



IMPACTO DA TEMPERATURA AMBIENTE NO RESFRIAMENTO DE TRANSFORMADORES ELÉTRICOS: UMA INVESTIGAÇÃO USANDO CFD PARA REGIÕES DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

Impact of ambient temperature on the cooling of power transformers: a CFD investigation for regions of the state of Espírito Santo

Impacto de la temperatura ambiente en la refrigeración de transformadores eléctricos: una investigación mediante CFD para regiones del estado de Espírito Santo

Rita de Cassia Feroni ^{1*}, Joyce Tamires de Souza Viana ², Daniela de Oliveira Maionchi ³, Raul Vitor Arantes Monteiro ⁴, André Luiz Amorim da Fonseca ⁵, Wilson José Feroni ⁵, & Junior Gonçalves da Silva ⁶

¹ Departamento de Engenharia de Produção, Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), Brasil ² Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Mato Grosso, Brasil ³ Departamento de Física, Universidade Federal de Mato Grosso, Brasil

⁴ Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Mato Grosso, Brasil ⁵ Departamento de Engenharia Elétrica e Automação, Instituto Federal de Mato Grosso, Brasil ⁶ Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Espírito Santo, Brasil

^{1*} ritaferoni@gmail.com ² joyce.viana@sou.ufmt.br ³ dmaionchi@fisica.ufmt.br ⁴ raulvitoramonteiro@gmail.com ⁵ andre.fonseca@ifmt.edu.br ⁶ wilson@ifes.edu.br ⁷ junior@fisica.ufmt.br

ARTIGO INFO.

Recebido: 08.01.2026

Aprovado: 04.05.26

Disponibilizado: 14.05.2026

PALAVRAS-CHAVE: Transformador elétrico; temperatura ambiente; CFD; sustentabilidade.

KEYWORDS: Electrical transformers; ambient temperature; CFD; sustainability.

PALABRAS CLAVE: Transformador eléctrico; temperatura ambiente; CFD; sostenibilidad.

*Autor Correspondente: Feroni, R. de C.

RESUMO

Os transformadores elétricos estão sendo estudados a fim de aumentar a eficiência energética e reduzir o impacto ambiental. Neste contexto, o objetivo do presente trabalho é avaliar, utilizando a fluidodinâmica computacional (CFD), o impacto da temperatura ambiente no resfriamento de transformadores elétricos para diferentes valores de temperatura, que abrangem as condições climáticas de regiões do estado do Espírito Santo, Brasil. Um transformador elétrico de 250 KVA foi estudado usando CFD com a temperatura do ar dos municípios de interesse inseridas como condição de contorno para a modelagem. Os resultados mostram que fevereiro é o mês historicamente mais quente com a média das temperaturas máximas maior para Alegre com 34,2 °C, e picos foram registrados em Marilândia (42,1 °C) e Ecoporanga (40,0 °C). A partir da simulação computacional observou-se que a temperatura é distribuída de seus valores máximos próximos às superfícies das bobinas e do núcleo para seus valores mínimos nas superfícies externas do transformador. As temperaturas média e máxima do óleo aumentam com o aumento da temperatura ambiente devido à diminuição da dissipação de calor para o exterior. Este resultado sugere que maior atenção deve ser dada aos dispositivos instalados nas cidades/regiões de Alegre, Marilândia e Ecoporanga.

ABSTRACT

Electrical transformers are being studied to increase energy efficiency and reduce environmental impact. In this context, the objective of the present work is to evaluate, using computational fluid dynamics (CFD), the impact of ambient temperature on the cooling of electrical transformers for

different temperature values, covering the climatic conditions of regions in the state of Espírito Santo, Brazil. A 250 kVA electrical transformer was studied using CFD, with the air temperatures of the municipalities of interest applied as boundary conditions in the modeling. The results show that February is historically the hottest month, with the highest average maximum temperature in Alegre at 34.2 °C, and peak temperatures were recorded in Marilândia (42.1 °C) and Ecoporanga (40.0 °C). From the computational simulation, it was observed that temperature is distributed from its maximum values near the surfaces of the coils and the core to its minimum values at the external surfaces of the transformer. The average and maximum oil temperatures increase as the ambient temperature rises, due to the decrease in heat dissipation to the outside. This result suggests that greater attention should be given to devices installed in the municipalities of Alegre, Marilândia, and Ecoporanga.

RESUMEN

Los transformadores eléctricos están siendo estudiados con el fin de aumentar la eficiencia energética y reducir el impacto ambiental. En este contexto, el objetivo del presente trabajo es evaluar, utilizando la dinámica de fluidos computacional (CFD), el impacto de la temperatura ambiente en la refrigeración de transformadores eléctricos para diferentes valores de temperatura, que abarcan las condiciones climáticas de regiones del estado de Espírito Santo, Brasil. Un transformador eléctrico de 250 kVA fue estudiado usando CFD, con las temperaturas del aire de los municipios de interés aplicadas como condiciones de contorno para la modelación. Los resultados muestran que febrero es históricamente el mes más caluroso, con la mayor temperatura máxima promedio en Alegre con 34,2 °C, y se registraron picos en Marilândia (42,1 °C) y Ecoporanga (40,0 °C). A partir de la simulación computacional se observó que la temperatura se distribuye desde sus valores máximos cerca de las superficies de los devanados y del núcleo hasta sus valores mínimos en las superficies externas del transformador. Las temperaturas promedio y máxima del aceite aumentan con el incremento de la temperatura ambiente debido a la disminución de la disipación de calor hacia el exterior. Este resultado sugiere que se debe prestar mayor atención a los dispositivos instalados en las ciudades/regiones de Alegre, Marilândia y Ecoporanga.

INTRODUÇÃO

O acesso à energia elétrica é essencial para o desenvolvimento da vida das pessoas e para a sustentabilidade das sociedades contemporâneas, sendo limitado cogitar um serviço ou atividade que não dependa do consumo de eletricidade (Hachem et al., 2022). Como destacado no Plano Decenal de Expansão de Energia - PDP 2030 (Brasil, 2021), o consumo de energia elétrica no Brasil deve atingir um incremento médio anual de 3,1% no período 2019-2030, que deve ser acompanhado por uma expansão na geração de energia elétrica de forma sustentável, e atender critérios econômico e de segurança de suprimento para o sistema eletroenergético.

Os recursos energéticos desempenham um papel fundamental no desenvolvimento econômico e social das nações (Altoé et al., 2025), sendo crucial compreender a transição energética para determinar trajetórias que contemplem as áreas econômica, social e do meio ambiente (Gatto, 2022).

Destaca-se, neste contexto, que em 2015, foi estabelecida a Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas - ONU, para o Desenvolvimento Sustentável, um documento com 17 objetivos e 169 metas (United Nations General Assembly, 2015). Em particular, o objetivo de desenvolvimento sustentável - ODS de número 7, refere-se a “Energia limpa e acessível - Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos”, sendo composto por 5 metas (United Nations General Assembly, 2015).

O PDP 2030 (Brasil, 2021), destaca que as metas globais estabelecidas pela ONU foram adequadas à realidade brasileira, considerando a aderência aos problemas e prioridades nacionais, bem como a relevância e magnitude das metas originais (globais), sem reduzi-las. Neste sentido, foram criados indicadores relacionados a metas nacionais, como por exemplo, o indicador “Porcentagem da população com acesso à eletricidade (%)”, que se relaciona com a meta 7.1, “Até 2030, assegurar o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia” (Brasil, 2021). De fato, o uso de indicadores de desenvolvimento sustentável são parâmetros fundamentais para avaliar cenários e projeções ao longo do tempo em um local de interesse (Feroni & Galvão, 2020).

