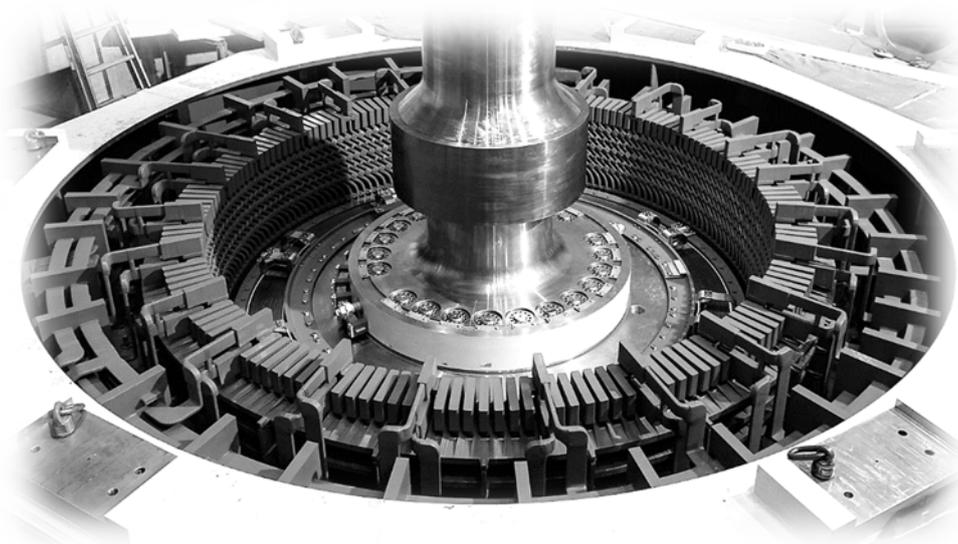


Online-Messverfahren für rotierende elektrische Maschinen

Ausgabe 2 (2019)

Erstellt vom OGE-Fachausschuss „Rotierende elektrische Maschinen“ (FA REM)



Abstract: Description of various Online Measurement Methods for Rotating Electrical Machines

Key Words: Rotating Machines, Stator, Rotor, Stator Winding, Water-Cooled Stator Winding, Rotor Winding, Damper Winding, Solder Connection of Conductor Bundle, Insulation System, Stator Core, Stator Clamping Bolts, Slip Rings, Shaft, Squirrel Cage, Bearing, Deficiency, Damage, Online Measurement Methods, Diagnosis, Partial Discharge, Ozone Analysis, Cooling Air Analysis, Thermal Imaging, Mechanical Vibration, Structure-borne Sound, Rotor Impedance, Air Gap Monitoring, Strain Measurement, Shaft Current, Spectroscopic Temperature Measurement, Imaging Method

Copyright:

Die Urheberrechte an dieser Publikation liegen bei der Österreichische Gesellschaft für Energietechnik (OGE) im Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE)

A-1010 Wien ■ Eschenbachgasse 9

Tel. +43 1 587 63 73 22 ■ Fax: +43 1 586 74 08 ■ E-Mail: oge@ove.at ■ www.ove.at

INHALTSVERZEICHNIS

1	VORWORT ZUR ZWEITEN, ÜBERARBEITETEN AUFLAGE.....	4
2	EINLEITUNG	5
3	GELTUNGSBEREICH	6
4	AUSGEWÄHLTE ONLINE-METHODEN	6
4.1	Auswahlkriterien	6
4.3	Übersichtstabelle Messmethoden.....	7
5	BESCHREIBUNG DER ONLINE-MESSVERFAHREN	9
5.1	Teilentladungsmessung an Statorwicklungen.....	9
5.2	Ozonanalyse der Kühlluft.....	19
5.3	Kühlluftanalyse – thermische Reaktionsprodukte	23
5.4	Thermovision von Lötverbindungen.....	25
5.5	Temperaturmessung an Kühlkreisen wassergekühlter Statorwicklungen.....	28
5.6	Überwachung/Messung der Pressbolzenisolation	30
5.7	Körperschallanalyse Stator.....	32
5.8	Schwingungsdiagnose und -monitoring von Lager, Welle und Gehäuse.....	34
5.9	Polfeldmessung	41
5.10	Luftspaltüberwachung.....	44
5.11	Wellenstromüberwachung / Wellenspannungsmessung	48
5.12	Überwachung der Pressbolzenvorspannung.....	51
5.13	Berührungslose Schleifringtemperaturmessung drehzahl geregelter Asynchronmaschinen (ASM)	55
5.14	Bildgebendes Verfahren zur Erfassung von Blechpaketbuckling.....	59
6	ANHANG A, MÄNGEL UND SCHÄDEN AN DEN KOMPONENTEN VON ROTIERENDEN ELEKTRISCHEN MASCHINEN.....	62
6.1	Durchschläge naturharzgebundener Statorwicklungs-Isoliersysteme	62
6.2	Schäden durch Lockerungen der Statorwicklungen	64
6.3	Glimmschutzschäden durch Auslegungs-, Material- und Fertigungsmängel	67
6.4	Schäden an Blechpaketen und Wicklungsstäben durch Blechpaketlockerungen und Buckling	69
6.5	Folgeschäden durch fehlerhafte Weichlotverbindungen von Statorstäben	71
6.6	Schäden an Polverbindern und Erregerzuleitungen	73
6.7	Schäden an Polen und Dämpferstäben	74
6.8	Schäden an Kurzschlussläufern von Asynchronmaschinen	76
7	GLOSSAR.....	77
8	AUTORENVERZEICHNIS	80

1 Vorwort zur zweiten, überarbeiteten Auflage

Dem OGE-Fachausschuss „Rotierende elektrische Maschinen“ obliegt unter anderem die Aufgabe, Beiträge zur fachlichen Weiterbildung der Mitglieder der Österreichischen Gesellschaft für Energietechnik (OGE) zu leisten. Daher wurde 2003 auf Initiative des Geschäftsausschusses der OGE eine Informationsschrift mit dem Titel „Online-Messungen an rotierenden elektrischen Maschinen“ erarbeitet. Sie ergänzt die „Empfehlungen für die Zustandserfassung der Aktivteile rotierender elektrischer Maschinen“, die als Merkblatt 2 vom OVE¹ im Dezember 1990 herausgegeben wurden.

In der vorliegenden zweiten und überarbeiteten Auflage erfolgte eine stärkere Abgrenzung zu den Offline-Methoden und eine Neubewertung der Eignung für Zustandsbeurteilungen durch in der Anwendung gewonnenen Erfahrungen aus der Sicht der Anwender. Um weitere nationale und internationale Fachkollegen, welche nicht Mitglied im FA REM sind, anzusprechen, erfolgt die Veröffentlichung über die Homepage des OVE.

Wien im März 2019

Im Namen der Mitglieder des FA REM
Karl Zikulnig (Vorsitzender)

¹ OVE-Österreichischer Verband für Elektrotechnik
A-1010 Wien ■ Eschenbachgasse 9
Tel. +43 1 587 63 73 ■ Fax: +43 1 586 74 08 ■ E-Mail: oge@ove.at ■ www.ove.at

2 Einleitung

In den letzten Jahrzehnten wurden die zur Herstellung großer Hochspannungsmaschinen eingesetzten Materialien, die Berechnungsmethoden und Fertigungstechniken sowie die Methoden zur Qualitätskontrolle laufend verbessert. Die daraus resultierenden Vorteile wurden jedoch durch steigende Ausnutzung bzw. Beanspruchung der Materialien und Bauteile teilweise wieder aufgehoben, so dass auch die früher oft reichlich vorgesehenen Sicherheitsreserven reduziert wurden. Als Folge der Liberalisierung ist die veränderte Betriebsweise von Maschinen in Schwell-, Speicher-, und Pumpspeicherkraftwerken zu beachten. Durch nunmehr häufigere Anfahrvorgänge und Lastwechselspiele muss eine beschleunigte Alterung und ein forciertes Verschleiß einzelner Maschinenkomponenten berücksichtigt werden.

Unter diesen Rahmenbedingungen erfordert die betriebssichere, ökonomische und zwangsläufig verlängerte Nutzung von elektrischen Hochspannungsmaschinen in Kraftwerksanlagen neben den routinemäßigen Wartungsarbeiten ein Paket von Maßnahmen, bestehend aus Inspektionen, objektiven Zustandsbeurteilungen sowie der daraus resultierenden Planung, Reihung und Umsetzung der notwendigen Instandsetzungsmaßnahmen und Erneuerungen.

Da die Intervalle eingehender visueller Inspektionen seit einigen Jahren deutlich verlängert werden, gewinnt die messtechnische Diagnostik zunehmende Bedeutung. Die zur Diagnose erforderlichen Messgrößen können dabei unter normalen Betriebsbedingungen des Betriebsmittels (online) oder bei Stillstand (offline) erfasst werden. Online-Messungen können entweder kontinuierlich über die gesamte Betriebszeit oder periodisch bzw. im Bedarfsfall durchgeführt werden. Messungen, die nicht unter normalen Betriebsbedingungen, zumindest aber bei drehender Maschine vorgenommen werden (z. B. bei unerregtem Leerlauf), wurden in dieser Broschüre ebenfalls den Online-Methoden zugeordnet.

In den letzten Jahren wird zunehmend versucht, kostengünstige Online-Methoden für die Diagnostik heranzuziehen. Dieser Trend wird durch die Weiterentwicklung spezieller Messgeräte und Sensoren verstärkt. Mit wenigen Ausnahmen bieten die beschriebenen Online-Messungen den Vorteil, dass der Einfluss verschiedener Betriebsbedingungen und bei kontinuierlicher Erfassung auch die zeitliche Veränderung der Messdaten (*trending*) zur Diagnose genutzt werden können.

Offline-Messungen werden vor allem dann benötigt, wenn die interessierenden Messgrößen durch betriebsbedingte Störeinflüsse stark beeinflusst werden oder unter Betriebsbedingungen systembedingt nicht erfasst werden können (Isolationswiderstände, Spannungsfestigkeit von Wicklungen, Verhalten der interessierenden Messgröße bei Überbeanspruchungen, z. B. der Teilentladungen bei höheren Spannungen als sie im Normalbetrieb auftreten).

Abschließend ist jedoch anzumerken, dass die heute verfügbaren Online- und Offline-Methoden die eingehende visuelle Inspektion der Aktivteile sowie Wahrnehmungen des geschulten Betriebspersonals nicht vollständig ersetzen können. Als anschauliches Beispiel wären beginnende Ermüdungsrisse bei Laschenverbindungen von Polwicklungen anzuführen, wo Maschinenausfälle nur durch rechtzeitige visuelle Erkennung vermieden werden können.

3 Geltungsbereich

Die Beschreibung der Diagnosemethoden wurde in erster Linie auf rotierende elektrische Hochspannungsmaschinen in Wasserkraftwerken abgestimmt. Untere Leistungs- bzw. Spannungsgrenzen lassen sich wegen der Vielfalt der Methoden nicht generell festlegen. Im Allgemeinen wird sich der Einsatz der meisten Methoden jedoch erst bei Maschinen mit Nennleistungen von einigen MVA rentieren. Einige dieser Diagnosemethoden können sinngemäß auch an Turbogeneratoren angewendet werden, wobei jedoch die Eigenheiten und Probleme großer Turbogeneratoren in dieser Broschüre nicht berücksichtigt wurden.

Über die Instandhaltung drehzahlregelte elektrische Hochspannungsmaschinen mit Vollumrichtern liegen im FA wenig Erfahrungen vor, so dass die Eignung der beschriebenen Diagnosemethoden für diese Art von Erzeugungseinheiten bzw. Antriebssystemen zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ausreichend beurteilt werden kann.

4 Ausgewählte Online-Methoden

4.1 Auswahlkriterien

Ein wesentliches Kriterium für die von den Mitgliedern getroffene Auswahl der Methoden war ein Mindestmaß an eigener Erfahrung in der Anwendung des entsprechenden Diagnoseverfahrens. Mangels entsprechender Anwendung konnten nicht alle gebräuchlichen Diagnosemethoden in diese Veröffentlichung aufgenommen werden. Obwohl die im Fachausschuss vertretenen Versorgungsunternehmen auch Turbogeneratoren größter Leistungen betreiben, überwiegt die Anzahl der Wasserkraftgeneratoren bei weitem. Demzufolge liegt der Schwerpunkt der Erfahrungen in der Anwendung der Methoden für Wasserkraftmaschinen verschiedenster Leistungen und Bauformen.

Neben bereits bewährten Untersuchungsmethoden werden auch weniger gebräuchliche Verfahren beschrieben, da sie im Einzelfall wertvolle Informationen liefern können. Bei einigen Diagnosemethoden ist eine klare Abgrenzung zum Maschinenschutz nicht mehr gegeben. Da diese Methoden neben dem Schutz gegen Folgeschäden auch zur Zustandsbeurteilung herangezogen werden können, werden sie dennoch in dieser Veröffentlichung berücksichtigt.

4.3 Übersichtstabelle Messmethoden

Messmethode	Anwendbarkeit der Messmethode			
	Bauteil	Mängel bzw. Schaden (Hauptanwendung)	Eignung für Problemerkennung	
			qualitativ ¹⁾	quantitativ ²⁾
5.1 Teilentladungsmessung (TE-Messung)	Statorwicklung Ableitung	Hohlräume und Delaminationen in der Isolierung, Ablösungen der Nuthülse vom Leiter, Treeing, Schäden an Leit- und Steuerbelägen, Lockerungen von Wicklungsstäben, TE im Wickelkopf, Tracking infolge von Schmutzablagerungen Probleme an Durchführungen, Stromwandlern etc. in der Generatorausleitung	gut / m.E. ³⁾	m.E.
5.2 Ozonanalyse der Kühlluft	Statorwicklung	Schäden an den äußeren Leit- und Steuerbelägen, Lockerungen von Wicklungsstäben, TE im Wickelkopf	gut ³⁾	gut
5.3 Kühlluftanalyse – thermische Reaktionsprodukte	Statorwicklung	Heißstellen bei weichgelöteten Verbindungen von Statorstäben, Teileiterbrüche	gut / m.E. ⁴⁾	-
5.4 Thermovision von Lötverbindungen	Statorwicklung	Heißstellen bei weichgelöteten Verbindungen von Statorstäben	gut / m.E. ⁵⁾	gut / m.E.
5.5 Temperaturmessung an Kühlkreisen direkt wassergekühlter Maschinen	Statorwicklung	Verlegung von Hohlleitern	gut	gut
5.6 Überwachung / Messung der Pressbolzenisolation	Statorblechpaket	Lokale Zerstörung der Isolierung innenliegender Pressbolzen durch Verschiebung einzelner Blechsegmente	gut / m.E. ³⁾	m.E.
5.7 Körperschallanalyse Stator	Statorwicklung	Erhebliche Lockerungen von Wicklungsstäben	gut	m.E.
5.8 Schwingungsdiagnose und Monitoring	Lager, Welle, Rotor	Lagerschaden, Unwucht, Lockerungen von Rotorpolen, Wellenriss	gut	gut

1) Qualitativ = Feststellung bzw. Identifikation eines Mangels oder Schadens

2) Quantitativ = Beurteilung des Umfangs bzw. Ausmaßes von Mängeln oder Schwachstellen

3) m.E. ... mit Einschränkungen; nähere Erläuterungen siehe Beschreibung der Messmethoden

4) Erfahrungen mit Nachbildungen von Schäden gut, jedoch kaum Erfahrungen aus der Praxis

5) mit Einschränkungen, falls Zugänglichkeit nur teilweise gegeben

Messmethode	Anwendbarkeit der Messmethode			
	Bauteil	Mängel bzw. Schaden (Hauptanwendung)	Eignung für Problemerkennung	
			qualitativ ¹⁾	quantitativ ²⁾
5.9 Polfeldmessung	Polwicklung	Erkennung von Windungsschlüssen in Polwicklungen	m.E. ³⁾	- ⁴⁾
5.10 Luftspaltüberwachung	Stator, Rotor	Exzentrizität, Verformungen des Stators und Rotors	gut	gut
5.11 Wellenstromüberwachung / Wellenspannungsmessung	Isolierte Lager, Kupplungen	Lagerschäden, Getriebeschäden	gut	-
5.12 Überwachung der Pressbolzenvorspannung	Statorblechpaket	Nachlassen der Pressung infolge der Setzung des Statorblechkörpers, Blechpaketbuckling, Überwachung auf ausreichende Blechpaketpressung	gut	gut
5.13 Erweiterte Temperatur- analysen: berührungslose Messung der Schleifring- temperatur drehzahl geregelter ASM	Schleifringe drehzahl geregelte ASM	Erhöhter Verschleiß der Kohlebürsten von großen, drehzahl geregelten ASM infolge erhöhter bzw. ungleichmäßiger Erwärmung der Schleifringe	gut	gut
5.14 Bildgebendes Verfahren zur Erfassung von Blechpaket- buckling	Statorblechpaket, Statorwicklung	Blechpaketbuckling, fotografische Erfassung und Trendverfolgung dadurch verursachter Schäden an Zähnen und Statorstäben von Wasserkraftgeneratoren	gut / m.E. ⁶⁾	gut / m.E. ⁶⁾

Tabelle 4.3-1: Zusammenstellung der ausgewählten Online-Messmethoden

- 1) Qualitativ = Feststellung bzw. Identifikation eines Mangels oder Schadens
2) Quantitativ = Beurteilung des Umfangs bzw. Ausmaßes von Mängeln oder Schwachstellen
3) m.E. ... mit Einschränkungen; nähere Erläuterungen siehe Beschreibung der Messmethoden
4) Erfahrungen mit Nachbildungen von Schäden gut, jedoch kaum Erfahrungen aus der Praxis
5) mit Einschränkungen, falls Zugänglichkeit nur teilweise gegeben
6) nur bei Maschinen mit Rotor-Drehvorrichtung anwendbar

5 Beschreibung der Online-Messverfahren

5.1 Teilentladungsmessung an Statorwicklungen

Bearbeiter Binder, Lemesch, Öttl, Weidner, Zikulnig

Zweck, Übersicht Erkennung, Identifikation und Trendverfolgung von Mangel- und Schwachstellen im Isoliersystem der Statorwicklungen von Hochspannungsmaschinen.

Teilentladungen¹ (TE) treten infolge lokal erhöhter elektrischer Feldstärke an Inhomogenitäten in Isoliersystemen auf, sobald eine elektrische Mindestbeanspruchung ($U \geq U_{TE-Einsatz}$) überschritten wird. Sie „überbrücken“ dabei einen Teilbereich in der Isolierung zwischen leitfähigen Teilen auf unterschiedlichem elektrischem Potential, ohne zum elektrischen Zusammenbruch des Gesamtsystems zu führen. Teilentladungen sind daher ein messbares Symptom (L 5.1-1) von Fehlstellen, Beschädigungen bzw. von potentiellen Schwachstellen. Im Isoliersystem von Statorwicklungen sind kleinste Gaseinschlüsse – unabhängig vom Fertigungsverfahren – sogar bei Vakuum-Druck-Imprägnierung (VPI) nicht vollständig vermeidbar. In diesen kleinen Hohlräumen treten bereits unterhalb der Betriebsbeanspruchung stets Teilentladungen auf. Im Gegensatz zum organischen Bindemittel ist der anorganische, stark anisotrope Glimmer in hohem Maße teilentladungsresistent. Erfahrungsgemäß können fehlerfreie Glimmer-Barrieren selbst bei betriebsbedingter leichter Delamination in den feinen anisotropen Glimmerschichten TE-Angriffen langfristig widerstehen, so dass derartige Hohlraumentladungen innerhalb der Hochspannungsisolierung als unbedeutend anzusehen sind. Diese „normalen“ Entladungen überlagern sich aber, wie elektromagnetische Störungen, auch jenen TE-Signalen, die von schwerwiegenderen Fehlstellen und Beschädigungen der Isolierung herrühren und können somit – abhängig von deren messtechnisch erfassbarer Intensität – ihre Erkennung erheblich erschweren.

Typische Fehlstellen, wie z. B. größere lokale Delaminationen oder Rissbildung in der Hauptisolierung, großflächige Ablösungen der Nuthülse vom Teileleiterverband oder Beschädigungen am Außen- oder Endenglimmschutz, unterscheiden sich in ihrer Beschaffenheit von den o. a. Hohlräumen. So können sie andere geometrische Formen (Delaminationen) bzw. stark inhomogene Feldverteilungen (Gleitanordnungen) aufweisen. Sie können auch – wie bei AGS-Schäden und bei Ablösungen der Nuthülse – zwischen einer isolierenden und einer leitfähigen Oberfläche auftreten. Diese unterschiedlichen Verhältnisse beeinflussen in vielfältiger Weise die zeitliche Abfolge sowie die individuelle Ladung der einzelnen TE-Impulse und führen bei Beanspruchungen durch Wechselfelder zu charakteristischen, vom Phasenwinkel (ϕ) der Spannung abhängigen Verteilungen der jeweiligen Ladungshöhen (q).

Die Eigenheiten verschiedener TE-Quellen lassen sich daher besonders gut mit ϕ - q - n -Streudiagrammen visualisieren (Abbildung 5.1-1), die oft auch als phasen aufgelöste TE-Muster bzw. *PRPD pattern* (phase resolved partial discharge pattern) bezeichnet werden. Dabei wird die Gesamtzahl der in den jeweiligen Phasenwinkel-/Ladungshöhenfenstern (ϕ_i/q_i) auftretenden TE-Impulse über eine größere Anzahl von Wechselfeldperioden erfasst und im Streudiagramm farblich dargestellt. Asymmetrische TE-Muster, d. h. unterschiedliche Erscheinungsbilder während der positiven und negativen Wechselfeldhalbwelle, mit den höchsten Ladungswerten q beim Übergang der Spannung in die negative Halbwelle sind beispielsweise typisch für TE-Aktivitäten im Bereich von

¹ TE sind elektrische Entladungen, die nur einen Teil der Isolierung überbrücken.

AGS-Schäden. Weitere Beispiele für charakteristische TE-Muster, mit deren Hilfe verschiedene TE-Quellen im Idealfall eindeutig identifiziert werden können, sind u. a. in der Technischen Spezifikation IEC TS 60034-27 (L 5.1-2) dargestellt. In der Praxis überlagern sich meist die TE-Aktivitäten unterschiedlicher TE-Quellen, so dass die Identifikation ohne zusätzliche Separierung dieser Quellen schwierig wird. Darüber hinaus ist der Einfluss externer Störungen zu berücksichtigen, die in vielfältigster Weise von außerhalb auf die TE-Messung der Statorwicklung einwirken. In IEC TS 60034-27-2 (L 5.1-3) sind die Störeinflüsse und deren Unterdrückung detailliert beschrieben.

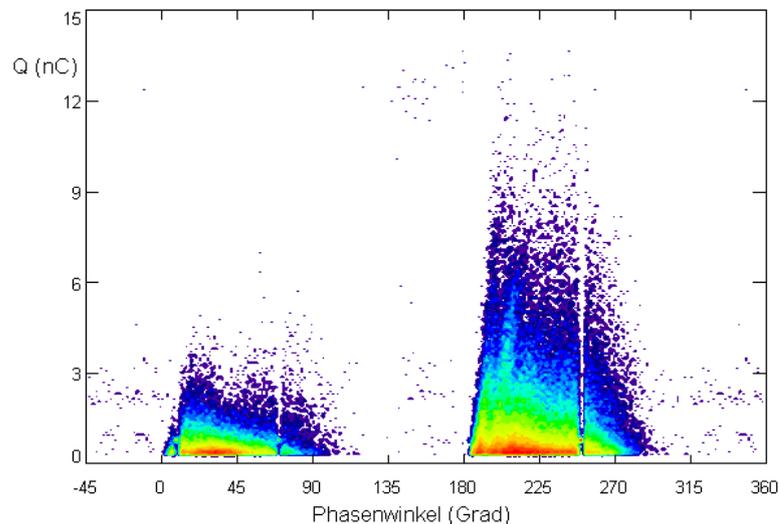


Abbildung 5.1-1: TE-Muster (ϕ -q-n-Diagramm) einer Naturharz-Statorwicklung mit zersetztem Außenglimmschutz im Bereich der Wicklungseingangsstäbe (aus L 5.1-5)

Die TE-Aktivitäten der Statorwicklungsisolierungen rotierender elektrischer Maschinen können offline oder online gemessen werden. Beide Verfahren werden in Technischen Spezifikationen der IEC (L 5.1-2 und L 5.1-3) sowie in einem kürzlich erschienenen IEEE Guide (L 5.1-4, mit 190 Quellenangaben) eingehend beschrieben, so dass in dieser Empfehlung nur einige Ergänzungen zusammengefasst werden.

Online-Messungen waren bisher bei den Unternehmungen der Mitglieder des FA REM für diagnostische Untersuchungen an Statorwicklungen rotierender elektrischer Maschinen weitaus weniger gebräuchlich als z. B. bei nord-amerikanischen Energieversorgungsunternehmen (EVU). Dies hatte folgende Gründe:

- Die Mitgliedsunternehmen des FA REM betreiben eine große Anzahl von Wasserkraftgeneratoren kleiner und mittlerer Größe, für die Investitionen für permanente TE-Koppler in Anbetracht der geringen Fehlerrate und der guten Kenntnis des Betriebszustandes nicht wirtschaftlich erschienen.
- Aus der Fehlerstatistik der vergangenen Jahre ist abzuleiten, dass einige der aufgetretenen Fehler und Schäden durch TE-Messungen nicht identifizierbar gewesen wären (überhitzte Stab-Lötverbindungen, Folgeschäden durch Blechpaketbuckling).
- Zur Verfolgung des Schadensfortschritts elektrisch bedingter AGS-Schäden an einigen Generatoren erwiesen sich Online-Ozonanalysen der Kühlluft als geeigneteres Diagnosewerkzeug als Online-TE-Messungen (L 5.1-8).
- Die Erprobung einiger kommerzieller Online-TE-Messgeräte ergaben teilweise unbefriedigende Ergebnisse (L 5.1-5):

Messgeräte, die Frequenzen im VHF-Bereich (30 MHz – 300 MHz) nutzen, erfassen nur TE-Quellen in unmittelbarer Nähe der TE-Sensoren mit ausreichender Empfindlichkeit. Für Teilentladungen, die nur 3 % der Wicklungslänge von den Sensoren entfernt waren, wurden z. B. bereits Signalabschwächung von 85 % festgestellt.

TE-Messsysteme für den HF-Bereich (3 MHz – 30 MHz) haben zwar eine etwas größere Erfassungsreichweite, die jedoch immer noch weniger als 10 % der Wicklungslänge beträgt. Hochfrequente Überkopplungen von einem parallelen Strang zu anderen Strängen und Phasen im Wickelkopf führen zudem zu erschwerter TE-Quellenidentifizierung.

Bei TE-Messsystemen für den LF-Bereich (100 kHz – 3 MHz) wirkt sich die Ausbreitungsdämpfung weniger signifikant aus. Die Störeinflüsse sind in diesem Frequenzbereich jedoch größer, so dass wirksame Maßnahmen zu ihrer Unterdrückung erforderlich sind.

Messmethode

Teilentladungen sind mit verschiedenen physikalischen und chemischen Phänomenen verbunden, die diagnostisch nutzbar sind. Bei der konventionellen Messmethode werden die von TE-Aktivitäten verursachten impulsartigen Spannungsänderungen an den Stator клемmen für ihre Erfassung herangezogen. Diese können entweder als Spannung in mV oder nach Normalisierung¹ mittels Ladungskalibrator als „Scheinbare Ladung“ in pC bzw. nC gemessen werden.

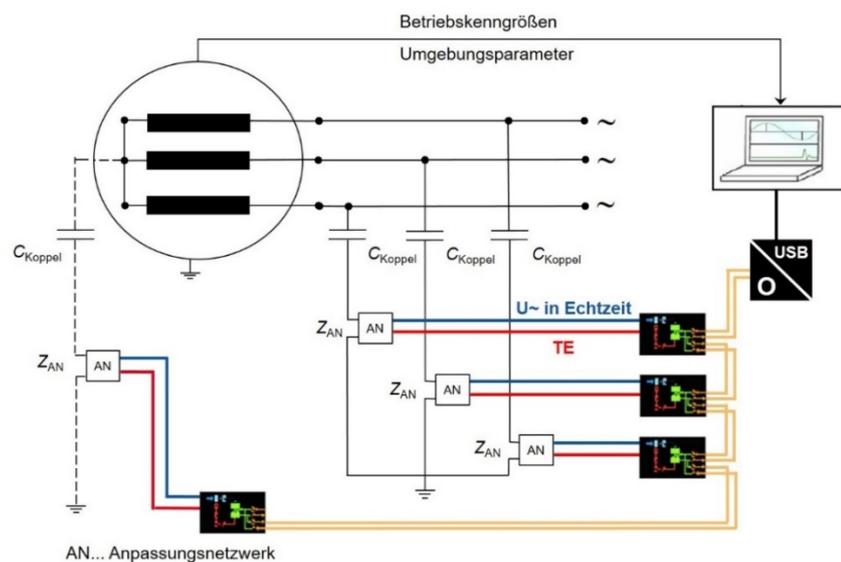


Abbildung 5.1-2: Prinzipschaltbild für TE-Online-Messung an Statorwicklungen

Die vielfältigen Möglichkeiten zur Auskopplung der TE-Signale aus der Hochspannung sind im IEEE Guide (L 5.1-3) sowie in den IEC/TS für TE-Offline-Messungen (L 5.1-2) bzw. für TE-Online-Messungen (L 5.1-3) beschrieben. Die Erfahrungen im FA REM beschränken sich auf Messsysteme, bei welchen die Teilentladungen über hochspannungsfeste Hochpassglieder ausgekoppelt werden. Diese bestehen aus Koppelkondensatoren mit Kapazitäten zwischen 80 pF und 5 nF und dazu in Serie geschalteten Messimpedanzen (Ankopplungsvierpole) oder HF-Stromwandlern. Die hochfrequenten Spannungsimpulse werden auf diese Weise aus der Maschinenspannung herausgefiltert und einem TE-Messsystem zugeführt (siehe Abbildung 5.1-2).

