

**Prognosenerstellung im Rahmen von Revisionsprojekten
an Großgeneratoren zur Bestimmung derer Lebensdauer
durch Auswertung ereignisbasierter Wartungsmaßnahmen
unter Berücksichtigung von Befunden und Monitoring-Systemen**

vorgelegt von
Dipl.-Ing.
Sascha Urban

Fakultät IV - Elektrotechnik und Informatik
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften
- Dr.-Ing. -
genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Kai Strunz
Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Uwe Schäfer
Prof. Dr.-Ing. Ronald Plath
Prof. Dr.-Ing. Hans-Joachim Krautz

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 12.08.2019

Berlin 2019

Danksagung:

Mein Dank geht an:

Prof. Dr. -Ing. Uwe Schäfer dafür, dass er mir die Möglichkeit zur Promotion gegeben und mich während dieser Zeit betreut und unterstützt hat.

Prof. Dr. -Ing. Ronald Plath und Prof. Dr. -Ing. Hans-Joachim Krautz für die Übernahme der Zweit- und Drittgutachten für meine Arbeit.

Die Firma EMIS ELECTRICS GmbH, dass sie mir die Möglichkeit zur Promotion während meiner beruflichen Tätigkeit als Projektleiter des Generatorservices gegeben haben.

Die Firma VATTENFALL WÄRME BERLIN AG und im Besonderen an Herrn Frodl, Herrn Mattarei und Herrn Röglin für die Unterstützung auf der Zielgerade.

Die Kollegen Dr. Peter Karsch, Johannes Lehmann, André Lehmann, Wolfgang Gutt, Johannes Hensel, Tilo Barthold, Tobias Fetsch, Dr. Matthias Humer und Dr. Ulrik Strehlau dafür, dass sie mir die erforderlichen Informationen zugearbeitet haben.

Meine Familie, Christine Urban, Angelika Eibisch, Prof. Dr. Jean-Dominique Deuschel und Dr. Anneliese Eibisch für die Unterstützung und Hilfe.

Meine Frau Hanna Urban und unsere Kinder Pauline und Jakob, ohne die diese Promotion nie zustande gekommen wäre.

Diese Arbeit ist Pauline und Jakob Urban gewidmet.

Überblick

Gegenstand der Dissertation ist die Prognosenerstellung im Rahmen von Revisionsprojekten an Großgeneratoren zur Bestimmung derer Lebensdauer durch Auswertung ergebnisbasierter Wartungsmaßnahmen unter Berücksichtigung von Befunden und Monitoring-Systemen.

Die verwendete Datenbasis wurde von der Firma EMIS Electrics GmbH zur Verfügung gestellt.

Ziel der Arbeit ist es, durch die Erstellung einer „Einfluss – Maßnahmen – Datenbank“ eine „Lebenslauf – Akte“ für Generatoren zu erarbeiten. Diese soll, beginnend mit dem Zeitpunkt der Fertigstellung des Generators bis zum Abschlusses der Erhebung, sämtliche Vorfälle, Befunde und durchgeführten Revisionsmaßnahmen dokumentieren.

Zur Maximierung des Qualitätsstandards von durchgeführten Revisionsprojekten an Generatoren erfolgt eine Auswertung zurückliegender Revisionseinsätze und Analysemessungen. Zu diesem Zweck ist es erforderlich, zunächst die in der betrieblichen Praxis angewandten elektrischen und mechanischen Befunduntersuchungen, sowie deren Auswertung zu erläutern und zu bewerten.

In diesem Rahmen erfolgt eine Betrachtung der Isoliersysteme von Wicklungselementen und von Alterungsprozessen und -einflüssen auf die Isolierung.

In Kombination mit der Implementierung von Monitoring – Systemen wird schließlich eine Optimierung der zukünftig durchzuführenden Durchsichten entwickelt. Anhand von Beispielbetrachtungen werden diese Prozesse veranschaulicht und belegt. Die auf diesem Wege erlangten Ergebnisse sollen abschließend dazu genutzt werden, dem Endkunden die für ihn wesentlichen Informationen über Lebensdauer beziehungsweise -erwartung der von ihm jeweils betriebenen Generatoren zugänglich zu machen.

Die der Arbeit zugrundeliegende Untersuchung erfolgt, um in der Praxis anwendbare Prognosen über Lebensdauer, Einflüsse und Revisionszyklen zuzulassen. Daraus ergeben sich zu ergreifende Maßnahmen, die sowohl dem Unternehmen im Rahmen der Kundenakquise, Betreuung und Projektgestaltung, als auch dem Kunden zugutekommen.

Wissenschaftlich wird erforscht und belegt, ob und inwieweit die durchgeführten Tests und Analysen mit den entsprechenden Prognosen und Empfehlungen an den Kunden einen gezielten und optimalen Nutzen generieren.

Abstract

Subject of the thesis is the forecasting of the determined lifespan of large generators as part of revision projects by evaluation of outcome-based maintenance, including any findings and with the look at monitoring systems.

The database used in this dissertation was provided by EMIS Electrics GmbH.

The aim of this work is, by creating an "influence - measures - database", to work out a curriculum vitae file for each generator that, starting from the time of its respective completion until the day of the end of this survey, including all documented incidents, findings and conducted audit measures.

In this context, an examination of the insulation systems of winding elements and of aging processes and influences on the insulation takes place. In combination with the implementation of monitoring systems, an optimization of the future inspections and overhauls will be developed. Using case studies, these processes will be illustrated and proven. The results obtained in this way should be finally used to provide the end customer essential information about life expectancy of all his powered generators.

In sum, the work underlying investigation shall offer some in practice applicable conclusions and predictions about lifespan, influences, revision cycles and the appropriate measures to be taken, so to create a benefit for both, the company, for their customer acquisition and project management, as well as for the operating company.

Academically it shall be explored and proved, whether and to what extent the testing and analysis are corresponding to the forecasts and recommendations to the customer to make him able to carry out a targeted and optimal benefit.

Inhalt

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	vii
Abkürzungsverzeichnis	x
1 Einleitung	1
1.1 Instandhaltung von Generatoren.....	2
1.2 Stand der Technik.....	8
1.3 Ausblick.....	10
2 Isoliersysteme	12
2.1 Aufbau der Ständerwicklung.....	12
2.2 Isolation der Ständerwicklung	13
2.3 Isolationsmaterialien	15
2.4 Einflussfaktoren auf die Alterung	16
2.5 Resümee zu den Isoliersystemen.....	19
3 Technisch-physikalische Grundlagen der Prognosemethodik	20
3.1 Mechanische Verfahren.....	20
3.1.1 Schwingungsanalyse	20
3.1.1.1 Messen von Schwingungen.....	26
3.1.1.2 Messorte und Messrichtungen	29
3.1.1.3 Wickelkopfschwingungen.....	30
3.1.1.4 Auswirkungen von Schwingungen an Gleitlagern.....	32
3.1.1.5 Modalanalyse – der „Bump-Test“	35
3.1.2 Temperaturanalyse	37
3.1.3 Eindringprüfung	39
3.1.4 Geräusche	41
3.1.5 Sonstige Diagnoseuntersuchungen.....	41
3.2 Elektrotechnische Verfahren	41
3.2.1 Isolationswiderstandsmessung	42
3.2.2 Teilentladung und Verlustfaktor	47
3.2.2.1 Teilentladungsmessung.....	47
3.2.2.2 Verlustfaktormessung	51
3.2.3 Windungsschlussmessung (RSO-Messung).....	54

3.2.4	Spannungsprüfung.....	60
3.2.5	Magnetisierungsprüfung.....	61
3.3	Resümee zu den technisch-physikalischen Grundlagen der Prognosemethodik.....	63
4	Analyse und Auswertung durchgeführter Instandhaltungseinsätze	65
4.1	„Ereignis – Maßnahmen – Datenbank“ (EMDB).....	65
4.2	Statistische Auswertungsergebnisse	67
5	Rückschlüsse und Prognosen für die Lebensdauer und Revisionszyklen	76
5.1	Optimierung der Instandhaltung von Generatoren / Entwicklung einer Bewertungsmethode zur Bestimmung optimaler Revisionszyklen	76
5.1.1	Erste Säule: Empfehlungen auf Grundlage der äquivalenten Betriebsstunden.....	77
5.1.2	Zweite Säule: Empfehlungen auf Grundlage von Richtwerten aus TE-Messungen	78
5.1.3	Dritte Säule: Empfehlungen auf Grundlage eines „visuellen Gesund- heitsindex“	86
5.1.4	Anwendung und Ergebnis des „Drei-Säulen-Models“.....	90
5.2	Fallbeispiele.....	92
5.2.1	Erstes Fallbeispiel.....	92
5.2.2	Fertigungsverfahren von Stator – Spulen.....	97
5.2.3	Maßnahmenumsetzung im ersten Fallbeispiel	99
5.2.4	Zweites Fallbeispiel.....	99
5.3	Online – Monitoring	100
6	Ergebnis und Ausblick	106
7	Anhang	111
7.1	Schäden am Stator	111
7.2	Schäden am Rotor	114
7.3	Schäden an den Kühlern.....	116
7.4	Schäden an den Gleitlagern.....	118
7.5	Bilder und Tabellen	120
	Literaturverzeichnis	123
	Publikationsliste	132

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Gliederung der Instandhaltung	2
Abbildung 2: Ausfallrisiko von Generatoren in Abhängigkeit Ihrer Betriebsdauer [5]	4
Tabelle 1: Revisionszeitpunkte nach äquivalenten Betriebsstunden	6
Abbildung 3: Explosionszeichnung eines Generators [8].....	7
Abbildung 4: Schematischer Aufbau eines Generator – Ständers [30]	12
Abbildung 5: Aufbau der Ständerwicklung[31]	14
Abbildung 6: verschiedene Darstellungsweisen der Schwingung [46].....	22
Abbildung 7: Blechpaketdeformierungen aufgrund von elektromagnetischen Kräften bei einer zweipoligen Maschine [51]	24
Abbildung 8: Schildlagermaschine	26
Abbildung 9: Aufbauprinzip eines elektrodynamischen Schwinggeschwindigkeitsaufnehmers [54]	27
Abbildung 10: Aufbauprinzip eines piezoelektrischen Beschleunigungsaufnehmers[55]	28
Abbildung 11: Empfohlene Messorte an elektrischen Maschinen – allgemein [56].....	29
Abbildung 12: Empfohlene Messorte an Stehlagern [56].....	30
Abbildung 13: prinzipielle Bauformen von Gleitlagern [25].....	33
Abbildung 14: 4 Knoten-Modell für einen zweipoligen Generator [62].....	36
Abbildung 15: Messstellen und Anregungspunkte für den "Bump-Test"	36
Abbildung 16: Pt 100 Temperaturfühler für einen 500 MW - Stator (Elektrosila).....	38
Abbildung 17: Gleitlager - Oberlagerschale mit Anzeige bei der Farbeindringprüfung	40
Abbildung 18: empfohlene Prüfspannungen (vgl. [69, 70])	42
Abbildung 19: R_{iso} in Abhängigkeit der Zeit bei trockener und sauberer Isolierung [36]	45
Abbildung 20: typische Teilentladungsquellen [32]	48
Abbildung 21: weitere Teilentladungsquellen [32].....	49
Abbildung 22: Beispielhafte Messreihe für den Verlustfaktor für Nennspannungen von 5 kV bis 24 kV [85]	53
Abbildung 23: zulässige Werte für die Verlustfaktor-Messung bis 21 kV [85].....	53
Abbildung 24: Auswertung einer RSO – Messung	55
Abbildung 25: Typisches Fehlerbild einer RSO-Messung	56
Abbildung 26: Vergleichsmessungen an den einzelnen Spulen.....	57
Abbildung 27: Vergleichsdiagramm - ohne Windungsschluss	58
Abbildung 28: Vergleichsdiagramm - Windungsschluss Pol 2	58
Abbildung 29: Rotor-Wickelkopf eines 500 MW - Turboläufers.....	59
Abbildung 30: Messanordnung zum Detektieren der Fehlerstelle.....	60

<i>Abbildung 31: Stator mit eingebrachter Erregerwicklung bei einer Magnetisierungsprüfung</i>	62
<i>Abbildung 32: Heißstelle im Blechpaket nach 30 Minuten Messdauer</i>	63
<i>Abbildung 33: Ansicht „Ereignis – Maßnahmen – Datenbank“</i>	66
<i>Abbildung 34: Altersstruktur der Generatoren</i>	67
<i>Abbildung 35: Durchschnittliches Baujahr pro Hersteller</i>	68
<i>Abbildung 36: Leistungsstruktur der Generatoren</i>	69
<i>Abbildung 37: Verhältnis Anzahl der Generatoren zu Anzahl der Einsätze</i>	70
<i>Abbildung 38: Prozentualer Einsatzanteil pro Hersteller</i>	70
<i>Abbildung 39: Projekte mit unerwarteten Befunden</i>	71
<i>Abbildung 40: Umsatzanteil der unerwarteten Befunde am Gesamtumsatz</i>	72
<i>Abbildung 41: Verschiedene Revisionsarten bei durchgeführten Einsätzen</i>	73
<i>Abbildung 42: Verschiedene Schadenshäufigkeiten</i>	74
<i>Abbildung 43: Anteil der auf TE untersuchten Generatoren</i>	78
<i>Abbildung 44: Teilentladungsmuster für Nutentladung</i>	80
<i>Abbildung 45: Teilentladungsmuster für Oberflächenentladung</i>	81
<i>Abbildung 46: Teilmengen der Indikatorfunktion zu TE-Richtwerten</i>	84
<i>Tabelle 2: Auswertung der TE-Messungen</i>	85
<i>Abbildung 47: Verteilungsfunktion der TE-Messergebnisse</i>	86
<i>Abbildung 48: Ampelbewertung mit „Gesundheitsindex“ für eine Empfehlung D₁</i>	88
<i>Abbildung 49: Ampelbewertung mit „Gesundheitsindex“ für eine Empfehlung D₂</i>	89
<i>Abbildung 50: Ampelbewertung mit „Gesundheitsindex“ für eine Empfehlung D₃</i>	90
<i>Abbildung 51: TE-Muster der Phase V (2015)</i>	93
<i>Abbildung 52: Endoskopiebild mit Schaden am Außenglimmschutz eines Oberlagestabes</i>	94
<i>Abbildung 53: TE-Muster der Phase V (2016)</i>	94
<i>Abbildung 54: Geschädigter Oberlagestab</i>	95
<i>Abbildung 55: Schaden im Nutaustrittsbereich</i>	96
<i>Abbildung 56: Stator-Blechpaket und geschädigte Wicklung</i>	96
<i>Abbildung 57: Geschädigter Stab der Unterlage</i>	97
<i>Tabelle 3: Vor- und Nachteile von Resin-Rich zu VPI-Verfahren</i>	98
<i>Abbildung 58: Luftspalt – Überwachung [91]</i>	103
<i>Abbildung 59: Mögliche Visualisierung für Online-Monitoring [91]</i>	105
<i>Abbildung 60: Geschädigte Beilagen und Nutkeil</i>	111
<i>Abbildung 61: Geschädigte Nut 18</i>	111
<i>Abbildung 62: Durchschlagstelle Oberlagestab</i>	112
<i>Abbildung 63: Heißstelle im Blechpaket</i>	113

<i>Abbildung 64: Eisenbrand am Blechpaket</i>	113
<i>Abbildung 65: Eingelaufene Welle im Bereich der Ölabstreifer</i>	114
<i>Abbildung 66: Geschädigte Ölabstreifer</i>	115
<i>Abbildung 67: Geschädigter Rotor</i>	116
<i>Abbildung 68: Durchschlagstelle an der Rotorwicklung</i>	116
<i>Abbildung 69: Stark beschädigter Wärmetauscher</i>	117
<i>Abbildung 70: Zugesezte Rohrbündel</i>	117
<i>Abbildung 71: Strommarke und starke Riefen</i>	118
<i>Abbildung 72: Tiefe Riefe in radialer Richtung</i>	118
<i>Abbildung 73: Widerstandskennwerte von verschiedenen Thermogebern</i>	120
<i>Abbildung 74: PT 100 an den Deionatausleitungen eines 500 MW – Generators (Elektrosila) ...</i>	121
<i>Abbildung 75: "Igel"</i>	121
<i>Abbildung 76: Stehlager mit Schwingungsaufnehmer in vertikaler Richtung</i>	122
<i>Abbildung 77: Roebelstab mit Hohlleitern</i>	122

Abkürzungsverzeichnis

%	- Prozent
°C	- Grad Celsius
3G	- Dritte Generation des Mobilfunkstandards
<i>A</i>	- Ampere
AC	- Alternating Current (englisch für Wechselstrom)
AGS	- Außenglimmschutz
Bar	- Einheit für den Druck (1 bar = 1 * 10 ⁵ kg/m*s ²)
Co.	- Compagnie
DAR	- Dielektrisches Absorptionsverhältnis
DC	- Direct Current (englisch für Gleichstrom)
EMDB	- Ereignis-Maßnahmen-Datenbank
EGS	- Endenglimmschutz
ϵ_r	- Dielektrizitätszahl (Durchlässigkeit eines Materials für elektrische Felder)
<i>f</i>	- Frequenz
ggf.	- gegebenenfalls
GmbH	- Gesellschaft mit beschränkter Haftung
Hz	- Hertz, Einheit der Frequenz
IEEE	- Institute of Electrical and Electronics Engineering
Inc.	- Incorporated (Gesellschaftsform)
ISO	- International Organization for Standardization
KG	- Kommanditgesellschaft
LAN	- Local Area Network

Ltd	- Limited (Gesellschaftsform)
Lx	- Lux (Einheit der Beleuchtungsstärke)
min ⁻¹	- Umdrehungen pro Minute
mm	- Millimeter (Meter - 10 ⁻³)
µm	- Mikrometer (Meter – 10 ⁻⁶)
MΩ	- Megaohm
MSR	- Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik
MW	- Megawatt
π	- Kreiszahl Pi, π=3,1415926...
pC	- Picocoulomb
PI	- Polarisationsindex
Pt	- Platin
R0	- Widerstand bei einer Temperatur von 0 °C
R _{iso}	- Isolationswiderstand
RSO	- Recurrent Surge Oscillograph
tan δ	- Tangens Delta
TE	- Teilentladung
UV	- Ultraviolett
V	- Volt, Einheit der elektrischen Spannung
VA	- Voltampere
VGB	- Vereinigung der Großkesselbesitzer
VPI	- Vacuum Pressure Impregnation
W	- Watt

1 Einleitung

Gegenstand dieser Arbeit ist die herstellerunabhängige Auswertung von über 350 durchgeführten Serviceeinsätzen an mehr als 120 verschiedenen Generatoren mit einer Scheinleistung von bis zu 588 Mega Volt Ampere (MVA) von knapp über 20 unterschiedlichen Fabrikaten unter Berücksichtigung von Befunden und Betriebsschäden. An praktischen Beispielen werden entstandene Schäden an den Hauptkomponenten von Generatoren, deren Ursachen und die resultierenden Folgen ausgewertet. Aufgrund des Fehlens von normierten Grenzwerten für die Interpretation von Teilentladungsmessungen an Ständerisolationen von Generatoren wird ein besonderer Schwerpunkt auf die Analyse derartiger Messergebnisse und die daraus resultierende Aufstellung von Richtwerten gelegt. In Kombination mit einem sogenannten „Gesundheitsindex“ wird im Ergebnis eine Empfehlung für zu ergreifende Maßnahmen gegeben. Bei einer entsprechenden Anwendung eines resultierenden „Drei-Säulen-Modells“ soll eine maximale Lebensdauer und Verfügbarkeit der begutachteten Generatoren gewährleistet werden. Im Gegensatz zu modernen Big Data Ansätzen ist die hier untersuchte Datenbasis geringer, sodass deren Auswertung die Entwicklung entsprechender Analyseverfahren erfordert.

Generatoren erzeugen über 99 % der elektrischen Energie durch Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie. Sie bilden die Basis unserer Energieversorgung (vgl. [1]). Während des Betriebs von Hochspannungsmaschinen verschlechtert sich deren Gesamtzustand aufgrund von thermischer Alterung, elektrischen Entladungen, mechanischen Schwingungen, den Gegebenheiten am Aufstellungsort und insbesondere auch der Überlagerung dieser Erscheinungen. Der Rotor als der sich drehende Teil des Generators wird zudem durch Flieh- und Zentrifugalkräfte beansprucht, welche zu Beschädigungen in seinem Aufbau beitragen können.

Um ungeplante Betriebsausfälle der Generatoren zu vermeiden und einen möglichst reibungslosen Betrieb zu gewährleisten, sollten in regelmäßigen Zeitintervallen Instandhaltungsmaßnahmen geplant, veranlasst und durchgeführt werden.

1.1 Instandhaltung von Generatoren

Gemäß [2] sind unter dem Begriff Instandhaltung „alle Maßnahmen zur Bewahrung und Wiederherstellung des Soll-Zustandes sowie zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes von technischen Mitteln eines Systems“ zu verstehen.

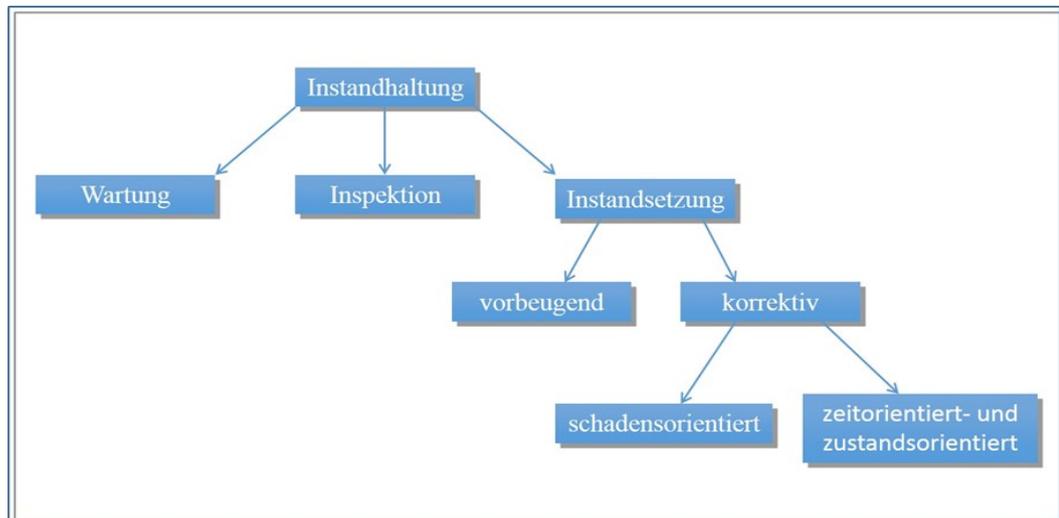


Abbildung 1: Gliederung der Instandhaltung

Instandhaltungsmaßnahmen werden regelmäßig in die in Abbildung 1 dargestellten Komponenten untergliedert.

Die Wartung beinhaltet alle Maßnahmen zur Erhaltung des Soll-Zustandes der Maschinen, wie deren Reinigung, Konservierung, Nachstellung, das regelmäßige Schmieren sowie die Auswechslung von Elementen.

Die Inspektion stellt eine reine Informationserfassungsmaßnahme dar, bei der sämtliche Maßnahmen der Feststellung und Begutachtung des Ist-Zustandes des Generators zusammengefasst werden, wie das Messen, Prüfen, Erfassen und Kontrollieren.

Unter Instandsetzung werden alle Maßnahmen zur Wiederherstellung des Soll-Zustandes, wie das Erneuern, Ausbessern und Einstellen an Komponenten der Maschine verstanden. Die Instandsetzung kann entweder vorbeugend oder korrektiv durchgeführt werden (vgl. [3]).

Im Rahmen der vorbeugenden Generatorinstandhaltung werden in regelmäßigen Zeitabständen zuvor geplante Maßnahmen ergriffen, die die Schwachstellen des Systems

aufzeigen. Dadurch können sowohl die Summe der Kosten für die Instandhaltungsmaßnahmen als auch die anfallenden Ausgaben durch die Stillstandszeit beseitigt werden.

Bei der korrektiven Generatorinstandhaltung wird demgegenüber zwischen den beiden Strategien der schadensorientierten- beziehungsweise der zeit- und zustandsorientierten Instandhaltung unterschieden:

Die schadensorientierte Instandhaltungsstrategie beinhaltet die Betreibung der Generatoren bis zum Eintritt des Schadensfalls, ohne zwischenzeitlich nennenswerte Wartungsmaßnahmen zu ergreifen. Hierbei entzieht sich der mögliche Ausfall des Generators vollkommen dem Einfluss des Betreibers, der somit seine Produktion nur schwer bis gar nicht risikolos planen kann. Ein solches Vorgehen sollte im Kraftwerksbereich in der Regel nicht als sinnvolles Konzept eingesetzt werden, ist aber in der betrieblichen Praxis weit verbreitet (vgl. [2]).

Im Rahmen der zeit- und zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie wird der Generator nur in Abhängigkeit vom aktuellen Zustand beurteilt und gegebenenfalls stillgesetzt. Bauteile werden nur gewechselt, wenn deren Lebenszyklus abgelaufen ist und Reparaturmaßnahmen nur dann eingeleitet, wenn zulässige Toleranz- und Vorgabewerte aus dem Rahmen fallen. Dieses Konzept erfordert eine detaillierte Kenntnis des Maschinenzustandes. Die entsprechenden Kenngrößen müssen kontinuierlich gemessen und interpretiert werden. Ein Vorteil ergibt sich dabei daraus, dass sich aus nur geringen Abweichungen vom Normzustand bereits Trends und Prognosen ableiten lassen. So können die für den jeweiligen Betrieb optimalen Instandsetzungszeitpunkte vorausbestimmt werden. Da es auf diese Weise kaum zu unvorhergesehenen Ausfällen der Maschine kommt, ist die Produktionsplanung langfristig und annähernd risikolos planbar (vgl. [3]).

Überdies verfügen sowohl jede Maschine als auch sämtliche ihrer Einzelbauteile über einen so genannten Abnutzungsvorrat, der sich während des Betriebs derselben stetig verringert. Sollte dieser Vorrat bis zum Erreichen der Schadensgrenze abgebaut worden sein, hat das den Ausfall des jeweiligen Bauteils beziehungsweise des gesamten Generators zur Folge. Durch zeitgerechte Instandsetzungsmaßnahmen kann der Abnutzungsvorrat wiederhergestellt und damit ein entsprechender Schaden vermieden

werden. Darüber hinaus kann durch das rechtzeitige Treffen von Verbesserungsmaßnahmen, wie beispielsweise den Einbau besserer beziehungsweise moderneren Materials, der Abnutzungsvorrat auf über 100% im Vergleich zu seinem Ausgangszustand verbessert werden. Dies kann zum Beispiel durch die Umstellung von Klasse B auf Klasse F des Isoliermaterials im Zuge einer Neuwicklung einer Stator- oder Rotorwicklung erreicht werden, wenn das neue Isolationsmaterial mindestens gleich gute Wärmeleitung bei gleichzeitig verbesserter elektrischer Festigkeit aufweist. Die maximale Einsatztemperatur der spezifischen Isoliermaterialien erhöht sich bei einer derartigen Umstellung von 130 °C auf 155°C und macht den Generator hitzebeständiger (vgl. [4]), was sich positiv auf die Standzeit der Isolation auswirkt.

Die zeit- und zustandsorientierte Instandhaltung bringt damit die höchste Kostensparnis mit sich.

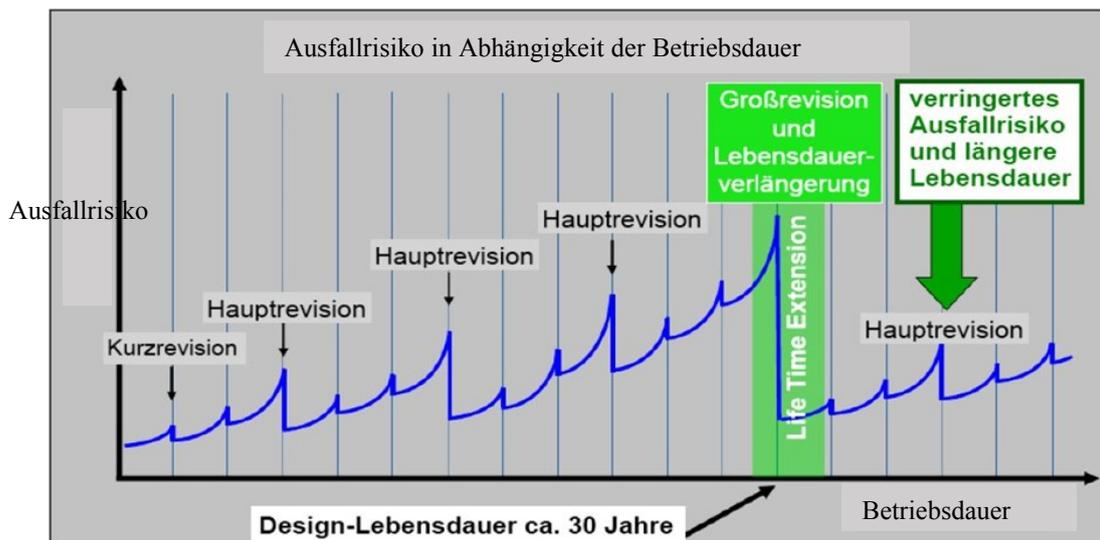


Abbildung 2: Ausfallrisiko von Generatoren in Abhängigkeit Ihrer Betriebsdauer [5]

Abbildung 2 zeigt den Zusammenhang zwischen dem Ausfallrisiko eines Generators während seiner Betriebsdauer, das mit steigendem Alter der Maschine stetig ansteigt und dem Einfluss von regelmäßig durchgeführten Revisionsmaßnahmen, die dafür sorgen, dass das Ausfallrisiko wieder gesenkt wird. Demnach kann die bei Herstellung konzipierte Lebensdauer durch entsprechende Maßnahmen überschritten werden.

Trotz zyklisch durchgeführter Kurz-, Zwischen- und Hauptrevisionen können im Zuge des Betriebs unvorhergesehene Schäden, die mitunter kostenintensive Reparaturen nach sich ziehen, auftreten.

Die optimalen Zeitpunkte zur Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen stehen in Korrelation zur jeweiligen Nutzung des Generators als Grund-, Mittel- oder Spitzenlastmaschine. Aus ihr kann eine sogenannte äquivalente Betriebszeit berechnet werden. In die in diesem Zusammenhang Anwendung findende Berechnungsformel fließen die reale Laufzeit, die Zeit im Drehwerksbetrieb, deren Gewichtungsfaktoren sowie die Anzahl der durchgeführten Starts des Generators mit den dazugehörigen Bewertungsgrößen ein (vgl. [6]).

Der VGB PowerTech e.V. (VGB), hat im Jahr 2010 in [7] folgende Formel zur Bestimmung der äquivalenten Betriebsstunden ausgegeben:

$$T_{\bar{a}} = (T_1 * K_1) + (T_2 * K_2) + (K_3 * n) \quad (1)$$

- $T_{\bar{a}}$ = Äquivalente Betriebszeit in Stunden
- T_1 = Betriebszeit des Generators in Stunden
- K_1 = Beanspruchungsfaktor während des Betriebs
- T_2 = Drehwerksbetriebszeit in Stunden
- K_2 = Beanspruchungsfaktor während des Drehwerkbetriebs
- K_3 = Bewertungsfaktor für die Zeit pro Start in Stunden
- n = Anzahl der Starts

Während T_1 , T_2 und n von den tatsächlich angefallenen Betriebsstunden abhängen, bilden K_1 , K_2 und K_3 Variablen, die von der jeweiligen Leistungsgröße des Generators abhängen. Für die Leistungsklasse $S_N < 50$ MVA gibt die Empfehlung beispielsweise Werte von $K_1 = 0,7$, $K_2 = 0,1$ und $K_3 = 5$ vor. Im Vergleich dazu sind die Werte für die Leistungsklasse $50 < S_N < 250$ MVA bei $K_1 = 0,8$, $K_2 = 0,1$ und $K_3 = 10$. Demnach wird zum Beispiel ein Anfahrprozess bei größeren Generatoren gemäß Faktor K_3 als doppelt so „belastend“ für die Maschine bewertet, als bei Generatoren der niedrigeren Leistungsklasse.

Bei einem störungsfreien Betrieb ergibt sich beispielsweise folgende Übersicht:

Maßnahme	Zeitpunkt gemäß äquivalenten Betriebsstunden	Maßnahmenzeitpunkt nach ...
Kleine Inspektion	< 10.000 h	1 a
Große Inspektion	< 20.000 h	2 a
Erstrevision	10.000 h bis zu 20.000 h	1 a bis 2 a
Kurzrevision	bis zu 20.000 h	maximal 3 a
Zwischenrevision	bis zu 30.000 h	maximal 6 a
Hauptrevision	40.000 h bis zu 60.000 h	maximal 10 a

Tabelle 1: Revisionszeitpunkte nach äquivalenten Betriebsstunden

Der vorstehenden Übersicht, Tabelle 1, sind die empfohlenen Revisionszeitpunkte in Abhängigkeit der entsprechenden äquivalenten Betriebsstunden zu entnehmen. Die aufgeführten Werte wurden als Mittelwerte aus verschiedenen Herstellerhandbüchern zusammengefasst, um einen allgemeinen Überblick zu verschaffen (vgl. [8]).

Dabei ist bei einer Kurzrevision ein nur ein bis zwei Tage andauernden Stillstand der Maschine nötig. In diesem Zeitraum werden in der Regel eine visuelle Befundung, auch mittels Endoskopie, und eine elektrische Überprüfung an dem Generator durchgeführt.

Bei den elektrischen Messungen werden unter anderem Isolationswiderstands- und Windungsschlussmessungen durchgeführt. Es erfolgt zumeist eine Kontrolle der Thermo- und Schwingungsgeber sowie die Überprüfung der Funktionalität von Stillstandsheizungen.

Demgegenüber werden bei einer Hauptrevision, die mitunter einen mehrwöchigen Stillstand des Generators voraussetzt, der Läufer demontiert und alle Bestandteile des Generators eingehend befundet.

Es existieren mehrere kritische Hauptkomponenten eines Generators, die während des Betriebs Schaden nehmen können. Zu ihnen zählen unter anderem:

- der Ständer (Stator)
- der Läufer (Rotor)
- die Lager (in der Regel Gleitlager)
- die Kühler

und die jeweils dazugehörigen Anbauteile, wie beispielsweise die Erregermaschine, die Schilde sowie die Abdeckhaube. Die folgende Abbildung 3 gibt eine schematische Übersicht über die genannten Bauteile.

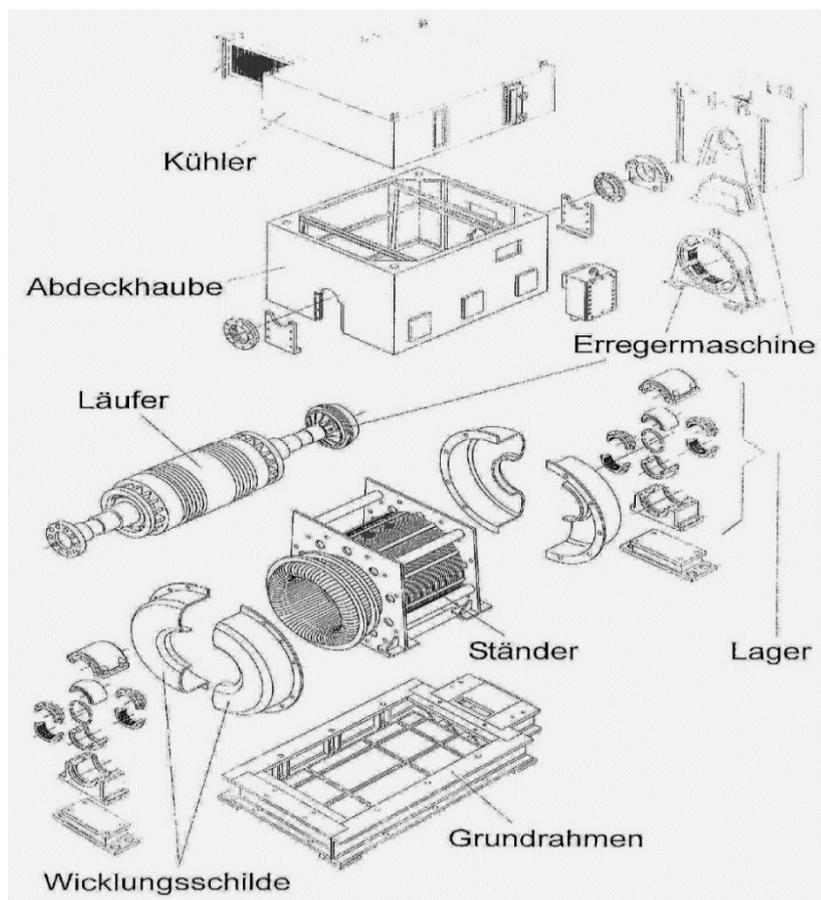


Abbildung 3: Explosionszeichnung eines Generators [8]

1.2 Stand der Technik

In diesem Abschnitt werden verschiedene wissenschaftliche Erkenntnisse mit besonderem Augenmerk auf die Instandhaltung und Lebensdauerprognosen von Großgeneratoren kurz vorgestellt. Dies gibt einen einleitenden Überblick zum aktuellen Stand der Technik auf diesem Gebiet.

Wie im vorstehenden Kapitel dargelegt, gibt [2] die grundlegenden Bezeichnungen für die Instandhaltung von Generatoren und deren jeweilige Bedeutung vor. Basierend auf dieser Grundlage haben die verschiedenen Hersteller von Generatoren in ihren jeweiligen Begleithandbüchern entsprechende Empfehlungen und Prognosen festgelegt. Weiterhin existieren diverse Veröffentlichungen, die einen anwendungsorientierten Ansatz verfolgen beziehungsweise sich mit Methoden der Instandhaltungs- und damit einhergehender Kostenoptimierung auseinandersetzen. Erwähnenswert sind dabei insbesondere die Veröffentlichungen [9-21].

Ryll und Freund beschreiben in [22] allgemeine Begriffe und Zusammenhänge von Instandhaltungsprozessen. Darüber hinaus werden statistische Wahrscheinlichkeitsfunktionen bezüglich der Zuverlässigkeit von technischen Systemen vorgestellt. Abschließend wird unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Instandhaltungseinsätzen noch auf den Aufbau und das Controlling von Instandhaltungsnetzen eingegangen.

Sumereder arbeitete in [23] den Zusammenhang zwischen dem zunehmenden Kostendruck auf Hersteller und Betreiber von Generatoren, den wirtschaftlichen Aspekten, den Lebensdauern und vor allem den Verfügbarkeiten der Maschinen heraus. Das damit verbundene Bestreben beispielsweise durch Materialersparnis immer näher an die physikalisch machbaren Grenzen bei dem Auslegen von neuen Generatoren zu gehen, führe demnach zu einer drastischen Lebensdauerverkürzung gegenüber Maschinen älterer Baujahre. Im weiteren Verlauf wird auf den Zusammenhang der thermischen Belastung und der Alterung des verbauten Isoliermaterials an den Generatorwicklungen eingegangen. Die Teilentladungsmessung wird neben der visuellen Begutachtung als Diagnosemethode zur Zustandsbewertung der Betriebsmittel klassifiziert. Ein Zustandskennwert als Vergleichsergebnis zur Bewertung des Maschinenparks solle

durch eine gewichtete Auswertung von Betriebsmitteldaten, technischer Diagnostik und qualitativen Kriterien generiert werden.

Ladstätter erläutert in [24] die Wichtigkeit der Früherkennung von Wicklungsschäden, da diese Fehler mit rund 35 % Häufigkeit die größte Gefahr für Ausfälle von Generatoren für eine Dauer von mehr als 10 Tagen darstellen. Mithilfe der Teilentladungsmessung stellte er dar, ob und wie genau Wicklungsschäden zeitlich vorhersehbar sind, um gegebenenfalls Rückschlüsse auf die Restlebensdauer oder einen sich anbahnenden Durchschlagsschaden der Wicklung zu ziehen. Hierbei wurden Wicklungsstäbe einer künstlichen elektrischen Alterung unterworfen und mit der 1,5 fachen Nennspannung beaufschlagt. In der Untersuchung ereigneten sich vier Durchschläge, welche durch die in der Praxis Anwendung findende Teilentladungsanalyse nicht im Vorfeld detektiert werden konnten. Es konnte ebenfalls keine Korrelation zwischen Ausfallzeiten und TE-Werten hergestellt werden. Ob eine derartige mutwillige elektrische Alterung der Isolation ein probates Mittel darstellt, um praxisrelevante Rückschlüsse zu generieren, sei an dieser Stelle dahin gestellt. In der späteren Auswertung der dieser Arbeit zugrundeliegenden Datenanalyse können die Ergebnisse aus [24] nicht bestätigt werden.

Weigel und Olsen definieren auf Grundlage von Erfahrungsberichten in [25] Grenzwerte beziehungsweise Richtwerte für verschiedene Arten der Teilentladung. Die Kategorisierung der Grenzwerte erfolgt hierbei in die Bereiche gut, mittel und schlecht. Neben dem Messaufbau werden die verschiedenen Arten der möglichen Teilentladungen und deren typische Muster vorgestellt. Diese Muster bilden die Teilentladungen in der sogenannten phasenaufgelösten Darstellung ab. Die während der Messung aufgetretenen TE-Impulse werden quantisiert und nach Amplitude sowie Phasenlage sortiert. Die charakteristischen TE-Muster sind dabei als mehrdimensionales System aus Phasenwinkel, Amplitude und Impulshäufigkeit der Entladungen zu verstehen. Darunter fallen vor allem die Nut-, Oberflächenentladung und das sogenannte Sparking (Funkenbildung). Das Letztere entsteht bei Entladungen zwischen den Phasen der Generatorwicklung. Anhand von verschiedenen Fallbeispielen werden die vorgestellten Ergebnisse untermauert und erläutert. Abschließend wird zum einen der Einfluss von Stabschwingungen, zum anderen der positive Effekt der Wicklungsreinigung auf das Teilentladungsverhalten erläutert.

Matyas beschreibt in [26] vier Instandhaltungsstrategien als „Verteidigungssystem gegen Schäden“ mit dem Schwerpunkt auf eine betriebswirtschaftliche Sicht. Es solle ein optimaler Mix aus den vier Strategien der Ausfallbehebung, der zustandsorientierten, der vorausschauenden und der zeitgesteuerten periodischen Instandhaltung verfolgt werden, um mögliche Schäden und einen damit verbundenen Produktionsausfall zu minimieren. Grundlage hierfür bildet eine vorausgehende intensive Analyse des Gesamtsystems sowie aller einflussnehmenden Komponenten. Das Ziel sei die Erreichung eines Wettbewerbsvorteils durch den effizienten Einsatz von Instandhaltungsressourcen und einer dadurch hervorgerufenen Produktivitätserhöhung.

