



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SÉRGIO DOS SANTOS LIMA

**SISTEMA DE MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO MODELOS TÉRMICOS E TECNOLOGIAS JAVA E BLUETOOTH.**

FORTALEZA

2012

SÉRGIO DOS SANTOS LIMA

SISTEMA DE MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO MODELOS TÉRMICOS E TECNOLOGIAS JAVA E BLUETOOTH.

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Otacílio da Mota Almeida.

Co-orientador: Prof. Dr. Arthur Plinio de Souza Braga.

FORTALEZA

2012

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca de Ciências e Tecnologia

L711s Lima, Sérgio dos Santos.
Sistema de monitoramento de transformadores de distribuição utilizando modelos térmicos e
tecnologias Java e Bluetooth / Sérgio dos Santos Lima. – 2013.
88 f., enc.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Departamento de
Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.
Orientação: Prof. Dr. Otacílio da Mota Almeida.


1. Transformadores elétricos - gerenciamento. I. Título.

CDD 621.3

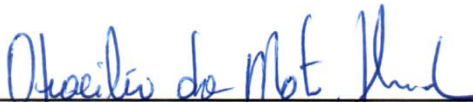
Sérgio dos Santos Lima

Sistema de Monitoramento de Transformadores de Distribuição Utilizando Modelos Térmicos e Tecnologias Java e Bluetooth

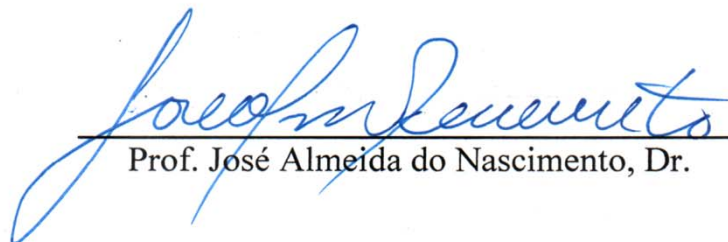
Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Eletrônica de Potência e Automação, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará.



Sérgio dos Santos Lima

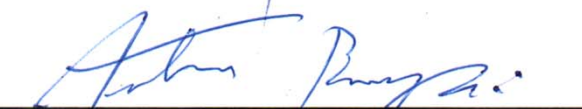
Orientador:


Prof. Otacílio da Mota Almeida, Dr.

Banca Examinadora:


Prof. José Almeida do Nascimento, Dr.


Prof. Cícero Marcos Tavares Cruz, Dr.


Prof. Arthur Plínio de Souza Braga, Dr.

Fortaleza, 21 de dezembro de 2012

*Aos meus pais, Aurilo e Ângela,
A todos os familiares e amigos.*

AGRADECIMENTO

À Fundação Cearense de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FUNCAP), pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio.

Aos professores Dr. Otacílio da Mota Almeida e Dr. Arthur Plínio de Souza Braga, pela excelente orientação.

Aos professores participantes da banca examinadora Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz e Dr. Jose Almeida do Nascimento pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica, pelo tempo concedido e informações valiosas ao desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas da turma de mestrado, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas.

“Nothing is as simple as we hope it will be.”

(Jim Horning)

RESUMO

Este trabalho apresenta o desenvolvimento e avaliação de um sistema de monitoramento com tecnologia Java e Bluetooth para o auxílio no gerenciamento da condição de transformadores de distribuição a partir de modelos térmicos. Sabe-se que monitorar a condição dos transformadores tem sido objeto de preocupação no que diz respeito a evitar as perdas econômicas causadas por falhas no equipamento e a consequente descontinuidade do serviço. É possível, através da gestão do sistema: maximizar a vida útil dos equipamentos monitorados; melhorar a confiabilidade da rede; reduzir os custos de manutenção. Através do levantamento bibliográfico de sistemas de monitoramento atuais, de suas funcionalidades, em função de recentes tecnologias de software e hardware, e do estudo de modelos térmicos aplicados a transformadores, foi desenvolvido um sistema de coleta de dados e uma interface para análise de dados. Este trabalho traz uma contribuição para o desenvolvimento desses sistemas, propondo o uso de dispositivos móveis como uma estratégia economicamente viável para coletar dados de transformadores de distribuição, e a utilização dos dados coletados por estes dispositivos para gerar modelos térmicos (das temperaturas do topo do óleo e do ponto quente) que permitam: (i) estabelecer limites máximos de carga para o equipamento, e (ii) estimar sua perda de vida útil. Estas informações fornecidas pelo sistema de monitoramento proposto devem servir como suporte à implementação de planos de ação da concessionária de energia elétrica para: (i) a eventual substituição de equipamentos, (ii) a adequação na distribuição das cargas, (iii) a priorização no caso de necessidade de atuação do sistema de proteção.

Palavras-Chave: Transformadores de distribuição. Monitoramento da Condição. Modelos térmicos.

ABSTRACT

This paper presents the development and evaluation of a monitoring system with Bluetooth and Java technology to aid managing the condition of distribution transformers through thermal models. It is well known that monitor the condition of transformers has been the subject of concern in relation to avoid economic losses caused by equipment failure. It is possible, through the system management: *(i)* maximize the life time of the monitored equipment, *(ii)* improve the reliability of the electrical grid and *(iii)* reduce its maintenance costs. Through a bibliographical survey of transformer condition monitoring systems and study of thermal models applied to transformers, was developed a system for data acquisition and an interface for data analysis. This work brings a contribution to the development of these systems, proposing the use of mobile devices as a viable strategy to collect data of distribution transformers and using data collected by those devices for generating thermal models (to estimate top-oil and hotspot temperature) that will let us: *(i)* establish maximum load for the equipment, and *(ii)* estimate the loss of life. The information provided by the condition monitoring system proposed should serve as support to electric utility company to implement action plans to help possible exchange of equipment, do a more balanced load in their distribution transformers and help prioritizing, in case of any necessary actuation of the system protection.

Keyword: Distribution transformers. Condition Monitoring. Thermal models.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Desenho esquemático de um sistema elétrico de potência da geração até o consumo.....	20
Figura 2.2 – Transformador de núcleo de ferro caso ideal.....	21
Figura 2.3 – Circuito equivalente caso ideal.	21
Figura 2.4 – Transformador trifásico.....	22
Figura 2.5 – Transformador de distribuição	23
Figura 2.6 – Estrutura da celulose	25
Figura 2.7 – Curva da viscosidade com a temperatura.....	29
Figura 2.8 – Corrente de Foucault.	31
Figura 2.9 – Grupamentos de símbolos literais dos métodos de resfriamento.....	33
Figura 2.10 – Termorresistência industrial de platina	37
Figura 3.1 – Curva da vida útil da isolação do transformador.	39
Figura 3.2 – MLP.	44
Figura 3.3 – Fluxograma do algoritmo Backpropagation.....	46
Figura 3.4 – Circuito térmico da temperatura no topo do óleo.....	48
Figura 3.5 – Circuito térmico da temperatura no ponto quente.....	50
Figura 3.6 – Curva de expectativa de vida para transformadores classe 55° e 65°.....	53
Figura 3.7 – Fluxograma simplificado do processo de cálculo do carregamento admissível. .	55
Figura 4.1 – Diagrama funcional do sistema de monitoramento.....	58
Figura 4.2 – Esquemático do circuito condicionador de sinais.	59
Figura 4.3 – Módulo microcontrolado: (a) módulo Bluetooth; (b) microcontrolador e (c) condicionador de sinais.	61
Figura 4.4 – Telas do módulo móvel (AEMobile)	62
Figura 4.5 – Recurso de zoom permite facilidade na visualização dos gráficos.....	66
Figura 4.6 – Esquemático da interface Java.	67
Figura 5.1 – Perfil de carga para o transformador de 45kVA.	69
Figura 5.2. – Perfil de carga para o transformador de 75kVA.	69
Figura 5.3 – Perfil de carga para o transformador de 60 MVA.....	70
Figura 5.4. – Temperaturas do topo do óleo e do ponto quente real para o perfil de carga.	71
Figura 5.5 – Carregamento térmico (Transformador 45kVA).	72
Figura 5.6 – Carregamento térmico (Transformador 75kVA).	72
Figura 5.7 – Carregamento térmico (Topo do óleo).....	74
Figura 5.8 – Carregamento térmico (Ponto Quente).	74
Figura 5.9 – Carregamento Térmico Admissível (Transformador 45 kVA).....	75
Figura 5.10 – Carregamento Térmico Admissível (Transformador 75 kVA).....	76

Figura 5.11 – Carregamento Admissível versus Carregamento Real (Transformador 45 kVA)	76
.....	
Figura 5.12 – Carregamento Admissível versus Carregamento Real (Transformador 75 kVA)	76
.....	
Figura 5.13 – Carga Admissível versus Carregamento Real (Transformador de 60 MVA)....	77
Figura 5.14 – Carregamento Térmico Admissível (Transformador de 60 MVA).....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Propriedades físicas de líquidos isolantes.....	25
Tabela 2.2 – Propriedades elétricas de líquidos isolantes.	26
Tabela 2.3 – Propriedades químicas de líquidos isolantes.	26
Tabela 2.4 – Comparação de valores das propriedades químicas de líquidos isolantes.....	27
Tabela 2.5 – Valores garantidos de perdas, para transformadores trifásicos com tensão máxima de 15 kV.....	30
Tabela 2.6 – Nomenclatura dos principais tipos de resfriamento.....	33
Tabela 2.7 – Temperatura limite por classe do transformador.	34
Tabela 3.1 – Analogia das grandezas térmicas com grandezas elétricas.....	47
Tabela 4.1 – Testes do circuito de conversão analógico/digital.....	64
Tabela 4.2 – Testes de velocidade de transferência entre sistema de aquisição e o dispositivo móvel.....	65
Tabela 5.1 – Carregamento dos transformadores de 45 e 75 kVA.....	70
Tabela 5.2 Temperaturas máximas do transformador de 60 MVA;	77
Tabela 5.3 – Comparativo entre condições reais e admissíveis.	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

INDUSCON	International Conference on Industry Applications (Conferência Internacional em Aplicações Industriais)
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineer (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)
ABNT	Associação Brasileira de Norma Técnicas
NBR	Norma Brasileira
OMI	Óleo Mineral Isolante
HTH	High-Temperature Hydrocarbons (Hidrocarbonetos de Alta Temperatura)
PCB	Polychlorinated Biphenyl (Bifenilos Policlorados)
OVI	Óleo Vegetal Isolante
ASTM	American Society for Testing and Materials (Sociedade Americana de Testes e Materiais)
PD	Partial Discharge (Descarga Parcial)
DGA	Dissolved Gas Analysis (Análise de gases dissolvidos em óleo)
RTD	Resistance Temperature Detector (Detectores de Temperatura Resistivos)
RNA	Redes Neurais Artificiais
MLP	Multi-Layer Perceptron (Rede Perceptron de Múltiplas Camadas)
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RAM	Random Access Memory (Memória de acesso aleatório)
EEPROM	Electrically-Erasable Programmable Read-Only Memory
UART	Universal Asynchronous Receiver Transmitter
RTC	Real Time Clock (relógio de tempo real)
MODEM	Modulador Demodulador
GPRS	General Packet Radio Service (Serviço de Rádio de Pacote Geral)
GPAR	Grupo de Pesquisa em Automação e Robótica
DEE	Departamento de Engenharia Elétrica
UFC	Universidade Federal do Ceará
ASCII	American Standard Code for Information Interchange (Código Padrão Americano para o Intercâmbio de Informação)
IDE	Integrated Development Environment (Ambiente Integrado de Desenvolvimento)

LISTA DE SÍMBOLOS

I	Corrente
I_{nom}	Corrente nominal
N	Números de espiras
α	Relação de transformação
μ	Viscosidade dinâmica ou absoluta
ρ	Densidade
ν	Viscosidade cinemática
T	Temperatura em ° K (ou temperatura em °C+ 273.15)
A	Constante
B	Constante
P_h	Perda por histerese
K_h	Constante para o tipo de ferro empregado
B_h^x	Densidade do fluxo elevada ao expoente de Steinmetz
f	Frequência em Hz
V	Volume de ferro
P_f	Perdas por correntes de Foucault
B_f	Densidade do fluxo
K_f	Constante para o tipo de material empregado
e	Espessura do material condutivo
P_Ω	Perdas pela resistência ôhmica do material condutor
R	Resistência do condutor
L	Comprimento da linha
A_r	Área do corte transversal do condutor
ρ_e	Resistividade elétrica do condutor
θ_{hs}	Temperatura do ponto quente
θ_a	Temperatura ambiente
$\Delta\theta_o$	Diferença da temperatura no topo do óleo para ambiente
$\Delta\theta_{\text{hs}}$	Diferença da temperatura do ponto quente para topo do óleo
$\Delta\theta_{o,\text{ini}}$	Diferença da temperatura no topo do óleo para ambiente inicial
$\Delta\theta_{o,\text{fim}}$	Diferença da temperatura no topo do óleo para ambiente final
$\Delta\theta_{o,\text{nom}}$	Diferença da temperatura no topo do óleo para ambiente nominal
τ_o	Constante de tempo térmica da elevação da temperatura no topo do óleo
$\tau_{o,\text{nom}}$	Constante de tempo térmica da elevação da temperatura no topo do óleo na carga nominal
τ_w	Constante de tempo térmica da elevação da temperatura do enrolamento
R_p	Razão entre perdas com carga e perdas a vazio
K	Carregamento por unidade
C_{el}	Capacitância elétrica
C_{th}	Capacitância térmica do transformador
$C_{\text{th},o}$	Capacitância térmica do óleo
$R_{\text{th},o}$	Resistência térmica não linear do óleo
A_{res}	Área
h	Coeficiente para transferência de calor
C_1	Constante formada por diversos parâmetros físicos

q_{tot}	Calor gerado pela soma de todas as perdas
q_{dc}	Calor gerado pelas perdas com carga
q_{fe}	Calor gerado pelas perdas a vazio
$P_{t,nom}$	Perda total em carga nominal
t	Tempo de duração da carga em horas
τ_w	Constante de tempo térmica da elevação da temperatura no enrolamento
$P_{DC,pu}$	Perda com carga por unidade
$P_{FE,pu}$	Perda do núcleo por unidade

SUMÁRIO

Capítulo 1 Introdução	17
1.1 Motivação.....	18
1.2 Objetivos gerais.....	18
1.3 Produção bibliográfica	18
1.4 Organização do Texto	19
Capítulo 2 Transformador de distribuição imerso em liquido isolante	20
2.1 Transformador	21
2.1.1 Transformadores trifásicos	22
2.2 Transformadores de distribuição	23
2.2.1 Tanque	23
2.2.2 Radiadores	24
2.2.3 Isolação / Refrigeração	24
2.2.3.1 Liquido isolante	25
2.2.3.2 Viscosidade do liquido isolante.....	27
2.3 Perdas do transformador.....	29
2.3.1 Histerese	30
2.3.2 Perdas por corrente de Foucault	30
2.3.3 Perdas no Cobre.....	32
2.4 Classificação dos métodos de resfriamento.....	32
2.5 Classes da isolação do transformador	33
2.6 Sistemas de monitoramento de condição de transformadores.....	34
2.6.1 Sensores.....	36
2.7 Comentários finais.....	38
Capítulo 3 Modelagem térmica	39
3.1 Modelo baseado na norma do IEEE C.57.91-1995 - Cláusula 7.....	40
3.2 Modelo baseado em Redes Neurais Artificiais	43
3.3 Modelo baseado na teoria de transferência de calor - Modelo Susa 2005	47
3.3.1 Modelagem da temperatura no topo do óleo	47
3.3.2 Modelagem da temperatura do ponto quente	50
3.4 Perda de vida útil do transformador - ABNT NBR 5416/1997.....	52
3.4.1 Cálculo da carga admissível	54
3.5 Considerações finais.....	55
Capítulo 4 Sistema de Monitoramento da Condição de Transformadores de Distribuição com tecnologia Java e Bluetooth.....	57

4.1	Estrutura do sistema de monitoramento proposto	57
4.1.1	Sistema de aquisição.....	58
4.1.1.1	Fonte de alimentação	58
4.1.1.2	Circuito condicionador de sinais	59
4.1.1.3	Circuito do microcontrolador	59
4.1.1.4	Módulo Serial Bluetooth	61
4.1.2	Dispositivo Móvel	62
4.1.3	Módulo desktop	63
4.2	Teste de comunicação entre os elementos do sistema de monitoramento	64
4.2.1	Transferência entre o sistema de aquisição e dispositivos móveis.....	64
4.2.2	Transferência entre dispositivo móvel e a plataforma base.....	65
4.3	Interface JAVA do sistema de monitoramento	65
4.4	Comentários finais.....	67
Capítulo 5 Análise dos Resultados		68
5.1	Dados coletados para teste do sistema de monitoramento	68
5.1.1	Transformadores sem sensores de temperatura internos.....	69
5.1.2	Transformador com sensor de temperatura interno.....	70
5.2	Estimação da temperatura no topo do óleo e no ponto quente.....	71
5.2.1	Transformadores sem sensores de temperatura internos.....	71
5.2.2	Transformador com sensor de temperatura interno.....	73
5.3	Carregamento admissível	74
5.4	Expectativa de vida útil do equipamento	78
5.5	Comentários finais.....	79
Capítulo 6 Conclusões e propostas de trabalhos futuros		80
6.1	Resultados	81
6.2	Propostas de Trabalhos Futuros	81
Referências		82
APÊNDICE A - Curva de carregamento transformador de 45 kVA.....		85
APÊNDICE B – Telas do módulo desktop		86

Capítulo 1 Introdução

Transformadores de potência e distribuição estão entre os mais caros e críticos componentes de uma planta de transmissão e distribuição de energia elétrica, desta forma, esforços devem ser empreendidos para garantir o adequado funcionamento destes equipamentos evitando falhas que venham a ocorrer devido a um ineficiente programa de manutenção ou ao próprio envelhecimento natural do equipamento. Os programas de manutenção são muitas vezes baseados no acompanhamento do estado do óleo isolante através de análise térmica, análise físico-química, análise de gases dissolvidos no óleo, entre outros (LIMA, ALMEIDA e REIS, 2004) (ABU-ELANIEN e SALAMA, 2007) (NAFAR, BAHMANIFIROUZI e JABBARI, 2011).

Segundo (LIMA, ALMEIDA e REIS, 2004) (FREITAS, SILVAT e SOUZA, 2002), conforme dados do “Relatório de divulgação - transformadores de distribuição” (PROQUIP 1997), faltas ou avarias em transformadores de distribuição no Brasil atingem cerca de 52.000 unidades anuais, número que corresponde de 3 a 5% do total de unidades instaladas no país. Em (BENGTSSON, 1996) a taxa de falhas de transformadores está em torno de 0,2 a 2% de transformadores por ano o que nos dá uma ideia da porcentagem de falhas em transformadores em países do primeiro mundo. Mesmo que esses dados já tenham 15 anos a motivação para o avanço na pesquisa nacional em buscar equipamentos de distribuição e transmissão de energia que apresentam menos problemas construtivos e funcionais, continuam de forma intensa, assim como a utilização de novas tecnologias para o monitoramento mais eficiente destes equipamentos, favorecendo a melhoria dos programas de manutenção no setor.

No sistema de distribuição seria desejável um programa de manutenção baseado em dados reais “on-line”, dada a necessidade do funcionamento adequado dos transformadores para a garantia de continuidade do fornecimento de energia. Falhas em equipamentos se refletem imediatamente em aspectos negativos para os consumidores e causam grande preocupação para as concessionárias de energia elétrica, principalmente aquelas faltas que ocorrem sem nenhum conhecimento prévio e que, por causarem interrupções abruptas no fornecimento de energia, têm conotações econômicas diretas (LIMA, ALMEIDA e REIS, 2004). Entretanto os custos para aquisição “on-line” dos dados necessários ao programa de manutenção podem ainda ser proibitivos em função da necessidade de uma infraestrutura de comunicação de dados e desenvolvimento associados.

Este trabalho implementa em Java um sistema de monitoramento que utiliza modelos térmicos e rede neurais artificiais a partir de dados coletados através de um sistema de aquisição de dados que utiliza dispositivos móveis como, por exemplo, celulares para a comunicação de dados. Esse sistema associado a implementação de estratégias automáticas de diagnóstico podem gerar relatórios para ajudar na programação de manutenções e com isso até aumentar a vida útil de transformadores ou até mesmo em um melhor gerenciamento da rede elétrica.

1.1 Motivação

Sabe-se que monitorar a condição dos transformadores tem sido objeto de preocupação no que diz respeito a evitar as perdas econômicas causadas por falhas no equipamento. É possível, através da gestão do sistema: maximizar a vida útil dos equipamentos monitorados; melhorar a confiabilidade da rede; reduzir os custos de manutenção. Transformadores de potência são monitorados devido à relação entre o custo do equipamento monitorado e o custo da coleta de dados ou o custo do sistema de monitoramento em si. Nesse trabalho esse monitoramento é realizado para transformadores de distribuição, usando uma estratégia de coleta de dados menos onerosa e que pode contribuir para a melhoria do planejamento das manutenções e planos de expansão da rede elétrica.

1.2 Objetivos gerais

O objetivo principal dessa dissertação é desenvolver e avaliar um sistema de monitoramento com tecnologia Java e Bluetooth para o auxílio no gerenciamento da condição de transformadores de distribuição a partir de modelos térmicos.

1.3 Produção bibliográfica

Aragão, Francisco Aldinei Pereira; Lima, Sérgio dos Santos; Almeida, Otacílio M.; Braga, Arthur Plínio de Souza; Silva, Kathiane Queiroz da; Anjos, Reginaldo Silva dos.

Dynamic Loading of Distribution Transformers from Models of Dynamic Thermal. In: 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications – INDUSCON. São Paulo 2010

1.4 Organização do Texto

Os demais capítulos deste trabalho estão organizados conforme segue:

Capítulo 2: Descreve o transformador de distribuição, as principais causas para falhas destes equipamentos e levantamento bibliográfico sobre sistema de monitoramento de transformadores, apresentando os conceitos básicos necessários para melhor compreender os modelos térmicos apresentados no capítulo 3.

Capítulo 3: Apresenta os modelos térmicos considerados neste trabalho: Modelo proposto na cláusula 7 do guia do IEEE C.57.91-1995 (IEEE, 1995), Redes Neurais Artificiais (ARAGÃO, 2009), modelo proposto por Susa em 2005 (SUSA, NORDMAN e LEHTONEN, 2005).

Capítulo 4: Descreve o sistema de monitoramento de transformadores implementado, apresenta os elementos de coleta dos dados usados no sistema e a interface em Java desenvolvida.

Capítulo 5: Apresenta testes realizados com o sistema de monitoramento que validam os modelos implementados.

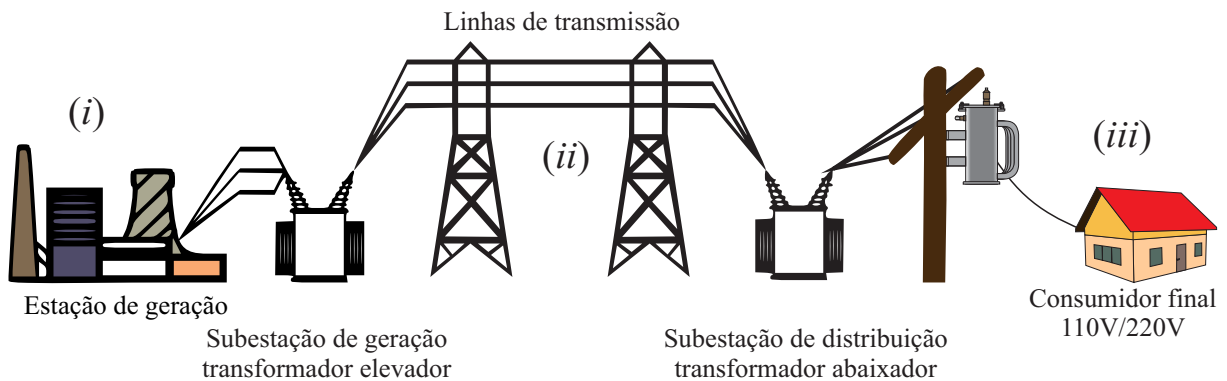
Capítulo 6: Discute os resultados obtidos com o sistema desenvolvido, indicando suas vantagens e limitações, e apresenta desenvolvimentos possíveis para este trabalho.

