

Diagnóstico de Transformadores de Distribuição usando Dados de Medição do “*Projeto Campus Sustentável*”

Palavras-Chave: Perdas Elétricas e Expectativa de Vida, Transformadores de Distribuição, Medições em tempo real, Sistema de Distribuição

Autores:

Felipe Souza Sisnando de Araujo, FEEC-UNICAMP– RA:239617

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida (orientador), DSE-FEEC-UNICAMP

Dr. Bruno Cortes de Souza (coorientador), DSE-FEEC-UNICAMP

INTRODUÇÃO:

O presente projeto possui como elemento principal de estudo os Transformadores de Distribuição (TDs) existentes no campus de Barão Geraldo da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), os quais são fundamentais para o funcionamento eficiente e seguro das redes de distribuição de energia elétrica. Sua importância fica nítida quando se observa que aproximadamente um terço do total das perdas nos Sistemas de Distribuição (SD) decorrem das perdas técnicas associadas à operação destes equipamentos. Conseqüentemente, evidencia-se a importância do desenvolvimento deste projeto de iniciação científica, de modo a realizar o diagnóstico dos transformadores para oferecer suporte a um melhor gerenciamento das unidades existentes na rede elétrica da UNICAMP.

Portanto, destaca-se o objetivo deste projeto: desenvolver um sistema de diagnóstico para apoiar a gestão dos transformadores de distribuição de energia elétrica no campus de Barão Geraldo da UNICAMP, estabelecendo estimativas de perdas técnicas nos transformadores, carregamento e expectativa da vida útil. Esse sistema busca uma análise mais precisa desses equipamentos através da avaliação das medições existentes, coletadas nos terminais de baixa tensão dos dispositivos, através do “*Projeto Campus Sustentável*”.

Espera-se que os estudos advindos deste projeto sejam base para futuras aplicações e projetos de pesquisa voltados, em especial, para estimar as perdas financeiras que decorrem do gerenciamento tradicionalmente praticado para os transformadores. Ademais, pode-se utilizar os dados e resultados obtidos neste projeto para guiar ações corretivas, e.g., (i) realocação de transformadores existentes, (ii) troca dos transformadores existentes por equipamentos novos mais eficientes e (iii) junção de circuitos de baixa tensão com a supressão de transformadores subcarregados e que, portanto, apresentam baixa eficiência.

METODOLOGIA:

Para o cálculo das perdas técnicas dos TDs, será utilizado o método “desbalanceado”, em que medições de tensão e corrente em cada fase são consideradas, permitindo estimar as perdas no transformador devido à operação desbalanceada. Neste método, as perdas no núcleo variam com o módulo da tensão em cada fase do transformador, conforme relação definida pelos coeficientes K_{core}^A , K_{core}^B , K_{core}^C , os quais devem ser computados a cada 15 minutos, a partir da razão entre a tensão em cada fase e a tensão nominal, e as perdas no cobre dependem da corrente em cada fase, a partir dos coeficientes $K_{core(t)}^A$, $K_{core(t)}^B$ e $K_{core(t)}^C$ definidos a partir da razão entre o módulo das correntes de linha medida em cada fase e a corrente nominal. Logo, as perdas no núcleo são estimadas pela Equação 1 e as perdas no cobre pela Equação 2. A energia total perdida em um período pode ser quantificada a partir da soma das perdas no núcleo e no cobre, considerando o período de cada intervalo, conforme Equação 3.

$$P_{core(t)} = \left[K_{core(t)}^A{}^2 + K_{core(t)}^B{}^2 + K_{core(t)}^C{}^2 \right] \cdot \frac{P_{core}^{nom}}{3} \quad (1)$$

$$P_{cu(t)} = \left[K_{cu(t)}^A{}^2 + K_{cu(t)}^B{}^2 + K_{cu(t)}^C{}^2 \right] \cdot \frac{P_{cu}^{nom}}{3} \quad (2)$$

$$E_{loss} = \Delta t \cdot \sum_{t=1}^n (P_{core(t)} + P_{cu(t)}) \quad (3)$$

Outro parâmetro de grande importância para o diagnóstico do equipamento é a vida útil do transformador (VU), que pode ser obtida a partir da temperatura do ponto mais quente, conforme Equação 4.

