

EFICÁCIA DOS CRITÉRIOS DE DIAGNÓSTICO DE INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DEFEITUOSAS POR TERMOGRAFIA INFRAVERMELHA

Bruno Lima Assunção¹

Gean Francesco Koehler¹

Lohane Gonçalves Diogo¹

Rafael Cabral Knaip Krause¹

Pablo Rodrigues Muniz^{2*}

Márcio Almeida Có²

Resumo: Defeitos em instalações elétricas são usualmente detectados por medição de temperatura através de termografia infravermelha, com a aplicação de critérios quantitativos para análise dos resultados. Este trabalho avalia a eficácia desses critérios e também implicações quanto a perdas técnicas. Para tanto, é construída uma instalação elétrica experimental com conexões elétricas sãs e defeituosas, comparando seus valores de temperatura e potência dissipada. Os resultados indicam que a potência dissipada aumenta consideravelmente quando se diminui a área de contato das conexões, acompanhada de elevação de temperatura menos significativa. Conclui-se que os critérios de diagnóstico não são eficazes para situações de baixos valores de elevação de temperatura.

Palavras-chave: termografia infravermelha; instalações elétricas; eficiência energética; manutenção elétrica.

EFFECTIVENESS OF DIAGNOSTIC CRITERIA FOR DEFECTIVE ELECTRICAL INSTALLATIONS BY APPLYING INFRARED THERMOGRAPHY

Abstract: Defects in electrical installations are usually detected by measuring temperature using infrared thermography, by applying quantitative criteria to analyze the results. This study evaluates the effectiveness of these criteria, as well as implications for technical losses. Therefore, it is built an experimental electrical installation with good and poor electrical connections, comparing their temperatures and power dissipation. The results indicate that the power loss increases considerably when the connections area of contact decreases, followed by less significant temperature rise. It is concluded that the diagnostic criteria are not effective in situations of low temperature elevation values.

Keywords: infrared thermography; electrical installations; energy efficiency; electrical maintenance.

¹ Instituto Federal do Espírito Santo – *Campus* Vitória – Coordenadoria do Curso Técnico em
² Instituto Federal do Espírito Santo – *Campus* Vitória – Coordenadoria do Curso Superior em Engenharia Elétrica.

*e-mail para contato: pablorm@ifes.edu.br.

1 INTRODUÇÃO

A termografia infravermelha é uma técnica de inspeção preditiva amplamente aplicada a instalações elétricas. Essa aplicação parte do pressuposto de que o aquecimento produzido por anormalidades nos elementos que compõem uma instalação elétrica pode ser analisado através de sua radiação térmica, infravermelha, medida por termovisores (Jadin & Taib 2012). As seguintes falhas em equipamentos elétricos, por exemplo, podem ser diagnosticadas a partir da análise de seus termogramas (Epperly et al. 1999; Jadin & Taib 2012; Bagavathiappan et al. 2013; Finc & Grum 2013; Lindquist et al. 2005):

- não conformidades em conexões elétricas, que são responsáveis por 50% das falhas em instalações elétricas (Epperly et al. 1999; Bagavathiappan et al. 2013);
- deterioração de superfície de conexões elétricas;
- curto circuito;
- circuito aberto;
- sobrecarga;
- desequilíbrio de carga em circuitos polifásicos;
- instalação não conforme de equipamentos.

A literatura costuma apresentar critérios de diagnóstico de instalações elétricas a partir da termografia infravermelha, fazendo uso de estudos de casos com exemplos extremamente didáticos. Entretanto, nota-se que os exemplos apresentados geralmente são de problemas em avançado estágio de deterioração, sendo o diagnóstico trivial. Enquanto os critérios de diagnóstico sugerem a análise de diferenças de temperatura da ordem de menos de 10 K, os exemplos comumente apresentados trazem diferenças de temperatura da ordem de dezenas de kelvins. Em (Epperly et al. 1999), os autores apresentam uma conexão elétrica defeituosa com sobreaquecimento de 76,6 K. A falha era tão grave que o sistema nem pôde ser reparado, teve de ser substituído. Apresentam ainda um disjuntor tripolar com diferença de temperatura de 27 K de um polo para os outros dois, o que representava uma condição de sobrecarga em uma das fases. Em

Revista Ifes Ciência, nº 2, V.1, 2015 – Instituto Federal do Espírito Santo

(Bagavathiappan et al. 2013), os autores diferenciam em 30 K um equipamento elétrico em início de falha para um equipamento elétrico em estágio “sério” de falha.

