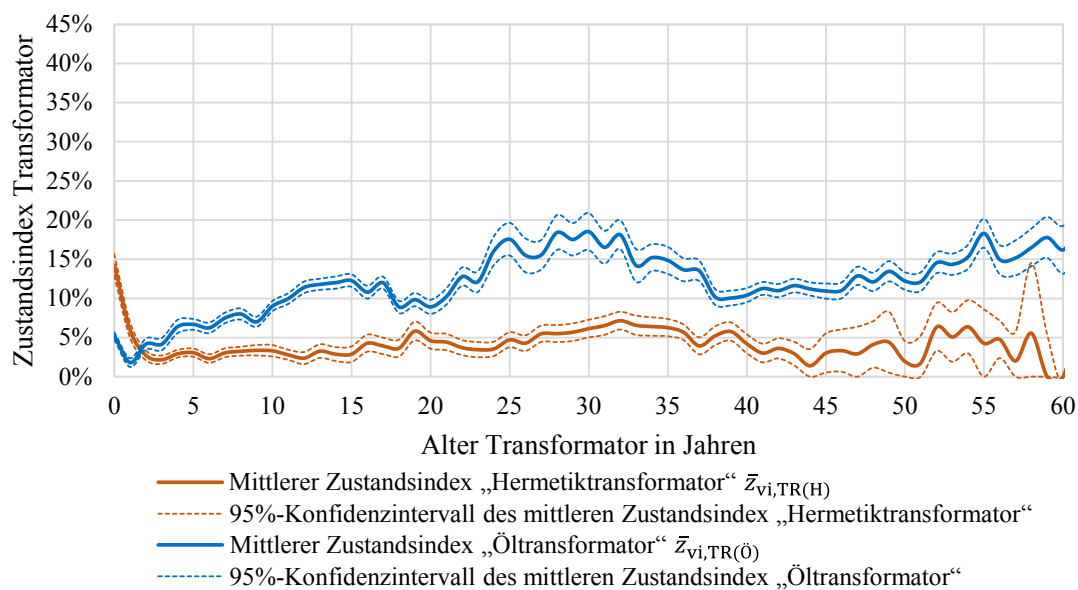


Abbildung 10-20: Alterungsverläufe der Hermetik- und Öltransformatoren mit Konfidenzintervallen

Tabelle 10-3: Regressionsfunktionen unterschiedlicher Stationstypen sowie Bauarten von MS-Schaltanlagen und Transformatoren

	Lineare Regressionsfunktion
Gebäudestation	$z_{VI,MS-N(G)}(a) = 0,18 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 4,77 \cdot 10^{-2}$
Kompaktstation	$z_{VI,MS-N(K)}(a) = 0,09 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 5,34 \cdot 10^{-2}$
Gasisolierte MS-Schaltanlage	$z_{VI,MSA(G)}(a) = 0,02 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 5,90 \cdot 10^{-2}$
Luftisolierte MS-Schaltanlage	$z_{VI,MSA(L)}(a) = 0,03 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 3,08 \cdot 10^{-2}$
Hermetiktransformator	$z_{VI,TR(H)}(a) = 0,04 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 3,45 \cdot 10^{-2}$
Öltransformator	$z_{VI,TR(Ö)}(a) = 0,11 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 8,47 \cdot 10^{-2}$