Capítulo 2 Transformador de distribuição imerso em líquido isolante

Transformador é um dispositivo estático construído com dois ou mais enrolamentos, utilizados para transferir corrente alternada por indução electromagnética, de um circuito para outro na mesma frequência, porém com diferentes valores de tensão e corrente.

A Figura 2.1 representa um sistema elétrico de potência onde pode ser visualizado os setores de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica.

Figura 2.1 - Desenho esquemático de um sistema elétrico de potência da geração até o consumo.



Fonte: Autor baseado em (VECCHIO, 2002).

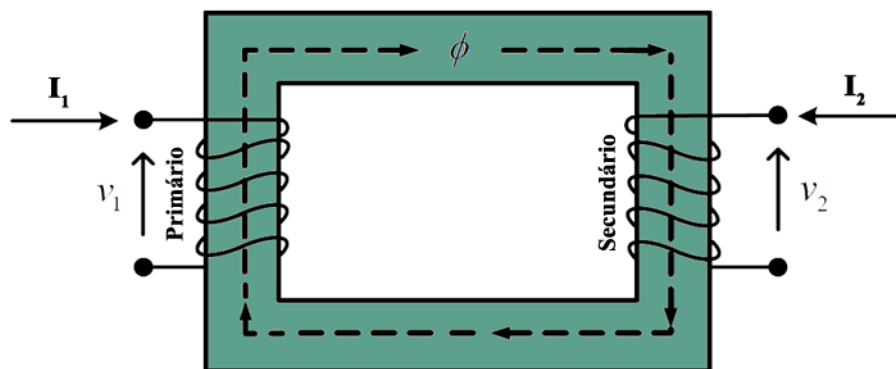
Este trabalho está focado em transformadores de distribuição que tem a finalidade de reduzir a tensão primária do sistema de distribuição elétrica para a tensão utilizada pelo cliente consumidor (SHOEMAKER e MACK, 2006). Este capítulo apresenta o transformador e alguns conceitos necessários para uma melhor compreensão do trabalho.

Este capítulo está dividido conforme segue: a seção 2.1 fala dos princípios de um transformador; a seção 2.2 trata do transformador de distribuição e sua estrutura física; a seção 2.3 trata das perdas em transformadores; a seção 2.4 trata da classificação quanto aos métodos de resfriamento; a seção 2.5 trata das classes da isolação do transformador; a seção 2.6 trata de sistemas de monitoramento de condição de transformadores e fala um pouco sobre sensores; e na seção 2.7 temos alguns comentários finais sobre esse capítulo.

2.1 Transformador

O transformador é um equipamento elétrico estático que, por indução eletromagnética, transforma tensões e correntes alternadas entre dois ou mais enrolamentos, sem mudança de frequência (ABNT, 1993), a Figura 2.2 mostra o esquema de um transformador com um enrolamento primário e um secundário onde há transferência de energia entre os enrolamentos, note que o campo magnético ϕ gerado fica, em sua maior parte, contido no núcleo de ferro devido à alta permeabilidade do ferro (MCLYMAN, 2004).

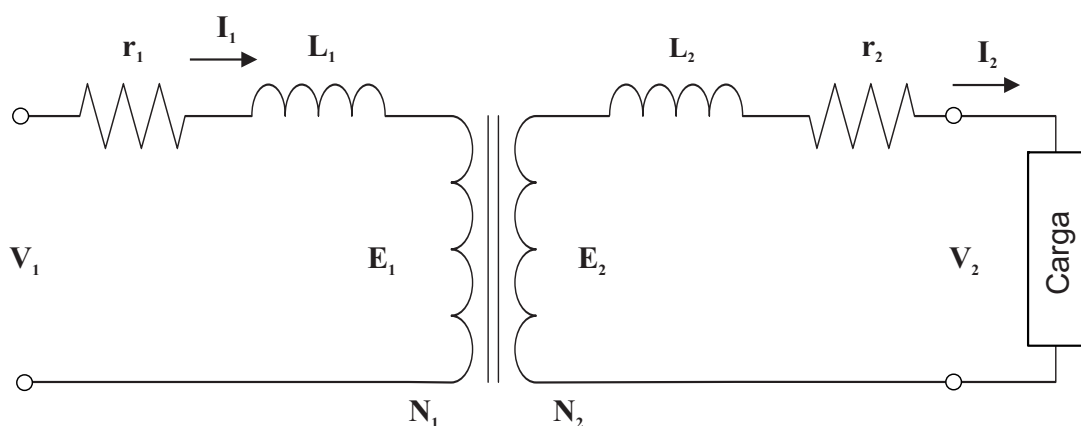
Figura 2.2 – Transformador de núcleo de ferro caso ideal.



Fonte: Autor baseado em (KOSOW, 1989)

Conforme observado na Figura 2.3 o fluxo disperso produzido pelo enrolamento E_1 (primário) produz uma reatância indutiva primária L_1 . O fluxo disperso produzido pelo enrolamento E_2 (secundário) produz uma reatância indutiva secundária L_2 . Além disso os enrolamentos primário e secundário são constituídos de condutores de cobre(ou outro metal), que têm certa resistência. A resistência interna dos enrolamentos primário é r_1 e a do secundário é r_2 (KOSOW, 1989).

Figura 2.3 – Circuito equivalente caso ideal.



Fonte: Autor baseado em (KOSOW, 1989)

As relações entre correntes do primário e secundário com o número de espiras e dada por (KOSOW, 1989):

$$I_1 \cdot N_1 = I_2 \cdot N_2 \quad (2.1)$$

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha \quad (2.2)$$

Sendo,

α : é a relação das espiras primárias para as secundárias ou a relação de transformação;

I_1 : é a componente de carga para corrente primária;

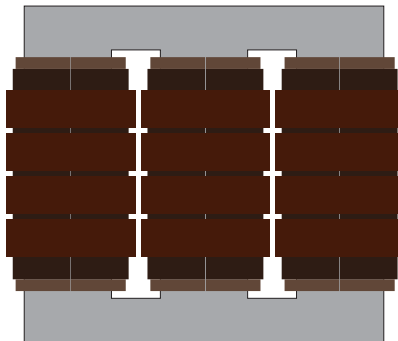
I_2 : é a corrente secundária ou de carga;

N_1 e N_2 : são os números de espiras do primário e secundário, respectivamente.

2.1.1 Transformadores trifásicos

Para transformar a tensão de uma fonte trifásica são necessários três transformadores monofásicos ou um único transformador trifásico com seis enrolamentos em um núcleo comum conforme Figura 2.4 (KOSOW, 1989).

Figura 2.4 – Transformador trifásico.



Fonte: Autor baseado em (HARLOW, 2007)

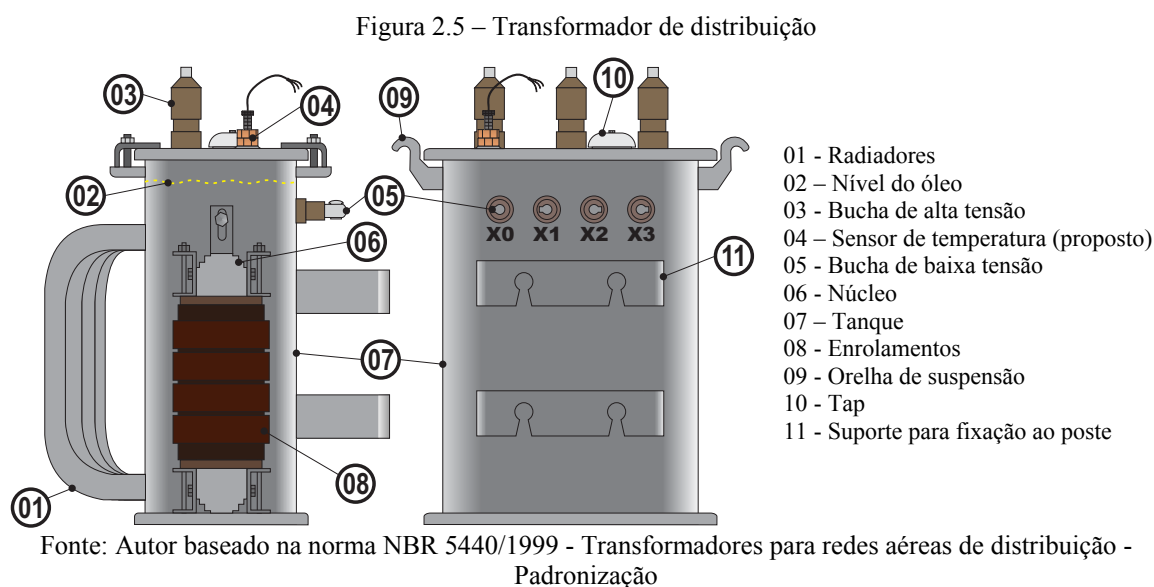
Segundo a norma ABNT NBR 5416 no que trata do carregamento de transformadores com mais de dois enrolamentos para o cálculo da temperatura do ponto quente deve-se utilizar a mesma formulação dos transformadores de dois enrolamentos e deve ser considerada, como potência nominal, aquela do enrolamento que estiver submetido a maior percentual de carga, considerando os demais a vazio (ABNT, 1997).

Em um transformador ideal a energia seria totalmente transferida do circuito primário para o circuito secundário, ou seja, não existiriam perdas. Porém existem diversas

perdas em um transformador real e com elas ocorre liberação de calor. As perdas mais significativas ocorrem no núcleo e nos enrolamentos.

2.2 Transformadores de distribuição

Transformador de distribuição é um transformador cuja finalidade é reduzir a tensão primária do sistema de distribuição elétrica para tensão utilizada pelos consumidores (SHOEMAKER e MACK, 2006). Conforme Figura 2.5 as principais partes de um transformador de distribuição então relacionadas na legenda com sua posição correspondente na figura.



2.2.1 Tanque

Recipiente que contém: a parte ativa (conjunto formado pelo núcleo e os enrolamentos), suas partes acessórias e o meio isolante. Em conjunto com os radiadores é responsável pela transmissão de calor produzido pelas perdas para o ambiente. O tanque pode ser construído de diversos materiais, dentre os mais comuns temos: o ferro, aço inoxidável e o alumínio. Deve ser projetado para que o equipamento tenha, sob efeito do ambiente, um tempo de vida útil mínimo de 40 anos (ANEEL, 2002).

2.2.2 Radiadores

Dispositivo que aumenta a superfície de irradiação, para facilitar a dissipação de calor (ABNT, 1993) pode ser visto na figura 2.5 item 01.

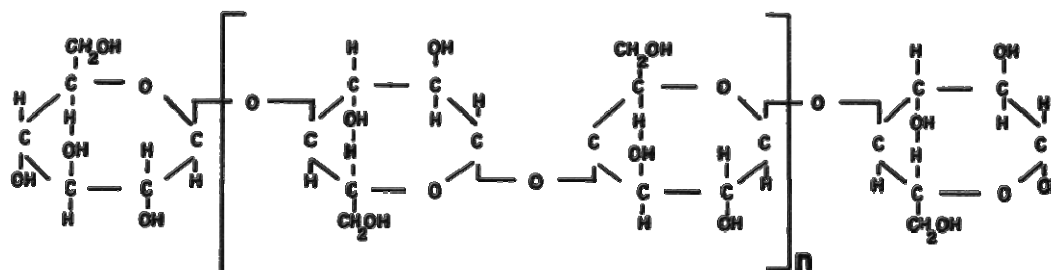
2.2.3 Isolação / Refrigeração

Desde a criação dos primeiros transformadores até hoje óleo mineral e papel são utilizados para refrigeração e isolação. Embora os materiais tenham melhorado drasticamente daquela época para os dias atuais, o conceito de óleo com papel para isolação permanece basicamente o mesmo (HARLOW, 2007).

O isolamento mais comum hoje para enrolamentos de alta tensão é um revestimento de esmalte sobre o fio, com papel Kraft usado entre as camadas. Os enrolamentos de baixa tensão podem ser simplesmente isolados com papel kraft entre as camadas (HARLOW, 2007). O uso de invólucro de papel no condutor está sendo lentamente substituído por revestimentos de polímeros sintéticos. Para aplicações especiais, papel sintético, tal como Nomex®, pode ser usado em lugar de papel Kraft para permitir temperaturas mais elevadas de funcionamento contínuo (HARLOW, 2007) (QUADROS, 2006).

O papel ou papelão Kraft é feito por processo químico. Esse processo se baseia na conversão de lascas de madeira em uma pasta de madeira, que consiste em fibras de celulose quase puras, através da utilização de uma mistura de hidróxido de sódio e sulfeto de sódio em altas temperaturas (GOMES, 2009). Este tipo de papel é muito poroso podendo ter até 95% de ar o que faz absorver cerca de 10% do volume do óleo colocado no transformador (MILASCH, 1984). A Figura 2.6 mostra uma estrutura típica da cadeia celulósica, em sua composição básica podem-se encontrar moléculas de carbono, hidrogênio e oxigênio.

Figura 2.6 – Estrutura da celulose



Fonte: (MILASCH, 1984)

2.2.3.1 Líquido isolante

O líquido isolante tem três funções básicas são elas: proporcionar isolamento, proteger o papel isolante de poeira e umidade e refrigerar o núcleo e os enrolamentos do transformador (BANDYOPADHYAY, 2007). Os principais líquidos isolantes utilizados em equipamentos elétricos são (MARTINS, 2008) (PÉREZ, 2001): óleos minerais isolantes (OMI) de base naftênica (tipo A) e de base parafínica (tipo B) óleo mineral de alto ponto de fulgor R-Temp, Hidrocarbonetos de Alta Temperatura (HTH) silicone e o ascarel (PCB) sendo o óleo mineral é usado em 95% dos transformadores (PÉREZ, 2001). A partir do final da década de 90, óleo vegetal isolante (OVI) como, por exemplo, o BIOTEMP® e o Envirotemp® FR3 (UHREN, 2007) passaram a ser utilizados.

As tabelas 2.1, 2.2, e 2.3 mostram algumas propriedades físicas, químicas e elétricas para líquidos isolantes que são regulamentados por norma.

Algumas características desejáveis em fluidos isolantes são: alto ponto de fulgor, inflamabilidade nula ou muito baixa, baixo poder de solvente, alta rigidez dielétrica e uma viscosidade adequada com uma fluidez a baixas temperaturas, toxicidade nula ou muito baixa, biodegradabilidade, baixo custo, disponibilidade. Na tabela 2.4 podemos ver comparação dos valores das propriedades de alguns líquidos isolantes.

Tabela 2.1 – Propriedades físicas de líquidos isolantes.

Físicas	
Propriedade	Descrição
Cor	O óleo isolante novo tem uma cor clara. O escurecimento em serviço indica sua deterioração.
Ponto de Fulgor	É a temperatura na qual se formam vapores inflamáveis na superfície do líquido isolante.
Ponto de Anilina	Está relacionado com a propriedade de dissolver materiais com os quais entra em contato. Um baixo ponto de anilina indica maior solvência do produto.

Físicas	
Propriedade	Descrição
Tensão Interfacial	A força de atração entre as moléculas da água e do óleo é medida em dina/cm. A diminuição na tensão interfacial indica a existência de substâncias polares dissolvidas no óleo e serve de indicativo do seu envelhecimento.
Ponto de Fluidez	É a temperatura mais baixa na qual o óleo escoar. Os projetistas de transformador escolhem um líquido isolante adequado a temperatura do ambiente onde a máquina irá operar. O ponto de fluidez também ajuda na identificação do tipo de óleo: parafínico ou naftênico.
Viscosidade	é a resistência que o óleo oferece ao escoamento contínuo sem turbulência inércia ou outras forças. Será discutido em maior detalhe um pouco mais adiante por se tratar de um fator importante em alguns dos modelos térmicos do transformador.
Densidade	Massa por volume comumente representado pela letra grega ρ (Ró). Influxa na capacidade de transmissão de calor do óleo para o ambiente.

Fonte: (MILASCH, 1984)

Tabela 2.2 – Propriedades elétricas de líquidos isolantes.

Elétricas	
Propriedade	Descrição
Rigidez dielétrica	É a tensão alternada na qual ocorre descarga disruptiva na camada de óleo situada entre dois eletrodos em condições perfeitamente controladas. Água e gases dissolvidos no líquido e partículas sólidas reduzem a rigidez dielétrica
Fator de potência	Ele nos dá uma ideia da intensidade de corrente que flui pelo líquido isolante e é usado como uma medida de contaminação do líquido isolante.

Fonte: (MILASCH, 1984)

Tabela 2.3 – Propriedades químicas de líquidos isolantes.

Químicas	
Propriedade	Descrição
Teor de água	A água pode existir no óleo de três formas dissolvida, não dissolvida ou livre. A quantidade de água depende da temperatura e do grau de refino. Quanto mais alta a temperatura maior a quantidade de água dissolvida.
Enxofre corrosivo	Devem estar ausentes para evitar que o líquido isolante cause corrosão ao cobre.

Fonte: (MILASCH, 1984)

Tabela 2.4 – Comparação de valores das propriedades químicas de líquidos isolantes.

Propriedade dos líquidos isolantes					
	BIOTEMP	Envirotemp® FR3	Óleo Mineral	H.T.H.	Silicone
Elétrica					
Rigidez Dielétrica, kV	45	35	30	40	43
Física					
Viscosidade, cSt. 100° C	10	15	3	11.5	16
(ASTM D445) 40° C	45	50	12	110	38
0° C	300	N/I	76	2200	90
Ponto de fulgor °C	330	275	145	285	300
Ponto de combustão °C	360	300	160	308	330
Calor específico (cal/gr/°C)	0.47	N/I	0.43	0.45	0.36
Coefficiente de dilatação /°C	6.88 x 10 ⁻⁴	N/I	7.55 x 10 ⁻⁴	7.3 x 10 ⁻⁴	1.04 x 10 ⁻³
Ponto de fluidez °C	-15 to -25	≤-10	-40	-24	-55
Peso Específico	0.91	N/I	0.91	0.87	0.96
Cor ¹	<0.5	≤1	0.5	0.5 - 2.0	<0.5
Ambiental					
Taxa de Biodegradação (%)	97.0	98.0 ²	25.2	27.1	0.0

1 – A cor se refere a uma tabela de cor da ASTM (D1500) que vai de 0,5 até 8 onde 0,5 é [0,462 0,473 0,065] no sistema RGB.

2 – Envirotemp® FR3 utiliza um método de cálculo diferente do utilizado pelo Biotemp®.

N/I – Não informado

Fonte: Autor baseado em dados de (ABB INC., 2012) (CARGILL, 2012)

2.2.3.2 Viscosidade do líquido isolante

Um fluido é uma substância que tem a propriedade de assumir a forma de seus recipientes, essa propriedade ocorre em decorrência da incapacidade de suportar a tensão de corte (tensão de cisalhamento). Para fluidos de baixo peso molecular, a propriedade física que caracteriza a resistência ao fluxo é a viscosidade comumente chamada de viscosidade dinâmica ou absoluta (μ) (BIRD, 2006).

Sabe-se que os líquidos mais viscosos tem menor liquidez e vice-versa o que leva a temperatura a ser um fator importante na composição da viscosidade. O valor da viscosidade dinâmica varia de fluido para fluido sendo que para os líquidos a viscosidade diminui com o aumento da temperatura.

Geralmente a dinâmica de fluidos utiliza o símbolo ν para representar a viscosidade dividida pela densidade ρ conforme equação 2.3 (BIRD, 2006).

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (2.3)$$

Esta quantidade é chamada de viscosidade cinemática.

É comum expressar a viscosidade com diferentes unidades o que às vezes torna difícil à compreensão. Usar tabelas de conversão é muito útil para resolver problemas numéricos envolvendo diversos sistemas de unidades. Mas é primordial certificar que todas as unidades estão corretas antes de aplicar os modelos térmicos.

Em modelo hidráulico quando um líquido escoar a uma temperatura constante, geralmente sua viscosidade cinemática é representada por um valor numérico. Por exemplo, a água à temperatura ambiente (20° C), é comumente representada por uma viscosidade cinemática fixa de aproximadamente 1 cSt (1,0x10⁻⁶ m²/s) (SANTANA, TÔRRES e LACERDA, 2005). Porém quando temos sistemas que, por exemplo, variam a temperatura e por consequência a viscosidade é comum utilizar de alguma equação que represente esta curva de viscosidade.

No anexo A1 da norma D341 da *American Society for Testing and Materials* (ASTM) pode-se encontrar uma equação de dois parâmetros para o cálculo da curva de viscosidade de produtos líquidos do petróleo e pode ser vista na equação 2.4

$$\log[\log(\nu + 0,7)] = A - B \cdot \log(T) \quad (2.4)$$

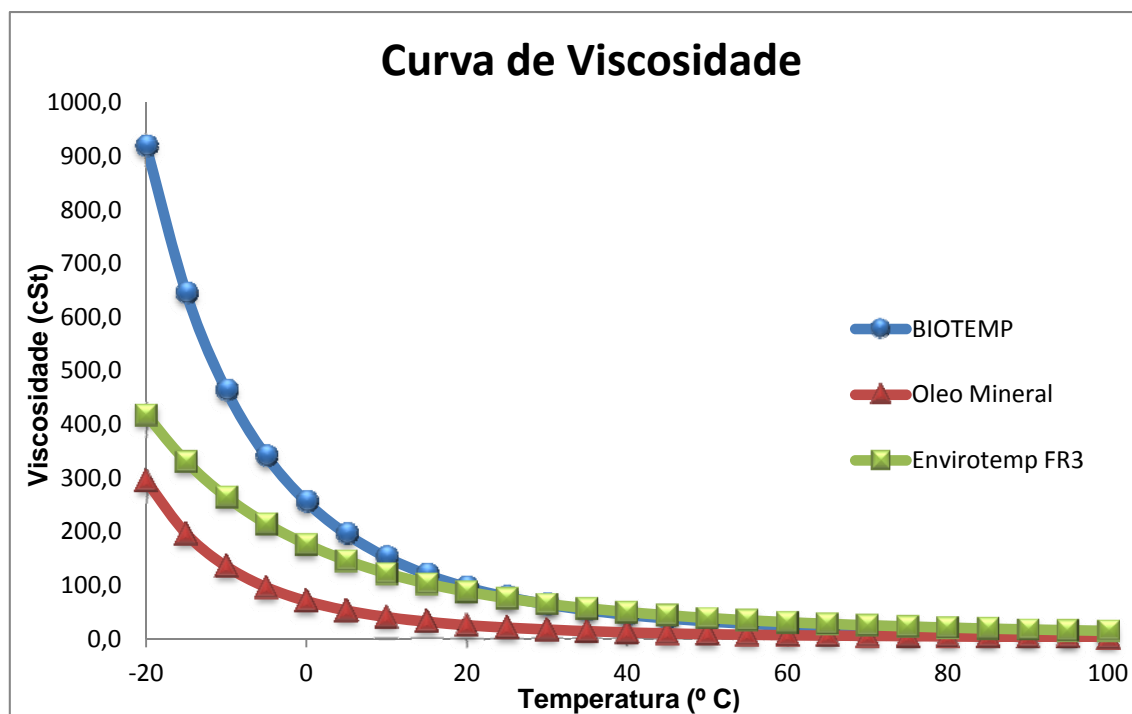
ν : viscosidade cinemática, mm²/s (cSt),
 T : temperatura em ° K (ou temperatura em °C+ 273.15),
 A e B : constantes.

A Figura 2.7 mostra a curva de viscosidade para os líquidos isolantes Biotemp, Envirotemp FR3 e o óleo mineral, calculados conforme a norma D341. Através desse gráfico fica fácil verificar que os líquidos apresentam viscosidades bem próximas na faixa de temperatura de 40 à 100 ° C porém um variação bem acentuada da faixa de -20 à 0 ° C esse tipo de informação é comumente utilizada para selecionar qual o melhor óleo a ser usando na faixa de temperatura em que a máquina deve operar.

O valor da viscosidade calculado pela equação 2.2 para o óleo Biotemp® da ABB para temperatura de 0° C foi de 256 cSt enquanto nos dados fornecidos pela empresa é de 300 cSt isso pode ocorrer por essa equação não ser apropriada para esse determinado líquido isolante. O artigo (SANTANA, TÔRRES e LACERDA, 2005) trás a comparação de mais de 30 equações de viscosidade em função da temperatura. Alguns dos modelos térmicos utilizados nesse trabalho utilizam equações para variação da viscosidade com a temperatura esse modelos foram amplamente testados com óleo mineral como isolante, no caso da

utilização desses modelos com outros líquidos isolantes um trabalho mais aprofundado deverá ser conduzido com essas equações.