$$VU = e^{\left(\frac{15000}{\theta_H + 273} - 27,064 \right)} \quad (4)$$

RESULTADOS E DISCUSSÃO:

Foi desenvolvido um código em *Python* capaz de extrair os principais parâmetros desejados da base de medições disponível a partir do “Projeto Campus Sustentável”, no período de 01/01/2023 a 31/08/2023. Destaca-se, principalmente, o carregamento, a relação de perdas no cobre e perdas no núcleo e a expectativa de vida útil dos transformadores. Calcula-se a potência trifásica média, e obtém-se o valor do carregamento (C) para cada TD. A partir disto, os transformadores são agrupados baseado nos valores de carregamento encontrados. A Tabela 1 ilustra o agrupamento realizado.

Constata-se pela média do carregamento que os transformadores do campus estão subcarregados, *i.e.* a grande maioria desses dispositivos estão sobredimensionados, sendo que 128 dispositivos apresentam $C < 0,1pu$, indicando um alto nível de ineficiência operacional.

Grupo	Carregamento [pu]	Quantidade de Transformadores
1	$0 \leq C < 0,1$	128
2	$0,1 \leq C < 0,2$	56
3	$0,2 \leq C < 0,3$	14
4	$0,3 \leq C < 0,4$	8
5	$0,4 \leq C < 0,5$	2
6	$C > 0,5$	1

Tabela 1 - Classificação dos Transformadores

Outro parâmetro importante para análise é a relação entre as perdas no cobre e no núcleo do transformador, por estar associado à eficiência operacional do equipamento, permitindo a visualização de qual parcela da energia total é gasta apenas para a energização do transformador. A Figura 1 mostra a relação dessa variável com o carregamento para os TDs da UNICAMP.

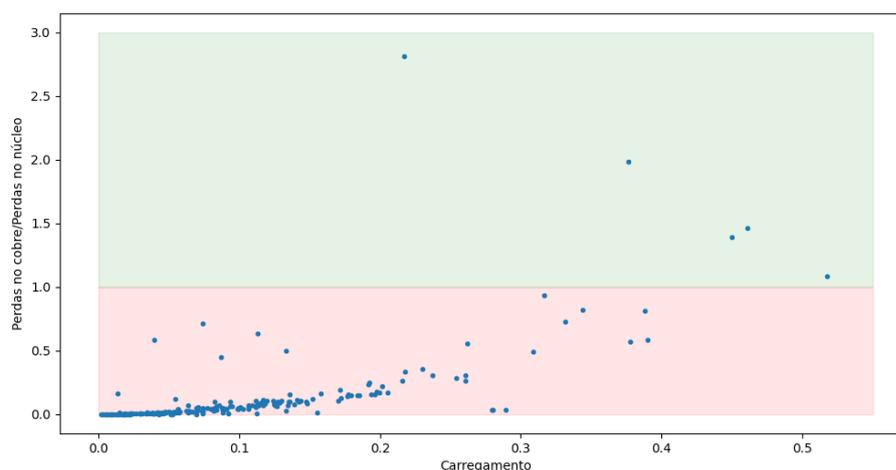


Figura 1 - Razão de Perdas x Carregamento

Destaca-se no gráfico a região na qual a razão de perdas está abaixo de 1, pois nesta região há mais perdas devido à energização do transformador do que perdas dissipadas pelo enrolamento de cobre, representando uma operação indesejada. Ademais, a maioria dos dispositivos encontra-se nesta região, simbolizando a operação ineficiente existente no campus.