¹ Der in IEC 60270 verwendete Begriff der "Kalibrierung" wird in den Technischen Spezifikationen für TE-Messungen an Generatoren als nicht anwendbar erachtet, da die Kalibrierfaktoren zufolge der Impuls-Ausbreitungsdämpfung und weiterer Einflüsse nicht für alle Teile der Statorwicklung gleich hoch sind.

Die grundsätzlichen Eigenschaften von TE-Messsystemen, das Übertragungsverhalten der Wicklung und dessen Einfluss auf die Messergebnisse von Geräten, die sehr unterschiedliche Frequenzbereiche nutzen, sind ebenfalls in der IEC/TS für TE-Online-Messungen (L 5.1-3) beschrieben. Ergänzend sei hier noch auf neuere Messsysteme verwiesen, die durch spezielle Auswerteverfahren unterschiedliche TE-Quellen zu separieren vermögen (L 5.1-6).

Für die bessere Lokalisierung der TE-Quellen und zur Trennung störender externer Teilentladungen von den Entladungen im Bereich der Statorwicklung des Generators kann eine größere Anzahl an TE-Auskopplungsstellen helfen. In Abbildung 5.1-3 ist ein Beispiel mit folgenden TE-Messstellen dargestellt:

- Sternpunkt der Statorwicklung
- Einzelphasen U, V, W in Nähe der Generatorklemmen
- Einzelphasen U, V, W im Ableitungsbereich Richtung Transformator

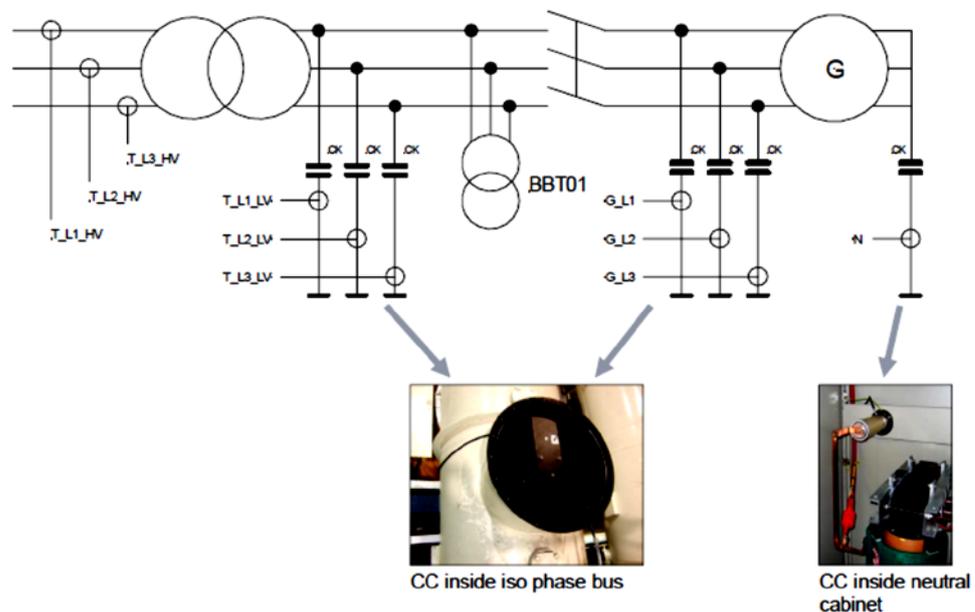


Abbildung 5.1-3: Schaltbild für eine umfassende Online-TE-Messung mit kapazitiver Auskopplung am Generatorsternpunkt, an den Generatorklemmen und im Ableitungsbereich Richtung Maschinentransformator

Durch Vergleich der TE-Muster im ϕ -q-n-Diagramm an den verschiedenen Messpunkten und durch Messung der TE-Laufzeitdifferenzen zwischen den Messstellen lassen sich externe TE- und Störquellen von Teilentladungen in der Generatorwicklung trennen. Mit Hilfe der TE-Messstelle am Wicklungsternpunkt ist eine Zuordnung der TE-Quelle innerhalb des Stranges in Richtung Phasen- oder Sternpunktnähe möglich.

Grundsätzlich wird für eine korrekte Interpretation der gemessenen TE-Muster auch die Kurvenform der Spannung zwischen den Wicklungssträngen und der Generatormasse benötigt. Sollte nämlich der zeitliche Verlauf der Phasenspannungen von einer reinen Sinusform abweichen und sich zusätzlich mit dem Leistungsfaktor ($\cos\phi$) ändern, so können sich auch die TE-Muster wesentlich mitverändern. Dieser Effekt kann zu irigen Schlüssen auf die ursächliche TE-Quelle führen. Beispielsweise würde man die grundverschiedenen TE-Muster in Abbildung 5.1-4 ohne zusätzliche Kenntnis der Spannungsform unterschiedlichen Isolierungsmängeln zuordnen. Tatsächlich wurden die TE-Muster jedoch nacheinander am gleichen Generator aufgenommen, wobei nur der $\cos\phi$ von 0° auf 45°

geändert und damit die Spannungsharmonischen gegenüber der Grundwelle verschoben wurden (weitere Erläuterungen siehe L 5.1-7). Der Einfluss von Spannungsharmonischen auf TE-Muster wird u. a. auch in der Publikation L 5.1-10 beschrieben.

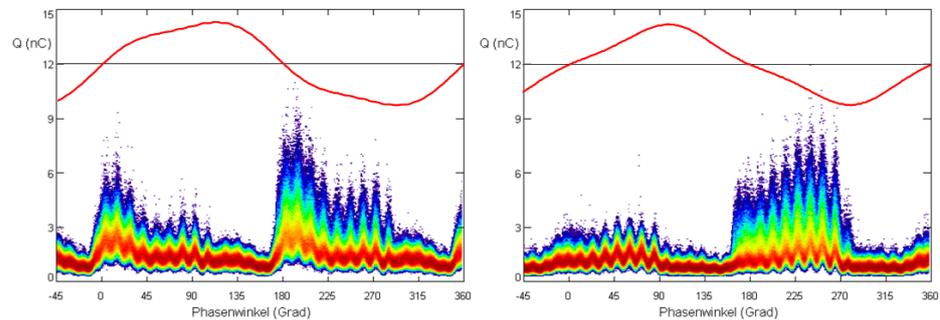


Abbildung 5.1-4: Auswirkungen von Spannungsharmonischen auf TE-Aktivitäten

Daher wird darauf verwiesen, dass zeitsynchrone Aufzeichnungen der Spannungsformen erforderlich sind, um zu korrekten Beurteilungen der TE-Muster zu kommen. Dieser Umstand wird in der IEC-Spezifikation nicht dezidiert erwähnt, und eine exakte synchrone Aufzeichnung jeder Phase der Hochspannung wird auch nicht von jedem TE-Messsystem vorgenommen.

Abweichungen der Leiter-Erde-Spannungen von der Sinusform sind nicht die Ausnahme, wie Berechnungen des Herstellers für einige seiner Großgeneratoren zeigten. Als Beispiel werden in Abbildung 5.1-5 die berechneten Leiter-Erde- sowie Leiter-Leiter-Spannungen eines Großgenerators bei Leerlauf- und Nennlastbetrieb wiedergegeben. Die Kurven der verketteten Spannung bei Leerlauf zeigen den erwarteten sinusförmigen Verlauf. Die Leiter-Erde-Spannungen weicht hingegen doch schon deutlich von der Sinusform ab. Bei Nennlastbetrieb wird die Abweichung der Leiter-Erde-Spannung von der Sinusform noch klarer ersichtlich.

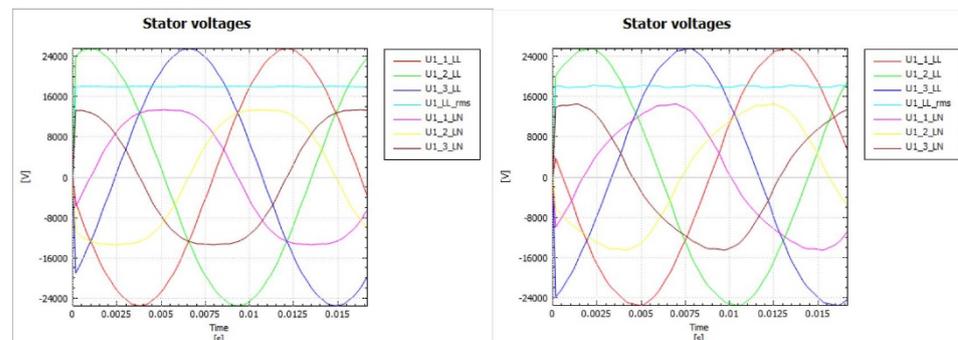


Abbildung 5.1-5: Berechnete Leiter-Erde- und Leiter-Leiter-Spannungen eines 679-MVA-Generators, Bemessungsspannung 18 kV im Leerlauf und bei Nennlast (Quelle: Voith Hydro)

Außerdem ist die Spannungsform etwas verzerrt und damit auch nicht mehr symmetrisch. Die verkettete Spannung behält hingegen auch bei Nennlast nahezu die Sinusform. Bei der Berechnung der Spannungsformen bei Nennlast wurden sinusförmige Statorströme angenommen. Allfällige Einflüsse durch den Blocktransformator oder durch Netzurückwirkungen wurden nicht berücksichtigt.

Einflussfaktoren

Die verschiedenen Einflüsse lassen sich in folgenden Gruppen zusammenfassen:

- Einflussfaktoren, die Änderungen der TE-Aktivitäten verursachen:
 - Form und Höhe der Generatorspannung, Wirk- und Blindleistung
 - Wicklungstemperatur, Feuchte der Kühlluft bei äußeren Entladungen

- Veränderung der Gaszusammensetzung in Hohlräumen (Sauerstoffverbrauch, Bildung von Zersetzungsgasen)
- Veränderung der Luftspalte unter Einfluss von Stromkräften, thermischen Dehnungen und alterungsbedingter Delamination
- Ablagerungen auf der Isolierstoffoberfläche bei AGS-Schäden (Rost) sowie Ablagerungen von Abbauprodukten der Isolierung auf dem Stator-eisen bei AGS-Schäden (L 5.1-9)
- leitfähige Verschmutzungen bzw. Ablagerungen von Schmutz, Öl, Kohle- und Bremsstaub etc. auf der Oberfläche der Wickelköpfe, auf dem EGS und im Phasensprung
- Faktoren, die das Messverhalten der TE-Messgeräte beeinflussen
 - Impulshäufigkeit (Überlagerungsfehler)
 - Position der TE-Quelle in der Wicklung (Dämpfungsfehler, Auswirkung der Signaldämpfung von Bandbreite des Messsystems abhängig)
- Störeinflüsse:
 - TE-Aktivitäten im Bereich der Generatorableitung und der Schaltanlage
 - TE-Aktivitäten parallelgeschalteter Maschinen
 - Kreuzkopplung zwischen den Wicklungssträngen
 - elektromagnetische Interferenzen (z. B. Phasenanschnittsteuerungen, Funkenbildung an Kohle- und Erdungsbürsten)

Einschränkungen Infolge von Dämpfungseffekten sind die TE-Aktivitäten nur in einem eingeschränkten Teil der Statorwicklung mit ausreichender Empfindlichkeit erfassbar (z. B. < 5 % der Wicklungslänge bei sehr breitbandigen Filterverstärkern).

Mechanisch bedingte Isolierungsschäden, die in Wicklungsbereichen situiert sind, die im Betrieb elektrisch niedrig belastet werden, entwickeln keine TE-Aktivitäten und sind daher durch Online-TE-Messung nicht detektierbar.

Störungen oder weniger relevante Entladungen (z. B. Hohlräumentladungen im Bereich kleinflächiger Delaminationen) können die TE-Aktivitäten dominieren und Entladungen gefährlicherer Mängel verdecken („Maskierung“). Dieser Effekt kommt vor allem dann zum Tragen, wenn die vom TE-Messsystem bewerteten Frequenzbereiche der Signale diagnostisch bedeutsamer TE-Quellen durch relativ lange Ausbreitungswege stark abgeschwächt werden.

Messprozedur Grundsätzlich sind Online-Messungen der TE-Aktivitäten von Statorwicklungen bei allen Baugrößen von Maschinensätzen möglich. Bei Maschinen kleinerer oder mittlerer Leistung wird man jedoch meist auf permanent installierte Auskopplungseinheiten mit gefahrlos zugänglichen Signalanschlüssen verzichten und allenfalls Messungen mit temporär eingebauten Koppelgliedern durchführen.

Online-Messungen können periodisch oder permanent durchgeführt werden, wobei letztere hauptsächlich sehr wichtigen oder besonders gefährdeten Maschinen vorbehalten sein werden. Zur Bewältigung der Datenflut sind Datenreduktionsprozesse erforderlich, wie auch in der Technischen Spezifikation der IEC (L 5.1-3) erläutert wird.

Periodische TE-Messungen sollen – wie in der IEC/TS 60034-27-2 (L 5.1-3) beschrieben – bei verschiedenen Last- und Temperaturzuständen vorgenommen werden, um den Einfluss von Stromkräften und der Temperatur auf die TE-Aktivitäten erfassen zu können. Dabei sollen neben der TE-Aktivität auch Betriebsdaten (Spannung, Leistung und Temperaturen) und Umgebungsdaten (Temperatur, Luftfeuchte) erfasst werden, um allfällige Einflüsse auf die TE-Aktivitäten diagnostisch nutzen zu können. Ferner lässt sich die Treffsicherheit der Diagnose durch parallele Anwendung von TE-Messsystemen, die in

unterschiedlichen Frequenzbereichen arbeiten, sowie durch komplementäre Methoden (z. B. Ozonanalysen der Kühlluft) verbessern.

Erfahrungen

Ungeachtet der zahlreichen Messprobleme und Einflüsse ist die TE-Messung eine der wichtigsten Online-Diagnosemethoden für das Isoliersystem rotierender elektrischer Maschinen. Sie hat sich zur Identifikation verschiedener Probleme bisher gut bewährt und wird durch Weiterentwicklungen von TE-Messsystemen und zunehmender Erfahrung noch an Bedeutung gewinnen. An umluftgekühlten Maschinen kann ihre Effizienz durch die Kombination mit O₃-Messungen wesentlich gesteigert werden (siehe Punkt 5.2). Treffsichere Diagnosen erfordern jedoch ein hohes Maß an Expertenwissen über Messtechnik, Isoliersysteme und ihre Wechselbeziehung zu anderen Bauteilen der Maschine sowie über potenzielle Schwachstellen im Isoliersystem.

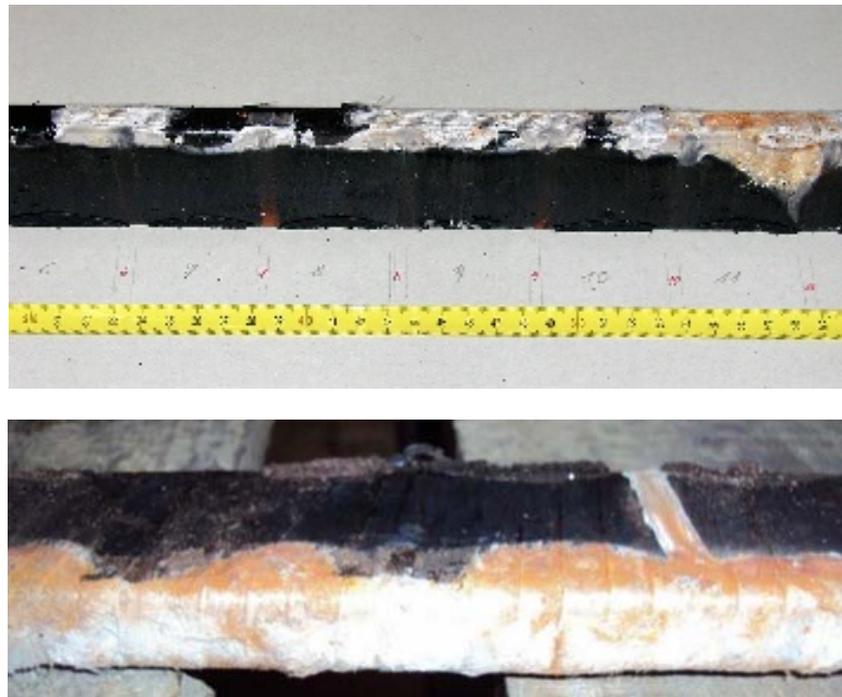
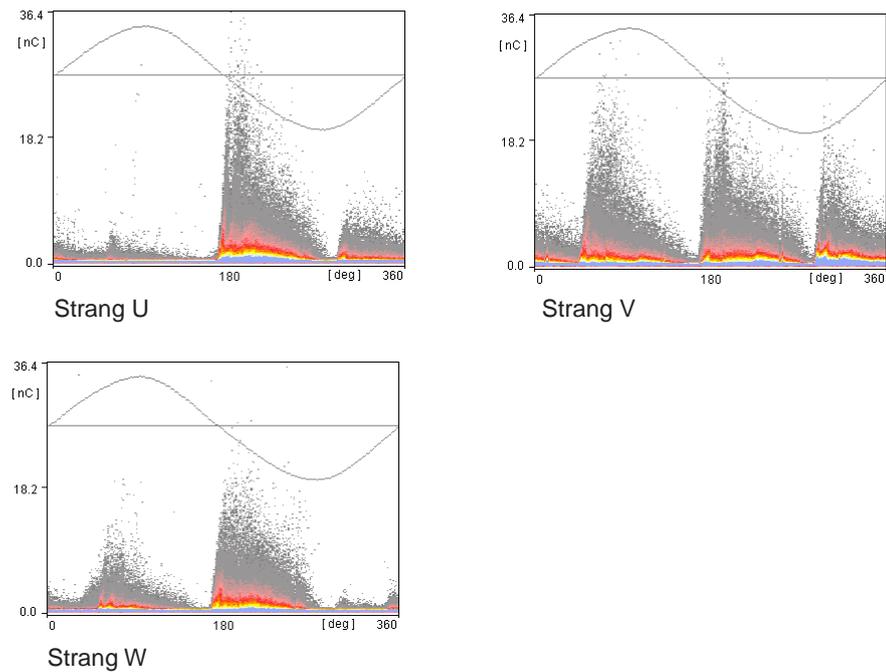
In manchen Publikationen und Firmenbroschüren wird die Ansicht vertreten, dass die Höhe der gemessenen Entladungen in direkter Beziehung mit der Gefährdung der Isolierung steht. Dieser Zusammenhang konnte jedoch in diversen Lebensdaueruntersuchungen an Generatorstäben bisher nicht nachgewiesen werden.

Zusätzlich ist – besonders bei TE-Messsystemen im HF- und VHF-Bereich – zu beachten, dass hochfrequente Signalanteile schon nach kurzen Ausbreitungswegen durch die Wicklung stark bedämpft werden. Es ist evident, dass selbst ein hypothetischer Zusammenhang zwischen der Ladungshöhe und dem Zustand der Isolierung bei Signalabschwächungen von 80 % und mehr verloren ginge. Außerdem können auch die erwähnten Einflussfaktoren (u. a. die Luftfeuchte) die TE-Intensitäten erheblich reduzieren, so dass von dieser simplifizierten Bewertung von TE-Aktivitäten abzuraten ist. Wie in IEC 60034-27 beschrieben, sollten vielmehr der zeitliche Trend der TE-Intensität, der Vergleich zu typgleichen Maschinen und die Bewertung der TE-Muster für eine Analyse des TE-Verhaltens einer Statorwicklung herangezogen werden. Dem ist hinzuzufügen, dass bei solchen Vergleichen zumindest die hier erwähnten Einflussfaktoren in die Überlegungen einzubeziehen sind. In vielen Fällen geben komplementäre Messverfahren (z. B. Ozonanalysen der Kühlluft) sowie anschließende TE-Messung im Stillstand weitere Aufschlüsse.

Beispiel

Das anschließende Beispiel zeigt die während des Vollastbetriebs aufgenommenen TE-Aktivitäten der Statorwicklung eines 52-poligen 10,5-kV-Generators mit einer Bemessungsleistung von 50 MVA (siehe Abbildung 5.1-6).

Asymmetrische Muster der TE-Aktivitäten – wie im Wicklungsstrang U – sind typisch für Teilentladungen zwischen dem Eisenpaket und Staboberflächen, an welchen der AGS großflächig erodiert wurde. Im vorliegenden Fall wurde – wie weitere Untersuchungen zeigten – die AGS-Bänder elektrisch hochbeanspruchter Wicklungsstäbe lokal durch Teilentladungen zersetzt. Das Foto in Abbildung 5.1-6 zeigt Abschnitte eines Oberstabes aus dem Eingangsbereich der Wicklung, wo das AGS-Band durch den TE-Angriff großflächig erodiert wurde. Die quantitative Entwicklung solcher AGS-Schäden wurde vor allem mittels Ozonanalysen der Kühlluft sowie durch vielfältige Offline-Untersuchungen über einige Betriebsjahre verfolgt.

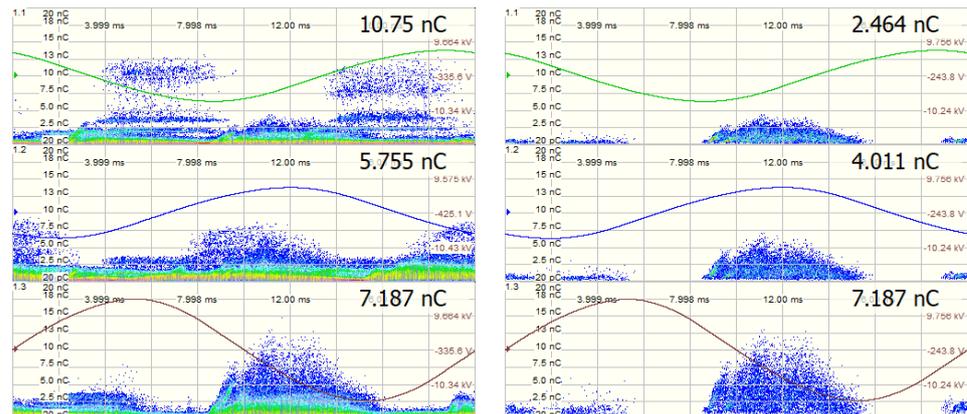


Großflächige Schädigung des AGS durch TE-Erosion (AGS-Schaden)

Abbildung 5.1-6: TE-Aktivitäten der Statorwicklung eines 10-kV-Generators mit AGS-Erosionen, Online-Messung bei Vollast

Die drei ϕ -q-n-Diagramme zeigen auch recht anschaulich den möglichen Einfluss von Kreuzkoppeleffekten auf die TE-Muster. So ist beispielsweise das TE-Muster für den Wicklungsstrang V durch starke elektromagnetische Überkopplung der TE-Aktivitäten aus den anderen Wicklungssträngen geprägt (drei ähnliche TE-Muster, die jeweils um 120° versetzt sind). Tatsächlich sind aber nur die Teilentladungen zwischen 180° und 270° dem Wicklungsstrang V zuzuordnen. Im Wicklungsstrang W ist ebenfalls – ungefähr bei 60° – die etwas schwächere Überkopplung der TE-Aktivitäten eines anderen Wicklungsstrangs zu erkennen. Es ist evident, dass solche Überlagerungen die Interpretation der TE-Muster erschweren.

Ein weiteres Beispiel zeigt die TE-Muster eines großen 18-kV-Synchrongenerators. Durch Anwendung der sogenannten 3PARD-Methode (® Omicron) ist es möglich, signifikante TE-Quellen der einzelnen Wicklungsstränge aus den gesamten TE-Aktivitäten herauszufiltern. Das rechte Diagramm in Abbildung 5.1-7 zeigt, dass sich die TE-Aktivitäten von Wicklungsstrang W relativ stark auf die beiden anderen Stränge überkoppeln. Die Höhe der scheinbaren Ladungen kann bei der Messung aufgrund der fehlenden Kalibrierung nur relativ, zum Vergleich zwischen den Phasen, herangezogen werden. In dem Beispiel kann das gefilterte Phänomen als Gleitladung identifiziert und dem Wicklungsstrang W zugeordnet werden.



Ungefilterte PRPD pattern

Mittels 3PARD gefilterte PRPD pattern

Abbildung 5.1-7: TE-Aktivitäten der Statorwicklung eines 18-kV-Generators mit AGS-Erosionen am Nutaustritt der Stäbe, Online-Messung bei einer Messfrequenz $6,4 \text{ MHz} \pm 325 \text{ kHz}$

Die Fotos der Nutaustritte von einigen Statorwicklungsstäben in Abbildung 5.1-8 bestätigen diese Annahme. Sie zeigen lokale Zersetzungen der AGS-Bänder infolge des TE-Angriffs und weiße Staubablagerungen (Abbauprodukte des AGS).



Abbildung 5.1-8: 18-kV-Statorwicklung mit AGS-Erosionen am Nutaustritt einiger Wicklungsstäbe. Das schwarze AGS-Band ist lokal durch den TE-Angriff zersetzt

Literatur

- L 5.1-1:** IEC 60270 2011: High-voltage test techniques – Partial discharge measurements
- L 5.1-2:** IEC/TS 60034-27, 2006
Rotating electrical machines – Part 27: Offline partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines
- L 5.1-3:** IEC/TS 60034-27-2, 2012
Rotating electrical machines – Part 27-2: Online partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines
- L 5.1-4:** IEEE Std 1434™-2014: IEEE Guide for the Measurement of Partial Discharges in AC Electrical Machines
- L 5.1-5:** Binder, E., et. al.: „Experience with Online PD Measurements of Generators“, CIGRE 1998, Paris, Paper 15-106
- L 5.1-6:** Koltunowicz, W., Plath, R. (2008): Synchronous multi-channel PD measurements. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, Issue 6, December, pp. 2043-2051
- L 5.1-7:** E. Binder, A. Draxler, H. Egger, A. Hummer, H. R. Fuchs, H. Koglek, F. Müller, M. Drpic, M. Hoof, R. Käfer, S. Lanz: Entwicklung und Nachweisuntersuchungen von Diagnosemethoden für Wasserkraftgeneratoren, e&i, 117. Jahrgang Heft 12 2000, S. 794-805
- L 5.1-8:** E. Binder: Diagnose von Statorwicklungsisolierungen mittels Teilentladungs- und Ozonanalysen, ETG-Workshop, Monitoring und Diagnose elektrischer Maschinen und Antriebe, Frankfurt/Main, 2001
- L 5.1-9:** M. Lévesque, É. David, C. Hudon: Effect of Surface Condition on the Electric Field in Air Cavities, IEEE Trans. On DEIS, Vol. 20, No. 1, February 2013, pp. 71-81
- L 5.1-10:** M. Florkowski, B. Florkowska, P. Zydrón: Influence of high voltage harmonics on partial discharge patterns modulation, 2014 ICHVE International Conference on High Voltage Engineering and Application

5.2 Ozonanalyse der Kühlluft

Bearbeiter Binder, Zikulnig, Lemesch

Zweck, Übersicht An den äußeren Leitbelägen (Außenglimmschutz / AGS) und an den Steuerbelägen (Endenglimmschutz / EGS) von Hochspannungs-Statorwicklungen können durch elektrische, mechanische und chemische Beanspruchungen während des Betriebs relevante Schäden entstehen. An elektrisch hochbeanspruchten Wicklungsstäben verursachen solche Schädigungen äußere Teilentladungen, die in der Kühlluft Ozon produzieren. Ozonerzeugende Teilentladungen können auch im Wickelkopf an Kreuzungsstellen von Ober- und Unterlagestäben und zwischen elektrisch hochbeanspruchten Nachbarstäben (Phasentrennstellen) auftreten, wenn die Luftabstände unzureichend bemessen sind. Die Ozonproduktion aller äußeren TE-Aktivitäten summiert sich in der Kühlluft, hingegen verbleibt das durch innere Entladungen entstandene Ozon weitgehend in den diversen Hohlräumen der Isolierung. Dieser Sachverhalt kann bei umluftgekühlten Maschinen zur Erkennung äußerer TE-Aktivitäten sowie zur quantitativen Beurteilung der ursächlichen Beschädigungen genutzt werden (L 5.2-1), (L 5.2-2), (L 5.2-3).

Messmethode Zur Messung der Ozonkonzentration in der Kühlluft von elektrischen Maschinen werden meist Ozonanalytoren eingesetzt, die als Messverfahren die UV-Absorption von O₃-Molekülen bei 254 nm nutzen. Dabei werden meist aus der im Allgemeinen einfacher zugänglichen Kaltluft geringe Luftmengen (ca. 0,8 l/min) abgesaugt und laufend analysiert. Ein weiteres Argument für die Entnahme der Luftproben auf der Kaltluftseite kann auch der begrenzte Temperaturbereich des Analysators sein. Zur Feststellung und Bewertung möglicher Einflüsse auf die O₃-Konzentration ist es zweckmäßig, zusätzlich einige Betriebsparameter der Maschine, wie z. B. Statorspannung, Leistungen, Wicklungs-, Eisen- und Lufttemperaturen und die Kühlluftfeuchtigkeit, sowie das Ozon in der Umgebungsluft (Maschinenhalle) kontinuierlich zu erfassen (siehe Einflussfaktoren).

Die später noch genauer beschriebene Kalibrierung des gesamten Messkreises mit Hilfe eines O₃-Generators objektiviert die Messergebnisse und erleichtert die Verfolgung von Schadensentwicklungen sowie Vergleiche von Messergebnissen an unterschiedlichen Maschinen.