De modo geral a ordem de grandeza de diferenças de temperatura indicativas de falha é de (4 a 5) K (Jadin & Taib 2012; Lyon, Jr. et al. 2000; American National Standards Institute 2011; Flir 2008; Epperly et al. 1999; Bagavathiappan et al. 2013). Outrossim, é esperado que medições de temperatura por termografia infravermelha tenham incerteza padrão da ordem de 3 K para condições típicas de inspeção de instalações elétricas (Muniz et al. 2014; Lane et al. 2013). Isso pode configurar uma condição de difícil diagnóstico, já que a incerteza de medição tem valor semelhante ao critério de diagnóstico (International Organization for Standardization & International Electrotechnical Commission 2005).

Outra avaliação importante, em geral desconsiderada nas análises termográficas, é a eficiência energética da instalação elétrica, que tem a função de conduzir e distribuir energia elétrica com as menores perdas técnicas possíveis. Estudos experimentais demonstram que diferenças de temperatura de 4 K já são sintomas de que o componente de uma instalação estaria dissipando uma potência, perdas energéticas, em torno de 50% acima do que seria dissipado em condições conformes (Lyon, Jr. et al. 2000).

Assim, este trabalho tem o objetivo de revisar e averiguar a eficácia dos critérios de diagnóstico de instalações elétricas por termografia infravermelha e aplicá-los experimentalmente em uma instalação elétrica com defeitos simulados. Esses experimentos objetivam também avaliar a eficácia da termografia para análise da eficiência energética dessas instalações elétricas defeituosas, usando as perdas técnicas como parâmetro.

2 CRITÉRIOS DE DIAGNÓSTICO DE INSTALAÇÕES ELÉTRICAS POR TERMOGRAFIA INFRAVERMELHA

A característica comportamental térmica do equipamento elétrico a ser inspecionado por termografia infravermelha deve ser de conhecimento do termografista. Os princípios físicos de suas falhas e os seus padrões sintomáticos são fortemente relacionados a um aumento da resistência de contato ou a um aumento da corrente de carga. Esses fenômenos são bem dominados (Flir 2008).

Entretanto, essas regras genéricas não podem ser aplicadas a todos os casos (Flir 2008). Há situações em que as partes defeituosas do equipamento elétrico apresentam como sintoma uma menor temperatura, estando menos aquecidas do que as partes saudáveis, situação inversa ao padrão usual para diagnóstico de um defeito (Flir 2008; Mendes & Muniz 2012). O termografista deve sempre estar atento às características da instalação elétrica e procurar obter o máximo de informação acerca dessa instalação.

A regra geral é: se há um ponto quente, provavelmente há um defeito (Flir 2008). A (elevação de) temperatura de um componente e a sua respectiva carga (corrente elétrica) são os indicadores de quão grave é o defeito (Flir 2008).

Diagnóstico por análise quantitativa ou método quantitativo

A elevação de temperatura de uma superfície inspecionada é definida como a diferença entre a sua temperatura e a temperatura do ambiente onde se encontra. Entretanto, alguns autores entendem que a referência não deve ser o ambiente, e sim as demais partes em contato direto com a superfície inspecionada (Boshnakov et al. 2011), uma vez que a troca de calor não seria diretamente com o ambiente, e sim com essas partes circunvizinhas.

Convém corrigir os valores medidos de elevação de temperatura para a referência de 100% de carga (Lindquist et al. 2005; Boshnakov et al. 2011). Um cabo elétrico, por exemplo, com elevação de temperatura de 20°C a 50% de carga, estaria em

um regime mais severo de falha do que um cabo com elevação de 30°C a 100% de carga. A correção pode ser feita considerando a influência residual dos valores de corrente elétrica num passado recente (da Costa Bortoni et al. 2011), entretanto o mais usual é considerar que o sistema esteja operando a uma carga praticamente constante há um tempo suficiente para que os componentes inspecionados estejam em equilíbrio térmico (Lyon, Jr. et al. 2000), e a elevação de temperatura do componente é corrigida conforme a Equação 1 (Lyon, Jr. et al. 2000; Lindquist et al. 2005; Lindquist & Bertling 2008; Korendo & Florkowski 2000; Tommie Lindquist 2008):

$$\Delta T_C = \Delta T \left(\frac{I_{NOM}}{I_{TEST}} \right)^a \quad (01)$$

Onde:

