

Erhöhung der Lebensdauer von Leistungstransformatoren

Unterschiedliche Diagnoseverfahren liefern wichtige Hinweise auf den technischen Zustand von Transformatoren und Stufenschaltern. Im Rahmen der vorbeugenden Instandhaltung hilft die stete Überwachung der Leistungskomponenten, teure Ausfälle oder vorzeitige Neuinvestitionen zu vermeiden.

Ausfälle verursachen hohe Folgekosten

Nach einigen Jahrzehnten Betriebszeit nähert sich normalerweise auch für die robusten Leistungstransformatoren das Ende ihrer Nutzungsdauer. Der drohende Ausfall einer solchen Schlüsselkomponente erhöht aber sofort das Betriebsrisiko in den Versorgungsnetzen der EVU. Der plötzliche Ausfall eines Netzkupplungs-Transformators kann an wichtigen Netzknotenpunkten einen stark eingeschränkten Netzbetrieb und damit hohe finanzielle Verluste verursachen. Fällt zum Beispiel ein Maschinentransformator (Bild 1) aus, entstehen hohe Kosten, die nicht nur durch den defekten Transformator, sondern vor allem durch den Ausfall an Kraftwerksleistung verursacht werden. Obendrein sind die EVU durch den verstärkten Wettbewerb gezwungen, die Wartungskosten zu reduzieren und Stillstandszeiten zu minimieren, um die teuren Betriebsmittel effizienter zu nutzen. Investitionen sollen, so das Ziel, möglichst vermieden oder zumindest verschoben werden. Dies gilt insbesondere für die Leistungstransformatoren, die bis zu 10 Millionen Euro kosten können. Wie diese Probleme gelöst werden können, zeigte das Fachsymposium „Transformer Life Management“ in Nürnberg auf.

Inspektion und Wartung müssen sich ergänzen

Leistungstransformatoren sind auf Grund ihrer Konstruktion hoch kompakte elektrische Maschinen, bei denen hinsichtlich Wartung und Reparatur relativ geringe Eingriffsmöglichkeiten bestehen. Auch sind es anwendungsbezogene Einzelstücke mit einem hohen Maß an handwerklicher Fertigung, die eine relativ lange Nutzungsdauer haben. Bei Netztransformatoren sind dies durchschnittlich mehr als 40 Jahre. Dadurch ergibt sich, dass schon die Instandhal-

tungskosten ein wesentlicher wirtschaftlicher Faktor sind.

Nach Angaben von *Volker Seitz*, bei RWE-Net Leiter des Technik-Centers, sind Angaben zu Instandhaltungskosten realistisch, die von 20 bis 35 % der Anschaffungskosten im Laufe der gesamten Nutzungszeit ausgehen, solange nur die normale betriebsbegleitende Instandhaltung ohne Reparaturen nach Störungen betrachtet wird. Die Definitionen nach DIN 31051 weisen für die Inspektion die „Feststellung des Ist-Zustandes“ aus. Nicht immer ist dabei am Transformator eine reine Inspektion gemeint. Um z. B. den Leistungsschalter zu inspizieren, sind umfangreiche Demontearbeiten nötig, also ist eine gleichzeitige Wartung sinnvoll. Auch bei den Kühlanlagen und Durchführungen beinhalten Inspektionen gleich Wartungsarbeiten, so dass eine klassische Inspektion sich lediglich auf optische Kontrollen, Dichtigkeiten, Entnahmen von Ölproben und neuerdings das Auslesen von Monitoring-Daten beschränkt.