Figura 2.7 – Curva da viscosidade com a temperatura.



Fonte: Autor calculado segundo a norma ASTM D341.

2.3 Perdas do transformador

Perdas de um transformador compreende uma pequena percentagem da taxa de transferência de energia de um transformador. No entanto, essas perdas podem produzir um aquecimento localizado que pode comprometer seu funcionamento (VECCHIO, 2002).

Existem duas categorias principais de perdas, perdas a vazio e perdas com carga. Perdas a vazio são basicamente as perdas do núcleo associados com a energização do transformador dirigindo o fluxo através do núcleo. Perdas com carga são subdivididas em perdas resistivas e perdas por causa do fluxo disperso (*stray losses*). As perdas resistivas são causadas pelo fluxo de corrente principal nos enrolamentos e suas conexões. As perdas causadas por fluxo disperso são resultantes do fluxo perdido a partir dos enrolamentos e magnético, resultando em correntes de Foucault nas peças de metal, tais como as paredes do tanque, barras de conexão, e até mesmo nos enrolamentos (VECCHIO, 2002). Na tabela 2.7 podemos ver valores para perda total e perda em vazio garantido pela norma NBR 5440/1999.

Tabela 2.5 – Valores garantidos de perdas, para transformadores trifásicos com tensão máxima de 15 kV

Potência do transformador	Perda em vazio	Perda total
kVA	W	W
15	100	440
30	170	740
45	220	1000
75	330	1470
112,5	440	1990
150	540	2450
225	765	3465
300	950	4310

Fonte: NBR 5440/1999 - Transformadores para redes aéreas de distribuição – Padronização

Nos modelos térmicos umas das correções feitas nos equacionamentos para cálculo do ponto quente é com relação à mudança da resistência elétrica com a temperatura com isso afetando suas perdas. Nas seções seguintes temos em maior detalhe os cálculos das principais perdas do transformado.

2.3.1 Histerese

As perdas por histerese ocorrem quando ocorre uma variação do fluxo magnético concatenado em uma estrutura de ferro. A perda por histerese P_h é uma medida da energia elétrica necessária para superar a retentividade do ferro no caminho do fluxo magnético e é medida em watts conforme (KOSOW, 1989):

$$P_h = K_h \cdot B_h^x \cdot f \cdot V \quad (2.5)$$

Sendo,

K_h : a constante para o tipo de ferro empregado;

B_h^x : a densidade do fluxo elevada ao expoente de Steinmetz;

f : frequência em Hz, correspondente ao inverso do fluxo;

V : o volume de ferro sujeito a variação do fluxo.

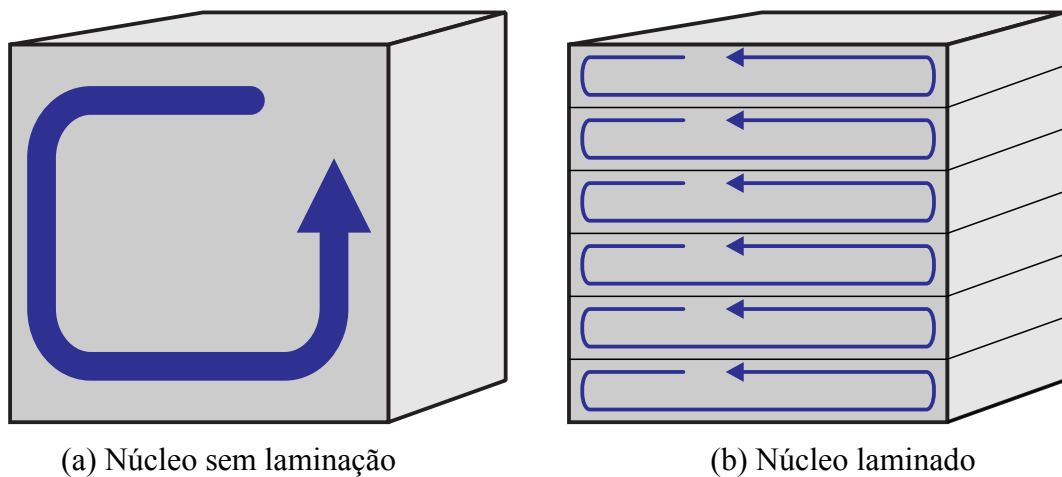
2.3.2 Perdas por corrente de Foucault

A mudança do fluxo magnético no núcleo de ferro do transformador induz uma corrente não apenas nos enrolamentos do transformador, mas também no próprio núcleo de

ferro. Essas correntes são comumente chamadas de correntes de Foucault, correntes de eddy ou até mesmo de correntes parasitas (HARLOW, 2007).

Existe uma grande gama de utilização para a corrente de Foucault que vão de freios eletromagnéticos à fogões de indução utilizados em residências. Porém em transformadores elas tem um efeito indesejável por causar perda de potência e aquecimento. Como não é possível fazê-las desaparecer totalmente nem evitar seu surgimento busca-se reduzi-las utilizando um processo de laminação do núcleo e acrescentando silício ao aço um esquema da corrente no núcleo com e sem laminação pode ser visto na Figura 2.8 vale resaltar que as laminas devem ser isoladas entre si (MCLYMAN, 2004) (HARLOW, 2007).

Figura 2.8 – Corrente de Foucault.



Fonte: Autor baseado em (MCLYMAN, 2004)

As perdas por correntes de Foucault em watts podem ser calculadas por (KOSOW, 1989):

$$P_f = K_f \cdot V \cdot (e \cdot f \cdot B_f)^2 \quad (2.6)$$

Sendo,

V : o volume do material sujeito a variação do fluxo,

K_f : a constante para o tipo de material empregado,

B_f : a densidade do fluxo,

e : a espessura do material condutivo e

f : a frequência em Hz, correspondente ao inverso do fluxo.

2.3.3 Perdas no Cobre

As perdas pela resistência ôhmica do material condutor do enrolamento podem ser calculadas conforme a equação 2.7 (KOSOW, 1989). Como os enrolamentos são principalmente feitos de cobre dá-se o nome perdas no cobre.

$$P_{\Omega} = I^2 \cdot R \quad (2.7)$$

Sendo: P_{Ω} a perda ôhmica do condutor, R a resistência do condutor e I a carga. Da Eq. 2.3 percebe-se que a perda aumenta com o aumento da carga.

A resistência, R , pode ser calculada em função do comprimento da linha, L , da área do corte transversal do condutor, A_r , e da resistividade elétrica do condutor, ρ_e , conforme equação 2.8 (VECCHIO, 2002):

$$R = \rho_e \frac{L}{A_r} \quad (2.8)$$

Substituindo R em (2.7) temos:

$$P_{\Omega} = \frac{\rho_e \cdot L \cdot I^2}{A_r} \quad (2.9)$$

2.4 Classificação dos métodos de resfriamento

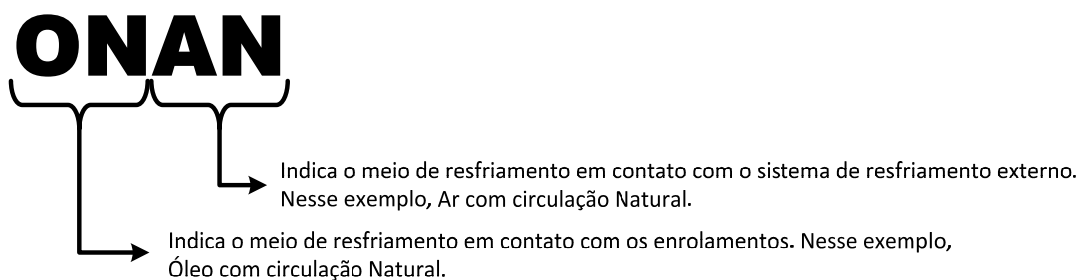
Segundo a NBR 5356 os transformadores imersos em líquido isolante devem ser designados de acordo com o método de resfriamento empregado, para isso um código composto de quatro símbolos literais correspondentes a cada método de resfriamento é utilizado. Os dois primeiros símbolos literais indicam o meio de resfriamento em contato com os enrolamentos e os dois últimos indicam o meio de resfriamento em contato com o sistema de resfriamento externo. A figura 2.8 mostra como ficam os grupamentos com a classificação dos métodos de resfriamento e a tabela 2.5 mostra a nomenclatura dos símbolos literais dos principais tipos de resfriamento.

Tabela 2.6 – Nomenclatura dos principais tipos de resfriamento.

Natureza do meio de resfriamento	
Óleo / Líquido isolante	O
Água	W
Ar	A
Natureza da circulação	
Natural	N
Forçada (no caso de óleo, fluxo não dirigido)	F
Forçada com fluxo de óleo dirigido	D

Fonte: Baseado na NBR 5356/1993

Figura 2.9 – Grupamentos de símbolos literais dos métodos de resfriamento.



Fonte: Autor baseado na NBR 5356/1993

Uma barra (/) deve ser utilizada para separar grupos de símbolos correspondentes a diferentes métodos de resfriamento. Por exemplo, para transformadores imersos em óleos, com resfriamento natural e de circulação natural do óleo ou forçada, sem fluxo dirigido, temos: ONAN/ONAF.

2.5 Classes da isolação do transformador

Segundo a NBR 5416/1997 transformadores de classe 55° C: são aqueles cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 55° C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente, não excede 65° C. Transformadores de classe 65° C: são aqueles cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 65° C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente, não excede 80° C. Essas duas classes foram criadas após a utilização de papéis termicamente melhorados como o processo Kraft na fabricação dos transformadores atualmente a norma da IEEE c57.91 utiliza apenas a classe de 65° (HARLOW, 2007).

Define também a temperatura limite para o topo do óleo e para o ponto quente do enrolamento para ambas as classes conforme tabela 2.6 e resalta que aplicações de carga em

operação contínua cuja temperatura do ponto quente seja superior a 95°C, no caso de transformador de 55°C e 110°C, no caso de transformador de 65°C, causam envelhecimento acelerado da celulose.

Tabela 2.7 – Temperatura limite por classe do transformador.

Classe do transformador	55° C	65° C
Máxima temperatura do topo do óleo	95° C	105° C
Máxima temperatura do ponto mais quente	105° C	120° C

Fonte: NBR 5416/1997

2.6 *Sistemas de monitoramento de condição de transformadores*

Embora as falhas em transformadores de distribuição não tenham o mesmo impacto econômico causado por falhas em um transformador de grande porte de uma subestação, as concessionárias de energia elétricas vêm investindo cada vez mais em sistemas de monitoramento da condição para esse tipo de equipamento. O monitoramento de condição tem como principais benefícios (ABU-ELANIEN e SALAMA, 2007):

- Reduz o custo com a manutenção devido à detecção de falhas incipientes e previne o aparecimento ou aumento de problemas;
- Limita a probabilidade de falhas destrutivas que afetam a qualidade do fornecimento de energia e a segurança das pessoas;
- Pode identificar a causa das falhas e fornecer um bom sistema de diagnóstico;
- Pode fornecer informações do ciclo de vida da planta por meio do monitoramento da condição de todos os equipamentos importantes;
- Pode ajudar no planejamento da planta elétrica através da utilização do carregamento admissível que será discutido no terceiro capítulo.

O principal obstáculo para a monitoração da condição é o aumento no custo devido aos sensores, circuitos e controle extra do sistema.

Na literatura encontramos vários tipos de monitoramento de condição cada um com um foco específico. A seguir falaremos um pouco mais de alguns deles:

1) Monitoramento das condições por análise térmica: A análise térmica dos transformadores pode proporcionar informações úteis acerca da sua condição e pode ser usado para detectar o início de uma falha. Condições anormais podem ser detectadas através da análise do ponto mais quente do transformador devido nesse ponto ocorre a maior degradação

do material isolante (ABU-ELANIEN e SALAMA, 2007) (NAFAR, BAHMANIFIROUZI e JABBARI, 2011).

Diversas técnicas vêm sendo empregadas para obtenção do ponto mais quente do transformador como, por exemplo, a utilização de fibras ópticas colocadas diretamente nos enrolamentos dos transformadores, o principal problema é seu custo. Outra técnica que vem ganhando destaque é a utilização de câmeras infravermelha, a câmera infravermelha apresenta o aspecto somente da superfície do transformador. O ponto quente ocorre em uma pequena área interna, o calor então se dissipa no óleo e as câmeras infravermelhas não são capazes de mostrar o ponto mais quente. Além disso, seu custo e implementação não torna essa técnica de fácil utilização principalmente em transformadores de distribuição. Por isso a análise térmica dos transformadores através de modelos matemáticos ou outros métodos inteligentes com redes neurais artificiais que podem usar dados, de mais fácil aquisição, como a temperatura ambiente e o carregamento do transformador para estimar suas temperaturas internas vêm sendo amplamente empregados.

2) Análise de vibrações: Um causa comum de defeito em transformadores são defeitos mecânicos causados por vibrações excessivas. As vibrações do núcleo e do enrolamento se propagam através do óleo do transformador para as paredes do tanque onde podem ser medidas por sensores de vibração. A condição do transformador é então medida de acordo com a assinatura da vibração do tanque do transformador. Este é um método novo comparado a outros métodos de monitoração da condição dos transformadores (ABU-ELANIEN e SALAMA, 2007) (NAFAR, BAHMANIFIROUZI e JABBARI, 2011).

3) Descargas parciais: As falhas mais graves de um grande transformador de potência são devido à quebra de isolamento. A descarga parcial (PD), que danifica o isolamento por causa da erosão gradual é a fonte principal da falha de isolamento. Métodos de identificação de descargas parciais podem ser classificados em métodos acústicos e elétricos, sendo o mais comum o método acústico (ABU-ELANIEN e SALAMA, 2007) (NAFAR, BAHMANIFIROUZI e JABBARI, 2011).

4) Análise de gases dissolvidos no óleo: Análise de gases dissolvidos em óleo comumente conhecida do acrônimo no inglês DGA foi o primeiro teste de diagnóstico mais eficaz aplicado ao monitoramento da condição de transformadores em serviço. Gases como o hidrogênio, metano, acetileno, gás carbônico, dentre outros que estão dissolvidos no óleo, são formados pela deterioração do material isolante e analisados por cromatografia gasosa. Essa técnica ajuda na detecção de falhas incipientes em desenvolvimento em transformadores. Alguns agentes de inteligência artificial podem ser treinados para classificar algumas dessas

falhas incipientes (ABU-ELANIEN e SALAMA, 2007) (NAFAR, BAHMANIFIROUZI e JABBARI, 2011).

5) Análise por resposta em frequência: Aquecimento excessivo devido a uso de cargas acima do nominal, curto-circuitos que o transformador é submetido durante sua vida ou até mesmo o envelhecimento natural do transformador, podem causar deformações ou deslocamentos de enrolamentos, bem como alterações na sua indutância ou sua capacitância. Esses pequenos movimentos podem não ser detectados através das técnicas convencionais de monitoramento de condição de transformadores, como DGA, medições de resistência e análise térmica. No entanto, a medição de resposta de frequência tem demonstrado ser uma ferramenta eficaz off-line de detectar essas alterações e é amplamente utilizado mundialmente (NAFAR, BAHMANIFIROUZI e JABBARI, 2011).

2.6.1 Sensores

Os sensores medem sinais químicos, elétricos e físicos que são enviados aos sistemas de monitoramento através de algum sistema de aquisição de dados. Os padrões mais comum utilizados para os níveis de sinal de saída para o envio das informações dos sensores são de 4 a 20 mA, 0 a 1 mA e 0 a 10 V (HARLOW, 2007).

Os sistemas de monitoramento da condição dos transformadores apresentados na seção 2.6 utilizam diversos tipos de sensores os mais importantes para este trabalho são sensores de temperatura e corrente.

Para medição da temperatura dois tipos de sensores se destacam os sensores de fibra óptica e as termorresistência.

Sensor de fibra óptica é um sensor no qual a luz é guiada para uma zona de medição através da fibra óptica, onde é modulada pelo objeto que está sendo analisado e então é devolvida para um detector no qual o sinal óptico é interpretado (WEBSTER, 1999).

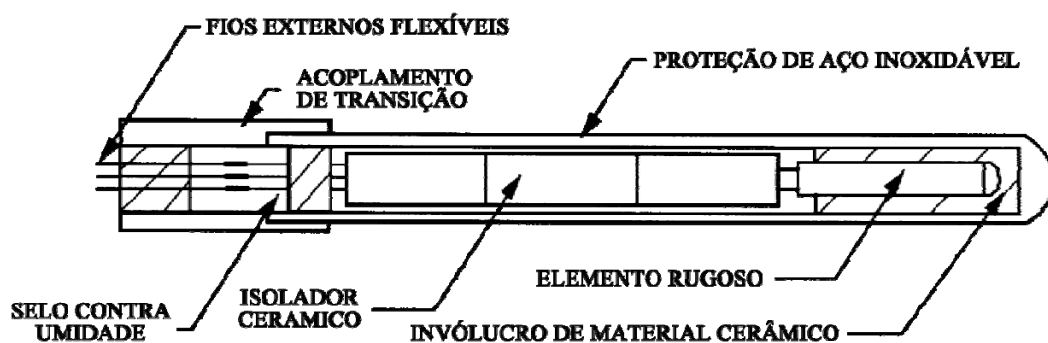
Sensores de fibra óptica vêm sendo utilizados em transformadores a mais de 20 anos, no entanto somente na última década teve sua utilização impulsionada pelos avanços tecnológicos a sua principal vantagem é ser eletromagneticamente inerte podendo ser inserido no interior do transformador. A através de constantes pesquisas as fibras ópticas vem sendo melhoradas. Atualmente são mais flexíveis e resistentes facilitando a instalação com um menor custo, mesmo com todos esses avanços não são indicadas pra transformadores menores que 25MVA (SANDHU e OH, 2004).

Outro tipo de sensor de temperatura muito utilizado são os Detectores Resistivos de Temperatura ou RTDs esses sensores baseiam-se no fato que a resistência elétrica de certos metais varia com o aumento ou redução da temperatura este efeito é conhecido e previsível. Conforme a temperatura aumenta, aumenta também a resistência elétrica dos metais, de mesmo modo, se a temperatura reduz, a resistência elétrica também diminui. Detectores Resistivos de Temperatura (RTDs) utilizam esta característica como base para a medição de temperatura (WEBSTER, 1999).

A porção sensível de um RTD, chamado de elemento, é usualmente construída de platina, níquel ou cobre de alta pureza. O tipo de metal que o sensor é construído determina a sua sensibilidade, precisão, e faixa de temperatura de operação. A platina é a escolha mais comum para sensores RTD, porque é conhecida pela sua estabilidade a elevadas temperaturas, é quimicamente inerte, resiste bem a oxidação, e também trabalha em uma faixa de temperatura mais elevada e podem produzir sensores com uma precisão de $\pm 0,0001$ °C (WEBSTER, 1999).

Termorresistência industrial de platina são projetados para resistir a ambientes industriais e são quase tão duráveis quanto termopares. A faixa de temperatura mais comum é de -200 °C a 500 °C. . Os modelos mais comuns têm uma precisão que vai de ± 0.25 °C a ± 2.5 °C (WEBSTER, 1999).

Figura 2.10 – Termorresistência industrial de platina



Fonte: (WEBSTER, 1999)

Sensor PT-100 é um RTD onde as duas primeiras letras indicam o tipo de material utilizado no caso platina e o número refere à resistência do sensor a 0° C no caso 100 Ohms, essa é uma nomenclatura bem adotada e conhecida no mercado.

2.7 *Comentários finais*

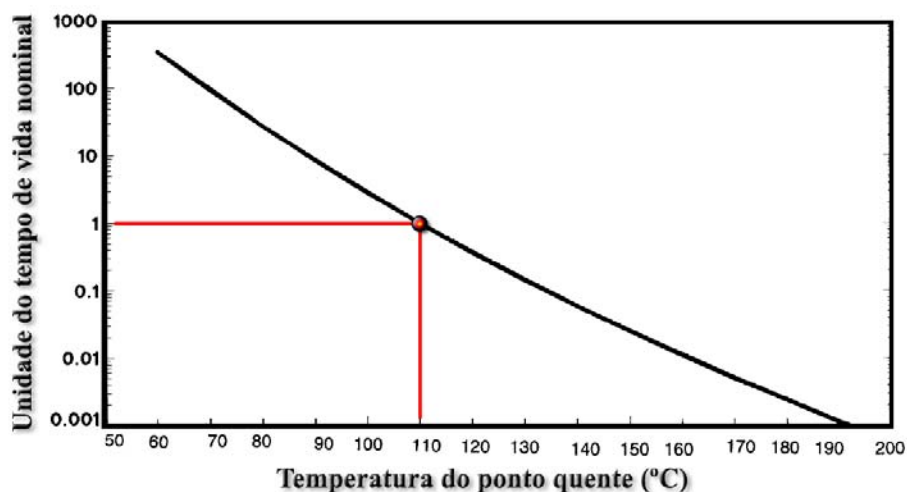
Neste capítulo mostra uma visão geral do transformador tanto no aspecto de sua estrutura física quanto teórica. Resaltando alguns pontos importantes para os próximos capítulos. O próximo capítulo trás uma revisão dos modelos empregados nesse trabalho.

Capítulo 3 Modelagem térmica

Segundo a norma do IEEE C.57.91-1995 alguns riscos de carregar o transformador com cargas superiores à nominal são: (i) A geração de gases a partir do material isolante com prejuízo à integridade dielétrica do material; (ii) A redução da força mecânica do condutor e da isolação estrutural devido às altas temperaturas; (iii) Deformações permanentes dos transformadores devido às expansões térmicas dos condutores, do sistema de isolamento ou de outras partes estruturais; (iv) elevação da temperatura acima de 105° C o que acarreta a possibilidade de expansão do óleo ser maior que a capacidade de retenção do transformador, causando a atuação de sistema de liberação de pressão e conseqüente liberação do óleo, essa perda do óleo pode expor partes elétricas deixando-as sem refrigeração.

Por causa desses riscos, modelos térmicos são comumente empregados para um diagnóstico do sistema podendo fornecer informações valiosas quanto à vida útil/residual do equipamento. A Figura 3.1 mostra a aceleração do envelhecimento com o aumento da temperatura do ponto quente do enrolamento. Note que a escala do eixo vertical é logarítmica, ou seja uma pequena variação na temperatura do ponto quente tem grande impacto no tempo de vida da isolação. Esta curva pode ser usada tanto para transformadores de distribuição como transformadores de potência já que ambos utilizam isolação de celulose (IEEE, 1995).

Figura 3.1 – Curva da vida útil da isolação do transformador.



Fonte: (IEEE, 1995)

Dado a importância da determinação precisa do ponto quente e sempre procurando superar deficiências entre os métodos, nesse trabalho foram utilizados três modelos para estimar a temperatura do ponto quente do enrolamento são eles:

i) cláusula 7 da norma do IEEE C.57.91-1995 por ser um modelo bem conhecido que requer poucos dados do transformador e é de simples implementação;

ii) Redes Neurais Artificiais, outro modelo de fácil implementação e que é muito difundido;

iii) O modelo proposto por Susa em 2005 que trás correções na perda com a temperatura e a viscosidade do óleo.

A seção 3.1 trata do modelo baseado na norma do IEEE para carregamento de transformadores imersos em óleo mineral C.57.91-1995. A seção 3.2 trata do modelo baseado em Redes Neurais Artificiais. A seção 3.3 trata do modelo do Susa de 2005. A seção 3.4 apresenta as considerações da norma da ABNT NBR 5416/1997 com relação a perda de vida útil e a seção 3.5 sumariza comentários finais sobre esse capítulo.

3.1 Modelo baseado na norma do IEEE C.57.91-1995 - Cláusula 7

A norma IEEE C.57.91-1995 apresenta dois modos para o cálculo do ponto quente: um em sua cláusula 7 e outro no anexo G. O modelo apresentado na cláusula 7 foi escolhido por necessitar de um menor conjunto de dados do transformador. O modelo do anexo G, embora seja mais preciso, exige uma maior quantidade de dados que nem sempre são disponibilizados pelo fabricante (SWIFT, 2001).

Segundo a norma do IEEE C.57.91-1995 o cálculo da temperatura do ponto quente (θ_{hs}) é composto de três componentes, conforme equação 3.1:

$$\theta_{hs} = \theta_a + \Delta\theta_o + \Delta\theta_{hs} \quad (3.1)$$

Sendo,

θ_a : temperatura ambiente (°C);

$\Delta\theta_o$: elevação da temperatura no topo de óleo acima da temperatura ambiente (°C);

$\Delta\theta_{hs}$: elevação da temperatura do ponto quente acima da temperatura no topo do óleo (°C).

