

Berechnung der Überlastbarkeit von Transformatoren in Energieversorgungsnetzen mit Monitoringsystemen

Dr.-Ing. S. Tenbohlen, Dipl.-Ing. G. Pudlo
ALSTOM Schorch Transformatoren GmbH
Mönchengladbach, Germany
transformer.monitoring@tde.alstom.com

Dipl.-Ing. M. Linders, Prof. Dr.-Ing. G. Krost
Gerhard-Mercator-Universität
Duisburg, Germany
krost@uni-duisburg.de

Kurzfassung

Ausfälle von Leistungstransformatoren als kostenintensivste Betriebsmittel verursachen beim Netzbetreiber hohe finanzielle Schäden. Deshalb werden verschiedene elektrische und physikalische Messgrößen am Transformator ständig überwacht und so der Betriebszustand analysiert. Mit Hilfe eines Zweikörper-Ersatzschaltbildes kann die aktuelle Überlastbarkeit des Transformators on-line berechnet werden; eine darauf aufsetzende Prognose der unter den gegebenen Umständen noch zulässigen Überlastungsdauer dient den Netzbetriebsführern besonders in kritischen Netzsituationen als Entscheidungshilfe, insbesondere wenn die Ergebnisse unmittelbar auf der gewohnten Bedienoberfläche des Netzleitsystems zur Anzeige gebracht werden.

Stichworte: Transformator, Monitoring, Thermisches Modell, Überlastrechnung, Alterung, Ölfeuchte.

1 Einleitung

In den Leitstellen der Netzbetreiber laufen zahlreiche Daten über den Zustand des Netzes zusammen. Die aktuellen Informationen bezüglich der vorhandenen Transformatoren beschränken sich in den meisten Fällen auf Strom- und Spannungsmeßwerte, Leistungen sowie den Zustand von Hilfsaggregaten (Lüfter etc.).

Gerade aber in kritischen Netzsituationen, in welchen der Transformator unter Umständen übermäßig thermisch beansprucht werden muß, sind für das Betriebspersonal zusätzliche Größen von Bedeutung, aus welchen sich die momentane Überlastbarkeit und die noch zur Verfügung stehende zulässige Notbetriebsdauer abschätzen läßt.

Von der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) wurden daher Empfehlungen für das Monitoring von Großtransformatoren herausgegeben [1]; Sensoren überwachen Aktivteil, Ölausdehnungsgefäß, Kühlanlage, Stufenschalter/Motorantrieb, Durchführungen und Stromwandler sowie allgemeine Umgebungsbedingungen. Die Daten sind über analoge/digitale Ein- und Ausgänge und serielle Schnittstellen mit einer relationalen Datenbank verbunden. Diagnose-, Anwendungs-, Melde- und Steuerungssysteme bereiten die Signale auf. Zusammen mit den Informationen aus der Datenbank sind sie mit den Schnittstellen vom bzw. zum Monitoringsystem verbunden.

Monitoring-Ergebnisse werden in vielen Fällen zur vor-Ort-Auswertung vorgehalten und teilweise auch über Modem zentral gesammelt und ausgewertet. Eine Übertragung zur Netzleitstelle erfolgt nur selten. In diesen Fällen erfolgt die Anzeige noch unabhängig vom vorhandenen Netzleitsystem.

Im folgenden Beitrag wird ein innovativer Ansatz beschrieben, bei welchem die aktuelle Überlastbarkeit und Notbetriebsdauer von Transformatoren aus elektrischen und physikalischen Messwerten unter Ein-schluß der Ölfeuchte sowie unter Berücksichtigung der Vorbelastung berechnet und unmittelbar in der Bedienoberfläche des Netzleitsystems visualisiert wird.

