

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Jansen Paula Villibor

Avaliação Técnico-Econômica da Utilização do Cobre na
Reforma dos Enrolamentos de Transformadores de
Distribuição Originalmente Dimensionados para Alumínio

Itajubá, julho de 2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Jansen Paula Villibor

Avaliação Técnico-Econômica da Utilização do Cobre na Reforma dos Enrolamentos de Transformadores de Distribuição Originalmente Dimensionados para Alumínio

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título
de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto

Itajubá, julho de 2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Jansen Paula Villibor

Avaliação Técnico-Econômica da Utilização do Cobre na Reforma dos Enrolamentos de Transformadores de Distribuição Originalmente Dimensionados para Alumínio

Dissertação aprovada por banca examinadora em 09 de julho de 2019, conferindo ao autor o título de *Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica*.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Credson de Salles

Prof. Dr. Alessandra Freitas Picanço

Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia

Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto (Orientador)

Itajubá, julho de 2019

*“A ciência é, portanto, uma perversão de si mesma, a menos que tenha como fim último,
melhorar a humanidade” (Nikola Tesla)*

Dedicatória

Dedico esta dissertação aos meus pais Mauricio Villibor Filho e Dorotéa de Paula Villibor, por ensinar com tanto amor, carinho e dedicação o verdadeiro sentido da vida. Pela educação a mim conferida.

Por me ampararem nos momentos mais difíceis e me fazerem sempre enxergar o lado bom das adversidades. Por abdicarem dos seus próprios anseios em virtude da felicidade dos seus filhos. Por acreditarem em mim desde que decidi seguir a carreira de Engenheiro Eletricista e participarem ativamente da vida de meu filho Breno Mauricio Villibor, não medindo esforços para sua felicidade. Se eu pudesse, os faria eternos.

Agradecimentos

- A Deus, por me dar saúde e serenidade para enfrentar os desafios.
- A minha esposa Gislene Simões, pela parceria ao longo destes 14 anos juntos, pelo amor e dedicação com nossa família, por me aturar nos momentos de estresse, compreender as dificuldades cotidianas e pelo amor que sempre demonstrou para fazer o melhor para o nosso filho, desde o seu nascimento.
- Ao meu filho Breno Mauricio Villibor, pela bondade em seu coração e por conseguir, com apenas um abraço ou sorriso, me fazer esquecer das dificuldades enfrentadas.
- A minha irmã Geice Paula Villibor, meus avós, tios e todos os familiares pela confiança, apoio e paciência durante toda essa jornada.
- Ao Professor Estácio Tavares Wanderley Neto, pela oportunidade de trabalhar no LAT-EFEI, pela confiança, pela capacitação em mim investida desde que entrei no LAT-EFEI e pela orientação, ensinamentos e auxílio ao longo do desenvolvimento desta dissertação.
- Aos Professores Gustavo Paiva Lopes e Credson de Salles pelos ensinamentos a mim proferidos desde minha chegada ao LAT-EFEI.
- A toda equipe do LAT-EFEI, pelo apoio prestado, pelo companheirismo e pela amizade.
- A CPFL Serviços, nas pessoas de Danilo Antônio Navarro Ferreira e Benedito Donizetti Gulmini, pela postura colaborativa ante às demandas solicitadas para que este trabalho pudesse ser realizado.
- A Associação Internacional do Cobre (International Copper Association, ICA), pelo suporte fornecido para a realização deste estudo.
- O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Este estudo analisa, técnica e economicamente, os benefícios da utilização do cobre nos novos enrolamentos de transformadores de distribuição reformados, projetados originalmente para alumínio. Três transformadores de distribuição retirados de campo, foram reformados com diferentes materiais (cobre e alumínio), nos níveis de eficiência normalizados (C e E) e depois submetidos aos ensaios de rotina e elevação de temperatura. Os ensaios foram realizados no LAT-EFEI - Laboratório de Alta Tensão – UNIFEI, de acordo com os procedimentos normalizados e do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) em transformadores de distribuição imersos em líquido isolante. A avaliação técnica compara as perdas dos transformadores retirados de campo após sua fabricação com as perdas medidas após o processo de reforma, além de comparar os resultados obtidos no ensaio de elevação de temperatura entre as amostras reformadas. Também foi realizada uma comparação entre o cobre e o alumínio, destacando as principais propriedades, um breve histórico da utilização em transformadores de distribuição, as implicações da utilização de cada metal em transformadores. A análise econômica se baseia na capitalização das perdas em vazio e em carga ao longo do período de análise e compara o investimento em transformadores de distribuição eficientes, reformados com cobre no nível de eficiência C, em relação ao investimento em transformadores padrão, produzidos com alumínio (reformados e novos) no nível de eficiência E, fornecendo o valor presente líquido e o tempo de retorno do investimento em diferentes situações.

Palavras-chave: capitalização de perdas, perdas em carga, perdas em vazio, Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), tempo de retorno do investimento, transformadores de distribuição, valor presente líquido.

Abstract

This study aims to analyze, technically and economically, the benefits of the copper utilization on new windings of repaired distribution transformers, originally designed for aluminum. Three commercial single-phase distribution removed from the distribution network, after failing, were repaired with different materials (copper and aluminum), ranked at the standard energy efficiency levels (E and C) and then submitted to routine tests and temperature rise test. All the tests were performed at LAT-EFEI - High Voltage Laboratory in accordance to Brazilian standards and the Brazilian Labeling Program (PBE) for oil-immersed distribution transformers. The technical evaluation compares the losses of the transformers removed from the network, after being manufactured, with the measured losses after the repair process and the temperature rise test results between the repaired transformers. Also, was made a comparative analysis between the copper and aluminum, highlighting their main properties, with short utilization historical in distribution transformers and the implication of which metal utilization in distribution transformers. The economic analysis is based on load losses and no-load losses capitalization along the analysis period and compares the investment in more efficient transformers, repaired with copper in energy efficiency level C, versus standard transformers made with aluminum (repaired and new) in energy efficiency level E, providing the net present value and the investment payback time, in different situations.

Keywords: losses capitalization, load losses, no-load losses, Brazilian Labeling Program (PBE), investment payback time, distribution transformers, net present value.

Lista de Figuras

Figura 1 – Núcleo de transformador trifásico montado.....	6
Figura 2 – Enrolamentos montados sobre o núcleo de um transformador trifásico.....	6
Figura 3 – Circuito magnético ideal.	7
Figura 4 – Circuito T equivalente de um transformador referido ao enrolamento primário.	10
Figura 5 – Circuito equivalente T com as resistências e reatâncias dos enrolamentos referidas ao secundário no ensaio em vazio.	11
Figura 6 – Circuito equivalente T com as resistências e reatâncias dos enrolamentos referidas ao primário no ensaio de perdas em curto-circuito.....	12
Figura 7 – Representação do ciclo de histerese.....	14
Figura 8 – Representação do fluxo magnético atravessando os condutores dos enrolamentos.	18
Figura 9 – Fluxo magnético causada pela circulação da corrente de carga em um transformador..	19
Figura 10 – Representação das perdas de um transformador de 75 kVA, classe de tensão 15 kV e nível de eficiência E.....	22
Figura 11 – Variação do rendimento com a variação da carga atendida pelo transformador monofásico de 75 kVA, classe de tensão 15 kV e nível de eficiência E.	23
Figura 12 – Perfil de consumo de carga em (MW) do SIN para a segunda semana do mês de maio, nos anos de 2009 e 2019.....	24
Figura 13 – Perfil de consumo do SIN para a segunda-feira da 2ª semana do mês de maio, nos anos de 2009 e 2019.	24
Figura 14 – Perfil de consumo do SIN para a quarta-feira da 2ª semana do mês de maio, nos anos de 2009 e 2019.	25
Figura 15 – Ciclo de carga médio para uma carga residencial típica.....	26
Figura 16 – Ciclo de carga médio para uma carga comercial típica.....	26
Figura 17 – Ciclo de carga médio para uma carga rural típica.....	27
Figura 18 – Comparação entre os perfis de consumo de carga: residencial, comercial e rural.	28
Figura 19 – Perfil de carga ligado aos terminais do transformador e a representação do respectivo TSMP (9 h/dia).....	29

Figura 20 – Rendimento mínimo dos transformadores de distribuição monofásicos, classe de tensão 15 kV.....	30
Figura 21 – Diagrama de ligações para o ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação em transformadores monofásicos, sem transformadores para instrumentos.....	36
Figura 22 – Diagrama de ligações para o ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação em transformadores monofásicos, com transformadores para instrumentos.....	36
Figura 23 – Diagrama de ligações para o ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação em transformadores trifásicos, pelo método dos dois wattímetros, sem transformadores para instrumentos.	37
Figura 24 – Diagrama de ligações para o ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação em transformadores trifásicos, pelo método dos três wattímetros, com transformadores para instrumentos.	37
Figura 25 – Diagrama de ligação para o ensaio de curto-circuito em transformadores monofásicos de dois enrolamentos.....	39
Figura 26 – Diagrama de ligação para o ensaio de curto-circuito em transformadores trifásicos de dois enrolamentos.	39
Figura 27 – Exemplo de fluxo de caixa.....	47
Figura 28 – Amostra de transformador monofásico fase-fase, de potência 15 kVA, classe de tensão 24,2 kV.....	54
Figura 29 – Cella de ensaios de rotina e elevação de temperatura.....	59
Figura 30 – Detalhe da bancada de ensaios de rotina e elevação de temperatura.....	59
Figura 31 – Módulos para realização dos ensaios de rotina e elevação de temperatura. (a) MONITEK 9610, (b) MONITEK 9930 e (c) MONITEK 9440.....	60
Figura 32 – Transformador elevador utilizados nos ensaios em vazio, ensaio em curto-circuito e elevação de temperatura.....	61
Figura 33 – Sensor de medição de temperatura ambiente.....	62
Figura 34 – Disjuntor utilizado para aplicação do curto-circuito nos terminais de baixa tensão no ensaio de elevação de temperatura.	62
Figura 35 – Ensaio de medição de resistência dos enrolamentos de alta e baixa tensão.....	63
Figura 36 – Medição de temperatura do topo do óleo no ensaio de medição de resistência....	64
Figura 37 – Conexões do ensaio em vazio.	65
Figura 38 – Vista superior da amostra sob ensaio em vazio.	66
Figura 39 – Conexões do ensaio em curto-circuito.	68

Figura 40 – Detalhe dos terminais de baixa tensão em curto..	68
Figura 41 – Ensaio de elevação de temperatura.	70
Figura 42 – Elevação de temperatura, temperatura ambiente e temperatura do óleo no ensaio de elevação de elevação de temperatura da amostra I.	71
Figura 43 – Medição de resistência a quente do enrolamento de alta tensão da amostra I.	72
Figura 44 – Medição de resistência a quente do enrolamento de baixa tensão da amostra I. ..	73
Figura 45 – Elevação de temperatura, temperatura ambiente e temperatura do óleo no ensaio de elevação de elevação de temperatura da amostra II.	74
Figura 46 – Medição de resistência a quente do enrolamento de alta tensão da amostra II.	75
Figura 47 – Medição de resistência a quente do enrolamento de baixa tensão da amostra II. ..	76
Figura 48 – Elevação de temperatura, temperatura ambiente e temperatura do óleo no ensaio de elevação de elevação de temperatura da amostra III.	77
Figura 49 – Medição de resistência a quente do enrolamento de alta tensão da amostra III. ..	78
Figura 50 – Medição de resistência a quente do enrolamento de baixa tensão da amostra III. ..	79
Figura 51 – Composição do custo de fabricação do transformador de distribuição.....	82
Figura 52 – Comparação do comportamento térmico do cobre e do alumínio durante um curto-circuito.	85
Figura 53 – Histórico de cotação do cobre entre os anos de 2009 e 2019.....	86
Figura 54 – Histórico de cotação do alumínio entre os anos de 2009 e 2019.	86
Figura 55 – Comparação entre temperatura do óleo das amostras I, II e III no ensaio de elevação de temperatura.	89
Figura 56 – Comparação entre as elevações de temperatura do óleo das amostras I, II e III.	90
Figura 57 – Retorno do investimento para TSMP = 9 h/dia e período de análise igual a 10 anos.	94
Figura 58 – Retorno do investimento para TSMP = 15 h/dia e período de análise igual a 10 anos.	94
Figura 59 – Retorno do investimento para TSMP = 9 h/dia e período de análise igual a 20 anos.	96
Figura 60 – Retorno do investimento para TSMP = 15 h/dia e período de análise igual a 20 anos.	96
Figura 61 – Retorno do investimento para transformador monofásico de potência 50 kVA e classe de tensão 15,0 kV, utilizando TSMP = 6 h/dia.	99

Figura 62 – Retorno do investimento para transformador monofásico de potência 50 kVA e classe de tensão 24,2 kV, utilizando TSMP = 6 h/dia.	99
--	----

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Perdas em transformadores monofásicos, classe de tensão 24,2 kV e potência 15 kVA.	30
Tabela 2 – Limite de elevação de temperatura dos enrolamentos e temperaturas de referência.	31
Tabela 3 – Parâmetros de avaliação e suas respectivas tolerâncias.....	46
Tabela 4 – Limites de elevação de temperatura e temperatura de referência.....	46
Tabela 5 – Valores de depreciação e vida útil econômica de transformadores de distribuição.	49
Tabela 6 – Características das amostras.	55
Tabela 7 – Características construtivas do núcleo.....	55
Tabela 8 – Características construtivas do enrolamento de baixa tensão.....	56
Tabela 9 – Características construtivas do enrolamento de alta tensão.....	56
Tabela 10 – Material dos enrolamentos usados na reforma e nível de eficiência das amostras.	57
Tabela 11 – Perdas medidas nos ensaios após fabricação.....	57
Tabela 12 - Valores de elevação de temperatura do projeto original.....	57
Tabela 13 – Perdas esperadas após a reforma das amostras.....	58
Tabela 14 - Valores esperados de elevação de temperatura após a reforma para as amostras.	58
Tabela 15 – Valores do ensaio de medição de resistência da amostra I.....	64
Tabela 16 – Valores do ensaio de medição de resistência da amostra II.....	64
Tabela 17 – Valores do ensaio de medição de resistência da amostra III.....	65
Tabela 18 – Valores obtidos no ensaio em vazio para as amostras I, II e III.....	67
Tabela 19 – Valores obtidos no ensaio em curto-circuito para a amostra I nos tapes nominal e crítico.....	69
Tabela 20 – Valores obtidos no ensaio em curto-circuito para a amostra II nos tapes nominal e crítico.....	69
Tabela 21 – Valores obtidos no ensaio em curto-circuito para a amostra III nos tapes nominal e crítico.....	70
Tabela 22 – Resultados para elevação de temperatura do óleo da amostra I.	71

Tabela 23 – Resultados para elevação de temperatura do enrolamento de alta tensão para a amostra I.	72
Tabela 24 – Resultados para elevação do enrolamento de baixa tensão da amostra I.	73
Tabela 25 – Resultados para elevação de temperatura do óleo para a amostra II.	74
Tabela 26 – Resultados para elevação de temperatura do enrolamento de alta tensão da amostra II.	75
Tabela 27 – Resultados para elevação de temperatura do enrolamento de baixa tensão da amostra II.	76
Tabela 28 – Resultados para elevação de temperatura do óleo da amostra III.	77
Tabela 29 – Resultados para elevação de temperatura do enrolamento de alta tensão da amostra III.	78
Tabela 30 – Resultados para elevação de temperatura do enrolamento de baixa tensão da amostra III.	79
Tabela 31 – Comparação entre propriedades do cobre e do alumínio.	82
Tabela 32 – Valores de perdas medidos no LAT-EFEI após a reforma.	87
Tabela 33 – Valores de elevação de temperatura medidos no LAT-EFEI após a reforma.	87
Tabela 34 – Diferença percentual entre os valores esperados após reforma e os valores medidos no LAT-EFEI.	88
Tabela 35 – Temperatura do óleo medida no LAT-EFEI para as amostras I, II e III.	89
Tabela 36 – Redução dos valores de elevação de temperatura do óleo medidos no LAT-EFEI entre as amostras I e II e I e III e o valor da redução média de elevação de temperatura.	90
Tabela 37 – Diferença entre os valores de elevação de temperatura dos enrolamentos medidos no LAT-EFEI das amostras I e II e I e III.	91
Tabela 38 – Parâmetros utilizados na avaliação econômica entre as amostras I e III.	93
Tabela 39 – Resultados da avaliação econômica para um período de análise igual a 10 anos.	93
Tabela 40 – Resultados da avaliação econômica para um período de análise igual a 20 anos.	95
Tabela 41 – Parâmetros utilizados na segunda avaliação econômica.	97
Tabela 42 – Avaliação para transformadores monofásicos de classe de tensão 15,0 kV.	98
Tabela 43 – Avaliação para transformadores monofásicos de classe de tensão 24,2 kV.	98

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas.
DME	Dipolos magnéticos elementares
LAT-EFEI	Laboratório de Alta Tensão Professor Manuel Luís Barreira Martinez da Universidade Federal de Itajubá.
NBI	Nível Básico de Isolamento.
NBR	Norma Brasileira Regulamentada.
PBE-Transformadores	Programa Brasileiro de Etiquetagem em Transformadores de Distribuição Imersos em Líquido Isolante
p.u	Por unidade
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSMP	<i>Time Suplying Maximum Power</i> (Tempo suprindo demanda máxima)

Lista de Símbolos

a	Relação de transformação do transformador
A_N	Área da seção transversal do núcleo
$\text{Área}_{\text{interna}}$	Área interna do ciclo de histerese
B	Densidade de campo magnético
B_r	Magnetismo residual ou remanescente
$B_{M\acute{A}X}$	Densidade de campo magnético máxima
$B_{P_{M\acute{A}X}}$	Densidade de campo magnético máximo no enrolamento primário
$B_{S_{M\acute{A}X}}$	Densidade de campo magnético máximo no enrolamento secundário
C	Custo de aquisição do transformador
C_{EE}	Custo da energia elétrica
C_{INV}	Custo de aquisição do transformador capitalizado e amortizado
C_{LL}	Custo das perdas em carga
C_{NLL}	Custo das perdas em vazio
C_{TR}	Custo de aquisição
$\cos\theta_L$	Fator de potência da carga
D	Investimento inicial
d	Fator de correção para as perdas em vazio medidas
$d\%$	Taxa percentual de depreciação do ativo
DPY	Total de dias de operação em um ano
e_P	Valor instantâneo da força eletromotriz induzida no enrolamento primário
$E_{P_{M\acute{A}X}}$	Valor máximo da tensão induzida no enrolamento primário
$E_{P_{RMS}}$	Valor eficaz da tensão induzida no enrolamento primário
e_S	Valor instantâneo da força eletromotriz induzida no enrolamento secundário
$E_{S_{M\acute{A}X}}$	Valor máximo da tensão induzida no enrolamento secundário
$E_{S_{RMS}}$	Valor eficaz da tensão induzida no enrolamento secundário
E_z	Tensão de curto-circuito no ensaio de medição da impedância de curto-circuito
f	Frequência de operação
ϕ_{mp}	Valor instantâneo de fluxo magnético no enrolamento primário
$\phi_{mP_{M\acute{A}X}}$	Fluxo magnético máximo no enrolamento primário
ϕ_{ms}	Valor instantâneo de fluxo magnético no enrolamento secundário

$\phi_{ms_{M\acute{A}X}}$	Fluxo magnético máximo no enrolamento secundário
$G_{\acute{o}leo}$	Gradiente de elevação de temperatura do óleo
γ_{Al}	Massa específica do alumínio
γ_C	Massa específica do material condutor do enrolamento
γ_{Cu}	Massa específica do cobre
H	Intensidade de campo magnético
h	Ordem da harmônica
H_C	Força coercitiva ou coerciva
$h_{M\acute{a}x}$	Ordem da harmônica mais elevada considerada significativa
HPY	Total de horas de operação em um ano
I	Corrente variável da carga
I_C	Valor eficaz da corrente de carga;
i_C	Valor instantâneo da corrente de perdas no núcleo
I_{Cond}	Corrente total que percorre o condutor
I_e	Corrente de ensaio na medição das perdas em carga
I_h	Valor eficaz da corrente harmônica de ordem h
i_m	Valor instantâneo da corrente de magnetização
I_N	Corrente nominal do transformador
I_{NOM_ENR}	Corrente nominal do enrolamento sob ensaio
I_{OC}	Tensão medida no ensaio em vazio.
i_{OC}	Valor instantâneo da corrente medida no ensaio em vazio
I_P	Corrente eficaz no enrolamento primário
i_P	Valor instantâneo da corrente no enrolamento primário
I_{SC}	Corrente medida no ensaio de curto-circuito
i_{SC}	Valor instantâneo da corrente medida no ensaio em curto-circuito
I_{rms1}	Corrente eficaz medida no ensaio em vazio para ajuste da tensão com multímetro que mede tensão média
I_{rms2}	Corrente eficaz medida no ensaio em vazio para ajuste da tensão com multímetro que mede tensão eficaz
I_s	Corrente eficaz no enrolamento secundário
i_s	Valor instantâneo da corrente no enrolamento secundário
i_ϕ	Valor instantâneo da corrente de excitação ou corrente em vazio
$I\phi\%$	Valor percentual da corrente de excitação

J	Densidade de corrente no condutor
j	Taxa mínima de atratividade de um investimento
J_{SC}	Densidade de corrente no condutor durante a ocorrência de um curto-circuito
k	Índice das parcelas de lucro a serem recebidas ao realizar um investimento
k_F	Constante de Foucault
k_H	Constante de histerese
k_k	Diferença percentual entre os valores de tensão eficaz e tensão média no ensaio em vazio
k_o	Fator de correção para as perdas Foucault no núcleo do transformador
kVA_m	Potência solicitada pela carga em cada patamar da curva de carga média diária
kVA_N	Potência nominal do transformador
L	Parcela de lucro
l	Comprimento do condutor
l_{Al}	Comprimento do enrolamento confeccionado com alumínio
l_{Cu}	Comprimento do enrolamento confeccionado com cobre
LL	Valor corrigido de perdas em carga medida no ensaio de perdas em curto-circuito
λ_P	Fluxo de dispersão gerado pela corrente i_P no enrolamento primário
λ_S	Fluxo de dispersão gerado pela corrente i_S no enrolamento primário
n	Período de análise
NI	Número de patamares do ciclo de carga média diário discretizado
NLL	Valor corrigido de perdas em vazio medida no ensaio de perdas em vazio
NLL_m	Valor medido de perdas em vazio, sem correção.
$n_{parcelas}$	Quantidade total de parcelas de lucro que serão recebidas ao realizar o investimento
N_P	Número de espiras do enrolamento primário
N_S	Número de espiras do enrolamento secundário
M_c	Massa do condutor
m_{Al}	Massa do enrolamento confeccionado com alumínio
m_{Cu}	Massa do enrolamento confeccionado com cobre
η	Rendimento do transformador
$Perdas$	Perdas totais no transformador
P_{FC}	Perdas Foucault nos enrolamentos
P_{FC_cond}	Perda Foucault estimada em um condutor

P_{FC_h}	Perda Foucault nos enrolamentos corrigida pelo conteúdo harmônico da corrente de carga
P_{in}	Potência total na entrada dos terminais do equipamento
P_n	Potência nominal do transformador
P_{OC}	Potência medida no ensaio em vazio
P_{OHM}	Perdas ôhmicas ou perdas Joule
P_{out}	Potência de útil na saída do equipamento
P_{SC}	Potência medida no ensaio em curto-circuito
P_{SL}	Perdas adicionais por dispersão
r	Componente resistiva da impedância de curto-circuito
$r\%$	Valor percentual da componente resistiva da impedância de curto-circuito
$r'\%$	Valor percentual da componente resistiva da impedância de curto-circuito corrigida para a temperatura de referência
R_I	Valores de resistência medido no ensaio de medição de resistência com temperatura ambiente T_1
R_a	Valor de resistência ôhmica do enrolamento medido à temperatura ambiente
R_C	Resistência do núcleo magnético do transformador
R_{EQ}	Resistência equivalente dos enrolamentos no ensaio de curto-circuito
$R_{H1H2-Ambiente}$	Resistência do enrolamento de alta tensão medida na temperatura ambiente antes do ensaio de elevação de temperatura
$R_{H1H2-Quente}$	Resistência do enrolamento de alta tensão medida na parte B) do ensaio de elevação de temperatura.
R_Q	Valor de resistência do enrolamento medida a quente extrapolada para o instante do desligamento do circuito de potência
r_P	Resistência do enrolamento primário
r_S	Resistências do enrolamento secundário
R_{TR}	Resistência do transformador
$R_{T_{ref_alumínio}}$	Valor de resistência de um enrolamento de alumínio convertido para temperatura de referência.
$R_{T_{ref_cobre}}$	Valor de resistência de um enrolamento de cobre convertido para temperatura de referência.
$R_{X1X2-Ambiente}$	Resistência do enrolamento de baixa tensão medida na temperatura ambiente antes do ensaio de elevação de temperatura

$R_{X1X2-Quente}$	Resistência do enrolamento de baixa tensão medida na parte B) do ensaio de elevação de temperatura.
ρ_{Al}	Resistividade do alumínio a 20°C
ρ_{Cu}	Resistividade do cobre a 20°C
ρ_M	Resistividade do material magnético do núcleo
ρ_C	Resistividade do material do condutor
S	Potência da carga em kVA
S_+	Ponto de saturação positiva do ciclo de histerese
S_-	Ponto de saturação negativa do ciclo de histerese
S_{Al}	Seção transversal do condutor de alumínio
S_C	Seção transversal do condutor
S_{Cu}	Seção transversal do condutor de cobre
S_N	Potência nominal do transformador em kVA
t	Espessura das lâminas utilizadas no núcleo
t_{cond}	Espessura do condutor
$t_{duração}$	Tempo de duração do curto-circuito
$tg \delta$	Fator de dissipação da isolamento
T_l	Temperatura ambiente no ensaio de medição de resistência
T_a	Temperatura do ar ambiente no instante durante a medição da resistência R_a
T_{amb}	Temperatura ambiente no instante de medição da resistência dos enrolamentos na parte B) do ensaio de elevação e temperatura
T_{enr}	Temperatura do enrolamento
TL	Valor de perdas totais do transformador
T_{NLL}	Tarifa cobrada para as perdas em vazio
TOC	Custo total de aquisição e operação
$T_{óleo}$	Temperatura do óleo no instante de medição das resistências de alta e baixa tensão na parte B) do ensaio de elevação de temperatura
T_Q	Temperatura média do enrolamento obtida na extrapolação para o instante de desligamento
T_{ref}	Temperatura de referência de elevação de temperatura
ΔT	Intervalo de tempo total considerado no perfil de carga médio diário
ΔT_{enr}	Valor de elevação de temperatura do enrolamento
$\Delta T'_{enr}$	Valor de elevação de temperatura do enrolamento sem acrescentar o valor da queda de temperatura do transformador (óleo) ocorrida entre o fim da parte A)

do ensaio de elevação de temperatura e a medição da resistência na parte B) do ensaio do ensaio de elevação de temperatura.

$\Delta T'_{H1H2}$	Valor corrigido de elevação de temperatura do enrolamento de alta tensão
$\Delta T'_{X1X2}$	Elevação de temperatura do enrolamento de baixa tensão corrigido
θ_{exc}	Ângulo da impedância de excitação do transformador no ensaio em vazio.
θ_{EQ}	Ângulo da impedância equivalente no circuito T durante ensaio de curto-circuito.
θ_{final}	Temperatura final do enrolamento após a ocorrência de um curto-circuito
$\theta_{inicial}$	Temperatura inicial do enrolamento antes da ocorrência de um curto-circuito.
U	Tensão medida no voltímetro que lê valores eficazes
U'	Tensão medida no voltímetro que lê valores médios
V_{ativo}	Valor do ativo descontando a depreciação
V_{ef}	Valor eficaz da tensão medida no multímetro V1 da Figura 21
V_{med}	Valor médio da tensão medida no multímetro V2 da Figura 21
V_{med1}	Tensão média medida no ensaio em vazio para ajuste da tensão com multímetro que mede tensão média
V_{med2}	Tensão média medida no ensaio em vazio para ajuste da tensão com multímetro que mede tensão eficaz
V_n	Tensão nominal do enrolamento
v_P	Valor instantâneo da tensão aplicada aos terminais do enrolamento primário
V_P	Valor da tensão eficaz aplicada ao enrolamento primário
$V_{P_{MÁX}}$	Valor máximo da tensão nos terminais do enrolamento primário
V_{pre}	Valor presente de um investimento
V_{rms1}	Tensão eficaz medida no ensaio em vazio para ajuste da tensão com multímetro que mede tensão média
V_{rms2}	Tensão média medida no ensaio em vazio para ajuste da tensão com multímetro que mede tensão eficaz
V_S	Valor da tensão eficaz aplicada ao enrolamento secundário
v_S	Valor instantâneo da tensão nos terminais do enrolamento secundário
$V_{S_{MÁX}}$	Valor máximo da tensão nos terminais do enrolamento secundário
V_{OC}	Tensão nominal aplicada ao enrolamento no ensaio em vazio.
v_{OC}	Valor instantâneo da tensão aplicada no ensaio em vazio

$Vol_{Núcleo}$	Volume de material ferromagnético do núcleo do transformador
VPL	Valor presente líquido de um investimento
V_{SC}	Tensão aplicada no ensaio de curto-circuito.
v_{SC}	Valor instantâneo da tensão aplicada no ensaio em curto-circuito
x	Coeficiente de Steinmetz
x_C	Componente reativa da impedância de curto-circuito
$x_C\%$	Valor percentual da componente reativa da impedância de curto-circuito
X_{EQ}	Reatância equivalente dos enrolamentos no ensaio de curto-circuito
X_{lP}	Reatância indutiva do enrolamento primário
X_{lS}	Reatância indutiva do enrolamento secundário
X_M	Reatância do núcleo magnético do transformador
w	Frequência angular
W_C	Perdas ôhmicas no condutor calculada com base nas características físicas do condutor
W_{CM}	Valor de perdas do circuito de medição no ensaio de perdas em carga.
W_E	Potência efetivamente absorvida pelo transformador no ensaio de perdas em carga
W'_E	Potência efetivamente absorvida pelo transformador no ensaio de perdas em carga corrigido para a temperatura de referência
W_F	Perdas Foucault no núcleo do transformador
$W_f\%$	Valor percentual das perdas Foucault na composição das perdas em vazio do transformador
W_H	Perdas por histerese magnética no núcleo do transformador
$W_h\%$	Valor percentual das perdas por histerese na composição das perdas em vazio do transformador
W_m	Valor de perdas em vazio medido
W_{med}	Potência absorvida pelo transformador sob ensaio de perdas em carga
W_o	Valor de perdas referido a tensão senoidal pura
y	Período entre a data atual e a data do investimento, em anos
Z	Impedância de curto-circuito
$Z\%$	Valor percentual da impedância de curto-circuito
$Z'\%$	Valor percentual da impedância de curto-circuito na temperatura de referência
Z_{exc}	Impedância de excitação do transformador no ensaio em vazio.
Z_{exc}	Módulo da impedância de excitação do transformador no ensaio em vazio.

Z_{EQ} Módulo da impedância equivalente no circuito T no ensaio de curto-circuito

Sumário

1	Introdução.....	1
1.1	Visão Geral	1
1.2	Relevância do Tema.....	2
1.3	Objetivos	3
1.4	Estrutura do Trabalho	3
2	Transformadores de distribuição.....	5
2.1	Características de Transformadores de Distribuição	5
2.1.1	Estrutura Básica e Princípio de Funcionamento.....	5
2.1.2	Circuito Equivalente T	10
2.2	Perdas em Transformadores de Distribuição.....	13
2.2.1	Perdas em Vazio	13
2.2.2	Perdas em Carga	16
2.2.3	Rendimento.....	20
2.2.4	Perfil de Carga e o conceito de TSMP	23
2.3	Ensaio em Transformadores de Distribuição e sua Avaliação	29
2.3.1	Ensaio em Transformadores.....	31
2.3.1.1	Condições Gerais	31
2.3.1.2	Ensaio de Rotina	32
2.3.1.2.1	Medição da Resistência dos Enrolamentos	32
2.3.1.2.2	Medição das Perdas em Vazio e Corrente de Excitação	34
2.3.1.2.3	Medição da Impedância de Curto-Circuito e Perdas em Carga.....	38
2.3.1.3	Ensaio de Tipo	42
2.3.1.3.1	Ensaio de Elevação de Temperatura.....	42
2.3.1.4	Ensaio Especiais	45
2.3.1.5	Critérios de Avaliação	46
2.3.1.5.1	Perdas em Vazio, Perdas Totais, Corrente de Excitação e Impedância de Curto-Circuito	46
2.3.1.5.2	Limites de Elevação de Temperatura	46
2.4	Conceitos para Avaliação Econômica	47

2.4.1	Conceitos de Engenharia Econômica	47
2.4.2	Capitalização das Perdas do Transformador de Distribuição	50
3	Amostras e Ensaios Realizados	54
3.1	Amostras	54
3.1.1	Características Técnicas Principais	54
3.1.2	Características Construtivas	55
3.1.3	Peculiaridades de Projeto e Informações sobre as Amostras Reformadas	56
3.1.4	Perdas e Elevação de Temperatura dos Projetos Originais	57
3.1.5	Perdas e Elevação de Temperatura Esperadas Após a Reforma	58
3.2	Ensaios Realizados.....	58
3.2.1	Estrutura do LAT-EFEI para Realização de Ensaios de Rotina e Elevação de Temperatura	58
3.2.2	Medição de Resistência dos Enrolamentos	63
3.2.3	Medição das Perdas em Vazio e Corrente de Excitação	65
3.2.4	Medição das Perdas em Carga e Impedância de Curto-Circuito	67
3.2.5	Elevação de Temperatura	70
4	Avaliação Técnico-Econômica.....	80
4.1.	Avaliação Técnica.....	81
4.1.1	Avaliação da Utilização do Cobre versus Alumínio	81
4.1.1.1	Comparação Entre as Propriedades dos Materiais	81
4.1.1.2	Custo do Cobre versus Custo do Alumínio.....	85
4.1.2	Resumo dos Resultados.....	87
4.1.3	Avaliação dos Resultados de Ensaio.....	87
4.2.	Avaliação Econômica	91
4.2.1	Avaliação Econômica Entre as Amostras I e III	92
4.2.2	Avaliação Econômica Entre Transformadores Monofásicos Reformados Nível C e Transformadores Novos Nível E.....	97
5	Conclusões.....	100
5.1	Publicações na Área.....	101
5.2	Trabalhos Futuros	102
5.3	Referências Bibliográficas	103

1 Introdução

1.1 Visão Geral

Os transformadores de distribuição são responsáveis por aproximadamente um terço das perdas do sistema elétrico de distribuição [1]. Estes equipamentos têm grande impacto sobre a eficiência energética, confiabilidade e o custo total de uma rede [2].

O aumento da eficiência energética é um excelente mecanismo para reduzir as emissões de carbono [3]. Além disso o aumento da eficiência energética não só reduz o consumo de energia elétrica e as emissões de carbono, como também apresenta outros benefícios como impactos macroeconômicos, aumento da produtividade industrial, saúde e bem-estar, entre outros [4, 5].