Onde a temperatura no topo do óleo é calculada como a temperatura ambiente acrescida do gradiente da elevação da temperatura no topo do óleo acima da temperatura ambiente conforme equação 3.2.

$$\theta_o = \theta_a + \Delta\theta_o \quad (3.2)$$

O gradiente da elevação da temperatura no topo do óleo acima da temperatura ambiente, considerando um intervalo para o cálculo, é dado pela equação 3.3.

$$\Delta\theta_o = (\Delta\theta_{o, fim} - \Delta\theta_{o, ini}) \cdot \left(1 - \exp^{-\frac{1}{\tau_o}} \right) + \Delta\theta_{o, ini} \quad (3.3)$$

Sendo,

$\Delta\theta_{o, ini}$: gradiente da elevação da temperatura no topo do óleo acima da temperatura ambiente no início do intervalo (°C);

$\Delta\theta_{o, fim}$: gradiente da elevação da temperatura no topo do óleo acima da temperatura ambiente no final do intervalo (°C);

τ_o : constante de tempo térmica da elevação da temperatura no topo do óleo em horas.

Os gradientes da elevação da temperatura no topo do óleo acima da temperatura ambiente podem ser calculados conforme equações 3.4 e 3.5.

$$\Delta\theta_{o, ini} = \Delta\theta_{o, nom} \cdot \left[\frac{(K_{ini}^2 \cdot R_p + 1)}{R_p + 1} \right]^n \quad (3.4)$$

$$\Delta\theta_{o, fim} = \Delta\theta_{o, nom} \cdot \left[\frac{(K_{fim}^2 \cdot R_p + 1)}{R_p + 1} \right]^n \quad (3.5)$$

Sendo,

$\Delta\theta_{o, nom}$: o gradiente da elevação da temperatura no topo do óleo acima da temperatura ambiente, em carga nominal (°C);

R_p : razão entre perdas com carga e perdas a vazio;

K : carregamento por unidade onde os índices *ini* e *fim* significam respectivamente inicial e final;

n : constante cujo valor é determinado empiricamente por ensaios térmicos sendo dependente do tipo de refrigeração do transformador.

A constante de tempo térmica da elevação da temperatura no topo do óleo pode ser calculada conforme equação 3.6.

$$\tau_o = \tau_{o, nom} \cdot \frac{\left(\frac{\Delta\theta_{o, fim}}{\Delta\theta_{o, nom}} \right) - \left(\frac{\Delta\theta_{o, ini}}{\Delta\theta_{o, nom}} \right)}{\left(\frac{\Delta\theta_{o, fim}}{\Delta\theta_{o, nom}} \right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{o, ini}}{\Delta\theta_{o, nom}} \right)^{\frac{1}{n}}} \quad (3.6)$$

Onde o gradiente da elevação da temperatura no topo do óleo acima da temperatura ambiente, em carga nominal pode ser calculado conforme equação 3.7.

$$\tau_{o,nom} = \frac{C \cdot \Delta\theta_{o,nom}}{P_{t,nom}} \quad (3.7)$$

Sendo,

C : a capacidade térmica baseada na quantidade massa do núcleo, enrolamentos, tanque, acessórios que ficam em contato com o óleo e no modo de resfriamento;

$P_{t,nom}$: Perda total em carga nominal.

Finalmente o gradiente do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura no topo do óleo pode ser calculado conforme 3.8.

$$\Delta\theta_{hs} = (\Delta\theta_{hs,fin} - \Delta\theta_{hs,ini}) \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau_w}\right)\right) + \Delta\theta_{hs,ini} \quad (3.8)$$

Sendo,

$\Delta\theta_{hs,ini}$: o gradiente da elevação da temperatura no ponto quente acima da temperatura no topo do óleo no início do intervalo (°C);

$\Delta\theta_{hs,fin}$: o gradiente da elevação da temperatura no ponto quente acima da temperatura no topo do óleo no final do intervalo (°C);

T : o tempo de duração da carga em horas;

τ_w : a constante de tempo térmica da elevação da temperatura no enrolamento em horas.

O gradiente inicial e final da elevação da temperatura no ponto quente acima da temperatura no topo do óleo podem ser calculados conforme as equações 3.9 e 3.10.

$$\Delta\theta_{hs,ini} = \Delta\theta_{hs,nom} \cdot K_{ini}^{2m} \quad (3.9)$$

$$\Delta\theta_{hs,fin} = \Delta\theta_{hs,nom} \cdot K_{fin}^{2m} \quad (3.10)$$

Sendo,

$\Delta\theta_{hs,nom}$: o gradiente da elevação da temperatura no ponto quente acima da temperatura no topo do óleo, em carga nominal (°C);

K : o carregamento por unidade onde os índices ini e fim significam respectivamente inicial e final;

m : constante cujo valor é determinado empiricamente por ensaios térmicos sendo dependente do tipo de refrigeração do transformador.

Segundo a norma do IEEE C.57.91-1995 o gradiente da elevação da temperatura no ponto quente acima da temperatura no topo do óleo, em carga nominal $\Delta\theta_{HS,R}$ pode ser calculado de três formas diferentes de acordo com a preferência, são elas: por teste real

usando sensores embutidos, valor calculado fornecido pelo fabricante ou assumir o valor de 80 °C para transformadores da classe 65° e 65 °C para transformadores da classe 55°. Em nosso modelo utilizamos o valor calculado fornecido pelo fabricante.

3.2 Modelo baseado em Redes Neurais Artificiais

Redes Neurais Artificiais (RNA) (HAYKIN, 2001) tem como principais características: funcionarem como aproximadores universais de funções, aprendem através de exemplos e possuem capacidade de generalização, o que faz delas muito utilizadas em diversas áreas, inclusive Engenharia Elétrica como pode ser facilmente comprovado através de uma rápida busca pelos portais de artigos científicos como o IEEE Xplore.

A RNA escolhida nesse trabalho foi a Rede Perceptron de Múltiplas Camadas (acrônimo no inglês: MLP) (HAYKIN, 2001) com o algoritmo de treinamento de retropropagação do erro (*backpropagation*) (RUMELHART e HINTON, 1986) (RUMELHART e MCCLELLAND, 1986). O algoritmo de retropropagação aprende os pesos para uma rede de múltiplas camadas, dada uma rede com um conjunto fixo de unidades e interconexões. Emprega-se gradiente descendente para tentar minimizar o erro médio quadrático entre os valores de saída da rede e os valores alvo desejados.

As matrizes $W^{(1)}$ e $W^{(2)}$ têm o seguinte formato:

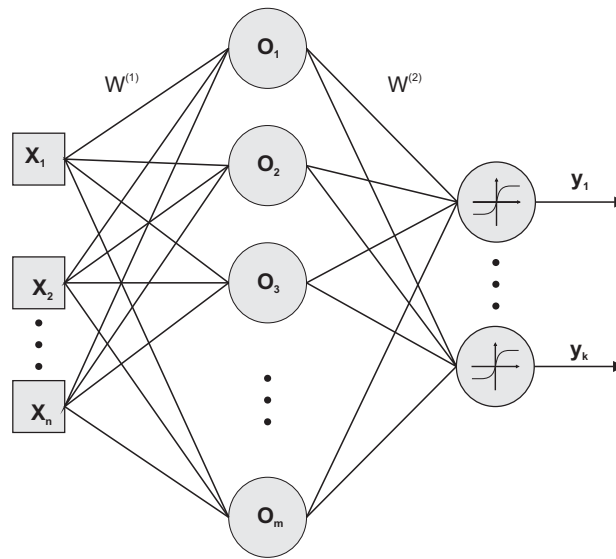
$$W^{(1)} = \begin{bmatrix} w_{11}^{(1)} & w_{12}^{(1)} & \dots & w_{1n}^{(1)} \\ w_{21}^{(1)} & w_{22}^{(1)} & \dots & w_{2n}^{(1)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ w_{m1}^{(1)} & w_{m2}^{(1)} & \dots & w_{mn}^{(1)} \end{bmatrix}, W^{(2)} = \begin{bmatrix} w_{11}^{(2)} & w_{12}^{(2)} & \dots & w_{1m}^{(2)} \\ w_{21}^{(2)} & w_{22}^{(2)} & \dots & w_{2m}^{(2)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ w_{k1}^{(2)} & w_{k2}^{(2)} & \dots & w_{km}^{(2)} \end{bmatrix}.$$

Sendo que cada elemento w_{ji} representa o peso da sinapse na camada entre o neurônio j e o neurônio i : j é o índice do neurônio pós-sináptico e i o índice do neurônio pré-sináptico.

A figura 3.2 mostra a estrutura de uma rede MLP. Dada à RNA uma entrada $\vec{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, esta é ponderada pelos pesos da matriz $W^{(1)}$ e o resultado aplicado às funções de ativação dos neurônios da camada escondida, gerando os sinais o_1, o_2, \dots, o_m calculado conforme a equação 3.11.

$$o_j = \varphi_j \left(\sum_{i=1}^n w_{ji}^{(1)} \cdot x_i \right), j = 1, \dots, m \quad (3.11)$$

Figura 3.2 – MLP.



Fonte: Autor.

Sendo $\varphi_j(n)$ a função de ativação do neurônio o_j , descrito nessa dissertação pela equação 3.12.

$$\varphi_j(n) = \frac{1}{1 + \exp(-n)} \quad (3.12)$$

Estas saídas dos neurônios da camada escondida são ponderados pela matriz $W^{(2)}$ e o resultado aplicado às funções de ativação dos neurônios da camada de saída, gerando a saída da RNA: $\vec{y} = (y_1, y_2, \dots, y_k)$. De forma semelhante ao que ocorre na camada escondida, as ativações dos neurônios na camada de saída são dadas pela equação 3.13.

$$y_j = \varphi_j \left(\sum_{i=1}^m w_{ji}^{(2)} \cdot o_i \right), j = 1, \dots, k \quad (3.13)$$

Para o modelo térmico proposto com utilização de RNA as entradas são: as três correntes, onde a fase mais carregada é transformada em valores por unidade, de maneira análoga aos outros modelos, e a temperatura ambiente. A saída desejada é a temperatura do ponto quente do enrolamento.

Para cada vetor \vec{x} de entrada é fornecido no treinamento um vetor $\vec{t} = (t_1, t_2, \dots, t_k)$ de valores desejados na saída, e portanto de mesma dimensão do vetor \vec{y} . A aprendizagem da RNA consiste no ajuste das matrizes de pesos de forma a minimizar o erro quadrático entre o

vetor de saídas desejadas (\vec{t}) e o vetor de saídas da RNA (\vec{y}). Esse processo pode ser observado em maior detalhe no fluxograma da Figura 3.3.

O erro em cada saída da RNA é dado pela equação 3.14.

$$e_i = t_i - y_i, \quad i = 1, \dots, k \quad (3.14)$$

No backpropagation, considerando que as funções de ativação do neurônio sejam dados pela função logística (equação 3.12), calcula-se os gradientes locais (δ_j^l) da rede conforme a camada (equação 3.15) (MITCHELL, 1997) (HAYKIN, 2001).

$$\delta_j^l = \begin{cases} y_j(1-y_j)e_j & , \text{ para camada de saída (l=2)} \\ o_j(1-o_j) \sum_{i \in \text{saídas}} w_{ij} \delta_i^{(2)} & , \text{ para camada de saída (l=1)} \end{cases} \quad (3.15)$$

Estes gradientes locais são utilizados para atualizar os pesos da rede:

$$w_{ji}^{(l)} = w_{ji}^{(l)} + \eta \Delta w_{ji}^{(l)} \quad (3.16)$$

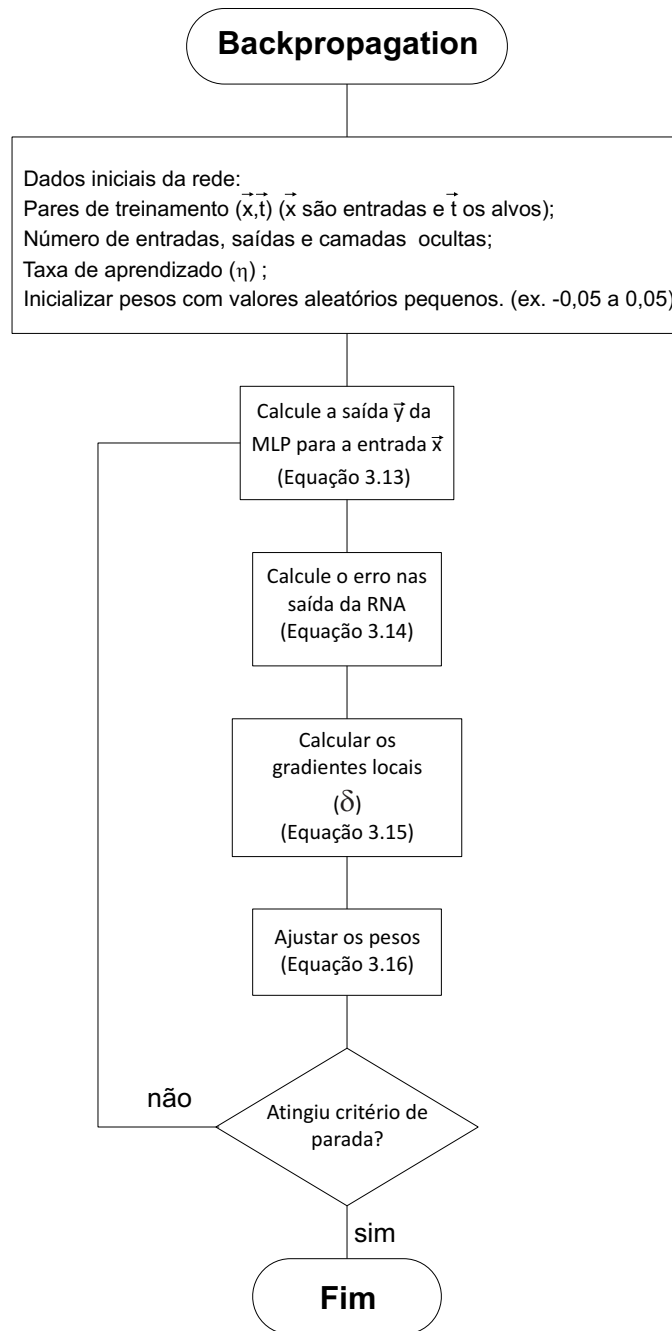
Sendo:

η : taxa de aprendizado ($0 < \eta < 1$);

$\Delta w_{ji}^{(1)} = \delta_j^{(1)} x_i$: atualização dos pesos da camada escondida;

$\Delta w_{ji}^{(2)} = \delta_j^{(2)} o_i$: atualização dos pesos da camada de saída.

Figura 3.3 – Fluxograma do algoritmo Backpropagation.



Fonte: Autor

O algoritmo permanece atualizando os pesos da RNA até que um critério de parada seja atingido. Exemplos de critério de parada: (i) número de iteração do algoritmo e (ii) atingir um erro médio quadrático máximo pré-estabelecido.

3.3 Modelo baseado na teoria de transferência de calor - Modelo Susa 2005

Este modelo utiliza a analogia de circuito elétrico com circuito térmico Figura 3.4 mostrada nas equações 3.17 , 3.18 e na tabela 3.1 e a teoria convencional de transferência de calor (SUSA, NORDMAN e LEHTONEN, 2005). Onde primeiro é feito o cálculo da temperatura no topo do óleo utilizando do carregamento e da temperatura ambiente e depois se calcula a temperatura no ponto quente do enrolamento utilizando o carregamento e a temperatura no topo do óleo recém calculada.

$$I = C_{el} \cdot \frac{du}{dt} + \frac{u}{R_{el}} \quad (3.17)$$

$$q = C_{th} \cdot \frac{d\theta}{dt} + \frac{\theta - \theta_a}{R_{th}} \quad (3.18)$$

Tabela 3.1 – Analogia das grandezas térmicas com grandezas elétricas.

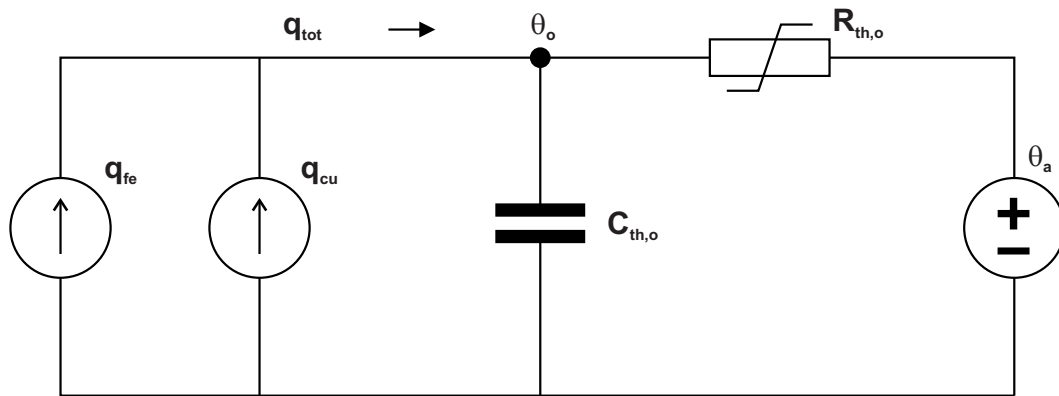
Térmico		Elétrico	
Calor gerado	q	Corrente	I
Temperatura	θ	Tensão	u
Resistência térmica	R_{th}	Resistência elétrica	R_{el}
Capacitância térmica	C_{th}	Capacitância elétrica	C_{el}

Fonte: (SUSA, NORDMAN e LEHTONEN, 2005)

3.3.1 Modelagem da temperatura no topo do óleo

Na Figura 3.4 é mostrado o circuito térmico utilizado a analogia ao circuito elétrico onde as perdas mencionadas no capítulo 2 são as fontes de calor.

Figura 3.4 – Circuito térmico da temperatura no topo do óleo.



Fonte: (SUSA, NORDMAN e LEHTONEN, 2005)

Onde,

- q_{tot} : calor gerado pela soma de todas as perdas;
- q_{fe} : calor gerado pelas perdas a vazio;
- q_{dc} : calor gerado pelas perdas com carga;
- $C_{th,o}$: capacitância térmica do transformador;
- θ_o : a temperatura no topo do óleo;
- $R_{th,o}$: é a resistência térmica não linear do óleo;
- θ_a : temperatura ambiente.

De acordo com a teoria de transferência de calor a resistência térmica não linear do óleo $R_{th,o}$ é dada por:

$$R_{th,o} = \frac{1}{h \cdot A_{res}} \quad (3.19)$$

Onde,

- h : é o coeficiente para transferência de calor;
- A_{res} : é a área.

Dentre os vários parâmetros físicos relacionados com a teoria da transferência de calor a viscosidade é a que tem maior variação com a temperatura e o coeficiente para transferência de calor h e dado por (SUSA, NORDMAN e LEHTONEN, 2005):

$$h = C_1 \cdot \left(\frac{\Delta\theta_o}{\mu}\right)^n \quad (3.20)$$

Sendo,

- C_1 : uma constante formada por diversos parâmetros físicos;

- $\Delta\theta_o$: a variação da temperatura ambiente para o topo do óleo;
 n : é uma constante empírica da circulação do óleo;
 μ : a variação da viscosidade com a temperatura, dado pela equação 3.5.

A viscosidade é avaliada na temperatura do topo do óleo. Como a viscosidade varia com a temperatura utiliza-se uma equação que represente a curva da viscosidade conforme foi discutido na seção 2.2.3.2.

$$\mu = 1,36 \cdot 10^{-6} \cdot e^{\left[\frac{2797,3}{\theta_o + 273}\right]} \quad (3.21)$$

A equação diferencial formada pelo circuito térmico da Figura 3.4 é dada por:

$$q_{fe} + q_{cu} = C_{th,o} \cdot \frac{d\theta_o}{dt} + \frac{\theta_o - \theta_a}{R_{th,o}} \quad (3.22)$$

Se substituirmos em 3.22 a equação para a resistência térmica não linear e depois o coeficiente para transferência de calor teremos:

$$(q_{fe} + q_{cu}) \cdot \left(\frac{\mu^n}{C_1 \cdot A}\right) = \left(\frac{\mu^n}{C_1 \cdot A}\right) \cdot C_{th,o} \cdot \frac{d\theta_o}{dt} + (\theta_o - \theta_a)^{1+n} \quad (3.23)$$

Se definirmos a viscosidade do óleo como:

$$\mu = \mu_{pu} \cdot \mu_{nom} \quad (3.24)$$

E as seguintes constantes mostradas nas equações 3.25 a 3.28.

$$R_{th,nom} = \left(\frac{1}{C_1 \cdot A_{res}}\right) \cdot \left(\frac{\mu_{nom}}{\Delta\theta_{o,nom}}\right) \quad (3.25)$$

$$\Delta\theta_{o,nom} = (q_{fe} + q_{cu})_{nom} \cdot R_{th,nom} \quad (3.26)$$

$$\tau_{o,nom} = R_{th,nom} \cdot C_{th,nom} \quad (3.27)$$

$$R_p = \frac{q_{cu}}{q_{fe}} \quad (3.28)$$

E o fator de carga K por unidade como:

$$K = \frac{I}{I_{nom}} \quad (3.29)$$

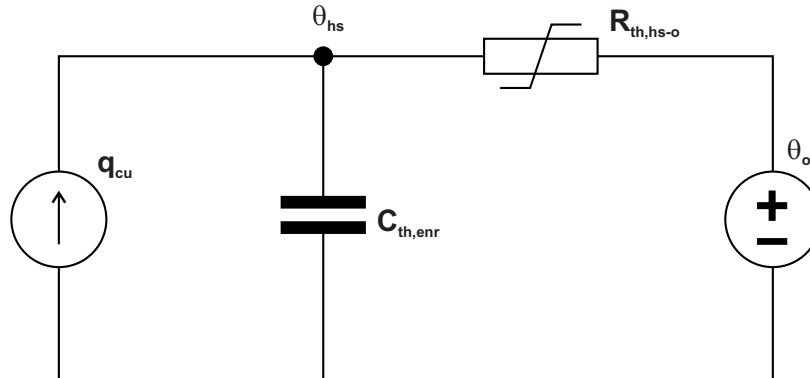
Podemos então reduzir a equação 3.23 para sua forma final mostrada abaixo:

$$\frac{1+R_p \cdot K^2}{1+R_p} \cdot \mu_{pu}^n \cdot \Delta\theta_{o,nom} = \mu_{pu}^n \cdot \tau_{o,nom} \cdot \frac{d\theta_o}{dt} + \frac{(\theta_o - \theta_a)^{1+n}}{\Delta\theta_{o,nom}^n} \quad (3.30)$$

3.3.2 Modelagem da temperatura do ponto quente

Assim como a temperatura do topo do óleo a temperatura do ponto quente é representada como um circuito térmico mostrado na Figura 3.5, sendo calculada de forma análoga a temperatura do topo do óleo.

Figura 3.5 – Circuito térmico da temperatura no ponto quente.



Fonte: (SUSA, NORDMAN e LEHTONEN, 2005)

Onde,

q_{cu} : é o calor gerado pelas perdas no enrolamento;

$C_{th, enr}$: é a capacitância térmica do enrolamento;

θ_{hs} : é a temperatura do ponto quente;

$R_{th, hs-o}$: é a resistência térmica não linear do enrolamento para o topo do óleo;

θ_o : a temperatura do topo do óleo.