Einflussfaktoren Die O₃-Konzentration im Luftraum elektrischer Maschinen gemessen in µg/m³ oder in ppmv wird von zahlreichen Einflussfaktoren bestimmt:

- Von der O₃-Produktion [µg O₃/s] TE-behafteter äußerer Fehlerstellen, die vom Ausmaß und der spezifischen dielektrischen Beanspruchung dieser Schäden sowie u. a. von der Luftfeuchtigkeit, vom Luftdruck und der Temperatur bestimmt wird (L 5.2-4).
- vom Luftvolumen der Maschine
- von der Luftwechselzahl [h⁻¹], d. h., wie oft die Luft in der Maschine pro Zeiteinheit durch Umgebungsluft ersetzt wird. Durch die Vermischung von Kühl- und Außenluft beeinflusst der Tagesgang des Umgebungsozons die O₃-Konzentration in der Maschine (L 5.2-5)
- durch den volumetrischen O₃-Zerfall, der von der Lufttemperatur, der Luftgeschwindigkeit und der Luftfeuchte sowie von Spurengasen (z. B. NO) und Aerosolen bestimmt wird (L 5.2-5)
- durch Diffusionsvorgänge, vor allem durch Oberflächen poröser Materialien (z. B. Beton) im Luftraum der Maschine (L 5.2-6).
- durch chemische Reaktionen des Ozons mit Oberflächen bzw. mit auf Oberflächen abgelagerten Substanzen (z. B. Kohlestaub, Öldunst)

- Bei inhomogener Verteilung der Ozonkonzentration in großen Maschinen ist auch die Position der Luftprobenentnahme zu beachten (L 5.2-7). Diese sollte bei periodischen Messungen zwecks Trendverfolgung immer an gleicher Stelle im Hauptluftstrom angeordnet sein.

Ferner können die Messergebnisse auch durch Spurengase am Aufstellungsort des Analysators stark beeinflusst werden (Querempfindlichkeit). Beispielsweise wurden während einer O₃-Untersuchung extreme Messwertverfälschungen festgestellt, die parallelen Lackierarbeiten in der Maschinenhalle zuzuordnen waren.

Eine korrekte diagnostische Beurteilung der Messwerte erfordert somit, dass die Einflussgrößen auf Produktion und Abbau des Ozons weitgehend bekannt sind. Zuzufolge der ausgeprägten individuellen Unterschiede bei verschiedenen Ausführungsformen der Maschinen und den beschriebenen Einflussfaktoren an ihren Einbauorten ist diese Voraussetzung nicht immer ausreichend erfüllt.

Eine Objektivierung der Messergebnisse ist jedoch durch O₃-Kalibrierung des gesamten Messaufbaus mit einem Ozongenerator möglich (L 5.2-8), (L 5.2-9). Dazu wird eine definierte Menge an Ozon je Zeiteinheit in die Kühlluft der im unerregten Leerlauf betriebenen Maschine eingeleitet, wobei auf eine ausreichend rasche Vermischung mit der Kühlluft zu achten ist. Die sich einstellende O₃-Konzentration bzw. ihr zeitlicher Verlauf wird mittels Ozonanalysator gemessen. Dabei ist auf das Erreichen stationärer Zustandswerte zu achten, um Vergleiche mit den im Betrieb erreichten O₃-Werten zu ermöglichen. Für die korrekte Vergleichbarkeit bzw. die korrekte Berechnung der O₃-Produktion ist auch vorauszusetzen, dass sich die diversen Einflussfaktoren während der Zeitspanne zwischen Kalibrierung und Messung nicht relevant verändern.

Einschränkungen O₃-Analysen sind nur bei Maschinen mit geschlossenem Luft-Kühlkreislauf für Diagnosen nutzbar. Bei Frischluftkühlung wird die O₃-Konzentration in der Maschine nämlich praktisch nur mehr durch das Umgebungsozon bestimmt.

Im Allgemeinen sind folgende Schäden mit O₃-Analysen nicht detektierbar:

- Isolierungsmängel innerhalb der Isolierung, da das Ozon nur sehr langsam durch die Isolierung diffundiert und dabei weitgehend abgebaut wird.
- vereinzelte bzw. kleine Mängel des AGS oder EGS, da die O₃-Produktion zu gering für relevante Änderungen der O₃-Konzentration in der Kühlluft ist
- mechanisch bedingte Erosionen des AGS oder der Isolierung an elektrisch schwach beanspruchten Wicklungsteilen (keine TE und daher kein O₃)
- Ob „vibration sparking“ detektierbar ist, kann mangels diesbezüglicher Erfahrung nicht beurteilt werden.

Starker Öldunst in der Maschine verursacht wesentliche Messwertverfälschungen und kann selbst bei Verwendung handelsüblicher Luftfilter am Absaugschlauch starke Verunreinigungen bzw. Beschädigungen des O₃-Analysators verursachen.

Bei niedriger maschineninterner O₃-Produktion können hohe bzw. sich während der Messungen stark verändernde Werte des Umgebungsozons, je nach Luftwechselzahl (Dichtheit des Kühlluftkreislaufes, Luftaustausch durch Kohlestaubabsaugung), die Interpretation der Messergebnisse erheblich erschweren.

Messprozedur Mittels stationärer O₃-Messsysteme ist das Monitoring von Statorwicklungen hinsichtlich der Entwicklung von Schäden an den äußeren Stabbelägen möglich. Durch die permanente Messwernerfassung sind langfristige Trends erkennbar, wobei mittels Proben-Umschaltventil mehrere Maschinen in einem Kraftwerk mit einem einzelnen Analysator überwacht werden können. Zur Zustandsbewertung

von Statorwicklungen genügen meist aber auch periodische Online-Messungen bei verschiedenen Betriebszuständen.

- Messung der O₃-Konzentration bei nicht erregter, drehender Maschine über 0,5 ... 1 h (O₃-Grundkonzentration, Einfluss des Umgebungsozons).
- nach Möglichkeit: Kalibrierung des gesamten O₃-Messkreises (siehe oben)
- Messung der O₃-Anstiegswerte nach Erregen der Maschine (bei Nenn- bzw. Übererregung), möglichst bis ein stationärer Zustand der Ozonkonzentration (O₃-Höchstwert) erreicht wird (Dauer > 1,5 h).
- Erfassung der Abnahme der O₃-Konzentration nach Entregen der Maschine (mechanischer Leerlauf), möglichst bis ein stationärer Zustand der Ozonkonzentration (O₃-Grundkonzentration) erreicht wird (Dauer > 1,5 h).
- nach Möglichkeit: Veränderung der O₃-Konzentration bei Volllast der Maschine (Unterschied gegenüber erregtem Leerlauf).

Messwernerfassungen über mehrere Tage geben Aufschlüsse über verschiedene betriebliche und externe Einflussgrößen (z. B. Luftfeuchtigkeit, Umgebungssozon) sowie über die Höchstwerte der O₃-Konzentration, vor allem bei großen Zeitkonstanten der O₃-Kurven.

Aus dem anfänglichen Anstieg der Ozonkonzentration nach der Auferregung kann mit dem Luftvolumen der Maschine die O₃-Produktion berechnet werden, insbesondere, wenn eine zusätzliche O₃-Kalibrierung vorgenommen wurde. Ebenso kann die O₃-Produktion aus den bei Kalibrierung und Messung erreichten Gleichgewichtswerten berechnet werden.

Erfahrungen

Die O₃-Analyse hat sich in der Diagnostik sehr gut bewährt. So konnten in einigen Fällen relevante Schäden am Außenglimmschutz eindeutig erkannt und die Schadensentwicklung anhand der O₃-Zunahme quantifiziert werden, während andere Messmethoden eher nur qualitative Informationen lieferten. Dennoch wurde diese Diagnosemethode in der Fachliteratur bisher relativ selten behandelt.

Einzelne AGS- oder EGS-Schäden an Nutaustritten verursachen sehr niedrige Zunahmen der O₃-Konzentrationen und sind daher meist nicht durch O₃-Analysen erkennbar. Bei etwas größerem Umfang dieser äußeren Schäden können die O₃-Werte – je nach Wirksamkeit der O₃-Abbauprozesse – hingegen bereits um etwa 5...40 ppb über die Grundkonzentration ansteigen. Höhere O₃-Zunahmen lassen gewöhnlich auf umfangreiche Schäden an den äußeren Leitbelägen im Nutbereich bzw. an den Steuerbelägen im Nutaustrittsbereich schließen.

Da sich Ozonanalysen und TE-Messungen komplementieren, wird die Effizienz durch kombinierte Anwendung beider Online-Methoden wesentlich gesteigert:

- *Ozonanalysen* ermöglichen unter den genannten Voraussetzungen den eindeutigen Nachweis äußerer TE-Aktivitäten an Wicklungsstäben sowie eine quantitative Abschätzung des Schadensumfangs bzw. eine Verfolgung der Schadensausweitung (Zunahme, Vergrößerung von Schadensstellen).
- *Analysen der TE-Aktivitäten* ermöglichen qualitative Aussagen über die Art der vorliegenden Mängel oder Schäden am Isoliersystem (Differenzierung zwischen AGS- und EGS-Schäden). Quantitative Beurteilungen sind hingegen nur eingeschränkt möglich.

Beispiel

Das Beispiel in Abbildung 5.2-1 zeigt den Verlauf der O₃-Konzentration in der Kühlluft einer Maschine mit zahlreichen lokalen AGS-Schäden im Nut- und Nutaustrittsbereich, die sich durch TE-Angriff an mehreren elektrisch hochbeanspruchten Wicklungsstäben entwickelt haben. Aus dem Diagramm wird neben den deutlichen Änderungen der O₃-Konzentration beim Anfahren und Abstellen der Maschine auch der maßgebliche Einfluss der Luftfeuchte auf die O₃-Werte ersichtlich. Abnehmende Luftfeuchte verursacht dabei Erhöhungen der

O₃-Konzentration wie aus dem Verlauf dieser beiden Messgrößen zwischen Stunde 30 und 48 ersichtlich wird.

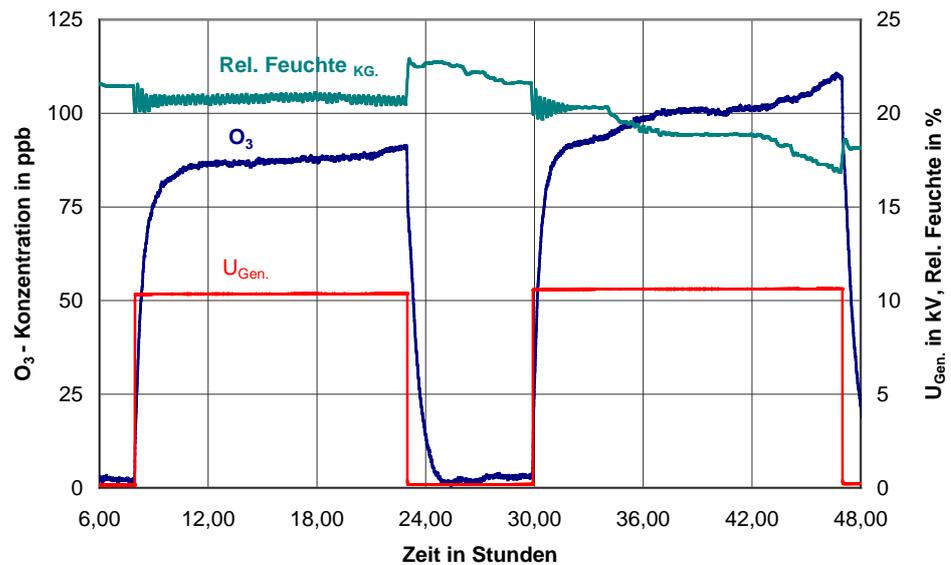


Abbildung 5.2-1: Generator mit zahlreichen AGS-Schäden (aus L 5.2-1)

Literatur

- L 5.2-1:** Binder E., Draxler A., Egger H., Hummer A., Muhr M., Praxl G.: „Experience with Online and Offline Measurements of Generators“, CIGRE Session 1998, Paris, Paper 15-106
- L 5.2-2:** Binder E.: „Diagnose von Statorwicklungsisolierungen mittels Teilentladungs- und Ozonanalysen“, ETG-Workshop, Monitoring und Diagnose elektrischer Maschinen und Antriebe, Frankfurt/Main, 2001
- L 5.2-3:** Lemesch G.: „Ozone Measurement: A Diagnostic Tool for PD Detection in Large Generators“, IRIS Rotating Machine Conference, 2001, Alexandria, VA USA, 2001
- L 5.2-4:** Binder E., Draxler A., Muhr M., Pack S., Schwarz R., Egger H., Hummer A.: „Effects of Air Humidity and Temperature to the Activities of External Partial Discharges of Stator Windings“, Eleventh International Symposium on High Voltage Engineering, London 1999, (Conf. Publ. No. 467)
- L 5.2-5:** Weschler C.J.: „Ozone in Indoor Environments: Concentration and Chemistry“, Indoor Air 2000; 10; 269-288
- L 5.2-6:** Gall E.T., Corsi R.L., Siegel J.A.: „Impact of Physical Properties on Ozone Removal by Several Porous Materials“, Environmental Science and Technology, 2014, 48, 3682-3690
- L 5.2-7:** Lèpine L., Lessard-Deziel D, Bèlec M, Calogero Guddemi C, Nguyen D.N.: „Understanding ozone distribution inside stator core and measurements inside air-cooled generators to assess partial discharge problems“, Iris Rotating Machine Conference, June 2007; San Antonio
- L 5.2-8:** Neckam M.; Zikulnig K., Binder E.: „Ozonmessungen zur Diagnose äußerer Teilentladungen in luftgekühlten Wasserkraftgeneratoren“, 6. ETG Fachtagung, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, 2014, Berlin
- L 5.2-9:** Binder E., Zikulnig K., Neckam M.: „Umgebungseinflüsse auf die stationäre Ozonkonzentration in der Kühlluft von Generatoren“, Omicron Diagnosewoche März 2015, Feldkirch Österreich

5.3 Kühlluftanalyse – thermische Reaktionsprodukte

Bearbeiter Mußbacher, Ramsauer

Zweck, Übersicht In der Vergangenheit sind mehrere schwere Statorwicklungsschäden infolge mangelhafter Weichlotverbindungen aufgetreten. Ziel und Zweck dieser Diagnosemethode ist es daher, die bei der Überhitzung der Lötstelle von den organischen Füllmaterialien der Isolierkappe freigesetzten gasförmigen Reaktions- bzw. Zersetzungsprodukte zur Erkennung dieses Problems zu nutzen. Neben dieser Hauptanwendung ist diese Methode jedoch grundsätzlich zur Feststellung aller Heißstellen im Generator geeignet, bei welchen organische Materialien thermisch überbeansprucht werden.

Messmethode Die Methode basiert auf der Emission gasförmiger Reaktionsprodukte, die bei thermischer Beanspruchung organischer Materialien entstehen. Durch die Analyse der Art und der Konzentration dieser Reaktionsprodukte in der Kühlluft des Generators kann auf thermische Überbeanspruchung isolierter Maschinenkomponenten geschlossen werden.

Zur Analyse werden geringe Kühlluftmengen (ca. 1 l/min) aus der Zu- oder Abluft des Generators abgesaugt und nach dem Prinzip der Wärmetönung oder der fotoakustischen Infrarot-Spektroskopie auf Kohlenwasserstoffverbindungen untersucht und entsprechend bewertet.

Einflussfaktoren Die Konzentration der Reaktionsprodukte wird durch die thermische Beanspruchung der Isolierstoffkomponenten und durch Leckraten (Undichtigkeiten) im Kühlkreislauf bestimmt.

Die Messergebnisse können vor allem durch Lösungsmittelbestandteile von Anstrichen, Lacken oder unvernetzten Harzen in der Umgebungsluft stark beeinflusst werden. Zur Plausibilitätskontrolle der Messergebnisse sollte daher zusätzlich die Gaskonzentration in der Hallenluft erfasst werden.

Zur Beurteilung der Reaktionsprodukt-Konzentration müssen noch andere Kenngrößen der Maschine, wie z. B. Statorstrom, Leistungen, Wicklungs-, Eisen- und Lufttemperaturen, berücksichtigt werden. Die korrekte Beurteilung der Messwerte setzt im Allgemeinen die Kenntnis der verwendeten Isolierstoffe voraus.

Einschränkungen Die thermische Kühlluftanalyse (Heißstellen-Analyse) ist nur bei Maschinen mit geschlossenem Kühlkreislauf sinnvoll. Heißstellen (*hot spots*) im Statorblechpaket können, abgesehen vom Nutbereich, aufgrund der hohen thermischen Beständigkeit des Blechisolierlackes kaum erkannt werden.

Sehr starker Öldunst in der Maschine kann zu Messwertverfälschungen führen. Selbst bei Verwendung handelsüblicher Luftfilter ist eine Verunreinigung des Analysators nicht auszuschließen.

Aufgrund des Messprinzips sind „plötzlich auftretende“ Heißstellen erst mit einer entsprechenden zeitlichen Verzögerung erkennbar. Das „Ansprechen“ des Verfahrens hängt von der Art der organischen Materialien, der Temperatur der Heißstelle sowie von der am „thermischen Zersetzungsprozess“ beteiligten Menge des organischen Materials ab. Eine genaue Kenntnis über die im Generator eingesetzten organischen Materialien (z. B. Isolierstoffe) ist bei diesem Verfahren von Vorteil. Eine Ortung der Heißstelle ist mit diesem Verfahren nicht möglich, dazu bietet sich als Online- und Offline-Methode die Thermovisionsuntersuchung der Lötstellen entsprechend Punkt 5.4 an.

Messprozedur

Für die Diagnose ist folgende Messprozedur zweckmäßig:

- Messung der Konzentration von thermischen Zersetzungsgasen bei erregter, unbelasteter drehender Maschine (Grundkonzentration).
- Messung des Anstiegs und Endwertes der Konzentration von thermischen Zersetzungsgasen bei Lastbetrieb der Maschine.

Bei fortgeschrittener thermischer Zersetzung der organischen Materialien kann sich die Gasproduktion vermindern (Verkleinerung der Berührungsflächen durch den Materialschwund). Die rechtzeitige bzw. eindeutige Erkennung von Heißstellen erfordert daher eine permanente Überwachung der Kühlluft.

Erfahrungen

Versuche mit Hot-Spot-Nachbildungen im Khlluftkreis von Maschinen und Online-Messungen an Generatoren mit schadhafte Weichltverbindungen haben die Eignung der Methode erwiesen.

An einigen Generatoren in sterreichischen Kraftwerken konnte mit dieser Methode ein Fehler erkannt und in Folge größere Schäden verhindert werden.

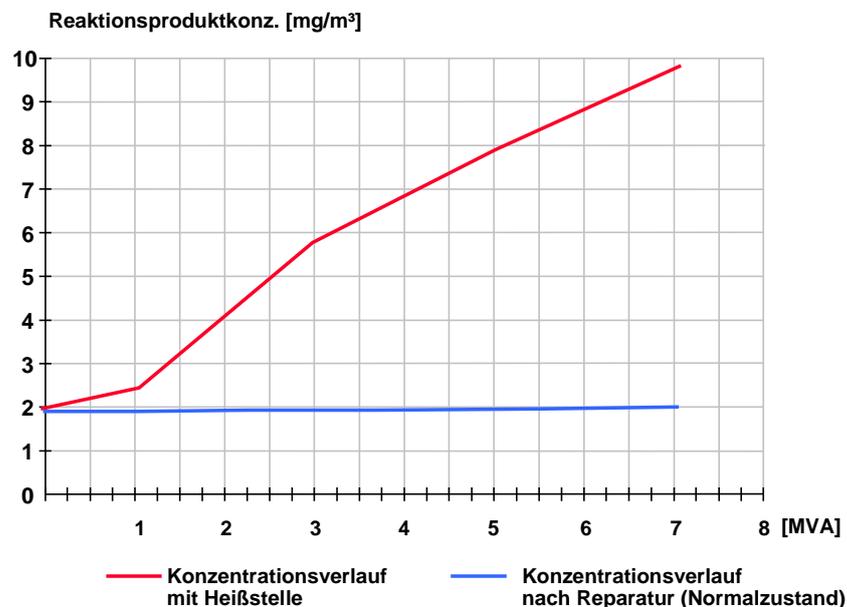
Beispiel

Abbildung 5.3-1: Thermische Reaktionsprodukte, Messungen an einem schadhafte Generator vor und nach der Reparatur

Literatur

L 5.3-1: Müller, F; Scheidl, W.: "Hot Spot Detection in Electrical Machines", CIGRE/IEE Japan Joint Colloquium, Yokohama/Japan, 1997

5.4 Thermovision von Lötverbindungen

Bearbeiter Binder, Michitsch, Sumereder

Zweck, Übersicht Mangelhafte Weichlotverbindungen von Statorwicklungen können sich im Laufe des Betriebs durch thermisch-mechanische Beanspruchung (Ermüdung) verschlechtern (Rissbildung \Rightarrow zunehmende Übergangswiderstände \Rightarrow erhöhte Erwärmung \Rightarrow verminderte mechanische Festigkeit). Werden schließlich Teileiter entlötet, so treten Lichtbögen auf, die zum lokalen Abbrand und in der Folge zu starken Überhitzungen der Lötstelle und der angrenzenden Bügelteile führen.

Falls diese Mängel nicht rechtzeitig erkannt werden, treten in der Folge häufig elektrische Fehler auf, wie z. B. energiereiche Überschläge zwischen benachbarten Stäben oder Durchschläge zu metallischen Stützringen. Erst diese Fehler werden von den Schutzeinrichtungen erkannt und führen zur Abschaltung des Maschinensatzes. In die Fehlerstelle wird jedoch bis zur vollständigen Entregung der Maschine Energie eingespeist, wodurch schadhafte Lötstellen in den letzten Jahren zu einigen Maschinenbränden geführt haben.

Die Erfahrung hat gezeigt, dass die visuelle Inspektion zur Erkennung mangelhafter Lötverbindungen wenig geeignet ist, da an der betreffenden Isolierkappe selbst bei fortgeschrittener Schädigung meist noch keine signifikanten Veränderungen (Verfärbungen, Verformungen) zu erkennen sind. Mittels Thermovision können hingegen angehende Schäden an Lötverbindungen anhand ihrer vergleichsweise höheren Temperatur meist eindeutig identifiziert werden.

Messmethode Mit Hilfe einer Thermovisionskamera werden während eines kurzen Last- bzw. Kurzschlusslaufes mit möglichst hohem Statorstrom Wärmebilder von den Lötverbindungen der abgedeckten Statorwicklung aufgezeichnet und hinsichtlich auffälliger Temperaturdifferenzen (*hot spots*) bewertet. Obwohl die Maschine nicht im Normalzustand betrieben wird, kann dieses Messverfahren den Online-Methoden zugezählt werden, da die maßgebliche Beanspruchung – nämlich der Statorwicklungsstrom – wie im Online-Betrieb gegeben ist.

Die Infrarotthermografie ist ein passives Verfahren, bei welchem zur Temperaturbestimmung die abgestrahlte infrarote Strahlung herangezogen wird. Infrarotstrahlung ist ein Teil der optischen Strahlung und überträgt in erster Linie Wärme. Sie schließt sich in Richtung längerer Wellenlänge an das sichtbare Licht an. Mittels Thermovisionskamera kann aus der Intensität der detektierten Infrarotstrahlung auf die Oberflächentemperatur geschlossen werden.

Einschränkungen Durch eingeschränkte Demontagemöglichkeiten und erforderliche Sicherheitsabstände sind bei der Online-Messung im Allgemeinen nicht alle Lötverbindungen der Temperaturerfassung zugänglich. Außerdem sind nicht die tatsächlichen Temperaturen der Lötstellen sondern nur die Erwärmungen an den Oberflächen der Isolierkappen messbar. Bei beginnenden Lötstellenproblemen ist daher die Erwärmung eventuell zu gering, um den Mangel feststellen zu können.

Wegen der erforderlichen Demontagen von Abdeckungen und Luftführungen wird die Kühlung der Maschine verschlechtert, womit Belastungsstrom und Messdauer an die zulässige Erwärmung der Statorwicklung anzupassen sind.

Messprozedur Vor den Untersuchungen sollten die Wickelköpfe auf ein annähernd gleichmäßiges und nicht zu hohes Temperaturniveau abgekühlt sein. Anschließend werden Wärmebilder der Lötstellen mittels Thermovisionskamera aufgezeichnet, während der Generator – vorzugsweise im Kurzschlussbetrieb – annähernd mit Nennstrom

I_N belastet wird. Die an einer schadhaften Lötverbindung umgesetzte Verlustleistung und dadurch bedingte Temperaturerhöhung ist vom Belastungsstrom, d. h. vom Verhältnis des Ist-Stromes zu I_N abhängig.

Erfahrungen

Abgesehen von den genannten Einschränkungen sind signifikant vorgeschädigte Lötstellen mit Hilfe von Online-Thermovisionsaufnahmen immer erkenn- und lokalisierbar. Erfahrungsgemäß deuten Temperaturabweichungen ab 10 K auf mangelhafte Lötverbindungen hin. Im Einzelfall sind auch kleinere Temperaturabweichungen zu beachten, da für die Beurteilung auf längere Sicht bisher wenige Erfahrungen über die Dynamik der Fehlerentwicklung vorliegen.

Die Praxis hat gezeigt, dass erheblich vorgeschädigte Lötstellen im Allgemeinen auch mit Hilfe von Offline-Thermovisionmessungen erkennbar sind, wenn ein Gleichstrom von etwa $0,5 I_N$ in die Statorwicklung eingespeist werden kann. Bei Gleichstrom treten an der geschädigten Lötstelle jedoch keine Lichtbögen auf und die Stromaufteilung auf die einzelnen Teilleiter entspricht auch nicht jener im Betrieb. Daher ist die Offline-Methode nicht als vollwertiger Ersatz für Online-Messungen anzusehen.

Beispiele

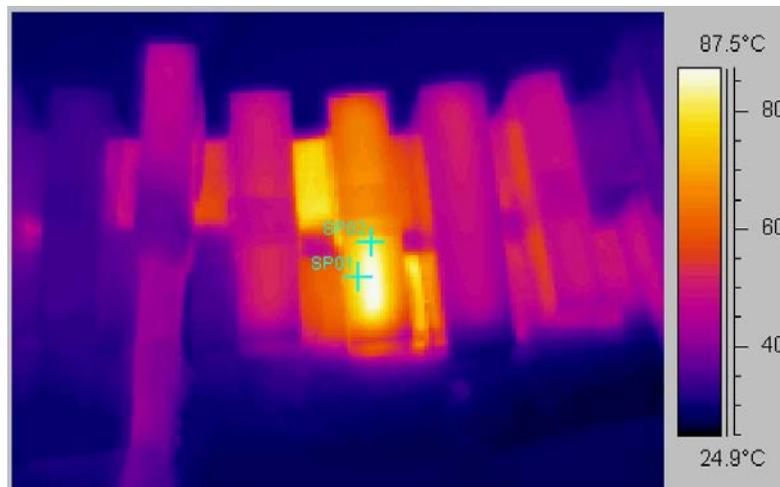


Abbildung 5.4-1: Thermovisionaufnahme einer schadhaften Lötverbindung (Stabverbinder: Verbindung Ober- mit Unterstab)



Abbildung 5.4-2: Ansicht der schadhaften Lötverbindung nach Entfernen der Isolierkappe

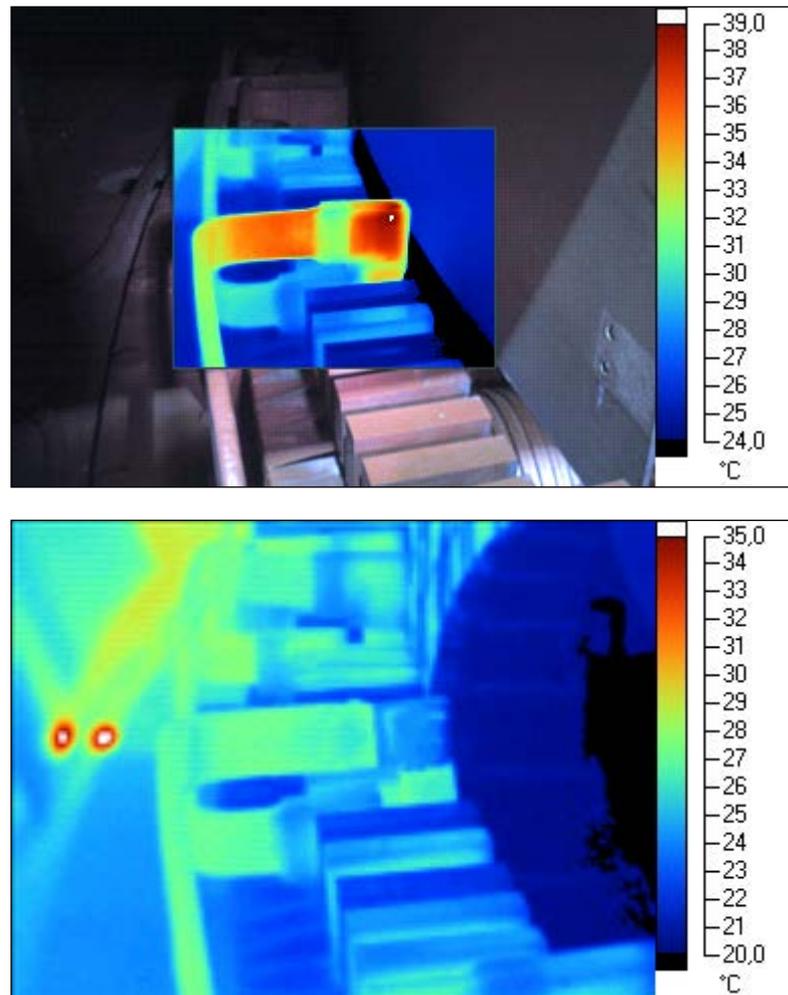


Abbildung 5.4-3: Thermovisionsaufnahme einer schadhaften Lötverbindung (Schaltverbinder) vor und nach der Sanierung

Literatur

- L 5.4-1:** Frank Bernhard: Handbuch der Technischen Temperaturmessung, VDI-Buch, Springer 2014, ISBN 978-3-642-24505-3, <http://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-24506-0>
- L 5.4-2:** Jens Reichelt, Christian Huber: Betriebliche Instandhaltung, Kapitel „Infrarot-Thermografie in der Instandhaltung der chemischen Industrie“, VDI-Buch, Springer 2009, ISBN 978-3-642-00501-5, http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-00502-2_15
- L 5.4-3:** Norbert Schuster: Infrarotthermographie, WILEY-VCH, Berlin 2004, ISBN 978-3-527-40509-1 <http://www.wiley-vch.de/publish/dt/books/bySubjectPH00/ISBN3-527-40509-7/?sID=4i4r2t3g3chkh2o8fnto5qlhc3>
- L 5.4-4:** VDI-Richtlinienreihe VDI/VDE 3511 "Technische Temperaturmessungen", Blatt 4: Strahlungsthermometrie https://www.vdi.de/uploads/tx_vdirili/pdf/1810499.pdf
- L 5.4-5:** VDI-Richtlinie: VDI/VDE 2878 Blatt 2 Anwendung der Thermografie zur Diagnose in der Instandhaltung – Elektroanlagen (https://www.vdi.de/uploads/tx_vdirili/pdf/2283257.pdf)

5.5 Temperaturmessung an Kühlkreisen wassergekühlter Statorwicklungen

Bearbeiter Blecken, Binder

Zweck, Übersicht Im Querschnitt reduzierte oder verlegte Hohlleiter in den Stäben der Statorwicklung von Maschinen mit direkter Wasserkühlung führen zu reduzierter Kühlwirkung und im Extremfall zu schweren Wicklungsschäden.