10.8.4 Alterungsverläufe und Regressionsfunktionen unterschiedlicher Instandhaltungsstrategien

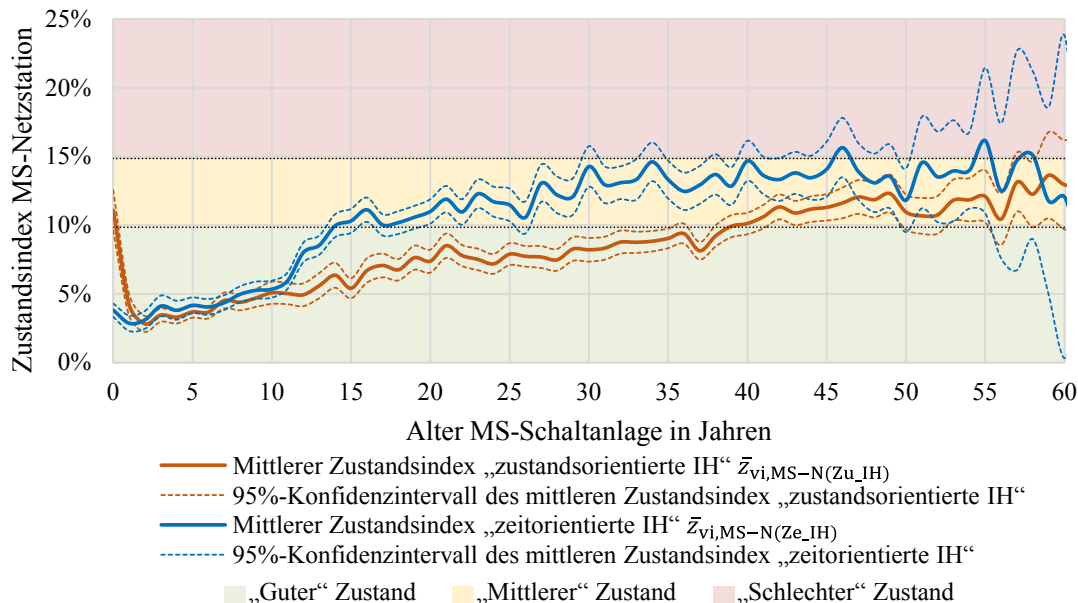


Abbildung 10-21: Alterungsverläufe der NS-Netzstationen mit Konfidenzintervallen bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien

Tabelle 10-4: Regressionsfunktionen der MS-Netzstation bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien

	Lineare Regressionsfunktion
MS-Netzstation (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)	$z_{VI,MS-N(Ze_IH)}(a) = 0,18 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 5,52 \cdot 10^{-2}$
MS-Netzstation (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)	$z_{VI,MS-N(Zu_IH)}(a) = 0,14 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{a} \cdot a + 4,23 \cdot 10^{-2}$

10.8.5 Korrelationsanalyse

Tabelle 10-5: Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizienten zwischen Zustandsindex und Alter bei unterschiedlichen Stationstypen sowie Bauarten von MS-Schaltanlagen und Transformatoren (in Anlehnung an [102])

	Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizient $r_{a,\bar{z}_{vi}}$	Stärke des linearen Zusammenhangs
Gebäudestation	0,862**	starker linearer Zusammenhang
Kompaktstation	0,557**	mittlerer linearer Zusammenhang
Gasisolierte MS-Schaltanlage	0,715**	mittlerer linearer Zusammenhang
Luftisolierte MS-Schaltanlage	0,597**	mittlerer linearer Zusammenhang
Hermetiktransformator	0,738**	mittlerer linearer Zusammenhang
Öltransformator	0,653**	mittlerer linearer Zusammenhang

**Hoch signifikant gemäß [104]

Tabelle 10-6: Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizienten zwischen Zustandsindex und Alter für die MS-Netzstation bei unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien (in Anlehnung an [102])

	Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizient $r_{a,\bar{z}_{vi}}$	Stärke des linearen Zusammenhangs
MS-Netzstation (zeitorientierte Instandhaltungsstrategie)	0,852**	starker linearer Zusammenhang
MS-Netzstation (zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie)	0,917**	starker linearer Zusammenhang

**Hoch signifikant gemäß [104]

10.9 Inspektionszyklusanalyse

Tabelle 10-7: Lebensdauerabschätzung der Hauptkomponenten

Hauptkomponente	Lebensdauerabschätzung (Alter in Jahren)	
	Mit Instandhaltung (im Durchschnitt 8-jähriger Wartungszyklus)	Ohne Instandhaltung
Baulicher Teil	63,3 ± 18,6	26,1 ± 7,7
MS-Schaltanlage	51,4 ± 15,0	22,5 ± 6,5
Transformator	55,9 ± 16,8	14,9 ± 4,5
NS-Verteilung	52,7 ± 15,7	16,4 ± 4,9

