

Früherkennung von Mängeln durch Infrarot-Thermografie

S. Krüll; Tabarz

In fast allen Energieversorgungsunternehmen, aber auch in Industriebetrieben, Bürogebäuden, Kranken- und Kaufhäusern ist die Überprüfung der elektrischen Anlagen mittels Infrarot(IR)-Messungen zu einem festen Bestandteil der Jahresinspektion geworden. Besonders bei der Inspektion von elektrischen Schaltanlagen sowie in der Produktions- und Qualitätsoptimierung sind IR-Messungen auf Grund ihrer Wirtschaftlichkeit, Vielseitigkeit und Aussagefähigkeit nicht mehr wegzudenken.

1 Infrarot-Thermografie

Thermovisionsmessungen an elektrischen Schaltanlagen aller Spannungsebenen werden von den Energieversorgungsunternehmen bereits seit vielen Jahren durchgeführt. Durch regelmäßige Kontrollen mit leistungsfähigen IR-Systemen wird erreicht, dass eine hohe Verfügbarkeit der elektrischen Anlagen und somit der Stromversorgung gewährleistet ist. Auch in sehr vielen Industriebetrieben, Bürogebäuden, Krankenhäusern usw. ist diese vorbeugende Instandhaltungsmaßnahme zu einem festen Bestandteil der Jahresinspektion geworden. Die regelmäßigen IR-Messungen stellen darüber hinaus einen vorbeugenden Brandschutz dar, der von vielen Brandschutzversicherungen durch Senkung der Versicherungsbeiträge honoriert wird.

2 Zweck und Nutzen

Die Infrarot-Thermografie dient vor allem der

- Dokumentation von Anlagenzuständen und potentiellen Risiken,
- Früherkennung von Schwachstellen und Schäden,
- Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit und -zuverlässigkeit,
- Vermeidung von Folgeschäden,
- Reduzierung der Brand- und Unfallgefahren (Bild 1).

Durch den VdS (Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V., Büro Schadenverhütung) wird die Thermografie in elektrischen Anlagen durch die VdS 2858 näher beschrieben. Danach sind elektrische Anlagen vom Betreiber regelmäßig zu prüfen (wiederkehrende Prüfungen), z. B. gemäß:

Autor

Dipl.-Ing. Sönke Krüll ist Geschäftsführer der Industrie Thermografie Krüll, Tabarz/Thüringen.

- Technischer Prüfverordnungen des jeweiligen Bundeslandes.
- BGV A2 (Unfall-Verhütungs-Vorschrift (UVV) der Berufsgenossenschaften).
- DIN VDE 0105, bei der der „ordnungsgemäße Zustand der elektrischen Anlage“ festzustellen ist.
- Feuerversicherungs-Klausel (Klausel 3602), die zusätzlich eine Prüfung nach den Sicherheitsvorschriften der Feuerversicherungen verlangt.

Die Thermografie kann die genannten wiederkehrenden Prüfungen nicht ersetzen. Sie ist auch kein Ersatz für die notwendigen Sichtkontrollen, Funktionsprüfungen, Strommessungen usw., die im Rahmen der genannten wiederkehrenden Prüfungen durchgeführt werden müssen. Sie stellt jedoch eine hilfreiche, ergänzende Messmethode dar und ermöglicht insbesondere Untersuchungen und Bewertungen des Anlagenzustands, die bislang nur schwer oder mit hohem Aufwand möglich waren. Ein großer Vorteil ist, dass die Messungen bei laufendem Betrieb durchgeführt werden können. Die Thermografie gehört heute zum Stand der Sicherheitstechnik.

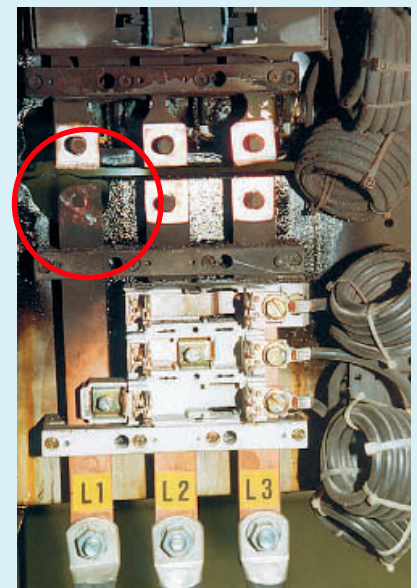
3 Thermografiesysteme

Heutige hochleistungsfähige Thermografiesysteme liefern detailgetreue, temperaturkalibrierte Bilder. Sie sind auf Grund ihres geringen Gewichts und der guten Handhabbarkeit vielfältig einzusetzen. Anders als bei älteren IR-Kameras sind die Kameras der neuen