Regelmäßig durchgeführte Temperaturdifferenzmessungen an den einzelnen Kühlkreisen lassen durch Vergleich Durchflussstörungen erkennen.

Die Methode ist auch zur qualitativen Beurteilung des Schädigungsfortschrittes (Trend) geeignet.

Messmethode Alle Kühlkreise sind am Reinwasseraustritt kurz vor Eintritt in die Warmwasser-Ringrohrleitung permanent mit Temperaturfühlern (Pt 100) versehen, ein weiterer Temperaturfühler ist am Reinwassereintritt der entsprechenden Kaltwasser-Ringrohrleitung installiert. Durch geeignete Messgeräte (Datenlogger, Temperaturschreiber) werden die Temperaturdifferenzen ($\Delta\delta$) aller Kühlkreise aufgezeichnet.

Einflussfaktoren Die Temperaturdifferenz ist von den abgeführten Verlusten und dem Volumenstrom des Reinwassers im entsprechenden Kühlkreis abhängig.

Zur Beurteilung müssen daher auch elektrische Werte wie Leistung, Strom und Spannung sowie mechanische Werte wie Reinwasservolumenstrom (Gesamtwert) und Blechpakettemperatur erfasst werden.

Einschränkungen Die Früherkennung beginnender Hohlleiterverlegungen ist nur bei sehr kurzen Messintervallen oder durch kontinuierlich messende Monitoringsysteme möglich.

Messprozedur

- Die elektrische Maschine wird mit definierten, leicht reproduzierbaren und über den Messzeitraum konstanten Werten für Leistung, Strom und Spannung gefahren (z. B. im Pumpbetrieb bei Pumpspeicherkraftwerken). Insbesondere die Spannung sollte nach Möglichkeit konstantgehalten werden (Anpassung mittels Stufenschalter des Maschinentransformators), damit die Eisenverluste keine Verfälschung in die Temperaturwerte bringen. Schon während der Inbetriebsetzung sollte ein erster „Kalibrier-Erwärmungslauf“ (bei Volllast) zur Ermittlung des Anfangszustands durchgeführt werden.
- Die Beharrung der Temperaturen wird abgewartet. Das kann bis zu zwei Stunden dauern.
- Alle o. g. Messwerte werden erfasst.
- Die Temperaturdifferenzen ($\Delta\delta$) zwischen Reinwassereintritt (ein Messwert) und Reinwasseraustritt (jeder Kühlkreis) werden automatisch oder händisch ermittelt.

Auswertung

- Alle $\Delta\delta$ -Werte werden graphisch aufgetragen, miteinander durch eine Linie verbunden und mit früheren Kurven verglichen (Abbildung 5.5-1).
- Ein gleichartiger Kurvenverlauf, aber mit zunehmendem Niveau, lässt auf eine gleichmäßige Verlegung aller Hohlleiter schließen (Trend).
- Einzelne $\Delta\delta$ -Abweichungen (Spitzen) deuten auf Verlegungen einzelner Hohlleiter im betroffenen Kühlkreis hin.

Kommerzielle Monitoringsysteme messen kontinuierlich und werten permanent aus, unabhängig vom Lastzustand, aber unter Berücksichtigung aller Einflussgrößen. Aus dem ständigen Vergleich mit Toleranzgrenzen können Warnkontakte festgelegt werden.

Erfahrungen

Kleinere Abweichungen, insbesondere im Niveau der Kurvendarstellung, sind meist von Unterschieden in Reinwassermenge (Betriebspumpe) und/oder Klemmenstrom/Klemmenspannung abhängig und können sich über längere Zeiträume sowohl nach oben als auch nach unten bewegen. Eine Addition der jeweiligen Veränderung gegenüber der Vormessung für jede Messstelle über sämtliche erfassten Zyklen ergibt die beste Aussage über den Verlegungstrend (siehe Abbildung 5.5-2). Im vorliegenden Beispiel lagen die Erwärmungswerte der Messreihe MR 45 gegenüber MR 44 leicht im positiven Bereich, wogegen die Differenzen zwischen MR 44 und MR 43 leicht im negativen Bereich lagen. Wenn die Summe aller Differenzen, also ab „MR 2 minus MR 1“ bis „MR 45 minus MR 44“ für sämtliche Messstellen (Kühlkreise) bei Null liegt, hat bei keinem Kühlkreis zwischen dem Zeitpunkt MR 1 und MR 45 eine Veränderung stattgefunden. Wandert dagegen an einer Messstelle der Differenzwert in den positiven Bereich, dann ist das ein Indiz einer beginnenden Hohlleiter-Verlegung.

Beispiele

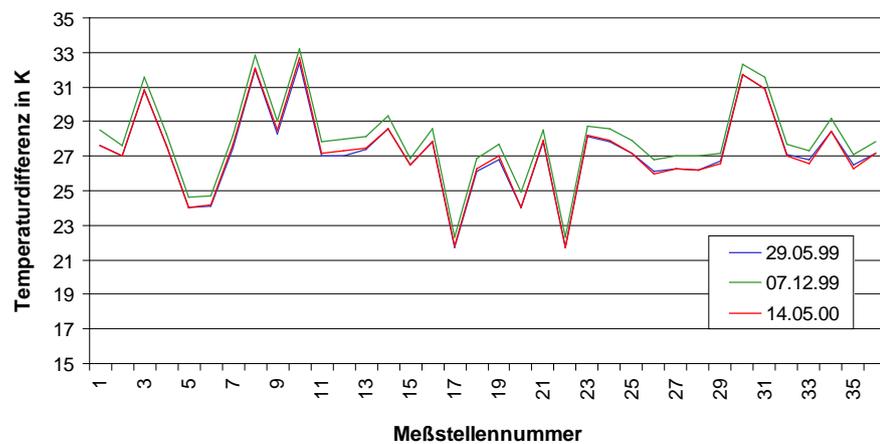


Abbildung 5.5-1: Kühlwassererwärmungen an den Kühlkreis-Austritten, Vergleich einiger Messreihen

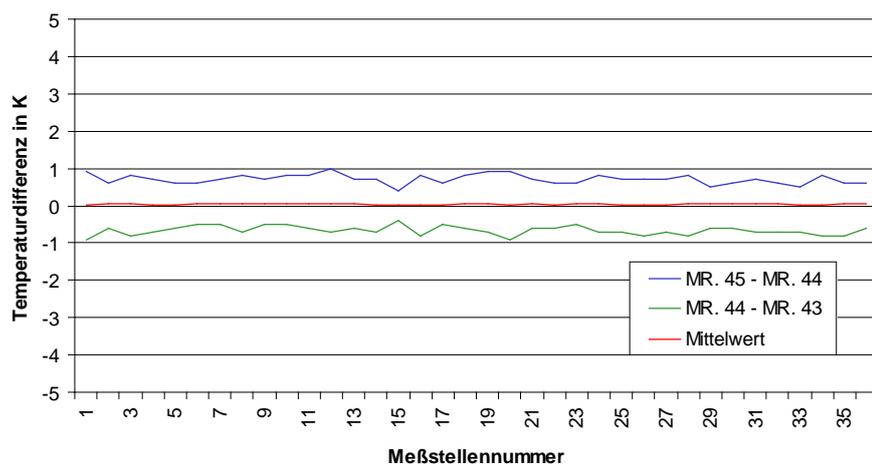


Abbildung 5.5-2: Differenzwerte der Kühlwassertemperaturen

5.6 Überwachung/Messung der Pressbolzenisolation

Bearbeiter Zikulnig

Zweck, Übersicht Statorblechpakete elektrischer Maschinen werden durch unterschiedliche Kräfte, wie magnetische Zugkräfte, thermisch bedingte Spannungen sowie pulsierende Kraftfelder, beansprucht. Gelockerte Blechpakete oder verschobene Blechsegmente können zu Schäden an der Statorwicklung führen. Zusätzlich besteht bei Statorblechpaketen, die mit isolierten durch das Blechpaket geführten Spannbolzen gepresst werden, im Falle von Masseschlüssen der Pressbolzen die Gefahr eines Eisenbrandes.

Durch die Überwachung isolierter Spannbolzen auf Masseschlüsse besteht die Möglichkeit, relevante Verschiebungen einzelner Blechsegmente frühzeitig zu erkennen. In den Instandhaltungshandbüchern wird empfohlen, die Isolierung solcher Statorpressbolzen in regelmäßigen Abständen (jährlich) zu überprüfen. Dies ist – je nach Konstruktion des Generators – jedoch oft nur mit erheblichem Demontageaufwand möglich.

Messmethode Die Methode ist nur bei Blechpaketen mit innenliegenden isolierten Pressbolzen anwendbar. An den einzelnen Pressbolzen werden Kabel angeschlossen, die zu einem am Statorgehäuse angeordneten Klemmenkasten mit Deckel ausgeleitet werden. Die einzelnen Anschlüsse können auch über Vorwiderstände in Gruppen parallelgeschaltet werden (z. B. 5er-Gruppen).

Es besteht nun die Möglichkeit, die Isolationswiderstände der einzelnen oder in Gruppen geschalteten Pressbolzen ohne Demontage mittels Isolationstester zu messen (periodische Online- oder Offline-Messung).

Zur permanenten Überwachung (Online-Messung) der Isolierung kann u. a. ein herkömmliches Statorerdschluss-Schutzrelais verwendet werden. Beispielsweise wird dazu eine Spannung zwischen den über Vorwiderstände miteinander verbunden Pressbolzen und der Statormasse angelegt. Kommt es zu einer relevanten Erhöhung des Isolationsstromes bzw. zu einem Masseschluss, so wird über eine Schutzeinrichtung eine Warnung ausgelöst. Die Position der Fehlerstelle muss dann durch eine Isolationmessung an Bolzengruppen bzw. an den einzelnen Pressbolzen ermittelt werden.

Einflussfaktoren Durch Lageänderungen der verschobenen Bleche, bedingt durch thermische bzw. dynamische Kräfte, können die Masseschlüsse der Pressbolzen intermittierend auftreten. Daher ist die permanente Überwachung periodischen Online- bzw. Offline-Messungen vorzuziehen.

Einschränkungen Meist sind die Pressbolzen etwa 2 mm (einseitig) vom Blechpaket distanziert. Masseschlüsse von Pressbolzen treten daher erst bei erheblichen Verschiebungen einzelner Blechsegmente auf. Somit können bereits vor dem Ansprechen der Überwachungseinrichtung gefährliche Schädigungen der Statorwicklungsisolierung eintreten. Daher ist diese Überwachungsmethode nur eingeschränkt zur Zustandsüberwachung des Blechpaketes bzw. zur Feststellung mechanischer Schäden der Wicklungsisolierung geeignet.

Messprozedur Ständige Überwachung oder periodische Messungen.

Erfahrungen Diese Überwachungsmethode wird relativ selten angewendet, so dass kaum Erfahrungen vorliegen. Ihr Nutzen hat sich jedoch zumindest in einem Fall bei einem Generator eines österreichischen EVU erwiesen (siehe Abbildung 5.6-1).

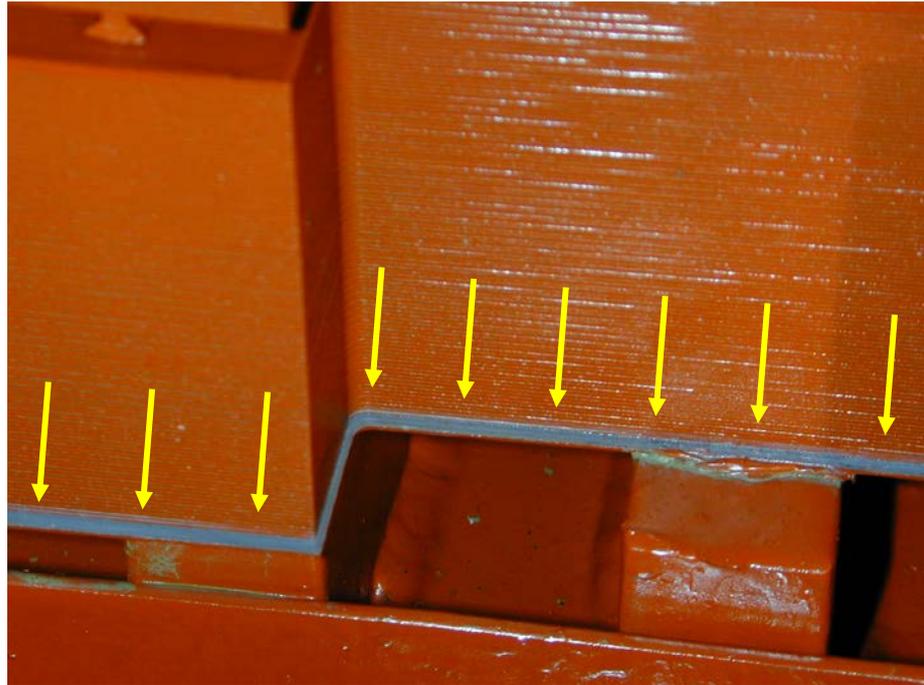
Beispiel

Abbildung 5.6-1: Blechpaket mit stark verschobenem Endblechsegment. Feststellung durch permanente Pressbolzenüberwachung

5.7 Körperschallanalyse Stator

Bearbeiter Neumayer

Zweck, Übersicht Die Wicklung und der Stator einer elektrischen Maschine werden durch dynamisch pulsierende Kraftfelder beansprucht. Lockerungen dieser Bauteile können erhebliche mechanische Schädigung verursachen.

Die frühzeitige Erkennung von Veränderungen durch Trendbeobachtung von Körperschallsignalen (SBS – structure-borne sound) kann für die zustandsabhängige Planung von Instandsetzungen und damit zur Verlängerung der Restnutzungsdauer ein hilfreiches Instrument sein.

Messmethode Für die mechanische Zustandsbeurteilung des Stators werden Schwingungssensoren auf das Blechpaket und dessen Teilkomponenten, z. B. Pressplattenkonstruktion, montiert. Um das Schwingungsverhalten bewerten zu können, sind folgende charakteristische Parameter zu messen bzw. auszuwerten.

- Wirkleistung, Blindleistung, Statorstrom, Spannung zur Bestimmung der Lastabhängigkeit der Schwingungssignale
- Blechpaket- und Wicklungstemperatur zur Bewertung der Temperaturabhängigkeit
- breitbandig gemessenes Beschleunigungssignal (1-10.000 Hz)

Auswertung:

- v_{rms} [mm/s]: Beurteilung der mittleren Schwinggeschwindigkeit aus dem breitbandigen Fourierspektrum des Beschleunigungssignals und Vergleich mit Referenzwerten.
- $CEPSTRUM_{arms}$ [%]: Ermittlung einer Kennzahl ($CEPSTRUM_{arms}$) für den mechanischen Zustand des Stators beziehungsweise seines Betriebsverhaltens (bewertete Amplitude der doppelten Netzfrequenz des Beschleunigungssignals im Cepstrum)
- 0 % ... stellt den Idealfall (keine Lockerungen) dar
100 % ... Schwingungsantwort eines lockeren Systems.
- $SBS_{val.}$: Bewertung des Gesamtverhaltens unter Berücksichtigung von $CEPSTRUM_{arms}$ und unter dem Einfluss der tatsächlichen Betriebsbelastung durch das Beschleunigungssignal a_{rms} .

Bei der Gesamtbeurteilung des mechanischen Zustandes sind erhöhte $CEPSTRUM_{arms}$ -Werte unter geringfügiger Anregung weniger kritisch zu beurteilen als mittlere $CEPSTRUM_{arms}$ -Werte bei hoher Anregung.

Einflussfaktoren Gegenseitige Beeinflussungen der Schwingungen sind möglich, wenn mehrere Maschinen auf einem gemeinsamen Fundament aufgestellt sind.

Einschränkungen Die Installation der Messgeber muss sowohl möglichst gegen elektromagnetische Einstreuungen geschirmt als auch hinsichtlich möglicher Gefährdung durch Hochspannung geprüft werden.

Messprozedur Für die Diagnose ist folgende Messprozedur zweckmäßig:

- Messung von Normalwerten der intakten Maschine bei verschiedenen Lastzuständen und von betrieblichen Einflussgrößen zur Ermittlung von Referenzwerten und zur Festlegung geeigneter Vorwarn- und Alarmwerte.
- Durch zyklische Messdatenerfassung (periodische Online-Analysen) sind langfristige Trends zur Instandhaltungsstrategie abzulesen.
- Durch permanente Online-Messwerverfassung sind auch kurzfristige Entwicklungen für die Unterstützung der weiteren Betriebsführung detektierbar.

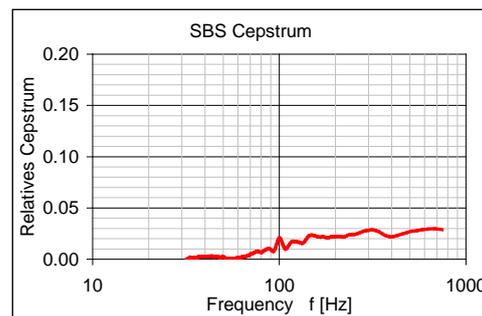
Erfahrungen

Kurzfristige Veränderungen der mechanischen Schwingungen sowie langfristige Trends sind erkennbar. Die derzeitigen Bemühungen liegen in der Gewinnung detaillierter Erkenntnisse über die Einflussfaktoren und im Vergleich mit relevanten Messergebnissen.

Mechanische Schäden an der Wicklungsisolierung sind auch durch ergänzende Messungen der O₃-Konzentration (siehe Punkt 5.2) und Teilentladung (siehe Punkt 5.1) festzustellen, sollten aber durch visuelle Inspektion ergänzt werden.

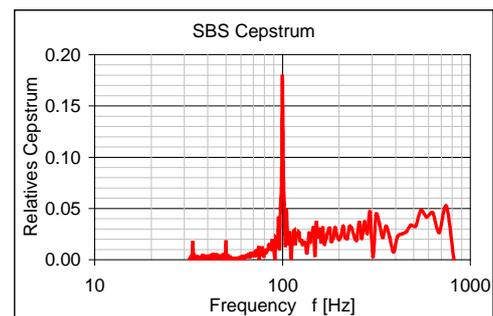
Zur näheren Analyse des Schädigungsmechanismus der betreffenden Maschine und zur Absicherung von weitreichenden Entscheidungen sollte die Möglichkeit einer detaillierten Analyse mit einer höheren Messkanalanzahl und entsprechenden Berechnungen in Betracht gezogen werden.

Beispiele



0.83	v_rms [mm/s]
19.5	CEP_arms [%]
0.57	SBS_val

Maschine mit mechanisch intaktem Stator



4.64	v_rms [mm/s]
65.0	CEP_arms [%]
4.85	SBS_val

Maschine mit gelockerter Statorwicklung

Literatur

- L 5.7-1:** H. Eickhoff und F. Müller: „Bewertung des Schwingungs-, Körperschall- und Luftschallverhaltens für die Zustandsbeurteilung von Maschinensätzen“. 8. Internationales Seminar für Wasserkraftanlagen, TU Wien, Nov. 1994.
- L 5.7-2:** B. P. Bogert, M. J. R. Healy, and J. W. Tukey: "The Frequency Analysis of Time Series for Echoes: Cepstrum, Pseudo Autocovariance, Cross-Cepstrum and Saphe Cracking". Proceedings of the Symposium on Time Series Analysis (M. Rosenblatt, Ed) Chapter 15, 209-243. New York: Wiley, 1963.
- L 5.7-3:** G. Gessl: „Cepstrum Analysis“. Institute for Measurement Technology Johannes Kepler University of Linz, Jan. 2004
http://www.emt.uni-linz.ac.at/education/Inhalte/se_moderne_methoden/WS0304/Gessl-Cepstrum.pdf
- L 5.7-4:** L. Baumann: "Amplitudenabhängige Impulslängenbestimmung mit Hilfe der Cepstrum-Analyse". Mar. 1999 // <http://www.leobaumann.de/Cepstrum.pdf>
- L 5.7-5:** G. Albert, F. Neumayer, W. Hauzendorfer, „Nutzung der "Cepstrum Methode" in modernen Online-Überwachungssystemen für Generatoren“, e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Februar 2010, Band 127, Ausgabe 1, s. 18-23
- L 5.7-6:** G. Albert, F. Neumayer, P. Stettner, "Structure-borne sound diagnosis for generating units enhanced by the Cepstrum method", Proceedings of Hydro 2010, September 27 – 294, 2010, Lisbon, Portugal

5.8 Schwingungsdiagnose und -monitoring von Lager, Welle und Gehäuse

Bearbeiter Neumayer, Kreyca

Zweck, Übersicht Früherkennung, Begrenzung bzw. Verhinderung von Schäden sowie nachträgliche Analyse von Schadensereignissen. Abhängig von der Maschinengröße und Ausführung der Lager sind unterschiedliche Ausbaustufen von Überwachungssystemen zu empfehlen.

Alle Systeme dienen zur Erkennung der Veränderung des Schwingungszustandes und der Überschreitung von Grenzwerten von Schwingungen an Lagern, Wellen und Gehäusen.

Es werden Informationen über beispielsweise folgende Schäden gewonnen:

- Änderung des Lagerspieles
- Änderungen der mechanischen sowie der magnetischen Unwucht
- Selbstlösen von Verschraubungen
- Lockerung von Bauteilen
- Änderung der Wellen-/Lagerausrichtung sowie Änderung der Luftspaltgeometrie
- Anstreifen von Dichtungen
- Lagerschaden an Wälzlagern
- Wellenriss
- Hydraulische Unwucht, Teillastwirbel, Kavitation, Veränderungen der Strömungscharakteristik
- Zahnschäden an Getrieben

Messmethode Die Methode beruht auf der Bewertung der vorhandenen Schwingungen des Lagergehäuses und der Welle. Folgende charakteristische Zeitsignale können gemessen werden:

- s ... Schwingweg [μm] (relative Größe, Relativbewegung zwischen Welle und Lager)
- v ... Schwinggeschwindigkeit [mm/s] (absolute Größe)
- a ... Schwingbeschleunigung [m/s^2] (absolute Größe)

Aus der Schwinggeschwindigkeit kann durch Integration der Schwingweg berechnet werden. Aus der Schwingbeschleunigung können Schwinggeschwindigkeit und Schwingweg berechnet werden.

Als charakteristische Größe der Relativschwingung des Wellenzapfens kann s_{max} dienen, während als Maß der Absolutschwingung üblicherweise der Effektivwert (v_{rms}) gewählt wird. Zur genaueren Interpretation sind die entsprechenden Normen zu beachten. Zudem können in jeder der beiden orthogonalen Richtungen mittlere Werte der jeweiligen Maxima und Minima berechnet werden.

Anmerkung:

Da es sich um Relativmessungen zwischen stehenden und rotierenden Teilen handelt, kann nicht unterschieden werden, ob sich die Welle oder der stehende Bauteil, an welchem der Sensor montiert ist, bewegt. Durch gleichzeitige Messung der Schwinggeschwindigkeit oder Beschleunigung des stehenden Bauteiles können die absoluten Wege der Bauteile bestimmt werden.

Um eine eindeutige Zuordnung der Schwingwerte zu aktuellen Drehwinkeln zu ermöglichen, ist die parallele Erfassung der Rotordrehbewegung mittels eines Impulsgebers erforderlich.

- Einflussfaktoren** Der Lastzustand (Wirk- und Blindleistung) und die Betriebsart (Turbinen-, Phasenschieber- oder Pumpbetrieb) haben maßgeblichen Einfluss auf den Schwingungszustand. Ferner haben auch Fallhöhe und Unterwasserspiegel Einfluss auf das Schwingungsverhalten der Maschinen.
- In transienten Zuständen, also etwa beim Anfahren, Abstellen oder bei Betriebsübergängen, treten ebenfalls unterschiedliche Schwingwerte auf.
- Geänderte Viskosität des Lageröles und Änderung des Lagerspieles durch unterschiedliche Schmieröltemperaturen können auch einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf das Schwingungsverhalten haben.
- Einschränkungen** Um eine ungewollte Auslösung bei Anfahrvorgängen und transienten Vorgängen zu vermeiden, kann es erforderlich sein, die Auslösung in diesen Bereichen zu unterdrücken. Daher ist in diesen Betriebszuständen nur eine eingeschränkte Überwachung vorhanden.
- Mechanische Schädigungen, welche einen geringen Einfluss auf Steifigkeiten, Dämpfungen und Schwerpunktslage rotierender Massen haben, können durch die Schwingungsüberwachung nicht erkannt werden.
- Langsame Bewegungen der stehenden Bauteile, welche etwa durch radiales thermisches Wachstum oder durch einseitige thermische Verlagerungen erfolgen, können fälschlicherweise als Verlagerungen der mittleren Lage des Wellenzapfens interpretiert werden.
- Bei langsamlaufenden Maschinen ist darauf zu achten, dass mit der gängigen Sensorik zur Absolutschwingungsmessung aufgrund der zu hohen unteren Grenzfrequenz möglicherweise nicht das Auslangen gefunden werden kann.
- Messprozeduren** *Am Lager:*
Die absolute Lagerschwingung wird am Lagergehäuse mit Geschwindigkeits- bzw. Beschleunigungsaufnehmern erfasst. Die Einbauposition sollte entsprechend den Vorschriften der einschlägigen Normen gewählt werden, um die Vergleichbarkeit mit den empfohlenen Grenzwerten sicherzustellen.
- Zum Zwecke der Überwachung und Alarmierung kann es ausreichend sein, die Schwingwerte in einer radialen Richtung zu erfassen. Für eine aussagekräftige Analyse des Schwingungsverhaltens ist es zielführend, in zwei radialen Richtungen zu messen (90° zueinander versetzt). Unter Umständen kann eine axiale Messung sinnvoll sein.
- An der Welle:*
Zur Erfassung des radialen Schwingweges (relative Wellenschwingung zwischen Lagergehäuse und Welle) werden zwei Wegaufnehmer montiert, die um 90° versetzt sind. Bei horizontalen Maschinen empfiehlt es sich, die Wegaufnehmer horizontal und vertikal zu montieren, da dies meist mit den Richtungen der jeweils größten und der kleinsten Nachgiebigkeit der Lagerung korreliert.
- Bei vertikalen Maschinen sollten die x- und y-Sensoren in jeweils identen radialen Ebenen liegen. Sollten sowohl Absolutaufnehmer (Geschwindigkeits- oder Beschleunigungsaufnehmer) als auch Wegaufnehmer verbaut werden, so sollen Absolut- und Wegaufnehmer in korrespondierenden Ebenen angeordnet sein.
- Die Anordnung bzw. Zuordnung der Sensoren ist so zu wählen, dass die Drehrichtung der Maschine beim Turbinenbetrieb dem mathematisch positiven Sinn des von x- und y-Sensor aufgespannten Koordinatensystems entspricht.
- Auswertung** Schutz und Grenzwertüberwachung:

Die Grenzwerte für Alarm und Abschaltung können entsprechend den Normen eingestellt werden. Gegebenenfalls sind Eigenheiten der Anlage zu berücksichtigen. Unabhängig von den Normwerten ist es empfehlenswert, den Grenzwert für den Alarm so einzustellen, dass signifikante Abweichungen vom normalen Schwingungsverhalten gemeldet werden.

Bei der Messung des Schwingweges ist es sinnvoll, die maximale Auslenkung (s_{max}) in Abhängigkeit des Lagerspiels zu überwachen.