Finalmente, analisa-se a expectativa de vida útil para os equipamentos, influenciada diretamente pela temperatura no ponto mais quente, conforme Equação 4. Plotou-se um gráfico *boxplot* ilustrando o valor desse parâmetro para cada transformador, além dos valores médios e máximo para temperatura no ponto mais quente, conforme resultados apresentados nas Figuras 2 a 4.

Para os TDs com temperatura máxima elevada, constatou-se que foram incidentes isolados, que não afetam significativamente a vida útil do equipamento. Logo, no contexto da UNICAMP, ao realizar uma análise da vida útil estimada para o equipamento, conclui-se que este parâmetro possui uma variação muito pequena para os diferentes TDs existentes no campus, conforme demonstrado pelo *boxplot* da Figura 4, devido a valores baixos na temperatura média do ponto mais quente.

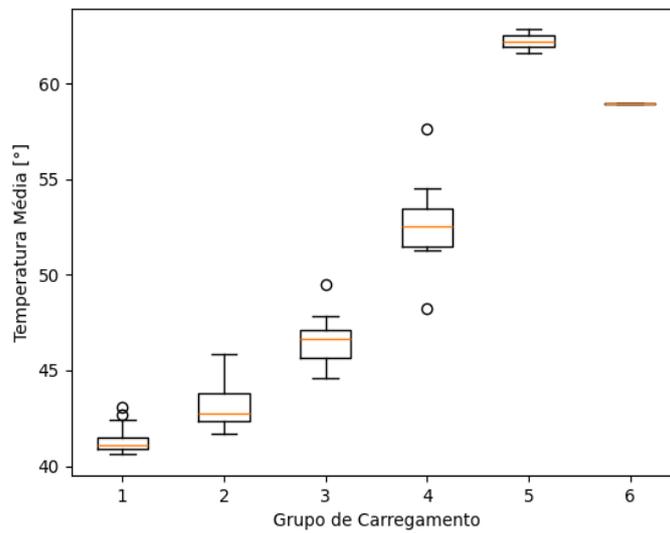


Figura 2 - Temperatura Média x Grupo de Carregamento

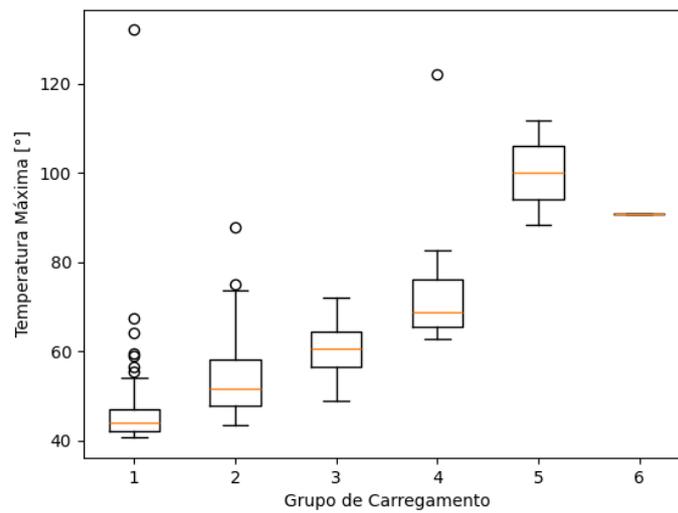


Figura 3 - Temperatura Máxima x Grupo de Carregamento

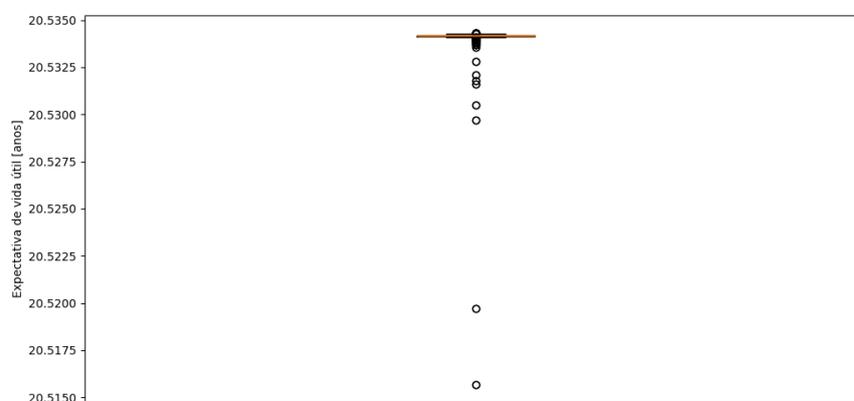


Figura 4 - Expectativa de Vida Útil dos Transformadores [anos]

CONCLUSÃO

Ao longo do projeto foram realizados o desenvolvimento e a implementação de técnicas de estimativa do carregamento, perdas técnicas e expectativa da vida útil dos equipamentos, o que permitiu um diagnóstico mais detalhado dos equipamentos. Evidencia-se que a grande maioria dos TDs necessita de atenção e, idealmente, ações corretivas para tornar a operação mais eficiente, pois estão operando extremamente subcarregados. Por conseguinte, recomenda-se que a equipe de infraestrutura e gestão da rede elétrica da UNICAMP atue para determinar procedimentos corretivos para transformadores extremamente sobredimensionados e realizar práticas corretivas para aumentar a relação entre perdas no cobre e no núcleo para os transformadores indicados.

BIBLIOGRAFIA

- [1] F. A. Flores, "Uso de medições para avaliação e mitigação de perdas em transformadores de distribuição: estudo de caso no laboratório vivo da Unicamp," Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2019. Available: <https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/1126900>