O cenário energético global está passando por uma transformação, impulsionada pela adoção de tecnologias de energias renováveis, juntamente com a modernização do sistema elétrico (Cavus, 2025). Neste contexto, um sistema elétrico de potência (SEP) basicamente é constituído por três subsistemas: geração, transmissão e distribuição. Os transformadores de energia elétrica são componentes cruciais em sistemas de energia elétrica, facilitando a geração, transmissão e distribuição de eletricidade, sendo utilizados em todos os pontos de transição entre níveis de tensão, o que os torna um dos equipamentos mais estratégicos nas redes elétricas (Sorte et al., 2025).

O transformador é um equipamento essencial em um sistema de energia elétrica e sua continuidade de operação é de extrema importância, pois uma falha no transformador pode resultar em uma interrupção custosa, sendo difícil de ser prevista (Ziomek, 2012). As interrupções no funcionamento desses transformadores têm um impacto econômico substancial no funcionamento de uma rede elétrica, por serem um dos componentes mais caros dessas estruturas (Azbar & Jaffal 2020; Ali et al., 2021).

Algumas normas nacionais e internacionais merecem destaque como a série de normas IEC 60076 - *Power Transformers*, da *International Electrotechnical Commission* (IEC), que se aplica a transformadores monofásicos e trifásicos, incluindo autotransformadores (com algumas exceções) (IEC, 2011). O conjunto de normas IEEE C57.12.00/2021, desenvolvidas pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) que estabelece requisitos gerais para transformadores de distribuição e de potência imersos em líquido (IEEE, 2021). No Brasil, a série ABNT NBR 5356 - Transformadores de Potência, e a ABNT NBR 5440/2025 - Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos, da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) (ABNT, 2025).

Diferentes tipos de transformadores podem ser encontrados, de acordo com seu uso, seu método de resfriamento ou a construção de seu circuito magnético (Amoivalis et al., 2009). Ao longo dos anos, a inclusão de equipamentos para monitorar o desempenho operacional de transformadores de potência atingiu um alto nível, permitindo a investigação contínua dos parâmetros operacionais do transformador, bem como a prevenção de falhas e o aumento da confiabilidade do sistema como um todo, mas por outro lado, esses medidores possuem alto custo (Rexhepi & Hulaj, 2020).

Com o envelhecimento geral da população de transformadores, aumentam-se os riscos de falhas e interrupções não programadas (Murugan & Ramasamy, 2015), e associado com a crescente demanda por eletricidade, tem-se um cenário que pode resultar em custos significativos de até dezenas de milhões de dólares em alguns casos (Gmati et al., 2023). Assim, estão surgindo novas diretrizes e recomendações para segurança, operação confiável e abordagens de diagnóstico, juntamente com ferramentas estratégicas (Gmati et al., 2023). Dessa forma, pesquisas vêm sendo feitas para que melhores parâmetros de execução e funcionamento possam ser determinados. A pesquisa na área de projetos de transformadores vem mostrando expansão, devido à melhoria da disponibilidade de processamento dos computadores, novos algoritmos de otimização e ao maior nível de incerteza introduzido pela desregulamentação do setor elétrico, onde projetar transformadores torna-se ainda complexo, pois existe a necessidade do atendimento de especificações técnicas, mantendo-se os custos de fabricação o mais baixo possível (Amoivalis et al., 2009).

Merecem destaque os estudos na área que abrangem modelagem com a utilização de fluidodinâmica computacional (Hasan, 2017a; 2017b; Hannun et al., 2019; Nogueira et al., 2021; Golam, 2024; Hashim & Basher, 2024; Hernandez-Robles et al., 2024), além de estudos experimentais (Daghray et al., 2019; Azbar & Jaffal 2020) ou ambas as abordagens (Dastjerd et al., 2025).

Os transformadores podem ser projetados como transformadores imersos em líquido (ex. óleo mineral) ou a seco (circulação de ar) (Amoivalis et al., 2009). A identificação dos transformadores imersos em líquido de acordo com o método de resfriamento é expressa por um código de quatro letras e vários métodos de resfriamento podem ser encontrados, incluindo circulação de óleo por bombas ou circulação forçada de ar por ventiladores, ou ambos (Schneider Electric, 2002).

Como resultado, existem diferentes métodos de resfriamento: óleo natural/ar forçado (ONAF), óleo forçado/ar natural (OFAN), óleo forçado/ar forçado (OFAF), óleo forçado/água forçada (OFWF), além de combinações como ONAN/ONAF, ONAN/OFAN ou ONAN/OFAF

(Schneider Electric, 2002). No projeto dos transformadores, o uso de aletas em radiadores favorece tanto o arrefecimento natural quanto o forçado por meio de ventiladores externos muitas vezes com mais de um estágio de acionamento com o uso de bombas (Del Vecchio et al., 2017).

A sustentabilidade na fabricação de transformadores tornou-se um ponto crítico, à medida que indústrias em todo o mundo se esforçam para reduzir a emissão de carbono e adotar práticas sustentáveis (Ajayi et al., 2025). A busca contínua por maior eficiência e sustentabilidade em sistemas de resfriamento de transformadores de energia tem estimulado pesquisas sobre as propriedades e o desempenho de fluidos isolantes, sendo que o óleo mineral tem sido historicamente o fluido de resfriamento padrão para transformadores de potência devido à sua compatibilidade com isolamento sólido e eficácia de resfriamento (Sorte et al., 2025).

O óleo mineral a base de petróleo purificado, possui atrativos como a disponibilidade e baixo custo, associados ao bom desempenho dielétrico e de resfriamento (Asano & Page, 2014), mas por outro lado, explosões e incêndios em transformadores com óleo mineral, causando grandes danos colaterais, têm levantado grandes preocupações com a segurança, além de preocupações ambientais como a biodegradabilidade (Fernández et al., 2013; Asano & Page; 2014; Daghrhah et al., 2019). O bifenil policlorado (PCBs) é também utilizado em transformadores como fluido isolante dielétrico com ponto positivo para solucionar o problema de alta inflamabilidade (Asano & Page, 2014; Amalanathan et al., 2023), por outro lado, identificou-se aspectos negativos relacionados a questões ambientais como alta toxicidade (Asano & Page, 2014).

Outros fluidos também são estudados, como óleos de silicone, hidrocarbonetos de alta temperatura, tetracloroetilenos e ésteres sintéticos, possuindo propriedades superiores de resistência ao fogo em comparação aos óleos minerais, embora não sejam tão resistentes ao fogo quanto os PCBs, com exceção dos tetracloroetilenos (Asano & Page, 2014). No entanto, com a possível exceção dos ésteres sintéticos, eles não possuem características de biodegradabilidade marcadamente superiores às dos óleos minerais (Asano & Page, 2014).

Sorte et al. (2025) destacam que os ésteres sintéticos atingem uma taxa de biodegradabilidade de 80%, tornando-os aproximadamente 2,67 vezes mais biodegradáveis do que o óleo mineral e classificando-os como facilmente biodegradáveis. Ainda segundo os autores anteriormente citados, o óleo de silicone, com apenas 5% de biodegradabilidade é seis vezes menos biodegradável que o óleo mineral.