ΔT_C : elevação de temperatura corrigida para carga nominal, K;

ΔT : elevação de temperatura obtida diretamente da inspeção, K;

I_{NOM} : corrente elétrica nominal do componente inspecionado, A;

I_{TEST} : corrente elétrica no componente durante a inspeção, A;

a : coeficiente que varia tipicamente entre (1,4 e 2,0), conforme o componente (Lindquist et al. 2005; Lyon, Jr. et al. 2000; Tommie Lindquist 2008).

De posse da elevação de temperatura corrigida para a referência de plena carga, o termografista deve comparar esse valor com os valores recomendados por referências (Lindquist et al. 2005; Jadin & Taib 2012), por exemplo, os catálogos técnicos dos próprios fabricantes do equipamento. Alguns termografistas, contudo, preferem criar suas próprias tabelas de referência baseados em sua experiência (Jadin & Taib 2012).

Diagnóstico por análise comparativa ou método qualitativo

Em inspeções termográficas de instalações elétricas, além da medição da elevação de temperatura do componente sob avaliação, também pode ser usada a medição comparativa de temperatura entre objetos diferentes, mas semelhantes em seu projeto e na sua operação (Flir 2008; Florkowski & Korendo 2001). Geralmente, o componente de referência é um componente vizinho que, sob condições normais em um sistema de potência, pode ser considerado sob as mesmas condições ambientais e de carga do objeto analisado (Lindquist et al. 2005; Flir 2008). A grande vantagem desse método é que o valor (e o desconhecimento) de diversos parâmetros da inspeção (emissividade, ângulo de visada, distância etc.) tem impacto mínimo no resultado, visto que seria introduzido um erro semelhante na medição de todos os componentes, tendo uma pequena influência na análise comparativa entre eles (Lindquist et al. 2005).

A simples comparação entre as temperaturas medidas nos cabos de três fases fisicamente em paralelo é um exemplo desse método. Eventuais diferenças nas temperaturas medidas podem indicar carga desbalanceada, ou ainda impedâncias diferentes nas três linhas, geralmente ocasionadas por erros de projeto/montagem.

A Figura 1 (Flir, 2008) apresenta um termograma dos terminais de um disjuntor tripolar. Por comparação, nota-se que a fase mais à direita (86 K) encontra-se com algum defeito, visto que as duas fases mais à esquerda estão operando a uma temperatura consideravelmente inferior (68 K).

Figura 1 - Termograma dos terminais de um disjuntor trifásico apresentando falha em uma das fases.



Fonte: adaptado de (Flir 2008).

Severidade das falhas

Uma vez que a falha for detectada, a priorização de sua correção depende fortemente da filosofia de manutenção da empresa, com apoio de critérios técnicos.

Considerando como referência a situação de 100% de carga, usualmente o sobreaquecimento, ou seja, a obtenção de temperaturas acima das temperaturas esperadas para o componente, é dividido em três categorias, conforme indicado na Tabela 1 (Flir, 2008)

Para as inspeções qualitativas, ou seja, para as comparações de temperatura entre componentes semelhantes, também existem recomendações de ações de manutenção conforme os resultados das inspeções. Exemplos são mostrados na Tabela 2 (Jadin & Taib 2012; Lyon, Jr. et al. 2000; American National Standards Institute 2011).

Tabela 1 - Classificação e recomendações para sobreaquecimento em componentes elétricos.

Categoria	Sobreaquecimento	Recomendação
I	Menor que 5 K	O componente deve ser monitorado com maior frequência.
II	De (5 a 30) K	O componente deve ser reparado assim que possível, mas as condições operacionais e de carga devem ser levadas em conta para definição do prazo.
III	Acima de 30 K	O componente deve ser reparado imediatamente, mas as condições de carga devem ser consideradas.

Fonte: adaptado de (Flir 2008).

Tabela 2 - Ações recomendadas de manutenção para equipamentos elétricos conforme resultados da inspeção termográfica

Diferença de temperatura entre componentes similares	Sobreaquecimento	Ação recomendada
De (1 a 3) K	De (1 a 10) K	Continuar monitorando.
De (4 a 15) K	De (11 a 20) K	Reparar assim que for possível.
----	De (21 a 40) K	Monitorar continuamente até que o reparo seja feito.
Acima de 15 K	Acima de 40 K	Reparar imediatamente.

