

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MÉTODO DE DETECÇÃO DE FALHAS
EM TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUIÇÃO DE POSTE COM
PROTEÇÃO OPERADA

LEANDRO MENDES DE SOUZA

BELO HORIZONTE
2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MÉTODO DE DETECÇÃO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO DE POSTE COM PROTEÇÃO OPERADA

Leandro Mendes de Souza

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientadores: Wallace do Couto Boaventura
Walmir Matos Caminhas

Belo Horizonte – MG
Setembro de 2006

AGRADECIMENTOS

A Deus por toda inspiração e providência que me foram concedidas. Por ter sido a minha força e o meu refúgio.

À minha família pela preocupação e carinho que me atribuíram, não só neste período, mas em toda a minha vida.

Ao Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura pela orientação dedicada e atenciosa que me foi concedida.

Ao Prof. Dr. Walmir Matos Caminhas por ter me incentivado desde o período de graduação.

À equipe da CEMIG pelas informações e à CEMIG pelo apoio financeiro.

À equipe do LEAT pela ajuda com os testes.

Aos professores e funcionários do CPDEE que contribuíram com minha formação profissional.

A todos os colegas e amigos que participaram direta ou indiretamente deste período de minha vida.

RESUMO

Segundo as estimativas da CEMIG, as equipes de manutenção realizam cerca de 100.000 operações de fechamento de chaves fusíveis, instaladas junto a transformadores em redes de distribuição, por ano. Considerando que aproximadamente 5.600 transformadores são substituídos anualmente devido a falhas verificadas durante a tentativa de religamento, 5,6 % das operações de fechamento de chaves fusíveis podem ser consideradas operações de risco. A CEMIG adota metodologias de testes em campo nos transformadores, segundo [1], de modo a minimizar o risco de acidentes, porém, estas são excessivamente demoradas uma vez que demandam a desconexão dos terminais de baixa tensão.

Este trabalho sugere um método eficiente para detecção de falhas em transformadores trifásicos e monofásicos de distribuição para poste com proteção operada sem a necessidade de desconexão da baixa tensão. A detecção de falhas é feita por meio de dois testes: um em baixa tensão e baixa frequência (BTBF) e outro em alta tensão e alta frequência (ATAF). O primeiro teste fornece informações sobre a pseudo-relação de transformação (PRT), e o segundo por meio de comparação de ondas de tensão impulsivas em diferentes níveis de tensão. A combinação dos dois testes permite a detecção de falha no transformador de forma eficiente e rápida, sem a necessidade da desconexão dos terminais de baixa tensão. Esta redução no tempo de teste do transformador favorece a diminuição do tempo total de restabelecimento da falta de energia, melhorando a qualidade do fornecimento de energia.

PALAVRAS-CHAVE

Transformadores de potência, detecção de falhas, distribuição de energia.

ABSTRACT

According to CEMIG estimates, maintenance crew perform around 100.000 switching operations in fuse equipped air switches, installed in distribution transformers, every year. Since approximately 5600 transformers are replaced annually due to internal faults, 5.6% of the switching operations can be considered risk operations, as the transformers to be energized are faulty. CEMIG adopts methodologies for field test of the transformers to minimize the risk of accidents, but these are excessively long since the lower voltage terminals needed to be disconnected.

This work presents an efficient method for failure detection in three-phase and single-phase pole mounted distribution transformers whose protection has operated, without the disconnection of the low voltage terminals. The failure detection is done using two tests: one using low voltage and low frequency (LVLF) and the other using high voltage and high frequency (HVHF). The former provides information about the pseudo-transformer ratio (PTR) and the later comparing impulse voltages at different voltage levels. The combination of these two tests permits the failure detection in transformers efficiently, with reduced time, and without the disconnection of the low voltage terminals. Such time reduction in the transformer test diminishes the total recovery time, improving the power delivery quality.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	iii
RESUMO.....	iv
PALAVRAS-CHAVE.....	iv
ABSTRACT.....	v
CAPÍTULO 1 - Introdução.....	01
CAPÍTULO 2 – Revisão Bibliográfica.....	05
2.1 – MÉTODOS DE DETECÇÃO DE FALTAS.....	05
2.1.1 – Conceitos de Definições.....	06
2.1.2 – Modelagem de Falhas.....	07
2.1.3 – Detecção de Faltas por Análise de Limiares.....	07
2.1.4 – Detecção de Faltas por Análise de Sinais.....	08
2.1.4.1 – Análise por Filtragem.....	09
2.1.4.2 – Análise por Fourier.....	09
2.1.5 – Detecção de Faltas por Métodos de Aproximação.....	10
2.1.5.1 – Aproximação por Modelagem Paramétrica.....	10
2.1.5.2 – Aproximação por Inteligência Computacional.....	11
2.1.5.2.1 – Redes Neurais Artificiais.....	11
2.1.5.2.2 – Sistemas Nebulosos.....	12
2.1.6 – Detecção de Faltas por Análise da Componente Principal (PCA).....	12
2.1.7 – Detecção de Faltas por Observadores de Estados.....	13
2.1.8 – Detecção de Faltas por Estimacão de Parâmetros.....	13

2.2 – FALHAS EM TRANSFORMADORES.....	14
2.3 – TESTE DE IMPULSO EM TRANSFORMADORES.....	15
2.4 – MÉTODOS DE DETECÇÃO DE FALTAS EM TRANSFORMADORES.....	18
2.4.1 – Detecção Utilizando Impulso de Tensão.....	19
2.4.2 – Detecção Utilizando Modelagem Analítica.....	19
2.4.3 – Detecção Utilizando Análise dos Gases.....	19
2.4.4 – Detecção Utilizando Método da Integral.....	20
2.4.5 – Detecção Utilizando Redes Neurais Artificiais.....	20
2.4.6 – Detecção Utilizando Sistemas Nebulosos.....	20
2.4.7 – Análise da Resposta em Frequência (FRA).....	21
2.4.8 – Detecção Utilizando Outros Métodos.....	21
2.5 – APLICABILIDADE DOS MÉTODOS.....	21
2.6 – SEQÜÊNCIA DOS MÉTODOS UTILIZADOS.....	22

CAPÍTULO 3 – Simulações Computacionais de Falhas em Transformadores.....23

3.1 – SIMULAÇÕES COM O MODELO DE ALTAS FREQUÊNCIAS.....	23
3.1.1 – Sobre o Modelo.....	24
3.1.2 – Curto-Circuito em 20% da Bobina – Primeiras Espiras.....	25
3.1.3 – Curto-circuito em 20% da bobina - Espiras entre 20% e 40% da bobina....	27
3.1.4 – Curto-circuito em 20% da bobina – Espiras entre 60% e 80% da bobina....	29
3.1.5 – Curto-circuito entre a bobina e o terra – 80% do tamanho da bobina.....	31
3.1.6 – Curto-circuito entre a bobina e o terra - 20% da bobina.....	33
3.1.7 – Conclusões sobre simulações de altas frequências.....	35
3.2 – SIMULAÇÕES COM O MODELO DE BAIXAS FREQUÊNCIAS.....	35
3.2.1 – Sobre o Modelo.....	35
3.2.2 – Modelagem de curto-circuito nas bobinas de primário.....	36
3.2.3 – Modelagem de curto-circuito na bobina de secundário.....	37
3.2.4 – Modelagem de problemas na magnetização.....	37

3.2.5 – Simulações.....	38
3.2.6 – Resultados.....	39
3.2.7 – Conclusões sobre simulações de baixa frequência.....	41
3.3 – CONCLUSÕES SOBRE SIMULAÇÕES COM MODELOS.....	42
CAPÍTULO 4 – Medições e Ensaios.....	43
4.1 – MEDIÇÕES EM BAIXA TENSÃO E FREQUÊNCIA VARIÁVEL.....	45
4.1.1 – Varredura em Frequência com Transformadores.....	45
4.1.2 – Resultados.....	46
4.1.3 – Conclusões sobre Varredura em frequências.....	51
4.2 – ENSAIOS BAIXA TENSÃO BAIXA FREQUÊNCIA.....	51
4.2.1 – Operação em Curto-Circuito.....	52
4.2.1.1 – Determinação de Perdas no Cobre.....	52
4.2.1.2 – Determinação da Queda de Tensão Interna.....	52
4.2.1.3 – Resistência, Impedância e Reatância percentuais.....	53
4.2.1.4 – Medições para Transformadores Trifásicos.....	55
4.2.2 – A Relação de Transformação.....	56
4.2.3 – Justificativa do Ensaio de Baixa Tensão Baixa Frequência.....	57
4.2.4 – Objetivo do Ensaio de Baixa Tensão Baixa Frequência.....	57
4.2.5 – Ensaio em Transformadores Monofásicos.....	58
4.2.5.1 – Metodologia de Ensaios.....	58
4.2.5.2 – Medições em Transformadores Monofásicos sem Falha.....	59
4.2.6 – Ensaio em Transformadores Trifásicos.....	59
4.2.6.1 – Metodologia de Ensaios.....	59
4.2.6.2 – Medições em Transformadores Trifásicos sem Falha.....	61
4.2.7 – Determinação dos Intervalos de PRTs.....	62
4.2.8 – Proposta de Detecção de Falhas Utilizando-se PRTs.....	63
4.3 – TESTES DE ALTAS TENSÕES ALTAS FREQUÊNCIAS.....	64
4.3.1 – Ondas 10/700 μs	65
4.3.1.1 – Configuração de Teste.....	65

4.3.1.2 – Formas de Onda.....	65
4.3.1.3 – Ondas de Transformadores com Falha.....	67
4.3.1.4 – Modelagem Paramétrica das Ondas 10/700 μ s	68
4.3.1.4.1 – Obtenção de Modelos.....	68
4.3.1.4.2 – Resultados da Modelagem.....	68
4.3.1.5 – Modelagem por Inteligência Computacional.....	70
4.3.1.6 – Proposta de Sistema de Classificação.....	70
4.3.2 – Ondas 1.2/50 μ s	71
4.3.2.1 – Configuração de Teste.....	71
4.3.2.2 – Medições das Ondas em Transformadores Sem Falha.....	73
4.3.2.3 – Medições das Ondas em Transformadores Com Falha.....	75
4.3.3 – Análise de Ondas Impulsivas 1.2/50 μ s	75
4.3.3.1 – Comparação de Gráficos de Ondas de Tensão por Corrente.....	76
4.3.3.2 – Comparação de Gráficos de Ondas de Tensão por Tensão.....	77
4.3.3.3 – Comparação de Gráficos de Ondas de Corrente por Corrente.....	79
4.3.3.4 – Cálculos Comparativos de Transformadores Com e Sem Falha.....	81
4.3.3.5 – Determinação dos Intervalos Permitidos para os Coeficientes.....	84
4.3.3.6 – Transimpedância das Ondas Impulsivas.....	85
4.4 – ESTUDO DO DISPOSITIVO PÁRA-RAIOS.....	86
4.5 – ANÁLISE DOS TESTES.....	90
CAPÍTULO 5 – Metodologia Construída.....	92
5.1 – ESCOLHA DOS TESTES.....	92
5.2 – ESQUEMA DE LIGAÇÃO.....	93
5.3 – TESTE DE BAIXA TENSÃO BAIXA FREQUENCIA.....	94
5.3.1 – Transformadores Monofásicos.....	94
5.3.2 – Transformadores Trifásicos.....	95
5.4 – TESTE DE ALTAS TENSÕES ALTAS FREQUENCIAS.....	96
5.4.1 – Transformadores Monofásicos.....	96
5.4.2 – Transformadores Trifásicos.....	97
5.4.3 – Cálculos de Análises de Diferenças de Ondas ATAF Normalizadas.....	99

5.5 – IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DE CLASSIFICAÇÃO.....	100
5.6 – SEQUENCIA DOS TESTES.....	100
CAPÍTULO 6 – Resultados da Metodologia Proposta.....	102
6.1 – RESULTADOS DOS TESTES BTBF.....	102
6.2 – RESULTADOS DOS TESTES ATAF.....	106
6.3 – ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	112
CAPÍTULO 7 – Conclusões e Propostas de Continuidade.....	114
7.1 – CONCLUSÕES.....	114
7.2 - PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	116
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	118

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Todo equipamento apresenta degradação com o tempo, por fenômenos adversos ou mesmo pelo próprio desgaste devido ao envelhecimento. Os transformadores não estão livres deste processo, visto que, embora sejam equipamentos sem partes móveis, podem se danificar devido às variações de temperatura, tensão, vibrações, e outras condições adversas que podem ser prejudiciais ao seu funcionamento. Estes desgastes, com o tempo podem dar origem à falhas. Uma falha em um transformador de distribuição provoca o desligamento do sistema de distribuição alimentado por ele [1]. O desligamento ocorre pela operação da chave fusível que liga o primário do transformador à rede de 13.800V.

As estimativas da CEMIG indicam que cerca de 5.600 transformadores são trocados por ano devido à falhas. O grande problema é que, em sua grande maioria, as falhas somente são descobertas quando, após a tentativa de religar o transformador pela chave fusível, ocorre um novo desligamento. O procedimento atual recomendado pela CEMIG consiste em antes de religar o sistema os eletricitas percorrer a rede de baixa tensão alimentada pelo transformador em questão para verificar se existe algum material provocando um curto-circuito [1]. Isto é realizado já que a proteção do sistema de distribuição pode operar em função de falhas ocorridas devido a problemas no transformador ou por problemas externos. Quando nada é encontrado, os eletricitas assumem que o problema pode ser no transformador ou foi um problema temporário que já foi resolvido. Porém, a maior parte das falhas ocorridas nos transformadores não é visível externamente. Por precaução, caso o problema seja no transformador, os eletricitas devem então instalar na chave fusível operada um elo 1H, que é o de menor capacidade de corrente e, portanto o de atuação mais rápida, e fechar a chave. Porém, esse procedimento apresenta dois riscos graves se o transformador estiver com falha. O primeiro deles é a possibilidade de explosão do transformador, podendo assim atingir os eletricitas com óleo quente ou mesmo com alguma de suas partes. O segundo risco faz parte do próprio sistema de atuação do elo fusível, visto que, ao atuar, ele pode explodir e também atingir os eletricitas com seus fragmentos. Existem vários casos de acidentes de trabalho e perdas de materiais devido às falhas nos transformadores. Tais acidentes e perdas normalmente ocorrem durante a reativação do sistema.

Para sanar esse problema, foram criados aparelhos e métodos de detecção de falhas em transformadores com proteção operada. Porém, esses métodos de modo geral são ineficientes ou muito demorados, pois exigem que se desliguem os terminais do secundário do transformador. Tais

procedimentos, por consumirem um tempo elevado, e em função do número de transformadores em operação pela CEMIG, se tornaram inviáveis, visto que existem hoje em operação cerca de 600.000 transformadores, sendo aproximadamente 450.000 monofásicos e 150.000 trifásicos. Através de um Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D 137) que proporcionou uma parceria de UFMG com a CEMIG, foi desenvolvida nesse trabalho, buscando resolver este problema, uma metodologia capaz de detectar falha em transformadores de poste com proteção operada, de uma forma simples e eficiente, que pode ser implementada em um sistema portátil. A metodologia prevê que o secundário do transformador não será desconectado, visto que sua desconexão leva um tempo excessivo. Para realizar a desconexão do secundário, os eletricitistas gastam em média 30 min por transformador. Como são realizados por ano cerca de 100.000 religamentos, tem-se que qualquer redução nesse tempo já traz para a empresa um ganho considerável. Estima-se, considerando o fato de não haver necessidade de desconexão do transformador da rede, que pode ser obtida uma redução média de 50% no tempo necessário para testar o transformador e restabelecer o sistema. Em uma avaliação apenas para os transformadores de rede urbana, considerando-se que, em média existem 33 consumidores por transformador, obter-se-ia uma redução de 825.000 horas de horas de interrupção por ano. Soma-se a isto, a significativa redução dos riscos de acidentes.

Para encontrar a metodologia adequada, primeiramente foi realizada uma pesquisa bibliográfica, buscando verificar quais os principais métodos de detecção de falhas em transformadores. Além dos métodos de detecção de falhas, foram também pesquisadas algumas ferramentas computacionais e matemáticas que poderiam auxiliar na detecção de falhas ou mesmo na aplicação dos métodos já existentes. Buscou-se também verificar o funcionamento mais detalhado do transformador, bem como sua modelagem, investigando se alguma característica do seu funcionamento poderia se tornar um bom padrão para avaliação da existência ou não de falhas.

Depois de realizada a revisão bibliográfica, foi também feito um conjunto de simulações com modelos com a intenção de avaliar a diferença de sinais e ondas de tensão e corrente para modelos de transformadores com e sem falha, tendo sido realizada uma avaliação qualitativa. A intenção dessas simulações era apenas de observar as diferenças, visto que cálculos de parâmetros e avaliações quantitativas seriam mais importantes quando fossem analisados sinais e ondas aplicadas em transformadores reais. Foram utilizados dois tipos de modelos de transformadores de distribuição: para baixas frequências, e para altas frequências.

Em seguida, foram realizadas medições em transformadores reais, tanto em transformadores sem falhas, quanto em transformadores com falhas. O número total de transformadores testados foi de 28, sendo que a escolha foi feita procurando-se diversificar os transformadores em relação a

níveis de potência, fabricantes e número de fases. O primeiro conjunto de testes foi o ensaio de varredura em frequência, onde com baixas tensões e ondas senoidais, de diferentes frequências procurava-se pela frequência de ressonância, além de tentar traçar o perfil da impedância do transformador ao se variar a frequência. Em seguida foi realizado o teste de baixa tensão baixa frequência (BTBF) com ondas senoidais de 100V e 60Hz. As outras medições foram os testes de altas tensões altas frequências (ATAF), onde as ondas obtidas foram tratadas e procurou-se estabelecer um parâmetro quantitativo que fornecesse o quanto às ondas de diferentes níveis de tensão são similares após a sua normalização. Foram também realizados testes nos transformadores com e sem dispositivos pára-raios, procurando verificar se tais dispositivos influenciariam ou não os resultados dos testes.

Por fim, foram selecionados os testes e cálculos mais pertinentes e esses foram utilizados para compor a metodologia de detecção de falhas em transformadores. Procurou-se adotar na metodologia os testes mais simples e de menor esforço computacional, que fossem suficientes para a detecção das falhas. Esta deverá ser realizada sem a desconexão dos terminais de secundário economizando tempo e tornando o teste mais confiável, visto que dessa forma a carga conectada ao secundário é irrelevante.

O objetivo da metodologia apresentada na dissertação é basicamente resolver o problema explícito anteriormente. Ela procura, através de um método prático e eficaz, uma forma de detectar falha em transformadores com proteção operada sem desconectar a rede de baixa tensão do secundário.

O texto da dissertação é organizado da seguinte forma. O capítulo 2 trata-se da revisão bibliográfica contendo os principais métodos utilizados na detecção e diagnóstico de falhas em transformadores, bem como as ferramentas que os auxiliam na sua aplicação e os conceitos pertinentes para a dissertação.

No capítulo 3, são apresentadas simulações computacionais de falhas em dois modelos de transformadores, um para baixas frequências e outro para altas frequências. O propósito destas simulações foi verificar a priori as diferenças qualitativas de ondas de tensão e corrente em transformadores com e sem falhas.

As medições em transformadores com falhas e sem falhas são apresentadas no capítulo 4. Verificaram-se neste capítulo três métodos de medições, sendo que o primeiro foi com tensão fixa e frequência variável. O segundo foi o método de baixa tensão baixa frequência, com o qual se aplicava uma onda senoidal de 100V e 60 Hz e media-se a pseudo-relação de transformação (PRT). Já no terceiro método foram utilizadas ondas de altas tensões e altas frequências, cujas comparações

foram feitas utilizando-se índices mostrando a diferença entre ondas plenas e reduzidas, ou por coeficientes de modelos obtidos a partir das ondas.

Então, no capítulo 5, é proposta uma metodologia composta por um conjunto de testes que respondem ao questionamento sobre o estado do transformador. A metodologia obtida abrange dois testes, um de baixa tensão e baixa frequência (BTBF) e outro de altas tensões e altas frequências (ATAF).

Já no capítulo 6, são apresentados os resultados da metodologia proposta. Os resultados estão divididos em dois grupos, um para BTBF e outro para ATAF. São apresentados resultados de transformadores trifásicos e monofásicos.

Em seguida é apresentada uma conclusão a respeito do trabalho como um todo a qual mostra, principalmente, a avaliação da metodologia proposta que consegue através de cálculos simples solucionar um problema complicado. A conclusão busca resgatar os resultados mais importantes, sendo estes obtidos com os testes BTBF e ATAF, pois com eles consegue-se uma precisão de 100% na detecção de falhas para o banco de dados testados. Finalizando é sugerida uma proposta de continuidade do trabalho apresentado. A conclusão e proposta de continuidade estão presentes no capítulo 7.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada a revisão bibliográfica dos métodos mais comuns utilizados para realizar detecção de faltas em transformadores. São apresentadas também as ferramentas matemáticas e computacionais utilizadas pelos métodos.

Primeiramente são apresentados os principais conceitos de detecção de faltas em um âmbito geral. Além dos conceitos, são também apresentados os principais métodos de detecção de faltas nos sistemas em geral. Por último, é analisada a aplicabilidade dos métodos para a dissertação.

2 – METODOS DE DETECÇÃO DE FALTAS

À medida que os sistemas se tornaram cada vez mais automatizados, houve uma crescente necessidade de se aprimorar os métodos de detecção e diagnóstico de faltas já existentes, e até mesmo de criar novos métodos. Diversos métodos foram desenvolvidos ao longo dos anos e se encontram distribuídos pela literatura de várias áreas da engenharia.

A detecção de faltas se faz necessária nos diversos sistemas por diferentes motivos. Um motivo que merece destaque é a segurança humana, visto que algumas faltas podem dar origem a verdadeiras catástrofes podendo assim tirar a vida de pessoas. Torna-se também cada vez mais acentuada a preocupação com o meio ambiente, visto que sua degradação tem aumentado muito nas últimas décadas [2]. Como existem faltas que podem trazer danos ao meio ambiente, constatou-se que a detecção de faltas também se tornou uma questão ambiental. Outro conceito que vem ganhando força nas últimas décadas é o da manutenção preventiva, ou seja, não se espera o sistema parar para realizar a manutenção e sim por meio de um sistema de detecção e diagnóstico de faltas, observa-se a variação de sinais de saída devido ao desgaste do sistema, parando-o antes que a falta, que ainda estava em estágio inicial, se acentue. Além dos motivos citados acima, pode-se agregar a eles os motivos financeiros, visto que ao se detectar o problema, tratá-lo se torna mais fácil e rápido, aumentando assim a eficiência do sistema, a rapidez em reabilitá-lo, e até mesmo a robustez do sistema como um todo. Isso porque podem ser tomadas medidas automáticas de recuperação do sistema a partir da identificação da falta.

Em alguns casos, basta a detecção da falta, já em outros a identificação e a isolação da falta também são necessários. Nas próximas seções do capítulo, serão apresentados alguns dos métodos mais utilizados na detecção de faltas.

2.1.1 – CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Embora muito tenha sido feito nesse sentido, ainda não existe um padrão da terminologia utilizada na área de detecção de faltas. O conceito de falta pode ser entendido como um desvio, superior aos limites permitidos, das características de funcionamento de um sistema [2]. Pode também ser entendido como um mau funcionamento que é uma irregularidade intermitente no cumprimento da função para a qual o sistema foi designado. Porém o conceito de falha, já é mais restrito, sendo definida como uma interrupção permanente de um sistema habilitado para desempenhar uma função requerida sob específicas condições de operação. Desta forma, toda falha é uma falta, porém nem toda falta é uma falha, visto que uma falta para ser classificada como falha, deve levar o sistema ao desligamento.



Fig. 2.1 – Representação de falhas como subconjunto de faltas

A detecção de faltas é uma avaliação binária que um sistema especialista com tal função fornecerá [3]. O sistema especialista em detecção de faltas responderá se o sistema analisado está

ou não com falta. Já o sistema de diagnóstico é responsável por dizer qual o tipo, o tamanho e a localização da falta, bem como o momento em que ela foi detectada. Em alguns casos pode ser necessário no diagnóstico realizar apenas a isolação da falta, ou apenas a identificação da falta. A isolação fornece a localização da falta e a identificação fornece uma estimativa do tamanho, tipo ou natureza da falta.

É necessário ressaltar que em diversas literaturas, faltas e falhas são tidas como sinônimos, não sendo feita nenhuma distinção entre elas. Deve ficar claro, que a metodologia proposta é uma metodologia de detecção de falhas, seguindo o conceito de falha apresentado anteriormente, ou seja, deve-se verificar se o transformador em análise tem ou não condições de ser religado.

2.1.2 – MODELAGEM DE FALTAS

Modelos matemáticos de processos dinâmicos são obtidos baseando-se na formulação matemática das leis físicas que os envolvem. Tal formulação matemática é feita geralmente por aproximações e simplificações do comportamento do sistema [3].

Em se tratando de modelagem de faltas, é de grande importância a correta interpretação matemática do sistema físico em questão, embora o modelo seja uma aproximação, deve-se buscar na modelagem de faltas a melhor aproximação possível. O funcionamento adequado do sistema de detecção de faltas dependerá dessa interpretação. A modelagem matemática de uma falta pode ser entendida como a variação de alguns parâmetros do modelo matemático do sistema em função das alterações do sistema físico que ocorrem quando há tal falta.

Neste trabalho, a modelagem de faltas tornou-se importante para confirmar as expectativas a respeito das diferenças existentes entre as ondas de tensões e correntes de um transformador com e sem falta.

2.1.3 – DETECÇÃO DE FALTAS POR ANÁLISE DE LIMIARES

A detecção de faltas por limiares é um dos métodos mais utilizados, devido a sua simplicidade de implementação na maioria dos casos. O método consiste basicamente em verificar se os valores de alguma variável encontram-se dentro de determinados limiares [3].

$$Y_{\min} < Y(t) < Y_{\max} \quad 2.1$$

Caso os valores satisfaçam a regra, significa que o sistema está normal, caso não satisfaçam, significa que existe uma falta. Para o bom funcionamento do método, os limites devem ser bem estabelecidos.

Como exemplo, pode ser citado o monitoramento da relação entre as tensões de secundário e primário de um transformador, chamada de relação de transformação “ a ”. Sabe-se que a relação entre essas tensões não pode sofrer grandes variações, e que quando ocorre alguma falta no transformador, a tendência é que esta relação não permaneça constante. Uma forma de avaliar o estado do transformador seria monitorar tal relação e caso ela saia de determinados limites, o sistema indicará que há uma falta.

$$a_{\min} < a(t) < a_{\max} \quad 2.2$$

Alguns sistemas apresentam ainda a necessidade de ter um controle das variações máximas e mínimas permitidas para determinada variável observada. Nesse caso, pode-se determinar esses limites e supervisionar a derivada da variável supervisionada do sistema, de forma que exista a indicação de falta todas as vezes que a derivada da variável sair do intervalo permitido.

Os limites nem sempre são fixos, visto que em alguns casos, condições de operação diferentes podem permitir alterações da variável observada com intensidades diferentes. Sendo assim, os limites que estabelecem qual é a condição de funcionamento normal devem ser reajustados para evitar erros na detecção.

A determinação dos limites do intervalo que define se o sistema está ou não com falta, pode ser feita por métodos estatísticos. É importante determinar bem estes limites, para que o sistema de detecção não dispare alarmes falsos e nem deixe de detectar faltas que comprometam os processos. Porém, nem sempre é fácil determinar quais os valores limites para a operação normal, principalmente no caso onde não existem experimentos que simulem a operação normal e com falta. Outro ponto importante a se observar é que os limiares devem ser imunes a ruídos, visto que um simples ruído não deve disparar um alarme de falta.

Verifica-se então que tal método apresenta grande simplicidade de implementação. Já a determinação dos limiares não é tão simples assim.

2.1.4 – DETECÇÃO DE FALTA POR ANÁLISE DE SINAIS

Algumas variáveis observadas podem apresentar sinais que variam por serem de natureza estocástica, harmônica ou ambas. Se mudanças nesses sinais são indicação de faltas no sistema, a análise desses sinais pode ser utilizada como método de detecção de faltas. A análise dos sistemas

de detecção pode ser feita, por exemplo, através da amplitude, fase, espectro de frequência, função de correlação, dentre outros métodos [3]. Alguns dos métodos serão descritos a seguir.

2.1.4.1 – Análise por filtragem

Um método clássico para se obter as componentes de frequência de determinado sinal é a utilização de um conjunto de filtros passa-faixa com frequências centrais diferentes. O filtro pode ser analógico ou digital. No caso de se utilizar o filtro digital deve-se converter o sinal de analógico para digital através de um conversor A/D. Geralmente, analisa-se o valor RMS do sinal por banda de passagem [3].

A filtragem tornou-se importante no trabalho, sobretudo para descartar as componentes de frequências que não eram relevantes. Pois, pode-se fazer uma filtragem inicial e posteriormente fazer a análise apenas dos sinais de frequência que sobraram com outras técnicas.