A equação final para a resistência térmica não linear do enrolamento para o topo do óleo é calculado da mesma forma que R_{th-o} na equação 3.19 assim como o coeficiente para transferência de calor é similar ao da equação 3.20.

$$R_{th, hs-o} = R_{th, o} = \frac{1}{h \cdot A_{res}} \quad (3.31)$$

$$h = C_1 \cdot \left(\frac{\Delta \theta_{hs}}{\mu} \right)^n \quad (3.32)$$

$$q_{cu} = C_{th, enr} \cdot \frac{d\theta_{hs}}{dt} + \frac{\theta_{hs} - \theta_o}{R_{th, hs-o}} \quad (3.33)$$

Se substituirmos em 3.33 a equação para a resistência térmica não linear e depois o coeficiente para transferência de calor teremos:

$$q_{cu} \cdot \left(\frac{\mu^n}{C_1 \cdot A_{res}} \right) = \left(\frac{\mu^n}{C_1 \cdot A_{res}} \right) \cdot C_{th, enr} \cdot \frac{d\theta_{hs}}{dt} + (\theta_{hs} - \theta_o)^{1+n} \quad (3.34)$$

As perdas provocadas pela elevação de temperatura no interior do transformador são importantes, devendo por isso serem consideradas no equacionamento. Esse processo é definido pela equação 3.35.

$$P_{enr, pu}(\theta_{hs}) = P_{DC, pu} \cdot \left(\frac{\theta_{hs} + \theta_k}{\theta_{hs, nom} + \theta_k} \right) + P_{FE, pu} \cdot \left(\frac{\theta_{hs, nom} + \theta_k}{\theta_{hs} + \theta_k} \right) \quad (3.35)$$

Onde $P_{DC, pu}$ e $P_{FE, pu}$ descrevem o comportamento das perdas DC e do núcleo em função da temperatura do ponto quente em condições nominais. Observa-se que as perdas DC variam diretamente com a temperatura, enquanto as perdas no núcleo variam inversamente a mesma. Já θ_k trata-se do fator de correção de perdas, podendo ser igual a 225, caso o sistema

de condução seja de alumínio ou 235 para o de cobre (SUSA, NORDMAN e LEHTONEN, 2005).

Finalmente, a equação definida para modelagem da temperatura do ponto quente é descrita na equação 3.36 (SUSA, NORDMAN e LEHTONEN, 2005):

$$\left[K^2 \cdot P_{\text{enr,pu}}(\theta_{\text{hs}}) \right] \cdot \mu_{\text{pu}}^n \cdot \Delta\theta_{\text{hs,nom}} = \mu_{\text{pu}}^n \cdot \tau_{\text{w,nom}} \cdot \frac{d\theta_{\text{hs}}}{dt} + \frac{(\theta_{\text{hs}} - \theta_o)^{n+1}}{\Delta\theta_{\text{hs,nom}}^n} \quad (3.36)$$

3.4 Perda de vida útil do transformador - ABNT NBR 5416/1997

O sistema papel/liquido isolante é submetido a um contínuo processo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no próprio liquido isolante. A norma da NBR 5416 determina que mantendo sob controle a ação desses contaminantes o envelhecimento é predominante térmico e cumulativo, seguindo a lei de Arrhenius que diz respeito à influência da temperatura na velocidade das reações químicas descrita pela equação 3.11 (ABNT, 1997) (LIMA, PEREIRA NETO, *et al.*, 2007).

$$\log(\text{vida em horas}) = A + \frac{B}{T} \quad (3.37)$$

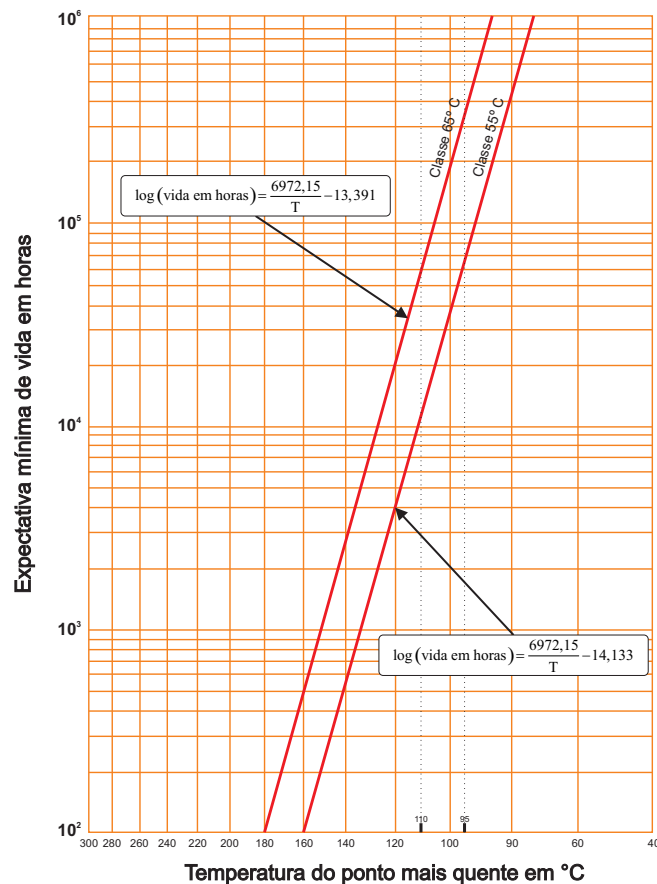
Sendo,

T : temperatura do ponto quente do enrolamento em graus Kelvin (273 + θ_{hs}).

A e B : são constantes.

A equação 3.37 relaciona a temperatura com a expectativa de vida da isolação a Figura 3.6 mostra essa relação, podemos notar o uso de diferentes valores de A para diferentes classes de transformadores.

Figura 3.6 – Curva de expectativa de vida para transformadores classe 55° e 65°.



Fonte: Autor baseado na ABNT NBR 5416/1997

Baseado na relação da equação 3.37 é possível calcular a taxa de envelhecimento global que a isolação solida é submetida no intervalo de tempo Δt conforme a equação 3.38 (ABNT, 1997).

$$PV\% = 10^{-\left(\frac{B}{T} + A\right)} 100\Delta t \quad (3.38)$$

Sendo,

- PV% : é a porcentagem de perda de vida da isolação no intervalo de tempo Δt
- T : temperatura do ponto quente do enrolamento em graus Kelvin ($273 + \theta_{hs}$).
- A e B : são constantes. $A = -14,133$ (transformadores de 55°C) ou $A = -13,391$ (transformadores de 65°C) e $B = 6972,15$.

Por exemplo, aplicando uma carga no transformador que eleve o ponto quente a uma temperatura de 110° C, limite máximo permitido, durante 1 hora esse transformador apresentaria uma perda de vida estimada em $10^{-\left(\frac{6972,15}{(273+110)} + (-13,391)\right)} 100 \cdot 1 = 0,0015\%$. Se essa carga

persistisse durante 24 horas calcula-se uma perda de vida diária (PVD%) estimada de $0,0015 \cdot 24 = 0,0369\%$.

É possível então calcular a vida útil do transformador, assumindo que ciclo de carga diário fique inalterado no tempo, pela equação 3.39 (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010).

$$\text{Vida útil} = \frac{100}{365 \times (\text{PVD}\%)} \quad (3.39)$$

PVD% : é a porcentagem de perda de vida da isolação acumulada em um período de 24 horas.

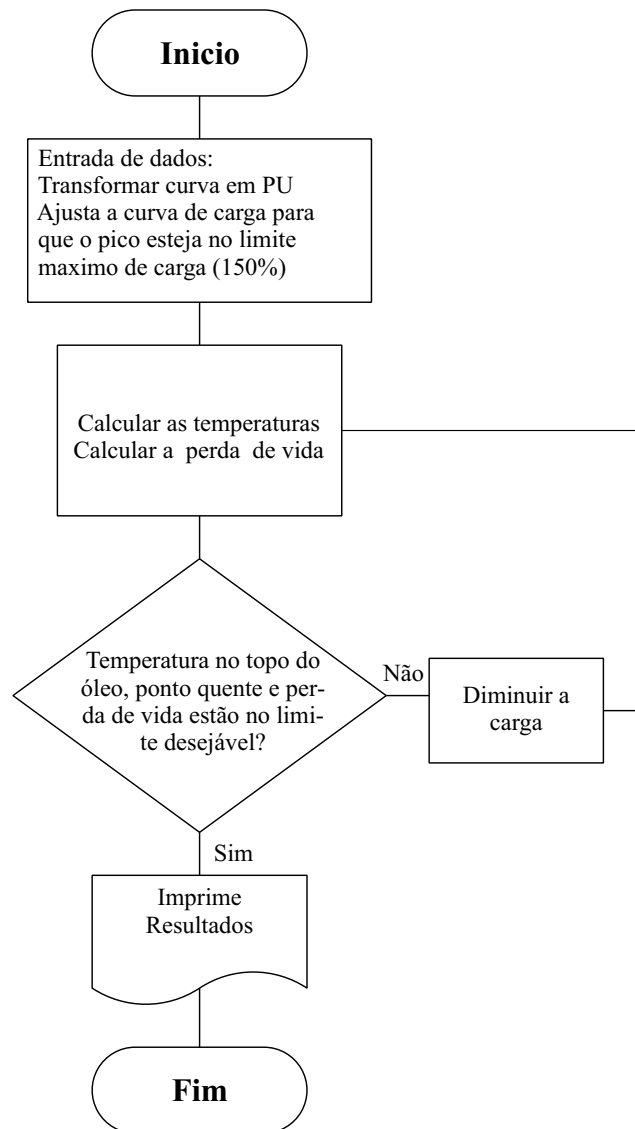
Calcula-se a vida útil para o exemplo dado anteriormente em 7,42 anos reduzindo a temperatura para 100 °C e executando os mesmos cálculos, calcula-se a vida útil em 22,8 anos apenas com a redução de 10° C na temperatura do ponto quente trás uma diferença de mais de 15 anos na expectativa de vida.

Com o cálculo da expectativa de vida é possível então calcular a carga admissível.

3.4.1 Cálculo da carga admissível

A NBR 5416 também apresenta um método para o cálculo da capacidade de carga (carregamento admissível) do transformador, ou seja, sabendo as características do transformador, seu ciclo de carga, a temperatura ambiente, os limites para carga, as temperaturas do óleo, enrolamento e a perda de vida pode se obter um ciclo de carga máxima admissível que pode ser imposta a um transformador. O Carregamento máximo admissível é útil, por exemplo, quando se deseja sobrecarregar um transformador, sem prejuízo sensível para sua vida útil ou para o desempenho da rede adiando a entrada em serviço de uma nova unidade (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010). O processo iterativo pode ser melhor compreendido através do fluxograma da figura 3.7.

Figura 3.7 – Fluxograma simplificado do processo de cálculo do carregamento admissível.



Fonte: Autor baseado na NBR 5416.

3.5 Considerações finais

Modelos térmicos de transformadores permitem estimar o ponto quente destes equipamentos e, a partir desta informação, avaliar a expectativa de vida útil dos mesmos. Foram apresentados 3 modelos dentre eles os modelos do IEEE e do Susa precisam de dados construtivos do transformador mas não precisam de dados reais ponto quente para sua utilização, enquanto que a rede neural necessita de dados reais do ponto quente para o seu treinamento.

Espera-se que a RNA tenha uma melhor aproximação, embora devido a sua necessidade de treinamento com dados reais de cada tipo de transformador em que ela seja utilizada possa dificultar sua utilização na prática. Espera-se também que o modelo do Susa tenha uma melhor precisão que o modelo do IEEE pela utilização da viscosidade do óleo e correção das perdas com a temperatura.

O capítulo seguinte mostra o sistema de monitoramento proposto com a utilização desses modelos.

Capítulo 4 Sistema de Monitoramento da Condição de Transformadores de Distribuição com tecnologia Java e Bluetooth

O sistema de monitoramento da condição de transformadores de distribuição implementado tem como objetivo coletar dados que serão utilizados pelos modelos térmicos descritos no capítulo 3 para auxiliar no diagnóstico do transformador. O sistema de monitoramento descrito nesse trabalho foi desenvolvido através de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) entre a Universidade Federal do Ceará e uma empresa concessionária de energia. Lista-se como principais características do sistema de monitoramento:

- Baixo custo;
- Facilidade na instalação;
- Facilidade na coleta de dados;
- Facilidade na manutenção;
- Boa capacidade de armazenamento;
- Relógio de tempo real;
- Utiliza protocolo industrial confiável e amplamente difundido para comunicação.

Este capítulo descreve a estrutura geral do Sistema de Monitoramento da Condição de Transformadores de Distribuição proposto na seção 4.1. A seção 4.2 apresenta os testes de comunicação realizados entre os elementos do sistema. Estes testes permitem ao leitor: *(i)* uma melhor compreensão da coleta de dados; *(ii)* as limitações nas taxas de transferência de dados entre os elementos; *(iii)* os tempos de transferência. A seção 4.3 apresenta a interface Java desenvolvida. Os comentários finais do capítulo são discutidos na seção 4.4.

4.1 Estrutura do sistema de monitoramento proposto

O Sistema de Monitoramento da Condição de Transformadores de Distribuição proposto está dividido em três módulos, são eles: *(i)* sistema responsável pela aquisição de dados do transformador; *(ii)* o módulo móvel responsável pela coleta e armazenamento de dados do sistema de aquisição e transferência para o módulo desktop; e *(iii)* o módulo desktop

responsável pelo armazenamento dos dados em um banco de dados para posterior consulta e análise através dos modelos térmicos descritos no capítulo 3. O diagrama funcional do sistema proposto pode ser visto na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Diagrama funcional do sistema de monitoramento



Esse três módulos são detalhados nas subseções seguintes.

4.1.1 Sistema de aquisição

O sistema de aquisição de dados pode ser dividido em quatro partes: (i) fonte de alimentação; (ii) o circuito condicionador de sinais; (iii) o circuito do microcontrolador; (iv) módulo Bluetooth.

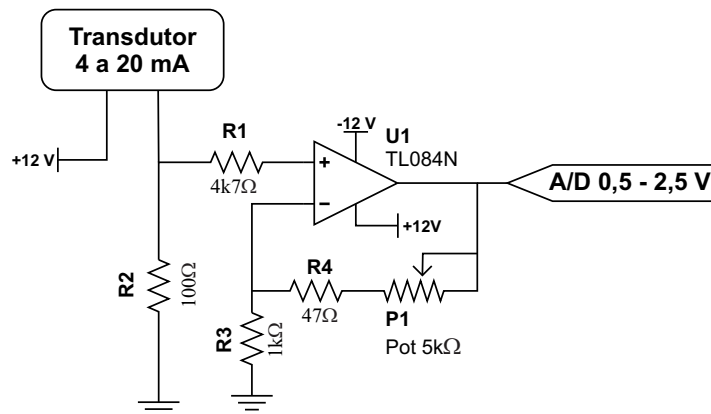
4.1.1.1 Fonte de alimentação

O circuito da fonte de alimentação fornece as tensões de +12v e -12v para o circuito condicionador de sinais e +5v para o circuito do microcontrolador, além de carregar uma bateria de chumbo ácido de 12v. No caso da falta de energia, a bateria é utilizada para manter o microcontrolador funcionando de forma que o sistema não perca o relógio de tempo real que é utilizada para documentar os horários das amostras realizadas. Porém, a bateria não fornece energia para o circuito condicionador de sinais, ou seja, no período de falta de energia todos as leituras de corrente, temperatura e tensão serão suspensas e os valores de suas amostras são armazenados como sendo zero.

4.1.1.2 Circuito condicionador de sinais

O circuito condicionador de sinais transforma os sinais recebidos dos sensores/transdutores, que operam com saídas de 4-20 mA, para tensões na faixa de 0,5V a 2,5V que serão lidas pelo circuito A/D do módulo microcontrolado, conforme esquemático da Figura 4.2. O padrão de envio de sinais de 4 a 20 mA foi escolhido por ser um padrão amplamente difundido na indústria e ser conhecido por sua robustez e baixa susceptibilidade a interferência. Este padrão ainda tem a vantagem de usar apenas dois fios que tanto são usados para suprir energia para o sensor quanto para a passagem do sinal. O circuito condicionador de sinais proposto pode ser visto na Figura 4.3-1, tem a capacidade para oito canais divididos em três canais para as correntes, três canais para tensões e dois canais para temperaturas. Atualmente apenas cinco canais estão sendo utilizados: os canais das correntes e os das temperaturas, pois apenas estes cinco são necessários nos modelos descritos no capítulo 3.

Figura 4.2 – Esquemático do circuito condicionador de sinais.



Fonte: Autor

4.1.1.3 Circuito do microcontrolador

O circuito do microcontrolador é o responsável pela leitura de dados dos sensores e pelo armazenamento desses dados até que uma coleta seja feita. O circuito pode ser visto na Figura 4.3-(b). O microcontrolador escolhido para o sistema de aquisição proposto foi o dsPIC30F3014, dentre suas principais características podemos citar:

- 48 Kbytes de espaço para programação;
- 2 Kbytes de memória RAM (*Random Access Memory*);

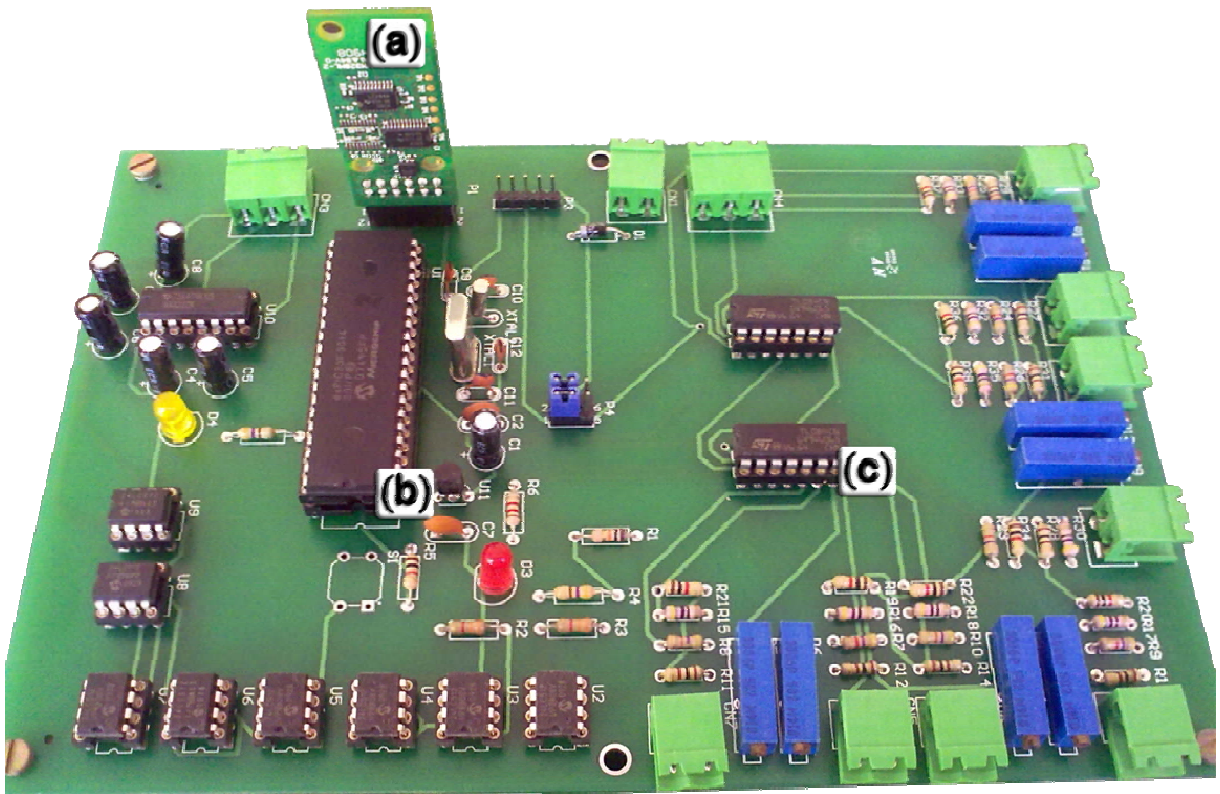
- 1 Kbyte de memória EEPROM (*Electrically Erasable Programmable Read-Only Memory*);
- suporta módulo I²C no modo mestre/escravo;
- dois módulos UART (*Universal Asynchronous Receiver Transmitter*) para comunicação serial;
- conversor analógico/digital (A/D) com 13 canais de 12 bits cada;
- possibilidade de programação/depuração diretamente no circuito, sem necessidade de retirada do microcontrolador para gravação externa (gravação *In-Circuit*);
- possui relógio de tempo real (RTC) interno;
- baixo custo (aproximadamente U\$ 6,00);

A característica mais importante para escolha deste microcontrolador foi seu conversor A/D interno que permite a leitura dos oito canais citados anteriormente com uma resolução suficiente para o sistema proposto.

Para armazenagem dos dados lidos até o momento da coleta foi utilizado um banco com 8 memórias I²C de 64Kb cada, perfazendo um total de 512Kb capaz de reter aproximadamente 3 meses de dados dos 8 canais com taxa de amostragem de 5 minutos. Durante esse intervalo de tempo são realizadas 30 aquisições, feitas a cada 10 segundos. Para que não se tivesse apenas um resultado pontual do instante da aquisição e buscando amenizar ruídos de leitura, utiliza-se a média das 30 leituras feitas no intervalo de 5 minutos para o valor armazenando no banco de memórias.

Para descarregar os dados do sistema de aquisição para o banco de dados no computador utilizou-se um módulo serial Bluetooth descrito na seção seguinte.

Figura 4.3 – Módulo microcontrolado: (a) módulo Bluetooth; (b) microcontrolador e (c) condicionador de sinais.



Fonte: Autor

4.1.1.4 Módulo Serial Bluetooth

Vários métodos para a transmissão de dados do sistema de aquisição para o computador foram analisados, como por exemplo, transmissão via rede sem fio, MODEMs GPRS/3G e cabo serial. Porém chegou-se à conclusão que o método menos oneroso e simples seria a utilização de dispositivos móveis para a coleta dos dados. Dispositivos móveis como telefones celulares equipados com as tecnologias Java e Bluetooth poderiam ser distribuídos aos funcionários responsáveis pelas leituras dos medidores residenciais que poderiam também realizar a coleta dos dados dos transformadores de distribuição em sua rota.

Para comunicação do sistema de aquisição com o dispositivo móvel foi instalado um módulo serial Bluetooth. O modo de operação desse módulo é bem simples, uma vez estabelecida uma conexão o módulo estabelece uma comunicação serial entre os dois dispositivos. Este módulo pode ser encontrado atualmente no mercado por cerca de US\$ 8,00.

O protocolo utilizado para a comunicação do sistema de aquisição de dados com o dispositivo móvel foi o protocolo MODBUS (www.modbus.org), por ser este amplamente

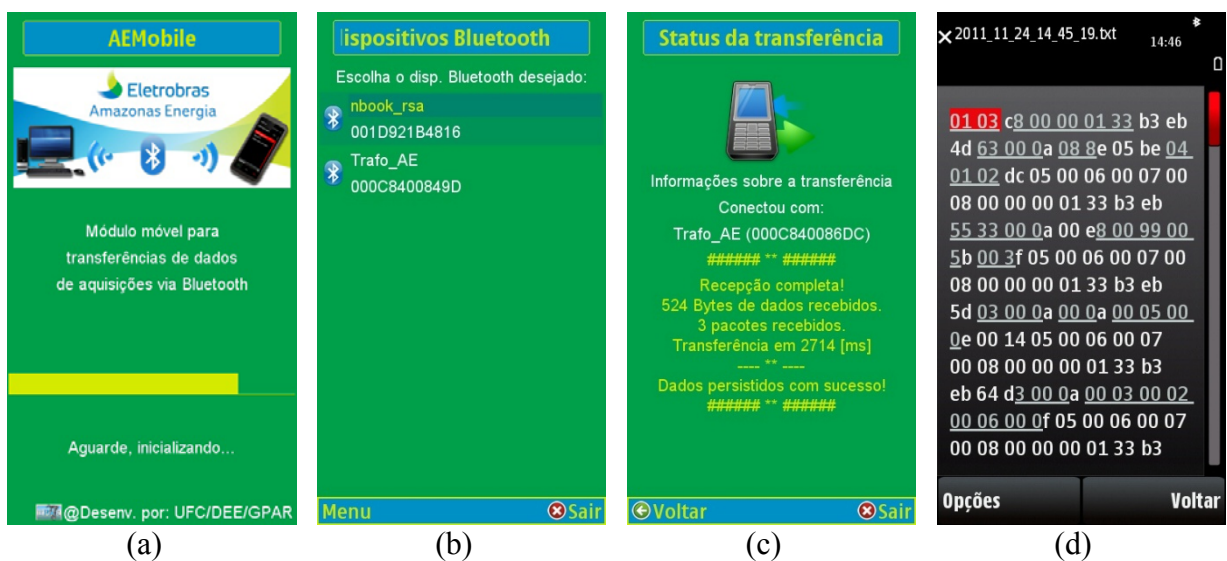
difundido no mercado. Dentre suas características está o controle de erro, que garante uma comunicação de dados confiável.