Generation ungekühlt. Als FPA-Detektor (Focal Plane Array) wird ein ungekühlter Mikrobolometer eingesetzt, der durch eine vorgeschaltete Optik das IR-Bild erzeugt, welches durch die Vielzahl der Messpunkte fast Fotoqualität besitzt.

Von -40 °C bis $+2000\text{ °C}$ und einer Bildwiederholfrequenz von 50 Hz können die zu messenden Gegenstände erfasst werden. Auch Messungen an bewegten Objekten sind mit heutigen IR-Kamerasystemen möglich. Ähnlich wie beim Fotoapparat können durch verschiedene Optiken auch entfernte Anlagenteile untersucht werden. Hier gibt es jedoch keinen veränderlichen Zoom, sondern feste Brennweiten, da jedes Objektiv zusammen mit der IR-Kamera temperaturmäßig kalibriert werden muss. Die gespeicherten digitalen Wärmebilder werden mit spezieller Software kundenspezifisch ausgewertet.

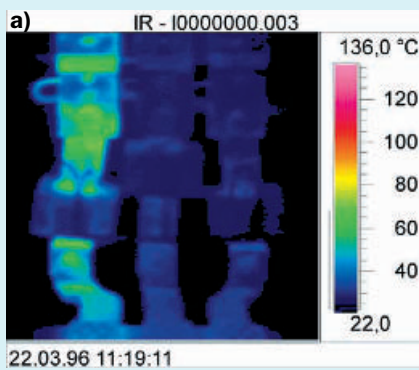
Ein derartiges Thermografiesystem mit verschiedenen Optiken ist recht teuer. Deshalb ist es meist kostengünstiger, die Messungen und Auswertungen durch ein qualifiziertes Ingenieurbüro durchführen zu lassen. Anhand verschiedener Beispiele soll nachfolgend die hohe Aussagekraft von derartigen Untersuchungen belegt werden.



1 Zu solchen Bränden an einer Kompensationsanlage muss es nicht erst kommen

Tafel 1 Temperaturen, die sich bei Hochrechnung auf Nennlast ergeben würden

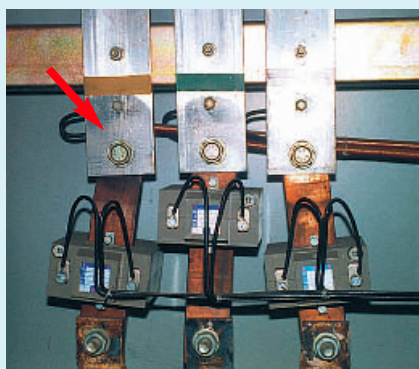
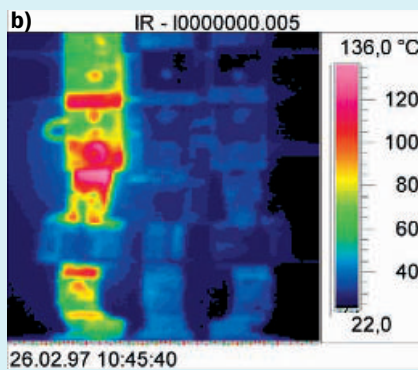
Leiter		L1	L2	L3
Nennlast	(A)	1000	1000	1000
Belastung während der Messung	(A)	500	500	500
Belastung in Prozent	(%)	50	50	50
maximale Objekttemperatur	(°C)	136	35	35
gemessene Übertemperatur	(ΔT in K)	101	–	–
Temperatur bei Nennlast	(°C) etwa	300	–	–
Fehlergruppe	(1 - 4)	4	–	–



2 Temperaturanstieg einer Schienenverbindung innerhalb eines Jahres

a) maximale Temperatur 68 °C am 22.03.1996

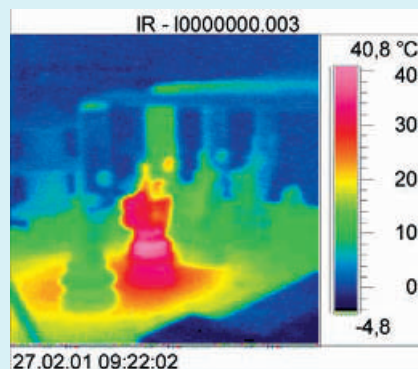
b) maximale Temperatur 136 °C am 26.02.1997



3 Originalfoto der im Infrarotbild dargestellten Schwachstelle aus dem Jahre 1997. Am Aluminium, am Kupfer sowie an den Schrauben ist keine Erwärmung zu erkennen.