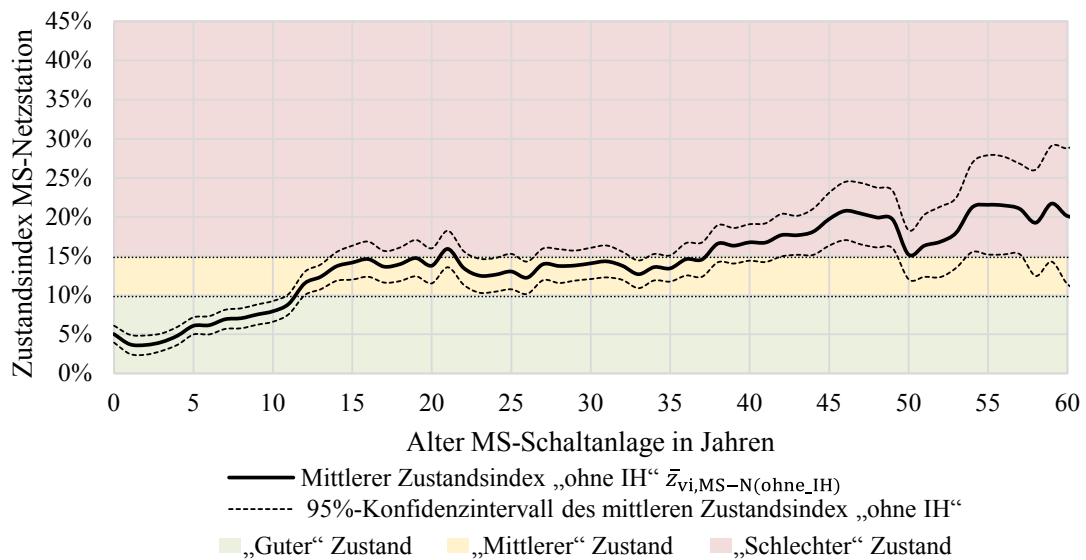


Abbildung 10-22: Alterungsverlauf der MS-Netzstationen mit Konfidenzintervallen bei Ausbleiben von Instandhaltungsmaßnahmen

10.10 Laboruntersuchungen

10.10.1 Laboruntersuchungen Isolationsfähigkeit

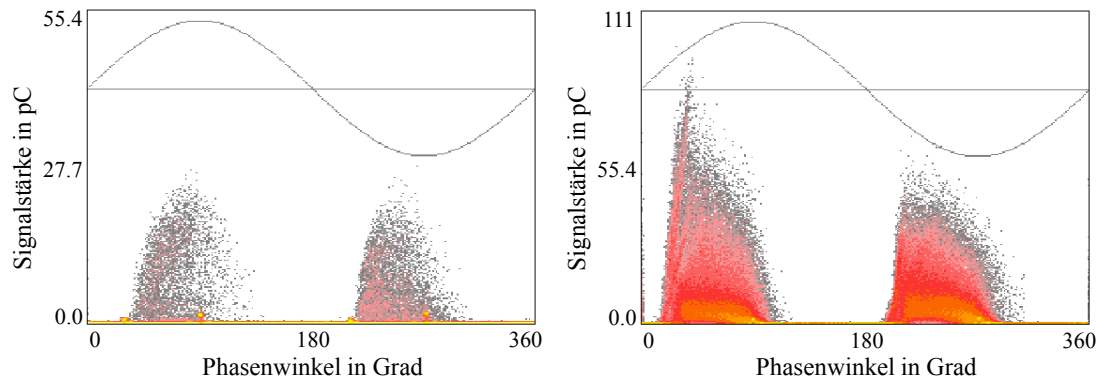


Abbildung 10-23: TE-Patterns aus einer konventionellen TE-Messung an einer MS-Anlage mit einem Alter von 40 Jahren bei Bemessungsspannung (links) und Erdschlussfall (rechts)

10.10.2 Laboruntersuchungen Mechanik

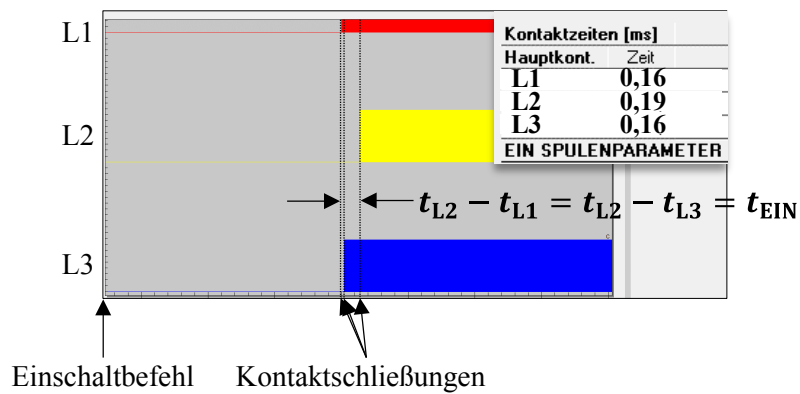


Abbildung 10-24: Kontakt- und Zwischenzeiten beim Einschaltvorgang

10.10.3 Gewichtungsfaktoren der Aggregationssystematik

Tabelle 10-8: Relevante Eingangsgrößen zur Bestimmung der Gewichtungsfaktoren der Aggregationssystematik (in Anlehnung an [77])