2.1.4.2 – Análise por Fourier

Através da Transformada Discreta de Fourier (TDF) pode-se transformar um sinal do domínio do tempo para o domínio da frequência, mesmo em se tratando de sinais não periódicos. Dessa forma, a falta pode ser detectada por deslocamentos nas componentes de frequência obtidas pela transformada. Para reduzir o custo computacional da Transformada de Fourier, foi desenvolvida a técnica da FFT (Fast Fourier Transform). Pela FFT [4], os mesmos resultados da TDF [4] são obtidos, porém com um custo computacional muito mais baixo. A FFT utiliza-se de uma estrutura conhecida por butterfly, que é aplicada em pares de posições do vetor correspondente ao sinal de entrada. Dependendo do tamanho do vetor de entrada, o cálculo é feito em estágios, onde o vetor de entrada é deslocado de um estágio para o outro. Uma outra vantagem é que o método exige o espaço de memória apenas de um vetor, visto que após os cálculos de um estágio os resultados para o estágio seguinte são realocados no próprio vetor de entrada. A Transformada Discreta de Fourier fornece não somente a amplitude, mas também a fase do sinal, permitindo detectar faltas por deslocamento de fase também.

Como se tem o objetivo de utilizar ondas de várias componentes de frequências, que é o caso, principalmente, das ondas impulsivas, a FFT é de grande importância, visto que poderá permitir a análise dessas ondas no domínio da frequência. Com a FFT, pode-se verificar as diferenças existentes entre ondas de transformadores com e sem falha.

2.1.5 – DETECÇÃO DE FALTAS POR MÉTODOS DE APROXIMAÇÃO

Em alguns casos, o modelo físico do sistema em que se deseja realizar a detecção de faltas não é conhecido, sendo conhecidos apenas as variáveis de entrada e as de saída. Os métodos de aproximação podem ser utilizados para modelar o sistema de forma que a partir das entradas se obtenham as saídas. Serão apresentados na seqüência três métodos muito utilizados.

Sabe-se que no decorrer do trabalho, será necessário classificar padrões que informarão a existência ou não de falhas nos transformadores. Esses padrões poderão ser obtidos através dos métodos de aproximação, visto que todos os métodos citados a seguir apresentam coeficientes, ou pesos, que podem constituir tais padrões.

2.1.5.1 – Aproximação por Modelagem Paramétrica

A modelagem paramétrica é um método que modela sistemas a partir de valores de entrada e saída. Para isso, o método cria as equações de diferenças do sistema e a partir delas fornece os coeficientes da função de transferência no domínio da frequência [5].

Para isso, obtém-se os valores da saída atual a partir dos valores das saídas passadas e das entradas atuais e passadas. Através de métodos de otimização, definem-se quais são os coeficientes que acompanharão esses valores para que eles possam fornecer o valor de saída. Com os coeficientes são criadas então as funções de transferência dos sistemas. A equação 2.3 descreve a função de transferência obtida com os coeficientes gerados pela modelagem paramétrica.

$$H(z) = \frac{\sum_{k=0}^q b_k z^{-k}}{\sum_{k=0}^p a_k z^{-k}} \quad 2.3$$

Onde,

$H(z)$: função de transferência no domínio “ z ”;

b_k : coeficientes da modelagem para o numerador;

a_k : coeficientes da modelagem para o denominador;

q : número de coeficientes do numerador;

p : número de coeficientes do denominador;

O sinal de saída da função de transferência obtido através do sinal de entrada pode ser utilizado para ser comparado com o sinal de saída do sistema físico, realizando assim a detecção de faltas [3].

2.1.5.2 – Aproximação por Inteligência Computacional

O conceito de inteligência, ainda hoje não possui uma definição simples. Alguns autores das áreas referentes às neurociências preferem estabelecer diferentes níveis ou formas de inteligência [6]. A Inteligência Computacional é a área que procura descrever matematicamente algumas das faculdades da inteligência humana, principalmente no que diz respeito à capacidade de aprendizagem, capacidade de generalização, aproximação e capacidade de classificação [7]. Com a descrição matemática, pode-se implementar tais sistemas em algoritmos computacionais, dando a eles a agilidade de um sistema especializado em realização de cálculos lógicos, como o computador digital [8].

No contexto desse trabalho, os sistemas de inteligência computacional, podem ser utilizados, tanto para fazerem modelagem, quanto para fazerem classificação de padrões. Isso porque problemas de detecção de faltas podem ser tratados como um problema de classificação, e seus padrões podem ser obtidos por meio de modelos.

2.1.5.2.1 - Redes Neurais Artificiais

O estudo de Redes Neurais Artificiais (RNAs), teve início na primeira metade do século XX com os esforços de Warren McCulloch e Walter Pitts na tentativa de descrever um evento do sistema nervoso [7]. Desde então tal assunto teve uma grande evolução graças aos esforços de diversos cientistas que contribuíram com algoritmos e métodos que viabilizaram a utilização de Redes Neurais Artificiais em diversos campos da ciência [8]. Sua grande utilização se deve a capacidade de aprendizado desses sistemas, ou seja, ela é capaz de aprender padrões e posteriormente classificá-los. Além disso, esses sistemas são capazes de generalizar o que foi aprendido, apresentando respostas coerentes mesmo para entradas que não estavam no universo do conjunto de dados que ocasionou o aprendizado. Podem também ser consideradas mapeadoras universais de funções multivariáveis. Unido a isso, as RNAs apresentam capacidade de auto-organização e de processamento temporal. Dessa forma, tem-se que as RNAs são ferramentas extremamente úteis, e de relativamente baixo custo computacional, para solução de problemas de grande complexidade.

Para treiná-la, são apresentados conjuntos de entradas e saídas onde através de um algoritmo de otimização procura-se reduzir o erro quadrático médio entre elas. Após o treinamento, a RNA fornece a mesma saída que um sistema físico, quando são apresentados para ambos um mesmo conjunto de entradas. Quando, em função de uma falta, o sistema físico perde suas características, tem-se uma diferença entre a saída do sistema físico e a saída da RNA, indicando a presença da falta [3]. As Redes Neurais Artificiais podem ser implementadas de várias formas e podem ser mescladas com outros métodos originando topologias híbridas.

2.1.5.2.1 - Sistemas Nebulosos

A partir de conjuntos de pares de entrada e saída, pode-se treinar um sistema nebuloso para realizar a modelagem do sistema [9]. Para isso, deve-se realizar um processo de treinamento, onde se tenta reduzir o erro entre o sinal de saída desejado e o sinal de saída obtido a partir do sinal de entrada. Após o treinamento, ao apresentar para as entradas do sistema nebuloso determinado sinal, este deve gerar em suas saídas o mesmo resultado que o sistema físico fornece quando esse mesmo sinal lhe é apresentado na entrada. Quando o sistema físico, em função de uma falta, perder suas características, o sistema nebuloso manterá o sinal esperado e uma discrepância entre o sinal do sistema físico e o sinal do sistema nebuloso ocorrerá, indicando que há falta [3]. Existem diversas topologias de sistemas nebulosos e suas funcionalidades são bem parecidas com as das RNAs.

2.1.6 – DETECÇÃO DE FALTAS POR ANÁLISE DE COMPONENTE PRINCIPAL (PCA)

O método de Análise de Componentes Principais é atrativo quando as medições do processo em avaliação são altamente correlacionadas, mas apenas um pequeno número de eventos (por exemplo: faltas) geram padrões não usuais [3]. Quando os dados do processo são altamente correlacionados, os dados originais do processo podem ser projetados em um pequeno número de componentes principais, reduzindo então a dimensão das variáveis. Essa redução é feita girando os eixos do plano cartesiano de forma que um deles fique na direção de maior variância. A partir disso o outro eixo pode ser desprezado e através de limites pré-estabelecidos no eixo de maior variância, verifica-se a existência de falta.

Em se tratando de ondas impulsivas de transformadores com e sem falhas, pode-se utilizar o método de PCA para reduzir a dimensionalidade do problema, tornando-o mais fácil de ser analisado. Pode-se a partir deste método criar o plano cartesiano composto por variáveis de tensões e correntes de transformadores e através da redução da dimensionalidade destas variáveis, encontrar

quais são os pontos mais pertinentes para realizar detecção de falhas. Porém, o conjunto de cálculos que esse método exige, fará com que ele somente seja utilizado quando não houver um método mais prático e de menor custo computacional.

2.1.7 – DETECÇÃO DE FALTAS COM OBSERVADORES DE ESTADOS

Um observador de estados usa um valor de erro entre uma saída medida e uma saída do modelo de determinado processo, oferecendo uma alternativa para detecção de faltas utilizando modelos [2]. Observadores de estado ajustam as variáveis de estado de acordo com as condições iniciais em função do tempo, das entradas e das saídas medidas.

Um processo linear invariante no tempo pode ser descrito por um modelo de variáveis de estado do tipo:

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) &= Cx(t) \end{aligned} \quad 2.4$$

onde, “ p ” sinais de entrada $u(t)$ e “ r ” sinais de saída $y(t)$ são assumidos, visto que os métodos de detecção de faltas são especialmente representados por processos de múltiplas variáveis [2]. Considerando que a estrutura e os parâmetros do modelo são conhecidos, um observador de estados é usado para reconstruir as variáveis de estado não mensuráveis baseando-se em entradas e saídas medidas.

Sua aplicabilidade no problema em questão é baixa, visto que esse método é muito utilizado em sistemas que desejam avaliar faltas em tempo real. Porém, na análise de falhas que se deseja fazer, o sistema estará desligado, sendo necessário injetar um sinal de teste, tornando mais difícil a obtenção de resíduos, visto que se deveria construir um observador para cada classe de potência e fabricante de transformador.

2.1.8 – DETECÇÃO DE FALTAS POR ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS

Esse método se baseia no fato das falhas apresentarem um reflexo nos parâmetros do modelo físico do sistema. A idéia básica do método é que os parâmetros do processo podem ser estimados repetidamente durante a sua execução e os resultados podem ser comparados com os parâmetros referentes ao modelo obtido inicialmente com o sistema sem falha [3] e [2]. Caso ocorra alguma discrepância substancial, verifica-se o indício de falha. Geralmente a estimação é feita com base em métodos de modelagem com base nas entradas e saídas do sistema.

A metodologia de detecção de falhas utilizando estimação de parâmetros é a seguinte;

- Estabelecer o modelo do processo utilizando relações físicas
- Determinar a relação entre os coeficientes do modelo e os parâmetros do processo físico.
- Estimar os coeficientes do modelo sem falha.
- Calcular os parâmetros do processo físico sem falha.
- Determinar a relação entre as variações nos parâmetros e a ocorrência de falhas.

Geralmente não é fácil realizar a isolamento de falhas utilizando estimação de parâmetros, visto que os parâmetros identificados são os parâmetros do modelo os quais nem sempre podem ser convertidos de volta para os parâmetros do sistema físico.

Para o problema em questão, pode-se estimar os parâmetros do modelo físico do transformador e, a partir de então, comparar esses parâmetros com os parâmetros desejados. A determinação dos parâmetros desejados deve ser bem escolhida, buscando-se um parâmetro que seja único para qualquer transformador.

2.2 – FALHAS EM TRANSFORMADORES

Falhas em transformadores de distribuição ocorrem devido ao “envelhecimento” do isolamento que pode perder suas características e com o tempo ocasionar curto-circuito nas bobinas [10]. Durante a operação do transformador, sabe-se que intensos campos elétricos são aplicados sobre o material dielétrico responsável pelo isolamento entre as espiras, esse fato pode levar à degradação do dielétrico. O aquecimento interno, causado pelas perdas elétricas, devido à potência dissipada pelo fluxo de corrente no material condutor, perdas por histerese e correntes de Foucault, somado ao aquecimento do ambiente onde o transformador está instalado, provoca, com o tempo, a redução da capacidade de isolamento do material dielétrico. Outro fator que contribui para a degradação do isolamento são as vibrações. Além disso, ainda existe em alguns casos, o problema da umidade que pode afetar o material isolante reduzindo a sua capacidade de isolamento. Fenômenos adversos, como falhas em equipamentos designados para a proteção dos transformadores mediante condições de trabalho anormais, podem contribuir ou mesmo gerar danos nestes. Tais anomalias, muitas vezes não são visíveis, obrigando os eletricitistas a fazerem testes que podem ser demorados ou mesmo imprecisos.

2.3 – TESTE DE IMPULSO EM TRANSFORMADORES

Para o teste de impulso em transformadores, será dado um enfoque maior devido a sua padronização por órgãos da área (IEC – International Electrotechnical Commission , IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers , ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas), porém o método estabelecido será o determinado pelo IEEE [11]. Este método poderá servir de base para criação de metodologias mais aplicáveis ao que se deseja nesta dissertação ou mesmo poderá ser utilizada no sistema de detecção para obtenção de padrões que posteriormente servirão para classificação das falhas nos transformadores. O método será descrito a seguir.

Geralmente, ao fazer testes para verificar a suportabilidade de isolamentos de transformadores, utiliza-se três formas de onda que simulam descargas atmosféricas aplicadas em diferentes pontos da rede quando o transformador esta em serviço (“a”, “b” e “c” na Figura 2.2). A mais comum dentre elas é a onda “a” que em alguns casos é a única utilizada. Essa onda apresenta 1.2 microssegundos de crista e 50 microssegundos de cauda, ou seja, leva aproximadamente 1.2 microssegundos para a subida até 100% do seu valor e 50 microssegundos para chegar a 50% do seu valor máximo na descida, por isso é chamada onda 1.2 x 50. Quando são feitos os testes com essas três ondas, cria-se a curva que o isolamento pode suportar (Volt-Time Curve). Sabe-se então que caso o isolamento do transformador suporte esses valores, para protegê-lo, basta conectá-lo a dispositivos protetores que atuem em valores de tensão inferiores às especificadas por essa curva.

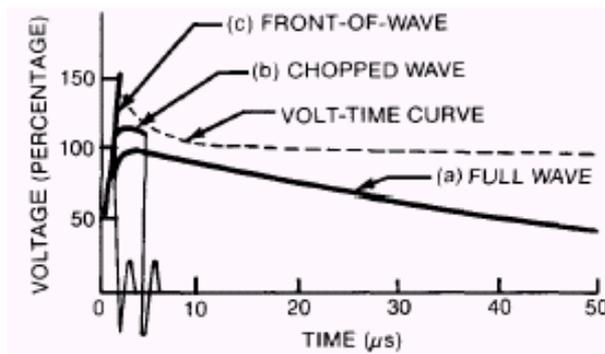


Fig. 2.2 – Tensões Impulsivas Aplicadas – Figura retirada de [11]

Para fazer a aquisição dos dados, necessita-se de um osciloscópio com uma rápida taxa de amostragem, para que não se percam os transitórios do sistema, e uma alta qualidade. Além disso, como as tensões são geralmente altas, se faz necessário um divisor de tensão entre o osciloscópio e o transformador. É necessária também a medição da corrente que flui pelo transformador durante o teste, o que pode ser conseguido por meio de um circuito “shunt”. A forma de onda aplicada ao

transformador é controlada através do Gerador de Impulso garantindo a forma da onda. Outras configurações podem ser utilizadas, sobretudo quando se deseja realizar os testes em bobinas de baixa impedância.

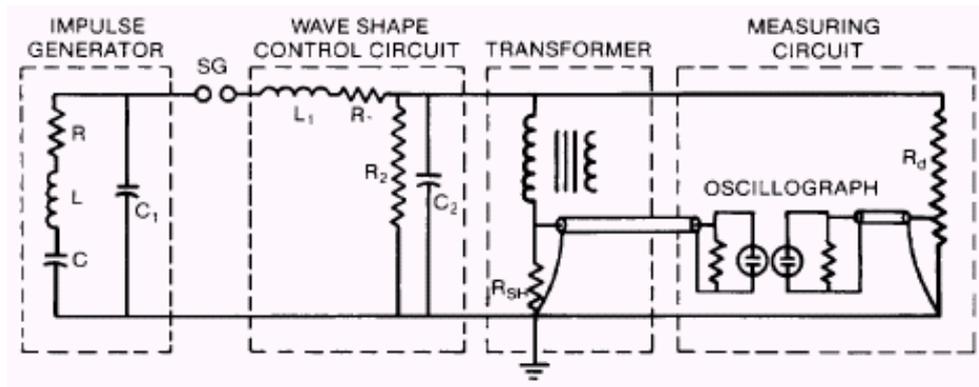
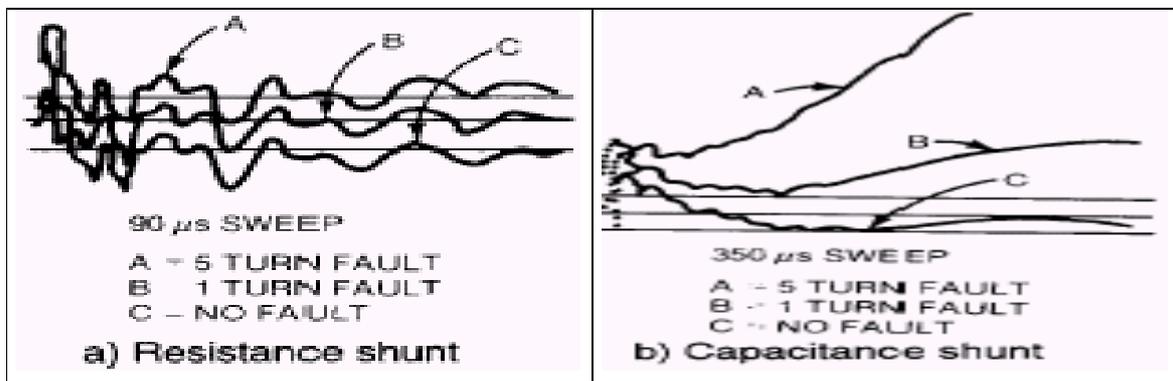


Fig. 2.3 – Circuito para Geração de Ondas Impulsivas – Figura retirada de [11]

Quando existem faltas nos transformadores, sabe-se que a impedância de suas bobinas é alterada. Isto provoca uma alteração nos sinais de tensão e corrente aplicados para testar o transformador. Dessa forma, através uma análise comparativa entre os sinais de teste de transformadores sem falha com os sinais de transformadores com falha, pode-se identificar faltas. Pois as ondas apresentadas terão diferentes formas e amplitudes das ondas sem faltas, conforme é mostrado na figura 2.3.



Figs. 2.4 - Formas de onda de correntes de testes, com e sem falha, com Resistor Shunt e Capacitor Shunt – Figura retirada de [11].

Testes em transformadores de altas tensões (500 kV) serão apresentados sucintamente como informações adicionais que futuramente poderão dar alguma contribuição ao trabalho. Quando se deseja realizar esses testes em transformadores de alta tensão, as ondas de testes são modificadas, visto que os esforços elétricos que os transformadores serão obrigados a suportar, devido a transitórios gerados, terão características diferentes. Em baixas tensões (distribuição), os maiores

transitórios são gerados pelas descargas atmosféricas, enquanto em altas tensões (na faixa de 500 KV) existem transitórios de grande importância gerados pelo simples chaveamento dos sistemas. Esses fenômenos que fazem com que o isolamento dos transformadores seja obrigado a suportar formas de ondas com características diferentes. Essas ondas são mais lentas e mais duradouras que as ondas de testes para transformadores de baixa tensão, elas apresentam as características da onda da figura 2.5.

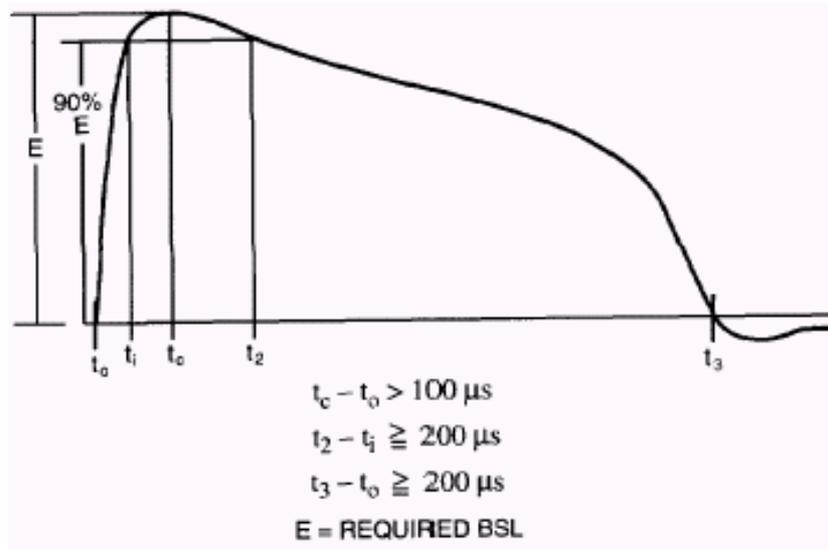


Fig. 2.5 – Ondas de Manobras – Figura retirada de [11]

O circuito de teste é bem parecido com o circuito utilizado para transformadores de baixa tensão, e é apresentado na figura 2.6.

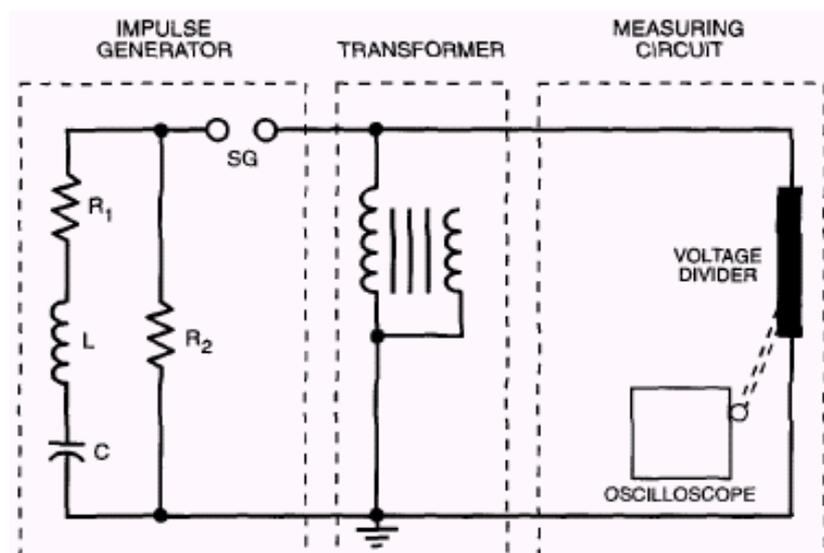


Fig. 2.6 – Circuito de Geração de Ondas de Manobras – Figura retirada de [11]

Um fenômeno interessante de se observar nesse tipo de teste é que pode acontecer a saturação do núcleo do transformador testado, e quando isso acontece a corrente cai rapidamente depois de decorrido um longo período após a crista da onda. Já quando ocorre uma falta, a corrente cai rapidamente logo após a crista da onda. Exemplos de formas de onda são mostrados na figura 2.7.

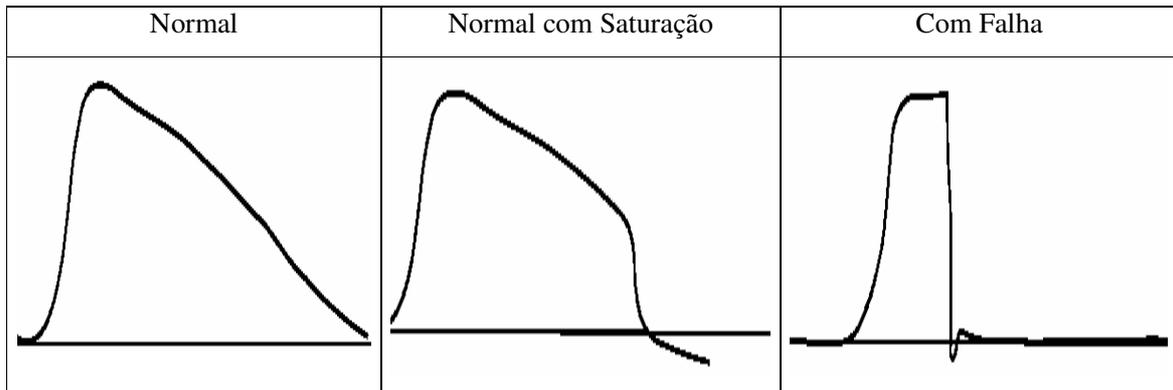


Fig. 2.7 – Comparação de Ondas Normais, Saturadas e Com Falha – Figura retirada de [11].

Após a realização dos testes, os dados são apresentados da forma mais adequada à função para a qual o teste foi designado [11]. Os testes de impulso, conforme os descritos anteriormente não são aplicáveis ao problema, em função do equipamento exigido e dos níveis de tensão requeridos. Porém, fornecem indicativos para que sejam utilizadas no trabalho outras ondas impulsivas. Essas devem poder ser geradas com sistemas mais leves e portáteis, e possuir níveis de tensões mais baixos.

2.4 - MÉTODOS DE DETECÇÃO DE FALTAS EM TRANSFORMADORES

Pode-se classificar os métodos de detecção de falhas em transformadores basicamente em três grandes grupos, sendo eles: detecção de falhas baseada em dados de cromatografia, detecção de falhas baseado em teste de impulso e detecção de falhas em tempo real baseado em medições de correntes e tensões nos terminais do equipamento.

A seguir, serão apresentados alguns métodos de detecção de falhas em transformadores, bem como suas tecnologias. Muitos deles, serão apresentados apenas para melhor contextualização da dissertação, pois se restringiu a priori que podem contribuir para este trabalho apenas aqueles que se baseiam em medições de correntes e tensões. Além disso, todos deverão possuir um sinal próprio gerado pelo aparelho de testes, visto que o transformador não estará com o primário conectado no momento do teste.

2.4.1 – Detecção Utilizando Impulso de Tensão

Sabemos que a detecção de faltas em transformadores vem sendo um dos maiores problemas do ponto de vista do controle de qualidade da produção dos mesmos, além de consistir em um sólido problema de campo para técnicos das concessionárias de energia e mesmo de empresas que trabalham diretamente com tais dispositivos. Algumas dessas falhas são provocadas por problemas de isolamento elétrico. Uma das formas de se identificar faltas em transformadores é através do Teste do Impulso de Tensão [11], onde se aplica um impulso de tensão nos terminais do transformador e se verifica a tensão e/ou a corrente de saída do sistema, no entanto, esse tipo de teste não é muito eficiente para identificar pequenas falhas nas bobinas, além disso, esse é um teste qualitativo e não quantitativo, visto que é feita a comparação das formas de onda. A medição de Corrente de Terra foi introduzida para identificação de pequenas faltas, em virtude da baixa sensibilidade do Teste de Impulso de Tensão, essa medição visa o aumento da sensibilidade do teste [11].

2.4.2 – Detecção Utilizando Modelagem Analítica

Um outro método proposto para detecção de faltas, é através da extração da função de transferência do transformador, modelagem das faltas e posterior utilização desses modelos para identificar faltas nas bobinas [12], sendo esse um método mais quantitativo e não qualitativo, para detecção de faltas. Para se obter a função de transferência dos transformadores, utiliza-se um sistema de identificação que observará as formas de onda das saídas com base nas ondas das entradas, modelando assim a função de transferência do transformador sem falta. Caso ocorra uma falta, o sistema apresentará formas de ondas diferentes das esperadas e com isso, encontra-se uma nova função de transferência. Sabe-se então que houve falta e será determinando o tipo de falta do sistema, visto que se sabia qual era a função de transferência esperada para o transformador.

2.4.3 – Detecção Utilizando Análise dos Gases

Foi observado, que dentre os diversos tipos de faltas que ocorrem em transformadores, em cada uma delas, encontramos um tipo diferente de composição gasosa dissolvida no óleo do transformador [13] e [14]. Dessa forma, através do tipo de gás que é liberado, pode-se então classificar o tipo de falta que ocorreu. Sistemas on-line, baseados em cromatografia, são utilizados para fazer esse tipo de análise. Um dos problemas encontrados nesse tipo de análise é que para fazer a separação dos gases do óleo são utilizadas membranas, cuja permeabilidade é diferente para cada

tipo de gás. Esta técnica pode ser utilizada como auxiliar de outras, ou mesmo pode ser complementada por sistemas baseados em Inteligência Computacional para fazer classificação de padrões gerados.

2.4.4 – Detecção Utilizando Método da Integral

Este método utiliza a integração da corrente diferencial em cada ciclo da senoide e determinação do valor numérico de sua área acumulada [15]. Como limitação percebemos que ele apenas consegue distinguir a corrente de falta da corrente de operação normal do sistema. Geralmente é utilizado em transformadores trifásicos e examina a corrente por fase.

2.4.5 – Detecção Utilizando Redes Neurais Artificiais

São várias as implementações de algoritmos de Redes Neurais Artificiais em detecção de faltas em transformadores [16]. Dentre elas, podemos citar a utilização de tais redes para fazer a detecção e classificação do tipo de falta que ocorreu com base na análise da FFT das correntes dos transformadores, conseguindo assim detectar faltas de alta impedância do sistema. Outra possível implementação é baseada na detecção e classificação de faltas em tempo real, via um processador digital especializado (DSP), a detecção é feita através de uma RNA que classifica a onda de saída de acordo com o tipo de falta [16]. Pode-se também manter uma RNA treinada com o sistema em perfeito funcionamento e gerar uma nova RNA para ser comparada com a primeira, dessa forma a detecção e classificação será feita com base na comparação das duas RNAs.

2.4.6 – Detecção Utilizando Sistemas Nebulosos – Fuzzy

Bem como as RNAs, são amplas as utilizações de Sistemas Nebulosos na detecção e classificação de faltas em transformadores. Como já foi dito anteriormente, tais sistemas apresentam habilidade para aprender padrões e classificá-los com base em regras nebulosas. Tais algoritmos podem, por exemplo, ser treinados com tensões e correntes de transformadores bons e com faltas, em suas entradas [17]. No futuro, pode-se usar essas mesmas tensões residuais de transformadores que necessitam de avaliação, nas entradas do sistema para avaliar se existe ou não uma falta, através da comparação e análise das funções de pertinência das variáveis de saída. Ou seja, as tensões residuais podem ser as variáveis de entrada e os valores de saída podem ser interpretados, indicando se há ou não faltas.