No Brasil, a maioria dos transformadores de distribuição instalados possuem baixa eficiência energética. Transformadores eficientes são normalmente mais caros que transformadores de reduzida eficiência energética. Entretanto, cada investimento deve ser avaliado individualmente e em algumas situações, os transformadores eficientes, com perdas reduzidas, podem alcançar maiores benefícios econômicos que a diferença no preço de aquisição de um transformador menos eficiente, de mesmas características construtivas [6].

A vida útil de um transformador de distribuição varia em torno de 20 a 25 anos, mas em muitos casos este valor nunca é alcançado devido a falhas precoces provocadas por sobrecarga, curto-circuito, sobretensões de origem atmosférica e até mesmo vandalismo. Nestes casos, há a alternativa de se realizar uma reforma parcial ou total no equipamento para que ele possa retornar à rede de distribuição [7].

Dentro deste contexto e motivado pelo aumento da eficiência energética dos transformadores de distribuição no Brasil, este trabalho busca avaliar técnica e economicamente os benefícios da utilização do cobre nos novos enrolamentos de transformadores de distribuição reformados, originalmente projetados para alumínio, fornecendo uma alternativa técnica para alcançar melhores níveis de eficiência energética.

Para realizar esta avaliação as amostras foram submetidas a ensaios de rotina para determinar os valores de perdas em vazio, perdas em carga e ao ensaio de elevação de temperatura, para determinar os valores de elevação temperatura para o óleo e os enrolamentos de alta tensão (AT) e baixa tensão (BT).

Este estudo utiliza a capitalização das perdas para analisar a viabilidade do investimento em transformadores mais eficientes (nível de eficiência C), produzidos com cobre, em

comparação com o investimento em transformadores, novos ou reformados, menos eficientes (nível de eficiência E), produzidos com alumínio. Como resultado, obtém-se o valor presente líquido e tempo de retorno do investimento.

1.2 Relevância do Tema

O Programa Nacional de Eficiência Energética (PNEF) busca promover o uso eficiente da energia elétrica e reduzir o desperdício de energia [5]. Em 2017, o Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL), um dos projetos do PNEF, proporcionou uma economia de 21,2 bilhões de kWh, evitando a emissão de 1,965 milhões de toneladas de CO₂ [8].

Após o início do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) em transformadores de distribuição imersos em óleo isolante, em setembro de 2010, os fabricantes de transformadores de distribuição interessados em etiquetar seus equipamentos devem garantir que as perdas em vazio, perdas em carga e os valores de elevação de temperatura não excedam os valores normalizados descritos em [9]. Em novembro de 2014 foram definidas as diretrizes do PBE para as empresas que realizam a reforma de transformadores de distribuição [10].

A norma ABNT NBR 5440 define os valores máximos de perdas (perdas em vazio e perdas totais) e de elevação de temperatura (enrolamentos e óleo) para cada potência padronizada de transformadores monofásicos e trifásicos, de classe tensão variando entre 15 kV e 36,2 kV. As perdas estão divididas em cinco categorias, tradicionalmente chamadas de níveis de eficiência, variando do nível A (mais eficiente) até o nível E (menos eficiente) [11].

De 2012 até 2018, os fabricantes autorizados produziram apenas transformadores com nível de eficiência E. Entretanto, com a publicação do plano de metas para transformadores de distribuição imersos em óleo isolante em outubro de 2017, a partir de janeiro de 2019 apenas transformadores de nível de eficiência D ou superior poderão ser fabricados. Além disso, a partir de janeiro de 2022 apenas transformadores de nível de eficiência C ou superior poderão ser produzidos [12].

As empresas reformadoras, participantes do PBE, deverão reformar os transformadores de maneira a manter o nível de eficiência o qual o transformador foi originalmente produzido, não podendo reduzir o nível de eficiência do transformador.

Dessa maneira, tanto fabricantes como reformadores, passarão nos próximos anos por uma evolução em relação ao processo produtivo, para produzir transformadores de distribuição mais eficientes, de acordo com as diretrizes nacionais de eficiência energética.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral avaliar técnica e economicamente a utilização do cobre nos novos enrolamentos de transformadores de distribuição reformados, que foram originalmente projetados para alumínio. A avaliação técnica é realizada com os valores de perdas e elevação de temperatura verificados nos ensaios. Já a avaliação econômica aplica os resultados de perdas obtidos nos ensaios para capitalizar as perdas junto ao custo de aquisição do transformador, considerando a mesma vida útil para as três amostras. Para isto, foram reformadas três amostras de transformadores de distribuição em diferentes materiais condutores (duas em cobre e uma em alumínio) e diferentes níveis de eficiência (E e C).

Os objetivos específicos são:

- Analisar tecnicamente as propriedades térmicas e elétricas das amostras de transformadores reformados;
- Analisar os resultados dos ensaios de rotina e elevação de temperatura;
- Analisar quantitativamente o impacto do uso do cobre nas perdas e elevação de temperatura do transformador;
- Avaliar a viabilidade econômica da utilização do cobre nos enrolamentos, entre as três amostras reformadas e o investimento em transformadores reformados com cobre, em detrimento do investimento em transformadores novos ou reformados, produzidos com alumínio, em diferentes níveis de eficiência energética, através do VPL e do tempo de retorno do investimento.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto por cinco capítulos, seguidos de referências. No *Capítulo 1* é apresentada a introdução da dissertação desenvolvida, indicando uma visão geral do tema abordado, a relevância do trabalho, os objetivos almejados e a estrutura do trabalho.

No *Capítulo 2* é realizada uma revisão bibliográfica que apresenta a estrutura e os conceitos básicos do princípio de funcionamento de um transformador, suas perdas, rendimento e perfis de carga típicos. Também descreve os ensaios em transformadores de distribuição, destacando os ensaios utilizados nesta dissertação. Por último apresenta conceitos de engenharia econômica e sua aplicação aos transformadores de distribuição e a metodologia de capitalização das perdas utilizada na avaliação econômica.

No *Capítulo 3* são apresentadas as características técnicas, aspectos construtivos das amostras, os valores de perdas originais (na fabricação) e esperados após a reforma, a estrutura e os principais equipamentos utilizados na realização dos ensaios de rotina e elevação de temperatura do LAT-EFEI. Por último são apresentados os resultados dos ensaios de medição de resistência, perdas em vazio e corrente de excitação, perdas em carga e impedância de curto-circuito e elevação de temperatura.

No *Capítulo 4* é realizada a avaliação técnica comparando os valores de perdas esperados e medidos após a reforma e os valores de elevação de temperatura das amostras. É realizada uma comparação entre as principais propriedades do cobre e do alumínio e por último, a verificação dos parâmetros obtidos nos ensaios em relação aos critérios de avaliação do PBE-Transformadores. Na avaliação econômica realizada com o método da capitalização das perdas são realizadas comparações entre as amostras I e III e análises comparativas de investimento em transformadores reformados com cobre e transformadores reformados ou novos produzidos com alumínio, em diferentes níveis de eficiência

No *Capítulo 5* encontram-se as conclusões do trabalho e as discussões finais. Também são indicadas as publicações do autor relacionadas ao tema e as sugestões para trabalhos futuros.

2 Transformadores de distribuição

Este capítulo tem a finalidade de apresentar a estrutura e os conceitos básicos do princípio de funcionamento de um transformador, suas perdas, rendimento, e os perfis de carga típicos das instalações de transformadores de distribuição. Também apresenta os ensaios prescritos em norma para os transformadores de distribuição, destacando os ensaios utilizados neste estudo. Mostra conceitos de engenharia econômica e sua aplicação aos transformadores de distribuição e a metodologia de capitalização das perdas, utilizada na avaliação econômica.

2.1 Características de Transformadores de Distribuição

2.1.1 Estrutura Básica e Princípio de Funcionamento

Um transformador de potência é um equipamento estático que através da indução eletromagnética, transmite potência elétrica de um nível de tensão alternada para outro, sem alteração na frequência. Pode possuir dois ou mais enrolamentos de material condutor enrolado em torno de um núcleo magnético. Os enrolamentos de alta e baixa tensão não estão eletricamente conectados, porém estão acoplados magneticamente, ou seja, a única conexão entre os enrolamentos é o fluxo magnético presente no núcleo [13].

O núcleo é constituído por lâminas de material ferromagnético que formam as colunas e culatras. É sobre as colunas que são montados os enrolamentos. As culatras completam o circuito magnético. As sapatas, prensa colunas, prensa culatras, cintas das colunas e as cintas das culatras são utilizadas para prensar o núcleo, e são fundamentais para reduzir o ruído gerado pelo choque entre as chapas que constituem o núcleo ao serem percorridas pelo fluxo magnético. A Figura 1 mostra um núcleo de transformador trifásico montado, identificando seus componentes.

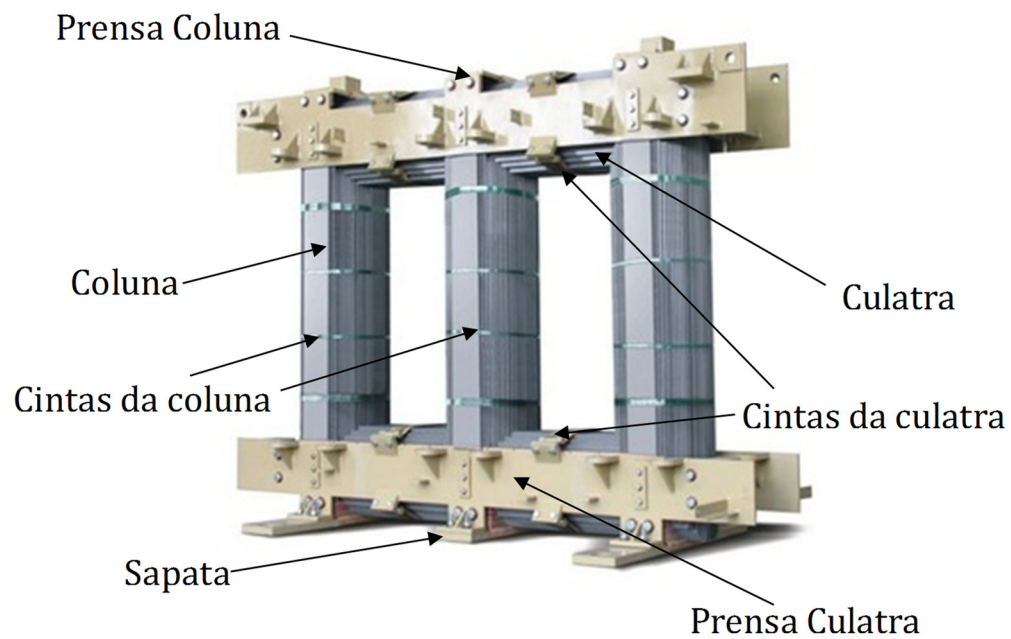


Figura 1 – Núcleo de transformador trifásico montado. Fonte: adaptado de [14].

Os enrolamentos de um transformador são considerados a parte mais importante de seu projeto devido ao seu custo e suas características mecânicas e principalmente elétricas. As bobinas do enrolamento são geralmente montadas sobre um cilindro isolante, utilizado como base. A Figura 2 mostra os enrolamentos de um transformador trifásico montado sobre o núcleo.



Figura 2 – Enrolamentos montados sobre o núcleo de um transformador trifásico. Fonte: [15].

Um transformador ideal é aquele que não possui perdas, ou seja, seus enrolamentos não apresentam resistência ôhmica e não ocorrem perdas por histerese magnética, correntes induzidas e por dispersão magnética. Em outras palavras, um transformador ideal consiste em duas bobinas puramente indutivas e um núcleo sem perdas, situação impossível de se reproduzir [13]. A Figura 3 ilustra um circuito magnético elementar de um transformador.

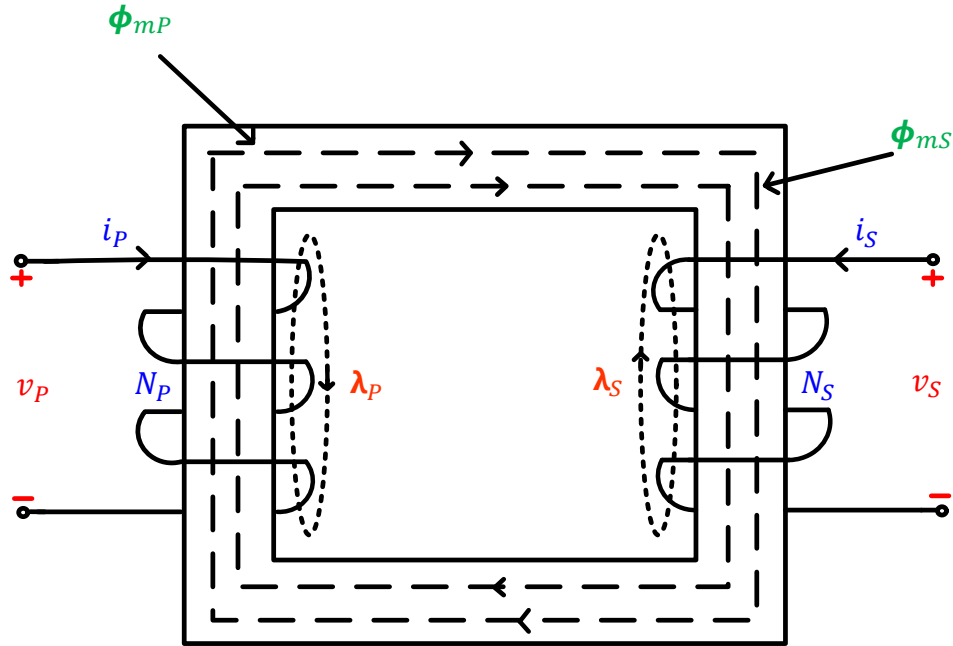


Figura 3 – Circuito magnético ideal. Fonte: adaptado de [16].

O circuito magnético da Figura 3, em que o enrolamento primário possui N_P espiras, é alimentado por uma fonte de tensão alternada, representada por v_P , com frequência f . A tensão nos terminais do enrolamento secundário, composto por N_S espiras é representada por v_S . O fluxo de dispersão λ_P é gerado pela corrente i_P que percorre enrolamento primário, este fluxo está concatenado apenas com as espiras deste enrolamento. O fluxo de dispersão λ_S é gerado pela corrente i_S que percorre enrolamento secundário, este fluxo está concatenado apenas com as espiras do enrolamento secundário. [16].

O fluxo de magnetização ϕ_{mP} , é gerado pela corrente i_P , mas é concatenado com as espiras dos enrolamentos primário e secundário, já o fluxo de magnetização ϕ_{ms} , é produzido pela corrente i_S e também está concatenado com as espiras de ambos os enrolamentos.

Considerando o circuito magnético da Figura 3 como ideal, assumimos que sua resistência (condutores e núcleo) é nula, comportando-se como um circuito puramente indutivo. Além disso, o fluxo de magnetização está totalmente canalizado no núcleo [17].

Com base nas considerações do parágrafo anterior e considerando o circuito do transformador da Figura 3 em vazio, com tensão aplicada ao enrolamento primário, escreve-se a Equação (1), que relaciona o número de espiras de cada enrolamento com as tensões eficazes nos terminais dos enrolamentos primário e secundário. Esta relação, a , é conhecida como relação de transformação, ou relação de tensão.

$$a = \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (1)$$

Se uma carga é conectada aos terminais do enrolamento secundário, do circuito da Figura 3, antes em aberto, haverá a circulação da corrente i_s , neste enrolamento. Em plena carga, a corrente no ramo magnetizante do transformador tem valor reduzido se comparada a corrente i_s , e pode ser desconsiderada. Dessa maneira, como não há perda entre a potência fornecida pelo primário e a potência absorvida no enrolamento secundário, pode-se escrever a Equação (2).

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{N_s}{N_p} = \frac{1}{a} \quad (2)$$

A Equação (2) relaciona as correntes eficazes nos terminais primário (I_p) e secundário (I_s), com o número de espiras de cada enrolamento e como se espera neste caso, ao contrário das tensões, as correntes estão relacionadas pelo inverso da relação de transformação.

A corrente elétrica que circula no enrolamento primário, proveniente da tensão aplicada aos terminais do enrolamento primário (v_p) mostrada na Equação (3), induz um fluxo magnético neste enrolamento (ϕ_{mP}), expresso em valores instantâneos pela Equação (4). A força eletromotriz induzida sobre o enrolamento primário (e_p), pode ser expressa através da Lei de Lenz-Faraday, Equação (5) [18].

$$v_p = V_{p_{MAX}} \cdot \text{sen}(wt) \quad (3)$$

$$\phi_{mP} = \phi_{mP_{MAX}} \cdot \text{sen}\left(wt - \frac{\pi}{2}\right) \quad (4)$$

$$e_P = -\frac{d\lambda_P}{dt} = -N_P \cdot \frac{d\phi_{mP}}{dt} = -N_P \cdot w \cdot \phi_{mP_{M\acute{A}X}} \cdot \text{sen}(wt) \quad (5)$$

Onde:

$\phi_{mP_{M\acute{A}X}}$ é o fluxo magnético máximo no enrolamento primário, [Wb];

w é a frequência angular, [rad/s];

$V_{P_{M\acute{A}X}}$ é o valor máximo da tensão alternada aplicada ao primário, [V];

De maneira semelhante, a tensão na saída dos terminais do enrolamento secundário (v_S), e a tensão induzida neste enrolamento (e_S), podem ser expressas pelas Equações (6) e (7).

$$v_S = V_{S_{M\acute{A}X}} \cdot \text{sen}(wt) \quad (6)$$

$$e_S = -\frac{d\lambda_S}{dt} = -N_S \cdot \frac{d\phi_{mS}}{dt} = -N_S \cdot w \cdot \phi_{mS_{M\acute{A}X}} \cdot \text{sen}(wt) \quad (7)$$

Onde:

$\phi_{mS_{M\acute{A}X}}$ é o fluxo magnético máximo no enrolamento secundário, [Wb];

$V_{S_{M\acute{A}X}}$ é a valor máximo da tensão alternada no enrolamento secundário, [V];

Conforme indicam as Equações (5) e (7), os valores máximos das tensões induzidas nos enrolamentos primário e secundário, são mostrados nas Equações (8) e (9).

$$E_{P_{M\acute{A}X}} = N_P \cdot w \cdot \phi_{mP_{M\acute{A}X}} \quad (8)$$

$$E_{S_{M\acute{A}X}} = N_S \cdot w \cdot \phi_{mS_{M\acute{A}X}} \quad (9)$$

Portanto, para encontrar o valor eficaz da tensão induzida, nos enrolamentos primários e secundários, considerando uma onda senoidal de tensão perfeita, basta dividir as Equações (8) e (9) por $\sqrt{2}$.

As Equações (12) e (13), mostram as tensões induzidas em valores eficazes (E_P e E_S), considerando a substituição dos fluxos magnéticos, $\phi_{mP_{M\acute{A}X}}$ e $\phi_{mS_{M\acute{A}X}}$ pela Equações (10) e (11) [18].

$$\phi_{mP_{M\acute{A}X}} = B_{P_{M\acute{A}X}} \cdot A_N \quad (10)$$

$$\phi_{mS_{M\acute{A}X}} = B_{S_{M\acute{A}X}} \cdot A_N \quad (11)$$

$$E_{P_{RMS}} = \frac{E_{P_{M\acute{A}X}}}{\sqrt{2}} = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} \cdot f \cdot N_P \cdot \phi_{mP_{M\acute{A}X}} = 4,44 \cdot f \cdot N_P \cdot B_{P_{M\acute{A}X}} \cdot A_N \quad (12)$$

$$E_{S_{RMS}} = \frac{E_{S_{M\acute{A}X}}}{\sqrt{2}} = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} \cdot f \cdot N_S \cdot \phi_{mS_{M\acute{A}X}} = 4,44 \cdot f \cdot N_S \cdot B_{S_{M\acute{A}X}} \cdot A_N \quad (13)$$

Onde:

$B_{P_{M\acute{A}X}}$ é a densidade de magnético máximo no enrolamento primário, [T];

$B_{S_{M\acute{A}X}}$ é a densidade de magnético máximo no enrolamento secundário, [T];

A_N é a seção transversal do núcleo, [m²];

2.1.2 Circuito Equivalente T

Um circuito elétrico equivalente para um transformador real, semelhante ao da Figura 3 é mostrado na Figura 4. Tal circuito é conhecido como circuito equivalente T e neste caso o enrolamento secundário está referido ao enrolamento primário, através da relação de transformação, a [19]. Os parâmetros presentes no circuito equivalente T podem ser obtidos através dos ensaios de perdas em vazio e do ensaio de perdas em curto-circuito.

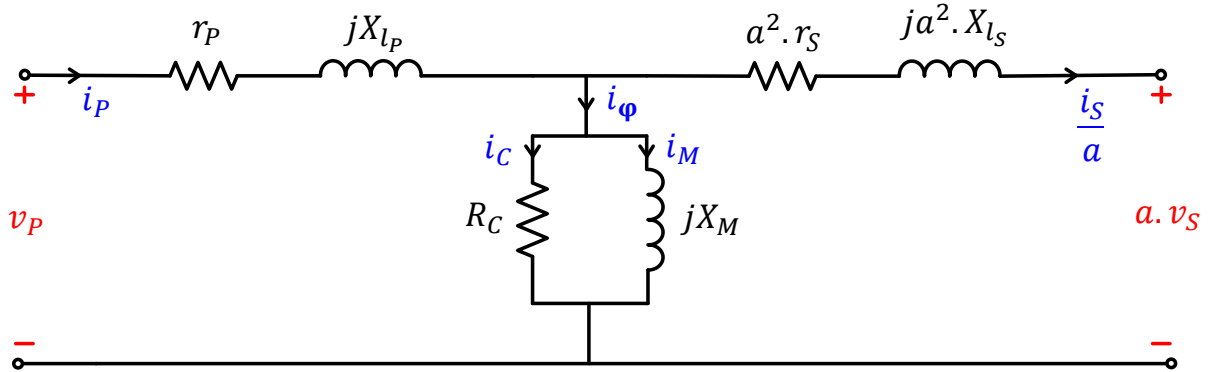


Figura 4 – Circuito T equivalente de um transformador referido ao enrolamento primário. Fonte: adaptado de [19].

As resistências r_P e r_S , representam as resistências dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente, e representam as perdas ôhmicas nestes enrolamentos. X_{lP} e X_{lS} são as reatâncias indutivas dos enrolamentos primário e secundário e representam o efeito indutivo destes enrolamentos. A resistência e a reatância do núcleo, R_C e X_M , representam as perdas no núcleo e o efeito de sua magnetização.

A corrente de excitação i_ϕ também chamada de corrente em vazio, se decompõe no ramo magnetizante em corrente de magnetização i_m e corrente de perdas no núcleo i_C .

O ensaio em vazio fornece os valores de R_C e X_M , e geralmente é realizado no enrolamento de baixa tensão, com aplicação da tensão nominal (V_{OC}) deste enrolamento. Durante o ensaio o enrolamento de alta tensão encontra-se em circuito aberto. É necessário medir a corrente em vazio (I_{OC}) e a potência do ensaio (P_{OC}) no enrolamento onde a tensão nominal é aplicada.

A magnitude e o ângulo da impedância de excitação do núcleo, referidas ao enrolamento de baixa tensão, como indica a Figura 5, podem ser calculadas com as Equações (14) e (15) [16]. Onde Z_{exc} é o módulo da impedância de excitação do transformador em vazio e θ_{exc} é o ângulo da impedância de excitação.

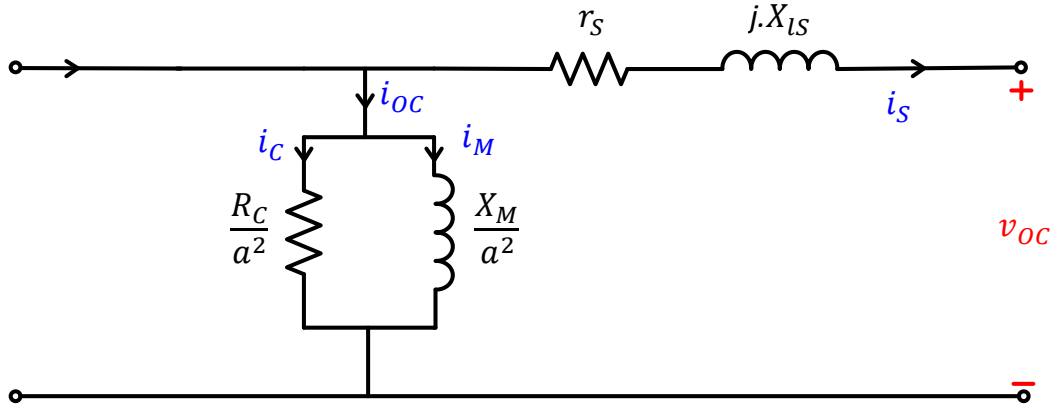


Figura 5 – Circuito equivalente T com as resistências e reatâncias dos enrolamentos referidas ao secundário no ensaio em vazio. Fonte: adaptado de [16].

$$Z_{exc} = \frac{V_{OC}}{I_{OC}} \quad (14)$$

$$\theta_{exc} = \cos^{-1} \left(\frac{P_{OC}}{V_{OC} \cdot I_{OC}} \right) \quad (15)$$

Portanto a impedância de excitação do transformador pode ser expressa de acordo com a Equação (16), de onde podem ser extraídos os valores de R_C e X_M .

$$\dot{Z}_{exc} = Z_{exc} \angle \theta_{exc} = R_C + j.X_M \quad (16)$$

O ensaio de perdas em curto-circuito fornece os valores de R_{EQ} e X_{EQ} , mostrados na Figura 6, referidos ao enrolamento onde a tensão é aplicada, neste caso, enrolamento primário.

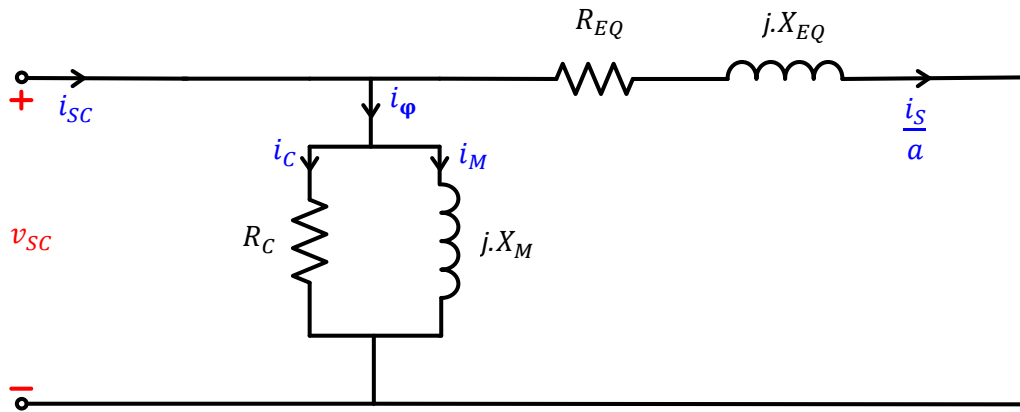


Figura 6 – Circuito equivalente T com as resistências e reatâncias dos enrolamentos referidas ao primário no ensaio de perdas em curto-circuito. Fonte: adaptado de [16].

O ensaio é geralmente realizado no enrolamento de maior tensão, com aplicação da tensão (V_{SC}) para circular a corrente nominal (I_{SC}) deste enrolamento. Para este ensaio, os terminais do enrolamento de BT são ligados em curto-circuito. São verificados os valores da corrente de ensaio e da potência medida no ensaio (P_{SC}) no enrolamento onde a tensão é aplicada.

A magnitude e o ângulo da impedância equivalente dos enrolamentos, referida ao enrolamento primário, podem ser calculadas com as Equações (17) e (18) [16].

$$Z_{EQ} = \frac{V_{SC}}{I_{SC}} \quad (17)$$

$$\theta_{EQ} = \cos^{-1} \left(\frac{P_{SC}}{V_{SC} \cdot I_{SC}} \right) \quad (18)$$

Portanto a impedância equivalente dos enrolamentos pode ser expressa de acordo com a equação (19), de onde podem ser extraídos os valores de R_{EQ} e X_{EQ} .

$$\dot{Z}_{EQ} = Z_{EQ} \angle \theta_{EQ} = R_{EQ} + j \cdot X_{EQ} \quad (19)$$

2.2 Perdas em Transformadores de Distribuição

Um transformador de distribuição real apresenta perdas em sua operação, com parte da energia transformada dissipando-se nos principalmente em seu núcleo e enrolamentos [6]. As perdas são geralmente levantadas para propósitos de avaliação econômica da aquisição de novos equipamentos ou substituição de equipamentos em operação [20].

Devido às muitas opções de projetos de transformadores fornecidas por fabricantes, quantificar as perdas é um fator importante na aquisição de um transformador, para determinar qual o projeto trará maiores benefícios econômicos além de agregar qualidade técnica aos propósitos da aquisição.

2.2.1 Perdas em Vazio

As perdas em vazio (NLL) estão presentes a todo instante ao longo da operação do transformador e é independente da carga ligada aos seus terminais. As perdas em vazio ocorrem devido a magnetização do transformador e incluem as perdas no núcleo, perdas dielétricas, perdas nos condutores do enrolamento devido a corrente de magnetização e perdas devido a circulação de corrente nos condutores que fazem a conexão entre enrolamentos paralelos [21].

Duas parcelas compõe as perdas no núcleo: - perdas por histerese magnética (W_H) e perdas devido às correntes de Foucault (W_F). A Equação (20) ilustra a composição das perdas no núcleo:

$$NLL = W_H + W_F \quad (20)$$

A contribuição das perdas por histerese magnética no núcleo é maior que as perdas por correntes de Foucault [22]. A ocorrência das perdas por histerese magnética está diretamente ligada à liberação de calor por atrito molecular proveniente da movimentação dos dipolos magnéticos elementares (DME) no núcleo do transformador [6]. O calor gerado é proveniente da magnetização e desmagnetização dos DME ocasionada pela variação do campo magnético alternado no núcleo do transformador.

Portanto a cada ciclo do fluxo magnético, o transformador perde uma quantidade de energia por histerese. Tal energia, pode ser calculada graficamente pela área interna do ciclo de histerese, conforme ilustrado na Figura 7. Nesta figura, B é a densidade de campo magnético, em T, e H a intensidade de campo magnético em A.E/m.

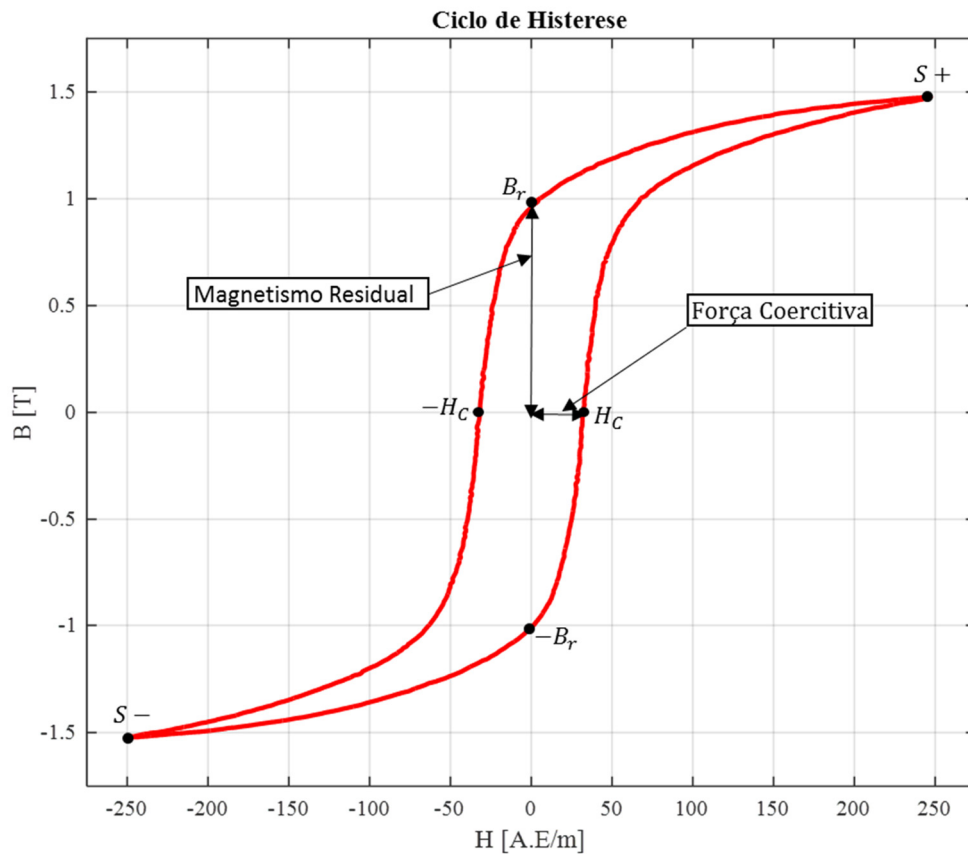


Figura 7 – Representação do ciclo de histerese. Fonte: autor.

Na Figura 7, B_r é o magnetismo residual ou remanescente e representa a densidade de campo magnético, em (T), que permanece no material magnético após o campo magnético externo se anular, ou ser retirado. H_C é a força coercitiva ou coerciva, e representa a amplitude da intensidade do campo magnético, em A.E/m, necessário para eliminar o magnetismo residual do material.

No 1º e 3º quadrantes, B e H possuem o mesmo sentido, porém no 2º e no 4º quadrantes possuem sentidos opostos, devido ao processo de desmagnetização (eliminação do magnetismo residual) causado pela inversão no sentido da corrente, que leva a inversão no sentido da intensidade de campo magnético. $S+$ e $S-$ representam os pontos de saturação positiva e negativa, respectivamente.

A área interna de um ciclo de histerese, como o mostrado na Figura 7, representa as perdas por histerese do núcleo, em W/(m³.ciclo). Portanto, para encontrar as perdas por histerese em watts, basta multiplicar a área interna do ciclo de histerese pela frequência de operação em Hz e pelo volume de material ferromagnético do núcleo ($Vol_{Núcleo}$), em m³, como na Equação (21).

$$W_H = Área_{interna} \cdot f \cdot Vol_{Núcleo} \quad (21)$$

Algebricamente as perdas por histerese, em W/kg, podem ser encontradas através da Equação (22) [22].

$$W_H = k_H \cdot f \cdot B_{MÁX}^x \quad (22)$$

Onde:

k_H : é a constante de histerese, dependente do material ferromagnético e do tipo do fluxo (pulsante ou girante);

f : é a frequência de operação em Hz;

$B_{MÁX}$: é a densidade de fluxo máxima, em T;

x : é o coeficiente de Steinmetz. Varia entre 0,5 a 2,3 dependendo do tipo de material ferromagnético. Normalmente está entre 1,5 e 2,0 [23].

De acordo com (22), as perdas por histerese variam diretamente com a frequência, ou seja, para uma carga geradora de harmônicos, o transformador apresentará mais perdas por histerese, aumentando o valor das perdas em vazio e consequentemente reduzindo sua eficiência energética [6].

As perdas por corrente de Foucault, ou perdas por corrente parasita são um problema bastante discutido, em muitos estudos sobre transformadores por mais de 100 anos, e permanec como assunto de interesse técnico e econômico [24].

Estas perdas ocorrem devido as correntes elétricas que são induzidas no material ferromagnético do núcleo. O material magnético que compõe o núcleo é condutor e na presença de um campo magnético variável, as tensões induzidas pelo campo variável fazem surgir correntes induzidas na superfície do material, circulando através de pequenos caminhos fechados e dissipando energia por efeito Joule.