MS-Anlagenfunktion	Gewichtungsfaktoren G_F	Hauptkomponente/Baugruppe	Gewichtungsfaktoren G_B	Parameter	Gewichtungsfaktoren G_P
Strom führen	0,19	Kontaktsystem	1,00	Kontaktwiderstand (Kontakt-erwärmung)	1,00
Spannung halten	0,36	Isolierstoff/ Isolationsmaterial	1,00	Teilentladungsfreiheit	0,81
				Isolationsqualität	0,19
Strom/ Spannung schalten	0,45	Federspeicherantrieb	0,80	Äußere Unversehrtheit	0,13
		Kontaktsystem	0,20	Kontaktgleichlauf EIN	0,19
				Kontaktgleichlauf AUS	0,68

10.10.4 Verhältnis der Relationsgrößen

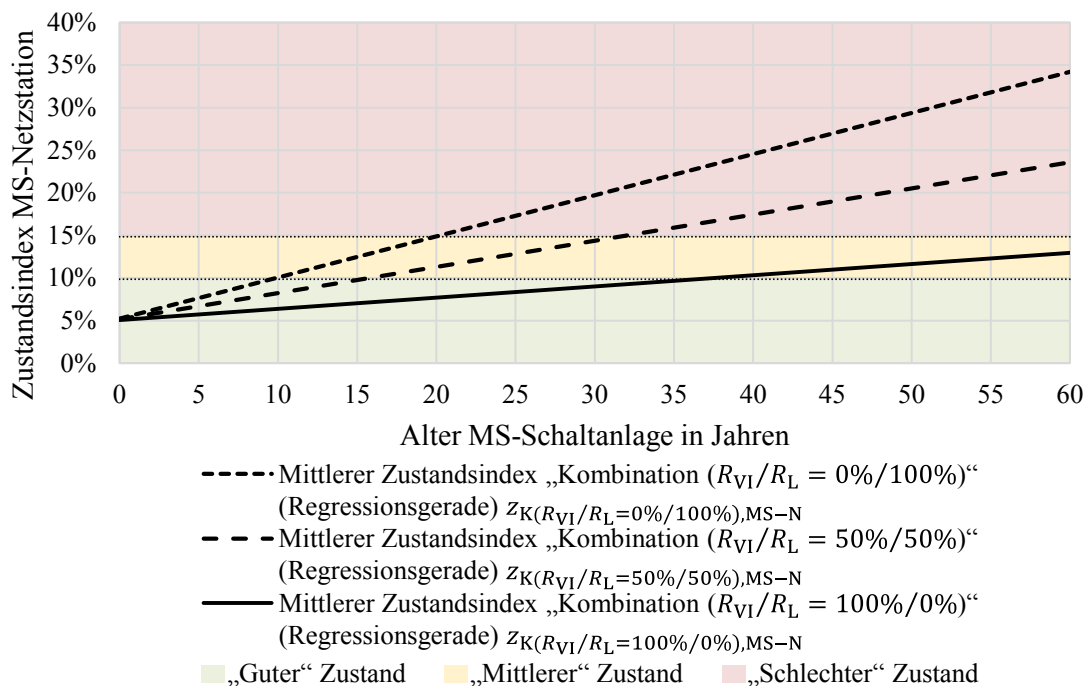


Abbildung 10-25: Alterungsmodelle der MS-Netzstationen für unterschiedliche Verhältnisse der Relationsgrößen

10.11 Wartungszeiten für MS-Netzstationen

Tabelle 10-9: Wartungszeiten für die Hauptkomponenten einer MS-Netzstation in Abhängigkeit der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung (in Anlehnung an [4, 8])

Hauptkomponente/Inspektionspunkt	Wartungszeit in min in Abhängigkeit der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung		
	Langfristige Mängelbeseitigung	Kurzfristige Mängelbeseitigung	Sofortige Mängelbeseitigung
Baulicher Teil			
Zugänglichkeit, Wege, Fläche	30	105	330
Anstrich, Putz, Fassade, Gehäuse	30	90	420
Fundament	30	90	180
Bewuchs der Station	60	60	120
Dach, Dachentwässerung	60	60	330
Lüftungsgitter, Dachentlüftung	30	60	60
Lichtschächte, Entwässerung	30	60	60
Türen, Türfeststeller, Revisionsöffnung	15	60	90
Schließeinrichtung, Schlüsselkasten	15	15	30
Beschriftung und Warnschilder	15	15	15
Mast (Zustand, Standsicherheit)	90	240	540
Aufstiegshilfe	90	120	120
Vogelschutzeinrichtung	90	90	90
Raumklima (Temperatur, Feuchte)	60	60	120
Be-/Entlüftung, Druckentlastung	60	90	240
(Not-)Beleuchtung, Steckdosen	60	60	60
Putz, Anstrich, Wände, Decke	60	120	240
Fußböden (Innenraum)	30	120	240
Flucht- /Rettungsweg (innen, außen)	30	60	330
Panikschloss	15	150	30
Kabelabdeckung/-schacht	30	60	120
Erdungsanlage (Sichtkontrolle)	30	60	420
Sauberkeit (Innenraum)	90	90	90
Warn- und Hinweisschilder (Gebäude)	15	15	15