Os ésteres naturais foram desenvolvidos para aplicações em transformadores, sendo fluidos à base de óleo vegetal e atendendo a todos os requisitos de um fluido isolante de alta temperatura, além de serem fabricados a partir de matérias-primas renováveis (Asano & Page, 2014), mas apesar de sua maior biodegradabilidade quando comparado aos óleos minerais, normalmente apresentam reduzida estabilidade à oxidação (Sorte et al., 2025).

Substituir o óleo mineral por líquidos alternativos e remover completamente todo o óleo mineral residual é tecnicamente impossível durante o retro enchimento, pois uma porcentagem permanece no isolamento de papel e em outras áreas inacessíveis do tanque em que o transformador está abrigado, resultando em uma mistura de líquidos isolantes com propriedades que podem se alterar durante a operação do transformador (Sorte et al., 2025).

Assim, permanecem na literatura científica a preocupação dos estudiosos em investigar o fluido de resfriamento de transformadores e a sua temperatura no sistema de resfriamento (Ali et al., 2021).

Outro ponto que merece destaque nessa discussão são os esforços de pesquisadores com o foco na previsão e/ou otimização de características específicas de transformadores. O projeto de transformadores deve levar em consideração diversos parâmetros de desempenho e restrições técnicas (Amoivalis et al., 2009). Assim, diversos estudos se dedicam a estudar a geometria do transformador (Azbar et al., 2020; Golam 2024; Hashim & Basher, 2024), como retangular, circular e hexagonal. O formato e distribuição das aletas de resfriamento também são abordados (Raeisian et al., 2019; Azbar et al., 2020; Golam 2024; Hashim & Basher, 2024) destacando-se alterações na altura e no comprimento, e formatos retangular, semicircular ou trapezoidal.

No estudo de Raeisian et al. (2019), os autores sugerem que o aumento da altura e do comprimento da aleta reduz a temperatura do ponto quente, enquanto a redução do espaçamento das aletas, que possui maior influência, em comparação as outras variáveis estudadas, proporciona maior área de transferência de calor e atua de maneira favorável sobre a temperatura do ponto quente. Azbar et al. (2020) destacaram que transformadores com formatos circular e hexagonal reduziram a temperatura média do óleo em 3,4% e 4,7%, respectivamente, em comparação com o formato tradicional do transformador que é o retangular. Os autores observaram também que a menor temperatura média do óleo ocorreu para a aleta trapezoidal e que as alturas assimétricas das aletas trapezoidais e perfuradas contribuíram para a melhoria do desempenho de resfriamento do transformador.

Golam (2024) sugere, ao propor projetos de alterações no formato e configuração das aletas do transformador, que melhor desempenho no resfriamento é obtido em comparação com o projeto tradicional, destacando-se como melhor resultado o projeto que incluiu canais de ventilação que correspondem ao formato da aleta e sua inclinação. Hashim e Basher (2024), destacam que o menor espaçamento entre as aletas aumenta a área de superfície para a transferência de calor. Em relação ao formato, o estudo constatou que as aletas triangulares mostraram melhores resultados quando comparadas a outros formatos, e o aumento do número de aletas também melhorou o desempenho.

O estudo de Hashim e Basher (2024) além de abordar aspectos relacionados a geometria, investigou a relação entre as temperaturas do óleo e do ar, indicando que a temperatura do óleo aumenta com o aumento da temperatura do ar circundante, ressaltando a importância de um gerenciamento térmico eficaz. Variáveis atmosféricas, como temperatura ambiente, umidade e carga térmica, afetam significativamente o desempenho e a vida útil de equipamentos em subestações e redes de distribuição no Brasil (Silva Junior et al., 2023). Estudos vem explorando também essa variável na análise de transformadores, pois a temperatura ambiente é um dos fatores limitantes que podem impactar a vida útil do isolamento do transformador (Godina et al., 2015).

O estudo desenvolvido por Abduladheem e Hasan (2019), investigou o uso de óleo no transformador e os materiais de mudança de fase - PCMs (Wax, RT44 e P116) a diferentes temperaturas ambientes (25, 37, 45 e 55 °C). Os resultados mostraram que a redução de temperatura nos transformadores é de cerca de 4 °C devido ao uso de diferentes tipos de

PCM, porém a adequação de alguns PCMs depende da temperatura ambiente. No estudo de Azbar e Jaffal (2020), transformadores foram estudados experimentalmente e equipados com diversos sensores para realizar os testes necessários em diferentes condições de operação para estações de verão e inverno local (308 K e 283 K). A partir dos resultados, observou-se que a temperatura do óleo do transformador elétrico é afetada pela temperatura ambiente e dos enrolamentos em graus variados, e que a alteração da temperatura do ar ao redor da aleta tem maior efeito na temperatura do óleo em comparação com a variação de temperatura das bobinas.

Janic et al. (2023), conduziram um estudo em transformadores destacando mecanismos para minimizar as perdas considerando a temperatura ambiente, melhoria das configurações de resfriamento e uso de ventiladores. Ao abordar proativamente esses fatores, os operadores de transformadores podem alcançar maior eficiência, envelhecimento mais lento e maior segurança e flexibilidade na rede elétrica.

Como exposto anteriormente, diversos estudos investigaram variáveis que possam influenciar no funcionamento de transformadores. Por outro lado, verifica-se que as projeções de cenários, quando consideradas as condições locais e os dados ambientais representativos de uma região específica, especialmente altas temperaturas ambientes, ainda podem ser exploradas, principalmente para atender a novos projetos e à gestão de redes existentes.

Assim, destaca-se que em 2025, durante uma onda de calor que afetou parte do Brasil, três cidades do estado do Espírito Santo, Brasil, ganharam destaque no cenário meteorológico nacional ao apresentarem as temperaturas mais altas registradas no país em 14/02/2025, sendo as cidades destacadas, Alegre (38,2 °C), Alfredo Chaves (37,6 °C) e Marilândia (37 °C) (Leal, 2025). Dessa forma, o objetivo do presente trabalho é avaliar, utilizando a fluidodinâmica computacional (CFD), o impacto da temperatura ambiente no resfriamento de transformadores elétricos para diferentes valores de temperatura, que abrangem as condições climáticas de regiões do estado do Espírito Santo, Brasil.