Confeccionar o núcleo através de lâminas de pequena espessura de material magnético aumenta os valores de resistência dos caminhos fechados. Assim, como a tensão induzida sobre os caminhos fechados é praticamente a mesma, é possível reduzir as perdas por corrente de Foucault. Outra alternativa é utilização de material ferromagnético de alta permeabilidade e maior resistividade [18].

Com a Equação (23) determina-se o valor das perdas por corrente de Foucault, em W/kg.

$$W_F = k_F \cdot f^2 \cdot \frac{t}{\rho_M} \cdot B_{MAX}^2 \quad (23)$$

Onde:

k_F : é a constante de Foucault e depende das dimensões do núcleo, da resistência das lâminas e da massa do núcleo [18];

t : é a espessura das lâminas utilizadas, em m;

ρ_M : é a resistividade do material magnético do núcleo em $\Omega \cdot m$ [23].

As Equações (22) e (23) foram determinadas experimentalmente por com base nos resultados experimentais de ensaios realizados com diferentes materiais ferromagnéticos submetidos à corrente alternada [25].

Os valores de k_H , k_F e x , podem ser determinados experimentalmente por medições das perdas em vazio em diferentes frequências de operação e valores de tensão aplicada, [24, 25, 26].

O efeito das componentes harmônicas sobre as perdas em vazio é considerado pequeno e possui pouca influência sobre o núcleo [27].

2.2.2 Perdas em Carga

Um transformador apresenta estas perdas quando uma carga está conectada aos seus terminais. As perdas em carga (LL) incluem as perdas ôhmicas (P_{OHM}) nas partes condutoras como nos enrolamentos, ligações entre enrolamentos, barramentos e buchas (parte metálica); as perdas Foucault (P_{FC}) nos condutores devido às correntes parasitas induzidas; perdas pela circulação de corrente entre enrolamentos paralelos e por último, pelas perdas adicionais de dispersão (P_{SL}) produzidas pelo fluxo de dispersão no tanque, abraçadeiras do núcleo e outras

partes estruturais [21]. A Equação (24) trás a composição das perdas em carga descrita no último parágrafo.

$$LL = P_{OHM} + P_{FC} + P_{SL} \quad (24)$$

Com as Equações (25), (26) e (27), calculam-se, com base nas características do físicas do condutor, o valor esperado para as perdas ôhmicas em um condutor (W_C), em watts. Na Equação (25), J é a densidade de corrente no condutor em A/m², S_C é a seção transversal do condutor, em m², e I_{Cond} é a corrente total que percorre este condutor, em A. Na Equação (26) e na Equação (27) γ_C é a massa específica do material condutor em kg/m³, M_C é a massa do condutor em kg [23] e ρ_C é a resistividade do material condutor.

$$J = \frac{I_{Cond}}{S_C} \quad (25)$$

$$M_C = l \cdot S_C \cdot \gamma_C \quad (26)$$

$$W_C = \rho_C \cdot J^2 \cdot \frac{M_C}{\gamma_C} \quad (27)$$

Em um transformador de distribuição as perdas ôhmicas devem ser calculadas para os enrolamentos de alta e baixa tensão. Se o transformador é trifásico e considerando que os enrolamentos são idênticos, multiplica-se por três o valor encontrado, pois o cálculo é realizado por fase.

As perdas Foucault nos condutores de um enrolamento existem devido à circulação de correntes parasitas nestes condutores, fazendo com que condutores sejam percorridos pela corrente de carga e também por esta corrente parasita, elevando o valor das perdas em carga. As correntes parasitas induzidas são mais intensas nos extremos das bobinas, como ilustra a Figura 8.

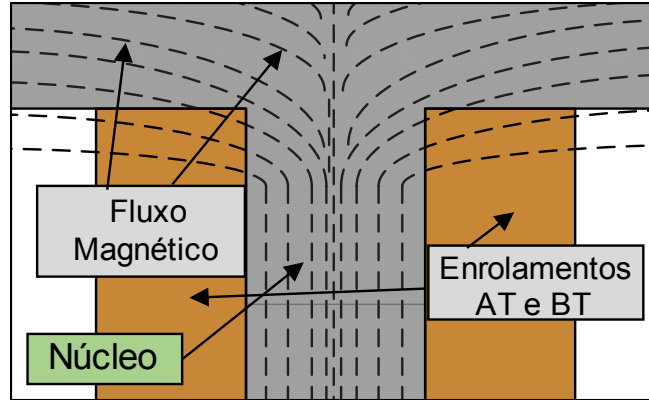


Figura 8 – Representação do fluxo magnético atravessando os condutores dos enrolamentos. Fonte: autor.

Como discutido, todo condutor metálico envolvido por um fluxo magnético está sujeito a tensões induzidas, com circulação de corrente parasita.

É possível estimar de maneira aproximada o valor das perdas Foucault, em W/kg, em um condutor através da Equação (28), onde t_{cond} é a espessura do condutor, em m e ρ_{cond} é a resistividade do condutor [6].

$$P_{FC_Cond} = \frac{\pi}{6 \cdot \gamma_C \cdot \rho_C} \cdot B_{MAX}^2 \cdot f^2 \cdot t_{cond}^2 \quad (28)$$

Como as perdas parasitas dependem do quadrado da espessura do condutor, é possível reduzir as perdas parasitas utilizando condutores em paralelo, por outro lado, se os valores de resistência dos condutores diferem entre si, a corrente que circula neles é diferente.

Perdas adicionais por dispersão ocorrem devido a indução de correntes parasitas, proveniente do fluxo de dispersão, em partes estruturais do transformador, como nas paredes do tanque do transformador, nas abraçadeiras do núcleo, em prensa-culatras, tirantes de prensagem de bobinas, sapatas, parafusos e porcas, entre outras partes estruturais que compõem o transformador.

A Figura 9 ilustra a dispersão do fluxo magnético no interior do transformador, causado pela corrente de carga.

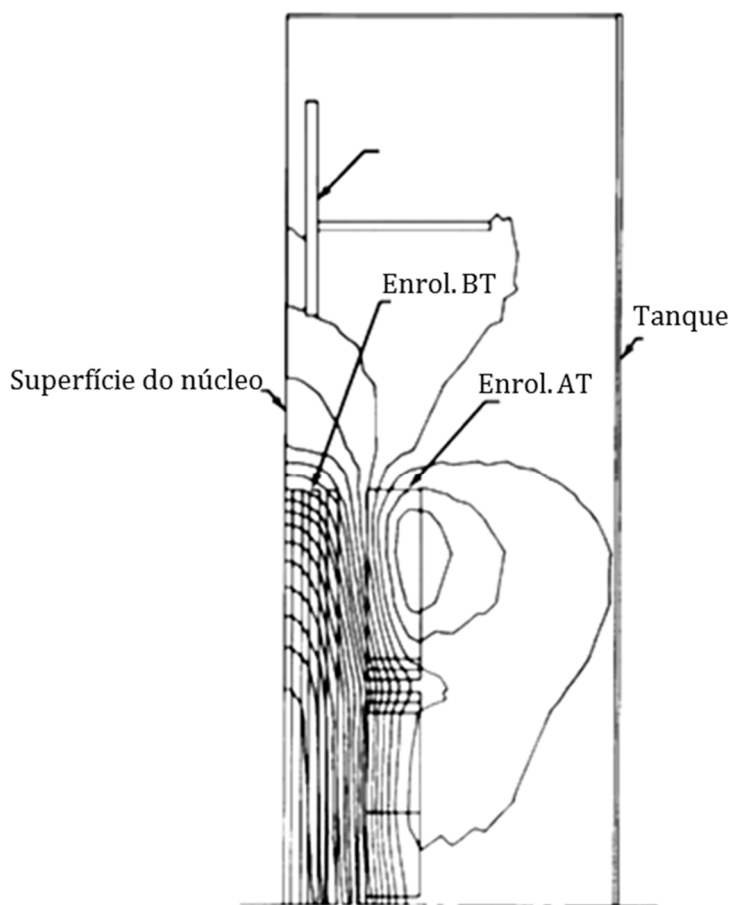


Figura 9 – Fluxo magnético causada pela circulação da corrente de carga em um transformador. Fonte: adaptado de [28].

O enrolamento de baixa tensão (interno ao enrolamento de alta tensão e portanto mais próximo do núcleo) apresenta maior perda por corrente parasita que o enrolamento de alta tensão, devido à tendência do fluxo em se curvar para dentro no sentido do caminho de menor relutância da perna central do núcleo [28].

Além disso, a maior parte da perda por correntes parasitas ocorre nos condutores do final da parte interna do enrolamento. Isso deve-se ao fato de esta região possuir alta densidade de fluxo magnético e do condutor de saída ser mais espesso do que o restante do enrolamento. Assim, como as perdas por corrente de Foucault dependem da espessura do condutor, estas perdas se elevam consideravelmente neste ponto dos condutores [28].

As perdas adicionais por dispersão podem ser reduzidas utilizando blindagem com lâminas de material ferromagnético do núcleo, criando um caminho para retorno do fluxo de dispersão, porém representam uma parcela ínfima do valor das perdas totais do transformador.

Com o desenvolvimento de novas tecnologias, ocorreu um aumento considerável de cargas não-lineares com conteúdo harmônico, principalmente de 3ª e 5ª ordens.

O efeito das correntes harmônicas nas perdas por correntes Foucault nos enrolamentos é proporcional ao quadrado da corrente de carga do transformador, como na Equação (29) [28].

$$P_{FC_h} = P_{FC} \cdot \sum_{h=1}^{h=h_{M\acute{a}x}} \left(\frac{I_h}{I_c} \right)^2 \cdot h^2 \quad (29)$$

Onde:

P_{FC_h} é a perda por corrente parasita nos enrolamentos corrigida pelo conteúdo harmônico da corrente de carga;

h é a ordem da harmônica;

$h_{M\acute{a}x}$ é a ordem da harmônica mais elevada, considerada significativa;

I_h é o valor eficaz da corrente harmônica de ordem h ;

I_c é o valor eficaz da corrente de carga;

As correntes harmônicas que fluem através da impedância de dispersão do transformador, podem produzir uma distorção na forma de onda de tensão nos terminais do transformador, causando perdas extras no transformador. Entretanto, a experiência com a operação de transformadores, mostrou que a elevação de temperatura decorrente destas componentes harmônicas, não é parâmetro limitante na determinação de magnitudes seguras de corrente de carga não-senoidal [28].

2.2.3 Rendimento

O rendimento (η) de uma máquina elétrica é definido como a razão entre a potência útil na saída (P_{out}) e a potência total na entrada (P_{in}), e pode ser calculado com base em medições instantâneas destes valores. Porém, estas medições são difíceis e caras, e em equipamentos de alto rendimento, como transformadores, pode-se obter o rendimento, com precisão adequada, expressando-o através das perdas do equipamento.

Com a Equação (30) calcula-se o rendimento de um transformador com base em suas perdas e na carga em seus terminais.

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + Perdas} = \frac{S \cdot \cos\theta_L}{S \cdot \cos\theta_L + Perdas} = \frac{S \cdot \cos\theta_L}{S \cdot \cos\theta_L + NLL + LL \cdot \left(\frac{S}{S_N}\right)^2} \quad (30)$$

Compõem a Equação (30), a potência nominal do transformador (S_N), em VA, a potência da carga (S), em VA, o fator de potência desta carga ($\cos\theta_L$). *Perdas* é composto pelos dois tipos de perdas do transformador: - perdas em vazio (NLL) e perdas em carga (LL). As perdas em vazio são independentes da carga e estão sempre presentes durante a operação do transformador. Já as perdas em carga aumentam de maneira quadrática com a elevação da carga nos terminais do equipamento [16].

Portanto, como o rendimento do transformador é dependente da carga em seus terminais, o rendimento é uma grandeza instantânea, variável ao longo de sua operação [6].

É possível encontrar o rendimento máximo de um transformador, utilizando como variável independente a razão entre a potência solicitada pela carga e a potência nominal do transformador. Para isso, é necessário derivar a Equação (30) e igualar a zero a sua derivada, como mostra a Equação (31) [16].

$$\frac{d\eta}{d\left(\frac{S}{S_N}\right)} = \frac{d}{d\left(\frac{S}{S_N}\right)} \left[\frac{S \cdot \cos\theta_L}{S \cdot \cos\theta_L + NLL + LL \cdot \left(\frac{S}{S_N}\right)^2} \right] = 0 \quad (31)$$

Resolvendo a Equação (31) encontra-se que o valor da razão $\frac{S}{S_N}$ que representa o rendimento máximo do transformador. Tal razão é independente da carga. Em outras palavras, essa razão não se altera com a variação da potência da carga, como indica a Equação (32) [16].

$$\left(\frac{S}{S_N}\right)_{\eta_{MÁX}} = \sqrt{\frac{NLL}{LL}} \quad (32)$$

Reescrevendo a Equação (30) com o resultado obtido e mostrado na Equação (32), obtém-se a Equação (33), por meio da qual encontra-se o rendimento máximo de um transformador [16].

$$\eta_{M\acute{A}X} = \frac{\sqrt{NLL} \cdot S_N \cdot \cos\theta_L}{\sqrt{NLL} \cdot S_N \cdot \cos\theta_L + 2 \cdot NLL \cdot \sqrt{LL}} \quad (33)$$

A Figura 10 é a representação das perdas em vazio, perdas em carga e perdas totais de um transformador monofásico de 75 kVA de potência nominal e classe de tensão 15,0 kV e nível de eficiência E. A curva de perdas totais (TL) é composta pelas perdas em vazio e em carga. Os valores de NLL (205 W) e LL (905 W) foram extraídos da ABNT NBR 5440 (2014) [11]. O fator de potência foi considerado igual a 0,92.

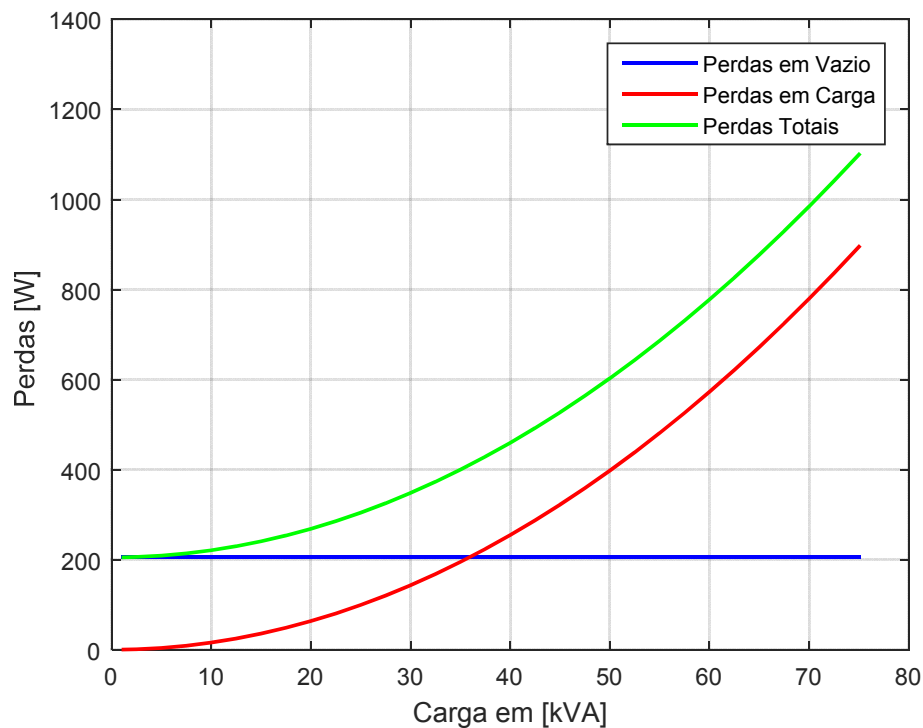


Figura 10 – Representação das perdas de um transformador de 75 kVA, classe de tensão 15 kV e nível de eficiência E. Fonte: autor.

O rendimento dos transformadores de distribuição apresentado em norma é geralmente calculado para uma carga equivalente a 50 % de sua potência nominal. Em outras palavras, o rendimento é determinado considerando um carregamento ($\frac{S}{S_N}$) igual a 0,5 p.u.

A Figura 11 ilustra mostra o rendimento do mesmo transformador descrito no parágrafo anterior frente à variação da carga ligada aos seus terminais de baixa tensão. Adotou-se um fator de potência também de 0,92.

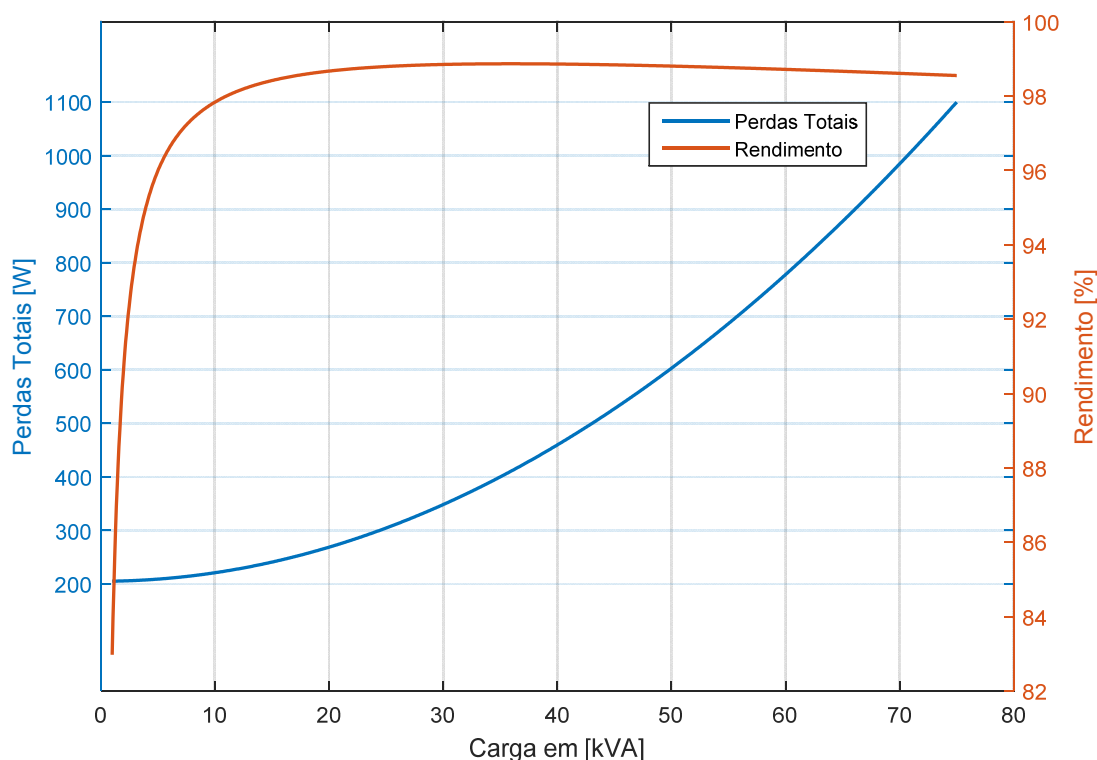


Figura 11 – Variação do rendimento com a variação da carga atendida pelo transformador monofásico de 75 kVA, classe de tensão 15 kV e nível de eficiência E. Fonte: autor.

2.2.4 Perfil de Carga e o conceito de TSMP

O consumo de energia elétrica no Brasil aumenta anualmente, mesmo em condições políticas e econômicas desfavoráveis ao crescimento da economia, como a queda na produtividade industrial, aumento da taxa de desemprego entre os trabalhadores brasileiros e a necessidade de reformas para conter o déficit fiscal público entre as receitas e despesas.

A principal diferença observada em relação ao perfil de consumo de carga do brasileiro no SIN está na mudança do pico de demanda de energia, que a 10 anos atrás estava entre o final da tarde e início da noite e nos últimos anos, tem se deslocado para o início da tarde.

A Figura 12 mostra demanda em MW ao longo da 2ª semana do mês de maio entre os anos de 2009 (azul) e 2019 (amarelo). É possível observar o aumento no consumo de energia, principalmente, entre os dias da semana. Há um crescimento médio de 11.165 MW nesta semana, entre os anos de 2009 e 2019, com picos de consumo de energia médio em torno de 60.130 MW em 2018 e 71.296 MW em 2019. O mês de maio foi escolhido por não apresentar eventos que podem distorcer o consumo de energia, como por exemplo a copa do mundo de futebol masculino.

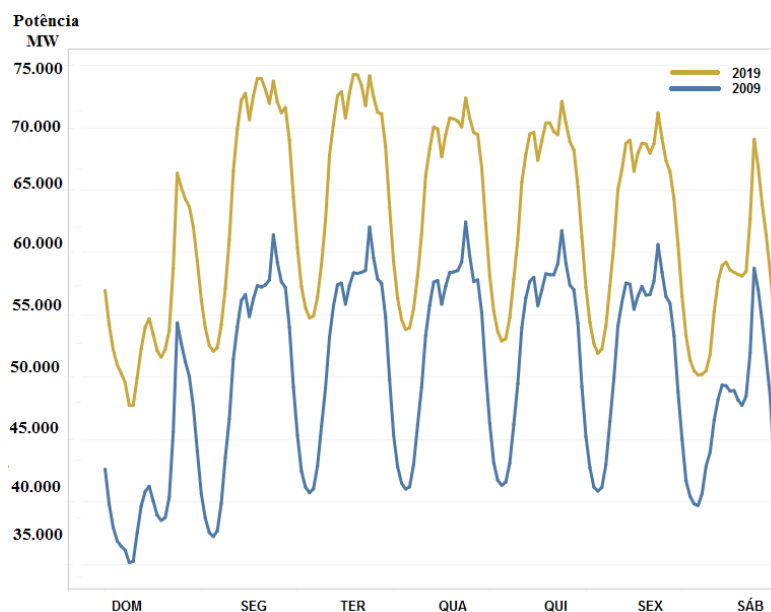


Figura 12 – Perfil de consumo de carga em (MW) do SIN para a segunda semana do mês de maio, nos anos de 2009 e 2019. Fonte: adaptado de [29].

A Figura 13, mostra o consumo de energia em MW ao longo da segunda-feira da 2ª semana do mês de maio dos anos 2009 (azul) e 2019 (amarelo). É possível observar o aumento no consumo de energia para este dia da semana, entre os anos de 2009 e 2019, com pico de demanda de 77.621 MW em torno das 14h em 2019 e pico de demanda 59.758 MW, em torno das 18h em 2009.

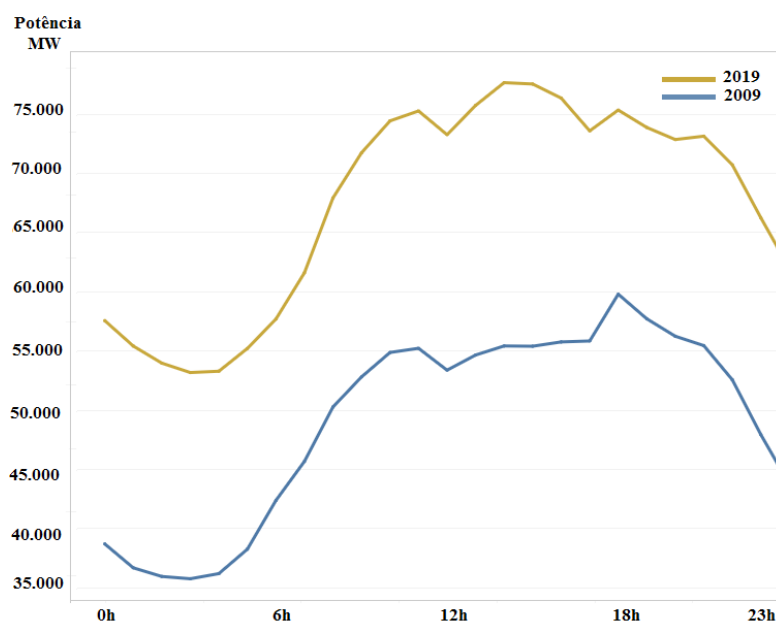


Figura 13 – Perfil de consumo do SIN para a segunda-feira da 2ª semana do mês de maio, nos anos de 2009 e 2019. Fonte: adaptado de [29].

A Figura 14, mostra o consumo de energia em MW ao longo da quarta-feira da 2ª semana do mês de maio dos anos 2009 (azul) e 2019 (amarelo). Também é possível observar o aumento no consumo de energia para este dia da semana, entre os anos de 2009 e 2019, com pico de demanda de 73.783 MW, em torno das 14h em 2019 e picos de demanda de 61.338 MW, em torno das 18h no ano de 2009.

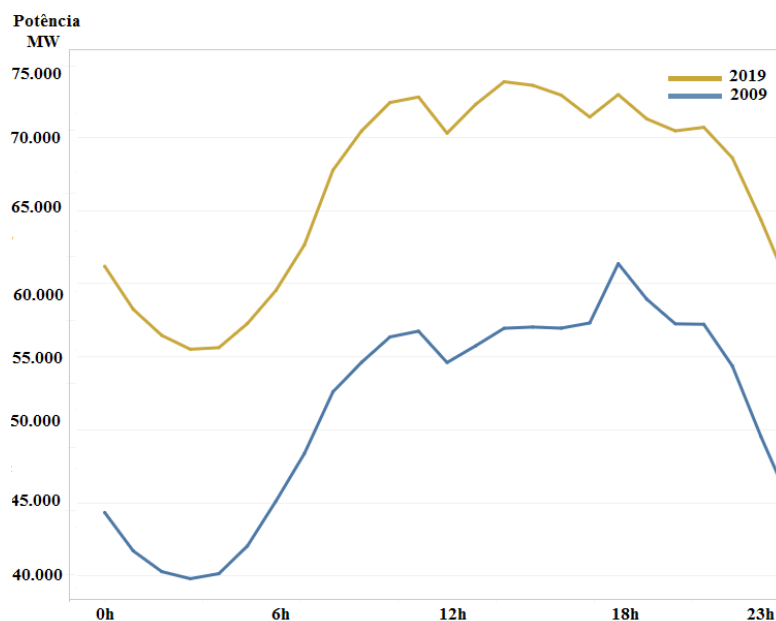


Figura 14 – Perfil de consumo do SIN para a quarta-feira da 2ª semana do mês de maio, nos anos de 2009 e 2019. Fonte: adaptado de [29].

Para facilitar os cálculos de consumo de energia sobre um determinado perfil de carga, e permitir avaliações sobre a eficiência do transformador onde este perfil de carga está conectado, é comum discretizá-lo em patamares, que representam o perfil de consumo de energia médio em determinado período, baseado em médias históricas.

Quanto maior a quantidade de patamares representativos do perfil de consumo médio, maior a confiabilidade dos cálculos com ele. Porém, tradicionalmente, o perfil de carga é discretizado em 24 patamares que representam o consumo médio de energia em cada hora do dia.

A Figura 15 mostra a curva de demanda média diária de um típico consumidor residencial, com pico de demanda por energia em torno das 18h, horário em que os consumidores começam a chegar em casa após o trabalho.

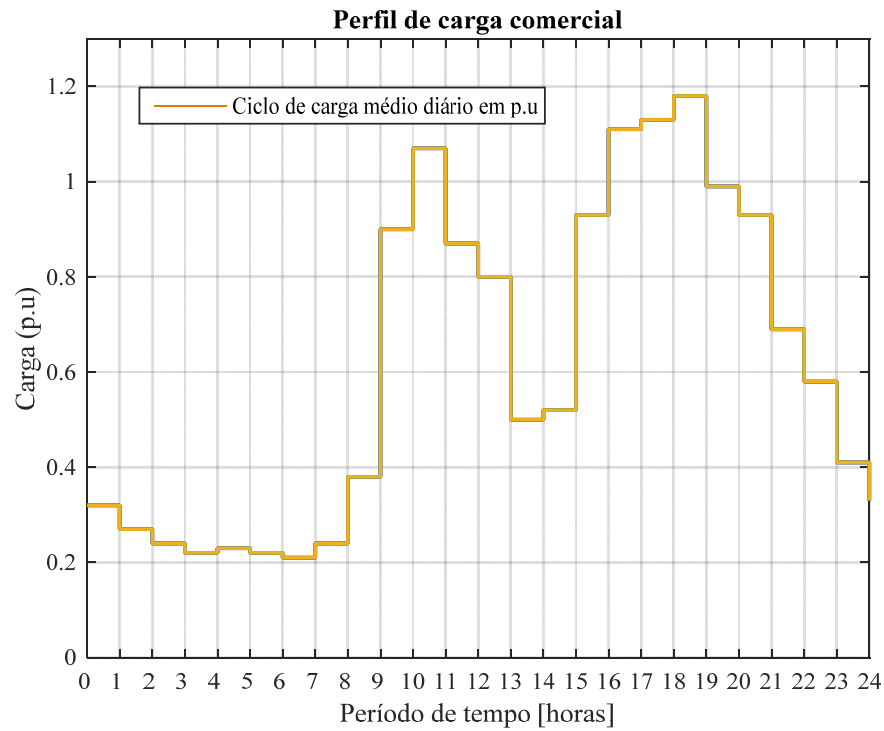


Figura 15 – Ciclo de carga médio para uma carga residencial típica. Fonte: adaptado de [6].

A Figura 16 mostra a curva de demanda média diária de um típico consumidor comercial, caracterizada pelo início das atividades entre 8h e 9h.

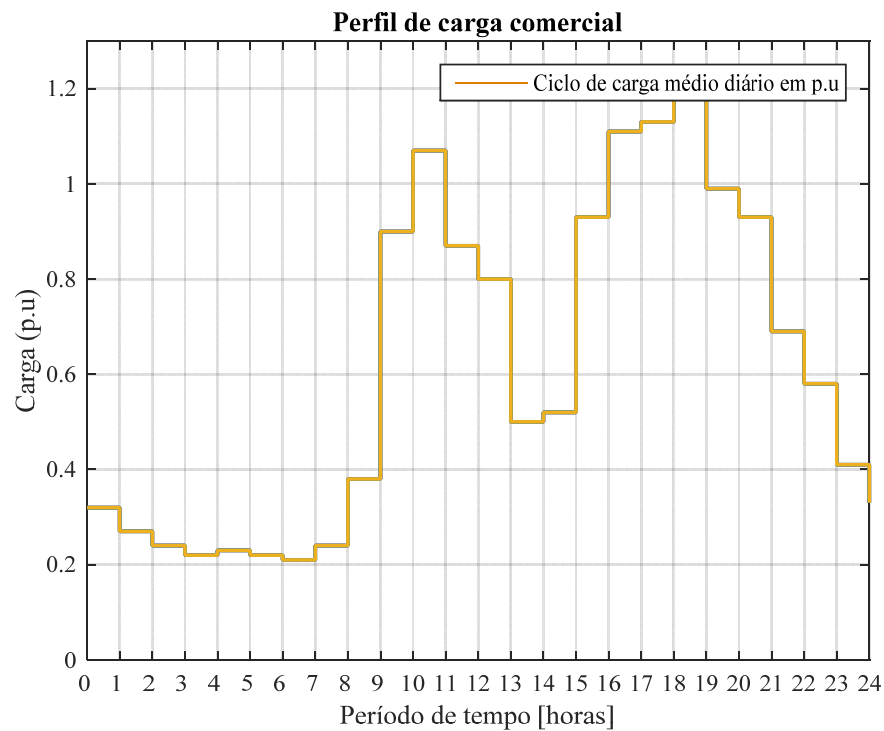


Figura 16 – Ciclo de carga médio para uma carga comercial típica. Fonte: adaptado de [6].

A Figura 17 mostra curva de demanda média diária de um típico consumidor rural, caracterizada pelo baixo consumo de energia ao longo do dia e aumento significativo do consumo durante a primeira parte da noite.

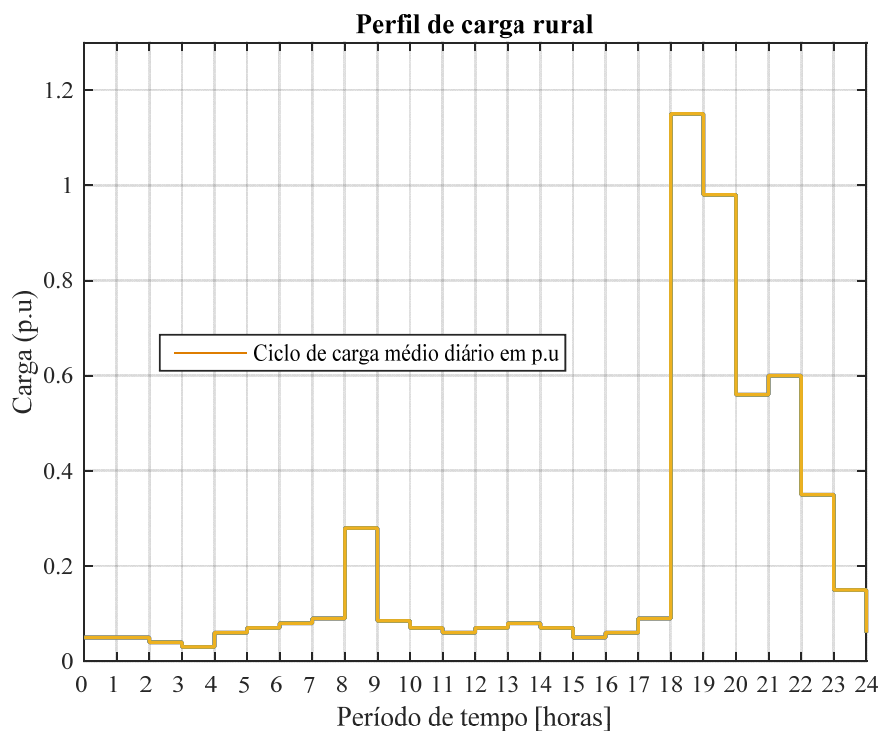


Figura 17 – Ciclo de carga médio para uma carga rural típica. Fonte: adaptado de [6].

A Figura 18 mostra uma comparação entre os perfis de carga residencial, comercial e rural, ilustrados nas figuras anteriores.

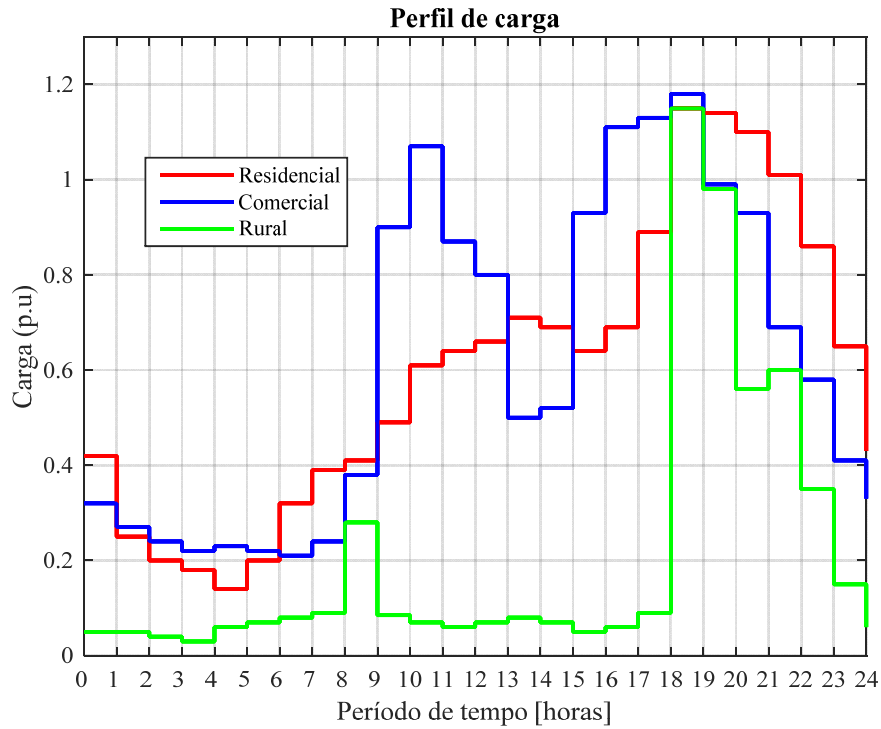


Figura 18 – Comparação entre os perfis de consumo de carga: residencial, comercial e rural.