5 Schaden an einem 110/10-kV-Transformator durch Überhitzung



4 Thermische Schwachstelle eines 20/0,4-kV-Transformators

in Tafel 1 angegebenen Temperaturen ergeben.

Nach der Reparatur bestätigte der Monteur, dass an den Kontaktflächen der beiden Metalle eine Verfärbung sowie eine voranschreitende Oxydation zu verzeichnen waren (Bild 3). Ungünstig ist in diesem Fall noch, dass Kupfer sowie Aluminium ein galvanisches Element ergeben und nicht direkt miteinander verbunden werden sollten.

4.2 Transformatoren

Im IR-Bild 4 ist eine thermische Schwachstelle eines 20/0,4-kV-Transformators zu erkennen. Eine Trafodurchführung (Kerze) weist eine etwa 30 °C höhere Temperatur als die anderen 0,4-kV-Trafo-Kerzen auf. Hier bestand auf Grund des IR-Bildes die Vermutung, dass es sich um eine Fehlerstelle im Inneren des Trafos handelt. Die heiße Stelle war also an der Verbindung der Kerze im Ölbad zu vermuten. Eine Öl-Gas-Analyse bestätigte die thermografische Messung. Der Trafo musste zur Behebung des Schades außer Betrieb genommen und geöffnet werden.

Das Bild 5 zeigt eine derartige Verbindung im geöffneten Zustand des Trafos, allerdings an einem 110/10-kV-Trafo. Die Schraubverbindung hat sich hier im Laufe der Jahre gelöst und ist sehr stark in Mitleidenschaft gezogen worden. Ein Kupferband der Dehnungslasche

ist schon weggebrannt. Ein Ausfall ohne Vorwarnung wäre die Folge. Hier konnten infolge der rechtzeitigen Lokalisierung über die thermografische Messung entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

4.3 Klemmleisten

Oft sind es nur Kleinigkeiten, welche zu einem Ausfall der Anlagen führen. Die im Bild 6 dargestellte heiße Klemmstelle an der Klemmleiste wäre bei einer Sichtkontrolle nicht aufgefallen, da sich die Kunststoffummantelung noch nicht verfärbt hat. Die Ursache war eine lose Schraubverbindung, welche die Temperatur auf fast 94 °C ansteigen ließ.

Im Bild 8 hat sich ebenfalls die Schraubverbindung gelöst. Da solche Fehlerstellen nicht mit dem bloßen Auge sichtbar sind, können derartige Erwärmungen nur mit der Thermovision gemessen und lokalisiert werden. Dies hat den Vorteil, dass die Fehlerstellen im Anfangsstadium der Erwärmung lokalisiert werden und eine Beseitigung der fehlerhaften Verbindung meist ohne großen Zeitaufwand möglich ist. Wie schnell sich dann die Fehlerstellen erwärmen können, zeigen die beiden bereits gezeigten IR-Messungen im Bild 2.

Das Bild 7 zeigt ein fehlerhaftes BD-System. Solche Stromschienensysteme sind in Betrieben häufig anzutreffen. Sie gewährleisten eine variable Stromzuführung vor allem für Maschinen. Da diese Systeme jedoch in 3 – 4 m Höhe angebracht und oft über Maschinen verlaufen, sind sie sehr schwer zugänglich. Dadurch wird sich kaum noch jemand die Mühe machen, nach der Fertigstellung die Schrauben nachzuziehen oder die Sicherungen und Kontakte zu überprüfen. In diesem Fall ist eine turnusmäßige Überprüfung mittels IR-Kamera ebenfalls sehr anzuraten, um die Fehlerstellen nicht erst beim Brand oder dem Ausfall des BD-Systems zu entdecken.