METODOLOGIA

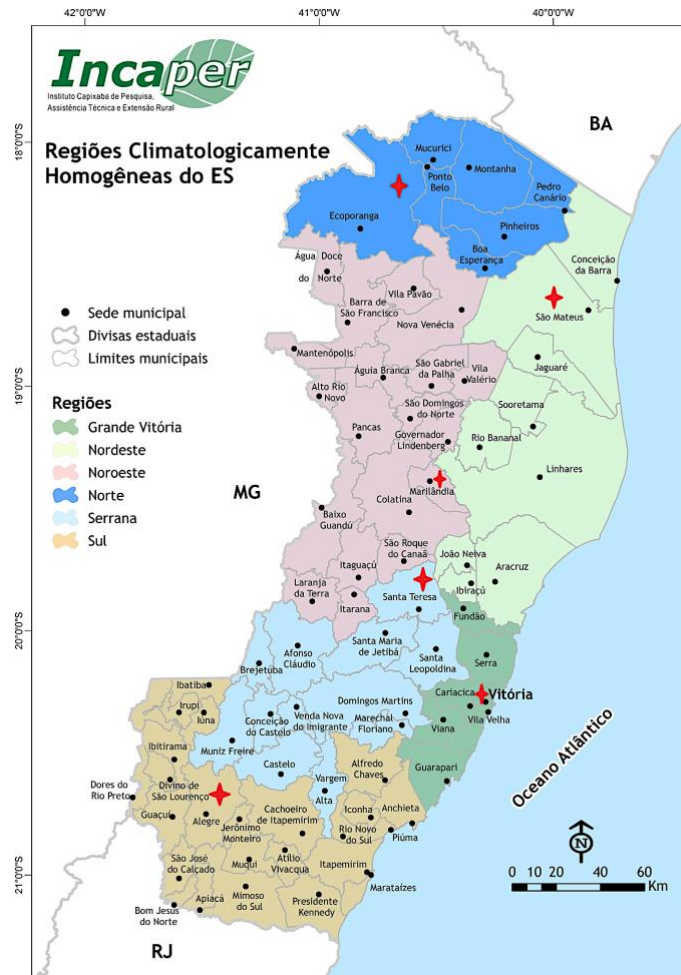
Região de Estudo

O estado do Espírito Santo localiza-se na região sudeste do Brasil. Segundo dados do Censo de 2022 (IBGE, 2025) a população neste ano era de aproximadamente 3,8 milhões de habitantes com uma densidade demográfica de 83,21 habitantes por metros quadrados. Segundo dados do Balanço Energético Nacional de 2025 (EPE, 2025), a capacidade instalada de geração elétrica no estado em 2024 era de 1.810 MW e a produção de energia elétrica no mesmo ano foi de 10.182 GWh, com o consumo residencial representando 3.724 GWh. Recentemente, uma ação da gestão pública federal liberou investimentos de R\$ 5 bilhões para o estado até 2030, uma iniciativa que marca um novo ciclo de modernização da rede elétrica (EDP, 2024; Brasil, 2025).

O estado do Espírito Santo está dividido em 78 municípios, e conforme pode ser visto na Figura 1, disponibilizada pelo Instituto Capixaba de Pesquisa, Assistência Técnica e Extensão Rural - INCAPER (2025), possui seis regiões climatologicamente homogêneas, sendo elas, Grande Vitória, Nordeste, Noroeste, Norte, Serrana e Sul. As regiões climatologicamente homogêneas do ES são uma divisão do estado utilizada pelo Incaper para análises climáticas, onde áreas com características climáticas semelhantes são agrupadas.

O presente estudo buscou, na base de dados do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET (2025), dados de temperatura máxima, média e mínima horária ambiente medidas nas estações meteorológicas que contemplam as seis regiões climatologicamente homogêneas do estado do ES. Assim, a partir da disponibilidade de dados, foram escolhidas as estações que se encontram nos municípios de Vitória, São Mateus, Alegre, Marilândia (dados de 2006 a 2025), Santa Teresa (dados de 2007 a 2025) e Ecoporanga (dados 2006 a 2015 e 2017 a 2025), (Figura 1). As informações coletadas nessa fase servirão para discussão de resultados e como condição de contorno para a modelagem do problema proposto.

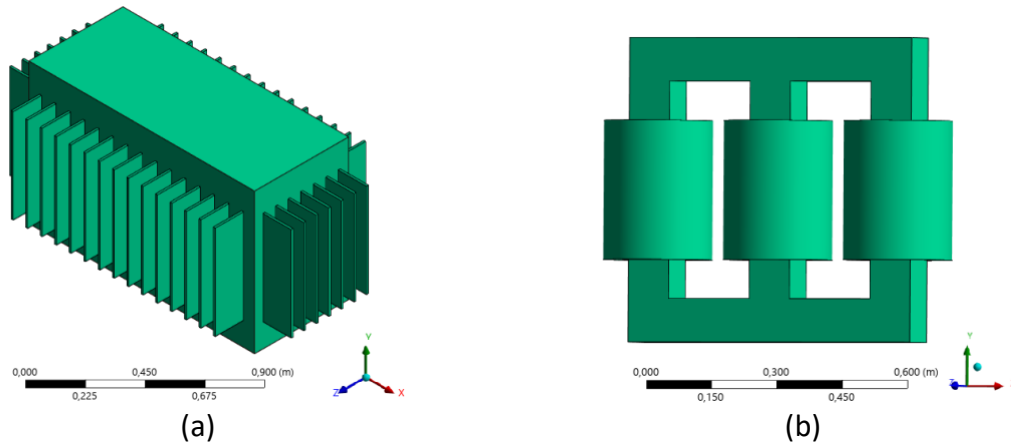
Figura 1. Regiões climatologicamente homogêneas do estado do Espírito Santo



Fonte: Adaptado de Incaper (2025).

Descrição do Problema e Modelo Numérico

Um transformador elétrico de 250 KVA foi estudado por meio de fluidodinâmica computacional a partir do software *Ansys Fluent 2020 R1*. Todos os dados necessários para a modelagem computacional foram obtidos do estudo de Hasan (2017b) e Hannun et al. (2018), que também foram utilizados para a validação e comparação da presente pesquisa. A Figura 2 mostra o desenho esquemático do transformador, sendo o tanque com as aletas na parte (a), e um conjunto de três bobinas de cobre e um núcleo de aço na parte (b). Todos esses itens são imersos em óleo contido no tanque do transformador que contém 44 aletas para aumentar a área de transferência de calor.

Figura 2. Esquema do transformador simulado: (a) tanque externo e (b) bobinas e núcleo

As equações que governam o problema considerado tridimensional, em estado estacionário e com o fluido incompressível, são as equações de continuidade (Equação 1), *momentum* (Equação 2) e energia (Equação 3) (Pop & Ingham, 2001; Golam, 2024).

$$\nabla \vec{V} = 0 \quad (1)$$

$$\rho(\vec{V} \cdot \nabla) \vec{V} = -\nabla P + \mu \nabla^2 \vec{V} + \rho \beta \vec{g}(T - T_0) \quad (2)$$

$$\nabla \cdot (\rho \vec{V} c_p T) = \nabla \cdot (k \nabla T) \quad (3)$$

Onde: V é a velocidade; ρ é a densidade; P é a pressão; β é o coeficiente de expansão térmica; μ é a viscosidade dinâmica; T é a temperatura; c_p é o calor específico; k é a condutividade térmica; g é a aceleração da gravidade.

As condições de contorno utilizadas para resolver o conjunto de equações são: paredes sólidas com condição de não deslizamento para as bobinas, núcleo, tanque e aletas. Bobinas e núcleos são submetidos a uma fonte de geração de calor constante, termo calculado a partir das perdas de calor geradas considerando o transformador real conforme Hasan (2017a; 2017b). De acordo com os dados disponíveis, o calor gerado no transformador em plena carga é de 1000 W em cada bobina e 500 W no núcleo.

Todas as paredes externas do transformador, incluindo as superfícies das aletas, são submetidas à convecção natural e radiação, assumindo-se o valor do coeficiente de transferência de calor por convecção igual a 1.000 W/m². K e a emissividade externa igual a 1. Para a temperatura das paredes externas foram consideradas as temperaturas de referência a partir das regiões climatologicamente homogêneas do estado do ES, sendo elas, 23 °C, 27 °C, 32 °C, 37 °C, 42 °C como será discutido na seção de resultados, e 30 °C para a comparação com o estudo de Hasan (2017b) e Hannun et al. (2018).