A partir das curvas de demanda de energia em patamares criou-se o conceito de *TSMP*, do inglês: *Time Supplying Maximum Power*, em português: Tempo Suprindo Máxima Potência, que transforma o ciclo de carga médio, por patamares, em um índice de fácil compressão e análise [6].

O *TSMP* indica o tempo necessário que o transformador deve operar em plena carga, para dissipar as perdas em carga descritas em um ciclo de carga médio, discretizado em patamares.

O *TSMP* pode ser encontrado por meio da Equação (34), onde *NI* é o número de patamares (intervalos de tempo) utilizados para discretizar o perfil de carga diário médio, considerado sempre igual a 24 nesta dissertação. A potência nominal do transformador (kVA_N), é dada, em kVA, e kVA_m é a potência solicitada pela carga, em kVA, em cada patamar (*m*) do ciclo de carga médio diário.

$$TSMP = \frac{24}{NI} \cdot \sum_{m=1}^{NI} \left(\frac{kVA_m}{kVA_N} \right)^2 \quad (34)$$

A Figura 19 retrata a ciclo de carga médio diário da carga conectada aos terminais de um transformador, em p.u, com a representação do TSMP do transformador (neste caso igual a

9 h/dia), equivalente a este ciclo de carga, onde R é a razão entre kVA_m e kVA_N em p.u., em cada patamar do perfil de carga mostrado.

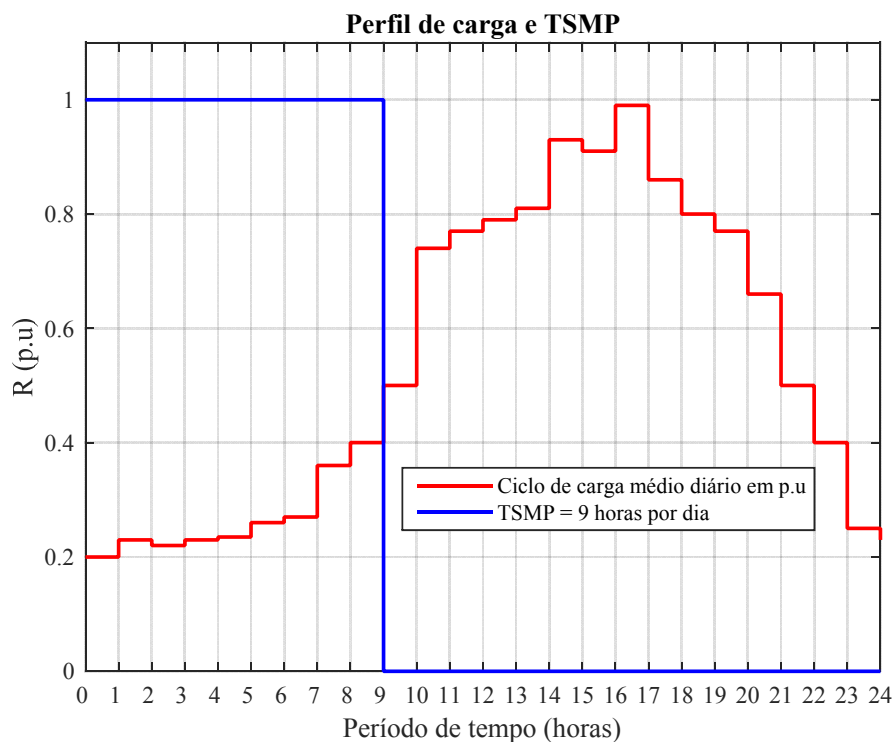


Figura 19 – Perfil de carga ligado aos terminais do transformador e a representação do respectivo TSMP (9 h/dia). Fonte: autor.

A utilização $TSMP$ é mostrada na seção 2.4 deste Capítulo, na determinação do custo das perdas em carga, no Método de Capitalização das Perdas.

2.3 Ensaio em Transformadores de Distribuição e sua Avaliação

De acordo com a ABNT NBR 5440, os transformadores de distribuição são divididos em cinco níveis de eficiência energética (A, B, C, D e E), sendo o nível E, o nível de menor eficiência e o nível A, o de maior eficiência. A Tabela 1 apresenta os valores de perdas para um transformador monofásico, classe de tensão 24,2 kV, de 15 kVA de potência nominal.

Tabela 1 – Perdas em transformadores monofásicos, classe de tensão 24,2 kV e potência 15 kVA. Fonte: [11]

Nível de Eficiência	Perdas em vazio [W]	Perdas em carga [W]	Perdas totais [W]
A	45	190	235
B	55	215	270
C	60	240	300
D	70	265	335
E	75	290	365

A Figura 20 ilustra o rendimento mínimo necessário para transformadores de distribuição monofásicos, classe de tensão 24,2 kV para todas as potências padronizadas, em todos os níveis de eficiência [11].

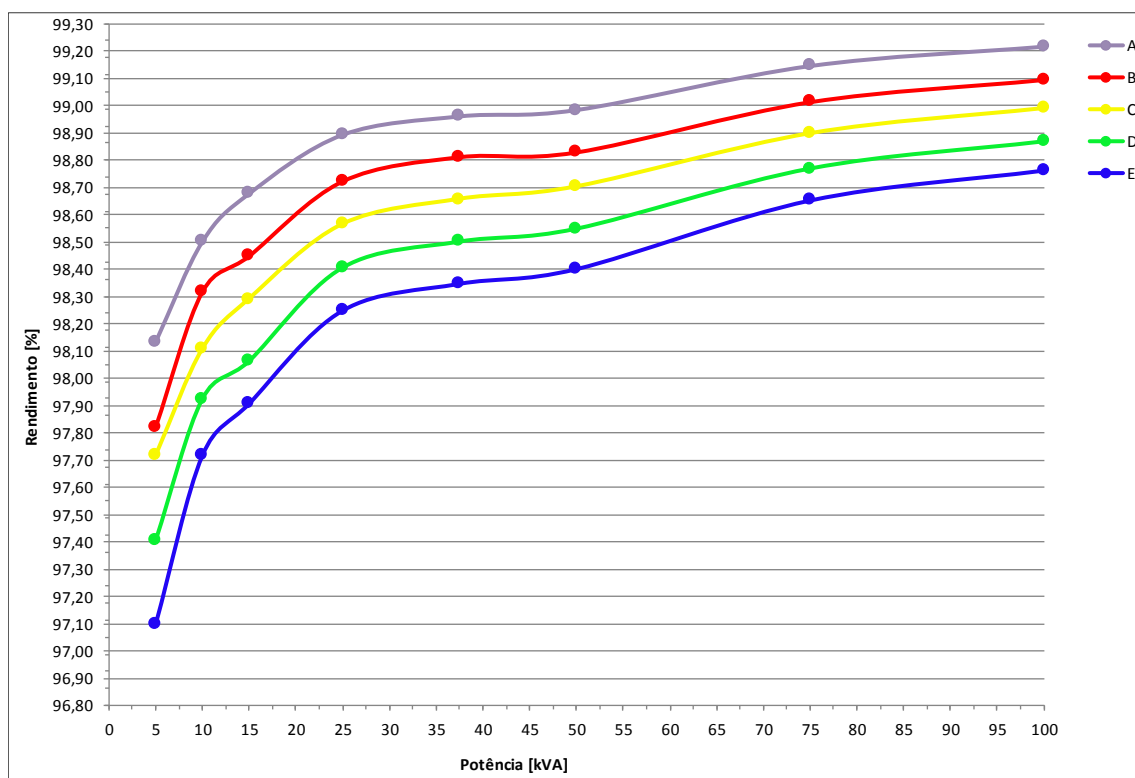


Figura 20 – Rendimento mínimo dos transformadores de distribuição monofásicos, classe de tensão 15 kV.
Fonte: autor.

Os transformadores de distribuição trifásicos e monofásicos (inclusive autotransformadores) devem ser ensaiados de acordo com os procedimentos descritos na norma ABNT NBR 5356 partes 1, 2, 3, 4 e 5, exceto os transformadores monofásicos de potência

nominal inferior a 1 kVA e transformadores trifásicos de potência nominal inferior a 5 kVA [30].

A ABNT NBR 5356-1 define as condições de funcionamento, como altitude máxima, a faixa de temperatura de operação, e requisitos mínimos para a forma onda da tensão de alimentação. Define as condições de carregamento, indicando um guia de carregamento de transformadores na ABNT NBR 5356-7:2017 [31]. Além disto, ABNT NBR 5356-1 especifica os ensaios aos quais os transformadores deverão ser submetidos, após a fabricação, entre outros requisitos específicos para os transformadores de seu escopo.

2.3.1 Ensaios em Transformadores

2.3.1.1 Condições Gerais

Os ensaios de rotina, de tipo e ensaios especiais devem ser realizados a uma temperatura ambiente entre 10 °C e 40 °C e devem ocorrer nas instalações do fabricante, exceto por acordo entre comprador e fabricante. Todos os componentes externos e acessórios que possam influenciar diretamente no resultado dos ensaios devem estar presentes. Os enrolamentos devem estar conectados em sua derivação principal, a não ser que seja especificado outra maneira (para o PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem em Transformadores de Distribuição Imersos em Líquido Isolante, é necessário realizar ensaios em derivações diferentes da derivação principal).

Todos os resultados dos ensaios devem ser corrigidos para uma temperatura de referência. Para transformadores de distribuição imersos em óleo isolante, os limites de elevação de temperatura dos enrolamentos utilizando o método de variação da resistência e a temperatura de referência estão mostrados na Tabela 2 [30].

Tabela 2 – Limite de elevação de temperatura dos enrolamentos e temperaturas de referência. Fonte: [30].

Limite de elevação de temperatura dos enrolamentos (°C)	Temperatura de referência (°C)
55	75
65	85
75	95

2.3.1.2 Ensaios de Rotina

Os ensaios de rotina devem ser realizados na fábrica, em todos os equipamentos fabricados, para garantir que o processo de fabricação foi realizado adequadamente e respeita as características técnicas especificadas pelo fabricante. Os ensaios de rotina compreendem [30]:

- a) Medição de resistência dos enrolamentos (a temperatura ambiente);
- b) Medição da relação de transformação;
- c) Verificação de polaridade (monofásicos);
- d) Verificação do deslocamento angular e sequência de fases (trifásicos);
- e) Medição da impedância de curto-circuito e das perdas em carga;
- f) Medição das perdas em vazio e corrente de excitação;
- g) Ensaios dielétricos de rotina;
- h) Ensaio de comutador de derivações em carga, quando aplicável;
- i) Medição da resistência de isolamento;
- j) Estanqueidade à quente e resistência a pressão para transformadores subterrâneos de qualquer potência e estanqueidade à temperatura ambiente nos demais transformadores de potência nominal igual ou superior à 750 kVA.
- k) Verificação do funcionamento dos acessórios;
- l) Ensaios no óleo isolante: rigidez dielétrica, teor de água, fator de perdas dielétricas ou fator de perdas por dissipação e tensão interfacial, para transformadores com tensão nominal igual ou maior que 72,5 kV ou potência superior a 5 MVA;
- m) Verificação da espessura e aderência da pintura da parte externa de transformadores com tensão máxima de operação igual ou superior a 242 kV.

Devido ao interesse deste trabalho não serão discutidos todos os ensaios de rotina, detalhando apenas os ensaios utilizados na análise técnica descrita nos capítulos posteriores. Os ensaios e rotina que serão detalhados são: medição de resistência dos enrolamentos, medição das perdas em vazio e corrente de excitação e medição da impedância de curto-circuito e das perdas em carga.

2.3.1.2.1 Medição da Resistência dos Enrolamentos

A medição da resistência deve ser realizada para todos os enrolamentos do transformador e devem ser anotados:

1. A resistência elétrica de cada enrolamento;

2. Os terminais entre os quais está sendo realizada a medição;
3. A temperatura dos enrolamentos.

O transformador imerso em óleo precisa permanecer por pelo menos 3 horas em repouso à temperatura ambiente, para que haja equilíbrio térmico. A resistência elétrica e a temperatura do enrolamento devem ser medidas simultaneamente.

Todas as medições devem ser realizadas em corrente contínua, utilizando um método de ponte ou pelo método da queda de tensão. Se a corrente no enrolamento for inferior a 1 A, deve ser utilizado o método de ponte.

No método da queda de tensão, quando são utilizados instrumentos de deflexão, é necessário realizar algumas leituras para diferentes valores de corrente, para comprovar a constância dos valores de resistência medidos.

A corrente aplicada no ensaio para medição da resistência não deve superar 15 % da corrente nominal do enrolamento em questão, para que não ocorra aquecimento dos enrolamentos. É necessário aguardar que os efeitos indutivos dos enrolamentos cessem, para que o valor medido de resistência seja lido e não sofra influência da auto-indutância do transformador. Este tempo de espera, também chamado de tempo de estabilização deve ser utilizado como base de orientação nas medições de resistência à quente, após o desligamento da alimentação, na parte B do ensaio de elevação de temperatura (ver item 2.3.1.3.1).

Para transformadores imersos em óleo isolante, a temperatura dos enrolamentos a frio é considerada como a temperatura média do óleo, medida durante o ensaio, assumida como a média das temperaturas do óleo na parte superior e inferior do tanque (topo e fundo do tanque).

Em transformadores de potência nominal igual ou inferior a 5000 kVA, a diferença de temperatura do topo do óleo e do fundo pode ser desprezável, sendo necessário medir apenas a temperatura do topo do óleo. Quando a medição de resistência a frio é realizada para sua utilização no ensaio de elevação de temperatura, deve-se garantir que a diferença entre as temperaturas do topo do óleo e no fundo do tanque seja menor que 5 °C.

Todos os valores de resistência medidos devem ser convertidos para a temperatura de referência mostrada na Tabela 2, através do procedimento descrito no Anexo D da ABNT NBR 5356-1 [30].

Conforme descrito no Anexo D de [30], os valores de resistência R_I , medidos na temperatura ambiente T_I , podem ser convertidos para a temperatura de referência (T_{ref}) através das Equações (35) e (36), sendo a primeira equação para o enrolamento de cobre e a segunda para o enrolamento em alumínio.

$$R_{T_{ref_cobre}} = R_1 \cdot \left(\frac{235 + T_{ref}}{235 + T_1} \right) \quad (35)$$

$$R_{T_{ref_alumínio}} = R_1 \cdot \left(\frac{225 + T_{ref}}{225 + T_1} \right) \quad (36)$$

Onde:

$R_{T_{ref_cobre}}$: valor de resistência para enrolamento confeccionado com cobre, convertido para a temperatura de referência.

$R_{T_{ref_alumínio}}$: valor de resistência para enrolamento confeccionado com alumínio convertido para a temperatura de referência.

2.3.1.2.2 Medição das Perdas em Vazio e Corrente de Excitação

As perdas em vazio e a corrente de excitação devem ser medidas simultaneamente, com aplicação de tensão nominal à frequência nominal de operação, na derivação principal, com o a temperatura do transformador próxima da temperatura ambiente do local de execução do ensaio. O ensaio pode ser realizado em outra derivação desde que a tensão aplicada corresponda a tensão da derivação na qual o ensaio está sendo realizado. Os demais enrolamentos devem ser deixados em circuito aberto [30].

No caso de transformadores trifásicos, é preciso que a conexão da amostra sob ensaio à fonte de potência seja feita de tal maneira que as tensões nas três fases sejam tão simétricas e senoidais quanto possível.

A tensão de ensaio é ajustada através de um voltímetro que registra o valor médio da tensão, mas graduado para fornecer o valor eficaz da tensão senoidal de ensaio, com o mesmo valor médio, indicando a tensão U' . Simultaneamente, um voltímetro, em paralelo com o voltímetro que registra o valor médio, faz a leitura do valor eficaz da tensão, indicando a tensão U .

A forma de tensão de ensaio pode ser considerada satisfatória se as tensões U e U' forem iguais entre si, com uma diferença máxima de 3%. Se a diferença entre as leituras dos multímetros for superior, a validade do ensaio deve ser acordada entre fabricante e comprador.

Para transformadores trifásicos, se o enrolamento conectado em triângulo for energizado, são medidas as tensões de fase entre os terminais, mas caso o enrolamento energizado possua ligação YN ou ZN, as tensões devem ser medidas entre os terminais de fase e neutro.

A Equação (37) é usada para encontrar o valor das perdas em vazio (NLL), onde NLL_m é o valor de perdas a vazio medido, sem correção e d é o fator de correção (Equação (38)) para as perdas em vazio.

$$NLL = NLL_m \cdot (1 + d) \quad (37)$$

$$d = \frac{U' - U}{U'} \quad (38)$$

Caso a diferença entre U e U' seja superior a 3%, é necessário corrigir o valor medido, referindo as perdas medidas à tensão senoidal pura, com um fator de forma igual a 1,11. A correção pode ser realizada com base nas Equações (39) e (40), mostradas abaixo.

$$NLL = NLL_m \cdot \left(\frac{100}{Wh_{\%} + k_o \cdot Wf_{\%}} \right) \quad (39)$$

$$k_o = \left(\frac{V_{ef}}{1,11 \cdot V_{med}} \right)^2 \quad (40)$$

Onde:

NLL é o valor de perdas corrigido, referido a tensão senoidal pura em (W);

NLL_m é o valor de perdas a vazio medido em (W);

$Wh_{\%}$ é o valor percentual das perdas por histerese na composição das perdas em vazio;

$Wf_{\%}$ é o valor percentual das perdas Foucault na composição das perdas em vazio;

V_{ef} é o valor eficaz da tensão medida no multímetro V1 das Figuras 21, 22, 23 e 24 em (V);

V_{med} é o valor médio da tensão medida no multímetro V2 das Figuras 21, 22, 23 e 24 em (V);

Na ausência de valores medidos de $W_h\%$ e $W_F\%$, eles podem ser considerados iguais 50%, valores típicos para chapas de grão orientado laminado a frio [30].

As componentes harmônicas da corrente de excitação nas três fases devem ser medidas e suas amplitudes devem ser expressas em percentagem da componente fundamental.

As perdas do sistema de medição podem ser determinadas fazendo uma nova leitura no wattímetro após o desligamento do transformador sob ensaio. O valor de perdas do sistema de medição é igual a leitura antes do desligamento subtraída da leitura do valor de perdas após o desligamento.

A Figura 21 e a Figura 22 mostram como devem ser realizadas as ligações dos instrumentos para o ensaio em transformadores monofásicos, com e sem transformadores para instrumentos. As medições podem ser realizadas tanto no enrolamento de alta tensão, como no enrolamento de baixa tensão, mas por maior facilidade na medição de corrente, o ensaio é geralmente realizado no enrolamento de baixa tensão.

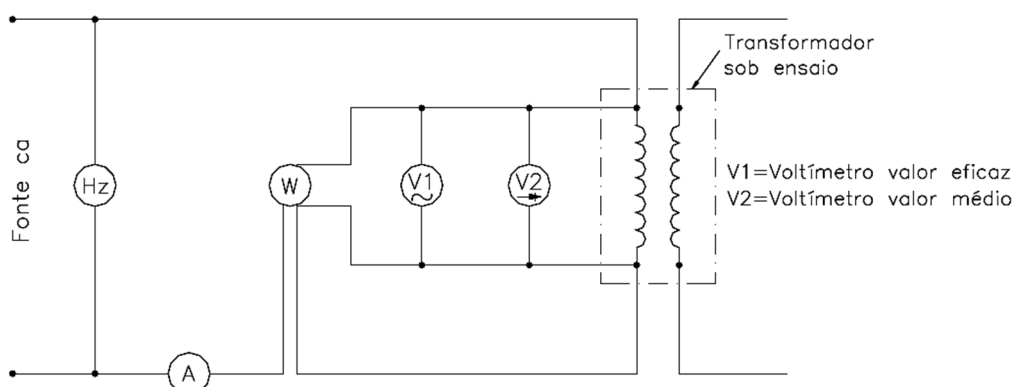


Figura 21 – Diagrama de ligações para o ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação em transformadores monofásicos, sem transformadores para instrumentos. Fonte: [30].

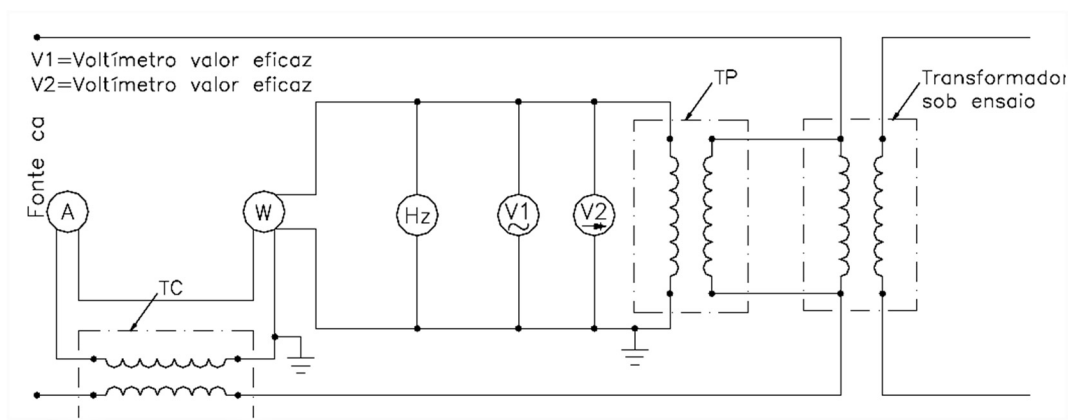


Figura 22 – Diagrama de ligações para o ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação em transformadores monofásicos, com transformadores para instrumentos. Fonte: [30].

A Figura 23 e a Figura 24 ilustram como devem ser realizadas as ligações dos instrumentos para ensaiar transformadores trifásicos, utilizando dois e três wattímetros, respectivamente.

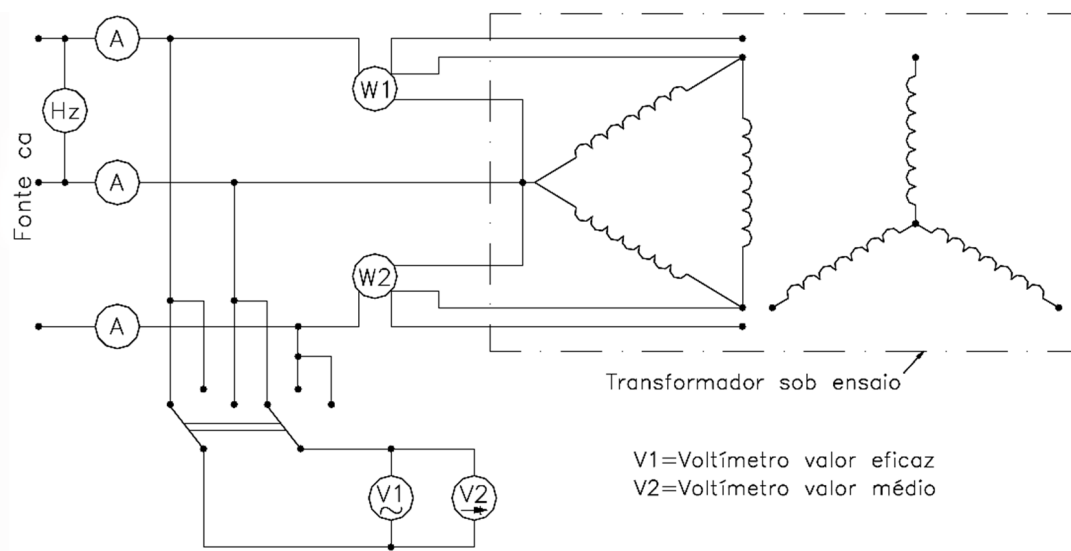


Figura 23 – Diagrama de ligações para o ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação em transformadores trifásicos, pelo método dos dois wattímetros, sem transformadores para instrumentos. Fonte: [30].

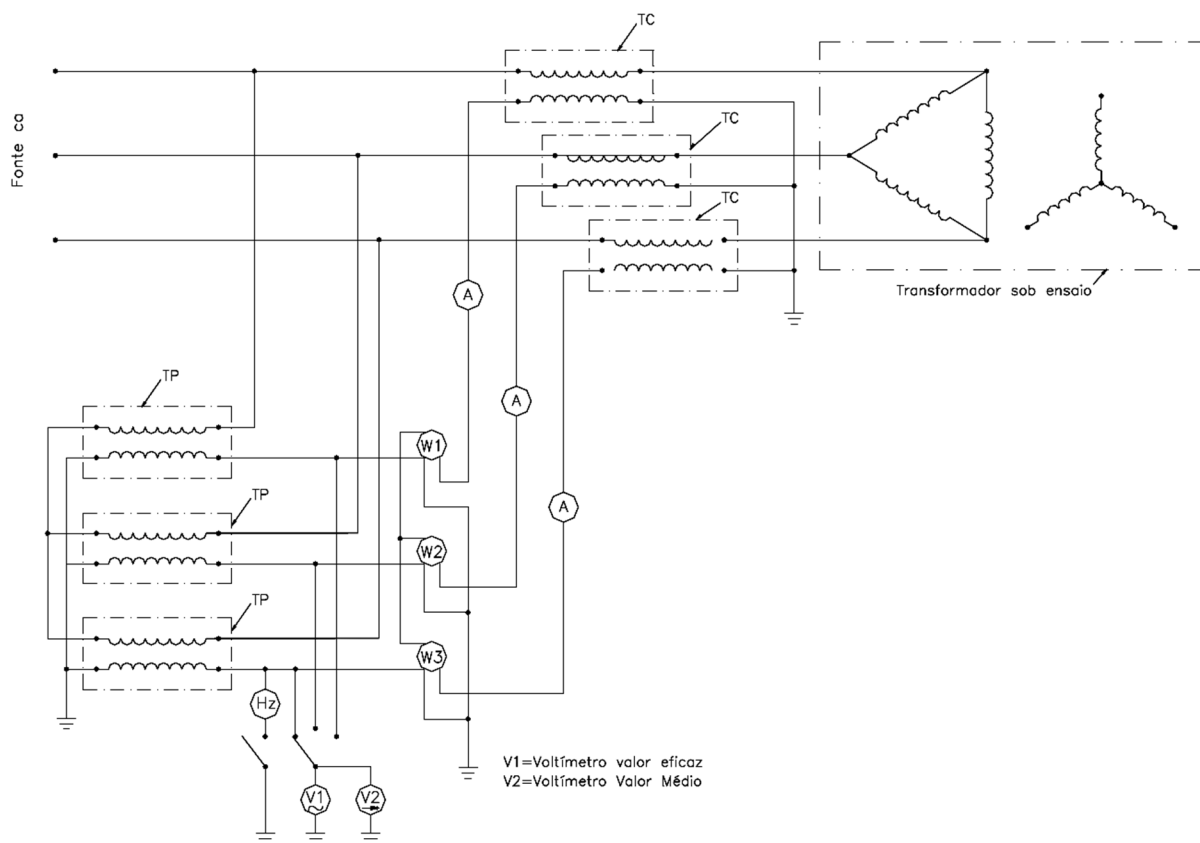


Figura 24 – Diagrama de ligações para o ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação em transformadores trifásicos, pelo método dos três wattímetros, com transformadores para instrumentos. Fonte: [30].

Em transformadores trifásicos, algumas modificações no procedimento são necessárias. Tais modificações, estão descritas nos itens I, II e III abaixo:

- I. No método dos dois wattímetros, tomar-se três pares de leituras separadas, permutando ciclicamente as ligações das fases; toma-se a soma algébrica das leituras dos dois wattímetros em cada uma das permutações e adota-se como valor de perdas em vazio medido, a média aritmética das três posições. Realiza-se a correção do valor de perdas em vazio medido com as Equações (37), (38), (39) e (40).
- II. No método dos três wattímetros, toma-se como valor de perdas em vazio medido, a soma das leituras de cada wattímetro. Realiza-se a correção do valor de perdas em vazio medido com as Equações (37), (38), (39) e (40).
- III. Na medição da corrente de excitação realiza-se duas medições:
 - III.1) Ajustar a tensão pelo voltímetro V1 e registrar a corrente nos amperímetros. O valor de corrente de excitação é a média aritmética (I_{med1}) das leituras de corrente nos amperímetros.
 - III.2) Ajustar a tensão pelo voltímetro V2 e registrar a corrente nos amperímetros. O valor de corrente de excitação é a média aritmética (I_{med2}) das leituras de corrente nos amperímetros.

Se o valor das leituras de tensão em V1 e V2 não diferem entre si de mais de 10 %, o valor de corrente de excitação é a média aritmética entre I_{med1} e I_{med2} . Caso a diferença seja maior que 10 %, é necessário haver acordo entre fabricante e comprador sobre a validade do ensaio.

2.3.1.2.3 Medição da Impedância de Curto-Circuito e Perdas em Carga

O ensaio é realizado ligando os terminais de um enrolamento do transformador, em curto, de preferência o de baixa tensão. No outro enrolamento, geralmente de alta tensão, deve ser aplicado o valor de tensão, em frequência nominal, capaz de fazer circular neste enrolamento, sua corrente nominal.

Deve-se determinar a temperatura dos enrolamentos antes e após o ensaio e a média aritmética (T_{enr}) destas leituras deve ser considerada como a temperatura do enrolamento.

É necessário que os wattímetros utilizados apresentem baixo fator de potência (5% ou 10%) permitindo realizar leituras satisfatórias, caso os wattímetros já tenham sido compensados para as perdas das bobinas de potencial, tal fato deve ser levado em consideração.

A Figura 25 e a Figura 26 mostram os diagramas de ligações para o ensaio de medição da impedância de curto-circuito e das perdas em carga para transformadores monofásicos e trifásicos de dois enrolamentos.

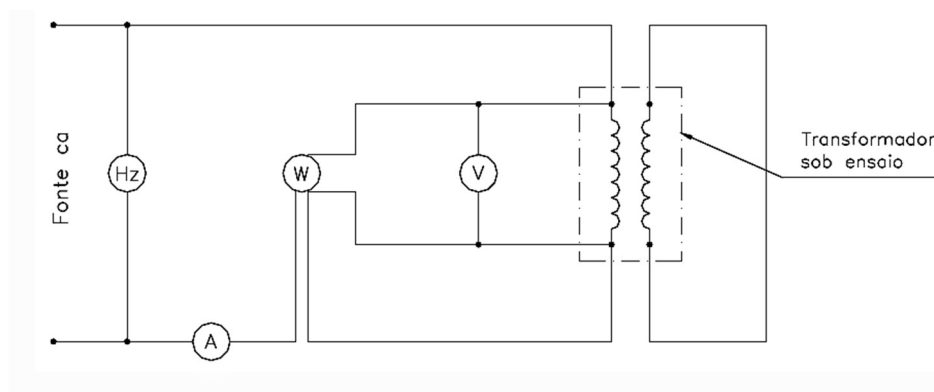


Figura 25 – Diagrama de ligação para o ensaio de curto-circuito em transformadores monofásicos de dois enrolamentos. Fonte: [30].

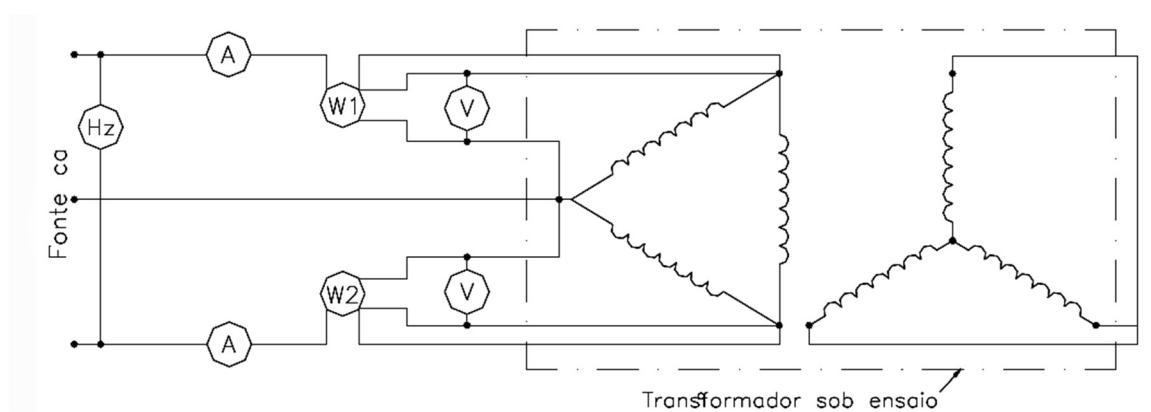


Figura 26 – Diagrama de ligação para o ensaio de curto-circuito em transformadores trifásicos de dois enrolamentos. Fonte: [30].

Os condutores utilizados para realizar a conexão física do curto-circuito nos terminais do transformador devem ter seção igual ou maior que a seção do terminal onde será realizado o curto-circuito. Além disto, devem estar afastados de massas magnéticas e ser tão curtos quanto seja possível.

Devem ser realizadas medições simultâneas da tensão aplicada ao enrolamento, da corrente de carga e da potência absorvida pelo transformador com enrolamentos conectados em curto-circuito. As leituras de resistência devem ser rápidas, para que não ocorram erros significativos provenientes da elevação da temperatura do enrolamento do transformador sob ensaio.

Para medir as perdas do sistema de medição presentes no ensaio de curto-circuito, com a finalidade de corrigir o valor de potência medido no ensaio, deve-se realizar uma nova leitura do wattímetro após desligar o transformador sob ensaio, mantendo a tensão que havia sido aplicada ao enrolamento. Esta correção também pode ser calculada através dos valores de resistência e demais parâmetros dos instrumentos utilizados.