Habel und Kulig untersuchten das „Dynamische Verhalten von Turbogeneratoren im Netzverbund“ in [27]. Infolge der in den letzten Jahren erheblich gesteigerten Flexibilitätsanforderungen bezüglich des Betriebs von Generatoren als Folge der Energiewende wurde die Wechselwirkung mehrerer Maschinen zueinander im Fehlerfall erforscht. Sie kamen zu dem Schluss, dass durch eine Analyse von den Abhängigkeiten der Einflussgrößen, wie Netzanschluss, Netzkurzschlussleistung, Leitungslänge, Vorbelastung und Fehlerort eine Reduktion der Belastung im Kurzschlussfall sowie eine Optimierung der Abschaltreihenfolge erzielt werden könne.

In weiteren Forschungsarbeiten, wie beispielsweise in [28] von Aha wurde eine Optimierung von Instandhaltungsmaßnahmen thematisiert. Der Fokus lag hierbei zumeist auf der Untersuchung gesamter Kraftwerksanlagen. Im Folgenden soll der Generator separiert betrachtet werden, um Instandhaltungsempfehlungen für eine maximale Lebensdauer der Maschinen generieren zu können. In keiner der gefundenen Forschungsarbeiten wurden herstellerunabhängige Serviceerfahrungen zur Optimierung der Instandhaltung von Generatoren analysiert.

1.3 Ausblick

Nachdem vorab ein Ausblick über den Stand der Technik beziehungsweise die aktuellen Forschungstätigkeiten im Bereich der Generatorinstandhaltung gegeben wurde, soll zunächst im zweiten Kapitel ein kurzer Überblick über das Isoliersystem an Generatorwicklungen und im dritten Kapitel die gängigen Prognosemethoden vorgestellt werden, die es ermöglichen, die zu befundende Maschine zu bewerten und entsprechende Instandhaltungsmaßnahmen befundabhängig aufzustellen.

Die auf diese Weise generierten Befunde bilden die Grundlage für die im vierten Kapitel vorgestellte Datenbank, die zur Auswertung der Wartungsmaßnahmen aus zurückliegenden Serviceeinsätzen vom Autor dieser Abhandlung erstellt wurde. In der sogenannten „Ereignis-Maßnahmen-Datenbank“ wurden „Lebenslaufakten“ von den verschiedenen Generatoren unterschiedlichen Herstellern aufgestellt. Der zeitliche Rahmen der Auswertung erstreckt sich über elf Jahre, beginnend im Jahr 2006 bis einschließlich 2016. Eine statistische Auswertung der so gewonnenen Angaben, in die Entwicklungstrends aus dem Geschäftsjahr 2017 implementiert werden, erfolgt darauf basierend.

Die derart gewonnenen Daten bilden die Grundlage für die abschließende Prognosenstellung im fünften Kapitel. Überdies wird angestrebt, eine herstellerunabhängige optimale Empfehlung für belastungsabhängige Instandhaltungsmaßnahmen zu generieren, die eine maximale Lebensdauer der einzelnen Generatoren zur Folge haben soll. Die aufgestellten Rückschlüsse und Empfehlungen werden ein einzigartiges, standardisiertes und praxistaugliches Bewertungssystem zur Durchführung und Dokumentation von Generatorinstandhaltungseinsätzen eines Serviceunternehmens darstellen.

Im Anhang werden beispielhaft Schäden an den oben genannten Hauptkomponenten verschiedener Generatoren vorgestellt.

2 Isoliersysteme

In diesem Abschnitt wird zunächst ein Überblick über den Aufbau von Generatorständerwicklungen und die entsprechende Isolierung gegeben. Anschließend werden die Faktoren, welche zu einer Alterung der Isolation beitragen, beleuchtet.

2.1 Aufbau der Ständerwicklung

Das Ständergehäuse des Generators wird entweder in Form einer Schweißkonstruktion oder aus gegossenem Material gefertigt. Um einen Gasaustritt zu verhindern oder einer Explosionsgefahr vorzubeugen, muss bei größeren mit Wasserstoff gekühlten Generatoren das Gehäuse zusätzlich druckfest und gasdicht aufgebaut sein. Das Generatorgehäuse nimmt das aus gegeneinander isolierten Dynamoblechen bestehende laminierte Blechpaket auf, welches über seinen gesamten Umfang gleichmäßig verteilte eingestanzte Nuten in axialer Richtung aufweist. Die bei Drehstrommaschinen jeweils um 120° räumlich versetzte, dreisträngig ausgeführte Ständerwicklung wird in diese Nuten eingelegt (vgl. [29]).

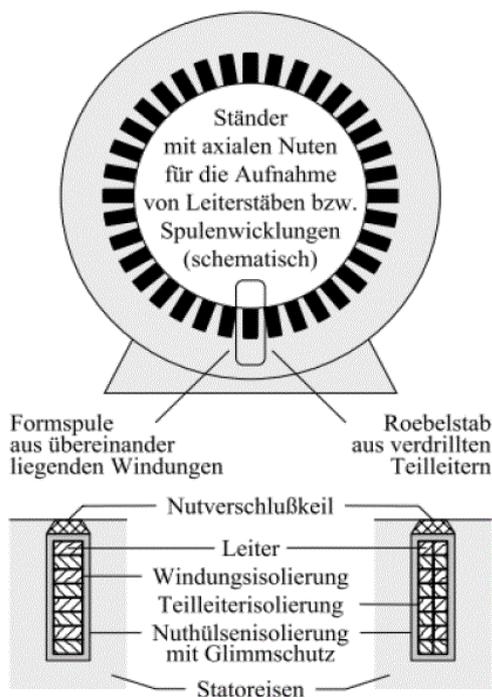


Abbildung 4: Schematischer Aufbau eines Generator – Ständers [30]

Im unteren Teil der vorstehenden Abbildung 4 zum schematischen Aufbau eines Generatorständers sind die beiden möglichen Ausführungsvarianten der Ständerwicklung entweder mit Formspulen, bestehend aus mehreren parallel übereinander liegenden Windungen, die in einem Arbeitsgang gewickelt werden, oder gegeneinander isolierten Einzelleitern in Stäben, die erst nach Montage in den Nuten miteinander verbunden werden, dargestellt. Bei Generatoren mit größerer Leistung wie beispielsweise den 500 MW – Elektrosila Maschinen, welche im Kraftwerk Jänschwalde betrieben werden, sind einige Teilleiter innerhalb jedes Stabes als Hohlleiter ausgeführt. Diese werden im Betrieb mit entionisiertem Wasser, sogenanntem Deionat, durchflossen, um die Ständerwicklung zu kühlen. Die Entionisierung des Kühlwassers bewirkt, dass keine großen Leckströme in der Flüssigkeit entstehen (vgl. [30]). Um eine gleichmäßige Strombelastung im Inneren der Nut zu gewährleisten, werden die Teilleiter in jedem Stab verdreht, wodurch sie ihre Lage über die Länge des Stabes kontinuierlich verändern. Dieser sogenannte „Roebelstab“, benannt nach seinem Erfinder Ludwig Roebel, sorgt für eine gleichmäßige Wirkung der Stromverdrängung auf alle Leiter und minimiert so eine einheitliche Stromverteilung (vgl. [29]).

2.2 Isolation der Ständerwicklung

Die Hauptaufgabe der Isolation einer Generatorständerwicklung besteht darin, eine galvanische Trennung von spannungsführenden Wicklungsteilen untereinander und zu dem auf Erdpotential befindlichen Ständereisen sicherzustellen. Neben der Belastung durch die Betriebsspannung und die damit einhergehende Beanspruchung durch die Betriebsfeldstärke muss das Isoliersystem zusätzlich noch transienten Überspannungen sowie thermischen, mechanischen und umgebungsbedingten Einflüssen standhalten. Bei heutigen Hochspannungsmaschinen liegt die Betriebsfeldstärke dabei im Bereich von 2,5 – 3 kV/mm (vgl. [31]).

Die folgende Abbildung 5 gibt eine Übersicht über die Bestandteile einer Generatorständerwicklung und deren Isolationsschichten. Dabei wird innerhalb des Systems zwischen der Hauptisolation im Nut- und Wickelkopfbereich und der Isolierung der Teilleiter unterschieden. Weiterhin werden die Anordnungen von verschiedenen Varianten des Glimmschutzes, der dazu dient, Entladungserscheinungen entgegen zu wirken und eine Feldsteuerung zu ermöglichen, aufgezeigt.

Zum typischen Aufbau der Ständerwicklung zählen:

- A – Teileleiter
- B – Teileleiterisolation
- C – Innenglimmschutz / -potentialsteuerung
- D – Glimmerband
- E – Endglimmschutz
- F – Außenglimmschutz
- G – Wickelkopfabstützung
- H – Hauptisolation
- I – Nutverschlusskeil
- K – Ständerblechpaket

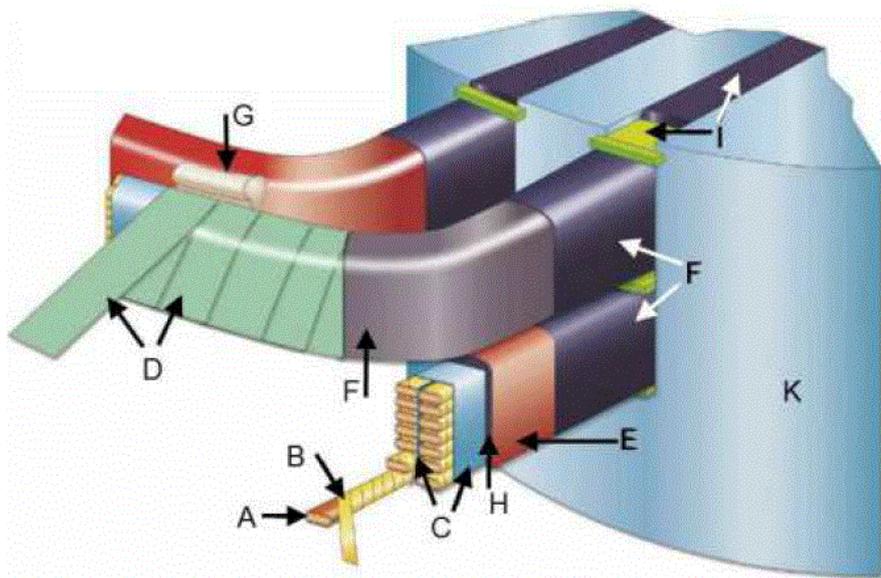


Abbildung 5: Aufbau der Ständerwicklung [31]

Die Teileleiter der Wicklungsstäbe bestehen aus Kupfer und werden entweder mit einer Lackschicht, Glasseide oder Glimmerbändern gegeneinander elektrisch isoliert. Im Gegensatz zur wesentlich stärker ausgeführten Hauptisolation ist die Teileleiterisolation sehr dünn, da in diesen Bereichen die Potentialdifferenz zwischen den einzelnen Leitschichten vergleichsweise gering ist und die Teileleiterisolationen somit nur mit niedrigen Spannungen beansprucht werden. Der Innenglimmschutz dient dem Potentialausgleich des Leiters gegen das Erdpotential. Glimmerbänder werden vorzugsweise aus mit hochisolierenden Glimmerelementen versetztem Glasfasergewebe, Polyestervliesen oder Kunststofffolien gefertigt, die um die Leiterstäbe gewickelt und später mit Kunstharz getränkt werden. Das Harz dient in diesem Zuge sowohl der

Verfestigung, also der Anbindung an den Stab, als auch zum Verschließen von Hohlräumen. Es trägt somit dazu bei, Teilentladungsaktivitäten zu minimieren. An der Hauptisolation liegt die volle Betriebsspannung an. Deshalb richtet sich die Stärke der Hauptisolation nach der Nennspannung des Generators.

Bei Generatoren mit Betriebsspannungen im kV-Bereich werden zusätzlich noch gezielt Grenz- und Übergangsflächen der Isolation verstärkt, da diese Teilbereiche durch ihre erhöhte Belastung Schwachstellen darstellen. Zu diesen Grenzflächen zählen die Bereiche zwischen dem Teilleiterpaket und der entsprechenden Hauptisolation (Innenglimmschutz), zwischen der Hauptisolation und dem Blechpaket (Außenglimmschutz) und dem Nutaustritt im Wickelkopfbereich (Endenglimmschutz).

Der *Innenglimmschutz* verschließt mögliche Hohlräume zwischen den Einzelleitern und der Hauptisolation und sorgt für ein gleichmäßiges Potential an der Leiter-Außenfläche. Der *Außenglimmschutz* wirkt Nutentladungen in Richtung Ständerblechpaket entgegen. Er dient der Ankopplung der Hauptisolation an das Ständereisen und verschließt dabei Hohlräume, in denen es andernfalls zu Teilentladungen kommen könnte (vgl. [30]). Der *Endenglimmschutz* sorgt für eine Begrenzung des Potentialanstiegs bei dem Austritt des Stabes aus der Ständernut und soll dadurch Gleitentladungen zwischen dem Blechpaket bis hin zu dem Ende des Wickelkopfes verhindern.

2.3 Isolationsmaterialien

Für die Generatorisolierungen werden vorzugsweise mineralische Glimmerstoffe verwendet, da sie eine hohe Widerstandskraft gegen Teilentladungen aufweisen. Die Aufgabe des Isoliersystems besteht darin, den hohen elektrischen Feldstärken, thermischen Dehnungen, mechanischen Kräften und chemischen Einflüssen standzuhalten (vgl. [30]). Die Hauptisolation in Form von Glimmerpapier, -bändern oder -folien, wird aus zwei Arten von Glimmer präpariert. Zum einen aus Muskovit, dabei handelt es sich um Kalium-Aluminium-Doppelsilikate, zum anderen aus Phlogopit, einem Magnesiaglimmer. Die vorteilhaften Eigenschaften des Glimmers bestehen in einer hohen elektrischen Festigkeit (>150 kV/mm), geringen elektrischen Verlusten, einer hohen TE-Beständigkeit, einer konstanten Dielektrizitätszahl und als thermische Voraussetzung einer niedrigen Wärmeleitfähigkeit, verbunden mit Nichtbrennbarkeit

und Hitzebeständigkeit von 600 °C bis 900 °C (vgl. [32]). Durch das mehrfache Umwickeln der vorgeformten Leiterstäbe mit dem glimmerhaltigen Material entsteht die eigentliche Isolierung.

Im Vergleich zu Phlogopit (ϵ_r 3,82 -5,4) weist Muskovit eine höhere Dielektrizitätszahl (ϵ_r 6,72 -7,2) auf. Da die elektrische Feldstärke durch die Spannung vorgegeben ist, muss die elektrische Verschiebungsdichte bei Muskovit größer sein als bei Phlogopit. Dies führt zur Erhöhung der Kapazität der Wicklung gegen Erde, was als unerwünschte Eigenschaft eher negativ zu bewerten ist. Der Verlustfaktor $\tan \delta$ fällt mit $1,4 - 52 (x 10^{-4})$ bei Muskovit im Vergleich zu Phlogopit mit $350 - 780 (x 10^{-4})$ deutlich geringer aus (vgl. [32]). Deshalb wird für Generatoren aufgrund der besseren elektrischen und mechanischen Eigenschaften hauptsächlich Muskovit verbaut.

Als Bindemittel beziehungsweise als Füll- und Klebstoff für die Isolation werden in der Praxis vorzugsweise Polymere, wie Epoxid- oder Silikonharze verwendet.

2.4 Einflussfaktoren auf die Alterung

Die zur Isolierung eingesetzten Glimmer-Kunstharz-Verbundwerkstoffe sind nicht selbstregenerierend und verändern durch die Beanspruchung während der Betriebszeit ihre dielektrischen Eigenschaften. Es kommt zu irreversiblen Stoffveränderungen aufgrund von thermischen, elektrischen, mechanischen und sonstigen Umgebungseinflüssen. In den dadurch entstehenden lokalen Defekten kann es in der Folge zu Teilentladungen, Durch- und Überschlägen kommen. Die resultierenden irreversiblen Stoffveränderungen der eingesetzten festen Isolierstoffe werden als „Alterung“ der Isolierung bezeichnet (vgl. [33, 34]).

Die sogenannte *thermische Alterung* der Isolierung resultiert zum einen aus den besonderen Belastungen beim An- und Abfahren von Generatoren, zum anderen aus den Temperaturentwicklungen während des Dauerbetriebes. Dabei ist die Wärmeentwicklung beispielsweise auf Stromwärme- und Ummagnetisierungsverluste im Ständerblechpaket zurückzuführen (vgl. [32, 35-37]).

Durch Delamination, also die Ablösung einzelner Schichten der Isolation, können sich Hohlräume auf tun. Kommt es durch zu hohe Temperaturen zu Überhitzungen der Isolation, zieht das eine Versprödung des Materials nach sich. Werden die vom Hersteller vorgegebenen Grenzwerte der Betriebstemperaturen aufgrund von Überlast, ungenügender oder defekter Kühlung überschritten, führt dies zu einer Beschleunigung des thermischen Alterungsprozesses (vgl. [38-41]).

Die aktuelle Konstellation der Energiebereitstellung im Energiemix aus erneuerbaren und fossilen Energieversorgern mit innerhalb kürzester Zeit veränderbaren Betriebsbedingungen stellt für die konventionellen Kraftwerke und ihre Generatoren im Vergleich zur Situation vor Einführung volatiler Energieträger eine besondere Herausforderung dar, was wiederum starken Einfluss auf die physikalische und chemische Beschaffenheit der Isolation hat. In der Folge kann es zu thermischen Dehnungen und Verspannungen beispielsweise zwischen der Kupferwicklung und der Isolation kommen.

Die sogenannte *elektrische Alterung* ist geprägt von Teilentladungen und dem Vorwachsen elektrischer Baumstrukturen (electrical treeing) (vgl. [42]). Unter electrical treeing ist das Ausbreiten eines Isolationsfehlers in einer Feststoffisolation in Richtung des elektrischen Feldes zu verstehen. Es kommt zu Verästelungen der Entladungskanäle. Durch schrittweises Vorwachsen von Entladungskanälen aufgrund von Inhomogenitäten innerhalb der Isolierstoffe, welche herstellungsbedingt sind, schreitet der Alterungsprozess der Wicklungsisolation voran (vgl. [30, 43, 44]). Das jeweilige Ende dieser Baumkanäle stellt eine „Spitze“ dar und der Abstand zur Gegenelektrode nimmt derart ab, dass erst Teilentladungen bekräftigt werden, welche wiederum eine fortschreitende Zerstörung der Isolation begünstigen, bis es schließlich zu einem Durchschlag der Isolierung kommt.

Mit zunehmender Größe und Anzahl der Kanäle steigen auch die Teilentladungsaktivitäten an, wodurch ein direkter Zusammenhang zwischen der elektrischen Alterung der Generatorisolation zum Teilentladungsverhalten zu erkennen ist.

Folgende herstellungsbedingten Fehler können eine elektrische Alterung der Generatorisolation begünstigen:

- Faltenbildung beim Bandagieren der Teilleiter- und der Hauptisolation
- gasgefüllte Hohlräume durch ungenügende Verwendung von Bindemitteln
- fertigungstechnische Grenzen an Bögen und Übergängen, wie beispielsweise am Wickelkopfübergang
- Beschädigungen beim Einlegen der Stäbe in die Nuten des Ständerblechpakets
- Transport- und Lagerungsbeschädigungen bei der Herstellung (vgl. [25]).

Die sogenannte *mechanische Alterung* resultiert in erster Linie aus Vibrationen von Wicklungsteilen im Betrieb und dem Auftreten von Fehlerströmen. Fehlerströme können durch Fehlsynchronisationen mit dem Netz, innere Fehler der Wicklung oder als Folge von generatornahen Kurzschlüssen auftreten. Die dadurch entstehenden Stromkräfte können zu einer Lockerung der mechanischen Wickelkopfbefestigungen, der Nutverkeilung der Leiterstäbe oder sonstiger Abstützelemente führen (vgl. [42]). Mit zunehmender Lockerung der einzelnen Komponenten werden die Schwingungsamplituden größer und die mechanische Alterung nimmt zu.

Die *umgebungsbedingte Alterung* entsteht hauptsächlich durch den Einfluss von Verschmutzung der Ständerwicklung und Witterungsbedingungen am Aufstellungsort des Generators. Schmutz und Feuchtigkeit tragen in hohem Maße zu einer Verschlechterung des Isolationszustandes bei. In diesem Zusammenhang gelten als besonders problematisch:

- Kohlenstaub aufgrund von Schleifringabrieb, der über die Kühlluft in das Innere des Generators gelangt
- defekte Ölabdichtungen von Gleitlagern, die zum Öleintritt in den Generator führen
- defekte beziehungsweise ungenügende Kühlluftfilter
- nicht funktionstüchtige Kühlsysteme, betrieben mit Wasser und/oder Wasserstoff
- Silikate von verbauten Dichtungen in Form von Gasen

- Umgebungs- und Kohlestaub, je nach Betrieb, in dem der Generator aufgestellt ist
- Gammastrahlung in Kernkraftwerken, welche zerstörend auf Bestandteile der Isolierung wirken, beispielsweise auf Epoxidharze
- Küsten- oder Wüstennähe mit dem Einfluss von salzhaltiger feuchter Luft sowie mit großer Sandstaubbelastung (vgl. [25, 39, 45]).

2.5 Resümee zu den Isoliersystemen

Während des realen Betriebs unterliegen die Generatorisoliersysteme einer Überlagerung der genannten Stressfaktoren, was den Alterungsprozess in der Regel verstärkt und die Analyse zunehmend erschwert. Der entscheidende „Stressfaktor“ für die Entwicklung des Alterungsprozesses und gegebenenfalls eines abschließenden Durchschlags der Isoliersysteme in Generatoren ist die elektrische Beanspruchung. Die drei verbleibenden Beanspruchungsformen der thermischen und der mechanischen Belastung sowie der Umgebungseinflüsse tragen zur Entstehung von Defekten innerhalb der Isolierung, die letztendlich zur dielektrischen Überlastung führen, bei. Die Detektion von Fehlerstellen stellt eine sehr wichtige Analyse- und Bewertungseinheit bezüglich der voraussichtlichen Lebensdauer und dem Risiko eines zumeist sehr kostenintensiven Maschinenausfalls dar.

3 Technisch-physikalische Grundlagen der Prognosemethodik

In diesem Kapitel sollen die verschiedenen mechanischen und elektrotechnischen Diagnoseverfahren, welche in der Praxis während der Befundaufnahme und der Revisionsdurchführung an Generatoren ausgeführt werden, vorgestellt werden.

Mithilfe der mechanischen und elektrotechnischen Messungen wird der Ist-Zustand der Maschinen ermittelt, um entsprechende zustandsbezogene Wartungsempfehlungen abgeben zu können. Anhand der Messungen können Zustandsänderungen nachvollzogen und individuelle Wartungspläne aufgestellt werden.

Auch im Fall eines Schadeneintritts ist die Bestandsaufnahme durch die mechanischen und elektrotechnischen Diagnosemessungen die Grundlage zur Fehlerlokalisierung und zur Festlegung der entsprechenden Reparaturmaßnahmen, die es ermöglichen, den gewünschten Sollzustand wieder herzustellen. Die Diagnose erfolgt dabei herstellerunabhängig und kann demzufolge auf alle Generatoren angewendet werden.

3.1 Mechanische Verfahren

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten in der Praxis üblichen mechanischen Diagnoseprüfungen vorgestellt:

3.1.1 Schwingungsanalyse

Mithilfe der Schwingungs- beziehungsweise Vibrationsanalyse werden die periodischen Bewegungen von Körpern und drehenden Elementen, im konkreten Fall von Generatoren und deren Rotoren, analysiert und aufgezeichnet. Mängel beziehungsweise sich anbahnende Schäden deuten sich an industriellen Maschinen meist an Veränderungen in der Schwingungs- und damit einhergehenden Geräusentwicklung (siehe 3.1.4) an. In diesem Zusammenhang wird vor allem unterschieden zwischen drehendem Element, wie der Rotorwelle gegen den Stator oder Schwingungen z. B. des Statorgehäuses oder des Wickelkopfes.

Die sogenannte „Schutz-Schwingungsüberwachung“ zeichnet sich durch eine kontinuierliche Aufzeichnung der Lager- und Wellenschwingungen in Echtzeit, also

der Schwingungen der Rotorwelle gegen den Stator von Generatoren, aus. Als Bewertungsgrundlage existieren internationale Normen, die den Standard für entsprechende Grenzwerte und damit verbundene Alarm- und Abschaltmechanismen bilden (vgl. [25]).

Typische Ursachen für erhöhte Schwingungen sind unter anderem:

- Resonanzen
- Unwucht der rotierenden Bauteile
- fehlerhafte Ausrichtung
- Fundamentprobleme
- Prozesseinflüsse
- elektrische Fehler

Sowohl die Darstellung, als auch die sensorische Aufnahme der Messwerte kann in Form von Schwingweg, Schwinggeschwindigkeit oder Schwingbeschleunigung geschehen.

Denn es gilt für die Auslenkung:

$$s = \int v \, dt = \iint a \, dt^2 \quad (2)$$

beziehungsweise

$$a = \frac{dv}{dt} = \frac{d^2s}{dt^2} \quad (3)$$

mit

s – Schwingweg

v – Schwinggeschwindigkeit

a – Schwingbeschleunigung

t – Zeit.

In diesem Zusammenhang ist die Beschleunigung der Kraft proportional und folglich kann von der Geschwindigkeit auf die Energie geschlossen werden. Bei der Umrechnung von der einen in die andere physikalische Größe fließt jeweils die Frequenz ein. Für die Betrachtung einer Sinusschwingung gilt:

$$v = \frac{a}{2\pi f} \quad (4)$$

beziehungsweise

$$s = \frac{a}{(2\pi f)^2} \quad (5)$$

Die im Nenner der Brüche stehende Frequenz f hat zur Folge, dass hochfrequente Signalanteile bei der Darstellungsanwendung der Schwinggeschwindigkeit gegenüber der Schwingbeschleunigung unterbewertet werden. Durch den Einfluss des Quadrats in der Formel (5) für den Schwingweg fällt diese Unterbewertung dementsprechend noch größer aus (vgl. [46]).

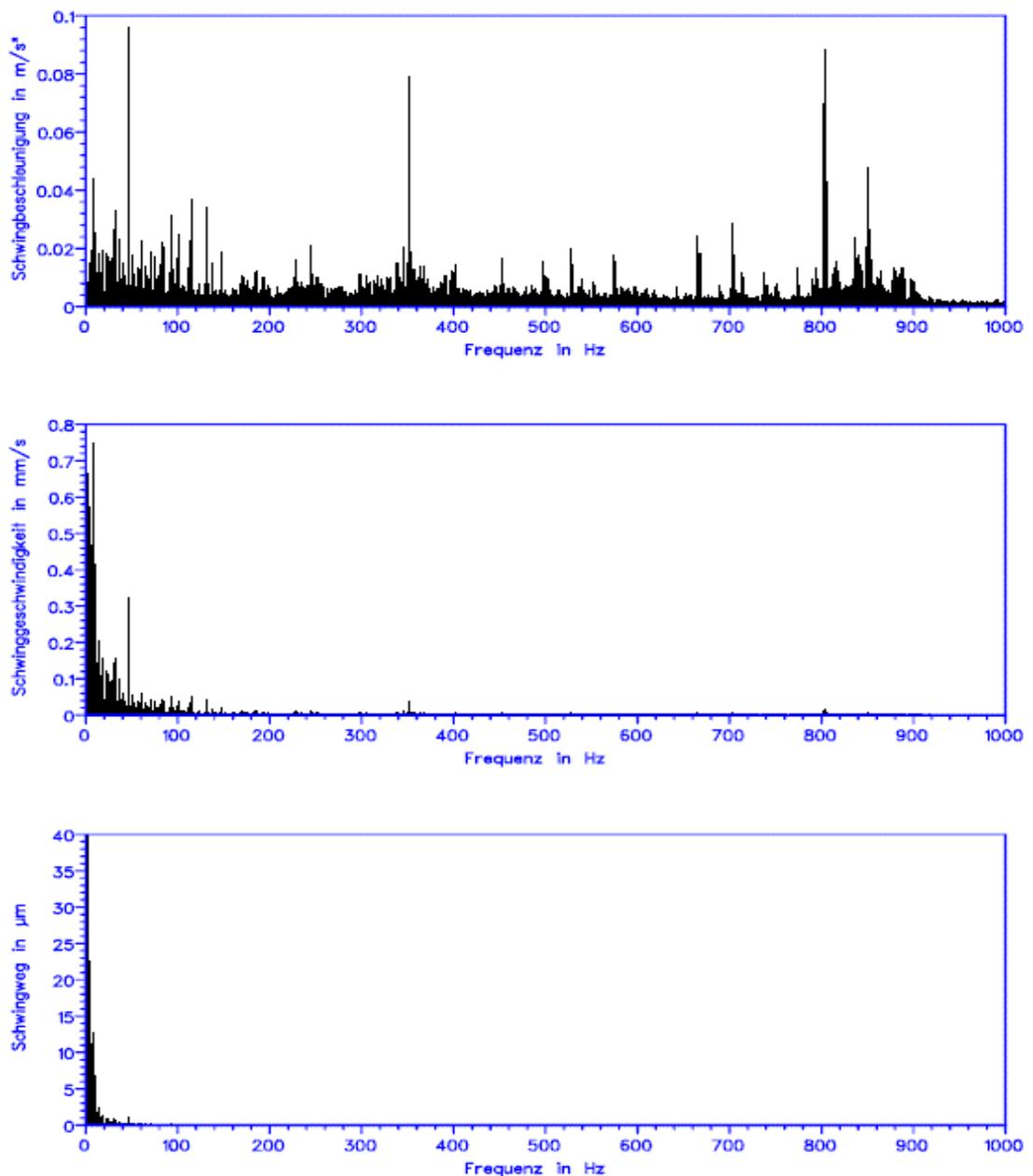


Abbildung 6: verschiedene Darstellungsweisen der Schwingung [46]

Zur optischen Veranschaulichung dieser Unterbewertung durch den Einfluss der Frequenz ist in der vorstehenden Abbildung 6 dreimal dasselbe Spektrum mit den oben genannten Folgen als Beschleunigung, Geschwindigkeit und Weg dargestellt.

In [47] sind sogenannte Bewertungszonen für Generatoren der Leistungsklassen über 50 MW und entsprechende zu ergreifende Maßnahmen definiert. Je nach Höhe der gemessenen Schwingungen wird der Generator einer der vier Zonen A bis D zugeordnet. Die Zonen beziehen sich auf in Betrieb befindliche Maschinen, die bei Nenndrehzahl laufen. In Zone A fallen hiernach die neu in Betrieb genommenen Generatoren mit sehr geringen Schwingungen, die in weiterhin regelmäßigen Abständen überwacht werden sollten, sich ansonsten aber für den uneingeschränkten Dauerbetrieb eignen. In Zone B bewegen sich Maschinen, die zwar ein leicht erhöhtes Schwingungsverhalten an den Tag legen, die jedoch uneingeschränkt weiterbetrieben werden können, aber einer genaueren Überwachung als vergleichbare Maschinen der Zone A bedürfen. Bei den Generatoren, die aufgrund ihrer Schwingungserscheinungen der Zone C zuzuordnen sind, sollte eine Abschaltung und genauere Ursachenuntersuchung in absehbarer Zeit eingeplant werden. Der Dauerbetrieb sei nicht mehr zu empfehlen. Fällt die Maschinenschwingung derart hoch aus, dass die Zuordnung in die Zone D erfolgt, ist bei Weiterbetrieb mit Schädigungen des Generators zu rechnen. Es sollten sofortige Maßnahmen ergriffen, die Maschine abgeschaltet, der Fehler gefunden und behoben werden (vgl. [47-50]). Neben dem Rotor als drehendes Bauteil schwingt auch jeder in Betrieb befindliche Stator eines Generators. Wie soeben aufgezeigt, ist jedoch die Höhe dieser Schwingungen dafür ausschlaggebend, ob Maßnahmen ergriffen werden müssen damit die Maschine keinen Schaden nimmt.

Es soll nun im Weiteren ein Überblick über die anregenden Kräfte, welche zu Gehäuseschwingungen an Generatoren führen, gegeben werden.

Die intensivste Anregung des Gehäuses rührt von den Radialschwingungen des Blechpakets, hervorgerufen durch Pulsationen der magnetischen Induktion im Luftspalt aufgrund des Grundwellenfeldes, der Oberwellenfelder, der Exzentrizität und Unrundheit, welche eine radiale über den Luftspalt verteilte Lorentzkraft verursachen her. Die Kraftverteilung über dem Umfang wird durch Radialspannungen

beschrieben, die dabei an diametral gegenüberliegenden Punkten des Luftspalts gleich groß sind. Dies gilt nur bei geradzahligem Nutanzahl, einer Voraussetzung, die bei Generatoren in der Regel erfüllt ist. Sie greifen an den luftspaltseitigen Oberflächen der Stator- und Rotorbleche an. Die aus diesen Radialspannungen resultierenden Kräfte heben sich an den Generatorfußpunkten in der Kräftebilanz auf und werden somit nicht auf das Fundament übertragen. Dennoch resultiert für das Blechpaket daraus eine kontinuierlich drehende Wechselverformung, welche sich auf das Gehäuse überträgt und dort zu Gehäuseschwingungen führt. Bei größeren Generatoren kann die Auslenkung an der Bohrung Werte von 10 μm und mehr erreichen. Aufgrund der viel höheren Steifigkeit des Rotorballens sind die dort auftretenden Verformungen vernachlässigbar klein (vgl. [51]).

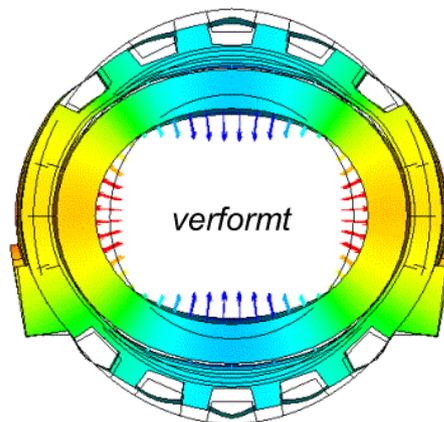


Abbildung 7: Blechpaketdeformierungen aufgrund von elektromagnetischen Kräften bei einer zweipoligen Maschine [51]

Die in der vorstehenden Abbildung 7 gezeigten Verformungen am Blechpaket sind das Resultat von Zugspannungen, die proportional zum Quadrat der Luftspaltinduktion, genauer der Grundwellenamplitude der Induktion, sind. Es tritt trotz des Vorzeichenwechsels der Induktion beim Übergang zur nächsten Polteilung keine Richtungsumkehr der Spannung auf. Somit erfährt der Stator eine mit Rotordrehzahl umlaufende Kraftwelle mit doppelter Periodizität an seinem Umfang, also eine mit doppelter Netzfrequenz umlaufende Blechpaketverformung.

Bei Betrachtung der Grundwelle der Luftspaltinduktion ergibt sich die magnetische Radialspannung σ_{rad} :

$$\sigma_{rad} = \frac{B_{rad}^2}{4 \cdot \mu_0} \cdot \left(1 - \cos \frac{2 \cdot \pi}{\tau_p} \cdot \alpha \right) \quad (6)$$

mit

B_{rad} als die Grundwellenamplitude der Induktion

μ_0 als die Permeabilität des Vakuums

τ_p als die Polteilung

α als die Umfangskoordinate (vgl. [51, 52]).

Weiterhin verursachen zusätzlich zur Grundwelle auch Oberwellen des Luftspaltfeldes radiale Kraftwellen, jedoch mit höherer Periodizität. Auch diese Wellen werden in Form von Schwingungen an das Generatorgehäuse weitergeleitet (vgl. [49, 51, 53]). Theoretisch existiert auch eine Rückwirkung der Kraft durch elastische Verformung auf das magnetische Feld, welche aber vernachlässigbar ist.

Neben den magnetisch hervorgerufenen Kräften können auch Massenkräfte das Generatorgehäuse zu Schwingungen anregen. Als Grund dafür kommt eine Unwucht des Rotors in Betracht. Besonders gravierend fällt dieser Einfluss bei Schildlagermaschinen, bei denen die von der Rotorunwucht herrührenden Fliehkräfte direkt über die Lager und Lagerschilde in das Gehäuse eingeleitet werden, aus. Hierbei ist es nicht möglich, über Eingriffe und Korrekturmaßnahmen am Gehäuse eine Reduktion dieser Schwingungen zu erreichen, ausgenommen an Schwachstellen bei der Fundamentanbindung. Unwuchtschwingungen müssen vielmehr über direkte Eingriffe am Rotor oder am gesamten Strang eliminiert werden. Möglichkeiten der Verbesserung stellen ein Wuchten des Läufers sowie eine Ausrichtkontrolle beziehungsweise -anpassung dar.

Die folgende Abbildung 8 zeigt die turbinenseitige Ansicht eines ABB - Schildlager – Generators, bei dem, wie der Name bereits besagt, das Gleitlager nicht separat aufgebaut ist, sondern direkt in das Gehäuseschild integriert wurde.



Abbildung 8: Schildlagermaschine

3.1.1.1 Messen von Schwingungen

Die Messung der Schwingungen erfolgt mithilfe eines sogenannten Aufnehmers, dessen Aufgabe es ist, die mechanische Schwingung an der Maschine möglichst genau und verlustfrei in elektrische Signale zu überführen. Es kann zwischen zwei Bauformen unterschieden werden, dem elektrodynamischen Schwinggeschwindigkeitsaufnehmer und dem piezoelektrischen Beschleunigungsaufnehmer.

Der elektrodynamische Schwinggeschwindigkeitsaufnehmer besteht aus einem Stabmagneten, dessen Feldlinien sich über einen ringförmigen Luftspalt und ein zylindrisches Gehäuse schließen. Eine in Messrichtung frei schwingende Doppelspule, welche an Membranfedern hängt, ist im Inneren des Luftspalts installiert. Sobald der Aufnehmer Schwingungen ausgesetzt wird, schwingt der Magnet gegen die Spule und durch deren Relativbewegung wird eine Spannung induziert, welche der Schwinggeschwindigkeit gegenüber proportional ist. Die Tatsache, dass die beiden Hälften der Doppelspule gegeneinander geschaltet sind, hat zur Folge, dass sich die durch die Schwingung induzierten Spannungen addieren, während sich die durch eventuell gegebene Streufelder erzeugten Spannungen weitestgehend subtrahieren (vgl. [25]).

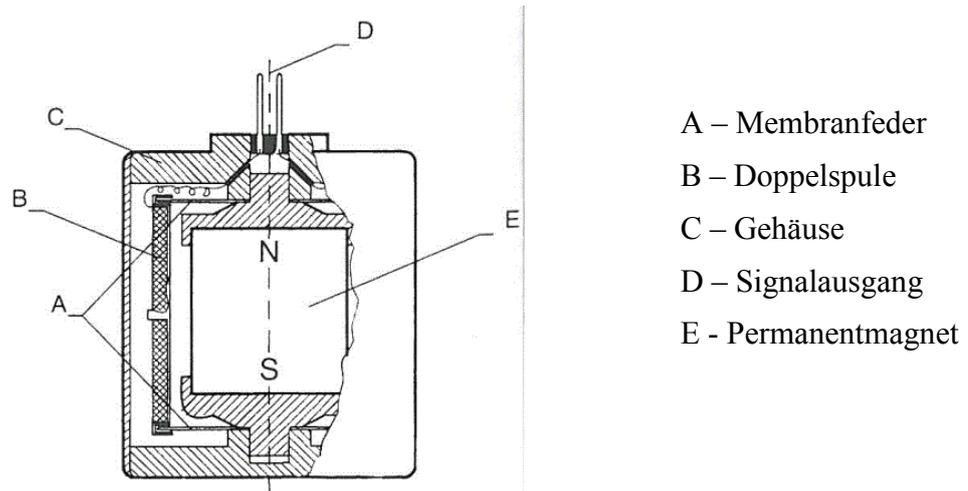


Abbildung 9: Aufbauprinzip eines elektrodynamischen Schwinggeschwindigkeitsaufnehmers [54]

In Abbildung 9 ist der prinzipielle Aufbau eines elektrodynamischen Schwinggeschwindigkeitsaufnehmers gezeigt. Der Messbereich solcher Geber liegt in einem Frequenzbereich von 10 bis 2.000 Hz, wobei sich oberhalb ihrer Eigenfrequenz zwischen 8 Hz und 15 Hz ein weitestgehend linearer Frequenzgang einstellt. Für die Schwingungsmessung bis hinab zu 1 Hz existieren Aufnehmer mit eingebauter Linearisierungsschaltung, wodurch die überwiegende Zahl der Schwingungsmessaufgaben in Kraftwerken abgedeckt werden können. Weitere Vorteile dieser Geber liegen in der vernachlässigbar geringen Temperaturabhängigkeit, der robusten und spritzwassergeschützten Konstruktion, der hohen Schwingbelastbarkeit, der geringen Empfindlichkeit gegenüber Magnetfeldeinstreuungen, der Einsatzmöglichkeit ohne Spannungsversorgung, des Betriebs ohne Nachkalibrierung und der Langlebigkeit - oft bis zu 30 Jahre ohne Ausfall (vgl. [25]).

Die kostengünstigere Variante bilden die piezoelektrischen Beschleunigungsaufnehmer, die bei Schwingungen durch eine elastisch gelagerte träge Masse entweder auf Druck – longitudinaler piezoelektrischer Effekt – oder auf Scherung – transversaler piezoelektrischer Effekt – beansprucht werden (vgl. [25]).