Fonte: adaptado de (Jadin & Taib 2012; Lyon, Jr. et al. 2000; American National Standards Institute 2011).

3 METODOLOGIA EXPERIMENTAL

Para avaliar a eficácia dos critérios de diagnóstico, foi construída uma instalação elétrica experimental com conexões elétricas sãs e defeituosas, montadas em condutores

de seção transversal de $1,5 \text{ mm}^2$, com conectores pré-isolados adequados à bitola dos cabos. Injetou-se corrente elétrica da ordem de 75% da capacidade dos cabos e aguardou-se estabilização térmica. Assim, foi medida a temperatura de todas as conexões elétricas.

Os ensaios foram feitos com três amostras independentes para cada situação de área de contato. Ou seja, para cada área de contato estudada, foram construídas e avaliadas três conexões elétricas. As variáveis dependentes são representadas pelo seu valor médio com respectivo desvio padrão.

Metodologicamente, foram identificadas as seguintes variáveis nesse procedimento:

- variáveis independentes:
 - área de contato das conexões elétricas: 100%, 75%, 50% e 25%. A área de contato foi manipulada inserindo-se papel isolante classe térmica B entre o condutor e seu alojamento no terminal, conforme demonstrado na Figura 2.

Figura 2 - Manipulação da área de contato entre o cabo condutor e o terminal pré-isolado.



Fonte: elaboração dos autores.

Revista Ifes Ciência, nº 2, V.1, 2015 – Instituto Federal do Espírito Santo

- variáveis espúrias:
 - incidência de ventos: o ambiente foi mantido fechado sem ventilação artificial;
 - reflexão de irradiações do ambiente: o ambiente foi mantido sem iluminação artificial e sem iluminação natural direta;
 - influência da corrente elétrica na elevação de temperatura: a corrente elétrica foi mantida constante e igual em todas as conexões;
 - incerteza do termovisor e demais instrumentos: foi empregado um único termovisor, bem como um único instrumento para cada tipo de medição. As temperaturas foram medidas em um único termograma, de modo que as incertezas fossem minimizadas e que os erros sistemáticos sejam compensados através de análises comparativas;
 - emissividade dos materiais: foi considerada como erro sistemático em todas as medições, que fica compensando ao se fazer análise relativa entre duas temperaturas;
- variáveis dependentes:
 - diferença de temperatura entre a conexão sã (100% de área de contato) e a conexão sob análise (75%, 50% ou 25% de área de contato);
 - potência dissipada nas conexões.

Os instrumentos de medição empregados foram:

- temperatura: termovisor infravermelho marca Flir modelo Infracam SB;
- corrente elétrica: alicate amperímetro;
- área de contato das conexões: inserido isolante entre o condutor e o terminal conector cuja área foi medida com auxílio de um paquímetro;

- potência dissipada: milivoltímetro e alicate amperímetro.

4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

A Figura 3 apresenta a elevação de temperatura dos terminais defeituosos (75%, 50% e 25% de área de contato), em relação aos terminais em condições conformes (100% de área de contato). Nota-se que, quanto menor a área de contato, maior a elevação de temperatura da conexão. Nota-se ainda que, considerando um desvio padrão como intervalo de confiança para cada medição, não há interposição entre esses intervalos, ou seja, os resultados das medições têm valores significativamente diferentes entre si. Percebe-se também que, para conexão com apenas 50% de área de contato, a elevação de temperatura em relação à conexão sã é entre (3 e 4) K, valor considerado limítrofe para diagnóstico de falha, conforme Tabela 2. Percebe-se também que as conexões com 25% de área de contato teriam diagnóstico conclusivo quanto a estarem em falha. Por fim, a conexão com 75% de área de contato não seria diagnosticada como defeituosa, visto que sua diferença de temperatura em relação à referência é de 1,6 K.

Já a Figura 4 apresenta a potência dissipada pelos contatos defeituosos (75%, 50% e 25% de área de contato), em relação aos terminais em condições conformes (100% de área de contato). Nota-se que, quanto menor a área de contato, maior a potência dissipada. Nota-se ainda que considerando um desvio padrão como intervalo de confiança para cada medição, não há interposição entre esses intervalos, ou seja, os resultados das medições têm valores significativamente diferentes entre si. Percebe-se também que a conexão com 50% de área de contato, que estava em condição limítrofe de diagnóstico de falha, apresenta potência dissipada mais que duas vezes acima da potência dissipada pela conexão conforme.