4.4 NH-Sicherungen

Bei diesen Fehlerstellen im Bild 8 am Federkontakt der NH-Sicherung und am unteren Anschluss des Leistungsschalters hätte eine Sichtkontrolle den Fehler aufgespürt. Der obere Klemmkontakt der NH-Sicherung hat sich bei einer Temperatur von über 403 °C bereits verfärbt und auch die Kunststoffummantelung des Sicherungsanschlusses ist stark in Mitleidenschaft gezogen worden.

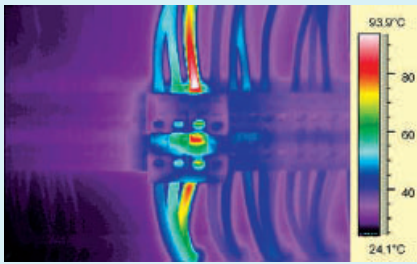
Am unteren Anschluss vom Leiter L2 des Leistungsschalters im Bild 9 ist ebenfalls das Kupfer schon verfärbt. Dauerlauf eines Kompressors haben den wahrscheinlich nicht fest angezogenen Schraubanschluss auf eine Temperatur von fast 423 °C ansteigen lassen.

Ist die Temperatur an den Bauteilen so weit angestiegen, wie man es hier sieht, so müssen diese ausgewechselt werden. Die Federkraft der NH-Sicherung wird kaum noch vorhanden sein und eine starke Oxidschicht hat die galva-

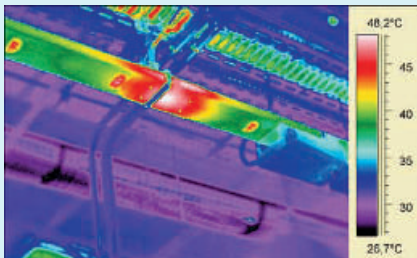
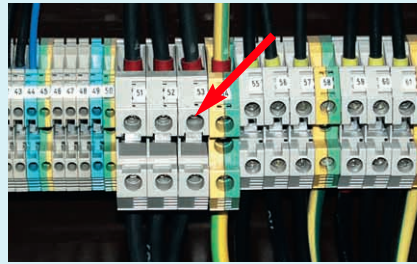
4 Beispiele für IR-Messungen

4.1 Al-Cu-Schienenverbindung

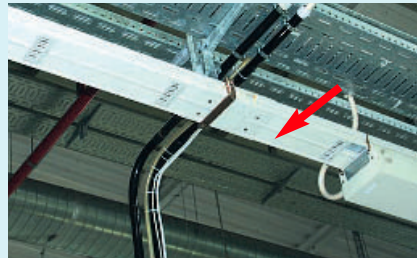
Die Fehlerstelle einer Aluminium-Kupfer-Schienenverbindung konnte aus betrieblichen Gründen nicht gleich beseitigt werden. Deshalb wurde ein Jahr später nach erneuter turnusmäßiger Kontrolle der gesamten elektrischen Anlage die Fehlerstelle wieder lokalisiert. Nach einem Jahr ist die Temperatur bei gleichbleibender Belastung auf über das Doppelte angestiegen (Bild 2). Bei Hochrechnung auf Nennlast würden sich die



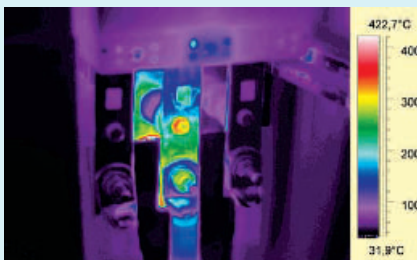
⑥ Leitungsanschluss an einer Klemmleiste



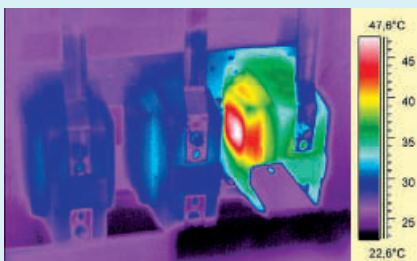
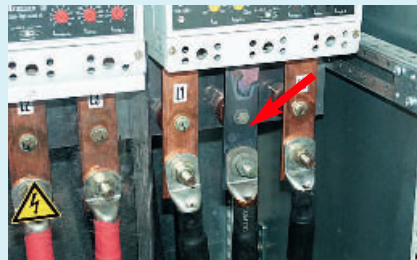
⑦ Defektes BD-System