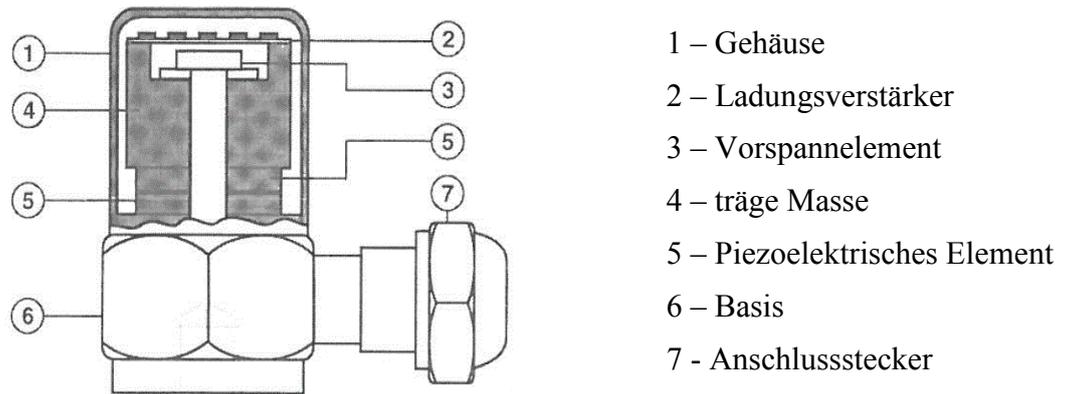


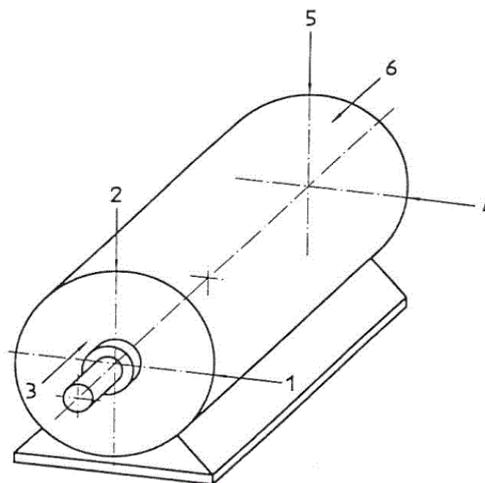
Abbildung 10: Aufbauprinzip eines piezoelektrischen Beschleunigungsaufnehmers [55]

Abbildung 10 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines solchen Gebers, der den longitudinalen Effekt nutzt. Hierbei ist das piezoelektrische Element zwischen einer trägen Masse und der Aufnahmebasis in Messrichtung angeordnet und vorgespannt. Ankommende Schwingungen werden über das als Feder wirkende Piezoelement auf die träge Masse übertragen, die aufgrund ihrer Trägheit Rückstellkräfte ausübt. Diese wiederum führen in der Piezokeramik zur Ausbildung einer elektrischen Ladung, welche in ihrer Höhe proportional zur Schwingbeschleunigung verläuft. Ein elektrischer Ladungsverstärker wandelt die so entstandene elektrische Ladung in eine elektrische Spannung um. Piezoelektrische Beschleunigungsaufnehmer sind nicht nur kostengünstiger als elektrodynamische Schwinggeschwindigkeitsaufnehmer, sondern in der Regel auch kleiner und leichter. Sie sind ebenfalls robust und spritzwassergeschützt aufgebaut, ertragen sehr hohe Schwing- und Stoßbelastungen in Mess- und in Querrichtung, sind weitestgehend unempfindlich gegenüber Magnetfeldeinstreuungen, sind einfach zu montieren und ein Nachkalibrieren ist für gewöhnlich nicht erforderlich. Es wird jedoch für den eingebauten Ladungsverstärker eine Spannungsversorgung gebraucht. Die Geber sind sehr gut für die Messung von hohen Schwingungsfrequenzen geeignet. Für Frequenzen unterhalb von 5 Hz nimmt die Schwingbeschleunigung und damit das Nutzsignal jedoch stark ab, was ihren Einsatz mitunter unbefriedigend macht (vgl. [25]).

3.1.1.2 Messorte und Messrichtungen

Um ein bestmögliches Ergebnis bei der Messung der absoluten Lagerschwingungen zu erhalten, sollte die Aufnahme der Werte direkt an den Lagern oder deren Gehäusen, bei Gleitlagern nahe der Schalen, somit an den Lagerdeckeln, aufgezeichnet werden. Der umlaufende Rotor erzeugt im Betrieb Wechselkräfte. Um das Schwingverhalten an den jeweiligen Messorten möglichst vollständig widerzuspiegeln, sollten die Messungen an drei zueinander senkrecht stehenden Richtungen ausgeführt werden. Dieses Vorgehen ist besonders zur Ursachenermittlung beziehungsweise erstmaligen Ist-Zustandsaufnahme sinnvoll. Speziell zur Online-Überwachung während des Dauerbetriebs kann die Anzahl der Messstellen durchaus reduziert werden. In der betrieblichen Praxis werden üblicherweise Messungen in zwei linear unabhängigen Richtungen zur Detektion umlaufender Schwingungen eingesetzt.

Die folgenden beiden Abbildungen 11 und 12, entnommen aus [56], zeigen die empfohlenen Messstellen zur Schwingungsaufnahme an elektrischen Maschinen im Allgemeinen und an Stehlagern.



Messstellen:

1 und 4 – *horizontale* Aufnahme

2 und 5 – *radiale* Aufnahme

3 und 6 – *axiale* Aufnahme

Abbildung 11: Empfohlene Messorte an elektrischen Maschinen – allgemein [56]

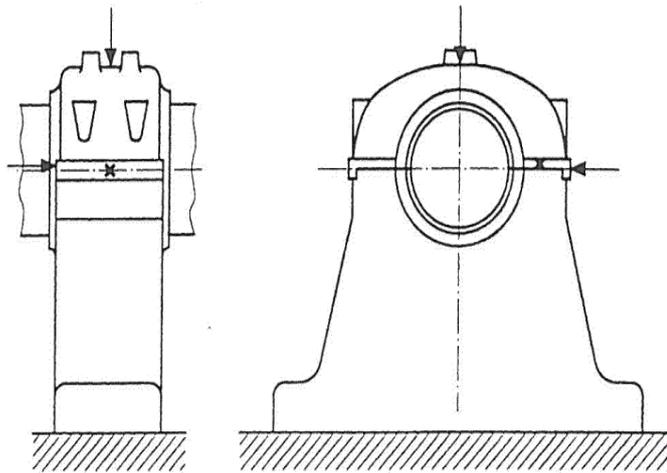


Abbildung 12: Empfohlene Messorte an Stehlagern [56]

Um eine kostengünstige grobe Beurteilung und Überwachung der Schwingungsentwicklung während des Betriebes eines Generators zu erreichen, ist die Reduzierung auf die horizontale oder die vertikale Richtung möglich, wenn die Richtung des größten Ausschlags und der geringsten dynamischen Steifigkeit bekannt ist (vgl. [25, 57]).

3.1.1.3 Wickelkopfschwingungen

Die Ständerwicklung eines jeden Generators ist im Laufe der Betriebszeit einer Reihe von Einflüssen ausgesetzt, deren Summe als Schwingungsstress der Wickelköpfe bezeichnet wird. Die Schwingungen beanspruchen den mechanischen Aufbau des Wickelkopfs und bewirken dadurch primär dessen mechanische Alterung und die der gesamten Ständerwicklung. Speziell die Schwingungsüberwachung im Bereich der Wickelköpfe eines Generators eignet sich als Möglichkeit der Früherkennung für abnormales Schwingungsverhalten, weshalb diese Bereiche zumeist mit einer eigenen Sensorik ausgestattet sind (vgl. [48, 58]).

Schwingungsanregende Kräfte, welche während des Betriebs zu Vibrationen im Generatorwickelkopf führen, können durch einfach drehfrequente Anteile, resultierend aus der Laufunruhe der Welle, übertragen werden. Weiterhin kommen die bereits oben beschriebenen doppelt drehfrequenten Schwingungen des

Blechpakets in Betracht. Thermische Ausdehnungen und axialer Schub, insbesondere bei Laständerungen sowie Start - und Stopp - Vorgängen aufgrund von Temperaturänderungen sowie Dauerbelastungen im Normalbetrieb durch bereits vorhandene Schwingungen stellen weitere das Schwingverhalten des Wickelkopfes maßgeblich beeinflussende mechanische Komponenten dar. Jedoch spielen auch elektrische Einflussgrößen eine beträchtliche Rolle bei der Vibrationsanregung im Generatorwickelkopf. In diesem Zusammenhang sind die elektromagnetischen Kräfte des Ständerstroms zu nennen, die zu den am stärksten anregenden Kräften zählen, da sie direkt im Wickelkopf wirken. Die Frequenz dieser schwingungsanregenden Stromkräfte liegt ebenfalls bei der doppelten Netzfrequenz von 100 Hz. Es wird unterschieden zwischen der Anregung durch den betriebsmäßigen Statorstrom einschließlich Lastwechseln durch veränderten Leistungsbetrieb in Wirk- und Blindleistung und externen zumeist außergewöhnlichen Ereignissen, wie Stoßbelastungen durch netzseitigen Blitzeinschlag, Kurzschlüsse im Blocktransformator, sowohl netz- als auch generatorseitig, Fehlsynchronisationen und das Schalten großer Lasten in den Umspannwerken (vgl. [58]).

Erste Anzeichen einer Überbelastung des Generatorwickelkopfes sind Risse in der Verklebung oder gelockerte Bandagen. Schon kleinste Fehler führen zu einer Erhöhung der Schwingamplitude und einer daraus resultierenden Veränderung der Resonanzfrequenz, da ein Teil der mechanischen Festigkeit verloren geht. Solche Frequenzverschiebungen können im Betrieb zu sogenannten Wickelkopfresonanzen führen, bei denen die Eigenfrequenz der Wickelköpfe mit der Frequenz der anregenden Kräfte übereinstimmt. Schlimmstenfalls kann es zu Schwingungsbrüchen kommen, die den gesamten Wickelkopf zerstören können.

Visuelles Anzeichen derartiger Schädigungen ist das Vorhandensein von Reibstaub im Inneren des Generators. Sollten die Veränderungen unbemerkt bleiben, sind ein weiteres Fortschreiten der Schwingungen und einhergehende weitere Lockerungen im Gefüge die Folge, wodurch die Hochspannungsfestigkeit der Stäbe beschädigt und die Isolierung abgetragen werden kann. Schließlich kann es zu einem Kurzschluss kommen.

Erhöhte Wickelkopfvibrationen können aber auch zu indirekten Schäden an der Peripherie der Wicklung und des Generators führen. Die Folge dieser Überbelastungen sind fast immer lang andauernde und kostspielige Reparaturen. In diese Schadensrubrik fallen beispielsweise:

- sich lösende Muttern, Unterlegscheiben oder Schrauben, welche sodann im Betrieb in die Wicklung gelangen können
- Bruch von Stromdurchführungen und Strombändern
- ansteigende Gehäuseschwingungen
- beschädigte Schalt-, Um- und -Ausleitungen
- Wasserleckagen durch gebrochene Kühlkanäle
- gebrochene Rohrleitungen (vgl. [58]).

3.1.1.4 Auswirkungen von Schwingungen an Gleitlagern

Die Gleitlager des Generators, welche die Laufzapfen der Wellen aufnehmen, machen im Verhältnis zur gesamten Maschine nur einen kleinen und wertmäßig geringen Anteil aus. Gleichwohl haben sie einen großen Einfluss auf das Schwingungs- und Stabilitätsverhalten von Rotoren und somit auf das Betriebsverhalten der gesamten Anlage. Die Zapfen laufen mit Gleitreibung unter Öl. Die Lager fungieren als Schnittstelle zwischen den stehenden Komponenten, wie dem Fundament und den Lagerböcken, sowie dem rotierenden Rotor. Dabei nehmen sie die statischen und dynamischen Belastungen auf, kontrollieren die Lage des Rotors innerhalb der Maschine und sorgen für Steifigkeit und Dämpfung. Insbesondere Ihre Dämpfungseigenschaften machen sie zur überlegenen Lagerungstechnik im Vergleich zu Wälzlagern (vgl. [59]). Des Weiteren sind Gleitlager kostengünstiger als Wälzlager und ihre Baugröße ist nach oben kaum beschränkt. Nachteilig wirkt sich bei Gleitlagern der hohe Verschleiß bei niedriger Drehzahl aus, da noch kein Ölfilm aufgebaut wurde. Dies ist zumeist beim Anfahren des Generators der Fall. Im Betrieb, bei konstanter Drehzahl, ist das Gleitlager deutlich geringerem Verschleiß im Vergleich zum Wälzlager ausgesetzt.

Bereits in der Auslegungs- und Konstruktionsphase können durch die Wahl von geeigneten Gleitlagertypen und -parametern unerwünschte Vibrationseigenschaften vermieden werden. So können sowohl die Lage der kritischen Drehzahl in Verbindung mit Resonanzen, als auch das Dämpfen bei Durchfahren kritischer Drehzahlen aufgrund von geringeren Amplituden sowie die Stabilität im gesamten Last- und Drehzahlbereich positiv beeinflusst werden. Die Gleitlager bieten eine kostengünstige Variante, um mit relativ geringem Aufwand einen enorm großen Einfluss auf das Schwingungsverhalten des Generators auszuüben. Denn selbst die Umstellung auf einen anderen Gleitlagertyp ist einfacher zu realisieren, als beispielsweise konstruktive Maßnahmen am Rotor selbst vorzunehmen (vgl. [25]).

Abbildung 13 zeigt die drei grundsätzlich existierenden Bauformen hydrodynamischer Radialgleitlager in jeweils verschiedenen Ausführungsvarianten, nämlich das Kreiszyylinder-, das Mehrflächen- sowie das Radialkippssegmentlager.

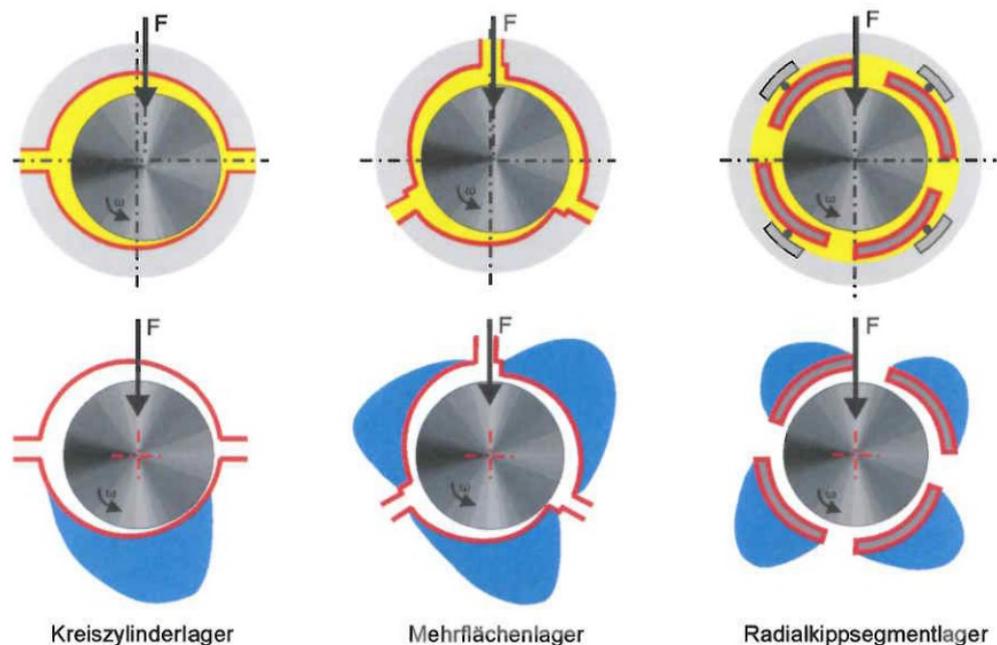


Abbildung 13: prinzipielle Bauformen von Gleitlagern [25]

Das *Kreiszyylinderlager* mit einer zylindrischen Bohrung und mit zwei Öltaschen bietet eine sehr hohe Tragfähigkeit. Es handelt sich dabei um die kostengünstigste Variante. Das sogenannte *Zweikeillager*, in der betrieblichen Praxis meist

als Zitronenlager bekannt, hat sich in den vergangenen Jahrzehnten als Standardlager für Kraftwerksturbosätze etabliert. Der Öldruck im Gleitraum, der in solchen hydrodynamischen Radialgleitlagern entsteht, wird durch die blauen Flächen in den unteren drei Darstellungen in Abbildung 13 qualitativ veranschaulicht. Die unter Radiallast rotierende Welle nimmt eine exzentrische Position ein und es bildet sich ein sogenannter Schmierkeil. Die Zapfenoberfläche führt das an ihr haftende Öl mit und presst es in den Keilspalt. Mit steigender Gleitgeschwindigkeit vergrößert sich der Druck, bis es zur Anhebung des Zapfens kommt, der sodann auf dem gebildeten Schmierfilm schwimmt. Der Raum zwischen Lagerbuchse und Zapfen ist mit Schmieröl gefüllt, das während des Betriebs permanent nachfließen muss (vgl. [59]).

Eine kostenintensivere Bauform des Gleitlagers ist das *Mehrflächenlager*, bestehend aus zwei bis vier kreiszylindrischen Teilscheiben, deren Krümmungsmittelpunkt nicht mit dem Bohrungsmittelpunkt des gesamten Lagers zusammenfällt. Auch bei höheren Drehzahlen liegt die Stabilitätsgrenze dieser Lager höher als bei den Kreislagern und die Welle läuft zentrierter, da sich mehrere Druckberge ausbilden. In Abbildung 13 in der unteren mittleren Zeichnung ist dieser Sachverhalt exemplarisch für ein dreiteiliges Mehrflächenlager dargestellt. Deshalb eignet sich diese Lagerbauform besonders für leichtere und schnell drehende Rotoren, wie beispielsweise Turbinenwellen (vgl. [25, 59]).

Die kostenintensivste Bauform mit dem größten Fertigungs- und Montageaufwand ist die der *Radialkippssegmentlager*. Die einzeln beweglichen Segmente stellen sich entsprechend den Betriebsbedingungen selbst ein. Der Mittelpunkt der drei bis fünf Zylindersegmente befindet sich wie bei den Mehrflächenlagern exzentrisch zur Lagermitte. Diese Lager verfügen sowohl über eine hohe Stabilitätsgrenze, als auch über eine hohe Tragfähigkeit. Exemplarisch ist dieser Aufbau in den beiden Darstellungen auf der rechten Seite der Abbildung 13 zu erkennen (vgl. [59]).

Die Auswertung der Gleitlagerschwingungen stellt in der Praxis ein sehr wichtiges Diagnoseverfahren zur Entscheidung ob ein Generator weiter betrieben werden kann, oder ob sein Zustand verbesserungsbedürftig ist, dar.

Bei einer solchen Analyse des Gleitlagerschwingverhaltens wird die Reaktion der zu prüfenden Maschine auf Schwingungsanregungen festgestellt. Zu diesen Einwirkungen zählen:

- Schwingungen und Kräfte, die von außen einwirken, beispielsweise von benachbarten Maschinen oder dem Getriebe
- Schwingungen und Kräfte, die im Generator selbst entstehen, wie Unwuchten, Folgen von Fehlausrichtungen, Verschleiß von Lagern (vgl. [25, 59, 60]).

3.1.1.5 Modalanalyse – der „Bump-Test“

Bauteile können mithilfe der Modalanalyse, des in der Praxis sogenannten „Bump-Tests“, auf ihre strukturdynamischen Eigenschaften, wie Frequenz, Dämpfung und Schwingform untersucht sowie abgebildet werden. Die Bezeichnung „Bump-Tests“ rührt daher, dass das Testobjekt mittels eines Impulshammers eine Anregung, mathematisch einen Dirac-Stoß, erfährt. Die Analyse dient dazu, Schwachstellen und verbesserungswürdige Punkte in der Struktur des Bauteils zu lokalisieren. Für geplante Modifikationen an Bauteilen stellt sie die Grundlage für die Bewertung des Ist-Zustands dar und bestätigt im Idealfall nach erfolgtem Umbau die Güte der durchgeführten Verbesserungsarbeiten.

Durch entsprechende Simulationen findet eine Vorausberechnung der Systemantwort auf eine Krafteinwirkung statt. Nähert sich die Frequenz der Resonanzfrequenz des Systems, so verstärkt sich die Antwort zunehmend, und sie erreicht ihr Maximum, wenn die Anregungsfrequenz genau mit der Resonanzfrequenz zusammenfällt (vgl. [61]).

Bei der Untersuchung von Wickelköpfen wird die Anregung der Bauteile in der Regel mithilfe eines Modalhammers an zwei Stellen erzeugt. Dabei werden die gedachten Positionen eines Ziffernblattes, in Richtung „6 Uhr“ und „7:30 Uhr“, also um 45° versetzt, herangezogen. Bei einer zweipoligen Maschine werden auf diese Weise alle vier Knoten angeregt, für einen vierpoligen Generator müsste die zweite Anregung um $22,5^\circ$ versetzt erfolgen (vgl. [62, 63]).



Abbildung 14: 4 Knoten-Modell für einen zweipoligen Generator [62]

Abbildung 14 stellt die globalen Schwingungsarten, wie sie typischerweise für einen zweipoligen Generator (4-Knoten) auftreten, dar. Das Modell zeigt eine Statorwicklung mit idealisierter Kegelform, die sich während des Betriebs mit den markierten Knotenpositionen verformt.

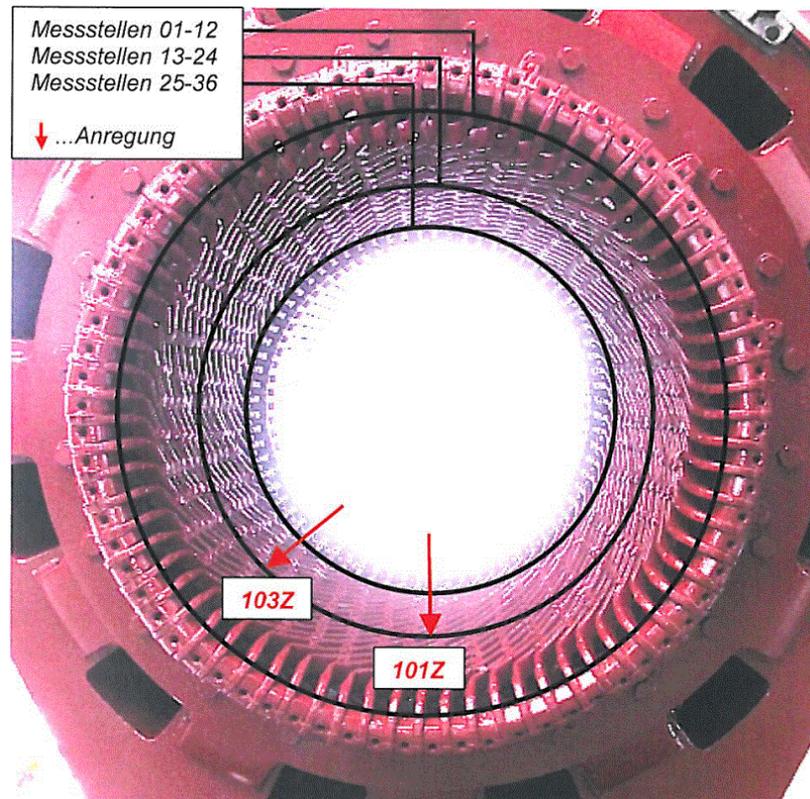


Abbildung 15: Messstellen und Anregungspunkte für den "Bump-Test"

Die vorstehende Abbildung 15 zeigt zum einen diese beiden Stellen für die Impulsanregung und zum anderen die beispielhafte Anordnung der entsprechenden Messstellen, hier an einem turbinenseitigen Wickelkopf eines Generatorstators mit der Scheinleistung von 31,25 MVA. Zur Bestimmung der Eigenfrequenzen

und -formen wurden bei diesem Test jeweils 36 Messstellen pro Wickelkopf eingerichtet, um die Aufzeichnung der Beschleunigungsantwortsignale in alle drei Raumrichtungen aufzeichnen zu können.

Insbesondere bei Statorneuwicklungen findet das Testverfahren Anwendung, um die Beschaffenheit der Wickelköpfe eines Generatorständers zu untersuchen und um sicherzustellen, dass die Eigenschwingungen der neu gefertigten Generatorwickelköpfe möglichst weit von der Resonanzfrequenz von 100 Hz und deren Vielfachen entfernt liegt. So wird der „Bump - Test“ vor Beginn der Wicklungsdemontage durchgeführt, um die Ausgangssituation, in der sich das System befindet, zu dokumentieren und um Schwachstellen zu detektieren. Nur durch einen Vergleich der gewonnenen Daten vor und nach der Neuwicklung kann eine Aussage über eine Verbesserung der Schwingeeigenschaften, der Nachgiebigkeit der Wickelköpfe sowie über einen bedenkenlosen Wiedereinsatz des Generators getroffen werden.

3.1.2 Temperaturanalyse

Fehler und Schäden an den Betriebsmitteln äußern sich zumeist durch lokale Temperaturerhöhungen, weshalb eine entsprechende Überwachung zum frühzeitigen Detektieren beiträgt. Die Temperatur fungiert sowohl während des Betriebes, als auch bei Wartungsarbeiten als Qualitätsmerkmal für den Zustand des Generators und dessen Anbauteile.

Die jeweilige Temperatur an den unterschiedlichen Generatorbauteilen, wie beispielsweise den Gleitlagern, dem Nutgrund und den verschiedenen Kühlmedien, kann mit Thermometern überwacht werden. Der entsprechende Einsatz hängt nicht zuletzt von der Art der Anzeige ab. Es existiert die Möglichkeit der direkten Anzeige, der zentralen Anzeige und Überwachung sowie des Anschlusses an dafür vorgesehene Aufzeichnungsgeräte.

Bei den in dieser Arbeit untersuchten Generatoren wurden zu diesem Zweck vornehmlich Pt 100 – Thermogeber verwendet. Dabei handelt es sich um Tempe-

raturfühler aus Platin, welche auf der Widerstandsänderung dieses chemischen Elements unter Temperatureinfluss basiert. Jeder Fühler hat eine eindeutige Widerstandskennlinie und der Pt 100 zeichnet sich dadurch aus, bei einer Temperatur von 0 °C genau über einen Nennwiderstand von 100 Ohm zu verfügen ($R_0 = 100 \Omega$). Diesem Charakteristikum verdankt der Pt 100 seinen Namen. Einsetzbar sind derartige Geber für Messungen im Bereich von -200 °C bis 850 °C. Sie verfügen über eine höhere Ausfallrate als Thermoelemente, letztere sind jedoch empfindlicher gegen elektromagnetische Störungen (vgl. [64]).

Die für Pt 100 charakteristischen Widerstandsänderungen entsprechend den anliegenden Temperaturen sind in [65] dokumentiert.

Die Temperaturmessung mit den Pt 100 – Gebern basiert auf dem Prinzip des Spannungsabfalls. Um Messfehler durch Eigenerwärmung des Sensors zu minimieren, wird dem Fühler ein konstanter Messstrom, typischerweise in Höhe von nur einigen Milliampere, zugeführt. Erfolgt eine Temperaturänderung, so verhält sich die Spannungsänderung (dU) annähernd proportional zur Widerstandsänderung (dR) des Pt 100 (vgl. [64]).



Abbildung 16: Pt 100 Temperaturfühler für einen 500 MW - Stator (Elektrosila)

Abbildung 16 zeigt einen Pt 100, der bereits vor dem Einbau unter beziehungsweise über die Statorwicklung eines mittels Wasserstoff gekühlten 500 MW – Generators in einen dafür vorbereiteten Streifen Zwischenisolation aus Hartgewebe eingeklebt wurde. Der abgebildete Geber ist in einer sogenannten Dreileiterauslegung ausgeführt. Bei dieser Schaltung können eventuell auftretende Messabweichungen durch die Widerstände der Anschlussdrähte, also Leiterwiderstände, mithilfe einer getrennten Stromzufuhr gemessen und kompensiert werden. Allein für die Nuttempe-

raturüberwachung der von 1975 bis 1987 in Leningrad gebauten 500 MW – Elektrosila – Statoren, wurden 64 der abgebildeten Pt 100 - Geber pro Maschine verbaut. Des Weiteren wurden 48 Thermosensoren, für jede Nut jeweils ein Geber, in die Deionatausleitungen eingebaut. So kann während des Betriebs die Austrittstemperatur der Kühlflüssigkeit, welche zur Kühlung durch die Wicklungsstäbe fließt, gemessen werden.

Die jeweiligen Kennlinienwerte von verschiedensten Thermosensoren und eine Abbildung der Deionatsensoren sind im Anhang dieser Arbeit dargestellt.

3.1.3 Eindringprüfung

Das Eindringverfahren, zumeist Farbeindringprüfung genannt, ist eine zerstörungsfreie Material- oder Werkstoffprüfung und dient dem Nachweis von Oberflächenfehlern in Schweißnähten und Schmiede- und Gusswerkstücken, wie beispielsweise Rotorkappen, Gleitlagerschalen, Bohrungen und Schrumpfsitzen auf dem Rotorballen.

In [66], welche sich mit der Durchführung von zerstörungsfreien Prüfungen und dem Eindringverfahren befasst, werden sogenannte Prüfmittelsysteme, bestehend aus Eindringmittel, Zwischenreiniger und Entwickler, definiert. In Abhängigkeit vom zu prüfenden Werkstück, beispielsweise einer Gleitlagerschale, bestehen die einzelnen Systeme aus einem fluoreszierenden Eindringmittel, einem lösungsmittelhaltigen Zwischenreiniger und einem Trockenentwickler. Dabei müssen die Prüfmittel derart beschaffen sein, dass es nicht zu korrosiven Schädigungen an den zu prüfenden Teilen kommen kann.

Zu Beginn der Prüfung muss das Werkstück von Verunreinigungen, wie Farbe, Fett, Öl, Schmutz, Zunder oder Rost rückstandslos befreit werden. Sodann sollte eine Trocknung des Prüflings erfolgen. Das Eindringmittel kann durch Streichen, Sprühen oder Tauchen aufgebracht werden. In der Regel sollte die Eindringdauer über einen Zeitraum von 15 Minuten erfolgen, wobei das Eindringmittel nicht antrocknen darf. Das Werkstück darf während der Prüfung eine Oberflächentemperatur von 5 – 50 °C haben. Das überschüssige Eindringmaterial wird sodann abgespült oder abgesprüht, wobei darauf zu achten ist, dass der Sprühdruk nicht höher

als 3 bar liegt, weil bei höherem Druck das in eventuell vorliegende Risse beziehungsweise Schadstellen eingedrungene Prüfmittel mit ausgewaschen würde. Bei der Benutzung von entflammenden Eindringmitteln wird das überschüssige Mittel soweit wie möglich mit trockenen Tüchern vom Werkstück abgewischt und im Anschluss mit lösungsmittelhaltigen Tüchern oder Saugpapier bearbeitet. Nach der Zwischenreinigung muss die Oberfläche möglichst zeitnah getrocknet werden. Bei der Verwendung von Lösungsmitteln für die Reinigung erfolgt eine Trocknung zu- meist durch Verdunstung bei Raumtemperatur. Jedoch sollte dann eine Trocknungs- dauer von circa 10 Minuten eingehalten werden. Nicht länger als 60 Minuten nach der Trocknungsphase muss der Entwickler durch Tauchen oder Sprühen gleichmäßig und dünn auf die Oberfläche aufgebracht werden. Die Entwicklungs- dauer sollte wenigstens 30 Minuten andauern. Die Inspektion und Auswertung erfolgt im Anschluss durch eine Sichtprüfung (vgl. [67]). Sollten Risse oder andere Oberflächenschäden vorliegen tritt das rötliche Eindringmittel aus, wie auf der fol- genden Abbildung 17 zu erkennen ist.



Abbildung 17: Gleitlager - Oberlagerschale mit Anzeige bei der Farbeindringprüfung

Bei der Verwendung von fluoreszierenden Eindringmitteln wird die Prüffläche mit UV-Licht mit einer Bestrahlungsstärke von mindestens $1000 \mu\text{W}/\text{m}^2$ beleuchtet. Andernfalls muss eine Beleuchtungsstärke von wenigstens 500 Lx für die Sichtprüfung vorliegen (vgl. [66, 67]).

3.1.4 Geräusche

Elektrische Maschinen erzeugen sowohl elektromagnetische als auch mechanische Geräusche. Beide resultieren aus Kräften, die mit hörbaren Frequenzen oszillieren, die von dem Gehäuse auf die umgebende Luft übertragen werden. Mechanische Geräusche entstehen durch Biegeschwingungen der Welle sowie durch Lager- und Luftwiderstand. Elektromagnetisches Rauschen wird durch Kraftwellen verursacht, die sich aufgrund von Magnetfeldern im Luftspalt drehen. Dazu gehören Grundwelle, Oberwellen und Oberschwingungen von induzierten Wellen (vgl. [52, 68]).

3.1.5 Sonstige Diagnoseuntersuchungen

Darüber hinaus existieren noch eine Reihe zusätzlicher, zumeist visueller Diagnoseuntersuchungen, welche je nach Revisionsumfang zur Bestandsaufnahme und Befundung in der Praxis durchgeführt werden.

So werden Dichtungen, Abstreifer, Fundamentbolzen, Kühler, Schleifringe, Kupplungsflansche, Wuchtgewichte, Fundamentanker, Blechpaket, Gehäuse, Nutverkeilung, Wickelkopfabstützungen, Erdungsbürsten, Bürstenapparate und -halter sowie die Gleitlager des Generators auf Alterung, Verschleiß, Lockerung und Schäden untersucht. Solche „Sichtprüfungen“ können jedoch nur bei stillstehender Maschine im demontierten Zustand während einer entsprechenden Revision durchgeführt werden.

Wurden früher Haarlineale, Fühlerlehren sowie Messuhren zur Ermittlung von Winkel- und Parallelversatz bei der Wellenausrichtung verwendet, kommen heutzutage vornehmlich laseroptische Messgeräte zum Einsatz, mithilfe derer die einzelnen Maschinenkomponenten auf wenige hundertstel Millimeter genau zueinander ausgerichtet werden können.

3.2 Elektrotechnische Verfahren

In diesem Abschnitt werden die in der Praxis üblichen elektrotechnischen Diagnoseprüfungen vorgestellt:

3.2.1 Isolationswiderstandsmessung

Bei dem Isolationswiderstand (R_{iso}) handelt es sich um den ohmschen Widerstandsanteil zwischen elektrischen Leitern untereinander, beziehungsweise den einzelnen Leitern gegenüber dem Erdpotential. Die Tatsache, dass es keinen idealen beziehungsweise absoluten Isolator gibt, ist der Grund, warum auch jede Isolierung einen ohmschen Widerstand ausbildet.

Um elektrische Anlagen sicher betreiben zu können, müssen diese bestimmte Isolationseigenschaften aufweisen. Der Wert dieses Widerstands kann dabei sehr hoch ausfallen.

Die R_{iso} - Messung zählt zu den zerstörungsfreien Prüfungen. Mithilfe eines entsprechenden Mess- und Prüfgeräts werden die Messungen mit Gleichstrom durchgeführt. Gemäß [69], die sich mit der Durchführungsempfehlung für Isolationswiderstandsmessungen befasst, sollten bei rotierenden Maschinen je nach Betriebsspannung folgende Prüfspannungen zur Durchführung der R_{iso} – Messung verwendet werden:

Betriebsspannung	DC – Prüfspannung
24 bis 50 V	50 bis 100 V DC
50 bis 100 V	100 bis 250 V DC
100 bis 240 V	250 bis 500 V DC
240 bis 550 V	500 bis 1000 V DC
2400 V	1000 bis 2500 V DC
4100 V	1000 bis 5000 V DC
5000 bis 12000 V	2500 bis 5000 V DC
>12000 V	5000 bis 10000 V DC

Abbildung 18: empfohlene Prüfspannungen (vgl. [69, 70])

Dabei sollte der Mindestisolationswiderstandswert einer kompletten Wicklung bei einer Basistemperatur von 40 °C gemäß [36] bei einer Prüfspannung von beispielsweise 5000 V einen Wert von 100 M Ohm betragen. Für Isolationswiderstandsmessungen mit 1000 V oder 500 V werden Mindestwerte von 1 M Ohm beziehungsweise 0,5 M Ohm erwartet (vgl. [71]). Der so ermittelte Widerstand stellt ein Maß für die Güte der Isolation dar und dient der Überwachung der Alterung des Isolationswerkstoffs. Mit der reinen R_{iso} – Messung sind jedoch in der Regel nur starke Verunreinigungen oder schwerwiegende Defekte aufzudecken (vgl. [70, 72]). Plötzliche und starke Änderungen des Isolationswiderstandes, die ohne bekannte äußere Beeinflussungen auftreten, stellen zumeist ein Anzeichen für Isolationsprobleme an der elektrischen Anlage dar (vgl. [73]).

Das Prinzip der Messung des Isolationswiderstandes beruht auf dem ohmschen Gesetz. Der Isolationswiderstand von Rotor- und Statorwicklungen ist in erster Linie von dem installierten Isoliersystem, der Generatorgröße und den Oberflächenverhältnissen abhängig. Eine weitere Anzahl von Faktoren kann auf die daraus resultierende Höhe des Widerstandswertes Einfluss nehmen, wie beispielsweise die vorherrschende Feuchtigkeit oder Temperatur. Dabei beeinflusst die relative Luftfeuchtigkeit am Ort der Messung die Oberflächenleitung auf dem Isolator sehr stark. Bei einer Temperaturerhöhung um 10°C ist nahezu mit einer Halbierung des Isolationswiderstandes zu rechnen und umgekehrt verdoppelt sich der Wert des R_{iso} bei einer Temperaturabsenkung von 10°C. Da es nur in den seltensten Fällen möglich sein wird, bei immer gleicher Temperatur zu messen, sollte der gemessene Wert stets auf dieselbe Referenztemperatur von 40°C ($R_{iso(40)}$) umgerechnet werden, um die Ergebnisse vergleichbar zu machen (vgl. [36, 72]). Der Korrekturfaktor K_T berechnet sich wie folgt:

$$K_T = 0,5 \cdot \frac{40-T}{X} \quad (7)$$

mit

40 Basistemperatur [°C]

T Wicklungstemperatur [°C]

X Anstiegsparameter für ein Isoliersystem [K]

Durch Multiplikation des Korrekturfaktors K_T mit dem Widerstandswerte bei vorliegender Temperatur R_T ergibt sich der korrigierte Isolationswiderstand R_C (vgl. [36]).

$$R_C = R_T \cdot K_T \quad (8)$$

In [36] wird empfohlen den R_{iso} innerhalb des zu erwartenden Bereichs zu messen und die Ergebnisse in einem halblogarithmischen Maßstab darzustellen, um durch exponentielle Annäherung den Anstiegsparameter X ableiten zu können.

Durch eine Auswertung der zeitlichen Entwicklung des Isolationswiderstandes während einer Messung mit anliegender Prüfspannung lassen sich Rückschlüsse auf die Isolationsqualität ziehen. Bei diesem Messverfahren werden die Messwerte zu verschiedenen Zeitpunkten, beispielsweise 15 Sekunden, eine Minute und zehn Minuten, ausgewertet. Wenn sich die Temperatur des Prüfobjekts bei der Durchführung der Messung nicht sehr stark ändert, entfällt hierbei die Umrechnung auf eine Referenztemperatur zur besseren Vergleichbarkeit der Messergebnisse.

Der im Rahmen der R_{iso} – Messung durch den Isolationskörper fließende Gesamtstrom besteht aus drei Komponenten:

- Der *kapazitive Ladestrom* fließt bis zum Aufladen der Kapazität der Isolation bis auf die angelegte Prüfspannung und fällt bereits nach wenigen Sekunden auf einen Wert nahe Null.
- Der dielektrische *Absorptionsstrom* fällt wesentlich langsamer als der kapazitive Ladestrom und nähert sich dem Wert Null erst nach einigen Minuten. Durch ihn werden die Moleküle des Dielektrikums des Isolationsmaterials entsprechend dem angelegten elektrischen Prüffeld umorientiert.
- Der *Leck- bzw. Ableitstrom* ist der durch den Isolator fließende Strom, der nach Abklingen des Absorptionsstroms einen nahezu konstanten Wert annimmt (vgl. [73]).

Als ein weiteres Bewertungskriterium der Isolationsgüte im Zusammenhang mit der R_{iso} – Messung über die Zeit bietet sich die Bestimmung des Polarisationsindex (PI) als weitere Variante zur Beurteilung an. Dazu werden jeweils nach einer Minute und nach zehn Minuten nach dem Anlegen der Prüfspannung die Isolationswiderstände aufgenommen. Der Polarisationsindex ist eine einheitslose Größe, die sich aus dem Quotienten dieser beiden Isolationswiderstandswerte ergibt.

$$PI = \frac{R_{ISO} \text{ nach 10 Minuten}}{R_{ISO} \text{ nach 1 Minute}} \quad (9)$$

Besser als nur eine einzige Isolationswiderstandsmessung kann der PI die Veränderung des R_{iso} zwischen zwei bestimmten Zeitpunkten beschreiben. Hohlräume, die sich durch mangelhafte Imprägnierung oder Wärmealterung ausgebildet haben können hiermit nicht festgestellt werden. Stattdessen kann der PI -Wert Aufschluss über durch die Wicklung absorbierte Feuchtigkeit und/oder Verunreinigungen auf der Wicklungsoberfläche geben. Weiterhin stellt sich der PI als relativ temperaturunabhängig dar (vgl. [36]).

In [69] wird für Prüflinge mit den Isolierklassen B, F und H ein Mindestwert des Polarisationsindex von 2,0 empfohlen. Demnach deutet ein Wert von über 4,0 auf eine sehr gute Isolierung hin, während für Werte unter 2,0 davon ausgegangen werden muss, dass ein Isolationsproblem vorliegt.

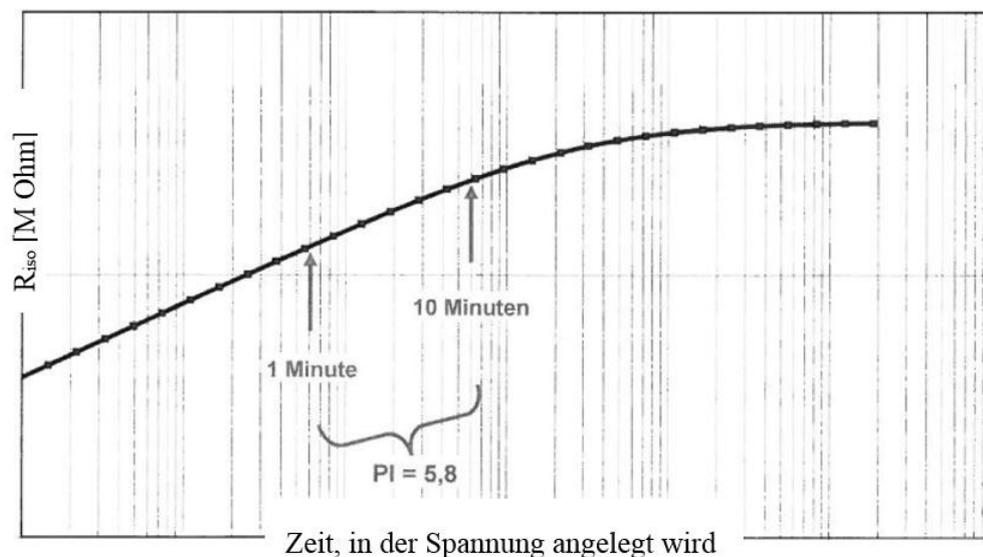


Abbildung 19: R_{iso} in Abhängigkeit der Zeit bei trockener und sauberer Isolierung [36]

Die vorstehende Abbildung 19 zeigt beispielhaft den qualitativen Verlauf einer Isolationswiderstandskurve über die Zeit bei einer trockenen und sauberen Wicklungs-isolation. Als Quotient der beiden Messwerte bei 10 und bei einer Minute ergibt sich ein *PI*-Wert von 5,8, der den trockenen und sauberen Zustand belegt. Bei einer feuchten und/oder verschmutzten Wicklungs-isolation würde der Verlauf der Kurve entsprechend flacher und der *PI*-Wert folglich geringer ausfallen.

Eine weitere Bewertungsmöglichkeit der Isolationsgüte von elektrischen Betriebsmitteln stellt die Ermittlung des dielektrischen Absorptionsverhältnisses (*DAR*) dar. Dabei handelt es sich ebenfalls um eine einheitslose Größe, die sich aus dem Quotienten der Isolationswiderstandsmesswerte nach 60 und nach 30 Sekunden ergibt.

$$DAR = \frac{R_{ISO} \text{ nach 60 Sekunden}}{R_{ISO} \text{ nach 30 Sekunden}} \quad (10)$$

Die resultierenden Ergebnisse sind so zu interpretieren, dass *DAR*-Werte unter 1,25 auf eine schlechte Isolation hindeuten, dass Werte von 1,25 bis 1,6 ein befriedigendes Ergebnis darstellen und dass Werte, die darüber hinausgehen, auf einen hervorragenden Zustand der Isolation hindeuten (vgl. [73]).