A potência efetivamente absorvida pelo transformador (W_E) é a diferença entre a potência absorvida pelo transformador sob ensaio (W_{med}) e o valor das perdas no circuito de medição (W_{CM}), representadas na Equação (41).

$$W_E = W_{med} + W_{CM} \quad (41)$$

A impedância de curto-circuito (Z), em ohms, referida ao enrolamento sob tensão pode ser determinada através da tensão de curto-circuito (E_z), em volts, e da corrente nominal (I_N) dada em ampères, como na Equação (42).

$$Z = \frac{E_z}{I_N} \quad (42)$$

A componente resistiva (r) e a componente reativa (x) da impedância de curto-circuito podem ser determinadas através das expressões (43) e (44), ambas são expressas em ohms.

$$r = \frac{W_E}{I_N^2} \quad (43)$$

$$x_c = \sqrt{Z^2 - r^2} \quad (44)$$

Geralmente se expressa a impedância de curto-circuito em porcentagem, para tanto basta dividir a tensão de curto-circuito medida pela tensão nominal do enrolamento sob ensaio (V_n), em volts, como indica a Equação (45).

$$Z_{\%} = \frac{E_z}{V_n} . 100 \quad (45)$$

A componente resistiva ($r_{\%}$) e a componente reativa ($x_{C\%}$), expressas em percentual, são mostradas nas Equações (46) e (47), onde P_n é a potência nominal, em (VA).

$$r_{\%} = \frac{W_E}{P_n} \cdot 100 \quad (46)$$

$$x_{C\%} = \sqrt{Z_{\%}^2 - r_{\%}^2} \quad (47)$$

As perdas em carga medidas e a impedância de curto circuito devem ser referidas para a temperatura de referência. As Equações (48), (49) mostram como corrigir o valor medido de perdas em carga para a temperatura de referência, para enrolamentos confeccionados com alumínio ou cobre, respectivamente.

$$W'_E = W_E \cdot \left(\frac{225 + T_{ref}}{225 + T_{enr}} \right) \quad (48)$$

$$W'_E = W_E \cdot \left(\frac{235 + T_{ref}}{235 + T_{enr}} \right) \quad (49)$$

Como apenas a componente resistiva da impedância de curto circuito varia com a temperatura, basta corrigir a componente resistiva para a temperatura de referência e recalcular o valor de impedância com base no valor corrigido desta componente e no valor da componente reativa obtida anteriormente.

As Equações (50) e (51) permitem calcular, na temperatura de referência, os valores corrigidos da impedância percentual ($Z'_{\%}$) e de sua componente resistiva ($r'_{\%}$).

$$r'_{\%} = \frac{W'_E}{P_n} \cdot 100 \quad (50)$$

$$Z'_{\%} = \sqrt{r'_{\%}^2 + x_{C\%}^2} \quad (51)$$

Quando não for possível realizar o ensaio com corrente nominal, usa-se um valor de corrente pelo menos superior a 50 % da corrente nominal. Os valores de impedância de curto-circuito e das perdas em carga devem ser corrigidos, com base no valor de corrente do ensaio (I_e), de acordo com as Equações (52) e (53).

$$Z_{\%} = \left(\frac{E_z}{V_n} \cdot 100 \right) \cdot \frac{I_e}{I_N} \quad (52)$$

$$W'_E = W_E \cdot \left(\frac{I_e}{I_n} \right)^2 \quad (53)$$

Os valores resultantes da correção pela corrente de ensaio também precisam ser corrigidos para a temperatura de referência. Tais valores podem ser corrigidos para a temperatura de referência de maneira semelhante as (48) ou (49), (50) e (51).

2.3.1.3 Ensaios de Tipo

Os ensaios de tipo em transformadores estão listados abaixo:

- a) Elevação de temperatura;
- b) Ensaios dielétricos de tipo (descritos na ABNT NBR 5356-3, [32]);
- c) Ensaios de óleo isolante para tensões máximas menores que 72,5 kV: rigidez dielétrica, teor de água, fator de perdas dielétricas ou fator de perdas por dissipação e tensão interfacial.

Devido ao interesse deste trabalho apenas o ensaio de elevação de temperatura será detalhado, pois será utilizado na análise técnica descrita nos capítulos posteriores.

2.3.1.3.1 Ensaio de Elevação de Temperatura

O ensaio de elevação de temperatura é um ensaio complexo, influenciado por inúmeras variáveis. Os procedimentos e cuidados necessários para a realização do ensaio de elevação de temperatura estão descritos na ABNT NBR 5356-2 [33].

Os diagramas de ligação mostrados na Figura 25 e na Figura 26, também são utilizados na realização do ensaio de elevação de temperatura. É comum utilizar um disjuntor para

estabelecer o curto-circuito nos enrolamentos de baixa tensão, dessa maneira é possível realizar de maneira instantânea, a conexão ou desconexão do curto-circuito.

O local de execução do ensaio deve reduzir de maneira significativa variações de temperatura ambiente no local do ensaio, principalmente, próximo da estabilização da temperatura do óleo. Pelo menos três sensores de temperatura devem ser utilizados para medir a temperatura ambiente, e a média destas leituras, utilizada como valor da temperatura ambiente no local do ensaio.

Os sensores de temperatura, normalmente em poços térmicos, devem estar ser dispostos ao redor do transformador, entre 1 m e 2 m de distância do tanque do transformador, ou da superfície de resfriamento e ajustados à meia altura do tanque ou radiadores.

O curto-circuito é o método normalizado utilizado na realização do ensaio de elevação de temperatura em regime permanente. Neste método, com os terminais do enrolamento de BT conectados em curto, é aplicado nos terminais de AT um valor de tensão suficiente para que o transformador dissipe a potência de valor equivalente as perdas totais (TL) na temperatura de referência.

O ensaio de elevação de temperatura pode ser dividido em duas partes:

- A) Aplicação de perdas totais: determinação da elevação de temperatura máxima do topo do óleo.

O ensaio deve ser realizado com a aplicação das perdas totais máximas (perdas em vazio somada às perdas em carga) na derivação de corrente máxima (tap crítico), dessa maneira, a corrente aplicada é superior à corrente nominal. Devem ser monitoradas as três temperaturas ambientes e a temperatura do topo do óleo até que a elevação de temperatura do topo do óleo se estabilize.

A temperatura do topo do óleo pode ser considerada estável, quando a sua taxa de variação for menor que 1 °C, em um período de três horas. O valor médio das leituras na última hora é considerado como o valor de elevação de temperatura do óleo em regime permanente.

- B) Aplicação de corrente nominal: determinação da elevação de temperatura média dos enrolamentos sobre o óleo, à corrente nominal.

Esta etapa também é conhecida como medição de resistência à quente, e seu resultado, em conjunto com a elevação de temperatura máxima do topo do óleo, é utilizado para determinar o valor médio da elevação de temperatura dos enrolamentos.

Após determinar a elevação de temperatura do topo do óleo na etapa A), a corrente de ensaio deve ter seu valor reduzido para a corrente nominal, condição que deve ser

mantida por uma hora, com acompanhamento das três temperaturas ambiente e da temperatura do topo do óleo.

Após uma hora, desliga-se o circuito, e a conexão de ensaio é trocada para a conexão de medição de resistência do enrolamento.

Os valores de resistência medidos decaem ao longo da medição devido ao resfriamento do enrolamento. Através destes valores e do tempo decorrido até a medição realiza-se uma extrapolação para o instante do corte, determinando assim a resistência dos enrolamentos no instante do desligamento.

Este procedimento deve ser realizado para todos os enrolamentos do transformador. Desta forma, serão necessárias duas leituras para um transformador monofásico (enrolamento de alta e baixa tensão). Já para transformadores trifásicos de dois enrolamentos são necessárias seis medições.

Para determinar a temperatura média do enrolamento (T_Q) em °C, através do valor extrapolado para a resistência do enrolamento (R_Q) no instante do desligamento, basta utilizar a Equação (54) para enrolamento de cobre, ou a Equação (55), para enrolamento de alumínio.

$$T_Q = \frac{R_Q}{R_a} \cdot (235 + T_a) - 235 \quad (54)$$

$$T_Q = \frac{R_Q}{R_a} \cdot (225 + T_a) - 225 \quad (55)$$

Onde:

R_a é o valor de resistência medido à temperatura ambiente;

T_a é a temperatura ambiente no instante da medição da resistência R_a , em °C.

Após calcular a temperatura média dos enrolamentos, por meio da Equação (54) ou da Equação (55), o valor de elevação de temperatura do enrolamento ($\Delta T_{enr}'$) pode ser facilmente determinado através da Equação (56).

$$\Delta T_{enr}' = T_Q - T_a \quad (56)$$

É importante destacar que, com a redução da corrente entre as etapas A) e B), ocorre uma queda da temperatura do transformador até a realização da medição de resistência ao final de uma hora. Portanto, adiciona-se esta queda de temperatura (ΔT_q) ao valor de elevação de temperatura média do enrolamento, obtida com a Equação (56).

Finalmente, o valor correto de elevação de temperatura média do enrolamento pode ser encontrado com a Equação (57).

$$\Delta T_{enr} = \Delta T'_{enr} + \Delta T_q \quad (57)$$

2.3.1.4 Ensaios Especiais

Os ensaios especiais são realizados para verificar as características e o comportamento dos equipamentos em condições específicas. Estes ensaios devem ser acordados entre comprador e fabricante. Devido aos interesses específicos deste trabalho, os ensaios especiais não serão discutidos. Os ensaios especiais em transformadores de acordo com [30] são:

- a) Ensaios dielétricos especiais (descritos em [32]);
- b) Medição das capacitâncias entre o enrolamento e a terra, e entre enrolamentos;
- c) Medição das características da tensão transitória;
- d) Medição da(s) impedância(s) de sequência zero em transformadores trifásicos;
- e) Ensaio de suportabilidade a curto-circuito;
- f) Determinação do nível de ruído audível;
- g) Medição de harmônicas da corrente de excitação;
- h) Medição da potência absorvida pelos motores das bombas de óleo e dos ventiladores;
- i) Medição do fator de dissipação ($\tan \delta$) da isolação;
- j) Análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante;
- k) Vácuo interno;
- l) Ensaio de verificação do esquema de pintura das partes interna e externa;
- m) Nível de tensão de radiointerferência;
- n) Medição da resposta em frequência e impedância terminal;
- o) Ensaio do grau de polimerização do papel;
- p) Medição do ponto de orvalho;
- q) Levantamento da curva de saturação e medição da reatância do enrolamento em núcleo a ar.

2.3.1.5 Critérios de Avaliação

2.3.1.5.1 Perdas em Vazio, Perdas Totais, Corrente de Excitação e Impedância de Curto-Circuito

Os valores máximos das perdas em vazio, perdas em carga, corrente de excitação e tensão de curto-circuito, devem ser inferiores aos valores individuais de cada parâmetro, apresentados em [11]. No entanto, os limites possuem tolerâncias aplicáveis, mostradas na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros de avaliação e suas respectivas tolerâncias. Fonte: [11].

Parâmetro	Tolerância
Perdas em vazio	+ 10 %
Perdas totais	+ 6 %
Corrente de excitação (percentual)	+ 20 %
Impedância de curto-circuito (percentual)	$\pm 7,5$ %

2.3.5.1.2 Limites de Elevação de Temperatura

Os valores de elevação de temperatura devem ser avaliados com base nos limites presentes na Tabela 4.

Tabela 4 – Limites de elevação de temperatura e temperatura de referência. Fonte: [11].

Temperatura	Limites de elevação de temperatura °C		
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Média dos enrolamentos	55	65	75
Ponto mais quente dos enrolamentos	65	80	90
Óleo isolante (topo do óleo)	50	60	70
Temperaturas de referências das perdas totais e impedância	75	85	95

A alternativa 1 é para transformadores imersos em óleo mineral que não utiliza papel termoestabilizado.

A alternativa 2, mostrada na Tabela 4, é para transformadores imersos em óleo mineral isolante com a isolação dos enrolamentos (condutores e entre camadas) confeccionada com papel termoestabilizado compatível com o óleo isolante.

A alternativa 3 é para transformadores imersos em óleo vegetal isolante. Neste caso, a isolação dos enrolamentos (condutores e entre camadas) pode ser confeccionada com papel Kraft regular, papel termoestabilizado ou papel aramida compatível com o óleo vegetal isolante, não sendo aplicável a transformadores imersos em óleo mineral.

2.4 Conceitos para Avaliação Econômica

2.4.1 Conceitos de Engenharia Econômica

Na engenharia econômica, nem sempre a melhor alternativa técnica é aquela que trará os maiores benefícios econômicos. Além disso, na maioria das vezes quanto melhor a qualidade técnica de um equipamento, mais elevado é o seu custo de aquisição. Porém não basta avaliar apenas o custo de aquisição; é preciso avaliar os benefícios agregados.

Os problemas encontrados na análise de investimentos envolvem fluxos de caixa, com entradas e saídas, distribuídos ao longo do período de análise. As entradas são consideradas como positivas e as saídas como negativas.

A Figura 27 exemplifica visualmente o conceito de entradas e saídas distribuídos ao longo de um período de análise.

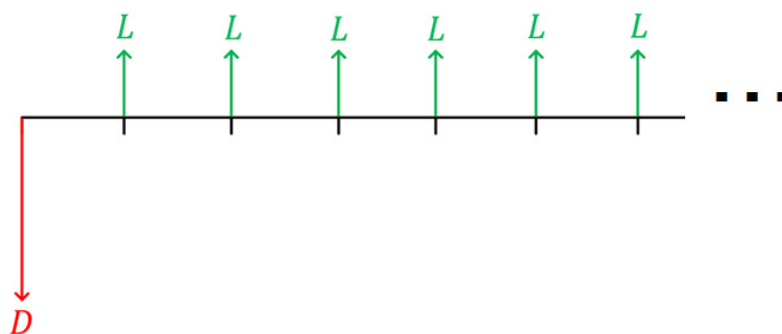


Figura 27 – Exemplo de fluxo de caixa. Fonte: autor.

Na Figura 27, D é o investimento inicial realizado. A energia gerada pelo sistema é convertida em benefícios econômicos para o investidor, provendo um lucro mensal (L), considerado constante.

Entretanto, não é interessante comparar valores financeiros obtidos em tempos diferentes, ou seja, o lucro obtido no 15º ano, tem um peso menor que o lucro obtido no 1º ano após o investimento, quando comparado ao investimento inicial. Dessa maneira, é preciso trazer para valores presentes os benefícios obtidos para realizar uma comparação equivalente, com o investimento realizado.

Tal conceito pode ser estendido para o investimento inicial realizado, por exemplo: se o investimento realizado será quitado em parcelas uniformes distribuídas homogeneamente ao longo de um período, as parcelas finais terão um peso menor na composição do valor total a ser quitado no presente. Portanto, é necessário trazer para valores presentes as parcelas a serem quitadas após a aquisição do equipamento.

O valor presente de um investimento (V_{pre}), com base em uma série de pagamentos futuros, uniformes, de valor L , a uma taxa mínima de atratividade (j), ao longo do período n , em anos, é encontrado com a Equação (58) [34].

$$V_{pre} = \frac{L}{(1+j)^n} + \frac{L}{(1+j)^{n-1}} + \dots + \frac{L}{(1+j)^1} \quad (58)$$

Os equipamentos de uma empresa são considerados como ativos fixos e com o passar dos anos estes equipamentos sofrem uma perda de seu valor monetário. Esta perda quando não recuperada através de manutenção é chamada de depreciação real [34].

A depreciação é um valor fixo calculado com base no valor do ativo, e é descontada anualmente do valor do ativo, geralmente, após a sua instalação. Cada país define por meio de sua legislação a taxa de depreciação de equipamentos, a qual as empresas tomam como base para calcular a depreciação do ativo.

O valor ativo (V_{ativo}) de um transformador adquirido com custo igual à C_{TR} , após um ano de sua compra, sujeito à uma taxa de depreciação percentual anual ($d\%$), é encontrado com a Equação (59).

$$V_{ativo} = C_{TR} \cdot (1 - d\%) \quad (59)$$

A taxa de depreciação e a vida útil econômica de transformadores de distribuição, de acordo com o manual de controle patrimonial do setor elétrico [35], estão na Tabela 5.

Tabela 5 – Valores de depreciação e vida útil econômica de transformadores de distribuição. Fonte: [35].

Tipo	Depreciação (%)	Vida útil econômica (anos)
Aéreo	4,0	25
Pedestal, plataforma ou estaleiro	4,0	25
Subterrâneo	3,7	27
Submersível	3,7	27
Especial / Verde	3,7	27

Antes de se realizar um investimento é preciso verificar se ele é viável economicamente, ou seja, se o lucro obtido com o investimento superará o capital investido.

Considerando um fluxo de caixa, semelhante ao mostrado na Figura 27, o valor presente líquido (VPL) das (n_{parcelas}) parcelas de lucro (entradas) à serem recebidas, considerando lucros (L_k), a uma taxa mínima de atratividade (j), pode ser encontrado através da Equação (60).

$$VPL = \left(\sum_{k=0}^{k=n_{\text{parcelas}}} \frac{L_k}{(1+j)^k} \right) - D \quad (60)$$

Se o valor presente líquido de um investimento (descontado o investimento) é positivo, tal oportunidade de investimento pode ser considerada viável. Em caso negativo, o investimento é considerado inviável e não deve ser realizado.

O tempo de retorno é definido como o intervalo de tempo necessário para que o valor presente líquido de um investimento se torne positivo, caso ele seja viável, ou seja, o tempo necessário para que se recupere o investimento realizado.

O tempo de retorno também pode ser determinado com a Equação (60), determinando o valor de k , tal que o VPL seja igual à zero.

Outro conceito utilizado para avaliar a viabilidade de investimentos é conhecida como taxa interna de retorno, e é definida como a taxa mínima de atratividade necessária, para que o benefício acumulado com os lucros líquidos adquiridos ao longo do período de análise seja igual ao investimento inicial realizado.

A taxa interna de retorno é determinada com a Equação (60), determinando o valor de j , com base nos lucros líquidos previstos, tal que o VPL seja igual à zero.

2.4.2 Capitalização das Perdas do Transformador de Distribuição

O preço total de um transformador possui várias componentes e inclui o preço de compra, o valor das perdas de energia, os custos de manutenção, reparos e de alienação, mas raramente estes custos são levados em consideração pelo comprador [11].

Quando considera-se as perdas do equipamento ao longo de sua operação sobre o custo total do transformador, dá-se o nome de capitalização das perdas.

O custo total de aquisição e operação de um transformador ao longo da vida útil prevista para o equipamento é determinado com a Equação (61), [20, 36, 37, 38, 39, 40, 41].

$$TOC = C_{INV} + C_{NLL} + C_{LL} \quad (61)$$

Onde:

TOC é o custo total de aquisição e operação do transformador;

C_{INV} é o custo capitalizado e amortizado de aquisição do transformador;

C_{NLL} é custo capitalizado das perdas em vazio;

C_{LL} é o custo capitalizado das perdas em carga.

O custo capitalizado e amortizado do preço de aquisição do transformador é encontrado por meio da Equação (62) [34].

$$C_{INV} = \frac{C}{(1+j)^y} \cdot \frac{[(1+j)^y \cdot j]}{(1+j)^y - 1} \cdot \frac{[(1+j)^n - 1]}{(1+j)^n \cdot j} \quad (62)$$

O custo das perdas em vazio é determinado com a Equação (63), e depende apenas do valor de perdas em vazio do transformador (NLL) e da tarifa cobrada sobre as perdas em vazio (T_{NLL}) em R\$/kW.

$$C_{NLL} = NLL \cdot T_{NLL} \quad (63)$$

A tarifa cobrada para as perdas em vazio leva em conta o tempo, em horas, que o transformador esteve em operação ao longo de um ano (HPY) e o custo da energia elétrica (C_{EE}), em R\$/kW.h, como mostra a Equação (64).

$$T_{NLL} = HPY \cdot C_{EE} \quad (64)$$

Dessa maneira o custo com as perdas em vazio pode ser encontrado ao reescrever a Equação (63), com base na informação presente na Equação (64), como mostra a Equação (65).

$$C_{NLL} = NLL \cdot HPY \cdot C_{EE} \quad (65)$$

O custo com as perdas em carga podem ser encontrado desenvolvendo-se a Equação (66) [34].

$$C_{LL} = \left(\sum_{m=1}^{NI} R_{TR} \cdot I^2 \cdot \Delta T \right) \cdot C_{EE} \cdot DPY \quad (66)$$

Onde:

I : é a corrente variável da carga;

ΔT : é o intervalo de tempo considerado;

DPY é o total de dias de operação ao longo de um ano;

R_{TR} : é a resistência total do transformador que inclui as resistências dos enrolamentos de alta e de baixa tensão;

NI : é o número de intervalos do perfil de carga médio discretizado em patamares.

Considerando que o valor da resistência do transformador é constante, ela pode ser retirada do somatório, assim encontra-se a Equação (67).

$$C_{LL} = R_{TR} \cdot \left(\sum_{m=1}^{NI} I^2 \cdot \Delta T \right) \cdot C_{EE} \cdot DPY \quad (67)$$

Multiplicando a Equação por $\frac{I_N^2}{I_N^2}$ e por $\frac{U_N^2}{U_N^2}$, encontra-se a Equação (68).

$$C_{LL} = R_{TR} \cdot I_N^2 \cdot C_{EE} \cdot DPY \left(\sum_{m=1}^{NI} \frac{I^2 \cdot U_N^2}{I_N^2 \cdot U_N^2} \cdot \Delta T \right) \quad (68)$$

Rearranjando a Equação (68), encontramos a Equação (69).

$$C_{LL} = R_{TR} \cdot I_N^2 \cdot C_{EE} \cdot DPY \cdot \left(\sum_{m=1}^{NI} \frac{(I \cdot U_N)^2}{(I_N \cdot U_N)^2} \cdot \Delta T \right) \quad (69)$$

Substituindo $I \cdot U_N$ e $I_N \cdot U_N$ pelas respectivas potências, kVA_m (potência solicitada pela carga em cada intervalo m) e kVA_N (potência nominal do transformador), encontra-se a Equação (70).

$$C_{LL} = R_{TR} \cdot I_N^2 \cdot C_{EE} \cdot DPY \cdot \left(\sum_{m=1}^{NI} \left(\frac{kVA_m}{kVA_N} \right)^2 \Delta T \right) \quad (70)$$

Discretizando-se o intervalo de tempo, ΔT , por conveniência, em 24 patamares, como mostra a Equação (71), encontra-se a Equação (72).

$$\Delta T = \frac{24}{NI} \quad (71)$$

$$C_{LL} = R_{TR} \cdot I_N^2 \cdot C_{EE} \cdot DPY \cdot \frac{24}{NI} \cdot \sum_{m=1}^{NI} \left(\frac{kVA_m}{kVA_N} \right)^2 \quad (72)$$

Como $R_{TR} \cdot I_N^2$ é igual ao valor das perdas em carga (LL), a Equação (72) pode ser alterada para a Equação (73).

$$C_{LL} = LL \cdot C_{EE} \cdot DPY \cdot \frac{24}{NI} \cdot \sum_{m=1}^{NI} \left(\frac{kVA_m}{kVA_N} \right)^2 \quad (73)$$

Na Equação (73), verifica-se que o custo das perdas em carga do transformador, depende do $TSMP$, Equação (34), discutido no item 2.1.5 deste capítulo.

Assim, o custo das perdas em carga, com base na Equação (73), pode ser descrito pela Equação (74).

$$C_{LL} = LL.C_{EE}.DPY.TSMP \quad (74)$$

Os conceitos e fundamentos neste item 2.4.2 serão utilizados na avaliação econômica apresentada no Capítulo 4 desta dissertação.

3 Amostras e Ensaios Realizados

Este capítulo tem a finalidade de apresentar as características técnicas, aspectos construtivos das amostras. Também apresenta os valores de perdas originais (na fabricação) e esperados após a reforma. Apresenta a estrutura e os principais equipamentos utilizados na realização dos ensaios de rotina e elevação de temperatura do LAT-EFEI. Por último são apresentados os resultados dos ensaios de medição de resistência, perdas em vazio e corrente de excitação, perdas em carga e impedância de curto-circuito e elevação de temperatura.

As amostras selecionadas para o estudo são três transformadores monofásicos tipo fase-fase, também conhecido como bifásico, de classe de tensão 24,2 kV, com potência nominal de 15 kVA e imersos em óleo vegetal.

3.1 Amostras

3.1.1 Características Técnicas Principais

As amostras apresentam características técnicas idênticas, como: número de fases, classe de tensão e potência nominal, para evitar distorções nos resultados durante a comparação. Todas as amostras foram originalmente produzidas pelo mesmo fabricante. A Figura 20, mostra uma das amostras utilizadas neste estudo.

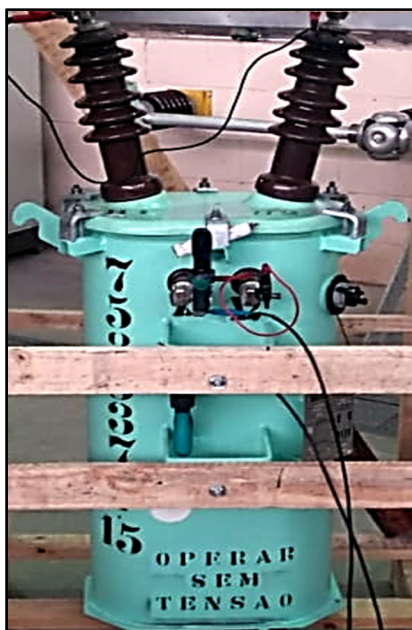


Figura 28 – Amostra de transformador monofásico fase-fase, de potência 15 kVA, classe de tensão 24,2 kV.

Fonte: autor.

A Tabela 6 apresenta as principais características das amostras.

Tabela 6 – Características das amostras.

Características	
Tipo de equipamento	Aéreo Convencional
Classe de tensão (kV)	24,2
Norma de especificação	ABNT NBR 5440
Número de fases	1
Potência (kVA)	15
Método de resfriamento	ONAN
Frequência (Hz)	60
Temperatura de referência (°C)	95
Polaridade	Subtrativa
NBI (kV)	125
Tipo do óleo isolante	Vegetal
Tensões primárias (V)	23100/22000/20900
Tensões secundárias (V)	220

3.1.2 Características Construtivas

O núcleo das amostras é constituído por chapas finas de material ferromagnético, laminadas a frio, cobertas com uma fina camada de material isolante elétrico inorgânico. O material ferromagnético dos transformadores é aço-silício, tipo M4, de grão orientado.

Algumas características construtivas básicas do núcleo das amostras utilizadas estão contidas na Tabela 7.

Tabela 7 – Características construtivas do núcleo

Parâmetro	Valor	Unidade
Altura da janela	340	mm
Largura da janela	85	mm
Área da seção	64,4	cm ²
Tipo do aço - Grade	M4 - T27	-

As características construtivas básicas dos enrolamentos de alta e baixa tensão das três amostras utilizadas, estão presentes na Tabela 8 e na Tabela 9.

Tabela 8 – Características construtivas do enrolamento de baixa tensão.

Parâmetro	Amostra		
	I	II	III
Estrutura	Multicamada	Multicamada	Multicamada
Número de espiras	50	47	54
Número de camadas	2	2	2
Número de espiras por camada	25	23,5	27

Tabela 9 – Características construtivas do enrolamento de alta tensão.

Parâmetro	Amostra		
	I	II	III
Estrutura	Multicamada	Multicamada	Multicamada
Número de espiras	5250	4935	5670
Número de camadas	15,49	11,22	16,73
Número de espiras por camada	339	440	339

3.1.3 Peculiaridades de Projeto e Informações sobre as Amostras Reformadas

Todos os projetos foram originalmente dimensionados para utilização de alumínio como material condutor nos enrolamentos de alta e de baixa tensão.

Devido à utilização do alumínio, as dimensões do núcleo são maiores comparados a um projeto dimensionado para utilização do cobre como material condutor. As maiores dimensões do núcleo permitem inserir um número maior de espiras nos enrolamentos, principalmente no de alta tensão. Este fato visa reduzir as perdas em vazio e consequentemente utiliza uma quantidade maior de cobre, com o objetivo de atingir níveis de eficiência superiores.

Tal peculiaridade foi utilizada no projeto dos enrolamentos da amostra III, para que após a reforma, ela se enquadrasse no nível de eficiência C, descrito em [11] e nos procedimentos do PBE-Transformadores [9, 10, 12].

As amostras foram reformadas utilizando diferentes materiais condutores nos enrolamentos, em diferentes níveis de eficiência, como detalha a Tabela 10.

Tabela 10 – Material dos enrolamentos usados na reforma e nível de eficiência das amostras.

Amostra	Material dos Enrolamentos – AT/BT	Nível de Eficiência
I	Alumínio/Alumínio	E
II	Cobre/Cobre	E
III	Cobre/Cobre	C

3.1.4 Perdas e Elevação de Temperatura dos Projetos Originais

As unidades selecionadas foram produzidas originalmente pelo mesmo fabricante, utilizando apenas alumínio como material condutor nos enrolamentos.

Os valores de perdas em vazio, perdas em carga e perdas totais, medidos no tap nominal após a fabricação, estão presentes na Tabela 11.

Tabela 11 – Perdas medidas nos ensaios após fabricação

Perdas [W]	Amostra		
	I	II	III
Em vazio	45	49	45
Em carga	315	313	316
Totais	360	362	362

O ensaio de elevação de temperatura é um ensaio de tipo, e não é necessário realizá-lo em todas as unidades produzidas. Portanto, na ausência dos valores medidos de elevação de temperatura, o fabricante forneceu os valores esperados de elevação de temperatura para os projetos originais, na Tabela 12.

Tabela 12 - Valores de elevação de temperatura do projeto original

Parâmetro	Elevação de temperatura [° C]
Óleo	47
Enrolamento AT	58
Enrolamento BT	56

3.1.5 Perdas e Elevação de Temperatura Esperadas Após a Reforma

Com base nas configurações propostas, foram calculados valores esperados de perdas e elevação de temperatura para as amostras. Os valores de perdas esperados após a reforma, para as três amostras, convertidos para a temperatura de referência estão contidos na Tabela 13.

Tabela 13 – Perdas esperadas após a reforma das amostras

Perdas	Amostra		
	I	II	III
Em vazio	48	55	42
Em carga	299	279	229
Totais	347	334	271

A Tabela 14 apresenta os valores esperados de elevação de temperatura após a reforma para as três amostras, fornecidos pela empresa reformadora.

Tabela 14 - Valores esperados de elevação de temperatura após a reforma para as amostras

Local	Elevação de temperatura [°C]
Óleo	50
Enrolamento AT	55
Enrolamento BT	55

3.2 Ensaios Realizados

3.2.1 Estrutura do LAT-EFEI para Realização de Ensaios de Rotina e Elevação de Temperatura

O LAT-EFEI possui um sistema especializado para realização de ensaios de rotina e elevação de temperatura em transformadores de distribuição monofásicos e trifásicos, de potência nominal entre 5 kVA e 300 kVA, entre as classes de tensão 15,0 kV e 36,2 kV.

A cela utilizada para realização dos ensaios dos ensaios de rotina e elevação é mostrada na Figura 29.

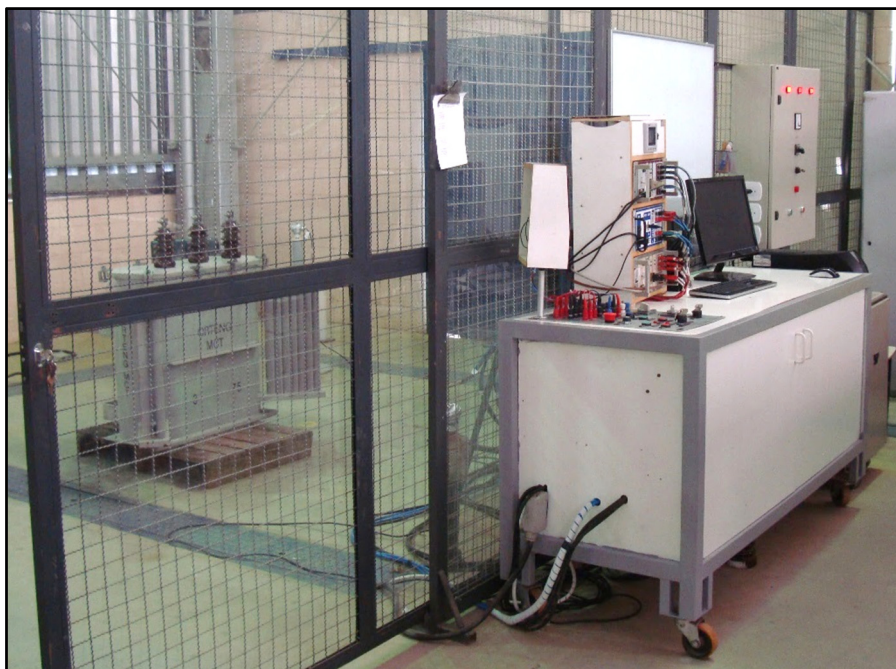


Figura 29 – Cella de ensaios de rotina e elevação de temperatura. Fonte: autor.

O sistema de medição é composto por três módulos principais, mostrados na Figura 30, responsáveis pelo controle das variáveis de ensaio como tensão e corrente e também pela aquisição de dados do ensaio.

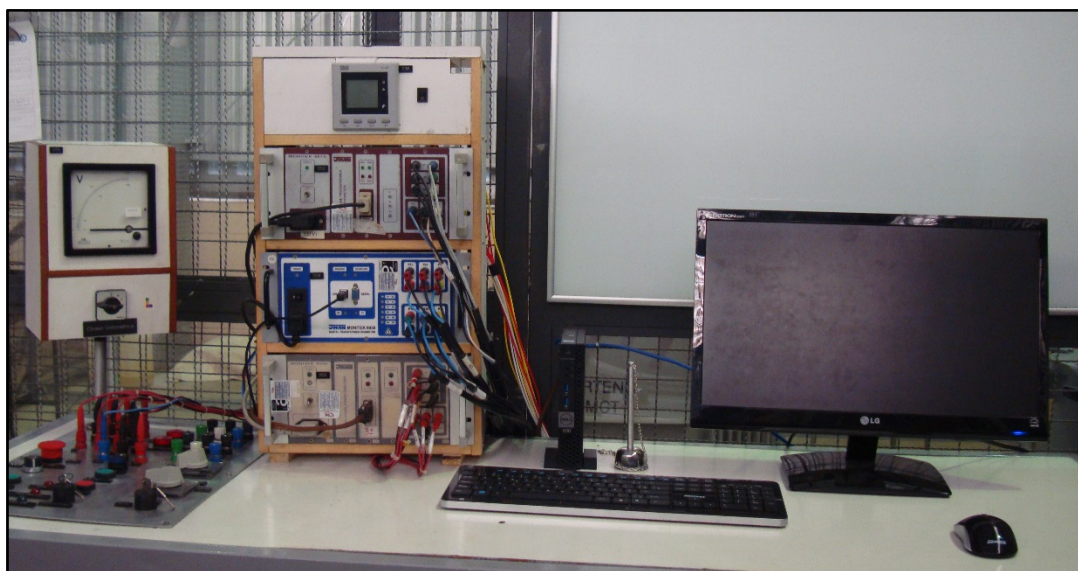


Figura 30 – Detalhe da bancada de ensaios de rotina e elevação de temperatura. Fonte: autor.

O módulo MONITEK 9610 é um medidor de relação de transformação, e sua interface é realizada através do *software RTmed*. Os produtos finais apresentados pelo módulo, são os

valores de relação de transformação e o erro percentual máximo do valor de relação de transformação para cada fase avaliada, em todas as derivações do transformador sob ensaio.

O módulo MONITEK 9930 é um ohmímetro digital utilizado para medição das resistências dos enrolamentos e sua interface é realizada através do *software RHmed*. Este módulo aplica corrente contínua e realiza leituras de tensão nos terminais do transformador para determinar indiretamente os valores de resistência.

O módulo MONITEK 9440 é um analisador trifásico responsável por controlar a tensão aplicada nos ensaios de medição de perdas em vazio, perdas em carga e elevação de temperatura. Este módulo recebe as informações de tensão e corrente através dos TCs e TPs.

A Figura 31 mostra os módulos utilizados nos ensaios de rotina e elevação de temperatura.



(a)



(b)



(c)

Figura 31 – Módulos para realização dos ensaios de rotina e elevação de temperatura. (a) MONITEK 9610, (b) MONITEK 9930 e (c) MONITEK 9440. Fonte: autor.