O modelo é resolvido numericamente para calcular as distribuições de temperatura e as temperaturas média e máxima do óleo. O transformador é simulado com óleo puro com as seguintes propriedades, densidade igual a 870 kg/m³, calor específico a pressão constante de 2000 J/Kg.K, condutividade térmica igual a 0,109 W/m.K e viscosidade de 0,0124 Kg/m.s. O método de volumes finitos (MVF) é usado para resolver numericamente as equações governantes. Os resíduos da solução usados como critério de convergência para as equações governantes foram selecionados para serem menores que 10⁻⁶. A independência da malha gerada para a discretização do domínio computacional foi baseada nos estudos de independência de malhas conduzidos por Hasan (2017b) e Hannun et al. (2018), sendo que a malha selecionada contém 355.177 nós.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Seleção e Análise da Temperatura Ambiente

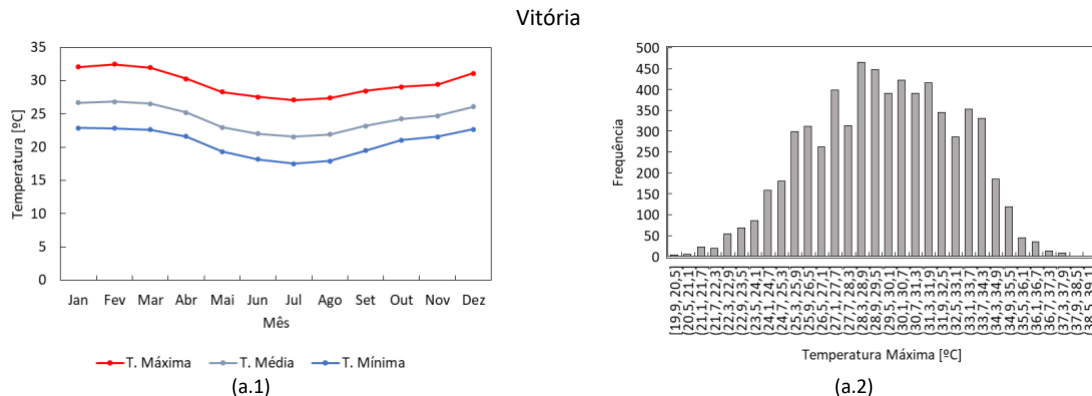
Segundo Ynoue et al. (2017), para determinar o clima de uma região, pode-se utilizar informações obtidas principalmente de estações meteorológicas, que registram as variáveis atmosféricas, como temperatura do ar, umidade relativa, pressão atmosférica e precipitação (Ynoue et al., 2017). Ainda segundo os autores anteriormente citados, a superfície terrestre não é homogênea, diferentes fatores tais como, latitude, altitude, distância dos oceanos, tipo de superfície, sistemas predominantes de pressão e vento, fazem com que em uma mesma latitude ocorram climas variados.

A presente pesquisa se iniciou com a coleta dos dados de temperatura a partir de estações meteorológicas localizadas nas seis regiões climatologicamente homogêneas do estado do ES. A Figura 3 mostra os dados de temperatura máxima, média e mínima e a frequência de temperaturas máximas registradas em cada estação.

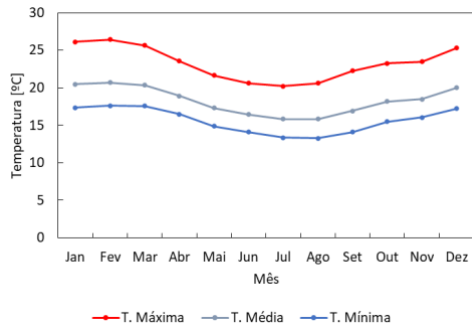
A Figura 3 em suas partes a.1, b.1, c.1. d.1. e.1 e f.1 mostra os dados de temperatura mínima, média e máxima, para as estações localizadas nas cidades de Vitória, Santa Teresa, São Mateus, Alegre, Marilândia e Ecoporanga, respectivamente. Observa-se que, historicamente, a temperatura média nessas cidades não mostrou grande variação ao longo do ano, com leve queda nos meses de inverno e suave aumento nos meses de verão. A temperatura média anual, para o período analisado, foi igual a 24,3 °C em Vitória, 18,3 °C em Santa Teresa, 24,0 °C em São Mateus e Alegre, e 24,1 °C para Marilândia e Ecoporanga.

Avaliando os valores extremos da temperatura do ar, observa-se que o mês de julho é o mês com menores temperaturas, alcançando a média das temperaturas mínimas de 17,5 °C para Vitória, 13,4 °C em Santa Teresa, 17,5 °C em São Mateus, 15,2 °C em Alegre, 16,2 °C em Marilândia e 16,6 °C em Ecoporanga. Por outro lado, o mês de fevereiro é o mês, historicamente, mais quente com a média das temperaturas máximas igual a 32,4 °C em Vitória, com um valor máximo diário registrado na série de 38,7 °C; 26,4 °C em Santa Teresa, com um valor máximo diário registrado de 34,3 °C; 31,6 °C em São Mateus, com um valor máximo diário registrado de 38,3 °C; 34,2 °C em Alegre, com um valor máximo diário registrado de 41,8 °C; 33,9 °C em Marilândia, com um valor máximo diário registrado de 42,1 °C; e por fim, 33,4 °C em Ecoporanga, com um valor máximo diário registrado de 40,0 °C. Observou-se assim que as maiores frequências estão no intervalo de (28,3 °C, 28,9 °C] para Vitória; (22,8 °C, 23,5 °C] para Santa Teresa; (30,4°C, 30,9°C] para São Mateus; (32,2 °C, 32,9 °C] para Alegre; (30,9 °C, 31,5 °C] para Marilândia; e (31,7°C, 32,4°C] Ecoporanga (Figura 3: a.2, b.2, c.2. d.2. e.2 e f.2).

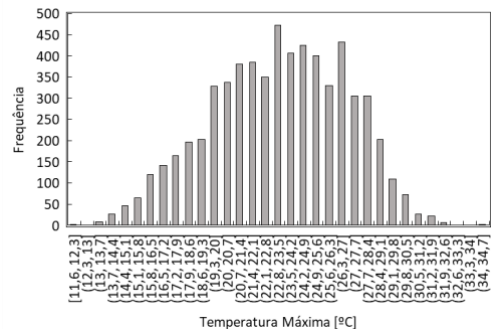
Figura 3. Temperaturas registradas nas estações meteorológicas para: (a) Vitória, (b) Santa Teresa, (c) São Mateus, (d) Alegre, (e) Marilândia e (f) Ecoporanga



Santa Teresa

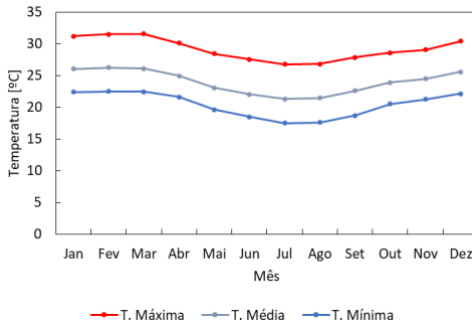


(b.1)