Tabelle 10-9: Wartungszeiten für die Hauptkomponenten einer MS-Netzstation in Abhängigkeit der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung (in Anlehnung an [4, 8]) (Fortsetzung)

Hauptkomponente/Inspektionspunkt	Wartungszeit in min in Abhängigkeit der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung		
	Langfristige Mängelbeseitigung	Kurzfristige Mängelbeseitigung	Sofortige Mängelbeseitigung
MS-Schaltanlage			
Sammelschiene, Isolator, Stützer	60	120	240
Durchführungen	60	120	240
MS-Schaltgeräte	60	120	240
Kugelbolzen/Erdungsanlage	90	120	180
HH-Sicherung	90	90	90
SF ₆ -Gasdruck (Manometer)	15	90	300
Gehäuse, Kapselung	30	60	90
Erdung Gehäuse	90	90	90
MS-Kabelendverschlüsse	120	240	300
Kap. Spannungsanzeiger	15	15	15
Kurzschlussanzeiger	25	40	120
Sauberkeit (MS-Schaltanlage)	90	90	90
Beschriftung	15	15	15
Transformator			
Abschrankung	60	60	60
Transformator-Gehäuse (Anstrich, Zustand)	60	120	240
Transformatorfeststeller	30	30	30
Endverschlüsse MS-seitig	60	90	120
Erdungsfestpunkte MS-seitig	90	90	90
Erdungsfestpunkte NS-seitig	90	90	90
Erdung (Transformatorgehäuse)	90	90	90
Ölstand	30	60	240
Öldichtigkeit	60	90	240
Ölauffangwanne	60	90	240
Temperatur (Transformator)	240	240	240
Sauberkeit (Transformator)	90	90	90
PCB-Bericht	240	240	240

Tabelle 10-9: Wartungszeiten für die Hauptkomponenten einer MS-Netzstation in Abhängigkeit der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung (in Anlehnung an [4, 8]) (Fortsetzung)

Hauptkomponente/Inspektionspunkt	Wartungszeit in min in Abhängigkeit der Dringlichkeit der Mängelbeseitigung		
	Langfristige Mängelbeseitigung	Kurzfristige Mängelbeseitigung	Sofortige Mängelbeseitigung
NS-Verteilung			
NH-Sicherung - Sicherungsnennströme identisch	30	30	30
NH-Sicherung - Kenngröße	30	30	30
Dimensionierung Zuleitungsabsicherung	30	30	30
Berührungsschutz, Abdeckung	90	180	360
NS-Kabelanschlüsse/-endveschlüsse	60	90	120
Erdung (NS-Verteilung)	90	90	90
Beschädigung/Sonstige	30	60	360
Sauberkeit (NS-Verteilung)	90	90	90
Beschriftung, Kennzeichnung	15	15	15

10.12 Störungsrate in Abhängigkeit des Alters unterschiedlicher Bauarten von MS-Schaltanlagen

Die Störungsrate der luft- und gasisolierten MS-Schaltanlagen ($h_{MSA(l)}$ und $h_{MSA(g)}$, im Folgenden als FNN*-Störungsrate bezeichnet) ergeben sich aus den Mittelwerten der Störungsrate für die unterschiedlichen Stationstypen und Bauarten und sind in der nachfolgenden Tabelle 10-10 zusammengefasst dargestellt. Die Störungsrate der gesamten MS-Schaltanlagen h_{MSA} kann aus der FNN-Störungsstatistik [13] bzw. Tabelle 5-1 in Abschnitt 5.1.2 entnommen werden.