4.1.2 Dispositivo Móvel

O módulo móvel (Figura 4.1) serve como uma ponte entre o sistema de aquisição de dados e o computador onde os dados serão armazenados e analisados com o auxílio dos modelos descritos no capítulo 3. O módulo móvel foi desenvolvido em Java para o Sistema Operacional Symbian, está nos planos do grupo o desenvolvimento de uma versão Android, aumentando assim a quantidade de dispositivos compatíveis.

Na Figura 4.4 pode-se observar as telas do sistema do dispositivo móvel: em (a) visualiza-se a tela de inicialização do sistema; em (b) mostra-se um exemplo de lista de dispositivos Bluetooth localizados com os quais se pode estabelecer uma comunicação (ao se selecionar um dos dispositivos, o módulo tenta estabelecer uma conexão - caso a comunicação seja bem-sucedida, o módulo faz a requisição dos dados ao sistema de aquisição utilizando o protocolo MODBUS ASCII); em (c) exibe-se a tela gerada ao término da transferência dos dados do sistema de aquisição, com o resumo da transferência (a partir deste ponto, os dados já se encontram armazenados em um arquivo na memória do dispositivo móvel para posterior descarga para o módulo desktop); e em (d) mostra-se o exemplo de um arquivo de dados armazenado na memória do dispositivo móvel.

Figura 4.4 – Telas do módulo móvel (AEMobile)



Fonte: GPAR-DEE-UFC.

A transferência do dispositivo móvel para o computador é bem mais simples, pois utiliza os recursos nativos do dispositivo móvel, ou seja, é uma transferência comum de arquivo do mesmo modo que é feito o envio de uma foto ou uma música. Bastando para isso enviar ou copiar para o computador o arquivo de leitura que está na pasta criada pelo módulo móvel na memória do dispositivo. O arquivo segue o formato:

“<ANO>_<MÊS>_<DIA>_<HORA>_<MINUTO>_<SEGUNDO>.txt”

E pode ser visto na Figura 4.4-(d). Esse procedimento é feito de forma manual tanto no envio pelo dispositivo móvel quanto no recebimento no computador, mas caso seja necessário podem ser criados pequenos programas para gerenciar e automatizar essas tarefas.

4.1.3 Módulo desktop

O módulo desktop (Figura 4.1) tem duas finalidades principais: (i) armazenar os dados recebidos do módulo móvel em um banco de dados, e (ii) criar relatórios para ajudar na análise desses dados. Este módulo ainda está em fase de desenvolvimento. As telas mostradas aqui podem não estar presente na versão final do sistema. Na figura da tela inicial do sistema (apêndice B), na qual o arquivo com os dados enviado pelo módulo móvel pode ser lido. Na tela de visualização de dados (apêndice B) é possível ver os dados coletados pelo sistema de aquisição em uma forma de tabela onde o operador pode decidir se os dados irão ou não ser gravados no banco de dados.

Nesse sistema ainda será integrado o módulo de diagnóstico que será responsável pela aplicação dos modelos descrito no capítulo 3, gerando gráficos que podem ajudar os especialistas na tomada de decisões. Outra funcionalidade que deve estar presente é a emissão de relatórios que poderão ser impressos ou salvos no formato PDF

Com os três módulos do sistema em funcionamento passou-se para fase de teste, esses testes tinham duas finalidades básicas: (i) garantir que a integração entre os três módulos estava ocorrendo de forma satisfatória e (ii) garantir a integridade dos dados que chegavam ao banco de dados. Alguns desses testes são mostrados na seção seguinte.

4.2 Teste de comunicação entre os elementos do sistema de monitoramento

Para realização dos testes de comunicação entre os elementos do sistema de monitoramento foi reduzida a taxa de amostragem de 5 minutos para 1 segundo como forma de emular a geração dos dados de meses de coletas em apenas algumas horas. O sistema de aquisição foi ligado com o auxílio de uma fonte de tensão regulada, um osciloscópio e um multímetro para simular os valores de corrente e temperatura que seriam lidos pelos sensores. Foi utilizada também a funcionalidade de monitoramento de variáveis disponível na MPLAB IDE (www.microchip.com/mplab). MPLAB IDE é a interface de desenvolvimento onde foi criado o programa (*firmware*) do microcontrolador. Na Tabela 4.1 verifica-se que o erro do circuito de conversão analógico/digital (saída do condicionador de sinais descrito na subseção 4.1.1.2) variou entre 0,2% a 2,5%.

Tabela 4.1 – Testes do circuito de conversão analógico/digital

Valor real (Amperes)	Valor gravado (Amperes)	Erro
21,0	20,76	1,1%
21,0	20,80	1,0%
21,0	20,47	2,5%
21,0	20,95	0,2%
21,0	20,84	0,8%

Fonte: GPAR-DEE-UFC

4.2.1 Transferência entre o sistema de aquisição e dispositivos móveis.

Continuando com os testes de comunicação entre os elementos do sistema de monitoramento foram realizados testes de transferência entre o sistema de aquisição e o dispositivo móvel. Os testes foram realizados com várias velocidades de transferência, sendo que as velocidades de transmissão acima de 9600 bps apresentaram problemas. Desta forma, apresenta-se os resultados dos testes para a taxa de 9600 bps. Entretanto, conforme pode ser visto na Tabela 4.2, mesmo a taxa 9600 bps nota-se que o dispositivo não ultrapassou uma velocidade efetiva de 1716 bps.

Com uma taxa de transferência efetiva de apenas 19200 bps seria possível transmitir mais de 3 meses de coleta em apenas 3 minutos e meio. Está nos planos do grupo

de pesquisa a utilização de módulos Bluetooth de outros fabricantes para tentar melhorar essa taxa de transferência.

Apesar da baixa taxa de transferência, os dados foram transmitidos de forma integral e sem erros para o dispositivo móvel.

Tabela 4.2 – Testes de velocidade de transferência entre sistema de aquisição e o dispositivo móvel.

Teste	Total de dados (bytes)	Equivalência em dias de leitura	Tempo de transferência (minutos)	Velocidade efetiva(bps)
1	704	0,12	0,1	1341
2	8954	1,50	0,7	1705
3	71439	12,40	5,6	1700
4	125544	21,80	9,8	1716
5	316884	55,00	25,0	1690

Fonte: GPAR-DEE-UFC

4.2.2 Transferência entre dispositivo móvel e a plataforma base.

Inicialmente a transferência entre o dispositivo móvel e o computador era feito de forma semelhante à utilizada entre o sistema de aquisição e o dispositivo móvel, ou seja os dados eram transmitidos utilizando um perfil de porta serial com o protocolo MODBUS. Embora a taxa de transmissão fosse bem mais elevada do que a apresentada entre o sistema de aquisição e o dispositivo móvel.

Para melhorar ainda mais essa taxa de transmissão passou a usar no lugar do perfil de porta serial da tecnologia Bluetooth o protocolo para intercâmbio de objetos (OBEX) com isso a transferência de três meses de aquisição de dados pode ser feita em poucos segundos.

4.3 Interface JAVA do sistema de monitoramento

Nas seções anteriores foi mostrado o hardware do sistema de aquisição além do módulo móvel e um pouco do módulo desktop desenvolvidos em Java. Nesta seção tratamos mais da interface em Java justificando por que utilizar essa tecnologia além de comentar um pouco sobre bibliotecas adicionais que foram utilizadas.

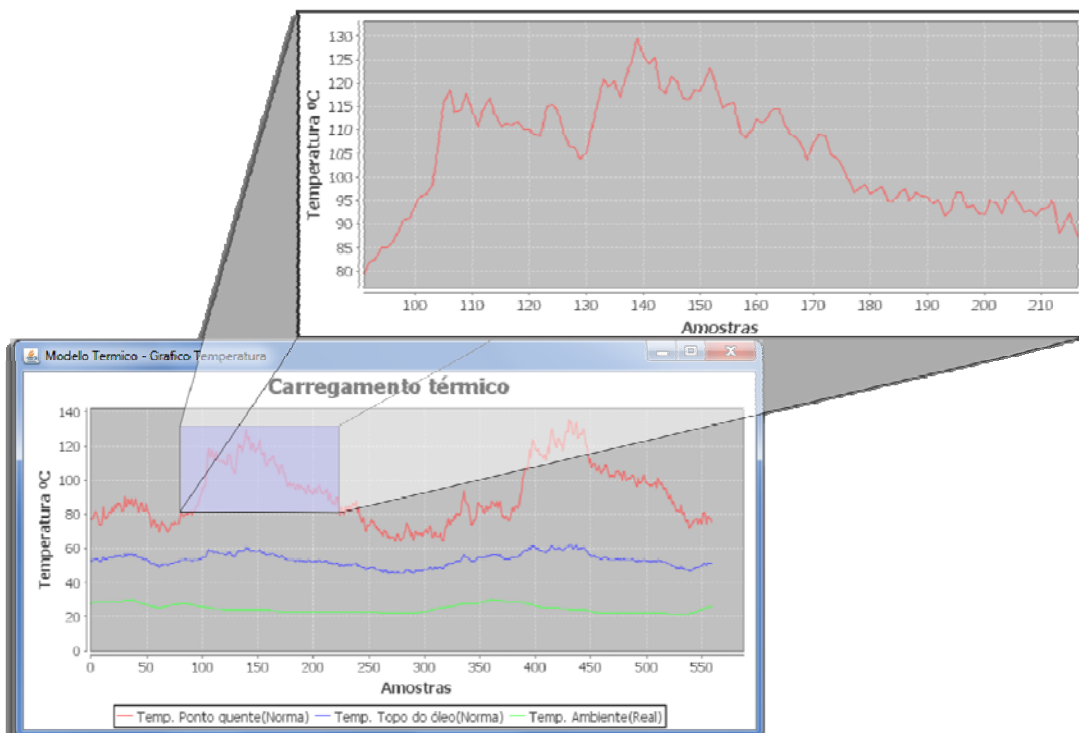
A tecnologia Java é gratuita até o ambiente de desenvolvimento (IDE) é gratuito. A linguagem permite a modularização o que facilita o trabalho em equipe. Java é portátil

permitindo funcionar em sistemas operacionais distintos, com arquiteturas distintas e permite o desenvolvimento tanto para desktop, dispositivos móveis quanto para web. Sua API (Application Programming Interface ou Interface de Programação de Aplicativos) é facilmente extensível tornando o trabalho mais fácil. Por exemplo, se desejar criar gráficos e as bibliotecas padrões do Java não tem os recursos necessários é fácil adicionar novas bibliotecas que supram essa deficiência. A quantidade de bibliotecas gratuitas e bem documentadas é outro atrativo.

Os modelos térmicos descritos no capítulo três foram inicialmente desenvolvidos em uma linguagem de programação matemática comercial o que impossibilita a distribuição desse sistema sem que se tenha que pagar as licenças necessárias. Isso foi o que motivou a migração para Java. A passagem dos códigos anteriores para Java foi realizada na maior parte sem problema, porém algumas bibliotecas adicionais tiveram que ser criadas.

Para a criação dos gráficos foi utilizada a API *JFreeChart* que é uma biblioteca gratuita capaz da criação de gráficos com qualidade profissional, trazendo diversas funcionalidades na manipulação dos gráfico permitindo a exportação do gráficos e permite trabalhar em conjunto o *JasperReports* e o *iReport* que são bibliotecas gratuitas para a criação do relatórios. Na Figura 4.5 mostra um dos gráficos gerado pelo modelo térmico ressaltando a funcionalidade de zoom que facilita a análise de séries com grande quantidade de dados.

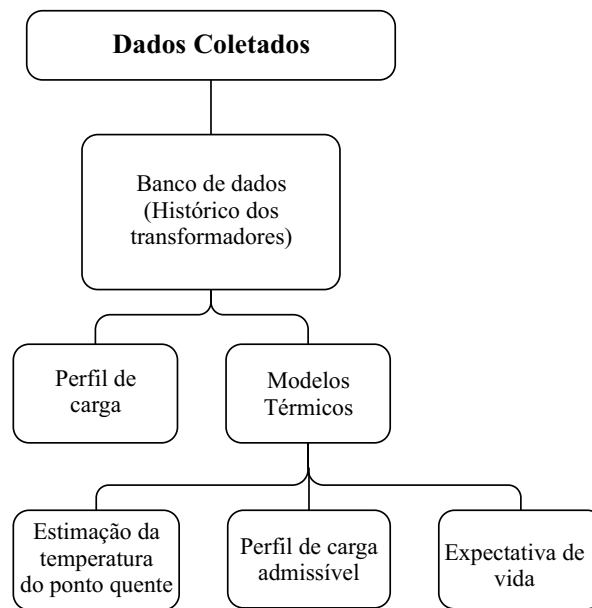
Figura 4.5 – Recurso de zoom permite facilidade na visualização dos gráficos



Fonte: Autor

A interface Java em seu atual estágio de funcionamento conforme o diagrama da Figura 4.6, nesta os dados coletados podem: (i) ser armazenados em um banco de dados para que o operador tenha um histórico da operação dos transformadores monitorados, ou (ii) utilizados como entrada aos modelos térmicos (Capítulo 3) para se obter informações como: a estimativa da temperatura do ponto quente, um perfil de carga admissível ou uma expectativa de vida útil do transformador.

Figura 4.6 – Esquemático da interface Java.



Fonte: Autor.

As informações disponibilizadas pela interface podem auxiliar às equipes de manutenção. O capítulo 5 apresentará exemplos de como estas informações são exibidas para o usuário.

4.4 Comentários finais

Esse capítulo apresentou o Sistema de Monitoramento da Condição de Transformadores de Distribuição com tecnologia Java e Bluetooth proposto que tem como principais características: (i) um sistema de aquisição de dados de baixo custo; (ii) utilização de dispositivos móveis com tecnologia Bluetooth para transferência dos dados; (iii) Interface em Java capaz de gerar gráficos e relatórios para auxiliar no diagnósticos de falhas em transformadores de distribuição. No capítulo seguinte analisaremos os resultados obtidos.

Capítulo 5 Análise dos Resultados

Para a validação do sistema de monitoramento foram utilizados três conjuntos de dados reais com o perfil de carga de transformadores e a temperatura ambiente. Os dois primeiros conjuntos referem-se a transformadores trifásicos de distribuição de uma empresa concessionária de energia elétrica com capacidades nominais de 45kVA e 75kVA. O terceiro conjunto de dados refere-se a um transformador de 60 MVA. Com estes dados foram gerados os modelos térmicos (Capítulo 3) destes transformadores. O modelo baseado em Redes Neurais Artificiais (Seção 3.2) foi gerado apenas para o terceiro conjunto de dados por ser este o único com dados reais, coletados por sensores das temperaturas, do topo do óleo e do ponto quente.

Este capítulo apresenta as informações que o sistema de monitoramento pode exibir para o usuário seguindo a seguinte organização: a seção 5.1 apresenta os três conjuntos de dados utilizados para validação do sistema; a seção 5.2 apresenta as saídas dos modelos térmicos gerados a partir dos dados com a estimativa das temperaturas no topo do óleo e no ponto quente; a seção 5.3 apresenta o carregamento admissível; a seção 5.4 apresenta a expectativa de vida útil dos equipamentos analisados. Os comentários finais do capítulo são discutidos na seção 5.5.

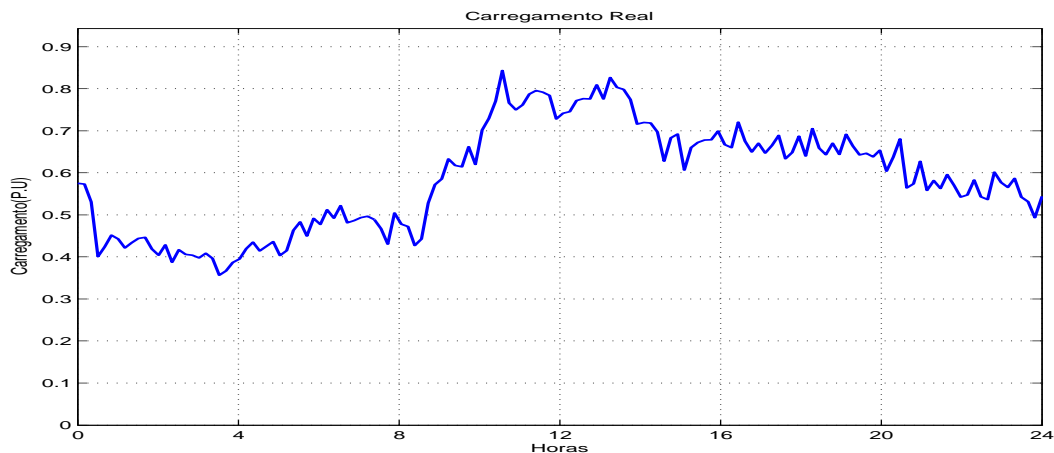
5.1 Dados coletados para teste do sistema de monitoramento

Os dados dos transformadores trifásicos de distribuição da empresa concessionária de energia elétrica com capacidades nominais de 45kVA e 75kVA são descritos na Subseção 5.1.1. Estes dados são representativos das coletas esperadas para a maioria dos transformadores de distribuição das concessionárias de energia elétrica: leituras feitas em equipamentos sem sensores internos de temperatura. A Subseção 5.1.2 apresenta os dados do transformador com sensores internos de temperatura. Este conjunto de dados foi utilizado por dois motivos: (i) o modelo baseado na RNA necessita da coleta de dados reais das temperaturas para o seu treinamento; (ii) com os dados reais das temperaturas fica mais fácil o cálculo do erro e conseqüentemente a comparação entre os modelos.

5.1.1 Transformadores sem sensores de temperatura internos

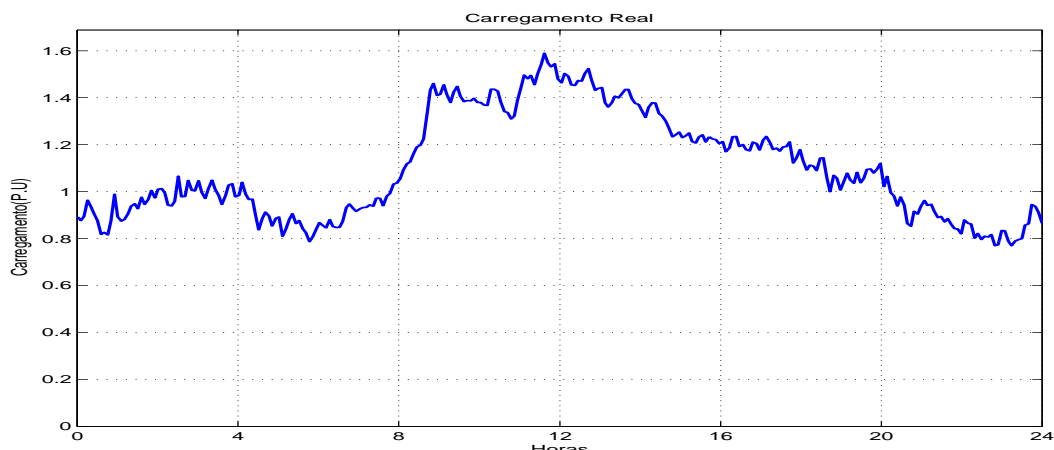
As figuras 5.1 e 5.2 apresentam os perfis de carregamento correspondentes para os transformadores trifásicos (classe 65° C) com capacidades nominais de 45kVA e 75kVA no período de 24 horas. Estes perfis de carregamento foram obtidos com a conversão dos valores de corrente da fase mais carregada pela corrente nominal do transformador, ficando assim em valores por unidade (P.U.). Ver exemplo de carregamento no apêndice A.

Figura 5.1 – Perfil de carga para o transformador de 45kVA.



Fonte: Autor

Figura 5.2. – Perfil de carga para o transformador de 75kVA.



Fonte: Autor

Ao observar os perfis de corrente, pode-se chegar a algumas conclusões: (i) o transformador de 45 kVA tem uma carga com pico de carga em 84% da carga nominal, (ii) o transformador de 75 kVA apresenta uma situação de sobrecarga com picos de carga em 159% da carga nominal, o que pode ser indesejável se o perfil de temperatura estiver acima das condições permitidas. O limite admissível para a temperatura do ponto quente do enrolamento é de 110 °C conforme foi visto na Seção 2.5.

A Tabela 5.1 mostra detalhes da carga de cada uma das fases dos dois transformadores.

Tabela 5.1 – Carregamento dos transformadores de 45 e 75 kVA.

Trafo	Carregamento				
	fase A (%)	fase B (%)	fase C (%)	Corrente Média (A)	Pico de Corrente (P.U.)
45 kVA	84,0	70,0	86,0	94,7	0,86
75 kVA	107,6	130,8	158,9	216	1,589

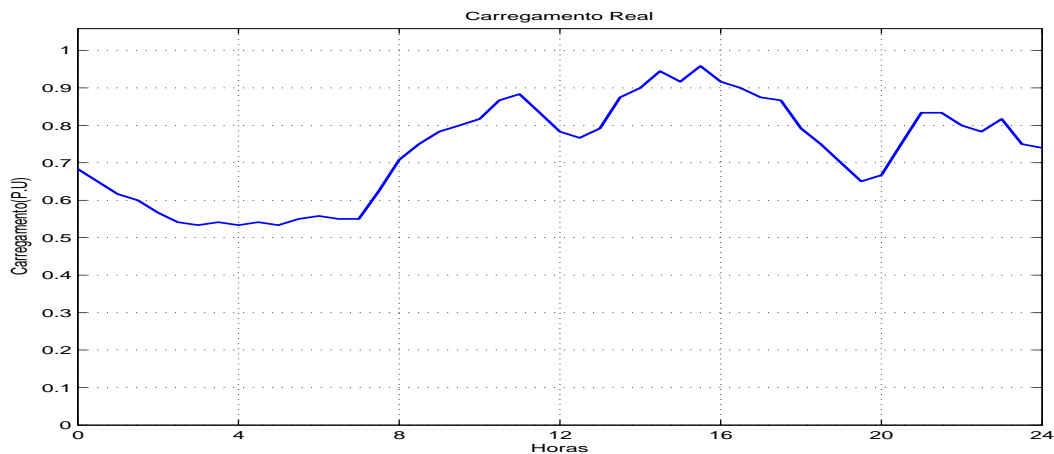
Fonte: Autor

Para os dois transformadores também há dados da temperatura ambiente nos instantes da coleta dos dados de carregamento.

5.1.2 Transformador com sensor de temperatura interno

A figura 5.3 apresenta o perfil de carregamento por unidade (P.U.) de um transformador de 60 MVA (classe 55 ° C).

Figura 5.3 – Perfil de carga para o transformador de 60 MVA.

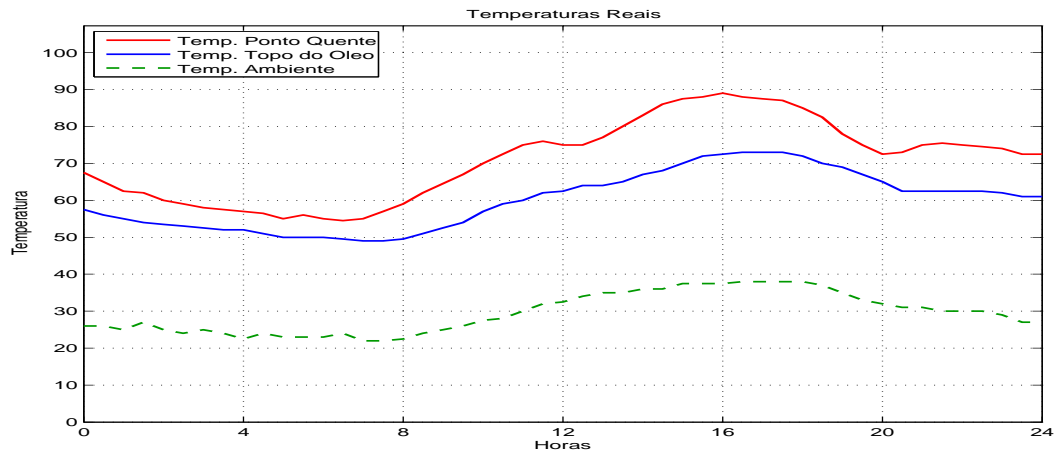


Fonte: Autor

Ao observar a Figura 5.3 nota-se que o transformador tem uma carga de pico próximo à carga nominal e que a amostra apresenta o carregamento sempre acima de 50% da nominal.

Diferente dos dados da Subseção 5.1.1, este conjunto de dados apresenta leituras reais das temperaturas do topo do óleo e do ponto quente para o transformador de 60 MVA, conforme pode ser visto na figura 5.4.