Analyse und Diagnose:

Um eine sinnvolle Auswertung der Messergebnisse zu ermöglichen, ist es erforderlich, die Schwingwerte mit folgenden Prozessparametern zu korrelieren:

- Drehzahl
- Wirk- und Blindleistung
- Fallhöhe (Ober- und Unterwasserpegel), Düsenöffnung bzw. Leitradöffnung
- Lager- und Öltemperaturen

Folgende Normen und Richtlinien haben informativen Charakter hinsichtlich Zustandsüberwachung:

- DIN ISO 7919-1: Mechanische Schwingungen von Maschinen mit Ausnahme von Kolbenmaschinen – Messung und Bewertung von Wellenschwingungen – Teil 1: Allgemeine Anleitungen
- DIN ISO 7919-2: Mechanische Schwingungen – Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an rotierenden Wellen – Teil 2: Stationäre Dampfturbinen und Generatoren über 50 MW mit Nenn-Betriebsdrehzahlen von 1500 min⁻¹, 1800 min⁻¹, 3000 min⁻¹
- ISO 7919-5: Mechanische Schwingungen – Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an rotierenden Wellen – Teil 5: Maschinensätze in Wasserkraft- und Pumpenanlagen
- DIN ISO 10816-1: Mechanische Schwingungen – Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen – Teil 1: Allgemeine Anleitungen
- DIN ISO 10816-2: Mechanische Schwingungen – Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen – Teil 2: Stationäre Dampfturbinen und Generatoren über 50 MW mit Nenn-Betriebsdrehzahlen von 1500 min⁻¹, 1800 min⁻¹, 3000 min⁻¹
- ISO 10816-5: Mechanische Schwingungen – Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen – Teil 5: Maschinensätze in Wasserkraft- und Pumpenanlagen
- DIN ISO 13372: Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen – Begriffe
- DIN ISO 13373-1: Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen – Schwingungs-Zustandsüberwachung – Teil 1: Allgemeine Anleitungen
- DIN ISO 13373-2: Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen – Schwingungs-Zustandsüberwachung – Teil 2: Datenverarbeitung, -analyse, -darstellung und allgemeine Schwingungsdiagnostik
- ISO 13379: Condition monitoring and diagnostics of machines – General guidelines on data interpretation and diagnostic techniques
- ISO 13379-1: Condition monitoring and diagnostics of machines – Data interpretation and diagnostics – Part 1: General guidelines
- ISO 13379-2: Condition monitoring and diagnostics of machines – Data interpretation and diagnostics – Part 2: Data-driven applications

- ISO 13379-3: Condition monitoring and diagnostics of machines – Data interpretation and diagnostics – Part 3: Knowledge-based applications
- ISO 13381-1: Condition monitoring and diagnostics of machines – Prognostics – Part 1: General guidelines
- ISO 17359: Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen – Allgemeine Anleitungen
- ISO 2041: Mechanical vibration, shock and condition monitoring – Vocabulary
- ISO 18436-1: Condition monitoring and diagnostics of machines – Part 1: Requirements for assessment bodies and the assessment process
- ISO 18436-2: Condition monitoring and diagnostics of machines – Requirements for qualification and assessment of personnel – Part 2: Vibration condition monitoring and diagnostics
- VDI 3839 – Blatt 1: Hinweise zur Messung und Interpretation der Schwingungen von Maschinen – Allgemeine Grundlagen
- VDI 3839 – Blatt 2: Hinweise zur Messung und Interpretation der Schwingungen von Maschinen – Schwingungsbilder für Anregungen aus Unwuchten, Montagefehlern, Lagerungsstörungen und Schäden an rotierenden Bauteilen
- VDI 3839 – Blatt 5: Hinweise zur Messung und Interpretation der Schwingungen von Maschinen – Typische Schwingungsbilder bei elektrischen Maschinen
- VDI 3839 – Blatt 6: Hinweise zur Messung und Interpretation der Schwingungen von Maschinen – Typische Schwingungsbilder bei Maschinensätzen in hydraulischen Kraftwerken

Erfahrungen

Diese Messmethode ist ein leistungsfähiges Analyseverfahren, das in der Regel zu einer aussagekräftigen Beurteilung führt. In komplexeren Fällen kann die Interpretation der Messwerte schwierig sein, und daher ist es angeraten, die Befundung durch erfahrene Experten durchführen zu lassen.

Beispiele

Im Folgenden ist ein Fallbeispiel dargestellt, anhand dessen die wichtigsten Darstellungen eines Schwingungsüberwachungssystems in jener Reihenfolge aufgeführt werden, in welcher sie bei der Analyse des Problems angewendet wurden.

In Abbildung 5.8-1 sind Trends von Schwingwerten, Drehzahl, sowie Wirk- und Blindleistung eines vertikalen Hydrogenerators dargestellt.

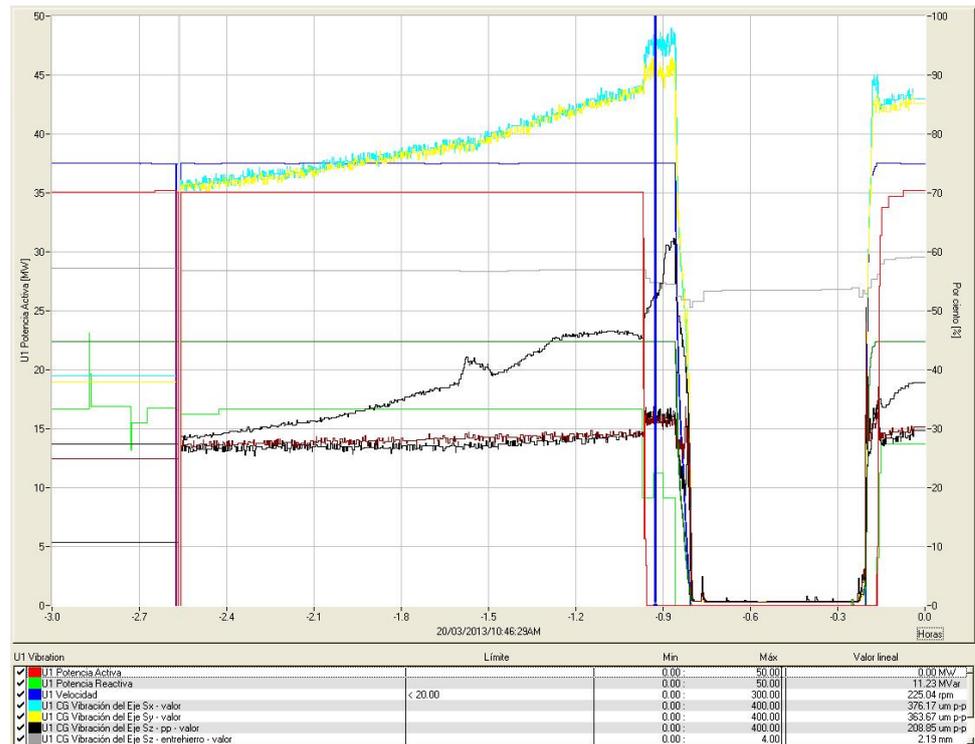


Abbildung 5.8-1: Schwingwerte und Betriebsdaten eines Generators mit schleifender Wellendichtung

Schon vom Start der Anlage zum Zeitpunkt -2.6 h an sind steigende Relativschwingwerte des Generatorlagers in x- und y-Richtung (hellblaue und gelbe Linien) zu erkennen. Auch die Axialschwingung (schwarze Linie) nahm ständig zu. Die Steigerung der Schwingwerte erfolgte progressiv über die Zeit. Zum Zeitpunkt -0,93 h kam es zu einer Überschreitung des Wertes 350 ym pp (87,5 % von 400 ym) am x-Sensor des Generatorlagers, welche zu einer Schutzauslösung führte. Die transienten Vorgänge bei der von dieser hervorgerufenen Abschaltung bewirkten eine weitere Zunahme der Wellenschwingung. Erst bei deutlicher Reduktion der Drehzahl (blaue Linie) nahmen die Schwingwerte ab.

Das progressive Ansteigen der Wellenschwingwerte über mehrere Stunden ist typisch für eine streifende Dichtung, welche an einer Umfangsstelle der Welle zu Erwärmung dieser führt. Die aus dieser lokalen Erwärmung resultierende Verkrümmung der Welle führt wiederum zu stärkerer Reibung, welche das Ansteigen der Schwingwerte weiter verstärkt.

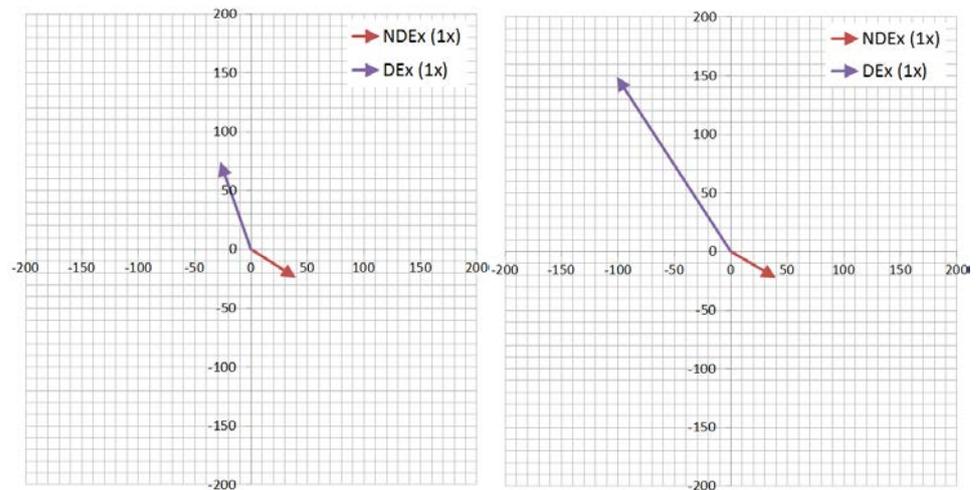


Abbildung 5.8-2: Polardarstellung des drehfrequenten Anteiles der momentanen Relativschwingwerte in x-Richtung, vom oberen (NDE) und unteren Generatorlager (DE) kurz nach dem Start der Anlage (links) und kurz vor der Schutzauslösung (rechts)

In Abbildung 5.8-2 sind Polarplots des drehfrequenten Anteiles der Relativschwingwerte in x-Richtung von jeweils oberem und unterem Generatorführungslager dargestellt. Links sind die Werte kurz nach dem Start der Anlage und rechts kurz vor der Schutzauslösung (trip) gezeichnet. Man kann erkennen, dass sich die Schwingwerte am oberen Lager (NDE) kaum verändert haben, jene vom unteren Generatorlager (DE) in ihrer Amplitude und nur etwas in der Phase. Die geringe Phasendrehung ist konsistent mit dem Phänomen des Anstreichens, da eine bereits vorhandene Unwucht aufgrund des lokalen Anstreichens diese in etwa der gleichen Richtung verstärkt.

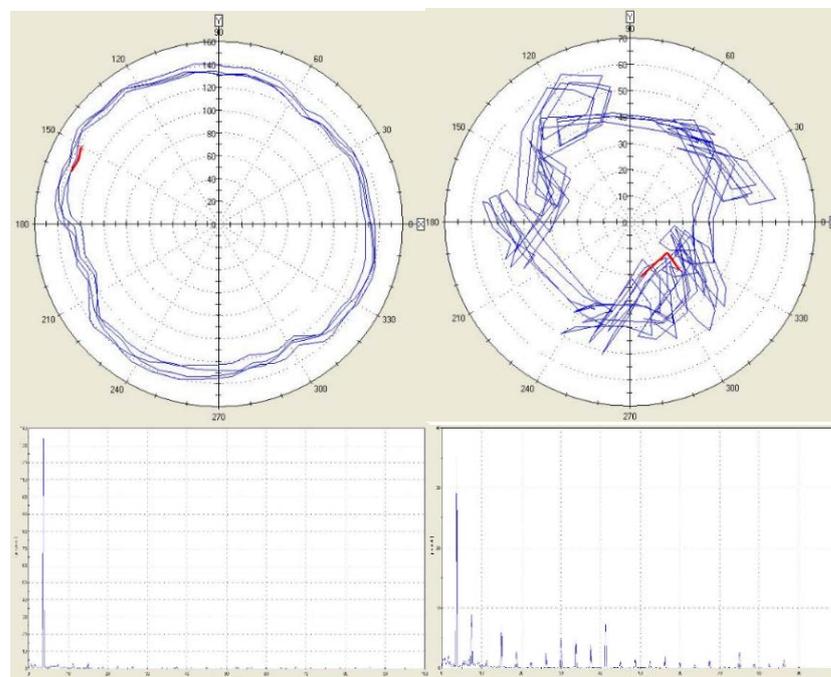


Abbildung 5.8-3: Orbits von jeweils vier Umdrehungen des oberen Generatorlagers (links) und des unteren Generatorlagers (rechts). Darunter sind jeweils Frequenzspektren des Signales des x-Gebers abgebildet.

In Abbildung 5.8-3 sind Orbits von jeweils vier Umdrehungen des oberen und des unteren Generatorlagers dargestellt. Die Aufnahme erfolgte kurz vor der

Abschaltung. Am oberen Generatorlager sind sowohl x- als auch y- Schwingungen fast ausschließlich drehfrequent und um 90° zueinander verschoben, wodurch ein nahezu kreisrunder Orbit (Umlaufbahn des Wellenmittelpunktes) entsteht. Im Bereich des unteren Generatorlagers enthalten die Schwingungssignale der beiden Richtungen auch Anteile höherer Ordnung, wodurch die Form des Orbits stark von der Kreisform abweicht. Der rot markierte Beginn der Aufzeichnung der Umlaufbahn lässt Aussagen über die Phasenlagen der drehfrequenten Schwingungen und der Umlaufrichtung zu. Die Bewegung des Wellenzapfens erfolgt im Beispiel im selben Drehsinn wie die Drehung der Welle selbst, im mathematisch positiven Sinn. Es handelt sich also um Wellenschwingung im sogenannten Gleichlauf.

Literatur

- L 5.8-1:** Tagungsbericht zum 4. Symposium der Fa. TIWAG und Schenck: „Methoden, Nutzen und Trends der diagnostischen Überwachung von Maschinenschwingungen und weiteren Zustandsgrößen in Wasserkraftanlagen“ (Telfs 1998).
- L 5.8-2:** Schenck Schwingungspraxis 16: Dokumentation des Maschinenzustandes mittels schwingungsdiagnostischer Überwachung
- L 5.8-3:** M. Weigel: Schwingungsdiagnostische Überwachung der transienten Betriebsregime von Pumpspeichersätzen in Wasserkraftwerken
- L 5.8-4:** VDI-Gesellschaft Produkt- und Prozessgestaltung (GPP): VDI-Handbuch: „Schwingungstechnik“

5.9 Polfeldmessung

Bearbeiter

Ladler

Zweck, Übersicht

Die Polfeldmessung dient zur Online-Erkennung von Polwindungsschlüssen. Es spielt dabei keine Rolle, ob die Windungsschlüsse drehzahlunabhängig oder drehzahlabhängig (d. h. durch die Fliehkraft verursacht) sind. Des Weiteren ist auch die Detektion von magnetischen Unwuchten möglich. Die Methode kann für kontinuierliche Online-Überwachung, für periodische sowie auch für temporäre Messungen angewendet werden.

Messmethode

Das Polfeld wird mit einem Sensor (Hallsonde bei Wasserkraftgeneratoren oder passive Spule bei Turbogeneratoren), der auf die Oberfläche der Statorbohrung montiert oder geklebt ist, im Luftspalt des Motors/Generators gemessen. Für temporäre Messungen kann auch eine Hallsonde vom Statorrücken in einen Kühlschlitz eingeschoben werden. Mit Hilfe eines Rotorstellungs-Referenzsensors (*phase reference*) erfolgt eine Zuordnung des Rohsignals des gemessenen Magnetfeldes zu den einzelnen Polen in der Verarbeitungseinheit. Jeder Pol erhält darin einen eigenen Magnetfeldwert. Es werden daraus dann statistische Werte wie Maximalwert, Minimalwert, Mittelwert, maximale Abweichung vom Mittelwert, normierte maximale Abweichung (bezogen auf den Mittelwert) sowie die Nummer des Poles mit der maximalen Abweichung berechnet. Beim Überschreiten der Grenzwerte für die normierte maximale Abweichung erfolgt eine Meldung an das Wartpersonal.

Schematic measuring arrangement

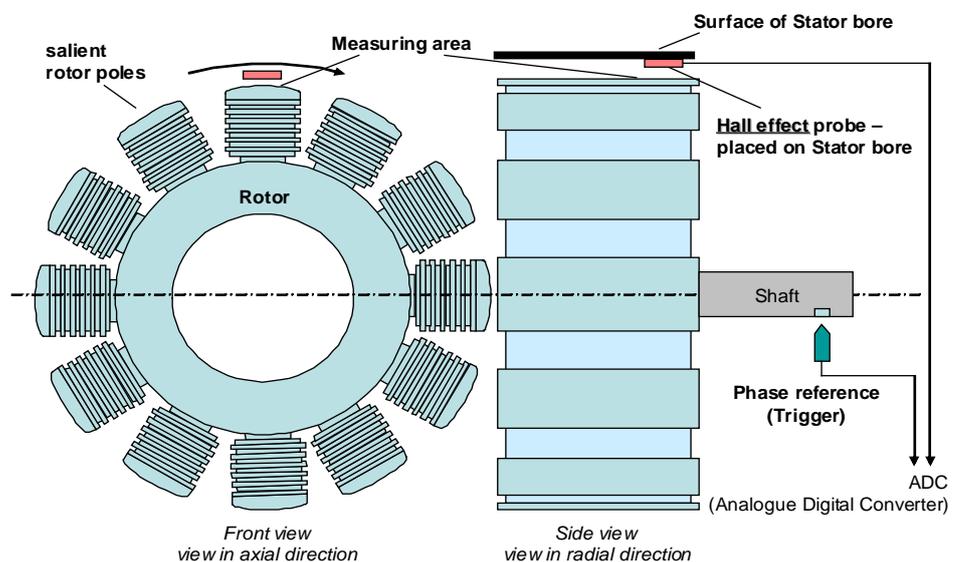


Abbildung 5.9-1: Schematischer Aufbau der Polfeldmessung

Einflussfaktoren

Die Haupteinflussfaktoren auf das Polfeld sind die Luftspaltgröße, der Erregerstrom, die aktiven Windungen pro Pol und der Lastzustand. Bei Meldungen an das Wartpersonal sollte vor allem auch der Luftspalt überprüft bzw. ein Vergleich aller Magnetfeldwerte der Pole durchgeführt werden, da eine große magnetische Unwucht auch zu Grenzwertüberschreitungen führen kann. Des Weiteren können hohe mechanische Schwingungen auch einen Einfluss auf die Magnetfeldwerte haben.

Einschränkungen Bei einer hohen Anzahl von Polwindungen (> 50) kann unter Umständen die Detektion eines einzelnen Windungsschlusses, vor allem wenn dieser nicht satt (ideal, komplett kurzgeschlossen) ist, aufgrund der Genauigkeit/Empfindlichkeit der Messmethode nicht zweifelsfrei festgestellt werden. Die normale prozentuale Signalschwankung für Maschinen ohne Polwindungsschlüsse liegt bei ca. 0,5 %. Generell kann aber gesagt werden, dass ein Windungsschluss, der weniger als 1 % normierte maximale Abweichung hervorruft, keine oder kaum Auswirkungen auf den Betrieb der Maschine hat.

Messprozedur Für die kontinuierliche Online-Überwachung ist ein komplett installiertes Überwachungssystem notwendig. Periodische und temporäre Messungen wären auch mit einem Mehrkanal-Oszilloskop oder Datenrecorder möglich.

Erfahrungen Weltweit wurden bisher drei Kraftwerke mit einer kontinuierlichen Online-Überwachung ausgerüstet – zwei weitere Installationen sind zurzeit in der Abwicklung. Temporäre Messungen wurden bisher an drei Generatoren in Österreich durchgeführt. In einem Fall wurde die Messung zur Verifizierung eines potentiellen Windungsschlusses verwendet. Die Messdaten zeigten dabei nur eine sehr kleine normierte maximale Abweichung, welche innerhalb der Toleranzen lag. Damit gab es keinen Hinweis auf einen Windungsschluss. Als Fehlerursache wurde später eine Luftspaltunsymmetrie festgestellt. Diese Methode wird auch herstellerabhängig als Standard bei der Abnahme von Turbogeneratoren angewendet. Die bisherigen Installationen zeigen eine ausreichende Genauigkeit/Empfindlichkeit der Messmethode, um satte Wicklungsschlüsse zu detektieren. Ein Polwindungsschluss ist bei diesen Installationen bisher noch nicht aufgetreten oder detektiert worden.

Eine Beeinträchtigung oder ein Schaden der Maschine durch einen losen Sensor ist aufgrund der geringen Abmessungen (LxBxH: 14,5x5x2,3mm) und Masse nicht zu erwarten. Das verwendete Schutzplättchen ist nicht metallisch.

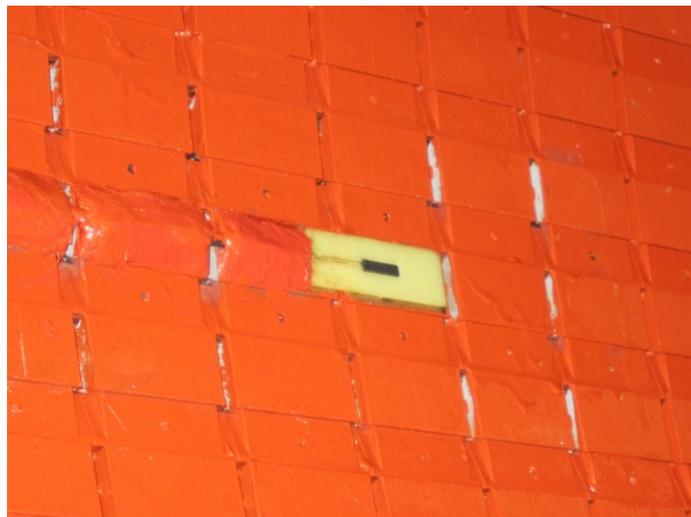


Abbildung 5.9-2: Installierter Sensor (schwarz) mit Schutzplättchen

Beispiele

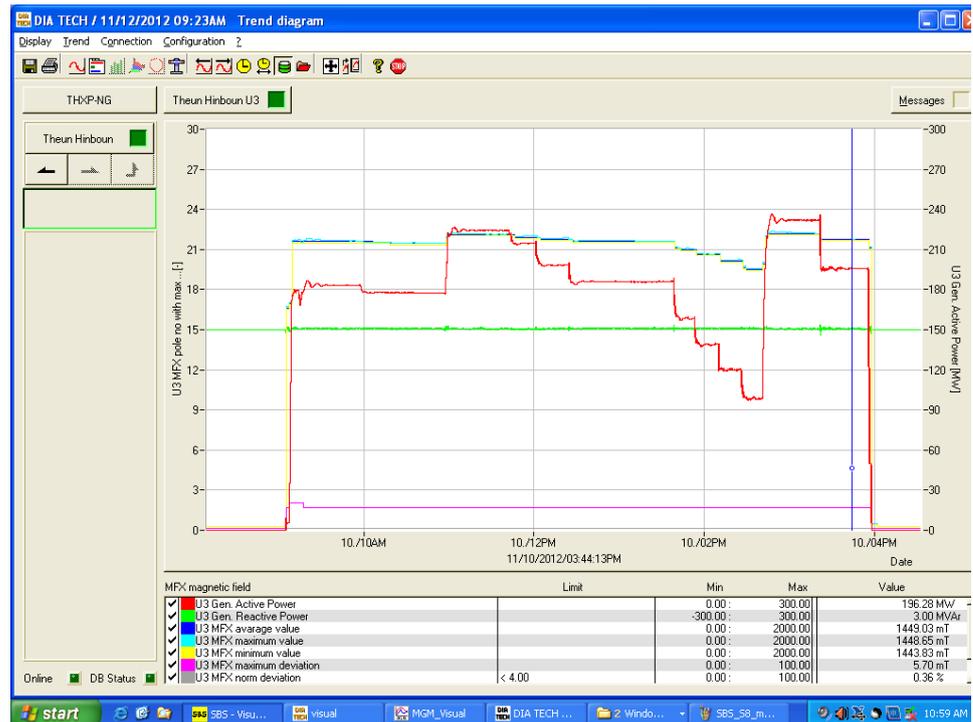


Abbildung 5.9-3: Beispiel Trenddiagramm – Quelle: Andritz Hydro. Beim blauen senkrechten Strich handelt sich um das Lineal. Die angezeigten Werte beziehen sich auf diesen Zeitpunkt.

Legende:

- Wirkleistung: rote Kurve (Skalierung 0 – 300 MW; rechte Skala)
- Blindleistung: grüne Kurve (Skalierung -300 – 300 MVar)
- Mittlere Magnetfeldwert: blaue Kurve (Skalierung 0 – 2000 mT)
- Maximaler Magnetfeldwert: türkise Kurve (Skalierung 0 – 2000 mT)
- Minimaler Magnetfeldwert: gelbe Kurve (Skalierung 0 – 2000 mT)
- Maximale Abweichung: pinke Kurve (Skalierung 0 – 100 mT)
- Normierte maximale Abweichung: graue Kurve (Skalierung 0 – 100 %)
- Offset (zur Kontrolle der Langzeitstabilität des Sensors): schwarze Kurve (Skalierung -10000 – 1000 mT)
- Pol mit der größten Abweichung: braune Kurve (Skalierung 0 – 30; linke Skala)

Literatur

- L 5.9-1:** Durlacher M. (2015): „Erfassung von Windungsschlüssen in Erregerwicklungen von Synchronmaschinen“ – Masterarbeit, Campus 02 Graz – Fachhochschule für Wirtschaft
- L 5.9-2:** Albright, DJ; Albright, JR (2010): “Generator Field Winding Shorted Turns: Observed Conditions and Causes”
<http://generatortech.com/Technical%20Papers/FluxProbeShortedTurnDetectionTheory.pdf> [Stand 29.03.2016]
- L 5.9-3:** Albright, Donald R.; Albright David J.; Albright James D. (2010): “Generator Field Winding Shorted Turn Detection Technology”
<http://generatortech.com/Technical%20Papers/ShortedTurnCauses.pdf> [Stand 29.03.2016]

5.10 Luftspaltüberwachung

Bearbeiter	Voigt, Binder
Übersicht	<p>Der Luftspalt ist ein wichtiges elektromechanisches Element eines Generators, dessen Überwachung viele sich anbahnende oder vorhandene Probleme erkennen lässt. Dazu zählen u. a. magnetische und mechanische Unwuchten, Vibrationen, Unrundheiten von Statorbohrung und Rotorkontur, Exzentrizität, dynamische Bewegungen durch Magnet- und Fliehkräfte.</p> <p>Wesentliche mechanische Unregelmäßigkeiten des Stators und/oder Rotors von Wasserkraftgeneratoren äußern sich in Veränderungen des Luftspaltes.</p>
Messmethode	<p>Für eine Luftspaltüberwachung muss zeitlich hochaufgelöst, unbeeinflusst vom jeweiligen Betriebszustand der Maschine (Stillstand, Hochlauf, Leerlauf, Lastbetrieb, dynamische Übergänge u. a.), die Größe des Luftspaltes an einer Mindestanzahl von Punkten entlang des Umfangs ermittelt werden.</p> <p>Dazu werden in der Statorbohrung, bevorzugt auf den Blechpaketzähnen, je nach Abmessungen des Generators 4...16 vorzugsweise kapazitive Aufnehmer in einer oder mehreren Ebenen mittels Klebung befestigt. Diese Abstandsgeber sowie die meist induktiven Drehzahl- bzw. Rotor-Stellungsgeber, welche die Winkellage des Rotors abbilden, werden mit einem Datenerfassungsgerät verbunden. In Abhängigkeit von Rotordrehzahl und -stellung kann mittels eines softwarebasierten Expertensystems eine Vielzahl von Auswertungen und Darstellungen erzeugt werden. Es sind sowohl Trendanalysen als auch Grenzwertalarme generierbar.</p> <p>Temporär können kapazitive Sensoren aber auch am Rotor installiert werden.</p>
Einflussfaktoren	<p>Wellenschwingungen, Statorvibrationen, Verschmutzungen sowie Fertigungs- und Montagetoleranzen führen zu Auswertungsungenauigkeiten von 0,1...0,2 mm, die jedoch für die Erkennung von gefährlichen Annäherungen zwischen Rotor und Stator bzw. Zustandsänderungen vernachlässigbar sind.</p>
Einschränkungen	<p>Die nachträgliche Montage eines Luftspalt-Überwachungssystems ist mit eingebautem Rotor nicht immer möglich. Bei Asynchronmaschinen mit naturgemäß kleinen Luftspalten können zusätzliche Probleme auftreten. Kapazitive Sensoren sind jedoch mit einer Stärke ab 1,2 mm verfügbar.</p> <p>Wenn die Sensoren am Stator aufgebracht sind, basiert die Bestimmung der Rundheit und Exzentrizität des Stators nur auf den punktuell am Umfang verteilten Sensororten und wird dazwischen approximiert.</p>
Messprozedur	<p>Der Luftspalt wird ab Drehzahl > 0 mit einer zeitlichen Auflösung im ms-Bereich bestimmt und in das Erfassungssystem eingelesen.</p> <p>Mittels Rechenalgorithmen werden die Exzentrizität zwischen Rotor und Stator, die Unrundheiten der Oberfläche von beiden sowie minimaler und maximaler Luftspalt ermittelt und ausgewertet, ggf. auch grafisch dargestellt.</p> <p>Die Luftspaltüberwachung sollte ständig in Betrieb sein, um alle Änderungen wahrzunehmen, kann aber auch nur zu bestimmten Zeitpunkten aktiviert werden. Ob aus diesem Monitoringsystem selbsttätig Alarmmeldungen an den maschinentechnischen Schutz ausgegeben werden sollen, obliegt dem Kraftwerksbetreiber.</p>
Erfahrungen	<p>Erfahrungen liegen nur in zwei Unternehmen der Fachausschussmitglieder vor, jedoch sind Referenzen von süd- und nordamerikanischen, asiatischen und europäischen Kraftwerksbetreibern bekannt (L 5.10-1). Weltweit sind über 350 Maschinensätze mit Luftspaltüberwachungssystemen ausgerüstet.</p>

Die Erstinbetriebnahme eines kontinuierlichen Luftspalt-Überwachungssystems wurde am Maschinensatz D des Pumpspeicherkraftwerkes Goldisthal im Frühjahr 2003 realisiert, wodurch während der Inbetriebnahmeversuche der Maschine wichtige Erkenntnisse über das mechanische Verhalten der Generatorkomponenten gewonnen werden konnten. Ein weiteres System ist am typgleichen Maschinensatz A im Frühjahr 2004 in Betrieb gegangen. In den Folgejahren wurde dank dieses Systems Gewissheit über das Langzeitverhalten der hochbeanspruchten Wickelkopfkappen, der Dauerhaftigkeit ihrer Schrumpfsitze und der anderen elektromechanischen Komponenten der doppeltgespeisten Asynchron-Motorgeneratoren gewonnen.

Die im Kaltluftraum der Generatoren installierten gebornen Signalkonverter haben sich anfällig gegen die üblicherweise hohen Umgebungstemperaturen erwiesen, weshalb Nachbesserungen hinsichtlich ihrer thermischen Isolierung zum Statorgehäuse und Nachlieferungen zuverlässigerer Ausführungen seitens Hersteller erfolgt sind.

Große Rohrturbinengeneratoren (RT-Generatoren) stellen bezüglich der Statorrundheit, der Vermeidung von Blechpaketbuckling und der Einhaltung der Luftspalttoleranzen unter allen Betriebsbedingungen besondere Herausforderungen an die Hersteller dieser Maschinen. Durch die großen Temperaturunterschiede zwischen dem im Flusswasser situierten Gehäuse und dem Blechpaket muss dessen Aufhängung große Dehnungsspiele aufnehmen, ohne dass relevante Veränderungen der Form oder der Lage auftreten. Zusätzliche Anforderungen stellen die unterschiedlichen hydraulischen Druckbelastungen an das Gehäuse (0,1 MPa bei 10 m Durchmesser) sowie die Schwerkraft an das Blechpaket.