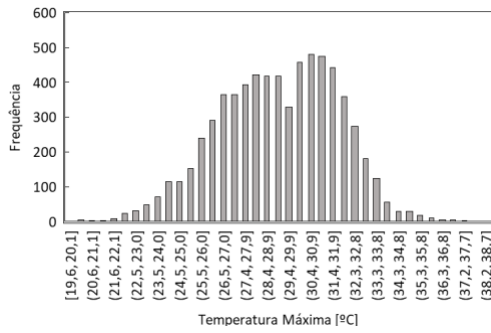


(b.2)

São Mateus

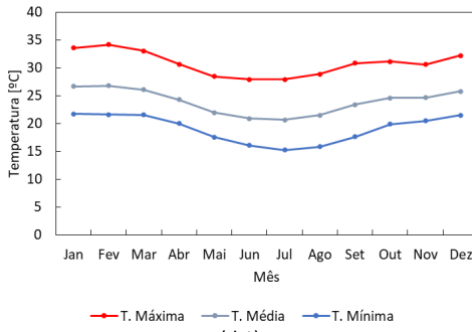


(c.1)

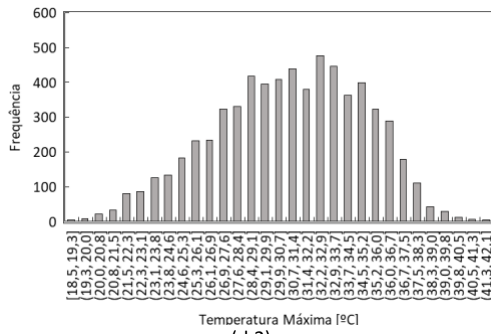


(c.2)

Alegre

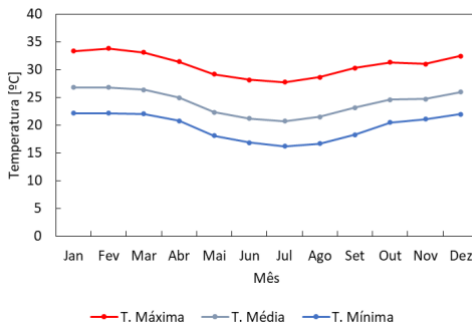


(d.1)

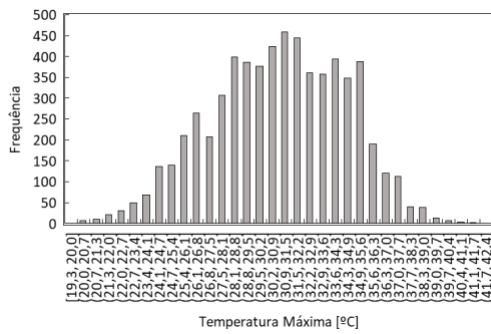


(d.2)

Marilândia

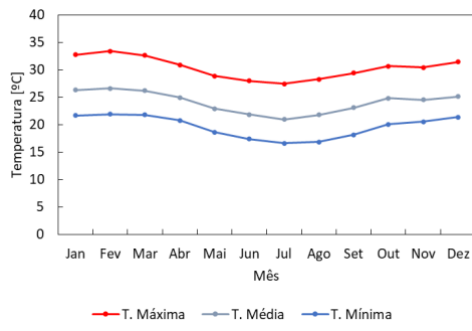


(e.1)

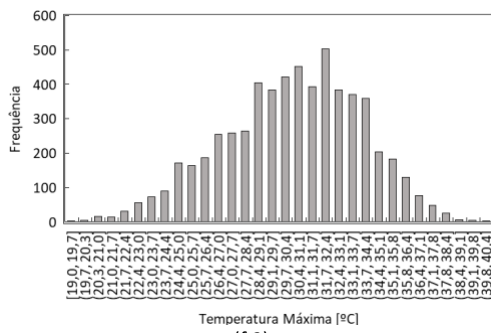


(e.2)

Ecoporanga



(f.1)



(f.2)

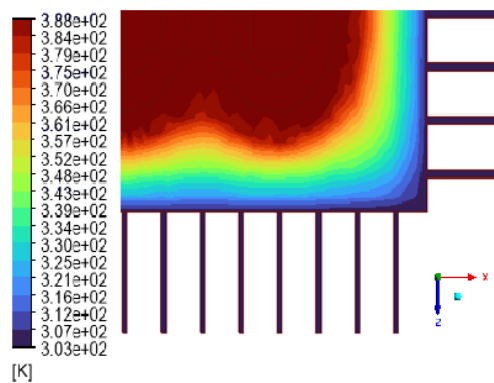
A partir da análise da Figura 3, selecionou-se 5 diferentes temperaturas ambientes para a modelagem computacional, sendo elas, 23 °C (296 K), como temperatura mais baixa, por se encontrar dentro do intervalo de maior frequência para a estação localizada em Santa Teresa. Foram escolhidas temperaturas para contemplar outras cidades, sendo elas: 27 °C (300 K), 32 °C (305 K), 37 °C (310 K) e o pico de 42 °C (315 K). A temperatura de 30 °C (303 K) também foi considerada a fim de comparação com o estudo de Hasan (2017b) e de Hannun et al. (2018).

Destaca-se, assim, o trabalho de Ariannik et al. (2020), onde os autores mostram que para a estimativa da expectativa de vida útil de um transformador é necessário considerar a temperatura ambiente ao longo de todo o seu período de funcionamento. Assim, o monitoramento de variáveis meteorológicas, como a temperatura mostrada na Figura 3 é de extrema importância para essa área de pesquisa.

Modelagem do Transformador

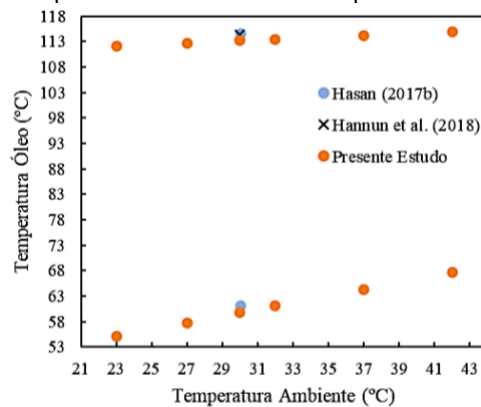
Notou-se que a temperatura é distribuída de seus valores máximos próximos às superfícies das bobinas e núcleo para seus valores mínimos nas superfícies externas do transformador, correspondendo à temperatura ambiente. O comportamento deve-se à transferência de calor gerada pelas bobinas e núcleo para o ambiente, através do óleo no transformador (Figura 4).

Figura 4. Contorno de temperatura no plano x-z na altura média do transformador para o caso do óleo puro a uma temperatura externa de 303 K (30 °C)



A Figura 5 mostra a variação da temperatura máxima e média do óleo com a temperatura ambiente, a partir das temperaturas selecionadas, considerando as regiões climatologicamente homogêneas do ES e a temperatura de 30 °C para comparação com o estudo de Hasan (2017b) e Hannun et al. (2018). A temperatura média foi calculada como uma média volumétrica para o óleo e a temperatura máxima representa o maior valor de temperatura no óleo do transformador. Esses cálculos são auxiliados pelo módulo “Expressions” localizado no CFD-Post. Os valores de temperatura máxima e média para a temperatura ambiente de 30 °C mostram-se próximos em ambos os estudos analisados com um erro percentual menor que 2,0% para ambos os casos.