2.4.7 – Análise da Resposta em Frequência (FRA)

Em FRA, a frequência de resposta dos transformadores em um teste é geralmente comparada com o um padrão obtido em um momento anterior com o transformador em perfeito estado [18]. No entanto não é comum se obter um banco de dados com resultados de testes para cada transformador, fazendo com que seja necessário a comparação com resultados de testes em outros transformadores de mesma marca, mesma potência e mesma configuração de ligação e montagem. Geralmente esses métodos necessitam de um sistema especialista para interpretar os resultados do teste, e podem inclusive detectar falhas mecânicas nos transformadores. Para se garantir uma boa qualidade dos resultados, geralmente são utilizadas técnicas de processamento de sinais como a Análise Espectral Sintética e a técnica de Corte e Concatenação [4].

2.4.8 – Detecção Utilizando Outros Métodos

Além dos métodos citados anteriormente, existem ainda outros métodos utilizados para detecção e identificação de faltas em transformadores. Como exemplos podemos citar sistemas baseados em Self-Organizing-Map, e Wavelet Transform [19], [20] e [21].

2.5 – APLICABILIDADE DOS MÉTODOS

Dentre os métodos de detecção de faltas em transformadores apresentados neste capítulo verifica-se que em sua grande parte eles não poderiam ser aplicados no trabalho, visto que necessitam de equipamentos especializados que não são viáveis de se utilizar em campo. Isto porque a proposta do trabalho é levar o equipamento ao transformador e não o transformador ao equipamento. Dessa forma, precisa-se de técnicas que utilizem sinais que possibilitem sua aplicação direta no transformador ainda no poste. Isto exclui do conjunto de possibilidades métodos que trabalham com tensões impulsivas muito elevadas (acima de 20kV), visto que a geração destes impulsos necessita de equipamento apropriado que geralmente é grande e pesado, porém não é descartada a possibilidade de se utilizar ondas impulsivas de menor amplitude.

Métodos que necessitam realizar a abertura do tanque do transformador, como o caso de “Análise de Gases”, também são inviáveis, visto este processo é demorado. Outro fato que impede a utilização de análise de gases é a necessidade de utilização de equipamento especializado para realizar tal análise.

Outro ponto importante a ser observado é que métodos que envolvem um custo computacional elevado devem ser evitados, visto que sua implementação pode necessitar de um sistema de processamento muito eficiente, elevando assim os custos. Já nos casos onde o processamento computacional pode ser realizado a priori, não são feitas restrições. Isto viabiliza a utilização de “Inteligência Computacional”. Porém, caso seja necessário refinar os resultados, pode-se fazer uso de “FFTs” e “Análise da Resposta em Frequência”, bem como de “Modelagem Paramétrica”, levando sempre em consideração a relação custo benefício.

Os métodos que necessitam realizar a análise com valores nominais de tensões e correntes, também não são viáveis, visto que o transformador, no momento do teste, estará desconectado da alta tensão pela chave fusível. Este fato traz a necessidade da geração de um sinal próprio para o teste, descartando assim métodos como o “Método da Integral”.

2.6 – SEQUÊNCIA DOS MÉTODOS UTILIZADOS

Visando-se atingir o objetivo do trabalho, de forma simples e prática, iniciou-se o trabalho com sinais de testes com amplitude variável (“Impulso de Tensão”, porém com tensões mais baixas que as utilizadas em testes previstos por norma), frequência variável (“Análise da Resposta em Frequência”) e medições de parâmetros com ondas senoidais de frequência e tensão fixa (“Estimação de Parâmetros”). Através destes testes foram obtidos os bancos de dados. Com estes dados foi encontrada uma metodologia o mais simples possível, porém foi estudada a possibilidade de utilização de métodos de Inteligência Computacional unidos a técnicas de modelagem paramétrica e transformadas de Fourier para obter e classificar os padrões encontrados. Partindo destas técnicas mais complexas foram estudados métodos que simplificaram a metodologia através da análise e investigação de meios que, sem perder eficiência na detecção, forneciam resultados equivalentes. O próximo capítulo apresenta uma etapa de simulação computacional, em que se buscou simular as faltas pelo método de modelagem de falhas, buscando uma análise qualitativa através das formas de ondas obtidas.

CAPÍTULO 3

SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES

Sabe-se que, através dos modelos, podem ser feitas aproximações de resultados que seriam obtidos a partir dos valores de um sistema real. Nesse caso, deseja-se verificar as diferenças existentes entre as ondas obtidas a partir de modelos com falha e entre as ondas obtidas a partir de modelos sem falha, visto que essas diferenças indicam a existência de falhas.

Esse capítulo dedica-se à realização de simulações computacionais com modelos de transformadores. A metodologia utilizada é a proposta no capítulo de revisão bibliográfica, item 2.1.2 – Modelagem de Falhas – e foi empregada em dois modelos, um de baixa frequência e outro de altas frequências.

Primeiramente, serão utilizados modelos de altas frequências e em seguida modelos de baixas frequências. As respostas desses dois modelos são analisadas e fornecem uma indicação se os testes pretendidos serão de fato úteis para compor ou indicar o caminho de uma metodologia de detecção de falhas.

3.1 – SIMULAÇÕES COM O MODELO DE ALTAS FREQUÊNCIAS

Dentre os diversos modelos de transformadores para altas frequências [22], o escolhido é o apresentado na Figura 3.1, onde são apresentados o modelo escolhido (L1, L2, L3, L4, L5, C1, C2, C3, C4, C5, R3, C6, C7, C8, C9 e C10) e o gerador de impulso (R1, R2, C11 e C12). Sua escolha deve-se ao fato dele ser um modelo simples, porém considerado suficiente para tratar um problema de detecção de falhas em transformadores. Sabe-se que uma falha é uma falta que levará à interrupção do sistema. Tais faltas podem, de modo geral, ser consideradas como um curto-circuito em grande parte das espiras das bobinas de alta tensão do transformador (visto que, curto-circuitos em poucas espiras não levarão o sistema ao desligamento não sendo, portanto, uma falha). No modelo escolhido, a bobina foi dividida em cinco partes permitindo um curto-circuito de 20% das espiras da bobina de alta tensão, isto porque considerou-se que um curto-circuito de 20% é seguramente uma falha.

3.1.1 - Sobre o Modelo

Como se sabe, um transformador pode ser modelado através de indutores, capacitores e resistores, o que pode ser traduzido como uma impedância equivalente desses equipamentos [23]. Na escolha do modelo, procurou-se primeiramente, observar qual o fenômeno físico (falhas em transformadores) que se deseja analisar, então foi procurado um modelo sensível ao fenômeno e que descrevesse bem a dinâmica do sistema quando tal fenômeno ocorresse. O objetivo do modelo criado é verificar as correntes e tensões em um transformador quando ocorre uma falha.

O resultado do modelo encontrado para tais observações é o circuito da Figura 3.1.

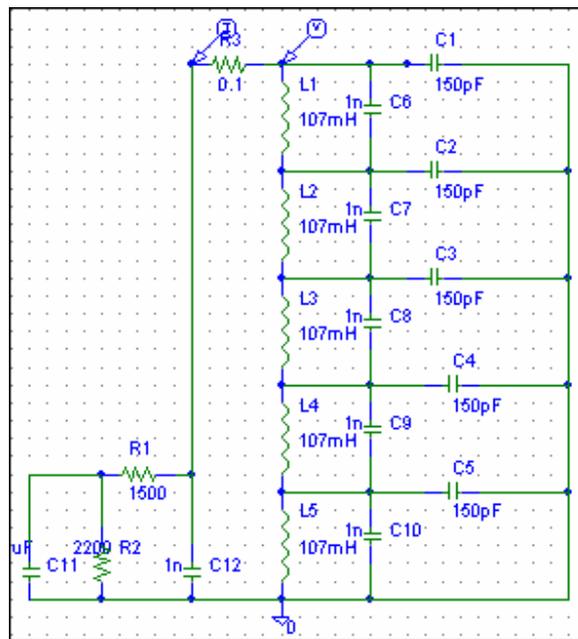


Fig. 3.1 – Modelo de Altas Freqüências [22]

Os indutores representam as indutâncias da bobina do transformador, o valor da indutância de cada indutor foi calculado e é de 107mH. A soma das indutâncias em série pode ser entendida como o valor da indutância vista dos terminais de um transformador (fase-terra). Existem capacitores em paralelo com os indutores, que estarão representando a capacitância entre as espiras, seu efeito é observado quando existem componentes de altas freqüências incorporadas ao sinal de entrada. Além das capacitâncias entre as espiras existem também as capacitâncias para a terra, que nesse caso são representadas por capacitores que ligam os terminais dos indutores ao terminal de terra.

Além do modelo do transformador, existe também a necessidade de modelar a fonte que gera um sinal impulsivo que é aplicado aos terminais do transformador. Esta fonte basicamente é composta de resistores e capacitores que controlarão a constante de tempo de subida e de descida (cauda) do sinal enviado ao transformador.

Para que fossem simuladas falhas, novos circuitos semelhantes ao anterior foram criados. No entanto esses novos circuitos apresentarão chaves que em um determinado instante serão fechadas e alterarão a função de transferência final do sistema. Com isso pode-se comparar um sinal de resposta obtido com o transformador em perfeito estado com o sinal obtido com a simulação da falha. A comparação é feita apresentando os gráficos com e sem falha utilizando os mesmos eixos.

Em todas as simulações, as ondas marcadas com o quadrado foram obtidas com o modelo com falha e as marcadas com o círculo com o modelo sem falha. Considerou-se como referência que o ponto 0% da bobina seria o ponto superior e que o ponto 100% seria o ponto inferior.

3.1.2 Curto-circuito em 20% da bobina – Primeiras espiras

Para representar um curto-circuito entre espiras no início da bobina, foi utilizada uma chave em paralelo com o primeiro indutor do circuito. Quando a chave é acionada ela provoca um curto-circuito na parte do circuito com a qual está em paralelo. O efeito é equivalente a um curto-circuito de 20% da bobina do transformador. O circuito com a chave é apresentado na figura 3.2.

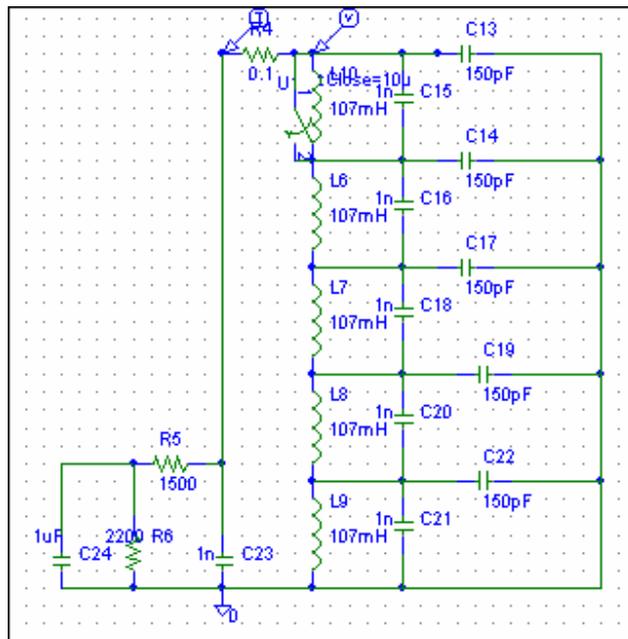


Fig. 3.2 – Simulação de Falta com o Modelo – Primeiras Espiras

Os resultados dos circuitos com falha de 20% foram comparados com os resultados obtidos com os circuitos sem falha em um gráfico. Para simulação dos circuitos foi utilizado o software Pspice, que é um software que permite a simulação de circuitos bem como a visualização das formas de ondas obtidas. Na figura 3.3 se encontram os resultados obtidos.

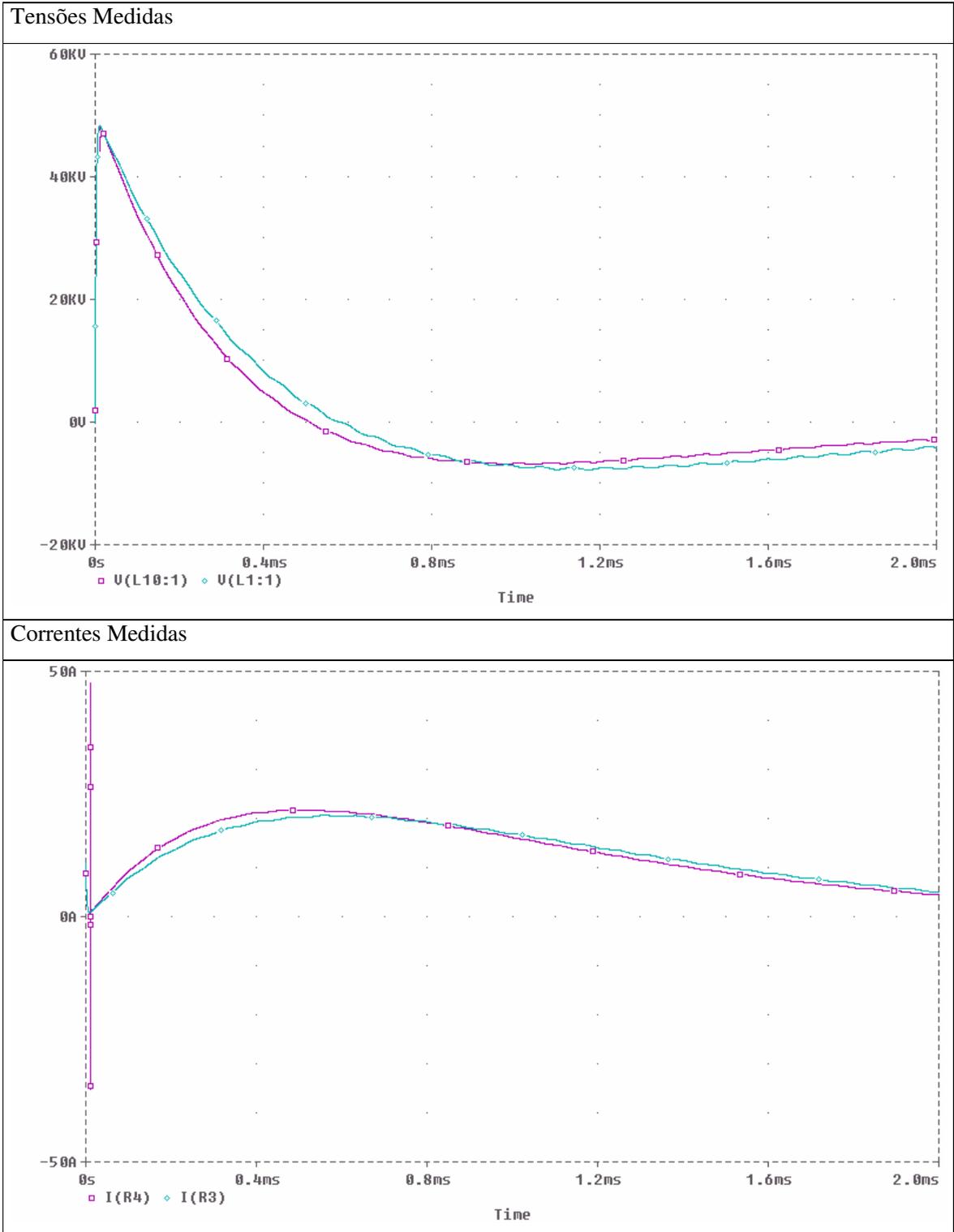


Fig. 3.3 – Ondas Simuladas com e sem Falhas

3.1.3 – Curto-circuito em 20% da bobina - Espiras entre 20% e 40% da bobina

Para se verificar o comportamento das ondas de tensão e corrente através do modelo do transformador, uma nova chave foi adicionada ao circuito equivalente com o objetivo de verificar um curto-circuito nas espiras um pouco mais abaixo que as da simulação anterior. Como o modelo foi dividido em cinco blocos, a chave agora foi colocada em paralelo com o indutor do segundo bloco, e continua simulando um curto-circuito de 20% das espiras do transformador. O circuito é apresentado na figura 3.4.

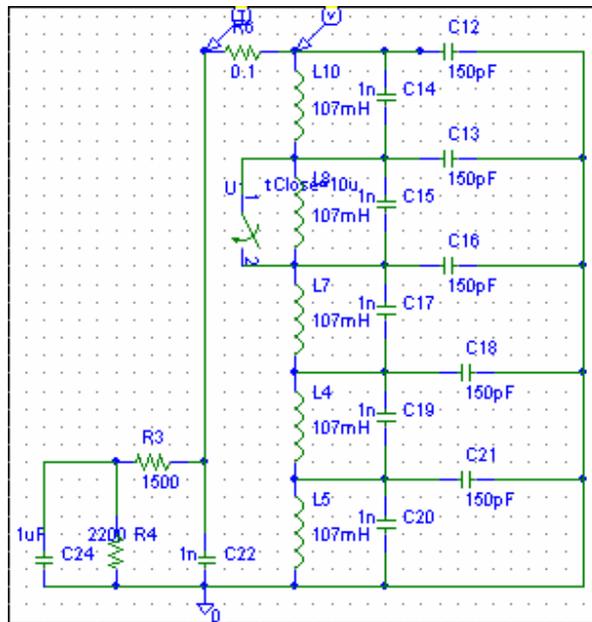


Fig. 3.4 – Simulação de Falta com o Modelo – Espiras de 20 % a 40% da bobina

As ondas de tensão e correntes obtidas na simulação, para uma comparação entre os sinais sem curto-circuito e com curto-circuito, são apresentadas na Figura 3.5.

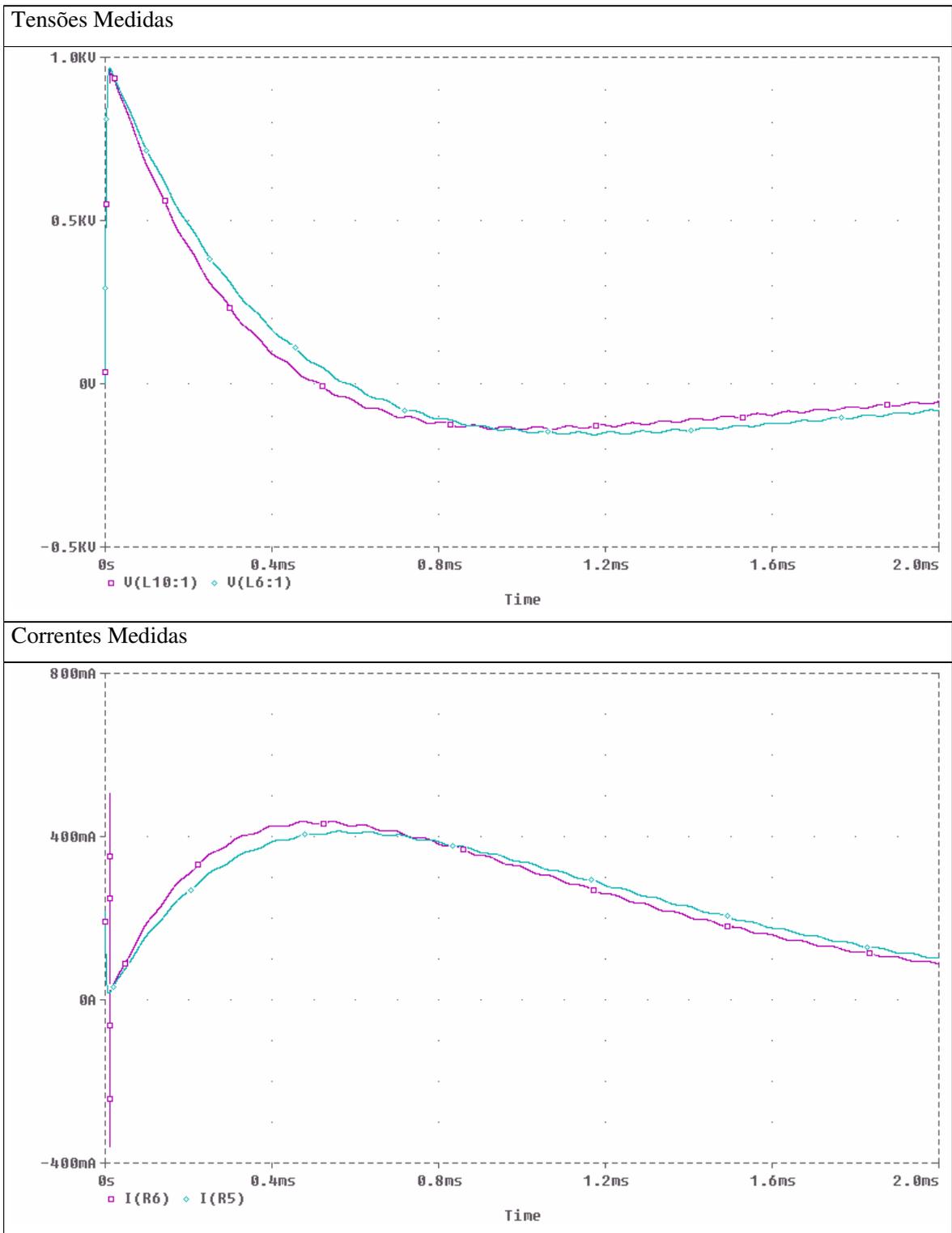


Fig. 3.5 – Simulação de Tensões e Correntes com e sem Falta

3.1.4 – Curto-circuito em 20% da bobina – Espiras entre 60% e 80% da bobina

Agora se deseja simular um curto-circuito nas espiras da parte mais inferior da bobina. Para isso, uma chave foi colocada em paralelo com o indutor do quarto bloco. Quando a chave é acionada temos um curto-circuito equivalente a 20% das espiras da bobina do transformador. O circuito com a chave é apresentado na figura 3.6.

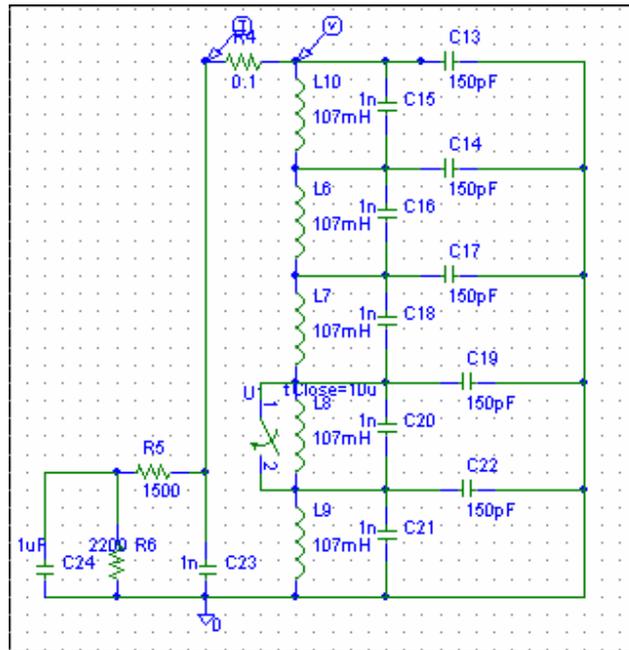


Fig. 3.6 – Simulação de Falta com o Modelo – Espiras de 60 % a 80% da bobina

Como nos casos anteriores, os valores de correntes e tensões com e sem falha, foram medidos e são apresentados graficamente na Figura 3.7.

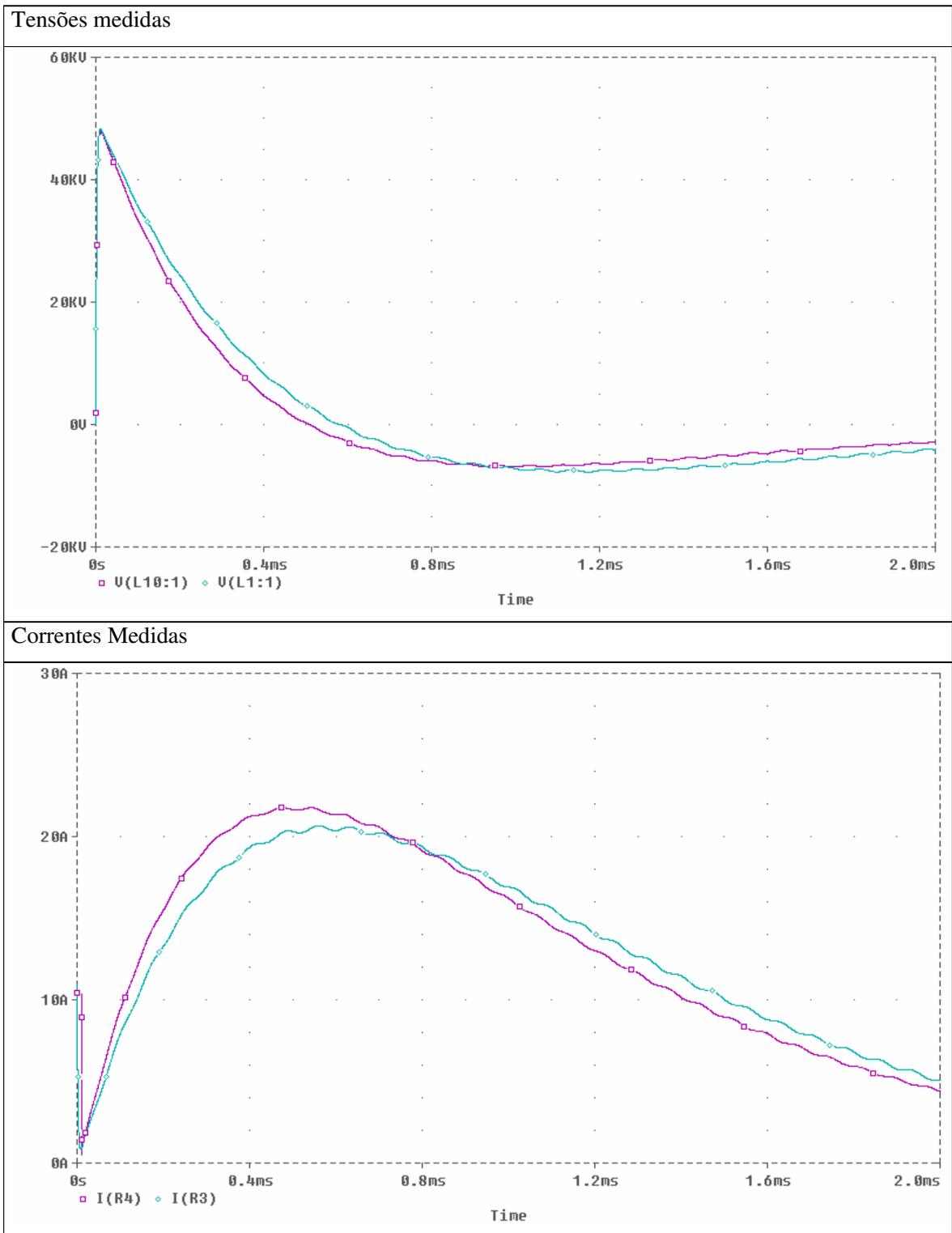


Fig. 3.7 – Tensões e Correntes Simuladas, com e sem Falhas

3.1.5 – Curto-circuito entre a bobina e o terra – 80% do tamanho da bobina

Dessa vez, desejava-se simular um curto-circuito entre uma parte de uma das bobinas e o terra. Para isso, a chave foi colocada entre o início do segundo bloco e o terra. Quando a chave é acionada ela faz com que o início do segundo bloco se ligue aos terminais do terra, simulando então um curto-circuito que vai de uma posição equivalente a 20% do tamanho da bobina até o terra. O circuito com a chave nessa posição será apresentado na figura 3.8.

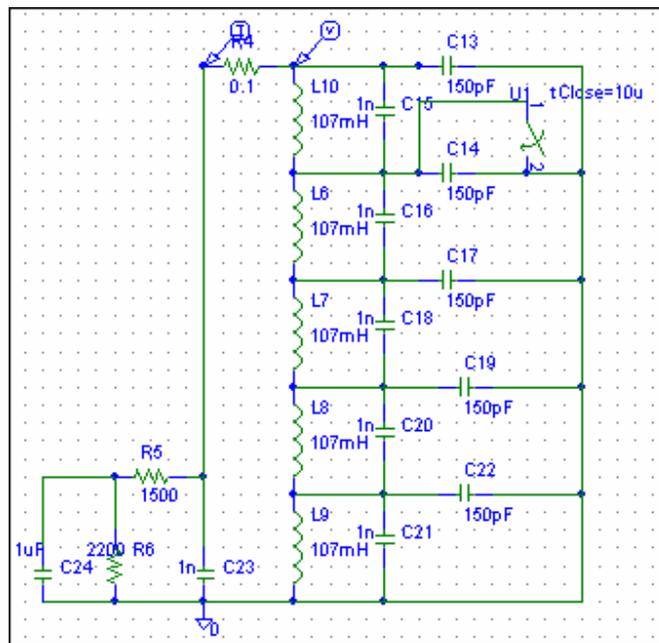


Fig. 3.8 – Simulação de falta com o terra – 80% da bobina

São, na figura 3.9, mostradas as ondas de tensão e corrente obtidas através simulação para transformadores com e sem falha.