A tensão é aplicada aos terminais da amostra através de um transformador elevador, o qual tem a tensão nos seus terminais de baixa tensão ajustada através de um variador de tensão controlado pelo módulo MONITEK 9440 e do seu *software* de interface (*TRANS4* ou *ELEVA*).

A Figura 32 mostra o transformador elevador utilizado na realização dos ensaios de rotina e elevação de temperatura.



Figura 32 – Transformador elevador utilizados nos ensaios em vazio, ensaio em curto-circuito e elevação de temperatura. Fonte: autor.

As temperaturas do topo do óleo a temperatura ambiente do local de ensaio são medidas através de quatro termoresistências do tipo PT100. A temperatura ambiente do local do ensaio é medida por três sensores inseridos poços térmicos, mergulhados em óleo mineral. A temperatura do óleo é medida inserindo o quarto PT100 na parte superior do óleo do transformador. A Figura 33 mostra um dos medidores de temperatura ambiente, utilizados nos ensaios de rotina e elevação de temperatura.

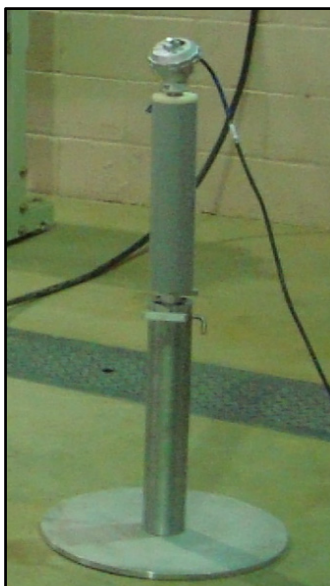


Figura 33 – Sensor de medição de temperatura ambiente. Fonte: autor.

O curto-circuito aplicado aos terminais de baixa tensão da amostra durante levantamento das perdas em carga e do ensaio de elevação de temperatura é realizado através de um disjuntor de média tensão, presente na Figura 34.



Figura 34 – Disjuntor utilizado para aplicação do curto-circuito nos terminais de baixa tensão no ensaio de elevação de temperatura. Fonte: autor.

O disjuntor realiza de maneira prática as manobras de abertura e fechamento do curto-circuito nos terminais da amostra, facilitando a realização principalmente das medições de resistência na parte B) do ensaio de elevação de temperatura (ver item 2.3.1.3.1).

3.2.2 Medição de Resistência dos Enrolamentos

A medição de resistência em temperatura ambiente, também chamada de medição de resistência a frio, é realizada com dois objetivos, o primeiro é determinar as perdas adicionais a partir do valor medido de perdas em carga. O segundo é a sua utilização na determinação do valor de elevação de temperatura dos enrolamentos de alta e baixa tensão.

A Figura 35 mostra as conexões realizadas para medição da resistência dos enrolamentos de alta e baixa tensão. A Figura 36 mostra o ponto de acesso ao topo do óleo de do transformador.

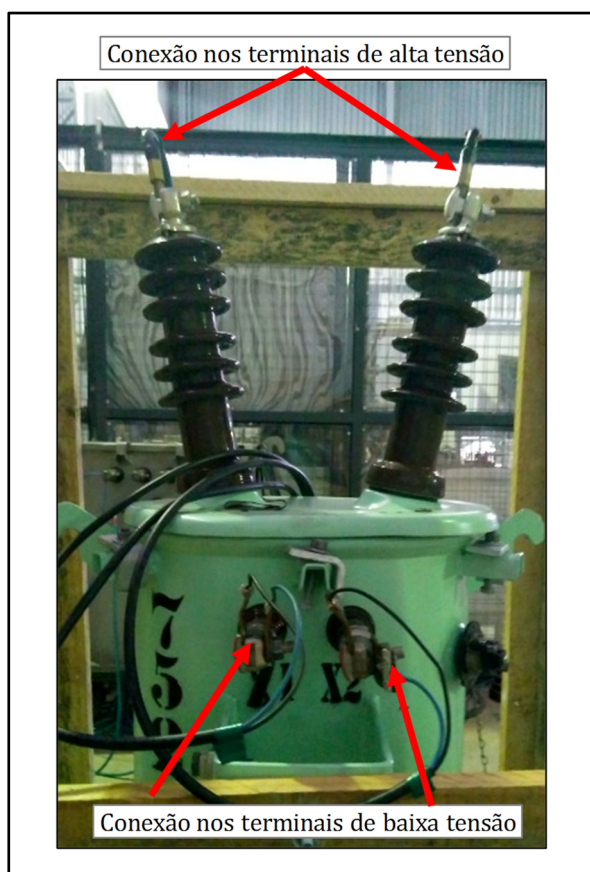


Figura 35 – Ensaio de medição de resistência dos enrolamentos de alta e baixa tensão. Fonte: autor.



Figura 36 – Medição de temperatura do topo do óleo no ensaio de medição de resistência. Fonte: autor.

Os valores de resistência dos enrolamentos de alta e baixa tensão medidos das amostras a temperatura ambiente, para os tapes nominal (23100 V) e crítico (20900 V) estão presentes na Tabela 15, Tabela 16 e Tabela 17.

Tabela 15 – Valores do ensaio de medição de resistência da amostra I

Parâmetro	Tap nominal	Tap crítico
Resistência do enrolamento de alta tensão (R_{H1H2} -Ambiente) [Ω]	330,81	296,10
Resistência do enrolamento de baixa tensão (R_{X1X2} -Ambiente) [$m\Omega$]	19,10	
Temperatura do topo do óleo [$^{\circ}C$]	19,6	

Tabela 16 – Valores do ensaio de medição de resistência da amostra II

Parâmetro	Tap nominal	Tap crítico
Resistência do enrolamento de alta tensão (R_{H1H2} -Ambiente) [Ω]	323,88	290,56
Resistência do enrolamento de baixa tensão (R_{X1X2} -Ambiente) [$m\Omega$]	16,57	
Temperatura do topo do óleo [$^{\circ}C$]	22,1	

Tabela 17 – Valores do ensaio de medição de resistência da amostra III

Parâmetro	Tap nominal	Tap crítico
Resistência do enrolamento de alta tensão (R_{H1H2} -Ambiente) [Ω]	236,50	236,13
Resistência do enrolamento de baixa tensão (R_{X1X2} -Ambiente) [$m\Omega$]	16,77	
Temperatura do topo do óleo [$^{\circ}C$]	21,1	

3.2.3 Medição das Perdas em Vazio e Corrente de Excitação

No ensaio em vazio, a tensão foi aplicada ao enrolamento de baixa tensão com os terminais do enrolamento de alta tensão em aberto, apenas no tap nominal. A Figura 37 mostra as conexões para o ensaio em vazio e a Figura 38 mostras as conexões do ensaio vazio através de uma vista superior.

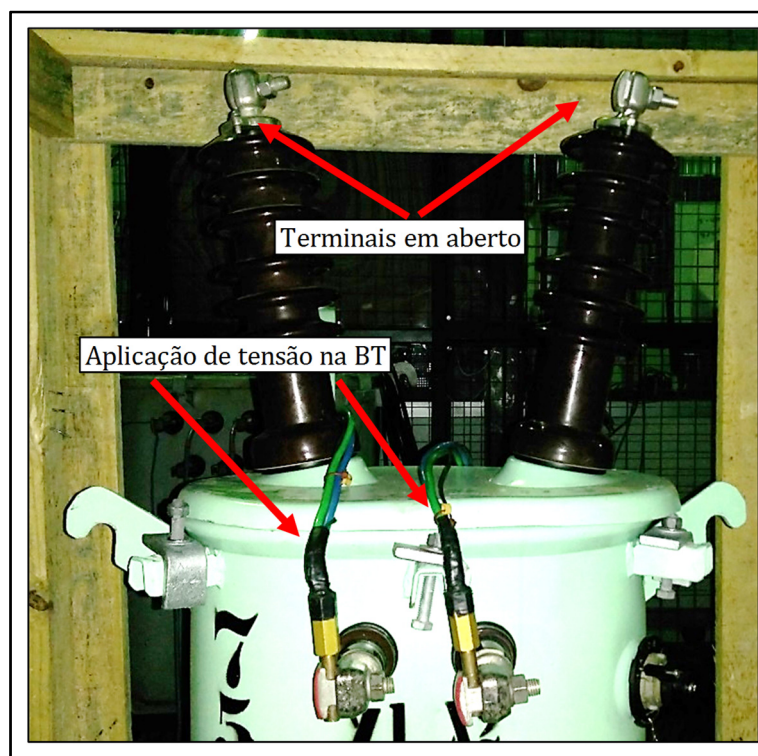


Figura 37 – Conexões do ensaio em vazio. Fonte: autor.

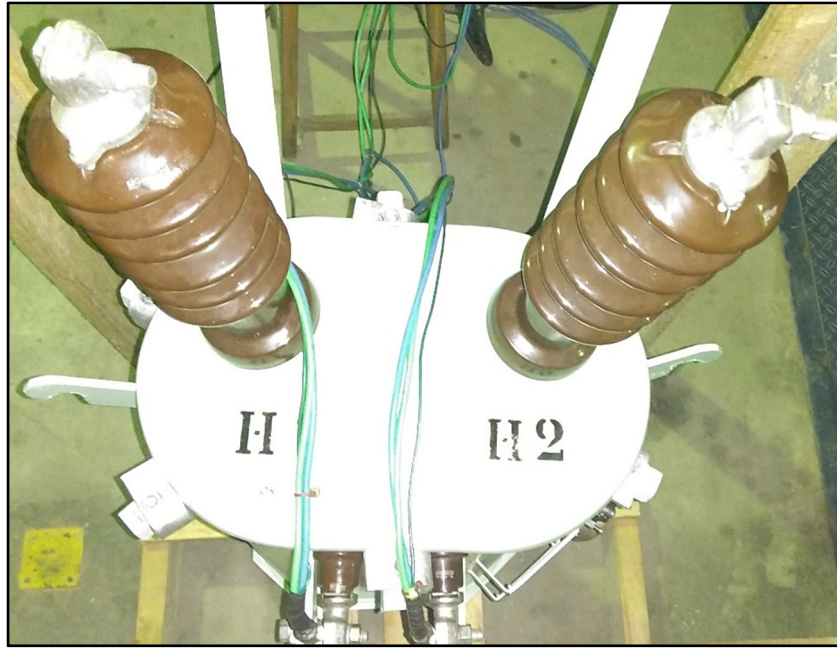


Figura 38 – Vista superior da amostra sob ensaio em vazio. Fonte: autor.

A diferença percentual k_k entre a tensão média e a tensão eficaz é determinada através da Equação (75).

$$k_k = \frac{(V_{rms1} + V_{rms2}) - (V_{med1} + V_{med2})}{(V_{rms1} + V_{rms2})} .100 \quad (75)$$

O valor percentual da corrente de excitação é o valor médio entre as correntes eficazes medidas dividido pelo valor da corrente nominal do enrolamento sob ensaio, como mostra a Equação (76).

$$I\varphi_{\%} = \frac{(I_{rms1} + I_{rms2})}{(I_{NOM_ENR})} .100 \quad (76)$$

O valor medido das perdas em vazio foi corrigido com base nas Equações (39) e (40), utilizando a tensão média (V_{med1}) e tensão eficaz (V_{rms1}) e considerando que as perdas por histerese e Foucault estão na mesma proporção.

A Tabela 18 apresenta os valores de tensão média, tensão eficaz, corrente eficaz, perdas em vazio, a diferença percentual entre os valores de tensão média e tensão eficaz e a corrente de excitação percentual obtidos no ensaio em vazio para as amostras I, II e III.

Tabela 18 – Valores obtidos no ensaio em vazio para as amostras I, II e III

Grandezas medidas	Amostra			Unidade
	I	II	III	
Tensão média (V_{med1}) [V]	220,00	220,00	220,00	V
Tensão eficaz (V_{rms1}) [V]	219,88	219,96	219,90	V
Corrente eficaz (I_{rms1}) [A]	0,38	0,56	0,44	A
Tensão eficaz (V_{rms2}) [V]	220,00	220,00	220,00	V
Tensão média (V_{med2}) [V]	220,15	220,06	220,12	V
Corrente eficaz (I_{rms2}) [A]	0,39	0,55	0,44	A
k_k [%]	-0,06	-0,02	-0,05	%
Perdas em vazio medida (NLL_m) [W]	56,30	66,20	61,20	W
Perdas em vazio corrigida (NLL) [W]	56,33	66,21	61,23	W
Corrente de excitação percentual ($I\varphi_{\%}$) [%]	0,56	0,81	0,65	%

3.2.4 Medição das Perdas em Carga e Impedância de Curto-Circuito

As perdas em carga são medidas com o objetivo de determinar a impedância e as perdas máximas do transformador quando uma carga, capaz de fazer circular a corrente nominal do transformador, está conectada aos seus terminais.

O levantamento das perdas em carga e da impedância de curto-circuito foi realizado para os tapes nominal e crítico.

A Figura 39 mostra as conexões realizadas no ensaio de perdas em curto-circuito e também o ponto de acesso para medição da temperatura do topo do óleo e a Figura 40 mostra em detalhe a conexão do curto-circuito nos terminais de baixa tensão da amostra sob ensaio.



Figura 39 – Conexões do ensaio em curto-circuito. Fonte: autor.



Figura 40 – Detalhe dos terminais de baixa tensão em curto. Fonte: autor.

São apresentados na Tabela 19, na Tabela 20 e na Tabela 21, os valores da corrente de ensaio, tensão aplicada e potência de curto-circuito, além dos valores de perdas em carga, perdas totais, da impedância de curto-circuito e de suas componentes resistiva e reativa corrigidos para a temperatura de referência, para as três amostras.

Tabela 19 – Valores obtidos no ensaio em curto-circuito para a amostra I nos tapes nominal e crítico

Parâmetros	Tap	
	Nominal	Crítico
Corrente de Ensaio [A]	0,65	0,72
Tensão aplicada [V]	510,60	464,40
Potência de curto-circuito [W]	234,19	247,70
Perdas em carga [W]	302,43	319,49
Perdas totais [W]	358,76	375,82
Impedância de curto-circuito [%]	2,55	2,60
Componente resistiva da impedância [%]	2,02	2,13
Componente reativa da impedância [%]	1,56	1,49

Tabela 20 – Valores obtidos no ensaio em curto-circuito para a amostra II nos tapes nominal e crítico

Parâmetros	Tap		Unidade
	Nominal	Crítico	
Corrente de Ensaio [A]	0,65	0,72	A
Tensão aplicada [V]	509,81	465,09	V
Potência de curto-circuito [W]	217,47	229,76	W
Perdas em carga [W]	276,96	293,00	W
Perdas totais [W]	343,17	359,21	W
Impedância de curto-circuito [%]	2,49	2,53	%
Componente resistiva da impedância [%]	1,85	1,95	%
Componente reativa da impedância [%]	1,66	1,61	%

Tabela 21 – Valores obtidos no ensaio em curto-circuito para a amostra III nos tapes nominal e crítico

Parâmetros	Tap		Unidade
	Nominal	Crítico	
Corrente de Ensaio [A]	0,65	0,72	A
Tensão aplicada [V]	525,66	477,11	V
Potência de curto-circuito [W]	193,57	204,97	W
Perdas em carga [W]	247,12	260,99	W
Perdas totais [W]	308,34	322,21	W
Impedância de curto-circuito [%]	2,50	2,53	%
Componente resistiva da impedância [%]	1,65	1,74	%
Componente reativa da impedância [%]	1,87	1,83	%

3.2.5 Elevação de Temperatura

Os terminais de baixa tensão da amostra foram ligados em curto e a tensão de ensaio foi aplicada nos terminais de alta tensão. Para facilitar a desconexão do curto-circuito nos terminais de BT, utilizou-se um disjuntor de média tensão.

A Figura 41 mostra a realização do ensaio de elevação de temperatura em uma das amostras, realizado no LAT-EFEI.



Figura 41 – Ensaio de elevação de temperatura. Fonte: autor.

O comportamento da temperatura do óleo, elevação de temperatura do óleo e da temperatura ambiente, para a amostra I, durante a etapa A) do ensaio de elevação de temperatura (ver item 2.3.1.3.1), são mostrados na Figura 42.

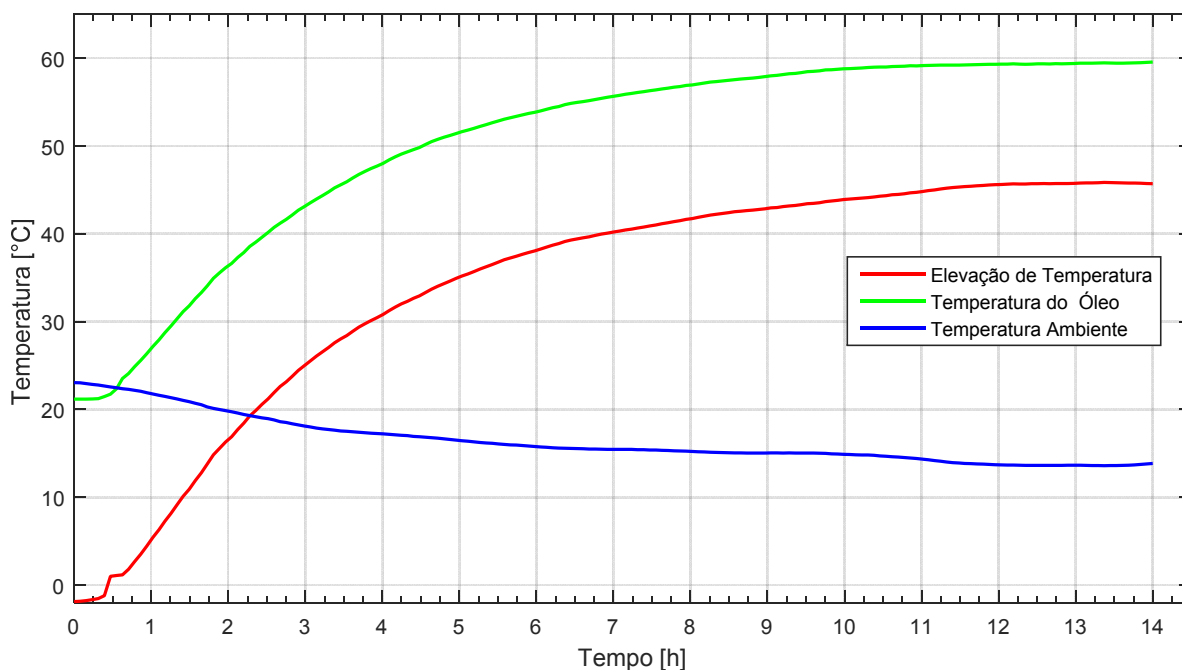


Figura 42 – Elevação de temperatura, temperatura ambiente e temperatura do óleo no ensaio de elevação de elevação de temperatura da amostra I.

As informações do ensaio de elevação de temperatura no instante de estabilização de temperatura do óleo da amostra I estão na Tabela 22.

Tabela 22 – Resultados para elevação de temperatura do óleo da amostra I.

Parâmetros [°C]	Valor
Temperatura do topo do óleo ($T_{\text{óleo}}$)	59,6
Temperatura ambiente média (T_{amb})	13,8
Gradiente (elevação de temperatura) do óleo ($G_{\text{óleo}}$)	45,7

O valor de elevação de temperatura dos enrolamentos de alta e baixa tensão pode ser calculado para enrolamento de alumínio com a Equação (77) e para enrolamento de cobre com a Equação (78).

$$\Delta T_{H1H2}' = \frac{R_{H1H2-Quente}}{R_{H1H2-Ambiente}} \cdot (225 + T_a) - (225 + T_{\text{amb}}) + G_{\text{óleo}} - (T_{\text{óleo}} - T_{\text{Amb}}) \quad (77)$$

$$\Delta T_{X1X2}' = \frac{R_{X1X2-Quente}}{R_{X1X2-Ambiente}} \cdot (235 + T_a) - (235 + T_{amb}) + G_{\text{óleo}} - (T_{\text{óleo}} - T_{Amb}) \quad (78)$$

A Tabela 23 apresenta os resultados das medições de resistência e o cálculo dos valores de elevação de temperatura relacionados ao enrolamento de alta tensão da amostra I.

Tabela 23 – Resultados para elevação de temperatura do enrolamento de alta tensão para a amostra I.

Parâmetros	Valor
Resistência no instante de desenergização ($R_{H1H2-Quente}$) [Ω]	369,81
Temperatura do óleo [$^{\circ}\text{C}$]	59,2
Temperatura ambiente média [$^{\circ}\text{C}$]	15,5
Temperatura do enrolamento [$^{\circ}\text{C}$]	80,5
Gradiente entre enrolamento e o óleo [$^{\circ}\text{C}$]	21,7
Elevação de temperatura do enrolamento [$^{\circ}\text{C}$]	67,0

A Figura 43 mostra os valores de resistência do enrolamento de alta tensão da amostra I medidos na parte B) do ensaio de elevação de temperatura com a reta extrapolada através destes valores de resistência e também o valor da resistência extrapolada no instante de desenergização do circuito de potência e início da medição de resistência.

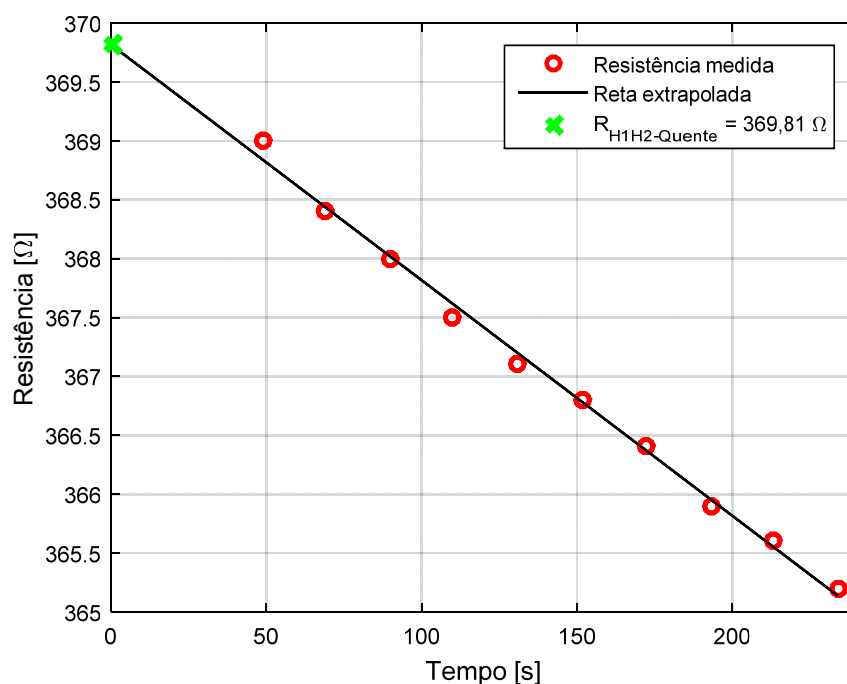


Figura 43 – Medição de resistência a quente do enrolamento de alta tensão da amostra I.

A Figura 44 mostra os valores de resistência do enrolamento de baixa tensão da amostra I medidos na parte B) do ensaio de elevação de temperatura, a reta extrapolada através destes valores de resistência e também o valor da resistência extrapolada no instante de desenergização do circuito de potência e início da medição de resistência.

A Tabela 24 apresenta os resultados das medições de resistência e o cálculo dos valores de elevação de temperatura relacionados ao enrolamento de baixa tensão da amostra I.

Tabela 24 – Resultados para elevação do enrolamento de baixa tensão da amostra I.

Parâmetros	Valor
Resistência no instante de desenergização ($R_{X1X2-Quente}$) [$m\Omega$]	23,48
Temperatura do óleo [$^{\circ}C$]	57,9
Temperatura ambiente média [$^{\circ}C$]	17,4
Temperatura do enrolamento [$^{\circ}C$]	75,3
Gradiente entre enrolamento e o óleo [$^{\circ}C$]	17,4
Elevação de temperatura do enrolamento [$^{\circ}C$]	63,1

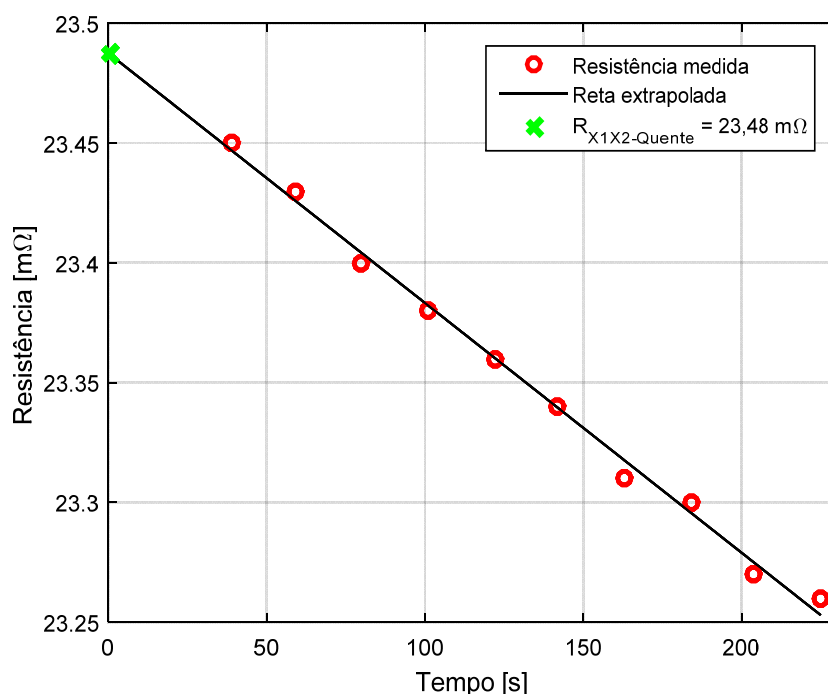


Figura 44 – Medição de resistência a quente do enrolamento de baixa tensão da amostra I.

Os valores da temperatura do óleo, elevação de temperatura do óleo e a temperatura ambiente medidos, para a amostra II, durante a etapa A) do ensaio de elevação de temperatura, são mostrados na Figura 45.

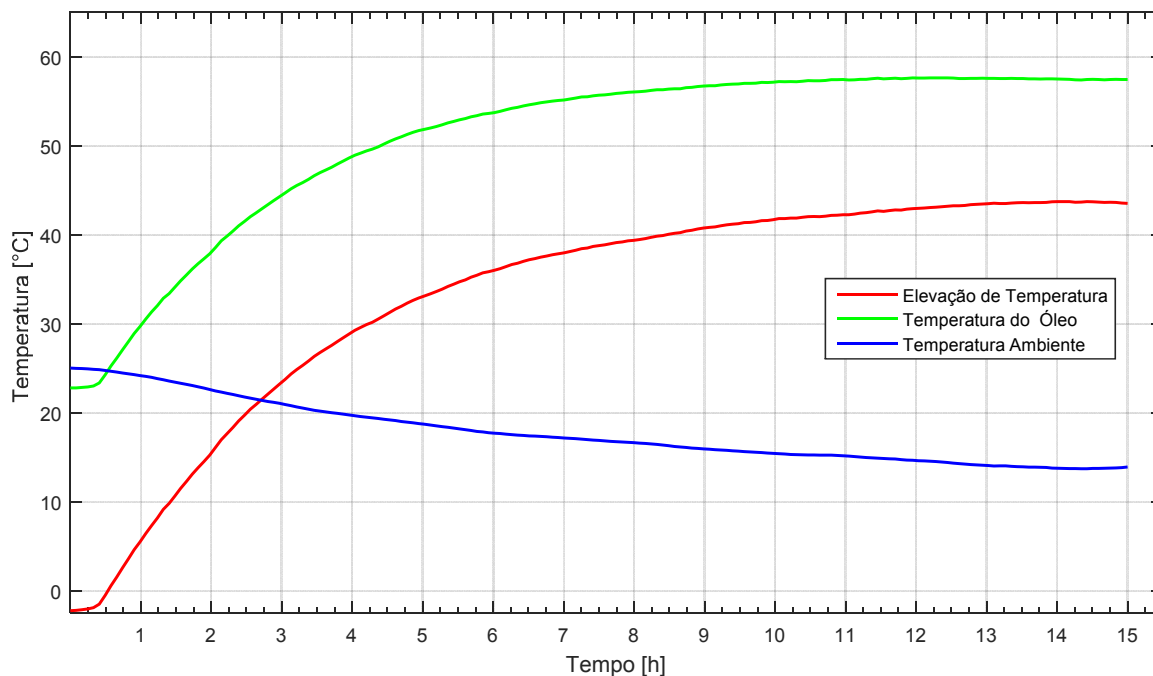


Figura 45 – Elevação de temperatura, temperatura ambiente e temperatura do óleo no ensaio de elevação de elevação de temperatura da amostra II.

As informações do ensaio de elevação de temperatura no instante de estabilização de temperatura do óleo da amostra II estão presentes na Tabela 25.

Tabela 25 – Resultados para elevação de temperatura do óleo para a amostra II.

Parâmetros [°C]	Valor
Temperatura do topo do óleo ($T_{\text{óleo}}$)	57,5
Temperatura ambiente média (T_{amb})	13,9
Gradiente (elevação de temperatura) do óleo ($G_{\text{óleo}}$)	43,6

A Tabela 26 apresenta os resultados das medições de resistência e o cálculo dos valores de elevação de temperatura relacionados ao enrolamento de alta tensão da amostra II.

Tabela 26 – Resultados para elevação de temperatura do enrolamento de alta tensão da amostra II.

Parâmetros	Valor
Resistência no instante de desenergização ($R_{H1H2-Quente}$) [Ω]	343,0
Temperatura do óleo [$^{\circ}\text{C}$]	56,2
Temperatura ambiente média [$^{\circ}\text{C}$]	15,4
Temperatura do enrolamento [$^{\circ}\text{C}$]	68,5
Gradiente entre enrolamento e o óleo [$^{\circ}\text{C}$]	12,3
Elevação de temperatura do enrolamento [$^{\circ}\text{C}$]	55,9

A Figura 46 mostra os valores de resistência do enrolamento de alta tensão da amostra II medidos na parte B) do ensaio de elevação de temperatura, a reta extrapolada através destes valores de resistência e também o valor da resistência extrapolada no instante de desenergização do circuito de potência e início da medição de resistência.

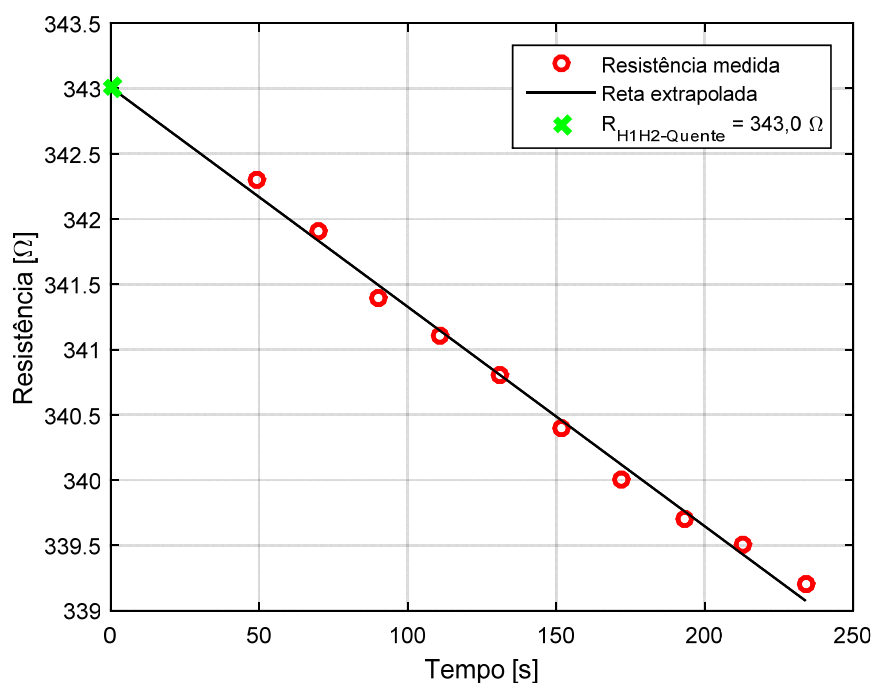


Figura 46 – Medição de resistência a quente do enrolamento de alta tensão da amostra II.

A Tabela 27 apresenta os resultados das medições de resistência e o cálculo dos valores de elevação de temperatura relacionados ao enrolamento de baixa tensão da amostra II.

Tabela 27 – Resultados para elevação de temperatura do enrolamento de baixa tensão da amostra II.

Parâmetros	Valor
Resistência no instante de desenergização ($R_{X1X2-Quente}$) [$m\Omega$]	19,15
Temperatura do óleo [$^{\circ}C$]	54,7
Temperatura ambiente média [$^{\circ}C$]	17,4
Temperatura do enrolamento [$^{\circ}C$]	62,2
Gradiente entre enrolamento e o óleo [$^{\circ}C$]	7,5
Elevação de temperatura do enrolamento [$^{\circ}C$]	51,0

A Figura 47 mostra os valores de resistência do enrolamento de baixa tensão da amostra II medidos na parte B) do ensaio de elevação de temperatura, a reta extrapolada através destes valores de resistência e também o valor da resistência extrapolada no instante de desenergização do circuito de potência e início da medição de resistência.

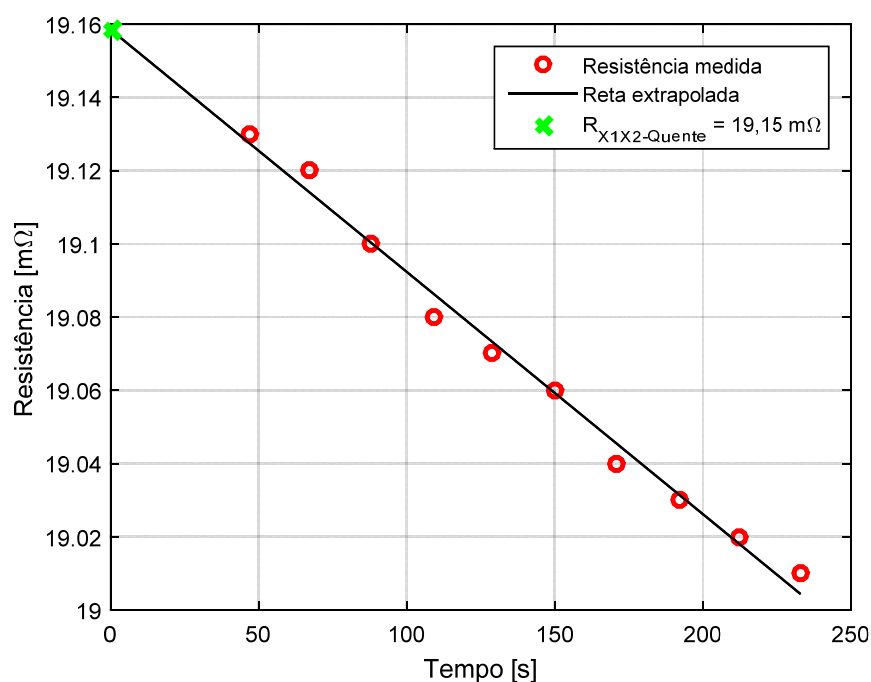


Figura 47 – Medição de resistência a quente do enrolamento de baixa tensão da amostra II.