2 Aufbau des on-line Monitoringsystems

Durch das on-line Monitoringsystem werden verschiedene charakteristische Betriebsgrößen des Transformators aufgezeichnet und ausgewertet. Die Messungen von Spannungen, Laststrom, Temperaturen, Öl- und Stufenschalterkenngrößen geben präzise und kontinuierlich Aufschluß über den Zustand des Transformators [2]. Wichtige Sensoren für die Überwachung des Aktivteils sind Gas-in-Öl- und Ölfeuchtesensor. Durch den Gas-in-Öl-Sensor, der den Wasserstoffgehalt im Öl kontinuierlich mißt, können Teilentladungen oder Heißpunkte frühzeitig erkannt werden. Der Ölfeuchtesensor bestimmt den Feuchtigkeitsgehalt des Öls. Diese Angabe ist für die Berechnung des maximal zulässigen Heißpunktes beim Notbetrieb notwendig.

Bild 1 zeigt die Visualisierungsmaske, in welcher der Nutzer alle wichtigen Betriebsdaten eines Transformators auf einem Blick ablesen kann. Durch Mausklick auf die entsprechenden Buttons kann der Nutzer über den Zustand jeder einzelnen Baugruppe eines spezifischen Transformators (z. B. Aktivteil, Durchführung oder Stufenschalter) detailliert informiert werden.

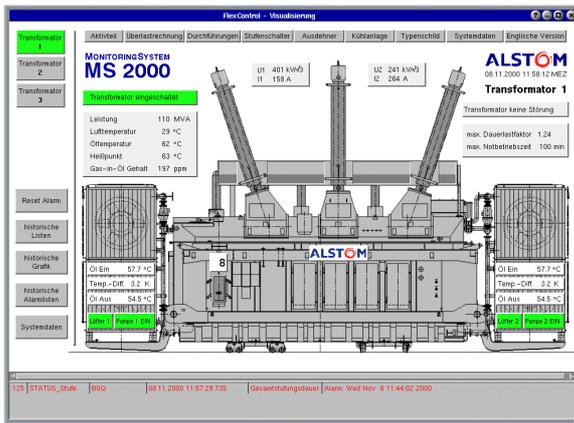


Bild 1 Visualisierungsmaske Transformator-Monitoring

Ein modernes Monitoringsystem beschränkt sich nicht nur auf die Überwachung eines Transformators, sondern kann auch den gesamten Bestand der Transformatoren eines Umspannwerkes erfassen. Durch den Einsatz industrieller Feldbustechnik in Verbindung mit flexibler Prozeßleittechnik läßt sich insbesondere bei der Nachrüstung eines Monitoringsystems in der Schaltanlage der Aufwand für Verdrahtung und Montage deutlich reduzieren.

Der Zugriff auf das Monitoringsystem kann bei Verbindung mit dem Telefonnetz über eine Modem erfolgen, so daß die Ferndiagnose kein Problem darstellt. Um die erforderlichen Information allen Nutzern innerhalb eines Netzbetreibers, wie z. B. der Netzleitstelle oder dem Instandsetzungsteam, bereitzustellen, besteht die Möglichkeit, ein Monitoringsystem in das Intranet des Unternehmens einzubinden. Die Visualisierung kann dann über den schon auf allen Arbeitsplätzen standardmäßig installierten Webbrowser (z. B. Internet Explorer) ohne zusätzliche produktspezifische Programme erfolgen.

3 Berechnung der Überlastbarkeit

A. Thermisches Modell

Die Überlastbarkeit eines Transformators ist in erster Linie begrenzt durch das Erreichen der zulässigen maximalen Temperaturen von Wicklung (Heißpunkt) und Öl (obere Öltemperatur).

In normalen Belastungsspielen, bei denen die Heißpunkttemperatur kritische Werte über 120°C nicht erreicht, werden die aktuelle Öl- und Heißpunkttemperatur mit einem Einkörper-Modell nach IEC 60354 berechnet. Anders verhält es sich, wenn zeitlich veränderliche Wärmeströme oder starke Schwankungen der Umgebungstemperatur auftreten, oder wenn der Transformator außergewöhnlich hoch belastet wird. Nach IEC 60354 darf z.B. bei einer Belastung bis zum 1,5-fachen Nennstrom für maximal 30 Minuten die Heißpunkttemperatur von 140°C nicht überschritten werden. Bei einer Modellierung muß hier zwischen

Wicklung und Ölvolumen unterschieden werden, wobei mit einem entsprechenden Zweikörper-Modell – siehe Bild 2 – der zeitliche Verlauf der relevanten Temperaturen im Minutenbereich ausreichend genau nachgebildet wird [3].