Der Isolationswiderstand wird jedoch nicht ausschließlich im Zusammenhang mit der Wicklungsdiagnose zur Beurteilung der Wicklungs-isolierung gemessen, sondern regelmäßig auch vor der Inbetriebnahme eines Generators nach längerem Stillstand sowie vor und nach der Durchführung von Hochspannungsprüfungen.

Wird der minimale Isolationswiderstand bei einer Messung nicht erreicht, muss dieses Ergebnis jedoch nicht sofort auf einen Schaden der Isolierung hinweisen. Die Isolierung kann in einem solchen Fall beispielsweise verschmutzt sein oder Feuchtigkeit gezogen haben. In den meisten Fällen ist eine Reinigung der betroffenen Isolationsbereiche oder eine Trocknung bei erhöhten Temperaturen ausreichend, um bei einer Wiederholungsmessung ein verbessertes Ergebnis zu erhalten. Jedoch sollte zwingend vor einer Wiederinbetriebnahme oder der Durchführung einer Hochspannungsprüfung die Ursache geprüft und beseitigt werden.

Aufgrund von Beanspruchungen und Umwelteinflüssen während des Betriebes lässt die Qualität der Isolierwerkstoffe über die Jahre nach. Durch den damit verbundenen Verlust des hohen elektrischen Widerstandes kann es zur Ausbildung von Leck- oder Fehlerströmen kommen, die sowohl Elektrounfälle, als auch Schäden am Generator zur Folge haben können. Letztgenanntes kann zu kostspieligen Reparaturen und Produktionsausfällen führen. Deshalb empfiehlt es sich, die Durchführung von Isolationswiderstandsmessungen nicht nur bei der Inbetriebnahme neuer Maschinen, sondern auch zum Zwecke der Isolationskontrolle in regelmäßigen Abständen zu wiederholen.

3.2.2 Teilentladung und Verlustfaktor

Wie in Kapitel 2.4 bereits erwähnt ist die elektrische Isolierung über ihre gesamte Lebensdauer meist einer Kombination aus thermischen, elektrischen und mechanischen Beanspruchungen ausgesetzt. Hinzu kommen die Umgebungsbedingungen am Betriebsort. Mit zunehmendem Alter der elektrischen Isolierung kann es in weiterer Folge zu einem Versagen der Isolation und somit zum Ausfall der Maschine führen.

Mithilfe von regelmäßig durchgeführten Teilentladungs- und Verlustfaktormessungen kann der Zustand beziehungsweise die Veränderung einer Generatorisolation beurteilt werden, um gegebenenfalls vor Eintritt eines größeren Schadens an der Maschine Reparaturmaßnahmen einleiten zu können (vgl. [74-76]).

3.2.2.1 Teilentladungsmessung

Bei der Teilentladung oder Vorentladung handelt es sich um die plötzlich eintretende Verschiebung von elektrischen Ladungsträgern über einen Teil der Isolierstrecke. Grund für eine solche Verschiebung können lokale Überbeanspruchungen hervorgerufen durch Fehl- oder Schadstellen in der Isolation sein (vgl. [32, 77]). Es kann zu Beschädigungen in der elektrischen Festigkeit der Isolierung kommen, da diese nicht in der Lage ist, der Feldstärke Stand zu halten. Jedoch erstreckt sich die Entladungsstrecke in der Regel lediglich über eine sehr

kurze Distanz und stellt somit noch keinen Durchschlag der gesamten Isolation dar.

Bei einer Beanspruchung des Isoliersystems mit einer Wechselspannung erhöht sich in Abhängigkeit dieser Spannung die lokale elektrische Feldstärke. Teilentladungen in Fehlerstellen der Isolierung treten dabei immer dann auf, wenn diese lokale elektrische Feldstärke die lokale Durchschlagfeldstärke überschreitet. Folglich können während einer Periode der anliegenden Spannung zahlreiche Teilentladungsimpulse auftreten (vgl. [75, 78, 79]).

Je nach Charakter ihrer Entstehung und der Art der Ausbreitung werden unterschiedliche Teilentladungsvarianten unterschieden. Demnach existieren ausschließlich innere und äußere Teilentladungen. Erstere finden in Fehlerstellen innerhalb des Isoliersystems statt. Die äußeren Entladungen ereignen sich außerhalb eines abgeschlossenen Systems, also beispielsweise in Form von Oberflächenentladungen oder zwischen der Stabisolierung und dem geerdeten Blechpaket eines Generators. Die zeitlichen Verläufe der verschiedenen Entladungstypen unterscheiden sich mitunter sehr stark.

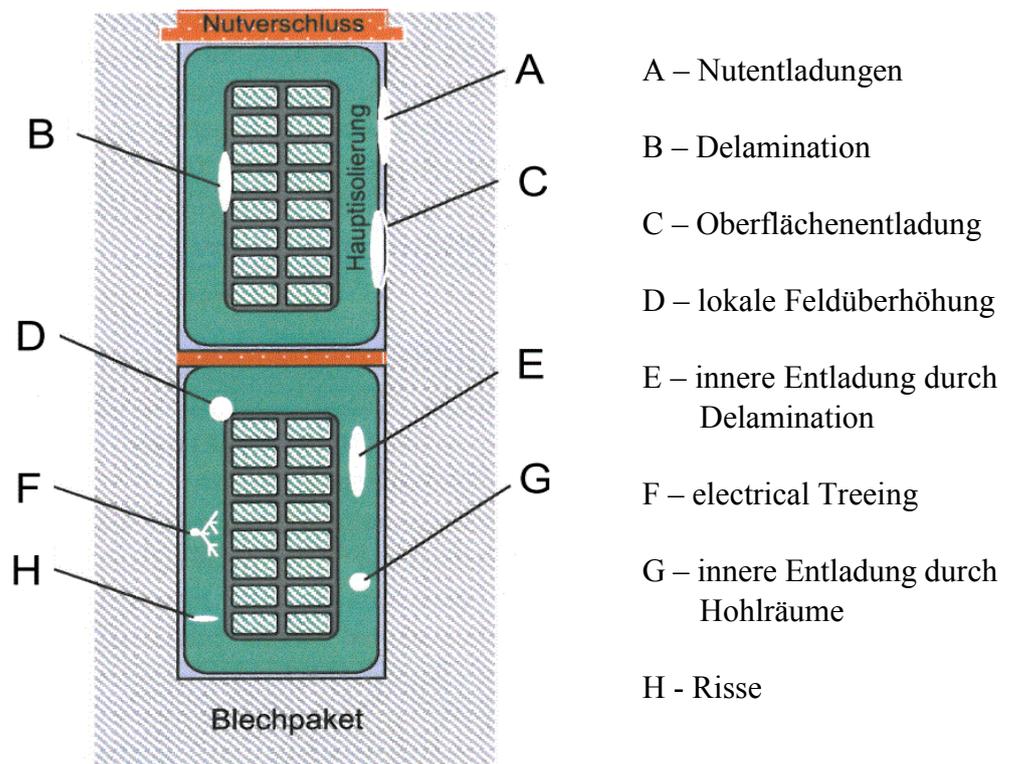


Abbildung 20: typische Teilentladungsquellen [32]

Die vorstehende Abbildung 20 zeigt die typischen Entstehungsorte für Teilentladungen an innerhalb des Statorblechpakets verbauten Wicklungsstäben. Dabei findet die Nutentladung (A) zwischen dem Außenglimmschutz des Stabes und dem Ständerblechpaket, hervorgerufen durch Leitervibrationen und verursacht durch lose Nutverkeilung sowie Verschiebungen des Ständerbleches, statt. An Stellen, an denen der Außenglimmschutz beispielsweise durch Vibrationen zerstört ist, kann es zu Oberflächenentladungen (C) kommen. In dem Fall, dass sich die Isolierung durch häufigen Lastwechsel und damit verbundene unterschiedliche Ausdehnungen von Kupferstab und Hauptisolation vom Leiter ablöst (B), kann es ebenfalls zu Teilentladungserscheinungen kommen. An scharfen Kanten des Kupferstabes können Entladungen aufgrund von resultierenden Feldüberhöhungen auftreten (D). Lösen sich die einzelnen Isolierbänder der Hauptisolation aufgrund von Alterung oder Überhitzung voneinander ab, kann die Folge eine innere Entladung in den so entstandenen Hohlräumen (E) sein. Aber auch fertigungsbedingte Hohlräume im Inneren der Isolation (G) können Ausgangspunkt für Teilentladungen sein, genau wie jede Art von mechanischer Beschädigung (H) an der Isolation (vgl. [32, 80]).

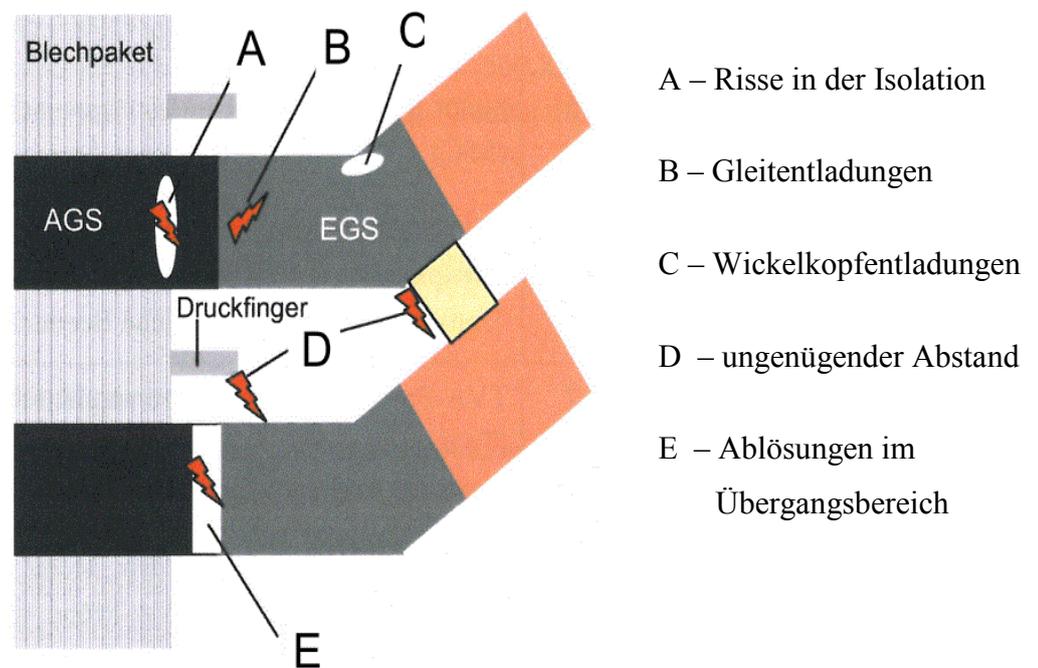


Abbildung 21: weitere Teilentladungsquellen [32]

In Abbildung 21 sind weitere typische Teilentladungsquellen, hier jedoch im Bereich des Nutaustritts, dargestellt. Risse in der Hauptisolation im Nutausgangsbereich (A) oder das Ablösen der Isolation (E) im Übergangsbereich zwischen Außenglimmschutz (AGS) und Endenglimmschutz (EGS) können Ursache für die Teilentladung sein. Eine weitere Quelle kann durch konstruktiv bedingte zu geringe Abstände der Bauteile (D) hervorgerufen werden. Dies kann beispielsweise zwischen Stäben unterschiedlicher Phasen, den Stäben zu Druckfingern des Blechpakets oder zu Abstützelementen des Wickelkopfes der Fall sein. Abschließend sei noch die Wickelkopfentladung durch defekten EGS (C), Verschmutzung der Oberflächen oder Alterung erwähnt.

Eine Teilentladung erzeugt für wenige Nanosekunden einen Stromimpuls, der mit einem Sensor, einem Filter erster Ordnung und einem nachgeschalteten Messgerät gemessen werden kann. Je nach Defekt des Isolationsmaterials können mehrere solcher Stromimpulse mit unterschiedlichen Amplituden zu verschiedenen Zeitpunkten entstehen. Zu deren Visualisierung und Auswertung können sogenannte Muster oder Pattern ausgegeben werden. Hierbei werden die einzelnen Entladungen über eine definierte Messzeit auf der X-Achse nach Phasenlage und auf der Y-Achse nach Amplitude dargestellt. Die dritte Dimension der Darstellung wird in der Regel durch eine farbliche Unterscheidung der Entladungshäufigkeiten in den Teilentladungsmustern integriert (vgl. [25]).

Die Teilentladungsmessung stellt in der betrieblichen Praxis ein wichtiges Diagnosemessverfahren dar, weil die Entladungen an Stellen auftreten, an denen die dielektrischen Eigenschaften des Isoliermaterials inhomogen oder gar geschädigt sind. Die Messung dient somit der frühzeitigen Detektion von Isolierfehlern an den begutachteten Generatoren, die durch thermische, elektrische, mechanische sowie Umgebungsbeanspruchungen während des Betriebs hervorgerufen werden können. Durch die Teilentladungsmessung kann der Nachweis erbracht werden, dass der untersuchte Generator selbst bei vorhandenen Vorentladungen weiterbetrieben werden kann. Weiterhin kann durch regelmäßige Wiederholungsmessungen eine fortschreitende Alterung der Isolationsgüte belegt werden und somit eine Überwachung erfolgen. Die Prüfvorschrift für Teilentladungsmessungen in der Hochspannungstechnik liefert [81] und ergänzend [78], die

sich mit Offline-Teilentladungsmessungen an der Statorwicklungsisolierung drehender elektrischer Maschinen befasst. Verschiedene Messverfahren und umfangreiche Analysen in diesem Zusammenhang stellen [40, 41, 74, 76, 82-84] vor.

Jedoch existieren derzeit noch keine eindeutig normierten Grenzwerte für derartige Messungen des Teilentladungsverhaltens.

3.2.2.2 Verlustfaktormessung

Die Messungen des Verlustfaktors $\tan \delta$ und des Teilentladungsverhaltens zählen im Bereich der dielektrischen Diagnosemessungen zu den wichtigsten Verfahren. Dabei ist der $\tan \delta$ ein Maß für die Verluste innerhalb eines Isoliersystems. Das Delta ist als die Differenz von 90° und dem gemessenen Phasenwinkel bei Wechselspannung definiert. Er wird vornehmlich von den Leitfähigkeitsverlusten und dem wechselnden elektrischen Feld im Dielektrikum, den Polarisationsverlusten, bestimmt. In der Praxis wird der $\tan \delta$ als Messgröße zur Bewertung einer Veränderung innerhalb des untersuchten Isoliersystems verwendet (vgl. [85-88]).

Es können im Dielektrikum, also einem Material geringer spezifischer elektrischer Leitfähigkeit, welches zum Isolieren benutzt werden kann, Hohlräume vorhanden sein. Die freien, nicht für die chemische Bindung genutzten Ladungsträger sind dort faktisch nicht beweglich. Auf Grund der geringeren Durchschlagsfeldstärke in solchen Hohlräumen kommt es dort zuerst zu Durchschlägen, sobald eine kritische Feldstärke überschritten wird, den sogenannten Glimmentladungen. Die Folge sind Verluste durch den entstehenden Lichtbogen. Mit zunehmender Spannung wächst die Intensität der Teilentladung, wodurch der $\tan \delta$ ebenfalls ansteigt (vgl. [89]).

Zu dem $\tan \delta$ - Nachweis wird eine Wechselspannung an die Wicklung des Generators gelegt. Gegenüber dem geerdeten Eisen des Blechpakets wirkt die Ständerwicklung wie eine Kapazität. Das Ziel besteht darin, den Verlustfaktor dieser Kapazität zu bestimmen. Bei idealen Kapazitäten ist der Impedanzwinkel $\varphi = 90^\circ$. Die dielektrischen Verluste spiegeln sich also in einem entsprechenden

Winkel kleiner als 90° wieder. Dabei kann der Verlustfaktor, beispielsweise für die Netzfrequenz von 50 Hz, durch ein Reihen- oder Parallelersatzschaltbild dargestellt werden. Für die Berechnung des Verlustfaktors ergibt sich für eine Reihenschaltung, aus einer verlustfreien Kapazität mit einem Widerstand:

$$\tan \delta = 2\pi f R_R C_R \quad (11)$$

Für die Berechnung des Verlustfaktors anhand einer Parallelschaltung ergibt sich (vgl. [89]):

$$\tan \delta = \frac{1}{2\pi f R_P C_P} \quad (12)$$

Jedoch ist der $\tan \delta$ von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, die das Messergebnis des tatsächlichen Verlustfaktors beeinflussen und verfälschen können. Zu diesen Einflüssen zählen unter anderem:

- Die Art des verbauten Isoliersystems und dessen Oberflächenzustand,
- das Baujahr und die Betriebsdauer des Generators,
- die Höhe der Generatorspannung,
- Feuchtigkeit und Verunreinigung der Wicklung sowie
- Umwelteinflüsse während der Messung, wie die relative Luftfeuchtigkeit und die Umgebungstemperatur (vgl. [38, 88]).

In [90] sind Prüfvorschriften und Grenzwerte für drehende elektrische Maschinen mit Bemessungsspannungen (U_N) von 5 kV bis einschließlich 24 kV geregelt. Bei Raumtemperatur wird der $\tan \delta$ in Abhängigkeit der Generatorspannung in dem Bereich $0,2 U_N$ bis $1,0 U_N$ in den Messintervallen $0,2 U_N$ aufgenommen.

Die folgende Abbildung 22 zeigt beispielhaft die Abhängigkeit des $\tan \delta$ von der relativen Messspannung U/U_N .

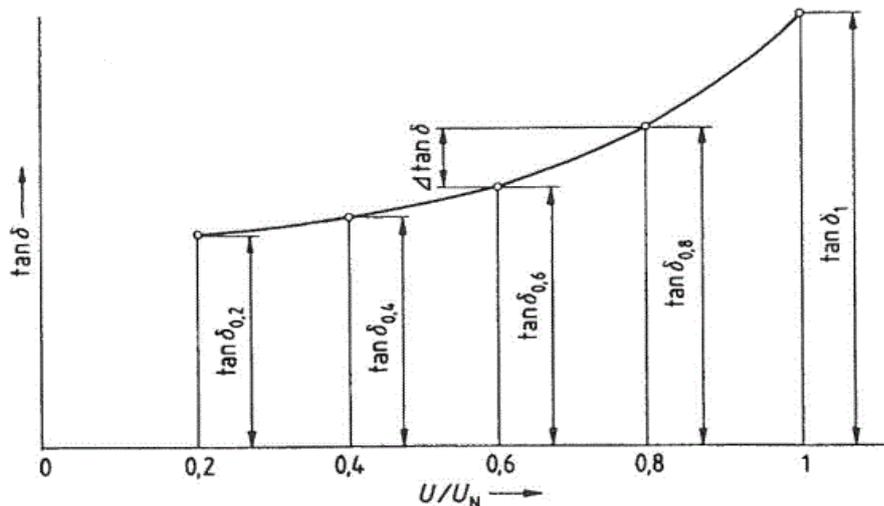


Abbildung 22: Beispielhafte Messreihe für den Verlustfaktor für Nennspannungen von 5 kV bis 24 kV [85]

Die in [85] hinterlegten zulässigen Grenzwerte des Verlustfaktors für Generatoren mit Bemessungsspannungen bis 21 kV sind in der folgenden Abbildung 23 dargestellt. Die Norm befasst sich mit der Messung des dielektrischen Verlustfaktors an der Ständerwicklungsisolierung drehender elektrischer Maschinen und gibt die im Jahr 2016 neu ausgegebenen Werteanpassungen wieder:

Charakteristische Werte gemessen bei Raumtemperatur		
1	Anfangswert Tangens Delta bei $0,2 U_N$ – $\tan \delta_{0,2}$	20×10^{-3}
2	Delta Tangens Delta je $0,2 U_N$ bis zu U_N – $\Delta \tan \delta_{0,2 U_N}$	5×10^{-3}
3	Tangens Delta Zunahme zwischen $0,6 U_N$ und $0,2 U_N$ – $(\tan \delta_{0,6} - \tan \delta_{0,2})$	5×10^{-3}

Abbildung 23: zulässige Werte für die Verlustfaktor-Messung bis 21 kV [85]

Die $\tan \delta$ - Prüfung gilt als bestanden, wenn die hier angegebenen Werte für den Verlustfaktor nicht überschritten werden. Für die mittlere Verlustfaktorzunahme ($1/2 (\tan \delta_{0,6} - \tan \delta_{0,2})$) ist der Wertebereich derart gewählt, dass im Betrieb des Generators nur unschädliche Teilentladungen innerhalb der Isolierung auftreten. Der Geltungsbereich der Norm erstreckt sich nicht auf Maschinen mit Bemessungsspannungen unterhalb der 5 kV, da die Teilentladungen an mit üblicher Isolierung ausgeführten Generatoren kaum ins Gewicht fallen, so dass auf die Erfassung des $\tan \delta$ verzichtet werden kann. Für Bemessungsspannungen von über 21 kV können Grenzwerte individuell vereinbart werden. Dies gilt auch für

die Prüfung von im Stator ausgehärteten Wicklungen nach global-VPI (vgl. [85]).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass ein kleiner Wert für den Verlustfaktor auch geringere dielektrische Verluste innerhalb des Isoliersystems bedeuten. Wünschenswert ist ein flacher Verlauf mit möglichst geringer Steigung der $\tan \delta (U)$ – Kurve.

3.2.3 Windungsschlussmessung (RSO-Messung)

Die dieser Analyse zugrundeliegende Windungsschlussmessung bezieht sich nur auf die Untersuchung von Rotorwicklungen, ist aber grundsätzlich auch zur Detektion von Windungsschlüssen an Statorwicklungen (Surge-Test) anwendbar.

Bei der Windungsschlussmessung wird überprüft, ob die gegeneinander isolierten Windungen einer Wicklung elektrisch verbunden sind. Dem gegenüber steht der Wicklungsschluss, der durch einen Isolationsfehler und die dadurch resultierende Verbindung von verschiedenen Wicklungen zueinander innerhalb der elektrischen Maschine hervorgerufen wird.

Im Allgemeinen können die Folgen eines Windungsschlusses eine Leistungsmin- derung des Generators mit sich bringen, selbst wenn nur ein geringer Teil der Wick- lung betroffen ist. Kreisströme in den kurzgeschlossenen Windungen verursachen lokale Erwärmungen wodurch sich der Fehler aufgrund der Überhitzung auf be- nachbarte Wicklungsteile ausbreitet. Letztendlich resultiert ein Wicklungsschluss. Neben dem Verlust der Betriebssicherheit kann es schlimmstenfalls durch einen Kurzschluss zum Komplettausfall beziehungsweise zur Zerstörung des gesamten Generators kommen. Bei Rotorwicklungen kann durch einen Windungsschluss eine thermische Unwucht entstehen, die sich durch eine Veränderung im Schwingungs- verhalten andeutet.

Bei der sogenannten „Recurrent Surge Oscillograph-Messung“ (RSO-Messung) an einer Rotorwicklung, wird ein Niederspannungsrechtecksignal erst von einem Ende

der Spule angelegt, dann vom entsprechend anderen Ende. Beide Sprungantwortsignale werden aufgezeichnet und zum Vergleich übereinander gelegt. Die reflektierten Signale werden mithilfe eines Oszilloskops dargestellt. Als Voraussetzung müssen symmetrische Wicklungsteile mit nahezu gleichem Widerstand vorliegen.

Die folgende Abbildung 24 zeigt die beiden „Antwort-Kurven“ einer *RSO*-Messung, die im Zuge einer Kurzrevision an dem Rotor eines ABB-Generators aufgenommen wurden. Sind die Verläufe der beiden Kurven deckungsgleich, bedeutet das, dass beide „Antwort-Signale“ identisch sind und somit kein Windungsschluss in der Wicklung vorliegt, da der Spannungsverlauf von beiden Seiten der Spule den „gleichen Weg“ zurückgelegt hat. Die beiden Kurven sind zur Vereinfachung der Betrachtung gegeneinander verschoben worden. Bei der vorliegenden Messung ist demnach nicht von einem Windungsschluss auszugehen.

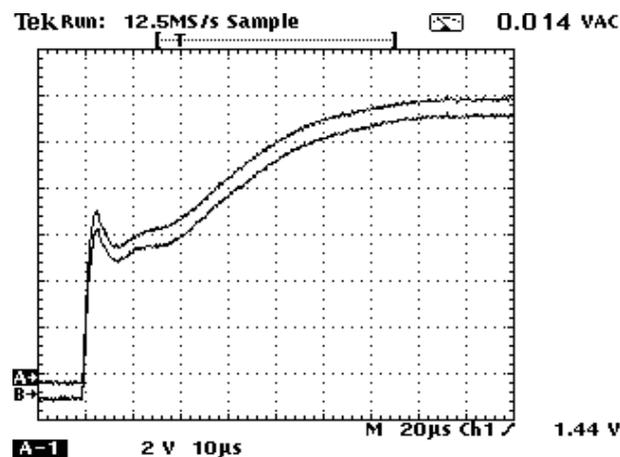


Abbildung 24: Auswertung einer *RSO* – Messung

Abbildung 25 zeigt zum Vergleich zwei nicht deckungsgleiche Kurven einer *RSO*-Messung, bei der der Verdacht auf einen Windungsschluss in der Wicklung vorliegt.

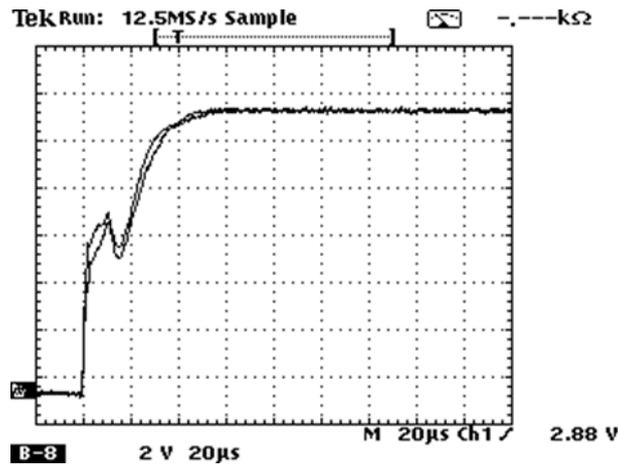


Abbildung 25: Typisches Fehlerbild einer RSO-Messung

Jedoch gibt diese Art der Messung kein befriedigendes Ergebnis, sollte ein Windungsschluss sich genau in der Mitte der Spule befinden. In diesem Fall wären die Verläufe beider Antworten ebenfalls deckungsgleich und der Fehler bliebe unbemerkt.

Als weitere Möglichkeit um eventuelle Wicklungs- oder Windungsschlüsse in Rotorwicklungen festzustellen und um deren genaue Lage innerhalb der Wicklung lokalisieren zu können, kann eine Vergleichsmessung des Spannungsabfalls zwischen zwei oder mehreren Wicklungsstellen vorgenommen werden. Diese Prüfung wird üblicherweise mit einer Spannungsquelle 200-400 V, 50-60 Hz oder 20-120 V Gleichspannung durchgeführt.

Beispielsweise wird zu Beginn der Untersuchung eine Vergleichsmessung der einzelnen Windungen zweier Pole zwischen Schleifringen und Polverbindung durchgeführt, mit U' auf Pol 1 und U'' auf Pol 2, bei einem zweipoligen Turboläufer. Die zulässige Spannungsdifferenz zwischen den beiden Polen darf nicht größer sein als 3%.

$$100\% = \frac{U' + U''}{2} \quad (13)$$

mit

$$U' = \sum_{i=1}^n U_i \quad (14)$$

und

$$U'' = \sum_{k=1}^n U_k \quad (15)$$

Um die Fehlerstelle weiter einzugrenzen oder auch um eventuelle „symmetrische“ Windungsschlüsse in den beiden Polen erfassen zu können, werden die einzelnen Spulen beider Pole nach dem Schema in folgender Abbildung 26 gemessen.

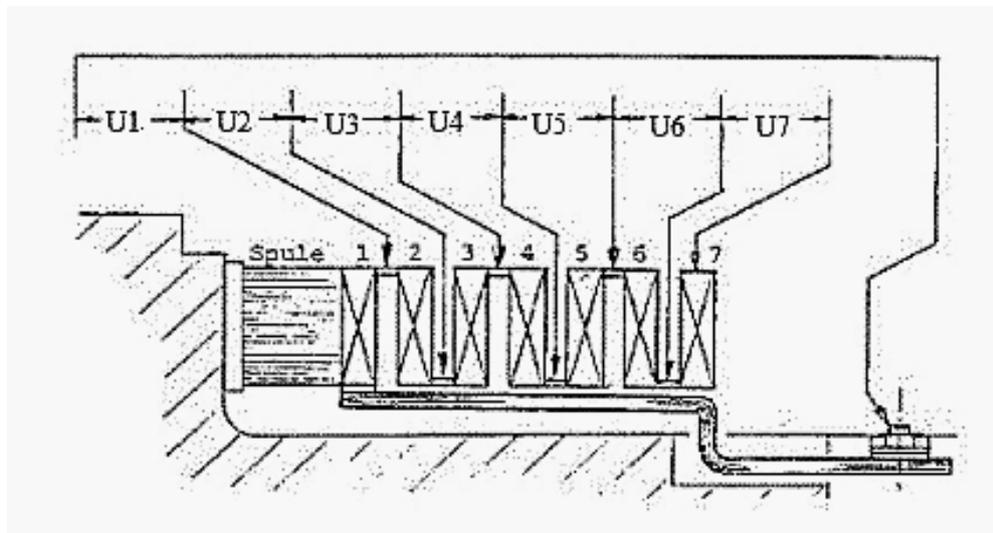


Abbildung 26: Vergleichsmessungen an den einzelnen Spulen

Die folgende Abbildung 27 zeigt die Auswertung einer solchen Messung mit einer Prüfspannung von $U = 115 \text{ V}$ an einem Rotor mit sieben Spulen à 17 Windungen pro Pol. Für Pol 1 ergibt sich $U' = 57,5 \text{ V}$ und für Pol 2 $U'' = 57,3 \text{ V}$. Die Differenz beträgt $0,2 \text{ V}$, was einer prozentualen Abweichung von $0,34\%$ entspricht. Da die zulässige Abweichung von 3% mit diesem Ergebnis nicht überschritten wird, ist davon auszugehen, dass in der untersuchten Induktorenwicklung kein Windungsschluss vorliegt.

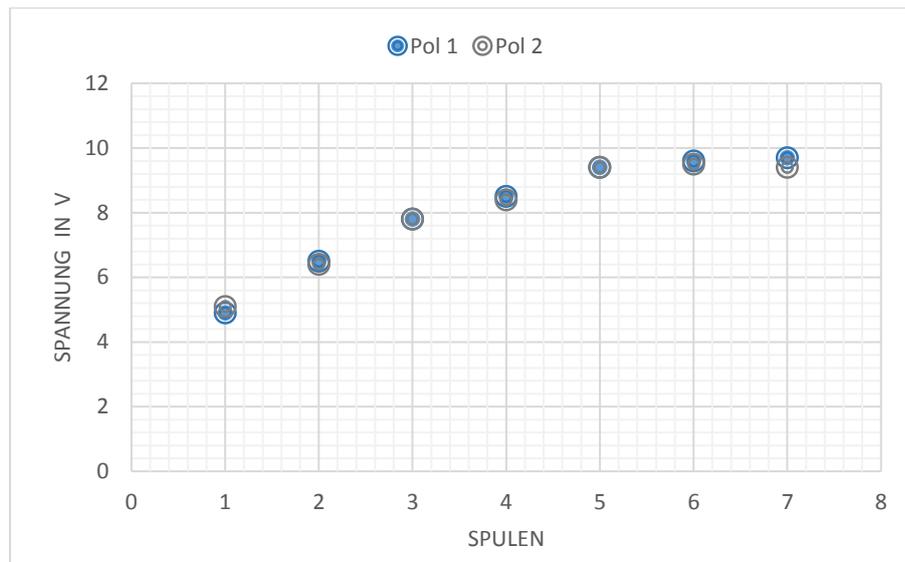


Abbildung 27: Vergleichsdiagramm - ohne Windungsschluss

In der folgenden Abbildung 28 ist das Messergebnis einer Vergleichsmessung dargestellt. Für Pol 1 ergibt sich $U' = 56,4 \text{ V}$ und für Pol 2 $U'' = 51,4 \text{ V}$. Die Differenz beträgt in diesem Fall 5 V , was eine prozentuale Abweichung von $9,3 \%$ ausmacht. Die zulässigen 3% werden deutlich überschritten. Es ist davon auszugehen, dass in der Spule 5 des Pols 2 ein Windungsschluss vorliegt.

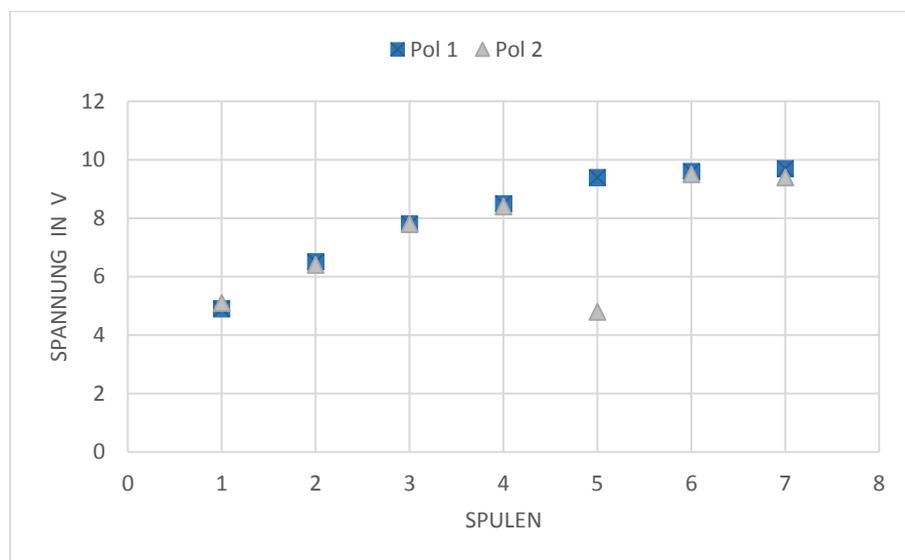


Abbildung 28: Vergleichsdiagramm - Windungsschluss Pol 2

Sobald die betroffene Spule lokalisiert ist, müssen in einem nächsten Schritt die einzelnen Windungen dieser fehlerbehafteten Spule an verschiedenen Teilbereichen gemessen werden. Mit dieser Methode kann die Fehlerstelle immer weiter

eingegrenzt werden, sodass ersichtlich wird, zwischen welchen Messstellen und zwischen welchen Windungen, also den betroffenen Einzelleitern, der Fehler liegt. Der rote Pfeil in Abbildung 29 zeigt eine mögliche Messstelle am Wickelkopf eines Rotors. Die Einzelleiter sind durch Zwischenisolationen voneinander getrennt. Jedoch ist die Prüfung in diesem Beispiel nur bei demontierten Rotor-kappen und Wickelkopfaufbau durchführbar.

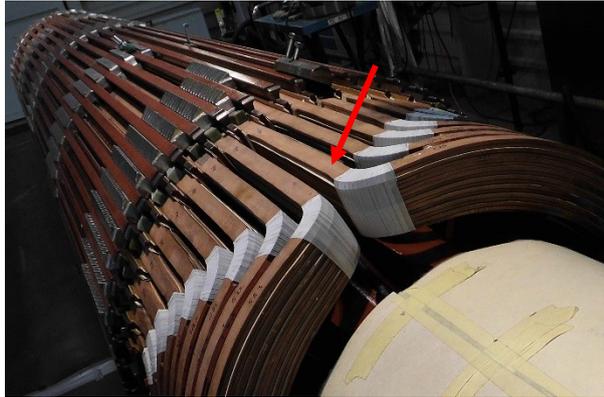


Abbildung 29: Rotor-Wickelkopf eines 500 MW - Turboläufers

Da der Fehlerstellenabstand sich proportional zum Spannungsabfall verhält, müssen zur genauen Bestimmung des Fehlerortes die Spannungsabfälle über die beiden „fehlerbehafteten“ Leiter und einem ihnen benachbarten „unbetroffenen“ Leiter aufgenommen werden.

In der folgenden Abbildung 30 entspricht d dem gesuchten Abstand in Millimetern zwischen der Mess- und der Fehlerstelle. D stellt den Abstand zwischen den beiden Messstellen in Millimeter dar. U_A und U_B sind die gemessenen Spannungsabfälle an den beiden beteiligten Messstellen.

Es gilt:

$$d = \frac{D \cdot U_A}{U_A + U_B} \quad (16)$$

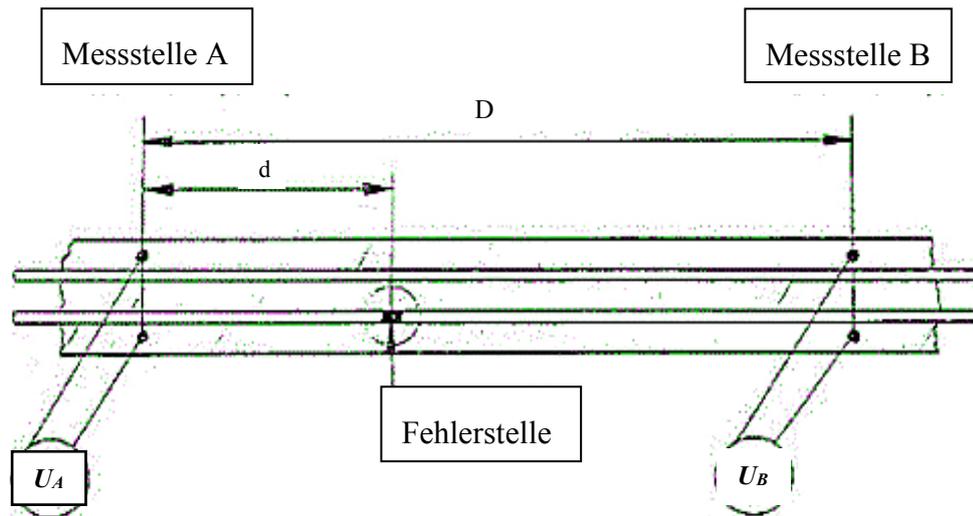


Abbildung 30: Messanordnung zum Detektieren der Fehlerstelle

3.2.4 Spannungsprüfung

Um das Versagen einer Isolation und damit den Ausfall der Maschine zu vermeiden, ist es zwingend erforderlich, diese auf die zu erwartende Beanspruchung auszulegen. Im Gegensatz zu der Isolationswiderstandsmessung stellt die Spannungsprüfung eine Spannungsfestigkeitsuntersuchung dar. Sie wird grundsätzlich bei der Neufertigung an Einzelleitern sowie an Aus- und Schaltumleitungen vor deren Einbau durchgeführt. Wiederholungsmessungen erfolgen üblicherweise:

- Nach Einbau aller Grundstäbe (Unterlage),
- nach Einbau aller Bohrungsstäbe (Oberlage),
- nach Verlöten der Wicklung und
- nach Fertigstellung.

Bei in Betrieb befindlichen Generatoren kann die Spannungsprüfung im Zuge einer Hauptrevision erneut vorgenommen werden.

Bevor eine Spannungsprüfung erfolgen kann, sollte, wie in Kapitel 3.2.1 beschrieben, eine Isolationswiderstandsmessung ausgeführt worden sein. Bei der Durchführung der Spannungsprüfung, die bei Raumtemperatur erfolgen sollte, ist die

Prüfspannung zwischen dem Leiter des zu prüfenden Stabes oder des Wicklungsteils und dem geerdeten Ständergehäuse anzulegen. Alle anderen, nicht unter Spannung befindlichen Wicklungsteile und auch Temperaturmesselemente müssen kurzgeschlossen und geerdet werden. Nach erfolgter Prüfung muss der entsprechende Stab beziehungsweise das entsprechende Wicklungsteil unbedingt sofort geerdet werden, um Spannungsunfällen vorzubeugen. Im Regelfall erfolgt die Prüfung mit lokaler 50 beziehungsweise 60 Hz – Wechselspannung. Dies geschieht unabhängig von der Nennfrequenz des Prüflings. Die Höhe der zu verwendenden Prüfspannung hängt von der Höhe der Nennspannung des Generators ab. Die Spannungsabnahmeprüfspannung U_{HSAP} (in kV) bei Neufertigungen beträgt in der Regel:

$$U_{HSAP} = 2 \cdot U_N + 1 \text{ kV} \quad (17)$$

Die Prüfung sollte regelmäßig mit einem Spannungswert $< 50 \%$ der vorgeschriebenen Prüfspannung begonnen werden. Mit 1-2 kV/s wird die Spannung alsdann bis zum Erreichen des Endwertes gesteigert, wobei diese Steigerungszeit von 50 – 100% der Prüfspannung wenigstens 10 Sekunden betragen sollte. Anschließend wird die volle, zur Durchführung der Prüfung benötigte Spannung für eine Minute gehalten, bevor sie möglichst gleichmäßig aber zügig auf einen Wert von Null zurückreguliert werden sollte. Wenn während der Prüfdurchführung Kriechwegbildungen, also die Ausbildung von leitenden Pfaden innerhalb der Isolierung, oder Funkenentladungen stattfinden, so muss unterbrochen, die Ursache lokalisiert und Maßnahmen zu Vermeidung eingeleitet werden.

3.2.5 Magnetisierungsprüfung

Die Magnetisierungsprüfung oder das magnetische Fluten des Statorblechpakets dient der Überprüfung der Blechpaketisolierung, da starke thermomechanische Dauerbeanspruchungen und Wechselzyklen die Isolierung belasten und zu Ermüdungserscheinungen führen können. Auch mechanische Fremdeinwirkungen können zu einer Schädigung beitragen. Es handelt sich bei dieser Messung um eine Stillstandsdiagnose, die nur bei gezogenem Rotor im Rahmen einer größeren Revision durchgeführt wird.

Während der 90 minütigen Prüfung wird das Blechpaket kontinuierlich von der Raumtemperatur bis zu einem mittleren Temperaturwert von annähernd 40°C erwärmt. Um das Statorblechpaket angemessen zu prüfen, ist es notwendig, den Kern bei ungefähr seiner normalen Kernflussdichte zu magnetisieren. Die Windungen der Erregerspule sollten durch die Hauptbohrung des Stators und um den äußeren Rahmen herumgelegt werden. Die Windungszahl ist von den Abmessungen und der Leistung des Stators abhängig und muss im Vorfeld der Messung entsprechend ausgelegt werden. Eine Suchspule mit nur einer Windung, die der Erregerspule gegenüberliegt, wird normalerweise auch durch die Statorbohrung geführt um direkt die Spannung pro Windung, die in der Erregerspule induziert wird, zu messen (vgl. [70]). Die Statorwicklung des Generators ist dabei geöffnet und geerdet. Die folgende Abbildung 31 zeigt den Prüfaufbau bei einer Magnetisierungsprüfung an einem Statorblechpaket eines 15 MVA Generators. Der grüne Pfeil zeigt auf die Erregerspule, der rote Pfeil auf die Suchspule.