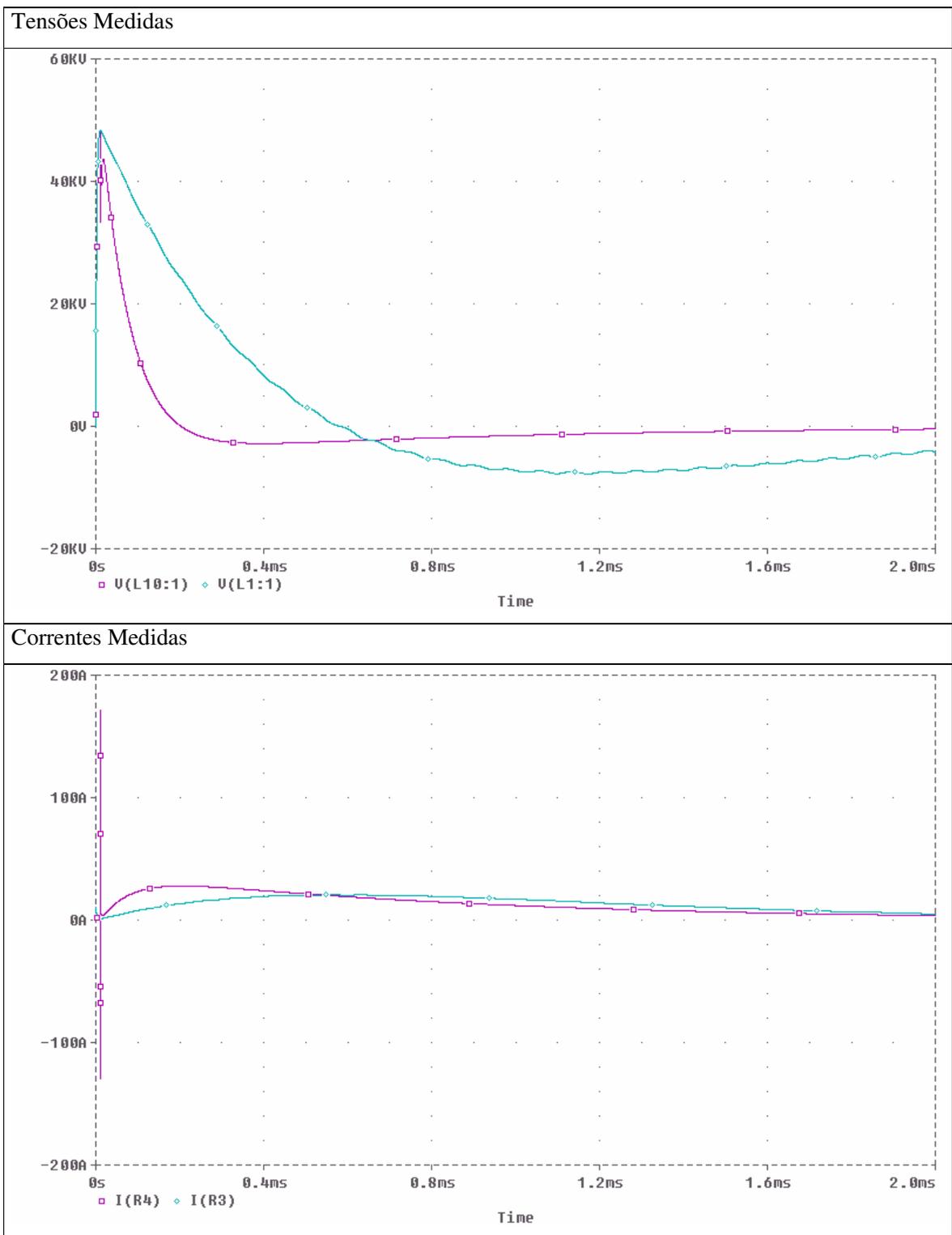


Fig. 3.9 – Simulação de falta com o terra - 80% da bobina – Tensões e Correntes

3.1.6 – Curto-circuito entre a bobina e o terra - 20% da bobina

Nesse caso, deseja-se também realizar um curto-circuito da bobina para o terra, bem como no caso anterior. No entanto, deseja-se que o curto-circuito ocorra em uma posição equivalente a 80% do tamanho da bobina, considerando 0% em cima e 100% em baixo. A chave foi colocada no nó entre o quinto e o quarto indutor para o terra. O circuito com a chave nessa posição é apresentado na figura 3.10.

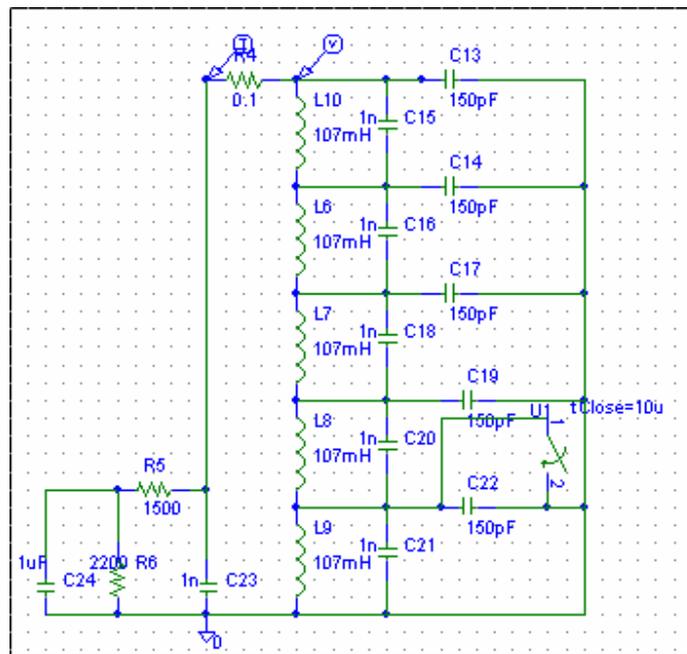
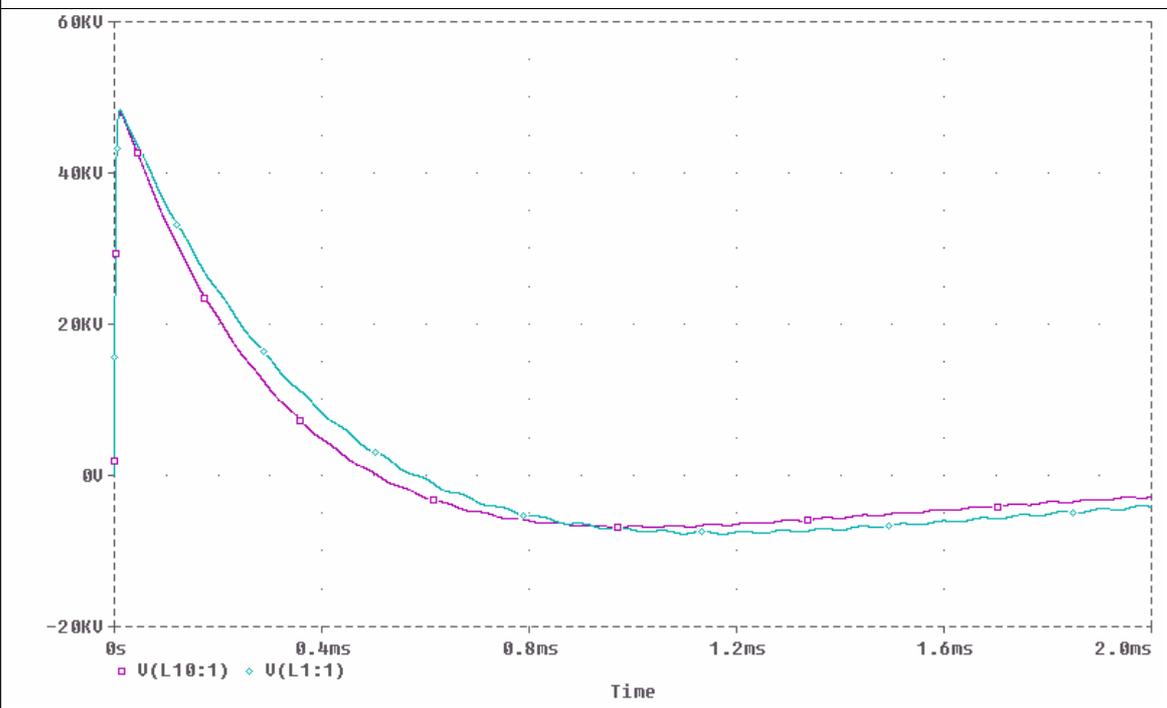


Fig. 3.10 – Simulação de falta com o terra – 20% da bobina

Como nos casos anteriores, os valores de tensão e corrente apresentaram discrepâncias. O resultado é apresentado na Figura 3.11.

Sinais de tensão obtidos



Sinais de Corrente obtidos

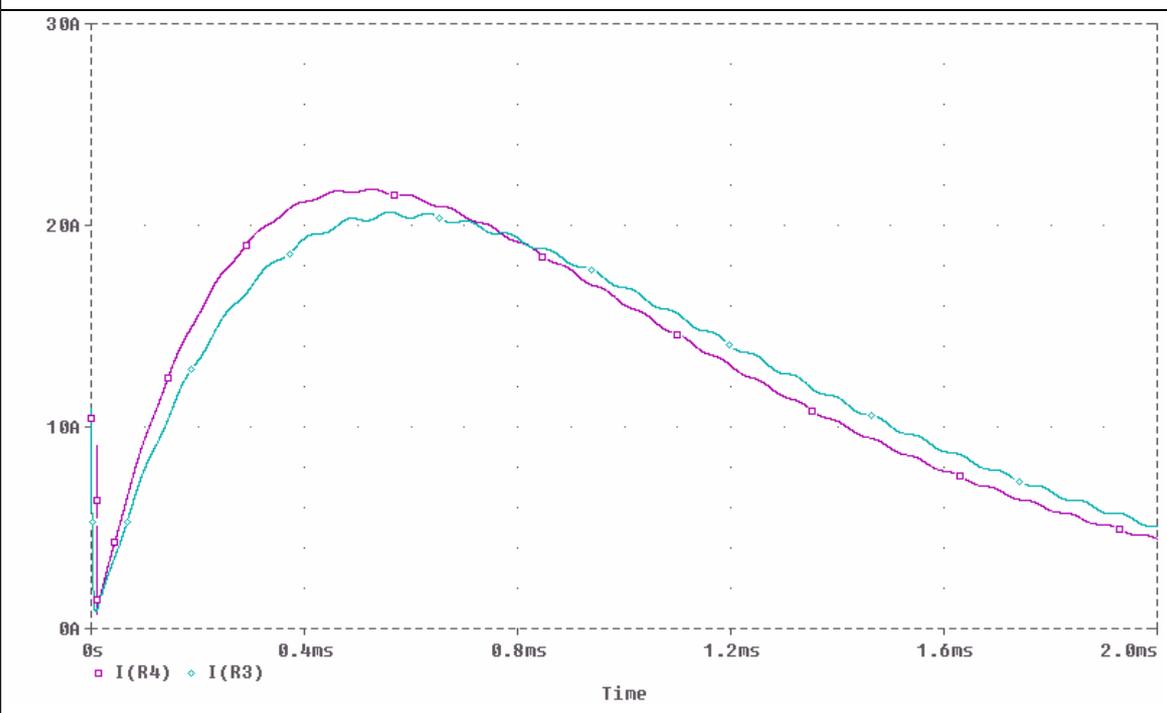


Fig. 3.11 – Simulação de falta com o terra– 20% da bobina – Tensões e Correntes

3.1.7 – Conclusões sobre simulações de altas frequências

Através da observação das ondas de corrente e de tensão obtidas nas simulações, com falha e da sua posterior comparação com as formas de onda obtidas sem falha, pode-se verificar que as ondas carregam em si, informações sobre a existência ou não de falha, pois quando há falhas as ondas são diferentes. As alterações nas ondas podem ser vistas tanto através da amplitude como através da sua forma. Verifica-se também que as ondas de corrente apresentam diferenças mais expressivas no caso da ocorrência de falhas. Cálculos e análises mais aprofundadas foram realizados com as ondas reais obtidas dos testes impulsivos em transformadores, visto que o objetivo dessas simulações é a verificação da existência de diferenças entre as ondas antes de realizar os testes em transformadores reais.

3.2 – SIMULAÇÕES COM O MODELO DE BAIXAS FREQUÊNCIAS

3.2.1 – Sobre o Modelo

Do mesmo modo que se procurou por um modelo de altas frequências, procurou-se também por um modelo de baixas frequências, tal que representasse bem às falhas que se deseja detectar. O modelo considerado suficiente para o problema é o modelo descrito a seguir [24], pois permite mudar os valores dos parâmetros que sofrem alterações quando ocorrem falhas. Sendo o modelo mostrado na Figura 3.12.

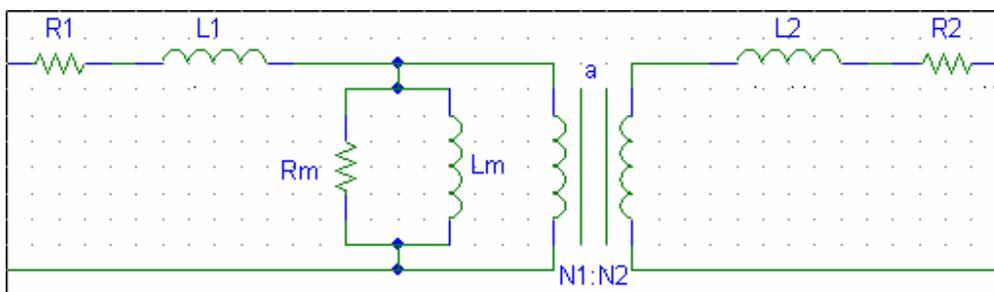


Fig. 3.12 – Modelo de Baixas Frequências

$L1$: Indutância de dispersão da bobina de primário.

$L2$: Indutância de dispersão da bobina de secundário.

Lm : Indutância de magnetização referida ao primário.

R_m: Modelo das perdas no núcleo referidas ao primário.

R₁: Resistência da bobina de primário.

R₂: Resistência da bobina de secundário.

a : Relação de transformação(*N₁/N₂*).

N₁: Número de espiras da bobina de primário.

N₂: Número de espiras da bobina de secundário.

Conforme pode ser observado na figura 3.12, o modelo apresenta também um transformador ideal representado por dois indutores separados por duas barras verticais paralelas. Este sistema realiza a divisão da tensão aplicada nos seus terminais de primário pela relação de transformação, referindo a tensão resultante para os terminais de secundário sem considerar as perdas existentes no transformador real.

O modelo apresentado não modela as capacitâncias entre espiras e para a carcaça que somente serão relevantes em altas frequências, porém é satisfatório para representar um transformador em baixas frequências [24]. Como demonstração de modelagem de falhas serão apresentados basicamente três tipos de falhas:

- Curto-circuito nas bobinas de primário (com diferentes percentuais de curto-circuito).
- Curto-circuito nas bobinas de secundário (com diferentes percentuais de curto-circuito).
- Problemas na magnetização.

Vale ressaltar que não houve a preocupação em se manter a proporcionalidade exata da redução em função do percentual de falta, visto que se deseja apenas verificar as variações que ocorrem nas ondas de correntes quando estes parâmetros são modificados. Por isso, parâmetros que variam com o quadrado do percentual de falta (indutâncias) foram modelados da mesma forma que parâmetros que variam linearmente (resistências e relação de transformação).

3.2.2 – Modelagem de curto-circuito nas bobinas de primário

Para modelar curto-circuito nas bobinas de primário, será multiplicado o valor da indutância de dispersão e da resistência da bobina de primário por uma que representará o percentual de curto-circuito existente em tal bobina. Além disso, a relação de transformação também será multiplicada por essa constante.

$$L1 = L1_n \cdot (1 - f1)$$

$$R1 = R1_n \cdot (1 - f1)$$

$$a = a_n \cdot (1 - f1) \quad 3.1$$

Onde $f1$ é um valor que pode variar de 0 a 1, representando um percentual de curto-circuito de 0% ($f1 = 0$) a 100% ($f1 = 1$). O coeficiente “n”, que acompanha os parâmetros do lado direito da equação, representa os valores nominais dos parâmetros. A multiplicação pelo fator $(1-f1)$ se justifica pelo fato dos parâmetros “ $L1$ ”, “ $R1$ ” e “a” serem tão menores quanto maior for o curto-circuito entre as espiras de primário.

3.2.3 – Modelagem de curto-circuito na bobina de secundário

Bem como para as bobinas de primário, para modelar curto-circuito nas bobinas de secundário, será multiplicado o valor da indutância de dispersão e da resistência da bobina de secundário por uma constante que representará o percentual de curto-circuito existente em tal bobina. Além disso, a relação de transformação também será multiplicada pelo inverso dessa constante.

$$\begin{aligned} L2 &= L2_n \cdot (1 - f2) \\ R2 &= R2_n \cdot (1 - f2) \\ a &= \frac{a_n}{(1 - f2)} \end{aligned} \quad 3.2$$

Onde $f2$ é um valor que pode variar de 0 a 1, representando um percentual de curto-circuito de 0% ($f2 = 0$) a 100% ($f2 = 1$). O coeficiente “n”, que acompanha os parâmetros do lado direito da equação, representa os valores nominais dos parâmetros. A multiplicação pelo fator $(1-f2)$ se justifica pelo fato dos parâmetros $L2$, $R2$ serem tão menores quanto maior for o curto-circuito entre as espiras de secundário, e a divisão de a por $(1-f2)$ se justifica por pelo fato do valor desse parâmetro ser tão maior quanto maior for o percentual de curto-circuito.

3.2.4 – Modelagem de problemas na magnetização

Sabe-se também que com o tempo, podem ocorrer problemas no circuito de magnetização devido ao desgaste sofrido pelos transformadores. Esses problemas podem caracterizar uma redução da indutância de magnetização e um aumento das perdas no núcleo. Esse tipo de falha pode ser modelado através da multiplicação da indutância de magnetização por uma constante, que é tão

menor quanto maior for o problema, e divisão da resistência que representa as perdas no núcleo por essa mesma constante. Daí tem-se:

$$Lm = Lm_n \cdot fm$$

$$Rm = \frac{Rm_n}{fm} \quad 3.3$$

Também como nos outros casos, o índice n que acompanha os parâmetros do lado direito da equação representa a notação de nominal.

Nos três tipos de falhas anteriormente modeladas, tem-se uma alteração da função de transferência do transformador quando ocorrem as falhas, visto que ela será obtida em termos dos parâmetros $R1$, $R2$, a , $L1$, $L2$, Rm e Lm . Essa alteração gerará sinais de saída diferentes dos esperados, simulando possíveis falhas.

O objetivo de se obter tais modelos está relacionado à necessidade de calibrar o sistema de detecção e diagnóstico de falhas. Como nem sempre se tem sistemas com as falhas necessárias, realiza-se simulação computacional com os modelos, calibrando ou treinando o sistema de acordo com a tolerância pretendida.

3.2.5 – Simulações

Para simular o circuito do transformador, poder-se-ia utilizar um simulador de circuitos como o Pspice, ou calcular suas funções de transferências e posteriormente simulá-la em um software de cálculo como o MatLab. Optou-se pelo segundo método, obtendo as funções correntes de primário por tensão de entrada e correntes de secundário por tensão de entrada. As funções de transferência foram obtidas a partir dos parâmetros do modelo. Seguindo o método de modelagem de falhas, eles foram alterados de acordo com o que se esperava no caso da ocorrência de falhas. Ao alterar os parâmetros, obtinha-se uma nova função de transferência para o transformador com falha. Foram estudados os três tipos de falhas que o modelo escolhido simula.

Para todos os tipos de falhas foram simulados diversos percentuais de faltas, conforme apresentado na legenda das Figuras 3.13, 3.14 e 3.15, e as ondas de correntes de primário e secundário obtidas foram comparadas. A seguir encontra-se a função de transferência calculada para o modelo apresentado, porém com o secundário em curto-circuito. Obtiveram-se os parâmetros para simulação de um transformador monofásico apresentado em [24].

$$F(s) = \frac{1248s^2 + 5,64 \cdot 10^6 s + 3,10 \cdot 10^6}{7,07s^4 + 1,64 \cdot 10^5 s^3 + 4,09 \cdot 10^5 s^2 + 8,30 \cdot 10^6 s + 9,85 \cdot 10^6} \quad 3.4$$

3.2.6 – Resultados

Na figura 3.13 verifica-se os gráficos de falha no primário, onde se percebe um aumento da corrente de primário em função do aumento do percentual de falta conforme o modelado. Essas alterações geram variações na relação de transformação do transformador.

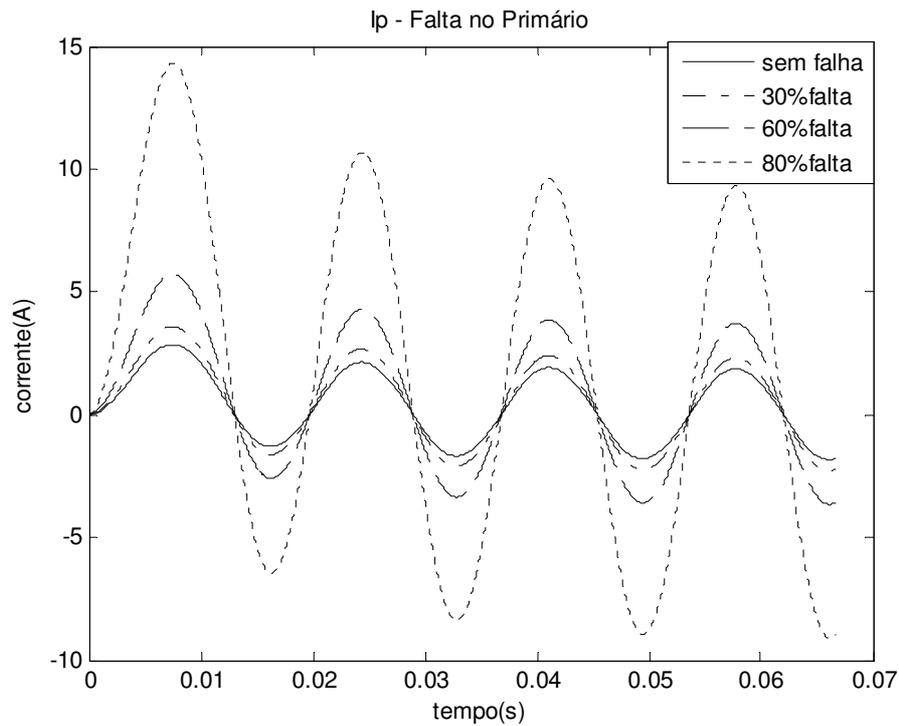


Fig. 3.13 – Correntes de Primário – Simulação de Faltas no Primário

No gráfico da figura 3.14, observa-se a variação das correntes em função do percentual de falha no secundário. Esse tipo de falha também alterará a relação de transformação.

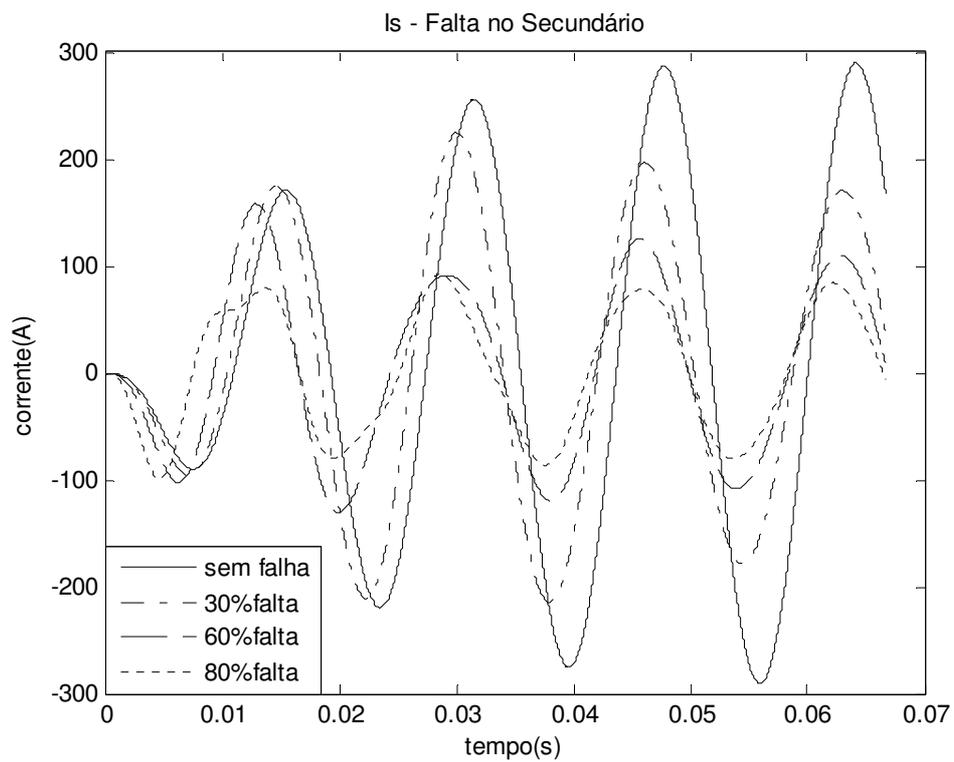


Fig. 3.14 – Correntes de Secundário – Simulação de Falhas no Secundário

A figura 3.15 apresenta as variações da corrente de secundário em função da variação do percentual de falha de magnetização:

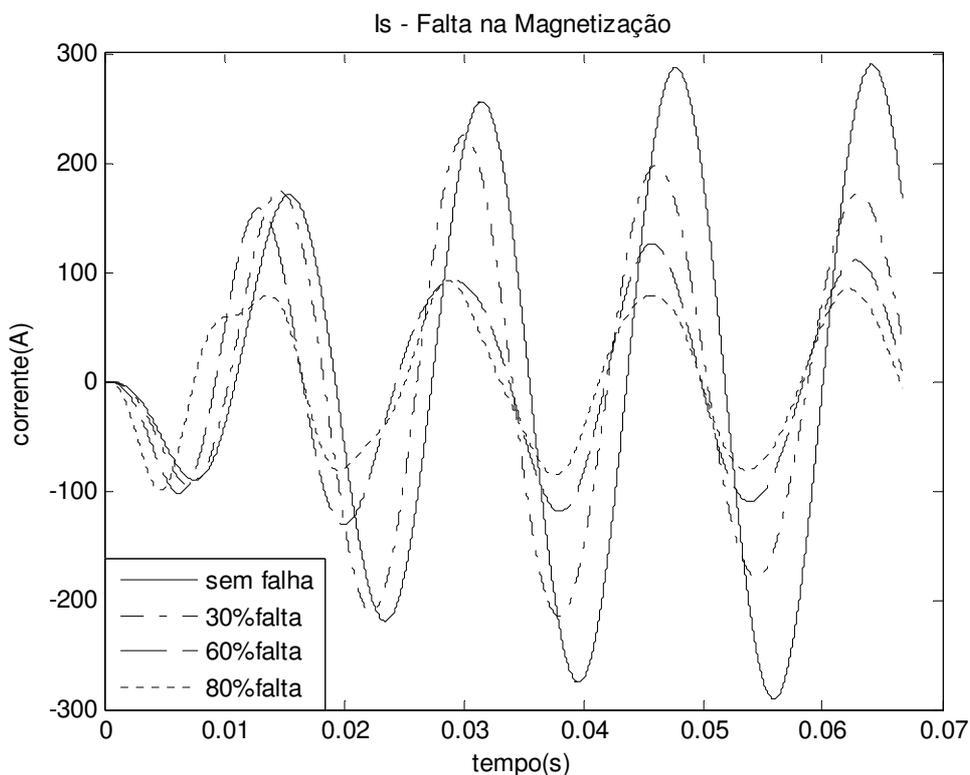


Fig. 3.15 – Correntes de Secundário – Simulação de Falhas por Problemas na Magnetização

3.2.7 – Conclusões sobre simulações de baixa frequência

Observa-se que os valores de corrente de primário aumentam com o aumento do percentual de falta para faltas no primário. No caso de faltas no secundário e na magnetização ocorre uma redução da corrente de secundário com o aumento do percentual de falta. Pretende-se na metodologia realizar o cálculo das relações de transformação através das ondas obtidas nos testes. Para tal, basta, após o período transitório que nas simulações foi de aproximadamente 50ms, dividir o valor eficaz da onda de corrente de secundário pelo valor eficaz da onda de corrente de primário. Vale ressaltar que o cálculo deve ser realizado somente após os valores atingirem o regime permanente, pois, como se pode observar nos gráficos, é necessário alguns ciclos para que as ondas cheguem a esta condição. Contudo, observa-se que quando for calculada a relação de transformação ocorrerão variações para cada tipo de falha, estas por sua vez, ajudarão a projetar o sistema de classificação.

3.3 – CONCLUSÕES SOBRE SIMULAÇÕES COM MODELOS

Conforme os resultados das simulações computacionais demonstram, tanto os testes de altas frequências quanto os testes de baixas frequências são úteis para detecção de falhas, visto que ocorrem visíveis variações nas simulações quando existem falhas no transformador.

Um ponto a ser considerado é que os resultados verificados por simulações computacionais são uma aproximação dos que poderiam ser obtidos com sistemas reais, mas não os representam identicamente. Isto porque o modelo é uma aproximação do sistema físico real, mas não é completamente fiel. Soma-se a isto o fato das medições, na realidade, apresentarem ruídos que corrompem seus os valores. Além dos ruídos, tem-se também erro advindo dos equipamentos utilizados para realizá-las, visto que todos possuem uma margem de incerteza em suas medições. Esses fatos trazem limitações para o tratamento de ondas adquiridas com o sistema real. Porém, tais limitações não estão presentes quando são realizadas simulações computacionais. Devido a isto, será apresentado no próximo capítulo um conjunto de testes em transformadores trifásicos e monofásicos, visando corroborar os fatos observados nestas simulações e trazer novos resultados pertinentes à dissertação. Através deste conjunto, será então proposta a metodologia para detecção de falhas em transformadores.