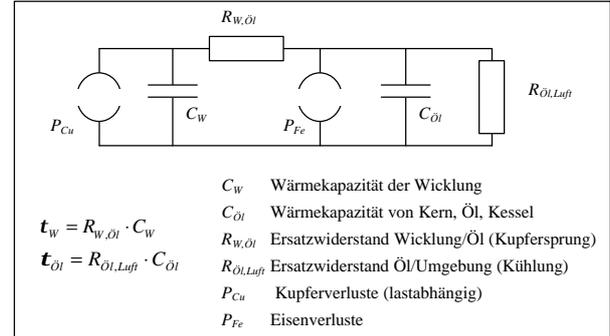


Bild 2 Zweikörper-Ersatzschaltbild

Da die Zeitkonstante der Wicklung t_w im Bereich weniger Minuten liegt, während die durch Ölvolumen, Kern und Kessel determinierte Zeitkonstante $t_{Öl}$ im Stundenbereich liegt, ist eine entkoppelte Berechnung mit Zeitschritten $Dt \ll t_w$ zulässig. In jedem Schritt wird zunächst die Wicklungstemperatur J_w ohne Wärmeabfuhr an das Öl über t_w bestimmt:

$$J_{w(t+\Delta t)} = J_{w(t)} + P_{Cu} \cdot R_{W,Öl} - (P_{Cu} \cdot R_{W,Öl} - (J_{w(t)} - J_{Öl(t)})) \cdot e^{-\frac{\Delta t}{t_w}} \quad (Gl.1)$$

Daraus kann über einen Sicherheitsfaktor h (üblicherweise $h = 1,1$) die Heißpunkttemperatur J_{HP} zur sicheren Seite abgeschätzt werden:

$$J_{HP(t+\Delta t)} = h \cdot J_{w(t+\Delta t)} \quad (Gl.2)$$

Anschließend wird der sich ergebene Wärmeausgleich mit dem Öl über $R_{W,Öl}$ berechnet; die Öltemperatur berechnet sich gemäß:

$$J_{Öl(t+\Delta t)} = J_{Luft(t)} + P_{V(t)} \cdot R_{W,Öl} - (P_{V(t)} \cdot R_{W,Öl} - (J_{Öl(t)} - J_{Luft(t)})) \cdot e^{-\frac{\Delta t}{t_{Öl}}} \quad (Gl.3)$$

mit $P_{V(t)} = P_{Fe} + \left(\frac{J_{w(t)} - J_{Öl(t)}}{R_{W,Öl}} \right)$ (Gl.3)

Die Berechnung der verbleibenden Notbetriebszeit wird zyklisch angestoßen, wenn die aus den aktuellen Betriebsbedingungen des Transformators direkt abgeschätzte Endtemperatur des Heißpunktes

$$J_{HP,\infty} = J_{Luft} + h \cdot P_{Cu} \cdot R_{W,Öl} + (P_{Cu} + P_{Fe}) \cdot R_{Öl,Luft} \quad (Gl.4)$$

oberhalb des zulässigen Wertes liegt. Eine Schleife nach (Gl.1-3) berechnet die aktuelle Heißpunkttemperatur mit einem Zeitschritt Dt von 60 Sekunden bis zum Erreichen der Grenztemperatur. Aus der Anzahl der Schleifen schließt man auf die verbleibende Notbetriebsdauer.

Zur Berechnung des dauernd zulässigen Überlastfaktors wird in (Gl.4) die nach IEC-Norm 60354 dauer-

haft zulässige Heißpunkttemperatur von 120°C eingesetzt und nach den stromabhängigen Kupferverlusten P_{Cu} aufgelöst. Bei dauernder Überlastung ist zu beachten, daß hohe Belastungsphasen mit schneller Alterung durch Zeiten mit kleiner Last und langsamer Alterung langfristig ausgeglichen werden müssen. Man beachte, daß sich bei einer Heißpunkttemperatur von 120°C eine Alterungsrate von 12 einstellt, so daß die kontinuierliche Überwachung des Transformators und seiner Alterung notwendig ist, um unzulässige Betriebszustände zu erkennen.