Os valores da temperatura do óleo, elevação de temperatura do óleo e a temperatura ambiente medidos, para a amostra III, durante a etapa A) do ensaio de elevação de temperatura, são mostrados na Figura 48.

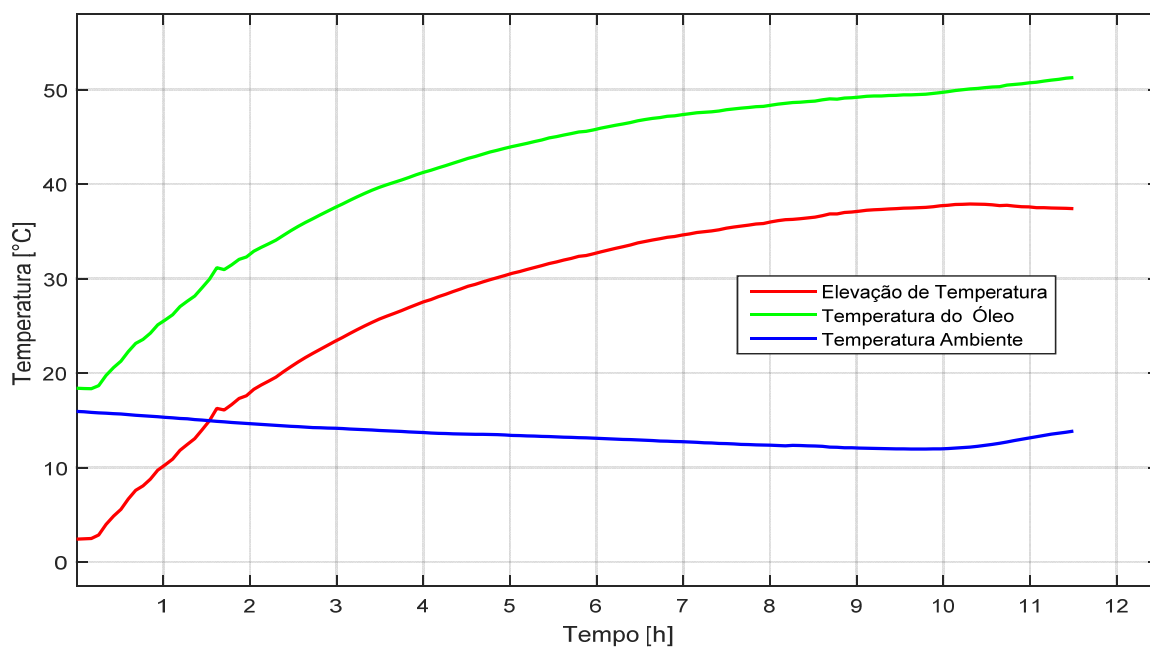


Figura 48 – Elevação de temperatura, temperatura ambiente e temperatura do óleo no ensaio de elevação de elevação de temperatura da amostra III.

As informações do ensaio de elevação de temperatura no instante de estabilização de temperatura do óleo da amostra III estão presentes na Tabela 28.

Tabela 28 – Resultados para elevação de temperatura do óleo da amostra III.

Parâmetros [°C]	Valor
Temperatura do topo do óleo	51,3
Temperatura ambiente média	13,9
Gradiente (elevação de temperatura) do óleo	37,4

A Tabela 29 apresenta os resultados das medições de resistência e o cálculo dos valores de elevação de temperatura relacionados ao enrolamento de alta tensão da amostra III.

Tabela 29 – Resultados para elevação de temperatura do enrolamento de alta tensão da amostra III.

Parâmetros	Valor
Resistência no instante de desenergização ($R_{H1H2-Quente}$) [Ω]	270,86
Temperatura do óleo [$^{\circ}\text{C}$]	50,3
Temperatura ambiente média [$^{\circ}\text{C}$]	15,7
Temperatura do enrolamento [$^{\circ}\text{C}$]	58,8
Gradiente entre enrolamento e o óleo [$^{\circ}\text{C}$]	8,5
Elevação de temperatura do enrolamento [$^{\circ}\text{C}$]	45,9

A Figura 49 mostra os valores de resistência do enrolamento de alta tensão da amostra III medidos na parte B) do ensaio de elevação de temperatura, a reta extrapolada através destes valores de resistência e também o valor da resistência extrapolada no instante de desenergização do circuito de potência e início da medição de resistência.

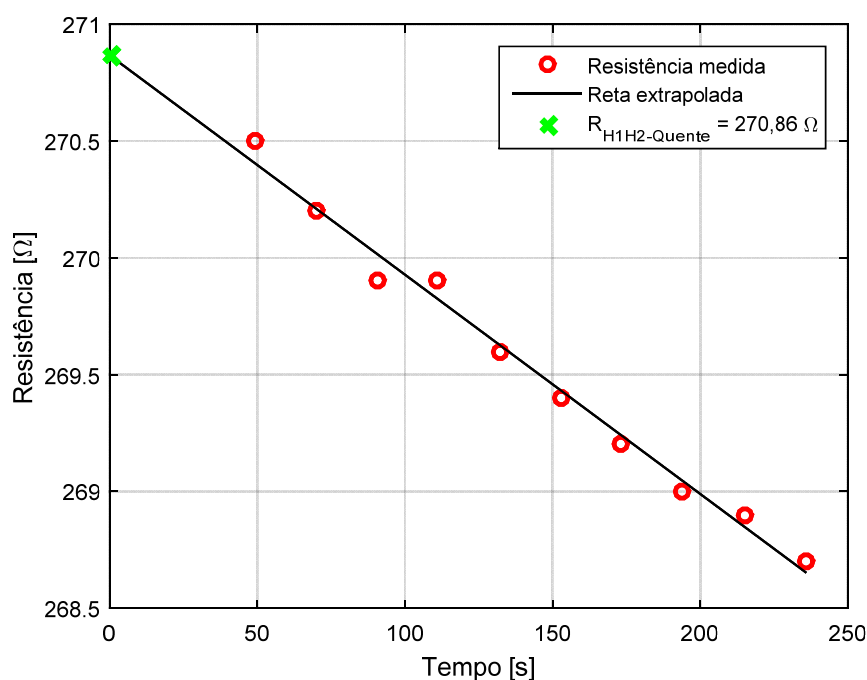


Figura 49 – Medição de resistência a quente do enrolamento de alta tensão da amostra III.

A Tabela 30 apresenta os resultados das medições de resistência e o cálculo dos valores de elevação de temperatura relacionados ao enrolamento de baixa tensão da amostra III.

Tabela 30 – Resultados para elevação de temperatura do enrolamento de baixa tensão da amostra III.

Parâmetros	Valor
Resistência no instante de desenergização ($R_{X1X2-Quente}$) [$m\Omega$]	19,08
Temperatura do óleo [$^{\circ}C$]	49,5
Temperatura ambiente média [$^{\circ}C$]	17,5
Temperatura do enrolamento [$^{\circ}C$]	56,2
Gradiente entre enrolamento e o óleo [$^{\circ}C$]	6,7
Elevação de temperatura do enrolamento [$^{\circ}C$]	44,2

A Figura 50 mostra os valores de resistência do enrolamento de baixa tensão da amostra III medidos na parte B) do ensaio de elevação de temperatura, a reta extrapolada através destes valores de resistência e também o valor da resistência extrapolada no instante de desenergização do circuito de potência e início da medição de resistência.

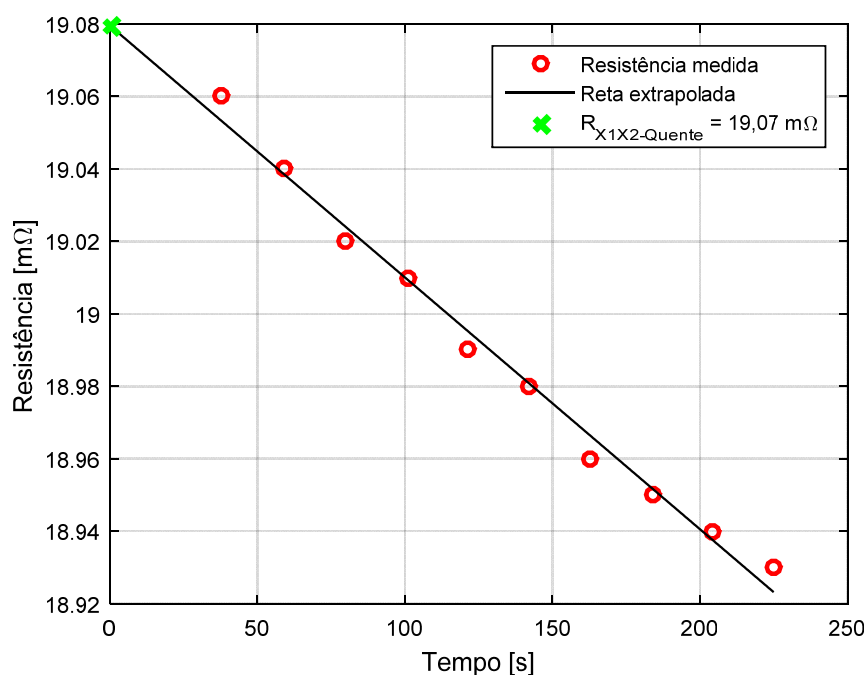


Figura 50 – Medição de resistência a quente do enrolamento de baixa tensão da amostra III.

Os valores de perdas e elevação de temperatura medidos, mostrados neste Capítulo 3, serão utilizados no Capítulo 4, na realização da avaliação técnica e também da avaliação econômica.

4 Avaliação Técnico-Econômica

Transformadores de distribuição eficientes devem apresentar perdas e elevação de temperatura menores que transformadores padrão (de baixa eficiência). Por outro lado, deve ocorrer uma elevação dos custos de fabricação e consequentemente do valor de aquisição destes transformadores devido à utilização de materiais de melhor qualidade e de características particulares de projeto, como as dimensões do transformador. Para quantificar e comparar estas diferenças de custo e os benefícios (técnicos e econômicos) provenientes da utilização de transformadores mais eficientes realiza-se uma avaliação técnico-econômica dos parâmetros técnicos significativos e das diferentes opções de investimento possíveis.

Na avaliação técnica, primeiramente, realiza-se uma análise comparativa da utilização do cobre e do alumínio, algumas das principais propriedades destes materiais são comparadas, também são destacadas as consequências de sua utilização destes metais nos enrolamentos de transformadores de distribuição. Há um breve histórico de utilização do cobre e do alumínio em transformadores de distribuição e uma avaliação sobre o de custo de aquisição de cada um destes metais.

Na segunda etapa da avaliação técnica, comparam-se os valores de perdas esperados (após a reforma) e os valores medidos nos ensaios realizados no LAT-EFEI após a reforma das três amostras. Tais valores, permitem avaliar as discrepâncias entre os valores esperados e medidos para cada amostra e identificar entre os parâmetros (*NLL*, *LL* ou *TL*) quais deles se distanciaram dos valores esperados.

Também avalia-se os valores medidos de elevação de temperatura, do ponto de vista térmico, para quantificar os benefícios da utilização do cobre e de transformadores em nível superior de eficiência energética (como o nível de eficiência C).

Por último avalia se os valores de perdas e elevação de temperatura medidos respeitam os requisitos exigidos pela ABNT NBR 5440 e pelo PBE-Transformadores.

Na avaliação econômica aplica-se o Método de Capitalização das Perdas para identificar, entre as amostras I e III, qual investimento implicará em melhor retorno financeiro, quantificando os benefícios obtidos. Como as perdas em vazio e em carga das amostras I e II são praticamente iguais e o custo de aquisição da amostra II, por ser confeccionada com cobre, é superior, não serão realizadas avaliações de investimento entre estas amostras.

São realizadas análises econômicas comparativas entre investimentos em transformadores reformados no nível de eficiência C, reformados com cobre, em detrimento do investimento em transformadores novos no nível de eficiência E, produzidos com alumínio. A

viabilidade de cada investimento é realizada através dos valores de VPL e do tempo de retorno do investimento.

4.1. Avaliação Técnica

4.1.1 Avaliação da Utilização do Cobre *versus* Alumínio

4.1.1.1 Comparação Entre as Propriedades dos Materiais

O cobre e o alumínio são os dois materiais mais utilizados na confecção dos enrolamentos dos transformadores de distribuição e de potência. No Brasil há uma predominância da utilização do alumínio nos enrolamentos dos transformadores de distribuição devido ao custo elevado do cobre, porém, entre os transformadores de potência, o cobre é ainda é o material predominante.

O cobre é o segundo metal em relação à capacidade de condução de corrente, perdendo apenas para a prata. O alumínio tem menos capacidade de condução de corrente do que o cobre, porém seu custo é significativamente menor, tornando-o um metal atrativo para utilização em transformadores de distribuição.

A escolha de qual metal utilizar na confecção dos enrolamentos deve levar em consideração o peso do enrolamento, as dimensões máximas permitidas, o custo do material e sua disponibilidade. O custo final dos enrolamentos do transformador possui grande peso sobre o custo total de fabricação de transformadores de distribuição.

A Figura 51, apresenta a divisão do custo do transformador fornecida por [42] e como é possível observar, os enrolamentos são responsáveis por aproximadamente 1/5 do custo total do transformador.

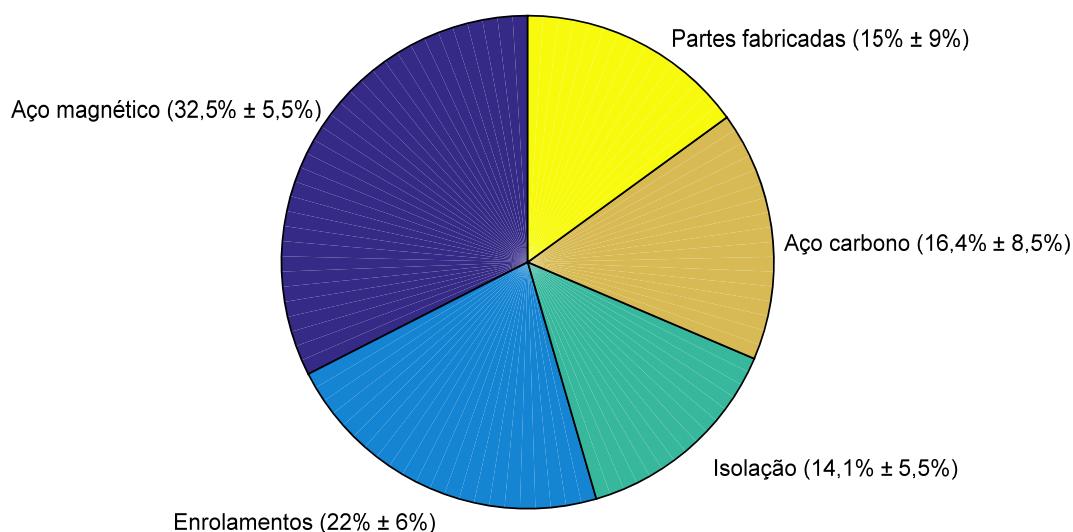


Figura 51 – Composição do custo de fabricação do transformador de distribuição. Fonte: adaptado de [42].

A Tabela 31 apresenta algumas propriedades físicas do cobre e do alumínio que merecem ser comparadas [6].

Tabela 31 – Comparação entre propriedades do cobre e do alumínio.

Propriedade	Material	
	Cobre	Alumínio
Resistividade a 20°C [mΩ.mm ² /m]	17,241	28,264
Tensão de ruptura a 20°C [kgf/mm ²]	23,0	4,9
Densidade de massa [Kg/dm ³]	8,9	2,7
Condutividade térmica [W/m°C]	398	210

A resistividade do cobre é cerca de 39% menor que a resistividade do alumínio, entretanto o cobre é 3,29 vezes mais denso que o alumínio, ou seja, para um mesmo volume de material, a massa de cobre será 3,29 vezes maior.

A tensão de ruptura do cobre também é quase 5 vezes maior que a do alumínio, característica importante quando são considerados os esforços mecânicos de curto-circuito sobre o transformador.

O cobre também apresenta uma capacidade de condução de calor 1,9 vezes superior ao alumínio, característica significativa quando considera-se as solicitações mecânicas impostas por um curto-circuito.

A oxidação é a reação química que ocorre nos metais devido a reação com o oxigênio do ar. Tanto o alumínio como o cobre sofrem oxidação quando expostos ao tempo, porém o

alumínio é mais susceptível a oxidação, devido a sua camada de valência ser +3, e a do cobre +1.

A oxidação deve ser levada em consideração quando se avalia a conectividade do metal, que nada mais é que a facilidade ou dificuldade de se realizar conexões elétricas, ou seja, é mais difícil realizar conexões satisfatórias com o alumínio se comparado ao cobre. Esta característica é importante em transformadores, pois uma conexão elétrica pobre pode reduzir a eficiência energética do enrolamento [42].

Para comparar algumas características de enrolamentos de transformadores produzidos com cobre e alumínio, consideram-se enrolamentos de mesmo comprimento ($l_{Al} = l_{Cu}$) e mesma resistência ($R_{Al} = R_{Cu}$), assim pode ser escrita a expressão (79).

$$R_{Al} = R_{Cu} \rightarrow \frac{\rho_{Al} \cdot l_{Al}}{S_{Al}} = \frac{\rho_{Cu} \cdot l_{Cu}}{S_{Cu}} \rightarrow \frac{\rho_{Al}}{S_{Al}} = \frac{\rho_{Cu}}{S_{Cu}} \quad (79)$$

Reescrevendo a expressão (79) de maneira a expressar a área da seção do condutor de alumínio em função da área da seção do condutor de cobre e substituindo os valores de resistividade de cada material, encontra-se a Equação (80).

$$S_{Al} = \frac{2,83 \cdot 10^{-8}}{1,72 \cdot 10^{-8}} \cdot S_{Cu} \rightarrow S_{Al} = 1,65 \cdot S_{Cu} \quad (80)$$

Portanto, para enrolamentos de mesma resistência e comprimento a seção transversal do condutor de alumínio deve ser 1,65 vezes maior que a seção do condutor de cobre, mas como o custo está ligado a massa de condutor empregada e não a seção do condutor utilizado é preciso relacionar a densidade do material para encontrar a massa de condutor necessária como mostram as Equações (81) e (82).

$$\gamma_{Al} = \frac{m_{Al}}{V_{Al}} = \frac{m_{Al}}{S_{Al} \cdot l_{Al}} \quad (81)$$

$$\gamma_{Cu} = \frac{m_{Cu}}{V_{Cu}} = \frac{m_{Cu}}{S_{Cu} \cdot l_{Cu}} \quad (82)$$

Como o comprimento do enrolamento de alumínio é igual ao comprimento do enrolamento de cobre, a expressão (83) pode ser reescrita, utilizando as informações das Equações (81) e (82).

$$m_{Cu} = \frac{1}{1,65} \cdot \frac{\gamma_{Cu}}{\gamma_{Al}} \cdot m_{Al} \quad (83)$$

Substituindo os valores de γ_{Cu} e γ_{Al} , é possível encontrar a relação (84).

$$m_{Cu} \approx 2 \cdot m_{Al} \quad (84)$$

Portanto, para enrolamentos de cobre e alumínio de mesma resistência e comprimento, a massa de condutor de cobre a ser utilizada é aproximadamente duas vezes a massa de condutor de alumínio.

Durante a ocorrência de um curto-circuito, a temperatura do transformador e principalmente dos enrolamentos aumenta de maneira brusca devido ao aumento abrupto da corrente. A temperatura que os enrolamentos atingem (θ_{final}) devido a de um curto-circuito de duração, em segundos, igual a $t_{duração}$, a partir de sua temperatura antes do curto-circuito ($\theta_{inicial}$) para enrolamentos confeccionados com cobre, é encontrado por meio da Equação (85). A temperatura final para o alumínio é determinada por meio da Equação (86) [43]. J_{SC} é a densidade de corrente de curto-circuito.

$$\theta_{final_{Cu}} = \theta_{inicial} + \frac{2 \cdot (\theta_{inicial} + 235)}{\left(\frac{101000}{J_{SC}^2} \cdot t_{duração} \right) - 1} \quad (85)$$

$$\theta_{final_{Al}} = \theta_{inicial} + \frac{2 \cdot (\theta_{inicial} + 225)}{\left(\frac{43600}{J_{SC}^2} \cdot t_{duração} \right) - 1} \quad (86)$$

A Figura 52 mostra o comportamento Equações (85) e (86), com base na variação da densidade de corrente de curto-circuito, com uma temperatura inicial igual 55 °C e uma duração

do curto-circuito igual a 3 segundos. Considera-se que toda a energia gerada no curto-circuito ficará retida no enrolamento.

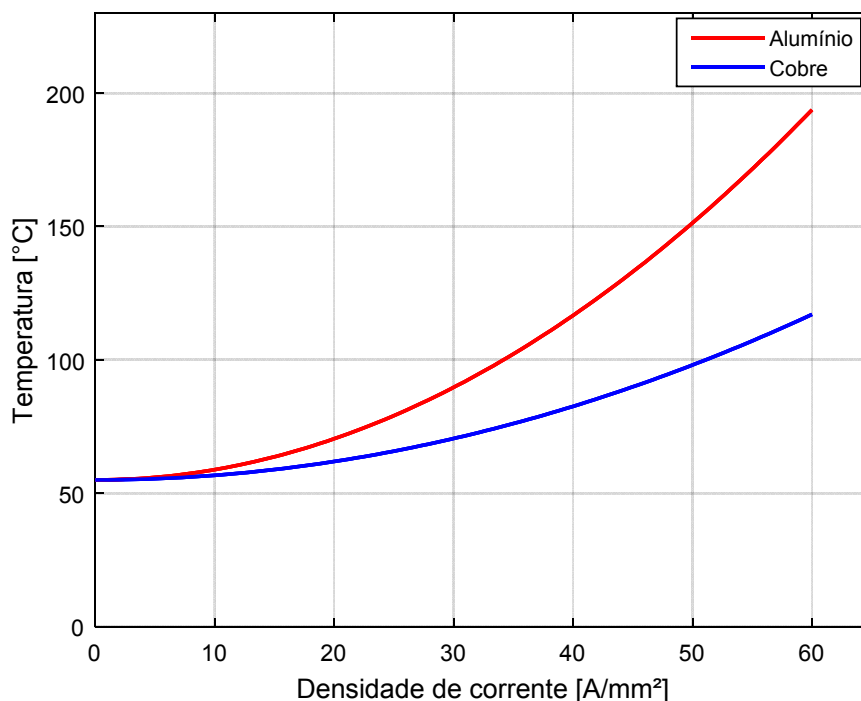


Figura 52 – Comparação do comportamento térmico do cobre e do alumínio durante um curto-circuito. Fonte: autor.

Na Figura 52, é possível observar que o cobre apresenta melhor desempenho na ocorrência de um curto-circuito do que o alumínio, no caso analisado, como mostram os menores valores de elevação de temperatura.

4.1.1.2 Custo do Cobre versus Custo do Alumínio

O cobre e o alumínio são *comodities*, que são mercadorias homogêneas, com comportamento inelástico entre oferta e demanda, com transações realizadas em bolsas de mercadorias internacionais, sujeita à variações diárias [6].

O alumínio começou a ser utilizado em transformadores durante a 2ª guerra mundial, devido à escassez de cobre, restrito a produção de armas e munição. Na década de 60 houve um grande aumento na demanda do cobre, o que causou a elevação do seu preço.

Prever os rumos do custo do cobre e do alumínio é impossível, mas as reservas mundiais de bauxita, de onde se obtém o alumínio, são muito maiores que as de cobre, podendo esperar que o custo inferior do alumínio se mantenha [42].

Analisando a Figura 53 e a Figura 54, que apresentam os valores de cotação do cobre e do alumínio, entre os anos de 2009 e 2019, fornecidos pela *London Metal Exchange*, é possível verificar que em fevereiro de 2011 o cobre atingiu seu valor de mercado máximo, com um custo de US\$ 10.144,5 por tonelada. Em 30/04/2019 o custo da tonelada do cobre estava em US\$ 6.441,0.

O alumínio atingiu o seu valor de mercado máximo, entre os anos de 2009 e 2019, em maio de 2011 com custo de US\$ 2.740,0 por tonelada. Em 30/04/2019 o custo de uma tonelada de alumínio era US\$ 1.808,0.

Preço [US\$/tonelada]

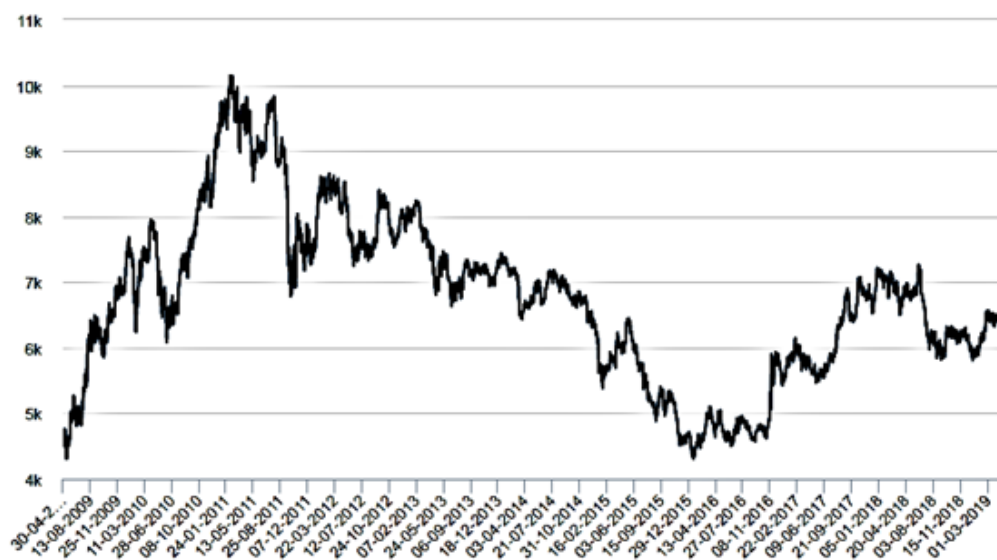


Figura 53 – Histórico de cotação do cobre entre os anos de 2009 e 2019. Fonte: [44].

Preço [US\$/tonelada]



Figura 54 – Histórico de cotação do alumínio entre os anos de 2009 e 2019. Fonte: [45].

O custo de aquisição do cobre é bem superior ao custo de aquisição do alumínio, fator que impacta significativamente o custo de fabricação dos enrolamentos e consequentemente o custo final de fabricação dos transformadores de distribuição.

4.1.2 Resumo dos Resultados

A Tabela 32 apresenta um resumo dos resultados obtidos nos ensaios de medição das perdas em vazio e das perdas em carga realizados no LAT-EFEI. Já a Tabela 33 traz um resumo dos resultados obtidos nos ensaios de elevação de temperatura. Os valores de perdas em vazio, perdas em carga e perdas totais foram arredondados em relação aos valores apresentados na seção 3.2.2.

Tabela 32 – Valores de perdas medidos no LAT-EFEI após a reforma.

Perdas [W]	Amostra		
	I	II	III
Em vazio	56	66	61
Em carga	302	277	247
Totais – Tap nominal	359	343	309
Totais – Tap crítico	376	359	322

Tabela 33 – Valores de elevação de temperatura medidos no LAT-EFEI após a reforma.

Elevação de Temperatura [°C]	Amostra		
	I	II	III
Óleo	45,7	43,6	37,4
Enrolamento AT	67,0	55,9	45,9
Enrolamento BT	63,1	51,0	44,2

4.1.3 Avaliação dos Resultados de Ensaio

Com base nos valores esperados de perdas após a reforma e nos valores de perdas medidos no LAT-EFEI após a reforma, é possível confeccionar a Tabela 34, que fornece as diferenças percentuais entre os valores de perdas esperados e os valores de perdas medidos.

Tabela 34 – Diferença percentual entre os valores esperados após reforma e os valores medidos no LAT-EFEI.

Perdas [W]	Amostra			Diferença percentual média
	I	II	III	
Em vazio	14,3 %	16,7 %	31,1 %	20,7 %
Em carga	1,0 %	-0,7 %	7,3 %	2,5 %
Totais – Tap nominal	3,3 %	2,6 %	12,3 %	6,1 %

Da Tabela 34, verifica-se que excluindo o valor medido de perdas em carga da amostra II, todos os outros valores de perdas medidos superaram os valores esperados de perdas. Também é possível notar que o parâmetro que apresentou as maiores diferenças percentuais entre os valores esperados e medidos foram as perdas em vazio, com uma diferença percentual máxima igual a 31,1% e uma diferença percentual média igual 20,7 %.

Este aumento entre os valores esperados e medidos de perdas em vazio pode ser explicado parcialmente. Primeiro pelo fato de que os cálculos realizados não levam em conta a deterioração do núcleo ao longo da operação do transformador na rede. E, segundo porque, principalmente, não consideram o agressivo processo de remoção dos antigos enrolamentos da amostra, que devido à fixação dos enrolamentos sobre o núcleo, faz com que seja necessário aplicar considerável força para remover os enrolamentos.

A elevação das perdas em vazio ocasionada pela deterioração do núcleo e pelo processo de retirada dos antigos enrolamentos, tornou nulo o efeito da redução das perdas em vazio ocasionada pela inserção de um número maior de espiras no enrolamento, principalmente, o enrolamento de alta tensão.

As perdas em carga apresentaram uma diferença percentual média de 2,5 % entre os valores esperados e medidos no LAT-EFEI, com a maior diferença percentual verificada para a amostra III (7,3%).

Os menores valores de perdas em carga, terão impactos sobre o custo total de operação da amostra III, quando se consideram as perdas em operação do equipamento ao longo de sua vida útil técnica.

As maiores diferenças percentuais entre os valores esperados e medidos, considerando todos os parâmetros da Tabela 34, foram verificadas para a amostra III.

A Figura 55 compara graficamente os valores da temperatura do óleo das amostras I, II e III, medida nos ensaios elevação de temperatura realizados no LAT-EFEI, os valores máximo da temperatura atingida estão presentes na Tabela 36.

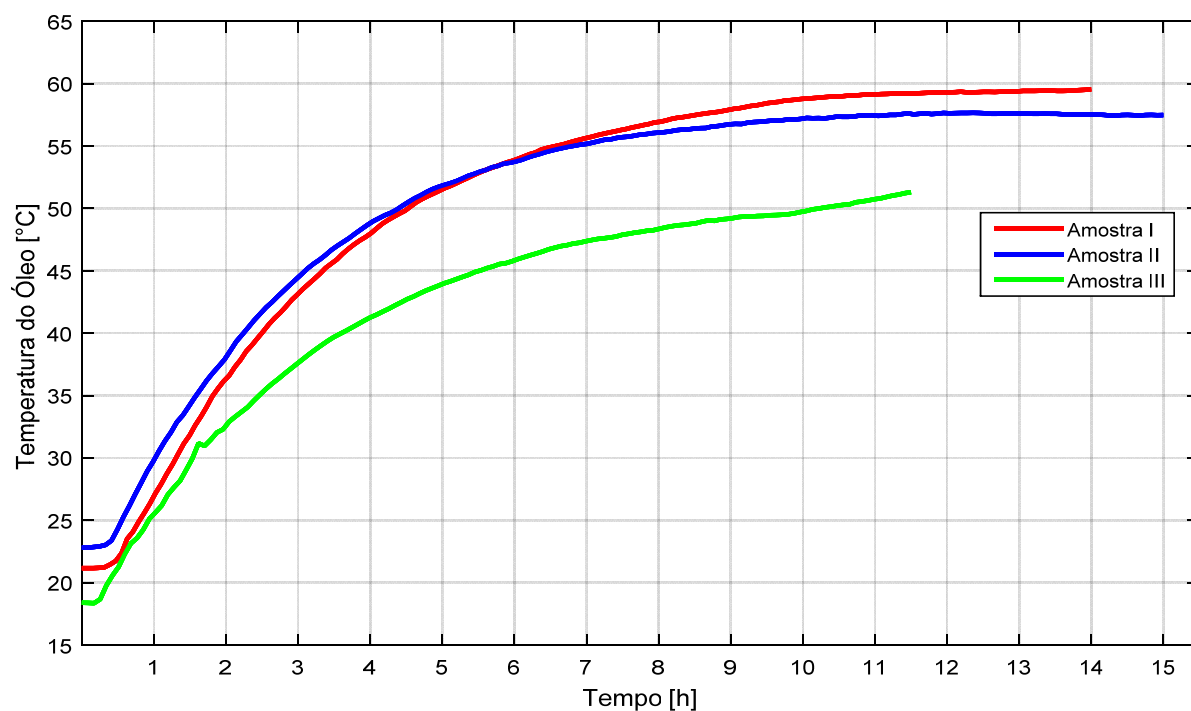


Figura 55 – Comparação entre temperatura do óleo das amostras I, II e III no ensaio de elevação de temperatura.

A Tabela 35 apresenta, em °C, os valores máximos da temperatura do óleo no ensaio de elevação de temperatura realizado no LAT-EFEI, para as amostras I, II e III, onde verifica-se que, entre as amostras I, II e III, a temperatura máxima do topo do óleo é 59,6 °C, verificado para a amostra I e a temperatura mínima ocorreu com a amostra III, 51,3 °C.

Tabela 35 – Temperatura do óleo medida no LAT-EFEI para as amostras I, II e III

Temperatura do Óleo (°C)		
I	II	III
59,6	57,5	51,3

A Figura 56 compara graficamente o gradiente do óleo das amostras I, II e III, nos ensaios elevação de temperatura realizados no LAT-EFEI.

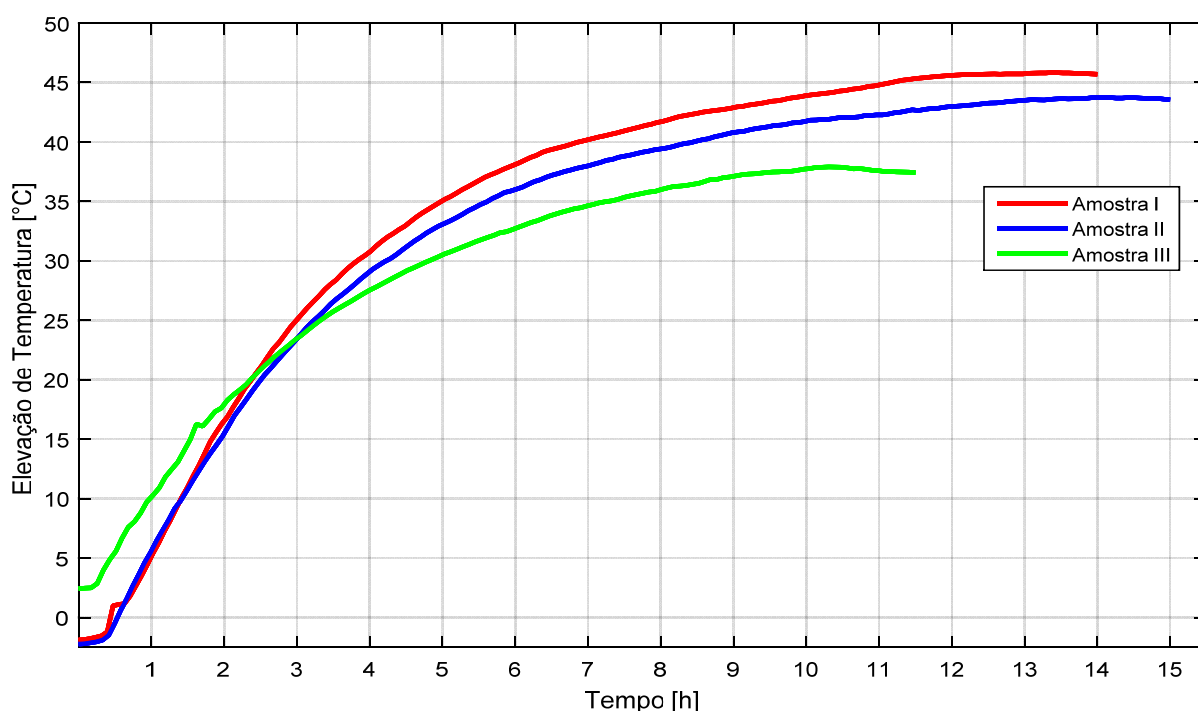


Figura 56 – Comparação entre as elevações de temperatura do óleo das amostras I, II e III.