CAPÍTULO 4

MEDIÇÕES E ENSAIOS

Após a constatação da variação das ondas de correntes e tensões quando existem falhas que foram observadas nas simulações com os modelos do capítulo 2, fez-se necessário obter resultados com transformadores reais. Os transformadores utilizados para realizar as medições e testes são os apresentados na tabela 4.1.

Neste capítulo, é utilizado o teste de varredura em frequência para verificar a possibilidade de detectar falhas em transformadores. Com esse teste, procura-se verificar se transformadores em diferentes estados apresentam diferentes resultados, ou seja, apresentam diferentes frequências de ressonância.

São também realizados testes de baixa tensão baixa frequência, buscando-se obter um parâmetro que indique a presença de falhas em transformadores. Outro teste também utilizado neste capítulo é o de altas tensões altas frequências. São apresentados dois tipos de ondas impulsivas para esses testes, as ondas $10/700 \mu s$ e as ondas $1,2/50 \mu s$. São também apresentados os tratamentos propostos para cada uma delas, afim de que se tornem adequadas para detecção de falhas.

Também é verificado se os testes sofrem influência dos dispositivos pára-raios, visto que a maioria dos transformadores apresentam tal dispositivo instalado.

São utilizados 28 transformadores, dentre eles, dois estavam em bom estado (sem falha) e o restante continha diversos tipos de falhas. A tabela a seguir apresenta a classificação dos transformadores, quanto ao número de fases e quanto ao seu estado (com ou sem falha).

Tab. 4.1 – Transformadores Utilizados

Transformadores Utilizados			
Número de Identificação	Potência (kVA)	Número de fases	Estado
226501	45	Trifásico	SEM FALHA
74636	75	Trifásico	Com falha
101911	75	Trifásico	Com falha
120703	45	Trifásico	Com falha
98015	45	Trifásico	Com falha
38304	45	Trifásico	Com falha
47993	150	Trifásico	Com falha
8729065	30	Trifásico	Com falha
328902	45	Trifásico	Com falha
123836	45	Trifásico	Com falha
144731	75	Trifásico	Com falha
217539	10	Monofásico	SEM FALHA
9412685	25	Monofásico	Com falha
1123673	37,5	Monofásico	Com falha
19544	15	Monofásico	Com falha
349137	5	Monofásico	Com falha
374806	10	Monofásico	Com falha
254246	5	Monofásico	Com falha
179588	25	Monofásico	Com falha
343498	10	Monofásico	Com falha
9962451	37,5	Monofásico	Com falha
393514	10	Monofásico	Com falha
2010018	15	Monofásico	Com falha
385374	37,5	Monofásico	Com falha
400082	15	Monofásico	Com falha
20812467	5	Monofásico	Com falha
151645	15	Monofásico	Com falha
250221	25	Monofásico	Com falha

Os transformadores, tanto monofásicos quanto trifásicos, são de diversas potências nominais entre 5kVA e 150kVA.

4.1 – MEDIÇÕES EM BAIXA TENSÃO E FREQUÊNCIA VARIÁVEL

A frequência de ressonância é um fator muito sensível em qualquer circuito elétrico, visto que ela é um parâmetro característico do circuito. Se qualquer alteração for feita em um circuito, tem-se que a frequência de ressonância sofre alterações. Com a varredura em frequência, pode-se descobrir qual a frequência de ressonância do sistema, no caso, do transformador, visto que ele se comporta como um circuito RLC paralelo. A alteração dessa frequência pode ser um indício de falha, e foi esse ponto que inspirou a utilização de varredura em frequência como um dos possíveis testes para a metodologia de detecção de falhas.

4.1.1 – VARREDURA EM FREQUÊNCIA COM TRANSFORMADORES

Para a realização dos testes nos transformadores utilizando frequências variáveis, foram utilizados transformadores monofásicos de classes de potências diferentes entre 5kVA e 37,5kVA. Para geração das ondas senoidais em frequências variadas utilizou-se um gerador de sinais TEKTRONIX. A medição foi feita por meio de um osciloscópio com dois canais e pontas de provas de tensão, além dos cabos e resistores “*shunt*”.

Conectou-se então, por meio de um cabo, uma saída do gerador de sinais à bucha de primário do transformador e a outra saída foi conectada, também por um cabo, a um resistor shunt (330 ohms), e esse à carcaça (terminal X2 do secundário). Os terminais do secundário X1, X2 e X3 foram curto-circuitados através de uma cordoalha condutora. Um dos canais do osciloscópio foi conectado à saída do gerador de sinais, por uma ponta de prova, e o outro canal foi conectado ao resistor shunt, também por uma ponta de prova. A figura 4.1 ilustra as conexões.

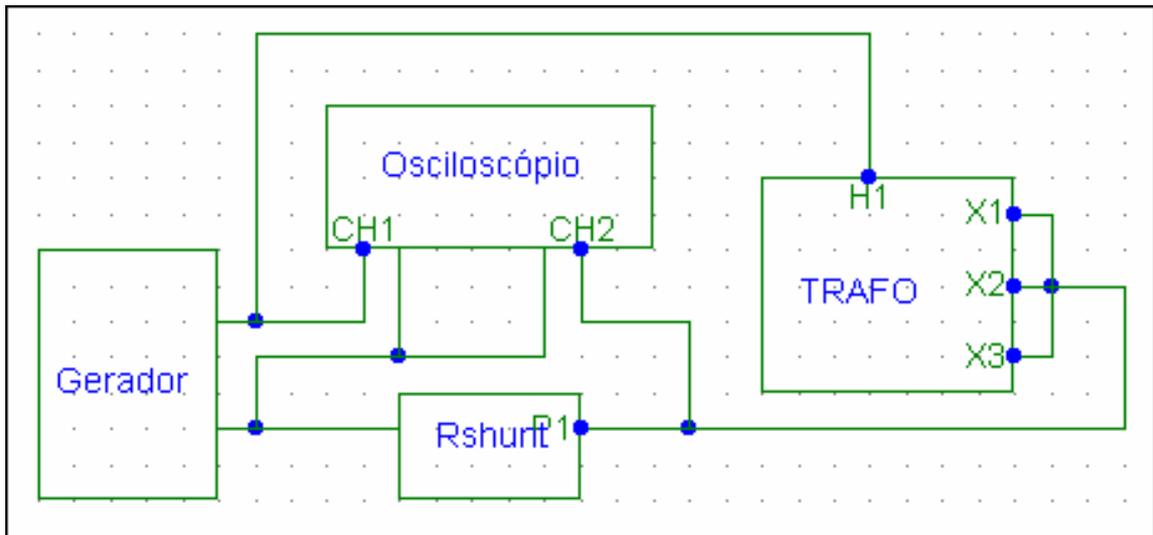


Fig. 4.1 - Circuito de Medição

Com o gerador de sinais ajustado para fornecer tensões em torno de 7 V eficaz, fez-se as medições de corrente (tensão no shunt), tensão, e defasagem (ângulo entre corrente e tensão). Essas medições foram feitas para cada frequência ajustada no gerador de sinais e a partir delas foi construída a tabela 4.2 e o Gráfico 4.3.

4.1.2 - RESULTADOS

Como resultados, obteve-se tabelas do mesmo formato da tabela 4.2. Gráficos foram construídos a partir do cálculo da impedância do circuito do transformador para cada frequência. Eles são semelhantes ao gráfico da figura 4.3.

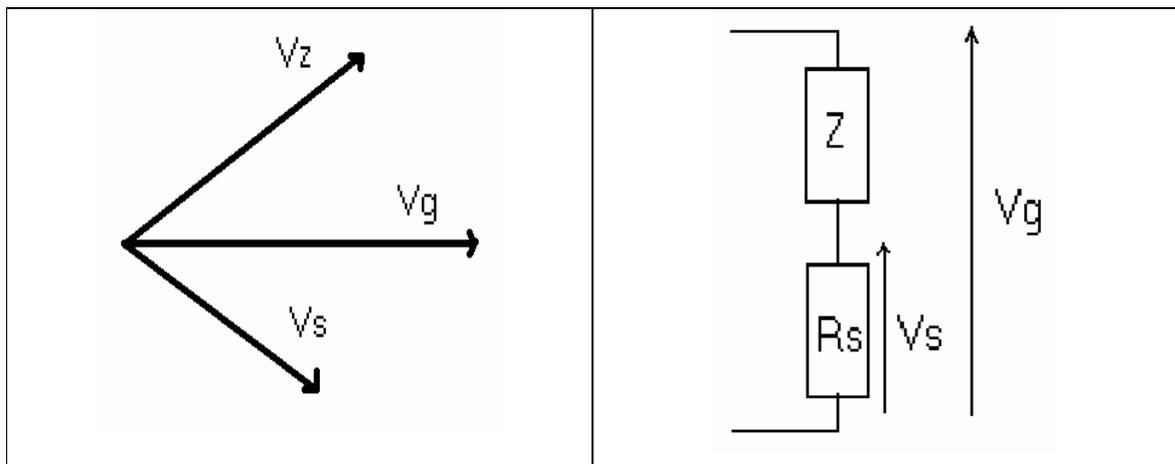


Fig. 4.2 – Representação Fasorial e em termos de Impedâncias

O cálculo do ângulo de fase foi realizado com a equação 4.1 apresentada a seguir, utilizando o raciocínio dos fasores [25] que são apresentados na figura 4.2.

$$Z = \frac{(Vg\angle 0 - Vs\angle \theta)Rs}{Vs\angle \theta} \quad 4.1$$

No gráfico da figura 4.3 que acompanha a tabela 4.2 são apresentados os valores de módulo e ângulo das impedâncias obtidas para cada frequência.

Tab. 4.2 Medição de Resposta em Frequência - Resultados

Trafo: 2010018 - Monofásico			
P = 15kVA			
f(Hz)	Tensão (V)	Tensão no Shunt (V) $R_s = 330\Omega$	Teta (s) Defasagem
50	6,8	4,25	-0,00082
100	6,84	3,97	-0,00044
500	7,07	2,95	-0,000216
1000	7,25	2,17	-0,000134
5000	7,56	0,66	-0,00004
10000	7,6	0,3	-0,0000215
20000	7,64	0,07	-0,000008
30000	7,62	0,13	0,0000069
40000	7,67	0,25	0,0000063
100000	7,65	0,94	0,0000022
110000	7,65	1,07	0,0000019
120000	7,62	1,19	0,0000017
130000	7,6	1,31	0,00000148
140000	7,56	1,36	0,00000124
150000	7,56	1,26	0,000001
160000	7,58	1,09	0,00000092
170000	7,6	1,06	0,00000095
180000	7,64	1,12	0,000001
200000	7,65	1,34	0,00000104
500000	7,2	3,44	0,00000027

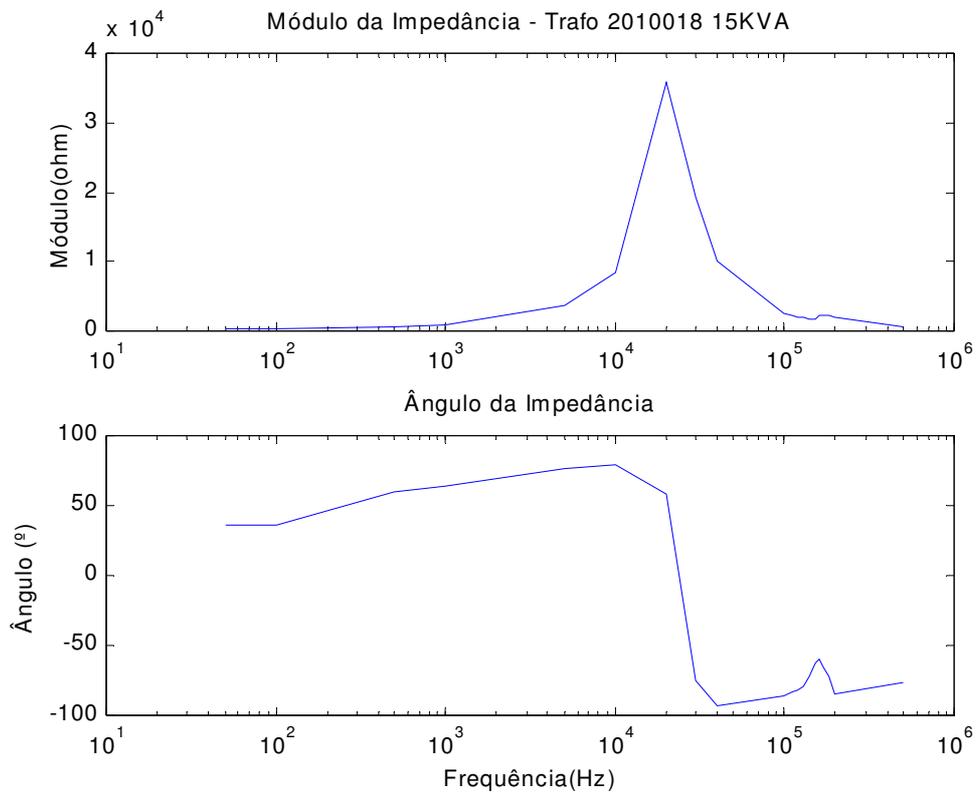


Fig. 4.3 – Gráfico de Resposta em Frequência

A figura 4.4 apresenta a resposta em módulo e ângulo para transformadores com falha. Conforme se pode observar, a resposta é bastante variada, ou seja, a frequência de ressonância não é a mesma para os diversos transformadores. Isto porque eles apresentam diferentes tipos de falhas.

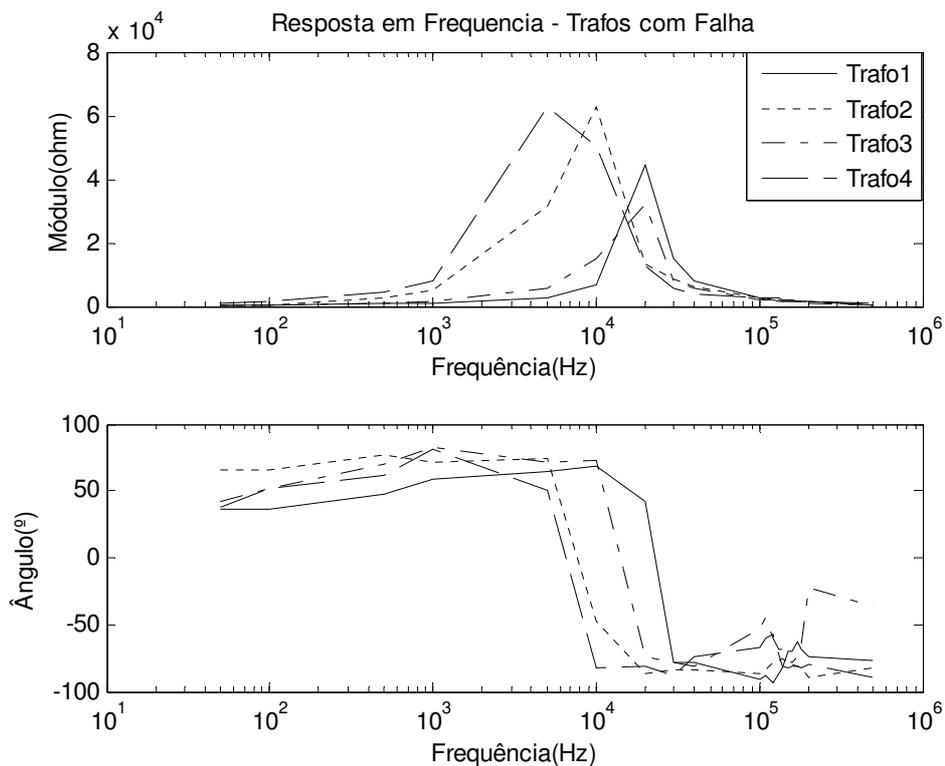


Fig. 4.4 – Comparação da Resposta em Frequência de Transformadores Diferentes

Conforme se pode observar na Figura 4.4, os transformadores apresentam a resposta em frequência que pode ser modelada por uma aproximação polinomial ou por algum outro método (Redes Neurais ou Sistemas Nebulosos, por exemplo). Os coeficientes da modelagem serão diferentes para transformadores com e sem falha e poderão ser aplicados a um sistema de classificação que fornecerá a resposta com ou sem falha para o usuário. O diagrama abaixo apresenta a proposta de classificação.

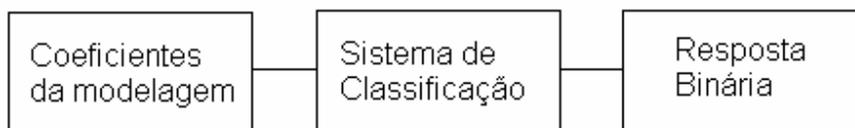
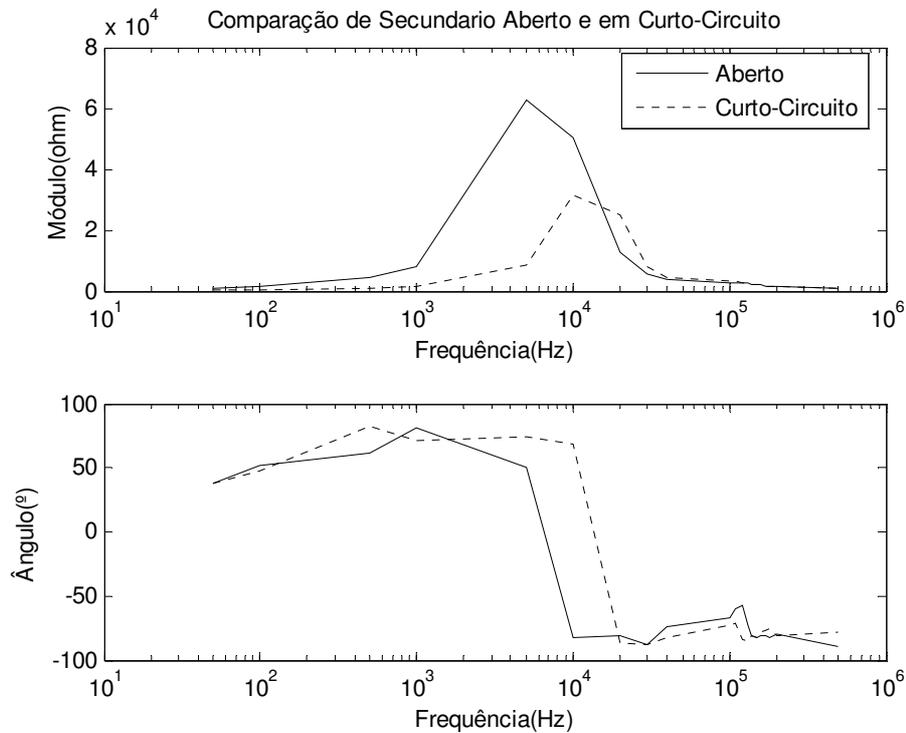


Fig. 4.5 – Sistema de Classificação de Coeficientes

Para que o sistema funcione, deve-se realizar o ensaio de varredura em frequência em diversos transformadores bons e determinar qual a margem de incerteza pra cada tipo de transformador (fabricante, modelo, classe de potência), e cada transformador testado em campo terá então o seu padrão de coeficientes da modelagem e o intervalo permitido a esses coeficientes.

Foi realizado também o teste para transformadores com o secundário aberto e em curto-circuito e verificou-se que existe variação da resposta em frequência para os dois casos, havendo deslocamento de fase e variação da amplitude.



O deslocamento de fase e a variação de amplitude entre o secundário aberto e em curto-circuito se devem ao fato, de se obter diferentes impedâncias de Thévenin [25] para cada caso. Quando o secundário está em curto-circuito, tem-se um paralelo entre impedância Z_2 (impedância de secundário) com a impedância Z_m (impedância de magnetização) e a impedância equivalente desse paralelo em série com a impedância Z_1 (impedância de primário). Quando o secundário está aberto, observa-se somente a impedância Z_1 em série com a impedância Z_m .

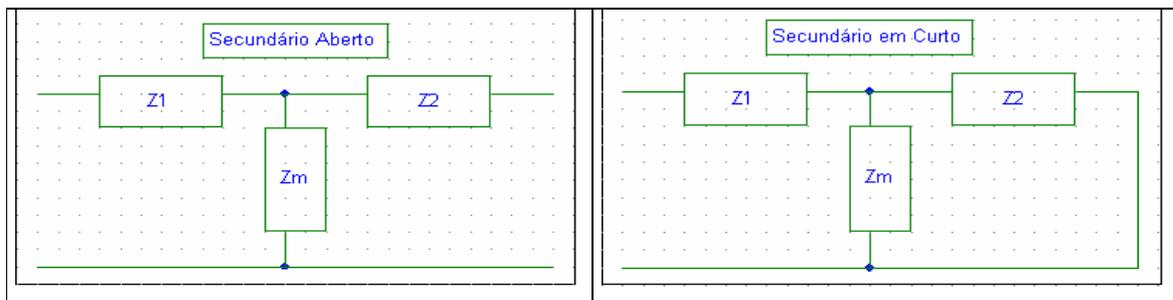


Fig. 4.7 – Circuito do Transformador - Impedâncias

Esse fato indica que quando o secundário está em curto-circuito pode-se obter informações sobre ele através dos terminais de primário. Como os testes serão feitos com o secundário em curto-circuito, serão detectadas faltas também no secundário.

4.1.3 – CONCLUSÕES SOBRE VARREDURA EM FREQUÊNCIA

Verificou-se que, ao fazer varredura em frequência, é observado um deslocamento da frequência de ressonância quando os circuitos internos são diferentes, mesmo no caso da diferença estar presente no secundário do transformador, conforme Figura 4.6. Isso possibilita a identificação de falhas, porém é necessário que se tenha padrões de transformadores bons para cada classe de potência e para cada fabricante. Para realizar detecção de falhas em transformadores por meio de métodos de varredura em frequência, devem ser obtidos padrões para cada tipo de transformador sem falha. Ao se fazer varredura em frequência em determinado transformador em campo, a sua resposta em frequência será comparada à resposta do transformador sem falha. Caso a discrepância seja grande, o transformador será considerado como transformador com falha. Caso essa discrepância seja pequena será classificado como transformador sem falha. A análise poderá ser feita através da comparação dos coeficientes de uma aproximação polinomial, por exemplo. Para utilizar em campo os testes de varredura em frequência, estudos devem ser realizados para determinar os limites permitidos para os coeficientes. Os resultados podem ser obtidos através das saídas de uma RNA ou Sistema Nebuloso, ou algum outro sistema de classificação.

Este método não será utilizado devido à dificuldade apresentada em criar os seus padrões, pois se torna inviável gerá-los para todos os tipos de transformadores. Porém, caso em um trabalho de continuidade, tenha-se o intuito de detectar faltas, pode-se recorrer à varredura em frequência devido à sua grande sensibilidade.

4.2 – ENSAIOS DE BAIXA TENSÃO BAIXA FREQUÊNCIA

O método de baixa tensão baixa frequência fundamentou-se no fato do ensaio de curto-circuito do transformador permitir a medição de correntes nominais no transformador, mesmo sem a tensão nominal. Os parâmetros mais comumente obtidos com os ensaios de curto-circuito são de forma geral alterados quando existem falhas nos transformadores. Este foi um dos fatos que inspiraram a verificação das relações de transformação, que é um parâmetro fixo. O fato das correntes em curto-circuito serem iguais às correntes nominais permitiu que a relação de

transformação fosse medida no transformador em teste, visto que a relação corrente/corrente é aproximadamente a mesma que a relação tensão/tensão. Nessa seção serão descritos os ensaios.

4.2.1 – OPERAÇÃO EM CURTO-CIRCUITO

A operação em curto-circuito, utilizada para realizar o ensaio de curto-circuito é obtida mantendo-se o secundário do transformador em curto-circuito e aplicando-se uma tensão no primário, que seja capaz de fornecer corrente nominal nesse enrolamento. O ensaio de curto-circuito permite determinar as perdas no cobre, a queda de tensão interna, a impedância, resistência e reatância percentuais [10].

4.2.1.1 – Determinação de Perdas no Cobre

As perdas no cobre dependem da corrente elétrica que passa pelos enrolamentos, pois essas perdas são resultado do Efeito Joule. Isso indica a necessidade de se estabelecer um ponto de operação que faça com que a corrente nos enrolamentos seja a corrente nominal, podendo assim determinar $r_1 I_1^2 + r_2 I_2^2$. Sendo r_1 e r_2 as resistências de primário e secundário e I_1 e I_2 as correntes de primário e secundário, respectivamente.

Ao se estabelecer corrente de primário nominal, estabelece-se também corrente de secundário nominal. Então se utiliza uma fonte AC no primário e com o secundário em curto-circuito, obtém-se as correntes desejadas. É importante ressaltar que o valor da tensão de primário para se obter correntes nominais com o secundário em curto-circuito é muito inferior (em geral, menor que 10% do valor da tensão nominal) à tensão nominal desse enrolamento [10].

Com essas tensões inferiores à tensão nominal, tem-se também a redução da indução no núcleo e com isso, a redução das perdas por histerese e das perdas por correntes parasitas de Foucault. Dessa forma, pode-se desprezar as perdas no núcleo, ou seja, toda a potência fornecida pela fonte é dissipada pelas perdas por efeito Joule nos enrolamentos. Então, para determinar as perdas no cobre, basta medir a potência fornecida pela fonte quando a corrente de primário for igual à corrente nominal, com o secundário em curto-circuito.

4.2.1.2 – Determinação da queda de tensão interna

A queda de tensão interna do transformador pode ser observada no modelo equivalente da Figura 4.8. Ela ocorre pelo fato de existir uma corrente que passa pelas impedâncias que representam as

perdas internas no primário, gerando uma queda de tensão dos terminais de alta para o ramo de magnetização essa nova tensão é a tensão que de fato é transformada pelo transformador ideal. A tensão do secundário do transformador ideal também não é a tensão do secundário real, visto que existe também a queda de tensão devido a corrente de secundário passando pela impedância que modela as perdas no secundário.

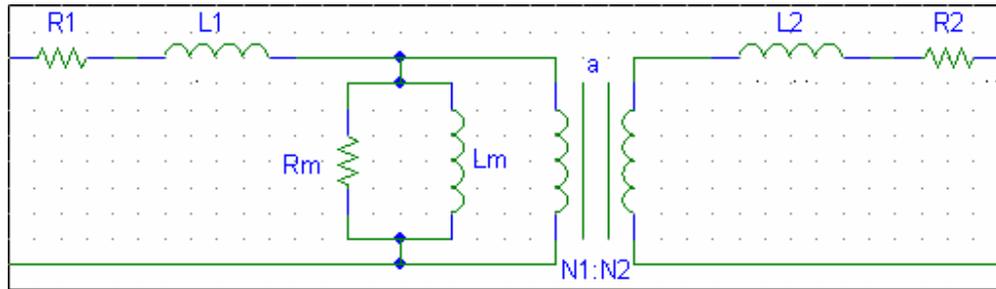


Fig. 4.8 – Circuito Equivalente do Transformador

Para se determinar a queda de tensão total aproximada de um transformador, é necessário, com o secundário em curto-circuito, aplicar correntes nominais em seus enrolamentos. Pode-se afirmar que, ao fechar o secundário em curto-circuito a tensão aplicada ao primário será a própria queda de tensão interna do transformador [24].

4.2.1.3 – Resistência, Impedância e Reatância Percentuais

Com o ensaio de curto-circuito, pode-se obter a potência dissipada no transformador, a tensão de curto-circuito e as correntes nominais dos enrolamentos. Uma boa aproximação para o transformador conectado com os terminais em curto-circuito é a de uma impedância modelada por um indutor em série com um resistor. Nesse caso as perdas e correntes no núcleo são desprezadas.

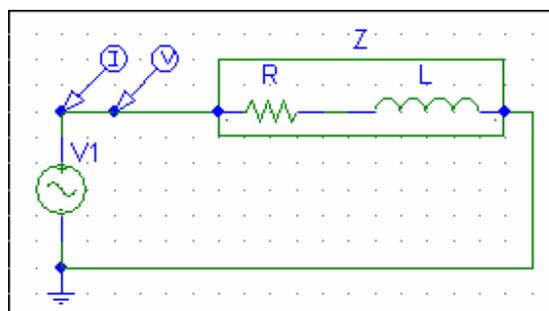


Fig. 4.9 – Transformador Visto como Uma Impedância

Como a potência ativa medida neste ensaio corresponde a aproximadamente a potência dissipada em r_1 e r_2 , e, sendo R uma resistência que representa a resistência dos dois enrolamentos, pode-se descrever:

$$R\% = \frac{P \times 100}{S_n} \quad 4.2$$

Onde,

$R\%$: resistência percentual

P : potencia ativa medida

S_n : ($S_n = V_{2n} \times I_{2n}$ ou $S_n = V_{1n} \times I_{1n}$) é a potência aparente nominal.

V_{1n} : tensão nominal de primário por fase.

V_{2n} : tensão nominal de secundário por fase.

I_{1n} : corrente nominal de primário por fase.

I_{2n} : corrente nominal de secundário por fase.

Para determinar a impedância percentual, utiliza-se a fórmula:

$$Z\% = \frac{V \times 100}{V_{1n}} \quad 4.3$$

Onde,

$Z\%$: impedância percentual

V : tensão medida por fase.