B. Einfluß der Ölfeuchte

Bei dauernder Überlastung muß der aktuelle Feuchtegehalt des Öls $f_{öl}$ bzw. des Papiers f_{papier} mitberücksichtigt werden, da die Alterung der Isolation durch einen erhöhten Ölfeuchtegehalt des Transformators beschleunigt wird. Es ergibt sich eine Erhöhung der Alterungsrate, die sich überproportional zum Wassergehalt verhält. So altert ein Transformator mit einem Feuchtegehalt von 5% etwa 5 mal schneller als ein trockener mit 0,2 bis 1% Papierfeuchte [4].

An mit Monitoringsystemen ausgestatteten Großtransformatoren sind Sensoren implementiert, die on-line den Feuchtegehalt des Öls messen. Abhängig von der aktuellen Heißpunkttemperatur und der Ölfeuchte läßt sich der Feuchtegehalt der Papierisolation in der Wicklung gemäß Bild 3 abschätzen und damit die exakte Alterungsrate berechnen.

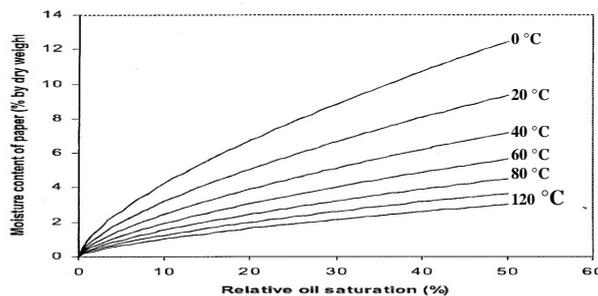


Bild 3 Feuchtegehalt des Papiers in Abhängigkeit von Ölfeuchte und Heißpunkttemperatur [4]

Für die Berechnung der Notbetriebsdauer gemäß IEC 60354 sind sehr hohe Heißpunkttemperaturen zugelassen. Bei stark verfeuchteter Papierisolation kann es bei diesen Temperaturen schon zu Gasbildung kommen. Bei einem Feuchtegehalt im Papier von 5% beträgt die Ausgasungstemperatur 100°C, während sie bei einem trockenen Transformator mit 0,5% Feuchtegehalt oberhalb von 180°C liegt [4]. Die Genauigkeit bei der Messung des Feuchtegehaltes in den Isolierstoffen bei hohen Temperaturen spielt demnach eine wesentliche Rolle bei der Bestimmung der maximal zulässigen Heißpunkttemperatur; in [4] wurden Anfangstemperaturen für die Gasentwicklung abhängig vom Feuchtegehalt im Papier definiert. Diese reduzieren sich in Abhängigkeit vom Feuchtegehalt des Papiers auf:

$$J_{HP_max} = 166K - 13K * f_{papier} [\%] \quad (Gl.5)$$

4 Verifikation des Rechenverfahrens

Mit Hilfe eines Monitoringsystems an einem OD-gekühlten einphasigen 333-MVA-Netztransformator wurde die Funktionsfähigkeit des Rechenverfahrens durch den Vergleich gemessener mit berechneter Öltemperatur verifiziert.

In Bild 4 sind die Daten von Auslastung, Lufttemperatur, der gemessenen und berechneten Öldeckeltemperatur sowie der maximal zulässigen dauernden Überlast aufgezeichnet. Der Lastfaktor variiert stark und bewegt sich im Bereich zwischen 30 und 85%. Die Umgebungstemperatur pendelt zwischen 14 und 27°C. Daraus errechnet sich bezüglich des Nennstroms ein maximal zulässiger dauernder Überlastfaktor von 1,2 bis 1,3.