A temperatura do ar externo foi selecionada para contemplar o valor mínimo de 23 °C e o valor mais alto encontrado na série histórica de dados, sendo de 42 °C. A partir da Figura 5, pode-se observar que as temperaturas média e máxima do óleo aumentam com o aumento da temperatura ambiente devido à diminuição da dissipação de calor para o exterior, como resultado da diminuição da diferença de temperatura, o que leva ao acúmulo de calor no óleo. Os resultados da presente pesquisa e as tendências mostradas nas curvas de temperatura ambiente *versus* temperatura do óleo, seguem comportamento similar a de outros estudos encontrados na literatura como em Hasan (2017b) e Hannun et al. (2018).

Figura 5. Temperatura média e temperatura máxima no óleo a partir de diferentes temperaturas ambientes

Conforme destacado anteriormente em Azbar e Jaffal, (2020), a temperatura média do óleo do transformador é afetada pela temperatura dos enrolamentos e pela temperatura ambiente, de modo que elas aumentam a temperatura média do óleo durante as condições climáticas de verão (temperaturas mais altas) em relação ao inverno (temperaturas mais baixas). Corroborando com essa análise, o estudo de Hashim e Basher (2024) destaca que as temperaturas do óleo e do ambiente durante o funcionamento de um transformador estão relacionadas de tal forma que se afetam mutuamente, uma vez que o óleo absorve calor do transformador e o transfere para as aletas, que o libera para o ar circundante, sendo o processo afetado por diferenças de temperatura, pelo projeto do sistema de resfriamento e pelas condições do ambiente.

Observa-se ainda, a partir dos resultados, que a temperatura máxima do óleo atinge valores elevados o que pode tornar a operação perigosa para valores mais altos de temperatura do ar ambiente, especialmente em condições de plena carga. Como destacado em Ali et al. (2021), como os transformadores representam a maior parcela de investimento de capital em subestações, além das interrupções ter um impacto econômico substancial no funcionamento de uma rede elétrica, é importante que o aumento da temperatura seja limitado por meio de uma faixa de segurança, a fim de aumentar a vida útil do transformador.

Como pode-se observar na Figura 1, o estado o ES possui diferentes regiões climatologicamente homogêneas onde em cada região prevalecem características diferentes do clima. Adicionalmente, observa-se pela Figura 3, que nas diferentes regiões de estudo encontra-se um intervalo de temperatura máxima bastante distinto a partir dos dados analisados. Neste contexto, Amer et al. (2021) destaca que fatores externos e internos podem afetar o comportamento térmico do transformador, como a temperatura ambiente e a carga do transformador, sendo que o aumento da temperatura ambiente resulta em um aumento na temperatura de operação dos transformadores.

De forma complementar, o trabalho de Shiri et al. (2011) destaca que se dois transformadores semelhantes forem instalados em duas regiões com climas diferentes, de modo que a diferença média de temperaturas seja de 11,1 °C, a vida útil do isolamento do transformador instalado na região mais quente será 2,53 vezes menor do que a vida útil do transformador operando em temperaturas ambientes mais baixas. Esses dados sugerem que maior atenção deve ser dada aos dispositivos instalados nas regiões de Alegre, Marilândia e Ecoporanga, considerando a manutenção, funcionamento, custos e a sustentabilidade desses sistemas elétricos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo avaliou, utilizando CFD, o impacto da temperatura ambiente no resfriamento de transformadores elétricos para diferentes valores de temperatura, que abrangem as condições climáticas de regiões do estado do Espírito Santo, Brasil. O estudo coletou e analisou dados de temperatura do ar fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia, para as regiões climatologicamente homogêneas do estado. Com a análise dos dados meteorológicos e os resultados da modelagem computacional, foi possível demonstrar a influência da temperatura ambiente na elevação da temperatura do óleo do transformador, evidenciando implicações relevantes para sua operação, desempenho e vida útil.

Os resultados mostram que a temperatura média variou entre 18,3 °C na cidade de Santa Teresa e 24,1 °C para Marilândia e Ecoporanga. O mês de julho é o mês com menores temperaturas na série de dados analisada, correspondendo ao período de inverno na região. Por outro lado, o mês de fevereiro é historicamente, o mais quente, sendo um mês que corresponde ao verão, com média das temperaturas máximas maior para Alegre com 34,2 °C. Identificou-se também na série, picos de temperaturas máximas, sendo elas em Marilândia, 42,1 °C e Ecoporanga 40,0 °C.

A partir da simulação computacional observou-se que o contorno de temperatura é distribuído de seus valores máximos próximos às superfícies das bobinas e do núcleo para seus valores mínimos nas superfícies externas do transformador. As temperaturas média e máxima do óleo aumentam com o aumento da temperatura ambiente devido à diminuição da dissipação de calor para o exterior, como resultado da diminuição da diferença de temperatura, o que leva ao acúmulo de calor no óleo. Assim, esses dados sugerem que maior atenção deve ser dada aos dispositivos instalados nas cidades/regiões de Alegre, Marilândia e Ecoporanga, considerando a manutenção, funcionamento, custos e a sustentabilidade desses sistemas elétricos. A radiação solar, que pode influenciar no comportamento do sistema, não foi incorporada ao presente modelo. Dessa forma, para pesquisas futuras, sugere-se a ampliação do modelo aqui estudado considerando essa variável meteorológica.

REFERÊNCIAS

- ABNT. (2025). *ABNT NBR 5356-1:2025*. Recuperado de <https://www.abntcatalogo.com.br/grd.aspx>
- Abduladheem, A. A. & Hasan, M. I. (2019). Using of PCM as an energy storage material to improve the cooling process in electrical transformers. *University of Thi-Qar Journal for Engineering Sciences*, 10(2), 98-104.
- Ajayi, A. O., Maryjane, O. C., Emmanuel, A., & Nwanve, C. (2025). Sustainability in transformer manufacturing: The role of renewable energy in automating coil winding machines. *World Journal of Advanced Research and Reviews*, 25(1), 957-976.
- Ali, S. A., Hasan, I. A., & Hussain, E. (2022). A comparison between half and full fins at nanofluids in transformers. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 012088.
- Altoé, L., Feroni, R. C., Júnior, A. A. M. P., Lima, P. R., Galvão, E. S., & Feroni, W. J. (2025). Análise do cenário energético brasileiro no período 2014-2023. *Revista Foco*, 18(4), e8191.
- Amalanathan, A. J., Sarathi, R., & Zdanowski, M. (2023). A critical overview of the impact of nanoparticles in ester fluid for power transformers. *Energies*, 16(9), 3662.
- Amer, A., Shaban, K., Gaouda, A., & Massoud, A. (2021). Home energy management system embedded with a multi-objective demand response optimization model to benefit customers and operators. *Energies*, 14(2), 257.
- Amoiralis, E. I., Tsili, M. A., & Kladas, A. G. (2009). Transformer design and optimization: A literature survey. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(4), 1999-2024.
- Ariannik, M., Razi-Kazemi, A. A., & Lehtonen, M. (2020). An approach on lifetime estimation of distribution transformers based on degree of polymerization. *Reliability Engineering & System Safety*, 198, 106881.
- Asano, R. & Page, S. A. (2013). Reducing environmental impact and improving safety and performance of power transformers with natural ester dielectric insulating fluids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 50(1), 134-141.
- Azbar, N. M. & Jaffal, H. M. (2020). Experimental study of the thermal performance behavior of electric power transformers. *Journal of Engineering and Sustainable Development*.
- Azbar, N. M., Jaffal, H. M., & Freegah, B. (2021). Enhancement of the thermal performance

characteristics of an electrical power transformer. *Engineering Science & Technology*, 1-21.