V_{1n} : tensão nominal de primário por fase.

Daí a reatância percentual pode ser calculada pela fórmula:

$$X\% = \sqrt{(Z\%)^2 - (R\%)^2} \quad 4.4$$

Onde,

$X\%$: Reatância percentual

$Z\%$: impedância percentual

$R\%$: resistência percentual

4.2.1.4 – Medições para transformadores trifásicos

Tal como no caso do ensaio a vazio, para os transformadores trifásicos, deve-se considerar se os enrolamentos estão conectados em estrela ou em triângulo. Conforme é usual nos cálculos em sistemas de potência, é comum a análise de circuitos trifásicos por uma única fase, considerando as outras duas como simétricas. Naturalmente, tal representação só poderia ser conseguida pela conexão estrela sendo que, no caso da conexão triângulo, trabalhar-se-ia com sua estrela equivalente. Pode-se provar que os parâmetros Z , R e X em ohms sofreriam influência pelo modo como as três fases fossem conectadas. Entretanto seus correspondentes valores percentuais independem se o transformador é estrela ou triângulo. Na seqüência seguem as fórmulas para determinação de $R\%$, $Z\%$ e $X\%$ para o transformador trifásico.

A resistência percentual é dada por:

$$R\% = \frac{P \times 100}{S_n} \quad 4.5$$

Onde,

$R\%$: Resistência percentual por fase;

P : potencia ativa por fase;

S_n : ($S_n = V_{2n} \times I_{2n}$) é a potência aparente nominal por fase.

A impedância percentual é dada por :

$$Z\% = \frac{V \times 100}{V_{1n}} \quad 4.6$$

Onde,

$Z\%$: Impedância percentual por fase

V : tensão medida.

V_{1n} : tensão nominal de linha, do enrolamento alimentado.

A reatância percentual é calculada da mesma forma nos transformadores monofásicos e trifásicos, conforme a equação 4.4, visto que ela é obtida em função das impedâncias e das resistências percentuais.

4.2.2 – A RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO

Em um transformador ideal, a relação de transformação é estabelecida pela divisão do número de espiras de primário pelo número de espiras de secundário. Ou seja, ela pode ser estabelecida como a proporção que existe entre tensão ou corrente de primário e a tensão ou corrente de secundário, respectivamente. Desta forma, para determinar a relação de transformação de um transformador monofásico, pode-se utilizar a fórmula [24].

$$a = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad 4.7$$

Onde,

a : Relação de transformação;

N_1 e N_2 : Número de espiras de primário e secundário, respectivamente;

V_1 e V_2 : Tensões de primário e secundário, respectivamente;

I_1 e I_2 : Correntes de primário e secundário, respectivamente;

Para se determinar a relação de transformação de um transformador trifásico, com a ligação de primário em triângulo e de secundário estrela, com a medição de tensões em seus terminais, deve-se utilizar a fórmula [24]:

$$a = \frac{\sqrt{3} \times V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad 4.8$$

Onde,

a : Relação de transformação;

N_1 e N_2 : Número de espiras de primário e secundário, respectivamente;

V_1 e V_2 : Tensões de linha de primário e secundário, respectivamente;

Em transformadores reais, a relação de transformação medida através das divisões de tensões apresentadas nas equações 4.7 e 4.8 é corrompida pela queda de tensão interna dos

transformadores. Sendo assim, a relação de transformação de um transformador com carga nominal é maior que o resultado da divisão de $N1$ por $N2$.

4.2.3 – JUSTIFICATIVA DO ENSAIO DE BAIXA TENSÃO BAIXA FREQUÊNCIA

É importante ressaltar que, conforme pode ser observado nas fórmulas, a relação de transformação não varia com a potência do transformador, pois está relacionada ao número de espiras de primário e secundário, e por consequência, às correntes e tensões do transformador. Isso permite que transformadores de fabricantes diferentes e de potências diferentes possam ser substituídos, desde que a demanda permita, e mantenham as mesmas tensões de primário e secundário, mantendo entre si as mesmas relações de transformação. São essas características da relação de transformação que permitiram que tal relação fosse utilizada para compor uma metodologia de detecção de falhas em transformadores. Visto que no campo deseja-se testar transformadores de diferentes níveis de potência e diferentes fabricantes. O teste analisa um parâmetro que se assemelha à relação de transformação, principalmente na sua constância relativa às variações citadas anteriormente.

4.2.4 – OBJETIVO DO ENSAIO DE BAIXA TENSÃO BAIXA FREQUENCIA

O Ensaio de Baixa Tensão Baixa Frequência, por basear-se na comparação de valores medidos com valores padrões, tem por objetivo determinar um parâmetro denominado neste trabalho de Pseudo-Relação de Transformação (PRT), que apresentará valores fixos para qualquer transformador sem falha (a PRT pode ser definida como o quociente da corrente de cada bobina de secundário pela corrente que é fornecida pela fonte de tensão monofásica conectada ao primário). Os valores das PRTs são diferentes para transformadores trifásicos e monofásicos. O nome Pseudo-Relação de Transformação é adotado pelo fato de nem sempre as medições de correntes do transformador serem obtidas na configuração ideal, visto que no caso trifásico utiliza-se uma fonte trifásica para obter a relação de transformação, e neste trabalho

utilizou-se uma fonte monofásica. Além disso, a fórmula é dada apenas pela divisão da corrente de fase de secundário pela corrente da fonte de tensão. Ou seja, para o caso monofásico, a PRT se aproximará da relação de transformação, salvo pela desconsideração das quedas de tensões internas. Já no caso trifásico, as PRTs serão diferentes.

4.2.5 – ENSAIO EM TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

4.2.5.1 – Metodologia de Ensaio

Para realização dos ensaios de Baixa Tensão Baixa Frequência nos transformadores monofásicos, conectou-se os terminais x1 e x3 ao terminal x2, esse por sua vez foi aterrado. Dessa forma poder-se-ia medir as correntes x1-x2 e x3-x2, que serão chamadas de I_{12} e I_{32} . A fonte de tensão de 100V/60Hz foi conectada à bobina de primário, ou seja, ao terminal H1 e ao terminal x2. A corrente que passa pela bobina de primário é a corrente da fonte, e tal corrente também pode ser medida. Os instrumentos de medição foram instalados para realizar as medições das correntes indicadas e da tensão da fonte para garantir aproximadamente 100V. A configuração de teste pode ser visualizada na figura 4.10.

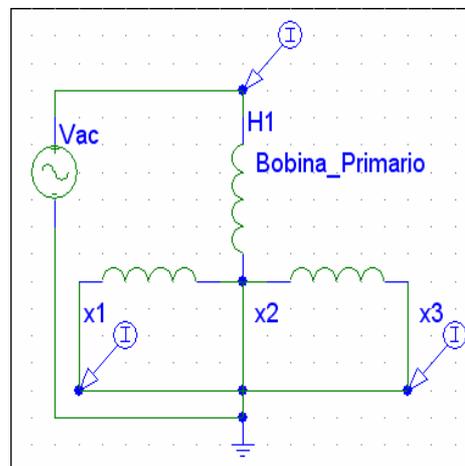


Fig. 4.10 – Configuração de Teste para Transformador Monofásico

São obtidas então, para cada transformador monofásico, duas PRTs, uma para cada corrente de secundário. Tais PRTs serão denominadas PRT_{12} obtida com a corrente I_{12} e PRT_{32} obtida com a corrente I_{32} . Os cálculos da PRT podem ser obtidos com as equações 4.9 e 4.10.

$$PRT_{12} = \frac{I_{12}}{I_f} \text{ e } PRT_{32} = \frac{I_{32}}{I_f} \quad 4.9$$

Sendo,

PRT_{12} : Pseudo-Relação de Transformação Corrente I_{12} por Corrente de Fonte;

PRT_{32} : Pseudo-Relação de Transformação Corrente I_{32} por Corrente de Fonte;

I_f : Corrente da fonte;

I_{12} e I_{32} : Corrente que sae da bucha x1 para a x2 e x3 para a x2, respectivamente;

4.2.5.2 – Medições em Transformadores Monofásicos sem Falha

Para o transformador sem falha a PRT foi calculada para as duas correntes de secundário. Os valores obtidos seguem na tabela abaixo.

Tab. 4.3 – Medições BTBF para Transformador Monofásico sem Falha

Fonte AC em H1-x2				
	Vp (V)	Ip (A)	Is (A)	PRT (A/A)
x1-x2	99,84	0,64	20,90	32,66
x3-x2	99,84	0,64	21,12	33,00

Como se pode observar, os valores que devem ser tomados como padrões são valores em torno de 33. Além disso, outro fato importante a se observar é que o teste pode ser realizado com uma fonte de 64VA de potência, visto que a maior potência obtida pela tabela é de 63,90VA. Porém, por precaução, deve-se escolher uma fonte com mais potência visto que transformadores de diferentes potências podem necessitar de uma fonte mais potente.

4.2.6 – ENSAIO EM TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

4.2.6.1 – Metodologia de Ensaio

Os testes de baixa tensão baixa frequência em transformadores trifásicos, consistem em aplicar uma tensão de 100V e frequência de 60Hz entre dois dos terminais do primário, com os terminais de secundário em curto-circuito. Mede-se então a corrente da fonte de 100V e as correntes que dos terminais de secundário para o terminal de neutro, ou seja, as correntes de curto-circuito de

secundário. A divisão do valor da corrente de cada terminal de secundário para o terminal de neutro dividido pelo valor da corrente da fonte de 100V é chamado de pseudo-relação de transformação corrente/corrente. A metodologia de teste é exposta a seguir:

- Com o secundário em curto-circuito, conecta-se a fonte de tensão AC nos terminais de primário, H1-H2.
- Mede-se a corrente da fonte.
- Medem-se as correntes que fluem de cada terminal do secundário para o terminal de neutro.
- Calculam-se as PRTs.
- Repetem-se os passos acima, mais duas vezes, porém com os terminais da fonte de tensão AC conectados aos terminais H1-H3 e posteriormente em H2-H3.

Os cálculos das PRTs são realizados utilizando-se a seguinte fórmula:

$$PRT = \frac{I_{SEC}}{I_f} \quad 4.10$$

Sendo:

PRT: a pseudo-relação de transformação desejada;

I_{sec}: corrente de secundário;

I_f: corrente que sai da fonte;

São encontradas então nove pseudo-relações de transformação com o teste de baixa tensão baixa frequência, três para cada posição da fonte AC. Essas nove PRT não possuem grandes variações para qualquer transformador de distribuição que trabalha nos mesmos níveis de tensão e que não contém falha, independente do fabricante, do nível de potência, da classe de isolamento, etc. Isso porque a relação de transformação é um parâmetro estritamente controlado, não sendo permitidas grandes variações de transformador para transformador, e quando ocorre alguma falha, essas relações são alteradas. A figura a seguir apresenta os pontos de conexão e medição, para realização do teste.

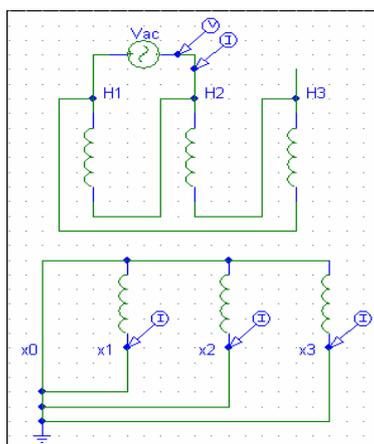


Fig. 4.11 - Ensaio BTBF com fonte em H1-H2

4.2.6.2 – Medições de Transformadores Trifásicos sem Falha

Como resultados do teste, para um transformador sem falha, tem-se a tabela 4.4. Pode-se verificar que as pequenas variações existentes são, principalmente, proveniente de erros do sistema de medição. No entanto podem existir pequenas variações de transformador para transformador, o que não compromete, pois é prevista uma margem de incerteza em torno dos valores que dizem que o transformador está sem falha.

Tab. 4.4 - Medições BTBF para Transformador sem Falha Monofásico

Fonte em H1-H2				
Medição	Vp (V)	Ip (A)	Is (A)	PRT (A/A)
x1-x0	99,91	0,34	11,89	34,97
x2-x0	99,91	0,34	23,94	70,41
x3-x0	99,91	0,34	11,80	34,70
Fonte em H1-H3				
Medição	Vp (V)	Ip (A)	Is (A)	PRT (A/A)
x1-x0	99,91	0,34	24,25	71,32
x2-x0	99,91	0,34	11,82	34,76
x3-x0	99,91	0,34	11,77	34,61
Fonte em H2-H3				
Medição	Vp (V)	Ip (A)	Is (A)	PRT (A/A)
x1-x0	99,91	0,34	12,08	35,53
x2-x0	99,91	0,34	12,07	35,50
x3-x0	99,9	0,34	23,36	68,70

As medições apresentadas na tabela anterior foram realizadas em um transformador trifásico sem falha nº 226501 ligado em triângulo no primário e em estrela no secundário. Os ensaios foram realizados com a configuração sugerida pela metodologia. Mediu-se a tensão de primário (V_p), a corrente de primário (I_p), a potência ativa (P), o fator de potência (F_p) e a corrente de secundário.

Os ensaios realizados com todos os terminais conectados ao neutro, porém cada um ligado diretamente ao neutro ($x_0-x_1-x_2-x_3$, sendo x_1-x_0 , x_2-x_0 e x_3-x_0), permitindo assim a medição de correntes de fase.

O fato de em cada ligação apresentar uma linha com valores em torno de 70 e as outras em torno de 35 está relacionado à conexão feita com a fonte monofásica. Pois em cada conexão, ela aplicava tensão de 100V aproximadamente em uma bobina do transformador e apenas metade da tensão nas outras duas, visto que a fonte aplica tensão em uma bobina em paralelo com as outras duas em série. Ou seja, observa-se que ao alternar a fonte entre os terminais de primário, alterna-se também os valores onde se obtêm valores máximos de PRTs nos secundários. Porém, esses valores são fixos para qualquer transformador.

4.2.7 –DETERMINAÇÃO DOS INTERVALOS DE PRTs

Algum critério deve ser adotado para determinar os intervalos permitidos para as PRTs, visto que elas serão os fatores determinantes para se analisar se o transformador está ou não com falha. Porém, o conjunto de dados que foi utilizado para teste apresentou grande discrepância quando foram analisadas as PRTs de transformadores com falhas. Já as PRTs de transformadores sem falha apresentaram valores muito próximos. Com base nessa observação, verifica-se que a variação permitida pela norma NBR 5310 (0,5%), somado à incerteza dos equipamentos de medição, é suficiente também para determinação dos limiares de detecção utilizando a PRT. Com isso, pode-se determinar como valores permitidos de PRTs em um intervalo de $\pm 3,5\%$ dos valores considerados ideais, considerando a incerteza dos equipamentos de medição somada a incerteza permitida por norma para as PRTs. Porém, o transformador que apresentou PRTs mais próximas das obtidas para o transformador sem falha obteve valores em média 13,8% distantes do esperado. Isso indica que o intervalo de $\pm 3,5\%$ pode ser ampliado se for necessário, porém não deverá atingir valores superiores a $\pm 13,8\%$.

Deve-se considerar que segundo a norma NBR 5440, existem diferentes taps de tensões em que os transformadores podem ser conectados. Dessa forma, deve-se calibrar o equipamento que

será utilizado em campo para obter os valores para os diferentes taps. E para cada transformador ajustar esses valores de acordo com o tap em que ele está conectado. Segundo o apresentado nas Tabelas 6.3 e 6.4, a margem de variação das PRTs dos transformadores com falha foi muito distante das PRTs dos transformadores bons, pode-se ajustar os valores de forma intermediária, cobrindo as variações dos taps.

4.2.8 – PROPOSTA DE DETECÇÃO DE FALHAS UTILIZANDO-SE PRTs

A utilização das Pseudo-Relações de Transformação pode ser tratada como um caso de detecção de falhas por limiares. Ou seja, ao se saber qual é o intervalo no qual a PRT deve estar contida, pode-se criar um sistema que verifique em cada teste se as PRTs encontradas estão ou não nesse intervalo. Caso uma ou mais das PRTs se encontre fora desses limiares, o sistema acionará o alarme de falha. Esse alarme é o resultado da detecção, ou seja, uma resposta binária (está ou não com falha). A Figura 4.12 representa o sistema proposto.



Fig. 4.12 – Proposta de Classificação com PRTs

A análise pode ser feita com um sistema nebuloso ou com um algoritmo que avalia os valores das PRTs através de um conjunto de condições. Ambos foram implementados e obteve-se êxito em 100% dos casos, tanto classificando com um sistema nebuloso quanto classificando com um algoritmo que realiza a classificação baseando-se em regras determinísticas. O algoritmo testará cada uma das PRTs da seguinte forma.

$SE PRT_{min} < PRT(i) < PRT_{max}$ $FALHA = 0;$ <i>SENÃO</i> $FALHA = 1;$ <i>FIM</i>

Ao final do teste, se a variável falha contiver o valor “zero”, tem-se que o transformador está sem falha, caso contrário, tem-se um transformador com falha.

4.3 – TESTES DE ALTAS TENSÕES ALTAS FREQUÊNCIAS

Os testes de altas tensões altas frequências (ATAF) foram inspirados pelo teste de impulso apresentado no capítulo 3 como um dos testes mais comuns para detecção de falhas de transformadores em laboratórios. Com as devidas adaptações apresentadas na sequência do capítulo, pois se deseja aplicar tais testes no campo, foram realizados também testes parecidos com os testes laboratoriais, com níveis de tensões e energia menores.

O principal objetivo dos testes ATAF é verificar se não existem falhas que somente aparecem em altas tensões. Serão então analisadas duas formas de ondas, a primeira é de $10/700 \mu s$ com tensões em torno de 1000V. Nesse caso procura-se por padrões de formas de ondas para transformadores bons. As outras ondas são de $1.2/50 \mu s$ e tensões de 5kV a 30kV. Nesse caso, procura-se comparar ondas de níveis de tensões diferentes em um mesmo transformador.

4.3.1 – ONDAS $10/700 \mu s$

4.3.1.1 – Configuração de teste

Realizaram-se testes de altas tensões altas frequências com ondas de $10/700 \mu s$, sendo que para isso o secundário do transformador foi colocado em curto-circuito e aterrado. Para gerar o curto-circuito, foi utilizada uma cordoalha. No caso dos transformadores monofásicos, o teste foi realizado aplicando-se uma onda de tensão de 1000V - $10/700 \mu s$ entre os terminais H1-x2 do transformador. Para que os testes de Tensão Impulsiva fossem realizados foi necessário utilizar um osciloscópio, uma ponta de prova para altas tensões, cabos, conectores, uma ponta de corrente e uma fonte de tensão impulsiva que fornecia uma onda de $10/700 \mu s$ com tensão máxima de 6kV. Media-se durante os testes, a tensão aplicada pela fonte e a corrente que fluía por ela. Nos transformadores trifásicos aplicou-se a mesma metodologia, com o mesmo nível de tensão, porém a tensão foi aplicada entre os terminais de primário – tensão de linha e entre os terminais de primário e o terra – tensão de fase. A Figura 4.13 apresenta as configurações de teste.

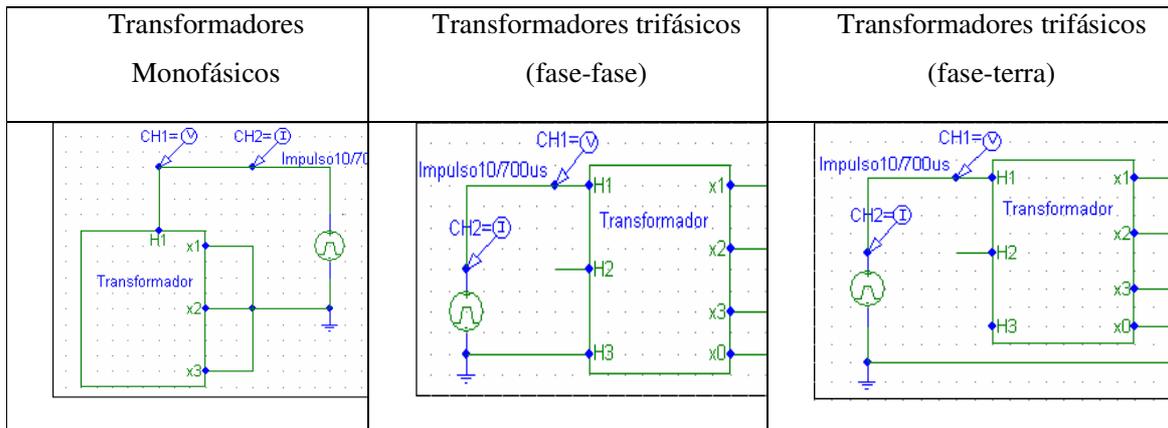


Fig. 4.13 – Esquemas de Ligações para Ondas 10/700 microssegundos

4.3.1.2 – Formas de Onda

As ondas de corrente e tensão obtidas a partir das configurações descritas anteriormente para transformadores trifásicos e monofásicos são as apresentadas nas figuras 4.14, 4.15 e 4.16. Para melhor visualização, todas as ondas foram normalizadas.

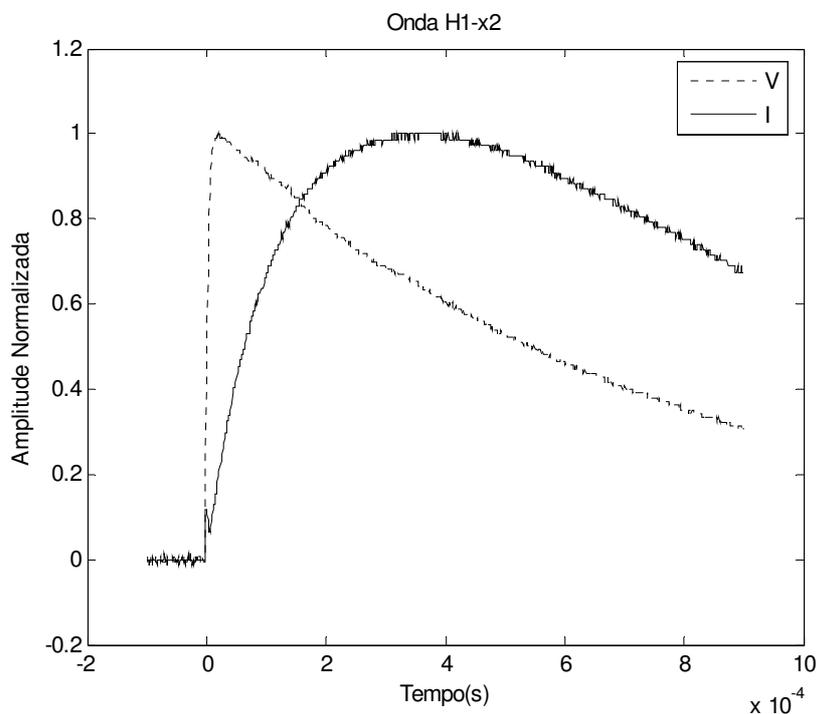


Fig.4.14 - Onda fase-neutro - Transformador Monofásico

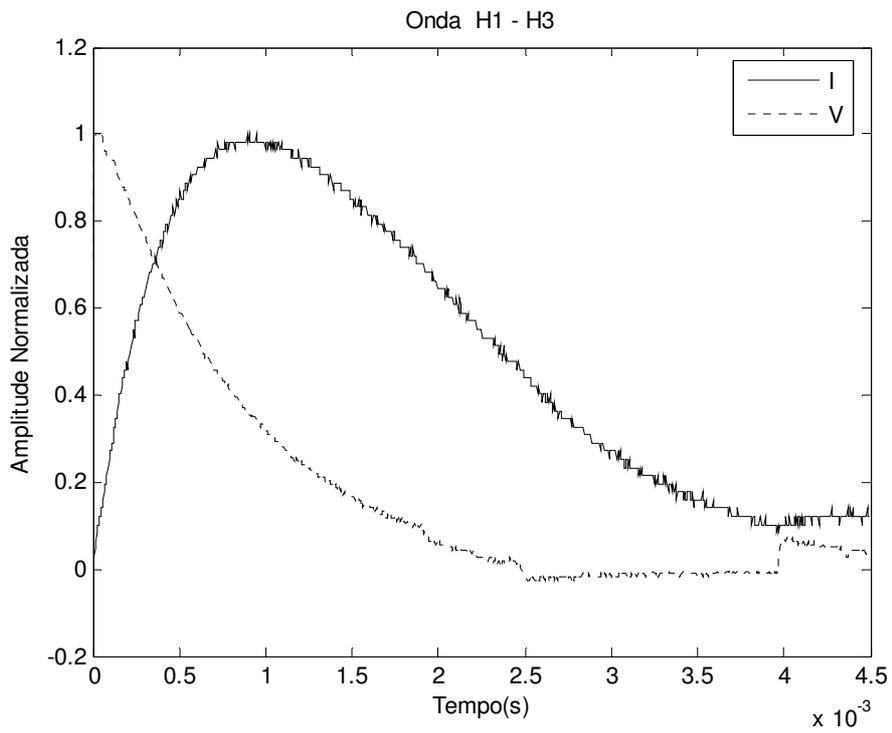


Fig. 4.15 – Onda fase-fase – Transformador Trifásico

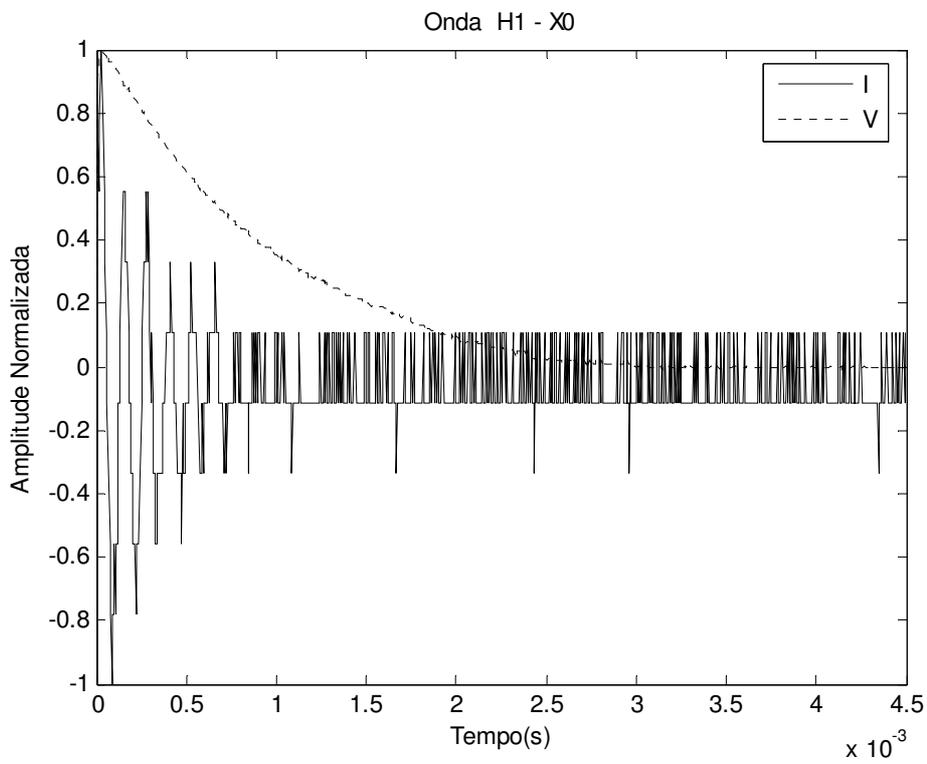


Fig. 4.16 – Onda fase-neutro – Transformador Trifásico

Tais ondas sofrem deformações quando o transformador não está em bom estado de funcionamento, conforme pode ser observado na Figura 4.17. Dessa forma, as ondas anteriores servem apenas para demonstração do formato das ondas geradas. As ondas Fase-Neutro para transformadores trifásicos não terão muita ênfase nesse trabalho, visto que não estão sendo medidas as correntes que circulam pelas bobinas, e sim correntes que circulam entre a carcaça e a bucha.

4.3.1.3 – Ondas de Transformadores Com Falha

Quando o transformador apresenta falhas, a forma de onda é alterada, visto que a falha pode ser entendida como uma variação da função de transferência que o modela. Na figura 4.17 é apresentado um exemplo de onda com falha.