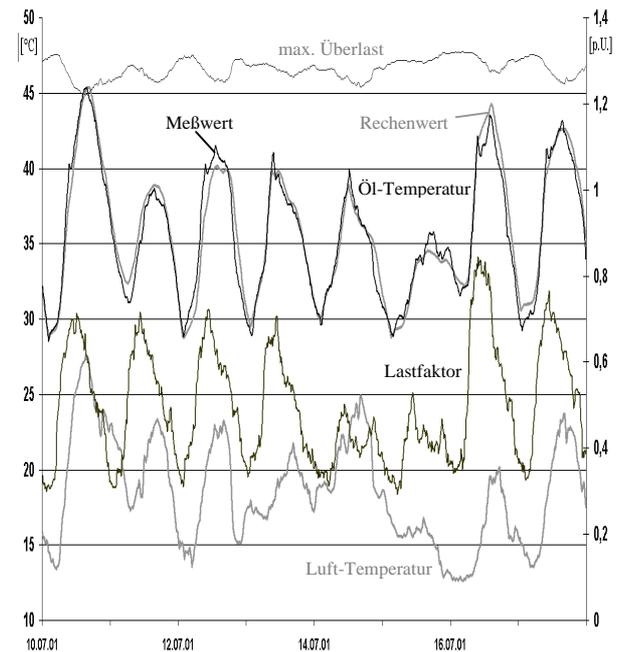


Bild 4 Berechnete und gemessene obere Öltemperatur und maximal zulässiger dauernder Überlastfaktor eines 333-MVA-Netztransformators

Die großen Lastschwankungen dieses Netztransformators bewirken eine starke Veränderung der Öltemperatur; Auswirkungen haben ebenfalls die Umgebungstemperatur sowie zu- bzw. abgeschaltete Kühlaggregate. Trotzdem stimmen die berechneten Temperaturen mit den real gemessenen Werten nahezu überein (Abweichungen im Bereich bis zu 1,5 K stellen sich bei extremen Änderungen des Lastfaktors ein); die Funktionalität des thermischen Modells ist demnach bewiesen und die Implementierung in ein Monitoringsystem sinnvoll.

Stochastische Abweichungen in beide Richtungen ergeben sich durch unterschiedlich starke Winde bzw. Niederschläge, welche die gemessene Öldeckeltemperatur beeinflussen. Liegt die meßtechnisch ermittelte Öltemperatur dauerhaft über der kalkulierten, deutet dies auf eine Veränderung des thermischen Wider-

stands $R_{\text{Öl,Luft}}$ beispielsweise durch Verschmutzung der Lüfter hin. Das installierte Monitoringsystem sendet bei Überschreitung eines definierten Wertes ein Warmmeldung.

5 Implementierung und Visualisierung

Wird die in Abschnitt 3 beschriebene Temperaturberechnung an Hand von übertragenen Messwerten in der Netzleitstelle vorgenommen, so lassen sich in die Berechnung der Notbetriebszeiten der Netztransformatoren auch dort vorliegende Belastungs-Prognosen einbeziehen.

Grundsätzlich sind die für die einzelnen Netztransformatoren ermittelten Berechnungsergebnisse für die Lastverteilung im gesamten Netz wichtige Kenngrößen, insbesondere bei unvorhergesehenen Betriebsfällen oder Störungen. Allerdings sollten die relevanten Informationen den Netzbetriebsführern unmittelbar in ihrer gewohnten Bedienoberfläche zur Verfügung gestellt und auf das Wesentliche beschränkt werden.

Eine beispielhafte Implementation wurde in der Bedienoberfläche eines Trainingssimulators für Netzbetrieb [5] vorgenommen. Damit ließ sich die Funktionalität unter betriebsrealistischen Bedingungen demonstrieren und – anlässlich der mit dem Simulator durchgeführten Trainingskurse [6] – auch die Akzeptanz bei den beteiligten Netzbetriebsführern bestätigen.