Figura 5.4. – Temperaturas do topo do óleo e do ponto quente real para o perfil de carga.



Fonte: Autor

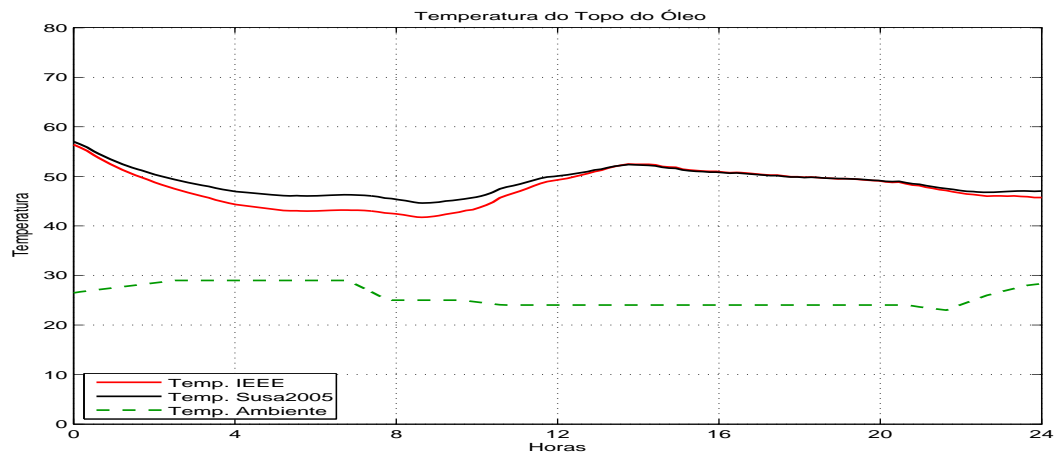
5.2 Estimação da temperatura no topo do óleo e no ponto quente

O sistema de monitoramento gera modelos térmicos a partir dos dados da Seção 5.1. As Subseções 5.2.1 e 5.2.2 apresentam estes modelos para os transformadores sem e com sensores internos de temperatura, respectivamente. Na Subseção 5.2.2 é possível verificar o erro dos modelos gerados em comparação com as medidas reais.

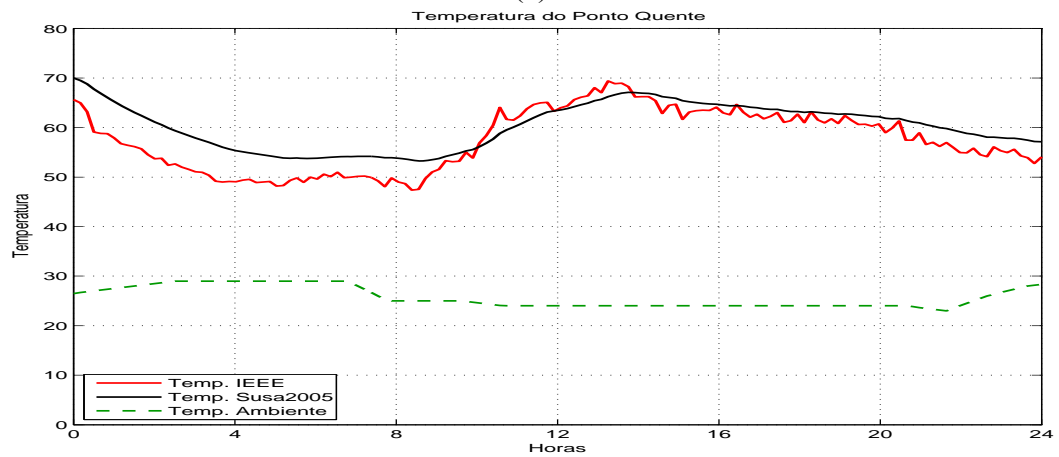
5.2.1 Transformadores sem sensores de temperatura internos

A fim de aplicar o carregamento dinâmico, as temperaturas no topo do óleo e no ponto quente do enrolamento, são identificadas usando dois dos modelos apresentados no capítulo 3. Os resultados são apresentados nas Figuras 5.5 e 5.6.

Figura 5.5 – Carregamento térmico (Transformador 45kVA).



(a)

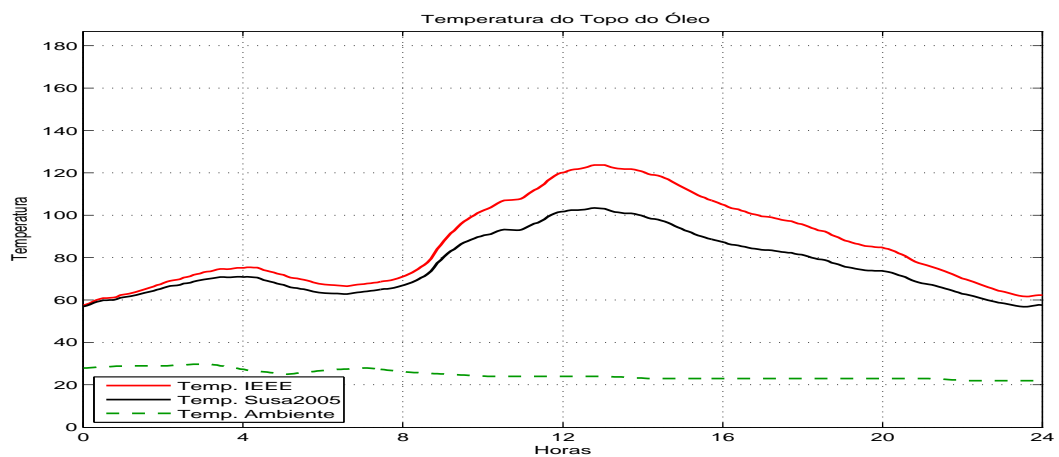


(b)

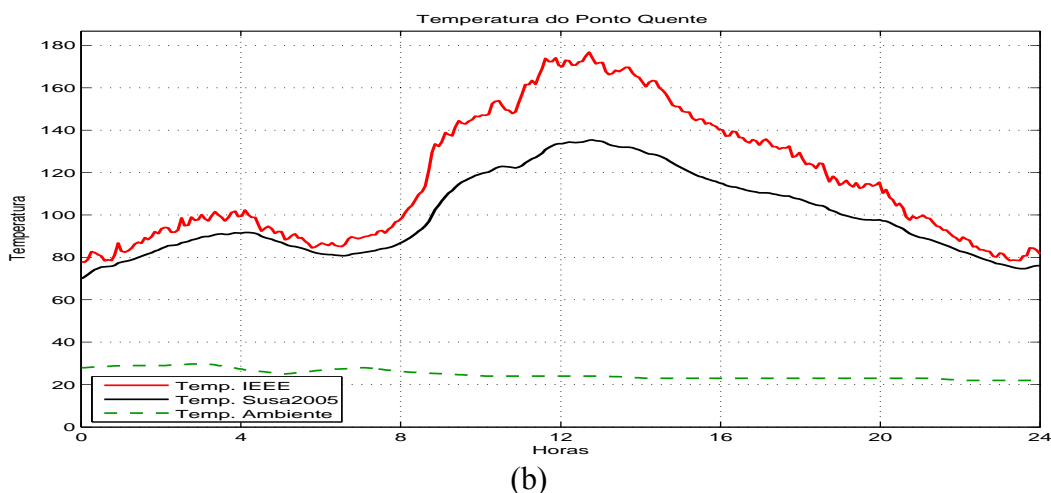
Fonte: Autor

Conforme visto na subseção 5.1.1 o transformador de 45kVA apresenta uma situação de carga leve e suas temperaturas calculadas tanto pelo modelo IEEE quanto pelo modelo SUSA2005 estão nos valores permitidos pela norma.

Figura 5.6 – Carregamento térmico (Transformador 75kVA).



(a)



(b)

Fonte: Autor

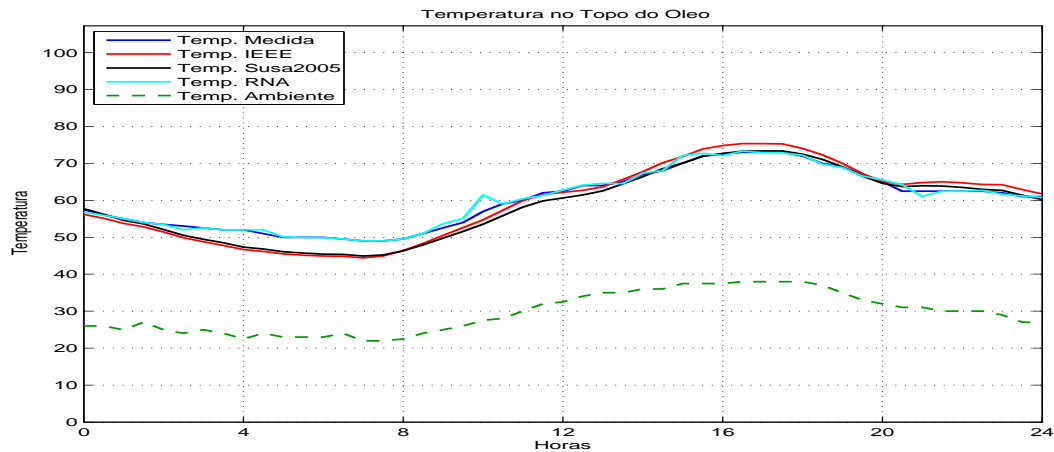
Conforme visto na subseção 5.1.1 o transformador de 75kVA apresenta uma situação de sobrecarga suas temperaturas calculadas tanto pelo modelo IEEE quanto pelo modelo SUSA2005 apresentam valores além do permitidos pela norma, com o pico da temperatura do ponto mais quente calculado pelo modelo do IEEE chegando a 177° C que é acima do ponto de combustão do óleo mineral conforme visto na subseção 2.2.3.1.

Uma característica interessante sobre o comportamento térmico, que pode ser visto através das Figuras 5.5 e 5.6, resulta do fato de que a temperatura no topo do óleo do transformador assume as características predominantes da temperatura ambiente, enquanto a temperatura do ponto quente tende a seguir a temperatura no topo do óleo e a carga, com uma característica predominante da carga. Isto se deve ao valor da constante de tempo da temperatura do ponto quente do enrolamento ser menor do que o valor da constante de tempo da temperatura no topo do óleo.

5.2.2 Transformador com sensor de temperatura interno

A figura 5.7 apresenta as temperaturas estimadas pelos modelos térmicos para o topo do óleo do transformador com sensor de temperatura interno. Para a simulação realizada a RNA apresentou melhor estimativa da temperatura no topo do óleo e o modelo do IEEE foi o mais conservador.

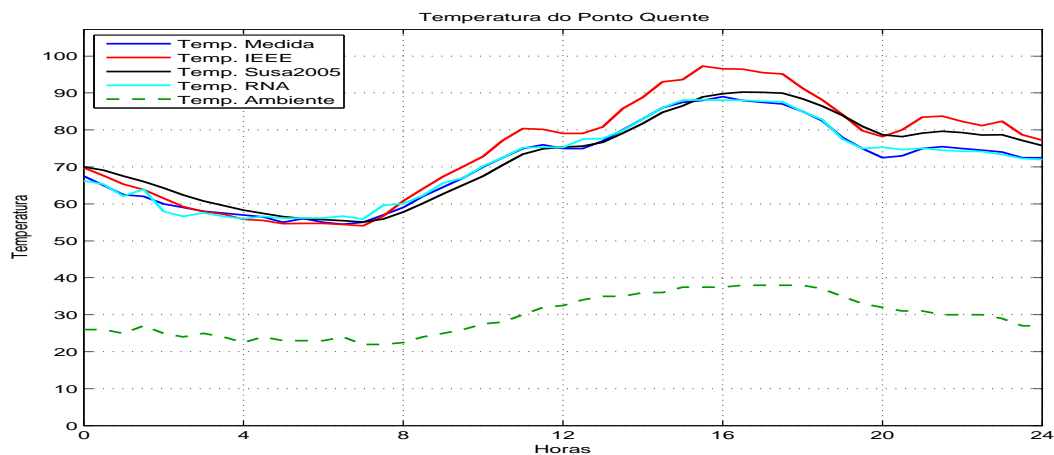
Figura 5.7 – Carregamento térmico (Topo do óleo).



Fonte: Autor

A figura 5.8 apresenta os modelos térmicos para o ponto quente. De acordo com os dados da figura novamente a RNA apresentou melhor estimativa da temperatura do ponto quente e o modelo do IEEE foi o mais conservador apresentado uma diferença mais acentuada.

Figura 5.8 – Carregamento térmico (Ponto Quente).



Fonte: Autor

5.3 Carregamento admissível

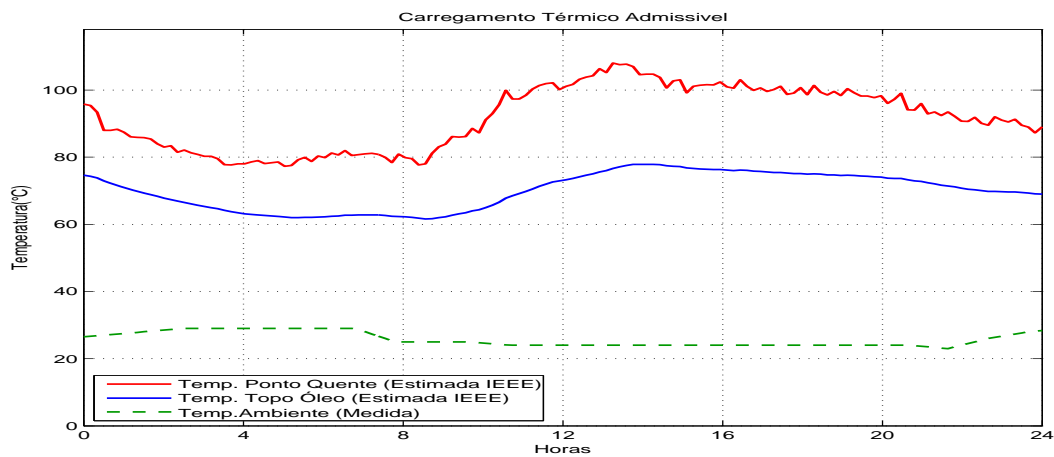
Não existe um critério único para avaliar o fim da vida útil do transformador. No entanto, é possível fazer uma avaliação da velocidade de envelhecimento adicional de que o equipamento vem sofrendo, comparando-se a perda de tempo de vida com a taxa de referência de perda de tempo de vida (30-40 anos) (SAKIS, COKKINIDES e OVERBYE, 2004).

Como os resultados indicam que as simulações podem ser usadas com alguma aproximação, especialmente sob carga elevada (sobrecarga), em que o modelo foi comparativamente mais conservadores, podemos adotar o mesmo método para estimar um limite admissível de acordo com a carga típica de um transformador.

A Figura 5.9 mostra o perfil térmico da carga admissível estimada para o primeiro transformador (45 kVA). Neste modelo é utilizada a temperatura no topo do óleo estimada, temperatura no ponto quente estimada, ciclo de carga, e o tempo de vida de referência do equipamento conforme visto na seção 3.4.1.

Deve notar-se que o transformador de 45 kVA tinha uma carga abaixo do valor nominal (P.U.), Figura 5.1, de modo que está a trabalhar em condições de "carga leve". Por meio de simulações, como mostrado na Figura 5.9, pode-se determinar as condições ótimas para carga do equipamento, evitando que ele funcione em condições abaixo das suas especificações nominais.

Figura 5.9 – Carregamento Térmico Admissível (Transformador 45 kVA)

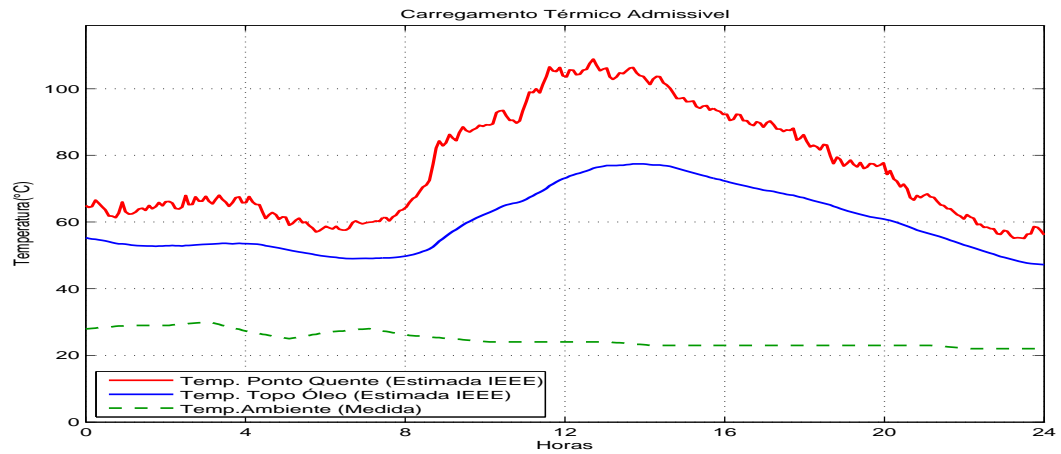


Fonte: Autor

O mesmo procedimento foi realizado para o transformador de 75 kVA, como mostrado na Figura 5.10.

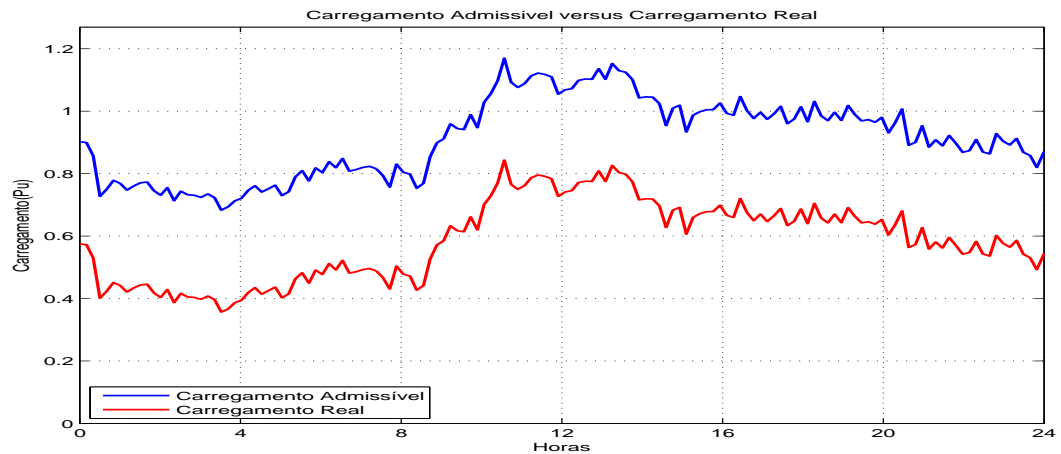
As Figuras 5.11 e 5.12 trazem o carregamento admissível em comparação com o carregamento real, note que para o transformador de 45 kVA a carga foi aumentada com o novo pico de carregamento em 117% do carregamento nominal, enquanto para o transformador de 75 kVA a carga foi reduzida com novo pico de carga em 120% do carregamento nominal.

Figura 5.10 – Carregamento Térmico Admissível (Transformador 75 kVA)



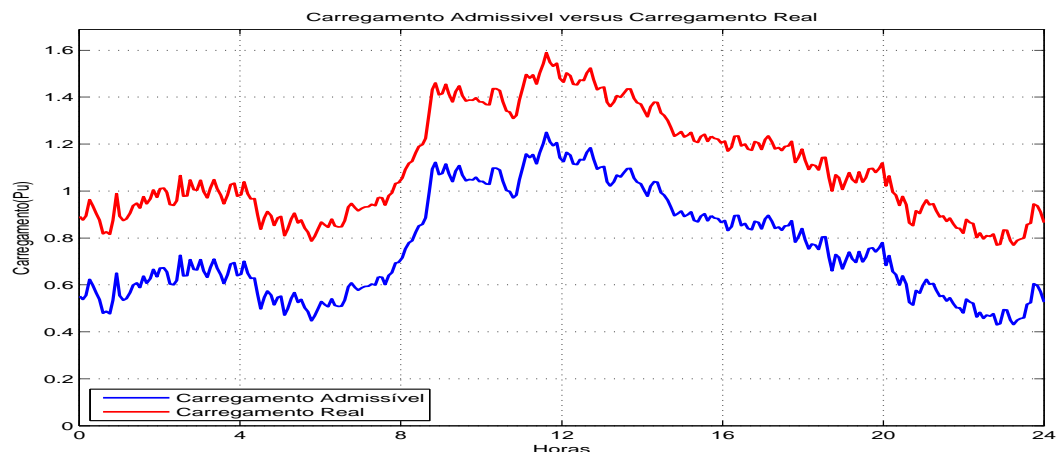
Fonte: Autor

Figura 5.11 – Carregamento Admissível versus Carregamento Real (Transformador 45 kVA)



Fonte: Autor

Figura 5.12 – Carregamento Admissível versus Carregamento Real (Transformador 75 kVA)



Fonte: Autor

Como mostrado na Figura 5.6, a temperatura do ponto quente do enrolamento extrapolou o limite de $110\text{ }^{\circ}\text{C}$. À medida que o transformador trabalhar com a condição de sobrecarga, pode ser danificado. Através da simulação, podemos alcançar as condições ideais.

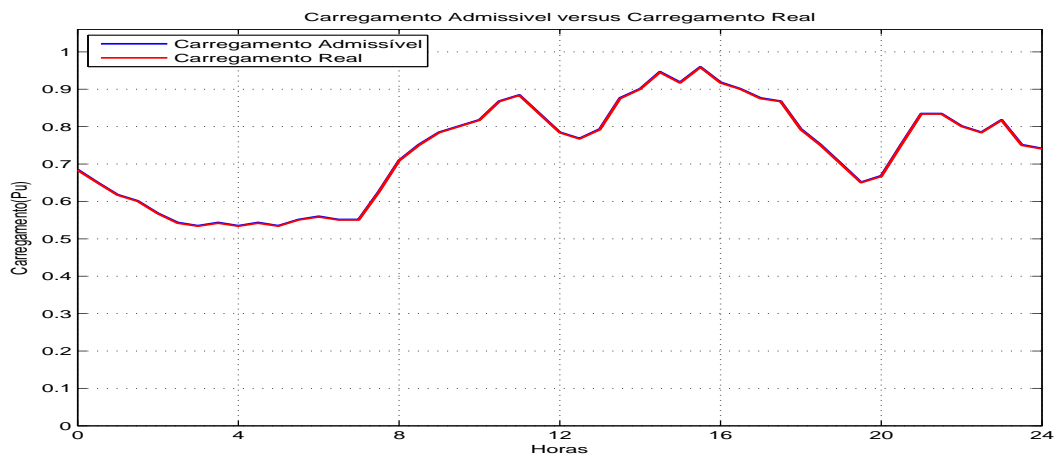
Acompanha-se pelas Figuras 5.7 e 5.8 que o transformador de 60 MVA apresenta uma temperatura do ponto quente real que não ultrapassa 95 °C estando em conformidade com a norma da ABNT, na Tabela 5.2 são mostrados os valores máximo calculados com os diferentes modelos e o valor real medido pelo sensor. A Figura 5.13 apresenta a simulação da carga admissível para o transformador comparando com a carga real e a Figura 5.13 (b) apresenta o zoom do pico da curva. A Figura 5.14 mostra o carregamento térmico admissível para o transformador de 60 MVA. Nota-se por essas figuras que esse carregamento é muito parecido com os valores reais isso é justificado, pois o mesmo possui sensores de temperatura internos e o equipamento já foi ajustado para uma utilização ótima.

Tabela 5.2 Temperaturas máximas do transformador de 60 MVA;

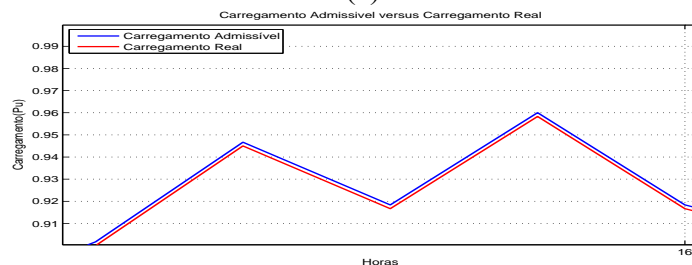
Trafo	Máximo da Temperatura (° C)			
	IEEE	RNA	Susa	Real
Ponto Quente	97,2	88,2	90,2	89,0
Topo do Óleo	75,4	73,3	73,4	73,0

Fonte: Autor.