Tabelle 10-10: Störungsrate für unterschiedliche Bauarten von MS-Schaltanlagen unterschiedlicher Stationstypen (in Anlehnung an [13])

	Störungsrate $h_{MSA(l)}$ in $1/a$ der luftisolierten MS-Schaltanlage	Störungsrate $h_{MSA(g)}$ in $1/a$ der gasisolierten MS-Schaltanlage
Gebäudestation	0,00202	0,00155
Kompaktstation	0,00331	0,00096
Einbaustation	0,00203	0,00240
Mittelwert	0,00245	0,00164

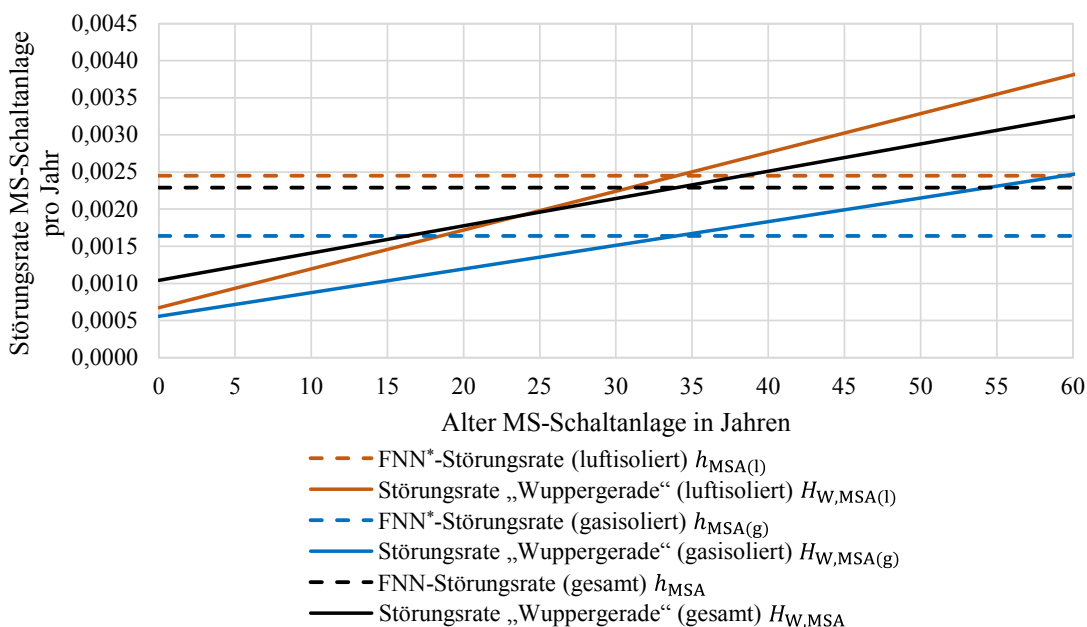


Abbildung 10-26: Störungsrate in Abhängigkeit des Alters für luft- und gasisolierte MS-Schaltanlagen auf Basis der Wuppergeraden

Tabelle 10-11: Funktionsgleichungen der Störungsraten für unterschiedliche Bauarten von MS-Schaltanlagen auf Basis der Wuppergeraden

	Funktionsgleichung
Gasolierte MS-Schaltanlage	$H_{W,MSA(g)}(a) = 0,00003 \cdot \frac{1}{a^2} \cdot a + 0,00056 \cdot \frac{1}{a}$
Luftisolierte MS-Schaltanlage	$H_{W,MSA(l)}(a) = 0,00005 \cdot \frac{1}{a^2} \cdot a + 0,00067 \cdot \frac{1}{a}$
MS-Schaltanlage	$H_{W,MSA}(a) = 0,00004 \cdot \frac{1}{a^2} \cdot a + 0,00104 \cdot \frac{1}{a}$