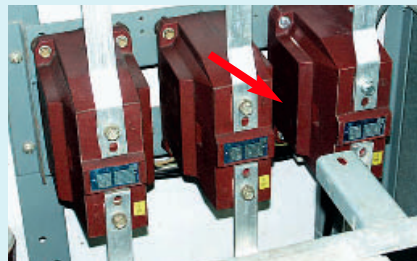
⑧ Klemmkontakt einer NH-Sicherung



⑨ Anschluss eines Leistungsschalters



⑩ Defekter 20-kV-Wandler



nische Oberflächenbeschichtung abgelöst. Auch der Leistungsschalter wird durch die hohe äußere Temperatur im Inneren in Mitleidenschaft gezogen worden sein. Ein weiteres Betreiben des Leistungsschalters wäre sehr riskant und der nächste Ausfall programmiert.

4.5 Mittelspannungsanlagen

Auch in Mittelspannungsanlagen treten immer wieder Fehler auf. Durch die höheren Spannungen fließen kleinere Ströme, wodurch lose Klemmstellen – dies sind 90 % aller Fehlerstellen – sich oft nicht so stark erwärmen. Bei den Mittelspannungsanlagen

ist im laufenden Betrieb außer einer Sichtkontrolle keine weitere vorbeugende Instandhaltung möglich. Erst nach Außerbetriebnahme unter Einhaltung der 5 Sicherheitsregeln (1. Spannungsfreischalten, 2. gegen Wiedereinschalten sichern usw.) ist ein Arbeiten an diesen Anlagen möglich.

Fallen hier infolge einer Havarie Anlagenteile aus, so sind meist ganze Betriebsteile oder sogar das gesamte Werk vom Ausfall betroffen. Unter diesen Gesichtspunkten sollte auch in den Mittelspannungsstationen eine turnusmäßige Überprüfung der gesamten Anlagen erfolgen. Blechgekapselte Anlagen können jedoch nur untersucht werden, wenn diese geöffnet werden können.

Es gibt auch Schaltschränke, welche in eingeschaltetem Zustand nicht geöffnet werden können, die jedoch ein IR-Schauglas besitzen. Durch dieses Schauglas kann man mit der IR-Kamera durchmessen. Eine Nachrüstung dieser Schaltschränke mit IR-Schaugläser ist ebenfalls möglich (etwa 150,- Euro je Stück). Am Stromwandler im Bild ⑩ sind die Anschlüsse in Ordnung. Die Fehlerstelle liegt im Inneren des 20-kV-Stromwandlers. Sie ist weder durch eine Sichtkontrolle noch durch ein Nachziehen der Schraubverbindung zu finden. Durch die in Gießharz ausgeführte Stromwandlerart besteht hier die große Gefahr, dass der Stromwandler irgendwann explodiert.

Sollten generell die Schraubverbindungen nach thermischen Kontrollen überarbeitet werden müssen, so bringt es in den meisten Fällen nichts, die Schraubverbindung nur nachziehen zu wollen. Ein vollständiges Lösen der Verbindung mit anschließender Säuberung, wieder einfetten und dem erneuten festen Anziehen der Schraubverbindung (möglichst mit Drehmomentenschlüssel) bringt eine dauerhafte Funktionsfähigkeit.

5 Fazit

Unter dem Gesichtspunkt der vorbeugenden Instandhaltung und des Brandschutzes sowie der kontinuierlichen Energiebereitstellung für eine reibungslose Produktion belegen vor allem die wiedergegebenen IR-Bilder den unbestreitbaren Nutzen thermografischer Messungen. Letzten Endes werden dadurch Zustände sichtbar gemacht, die für das menschliche Auge unsichtbar bleiben würden.

Werden Fehlerstellen lokalisiert, können rechtzeitig entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet und somit Folgeschäden vermieden werden. Darüber hinaus ergeben sich wirtschaftliche Nutzeffekte, die von den Brandschutzversicherungen auch noch honoriert werden. Turnusmäßig durchgeführte IR-Messungen führen in der Energieerzeugung, -weiterleitung sowie -verteilung zu einer nachweisbar höheren Sicherheit und einer nahezu uneingeschränkter Verfügbarkeit beim Betreiben von elektrischen Anlagen. ■