Figura 3 - Gráfico Elevação de temperatura x área de contato das conexões – resultados experimentais.

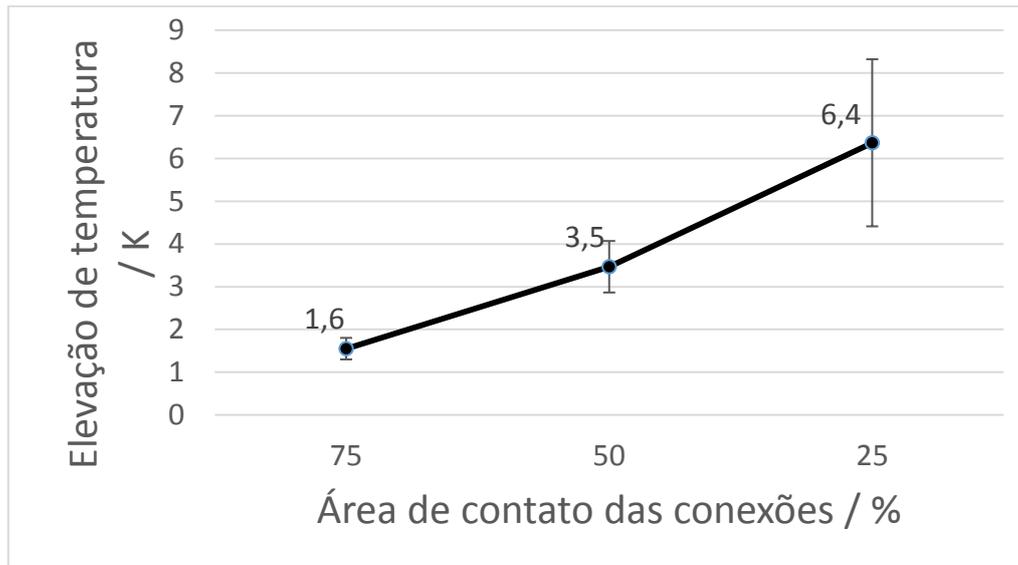
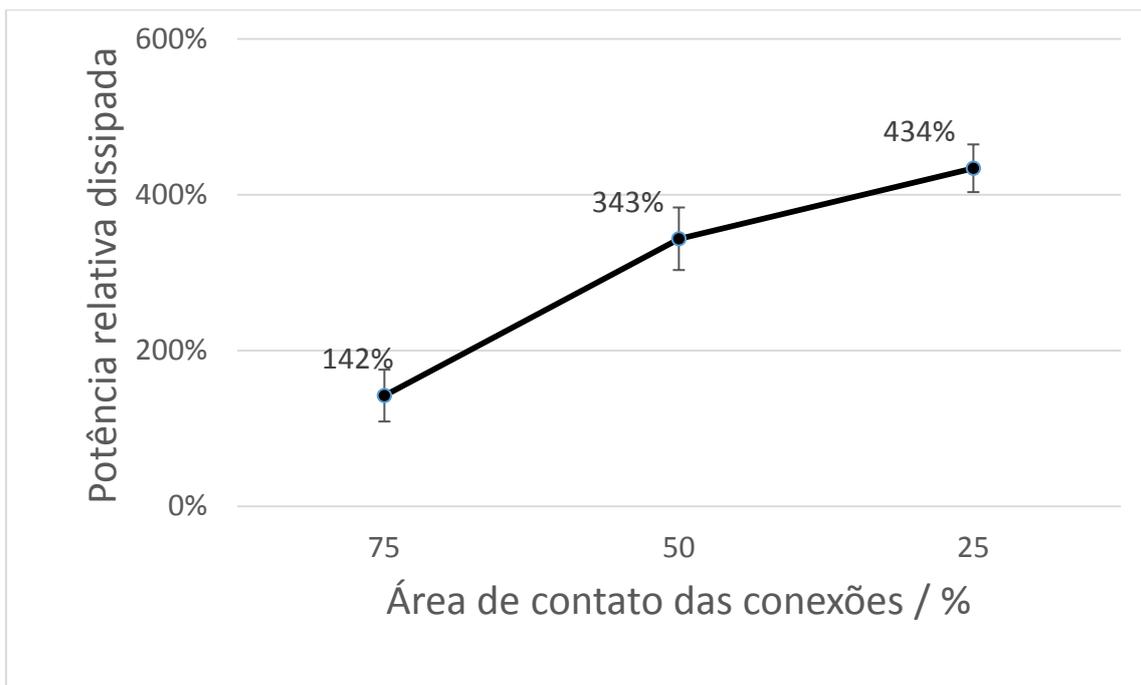