10.13 Ableitung eines badewannenförmigen Alterungsmodells für die MS-Netzstationen

In der Praxis – wie ebenso auch im Rahmen dieser Arbeit – hat sich gezeigt, dass die MS-Netzstationen eine (technische) Nutzungsdauer von meist mehr als 40 bzw. 50 Jahren aufweisen. In der Literatur wird jedoch häufig (u. a. bei Kostenberechnungen im Rahmen von Netzentwicklungsplänen und Netzausbaumaßnahmen sowie Zuverlässigkeitsanalysen) den MS-Netzstationen eine Nutzungsdauer von 40 Jahren zugrunde gelegt [4, 5, 157, 170, 171]. Auf dieser Basis und in Anlehnung an die Vorgehensweise in [9] werden vier Ausfallbereiche definiert. Für jeden Ausfallbereich werden gemäß [9] Gewichtungsfaktoren definiert, mit denen die Störungsrate der MS-Netzstationen h_{MS-N} (vgl. Abschnitt 5.1.2) multipliziert wird. Für den ersten Ausfallbereich A_1 (von 0 bis 5 Jahren) und den dritten Ausfallbereich A_3 (von 26 bis 35 Jahren) wird ein Gewichtungsfaktor von $G_{A1} = G_{A3} = 1$ angenommen, d. h. diese zwei Ausfallbereiche weisen im Mittel eine Störungsrate in Höhe von $\bar{H}_{B,MS-N,A1} = \bar{H}_{B,MS-N,A3} = h_{MS-N}$ auf. Für den zweiten Ausfallbereich A_2 (von 6 bis 25 Jahren) wird ein Gewichtungsfaktor von $G_{A2} = 0,75$ angenommen mit einer mittleren Störungsrate von $\bar{H}_{B,MS-N,A2} = 0,75 \cdot h_{MS-N}$. Für den vierten Ausfallbereich A_4 (von 36 bis 40 Jahren) wird ein Gewichtungsfaktor von $G_{A4} = 2$ angenommen, sodass sich eine mittlere Störungsrate in Höhe von $\bar{H}_{B,MS-N,A4} = 2 \cdot h_{MS-N}$ ergibt. Mithilfe der mittleren Störungsrate $\bar{H}_{B,MS-N,A1}$ bis $\bar{H}_{B,MS-N,A4}$ werden Funktionsgleichungen zur Ermittlung der jährlichen Störungsrate für jeden Ausfallbereich abgeleitet (siehe Tabelle 10-12). Dabei wird gemäß einem badewannenförmigen Verlauf (vgl. Abbildung 5-1 in Abschnitt 5.1.1) für den Ausfallbereich A_1 ein negativer und für die Ausfallbereiche A_3 und A_4 ein positiver linearer Zusammenhang zwischen der Störungsrate und dem Alter unterstellt. Für den Ausfallbereich A_2 wird eine über das Alter konstante Störungsrate angenommen.

Tabelle 10-12: Funktionsgleichungen der Störungsrate der unterschiedlichen Ausfallbereiche auf Basis der Badewannenkurve für MS-Netzstationen mit einer Nutzungsdauer von 40 Jahren

Ausfallbereich	Funktionsgleichung
A_1 : von 0 bis 5 Jahren	$H_{B,MS-N,A1}(a) = -0,00070 \cdot \frac{1}{a^2} \cdot a + 0,00879 \cdot \frac{1}{a}$
A_2 : von 6 bis 25 Jahren	$H_{B,MS-N,A2}(a) = 0,00527 \cdot \frac{1}{a}$
A_3 : von 26 bis 35 Jahren	$H_{B,MS-N,A3}(a) = 0,00032 \cdot \frac{1}{a^2} \cdot a - 0,00272 \cdot \frac{1}{a}$
A_4 : von 36 bis 40 Jahren	$H_{B,MS-N,A4}(a) = 0,00186 \cdot \frac{1}{a^2} \cdot a - 0,05677 \cdot \frac{1}{a}$

Der aus den Funktionsgleichungen in Tabelle 10-12 abgeleitete Verlauf der Störungsrate für MS-Netzstationen mit einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ist in Abbildung 10-27 dargestellt (im Folgenden als Badewannenkurve bezeichnet).

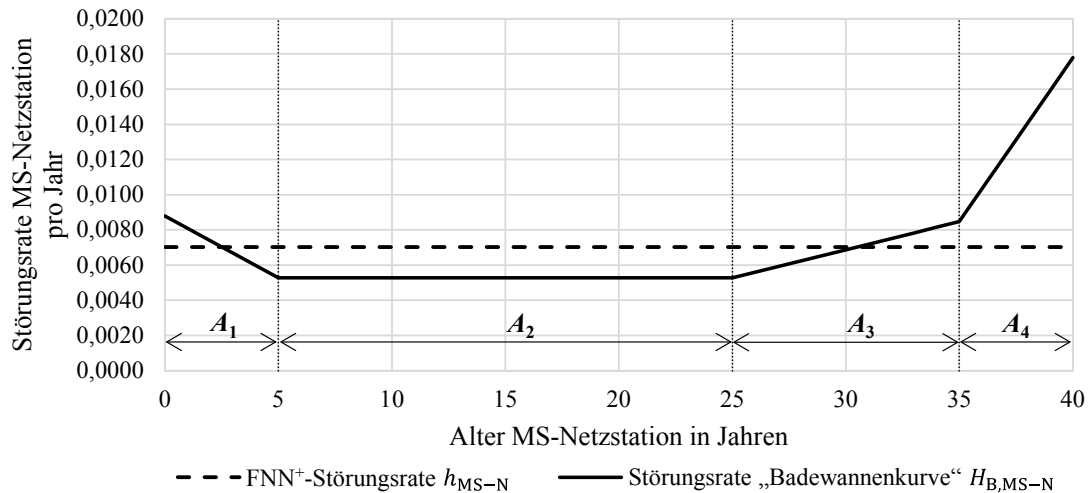


Abbildung 10-27: Verlauf der Störungsrate der MS-Netzstationen in Abhängigkeit des Alters auf Basis eines badewannenförmigen Alterungsmodells („Badewannenkurve“)