Abbildung 31: Stator mit eingebrachter Erregerspule bei einer Magnetisierungsprüfung

Dabei werden im Abstand von 15 Minuten mit einer Thermovisionkamera Bilder des Blechpakets aufgenommen. Auf diese Weise können Schwachstellen beziehungsweise Heißstellen des Blechpakets, die zu einer lokalen Überhitzung des Generators führen können, schnell lokalisiert werden. Diese versteckten Mängel können schlimmstenfalls zum Ausfall der Maschine führen. Werden sie entdeckt, können sie in der Regel schnell und zumeist ohne großen Aufwand während der Revision eliminiert werden. Die in der folgenden Abbildung 32 gefundene Schadstelle wurde im Zuge der Reparaturarbeiten ausgeschliffen, gebeizt und abschließend mit Elektroschutzlack versehen. Zu Kontrollzwecken wurde die Magnetisierungsprüfung nach erfolgter Reparatur erneut durchgeführt.

Abbildung 32 zeigt einen Ausschnitt des Statorblechpakets eines 500 MW – Elektrosila – Generators während der Durchführung einer Magnetisierungsprüfung im Rahmen einer großen Block-Revision. Bereits nach 30 Minuten Messdauer war mithilfe einer Thermovisionsaufnahme zu erkennen, dass sich im Bereich der Endverkeilung eine Heißstelle, ein sogenannter „Hotspot“, ausbildet.

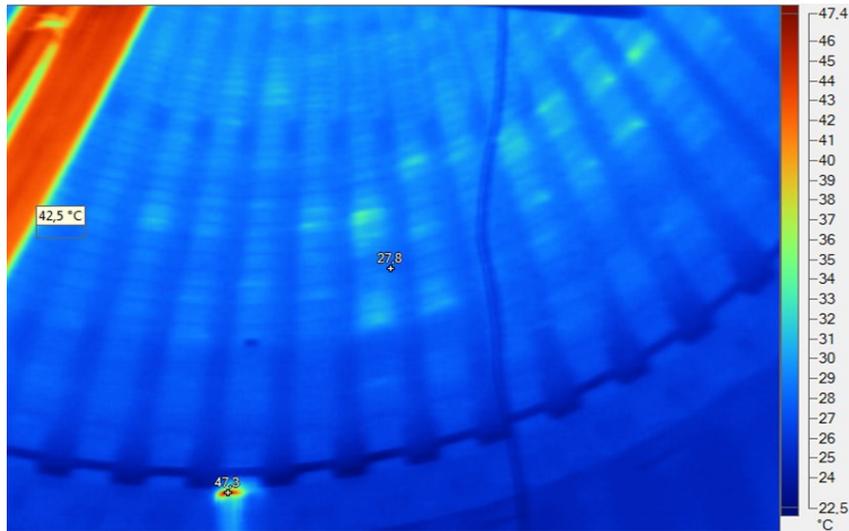


Abbildung 32: Heißstelle im Blechpaket nach 30 Minuten Messdauer

Liegt die Temperatur in der Umgebung der Heißstelle bei circa 23 – 27°C, so hat sich die schadhafte Stelle des Blechpakets nach nur 30 minütiger Messung bereits auf 47,3°C erwärmt. Beim Vorliegen einer Heißstelle beläuft sich die Temperaturdifferenz auf über 20 Kelvin.

3.3 Resümee zu den technisch-physikalischen Grundlagen der Prognosemethodik

Wie bei den mechanischen Messverfahren gibt es auch bei der elektrotechnischen Diagnostik eine ganze Reihe von Beurteilungsmessungen. Mit dieser Arbeit wird nicht der Anspruch verfolgt, alle existierenden und möglichen Verfahren vollumfänglich zu präsentieren und auszuwerten. Vielmehr sollte ein Überblick über die vielen verschiedenen Einflussfaktoren, die zu einer Störung oder einem Ausfall und auch zu einer Lebensdauerverkürzung von in Betrieb befindlichen Generatoren führen können und deren Detektion, gegeben werden. Dabei wurden einige Diagnoseverfahren, wie die Schwingungsanalyse und die Teilentladungsmessung, ausführlicher betrachtet als

andere Verfahren, wie zum Beispiel die Spannungsprüfung. Diesen Bereichen wird, speziell mit Blick auf Online-Monitoringsysteme, auf die im späteren Verlauf genauer eingegangen wird, ein höherer Stellenwert zugesprochen.

So stellt die Messung des Teilentladungsverhaltens eine wichtige Methode zur Zustandsbeurteilung von Ständerwicklungen von Generatoren und die Schwingungsdiagnostik einen Indikator für Veränderungen beziehungsweise sich anbahnende Schäden dar, weshalb eine intensive und regelmäßige Überwachung zu empfehlen ist.

Grundsätzlich ist die korrekte Ausrichtung der einzelnen Maschinenkomponenten zueinander, wie beispielsweise Generator zu Getriebe und Turbine zu Getriebe, innerhalb der vom Hersteller vorgegebenen Toleranzen eine Voraussetzung für einen störungsfreien Betrieb eines jeden Systems. Denn je präziser die Wellenausrichtung ist, desto geringer ist auch der Verschleiß von Kupplungen, Lagern und Wellendichtungen.

Abschließend sei noch erwähnt, dass die für die vorgestellten Diagnosemessungen Benutzung findenden Messmittel, auch in Hinblick auf die Qualitätsstandards der DIN ISO 9001:2015, deren Erfüllung und Einhaltung einen Nachweis des Qualitätsmanagements darstellen, regelmäßig geprüft und entsprechend kalibriert werden müssen. Dadurch wird eine Grundvoraussetzung geschaffen, um miteinander vergleichbare Aussagen und Bewertungen des jeweiligen Ist-Zustandes der Generatoren zu erhalten.

4 Analyse und Auswertung durchgeführter Instandhaltungseinsätze

4.1 „Ereignis – Maßnahmen – Datenbank“ (EMDB)

Zur Ausarbeitung dieser Dissertation war von Beginn an die Erstellung einer Datenbank unter dem Arbeitstitel „Ereignis – Maßnahmen – Datenbank“ (EMDB) geplant. In ihr sollten alle zurückliegenden Projekte, die im Generatorservice der Firma EMIS seit dem Bestehen des Bereichs durchgeführt worden sind gesammelt und ausgewertet werden. Nahezu 1.500 Befundberichte und über 4.000 verschiedene Prüfprotokolle wurden zu diesem Zweck analysiert und ausgewertet. Die Erhebung der auf diesem Wege gewonnenen Erfahrungswerte stellt die empirische Grundlage für die im Anschluss zu generierenden Prognosen und die statistische Auswertung dar.

Der Erhebungszeitraum beginnt mit dem Jahr 2006 unter Berücksichtigung sämtlicher zum Beginn des Jahres 2017 durchgeführter Einsätze und beinhaltet seither mehr als 120 verschiedene Generatoren in über 350 Projekten. Die herstellerunabhängigen Revisionsprojekte wurden an den verschiedensten Generatortypen durchgeführt. Fabrikate folgender Hersteller fanden in der Auswertung Berücksichtigung:

- ABB Ltd. (Asea Brown Boveri)
- AEG (Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft)
- Alstom bzw. Alsthom (bis 1998 GEC)
- AVK
- BBC (Brown, Boveri & Cie, seit 1998 ABB)
- Bergmann Borsig
- Brush Electrical Machines
- Caterpillar Inc.
- CEM (Nigeria Ltd)
- Elektrosila Leningrad
- Elin GmbH & Co. KG
- GEC (General Electric Company)
- LDW (Lloyd-Dynamowerke GmbH)
- Leroy Somer
- Mitsubishi
- Schorch ATB AG
- Siemens
- VEB Dessau (seit 1993 AEM Dessau)

	Hersteller:		ABB			
	Typ / Kennnummer:		GBA 1250 LG / 8061761 / Generator 1			
	S - Scheinleistung:		46,38 MVA			
	P - Wirkleistung:		37,1 MW			
	U - Nennspannung:		11 kV			
	n - Nenndrehzahl:		1500 min ⁻¹			
	Baujahr:		1995			
	Anlage:		Stadtwerte Rostock			
1						
Jahr	Befunde	Maßnahmen	Empfehlungen	Revisionsart		
				KR	ZR	HR
1995				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1996				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1997				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1998				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1999				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2000				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2001				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2002				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2003				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2004				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Abbildung 33: Ansicht „Ereignis – Maßnahmen – Datenbank“

Abbildung 33 zeigt die Ansicht für die Datenausgabe am Beispiel eines Generators. Im Tabellenkopf werden die herstellerepezifischen Angaben, wie Typ, Kennnummer, Leistung, Nennspannung, -strom, -drehzahl, Baujahr und Anlagenname vermerkt. Die erste Spalte beginnt mit dem jeweiligen Baujahr der untersuchten Maschine. In der zweiten Spalte werden alle mithilfe der in Kapitel 3 vorgestellten Mess- und Analysemethoden gewonnenen Befundergebnisse dem entsprechenden Revisionsjahr zugeordnet. Befunde sind hierbei sowohl kleine Schäden, die vorerst keiner Maßnahme bedürfen, als auch größere Defekte, die den Weiterbetrieb des Generators ohne entsprechende Reparaturmaßnahmen nicht erlauben.

Sind im Zuge der Revision planmäßige oder befundabhängige Maßnahmen und Reparaturen durchgeführt worden, so werden diese in der dritten Spalte derselben Jahreszeile aufgeführt. In diesem Umfang nicht abgearbeitete Befunde oder allgemeine Empfehlungen für zukünftige Revisionsmaßnahmen beziehungsweise Wiederholungsmessungen finden in der vierten Spalte Erwähnung. In den abschließenden drei Spalten wird zwischen den einzelnen durchgeführten Revisionsarten, wobei KR für

Kurzrevision, ZR für Zwischenrevision und HR für Hauptrevision steht, unterscheiden. Im Falle eines Einsatzes aufgrund eines Schadenseintritts an einem Generator verbleiben die Spalten für Revisionsart unmarkiert. Der entsprechende Schaden wird in der Befundspalte aufgeführt. Jedem Generator wurde eine eindeutige Katalognummer zugeordnet, welche sich im linken oberen Kopfbereich der Ansicht befindet. Auf diese Weise entstanden umfangreiche „Lebenslaufakten“ für alle im Betrachtungszeitraum untersuchten Generatoren. Um eine möglichst lückenlose Übersicht zu erstellen, wurden zusätzlich diverse, von den jeweiligen Betreibern zur Verfügung gestellte, Befundberichte in die EMDB eingearbeitet.

4.2 Statistische Auswertungsergebnisse

An dieser Stelle sollen einige statistische Auswertungen, die aus der EMDB gewonnen werden konnten, vorgestellt und erläutert werden. Der Erhebungszeitraum erstreckt sich über 11 Jahre, vom 01.01.2006 bis zum 31.12.2016.

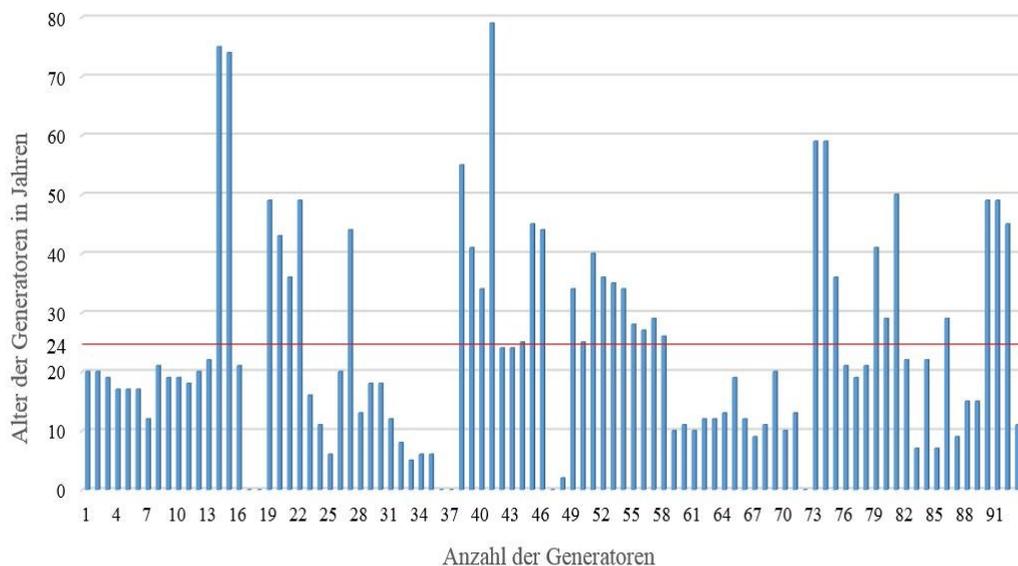


Abbildung 34: Altersstruktur der Generatoren

Die vorstehende Abbildung 34 gibt einen Überblick über die Altersstruktur der Generatoren, die in die Betrachtung eingeflossen sind. Auf der Abszisse sind die Maschinen nach Ihrer entsprechenden Datenbanknummer aufgelistet, während auf der Ordinate das jeweilige Alter in Jahren aufgeführt ist. Dabei ist die jüngste Maschine erst drei

Jahre alt, während der älteste Generator bereits seit knapp 80 Jahren betrieben wird. Bei vier der begutachteten Anlagen ist das Alter nicht bekannt, weil dieses weder auf dem entsprechenden Typenschild aufgeführt ist, noch sonstige Herstellerunterlagen existieren. Das Durchschnittsalter aller revidierten Maschinen beträgt zum Auswertungszeitpunkt mithin 24 Jahre.

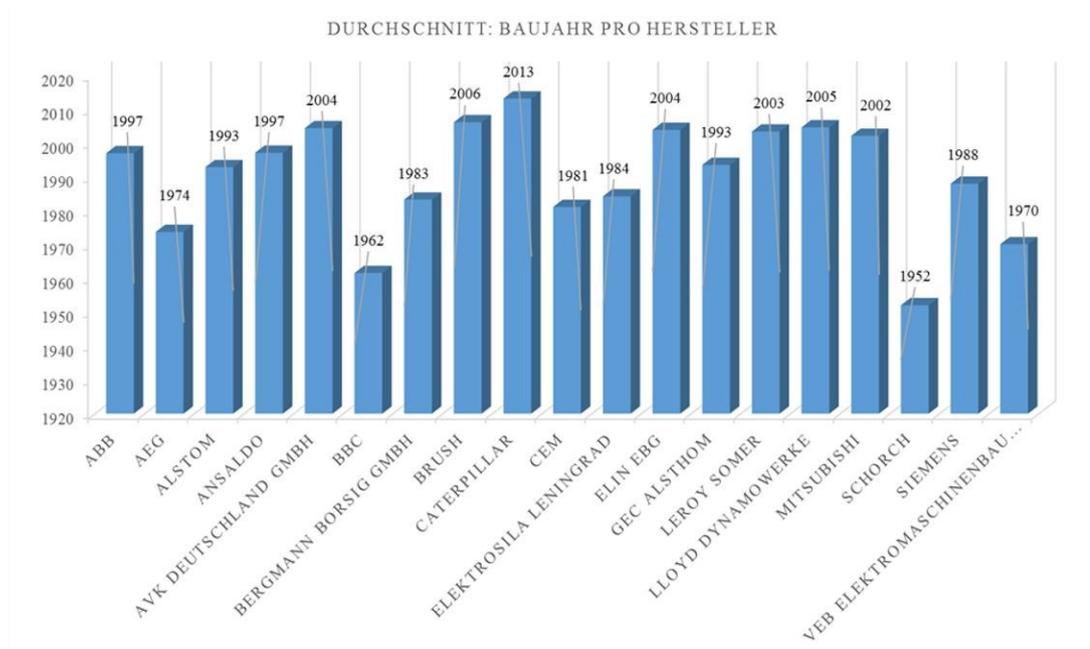


Abbildung 35: Durchschnittliches Baujahr pro Hersteller

Die vorstehende Abbildung 35 gibt Aufschluss über das durchschnittliche Baujahr der verschiedenen Generatoren der jeweiligen Hersteller. Demzufolge stellt die Firma Schorch mit dem Baujahr 1952 die durchschnittlich ältesten, während die Firma Caterpillar mit einem Baujahresdurchschnitt von 2013 die jüngsten Generatoren in der EMDB repräsentiert.

Die nachfolgende Abbildung 36 gibt einen Überblick über die verschiedenen Leistungsklassen der Generatoren. Der Leistungsbereich reicht hier von 1 MVA bis zu 588 MVA Scheinleistung, woraus sich ein Durchschnittswert von 113 MVA ergibt. Die Generatoren aus dem Kraftwerk in Jänschwalde mit einer Scheinleistung 588 MVA heben den Durchschnittswert aufgrund der hohen Leistungsgröße erheblich. Wenn diese Maschinen bei der Betrachtung nicht berücksichtigt würden, ergäbe sich für den verbleibenden Großteil der betrachteten Generatoren eine Durchschnittsleistung von nur noch 41 MVA.

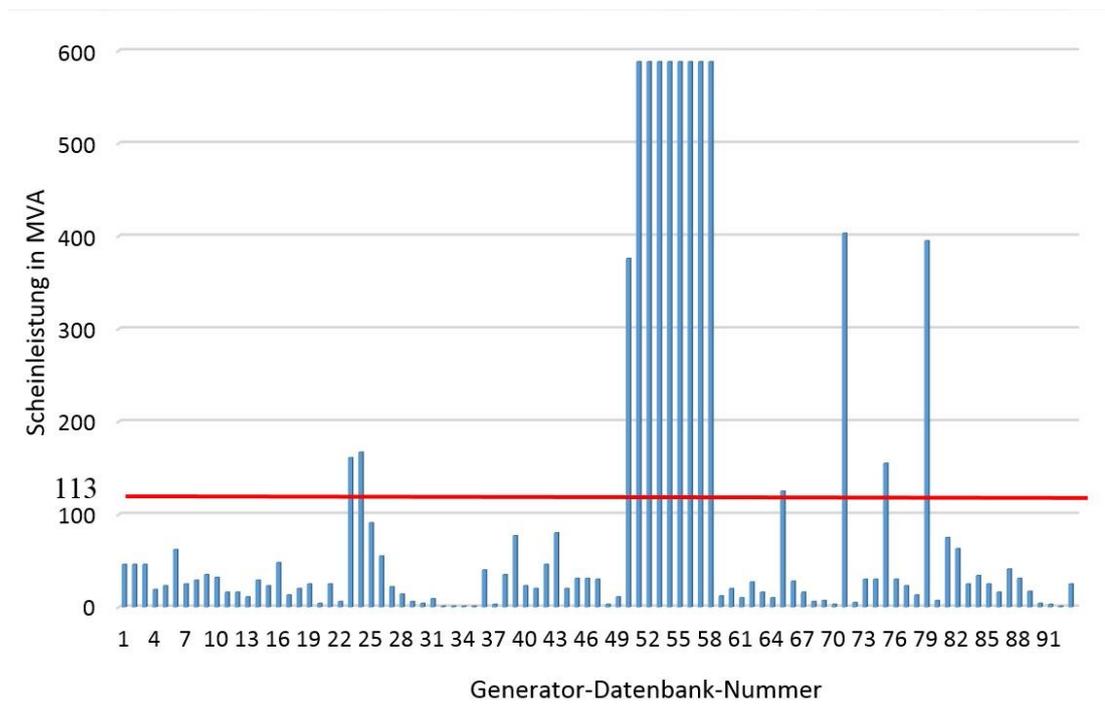


Abbildung 36: Leistungsstruktur der Generatoren

Die nachfolgende Abbildung 37 stellt das Verhältnis der Anzahl der berücksichtigten Generatoren pro Hersteller sowie die dazugehörige Anzahl der Serviceeinsätze dar. Die blauen Balken zeigen, wie viele Generatoren eines jeweiligen Herstellers in der EMDB vertreten sind. Die größte Zahl von Maschinen stellt die Firma Siemens mit einer Anzahl von 22 Stück, was einen Anteil von 18% ausmacht. Die zweitmeisten Generatoren stellt die Firma Elektrosila Leningrad mit einer Anzahl von 17 Stück, was einen Anteil von 14% ausmacht. Danach folgen die Hersteller ABB und AEG mit jeweils 14 Generatoren (12%) und die Firmen Alstom, AVK und Elin mit je 8 Stück, was einen Anteil von 7% ausmacht.

Die orangefarbenen Balken dokumentieren die Anzahl der Serviceeinsätze pro Hersteller. Die meisten Instandhaltungseinsätze erfolgten demnach an den Generatoren der Firma ABB mit mehr als 70 Projekteinsätzen, gefolgt von solchen bei den Firmen Elektrosila Leningrad mit rund 60 und Siemens mit nahezu 40 Einsätzen.

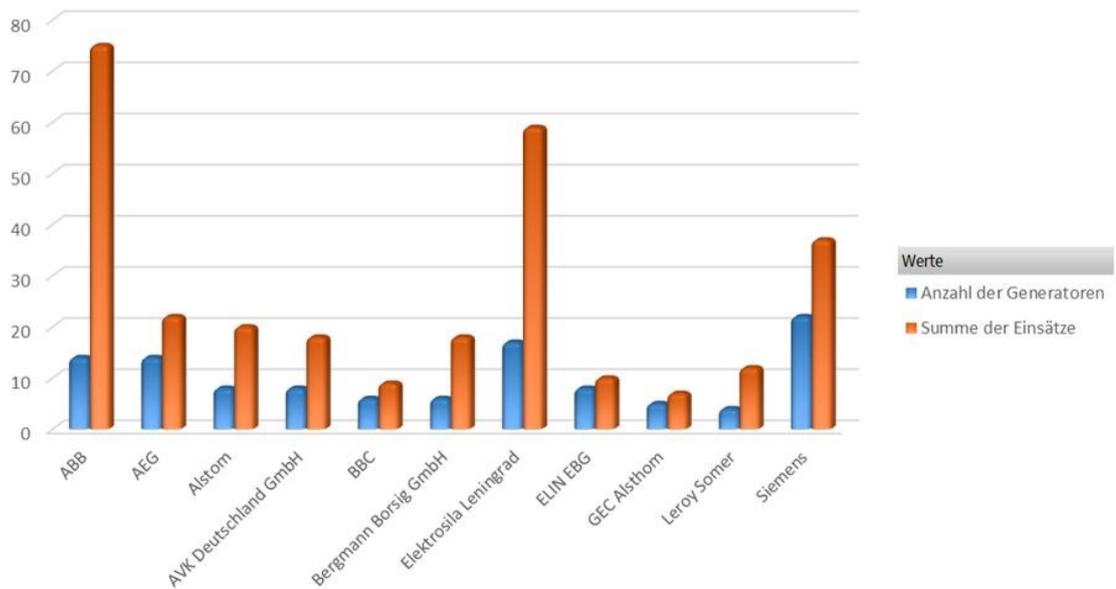


Abbildung 37: Verhältnis Anzahl der Generatoren zu Anzahl der Einsätze

Die folgende Abbildung 38 stellt den prozentualen Anteil dieser vorbenannten Einätze pro Hersteller dar. Demnach sind 24,92% aller Projekteinsätze an Generatoren der Firma ABB, 19,60 % an solchen der Firma Elektrosila Leningrad und 12,29 % an solchen der Firma Siemens durchgeführt worden.

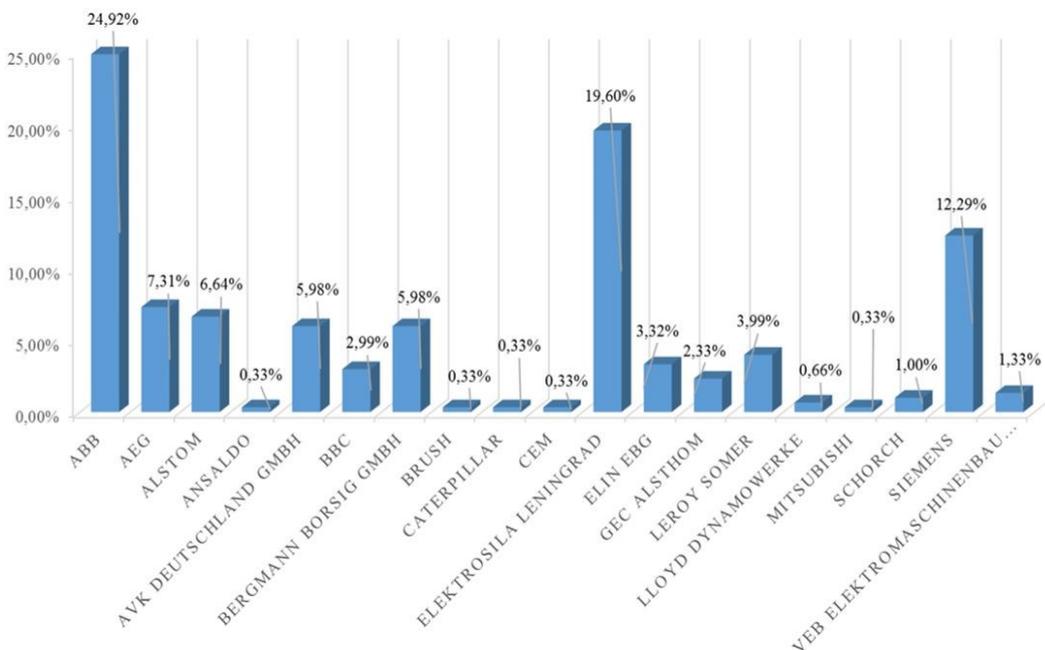


Abbildung 38: Prozentualer Einsatzanteil pro Hersteller

Jede planmäßig durchgeführte Instandhaltungsmaßnahme, unerheblich davon, ob es sich um eine Kurz-, Mittel- oder Hauptrevision handelte, besteht aus einem entsprechend umfangreichen, vorher festgelegten Maßnahmenkatalog in Verbindung mit einem geplanten zeitlichen Aufwand zur Abarbeitung der einzelnen Schritte. Jedoch können im Laufe der Arbeiten sowohl zeitverzögernde als auch zusätzlich kostenverursachende Befunde zu Tage treten, welche zunächst nicht absehbar waren.

Die folgende Abbildung 39 gibt eine Übersicht über die prozentuale Häufigkeit von derartigen, reparaturbedürftigen Befunden im Verhältnis zu den im jeweiligen Geschäftsjahr durchgeführten Projekteinsätzen, die dazu geführt haben, dass der geplante Aufwand sowohl zeitlich als auch monetär nicht eingehalten werden konnte, da bei der Befundung der Generatoren unerwartete Schäden oder zumindest den Weiterbetrieb beeinträchtigende Vorkommnisse aufgetreten sind.

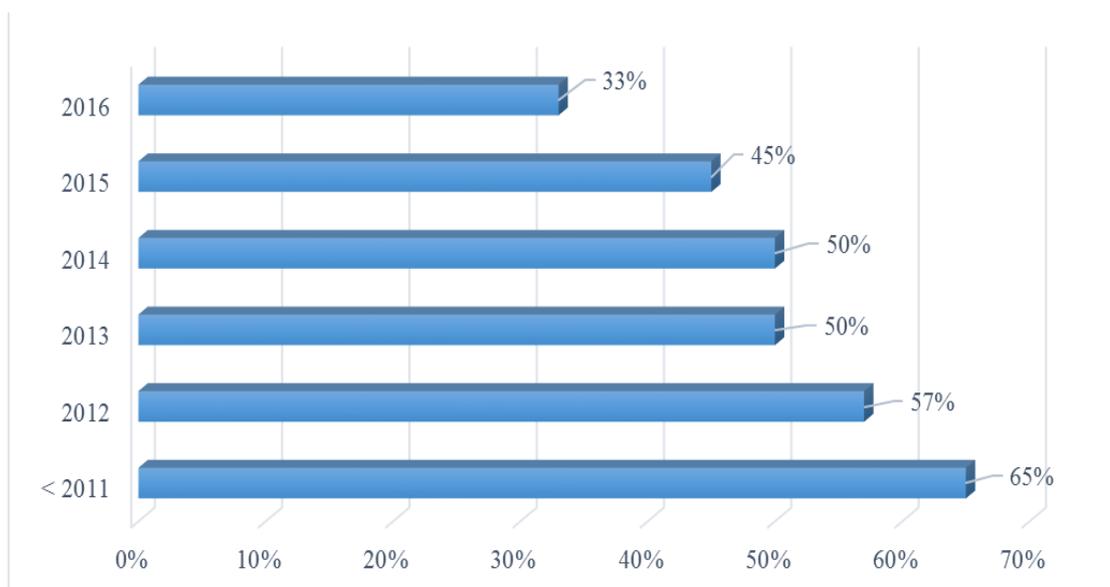


Abbildung 39: Projekte mit unerwarteten Befunden

Auf der Ordinate der vorstehenden Abbildung 39 sind die betrachteten Service-Geschäftsjahre aufgeführt, wobei aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit die Jahre 2006-2011 zusammengefasst dargestellt wurden. Auf der Abszisse ist der Prozentsatz der Serviceeinsätze mit Befunden aufgetragen. Demzufolge gab es bei 57% der im Jahr 2012 durchgeführten Revisionen Befunde. Der Befundanteil ist bis zum Ende des Jahres 2016 auf nur noch 33 % im Verhältnis zur Gesamtanzahl der in diesem

Jahr durchgeführten Projekte gesunken. Im selben Jahr konnten somit von 36 absolvierten Revisionen 24 Instandhaltungseinsätze planmäßig und ohne Detektion von Befunden durchgeführt werden.

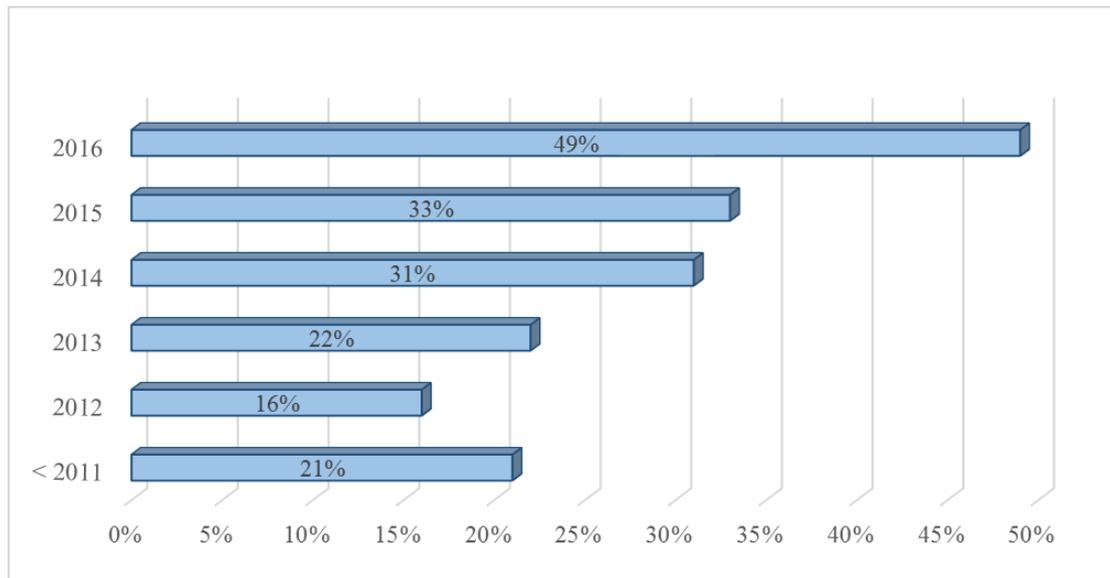


Abbildung 40: Umsatzanteil der unerwarteten Befunde am Gesamtumsatz

Abbildung 40 zeigt den Anstieg der Umsatzanteile resultierend aus unerwartet entdeckten Befunden, also Mängeln an den untersuchten Generatoren, die im Zuge einer planmäßig durchgeführten Revision an den jeweiligen Maschinen festgestellt wurden. Folglich betrug der Umsatzanteil, den die detektierten Befunde ausmachten, im Jahr 2012 lediglich 16 %, während im Jahr 2016 nahezu die Hälfte des Gesamtumsatzes pro Revision auf solche Befunde zurückzuführen war. Diese Betrachtung steht nicht im Zusammenhang mit dem Gesamtumsatz des Servicebereichs, der durch die durchgeführten Revisionsprojekte erzielt worden ist. Es wird lediglich der Zusammenhang zwischen unerwarteten Befunden und deren Auswirkung auf den Umsatz bezogen auf das jeweilige Projekt betrachtet. Es bedeutet, dass im Betrachtungszeitraum nahezu eine Halbierung der Befunde durch einen Rückgang von 65% auf 33% erfolgte. Gleichzeitig hat sich der prozentuale monetäre Anteil, den diese Befunde am Gesamtumsatz des jeweiligen Projekts einnahmen nahezu verdreifacht.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Mehrheit der Betreiber in den vergangenen Jahren großen Wert auf eine regelmäßige Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen an ihren Generatoren gelegt hat, kann aus den vorangegangenen beiden

Abbildungen der Schluss gezogen werden, dass der Anteil an außerplanmäßigen Befunden in den vergangenen Jahren zwar stetig gesunken ist, in den Fällen, in denen dennoch ein Befund vorlag, der Schaden aber offensichtlich technisch und folglich finanziell schwerwiegender ausgefallen ist.

In der in Abbildung 40 aufgeführten Statistik wurde eine jährliche Preissteigerung beziehungsweise Inflationsrate von 2% bereits berücksichtigt. Seit dem Jahr 2014 setzte ein deutlicher Anstieg der Instandhaltungsanfragen ein. Auch Kunden, die über viele Jahre Ihre Generatoren ohne die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen betrieben haben, haben die Dringlichkeit der regelmäßigen Überwachung Ihrer Anlagen zum Erhalt der Einsatzbereitschaft als probates Mittel eingestuft.

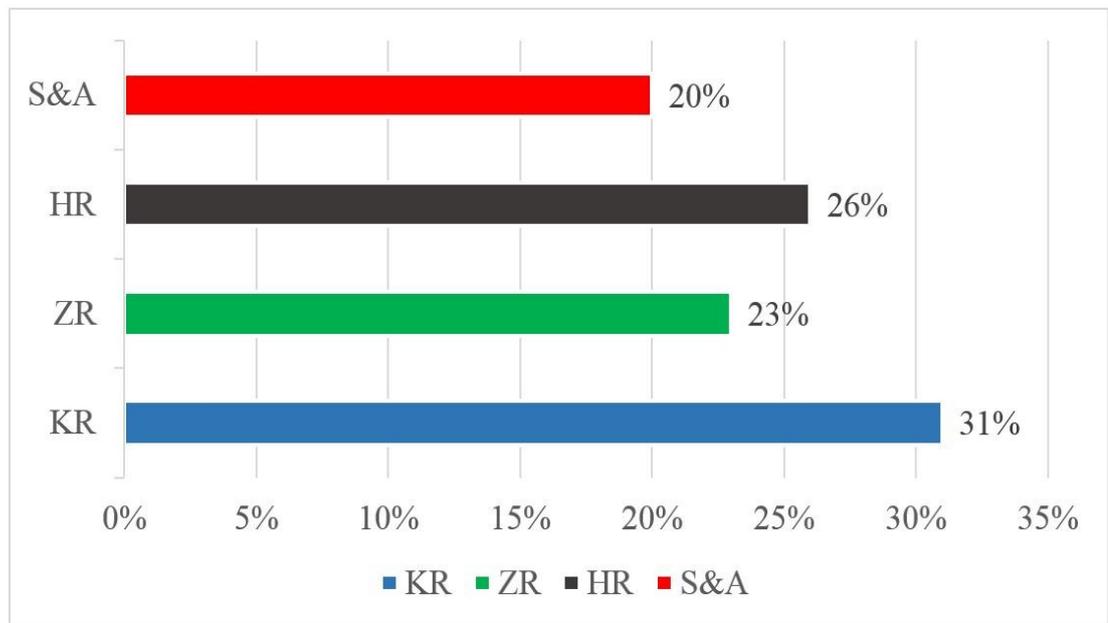


Abbildung 41: Verschiedene Revisionsarten bei durchgeführten Einsätzen

Die vorstehende Abbildung 41 gibt einen Überblick über den jeweiligen prozentualen Anteil der verschiedenen Revisionsarten von durchgeführten Einsätzen. Wie in Abschnitt 4.1 bereits beschrieben, stehen die Abkürzungen an der Ordinate der Abbildung 41 auch hier für die verschiedenen Revisionsarten, nämlich Kurz-, Zwischen- und Hauptrevision mit den jeweils entsprechenden Arbeits- und Analyseumfängen. Demnach sind 80% der durchgeführten Tätigkeiten in vorher zeitlich festgelegten und geplanten Einsätzen organisiert und absolviert worden.

Der rote Balken mit der Bezeichnung „S&A“ steht für ungeplante Maßnahmen verursacht durch Schäden und Ausfälle an den Generatoren. Somit entfällt ein Anteil von 20% auf solche kurzfristig durchzuführenden Untersuchungseinsätze. Von den knapp über 350 verschiedenen Einsätzen sind mithin nahezu 70 Schadenseinsätze an den in die Untersuchung einfließenden Generatoren im Zeitraum von 2006 bis einschließlich 2016 aufgetreten. Bei den etwas mehr als 280 regulär geplanten Stillstandsuntersuchungen sind ebenfalls, wie weiter oben bereits ausgeführt, verschiedene Schäden an den einzelnen befundeten Komponenten der Generatoren aufgetreten, die teilweise zeit- und kostspielige Reparaturmaßnahmen mit sich brachten.

Wie sich die unterschiedlichen Schadenshäufigkeiten an den verschiedenen Komponenten und Bauteilen der Generatoren insgesamt prozentual zusammensetzen, zeigt die folgende Abbildung 42.

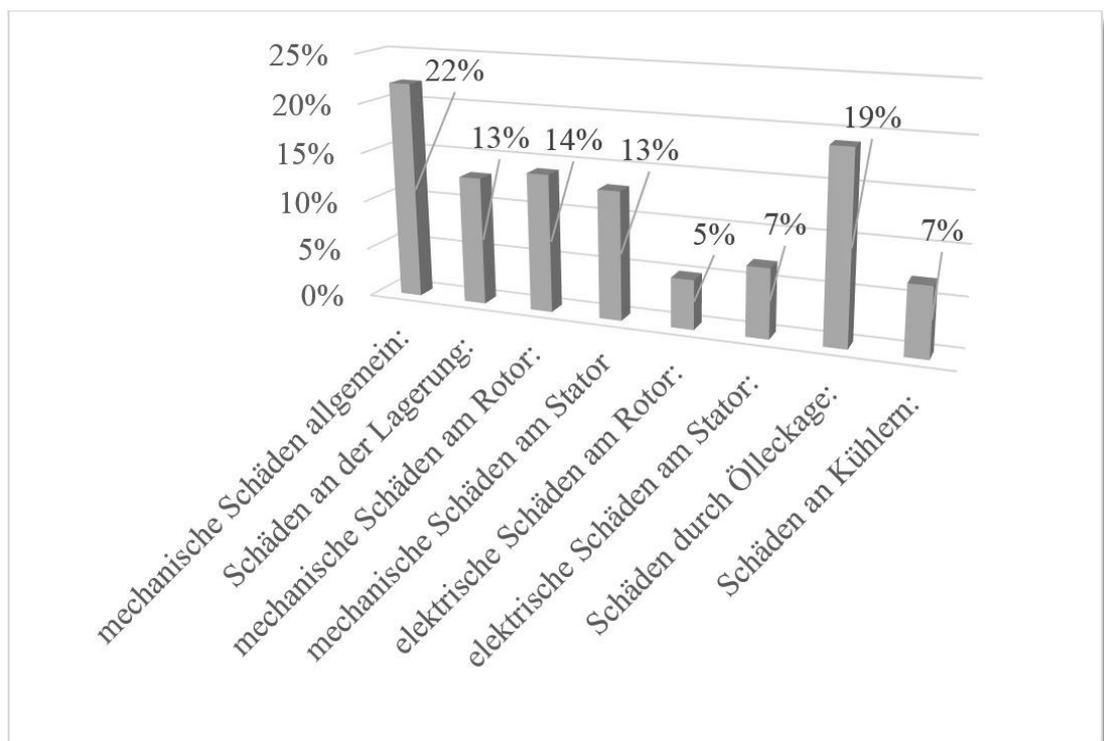


Abbildung 42: Verschiedene Schadenshäufigkeiten

Um eine übersichtlichere Darstellung zu erhalten, sind die möglichen Schäden hier in acht auf der Abszisse aufgeführte Kategorien zusammengefasst worden. In ihnen spiegeln sich sämtliche durch die in Kapitel 3 vorgestellten Messverfahren generierte elektrische und mechanische Befunde wieder. So wird beispielsweise unter „elektri-

sche Schäden am Rotor“ sowohl ein Isolationsschaden, defekte Dioden eines rotierenden Gleichrichters, als auch ein Windungsschluss in der Rotorwicklung subsummiert. Mechanische Schäden an einem Stator können unter anderem gelockerte Wickelkopfdistanzen, lockere Nutverkeilung sowie geschädigte Um- und Ausleitungen darstellen. Demnach stellen allgemeine mechanische Schädigungen an den verschiedenen Anbauteilen des Generators und Ölleckagen die am häufigsten befundenen Schäden dar. Sie führten aber in keinem Fall zum Ausfall eines Generators. Die am wenigsten häufig aufgetretenen elektrischen Schädigungen an Stator und Rotor mit lediglich 7% und 5% stellen hingegen die beiden häufigsten Ursachen für Generatorausfälle dar.

Zu einem tatsächlichen und sofortigen Totalausfall von Generatoren kam es lediglich in 5% aller untersuchten Einsätze. Davon entfielen 3% auf elektrische Schäden am Stator, beispielsweise verursacht durch einen Ständererdschluss. Elektrisch bedingte Schäden am Rotor bildeten bei 1% der Fälle den Grund für einen plötzlichen Generatorausfall. Mit jeweils 0,5% sind mechanische Schädigungen am Stator oder Rotor als Grund für einen Totalausfall zu nennen.

Die hier gewonnenen Erkenntnisse aus den Schadenshäufigkeiten stellen die Grundlage für die im Folgenden zu erarbeitende Instandhaltungsoptimierung für Großgeneratoren dar. Da die Schäden an den Statorwicklungsisolierungen als besonders kritisch einzustufen sind, wird die Analyse von Teilentladungsmessungen einen besonderen Schwerpunkt bilden.

Im Rahmen der planmäßig durchgeführten Klein-, Mittel und Hauptrevisionen wurden in allen Fällen die standardmäßigen elektrischen Messungen und visuellen Begutachtungen der einzelnen Komponenten in Abhängigkeit zu den jeweiligen Revisionsumfängen durchgeführt. Eine endoskopische Untersuchung von nicht oder nur schwer zugänglichen Bauteilen wurde dabei bei rund der Hälfte der Fälle vorgenommen. Die Gleitlagerschalen der Maschinen wurden bei durchschnittlich 45 % der Revisionen zusätzlich zur visuellen Kontrolle auch mittels Farbeindring- und Ultraschallprüfung begutachtet.