Um Funktionalität und Nachhaltigkeit einer neuen RT-Generatorkonstruktion ausführlich zu untersuchen, wurden die erstausgeführte Maschine mit einer Reihe von Messeinrichtungen, u. a. mit einem Luftspaltmesssystem, ausgestattet. Die relativ engen Toleranzen für Exzentrizität, Rundheit von Stator und Rotor und Luftspaltveränderungen wurden zufriedenstellend eingehalten. Einige Messergebnisse für den 26,5-MVA-RT-Generator sind unter dem Punkt Beispiele dargestellt.

Beispiele

Abbildung 5.10-1 zeigt die während der Garantieinspektion aufgenommene Rundheit des Rotors. Die Abweichungen ($R_{max} - R_{min}$) betragen lediglich 0,4 mm bzw. nur maximal 3,8 % bezogen auf den nominellen Luftspalt von 10 mm.

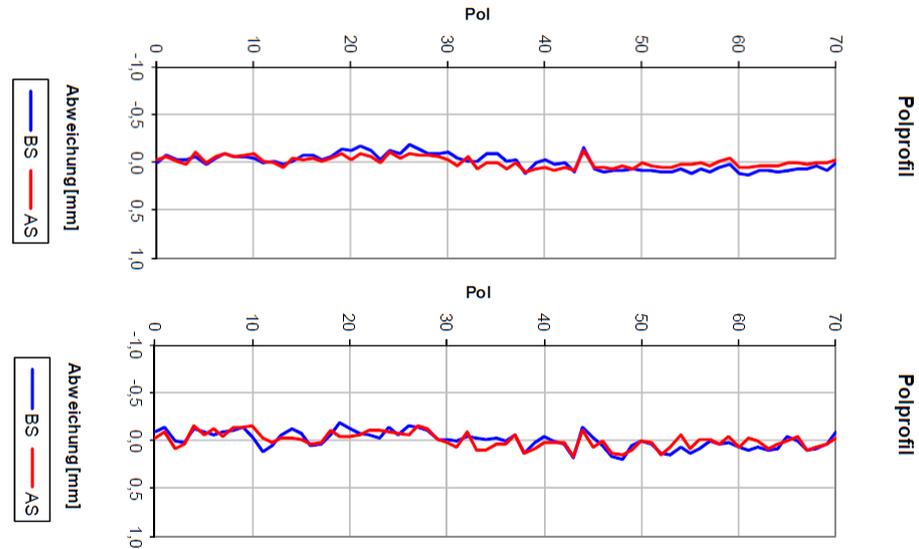


Abbildung 5.10-1: RT-Generator, Polprofil, vor dem (oberes Bild) bzw. nach dem Erwärmungslauf (unteres Bild)

Das mit den am Rotor angebrachten Sensoren nach dem Erwärmungslauf aufgenommene Statorprofil ist in Abbildung 5.10-2 dargestellt. Im oberen Bereich des Blechpakets ist die für RT-Generatoren typische Abplattung erkennbar. Die zugestandenen Toleranzen für die Abweichungen von der Rundheit (13 %) wurden mit einem Maximalwert von 6,5 % zur Zufriedenheit des Betreibers eingehalten.

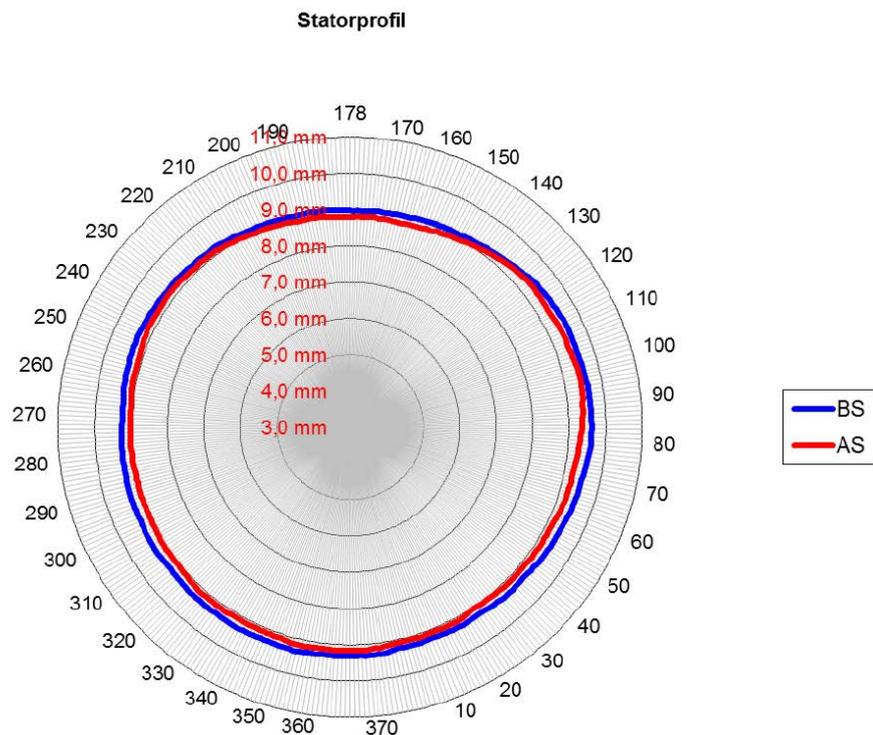


Abbildung 5.10-2: RT-Generator, Statorprofil

Literatur

- L 5.10-1:** „Newsletter“ Ausgaben 1999, 2000 und 2001 von VibroSystM
- L 5.10-2:** R. Metzker, M. Bissonnette, A. Tétreault, J. Lin: “Avoiding major damage on a new hydrogenerator by monitoring air gap at Igarapava H.E.P.P.”
<https://vibrosystem.com/wp-content/uploads/PA001-a.pdf>
- L 5.10-3:** J. Drommi, A. Tétreault: “Tidal Power Plant Bulb Unit Management Through Air Gap Monitoring”, CIGRE 2012, Report A1-301

5.11 Wellenstromüberwachung / Wellenspannungsmessung

Bearbeiter Schwarz

Zweck, Übersicht Erkennung bzw. Beseitigung unzulässiger Ströme über die Lager oder über Getriebe bzw. Kupplungen von Generatoren und Motoren. Die durch unipolare Magnetflüsse, magnetische Unsymmetrien, elektrostatische Aufladungen oder steile Spannungsspitzen statischer Erregungen verursachte Wellenspannung kann einen Strom über die Lagermaterialien (über Ölfilm bei Gleitlagern) oder über die Zahnradflanken bei Getrieben hervorrufen, der gegebenenfalls innerhalb kürzester Zeit zur Schädigung der Komponenten führt.

Messmethode Bei größeren Maschinen kann der Strom im Fehlerfall durch den Einbau eines sogenannten Wellenstromwandlers mittels Auswertegerät überwacht und kann bei Überschreitung von Grenzwerten eine entsprechende Warnung bzw. Abschaltungen veranlasst werden (Monitoring bzw. Maschinenschutz).
Die Lagerisolierung und der Ölfilm können auch ohne Wellenstromwandler durch Spannungsmessungen am isolierten Lager mittels je eines hoch- und niederohmigen Voltmeters überprüft werden (periodische Online-Messung).

Einflussfaktoren Die kleinen Messströme des Wellenstromwandlers (1 mA / A Wellenstrom bei Wandler mit 1000 Windungen) können durch das magnetische Feld der Statorströme oder durch hochfrequente kapazitive Ströme (z. B. Thyristorstromspitzen) beeinflusst werden, so dass eventuell auch ohne Fehler bereits ein hoher Grundwert gegeben ist. Die Einstellung von Grenzwerten muss bei Versuchen bis zur Volllast erfolgen.

Einschränkungen Bei Beeinflussungen des Auswertesignals müssen die Grenzwerte entsprechend höher eingestellt werden, damit es zu keinen Fehlauflösungen kommen kann. Die isolierten Komponenten der Lager müssen der Messung zugänglich sein.

Messprozedur Für die Diagnose sind folgende Messprozeduren anzuwenden:

- Bei Anordnungen mit Wellenstromwandler wird der Wellenstrom permanent über ein Auslösegerät überwacht (Abbildung 5.11-1). Unzulässig hohe Ströme (> 1 A) führen zum Alarm und gewöhnlich erst nach entsprechender Zeitverzögerung (zwecks Verhinderung von Fehlauflösungen) zur Abschaltung.
- Zur Überprüfung der Funktion des Wellenstromwandlers kann mittels einer „Messbürste“ mit definiertem Vorwiderstand im Bereich des isolierten Lagers ein Wellenstrom für die Überprüfung der Auslösewerte eingestellt werden. Zusätzlich können die Spannungen an isolierten Teilstrecken eines Lagers vom Leerlauf bis zur Volllast aufgezeichnet und somit die Isolation der Teilstrecken (wie Labyrinth oder Lagersegmente) überprüft werden (Abbildung 5.11-1).
- Bei Anordnungen ohne Wellenstromwandler werden die Spannungen des isolierten Lagers gegen Erde nacheinander durch zwei Voltmtern mit unterschiedlichen Eingangswiderständen entsprechend Abbildung 5.11-2 gemessen (z. B. Digitalmultimeter mit $10\text{ M}\Omega$ und Analogmultimeter mit $10\text{ k}\Omega$). Die beiden Isolierstrecken (Öl-/Fettfilm und Lagerisolierung) sind in Ordnung, wenn unterschiedliche Spannungen gemessen werden (Auswirkung der parallelgeschalteten Eingangswiderstände der Voltmeter auf die Spannungsverteilung über die Isolierstrecken).

Erfahrungen

Nach dem Einbau eines Gebers am isolierten Labyrinthring trat einmal eine Fehlauslösung auf, da dieser durch eine geschirmte, geerdete Leitung zum Geber geerdet war.

Bei Kontrollmessungen nach einem Umbau wurde ein „geerdetes“ Lagerthermometer entdeckt. In diesem Fall wurde der erwartete Einfluss des nieder- bzw. hochohmigen Voltmeters auf die Spannungswerte nicht festgestellt.

Beispiele

Messanordnung:

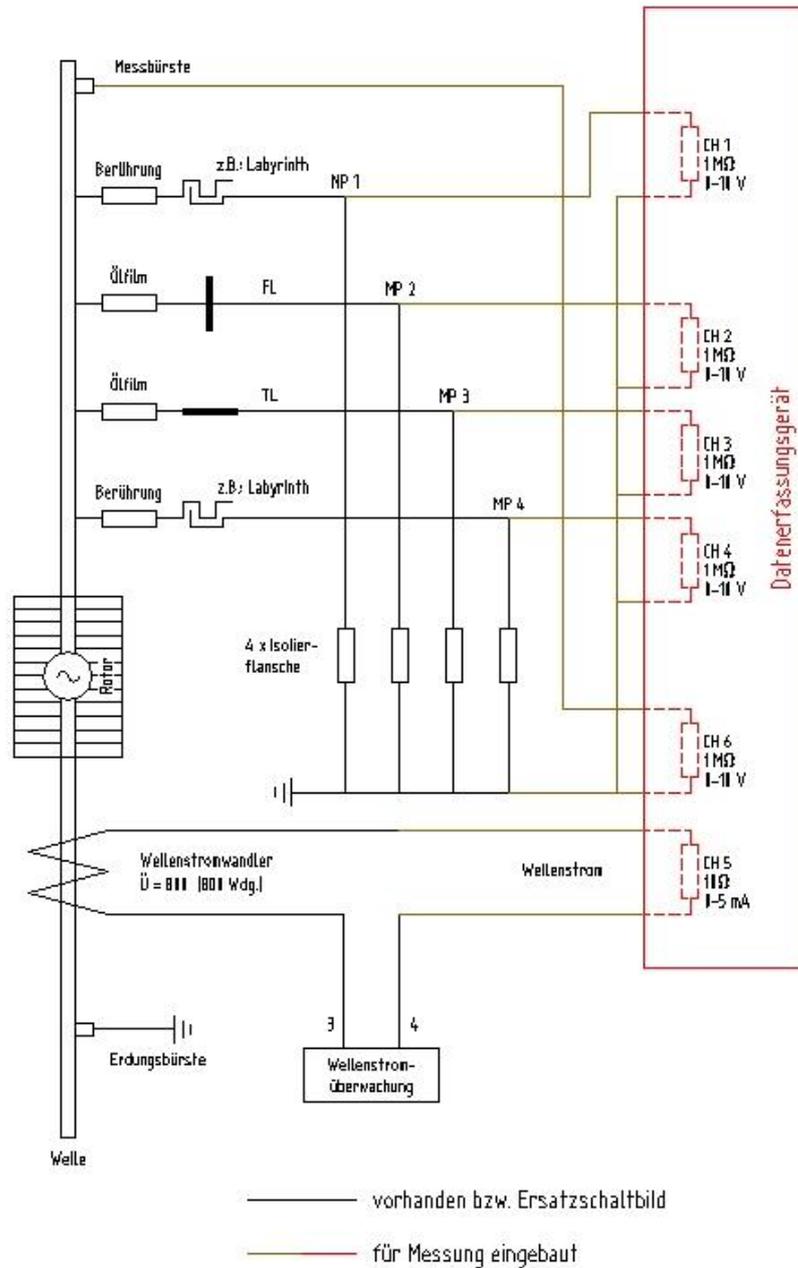


Abbildung 5.11-1: Prinzipieller Messaufbau mit Wellenstromwandler

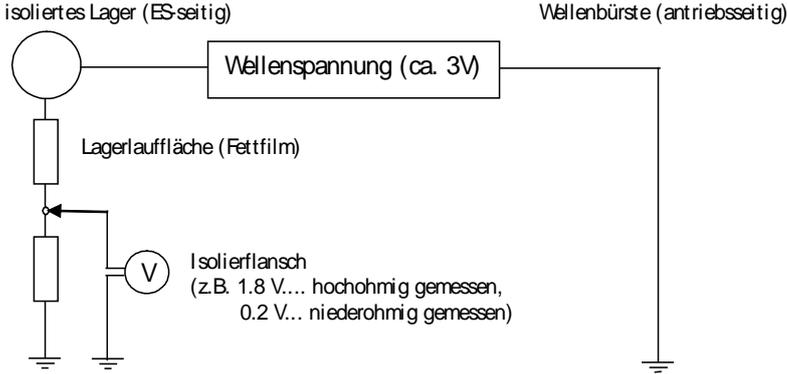


Abbildung 5.11-2: Spannungsmessung an einem isolierten Lager

5.12 Überwachung der Pressbolzenvorspannung

Bearbeiter Himmelreich, Binder, Lang

Zweck, Übersicht Der Statorblechkörper großer Wasserkraftgeneratoren wird gewöhnlich über Schwalbenschwanzleisten am Gehäuse befestigt. Im Betrieb versucht sich der Blechkörper infolge der höheren Erwärmung stärker auszudehnen als das Gehäuse. Bei starrer Ankoppelung des Blechkörpers an das Gehäuse kann diese Dilatationsbewegung, je nach Steifigkeitsverhältnis zwischen Blechkörper und Gehäuse, zu beachtlichen radialen Druckkräften auf den Blechkörper führen.

Diese Druckkräfte und die daraus resultierenden Ringspannungen können durch verschiedene konstruktive Maßnahmen, wie beispielsweise die geeignete Wahl des Blechpaket-Rückenspiels, geführte Doppel-Schwalbenschwanzleisten oder gefederte Schwalbenschwanzleisten, reduziert werden. Ebenfalls beeinflussend auf die im Betrieb auftretenden Ringspannungen wirkt sich die Art der Anbindung des Gehäuses an das Fundament aus. Beispielhaft werden die folgenden Ausführungen genannt: Gehäuse mit Sohlplatten verstiftet (fest), Gleitfüße (tangential geführt; radial gleitend), axial verlängerter unterer Statorhals (radial nachgiebig), Schrägfüße (radial und tangential nachgiebig).

Übersteigen die Ringspannungen einen kritischen Wert, so kommt es zum sogenannten Blechpaketbeulen (*buckling*), das in der Mechanik als klassisches Stabilitätsproblem gilt. Dieses Phänomen tritt in Form von wellenförmigen Deformationen aus der Schichtebene über den Umfang des Blechpakets in Erscheinung (siehe Abbildung 5.12-1). Die kritische Ring- bzw. Beulspannung wird unter anderem von der axialen Steifigkeit der geschichteten und über Axialbolzen und Pressplatten zusammengespannten Blechpakete bestimmt. Die axiale Steifigkeit hängt wiederum von der Blechpaketpressung und somit von der Pressbolzenvorspannung ab.



Abbildung 5.12-1: Typisches Verformungsbild am Blechpaketrücken aufgrund der Blechpaketbeulung

Aufgrund von Setzungen kann sich die Bolzenvorspannung über die Betriebsdauer deutlich verringern. Maßgeblich für diese Setzungen ist die Statorblechlackierung, die Anzahl der Zwischenpressungen sowie die Dauer der Voralterung. Starke

Beulungen können erhebliche Folgeschäden an den Statorwicklungsstäben verursachen, beispielsweise infolge des Abscheuerns der Isolierung durch schwingende freigestellte Zahnbleche oder durch abgebrochene Zahnbleche.

Je nach konstruktiver Ausführung des Blechkörpers wird vom Hersteller eine Mindestdruckkraft für die einzelnen Presselemente vorgegeben, die über die gesamte Nutzungsdauer der Maschine nicht unterschritten werden darf. Anstelle periodischer Kontrollen bei Revisionen kann die Pressung auch während des Betriebs durch Messung der Druckkräfte auf eingebaute Kraftmessringe an den Zugbolzen überwacht werden.

Messmethode

Der Kraftmessring ist als verschweißte Konstruktion konzipiert und mit Dehnmessstreifen, welche zu einer Wheatstone'schen Brücke verschaltet sind, ausgestattet. Im unbelasteten Zustand ist die Brücke abgeglichen und die Messspannung gleich Null. Durch das Einwirken von Druckkräften auf den Kraftmessring werden die Gitter der Dehnmessstreifen gestaucht, und Leiterlänge und Leiterquerschnitt ändern sich. Dies hat wiederum eine Widerstandsänderung des Dehnmessstreifens zur Folge. Die Wheatstone'sche Brücke ist verstimmt, und es kann eine Messspannung ungleich Null abgegriffen werden. Diese Messspannung ist proportional zur Stauchung und bei linearem Materialverhalten auch proportional zur aufgebrachten Druckkraft. Die Druckaufnehmer sind standardmäßig mit einem vieradrigen Anschlusskabel ausgerüstet und in Vierleiter-Technik ausgeführt und kalibriert. Die Verlängerungskabel werden, um die Einflüsse der Widerstände bzw. Widerstandsänderungen dieser Kabel zu minimieren, in Sechsheiter-Technik ausgeführt. Zur Weiterverarbeitung des Messsignals ist eine Folgeelektronik (z. B. ein Messverstärker) notwendig.

Einflussfaktoren

Störgrößen sind Torsion, Biegung und Querkräfte. Um diese Störgrößen möglichst auszuschalten, ist auf eine geeignete Konstruktion mit gleichmäßiger Krafteinleitung in den Kraftmessring zu achten.

- Für den Fall, dass die Absolutwerte der Druckkraft von Interesse sind, ist es ratsam, den Kraftmessring in der endgültigen Einbaulage mit einem Prüfaufnehmer zu kalibrieren. Einflussfaktoren sind hierbei: Reibungsverhältnisse, Steifigkeiten der Bauteile, Oberflächenunebenheiten, unsymmetrische Krafteinleitung. Nach dem Kalibrieren darf der Einbau nicht mehr verändert werden.
- Aufgrund der Temperaturverteilung im Betrieb sowie durch unterschiedliche Ausdehnungskoeffizienten von Blechpaket und Pressbolzen erhöht sich die Presskraft geringfügig.

Einschränkungen

Optimale Ergebnisse werden im Nenntemperaturbereich des Kraftmessringes von -10 °C bis $+70\text{ °C}$ erzielt. Bei Temperaturen über 70 °C steigt der Messfehler. Dieser kann mit Hilfe einer Temperaturmessung jedoch kompensiert werden.

- Eine flächige und ebene Auflage des Kraftmessrings mit entsprechend feiner Oberflächenrauheit ist notwendig.
- Die Verwendung von gehärteten Unterlegscheiben wird empfohlen. Weisen die mit dem Kraftmessring in Kontakt stehenden Teile eine Mindesthärte von 43 HRC auf, so kann auf die Unterlegscheiben verzichtet werden. Auf jeden Fall ist eine flächige Auflage erforderlich, weshalb Tellerfedern, Federringe, Zahnscheiben etc. nicht in direktem Kontakt mit dem Kraftmessring stehen dürfen.

Messprozedur

- Die Kalibrierungen der Kraftmessringe erfolgen mit Hilfe einer Druckprüfmaschine. Diese Kalibrierungen sollten nach dem endgültigen Einbau der Kraftmessringe beim hydraulischen Vorspannen der Statorpressbolzen mit einem geeichten Manometer überprüft und ggf. nachjustiert werden.

- Der Nullpunkt wird unmittelbar vor dem hydraulischen Vorspannen gesetzt.
- 1. Messung nach der Endpressung, nach dem Anstellen der Mutter und nach dem Entlasten der hydraulischen Vorspannungseinrichtung.
 2. Messung unmittelbar vor der IBS.
 3. Messung nach der IBS und nach Auskühlen der Maschine.
- Weitere Messungen sollen vor Ende der Gewährleistung und in weiterer Folge bei Revisionen durchgeführt werden.

Erfahrungen

Grundsätzlich wurden sehr gute Erfahrungen bei Messungen der Pressbolzenvorspannungen mit Hilfe von Kraftmessringen gemacht. Die bereits beschriebenen Einflussfaktoren und Einschränkungen sind jedoch unbedingt zu beachten. In Österreich wurden mehrere Generatoren mit diesem Messsystem ausgestattet.

Beispiel

Messung KW YBBS – M7

Kraftmessring: KMR300 (Fa. HBM)

Anzahl der Messbolzen: 16 Stück über den Umfang verteilt

DMS-Verstärker: RM4220 (Fa. HBM)



Abbildung 5.12-2: Kraftmessring im eingebauten Zustand

In Abbildung 5.12-3 ist die gemittelte Bolzenkraft über der Zeit dargestellt. Der erste Messpunkt zeigt die Kraft nach dem hydraulischen Vorspannen, es folgen jeweils Messungen vor und nach zwei Erwärmungsläufen im Abstand von circa einem Jahr. Zu beachten ist, dass die Eisentemperaturen bei den diversen Messpunkten variieren, wodurch aufgrund der unterschiedlichen thermischen Dehnungen des Blechpakets und der Pressbolzen die Bolzenkraft geringfügig beeinflusst wird. Folglich ist die dargestellte Kurve als qualitativer Setzungsverlauf zu verstehen.

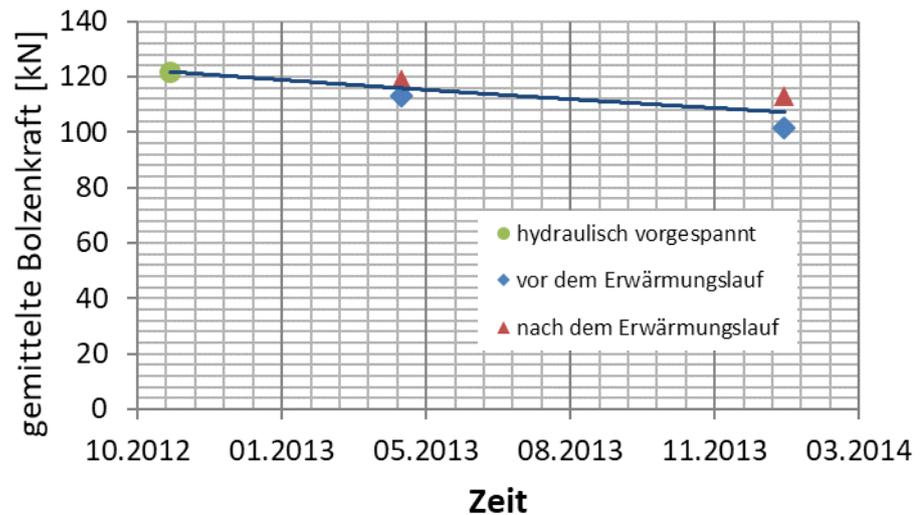


Abbildung 5.12-3: Gemittelte Bolzenkraft über der Zeit

Literatur

- L 5.12-1:** W. Kellenberger: „Auskippen von Statorblechen infolge Wärmespannungen bei großen Wasserkraftgeneratoren“, Brown Boveri Mitteilungen Band 53 Nr. 9, Seite 538-545, September 1966
- L 5.12-2:** V. Teufelberger: „Betrachtungen zum Verhalten geschichteter Statorblechringe bei Erwärmung“, OVE Jahrgang 79 Heft 13, Seite 338-344
- L 5.12-3:** K. N. Lehoczky: „Relationship between Stator Core Buckling, Core Losses, Vibration and Local Over-Temperatures“, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 3. No. 1, Seite 56-63, März 1988
- L 5.12-4:** International Seminar on Hydropower Plants, 2008: Problems and solutions with thermo-mechanical stresses in stator cores for large bulb-type generators
E. Binder, K. Dorfmeister, J. Scherthanner, Verbund Austrian Hydro Power, Vienna, AUSTRIA; J. Schönauer; Andritz VA TECH HYDRO, Weiz, AUSTRIA

5.13 Berührungslose Schleifringtemperaturmessung drehzahl geregelter Asynchronmaschinen (ASM)

Bearbeiter Voigt

Zweck, Übersicht Das Betriebsverhalten von Schleifring-Kohlebürsten-Systemen hängt von einer Vielzahl von Parametern ab, deren erfolgreiche Abstimmung mitunter viel Erfahrung und Zeit beansprucht. Unpassende Bedingungen äußern sich häufig in zu hohen absoluten bzw. unterschiedlichen Betriebstemperaturen zwischen einzelnen Schleifringen, was über kürzere oder längere Zeit zu hohem Kohlebürstenverschleiß, zu Störungen und zum Versagen des Systems führen kann. Zum frühzeitigen Erkennen günstiger oder ungünstiger Betriebsparameter kann eine berührungslose Temperaturerfassung und -aufzeichnung dienen.

Messmethode Zur Messung der Betriebstemperatur von Schleifring-Kohlebürsten-Systemen bietet sich die Verwendung von berührungslosen Infrarotthermometern (Pyrometern) an, die eine ca. 10 mm breite mattschwarz gestrichene Spur auf der Schleifringoberfläche abtasten. Die gewonnenen Messwerte können online in ein Monitoringsystem des Generators oder direkt in das Prozessleitsystem des Kraftwerks eingebunden werden.

Einflussfaktoren Die auf die Nennspannung des Schleifring-Kohlebürsten-Systems abgestimmte Isolationskoordinierung gibt den Mindestabstand der Pyrometer von der spannungsführenden (Schleifring-)Oberfläche vor; der Maximalabstand ergibt sich aus dem Durchmesser des Messflecks, welcher keine sonstigen Oberflächen außerhalb der auf dem Schleifring angeordneten Messspur erfassen darf. Um eine Verfälschung des Messwerts durch Reflexion zu verhindern, muss die abgetastete Oberfläche einen möglichst hohen Emissionswert (nahe 1) aufweisen, was durch Verwendung eines matten Anstrichs der Messspur (als Farbton wird „schwarz“ empfohlen, andere Farbtöne sind möglich) erreicht wird. Die im Nahbereich des Schleifring-Kohlebürsten-Systems eingesetzten Temperatursensoren sind den dort auftretenden hohen Lufttemperaturen ausgesetzt, was bei ihrer Auswahl zu beachten ist. Ebenso ist zu beachten, dass die dort vorhandene Kohlestaubfreisetzung die Optik des Sensors langfristig verschmutzen kann.

Einschränkungen Der erforderliche Platz für den Einbau von berührungslosen Temperatursensoren ist im Umgebungsbereich der Schleifringe meist vorhanden; die Erfassung erfolgt unabhängig von Drehrichtung oder Drehzahl mit einer Erfassungszeit von wenigen Millisekunden. Der minimale Wartungsaufwand (Reinigen der Linse mit Staubsauger, ggf. mit trockenem Reinigungstuch) kann bei den üblichen Wartungsmaßnahmen am Schleifring-Kohlebürsten-System mit erbracht werden.

Die Temperaturerfassung und -überwachung (Temperatur-Monitoring) eines Schleifring-Kohlebürsten-Systems sollte nicht für die Überwachung des Kohlebürstenverschleißes an sich genutzt werden. Wenn wegen zu weit fortgeschrittener Abnutzung von Kohlebürsten der Kontakt zum Schleifring nicht mehr gegeben ist oder sogar die in der Kohlebürste einkontaktierte Kupferlitze bereits die Schleifringoberfläche erreicht, ist zwar mit Temperaturerhöhungen aufgrund Überlastung der verbliebenen stromführenden Bürsten, mit Einlaufspuren auf der Schleifringoberfläche, mit Zerstörung der Patina usw. zu rechnen, aber die zu erwartenden Schäden stellen ein zu großes Betriebsrisiko dar. Darum sollte auch nach Installation eines Temperaturmonitorings der Schleifringe auf die vorbeugende Kontrolle der Kohlebürsten und deren rechtzeitigen Ersatz nicht verzichtet werden.

Messprozedur Mittels Temperaturmonitorings der Schleifringe wird die aktuelle Temperatur erfasst, angezeigt und archiviert. Laut Aussage von Kohlebürstenherstellern ist eine Betriebstemperatur der Kohlebürsten, welche sich annähernd als Schleifringtemperatur widerspiegelt, von 60...90 °C empfehlenswert, eine Dauertemperatur unter 50 °C sollte vermieden werden, da sich dadurch der Verschleiß erhöht. Absolutgrenzwerte in Höhe von 100...120 °C können festgelegt und als Warnung/Alarmsignal aus einem Generator-Monitoringsystem an das Prozessleitsystem ausgegeben werden, so dass durch die Bediener ggf. die Blindleistungslieferung des Generators und damit der Erregerstrom reduziert werden kann.