Gemäß dieser Vorgehensweise weist die Störungsrate der MS-Netzstationen über die angenommene Nutzungsdauer von 40 Jahren einen badewannenförmigen Verlauf mit einer durchschnittlichen Störungsrate von h_{MS-N} auf. Die jährlichen Störungsrate der MS-Netzstationen mit einem Alter von über 40 Jahren werden gemäß der Funktionsgleichung für den vierten Ausfallbereich A_4 (vgl. Tabelle 10-12) berechnet. Dies erfolgt unter der Annahme, dass die Störungsrate weiterhin mit der gleichen Steigung zunimmt. Zusammenfassend sind für die festgelegten Ausfallbereiche der Badewannenkurve die ermittelten durchschnittlichen Störungsrate für die MS-Netzstationen in Tabelle 10-13 dargestellt.

Tabelle 10-13: Durchschnittliche Störungsrate der unterschiedlichen Ausfallbereiche auf Basis eines badewannenförmigen Alterungsmodells für die MS-Netzstationen mit einer Nutzungsdauer von 40 Jahren

Ausfallbereich	Durchschnittliche Störungsrate $\bar{H}_{B,MS-N}$ in $1/a$
A_1 : von 0 bis 5 Jahren	0,00703
A_2 : von 6 bis 25 Jahren	0,00527
A_3 : von 26 bis 35 Jahren	0,00703
A_4 : von 36 bis 40 Jahren	0,01406

10.14 Vergleichsbetrachtung bei unterschiedlichen Nutzungsdauern

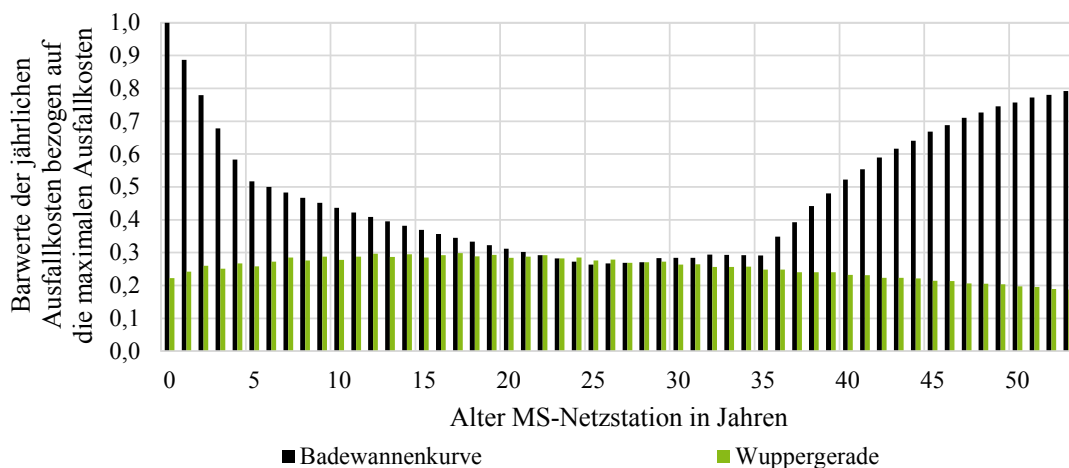
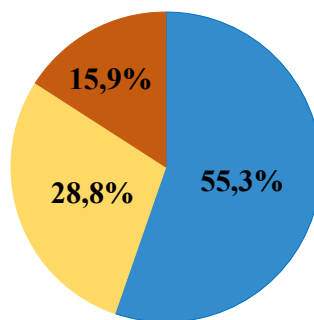


Abbildung 10-28: Barwerte der jährlich anfallenden Ausfallkosten bezogen auf die maximalen Ausfallkosten für die Badewannenkurve und die Wuppergerade (Nutzungsdauer von 53 Jahren)



■ Investitionskosten ■ Instandhaltungskosten ■ Ausfallkosten

Abbildung 10-29: Verteilung der Annuitäten der Gesamtkosten (Mittelwerte aller betrachteten Nutzungsdauern)