5 Rückschlüsse und Prognosen für die Lebensdauer und Revisionszyklen

Mithilfe der in Kapitel 3 vorgestellten Diagnosemessungen können zum einen signifikante Größen aufgezeichnet werden, mit denen der aktuell vorliegende Zustand der Maschine dargestellt werden kann. Zum anderen können auf dieser Grundlage das zukünftige Verhalten des untersuchten Generators abgeschätzt und Prognosen über die Verfügbarkeit und den damit verbundenen wirtschaftlichen Nutzen der Maschinen aufgestellt werden. Es lassen sich Veränderungen im Betriebsverhalten diagnostizieren und Tendenzen aufzeigen, durch die der Betreiber frühzeitig geeignete Gegenmaßnahmen ergreifen kann.

Durch den aus der „EMDB“ gewonnenen Erfahrungsschatz wurden für den Generatorenservice allgemeingültige Empfehlungsvorgaben generiert und Bewertungsmaßnahmen zur Bestimmung optimaler Revisionszyklen entwickelt, die den Betreibern von Generatoren eine maximale Verfügbarkeit Ihrer Generatoren sicherstellt.

5.1 Optimierung der Instandhaltung von Generatoren / Entwicklung einer Bewertungsmethode zur Bestimmung optimaler Revisionszyklen

In [2], die sich mit den Grundlagen der Instandhaltung befasst, ist der Alterungsvorrat einer Maschine als die wichtigste Steuergröße der zustandsorientierten Instandhaltung definiert als: *„Vorrat der möglichen Funktionserfüllung unter festgelegten Bedingungen, der einer Betrachtungseinheit aufgrund der Herstellung oder aufgrund der Wiederherstellung durch Instandsetzung innewohnt.“*

Den optimalen Zeitpunkt für die Instandsetzung zu bestimmen, ist für die zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie die Hauptaufgabe. Dadurch kann zwar keine exakte Lebensdauer des betrachteten Generators vorhergesagt, aber die längstmögliche Betriebsbereitschaft der Maschine gewährleistet werden.

Es ist nun das Ziel des Autors, auf Basis der Maschinenbelastung, der Messergebnisse und der vorliegenden Befunde optimale und einheitliche Empfehlungen für Instandhaltungsintervalle und zu ergreifende Maßnahmen abzugeben. Zu diesem Zweck wird

im Anschluss ein „Drei-Säulen-Modell“ vorgestellt, welches sich wie folgt zusammensetzt:

1. Säule: Empfehlungen auf Grundlage der äquivalenten Betriebsstunden
2. Säule: Empfehlungen auf Grundlage von Richtwerten aus TE-Messungen
3. Säule: Empfehlungen auf Grundlage eines „visuellen Gesundheitsindex“

Je nach durchgeführtem beziehungsweise beauftragten Revisionsumfang können und müssen einzelne Säulen separat oder gemeinsam als Empfehlungsinstrument herangezogen werden. Idealerweise sollen alle drei Ergebnisse zu einer optimalen Empfehlung zusammengefasst werden.

5.1.1 Erste Säule: Empfehlungen auf Grundlage der äquivalenten Betriebsstunden

Der in der Praxis übliche Ansatz zur Bestimmung von idealen Revisionszyklen und -zeitpunkten wird von der überwiegenden Anzahl der Hersteller und Betreiber über die in Kapitel 1.1 bereits Erwähnung findende Bestimmung der äquivalenten Betriebsstunden definiert. Diese Kenngröße berücksichtigt neben der tatsächlichen Betriebszeit des Generators auch die Belastung im Drehwerk, die Anzahl der durchgeführten Starts und die oftmals durch die Einspeisung ins Netz vorgegebenen Lastwechsel.

In diesem Zusammenhang wird das Ergebnis $T_{\bar{a}}$ aus (1) als Ausgangswert zur Bestimmung der nächsten planmäßigen Revisionszeit und -art zugrunde gelegt. Die verschiedenen Hersteller, die in Kapitel 4.1 erwähnt wurden, geben dabei in den jeweiligen Generatorhandbüchern maschinenspezifische Empfehlungen ab.

Die für diese Arbeit abgegebenen, herstellerunabhängigen Empfehlungen aus den Serviceerfahrungen und den Auswertungen der „EMDB“ lauten wie folgt:

- Erstrevision nach 10.000 bis 20.000 äquivalenten Betriebsstunden, maximal 2 Jahre nach Inbetriebsetzung des Generators
- Kurzrevision nach 10.000 äquivalenten Betriebsstunden, oder 2 Jahren nach der letzten Instandhaltungsmaßnahme

- Zwischenrevision nach 20.000 äquivalenten Betriebsstunden, oder 5 Jahren nach der letzten Instandhaltungsmaßnahme
- Hauptrevision nach 45.000 äquivalenten Betriebsstunden, oder 10 Jahren nach der letzten Instandhaltungsmaßnahme

Diese Einschätzungen basieren zum einen auf gemittelten Werten der unterschiedlichen Herstellerhandbücher, zum anderen auf den Serviceerfahrungen der letzten elf Jahre, welche in den einzelnen Lebenslaufakten in der „EMDB“ protokolliert wurden. Insbesondere in den Fällen, in denen die einzelnen Generatoren über einen längeren Zeitraum regelmäßig befundet wurden, zeigte sich in der Vergangenheit die Praktikabilität dieser Vorgaben. Vergleichbare Einschätzungen finden sich unter anderem in [7, 8, 25].

5.1.2 Zweite Säule: Empfehlungen auf Grundlage von Richtwerten aus TE-Messungen

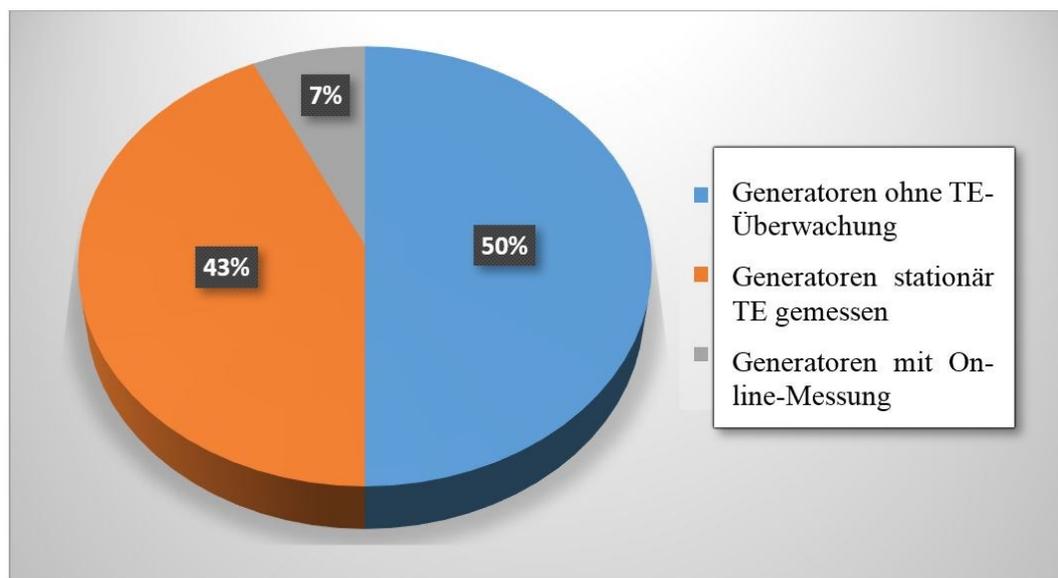


Abbildung 43: Anteil der auf TE untersuchten Generatoren

Die vorstehende Abbildung 43 gibt eine Übersicht über den Anteil der auf Teilentladungsverhalten der jeweiligen Ständerwicklung untersuchten Generatoren, welche in der „EMDB“ protokolliert sind. Demzufolge werden 7% aller Generatoren durch ein installiertes Online-Monitoringsystem kontinuierlich überwacht, 43% der untersuchten Maschinen wurden ein bis mehrere Male im Zuge von stationären TE-Messungen untersucht und bewertet. Somit wurden bis zum Ende des Jahres 2016

rund 50% aller in die Erforschung eingeflossenen Maschinen auf ihr jeweiliges TE-Verhalten untersucht.

Es war eine klar steigende Nachfragetendenz zur Teilentladungsüberwachung zu verzeichnen. Im Servicejahr 2017 wurde bereits an 57% aller begutachteten Generatoren eine stationäre TE-Messung durchgeführt. Auch der Anteil an neu installierten TE-Online-Monitoringsystemen stieg im selben Jahr von 7% auf rund 12% an. Dies entsprach einer Nachfragesteigerung von 19% im Jahr 2017.

Gemäß [78], aber auch in [25, 80, 83, 84, 91, 92], wird die TE-Prüfung nicht nur als „empfindliche Methode zur Bewertung der Qualität neuwertiger Isoliersysteme“, sondern auch als Mittel zur Qualitätskontrolle von in Betrieb befindlichen Wicklungssystemen verstanden, was auch die steigende Nachfrage und Akzeptanz der Messung bei den Betreibern belegt.

Das charakteristische Erscheinungsbild von Teilentladungsmustern ist für die jeweiligen Defekte typisch. In [78] wurden im Anhang F erstmals entsprechende TE-Muster abgebildet, welche darstellen, anhand welchen Musters welche Teilentladungsart vorliegt. Ähnliche Darstellungen finden sich unter anderem auch in [25, 83]. Somit ist es grundsätzlich möglich, die Art des vorliegenden Fehlers anhand der TE-Muster zu identifizieren, auch wenn es in der Praxis gelegentlich zu Überlagerungen verschiedener TE-Muster kommt.

Wie in Kapitel 3.2.2.1 bereits thematisiert, werden die Teilentladungen in der sogenannten phasenaufgelösten Darstellung aufgezeichnet, das heißt, die während der Messung aufgetretenen Teilentladungsimpulse werden quantisiert und nach Amplitude sowie Phasenlage sortiert. Die charakteristischen Teilentladungsmuster sind dabei als mehrdimensionales System aus Phasenwinkel, Amplitude und Impulshäufigkeit der Entladungen zu verstehen. Die Impulshäufigkeit erhält dabei eine farbliche Skalierung. Dunkelrote Punkte entsprechen einer geringeren Häufigkeit und blaue Punkte stehen für häufigere Entladungen. Zudem erfolgt durch das Messsystem die Ausgabe der größten wiederholt auftretenden Teilentladungsstärke, welche nach [81] für digitale Messsysteme gefordert wird. Dies ist ein Maß zur Beurteilung der auftretenden Entladungsstärken. Ferner können die maximalen Entladungen aus den phasenaufgelösten Darstellungen ermittelt werden.

Das Ergebnis der hier zugrundeliegenden Datenanalyse zeigte dabei, dass vor allem die Nut- und die Oberflächenentladungen durch die generierten Muster nachgewiesen wurden. Es handelt sich dabei um die beiden am häufigsten festgestellten Fehlerarten. Bei der Nutentladung ergeben sich in aller Regel „dreiecksförmige“ Muster, deren höchste Steigung kurz vor dem Nulldurchgang der anliegenden Spannung, also kurz vor 0° und 180° der Phasenlage vorliegen.

Die folgende Abbildung 44 zeigt ein typisches Teilentladungsmuster für solche Nutentladungen. Auf der Ordinate ist die Amplitude in Nanocoulomb (nC) beziehungsweise Mikrocoulomb (μC), auf der Abszisse der Phasenwinkel ausgegeben. Am rechten Rand ist mit der Bezeichnung Counts die farbliche Skalierung für die Entladungshäufigkeiten abgebildet.

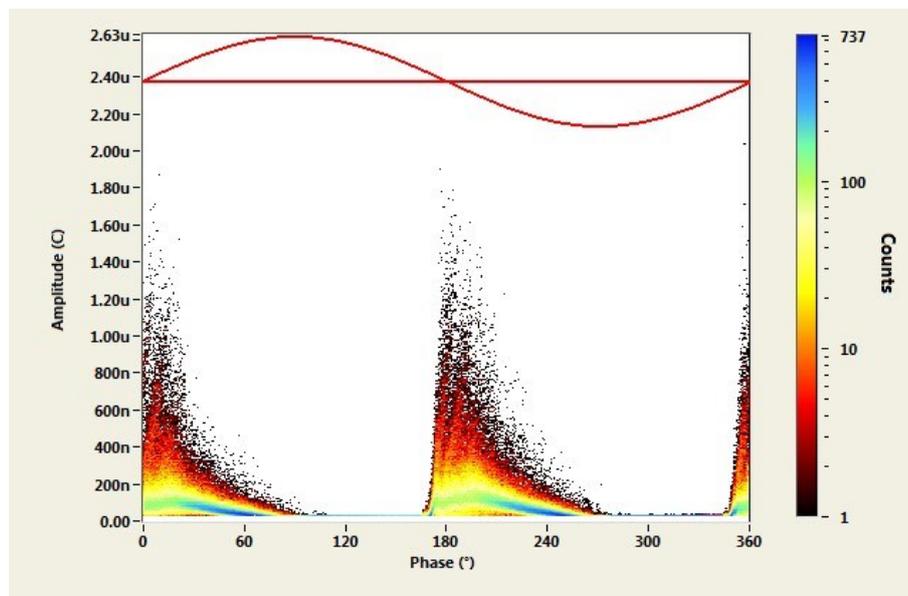


Abbildung 44: Teilentladungsmuster für Nutentladung

Bei den Oberflächenentladungen zeigen sich Entladungen mit geringer Häufigkeit, konzentriert zwischen 45° und 90° sowie zwischen 225° und 270° der Phasenlage der anliegenden Spannung. Visuell sind letztere Entladungserscheinungen oftmals durch die Ablagerung eines weißlich-pulverigen Belags auf der Wicklung nachweisbar, dem sogenannten „Entladungstaub“. In der Regel tritt diese Art der Entladung erst bei Generatoren höheren Alters, beziehungsweise stärkerer Verschmutzung auf, da bei diesen Maschinen die Isolationsfestigkeit bereits abgenommen hat. Die folgende Abbildung 45 zeigt beispielhaft ein entsprechendes Teilentladungsmuster.

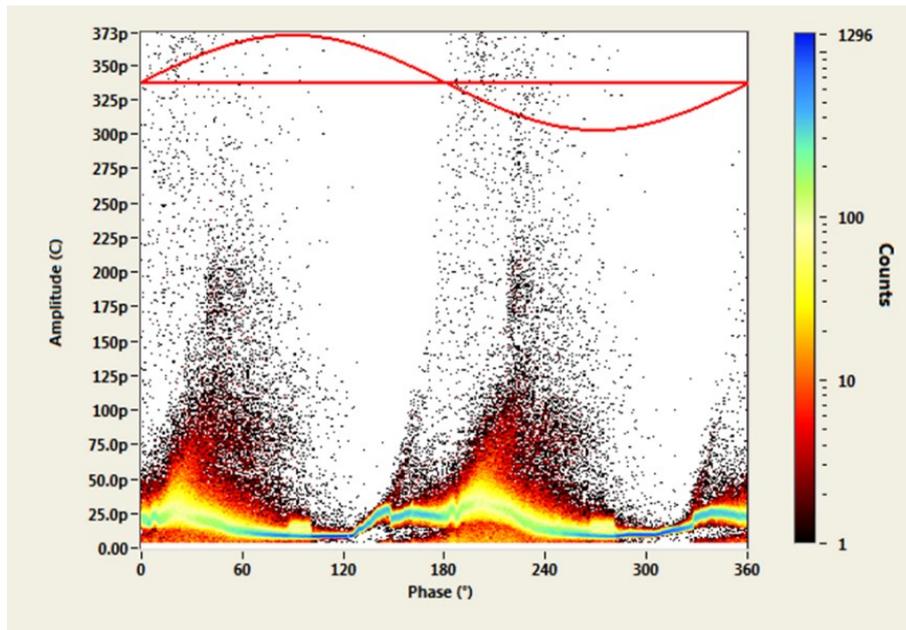


Abbildung 45: Teilentladungsmuster für Oberflächenentladung

Nut- und Oberflächenentladungen können auch gemeinsam auftreten und die charakteristischen Muster überlagern sich entsprechend.

Eine Datenbankauswertung zu etwa 320 Schadensfällen, die im Jahr 2010 durch den VGB durchgeführt wurde, ergab, dass Wicklungsschäden sowohl am Stator, als auch am Rotor den Grund für den Großteil der Generatorausfälle darstellten (vgl. [5, 93]). Dieses Ergebnis wurde durch die hier durchgeführte Untersuchung verifiziert. Demnach sollte der genaueren Analyse von Teilentladungsverhalten an Generatorwicklungen zur Vermeidung solcher Schäden ein hoher Stellenwert beigemessen werden. Dies entspricht auch den Ausführungen in [40, 78, 83]:

„In Zusammenhang mit der Wartung und Revision von drehenden Maschinen kann die Messung und die Analyse von Teilentladungen auch Informationen liefern bezüglich:

- *Existenz von Alterungseinflüssen und potentiellen Schwachstellen im Isoliersystem;*
- *Alterungsverhalten;*
- *Notwendigen weiteren Maßnahmen und Zeitabständen zwischen Revisionen“ (vgl. [5]).*

Insbesondere dem letzten Punkt soll in dieser Arbeit besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden. Die oben zitierten Literaturquellen geben keine Grenzwerte und Empfehlungen für daraus resultierende Revisionsintervalle vor. Daher sollen im Folgenden auf Grundlage der gewonnenen Erfahrungen in der Auswertung der „EMDB“ solche Empfehlungen und Richtwerte formuliert werden.

Der Anspruch besteht hierbei nicht darin, eine allgemeinverpflichtende Formel zu entwerfen, sondern eine der alltäglichen Praxis dienende Empfehlung zu entwickeln, die es vermag, einen einheitlichen Standard aufzubauen, der in entsprechenden Empfehlungen und Dokumentationen künftig berücksichtigt werden kann.

Die hier aufgeführten Richtwerte für die Nut- und Oberflächenentladungen ergeben sich aus den im Betrachtungszeitraum durchgeführten Offline Teilentladungsmessungen in Verbindung mit den entsprechenden visuellen Begutachtungen der untersuchten Wicklungen. Je nachdem, in welche der weiter unten genannten Mengenbereiche ein Generator im Zuge einer TE-Messung eingestuft wird, fällt die Empfehlung für zukünftige oder schlimmstenfalls sofort zu ergreifenden Maßnahmen aus. Folgende Kategorisierung wird seit Beginn des Jahres 2017 als Ergebnis aus dieser Dissertation für die TE-Messungen in den Kundenempfehlungen im Zusammenhang der Dokumentationsunterlagen durch den Generatorservice ausgegeben:

- **C₁** – Die Wicklung befindet sich in einem für den Dauerbetrieb uneingeschränkt nutzbaren Bereich. Dann soll eine Wiederholungsmessung nach zwei Jahren stattfinden. Die zyklische Diagnose kann Schwachstellen und Unregelmäßigkeiten der Ständerwicklungsisolations schon im Anfangsstadium aufzeigen, bevor ein Schaden eintritt. Folglich sollte die nächste planmäßige Revision gemäß der in Abschnitt 5.1.1 genannten Empfehlungen anhand der äquivalenten Betriebsstunden festgelegt werden.
- **C₂** – Die Wicklung befindet sich in einem für den Dauerbetrieb freigegebenen, aber beobachtungswürdigen Bereich. Dann soll eine Wiederholungsmessung nach einem Jahr stattfinden. Die zyklische Diagnose kann eine fortschreitende Verschlechterung der Ständerwicklungsisolations aufzeigen, bevor ein Schaden eintritt. Sollte der Generator ansonsten keine

weiteren Befunde aufweisen, sollte zumindest eine TE-Wiederholungsmessung bei einem geplanten Kurzstillstand durchgeführt werden. Zur Risikominimierung ist die Installation eines permanenten Online-Monitorings zur Überwachung des Teilentladungsverhaltens zu empfehlen.

- **C₃** – Die Wicklung befindet sich in einem nicht mehr für den Dauerbetrieb geeigneten elektrischen Zustand, da ein Ausfall des Generators zu befürchten ist. Dann soll der Rotor demontiert werden, um die Wicklung einer visuellen Befundung zu unterziehen. In diesem Fall sind alle weiteren Befunde untergeordnet und die weitergehende Analyse und Befundung hat Priorität.

Als mathematisches Instrument zur Definition der entsprechenden Wertebereiche wird im Folgenden eine Indikatorfunktion, oder auch „charakteristische Funktion“, angewandt. Der Vorteil dieser Funktion besteht darin, dass sie nur ein oder zwei Funktionswerte annimmt und somit auf vereinfachte Weise die Mengen der Richtwertbereiche präzise aufzeigen kann. Die Variable *a* steht dabei für die Nut- und *d* für die Oberflächenentladungen. Unter Einbeziehung der für die jeweiligen Entladungsarten zugrunde gelegten Richtwerte ergibt sich die folgende Indikatorfunktion:

$$F(a, d) = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 X_{(i,j)} 1_{B(i,j)}(a, d) \quad (18)$$

mit

- a* für Oberflächenentladung
- d* für Nutentladung
- X* der angenommene Wert unter den gegebenen Bedingungen, d.h. wenn ein Messergebnis in einer der Mengen B(11)-B(33) liegt, dann ist *X*(*i,j*) der entsprechende Funktionswert
- B* für die verschiedenen Mengen, die folgende Wertebereiche in Pikocoulomb (pC) annehmen können:

B(11) = {0 ≤ <i>a</i> < 2.000	∧	0 ≤ <i>d</i> < 2.000}	= C₁
B(12) = {2.000 ≤ <i>a</i> < 30.000	∧	0 ≤ <i>d</i> < 2.000}	} = C₂
B(22) = {2.000 ≤ <i>a</i> < 30.000	∧	2.000 ≤ <i>d</i> < 20.000}	
B(21) = {0 ≤ <i>a</i> < 2.000	∧	2.000 ≤ <i>d</i> < 20.000}	

$B(13) = \{30.000 < a < \infty$	\wedge	$0 \leq d < 2.000\}$	}	= C_3
$B(23) = \{30.000 < a < \infty$	\wedge	$2.000 \leq d < 20.000\}$		
$B(33) = \{30.000 < a < \infty$	\wedge	$20.000 < d < \infty\}$		
$B(32) = \{2.000 \leq a < 30.000$	\wedge	$20.000 < d < \infty\}$		
$B(31) = \{0 \leq a < 2.000$	\wedge	$20.000 < d < \infty\}$		

C_1 bis C_3 stehen für die vereinigten Mengen, die den weiter oben genannten Kundenempfehlungen entsprechen und sich wie folgt ergeben:

$$X(1,1) = C_1 \tag{19}$$

$$X(1,2) = X(2,2) = X(2,1) = C_2 \tag{20}$$

$$X(1,3) = X(2,3) = X(3,3) = X(3,2) = X(3,1) = C_3 \tag{21}$$

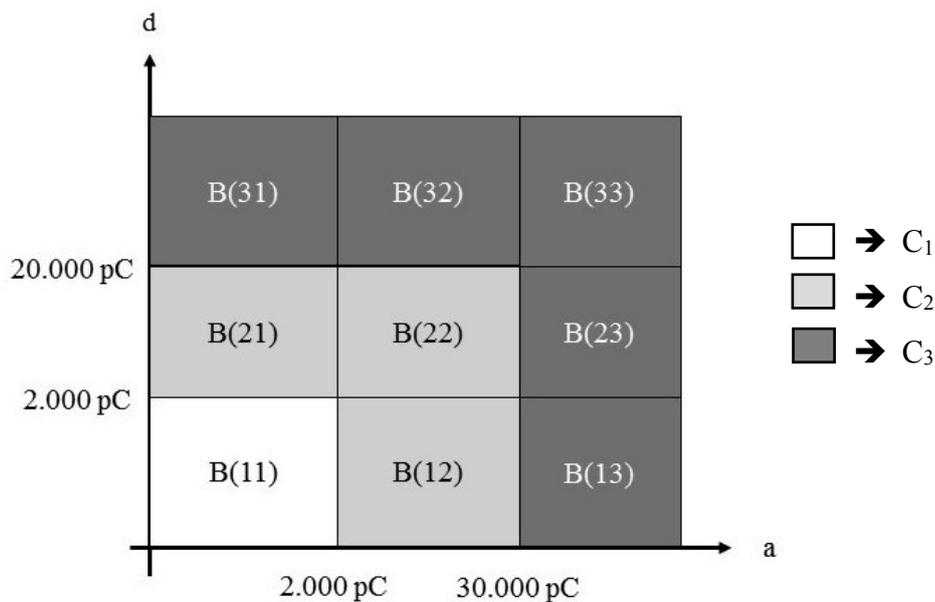


Abbildung 46: Teilmengen der Indikatorfunktion zu TE-Richtwerten

Die vorstehende Abbildung 46 zeigt neun verschiedene Teilbereiche, in die eine Teilentladungsmessung an einem Generator laut der hier aufgestellten Richtwerte eingestuft werden kann. Sollten demnach bei einer Messung weder für die Nut-, noch für die Oberflächenentladung Messwerte größer als 2.000 pC aufgezeichnet werden, fällt das Ergebnis in den Wertebereich B(11), der in die Empfehlungskategorie C_1 einzuordnen wäre. Ergibt sich für die Nutentladung ein Wert zwischen 2.000 pC und 20.000 pC, bei Oberflächenentladungen kleiner als 2.000 pC, so

würde eine Einordnung in den Bereich B(21) mit der entsprechenden Empfehlung C₂ erfolgen. Als besonders kritisch sind die Messergebnisse in den Bereichen für Nutentladungen größer als 20.000 pC und Oberflächenentladungen größer als 30.000 pC einzustufen. Folglich würden derartige Ergebnisse mit der Empfehlung C₃ belegt werden. Zusammenfassend bedeutet das, dass je nach Ergebnis einer TE-Einzelmessung die Maschine einer Kategorie B(11)-B(33) zugeordnet und entsprechend den Empfehlungskategorien C₁-C₃ behandelt wird.

Die unteren Richtwerte für die Variablen a und d von 2.000 pC für die Empfehlungsvariante C₁ ergeben sich zum einen aus der Auswertung der „EMDB“ und zum anderen aus den Erfahrungswerten aus [25, 91], speziell für die Analysen der TE-Messungen an Neumaschinen und der Risiko-Fehlerbewertung aus [78].

Die oberen Richtwerte, die den Übergang von der Empfehlungsvariante C₂ zu C₃ darstellen, sind bei dieser Betrachtung als kritischer zu bewerten. Denn bei einem Überschreiten dieser Richtwerte handelt es sich um die Einstufung des Generators in die Kategorie „nicht mehr für den Weiterbetrieb freizugeben“. Es liegt ein Befund vor und die Maschine muss weitergehend untersucht und schlimmstenfalls repariert werden.

Anzahl der Einzelmessungen:	584
Minimalwert:	250 pC
Unteres Quantil < 10%:	900 pC
Unteres Quantil < 25%:	1.800 pC
Median:	3.200 pC
Mittelwert:	5.800 pC
Oberes Quantil > 75%:	6.400 pC
Oberes Quantil > 90%:	12.300 pC
Maximalwert:	85.000 pC

Tabelle 2: Auswertung der TE-Messungen

Tabelle 2 zeigt die Analyseergebnisse aus 584 einzelnen Teilentladungsmessungen an 60 verschiedenen Generatoren. Die Streuung der Messergebnisse reichte von 250 pC bis zu 85.000 pC. Der Durchschnittswert lag bei 5.800 pC, der Median bei 3.200 pC, wodurch sich folglich eine rechtsschiefe Verteilungsform ergibt. Ergänzend sind die jeweiligen Messergebnisse für die Bereiche, die kleiner und größer 10% beziehungsweise 25% sind aufgeführt.

Es ergibt sich der in der folgenden Abbildung 47 dargestellte Verlauf der Verteilungskurve der TE-Messergebnisse.

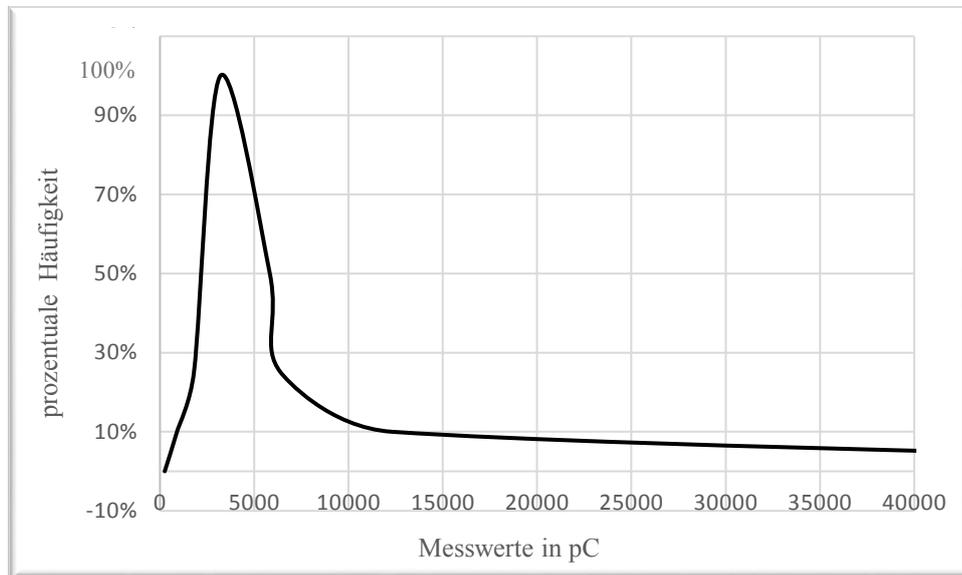


Abbildung 47: Verteilungsfunktion der TE-Messergebnisse

Lediglich 2% bis 5% der Messergebnisse übertreffen die hier angegebenen oberen Grenzen der Richtwerte von $d = 20.000 \text{ pC}$ und $a = 30.000 \text{ pC}$. Zur Verifizierung dieser Erfahrungswerte werden im Abschnitt 5.2 Fallbeispiele aus der betrieblichen Praxis das Vorliegen von Befunden beziehungsweise Schädigungen an den jeweiligen Statorwicklungsisolationen der untersuchten Generatoren aufzeigen, deren TE-Messergebnisse über diesen Richtwerten lagen.

5.1.3 Dritte Säule: Empfehlungen auf Grundlage eines „visuellen Gesundheitsindex“

Die dritte Säule basiert auf der visuellen Überprüfung der wichtigsten Bauteile des Generators. Dazu zählen Blechpaket (Bleche / Verspannung & Aufhängung), Durchführungen, Endschilder, Gehäuse, Kappen, Kühler, Kupplung, Lager, Läuferkörper, Läufer – Laufflächen, Läufer - Polabstützungen (Schenkelpol), Läufer – Lüfterschaukeln, Läufer – Nutverteilung, Stator – Nutverteilung, Statorwickelköpfe (Schaltumleitungen), Wellendichtungen (Öl- & Staubabstreifer) und Wellenende. Als Voraussetzung für die meisten dieser Prüfungen muss im Regel-

fall ein Generatorstillstand vorliegen und zumindest ein gewisser Demontageaufwand im Vorfeld vollzogen werden, um Zugang zu den visuell zu befundenden Bauteilen zu erlangen.

Bei dieser Überprüfung handelt es sich um eine subjektive Experteneinschätzung, die nur durch einen erfahrenen und fachkundigen Prüfer erfolgen kann (vgl. [23, 40]). Stone geht in [70] sogar so weit zu sagen, dass die visuelle Befundung durch einen Experten, speziell von Wicklungselementen, das leistungsfähigste und mächtigste Werkzeug zur Beurteilung des Wickelzustandes darstellt. Er rät dringend den Rat von Originalherstellern oder Serviceunternehmen einzuholen. Diese Empfehlung wird durch die folgenden Ausführungen bestätigt.

Die visuelle Begutachtung dient der Ergänzung zu den elektrischen und mechanischen Messverfahren und hilft darüber hinaus bei der Ermittlung der Ursache eines sich anbahnenden oder bereits vorliegenden Problems. Die einzelnen Bauteile werden nacheinander angesehen und mittels einer „Ampelbewertung“ durch den Autor in die folgenden Kategorien eingeteilt:

- **grün** = gut, es liegt kein Mangel vor
- **gelb** = leichter Mangel, der den Weiterbetrieb des Generators noch nicht gefährdet
- **rot** = schwerer Mangel oder Schaden, der den Weiterbetrieb des Generators nicht ohne Reparatur oder Austausch des defekten Bauteils zulässt
- **schwarz** = das Bauteil wurde nicht begutachtet

In Abhängigkeit der mit diesem Vorgehen entstehenden Ampeltabelle wird ein entsprechender einheitenloser „Gesundheitsindex“ eingeführt. Die daraus erfolgenden Empfehlungskategorien für diese Arbeit lauten:

- für Werte ≤ 16 $\rightarrow D_1$
- für Werte $17 - 32$ $\rightarrow D_2$
- für Werte ≥ 33 $\rightarrow D_3$

Ähnlich den Empfehlungen C₁-C₃ bei der Bewertung des TE-Verhaltens im Abschnitt 5.1.2 an der Statorwicklung ergeben sich für die Auswertung des „Gesundheitsindexes“ folgende Kategorien:

- **D₁** – Der Generator befindet sich in einem für den Dauerbetrieb uneingeschränkt nutzbaren Bereich. Eine Wiederholungsprüfung sollte nach zwei oder mehr Jahren stattfinden. Folglich sollte die nächste planmäßige Revision gemäß den in Abschnitt 5.1.1 genannten Empfehlungen anhand der äquivalenten Betriebsstunden festgelegt werden.
- **D₂** – Der Generator befindet sich in einem für den Dauerbetrieb freigegebenen, aber beobachtungswürdigen Bereich. Eine Wiederholungsprüfung sollte beim nächsten planmäßigen Stillstand oder maximal nach einem Jahr stattfinden.
- **D₃** – Der Generator befindet sich in einem nicht mehr für den Weiterbetrieb geeigneten Zustand, da ein reparaturbedürftiger Schaden vorliegt. In diesem Fall sind alle weiteren Befunde untergeordnet zu bewerten.

Die folgenden drei Abbildungen 48-50 zeigen beispielhaft, wie die Bewertungstabellen mit dem resultierenden „Gesundheitsindex“ aussehen:

Gesundheitsindex - visuelle Prüfung:		
	Bauteil:	Bewertung
1	Blechpaket (Bleche/Verspannung & Aufhängung)	●
2	Durchführungen	●
3	Endschilde	●
4	Gehäuse	●
5	Kappen	●
6	Kühler	●
7	Kupplung	●
8	Lager	●
9	Läuferkörper	●
10	Läufer - Laufflächen	●
11	Läufer - Polabstützungen (Schenkelpol)	●
12	Läufer - Lüfterschaufeln	●
13	Läufer - Nutverkeilung	●
14	Stator - Nutverkeilung	●
15	Stator - Wickelköpfe (Schaltumleitungen)	●
16	Wellendichtungen (Öl- & Staubabstreifer)	●
17	Wellenende	●

GESUNDHEITSINDEX:	16
--------------------------	----

Abbildung 48: Ampelbewertung mit „Gesundheitsindex“ für eine Empfehlung D₁

Je nach Umfang der visuellen Überprüfung ergibt sich bei einer durchweg „grünen“ Tabelle ein Maximalwert von 16 als Ergebnis für den „Gesundheitsindex“. Eine derartige Ausgabe ist beispielhaft in der vorstehenden Abbildung 48 dargestellt.

In der folgenden Abbildung 49 sind einige der untersuchten Bauteile mit der Farbe Gelb eingestuft worden. Für den „Gesundheitsindex“ ergibt sich in diesem Beispiel ein Wert von 19 mit der entsprechenden Empfehlung D₂.

Gesundheitsindex - visuelle Prüfung:		
	Bauteil:	Bewertung
1	Blechpaket (Bleche/Verspannung & Aufhängung)	●
2	Durchführungen	●
3	Endschilde	●
4	Gehäuse	●
5	Kappen	●
6	Kühler	●
7	Kupplung	●
8	Lager	●
9	Läuferkörper	●
10	Läufer - Laufflächen	●
11	Läufer - Polabstützungen (Schenkelpol)	●
12	Läufer - Lüfterschaukeln	●
13	Läufer - Nutverkeilung	●
14	Stator - Nutverkeilung	●
15	Stator - Wickelköpfe (Schaltumleitungen)	●
16	Wellendichtungen (Öl- & Staubabstreifer)	●
17	Wellenende	●

GESUNDHEITSINDEX:	19
--------------------------	----

Abbildung 49: Ampelbewertung mit „Gesundheitsindex“ für eine Empfehlung D₂

Sobald auch nur ein einziges Bauteil nicht den Anforderungen entspricht beziehungsweise ein Mangel oder Schaden vorliegt, ergeben sich für den „Gesundheitsindex“ Werte, die größer als 33 sind. In der folgenden Abbildung 50, bei der beispielsweise ein Mangel an der Läufer-Nutverkeilung vorlag, beläuft sich der „Gesundheitsindex“ in Kombination mit den restlichen Prüfergebnissen auf einen Wert von 48 mit der entsprechenden Empfehlung D₃.

Gesundheitsindex - visuelle Prüfung:		
	Bauteil:	Bewertung
1	Blechpaket (Bleche/Verspannung & Aufhängung)	●
2	Durchführungen	●
3	Endschilde	●
4	Gehäuse	●
5	Kappen	●
6	Kühler	●
7	Kupplung	●
8	Lager	●
9	Läuferkörper	●
10	Läufer - Laufflächen	●
11	Läufer - Polabstützungen (Schenkelpol)	●
12	Läufer - Lüfterschaukeln	●
13	Läufer - Nutverkeilung	●
14	Stator - Nutverkeilung	●
15	Stator - Wickelköpfe (Schaltumleitungen)	●
16	Wellendichtungen (Öl- & Staubabstreifer)	●
17	Wellenende	●

GESUNDHEITSINDEX:	48
--------------------------	----

Abbildung 50: Ampelbewertung mit „Gesundheitsindex“ für eine Empfehlung D₃

Die Bauteiletabelle umfasst derzeit 17 verschiedene Positionen, wobei beispielsweise der erste Punkt zum Thema Blechpaket mehrere Kontrollpunkte zusammenfasst und eine Gesamtbewertung bildet. Ein alternativer Aufbau beziehungsweise eine Ergänzung um weitere Punkte in der Tabelle ist möglich, jedoch würden sich dann die Wertebereiche ebenfalls verändern und müssten entsprechend angepasst werden. Das Ziel bestand darin, eine übersichtliche und möglichst schnell durchführbare Bewertungsmethode zu generieren. Der hier dargestellte Aufbau der Bewertungstabelle hat sich in der Befundaufnahme an mehreren Generatoren in der Praxis bereits als ausreichend und praktikabel bewährt.

5.1.4 Anwendung und Ergebnis des „Drei-Säulen-Modells“

Mit der Anwendung des „Drei-Säulen-Modells“ bietet sich dem Serviceunternehmen eine sehr flexible Möglichkeit, in Abhängigkeit von dem beauftragten Instandhaltungsumfang, eine herstellerunabhängige Untersuchung, Bewertung und Empfehlung für den Zustand sowie den Weiterbetrieb eines Generators abzugeben.

Jede Säule kann separat als Empfehlungsgrundlage herangezogen werden. Idealerweise sollten jedoch die Empfehlungen aus jeder der drei Säulen zu einer optimalen

Instandhaltungsauswertung und -empfehlung beitragen. Dadurch wird die maximale Lebensdauer und betriebliche Verfügbarkeit der jeweiligen Generatoren gesichert.

Ergeben die Empfehlungen auf Grundlage von Richtwerten aus TE-Messungen und des „Gesundheitsindex“ keine Anzeichen einer Schädigung, so sollte der nächste planmäßige Instandhaltungseinsatz grundsätzlich in Abhängigkeit von den äquivalenten Betriebsstunden und der Empfehlung aus Abschnitt 5.1.1 erfolgen.

Für die Fälle, in denen durch eine TE-Messung und/oder die visuelle Befundung, der Generator in eine der anderweitigen Empfehlungskategorien, wie C₂, C₃ sowie D₂ oder D₃ eingestuft wird, werden die in den Abschnitten 5.1.2 und 5.1.3 genannten Aussagen für Handlungsempfehlungen bevorzugt behandelt. Die Säulen zwei und drei stehen in der Gewichtung somit über der ersten Säule.

Durch diese Verknüpfung der drei Bewertungskriterien, nämlich äquivalente Betriebsstunden, Teilentladungsmessung und visuelle Befundung, liegt eine praxistaugliche, standardisierte und verhältnismäßig einfach anwendbare neue sowie herstellerunabhängige Bewertungsmethode zur Bestimmung von optimalen Revisionszyklen beziehungsweise -empfehlungen vor. Eine Grundvoraussetzung zur Anwendung stellt jedoch das „Expertenwissen“ eines durchführenden Serviceunternehmens dar.

Weiterhin erfolgt durch die Benennung der Richtwerte für die TE-Messungen und des „Gesundheitsindex“ für die visuelle Befundung eine Operationalisierung der Bewertungsmethoden, die es ermöglicht, die verschiedenen Generatoren und Instandhaltungseinsätze miteinander zu vergleichen und zu kategorisieren.

Das in dieser Arbeit vorgestellte „Drei-Säulen-Modell“ bildet die Grundlage für die Instandhaltungsempfehlungen des Generatorservices an die Betreiber von Generatoren. Sie sind Bestandteil der Kundendokumentationen, die nach jeder Revision an den Generatorbetreiber übergeben werden. Besonders hilfreich stellt sich diese Bewertung auch für die Kunden kleinerer Unternehmen dar, welche keine eigenen Instandhaltungsabteilungen führen, die die optimalen Zeitpunkte und Umfänge für die jeweiligen Maßnahmen planen und optimieren, da diese so unterstützt werden

können, die maximale Verfügbarkeit und Lebensdauer ihrer Maschinen zu gewährleisten.

5.2 Fallbeispiele

Wie in Kapitel 1.2 bereits thematisiert, existieren in der Praxis und der Forschung zum Teil unterschiedliche Auffassungen über die Prognosemöglichkeit mittels Teilentladungsmessung in Bezug auf die Güte der Wicklungsisolation des Stators.

Daher soll das entsprechende Vorgehen anhand von zwei Praxisbeispielen dargelegt werden, die als Beleg für die in Abschnitt 5.1.2 aufgestellten Empfehlungswerte für die Teilentladungsuntersuchung an Statorwicklungen dienen. Betrachtet werden entsprechende Fälle, bei denen die vorgegebenen Empfehlungswerte überschritten und die Handlungsempfehlung C₃ aus Abschnitt 5.1.2 ausgegeben wurde.