Bei Wartungen sind die Grenzen fließend zur Inspektion und zur Instandsetzung. Im Rahmen einer Wartung (Bewahrung des Soll-Zustandes) können Kontakte, Relais, Überwachungsgeräte usw. ausgetauscht sowie Messwerte für die Dokumentation der Lebensdauerprognosen ermittelt werden. Einerseits kann die Trocknung oder Aufbereitung des Isolieröles eine Wartung sein, andererseits ist eine Aufbereitung nach Störungen jeder Art einer Instandsetzung gleichzusetzen. Diese Maßnahmen müssen aber gesondert betrachtet werden. Die Auslegung des Transformators ist schon im Wesentlichen verantwortlich für die Instandhaltungsplanung. Die einzelnen Komponenten des Transformators haben aus Instandhaltungssicht eine Eigen-dynamik, die zum Gesamtsystem zusammengeführt werden müssen. Kühlanlagen, Durchführungen, Lastumschalter, Steuerung und Überwachungseinrichtungen, Isoliermedien usw. sind je nach Sys-



❶ Neukauf oder Ertüchtigung – eine Frage, die bei der angespannten Finanzlage in den EVU und bei den relativ hohen Investitionen enorm wichtig geworden ist. Bis zu 10 Millionen Euro kann ein Leistungstransformator kosten.
Foto: Siemens PTD

temtechnik und Ausführung einer Eigenstrategie unterworfen, die gemeinschaftlich oder getrennt betrachtet werden müssen. Es ist sinnvoll, die Komponenten so auszuwählen, dass eine vereinheitlichte Strategie für die Instandhaltungsplanung des gesamten Transformators ermittelt werden kann. Werden unterschiedliche Systeme an einem Transformator verwendet, so ist eine betriebsorientierte Einbindung der Instandhaltung nicht mehr sinnvoll möglich.

Instandhaltung den Bedingungen anpassen

Ein unterdurchschnittlich belasteter Netztransformator in einem stabilen Verbundnetz bedingt eine andere Instandhaltungsplanung als ein hochbelasteter Versorgungstransformator eines Industrienetzes in einer Stichversorgung. Dies ist allgemein bekannt, wird jedoch gerne übersehen, da redundante Versorgungen kostenintensiv sind und diese Kosten im liberalisierten Markt vom Vertrieb auf das Netz abgewälzt werden können. Bei der Netzplanung ist

daher zu berücksichtigen, dass Instandhaltungszyklen und -strategien den Betriebsbedingungen am jeweiligen Einsatzort angepasst werden müssen. „Deswegen“, so *Volker Seitz*, „sollte der Transformator auch nach den Betriebsbedingungen ausgesucht werden.“

Viele Wege führen zur Werterhaltung

„Es gibt mehrere gangbare Wege, die zur Werterhaltung von Leistungstransformatoren führen. Sie müssen nach einer gründlichen Analyse der konkreten Zustände im Netz dann auch konsequent beschritten werden.“ Diese Aussage stellte der wissenschaftliche Tagungsleiter des Fachsymposiums Prof. Dr. *Hossein Borsi*, Universität Hannover (Schering-Institut), sozusagen als Präambel vor seine Ausführungen, als er sämtliche zur Verfügung stehenden elektrischen, dielektrischen oder chemischen Diagnoseverfahren vorstellte. Mit deren Hilfe kann der Betreiber genaue Kenntnisse über den technischen Zustand

Anzeige

 **Kalkulationssoftware**

zu 50 Cent pro Stunde nutzen. Mehr dazu unter
www.softwarekosten-sparen.de

eines Transformators erhalten. Es sei sinnvoll, die unterschiedlichen Messverfahren und Methoden von Fall zu Fall zu bestimmen und entsprechend anzuwenden: „Die Betrachtung der Schadenstatistik der EVU und die Tatsache, dass viele der heute installierten Transformatoren bereits ein hohes Alter erreicht haben, machen Monitoring und genaue Diagnosen notwendig. Die Ursachen für die Schäden, die zumeist im Aktivteil oder in den Stufenschaltern auftreten, sind aber so vielfältig, dass sie nur durch geeignete Messverfahren erkannt werden können.“