- [2] F. A. Puma, M. M. Cavalcante, L. F. Ugarte, R. G. Sau and M. C. de Almeida, "Assessment of Loss Estimation Methods for Distribution Transformers," 2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), Sao Paulo, Brazil, 2018, pp. 1274-1279, doi: 10.1109/INDUSCON.2018.8627250.
- [3] "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators," in IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995), vol., no., pp.1-123, 7 March 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6166928.
- [4] ABNT, NBR 5440: 2014 transformadores para redes aéreas de distribuição-requisitos, Associação Brasileira de Normas Técnicas (2014) 52.
- [5] L. C. da Silva et al., "Sustainable campus model at the University of Campinas—Brazil: an integrated living lab for renewable generation, electric mobility, energy efficiency, monitoring and energy demand management," Green Campus Oper. Energy Clim. Sustain. Dev. Initiat. Univ., pp. 457–472, 2018.
- [6] J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, S. U. Ahn, and E. L. Ferrari, "Distribution transformer loading evaluation based on load profiles measurements," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 12, no. 4, pp. 1766–1770, Oct. 1997, doi: 10.1109/61.634203.
- [7] J. A. Jardini, J. L. P. Brittes, L. C. Magrini, M. A. Bini, and J. Yasuoka, "Power transformer temperature evaluation for overloading conditions," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 20, no. 1, pp. 179–184, Jan. 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.835433.
- [8] Y. Biçen, Y. Çilliyüz, F. Aras, and G. Aydugan, "An assessment on aging model of IEEE/IEC standards for natural and mineral oil-immersed transformer," in 2011 IEEE International Conference on Dielectric Liquids, Jun. 2011, pp. 1–4. doi: 10.1109/ICDL.2011.6015442.
- [9] R. Boffo and R. Patalano, "Esg investing: Practices, progress and challenges," OECD, Paris, 2020.
- [10] CAVALCANTE, José Aparecido. Avaliação de oportunidades para o gerenciamento de transformadores de distribuição em cenários com baixa disponibilidade de dados. 2023. 1 recurso online (182 p.) Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP. Disponível em: <https://hdl.handle.net/20.500.12733/11439>. Acesso em: 11 jul. 2024.