5.2.1 Erstes Fallbeispiel

Im Jahr 2016 wurde im Zuge der Befundaufnahme während einer Hauptrevision an einem 25 MVA Generator neben den standardmäßig durchgeführten elektrischen Messungen, wie beispielsweise einer Isolationswiderstandsmessung und der Überprüfung der ohmschen Widerstände, auch eine Teilentladungsmessung an der Statorwicklung des Generators zur Bestimmung der Isolationsgüte durchgeführt. Die gemessene maximal scheinbare Ladung der Einzelphasen bei einer Prüfspannung von bis zu 10.590 V lag zwischen 1.765 pC für die Phase X-YZ und 85.118 pC für die Phase V-UW. Die Parallelschaltung aller drei Einzelphasen ergab maximale scheinbare Ladungen von 44.842 pC (UVW) beziehungsweise 9.294 pC (XYZ). Hinzu kam, dass die Ergebnisse der Verlustfaktormessungen der Einzelphasen an diesem Generator bei der mittleren Verlustfaktorzunahme die Grenzwerte für Neuwicklungen gemäß [85] übertrafen.

Insgesamt waren starke Anzeichen für eine Schädigung des Glimmschutzes mit einer hohen Streuung der maximal scheinbaren Ladung festzustellen. Vorrangig war die Schädigung an der Phase V (Y) der Statorwicklung zu erkennen.

Nach Auswertung der TE-Messergebnisse mit anschließender Einstufung in den oben beschriebenen Wertebereich C₃ erfolgte vorliegend die angegebene Empfehlung für dazugehörige Tätigkeiten beziehungsweise Maßnahmen.

Bei der im Jahr 2016 durchgeführten Analysemessung handelte es sich bereits um eine Wiederholungsmessung. Denn schon ein Jahr zuvor erfolgte erstmalig, gemäß äquivalenter Betriebsstunden, eine TE-Messung im Rahmen einer geplanten Zwischenrevision am besagten Generator, die als Vergleichsgrundlage herangezogen werden konnte. Mithilfe dieser Ergebnisse konnte der Nachweis der Isolationsverschlechterung über den Zeitraum von einem Betriebsjahr dokumentiert werden.

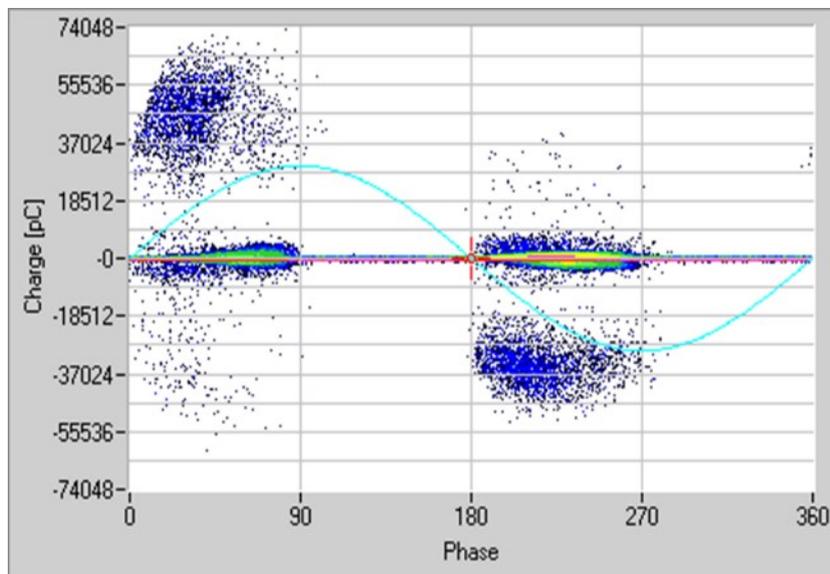


Abbildung 51: TE-Muster der Phase V (2015)

Abbildung 51 zeigt das ausgegebene TE-Muster der Phase V der befundeten Generatorwicklung, aufgenommen während einer TE-Messung im Vorjahr 2015, mit den signifikant hohen Teilentladungserscheinungen von über 74.000 pC.

Aufgrund der Höhe der Messergebnisse folgte der Betreiber der Empfehlung im Jahr 2016, eine erneute TE-Messung an seiner Maschine durchzuführen.

Bereits nach der Erstmessung im Jahr 2015 wurde dem Betreiber geraten, im Zuge einer mehrwöchigen Hauptrevision den Induktor des Generators demontieren zu lassen, um durch eine eingehende visuelle Kontrolle der Statorwicklung eine detailliertere Aussage über den Zustand der Wicklungsisolation treffen zu können.

Aufgrund wirtschaftlicher Erwägungen des Betreibers wurde diese Maßnahme indes auf das Folgejahr verschoben und das Risiko des Komplettausfalls des Generators durch einen möglichen Ständererdschluss in Kauf genommen.

Der Betreiber hielt an seiner Entscheidung für den Weiterbetrieb seines Generators fest, obwohl bei einer endoskopischen Untersuchung der Statorwicklung im Anschluss an die TE-Erstmessung aus dem Jahr 2015 an einer Stelle an der Wicklung ein Isolationsschaden zu erkennen war. Der betroffene Oberlagestab ist auf der folgenden Abbildung 52 zu erkennen. Der rote Pfeil zeigt auf die Stelle, an der der Außenglimmschutz des Stabes fehlerhaft ist.



Abbildung 52: Endoskopiebild mit Schaden am Außenglimmschutz eines Oberlagestabes

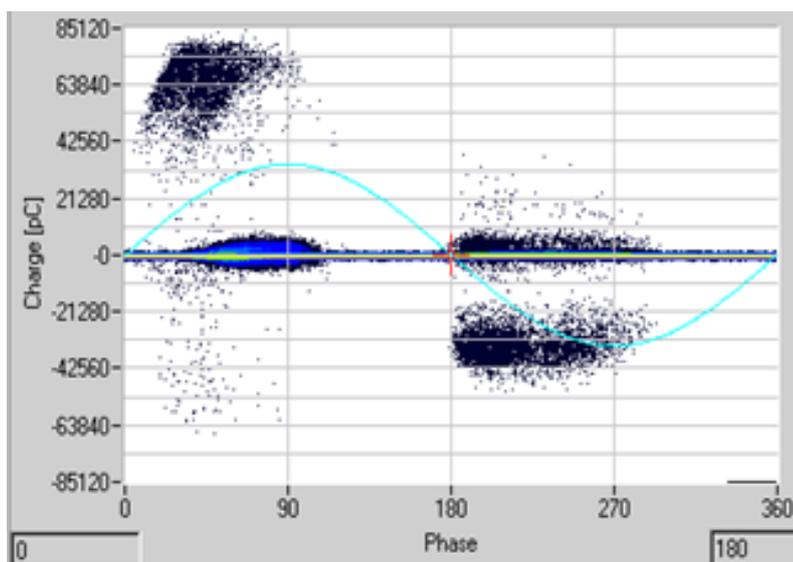


Abbildung 53: TE-Muster der Phase V (2016)

Erst nach Vorlage der Ergebnisse der in der vorstehenden Abbildung 53 dargestellten Wiederholungsmessung aus dem Jahr 2016, bei der sich die maximale scheinbare Ladung der Phase V erneut um mehr als 10.000 pC erhöht hatte, entschied sich der Betreiber, der empfohlenen Maßnahme der Rotordemontage zu folgen. Die Messwerte an den anderen Phasen verblieben weitestgehend auf dem Niveau der Ausgangsmessung aus dem Jahr 2015.

Nach der Demontage des Rotors konnte die in den Nuten des Statorblechpakets installierte Ständerwicklung gemäß den oben ausgeführten Empfehlungen einer visuellen Befundung unterzogen werden. Dabei zeigte sich, dass der Außenglimmschutz mehrerer Stäbe der „auffälligen“ Phase V beschädigt war.



Abbildung 54: Geschädigter Oberlagestab

Abbildung 54 zeigt ein Detail des Blechpakets und zwei darin verbaute Oberlagestäbe der Wicklung. Der grüne Pfeil markiert einen Bereich mit intaktem Außenglimmschutz, während die beiden roten Pfeile geschädigte Bereiche demonstrieren.

Auch im Stabaustrittsbereich der Nut der betroffenen Phase zeigten sich deutliche Ablösungserscheinungen des Außenglimmschutzes, wie anhand der folgenden Abbildung 55 zu erkennen ist. An dieser Stelle war auch deutlich festzustellen, dass die Ablösung des Glimmschutzes nicht nur auf der Staboberfläche zu verzeichnen war, sondern auch bis zu 20 mm tief in die Nut hineinreichte. Diese Tatsache war als besonders kritisch zu beurteilen, da die Gefahr eines Ständererdschlusses im Inneren der Nut aufgrund der Nähe zum Blechpaket deutlich erhöht war.



Abbildung 55: Schaden im Nutaustrittsbereich

Gemäß [78], in der im Anhang F charakteristische TE-Muster zu den häufigsten Fehlern integriert wurden, war eine derart starke Schädigung in die Tiefe der Nut hinein seinerzeit nicht zu erwarten. Vielmehr wäre eine Schädigung des Wickelkopfbereichs und nur der Staboberflächen wahrscheinlicher gewesen, da die für Nutentladungen charakteristische Dreiecksform des Musters nicht vorlag.

Die beiden folgenden Abbildungen zeigen noch weitere der zahlreichen, jedoch völlig unregelmäßig verteilten Fehlerstellen, sowohl im Nutbereich an den Oberlagestäben (Abbildung 56), als auch im Nutaustrittsbereich eines Unterlagestabes (Abbildung 57).



Abbildung 56: Stator-Blechpaket und geschädigte Wicklung



Abbildung 57: Geschädigter Stab der Unterlage

Ein partieller Austausch der geschädigten Wicklungsstäbe war aufgrund des Fertigungsverfahrens nach globalem VPI nicht möglich. Der Ständer hätte einer kompletten Neuwicklung unterzogen werden müssen.

Jedoch konnte mithilfe der TE-Messung sowie der anschließenden visuellen Befundung der Statorwicklung der vorliegende Schaden überhaupt erst detektiert werden. Das verdeutlicht die Wichtigkeit dieser Messmethode für die alltägliche Analysepraxis und bestätigt die Kategorisierung aus Abschnitt 5.1.2.

5.2.2 Fertigungsverfahren von Stator – Spulen

Zum besseren Verständnis des weiteren Vorgehens zur Schadensbeseitigung im beschriebenen Fallbeispiel soll nun ein kurzer Überblick über die entsprechenden Möglichkeiten zu einer Neuwicklung des Stators gegeben werden.

Es existieren im Wesentlichen zwei Produktionsvarianten für die Fertigung von Spulen einer Generatorwicklung. Das sogenannte Resin-Rich Verfahren, bei dem jede Spule einzeln gefertigt wird. Demgegenüber existiert die sogenannte Vacuum Pressure Impregnation (VPI). Dabei handelt es sich um einen Prozess, bei dem vollständig gewickelte elektrische Apparaturen, wie Statoren oder Rotoren, im gänzlich montierten Zustand in Harz getaucht werden. Erst nach diesem Tränken und dem anschließenden Aushärten in einem Umluftofen liegt ein funktionstüchtiges Isoliersystem vor. Das Verfahren wird in der Praxis auch „global-VPI“ genannt.

Bei der Wicklung der Einzelspulen wird mit porösen Bändern, welche sich unter Vakuum, Tränken des Systems mit Überdruck und anschließendem Aushärten während der Trocknungsphase zu einem homogenen Isoliersystem ausbilden, gearbeitet.

Die entsprechenden Vor- und Nachteile der beiden Herstellungsverfahren sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Resin-Rich-Verfahren	VPI
<ul style="list-style-type: none"> + Qualitätsprüfung der Einzelspulen vor Einbau möglich + höhere Fertigungssicherheit + Neuwicklung u/o Ersetzen einzelner Spulen im Schadensfall möglich 	<ul style="list-style-type: none"> + kostengünstige Serienfertigung + besonders harte und zerstörungsresistente Spulen, auch im Wickelkopfbereich + hohe Resistenz gegen Wasser, Schmutz und Chemikalien + hohe TE-Festigkeit durch gute Anbindung der Spulen an das Blechpaket + lange Lebensdauer
<ul style="list-style-type: none"> ○ vergleichbare Qualität zu VPI ○ kein Wechsel zwischen den Technologien 	<ul style="list-style-type: none"> ○ vergleichbare Qualität zu Resin-Rich ○ kein Wechsel zwischen den Technologien
<ul style="list-style-type: none"> – aufwendigere Herstellung (jeder Stab einzeln in Backpresse) – höhere spezifische Kosten pro Spule 	<ul style="list-style-type: none"> – sehr hohe Investition in die Herstellungstechnik – erst nach Fertigstellung prüfbar – Neuwicklung u/o Ersetzen einzelner Spulen im Schadensfall nicht möglich

Tabelle 3: Vor- und Nachteile von Resin-Rich zu VPI-Verfahren

Aufgrund dieser Nachteile von VPI– Wicklungen war ein partieller Austausch einzelner betroffener Stäbe an dem Generator im Fallbeispiel unter 5.2.1 nicht möglich. Unter gegebenen Voraussetzungen hätte mittels einer Pyrolyse, also einer thermo-chemischen Spaltung der Harzverbindungen, die Statorwicklung aus dem

Blechkpaket gelöst werden können, um nach entsprechender Reinigung und Aufarbeitung eine Neuwicklung zu realisieren.

5.2.3 Maßnahmenumsetzung im ersten Fallbeispiel

Um den bei der empfohlenen Neuwicklung des Generatorstators langen Produktionsausfall zu vermeiden, entschied sich der Betreiber indes für die Fertigung eines kompletten neuen Blechkpakets inklusive neuer Spulen. Um das Risiko eines kurzfristigen Ausfalls seines Generators zu minimieren, wurde weiterhin ein sogenanntes „Umsternen“ durchgeführt, bei dem die im Betrieb stärker belasteten Ausleitungen und die hier weniger vorgeschädigten Sternpunktleitungen gegeneinander ausgetauscht wurden. Zusätzlich wurde für den Zeitraum eines weiteren Produktionsjahres ein TE-Online-Monitoringsystem installiert, um eine permanente Überwachung der Ständerisolation gewährleisten zu können und gegebenenfalls bei zu starkem plötzlichen Anstieg der Werte eingreifen zu können.

Im Frühjahr des Jahres 2017 wurde sodann während eines geplanten Stillstands das bis dahin neugefertigte Blechkpaket nebst Wicklung installiert. Ob dieses Vorgehen einen langfristigen Weiterbetrieb des Generators gewährleistet, oder es beispielsweise zu Störungen an den frisch gemachten Schweißverbindungen zwischen neuem Blechkpaket und dem bestehenden Gehäuse kommt, wird sich zeigen.

5.2.4 Zweites Fallbeispiel

Bei einer weiteren Messung im Jahr 2016 an einem Generator mit 10 MVA Scheinleistung wurden Oberflächenentladungen in einer Höhe von bis zu 70.000 pC an der Phase U der Ständerwicklung aufgenommen. Entsprechend der in Abschnitt 5.1.2 aufgeführten Empfehlungen wurde das Messergebnis in den Wertebereich B(13) und in die Empfehlungskategorie C₃ eingestuft. Als Maßnahme wurde bei demontiertem Rotor zum einen eine intensive Reinigung der Wickelköpfe und der Statorbohrung mittels Trockeneis und Elektroreinigers auf Isopropanol-Basis durchgeführt, zum anderen wurde die gesamte Wicklung danach mittels Elektroschutzlacks nachimprägniert. Bei der anschließenden Kontrollmessung konnte eine deutliche Reduzierung der Oberflächenteilentladungen auf 5.000 pC verzeichnet werden. Dieses Ergebnis erlaubte die Einstufung in den Wertebereich B(12) mit der

Empfehlung gemäß C₂, also der Freigabe für den Weiterbetrieb des Generators. Weiterhin bestätigt dieses Beispiel den starken Zusammenhang der Oberflächenentladung zu dem Verschmutzungsgrad der Wicklungsisolation. Der Einfluss von Verschmutzung und Feuchtigkeit auf das Teilentladungsverhalten von Statorwicklungen wird auch in [71, 94] intensiv thematisiert und belegt. Dies ist nur eines von mehreren Beispielen aus den vorliegenden Analysen, die diesen Zusammenhang bekräftigen.

Wie bereits ausgeführt, hat eine Vielzahl von Betreibern von Generatoren die Überwachung des Teilentladungsverhaltens der Wicklungsisolation ihrer Maschinen als probates Mittel zur Betriebssicherung eingestuft, und das mit steigender Tendenz. Aus diesem Grund werden im nächsten Abschnitt neben der Vorgehensweise mittels TE-Monitoring die gängigsten Online-Überwachungssysteme vorgestellt.

5.3 Online – Monitoring

Neben der in Kapitel 3 beschriebenen Möglichkeit der Offline TE-Messung bei im Stillstand befindlichen Generatoren existiert die Online TE-Überwachung, thematisiert in [68, 92, 95-98], bei der die Messung im laufenden Betrieb der Maschine vollzogen wird. Beide Varianten verfügen über entsprechende Vor- und Nachteile.

Die Vorteile der Offline-Messung ergeben sich in der zumeist geringeren Belastung durch Störsignale, der Möglichkeit der Spannungsvariabilität, der Chance, die entsprechende TE-Stelle genauer lokalisieren zu können, der Möglichkeit des Aufzeigens der Einsetz- und Aussetzspannung und der parallel durchführbaren visuellen Inspektion. Nachteilig im Vergleich zur Online-Überwachung ist die Problematik, dass eine separate Energieversorgung für die Messung erforderlich ist, ausschließlich die elektrische Beanspruchung auf die Wicklung beurteilt werden kann und die bei Betrieb eingesetzten verschiedenen Gastypen und Drücke nicht vorliegen (vgl. [32, 99]).

Das Ziel der technischen Diagnostik mithilfe von Online-Monitoringsystemen liegt in der Überwachung, Ursachenfindung und der damit verbundenen Generierung von Maßnahmen entsprechend der aufgetretenen Änderung im Betriebsverhalten der Maschine. Der besondere Anreiz zur Verwendung einer permanenten Überwachung

des Systems liegt in der dauerhaften Verfügbarkeit aktueller Daten, die dementsprechend mit älterem archiviertem Material abgeglichen werden können. So sollen Veränderungen oder sich anbahnende Störungen bereits während ihrer Entstehung erkannt und angezeigt werden. Die damit einhergehende Beschränkung von Fehlern auf ein Minimum ist die Grundlage für kürzest-mögliche und optimal planbare Reparaturzeiten, Kostenersparnis und größtmögliche Verfügbarkeit der Anlage. Denn für die Durchführung einer Online-Messung ist kein Stillstand und damit verbundener Produktionsausfall notwendig (vgl. [70]). Auch mit Blick auf Garantie- oder Versicherungsansprüche bildet die Online-Überwachung des Generators eine entsprechende Dokumentations- und Nachweisgrundlage. Demgegenüber ist der Hauptnachteil des Online-Monitorings dessen kostspielige Anschaffung.

Weitere Nachteile der Online-Überwachung liegen in der aufwendigen Installation der Sensorik, der im Vergleich zur Offline-Messung komplizierteren Störsignalunterdrückung und der Tatsache, dass nur die elektrisch hoch beanspruchten Wicklungsteile überwacht werden können (vgl. [70]).

Für die Auslegung und Beschaffung eines entsprechenden Systems für Generatoren mit einer Spannung von bis zu 10,5 kV inklusive einer vorherigen vor Ort Diagnosemessung mit anschließender Kalibrierung des Systems fallen für den Betreiber knapp über 50.000 Euro Anschaffungskosten an. Dieser Preis beinhaltet bereits die Möglichkeit eines Fernzugriffs auf die Daten zum Zwecke der permanenten Auswertung. Die Preise variieren für die jeweiligen Anlagen, daher soll die Angabe an dieser Stelle nur eine grobe Vorstellung über die Preisdimension verschaffen.

Alternativ zur permanenten Überwachung besteht die Möglichkeit einer temporären Überprüfung. Zu diesem Zweck werden lediglich die benötigten Hardwarekomponenten wie Koppelkondensatoren und eine Anschlussbox implementiert. In regelmäßigen Zyklen können sodann „vor-Ort-Messungen“ bei laufendem Generator durchgeführt werden. Der Betreiber muss bei dieser Variante Anschaffungskosten von über 20.000 Euro kalkulieren und für jede Kontrollmessung, je nach Anreiseentfernung innerhalb Deutschlands, 3.500 bis 4.500 Euro einplanen. Folglich würde sich die Differenz der Anschaffungskosten vom temporären- zum permanenten Überwachungssystem auf rund 30.000 Euro belaufen. Mit 7,2 Kontrollmeseinsätzen hätte sich das permanente

System amortisiert. Wird ein mehrmaliges Messen pro Jahr oder etwa die Überwachung mehrerer Generatoren in einem Werk zugrunde gelegt, würde sich die Anschaffungs-differenz entsprechend schneller ausgleichen.

Wie weiter oben bereits ausgeführt steigt die Nachfrage nach entsprechenden Online-Überwachungssystemen unter den Betreibern von Generatoren. Durch den steigenden Einfluss der erneuerbaren Energien und deren Vorrang bei der Einspeisung in die Energienetze steigt der Bedarf an Mittel- und Spitzenlastbetrieb für die konventionell befeuerten Anlagen im Rahmen der Netzstabilisierung. Die dadurch geschuldete steigende Anzahl an Lastzyklen führt bei den in der Regel auf Grundlastbetrieb ausgelegten Generatoren zu einer erhöhten thermomechanischen Beanspruchung und in der Folge zu einer beschleunigten Alterung der Maschinen und deren Wicklungs-isolation. Zeitgleich steigt mit jedem Lastwechsel und Neustart auch die äquivalente Betriebsstundenzahl und folglich verkürzt sich dadurch die Zeitspanne zum nächsten planmäßigen Instandhaltungseinsatz. Somit steigt die Gefahr von Schäden und unerwarteten Ausfällen. Präventiv könnte der Betreiber durch verkürzte Inspektionsabstände versuchen, den Zustand seiner Generatoren zu bewerten. Dies wäre jedoch nur während zumeist kostenintensiver Stillstände des Kraftwerks möglich.

Um derartige Umsatzausfälle zu minimieren, bietet sich die Installation von Online - Zustandsüberwachungs- und -Diagnosesystemen an, da so die entsprechenden Daten während des Generatorbetriebs aufgenommen und analysiert werden können (vgl. [68]).

Statistische Auswertungen der Allianz Versicherung aus dem Jahr 2001 ergaben, dass 63% der Generatorausfälle von Störungen oder Fehlern innerhalb der Statorwicklung herrühren. Jeweils 12% der Defekte seien zum einen auf die Rotorwicklung, zum anderen auf die Bestandteile wie Kupplung, Lager oder Rotorwelle sowie auf sonstige nicht näher genannte Bauteile zurück zu führen. Lediglich 1% der Ausfälle sei einem Defekt am Blechpaket des Stators anrechenbar (vgl. [93]).

Neben der Teilentladungsüberwachung des Isolationszustands der Generatorwicklung werden in der betrieblichen Praxis hauptsächlich folgende Arten der Maschinenüberwachung im Zuge des Online-Monitorings angewendet:

- Magnetischer Fluss des Rotors, um Windungsfehler bzw. Windungsschlüsse sowie Temperaturerhöhungen detektieren zu können
- Wellenspannung und -strom, um Lagerschäden und Rotorerdschlüsse zu vermeiden
- Luftspalt – Überwachung, zwischen Statorbohrung und Induktor, um magnetisch bedingte Ziehbewegungen und Verformungen feststellen zu können. Dieses Verfahren wird vornehmlich bei Multipol-Generatoren angewandt
- Ozon-Überwachung, um Überhitzungen und Teilentladungen nachzuweisen (vgl. [40])
- Vibrationsüberwachung, um sich anbahnende Lockerungen im System zu überwachen (vgl. [95, 96]).

Das Funktionsprinzip der Teilentladungs-, Verlustfaktor- sowie Windungsschlussmessungen wurde in Kapitel 3 dieser Arbeit bereits erläutert. Gleiches gilt für die verschiedenen Vibrationsmessungen. Die Wellenspannungs- und Wellenstrommessung erfolgt mithilfe von Kohlebürsten, die zumeist auf beiden Seiten des Generators nahe der rotierenden Welle in dafür vorgesehenen Bürstenhaltern montiert werden. Die Installation ist recht unproblematisch während eines Kurzstillstands der Maschine zu realisieren. Modernere Halterungssysteme erlauben sodann auch den Austausch der Bürsten während des Betriebs. Weitaus aufwendiger gestaltet sich das Einbringen der Messensorik für die Luftspaltüberwachung, da dies nur im Rahmen einer großen Revision, bei der der Rotor „gezogen“ wird, realisiert werden kann.



Abbildung 58: Luftspalt – Überwachung [91]

Die vorstehende Abbildung 58 zeigt einen zum Zwecke der Überwachung des magnetischen Flusses im Luftspalt im Inneren der Statorbohrung installierten Sensor. Auf diese Weise können die Größe und die Richtung von statischen und dynamischen Exzentrizitäten sowohl des Stators, als auch des Rotors nachgewiesen werden. Gleiches gilt für mechanische Unwuchten und Fehlpositionierungen von Rotoren.

Die Datenübertragung der mittels Online-Überwachung aufgezeichneten Messdaten kann über Wi-Fi, LAN und 3(4)G – Netzwerk erfolgen, was ein hohes Maß an Flexibilität ermöglicht, da der Datenzugriff ortsunabhängig über Computer, Tablets und sogar Smartphones erfolgen kann. Auch das Hochladen der gewonnenen Daten in vom Anbieter bereitgestellte „Clouds“ ist möglich. Dem großen Vorteil der ständigen und weltweiten Verfügbarkeit der Überwachungsdaten über das Internet steht die mögliche Gefahr durch Online-Ausspähung gegenüber. Im schlimmsten Fall ist sogar das Abschalten der Generatoren durch Hackerangriffe von außen denkbar, wenn beispielsweise entsprechende Schutzparameter beeinflusst werden. Ein möglicher finanzieller Schaden für den Betreiber kann je nach Anlagengröße schnell mehrere Tausend Euro umfassen.

Es ist daher stets einzelfallabhängig, ob sich die Anschaffung eines Monitoring-Systems für den Betreiber lohnt.

So sind die Ziele und der Nutzen des kontinuierlichen Online-Monitorings zusammenfassend:

- Die *Verbesserung der Anlagensicherheit*, da durch Früherkennung von Fehlern in der Betriebsführung, Abweichungen vom Normalzustand, unzulässige Betriebszustände bis hin zu sich anbahnenden Schäden, größere Folgeschäden in der Regel vermieden werden können, wodurch neben der Maschine selbst auch deren Umfeld und das Betriebspersonal geschützt werden
- Die *Steigerung der Anlagenverfügbarkeit*, da ungeplante Stillstände der Generatoren weitestgehend vermieden und auch die Revisionszyklen verlängert werden können, wenn der Maschinenzustand erkannt wird
- Die *Reduzierung der Revisionszeitdauer und der Instandhaltungskosten*, da sich durch entsprechende Diagnostik die Fehler und Ursachen im System

bereits während des Betriebes lokalisieren und identifizieren lassen, wodurch Termine, Material- und Personalbedarf frühzeitig geplant werden können

- Die *Erhöhung der Anlagenlebensdauer*, da mithilfe geeigneter Online-Diagnostik neben einer Optimierung der Generatorfahrweise in Bezug auf Anfahr-, Abstell- und Übergangszustände kritische Betriebszustände weitestgehend vermieden werden können (vgl. [20, 25]).

Der Betreiber ist durch ein geeignetes Online-Monitoring mithin in der Lage, seinen Generator „proaktiv“ und nicht „reaktiv“ im Hinblick auf Ausfälle und Revisionen zu betreiben. Er hat einen schnellen und umfassenden Statusüberblick über alle seine Maschinen, selbst wenn diese überregional über mehrere Werke verteilt betrieben werden und kann diese Überwachung von einem zentralen Ort aus begehren oder durchführen lassen. Die folgende Abbildung 59 zeigt beispielhaft, wie eine derartige Übersicht aussehen kann.

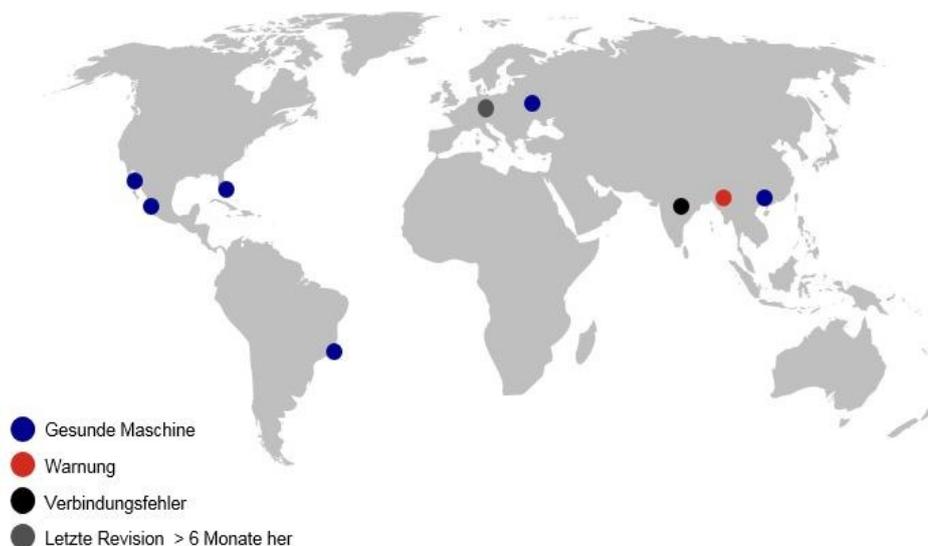


Abbildung 59: Mögliche Visualisierung für Online-Monitoring [91]

Werden also die Erkenntnisse aus dem Online – Monitoring zur Steuerung der Generatorinstandhaltung eingesetzt, führt dies zu der aus betriebswirtschaftlicher Sicht effizientesten Form der Instandhaltung, nämlich der Zustandsorientierten (vgl. [98]).

Die Nachfrage der Betreiber nach permanentem Online-Monitoring ihrer Generatoren ist signifikant gestiegen. Allein im Geschäftsjahr 2017 wurden an fünf weiteren in der „EMDB“ gelisteten Generatoren derartige Überwachungssysteme installiert.

6 Ergebnis und Ausblick

In dieser Arbeit wurde eine wissenschaftliche Analyse von in der betrieblichen Praxis durchlaufenen Revisionsprojekten an Großgeneratoren durchgeführt. Zu Beginn wurde ein möglichst umfangreicher Überblick über den Stand der wissenschaftlichen Erkenntnisse, insbesondere mit Blick auf die verschiedenen Instandhaltungsmodelle und die Teilentladungsmessung als praxistaugliches Bewertungskriterium für die Isolationsgüte von Statorwicklungen aufgezeigt. Im zweiten Kapitel wurde ein kurzer Überblick über die Isoliersysteme von Statorwicklungen gegeben und die vorherrschenden Einflüsse auf deren Alterung beleuchtet. Im dritten Kapitel wurden die gebräuchlichsten bei praktischen Serviceeinsätzen zur Anwendung kommenden Mess- und Prüfverfahren vorgestellt. Sowohl die an dieser Stelle präsentierten mechanischen, als auch die elektrischen Messungen bilden die Grundlage für die Bewertung der untersuchten Generatoren und der dabei generierten Befunde. Diese Befunde, die durchgeführten Maßnahmen zu deren Beseitigung und die Empfehlungen für zukünftig zu ergreifenden Schritte bildeten sodann die Basis für die im Vorfeld dieser schriftlichen Arbeit erstellte „Ereignis-Maßnahmen-Datenbank“. Es entstanden mehr als 120 Generatorlebenslaufakten.

Nach Aufarbeitung und Auswertung sämtlicher detektierter Befunde und durchgeführter Maßnahmen zur Linderung oder Beseitigung der Schäden wurden Rückschlüsse gezogen. Diese sollen neben der Darlegung von zu ergreifenden Maßnahmen bei Vorliegen von Befunden auch zu deren künftiger Vermeidung beitragen, um eine maximale Verfügbarkeit der Maschinen zu erreichen. Weiterhin wurde für die laufenden betrieblichen Serviceeinsätze ein Standard für entsprechende Kundenempfehlungen aufgestellt. Das besondere Augenmerk lag hier darauf, dass sowohl die Analyse, als auch die Empfehlungen herstellerunabhängig für eine Anzahl von mehr als 20 verschiedenen Generatorherstellern gelten sollten.

Es wurde ein „Drei-Säulen-Modell“ eingeführt, dass die Befundaufnahme und die daraus resultierenden Empfehlungen für zu ergreifende Maßnahmen, die Dokumentation und den Weiterbetrieb des Generators operationalisiert und standardisiert.

Die Innovation der vorliegenden Forschungsarbeit liegt mithin in der Einführung dieses sowohl praxistauglichen als auch -erprobten „Drei-Säulen-Modells“ für die Durchführung und Bewertung herstellerunabhängiger Generatorinstandhaltung mit dem Ziel, eine maximale Verfügbarkeit der Generatoren zu gewährleisten. Erstmals wurden dabei Praxiserfahrungen eines herstellerunabhängig arbeitenden Serviceunternehmens über einen Zeitraum von mehr als zehn Jahren ausgewertet. Es ergibt sich bei der Anwendung des Modells eine ideale Instandhaltungsstrategie mit standardisierten Bewertungs- und Handlungsempfehlungsvorgaben für den Umgang mit generierten Befunden an den Maschinen. Aus den so gewonnenen Empfehlungen resultieren zukünftig zu ergreifende Maßnahmen.

Für die erste Säule des Modells wurden die in Kapitel 5.1.1 herstellerunabhängig modifizierten Empfehlungen für die verschiedenen Revisionszyklen gemäß der Anwendung der äquivalenten Betriebsstunden aufgestellt.

Für die zweite Säule wurden auf Grundlage von Auswertungen zurückliegender Teilentladungsmessungen Richt- und Empfehlungswerte für die Auswertung und Kategorisierung der Messergebnisse aufgestellt sowie entsprechende Handlungsempfehlungen gegeben.

Für die dritte Säule wurde ein Ampel- und Punktesystem mit entsprechenden Handlungsempfehlungen für die visuelle Begutachtung von Generatoren und ihrer Anbauteile erarbeitet.

Im Ergebnis dient das vorgestellte Instandhaltungskonzept sowohl dem durchführenden Serviceunternehmen, als auch dem Kunden und Betreiber großer Generatoren als einheitlicher und miteinander vergleichbarer Leitfaden.

Abschließend bleibt festzustellen, dass es nur in den seltensten Fällen zu einem Totalausfall eines Generators kommt. Die meisten Schäden sind reparabel, führen aber regelmäßig zu zeitaufwendigen und zumeist hohen Produktionsausfall- und Reparaturkosten. Der sichere Betrieb von Generatoren kann nur gewährleistet werden, wenn in gewissen Zeitintervallen Instandhaltungsmaßnahmen vorgenommen werden, bevor es zu Ausfällen kommt. Diese Revisionsintervalle sind belastungsabhängig.

Für den wirtschaftlichen Betrieb von Kraftwerken, Müllverbrennungsanlagen, Papierfabriken und andere generatorbetreibende Werke ist die Verfügbarkeit ihrer Maschinen von entscheidender Bedeutung. Aufgrund der aktuellen Marktentwicklungen im Energiesektor mit ansteigender, zustandsorientierter Instandhaltung sind die Generatorbetreiber zunehmend gezwungen, ihre Maschinen flexibler zu betreiben, um auf die massiven netzseitigen Schwankungen des Strombedarfs reagieren zu können. Um jedoch die Verfügbarkeit der Maschinen und lange Laufzeiten derselben gewährleisten zu können, müssen Zustandsverschlechterungen rechtzeitig erkannt und verhindert werden. Zu diesem Zweck sind regelmäßige Instandhaltungsmaßnahmen unerlässlich, um Schäden und damit den Ausfall eines Generators mit einhergehenden finanziellen Einbußen zu vermeiden.

So kann auf Grundlage der hier gewonnenen Analyseergebnisse eine möglichst „lange Lebensdauer“ der Maschinen angestrebt werden und somit kostenintensive und unvorhergesehene Produktionsausfälle, Reparatur- oder Neuanschaffungskosten vermieden, beziehungsweise minimiert werden. Eine exakte Prognose über die konkrete Lebensdauer eines jeweiligen Generators kann jedoch im Ergebnis nicht abgegeben werden.

Um eine möglichst lange Nutzungsdauer eines Generators zu gewährleisten, sollte in zunehmendem Maße eine zustandsorientierte Instandhaltung durch die Betreiber angestrebt werden, da Fehlerquellen frühzeitig festgestellt und eliminiert werden können. Für eine zeitgemäße Revisionsplanung und -durchführung stehen den Betreibern Kombinationen aus mehreren Informationskomponenten zur Verfügung. Dazu gehören:

- Empfehlungen der entsprechenden Generatorhersteller in Form der zugehörigen Handbücher
- Erfahrungen der Generatorbetreiber im Umgang mit ihren jeweiligen Maschinen
- Regelmäßige visuelle Befundungen und elektrische Diagnosemessungen während des geplanten Stillstands des jeweiligen Generators
- Die Überwachung der Betriebsparameter, wie Schwingungen, Ströme, Spannungen und Temperaturen, während des Betriebs

- Schadensstatistiken von Versicherern, Herstellern oder herstellerunabhängigen Untersuchungen, wie der dieser Arbeit zugrundeliegenden „EMDB“
- Online-Monitoringsysteme, die beispielsweise Teilentladungsverhalten, magnetischen Fluss oder Ozonwerte überwachen

Nicht nur die jeweiligen im Betrieb befindlichen Generatoren bilden ein komplexes System, sondern auch die immer komplexer werdenden Anforderungen an den flexiblen Betrieb der Maschinen mit wesentlich mehr Lastwechseln und Starts machen die Zustandsbewertung immer schwieriger. Deshalb ist im Idealfall eine Verknüpfung aller oben genannten Komponenten zu empfehlen.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass durch die Auswertung ereignisbasierter Wartungsmaßnahmen unter Berücksichtigung von Befunden und Monitoringsystemen eine konkrete Lebensdauer eines jeden Generators nicht explizit vorhergesagt, diese allerdings signifikant verbessert werden kann, so die hier gegebenen Richtwerte und Empfehlungen der erforderlichen Messungen und Instandhaltungsintervalle durch die Betreiber eingehalten werden. Ob und für welche Maßnahmen sich der jeweilige Generatorbetreiber entscheidet, ist eine individuelle Einzelfallentscheidung, die von der Art des Unternehmens, der Unternehmensstrategie und Produktionsplanung, der Verfügbarkeit von Ersatzmaschinen, des Budgets und letztlich auch der Risikoabschätzung beziehungsweise -affinität abhängen.

Im folgenden Anhang sind exemplarisch Schäden an einzelnen Hauptkomponenten von Generatoren zusammengetragen, die als Befunde in der „EMDB“ dokumentiert wurden.

Nach Fertigstellung dieser Arbeit sollen die einzelnen Generatorlebenslaufakten der „EMDB“ aktualisiert und ergänzt werden, um dann mithilfe eines IT-Fachmanns die Umsetzung der vorliegenden Daten in ein praxistaugliches Datenbankdesign umzuwandeln. Es soll eine einheitliche Oberfläche entstehen, die sowohl von der Bereichsleitung, der Projektleitung, dem Vertrieb sowie den Technikern und Inbetriebnehmern des Serviceunternehmens bei der täglichen Arbeit genutzt werden kann.

Auch die Erstellung einer Applikation (APP), also einem kleinen Dienstprogramm für die Mobiltelefone der Mitarbeiter ist geplant. Mit einer solchen APP können beispielsweise

neue Daten, wie Generatortypenschilder bei vor Ort Besichtigungen mobil in die Datenbank aufgenommen werden. Auch bei entsprechenden Verhandlungen oder technischen Abstimmungsgesprächen bei und mit dem Betreiber oder Auftraggeber können die benötigten Generatordaten auf dem Mobiltelefon abgerufen werden. Auf diesem Weg soll stets gewährleistet werden, dass keine offenen Empfehlungen vergessen werden oder die Zeitpunkte der letzten durchgeführten Maßnahmen an dem jeweiligen Generator mit einem Blick lückenlos dargelegt werden können.

Wie Eingangs bereits erwähnt, handelt es sich bei dem dieser Analyse zugrunde liegenden Datensatz nicht um Big Data. Doch mit zunehmendem Einsatz von Monitoringsystemen der verschiedensten Art würde sich insbesondere bei Betreibern mehrerer Maschinen und gegebenenfalls permanenter Überwachung das Datenvolumen entsprechend schnell erhöhen, was einen erheblich größeren Umfang hinsichtlich der Speicherung und Auswertung der so gewonnenen Informationen mit sich bringen würde.

Ein weiterer Forschungs- und Weiterentwicklungsansatz in diesem Zusammenhang wäre im Zuge der Digitalisierung die Integration von künstlicher Intelligenz (KI). Vorstellbar wäre ein System, welches einen Maschinenfuhrpark permanent überwacht, die anfallenden Daten auswertet und entsprechende Parameter, vor allem Grenz- und Warnwerte, fortlaufend optimiert und verfeinert. Derartiges „Machine Learning“, also das „künstliche“ generieren von Wissen aus gewonnener Erfahrung, würde den Personaleinsatz bei der Betriebsüberwachung reduzieren. Langfristig würde es dazu beitragen, eine Optimierung der Lebensdauer und Verfügbarkeit, sowie eine Reduzierung der Ausfallwahrscheinlichkeit der Generatoren zu gewährleisten.

7 Anhang

7.1 Schäden am Stator

Bei dem ersten Beispiel handelt sich um einen 1997 von der Firma Alstom gebauten Generator - Stator des Typs TA 30 – 130 mit einer Scheinleistung von 125 MVA. Im Jahr 2011 ging die Maschine durch Auslösen des Ständererdschlussschutzes vom Netz. Es wurde bei der anschließenden Befundaufnahme tatsächlich ein Erdschluss, also eine nicht beabsichtigte elektrisch leitfähige Verbindung zum Erdpotential des Ständerblechpakets in Phase V der Ständerwicklung, detektiert. Am Stabaustritt in der Nut 18 deutete eine deutliche Verfärbung der Isolationsoberfläche auf eine Zerstörung des Nutglimmschutzes, also der gesamten Isolationskomponenten im Inneren der Blechpaketnut, hin.