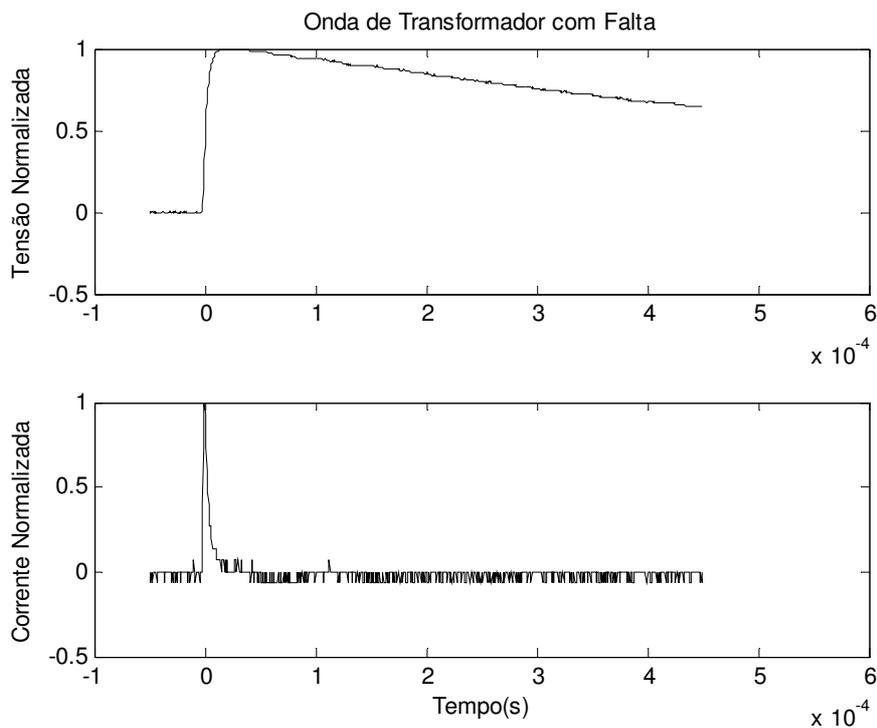


Fig. 4.17 – Ondas 10/700 microssegundos para Transformador com Falha

4.3.1.4 - Modelagem Paramétrica das Ondas 10/700 μ s

Na tentativa de se obter um bom conjunto de padrões, utilizou-se a metodologia de modelagem paramétrica que, a partir de um par de entradas e saídas, procura fornecer uma função de transferência em “z” que descreve as saídas a partir das entradas do sistema, ou seja, descreve o comportamento das curvas de corrente em função das curvas de tensão (modelo entrada-saída). Essa modelagem nos fornecerá coeficientes do denominador e numerador da função de transferência, e esses podem ser utilizados como padrões nas entradas de uma RNA que faça classificação.

4.3.1.4.1 - Obtenção dos Modelos

Para obtenção dos modelos foi utilizado o método Steiglitz-McBride [5] através do comando `stmcb` do MatLab, pois este comando realiza a modelagem paramétrica a partir de pares de entradas e saídas, fornecendo os coeficientes do denominador e do numerador de uma função de transferência. Depois de obtidos os coeficientes da função de transferência do transformador pode-se obter a onda de saída do sistema a partir de uma onda de entrada. Para fazer esta simulação pode-se utilizar a função `filter` do MatLab, que gera uma saída para o sistema a partir de uma entrada e dos coeficientes do denominador e numerador da sua função de transferência.

4.3.1.4.2 - Resultados da Modelagem

Utilizaram-se os pares tensão aplicada e corrente medida na função `stmcb` para obter os coeficientes da função de transferência. Depois de obtidos estes coeficientes, simulou-se a onda de corrente a partir da onda de tensão real, encontrando assim a corrente de saída simulada do modelo obtido. Procurou-se utilizar um número reduzido de pólos e zeros, pois se tem o objetivo de utilizar os coeficientes nas entradas de um Sistema de Inteligência Computacional.

A corrente real e a corrente do modelo foram comparadas através dos gráficos que se encontram na figura 4.19. O modelo foi obtido com cinco pólos e cinco zeros por meio da técnica de Modelagem Paramétrica. A entrada utilizada para gerar a corrente no modelo foi a onda de tensão real aplicada no transformador.

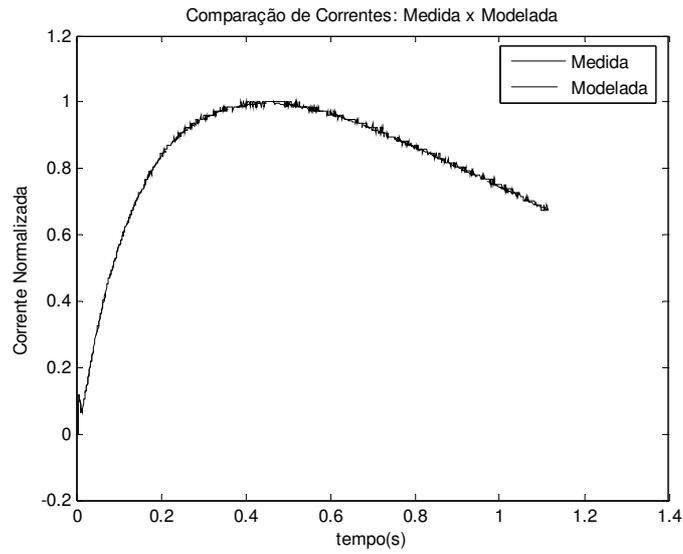


Fig. 4.19 – Modelagem Paramétrica de Ondas Impulsivas

A vantagem de se obter um modelo tão fiel quanto possível é que se pode também simular a resposta em frequência do modelo, isto porque sua resposta será também fiel a resposta do sistema real nos dois domínios. Pode-se assim analisar o sistema no domínio do tempo e da frequência. Sendo assim, a resposta em frequência do modelo foi comparada com a resposta real do sistema. Os resultados, obtidos com um dos transformadores, estão expostos nos gráficos da figura 4.20.

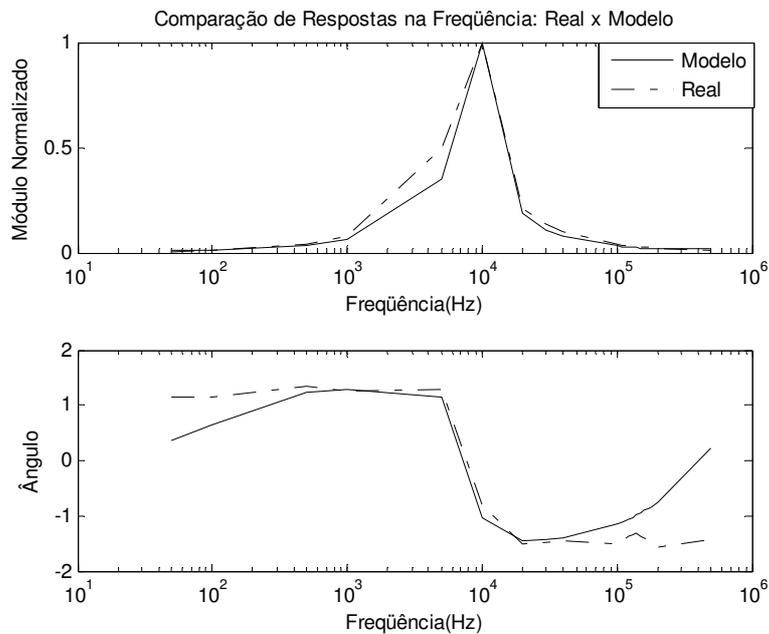


Fig. 4.20 – Comparação da Resposta em Frequência do Modelo com a Real

Como se pode observar, a resposta em frequência do modelo, tanto em módulo quanto em ângulo, foi semelhante à resposta real. As pequenas diferenças existentes ocorrem em função de pequenos erros de modelagem. É importante observar que a resposta em frequência é mais sensível que a resposta no domínio do tempo, pois quando são comparados os dois domínios, verifica-se que no domínio do tempo essas diferenças quase não são perceptíveis.

4.3.1.5 – Modelagem por Inteligência Computacional

Além de modelar as ondas de correntes dos transformadores a partir das ondas de tensão, foram feitas modelagens utilizando-se mais dois métodos de modelagem.

- Sistemas Nebulosos
- Redes Neurais Artificiais.

Para que a modelagem fosse realizada, utilizou-se ondas de tensão na entrada dos sistemas de forma que a saída fornecesse a onda de corrente relativa à tensão de entrada, do mesmo modo que foi feito quando se utilizou modelagem paramétrica. Os resultados foram semelhantes aos obtidos com modelagem paramétrica.

4.3.1.6 – Proposta de Sistema de Classificação

Para realizar a classificação dos transformadores, pode-se modelar suas ondas através de sistemas de inteligência computacional ou de modelagem paramétrica. Em seguida os coeficientes da função de transferência, no caso de modelagem paramétrica, ou os pesos, no caso de um sistema de inteligência computacional, poderão ser apresentados a uma entrada de outro sistema de inteligência computacional que terá uma saída binária, ou seja, está ou não com falha. O esquema mostrado na figura 4.21 apresenta uma modelagem pelo método de modelagem paramétrica, no qual os coeficientes obtidos são utilizados para fazer a classificação com um sistema de inteligência computacional.

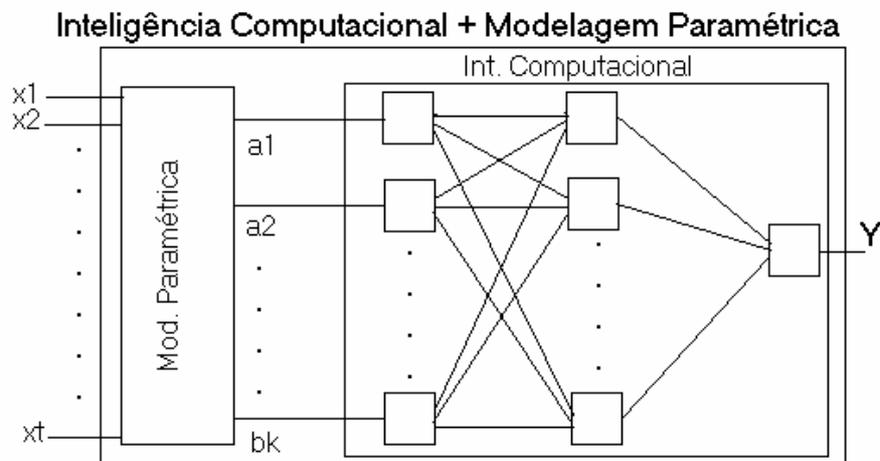


Fig. 4.21 – Proposta de Classificação dos Coeficientes da Modelagem Paramétrica utilizando Inteligência Computacional

No esquema anterior, existe um vetor de entrada X , que contém as ondas a serem modeladas (tensões como entradas e correntes como saídas). Após o processamento obtém-se os valores “ a ” e “ b ” dos coeficientes da função de transferência obtida com a modelagem. Estes coeficientes são classificados e a saída Y é uma saída binária que dirá ao usuário se há ou não falha no transformador.

A desvantagem deste método é o processamento envolvido nos cálculos dos coeficientes da função de transferência do transformador através da técnica de modelagem paramétrica. Pois esta modelagem exige um grande esforço computacional que deve ser evitado se existem outras opções. Outra saída seria modelar utilizando inteligência computacional, porém, a fase de treinamento de sistemas deste tipo também apresenta um elevado custo computacional. Por isso, este teste não será utilizado para compor a metodologia, o que não o impede de ser utilizado em futuros trabalhos onde o custo computacional não será relevante.

4.3.2 - ONDAS 1.2/50 μ s

4.3.2.1 – Configuração de Teste

Os testes impulsivos de 1.2/50 μ s foram realizados de forma semelhante aos testes de 10/700 μ s, porém com equipamentos diferentes. Para aplicar a onda de tensão foi utilizado um gerador de impulsos do LEAT (Laboratório de Extra Alta Tensão) da UFMG. O secundário do

transformador foi colocado, através de uma cordoalha condutora, em curto-circuito e aterrado. A medição de corrente foi feita por um resistor shunt. A aquisição de tensão foi feita garantido-se o sincronismo entre as duas formas de onda.

No caso de transformadores monofásicos, a conexão do gerador de impulso foi feita nos terminais H1 e x2, ou seja, no terminal de alta tensão e no outro terminal dessa bobina.

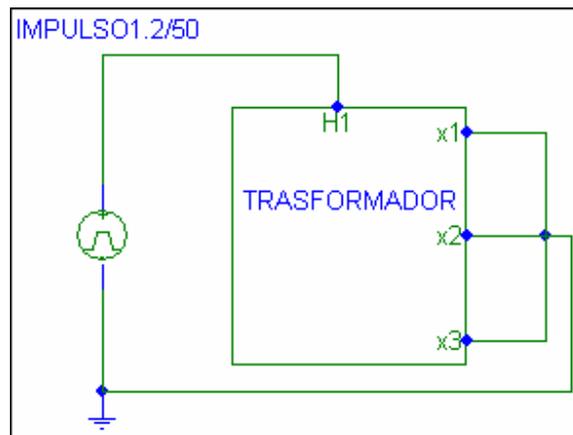


Fig. 4.22 – Esquema de Ligação Para Teste de Tensão Impulsiva 1,2/50 microssegundos – Transformadores Monofásicos

Nos transformadores trifásicos, a conexão foi feita entre os pares de terminais de primário (H1-H2, H3-H1 e H2-H3), porém a conexão sempre foi realizada com dois terminais de primário em curto-circuito. Dessa forma, quando se conectava em H1-H2, o terminal H3 também estava conectada ao terminal H2 por uma cordoalha condutora, quando se conectava em H3-H1, o terminal H2 estava conectada ao terminal H1 e quando se conectava em H2-H3, o terminal H1 estava conectada ao terminal H3. É necessário observar que essa configuração testa as bobinas de alta tensão aos pares, mantendo sempre uma delas em curto-circuito.

A figura a seguir apresenta a configuração de teste para um transformador trifásico com a conexão H1-H2, com a bucha H3 em curto-circuito com a bucha H2.

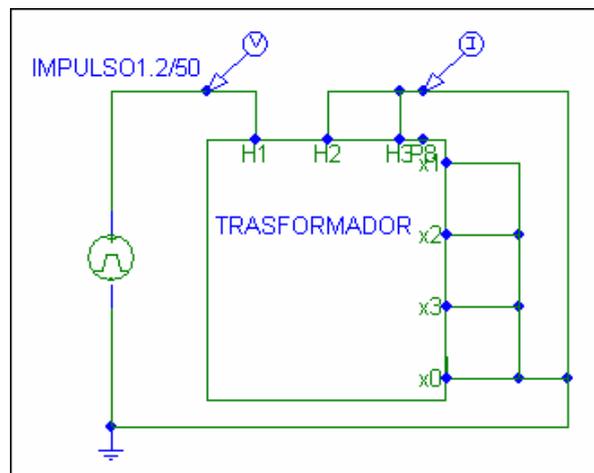


Fig. 4.23 – Esquema de Ligação Para Teste de Tensão Impulsiva 1,2/50 microssegundos – Transformadores Trifásicos

4.3.2.2 – Medições das Ondas em Transformadores Sem Falha

Foram aplicadas em cada transformador monofásico seis ondas de tensão, sendo elas nos valores de 5kV, 10kV, 15kV, 20kV, 25kV e 30kV. Em cada uma delas fez-se aquisição de tensão e corrente no transformador, com os instrumentos apresentados anteriormente. Para os transformadores trifásicos, aplicaram-se ondas de 5kV, 15kV e 25kV para cada par de bobinas em teste.

Nas figuras 4.24 e 4.25 são apresentadas as formas de onda de corrente e tensão para os transformadores trifásicos e monofásicos sem falha. Para os transformadores monofásicos, são apresentadas, por maior simplicidade, apenas as ondas de 5kV, 15kV, 25kV e 30kV, visto que, normalizadas, elas se ficam muito parecidas. Para os transformadores trifásicos, apenas as ondas da conexão H1-H2, com H3 ligada a H2, visto que os gráficos normalizados são semelhantes.

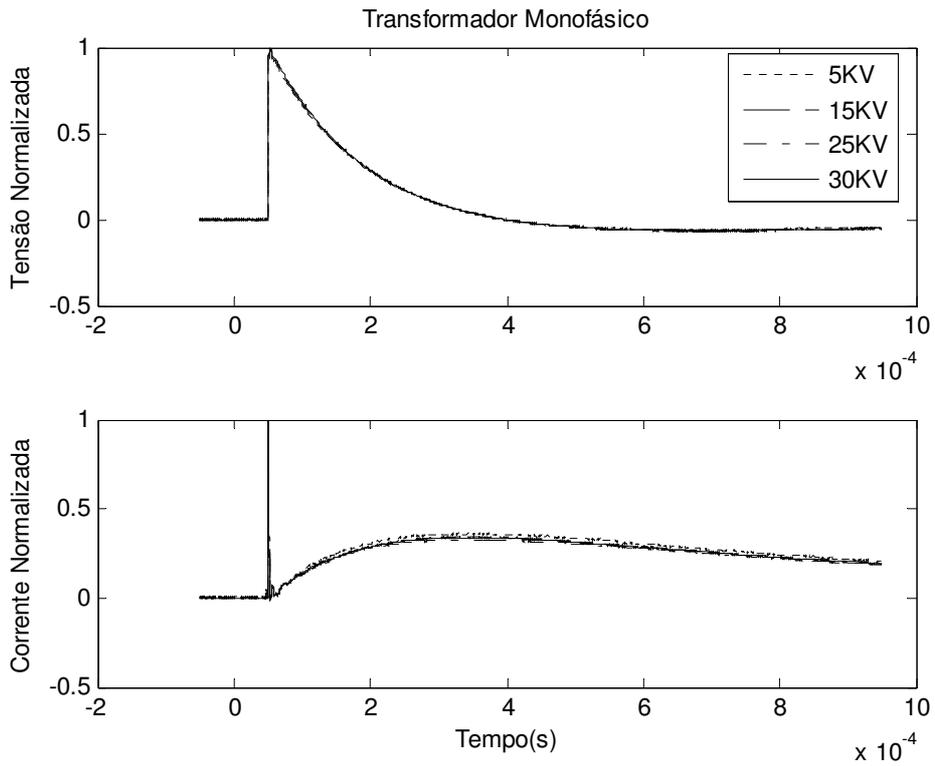


Fig. 4.24 – Ondas Impulsivas 1,2/50 microssegundos de Transformadores Monofásicos Sem Falhas

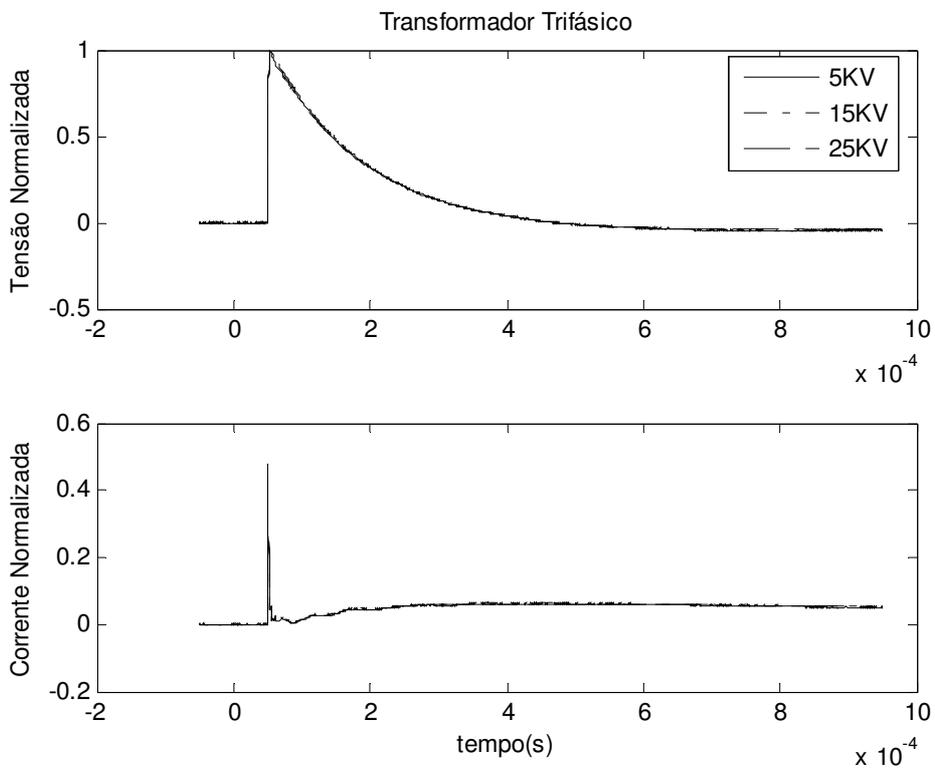


Fig. 4.25 – Ondas Impulsivas 1,2/50 microssegundos de Transformadores Trifásicos Sem Falhas

4.3.2.3 – Medições das ondas em Transformadores com falha

Quando um transformador, trifásico ou monofásico, apresenta falhas, as formas de onda das tensões normalizadas, na maior parte dos casos, apresentam diferenças entre si. Além destas, as formas de onda das correntes divididas pelo valor máximo da tensão também são diferentes. Isso pode ser observado nos gráficos da figura 4.26, onde é apresentado o resultado de aplicação de tensões impulsivas em transformadores. É mostrado apenas um gráfico de transformador monofásico, visto que tanto os transformadores trifásicos como os monofásicos possuem formas de ondas semelhantes.

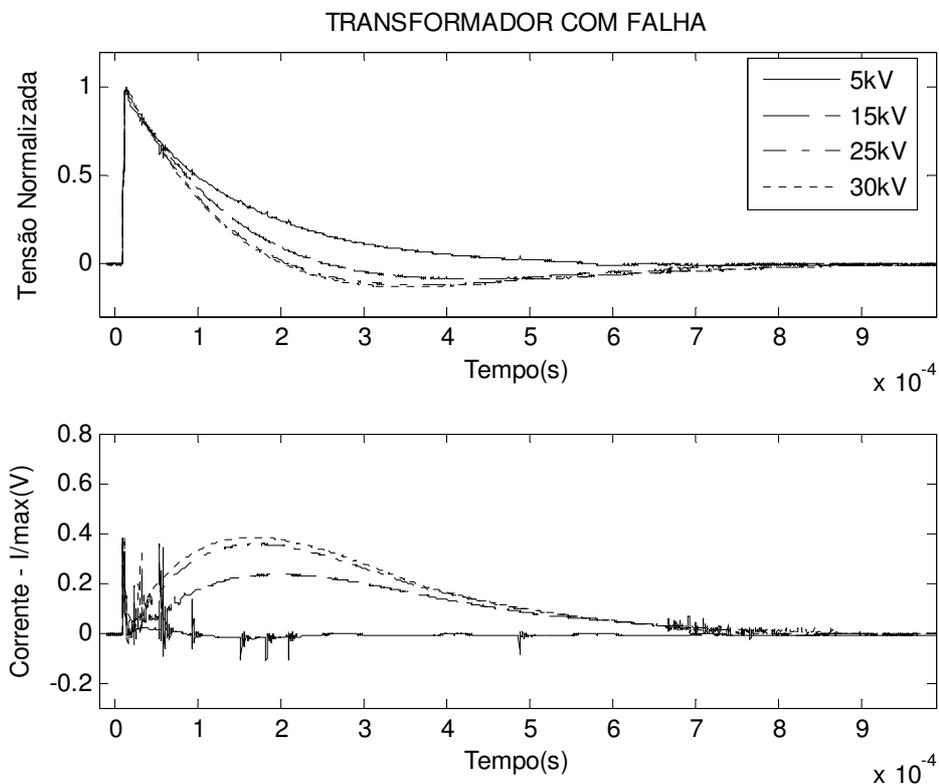


Fig.4.26 - Ondas Impulsivas 1,2/50 μ s de Transformadores Com Falhas

4.3.3 – ANÁLISE DE ONDAS IMPULSIVAS 1,2/50 μ s

Para se fazer a comparação de ondas impulsivas de 1,2/50 μ s, primeiramente foram gerados gráficos para que estes permitissem a comparação visual. Em seguida, foram gerados alguns índices comparativos, visto que no campo, serão esses índices que fornecerão, em se tratando de ondas impulsivas, a indicação de falha.

4.3.3.1 – Comparação de Gráficos de Ondas de Tensão por Corrente

Pode-se verificar a característica tensão por corrente do transformador através do gráfico v por i , onde os valores de tensão são apresentados no eixo vertical e os de corrente no eixo horizontal. Os gráficos das figuras 4.27 e 4.28 apresentam o exposto anteriormente sendo para isso utilizado um transformador sem falha e outro com falha. As ondas de tensão estão normalizadas e as de corrente estão divididas pelos valores máximos da tensão.

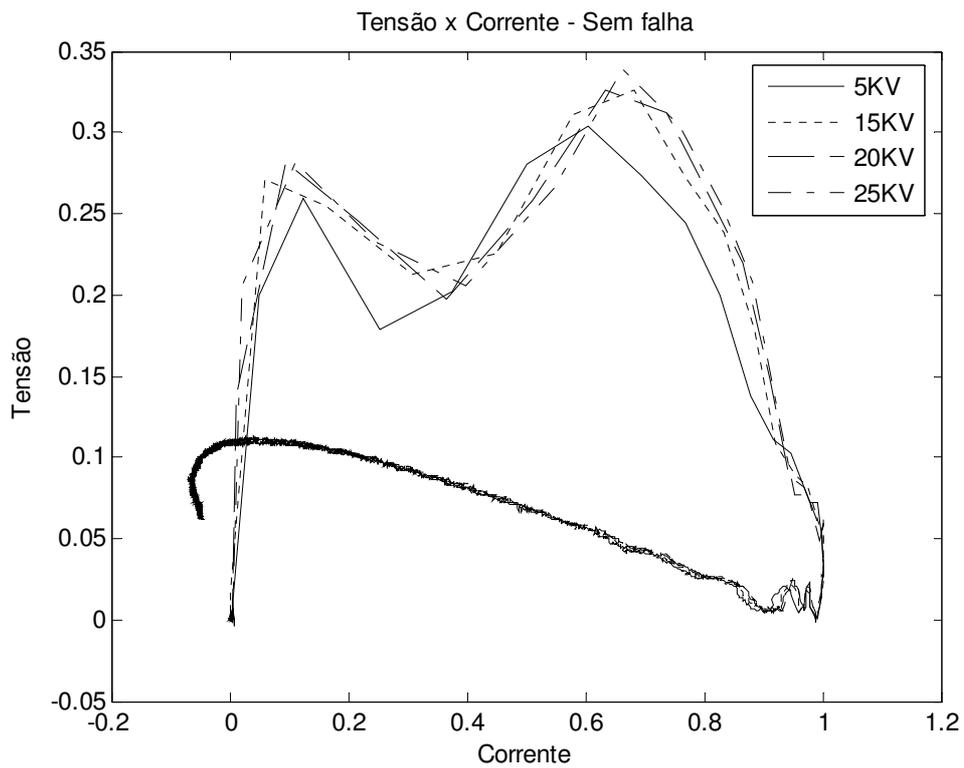


Fig. 4.27 - Comparação de Gráficos de Ondas de Tensão por Corrente sem Falha

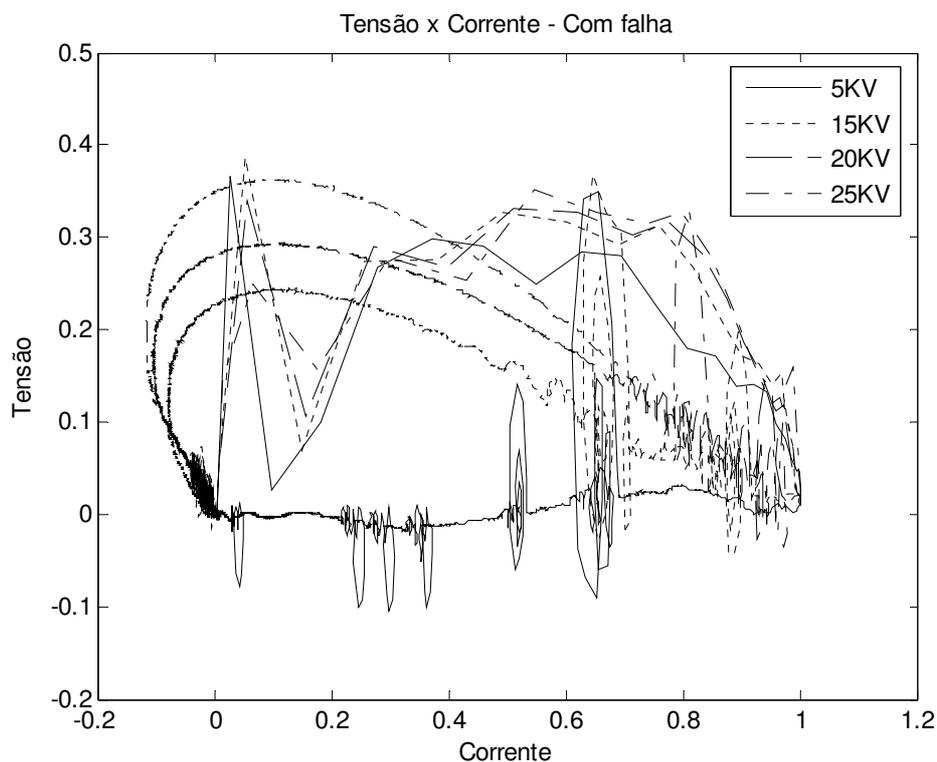


Fig. 4.28 - Comparação de Gráficos de Ondas de Tensão por Corrente com Falha

Como se pode observar, as ondas dos transformadores sem falha se sobrepõem enquanto as ondas dos transformadores com falha apresentam valores diversificados. Isso é um indício que a impedância que aparece entre os terminais do transformador quando ele está com falha, é alterada em função do nível de tensão aplicado. Já o transformador sem falha mantém constante tal impedância. Poderia-se analisar, através de coeficientes numéricos, a diferença entre as ondas nos eixos tensão por corrente, porém o ganho em se fazer tal análise não será significativo visto que é feita uma comparação similar nos eixos tensão por tempo e corrente por tempo.

4.3.3.2 – Comparação de Gráficos de Ondas de Tensão por Tensão

Outra análise que pode ser realizada é a análise da correlação entre as ondas de tensão normalizadas de 5kV e 15kV para transformadores com e sem falha. Quanto maior a linearidade dos gráficos obtidos, maior será a correlação entre elas. Quando o transformador estiver com falha, a correlação será mais baixa que quando ele estiver sem falha. Na figura 4.29 e 4.30, tem-se em um eixo a tensão de 15kV e no outro a tensão de 5kV.