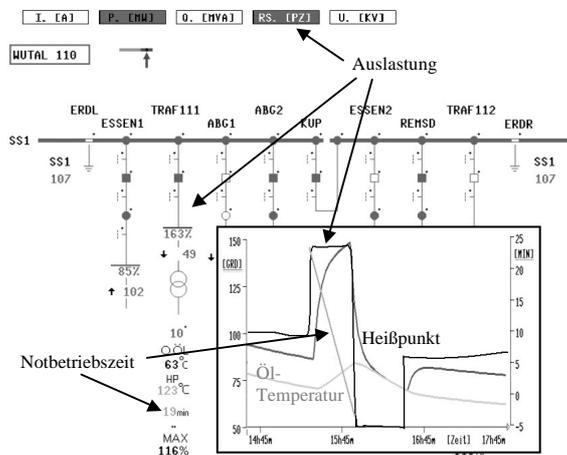


Bild 5: Betriebsbild einer Schaltanlage mit eingebetteter Anzeige der Transformator-Notbetriebsdauer

Bild 5 zeigt als Beispiel das interaktive Betriebsbild einer Schaltanlage, in welchem Öl- und Heißpunkttemperatur, die maximale Dauerbelastung, die aktuelle Überlastung sowie die dabei zulässige Notbetriebsdauer eines Transformators unmittelbar in der Darstellung des Transformator-Feldes angezeigt wird. Auf Anwahl hin kann der Betriebsführer sich zusätzlich auch Zeitverläufe einblenden lassen, wie in Bild 5

am Beispiel der in diesem Fall gleichzeitig gezeigten Auslastung, Öl- und Heißpunkttemperatur sowie Notbetriebszeit verdeutlicht.

6 Zusammenfassung

On-line Monitoring von Leistungstransformatoren gibt Aufschluß über deren Zustand und Alterungsverhalten; die Analyse der gesammelten Daten ermöglicht schon heute ein zielgerichtetes Asset-Management und vorausschauende Investitionsplanung. Durch Übertragung detaillierterer Monitoring-Informationen auch in die Netzleitstelle lassen sich dort mit Hilfe eines Zweikörper-Wärmemodells die Öl- und Heißpunkttemperatur eines jeden Netztransformators minutengenau berechnen; dabei wird auch der Einfluss der Ölfeuchte auf eine veränderte Ausgungstemperatur berücksichtigt. Die Ergebnisse werden in Form von Warmmeldungen, der maximalen Dauerlast unter gegebenen Betriebsbedingungen sowie einer zulässigen Notbetriebsdauer unmittelbar innerhalb der Bedienoberfläche des vorhandenen Netzleitsystems visualisiert; berücksichtigt wird dabei der Vorzustand, die Überlast, die Ölfeuchte, die aktuellen Umgebungsbedingungen sowie die Kühlung. Damit ist eine verlässliche Entscheidungshilfe gegeben, auf Basis derer das Betriebspersonal Ausfällen rechtzeitig entgegenwirken und insbesondere auch in kritischen Netzsituationen flexibel reagieren kann.

7 Schrifttum

- [1] „Empfehlungen der Verbundunternehmen für Monitoringsysteme an Großtransformatoren“, Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Heidelberg (März 1998)
- [2] Sundermann, U., Tenbohlen, S.: „Der intelligente Transformator – Zustandserfassung und Diagnose von Leistungstransformatoren“, Elektrizitätswirtschaft Jg. 97 (1998), H.10, S. 48 – 56
- [3] Schäfer, M., Tenbohlen, S., Matthes, H.: „Beurteilung der Überlastbarkeit von Transformatoren mit on-line Monitoringsystemen“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000) H. 1–2, S. 26 - 32
- [4] Noirhomme, B., Sparling, B., Aubin, J., Gervais, P.: “A practical method for the continuous monitoring of water content in transformer solid insulation”, GE Syprotec Inc. (2000)
- [5] Kempinski, W., Litzinger, A.: „Trainingssimulator für die Betriebsführung elektrischer Netze“, Elektrie 51 (1997), H.5/6, S. 193-201
- [6] Hoogveld, J., Siffels, G., Rumpel, D., Krost, G.: “Power System Restoration - Strategies and Operator Training in the Netherlands”, CIGRE (1998), Paris, SC 39-101