Figura 4 - Gráfico Potência relativa dissipada x área de contato das conexões – resultados experimentais.



Aplicando os critérios de diagnóstico listados na Tabela 1 e na Tabela 2, chega-se aos diagnósticos organizados na Tabela 3.

Tabela 3 - Diagnóstico dos resultados experimentais

Conexão (área de contato)	Elevação de temperatura	Potência dissipada	Diagnóstico
75 %	1,6 K	142 %	Continuar monitorando com maior frequência
50 %	3,5 K	343 %	Continuar monitorando com maior frequência
25 %	6,4 K	434 %	Reparar assim que possível

Nota-se que os critérios de diagnóstico não seriam convictos quanto às não conformidades para as falhas correspondentes às conexões de 75% e 50% de área de contato. Entretanto, para esses casos, a potência dissipada nas conexões apresenta valores em torno de duas a três vezes o valor de referência da conexão conforme. No caso específico deste experimento, com corrente da ordem de 75% da corrente nominal da instalação, a potência dissipada por conexão se elevaria da ordem de 200mW na conexão conforme para algo próximo a 800mW nas conexões de 50% de área de contato. Aparentemente irrelevante, esse quantitativo pode ser contextualizado num conjunto de manobra de 80 conexões, gerando perdas técnicas adicionais de 48W, sem que isso seja percebido pelos critérios tradicionais de diagnóstico. Essa potência é geralmente superior, por exemplo, à potência de iluminação interna do painel.

Para a pior situação estabelecida experimentalmente, 25% de área de contato nas conexões, os critérios de diagnóstico indicariam a necessidade de reparo. Entretanto, para essa situação as condições da conexão já são bastante comprometidas do ponto de vista de eficiência energética, visto que as perdas técnicas já seriam da ordem de quatro

vezes mais que as perdas para as condições conformes.

5 CONCLUSÃO

Os critérios de diagnóstico de instalações elétricas estabelecidos na literatura são capazes de diagnosticar falhas em conexões elétricas em estágio anterior a uma falha catastrófica, ou seja, com a instalação ainda exercendo sua função de conduzir corrente e energia elétrica. Entretanto, falhas incipientes apresentam como sintoma alterações em sua temperatura que não atingem o critério mínimo para diagnóstico de problemas, que são valores de aproximadamente 4 K. Nesse estágio, apesar de a instalação ainda estar operacional, sua eficiência energética pode estar comprometida, visto que as perdas técnicas nas conexões defeituosas já apresentam valores em torno de duas a três vezes acima dos valores em condições normais.

Logo, apesar de os protocolos de diagnóstico ainda não recomendarem uma intervenção corretiva, em situações de diferenças de temperatura da ordem de 4 K, as implicações de desperdício de energia elétrica também devem ser consideradas adicionalmente à continuidade operacional.

Outrossim, diferenças de temperatura de 4 K se comparam à incerteza de medição de temperatura de instalações elétricas por termografia infravermelha, inviabilizando o diagnóstico com um nível de confiança razoável. Dessa forma, estudos devem ser conduzidos visando obter medições de temperatura com menor nível de incerteza, tornando o diagnóstico mais confiável para baixas diferenças de temperatura.

6 AGRADECIMENTOS

Ao Instituto Federal do Espírito Santo por fornecer a estrutura física para condução da pesquisa. À Petróleo Brasileiro S.A. pelo financiamento parcial da pesquisa.

7 REFERÊNCIAS

American National Standards Institute, 2011. ANSI/NETA MTS-2011 Standard for maintenance testing specifications for electrical power equipment and systems.

BAGAVATHIAPPAN, S. et al., 2013. Infrared thermography for condition monitoring - A review. **Infrared Physics and Technology**, 60, pp.35–55. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.infrared.2013.03.006>.