A Tabela 36 apresenta as diferenças, em °C, entre os valores de elevação de temperatura do óleo entre as amostras I e II e as amostras I e III, além da redução média observada.

Tabela 36 – Redução dos valores de elevação de temperatura do óleo medidos no LAT-EFEI entre as amostras I e II e I e III e o valor da redução média de elevação de temperatura.

Parâmetro	Redução da elevação de temperatura entre as amostras (°C)		Redução média (°C)
	I-II	I-III	
Elevação de temperatura do óleo	2,1	8,3	5,2

Com base na Tabela 36 é possível dizer que houve uma redução média de 5,2 °C no gradiente do óleo, entre as amostras reformadas com cobre (II e III). Para a amostra reformada com alumínio, ocorreu uma redução de 8,3 °C considerando as amostras I e III.

A Tabela 37 mostra as diferenças, em °C, entre os valores medidos de elevação de temperatura dos enrolamentos de alta e baixa tensão, entre as amostras I e II; e I e III, além de fornecer a diferença média de elevação de temperatura dos enrolamentos.

Tabela 37 – Diferença entre os valores de elevação de temperatura dos enrolamentos medidos no LAT-EFEI das amostras I e II e I e III.

Parâmetro	Redução da elevação de temperatura dos enrolamentos entre as amostras (°C)	
	I-II	I-III
Elevação de temperatura do enrolamento AT	11,1	21,1
Elevação de temperatura do enrolamento BT	12,1	18,9
Redução média	11,6	20,0

Analisando a Tabela 37 pode-se dizer que como esperado, as amostras I e II (produzidas com cobre) apresentaram redução nos valores de elevação de temperatura dos enrolamentos em comparação a amostra I, produzida com alumínio e no nível de eficiência E.

A redução média de 11,6 °C entre os valores de elevação de temperatura dos enrolamentos entre as amostras I e II evidencia as melhores propriedades térmicas e elétricas do cobre em relação ao alumínio, já que as amostras possuem aspectos construtivos semelhantes e a amostra III se enquadra no nível de eficiência C.

Estes resultados são ainda melhores entre as amostras I e III, com uma redução média de elevação de temperatura dos enrolamentos de 20,0 °C, redução considerável se comparada ao valor limite de elevação de temperatura dos enrolamentos de 75°C para as amostras I, II e III.

Com base nos resultados de perdas em vazio, corrente de excitação, perdas em carga, impedância de curto-circuito e elevação de temperatura do óleo e dos enrolamentos de alta e baixa tensão é possível afirmar que todas as amostras estão dentro dos requisitos impostos pela ABNT NBR 5440 e do PBE-Transformadores, de acordo com os critérios de avaliação da conformidade de transformadores de distribuição mostrados na seção 2.2.3.1.

4.2. Avaliação Econômica

A avaliação econômica realizada neste trabalho utilizou o Método da Capitalização das Perdas, descrito na seção 2.4.2. Foram realizadas comparações entre os investimentos nas amostras I e III. Também foram realizadas análises de investimento em transformadores

reformados no nível de eficiência C, em comparação com transformadores reformados e novos, no nível de eficiência E. São apresentados nas avaliações os valores de VPL e do tempo de retorno do investimento.

As amostras I e II estão no mesmo nível de eficiência (nível E), com os valores de perdas medidos praticamente iguais (ver item 4.1.2), porém, o custo de aquisição da amostra II (R\$ 2450,3) é superior a amostra I (R\$ 2183,5), devido à utilização do cobre. Dessa maneira, a diferença entre as perdas capitalizadas da amostra II em relação à amostra I, não será suficiente para cobrir a diferença de custo entre elas, a menos que sejam utilizados valores elevados de TSMP (superiores a 14h/dia) inviabilizando o investimento. Por este motivo a avaliação econômica só será realizada entre as amostras I e III.

4.2.1 Avaliação Econômica Entre as Amostras I e III

No Brasil, as concessionárias são remuneradas com base na diferença de investimento entre um transformador padrão, que já se encontra instalado, e um transformador mais eficiente, que será instalado no lugar do equipamento menos eficiente. Baseado neste conceito, se a diferença de custo das perdas capitalizadas é superior a diferença do custo entre os transformadores, o investimento em transformadores eficientes é atrativo, pois apresenta valor presente líquido positivo; tempo de retorno menor que o período de análise e consequentemente menor que a vida útil do equipamento.

Na primeira análise, a avaliação econômica compara a diferença no custo de total (custo de aquisição e custo capitalizado das perdas) entre as amostras I e III para verificar a viabilidade do investimento em transformadores mais eficientes, como a amostra III. Os parâmetros utilizados na avaliação estão na Tabela 38.

Tabela 38 – Parâmetros utilizados na avaliação econômica entre as amostras I e III.

Parâmetro	Valor
Custo de aquisição – Amostra I [R\$]	2183,5
Custo de aquisição - Amostra III [R\$]	2690,4
Perdas em vazio – Amostra I [W]	57
Perdas em vazio – Amostra III [W]	62
Perdas em carga – Amostra I [W]	302
Perdas em carga – Amostra III [W]	247
Custo da energia elétrica [R\$/kW.h]	0,512
Taxa mínima de atratividade – j [%]	10
Vida útil – v [anos]	20

A análise apresenta o valor presente líquido do investimento e o seu tempo de retorno, para diferentes valores de TSMP e dois períodos de análise: 10 anos e 20 anos (igual a vida útil).

O valor presente líquido e o tempo de retorno do investimento considerando um período de análise igual a 10 anos, para os diferentes valores de TSMP, são apresentados na Tabela 39.

Tabela 39 – Resultados da avaliação econômica para um período de análise igual a 10 anos.

TMSP (h/dia)	VPL (R\$)	Tempo de retorno (anos)
4	-251,0	> 10
5	-187,9	> 10
6	-124,7	> 10
7	-61,6	> 10
8	1,6	10
9	64,8	8
10	127,9	7
11	222,8	6
12	254,2	5
13	317,4	5
14	380,5	4
15	443,7	4

De acordo com a Tabela 39, o investimento é inviável para valores de TSMP menores que 8 h/dia. O investimento é viável para valores de TSMP maiores ou iguais a 8h/dia com VPL igual a R\$ 64,8 para um TSMP igual a 9h/dia e tempo de retorno de 8 anos. O tempo de retorno é de 10 anos para o menor valor de TSMP viável (8h/dia).

Portanto, em determinadas situações, a diferença de custo entre as perdas capitalizadas é suficiente para custear a diferença capitalizada e amortizada do preço de aquisição entre as amostras I e III, tornando o investimento na amostra III mais atraente que a amostra I, ou seja, o investimento em transformadores eficientes acarreta em maiores benefícios econômicos.

A Figura 57 e a Figura 58 ilustram o retorno do investimento ao longo do período de análise de 10 anos, para valores de TSMP igual a 9 h/dia e 15 h/dia, respectivamente.

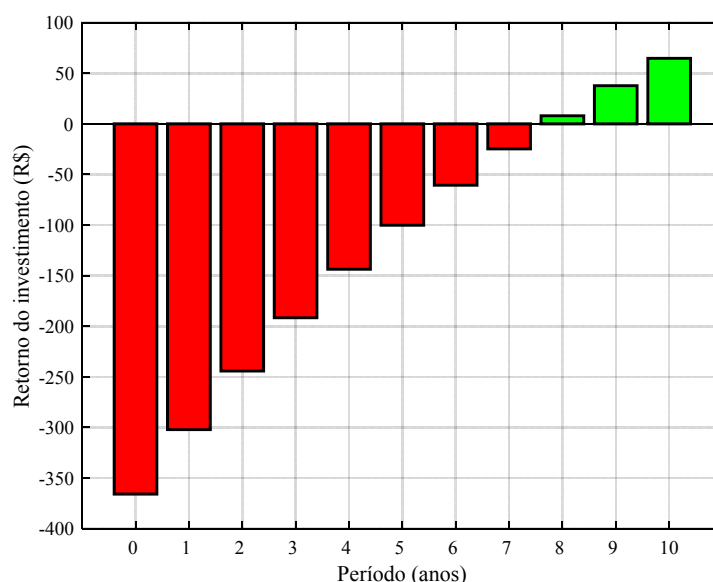


Figura 57 – Retorno do investimento para TSMP = 9 h/dia e período de análise igual a 10 anos.

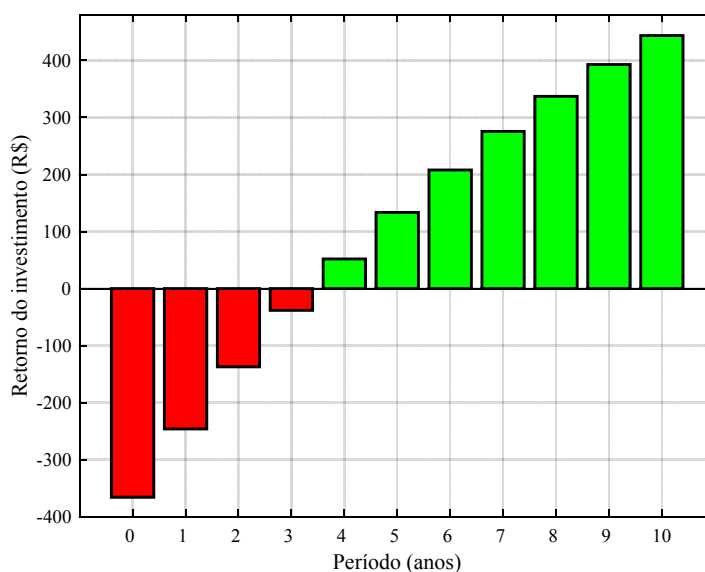


Figura 58 – Retorno do investimento para TSMP = 15 h/dia e período de análise igual a 10 anos.

O valor presente líquido e o tempo de retorno do investimento considerando um período de análise igual a 20 anos, para os diferentes valores de TSMP, são apresentados na Tabela 40.

Tabela 40 – Resultados da avaliação econômica para um período de análise igual a 20 anos.

TSMP (h/dia)	VPL (R\$)	Tempo de retorno (anos)
4	-347,8	> 20
5	-260,3	> 20
6	-172,8	> 20
7	-85,3	> 20
8	2,2	20
9	89,7	14
10	177,2	11
11	264,7	9
12	352,2	8
13	439,8	7
14	527,3	6
15	614,8	6

De acordo com a Tabela 40, de maneira semelhante aos resultados para o período de análise de 10 anos (Tabela 39), o investimento é inviável para valores de TSMP menores que 8 h/dia. O investimento é viável para valores de TSMP maiores ou iguais a 8 h/dia com VPL igual a R\$ 89,7 para um TSMP igual a 9 h/dia e tempo de retorno de 14 anos. O tempo de retorno é de 20 anos para o menor valor de TSMP viável (8 h/dia).

A Figura 59 e a Figura 60 ilustram o retorno do investimento ao longo do período de análise de 20 anos, para valores de TSMP igual a 9 h/dia e 15 h/dia, respectivamente.

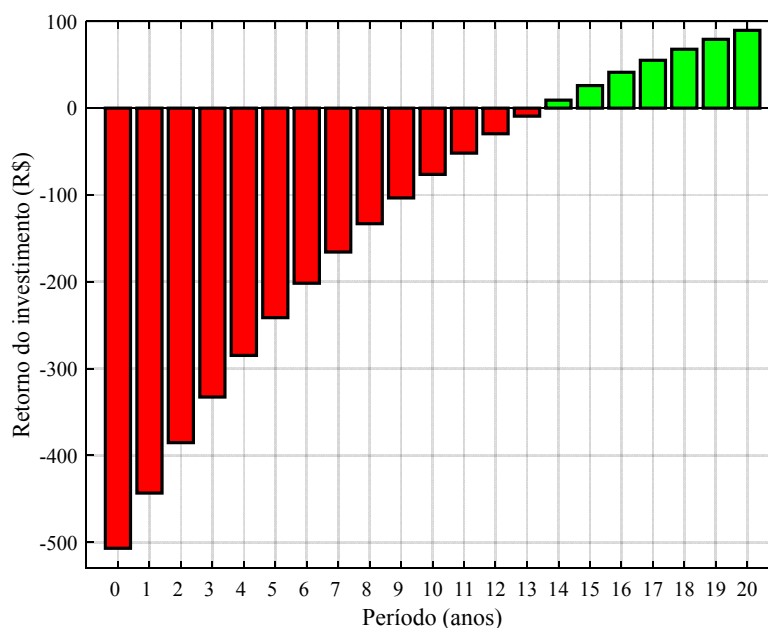


Figura 59 – Retorno do investimento para TSMP = 9 h/dia e período de análise igual a 20 anos.

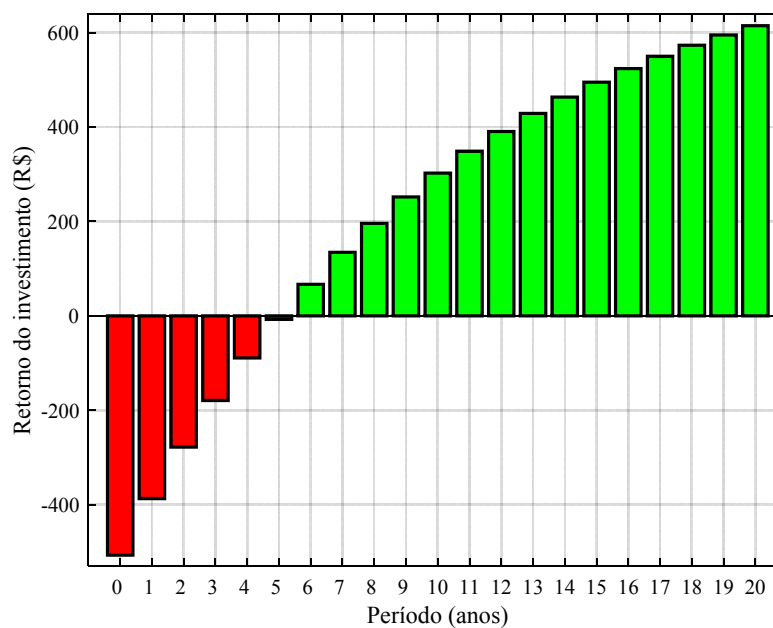


Figura 60 – Retorno do investimento para TSMP = 15 h/dia e período de análise igual a 20 anos.

Quanto maior é o valor do TSMP, ou seja, quanto maior é a carga ligada aos terminais do transformador, maiores serão os benefícios econômicos obtidos. Além do TSMP, a diferença de custo entre os transformadores não pode ser muito elevada, correndo-se o risco do investimento se tornar inviável.

A análise comparativa entre as amostras I e III, evidenciou que utilizando o Método de Capitalização das Perdas, em determinadas situações, o investimento em um transformador de

distribuição reformado (cobre, nível C) e originalmente projetado para alumínio, acarreta em benefícios maiores que o investimento em transformadores de distribuição reformados com alumínio, no nível de eficiência E.

4.2.2 Avaliação Econômica Entre Transformadores Monofásicos Reformados Nível C e Transformadores Novos Nível E

Na segunda avaliação econômica é realizada uma comparação entre a diferença no custo de total (custo de aquisição e custo capitalizado das perdas) entre transformadores reformados nível C e transformadores novos nível E. A avaliação foi realizada para todas as potências normalizadas de transformadores monofásicos, de classe de tensão 15,0 kV e 24,2 kV. Os parâmetros utilizados na avaliação estão na Tabela 41.

Tabela 41 – Parâmetros utilizados na segunda avaliação econômica.

Parâmetro	Valor
Período de análise [anos]	10
Custo da energia elétrica [R\$/kWh]	0,512
Taxa mínima de atratividade – j [%]	10
Vida útil – v [anos]	20
TSMP [h/dia]	6

Os custos de aquisição dos transformadores novos no nível de eficiência E foram fornecidos por fabricantes de transformadores. Já os custos de aquisição dos transformadores reformados, no nível de eficiência C, foram extrapolados com base no custo de fabricação da amostra III e das margens de lucro típicas dos fabricantes, já que não há dados suficientes do custo de transformadores no nível C de eficiência. A Tabela 42 e a Tabela 43 apresentam o custo de aquisição dos transformadores, no nível C e no nível E, além do VPL e do tempo de retorno do investimento, para as potências normalizadas de transformadores monofásicos, nas classes de tensão 15,0 kV e 24,2 kV.

Tabela 42 – Avaliação para transformadores monofásicos de classe de tensão 15,0 kV.

Potência	Custo de Aquisição		VPL (R\$)	Tempo de retorno (anos)
	Nível E	Nível C		
5	1795,00	1991,26	271,7	3
10	2308,00	2559,34	335,3	3
15	2823,00	3130,39	501,6	3
25	3513,00	3960,15	676,3	3
37,5	3892,00	4316,86	1002,4	2
50	4553,64	5050,72	1329,2	2
75	5327,76	5909,35	1750,5	2
100	6233,48	6913,93	2229,3	2

Tabela 43 – Avaliação para transformadores monofásicos de classe de tensão 24,2 kV.

Potência	Custo de Aquisição		VPL (R\$)	Tempo de retorno (anos)
	Nível E	Nível C		
5	1850,00	2051,91	267,7	3
10	2100,00	2350,12	336,2	3
15	2340,00	2681,25	511,6	3
25	3621,00	4062,40	714,9	3
37,5	4013,00	4452,96	1301,6	2
50	4695,21	5209,96	1592,1	2
75	5493,40	6095,66	1942,3	2
100	6427,27	7131,92	2522,9	2

Com base nas informações da Tabela 42 e a Tabela 43 a avaliação ao longo das potências normalizadas, mostrou que o investimento em transformadores eficientes, utilizando o método de capitalização das perdas é viável economicamente e quanto maior a potência da amostra maiores os benefícios econômicos.

O tempo de retorno em todas as situações analisadas é menor que 3 anos, resultado considerável, tendo em mente as altas taxas de falha de transformadores de distribuição.

A Figura 61 e a Figura 62 retratam o retorno do investimento obtidos entre a comparação realizada com um transformador monofásico de potência 50 kVA, nas classes de tensão 15,0 kV e 24,2 kV.

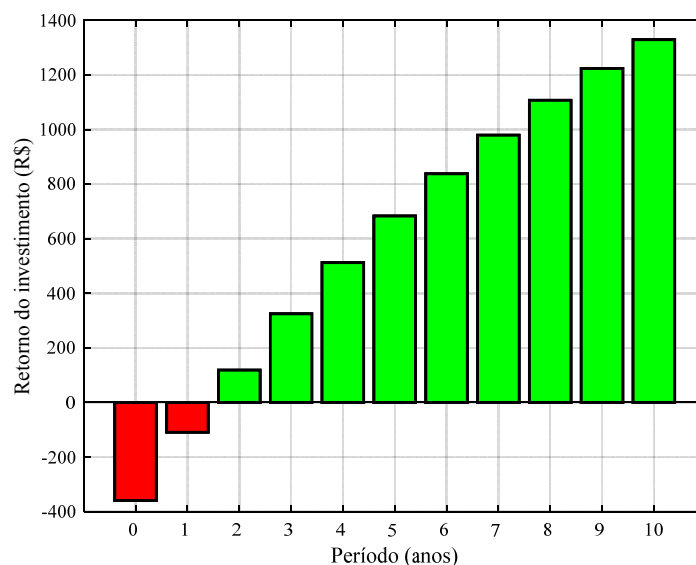


Figura 61 – Retorno do investimento para transformador monofásico de potência 50 kVA e classe de tensão 15,0 kV, utilizando TSMP = 6 h/dia.

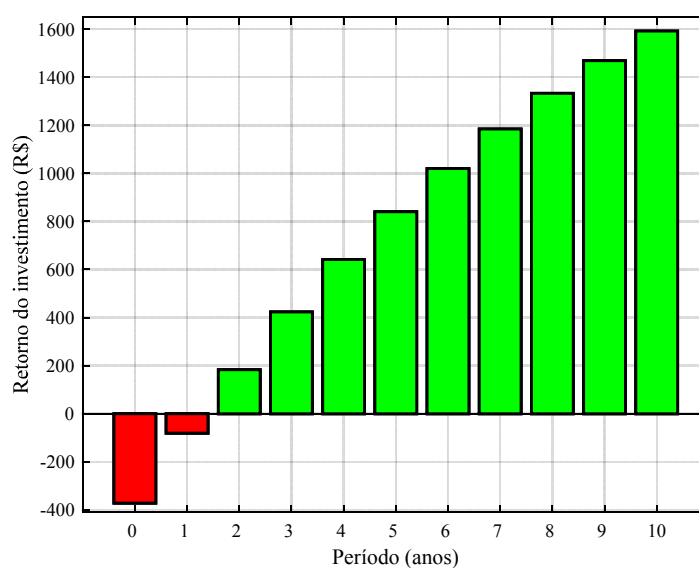


Figura 62 – Retorno do investimento para transformador monofásico de potência 50 kVA e classe de tensão 24,2 kV, utilizando TSMP = 6 h/dia.

De acordo com os resultados obtidos, os benefícios econômicos são maiores para a classe de tensão 24,2 kV do que para a classe de tensão 15,0 kV.

5 Conclusões

Neste estudo, foram realizadas avaliações técnicas e econômicas entre os transformadores utilizados, apresentando os valores de perdas em vazio, perdas em carga, perdas totais, além dos valores de elevação de temperatura, esperados e medidos. Foram destacadas as principais diferenças técnicas verificadas com a utilização do cobre e do alumínio em diferentes níveis de eficiência. Foram apresentados valores de VPL e tempo de retorno do investimento em diferentes períodos de análise e condições de carregamento.

As análises realizadas mostram os benefícios da utilização que os transformadores de distribuição mais eficientes podem trazer para o sistema elétrico de distribuição brasileiro.

Nota-se que diversas variáveis estão envolvidas na determinação de viabilidade, portanto, é necessário estudar detalhadamente cada investimento, ou seja, não é possível generalizar a avaliação.

A avaliação técnica evidenciou os melhores resultados da utilização do cobre em relação ao alumínio, com destaque para a queda nos valores de perdas, temperatura máxima e elevação de temperatura dos enrolamentos. A melhora no nível de eficiência da amostra III, em relação às amostras I e II, proporcionou um menor custo capitalizado das perdas em carga. Os melhores resultados foram obtidos para altos valores de TSMP pois os custos capitalizados das perdas em vazio são constantes.

Com base nos resultados da amostra III, é possível obter níveis superiores de eficiência energética (como o nível C) com a utilização do cobre em transformadores de distribuição originalmente projetados com alumínio, em níveis de eficiência inferiores, como o nível E. Este fato é extremamente significativo devido a quantidade de transformadores de distribuição presentes no sistema elétrico de distribuição que apresentam nível de eficiência E ou até mesmo inferiores. Pois, fornece uma alternativa técnica para obtenção de níveis de eficiência superiores, permitindo que estes transformadores ineficientes sejam reformados de maneira a respeitar os valores normalizados e exigidos pelo PBE-Transformadores.

Além dos benefícios econômicos do investimento em transformadores mais eficientes, o aumento da eficiência energética contribui com a redução das perdas técnicas do sistema elétrico de distribuição e com a redução a emissão de dióxido de carbono (CO_2), que atrai interesse, devido ao apelo ambiental.

O método de capitalização das perdas utilizado neste estudo mostrou que o investimento em transformadores mais eficientes, confeccionados com cobre, e originalmente dimensionados

com alumínio, pode trazer benefícios econômicos em certas situações, em detrimento do investimento em transformadores padrão, de perdas mais elevadas.

Tendo em mente a grande quantidade de transformadores de distribuição instalados, sua significativa contribuição para as perdas técnicas do sistema de distribuição brasileiro, o panorama econômico nacional, e o perfil de consumo energético brasileiro, o aumento da eficiência energética dos transformadores de distribuição acarreta significativos impactos ambientais, econômicos e sociais positivos, quando são considerados os custos necessários para se implementar um novo parque gerador capaz de suprir a crescente demanda por energia elétrica.

5.1 Publicações na Área

Este trabalho resultou em duas publicações e apresentações em congressos internacionais. O primeiro trabalho foi publicado no *XVIII ERIAC 2019 – Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ*. O segundo trabalho foi publicado na *37th IEEE EIC - Electrical Insulation Conference, 2019*.

- J. P. Villibor, E. T. W. Neto, G. P. Lopes, G. H. Faria, M. P. Pereira, T. A. Nogueira, P. V. P. de O. Tavares, “*Technical and Economic Analysis of Copper Utilization on New Windings of Repaired Distribution Transformers Originally Designed for Aluminum*”. 37th IEEE Electrical Insulation Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2019.
- J. P. Villibor, E. T. W. Neto, G. P. Lopes, R. Salustiano, G.H. Faria “Avaliação Técnico-Econômica da Utilização do Cobre na Reforma dos Enrolamentos de Transformadores de Distribuição Originalmente Dimensionados Para Alumínio”. XVIII ERIAC 2019 - Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ. Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, 2019.

5.2 Trabalhos Futuros

Dando continuidade à esta linha de pesquisa, sugerem-se os seguintes temas para estudo:

- Com a finalidade de melhorar os cálculos realizados na avaliação técnico-econômica e estimar com maior exatidão o custo total de aquisição e operação do transformador, utilizar uma metodologia de avaliação de custos que englobe os custos ambientais relacionados ao transformador de distribuição.
- Realizar uma avaliação econômica direcionada às distribuidoras de energia elétrica, empregando as particularidades da metodologia de capitalização das perdas da ANEEL, para uma diversidade maior de amostras distribuídas entre as potências normalizadas dos transformadores de distribuição, e considerando os níveis de eficiência energéticas mínimos vigentes estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia.
- Utilização do software COMSOL®, programa que utiliza o método dos elementos finitos na resolução de problemas de engenharia, para avaliar através de simulações a previsão das perdas do transformador de distribuição e como está distribuída a temperatura pelos enrolamentos.
- Quais os avanços tecnológicos necessários aos enrolamentos e principalmente ao material ferromagnético utilizado na confecção do núcleo, dos transformadores de distribuição produzidos no Brasil, para alcançar o nível de eficiência B ou até mesmo o nível de eficiência A?

5.3 Referências Bibliográficas

- [1] H. d. Oliveira, P. Montani, A. Picanço, J. Dias e M. Martinez, “Efficient transformers for medium voltage networks – analyses and proposal,” CIRED - International Conference on Electrical Power Quality and Utilization, 2009.
- [2] E. Amoiralis, M. Tsili, P. Georgilakis e A. Kladas, “Energy efficient transformer selection implementing life cycle costs and environmental externalities”, in,” EPQU - IEEE 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization, Barcelona, Spain, 2007.
- [3] ICF International, “Energy efficiency as a low-cost resource for achieving carbon emissions reductions - National Action Plan for Energy Efficiency,” ICF International, Paris, 2014.
- [4] International Energy Agency, “Capturing the multiple benefits of energy efficiency”; International Energy Agency,” ICF International, Paris, France, 2014, International Energy Agency.
- [5] R. Souza e Silva, R. Oliveira e M. Tostes, “Analysis of the Brazilian Energy Efficiency Program for Electricity Distribution Systems,” Energies, 2017.
- [6] R. Salustiano, *Análise Técnico-Econômica de Transformadores Eficientes para Rede de Média Tensão*, Itajubá-MG: Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, 2012.
- [7] J.P.Villibor, E. Neto, G. Lopes, G. d. F. Faria, M. Pereira, T. Nogueira e P. Tavares, “Technical and Economic Evaluation of Copper Utilization on New Windings of Repaired Distribution Transformers Originally Designed for Aluminum,” *IEEE 37th Electrical Insulation Conference (EIC)*, 06 2019.
- [8] PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, “Resultados PROCEL 2018 - Ano base 2017,” Eletrobrás, 2018. [Online]. Available: <http://www.procelinfo.com.br>. [Acesso em 02 01 2019].
- [9] MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, “ Portaria 378 - Requisitos de avaliação da conformidade para transformadores de distribuição imersos em liquido isolante.,” MDIC, Brasília, 2010.
- [10] MDIC – Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços, “Portaria 488 - Adequação aos requisitos de avaliação da conformidade para transformadores de distribuição imersos em liquido isolante,” MDIC, Brasília, 2014.

- [11] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, *ABNT NBR 5440 - Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição - Versão Corrigida*, Rio de Janeiro: ABNT, 2014.
- [12] MME - Ministério de Minas e Energia, “Portaria 398 - Programa de metas para transformadores de distribuição imersos em líquido isolante,” MME, Brasília, 2017.
- [13] Bharat Heavy Electrical Limited , Transformers, 2 ed., New York: McGraw Hill, 2005.
- [14] L. Shanghai Orinno International Business Co., “Shanghai Orinno International Business Co., Ltd.,” [Online]. Available: <http://cnorinno.company.weiku.com/item/Stacked-Transformer-Core-5760035.html>. [Acesso em 08 05 2019].
- [15] Energia, C2M, “C2M Energia,” [Online]. Available: <http://www.c2menergia.com.br/produto-industria.html>. [Acesso em 14 05 2019].
- [16] P. S. Georgilakis, *Spotlight in Modern Transformer Design*, London: Springer-Verlag, 2009.
- [17] A. Martignoni, *Transformadores*, Rio de Janeiro: Globo, 1969.
- [18] O. V. Muniz, *Perda de vida útil técnica e perda de vida útil econômica de transformadores de distribuição.*, Itajubá-MG: Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, 2007.
- [19] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, Nova York: Mc Graw Hill, 2012.
- [20] Society, IEEE Power and Energy, “C57.120 - IEEE Guide for Loss Evaluation of Distribution and Power Transformer Reactors,” IEEE Power and Energy Society, Nova York, 2017.
- [21] Society, IEEE Power and Energy, “C57.12.80 - IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers,” IEEE Power and Energy Society, Nova York, 2010.
- [22] G. Nnachi, A. Akumu, C. Richards e D. Nicolae, “Estimation of No-Load Losses in Distribution,” *IEEE PES/IAS*, pp. 527-531, 2018.
- [23] W. Ries, *Transformadores: Fundamentos para o Projeto e Cálculo*, Porto Alegre: EDIPUC-RS , 2007.
- [24] J. Olivares-Galvan, R. Escarela-Perez, F. d. León, E. Campero-Littlewood e C. A. Cruz, “Separation of core losses in distribution transformers using experimental methods,” *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, n° Vol. 35, No. 1, 2010.

- [25] National Programme on Technology Enhanced Learning (NPTEL) - Kharagpur, “NPTEL,” [Online]. Available: [https://nptel.ac.in/courses/108105053/pdf/L-22\(TB\)\(ET\)%20\(\(EE\)NPTEL\).pdf](https://nptel.ac.in/courses/108105053/pdf/L-22(TB)(ET)%20((EE)NPTEL).pdf). [Acesso em 11 05 2019].
- [26] J. C. Olivares-Galván, R. Escalera-Pérez, P. Georgilakis e E. Campero-Littlewood, “Separation of no-load losses for distribution transformers using experimental methods: Two frequencies and Two temperatures,” *7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion - MedPower*, 2010.
- [27] A. A. Nunes, “Uma contribuição para projetos de transformadores monofásicos de média tensão,” Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá-MG, 2011.
- [28] Society, IEEE Power and Energy, “C57.110 - IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Currents,” IEEE Power and Energy Society, Nova York, 2018.
- [29] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico,” ONS, [Online]. Available: http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx. [Acesso em 12 05 2019].
- [30] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, “ABNT NBR 5356-1 - Transformadores de Potência. Parte 1: Generalidades,” ABNT, Rio de Janeiro, 2007.
- [31] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, “ABNT NBR 5356-7 - Transformadores de potência - Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante,” ABNT, Rio de Janeiro, 2007.
- [32] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, “ABNT NBR 5356-3 - Níveis de Isolamento, Ensaio Dielétricos e Espaçamentos Externos em Ar,” ABNT, Rio de Janeiro, 2007.
- [33] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, “ABNT NBR 5356-2 - Aquecimento,” ABNT, Rio de Janeiro, 2007.
- [34] D. Coriolano, “Metodologia de Análise da Viabilidade Econômica da Substituição de Transformadores Padrão por Eficiência com Base em Estudos Estatísticos de Carga,” Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá, 2011.
- [35] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico,” 11 Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+>

PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeba98b. [Acesso em 19 Julho 2019].

- [36] P. Georgilakis e E. Amoiralis, “Distribution Transformers Cost Evaluation Methodology Incorporating Environmental Cost,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 4, pp. 861-872, 2010.
- [37] E. Amoiralis, M. Tsili, P. Georgilakis e A. Kladas, “Energy Efficient Transformer Selection Implementing Life Cycle Costs and Environmental Externalities,” *Electrical Power Quality and Utilisation*, Outubro 2007.
- [38] H. d. Oliveira, P. Montani, A. Picanço, J. Dias e M. L. B. Martinez, “Efficient transformers for medium voltage networks – analyses and proposal,” *CIREN*, 2009.
- [39] H. R. P. M. d. Oliveira, E. L. Batista, D. L. Coriolano e M. L. B. Martinez, “Economical Analysis for Efficient Transformers,” *IEEE 4th International Symposium on Modern Electric Power Systems (MEPS)*, 2010.
- [40] A. Picanço, H. d. Oliveira, M. Martinez e P. Rosa, “Development of Economic Analysis and Technical Solutions for Efficient Distribution Transformers in MV Grid,” *IEEE Canada Electric Power Conference (EPEC)*, 2008.
- [41] K. Z. D. X. Lingyu Zhang, “Optimized Methods to Evaluate Efficient Distribution Transformers,” *XXth International Conference on Electrical Machines*, 2012.
- [42] J. Olivares-Galván, F. d. León, P. Georgilakis e R. Escalera-Pérez, “Selection of copper against aluminium windings for distribution transformers,” *IET Electric Power Applications*, vol. 4, pp. 474-485, 2009.
- [43] IEC - International Electrotechnical Commission, “IEC 60076-5 - Power Transformers: Part. 5 - Ability to withstand short-circuit,” IEC, Geneva, 2006.
- [44] London Metal Exchange, “Valores Históricos de Cotação do Cobre,” 2019. [Online]. Available: <https://www.lme.com/Metals/Non-ferrous/Copper#61cb4ead-fc60-4342-bc7a-621a398d76d6-tab-2&tabIndex=2>. [Acesso em 03 06 2019].
- [45] London Metal Exchange, “Valores Históricos de Cotação do Alumínio,” 2009-2019. [Online]. Available: <https://www.lme.com/Metals/Non-ferrous/Aluminium#tabIndex=2>. [Acesso em 03 06 2019].