Verfahren zur Bestimmung des Wassergehaltes

So reicht zum Beispiel bei der Suche nach dem Wassergehalt in der Zellulose – dem Hauptfeind eines jeden Trafos – das Spektrum der Messverfahren von der Gas-in-Öl-Analyse (DGA) über die Analyse der Polarisations- und Depolarisationsströme (PDC) zur Bestimmung des Alterungszustandes der Isolierung bis hin zu modernen Monitoringsystemen, die einen schnellen Blick auf betriebsrelevante Daten wie Öltemperatur, Strom- und Spannungswerte, Lufttemperatur oder Luftdruck zulassen. Damit wird eine genauere Abschätzung hinsichtlich der Alterung der Papierisolierung möglich. Nach Ansicht von Prof. Borsi wäre es wünschenswert, wenn zukünftige Monitoringsysteme modular aufgebaut sind, damit sie an jedem Transformator entsprechend seiner Größe und Bedeutung angepasst werden können. Darüber hinaus sollte das Monitoringsystem auch in der Lage sein, die unterschiedlichen Signale, die von den verschiedenen Sensoren zur Verfügung gestellt werden, aufzunehmen und entsprechend den vorhandenen Erfahrungen zu gewichten, um diese Daten dann für eine Diagnose bereitzustellen. Die Beziehungen zwischen den einzelnen Größen und deren Gewicht bei der Gesamtdiagnose sollte dabei berücksichtigt werden.

Trocknung verlängert die Lebensdauer

Nach erfolgter, genauer Diagnose sind rechtzeitig gezielte Maßnahmen einzuleiten, um besonders wichtige und hochausgelastete Transformatoren vor unerwünschten Schäden zu schützen. Nach An-

sicht von Dr. *Thomas Leibfried*, Leiter Technology im Trafowerk Nürnberg der Siemens AG, und *Silvio Truant* (Artec Energie- und Umwelttechnik, Leegebruch bei Berlin) sollte ein Transformator auf jeden Fall getrocknet werden, wenn ein bestimmter Wassergehalt in der Feststoffisolierung erreicht wurde und geplant ist, den Trafo noch einige Jahre sicher zu betreiben. Dazu gäbe es prinzipiell eine Reihe von Möglichkeiten. Die Ölumlaufvakuumtrocknung in Kombination mit Niederfrequenz-erwärmung der Wicklungen (LFH-Technik) stelle eine für den Betreiber kostengünstige Lösung dar. *Truant*: „Die Ausfallzeit eines Transformators kann dadurch von einigen Wochen oder gar Monaten bei der konventionellen Ölumlauf-trocknung auf rund acht Tage reduziert werden. Gerade durch die extrem kurze Abschaltzeit ist die Ölumlaufvakuumtrocknung in Kombination mit der LFH-Technik insbesondere bei Kraftwerks- und Industrietransformatoren eine interessante Alternative zu den herkömmlichen Trocknungsverfahren.“

Die Befürchtung, dass diese Art der Trocknung zu „hart“ sei, könne durch die bisher gemachten Erfahrungen bei 23 Trocknungen in einem Zeitraum von fünf Jahren nicht bestätigt werden. Im Gegenteil: mindestens einer der Transformatoren war nach erfolgter Trocknung einem transformatornahen Netzkurzschluss ausgesetzt und hat diesen schadlos überstanden. Dies ist sicher kein strenger Beweis, dass die Aktivteiltrocknung zu keinen nennenswerten Schrumpfungseffekten führt, wohl aber ein deutlicher Hinweis auf die Eignung des Trocknungsverfahrens.

Bewertung des Zustandes über Modellversuche

In dieselbe Richtung denkt Prof. *Andreas Küchler* von der FH Würzburg-Schweinfurt-Aschaffenburg, Fachbereich Elektrotechnik. Für die Zustandsbewertung von Transformatorisolationen sei die Erfassung des Wassergehaltes in der festen Isolation von besonderer Bedeutung. Um diesen Wassergehalt möglichst genau bestimmen zu können, wurde deshalb an Transformator-Isolationsmodellen aus Barrieren und Ölkanälen die Eignung verschiedener dielektrischer Messgrößen untersucht. Die Einflüsse von Schichtungsverhältnis und Wassergehalt konnten besonders gut durch Messung der Po-