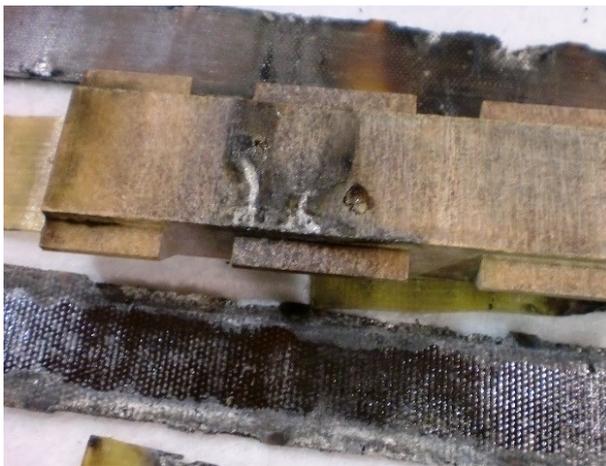


Abbildung 60: Geschädigte Beilagen und Nutkeil

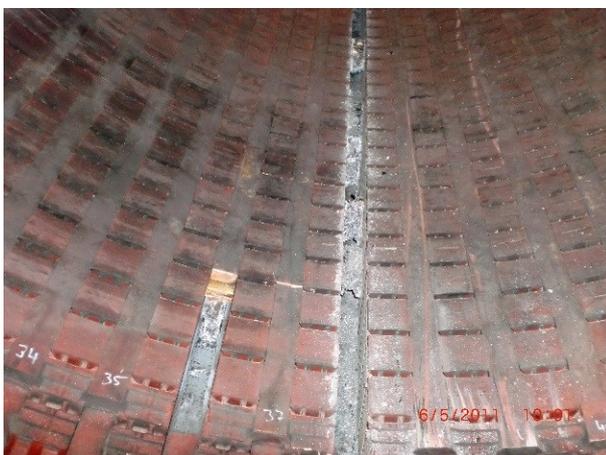


Abbildung 61: Geschädigte Nut 18

Schon bei dem Auskeilen der betroffenen Nut zeigten sich, wie in Abbildung 60 zu erkennen, Ausbrennungen an den Keilen, den Unterlagen und den Nutfedern. Letztere befinden sich zwischen den Keilen und den Oberlagestäben und sorgen für einen entsprechenden Andruck der Wicklung in die Nut. Die vorstehende Abbildung 61 zeigt die entsprechende Nut 18 nach dem Entfernen der Verkeilung.



Abbildung 62: Durchschlagstelle Oberlagestab

Abbildung 62 zeigt eine der Durchschlagstellen auf dem demontierten Oberlagestab der Ständerwicklung.

Das nächste Schadbild ergab sich während einer Magnetisierungsprüfung. Die Magnetisierungsprüfung oder das magnetische Fluten des Statorblechpakets dient der Überprüfung der Blechpaketisolierung, da starke thermomechanische Dauerbeanspruchungen und Wechselzyklen die Isolierung belasten und zu Ermüdungserscheinungen führen können. Auch mechanische Fremdeinwirkungen können zu einer Schädigung beitragen. Dabei handelt es sich bei dieser Messung um eine Stillstandsdiagnose, die nur bei gezogenem Induktor im Rahmen einer großen Revision durchgeführt wird.

Während der 90-minütigen Prüfung wird das Blechpaket kontinuierlich von der Raumtemperatur bis zu einem mittleren Temperaturwert von annähernd 40°C, erwärmt. Dabei werden im Abstand von 15 Minuten mit einer Thermovisionskamera Bilder des Blechpakets aufgenommen. Auf diese Weise können Schwachstellen des Blechpakets, die zu einer lokalen Überhitzung des Generators führen können, schnell lokalisiert werden. Diese mit bloßem Auge zumeist nicht sichtbaren versteckten Mängel können schlimmstenfalls zum Ausfall der Maschine führen. Werden sie entdeckt, können sie

in der Regel schnell und zumeist ohne großen Aufwand während der Revision eliminiert werden.

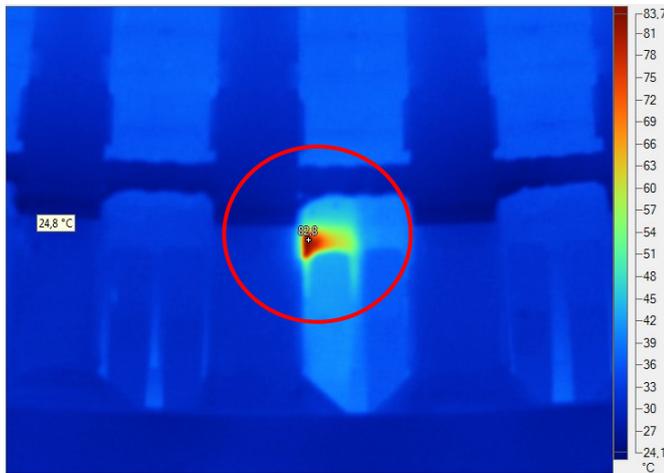


Abbildung 63: Heißstelle im Blechpaket

Bei Abbildung 63 handelt es sich um ein Thermovisionsbild, welches im Rahmen einer magnetischen Flussprüfung an einem 500 MW Elektrosila Leningrad Generator Stator aufgenommen wurde. Es ist eine sogenannte Heißstelle im Blechpaket zu erkennen. Eine Heißstelle bezeichnet einen Abschnitt des Statorblechpakets, an dem die Temperaturdifferenz zum Rest des Prüflings größer als 20K wird. Bei einer Temperatur von durchschnittlich 24,8°C beträgt der Spitzenwert hier 82,8°C.



Abbildung 64: Eisenbrand am Blechpaket

Abbildung 64 zeigt die detektierte Heißstelle im Blechpaket nach teilweisem Abtragen des Elektroschutzlacks. Die Schadstelle wurde im Zuge der Reparaturarbeiten abgeschliffen, gebeizt und abschließend mit Elektroschutzlack versehen. Zu Kontrollzwecken wurde die Magnetisierungsprüfung erneut durchgeführt.

7.2 Schäden am Rotor

Bei der Hauptrevision an einem ABB – Generator mit einer Nennscheinleistung von rund 20 MVA wurde festgestellt, dass sich die äußeren turbinenseitigen Ölabstreifer, die verhindern, dass es während des Betriebs zum Ölaustritt an den Gleitlager kommt, bei einer Nenndrehzahl von 1500 min^{-1} , sehr stark in die Welle des Schenkelpolläufers eingearbeitet hatten. Folglich war die Öldichtheit an dieser Stelle nicht mehr gegeben.



Abbildung 65: Eingelaufene Welle im Bereich der Ölabstreifer

Abbildung 65 zeigt die vier parallel zueinander umlaufenden, bis zu 3 mm tiefen Einlaufrillen auf der Rotorwelle.

Auf der Abbildung 66 sind die im Betrieb gegenüberliegenden Ölabstreifer zu erkennen, welche die Lauffläche des Induktors beschädigt haben. Die ursprünglich aus Stahl bestehenden Abstreifer wurden durch solche aus Aluminium ersetzt, die Schadstelle auf der Welle ausgedreht und mithilfe eines sogenannten „Laser-Pulver-Auftragschweißens“ entsprechendes Material wieder aufgebracht.



Abbildung 66: Geschädigte Ölabstreifer

Nach dem erneuten Bearbeiten der Welle auf der Drehbank, bei dem der benötigte Nenndurchmesser wieder hergestellt wurde, konnte der Läufer wieder montiert und in Betrieb genommen werden.

Ein Beispiel für einen außerplanmäßigen Stillstand verursacht durch einen Rotorerdschluss ergab sich im Jahr 2016 an einem AEG – Generator mit 10,28 MVA Scheinleistung. Als Ursache für den Ausfall des Generators infolge eines Rotorerdchlusses sind Windungsschlüsse innerhalb der Rotorwicklung anzunehmen, in deren unmittelbarer Folge es zur Schädigung der Hauptisolation und zu einem Kurzschluss auf der Erregerseite kam. Durch den Fehlerlichtbogen wurde Kupfer abgelöst und verteilt sich im Bereich des gesamten ES- Wickelkopfes in der Induktorwicklung. Diese Kupferrückstände sind ebenfalls auf der Generatorständerisolation wiederzufinden.

Die folgende Abbildung 67 zeigt den Wickelkopfbereich des Läufers mit der schwarz verfärbten Rotorwicklung nach Schadenseintritt. Der Rotor wurde demontiert, befun-det und im Anschluss einer Neuwicklung unterzogen. Der Produktionsausfall belief sich zeitlich auf 60 Tage.



Abbildung 67: Geschädigter Rotor

Abbildung 68 zeigt ein Detail der Rotorwicklung des havarierten Rotors aufgenommen kurz nach dessen Demontage.



Abbildung 68: Durchschlagstelle an der Rotorwicklung

7.3 Schäden an den Kühlern

Die Umlenkammern der Wärmetauscher eines Generators vom Fabrikat Bergmann – Borsig, Typ 20 x 10,5 / 50, mit einer Scheinleistung von 20 MVA, wurden im Rahmen einer Generatorhauptrevision geöffnet.



Abbildung 69: Stark beschädigter Wärmetauscher



Abbildung 70: Zugesetzte Rohrbündel

Die Abbildungen 69 und 70 zeigen das Ausmaß der extrem starken Verschmutzung. Teilweise waren einzelne Rohre nahezu komplett zugesetzt, wodurch die Durchflutung der Rohrbündel und eine entsprechende Kühlwirkung nicht mehr gegeben waren. Ein Großteil der Innenseiten der Deckel und auch der Trägerplatten waren bereits aufgeopfert, das heißt, es haben ein Materialabtrag und eine -zersetzung stattgefunden. Es konnte durch Reinigung und Neubeschichtung ein längerer Produktionsausfall abgewendet werden, jedoch war eine Neubeschaffung aller vier Kühler zum nächsten Revisionstermin im Folgejahr unumgänglich.

7.4 Schäden an den Gleitlagern

Sehr häufig treten Schäden an den Tragschalen der Gleitlager von Generatoren auf. In den meisten Fällen werden diese Befunde während einer Farbeindring- und/oder Ultraschallprüfung aufgefunden. Mitunter ist eine Schädigung des Weißmetalls jedoch schon mit bloßem Auge zu erkennen und wird durch eine Werkstoffprüfung nur noch verifiziert. Dies war der Fall bei der Lagerschale eines ABB-Generators mit einer Scheinleistung von 35 MVA.

Abbildung 71 zeigt neben starken Riefen in radialer Richtung eine ca. 20 x 40 mm große Strommarke. Aufgrund eines Fehlers am isolierten Aufbau des Gleitlagers erfolgte ein Stromfluss, durch dessen Wärmeentwicklung das Material aufgeschmolzen und in der Folge teilweise durch das Öl ausgespült worden ist.



Abbildung 71: Strommarke und starke Riefen



Abbildung 72: Tiefe Riefe in radialer Richtung

Die vorstehende Abbildung 72 zeigt eine 2 mm tiefe Radialriefe in einer Gleitlagerschale eines 45 MVA – Alstom Generators, die durch das Mitführen von Fremdkörpern im Öl verursacht wurde.

Durch Ausschmelzen, Strahlen, Verzinnen und anschließende Neubeschichtung mit entsprechendem Weißmetall konnten die Lagerschalen wieder instandgesetzt werden. Es handelt sich jedoch um eine relativ zeitaufwendige Reparatur, die mit einem mehrwöchigen Produktionsausfall einhergeht, falls keine Ersatzschalen vorrätig sind.

7.5 Bilder und Tabellen

Temp.	Pt100	Pt500	Pt1000	Ni1000	Ni1000 TK5000	NTC 1kOhm	NTC 1,8kOhm	NTC 2kOhm	NTC 3kOhm	NTC 5kOhm
°C	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
-50,00	80,31	401,55	803,10	743,00	790,88	32886,00		77977,20	200338,00	333914,00
-40,00	84,27	421,35	842,70	791,00	830,83	18641,00		43039,60	100701,00	167835,00
-30,00	88,22	441,10	882,20	842,00	871,69	10961,00		24651,20	53005,00	88342,00
-20,00	92,16	460,80	921,60	893,00	913,48	6662,00		14614,90	29092,00	48487,00
-10,00	96,09	480,45	960,90	946,00	956,24	4175,00	8400,00	8946,90	16589,00	27649,00
0,00	100,00	500,00	1000,00	1000,00	1000,00	2961,00	5200,00	5642,00	9795,20	16325,40
10,00	103,90	519,50	1039,00	1056,00	1044,79	1781,00	3330,00	3656,90	5971,12	9951,80
20,00	107,79	538,95	1077,90	1112,00	1090,65	1205,00	2200,00	2431,10	3748,10	6246,80
25,00	109,74	548,70	1097,40	1141,00	1113,99	1000,00	1800,00	2000,00	3000,00	5000,00
30,00	111,67	558,35	1116,70	1171,00	1137,61	834,20	1480,00	1654,50	2416,80	4028,00
40,00	115,54	577,70	1155,40	1230,00	1185,71	589,20	1040,00	1150,70	1597,50	2662,40
50,00	119,40	597,00	1194,00	1291,00	1234,97	424,00	740,00	816,40	1080,30	1800,49
60,00	123,24	616,20	1232,40	1353,00	1285,44	310,40	540,00	590,10	746,12	1243,53
70,00	127,07	635,00	1270,00	1417,00	1337,14	231,00	402,00	433,90	525,49	875,81
80,00	130,89	654,45	1308,90	1483,00	1390,12	174,50	306,00	324,20	376,85	628,09
90,00	134,70	673,50	1347,00	1549,00	1444,39	133,60	240,00	245,80	274,83	458,06
100,00	138,50	692,50	1385,00	1618,00	1500,00	103,70	187,00	189,00	203,59	339,32
110,00	142,29	711,00	1422,00	1688,00	1556,98	81,40	149,00	147,10	153,03	255,03
120,00	146,06	730,00	1460,60	1760,00	1615,36	64,70	118,00	115,90	116,58	194,30
130,00	149,82	749,10	1498,20	1883,00	1675,18	51,90	95,00		89,95	149,91
140,00	153,58	767,90	1535,80	1909,00	1736,47	42,10	77,00		70,22	117,04
150,00	157,31	786,55	1573,10	1987,00	1799,26	34,40	64,00		55,44	92,39

Temp.	NTC 8kOhm	NTC 10kOhm	NTC 15kOhm	NTC 20kOhm	NTC 30kOhm	NTC 47kOhm	NTC 50kOhm	FeT	KTY81-210
°C	kOhm	kOhm	kOhm	kOhm	kOhm	kOhm	kOhm	Ohm	Ohm
-50,00	537,83	667,83		1667,57	2497,83	3152,41	4168,93		1068,65
-40,00	269,71	335,67		813,44	1219,17	1595,52	2033,61		1158,95
-30,00	141,72	176,68		415,48	622,94	843,12	1038,70	1934,70	1269,25
-20,00	77,70	96,97		221,30	331,88	463,40	553,24	2030,41	1385,15
-10,00	44,27	55,30		122,47	183,70	264,03	306,18	2127,68	1508,65
0,00	26,13	32,65		70,20	105,31	155,48	175,51	2226,53	1639,60
10,00	15,92	19,90	30,40	41,56	62,35	94,38	103,90	2327,01	1778,10
20,00	9,99	12,49	18,80	25,35	38,02	58,91	63,49	2429,15	1924,15
25,00	8,00	10,00	15,40	20,00	30,00	47,00	50,00	2480,86	2000,00
30,00	6,44	8,06	12,00	15,89	23,83	37,73	39,71	2533,00	2077,80
40,00	4,26	5,32	7,80	10,21	15,32	24,75	25,53	2638,60	2238,90
50,00	2,88	3,60	5,20	6,72	10,08	16,60	16,80	2745,99	2407,60
60,00	1,99	2,49	3,60	4,52	6,78	11,36	11,30	2855,23	2583,80
70,00	1,40	1,75	2,50	3,10	4,65	7,92	7,75	2966,36	2767,50
80,00	1,01	1,26	1,80	2,12	3,25	5,63	5,42	3079,42	2958,80
90,00	0,73	0,92	1,30	1,54	2,31	4,06	3,85	3194,47	3152,50
100,00	0,54	0,68	1,00	1,12	1,67	2,98	2,79	3311,56	3363,90
110,00	0,41	0,51		0,82	1,32	2,21	2,05	3430,75	3577,75
120,00	0,31	0,39		0,61	0,91	1,67	1,52	3552,09	3799,10
130,00	0,24	0,30		0,46	0,69	1,27	1,15	3675,65	4028,05
140,00	0,19	0,23		0,35	0,53	0,98	0,88	3801,48	4188,10
150,00	0,15	0,18		0,27	0,41	0,77	0,68	3929,65	4397,70

Abbildung 73: Widerstandskennwerte von verschiedenen Thermogebern

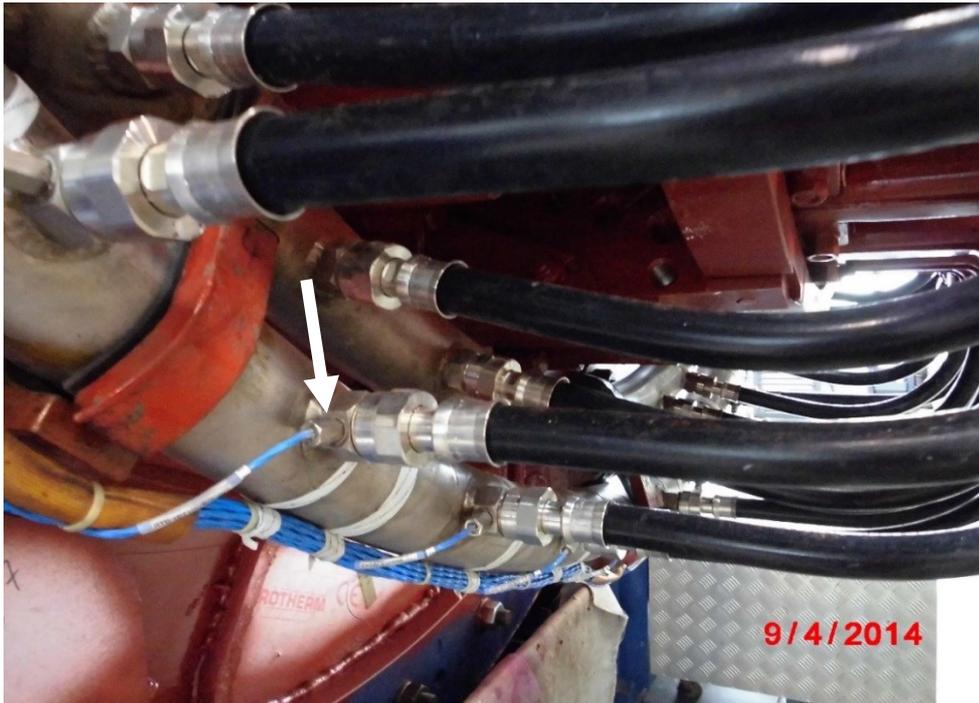


Abbildung 74: PT 100 an den Deionatausleitungen eines 500 MW – Generators (Elektrosila)

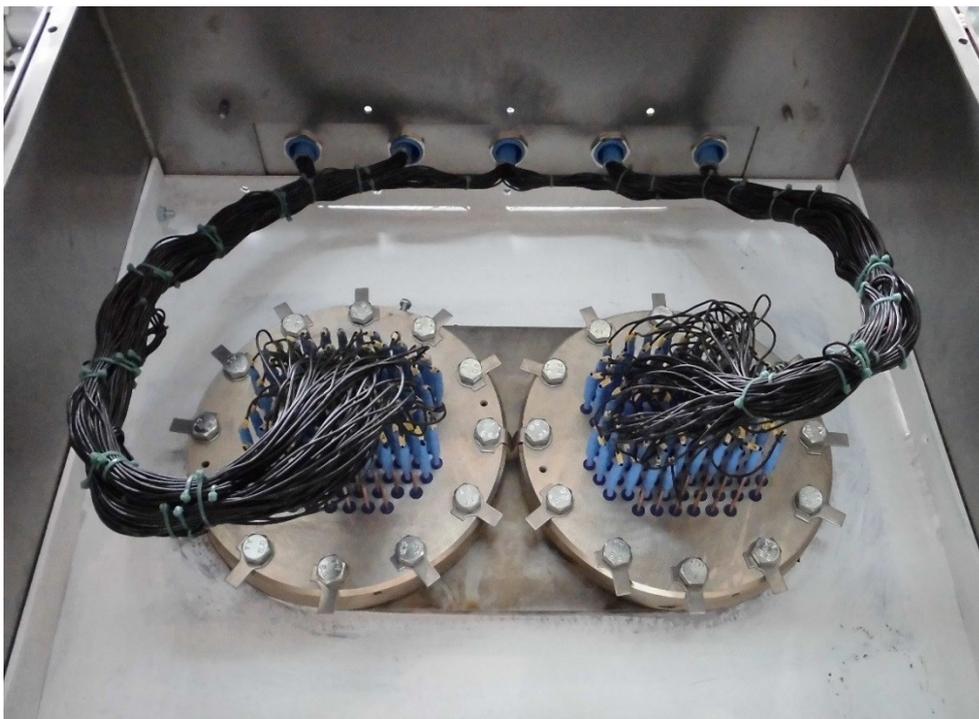


Abbildung 75: "Igel"

Die sogenannten „Igel“, über die die Thermogebersignale aus dem mit H₂ gekühlten Generatorinneren herausgeführt werden.



Abbildung 76: Stehler mit Schwingungsaufnehmer in vertikaler Richtung



Abbildung 77: Roebelstab mit Hohlleitern

Literaturverzeichnis

- [1] Schäfer, Uwe: Elektrische Energiesysteme, Skript zur Vorlesung 0430 L 120, S. 0-3, Technische Universität Berlin, Fakultät IV – Elektrotechnik und Informatik
- [2] DIN 31051 (2012-09): „Grundlagen der Instandhaltung – Begriffe und Maßnahmen“, S. 4
- [3] Weigel & Olsen (2007): „Grundlagen der Messung, der Beurteilung und der Überwachung der mechanischen Schwingungen von Maschinen“, Band 1, 2. Auflage, S. 1-3 & 1-5, W&O Seminare, Heppenheim
- [4] Schröder, Dierk (2000): „Elektrische Antriebe – Grundlagen“, 2. Auflage, S. 71-76, Springer, München
- [5] Weidner (2011): „Maßnahmen zur Lebensdauererlängerung von Turbogeneratoren“, S. 4 & 5, Haus der Technik, Turbogeneratoren in Kraftwerken, Essen
- [6] Mörs, A. (2005): „Vorbeugende Instandhaltung und Prüfung von elektrischen Maschinen“, S. 11, Diam-Publish, Wien
- [7] VGB PowerTech (2010): „Revisionsempfehlungen für Turbogeneratoren“, R167, S. 32, ISBN: 978-3-86875-332-5, Essen
- [8] Siemens AG (1998): „Generatorhandbuch – TLII 92/12-15“, Referenznummer: WE97170, S. 3
- [9] Dahal, K.; Al-Arfaj, K.; Paudyal, K. (2015): “Modelling generator maintenance scheduling costs in deregulated power markets”, European Journal of operational research, vol. 240, no. 2, pp. 551-561, Netherlands
- [10] Dopazo, J. F.; Merrill, H. M. (1975): “Optimal generator maintenance scheduling using integer programming”, IEEE Transaction on power apparatus and systems, vol. 94, no. 5, pp. 1537-1545, USA
- [11] Ekpenyong, U.; Zhang, F.; Xia, X. (2012): “An improved robust model for generator maintenance scheduling”, Electrical power systems research, vol. 92, pp. 29-36, Elsevier Science Sa, Switzerland
- [12] Eygelaar, J.; Lotter, D. P.; van Vuuren, J. H. (2018): “Generator maintenance scheduling based on the risk of power generating unit failure”, International journal of electrical power & energy systems, vol. 95, pp. 83-95, Elsevier SCI LTD, England

- [13] Froger, A.; Gendreau, M.; Mendoza, J. E.; Pinson, E.; Rousseau, L. M. (2016): "Maintenance scheduling in the electricity industry": A literature review, *European Journal of operational research*, vol. 251, no. 3. Pp. 695-706, Elsevier Science, Netherlands
- [14] Han, S.; Kim, H.; Lee, S.; Kim, W. (2016): "Optimization of generator maintenance scheduling with consideration on equivalent operation hours", *Journal of electrical engineering & technology*, vol. 11, no. 2, pp. 338-346, Korean Inst Electr Eng, South Korea
- [15] Lee, Y.; Choi, J.; Jung, M. (2016): „User friendly generator maintenance scheduling simulation system based on probabilistic methodology”, *International conference on probabilistic methods applied to power systems (PMAPS)*, USA
- [16] Leou, R. C. (2001): "A flexible unit maintenance schedule considering uncertainties", *IEEE Transactions on power systems*, vol. 16, no. 3, pp. 552-559, USA
- [17] Leou, R. C. (2006): "A new method for unit maintenance scheduling considering reliability and operation expense", *International journal of electrical power & energy systems*, vol. 28, no. 7, pp. 471-481, Elsevier Sci LDT, England
- [18] Mazidi, P.; Tohidi, Y.; Ramos, A.; Sanz-Bodi, M. A. (2018): "Profit-maximization generation maintenance scheduling through bi-level programming", *European journal of operational research*, vol. 264, no. 3, pp. 1045-1057, Elsevier, Netherlands
- [19] Warnecke, Martin (2008): Dissertation: „Optimierung der Instandhaltungsplanung mit genetischen Algorithmen unter Berücksichtigung des Speicherverhaltens bei der Verfügbarkeitsprognose von Kraftwerksanlagen“, TU – Cottbus
- [20] Yildirim, M.; Sun, X.; Gebraeel, N. Z. (2016): "Sensor-driven condition-based generator maintenance scheduling-part 1": Maintenance problem, *IEEE Transaction on power systems*, vol. 31, no. 6, pp. 4253-4262, USA
- [21] Zhan, J. P.; Guo, C. X.; Wu, Q.H.; Zhang, L. L. (2014): "Generation maintenance scheduling based on multiple objectives and their relationship analysis", *Journal of Zhejiang University-Science C-Computers & Electronics*, vol. 15, no. 11, pp. 1035-1047, Zhejiang Univ., China
- [22] Ryll, Frank, Dr. Freund, Curt (2010): „Grundlagen der Instandhaltung“, S. 23 ff., Springer-Verlag, Berlin

- [23] Sumereder, Christof (2009): „Umfassende Zustandsbewertung von Generatoren“, Elektrotechnik & Informationstechnik, 126/3: S. 126-131, DOI 10.1007/s00502-009-0628-2
- [24] Ladstätter, Werner et al. (2017): „Trends bei großen Wasserkraftgeneratoren“, 10. Essener Turbogeneratorentagung, S. 2-17, Haus der Technik, Technische Universität Dortmund
- [25] Weigel & Olsen (2009): „Erweiterte Diagnoseverfahren für Kraftwerksturbosätze“, Band 3, S. 1-6, 2-5, 8-3, 8-14, 8-16 & 8-88, W&O Seminare, Heppenheim
- [26] Matyas, Kurt (2002): „Industrie Management 18: Ganzheitliche Optimierung durch individuelle Instandhaltungsstrategien“, Gito-Verlag, Wien
- [27] Habel, S.; Kuhlig, S. (2017): „Dynamisches Verhalten von Turbogeneratoren im Netzverbund“, 10. Essener Turbogeneratorentagung, Haus der Technik, Technische Universität Dortmund
- [28] Aha, Ulrich (2013): Dissertation: Optimierung von Instandhaltungsstrategien bei unscharfen Eingangsdaten, Kassel University Press GmbH, Kassel
- [29] Fischer, R. (2000): „Elektrische Maschinen“, 10. Überarbeitete Auflage, S. 19 & S. 286, Carl Hansa Verlag, München
- [30] Küchler, Andreas (2017), „Hochspannungstechnik“, 4. Auflage, S. 471 ff., Springer Verlag, Schweinfurt
- [31] Brügger, T. (2011): „Einfluss starker Lastwechseldynamiken auf das Alterungsverhalten der Isolierung großer Hydrogeneratoren“, Dissertation, S. 6 & S. 17, ETH Zürich
- [32] Mohsen, S.F. (2006): „Zustandsbewertung eines Isoliersystems für rotierende Hochspannungsmaschinen mit elektrischen und dielektrischen Messverfahren“, Dissertation, S. 5-6, S. 12, S. 19, S. 39 & S. 42, Cuviller Verlag Göttingen
- [33] Khazanov, J.; Hutt, J. (2017): “Specific aging processes in two-pole, air-cooled high voltage rotating machines”, Cigre A1 – Rotating electrical machines – Colloquium, Vienna, Austria
- [34] Mosch, W., Eberhardt, M. (2014): „Einführung in die Hochspannungstechnik“, 6. Lehrbrief Feste Isolierstoffe, S. 64, TU Dresden
- [35] DIN EN 60034-2: 1996 (VDE 0530 – Teil 2): „Drehende elektrische Maschinen, Teil 2: Verfahren zur Bestimmung der Verluste und des Wirkungsgrades von drehenden elektrischen Maschinen aus Prüfungen“

- [36] DIN EN 60034-18-1: 2010 (VDE 0530-18): „Drehende elektrische Maschinen – Teil 18: Funktionelle Bewertung von Isoliersystemen – Allgemeine Richtlinien“
- [37] Yang, Y.; Bilgin, B.; Kasprzak, M.; Nalakath, S.; Sadek, H.; Preindl, M.; Cotton, J.; Schofield, N.; Emadi, A. (2017): „Thermal management of electrical machines“, IET Electrical systems in transportation, vol. 7, no. 2, pp. 104-116, Inst engineering technology, England
- [38] Muhr, M. (2006): „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, S. 104, VDE-Verlag, Berlin
- [39] Nau, S. L.; Schmitz, D.; Pires, W. D. (2015): “Methods to evaluate the quality of stator and rotor of electric motors”, 10th international symposium on diagnostics for electrical machines, power electronics and drives, USA
- [40] Staubach, C.; Hildinger, A.; Staubach, A. (2017): “Electrical and thermal analysis of stress grading system of a large hydro generator”, EIC, Baltimore, USA
- [41] Stone, Greg C.; Sedding, H. (2016): “Detection of stator stress relief coating deterioration in conventional and inverter fed motors and generators”, International Conference on condition monitoring and diagnosis, Book series, pp. 270-273, USA
- [42] Brüggel T. (2012): „Zyklische Isolationsalterung bei großen Hydrogeneratoren, Fachkommission für Hochspannungsfragen“, S. 17 & S. 102, ETH Zürich
- [43] Jia, Z.; Peng, X.; Guan, Z.; Wang, L.; Yue, B. (2008): “Evaluation of the degradation of generator stator wall insulation under multistress aging”, IEEE Transaction on energy conversion, vol. 23, no. 2, pp. 474-483, USA
- [44] Kumar, P. G. S.; Reddy K. M. (2015): “Condition evaluation of stator winding Insulation of vintage voltage turbine generator”, IEEE International conference on electrical, computer and communication technologies, USA
- [45] Pietrini, G.; Barater, D.; Immovilli, F.; Cavallini, A.; Franceschini, G. (2017): “Multistress lifetime model of winding insulation of electrical machines”, IEEE Workshop on electrical machines design, control and diagnosis, USA
- [46] GfM (Gesellschaft für Maschinendiagnostik mbH): „Kompendium – Physikalische Messgrößen“, URL: <http://www.maschinendiagnose.de/kompendium-physikalische-messgroesse.html>, (letzter Abruf am 31.12.2018)

- [47] DIN ISO 7919-2, 2001-11-15: “Mechanical vibration. Evaluation of machine vibration by measurements on rotating shafts - Land-based steam turbines and generators in excess of 50 MW with normal operating speeds of 1500 r/min, 1800 r/min, 3000 r/min and 3600 r/min”, Annex: 1
- [48] DIN ISO 10817-1 (2013): „Messeinrichtung für die Schwingungen rotierender Wellen“, Teil 2: Signalverarbeitung zur Ermittlung der Wellenschwingungen
- [49] Emerson Process Management: „Messarten, Wellenschwingung (absolut)“, URL: <http://www.epro.de/index.php?id=157>, (letzter Abruf am 31.12.2018)
- [50] Eurosee: „Mechanische Schwingungen“, URL: <http://www.eurosee.info/AT/Schwingungen-W.pdf>, (letzter Abruf am 31.12.2018)
- [51] Ebi, Günter (2006): „Maßnahmen zur Reduzierung von Gehäuseschwingungen bei Generatoren“, Symposium Schwingungsdiagnose an Kraftwerksturbosätzen, Referat Nr. 19, S. 466 ff.
- [52] Schäfer, Uwe (2018): „Lecture script Electrical Machines II“, pp. 1-29, Technische Universität Berlin, Fakultät IV – Elektrotechnik und Informatik
- [53] DIN ISO 5348:1999-07: „Mechanische Schwingungen und Stöße – Mechanische Ankopplung von Beschleunigungsaufnehmern (ISO 5348:1998)
- [54] Chevroulet, G. (1998): „Die Problematik des Einbaus der Geber bei hydraulischen Maschinen“, Symposium der Firmen TIWAG und Schenk, Methoden, Nutzen und Trends der diagnostischen Überwachung von Maschinenschwingungen und weiteren Zustandsgrößen in Wasserkraftanlagen, S. 4
- [55] Kolerus, Josef (1995): „Zustandsüberwachung von Maschinen“, S. 164, Expert Verlag
- [56] ISO 10816-3 (1998): “Mechanical vibration – Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts – Part 3: Industrial machines with nominal power above 15 kW and nominal speed between 120 r/min and 15.000 r/min when measured in situ”
- [57] DIN EN 60034-14 (VDE 0530 –Teil 14): „Drehende elektrische Maschinen, Teil 14: Mechanische Schwingungen von bestimmten Maschinen mit einer Achshöhe von 56 mm und höher – Messung, Bewertung und Grenzwerte der Schwingstärke“
- [58] Frerichs, D. (2006): „Überwachung der Wickelkopfschwingungen von Generatoren mit faseroptischen Beschleunigungsaufnehmern“, Symposium Schwingungsdiagnose an Kraftwerksturbosätzen, Referat Nr. 17, S. 4 & S. 17

- [59] Decker, Karl-Heinz (2007): „Maschinenelemente, Funktion, Gestaltung und Berechnung“, 16. Auflage, S. 436 ff., Hanser, München
- [60] Carl Schenk AG (1993), „Analyse des dynamischen Verhaltens von Maschinen“, Seminar C 40 – Maschinendiagnose, S. 14, Darmstadt
- [61] Polytec GmbH (2015): „Grundlagen-Seminar, Grundlagen der experimentellen Modalanalyse“, Waldborn, URL: <http://www.polytec.de/vib-university>, (letzter Abruf am 31.12.2018)
- [62] IEC TS 60034-32 (2016): “Rotating Electrical Machines – Part 32: Measurement of stator end-winding vibration at form-wound windings”, p. 13
- [63] Strehlau, U. (2011): „Schaufelschwingungen realer integraler Verdichterlaufräder bei zusätzlicher Berücksichtigung höherer Moden“, Dissertation, Shaker Verlag
- [64] Fuehlersysteme eNet International GmbH (2015): „Pt 100“, URL: <http://www.fuehlersysteme.de/wiki/pt100>, (letzter Abruf am 31.12.2018)
- [65] DIN EN 60751: 2009-05: (IEC 60751:2008): „Industrielle Platin-Widerstandsthermometer und Platin-Temperatursensoren“
- [66] DIN EN ISO 3452-1 (2014-09): „Zerstörungsfreie Prüfung – Eindringprüfung – Teil 1“, Allgemeine Grundlagen, Abschnitte: 8.2 ff. & 8.6.7
- [67] DIN 54152-1 (1979): “Non-destructive testing, penetrant inspection, procedure”
- [68] Siemens AG (2015): „Online-Monitoring zur frühzeitigen Feststellung und Diagnose von beginnenden Schäden an Turbogeneratoren“, Sonderdruck aus VGB PowerTech, S. 7, Erlangen
- [69] IEEE 43-2000 (2006), “Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery”, p. 7 & p. 11, IEEE Power and Energy Society
- [70] Stone, Greg C. (2014): “Electrical Insulation for Rotating Machines: Design, Evaluation, Aging, Testing, and Repair”, pp. 297, 318 & 324, Wiles-Interscience, USA
- [71] Flunke Deutschland GmbH (2014): „Grundlegende Installationsprüfung“, S. 2, Flunke Corporation, Glottertal
- [72] Bender GmbH & Co.KG: „Isolationswiderstand – prüfen – messen – überwachen“, URL: http://www.bender-de.com/fileadmin/bender-de/downloads/article/Fachaufsatz_Isolationswiderstand_pruefen_messen_ueberwachen_de.pdf, (letzter Abruf am 31.12.2018)
- [73] Chauvin Arnoux GmbH (2010), „Alles was Sie über Isolationsmessungen wissen sollten, Megohmmeter von 50 V bis 5000 V DC“, S. 3 & S. 6, Kehl / Rhein

- [74] Bartnikas, R. (2002): “Partial discharges – Their mechanism, detection and measurement”, IEEE Transaction on dielectrics and electrical insulation, vol. 9, no. 5, pp: 763-808, USA
- [75] Campbell, S. R.; Stone, G. C.; Sedding, H.G.; Klempner, G. S.; McDermid, W.; Bussey, R. G. (1994): „Partial online partial discharge tests for turbine generators and motors“, IEEE Transcriptions on energy conversion, vol. 9, no. 2, pp. 281-287, USA
- [76] Dauksy, G.; Jonaitis, A.; Gudzius, S.; Morkvenas, A. (2016): “Investigation of partial discharges at high voltage electric motor bars”, Elektronika ir elektrotechnika, vol. 22, no. 2, pp. 9-12, Kuanas Univ Technology, Lithuania
- [77] Luo, Y.; Li, Z.; Wang, H. (2017): “A review of partial discharge measurement of large generators”, Energies, vol. 10, no. 11, Article number: 1694, MDPI AG, Switzerland
- [78] DIN EN 60034-27-1: 2016-08 (VDE 0530-27-1): „Drehende elektrische Maschinen – Teil 27-1: Off-line Teilentladungsmessungen an der Statorwicklungsisolierungen drehender elektrischer Maschinen – Entwurf“, S. 8 & S. 13
- [79] Griffith, S; Tucker, S.; Milsom, J.; Stone, G. (2000): “Problems with modern air-cooled generator stator winding insulation”, IEEE Electrical insulation magazine, vol. 16, no. 6, USA
- [80] Pohlmann, F.; Weidner, J.; Schattauer, D. (2013): “Design and 25 years of experience of turbine generators with global vpi stator winding”, EPRI generator workshop, Rome, Italy
- [81] DIN EN 60270: 2000 (VDE 0434): „Hochspannungs-Prüftechnik, Teilentladungsmessungen“
- [82] Koltunowicz, W.; Plath, R. (2008): “Synchronous multi-channel PD measurements”, IEEE Transactions on dielectrics and electrical insulation, vol. 15, no. 6, USA
- [83] Stone, Greg C. (2005): “Partial discharge diagnostics and electrical equipment insulation condition assessment”, IEEE Transaction on dielectrics and electrical insulation, USA
- [84] Ul-Haq, S.; Strangers, M. K. W.; Wood, B. (2017): “A proposed method for establishing partial discharge acceptance limits on API 541 and 546 sacrificial test coils”, IEEE Transactions on industry applications, vol. 53, no. 1, pp. 718-722, USA

- [85] DIN EN 60034-27-3: 2016 (VDE 0530-27-3): „Drehende elektrische Maschinen – Messung des dielektrischen Verlustfaktors an der Ständerwicklungsisolierung drehender elektrischer Maschinen“, S.13 & S. 18
- [86] Gockenbach, Ernst (2004): „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel - Grundlagen für Diagnostik“, Vortrag bei der ETG-Fachtagung, Abschnitt 5.5, VDE-Verlag, Berlin
- [87] Hatiegan, C.; Padureanu, I.; Jurcu, M. R., Biriescu, M., Raduca, M.; Dilertea, F. (2017): “The evaluation of the insulation performances of the stator coil for the high vertical synchronous hydro-generators by monitoring the level of partial discharges”, *Electrical engineering*, vol. 99, no. 3, pp. 1013-1020, Springer, USA
- [88] Teichmann, J. (1977): „Die Bedeutung von Verlustfaktormessungen bei der Wartung der Hochspannungswicklung von Turbogeneratoren“, *Electrosuisse*, Nr. 68
- [89] Kahle, M. (1988): „Elektrische Isoliertechnik“, 1. Auflage, S. 121, VEB Verlag Technik, Berlin
- [90] DIN EN 50209:1998 (VDE 0530 –Teil 33): „Prüfung der Isolierung von Stäben und Spulen von Hochspannungsmaschinen“, S. 4
- [91] Quartz Teq GmbH (2015): “Condition monitoring of rotating machines”, Firmenpräsentation, Dr. Fruth, Windisch, Schweiz
- [92] Stone, Greg C. (2012): “A perspective on online partial discharge monitoring for assessment of the condition of rotating machine stator winding insulation”, *IEEE Electrical insulation magazine*, vol. 28, no. 5, pp 8-13, USA
- [93] VDE Colloquium (28.06.2001), „Revisionsempfehlungen für Turbogeneratoren“, Allianz Versicherung (1996-1999), Deutschland
- [94] Fenger, M.; Stone, G.C. (2005): “Investigations into the effect of humidity on stator winding partial discharges”, *IEEE Transactions on dielectrics and electrical insulation*, vol. 12, no. 2, pp. 341-346, USA
- [95] Clark, S. W.; Stevens, D. (2016): “Induction motor rotor bar damage evaluation with magnetic field analysis”, *IEEE Transactions on industry applications*, vol. 52, no. 2, pp. 1469-1476, USA
- [96] Culbert, I.; Letal, J. (2017): “Signature analysis for online motor diagnostics”, *IEEE Industry applications magazine*, vol. 23, no. 4, pp. 76-81, USA

- [97] Hudon, C.; Belec, M (2005): “Partial discharge signal interpretation for generator diagnostics”, IEEE Transactions on dielectrics and electrical insulation, vol. 12, no. 2, pp. 297-319, USA
- [98] Tavner, P. J, (2008): “Review of condition monitoring of rotating electrical machines”, IET Electric power applications, vol. 2, no. 4, pp. 215-247, Inst Engineering Technology, England
- [99] Stone, Greg. C.; Chan, C.; Sedding, H. (2016): “On-line partial discharge measurement in hydrogen-cooled generators”, IEEE Electrical insulation conference (EIC), pp. 194-197, USA

Publikationsliste

- Urban, S.; Schäfer, U. (2016): Betriebliche Schäden an Generatoren mit einer Leistung von bis zu 500 MW, Kraftwerkstechnik 2016, 48. Kraftwerkstechnisches Kolloquium in Dresden, Seiten: 879-889, Saxonia, Freiberg
- Urban, S.; Schäfer, U. (2016): Betriebliche Schäden an Generatoren mit einer Leistung von bis zu 500 MW, 10. Essener Turbogeneratorentagung, Generatoren in konventionellen Kraftwerken, Windparks und Wasserkraftwerken, Essen
- Urban, S.; Schäfer, U. (2017): Gefahr des Ständererdschlusses durch Ablösungserscheinungen des Außenglimmschutzes an Generatoren mit VPI-Wicklung, Kraftwerkstechnik 2017, 49. Kraftwerkstechnisches Kolloquium in Dresden, Seiten: 699-707, Saxonia, Freiberg
- Urban, S.; Schäfer, U. (2017): Erfahrungsbericht: Gefahr des Ständererdschlusses durch Ablösungserscheinungen des Außenglimmschutzes an Generatoren mit VPI-Wicklung, 11. Essener Turbogeneratorentagung, Generatoren in konventionellen Kraftwerken, Windparks und Wasserkraftwerken, Essen