Figura 5.13 – Carga Admissível versus Carregamento Real (Transformador de 60 MVA)



(a)

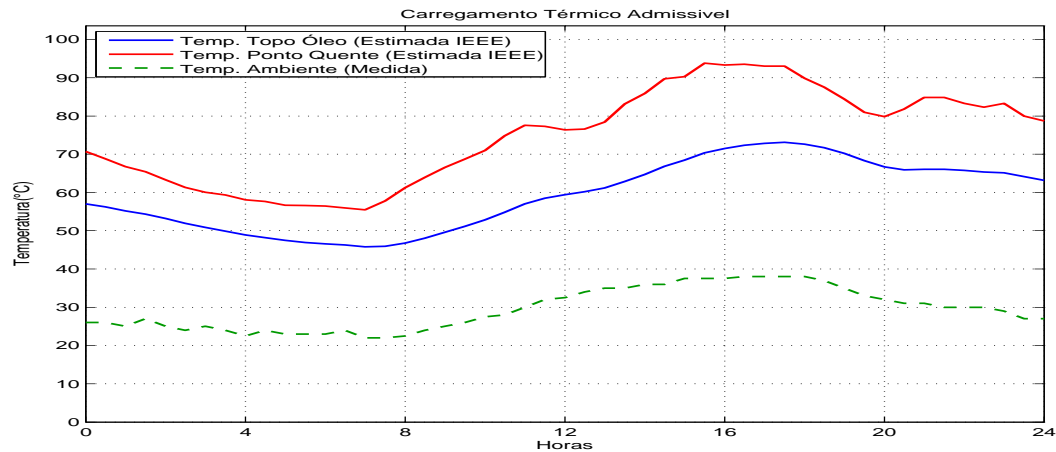


(b)

Fonte: Autor

A Figura 5.13 (b) mostra um zoom no pico da curva.

Figura 5.14 – Carregamento Térmico Admissível (Transformador de 60 MVA)



5.4 Expectativa de vida útil do equipamento

Neste trabalho, o sistema de monitoramento considera que o equipamento pode ser avaliado de acordo com a percentagem de perda do tempo de vida. Assim, a Tabela 5.3 abaixo, faz uma comparação entre as condições reais de trabalho e suas condições ideais para cada caso (SAKIS, COKKINIDES e OVERBYE, 2004).

Tabela 5.3 – Comparativo entre condições reais e admissíveis.

Trafo	Pico de carga (pu)		Expectativa de vida	
			Perda de vida	Vida (anos)
45 kVA	condição real	0,843	0,000067	>100
	condição admissível	1,17	0,007560	36,24
75 kVA	condição real	1,58	3,470694	0,079
	condição admissível	1,20	0,007134	38,40
60 MVA	condição real	0,960	0,007567	36,21
	condição admissível	0,958	0,007748	35,36

Fonte: Autor

5.5 *Comentários finais*

A relevância deste estudo segue a publicação da resolução 513 da ANEEL, que estipula que as concessionárias podem exigir indenização se um transformador é submetido a sobrecarga com impacto a sua vida útil. O algoritmo desenvolvido para análise de carga e perda de vida residual está pronto para aplicação em transformadores, e pode gerar relatórios sobre o desempenho do equipamento ao longo de dias, meses ou anos, fornecendo informações sobre: temperatura, carga admissível, e estimativa do percentual de perda do tempo de vida. Entre os modelos para calcular a temperatura do óleo de topo e ponto quente enrolamento testado, o modelo Susa 2005 apresentou bons resultados para utilização em transformadores de distribuição.

A partir da comparação entre os modelos térmicos gerados para o transformador de 60 MVA (Subseção 5.2.2), observa-se a Rede Neural Artificial tendo uma melhor estimativa das temperaturas do topo do óleo e do ponto quente. Entretanto, a RNA necessita da coleta de dados reais destas temperaturas para treinar o modelo, o que nem sempre está disponível.

Capítulo 6 Conclusões e propostas de trabalhos futuros

A dissertação propõe uma estratégia baseada nas tecnologias Bluetooth e JAVA para a coleta de dados de transformadores de distribuição através do uso de dispositivos móveis. Os dados coletados por estes dispositivos são utilizados para gerar modelos térmicos (das temperaturas do topo do óleo e do ponto quente) que permitam: (i) estabelecer limites máximos de carga para o equipamento, e (ii) estimar sua perda de vida útil.

No atual estágio de desenvolvimento, os três módulos do Sistema de Monitoramento da Condição de Transformadores de Distribuição proposto estão separadamente implementados: (i) sistema responsável pela aquisição de dados do transformador; (ii) o módulo móvel responsável pela coleta e armazenamento de dados do sistema de aquisição e transferência para o módulo desktop; e (iii) o módulo desktop responsável pelo armazenamento dos dados em um banco de dados para posterior consulta e análise através dos modelos térmicos. Testes de comunicação entre estes módulos foram realizados. Na comunicação entre o sistema de aquisição e o dispositivo móvel adotou-se o protocolo MODBUS, tendo sido testadas várias velocidades de transferência. Entretanto, as velocidades de transmissão acima de 9600 bps apresentaram instabilidade. Apesar da baixa taxa de transferência, os dados foram transmitidos de forma integral e sem erros para o dispositivo móvel (Subseção 4.2.1). A transferência entre o dispositivo móvel e o computador utiliza o protocolo para intercâmbio de objetos (OBEX), permitindo que os dados correspondentes a três meses de aquisição de coleta possam ser transferidos em poucos segundos.

Os dados são utilizados para gerar três modelos que estimam a temperatura do ponto quente do enrolamento, são eles: (i) cláusula 7 da norma do IEEE C.57.91-1995; (ii) Redes Neurais Artificiais, e (iii) o modelo proposto por Susa em 2005, que trás correções na perda com a temperatura e a viscosidade do óleo. Na interface do sistema de monitoramento são gerados para o usuário: a estimacão da temperatura do ponto quente, um perfil de carga admissível ou uma expectativa de vida útil do transformador. Com estas informações, a concessionária tem suporte à implementação de planos de ação para: (i) a eventual troca de equipamentos, (ii) a adequação na distribuição das cargas, (iii) priorização no caso de necessidade de atuação do sistema de proteção.

6.1 Resultados

Os resultados obtidos a partir de três conjuntos de dados de transformadores reais apontam a seguinte ordem de precisão entre os modelos térmicos: o modelo que mais se aproximou das leituras reais da temperatura do ponto quente foi a Rede Neural Artificial, seguida pelo modelo de Susa (2005), e a norma do IEEE gerou o modelo com menor precisão.

As RNA apresentam ótimos resultados e não precisam de conhecimento de parâmetros do transformador, porém necessitam de dados reais da temperatura do ponto quente para que se possa fazer o treinamento e assim serem utilizadas para modelar a temperatura de transformadores com o mesmo perfil térmico. Já os modelos matemáticos não precisam de dados reais da temperatura do ponto quente para sua utilização, porém precisa se conhecer os parâmetros construtivos desses equipamentos. Em muito desses parâmetros podem ser utilizados os valores garantidos pelas normas, mas para uma maior precisão é necessário muitas vezes ensaios para a melhoria do modelo.

6.2 Propostas de Trabalhos Futuros

Entre os desenvolvimentos futuros desta linha de pesquisa, lista-se:

- Futuras revisões do sistema de aquisição podem melhorar sua precisão e atingir a taxa de transferência considerada adequada. Dentre possíveis mudanças podemos citar: utilização de componentes de precisão; revisão do *firmware*; e utilização de módulos Bluetooth de outro fabricante;
- Analisar os modelos (Ajuste de parâmetros pode melhorar os resultados dos modelos térmico do transformador);
- Combinar modelos para obter melhores estimativas;
- Treinar a RNA em Java;
- Implementação do modelo do Susa 2009 (SUSA e NORDMAN, 2009) que trás como vantagem uma boa estimacão da temperatura do ponto quente e com o uso reduzido de parâmetros do transformador.

Esses trabalhos podem contribuir para o aprimoramento da pesquisa apresentada.

Referências

ABB INC. ABB Transformadores. **Fluído Isolante Dielétrico Biodegradável - BIOTEMP®**, 2012. Disponível em: <<http://www.abb.com/transformers>>. Acesso em: 04 Agosto 2012.

ABNT. **ABNT NBR 5356 - Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos**. [S.l.]: [s.n.], 1993.

ABNT. **ABNT NBR 5416 – Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento**. [S.l.]: [s.n.], 1997.

ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A. **Survey on the Transformer Condition**. [S.l.]: IEEE. 2007.

ANEEL. **RESOLUÇÃO No 513 DE 16 DE SETEMBRO DE 2002**. [S.l.]: [s.n.], 2002.

ARAGÃO, F. A. P. **Carregamento Dinamico de Transformadores a Partir de Modelos da Dinamica Termica**. [S.l.]: [s.n.], 2009.

BANDYOPADHYAY, M. N. **Electrical Machines: Theory And Practice**. New delhi: Prentice-Hall of India, 2007.

BENGTSSON, C. **Status and Trends in Transformer Monitoring**. [S.l.]: [s.n.]. 1996. p. 6.

BIRD, R. B. **Transport Phenomena**. 2^a. ed. Delhi: Wiley India Pvt. Limited, 2006.

CARGILL. Cargill: Envirotemp™ FR3™ Dielectric Fluid Transformer Oil. **www.cargill.com/fr3fluid**, 2012. Disponível em: <www.cargill.com/fr3fluid>. Acesso em: 04 Agosto 2012.

FREITAS, A. A. C. D.; SILVAT, I. N. D.; SOUZA, A. N. D. Aplicação de redes neurais na estimação da temperatura interna de transformadores de distribuição imersos em óleo. **Revista Controle & Automação**, v. 13 no.3 Set., Out., Nov. e Dezembro, 2002.

GOMES, F. A. **Avaliação dos processos kraft convencional e Lo-Solids® para madeira de Pinus taeda**. Piracicaba : [s.n.], 2009.

HARLOW, J. H. **Electric Power Transformer Engineering**. 2^a. ed. New York: CRC press, 2007.

HAYKIN, S. S. **Redes Neurais**. 2. ed. [S.l.]: [s.n.], 2001.

IEEE. **IEEE Std C57.91-1995 Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers**. [S.l.]: [s.n.], 1995.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2^a. ed. [S.l.]: [s.n.], 2010.

KOSOW, I. L. **Maquinas elétricas e transformadores**. 8. ed. Sao Paulo: Globo, 1989. 667 p. ISBN 8525002305.

LIMA, S. E. U. D.; ALMEIDA, O. M.; REIS, L. L. N. D. **Diagnóstico de faltas incipientes em transformadores de potência imersos em óleo utilizando sistemas nebulosos**. [S.l.]: [s.n.], 2004.

LIMA, S. L. et al. **VITRAN: Sistema Computacional para a Avaliação das Condições de Carga Admissíveis e Perda de Vida Útil de Transformadores de Dois e Três Enrolamentos**. [S.l.]: [s.n.], 2007.

MARTINS, M. A. G. Será o óleo vegetal um possível substituto do óleo mineral para transformadores?, v. vol.20, no.3-4 , p. p.15-20, Dezembro 2008.

MCLYMAN, C. W. T. **Transformer and Inductor Design Handbook**. 3ª revisada. ed. [S.l.]: CRC Press, 2004. ISBN 0824751159.

MILASCH, M. **Manutenção de transformadores em liquido isolante**. São Paulo: [s.n.], 1984.

MITCHELL, T. **Machine Learning**. [S.l.]: McGraw Hill, 1997.

NAFAR, M.; BAHMANIFIROUZI, B.; JABBARI, M. **Transformer Monitoring by using Vibration Analysis**. Australian Journal of Basic and Applied Sciences. [S.l.]: [s.n.], 2011.

PANSINI, A. P. J. **Guide To Electrical Power Distribution Systems**. [S.l.]: Crc, 2005.

PÉREZ, P. A. **Transformadores de distribución: Teoría, cálculo, construcción y pruebas**. 2ª. ed. [S.l.]: Reverte, 2001.

QUADROS, A. M. **Papel Nomex® utilizado em transformadores: avaliação das características e degradação térmica**. Florianópolis: [s.n.], 2006.

RUMELHART, D. E.; HINTON, G. E. E. W. R. J. Learning representations of backpropagation erros. **Nature**, London, v. 323, p. 533-536, 1986.

RUMELHART, D. E.; MCCLELLAND, J. L. **Parallel Distributed Processing: Explorations in the Microstructure of Cognition**, Vol. 1, Cambridge, MA: MIT Press. Cambridge, MA: MIT Press., v. 1, 1986.

SAKIS, A. P.; COKKINIDES, G. J.; OVERBYE, T. J. **Component Monitoring and Dynamic Loading Visualization from Real Time Power Flow Model Data**. [S.l.]: [s.n.], 2004.

SANDHU, S.; OH, E. **Fiber Optic Transformer Hot Spot Monitoring Comes of Age**. [S.l.]: Luxtron Corporation, 2004.

SANTANA, C. W. S.; TÔRRES, E. G.; LACERDA, I. D. S. **Ajuste de equações para a viscosidade cinemática de produtos de petróleo em função da temperatura**. Ajuste de equações para a viscosidade cinemática de produtos de petróleo em função da temperatura. Salvador: [s.n.], 2005.

SHOEMAKER, T.; MACK, J. E. **Lineman's and Cableman's Handbook**. [S.l.]: McGraw-Hill, 2006.

SUSA, D.; NORDMAN, H. **A Simple Model for Calculating Transformer Hot-Spot Temperature**. [S.l.]: [s.n.]. 2009.

SUSA, D.; NORDMAN, H.; LEHTONEN, M. **Dynamic Thermal Modelling of Power Transformers**. Dynamic Thermal Modelling of Power Transformers. [S.l.]: [s.n.]. 2005.

SWIFT, G. W. E. A. **Adaptive Transformer Thermal Overload Protection**. [S.l.]: [s.n.]. 2001.

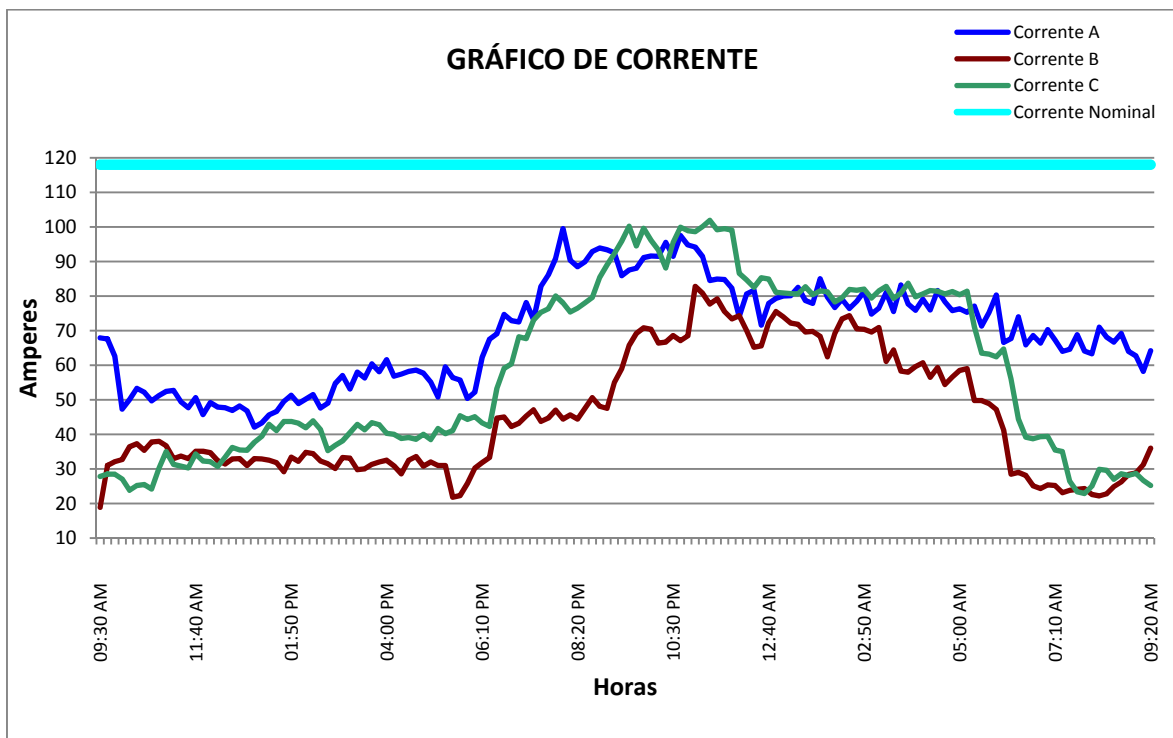
UHREN, W. **Aplicação de óleo vegetal como meio isolante em equipamentos elétricos, em substituição ao óleo mineral**. Curitiba: [s.n.], 2007.

VECCHIO, R. M. D. **Transformer Design Principles - With Applications to Core-Form Power Transformers**. [S.l.]: CRC, 2002.

WEBSTER, J. G. **The Measurement, Instrumentation, and Sensors Handbook**. [S.l.]: CRC-IEEE, 1999.

APÊNDICE A - Curva de carregamento transformador de 45 kVA

Corrente por fase em Ampères.

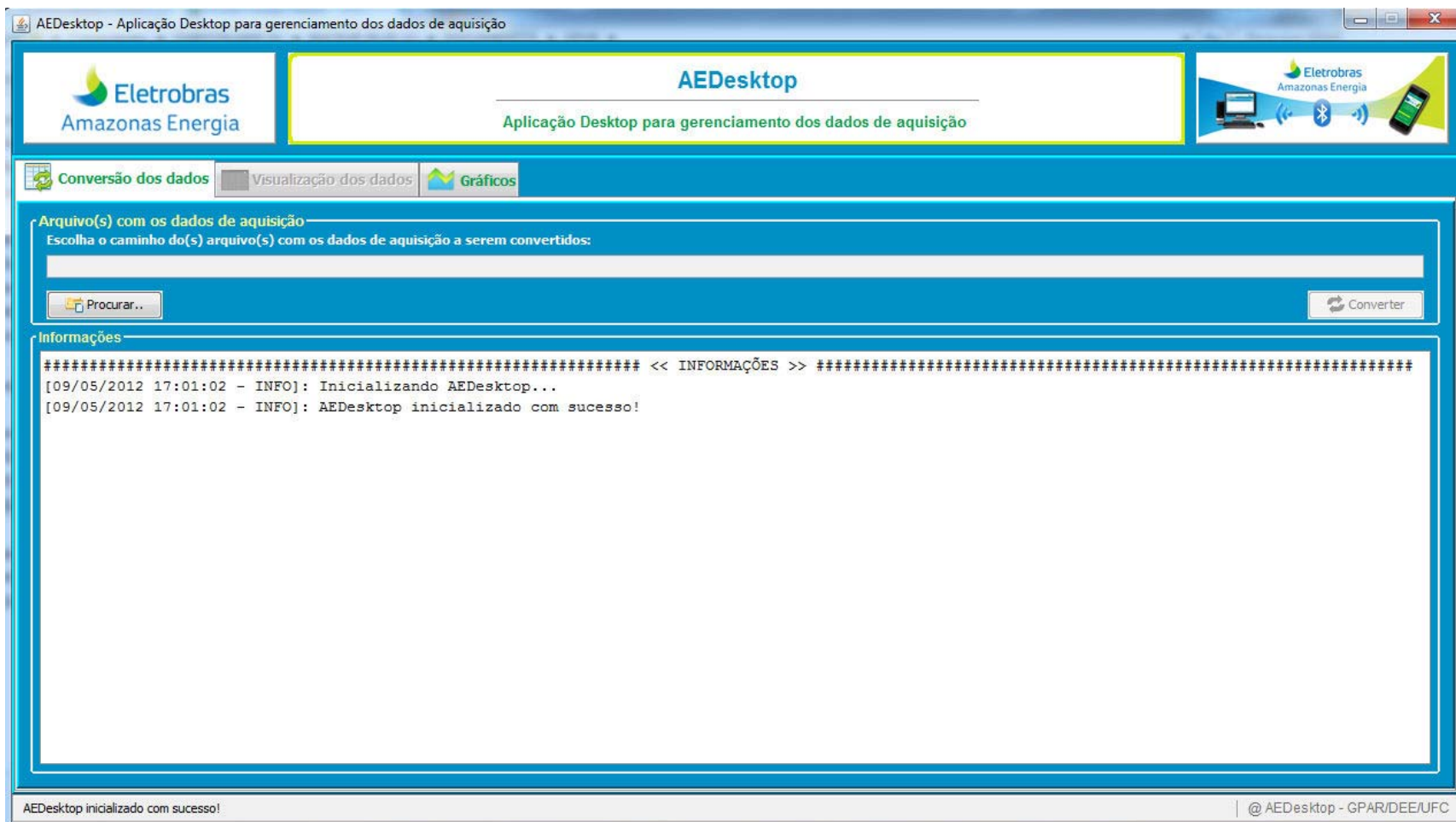


Exemplo da saída do sistema de aquisição com taxa de amostragem de 10 minutos.

Hora	Corrente A	Corrente B	Corrente C	Temperatura Ambiente
17/02/09 09:30	67,9	18,9	27,8	26,5
17/02/09 09:40	67,6	31,0	28,5	26,7
17/02/09 09:50	62,6	32,1	28,5	26,8
17/02/09 10:00	47,3	32,7	27,1	27,0
17/02/09 10:10	50,0	36,4	23,8	27,2
17/02/09 10:20	53,3	37,3	25,2	27,3
17/02/09 10:30	52,2	35,4	25,5	27,5
17/02/09 10:40	49,7	37,8	24,2	27,7
17/02/09 10:50	51,2	38,0	30,2	27,8
17/02/09 11:00	52,4	36,7	35,0	28,0

APÊNDICE B – Telas do módulo desktop

Tela do inicial do módulo desktop (AEDesktop)



Fonte: GPAR-DEE-UFC

Tela do módulo desktop - Visualização do dados

AEDesktop - Aplicação Desktop para gerenciamento dos dados de aquisição

Eletrobras Amazonas Energia

AEDesktop
Aplicação Desktop para gerenciamento dos dados de aquisição

Conversão dos dados | **Visualização dos dados** | Gráficos

Data Hora	ID Trafo	Canal 01	Canal 02	Canal 03	Canal 04	Canal 05	Canal 06	Canal 07	Canal 08
17/01/2012 13:38:32	10	3.17	3.15	3.44	20.07	64.86	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:33	10	3.17	3.22	3.47	20.65	64.82	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:34	10	2.72	3.22	3.39	20.65	64.53	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:35	10	3.05	5.37	3.34	21.09	64.42	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:36	10	2.97	3.3	3.44	20.91	64.53	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:37	10	3.25	3.22	3.45	20.36	64.67	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:38	10	3.09	3.3	3.28	20.76	64.53	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:39	10	2.98	3.32	3.43	20.8	64.6	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:40	10	2.95	3.37	3.34	20.47	64.75	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:41	10	2.97	3.26	3.25	20.95	64.53	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:42	10	2.98	3.27	3.36	20.84	64.6	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:43	10	3.02	3.14	3.44	20.21	64.86	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:44	10	3.08	3.2	3.33	20.58	64.53	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:45	10	3.17	3.34	3.49	20.58	64.71	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:46	10	3.13	3.16	3.45	20.29	64.86	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:47	10	3.06	3.11	3.47	20.47	64.6	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:48	10	3.09	3.42	3.25	21.09	64.42	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:49	10	5.02	3.25	3.44	20.65	64.49	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:50	10	2.93	3.28	3.48	20.51	64.53	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:51	10	3.08	3.11	3.45	20.25	64.82	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:52	10	3.06	3.3	3.44	20.51	64.53	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:53	10	3.04	3.23	3.41	20.51	64.78	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:54	10	3.04	3.25	3.44	20.95	64.53	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:55	10	3.08	3.2	3.6	20.51	64.53	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:56	10	2.95	3.32	5.07	20.25	64.53	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:57	10	3.02	3.26	3.33	20.54	64.6	0.0	0.0	0.0
17/01/2012 13:38:58	10	2.95	3.32	3.22	20.36	64.53	0.0	0.0	0.0

1948 registros de leituras convertidos.

Salvar Dados

@ AEDesktop - GPAR/DEE/UFC

Fonte: GPAR-DEE-UFC