larisations- und Depolarisationsströme (PDC) unterschieden werden. Die Stromverläufe charakterisieren als Sprungantworten das dielektrische System und dienen der Ableitung beliebiger diagnostischer Größen. Die an Modellen gewonnenen Ergebnisse ermöglichen die Bewertung realer Transformatoren und die Absicherung werterhaltender Wartungsmaßnahmen. Leistungstransformatoren würden oft in unbekanntem Alterungszustand betrieben, weil es für die Bewertung der festen Isolation noch keine allgemein akzeptierte Methode gibt. Es besteht deshalb ein starkes Interesse an dielektrischer Diagnostik, insbesondere für die Bestimmung des Wassergehaltes in den Transformerboard-Barrieren. Konstruktion, Fertigung und Betrieb von Hochspannungsgeräten müssen in der Praxis des Wettbewerbs den widerstreitenden Forderungen nach höchstmöglicher Sicherheit, langer Lebensdauer und niedrigen Fertigungskosten gerecht werden.

■ Monitoring bei Stufenschaltern

Auch Stufenschalter waren Thema des Nürnberger Symposiums. *Jürgen Schwarz* (Vertrieb Monitoring) und *Johannes Gebauer* (Sachgebietsleiter Service der Maschinenfabrik Reinhausen in Regensburg) erläuterten, dass nicht zuletzt durch den wachsenden Kostendruck auf Energieversorgungsunternehmen zunehmendes Interesse besteht, Stufenschalter, die bereits seit längerer Zeit in Betrieb sind, mit Monitoringeinheiten nachzurüsten. Durch den Übergang von festen Inspektionsintervallen auf eine zustandsabhängige Wartung kann, abhängig von den Daten des Stufenschalters und dessen Betriebsbedingungen, von einer erheblichen Reduzierung der Anzahl an durchzuführenden Inspektionen ausgegangen werden. Das sei auch der Grund, so *Schwarz*, dass die Maschinenfabrik Reinhausen eine so genannte Retrofit-Lösung für das Stufenschaltermonitoring entwickelt habe. Bei der Entwicklung sei be-

sonderer Wert darauf gelegt worden, den Aufwand für die Nachrüstung zu minimieren und die bisher im Einsatz befindlichen Komponenten der Stufenschaltereinrichtung beizubehalten.

Die Monitoringeinheit selbst ist in einem eigenen Schaltschrank untergebracht. Beispiele für die Nachrüstung eines Stufenschalter-Monitoring-Systems sind: Eine im Jahr 2000 durchgeführte Retrofit-Lösung an einem 20 Jahre alten Transformator (400 MVA/400 kV bei einem nordeuropäischen Energieversorgungsunternehmen sowie eine Nachrüstung im Rahmen einer Überholung eines 30 Jahre alten 266-MVA-Maschinentransformators (420 kV/20 kV) eines deutschen EVU für einen Stufenschalter aus der Fertigung der ehemaligen Transformatoren Union.

Es zeigt sich, dass es immer notwendiger wird, bei zunehmender Alterung der in den Netzen vorhandenen Transformatoren die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Alles reduziert sich schließlich aber auf die Frage: Neukauf oder Werterhaltung? Die Reparatur oder Ertüchtigung in einem Trafowerk – vorzugsweise beim Originalhersteller – ist nach Aussagen von Dr. *Klaus Eckholz*, bei der Siemens AG Leiter Technik Transformatoren, häufig sinnvoll. So zum Beispiel bei umfangreichen Erneuerungen, bei Parameterverbesserungen und wenn ein möglichst neuwertiger Zustand erreicht werden soll. Welcher Weg letztendlich eingeschlagen wird, müssen die Verantwortlichen für den Netzbetrieb in den EVU von Fall zu Fall entscheiden. Auf den Punkt brachte dies *Volker Seitz*: „Instandsetzungsmaßnahmen nach Störungen bzw. besondere Einzelmaßnahmen aufgrund von Zustandserfassungen müssen für jeden Leistungstransformator gesondert wirtschaftlich betrachtet werden und sind nicht Inhalt der Regelinstandhaltungen. Zukünftige Änderungen der Netzführung und der Netztopologie verlangen deshalb Verbesserungen in der Zustandserfassung und Zustandsbewertung an Leistungstransformatoren.“ *H.-U. Tschätsch*