In Verbindung mit der gleichzeitigen Erfassung und Darstellung von wesentlichen Generatorbelastungsgrößen (insbesondere Rotorstrom, jedoch auch Statorspannung, Wirk- und Blindleistung) kann grafisch der Zusammenhang zwischen Schleifringtemperatur und Rotorstrom kontrolliert werden. Bei einem gut dimensionierten und eingelaufenen (d. h. eine gute Patina hat sich gebildet) Schleifring-Kohlebürsten-System verhalten sich die Temperaturen der einzelnen Schleifringe und der Rotorstrom kongruent. Für die Beurteilung ist dabei weniger die absolute Höhe der Temperaturen entscheidend, sondern dass alle Schleifringe untereinander ähnliches Verhalten zeigen und sich Änderungen des Rotorstroms unverzüglich in identischer Art hinsichtlich der Schleifringtemperatur widerspiegeln.

Erfahrungen Der Betrieb eines Schleifring-Kohlebürsten-Systems ist, selbst wenn es vom Hersteller optimal ausgelegt wurde, zahlreichen Einflüssen ausgesetzt, die es störanfällig machen. So kann durch die jahreszeitliche Veränderung von Lufttemperatur und insbesondere Luftfeuchtigkeit das Lauf- und Verschleißverhalten der Kohlebürsten negativ beeinflusst werden. Ein Wechsel der Kohlebürstenmarke sollte möglichst unterlassen werden, ist jedoch aufgrund von Umfirmierungen oder Geschäftsaufgabe von Lieferanten mitunter unumgänglich. Wesentlich ärgerlicher ist, wenn der gleiche Hersteller die nach seiner Aussage gleiche Bürstenmarke liefert, sich selbige aber durch andere Vorproduktlieferanten in ihrer tatsächlichen Zusammensetzung geändert hat, was sich dann auch in einem anderen Betriebsverhalten niederschlägt.

Diese verschiedenen Abhängigkeiten und Zusammenhänge sind unter Einsatz eines Schleifringtemperaturmonitorings leichter und schneller zu erkennen, da nur ein einziger Parameter „Temperatur“ erfasst werden muss und dessen Verlauf im Zusammenhang mit dem Stromverlauf eine einfache qualitative Beurteilung des Betriebsverhaltens ermöglicht. Insbesondere bei doppeltgespeisten Asynchronmaschinen (ASM) im Leistungsbereich > 100 MVA, bei denen sehr große Rotorströme bei zugleich hohen Rotorspannungen auftreten, kann die Dimensionierung des Schleifring-Kohlebürsten-Systems überprüft und damit Gewissheit über die Betriebssicherheit gewonnen werden. Die bei großen Rotorströmen mitunter notwendige Auslegung mit zwei parallel geschalteten Schleifringen pro Phase ist überhaupt erst mit einer Temperaturüberwachung sicher zu betreiben, da im Belastungsbereich durch den negativen Widerstandskoeffizienten der Kohlebürste-Schleifring-Paarung ein heißerer Schleifring zur Übernahme eines noch höheren Stroms tendiert. Sowohl bei Eintritt vermeidlicher als auch unvermeidlicher Änderungen im System ist mit der Überwachung der Schleifringtemperatur ein Instrument vorhanden, welches eine Kompensation negativer Effekte (z. B. zu geringe Luftfeuchtigkeit, falsche Bürstenmarke) durch geringfügige Änderungen seitens Betreiber (Luftbefeuchtung, Änderung Bürstenmarke) sehr schnell in ihrer Wirkung erkennen

lässt, ohne mehrere Wochen/Monate den tatsächlichen Bürstenverschleiß statistisch erfassen und auswerten zu müssen.

Beispiel

Das Foto in Abbildung 5.13-1 zeigt die Installation von Pyrometern am Schleifringssystem einer 340-MVA-Asynchronmaschine des PSW Goldisthal. Dieses Schleifringtemperaturmonitoring und der eingesetzte Typ (Fabrikat Raytek) bewährt sich seit 2006 im Dauerbetrieb. Die Auswirkungen größerer und kleinerer Änderungen an den Kohlebürsten und den Schleifringen, die aufgrund eines unbefriedigenden Betriebsverhaltens notwendig waren, konnten unmittelbar überwacht werden, und so konnte über viele Jahre eine wesentliche Steigerung der Betriebssicherheit erreicht werden.



Abbildung 5.13-1: Pyrometer und Luftfeuchtigkeitssensor an Schleifringen

Ähnliche Pyrometer sind aufgrund der positiven Erfahrungen dieses erfolgreichen Dauereinsatzes durch einen Hersteller von Generatorleistungsschaltern in dessen Leistungsschaltermonitoring integriert worden. Hier bestand die Notwendigkeit der Überwachung des Zustands der Dauerstromkontakte von SF₆-isolierten Leistungsschaltern, was durch statische Widerstandsmessungen im Stillstand nur unbefriedigend gelang. Erst die Temperaturfassung der sich auf Potential befindenden Schaltkammern während des Betriebs durch auf Abstand installierte Pyrometer erbrachte zuverlässige Aussagen zur auftretenden Verlustleistung an diesen Kontakten, die Rückschlüsse auf Kontaktverschleiß und -beläge zulassen.

Abbildung 5.13-2 zeigt einen typischen Temperaturverlauf zweier parallelgeschalteter Schleifringe der Asynchronmaschine A des o. g. PSWs, bei dem insbesondere der grün dargestellte kritische Werte annimmt und erst dann in einen niedrigeren Betriebsbereich übergeht, wenn der zweite, in blau dargestellte Schleifring eine genügend hohe Temperatur und damit einen in Summe niedrigeren Widerstand angenommen hat, mehr Strom übernimmt und damit den anderen Schleifring entlastet. In Summe ist das ersichtliche Betriebsverhalten unbefriedigend, da die Stromaufteilung längere Zeit unsymmetrisch ist, sich Temperaturen > 100 °C ausbilden, somit Patinaentwicklung und Kohlebürstenverschleiß ungünstig sind.

Die Darstellung des jeweiligen Rotorstroms ist innerhalb des vorgestellten Schleifringtemperaturmonitorings möglich und veranschaulicht wesentlich die physikalischen Zusammenhänge. Sie wurde in Abbildung 5.13-2 jedoch bewusst weggelassen, um das Diagramm übersichtlich zu gestalten.

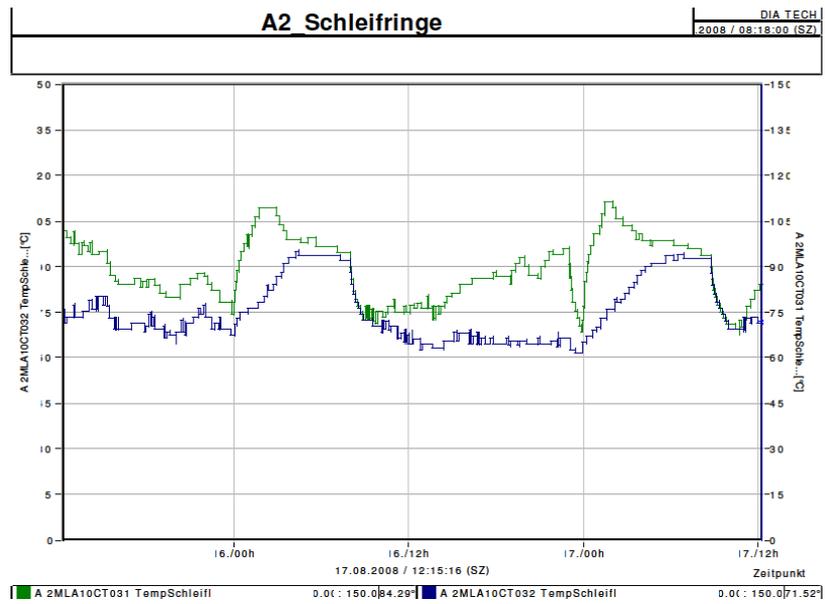


Abbildung 5.13-2: Temperaturverlauf an zwei parallelgeschalteten Schleifringen

Literatur

keine

5.14 Bildgebendes Verfahren zur Erfassung von Blechpaketbuckling

Bearbeiter Zikulnig, Windisch

Zweck, Übersicht Methode zur visuellen Erkennung von Blechpaketbuckling (Blechpaketbeulen) sowie zur Erfassung und Verfolgung dadurch verursachter Schäden an Zähnen und Statorstäben von Wasserkraftgeneratoren.

Wenn die thermisch bedingte radiale Ausdehnung der Statorblechpakete von Generatoren behindert wird, treten thermisch-mechanische Spannungen auf. Bei unzureichender Pressung oder zu hohen mechanischen Spannungen kann es zu lokalen Deformationen (*buckling*), Lockerungen und Schwingungsbrüchen von Zahnblechen kommen. Schwingende Endzähne können die Isolierung benachbarter Stäbe abscheuern oder – als Bruchstücke – in die Isolierung eindringen. Solche Schäden führten zu mehreren Wicklungsschäden und vereinzelt sogar zu Totalausfällen von Maschinen. Besonders häufig treten diese Probleme an großen Rohrturbinengeneratoren auf.

Die Identifizierung solcher Schwachstellen ist nur visuell möglich, was meist sehr großen Demontage- und Zeitaufwand erfordert. Da die Verwerfungen der Blechpakete stark von der Statortemperatur abhängen, sind viele Mangelstellen im ausgekühlten Zustand des Blechkörpers kaum mehr erkennbar. Durch diese hier beschriebene Methode ist es hingegen möglich, die Maschine im nahezu betriebswarmen Zustand zu inspizieren und auch beginnende Schwachstellen, d. h. ein beginnendes Abheben der Endzähne von den Druckfingern, zu erkennen.

Messmethode Das Messsystem, welches ohne große Demontageaufwand an der Maschine temporär am Rotor montiert wird, besteht aus Kamera, Beleuchtung und CPU (Abbildung 5.14-1). Während des langsamen Durchdrehens des Rotors um 360° wird ein Video aufgenommen, aus welchem dann im Post-Processing über eine Software Einzelaufnahmen entnommen werden. Mithilfe dieser Software erfolgt auch eine automatische Nutzuordnung, bei der Inspektion selbst müssen lediglich die Anfangsnut sowie die Zählrichtung notiert werden.



Abbildung 5.14-1: Buckling Visualization System
Eigenentwicklung Verbund Hydro Power GmbH



Abbildung 5.14-2: Am Rotor eines Rohrturbinengenerators temporär montiertes Messsystem

- Einflussfaktoren** Rückbildung des Bucklings infolge Abkühlung des Blechkörpers.
- Einschränkungen** Durch die Konstruktion der Pole, z. B. durch die Anordnung von Dämpferverbindungen oder durch geringe Polabstände, kann die Sicht auf die Nutaustritte eingeschränkt sein. Bei Maschinen ohne Rotordrehvorrichtung ist das Verfahren kaum anwendbar.
- Messprozedur** Temporärer Einbau der Erfassungseinrichtungen, 360°-Drehung des Rotors, Aufnahme aller Endzähne und Stab-Nutaustritte an der betriebswarmen und – zu Vergleichszwecken – möglichst auch an der abgekühlten Maschine.
- Erfahrungen** Gute Erfahrungen, sowohl bei der Erkennung von Schwachstellen als auch bei der Trendverfolgung von Schädigungen an den Zähnen, Druckfingern und der Isolierung der Statorstäbe im Bereich der Nutaustritte.

Beispiele



Abbildung 5.14-3: Schädigungsfortschritt eines gelockerten Endblechsegment im Zeitraum eines Jahres (aufgenommen mit dem Kamerasystem von Andritz Hydro GmbH)



Abbildung 5.14-4: Vergleich einer Schadenstelle bei kaltem bzw. warmem Blechpaket (Buckling Visualization System, Verbund Hydro Power GmbH)

Literatur

- L 14-1:** W. Kellenberger: „Auskippen von Statorblechen infolge Wärmespannungen bei großen Wasserkraftgeneratoren“, Brown Boveri Mitteilungen Band 53 Nr. 9, Seite 538-545, September 1966
- L 14-2:** K.N. Lehoczczy: Relationship between Stator Core Buckling, Core Losses, Vibration and Local Over-Temperatures“, IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol. 3, No. 1, 1988
- L 14-3:** E. Binder, K. Dorfmeister, J. Schernthanner, J. Schönauer: “Problems and solutions with thermo-mechanical stresses in stator cores for large bulb-type generators”; 1st International Seminar on Hydropower Plants, Nov. 2008 Vienna

6 Anhang A, Mängel und Schäden an den Komponenten von rotierenden elektrischen Maschinen

Schäden oder Probleme an Generatorkomponenten haben verschiedene Ursachen, sind jedoch meist das Resultat von:

- qualitativ schlechtem oder zu hoch ausgenütztem Material
- unerwartetem Materialverhalten
- mangelhaftem oder unzulänglich umgesetztem Design
- unterschiedlichen Herstellungsmängeln
- unzureichender Qualitätskontrolle
- unberücksichtigten Überbeanspruchungen, außergewöhnlichen Belastungen
- unzureichender Instandhaltung
- Materialermüdung, Alterung

Die nachstehende Zusammenstellung von Mängeln, Schäden und Fehlern beruht ausschließlich auf den Erfahrungen der Mitgliederunternehmen des FA REM mit zusätzlicher Einschränkung auf Wasserkraftmaschinen. Basis dieser Zusammenstellung ist ein umfangreiches Maschinenkollektiv von Lauf- und Speicherkraftwerksmaschinen aus dem kleinen bis mittleren Leistungsbereich sowie einer geringeren Anzahl großer Speicherkraftwerksmaschinen, die unter den Klima- und Betriebsbedingungen mitteleuropäischer Aufstellungsorte betrieben werden. Typische Probleme von Turbogeneratoren und sehr großen Laufkraftwerksmaschinen wurden somit nicht behandelt. Zuzufolge der genannten Einschränkungen und der begrenzten Anzahl von Herstellern und Bauformen ist die Zusammenstellung auch nicht als vollständig zu betrachten. Es wird auch darauf verwiesen, dass nicht alle der vorgestellten Mängel und Schäden durch die in der Broschüre vorgestellten Online-Methoden detektierbar sind. Für gehäufte Probleme mit schwerwiegenden Fehlerfolgen sind jedoch Entwicklungen neuer Online-Verfahren zu erwarten.

6.1 Durchschläge naturharzgebundener Statorwicklungs-Isoliersysteme

Die Ursachen für diese Schäden sind in erster Linie:

- schlechte Materialqualität (Nachkriegsfertigungen)
- Bildung von Kriechwegen infolge starker Hygroskopie der Isolierung
- thermoplastisches Verhalten: Aufstauchungen und Einrisse der Nuthülsen
- elektrische Alterung durch Teilentladungen, d. h. Zersetzung des Trägermaterials (Papier) und des Bindemittels (Asphalt oder Schellack)

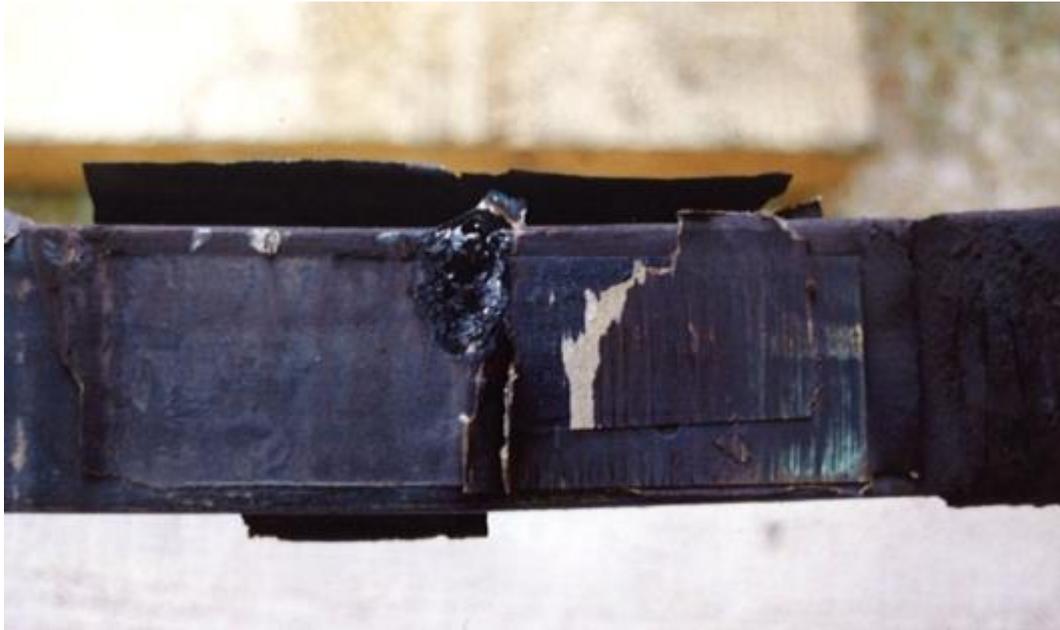


Abbildung 6.1-1: Isolationsdurchschlag eines Oberstabes im Bereich des Blechkpakets

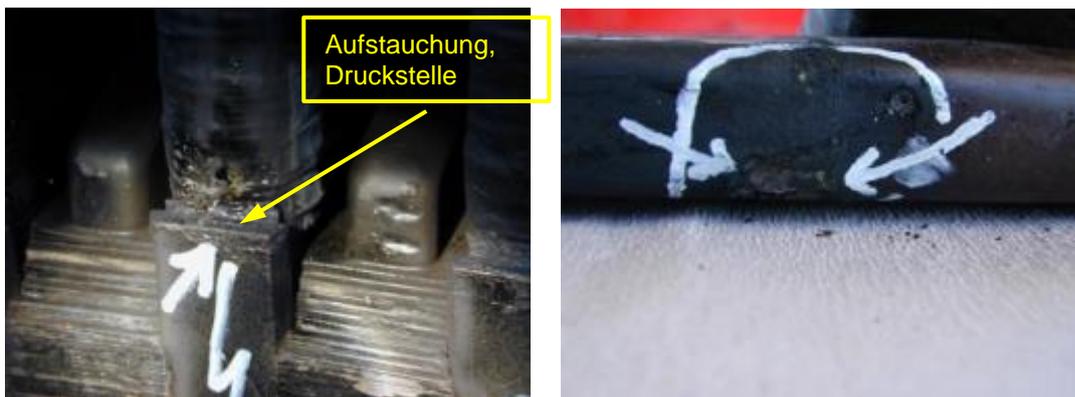


Abbildung 6.1-2: Isolationsdurchschlag eines Oberstab im Bereich eines Nutverschlusskeils



Abbildung 6.1-3: Wickelkopfüberschlag an einer Phasentrennstelle mit Kupferabschmelzungen, vermutlich infolge einer Kriechwegbildung



Abbildung 6.1-4: Isolationsschlag infolge massiver elektrischer Alterung der Nutisolation durch Teilentladungen



Abbildung 6.1-5: Isolationsschlag infolge massiver elektrischer Alterung. Die Bilder zeigen perforierte Spaltglimmerblättchen sowie die zersetzte Teileleiterisolation

6.2 Schäden durch Lockerungen der Statorwicklungen

Diese Schäden traten hauptsächlich bei den ersten Generationen kunstharzgebundener Statorwicklungs-Isoliersysteme auf. Die Ursachen waren:

- Schwund- und Setzungserscheinungen der duroplastischen Isoliersysteme verursachten ein zunehmendes Einbauspiel zwischen den Wicklungsstäben und der – meist durch „harte“ Verkeilung – relativ unelastischen Wicklungsfixierung.
- Häufige Dilatationsbewegungen, wie sie insbesondere bei Speichermaschinen vorkommen, beschleunigten diesen Effekt.
- Freigestellte (lockere) Wicklungsstäbe wurden von den Stromkräften zu Vibrationen angeregt und rieben an den Nutwänden.
- Nach Abrieb des Leitbelags traten an elektrisch hochbeanspruchten Wicklungsstäben Teilentladungen zwischen der Nuthülse und den Statorblechen auf, wodurch die Erosion der Nuthülse verstärkt wurde.

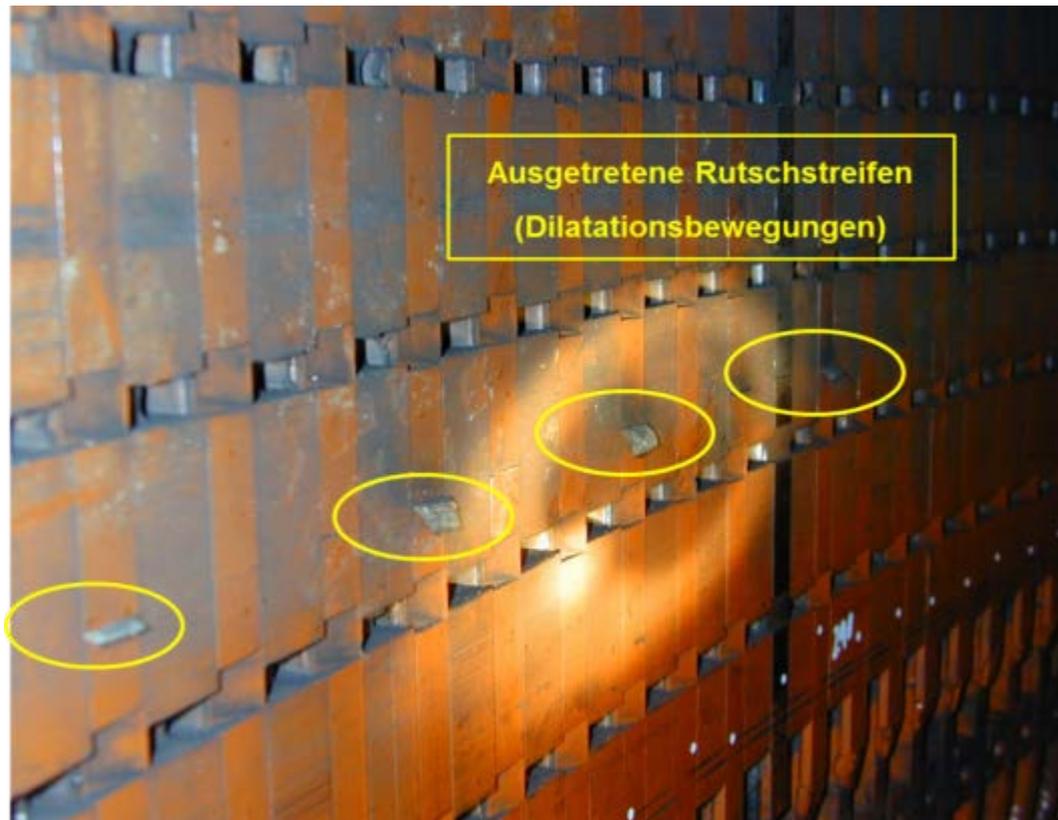


Abbildung 6.2-1: Ausgewanderte Nutfüllstreifen infolge lockerer Wicklungsverteilung



Abbildung 6.2-2: Lokale AGS-Beschädigung durch lockeren Nutverschlusskeil und durch Teilentladungserosion



Abbildung 6.2-3: Fortgeschrittene AGS-Beschädigung durch Stabvibrationen (Abrieb) und TE-Erosion infolge schlechter Verteilung

Da diese Schäden bei den Mitgliederunternehmen des FA REM meist frühzeitig erkannt wurden, konnten Isolationsfehler und umfangreiche Wicklungsschäden durch erhöhte Instandhaltung (Nachverkeilungen, häufigere Inspektionen) weitestgehend verhindert werden.

6.3 Glimmschutzschäden durch Auslegungs-, Material- und Fertigungsmängel

Durch unzureichende Auslegung, ungeeignete oder qualitativ schlechte Materialien sowie durch Fertigungsmängel können Glimmschutzschäden an elektrisch höherbeanspruchten Wicklungsstäben auftreten.

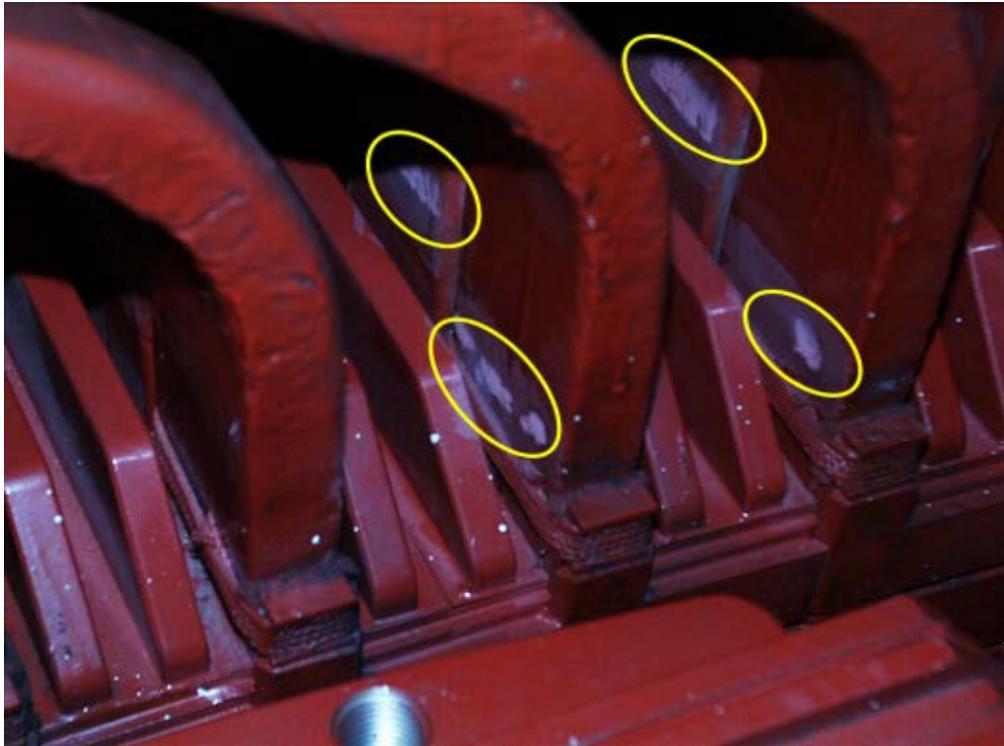


Abbildung 6.3-1: TE-Erosionen an der Übergangszone zwischen AGS und EGS

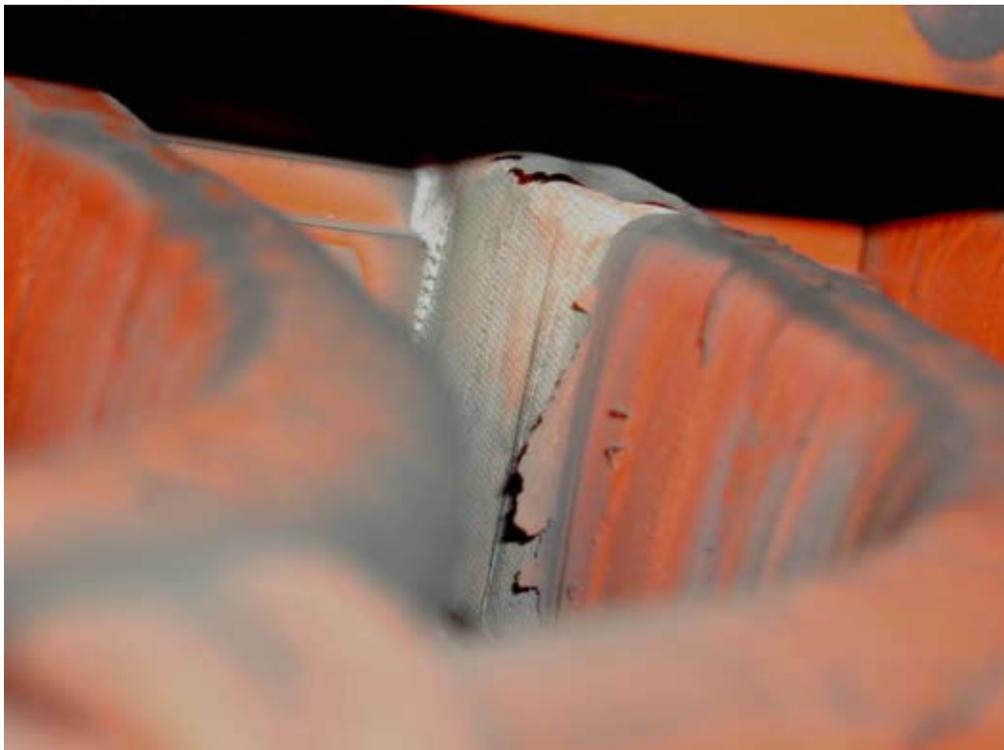


Abbildung 6.3-2: TE-Erosionen am Übergang AGS–EGS, Schutzband teilweise zersetzt

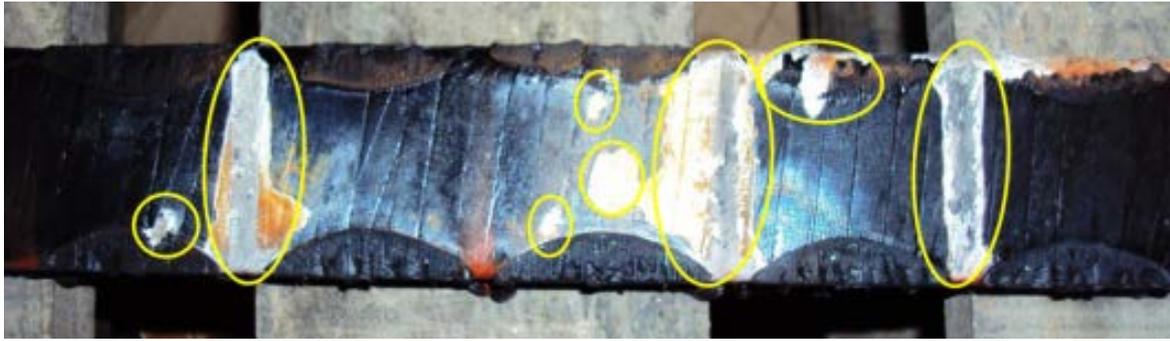


Abbildung 6.3-3: AGS-Band durch TE-Angriff lokal erodiert.
Ursache: unzureichende Herstellungsqualität des Leitbelags



Abbildung 6.3-4: Fortgeschrittene AGS-Schäden im Nutbereich durch TE-Erosion

Im fortgeschrittenen Stadium dieser AGS-Schäden ist die Fixierung der Stäbe in den Nuten nicht mehr in vollem Umfang gegeben. Einige Maschinen mit umfangreichen AGS-Schäden wurden zufolge des erhöhten Risikos von Isolationsfehlern durch Stabvibrationen sowie wegen der durch die TE-Aktivitäten stark erhöhten Ozonkonzentration in der Kühlluft und in der Generatorumgebung erneuert bzw. teilerneuert. Isolationsfehler sind – nicht zuletzt aus diesem Grund – bei den Unternehmungen der Mitglieder des FA REM bisher nicht aufgetreten.