Brasil. (2021). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*. MME/EPE. Recuperado de <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>.

Brasil. (2025). *Ministério de Minas e Energia*. Recuperado de <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/silveira-anuncia-r-5-bilhoes-em-investimentos-no-espírito-santo-ate-2030>.

Cavus, M. (2025). Advancing power systems with renewable energy and intelligent technologies: A comprehensive review on grid transformation and integration. *Electronics*, 14(6), 1159.

Daghrach, M., Wang, Z., Liu, Q., Hilker, A., & Gyore, A. (2019). Experimental study of the influence of different liquids on the transformer cooling performance. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 34(2), 588–595.

Dastjerd, F. T., Eidgah, E. E. F., Niazmand, H., & Arabkoohsar, A. (2025). Thermal and electromagnetic analysis of a 200 kVA transformer with heat pipe cooling. *Energy Conversion and Management: X*, 101103.

Del Vecchio, R., Del Vecchio, R. M., Poulin, B., Feghali, P., Shah, D., & Ahuja, R. (2017). *Transformer design principles*. CRC press.

EDP. (2024). *EDP Brasil*. Recuperado de <https://www.edp.com.br/noticias/artigo/edp-anuncia-investimento-de-r-5-bilhoes-ate-2030-no-espírito-santo>.

EPE. (2025). *Balço Energético Nacional 2025*. Recuperado de <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025>.

Fernández, I., Ortiz, A., Delgado, F., Renedo, C., & Pérez, S. (2013). Comparative evaluation of alternative fluids for power transformers. *Electric Power Systems Research*, 98, 58-69.

Feroni, R. C., & Galvão, E. S. (2020). Sustainable development indicators assessment for the city of Anchieta-ES Brazil at different times of the local economy. *International Journal of Sustainable Development & World Ecology*, 27(6), 524-533.

Gatto, A. (2022). The energy futures we want: A research and policy agenda for energy transitions. *Energy Research & Social Science*, 89, 102639.

Gmati, G., Rao, U. M., Fofana, I., Picher, P., Arroyo-Ferández, O., & Rebaine, D. (2023). Bubbling phenomena in liquid-filled transformers: Background and assessment. *Energies*, 16(9), 3829.

Godina, R., Rodrigues, E. M. G., Matias, J. C. O., & Catalão, J. P. S. (2015). Effect of loads and other key

factors on oil-transformer ageing: Sustainability benefits and challenges. *Energies*, 8(10), 12147-12186.

Golam, A. S. (2024). Evaluation of the electrical power transformer fins design technology: Numerical analysis and experimental validation. *Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences*, 117(2), 131-146.

Hachem, D. W., Faria, L., & Aponte, W. I. G. (2022). A energia elétrica como condição material para o gozo dos direitos humanos: Um direito fundamental implícito. *Veredas do Direito*, 19(43), 173-196.

Hannun, R. M., Hammadi, S. H., & Khalaf, M. H. (2018). *Effect of location and direct solar radiation on the performance of electric power transformer*.

Hannun, R. M., Hammadi, S. H., & Khalaf, M. H. (2019). Heat transfer enhancement from power transformer immersed in oil by earth air heat exchanger. *Thermal Science*, 23(6A), 3591-3602.

Hasan, M. I. (2017a). Improving the cooling performance of electrical distribution transformer using transformer oil-based MEPCM suspension. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 20(2), 502-510.

Hasan, M. I. (2017b). Using the transformer oil-based nanofluid for cooling of power distribution transformer. *International Journal of Energy and Environment*, 8(3), 229-238.

Hashim, M. M., & Basher, H. (2024). A numerical study of the effect of different geometrical parameters on the cooling processes in electrical transformer. *Wasit Journal of Engineering Sciences*, 12(4), 78-94.

Hernandez-Robles, I. A., Gonzalez-Ramirez, X., Olivares-Galvan, J. C., Escarela-Perez, R., & Ocon-Valdez, R. (2024). Analysing and computing the impact of geometric asymmetric coils on transformer stray losses. *Applied System Innovation*, 7(2), 26.

IBGE. (2025). *Cidades e Estados - Espírito Santo*. <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/es.html>.

IEC. (2011). *IEC 60076-1:2011*. Recuperado de <https://webstore.iec.ch/en/publication/588>.

IEEE. (2021). *IEEE C57.12.00-2021*. Recuperado de <https://standards-ieee-org.translate.google/ieee/C57.12.00/6962>.

INCAPER. (2025). *Meteorologia INCAPER*. Recuperado de https://meteorologia.incaper.es.gov.br/legenda_regioes.

INMET. (2025). *Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa*. Recuperado de <https://bdmep.inmet.gov.br>

- Janic, Z., Gavrilov, N., & Roketnec, I. (2023). Influence of cooling management to transformer efficiency and ageing. *Energies*, 16(12), 4626.
- Leal, C. (2025). *Pódio Capixaba: três cidades do ES registram temperaturas mais altas do Brasil*. Recuperado de <https://www.agazeta.com.br/agora/podio-capixaba-tres-cidades-do-es-registram-temperaturas-mais-altas-do-brasil-0225>.
- Murugan, R., & Ramasamy, R. (2015). Failure analysis of power transformer for effective maintenance planning in electric utilities. *Engineering Failure Analysis*, 55, 182-192.
- Nogueira, G. C., Medeiros, L. H., Oliveira, M. M., Barth, N. D., Bender, V. C., Marchesan, T. B., & Falcão, C. E. G. (2021). Thermal analysis of power transformers with different cooling systems using computational fluid dynamics. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 33(1), 359-368.
- Pop, I., & Ingham, D. B. (2001). *Convective heat transfer: Mathematical and computational modelling of viscous fluids and porous media*. Elsevier.
- Raeisian, L., Niazmand, H., Ebrahimnia-Bajestan, E., & Werle, P. (2019). Thermal management of a distribution transformer: An optimization study of the cooling system using CFD and response surface methodology. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 104, 443-455.
- Rexhepi, V., & Hulaj, A. (2020). Monitoring parameters of power transformers in the electrical power system through smart devices. *Journal of Energy Systems*, 4(2), 48-57.
- Schneider Electric, A. E. (2002). *Use and maintenance of ELVIM oil-immersed distribution transformers*.
- Shiri, A., Gholami, A., & Shoulaie, A. (2011). Investigation of the ambient temperature effects on transformer's insulation life. *Electrical Engineering*, 93(3), 193-197.
- Silva Jr., O., Coninck, J. C. P., Magrin, F. G. S., Ganacim, F. I. S., Pombeiro, A., Fernandes, L. G., & Romaneli, E. F. R. (2023). Impacts of atmospheric and load conditions on the power substation equipment temperature model. *Energies*, 16(11), 4295.
- Sorte, S., Salgado, A., Monteiro, A. F., Ventura, D., Martins, N., & Oliveira, M. S. A. (2025). Advancing power transformer cooling: The role of fluids and nanofluids a comprehensive review. *Materials*, 18(5), 923.
- United Nations General Assembly. (2015). Transforming our world: The 2030 agenda for sustainable development (A/RES/70/1). *United Nations Organization*.
- Ynoue, R. Y., Reboita, M. S., Ambrizzi, T., & Silva, G. A. (2017). *Meteorologia: Noções básicas*. Oficina de Textos.
- Ziomek, W. (2013). Transformer electrical insulation. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 19(6), 1841-1842.