BOSHNAKOV, K.P. et al., 2011. Approaches for Diagnostic and Predictive Maintenance. In R. S. Romaniuk, ed. **Photonics Applications in Astronomy, Communications, Industry, and High-Energy Physics Experiments**. Wilga: SPIE, p. 80081Z–80081Z–9. Disponível em: <http://proceedings.spiedigitallibrary.org/proceeding.aspx?articleid=1266978>. Acesso em: 27. mar. 2014.

DA COSTA BORTONI, E. et al., 2011. Extracting Load Current Influence From Infrared Thermal Inspections. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 26(2), pp.501–506. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5460901. Acesso em: 21. mar. 2013.

EPPERLY, R., HEBERLEIN, G. & EADS, L., 1999. Thermography, a tool for reliability and safety. **IEEE Industry Applications Magazine**, 5(1), pp.28–36. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=740757. Acesso em: 21. mar. 2013.

FINC, M. & GRUM, J., 2013. Use of an ir camera for the evaluation of forged wire connection quality. In: **International Conference of the Slovenian Society for Non-Destructive Testing, XII**. Portorož, Slovenia, pp. 233–242.

FLIR, 2008. User's manual FLIR InfraCAM SD. , p.168.

FLORKOWSKI, M. & KORENDO, Z., 2001. Thermography based diagnostics of power equipment. **Power Engineering Journal**, 15(1), pp.33–42. Disponível em: http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/pe_20010104. Acesso em: 12. abr. 2014.

International Organization for Standardization & International Electrotechnical Commission, 2005. ISO/IEC 17025:2005 General requirements for the competence of testing and calibration laboratories. , p.28. Disponível em: <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso-iec:17025:ed-2:v1:en>.

JADIN, M.S. & TAIB, S., 2012. Recent progress in diagnosing the reliability of electrical equipment by using infrared thermography. **Infrared Physics & Technology**, 55(4), pp.236–245. Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1350449512000254>. Acesso em: 21. mar. 2013.

KORENDO, Z. & FLORKOWSKI, M., 2000. **Trend analysis for thermographic surveys of electrical equipment**, Krakow: ABB Corporate Research. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.198.3201&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em: 22. mar. 2013.

LANE, B. et al., 2013. Uncertainty of temperature measurements by infrared thermography for metal cutting applications. **Metrologia**, 50(6), pp.637–653. Disponível em: <http://stacks.iop.org/0026-1394/50/i=6/a=637?key=crossref.060b90ec59c48bb475f48fc1a465aee1>. Acesso em: 12. dez. 2013.

LINDQUIST, T.M. 2008. **On reliability and maintenance modelling of ageing equipment in electric power systems**. Stockholm: KTH School of Electrical Engineering.

LINDQUIST, T.M. & BERTLING, L., 2008. Hazard rate estimation for high-voltage contacts using infrared thermography. In: **2008 Annual Reliability and Maintainability Symposium**. Las Vegas: IEEE, pp. 231–237. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4925800. Acesso em: 12. abr. 2014.

LINDQUIST, T.M., BERTLING, L. & ERIKSSON, R., 2005. Estimation of disconnecter contact condition for modelling the effect of maintenance and ageing. In: **2005 IEEE Russia Power Tech**. St. Petersburg: IEEE, pp. 1–7. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4524406>. Acesso em: 04. mar 2013.

LYON, Jr., B.R., ORLOVE, G.L. & PETERS, D.L., 2000. The relationship between current load and temperature for quasi-steady state and transient conditions. In R. B. Dinwiddie & D. H. LeMieux, eds. **Thermosense XXII**. North Billerica: Infrared Training Center, pp. 62–70. Disponível em: http://www.infraredtraining.com/images/cms/InfraMation_2003/4020_9.pdf . Acesso em: 12. abr. 2014.

MENDES, M.A. & MUNIZ, P.R., 2012. Inspeções termográficas de condutores em paralelo: proposta de método de diagnóstico. In: **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**. Goiânia: UFGO, p. 5.

MUNIZ, P.R. et al., 2014. Handy method to estimate uncertainty of temperature measurement by infrared thermography. **Optical Engineering**, 53(7), p.074101. Disponível em: <http://opticalengineering.spiedigitallibrary.org/article.aspx?doi=10.1117/1.OE.53.7.074101>. Acesso em: 05. jul. 2014.