6.4 Schäden an Blechpaketen und Wicklungsstäben durch Blechpaketlockerungen und Buckling

Die Ursachen für Schäden am Blechpaket sind zum einen Setzungserscheinungen am Blechpaket in Verbindung mit unzureichender Federwirkung der Statorpaketpressung. Zum anderen führten unzureichende radiale Dehnungsmöglichkeiten oft kombiniert mit ungleichmäßiger Erwärmung des Statoreisens zu Buckling. Beides führte zu Lockerungen – vor allem im Bereich der Endpakete – und in weiterer Folge zu Ermüdungsbrüchen einzelner Zahnbleche infolge ihrer Vibrationen. Vereinzelt kam es dabei zu Abscheuerungen der Stabisolierung und in weiterer Folge vielfach auch zu Isolationsdurchschlägen.



Abbildung 6.4-1: Beginnende Lockerung, Reibstaub



Abbildung 6.4-2: Blechpaketbuckling, gelockerte, vibrierende Endzähne

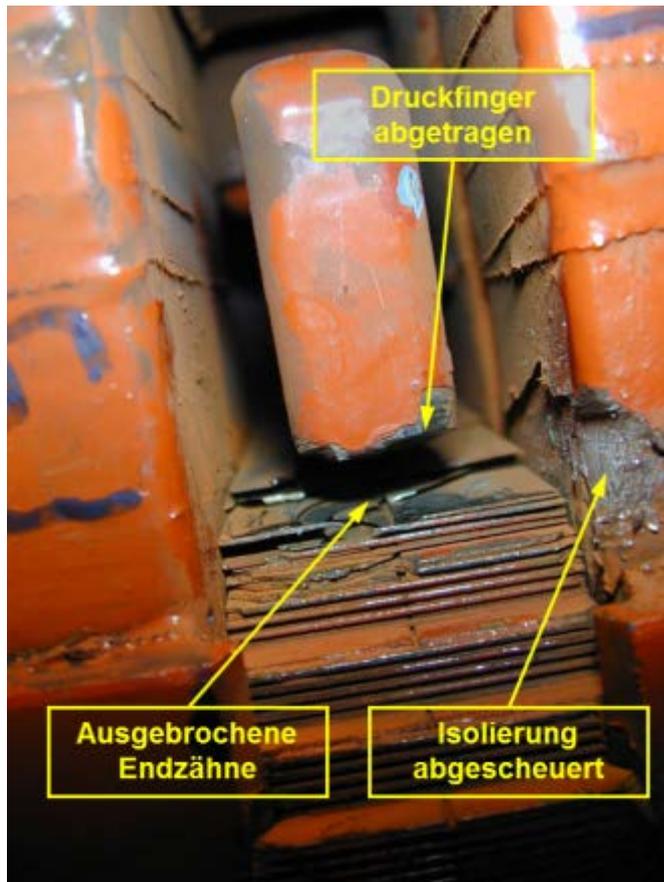


Abbildung 6.4-3 Blechpaketbuckling, gelockerte, vibrierende Endzähne: Teile der End-Zahnbleche sind ausgebrochen, und der Druckfinger wurde teilweise abgetragen. Am rechten Oberstab sind Abtragungen der Nuthülse erkennbar.

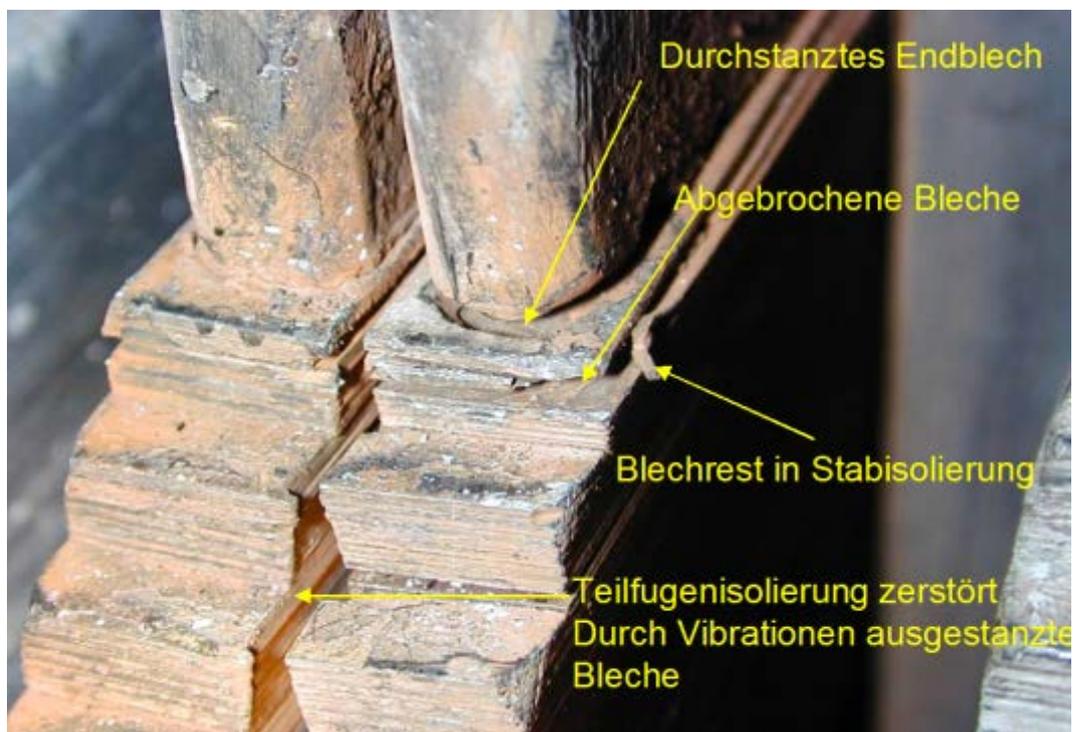


Abbildung 6.4-4: Statorteilfuge, gelockerte Endzähne mit Schäden

6.5 Folgeschäden durch fehlerhafte Weichlotverbindungen von Statorstäben

Folgeschäden infolge von Lötstellenfehlern zählen bei den Mitgliederunternehmen des FA REM noch zu den häufigsten Ursachen für Ausfälle von Generatoren. Hauptursache war meist eine mangelhaft ausgeführte Weichlotverbindung, welche in Kombination von mechanischen Spannungen und erhöhten Temperaturen zu Ermüdungsrissen im Lot führten. Solche Mängel verschlechtern sich meist progressiv und führen zu Lichtbögen zwischen den ausgelöteten Teileitern und der Löthülse sowie zu Materialabschmelzungen. In der Vergangenheit traten einige elektrische Überschläge auf, die bei einigen Maschinen mit nicht selbstverlöschenden Isoliermaterialien auch zu Bränden mit teilweiser oder vollständiger Zerstörung führten.

Ein umfangreicher Ersatz der brennbaren Isolierkappen und Kappenfüllmaterialien durch selbstverlöschende Produkte sowie die Hartverlötung einzelner besonders fehlerträchtiger Lötverbindungen hat zur Verminderung der Brandgefahr geführt. Die noch immer zahlreich bei Revisionen entdeckten Heißstellen zeigen jedoch, dass noch lange mit Problemen von Weichlotverbindungen zu rechnen sein wird.



Abbildung 6.5-1: Brandschaden durch überhitzte Weichlotverbindung



Abbildung 6.5-2: Rechtzeitige Erkennung von Lötstellenfehlern durch Schutzeinrichtung, geringes Schadensausmaß



Abbildung 6.5-3: Massiver lokaler Brandschaden durch überhitzte Weichlotverbindung mit Lichtbogeneinwirkung und massiven Abschmelzungen

6.6 Schäden an Polverbindern und Erregerzuleitungen

Rissbildungen an Polverbindern werden meist durch ein ungünstiges Design in Verbindung mit hohen mechanischen Belastungen verursacht. An durchgehenden Rissen entstehen Lichtbögen mit Materialabschmelzungen und Folgeschäden an den umgebenden Materialien. Die Überbrückung von Isolierstrecken im Bereich der Erregerzuleitungen ist meist auf leitfähige Verschmutzungen infolge von Kohlenstaubablagerungen zurückzuführen.



Abbildung 6.6-1: Abgeschmolzener Polverbinder



Abbildung 6.6-2: Einriss in einer Polverbindungslasche

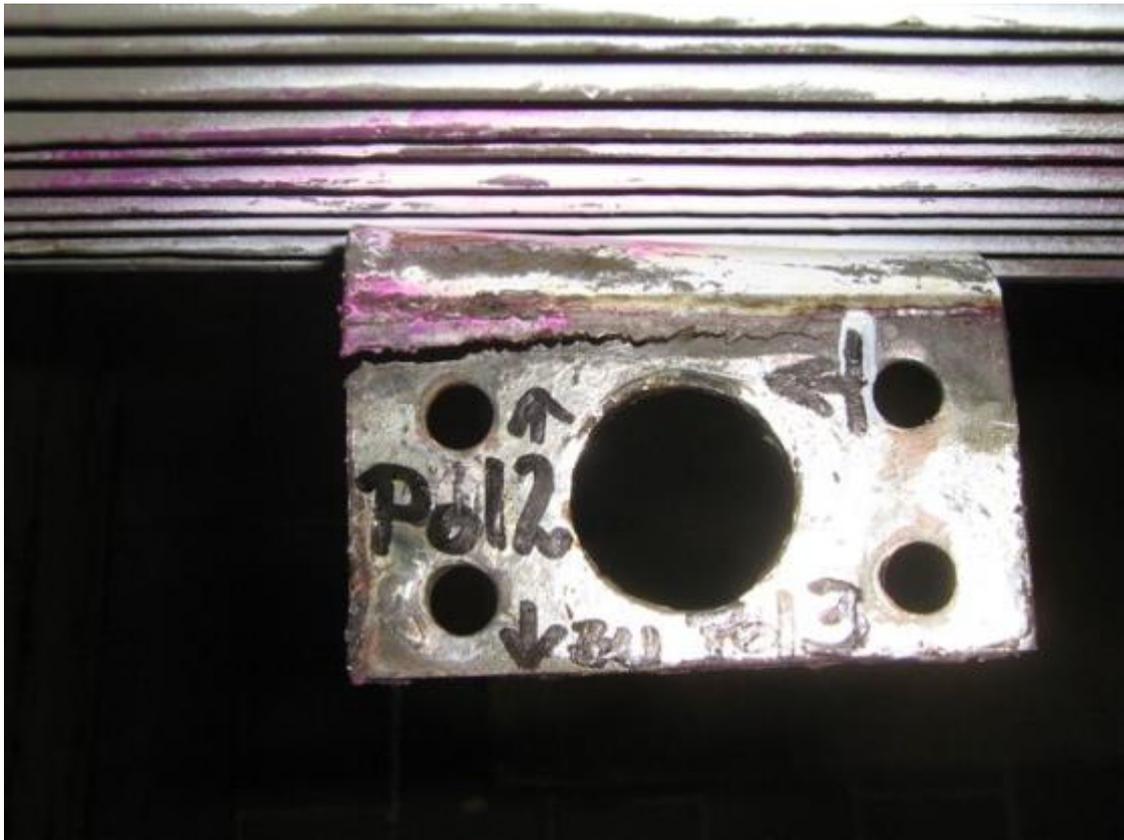


Abbildung 6.6-3: Einriss in einer Polverbindungslasche



Abbildung 6.6-4: Kurzschlusschaden an einer Erregerzuleitung durch Versagen der Isolierung am Durchtritt der Erregerzuleitung durch den Schleifring

6.7 Schäden an Polen und Dämpferstäben

Über die genaue Ursache von Elektroerosionen an Dämpferstäben ist in der Literatur wenig zu finden. Bekannt ist, dass kleine Luftspalte und niedrige Fliehkräfte das Auftreten von Vibrationen begünstigen, die dann durch Stromfunkenabrisse zu Materialabtragungen führen (Elektroerosion). Betroffen sind immer die Dämpferstäbe an der ablaufenden Polkante. Die Materialabtragungen an den Polschuhen und den Dämpferstäben schreiten so weit fort, dass die Dämpferstäbe brechen und aus den Nuten austreten. Schäden am Blechpaket und in ungünstigen Fällen auch an der Statorwicklung sind die weiteren Folgen.



Abbildung 6.7-1: Schäden an Polen und Dämpferstäben

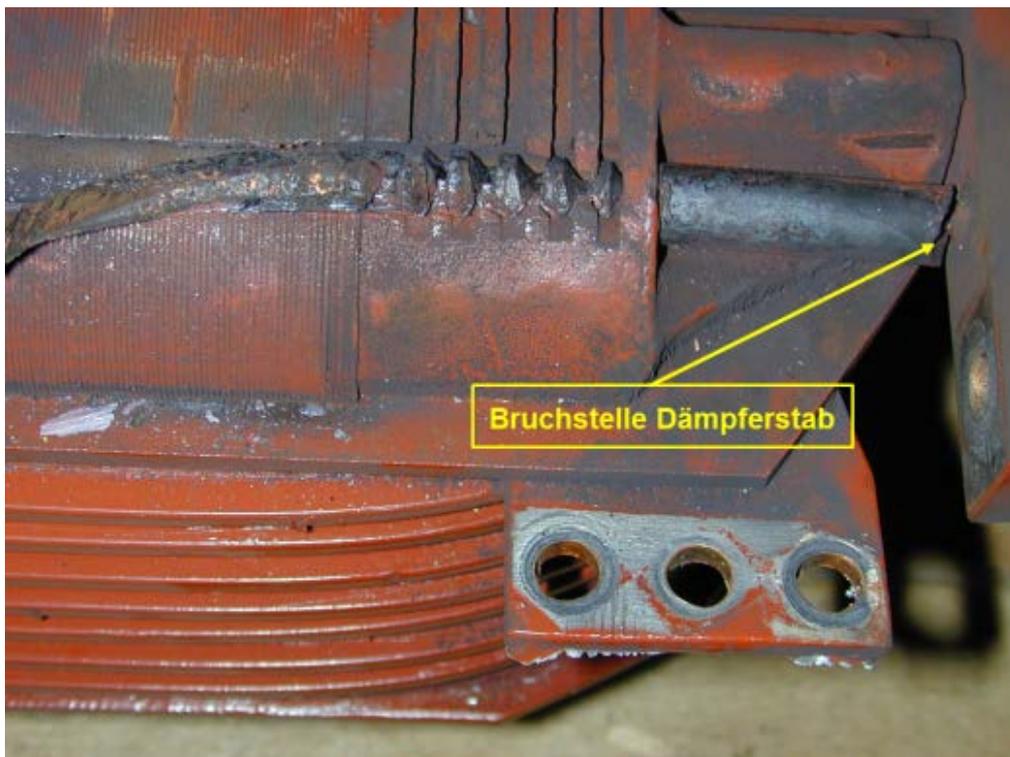


Abbildung 6.7-2: Schäden an Polen und Dämpferstäben

6.8 Schäden an Kurzschlussläufern von Asynchronmaschinen

In den letzten Jahren wurden vermehrt Schäden an Kurzschlussläufern von Asynchronmaschinen als Folge von ausgelöteten oder gebrochenen Kurzschlussstäben beobachtet. Es liegt die Vermutung nahe, dass auch Hartlötverbindungen einer Alterung unterliegen.



Abbildung 6.8-1: Kurzschlussläufer, gebrochener/ausgelöteter Käfigstab



Abbildung 6.8-2: Kurzschlussläufer, gebrochener Käfigstab

7 Glossar

Online-Messung	Messung, die an der rotierenden Maschine bei unerregtem bzw. erregtem Leerlauf oder unter Last durchgeführt wird.
Monitoring	Systematisches und wiederholtes bzw. kontinuierliches Erfassen, Beobachten oder Überwachen von Vorgängen oder Prozessen mit Beobachtungssystemen, um anhand von Ergebnisvergleichen Schlussfolgerungen ziehen zu können.
Offline-Messung	Messung, die an der stillstehenden Maschine ausgeführt wird
Nut- und Wickelkopfisolierung	<p>Zwecks Vereinfachung wird in der Folge der Begriff „Stäbe“ stellvertretend für Statorwicklungsspulen bzw. -stäbe verwendet.</p> <p>Die <i>Nutisolierung</i> dient der elektrischen Isolation des auf Hochspannungspotential liegenden Wicklungskupfers zum geerdeten Statorblechpaket. Die Nutisolierung besteht aus Glimmerfolien oder -bändern, die mit einem Bindemittel imprägniert sind.</p> <p>Bei <i>diskontinuierlichen</i> Isoliersystemen besteht die Nutisolierung aus einem in breiter Bahn aufgebügelten Micafolium. Bei älteren Wicklungen kam noch Spaltglimmer, der auf Papier als Trägermaterial aufgebracht war, zum Einsatz. Diese Glimmerschichten wurden mit Naturharzen (Asphalt oder Schellack) zu kompakten Nuthülsen verbacken. Neuere Isoliersysteme sind aus Feinglimmer, Glasgewebe als Trägermaterial und Kunstharz (meist Epoxidharz) aufgebaut. Für die <i>Wickelkopfisolierung</i> wurden früher verschiedene Lackbänder, später kunstharz imprägnierte Glasbänder und letztlich Glasglimmerbänder verwendet.</p> <p><i>Kontinuierliche</i> Isoliersysteme werden aus Glimmerbändern hergestellt, die über Nut- und Wickelkopfteil durchgehend aufgebracht werden, so dass die früher oft etwas kriechstromanfällige Stoßstelle zwischen Nut- und Wickelkopfisolierung entfällt.</p>
IGS	<p><i>IGS</i> bzw. <i>Innenglimmschutz</i> oder <i>innerer Leitbelag</i>: Leitfähige Schicht, die auf einer ersten Isolierlage über dem Teilleiterverband aufgebracht ist und mit dem Leiterkupfer an einer Stelle kontaktiert wird. Der Innenglimmschutz dient zur Homogenisierung der elektrischen Feldstärkeverteilung in der Nutisolierung und zur Begrenzung lokaler Feldstärkeerhöhungen an den Kanten der Teilleiter. Je nach Hersteller gibt es unterschiedliche Ausführungen des IGS. Früher wurden z. B. Lametta-Gewebebänder weitläufig aufgewickelt, bei moderneren Systemen werden Gewebebänder, die mit leitfähigen Partikeln imprägniert sind, überlappend appliziert. Bei anderen Isoliersystemen werden hingegen nur die Schmalseiten der Roebelstäbe mit einem leitfähigen U-Profil abgedeckt.</p>
AGS	<p><i>AGS</i> bzw. <i>Außenglimmschutz</i> oder <i>äußerer Leitbelag</i>: Leitfähige Schicht auf der Oberfläche von Wicklungsstäben im Nutbereich (Lack oder Band). Der Leitbelag egalisiert das Potential auf der Staboberfläche und stellt durch Kontaktierungen mit dem Statoreisen sicher, dass die Potentialunterschiede über den Luftspalten zwischen den Blechen und der Staboberfläche so klein bleiben, dass Teilentladungen sicher vermieden werden.</p>
EGS	<p><i>EGS</i> bzw. <i>Endenglimmschutz</i> oder <i>Steuerbelag</i>: Mit dem AGS kontaktierte halbleitende Schicht (Lack- oder Bandmaterial), die einige Zentimeter außerhalb der Nut auf die Stäbe aufgebracht wird. Der Steuerbelag dient zur Linearisierung des – ohne Steuerungsmaßnahmen – sehr inhomogenen elektrischen Feldes am Nutaustritt, um Gleitentladungen an der Oberfläche der Stäbe zu verhindern.</p>

Mängel, Schäden im Isoliersystem

Mängel bzw. Schäden im Isoliersystem von Statorwicklungen werden im Anhang A anhand vieler illustrierter Beispiele erläutert, so dass hier nur einige Ergänzungen erforderlich sind:

Kleine fertigungsbedingte Hohlräume zwischen den Glimmerlagen oder zwischen der Nuthülse und dem Teileleiterverband führen im Allgemeinen nicht zu beschleunigter Alterung des Isoliersystems und sind daher bis zu einem tolerierbaren Ausmaß nicht als Mängel anzusehen.

Interne Delaminationen sind großflächige Trennung des Verbunds einzelner Glimmerlagen innerhalb der Nutisolierung, die durch schlechte Bindung, hohe lokale Übererwärmungen oder große mechanische Kräfte verursacht werden.

Ablösungen der Nuthülse vom Teileleiterverband bilden meist großflächige, spaltförmige Hohlräume. Erfolgt die Ablösung zwischen dem Teileleiterverband und dem mit dem Leiterkupfer elektrisch verbundenen Innenglimmschutz, so treten keine Teilentladungen auf, sofern der elektrische Kontakt zwischen IGS und Kupfer bestehen bleibt.

Schäden am Außenglimmschutz können mechanische oder elektrische Ursachen haben. Beispiele für solche Schäden sind dem Anhang A zu entnehmen.

Teilentladungen

Als *Teilentladungen (TE, partial discharges, PD)* werden elektrische Entladungen bezeichnet, welche die Isolierung zwischen leitfähigen Teilen nur teilweise überbrücken. Sie können innerhalb einer Isolierung (innere Entladungen) oder außerhalb dieser (äußere Entladungen) auftreten.

Hohlraumentladungen (void discharges): Entladungen in Gaseinschlüssen der Isolierung (innere Entladungen).

Treeing: Entladungen, die mehrere Schichten der Isolierung überbrücken (innere Entladungen).

Nutentladungen (slot discharges): Entladungen, die zwischen der äußeren Oberfläche von Spulen oder Stäben und dem geerdeten Statorblechpaket auftreten (äußere Entladungen).

Gleitentladungen (surface discharges): Entladungen, die sich längs der Oberfläche von Isolierungen ausbreiten. Sie können als innere Entladungen in großen Delaminationen der Isolierung auftreten oder als äußere Entladungen, beispielsweise an Nutaustritten von Stäben ohne EGS oder bei Stäben mit EGS-Schäden.

(Teil-)Entladungen freier Potentiale (floating parts): Entladungen leitfähiger Teile, die weder direkt mit Masse noch direkt mit Hochspannungspotential verbunden sind und sich daher in elektrischen Feldern aufladen. Meist handelt es sich um äußere Teilentladungen, wie z. B. um Entladungen nicht geerdeter metallische Stützringe oder anderer metallischer Teile sowie um Entladungen von inselförmigen AGS- oder EGS-Resten, die durch Erosion des umgebenden Materials nicht mehr leitfähig mit dem Statoreisen verbunden sind.

Corona: Entladungen, die sich von freien Metallelektroden – meist hervorgerufen durch lokale Feldkonzentrationen (Spitzenwirkung) – in den umgebenden Gasraum entwickeln (äußere Entladungen).

Vibration sparking (spark erosion), Funkenerosion: Es handelt sich dabei nicht um Teilentladungen sondern um Abrissfunken der zwischen dem Statoreisen und den Leitbelägen induzierten Ströme. Solche Funken können unter bestimmten Voraussetzungen (sehr niederohmig ausgeführter AGS, hohe Stab-Längsspannungen) entstehen, wenn der direkte Kontakt des Leitbelags mit dem Statoreisen durch Stabvibrationen unterbrochen wird. *Vibration sparking* sind nicht

von der Potentialdifferenz zwischen Stabkupfer und Statormasse abhängig und wurden auch an Stäben in Sternpunktnähe gefunden.

- Ozon (O₃)** Bei elektrischen Entladungen entsteht *Ozon*, ein blassblaues, hochgiftiges Gas mit durchdringendem Geruch, dessen Moleküle aus drei Sauerstoffatomen bestehen. Ozon ist extrem korrosiv und greift praktisch alle Kunststoffe und Metalle an. Gesundheitliche Schädigungen sind je nach Expositionsdauer bereits bei relativ geringen Ozonkonzentrationen möglich.
- Lötverbindung
Wicklungsstäbe** Die Statorwicklungsstäbe wurden früher mittels Weichlötung miteinander verbunden; in Sonderfällen aber auch genietet und verlötet (Sichelverbindungen). Häufig wurden dazu Löthülsen verwendet, die über die Stabenden mit den abisolierten, vorverzinnnten Teileitern gesteckt wurden. Ein definierter Lötspalt sollte dafür sorgen, dass das Lot durch Kapillarwirkung einen möglichst hohen Anteil der Hohlräume zwischen den Teileitern und der Hülse ausfüllt. Über die Hülsen wurden meist Formteil-Isolierkappen aufgesetzt, die mit unterschiedlichen Füllmassen ausgefüllt wurden.
- Mangelhafte Lötverbindungen mit schlechtem Bindungsgrad, z. B. infolge ungenau eingestellter Lötspalte, führten in Verbindung mit erhöhten thermischen und mechanischen Beanspruchungen zu erheblichen Problemen sowie vereinzelt zu Totalschäden durch Brände.
- Seit einigen Jahren werden Statorwicklungsstäbe miteinander hartverlötet und dabei stoffschlüssig miteinander verbunden.
- Thermovision** Infrarotkameras erzeugen Bilder der unsichtbaren Infrarot- bzw. Wärmestrahlung und ermöglichen damit berührungslose Temperaturmessungen.
- Eine lokale Übererwärmung wird als *Heißstelle (hot spot)* bezeichnet.
- Körperschall** Breiten sich Schallschwingungen in einem festen Körper aus, bezeichnet man dies als *Körperschall*.
- Das Cepstrum ist allgemein definiert als inverse Fouriertransformation einer logarithmierten Frequenzbereichsfunktion, also eine Art Umkehrung eines Spektrums.*
- Eisenbrand** Wird die Isolierung zwischen den Blechen des lamellierten Blechpakets durch mechanische oder elektrische Einwirkungen im größeren Umfang überbrückt, so können die auftretenden Wirbelströme zu lokalen Temperaturerhöhungen, in seltenen Fällen auch zu größeren Ausschmelzungen (*Eisenbrand*) führen.
- Hallfeldsonde** Die Wirkungsweise von Hallsonden beruht auf dem nach Edwin Hall benannten Effekt, demzufolge in einem stromdurchflossenen Leiter bei Anlegen eines Magnetfeldes senkrecht zur Stromrichtung aufgrund der Lorentzkraft eine Spannung senkrecht zu Stromrichtung und Magnetfeld erzeugt wird.
- Wellenspannung,
Wellenstrom** Als *Wellenspannungen* werden Potentialdifferenzen zwischen den Enden der Welle oder zwischen der Welle und geerdeten Teilen bezeichnet. Ursachen sind magnetische Unsymmetrien, statische Aufladungen und kapazitiv eingekoppelte Spannungsspitzen bei statischen Erregungen. Durch unsachgemäße Erdung im Wellenstrang oder bei Durchbruch des Lagerölfilms verursachen diese Spannungen *Wellenströme*.

8 Autorenverzeichnis

Dipl.-Ing. Dr. Erich Binder	Konsulent (vorm. Verbund Hydro Power GmbH) erich-binder@chello.at
Dipl.-Ing. Wolf-Dietrich Blecken	Hydropower-consult info@hydropower-consult.com
Dipl.-Ing. Thomas Hildinger	Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG thomas.hildinger@voith.com
Dipl.-Ing. Mario Himmelreich	Andritz Hydro GmbH mario.himmelreich@andritz.com
Dipl.-Ing. Franz Kreyca	EVN AG Franz.Kreyca@evn.at
Dipl.-Ing. Dr. Andreas Lang	Andritz Hydro GmbH andreas.lang@andritz.com
Dipl.-Ing. Helmut Ladler	Andritz Hydro GmbH helmut.ladler@andritz.com
Dipl.-Ing. Dr. Gerhard Lemesch	Andritz Hydro GmbH gerhard.lemesch@andritz.com
Dipl.-Ing. Helmut Michitsch	Andritz Hydro GmbH helmut.michitsch@andritz.com
Dipl.-Ing. Guenther Mußbacher	Andritz Hydro GmbH guenther.muszbacher@andritz.com
Dipl.-Ing. Dr. Fritz Neumayer	Andritz Hydro GmbH fritz.neumayer@andritz.com
Dipl.-Ing. Fabian Öttl	Omicron Electronics GmbH fabian.oettl@omicronenergy.com
Dipl.-Ing. Dr. Franz Ramsauer	Andritz Hydro GmbH franz.ramsauer@andritz.com
Dipl.-Ing. Werner Schwarz	Salzburg AG werner.schwarz@salzburg-ag.at
Dipl.-Ing. Dr. Florian Senn	Verbund Hydro Power GmbH florian.senn@verbund.com
Dipl.-Ing. Dr. Christof Sumereder	FH JOANNEUM Gesellschaft mbH christof.sumereder@fh-joanneum.at
Dipl.-Ing. Weidner	KompTime GmbH juergen.r.weidner@siemens.com
Dipl.-Ing. Bernhard Windisch	Verbund Hydro Power GmbH bernhard.windisch@verbund.com
Dipl.-Ing. Ulrich Voigt	Vattenfall Wasserkraft GmbH ulrich.voigt@vattenfall.de
Dipl.-Ing. Karl Zikulnig	Verbund Hydro Power GmbH karl.zikulnig@verbund.com

Einige Kapitel der ersten Ausgabe dieser Broschüre wurden von ehemaligen Mitgliedern des FA REM federführend erstellt. Da diese Autoren nicht mehr für Rückfragen zur Verfügung stehen, sind an ihrer Stelle die mit der Überarbeitung betrauten Spezialisten angeführt.