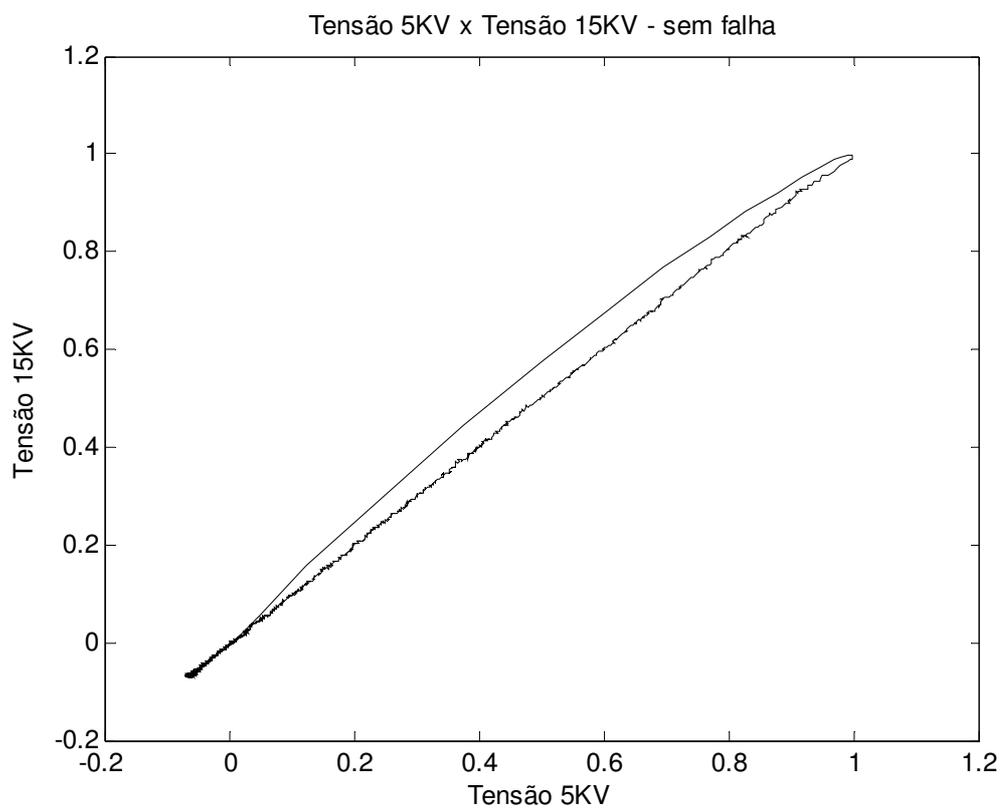


Fig. 4.29 - Comparação de Gráficos de Ondas de Tensão por Tensão sem Falha

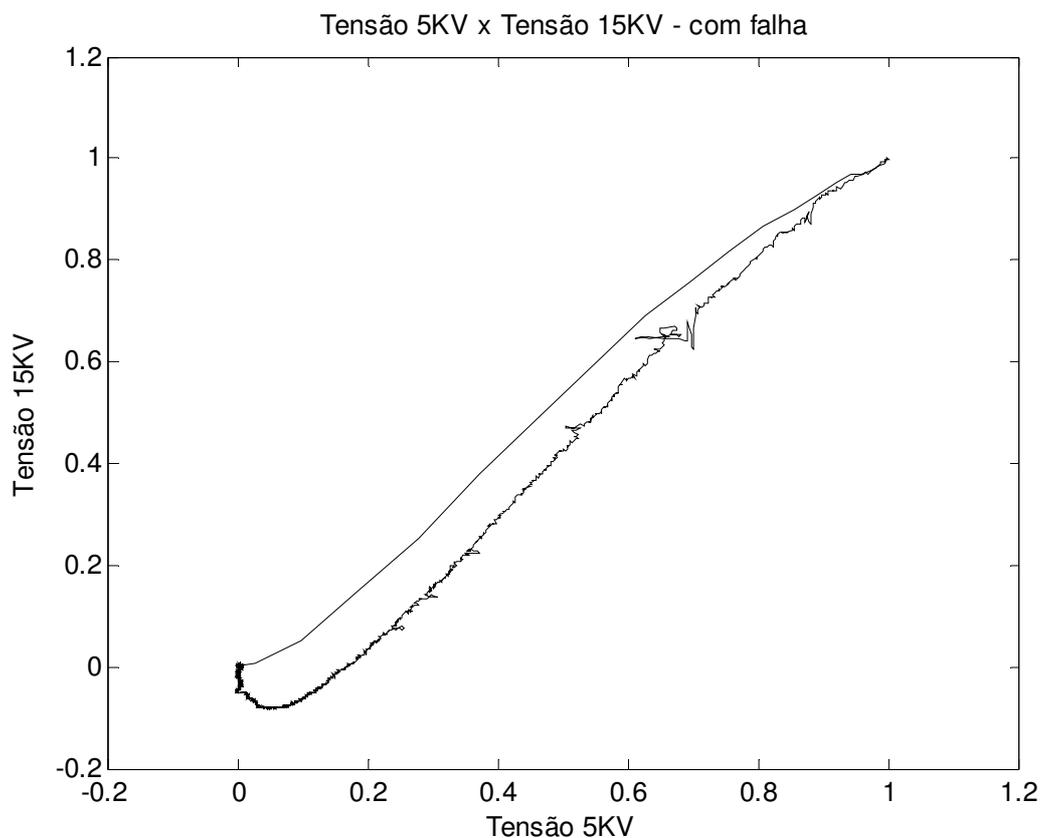


Fig. 4.30 - Comparação de Gráficos de Ondas de Tensão por Tensão com Falha

Conforme se pode observar através dos gráficos, as ondas de tensão do transformador sem falha apresentam maior correlação que as do transformador com falha.

4.3.3.3 – Comparação de Gráficos de Ondas de Corrente X Corrente

Bem como as ondas de tensão, as ondas de correntes respectivas a estas também foram comparadas graficamente. Quanto maior a linearidade dos gráficos obtidos, maior será a correlação entre elas. Quando o transformador estiver com falha, a correlação será mais baixa que quando ele estiver sem falha. Os gráficos para transformadores sem e com falha se encontram nas figuras 4.31 e 4.32.

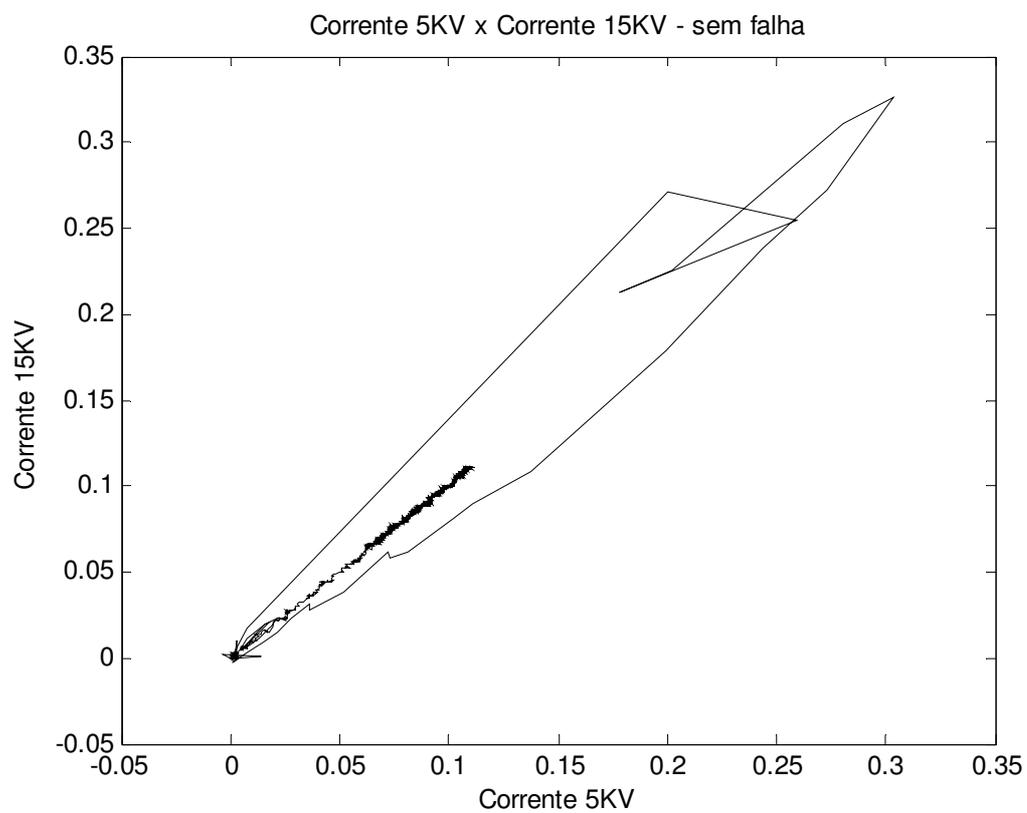


Fig. 4.31 - Comparação de Gráficos de Ondas de Corrente X Corrente

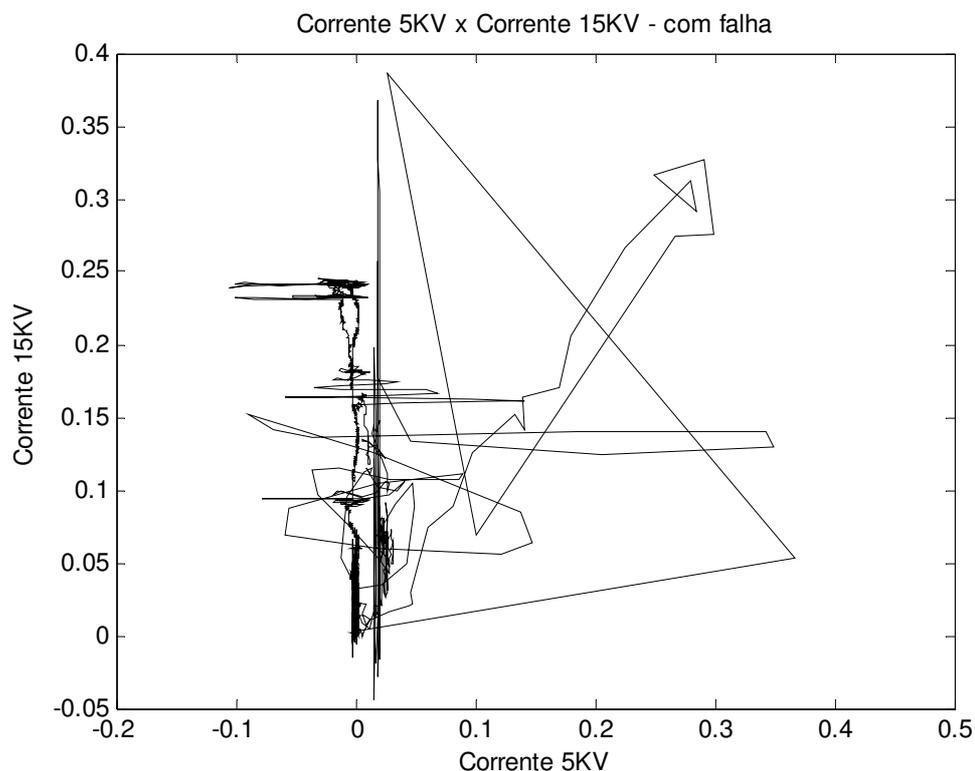


Fig. 4.32 - Comparação de Gráficos de Ondas de Corrente X Corrente

Tal como o esperado, as ondas do transformador sem falha, também em se tratando das correntes, apresentam maior correlação que as ondas do transformador com falha.

Uma observação pertinente é verificar que o gráfico do transformador sem falha apresentaria apenas uma figura próxima a uma reta, a não ser pelo pico capacitivo que gerou retas não sobrepostas à reta principal. Ou seja, caso o pico capacitivo não ocorresse, seria apenas a parte mais cheia do gráfico.

4.3.3.4 – Cálculos Comparativos de Transformadores Com e Sem Falha

Os gráficos são muito bons para uma análise visual, porém, sistemas computacionais, de modo geral, interpretam apenas números. Como será um sistema computacional a fazer detecção de falhas nos transformadores em testes é necessário que os resultados obtidos visualmente com os gráficos sejam traduzidos para uma forma numérica. Uma sugestão é a comparação das normas dos vetores de tensões e de correntes, fornecendo assim um índice, que nesta dissertação será nomeado de coeficiente de regulação (E). Ele pode ser obtido pelas equações abaixo.

Para a comparação da onda de tensão de 5kV com a onda de tensão de 15kV, tem-se:

$$Ev_{5-15} = \frac{\|V_{15} - V_5\|}{\|V_5\|} \quad 4.11$$

Onde,

Ev_{5-15} : Índice de comparação das ondas de 5kV com 15kV.

$\|V_5\|$: Norma do vetor de tensão de 5kV.

$\|V_{15}\|$: Norma do vetor de tensão de 15kV.

Para a comparação da corrente respectiva a tensão de 5kV com corrente respectiva a tensão de 15kV, tem-se:

$$Ei_{5-15} = \frac{\|I_{15} - I_5\|}{\|I_5\|} \quad 4.12$$

Onde,

Ei_{5-15} : Índice de comparação das ondas de 5kV com 15kV.

$\|I_5\|$: Norma do vetor de tensão de 5kV.

$\|I_{15}\|$: Norma do vetor de tensão de 15kV.

Os resultados encontrados para o transformador com e sem falha seguem na tabela 4.5.

Tab. 4.5 - Índices de Comparação de Normas entre Ondas de Diferentes Níveis de Tensão

	Transformador Sem Falha		Transformador Com Falha	
	Tensão	Corrente	Tensão	Corrente
E_{5-10}	2,3020	4,6110	30,1068	598,4065
E_{5-15}	2,0060	2,4965	36,9342	725,7817
E_{5-20}	2,1271	2,7379	44,9758	881,2899
E_{5-25}	2,4482	2,4860	51,3859	1011,9000
E_{5-30}	2,9239	3,6950	54,3008	1077,0000

Conforme se pode observar, o índice exposto acima consiste em um bom método para a análise computacional, visto que, para os transformadores com falha, tem-se valores muito maiores que os resultados para valores sem falha. Além disso, verifica-se que a discrepância entre os valores

aumenta à medida que se aumenta o nível de tensão quando o transformador está com falha. Já no caso do transformador não conter falha, tem-se o índice constante para qualquer nível de tensão.

Outros índices também podem ser utilizados para comparar ondas de correntes e tensões. Dentre eles são sugeridos mais dois:

- Erro quadrático médio
- Diferença das integrais de correntes.

O erro quadrático médio é dado pela equação abaixo:

$$ei = \sum_{i=1}^N \frac{(In_5(i) - In_{15}(i))^2}{N} \quad 4.13$$

Sendo,

ei: erro quadrático médio das ondas de corrente.

In₅: corrente obtida com onda reduzida (5kV) dividida pelo valor máximo da tensão.

In₁₅: corrente obtida com onda plena (15kV) dividida pelo valor máximo da tensão.

N: número de pontos dos vetores que contém as ondas.

Substituindo-se os vetores de corrente pelos vetores de tensão normalizados, também pelo máximo da tensão, tem-se o erro quadrático médio para as tensões, que é dado por:

$$ev = \sum_{i=1}^N \frac{(Vn_5(i) - Vn_{15}(i))^2}{N} \quad 4.14$$

ev: erro quadrático médio das ondas de tensão.

Vn₅: corrente obtida com onda reduzida (5kV) dividida pelo valor máximo da tensão.

Vn₁₅: corrente obtida com onda plena (15kV) dividida pelo valor máximo da tensão.

N: número de pontos dos vetores que contém as ondas.

A diferença das integrais é dada pela equação abaixo:

$$DI = \sum_{i=1}^N In_5(i) - \sum_{i=1}^N In_{15}(i) \quad 4.15$$

Sendo

DI: Diferença das integrais das ondas de correntes.

In₅: corrente obtida com onda reduzida (5kV) dividida pelo valor máximo da tensão.

In₁₅: corrente obtida com onda plena (15kV) dividida pelo valor máximo da tensão.

N: número de pontos dos vetores que contém as ondas.

A tabela abaixo apresenta os resultados obtidos para dois transformadores, uma sem falha e outro com falha. Em todos os casos da tabela, as ondas foram divididas pelo valor máximo de tensão.

Tab. 4.6 – Resultado dos Índices de Comparação de Ondas Impulsivas

Erro quadrático médio		
	Tensão	Corrente
Sem Falha	0,1339	0,0296
Com Falha	224,2675	15,3081
Coeficiente de Regulação		
	Tensão	Corrente
Sem Falha	2,0288	4,6178
Com Falha	86,4768	182,7440
Diferença das Integrais das Ondas		
	Tensão	Corrente
Sem Falha	-7,45	13,84
Com Falha	478,92	1.188,90

Pelo fato do cálculo do coeficiente de regulação constituir uma análise mais ampla que os outros dois apresentados, conforme se pode observar comparando-se as equações 4.13, 4.14 e 4.15, a ele será dada mais ênfase, deixando os outros apenas como sugestão.

4.3.3.5 – Determinação dos Intervalos permitidos para os coeficientes

Como o cálculo comparativo recomendado é o coeficiente de regulação, procurou-se determinar empiricamente qual o máximo valor permitido para esse coeficiente. Como havia apenas um transformador sem falha monofásico e um trifásico, procurou-se obter parâmetros estatísticos das diversas ondas normalizadas obtidas com esses transformadores, para que, assim, fosse sugerido um intervalo permitido. Então, as ondas normalizadas de diversos níveis de tensão foram comparadas, obtendo-se os resultados a seguir.

Tab. 4.7 – Dados estatísticos de Coeficientes de Regulação

	Máximo	Média	Desvio Padrão	Variância
Coef. da Corrente	5,8075	3,3595	1,2695	1,6115
Coef. da Tensão	2,9239	1,9257	0,6445	0,4153

De acordo com as definições de intervalos estatísticos propostos em [26] para um determinado nível de confiança, pode-se utilizar o desvio padrão e as médias encontradas para encontrar tal intervalo. Caso o coeficiente encontrado para algum transformador esteja fora destes limites, tem-se uma falha. Outra opção seria utilizar os valores máximos encontrados como limites. Dessa forma teria-se 5,8075 como máximo valor permitido para os coeficientes das correntes e 2,9239 como máximo valor permitido para os coeficientes das tensões. Na dissertação serão adotados os valores 5,8075 para coeficientes das correntes e 2,9239 para coeficientes das tensões.

4.3.3.6 – Transimpedância das Ondas Impulsivas

Um outro fator também utilizado na comparação das ondas de ATAF foi a transimpedância. Este parâmetro é obtido pela divisão ponto a ponto da FFT da tensão pela FFT da corrente. Esta análise pode ser entendida como a verificação da impedância do transformador no domínio da frequência. Embora já se tenha abandonado tal proposta quando através dos testes de varredura em frequência observou-se que para fazer a classificação, deve-se obter padrões fixos para cada tipo de transformador, pode-se ainda recorrer a tais parâmetros para comparar ondas de níveis de tensão diferentes. Porém, a comparação a seguir, será feita com base no perfil da transimpedância para dois transformadores monofásicos de mesma potência, porém, um com falha e outro sem falha.

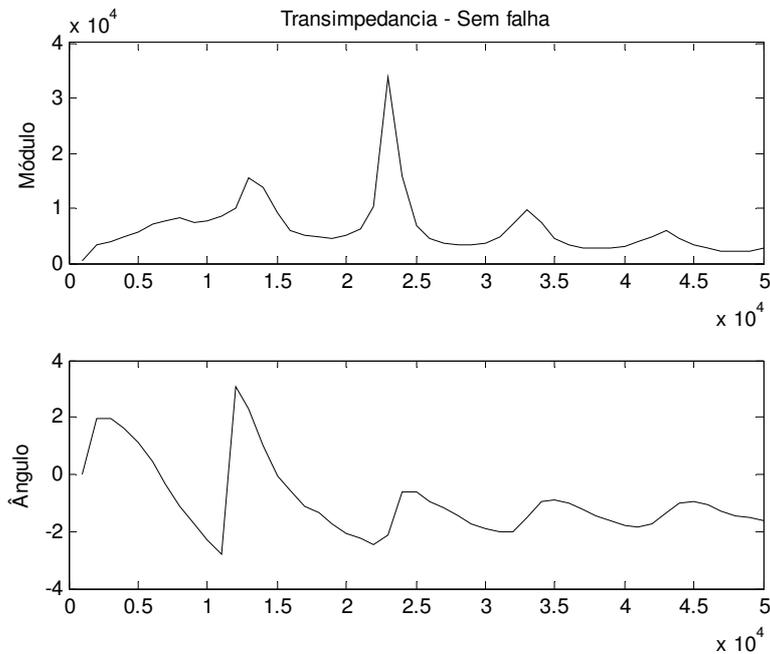


Fig. 4.33 – Transimpedância de Transformador Sem Falha

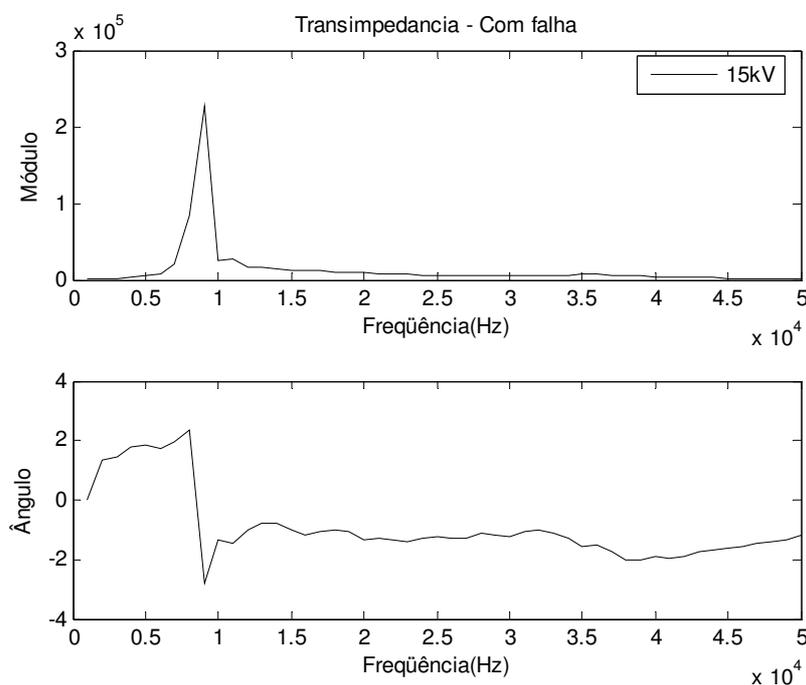


Fig. 4.34 – Transimpedância de Transformador Com Falha

Observa-se que a transimpedância também oferece um indício da existência de falhas nos transformadores, visto que as curvas foram diferentes para cada transformador [4]. Porém, as implementações de cálculos baseados na FFT, apresentam um custo computacional mais elevado que os cálculos de normas, somatórios e erros quadráticos médios. Dessa forma, pode ser descartada a idéia de utilizar a comparação da transimpedância, uma vez que existem meios mais simples.

4.4 – ESTUDO DO DISPOSITIVO PÁRA-RAIOS

Sabe-se que a maioria dos transformadores em operação apresenta dispositivos pára-raios conectados em seus terminais. Para realizar a desconexão desses dispositivos, antes de aplicar a metodologia, demandaria um tempo relativamente elevado, o que não é viável, pois foge aos objetivos do trabalho.

Foram feitos então, testes com os transformadores de distribuição sem falha, com e sem o dispositivo pára-raios conectado, para verificar qual seria a influência deste dispositivo no teste. As ondas de tensão e corrente obtidas foram comparadas e os resultados serão apresentados na seqüência.

Para realizar o teste, o dispositivo foi conectado ao transformador conforme o que será encontrado nos testes de campo. Em seguida, para verificar o perfil das ondas de corrente e tensão do transformador com o dispositivo, aplicou-se uma onda de 60kV 1.2/50 μ s. A figura 4.31 apresenta as ondas observadas.

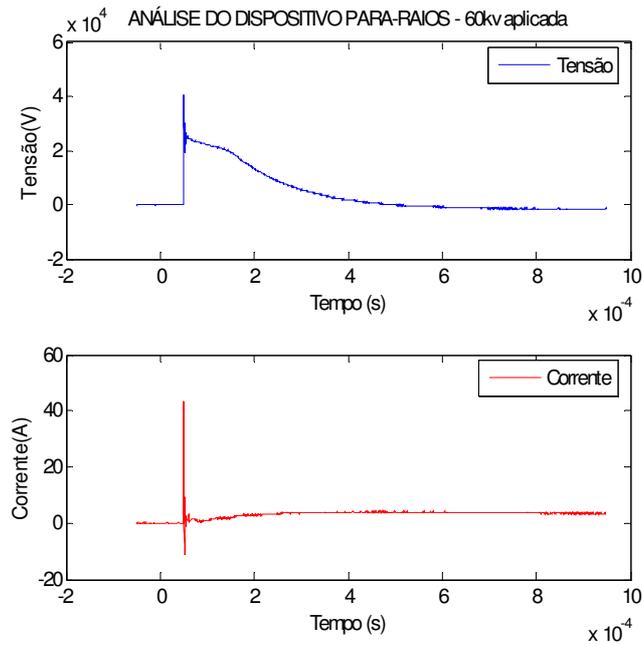


Fig. 4.35 – Limites da Atuação do Dispositivo Pára-Raios

Através das ondas da figura 4.31, pode-se perceber, que a tensão de corte do dispositivo Pára-Raios é de aproximadamente 25 kV, ou seja, ele permite uma rápida elevação de tensão durante um curto período de tempo, e em seguida limita a onda de tensão em aproximadamente 25kV.

Além disso, foram feitas comparações para um mesmo transformador, aplicando um mesmo nível de tensão, com e sem o pára-raios. As ondas de tensão e corrente resultantes são as apresentadas na figura 4.33.

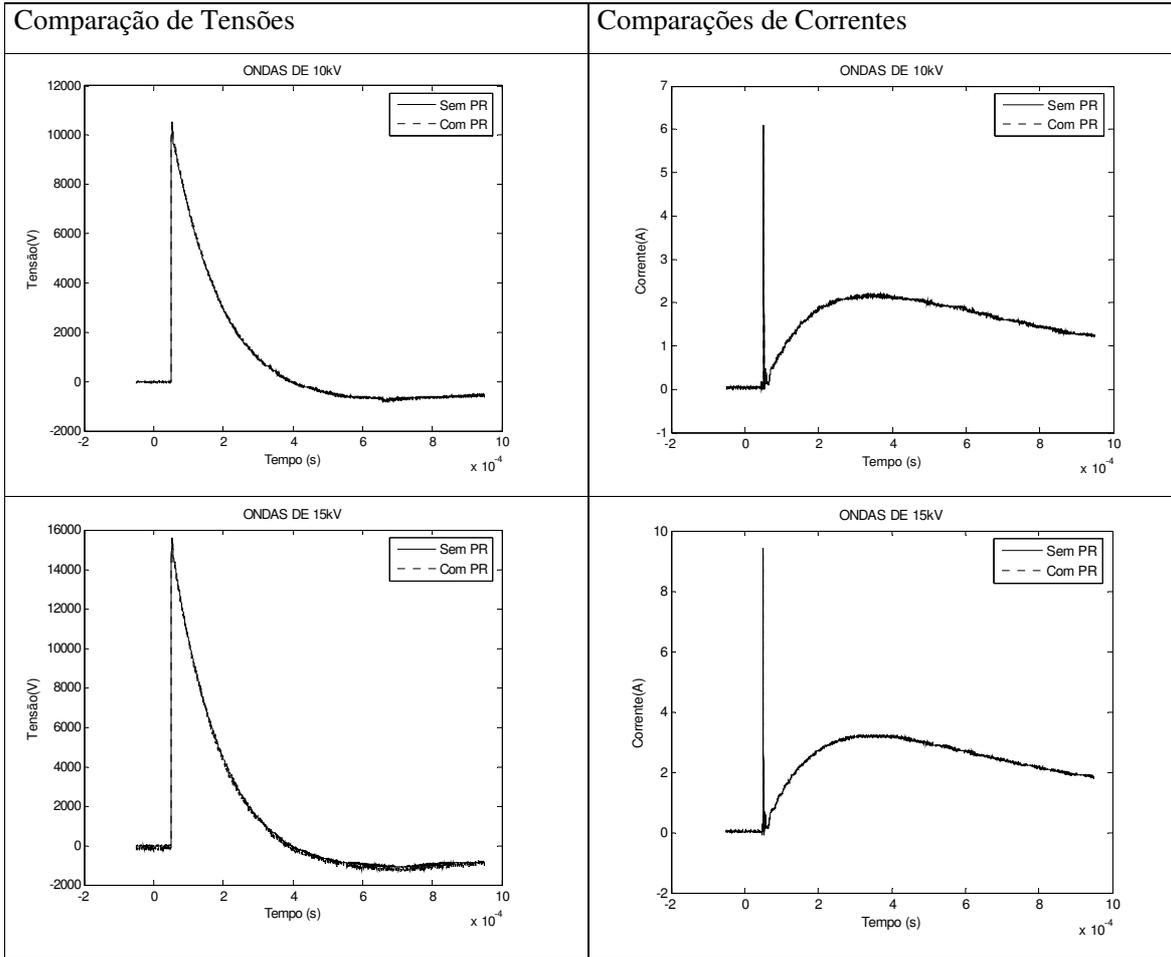


Fig. 4.36 – Análise da Atuação dos Dispositivos Pára-Raios – Sem Influência

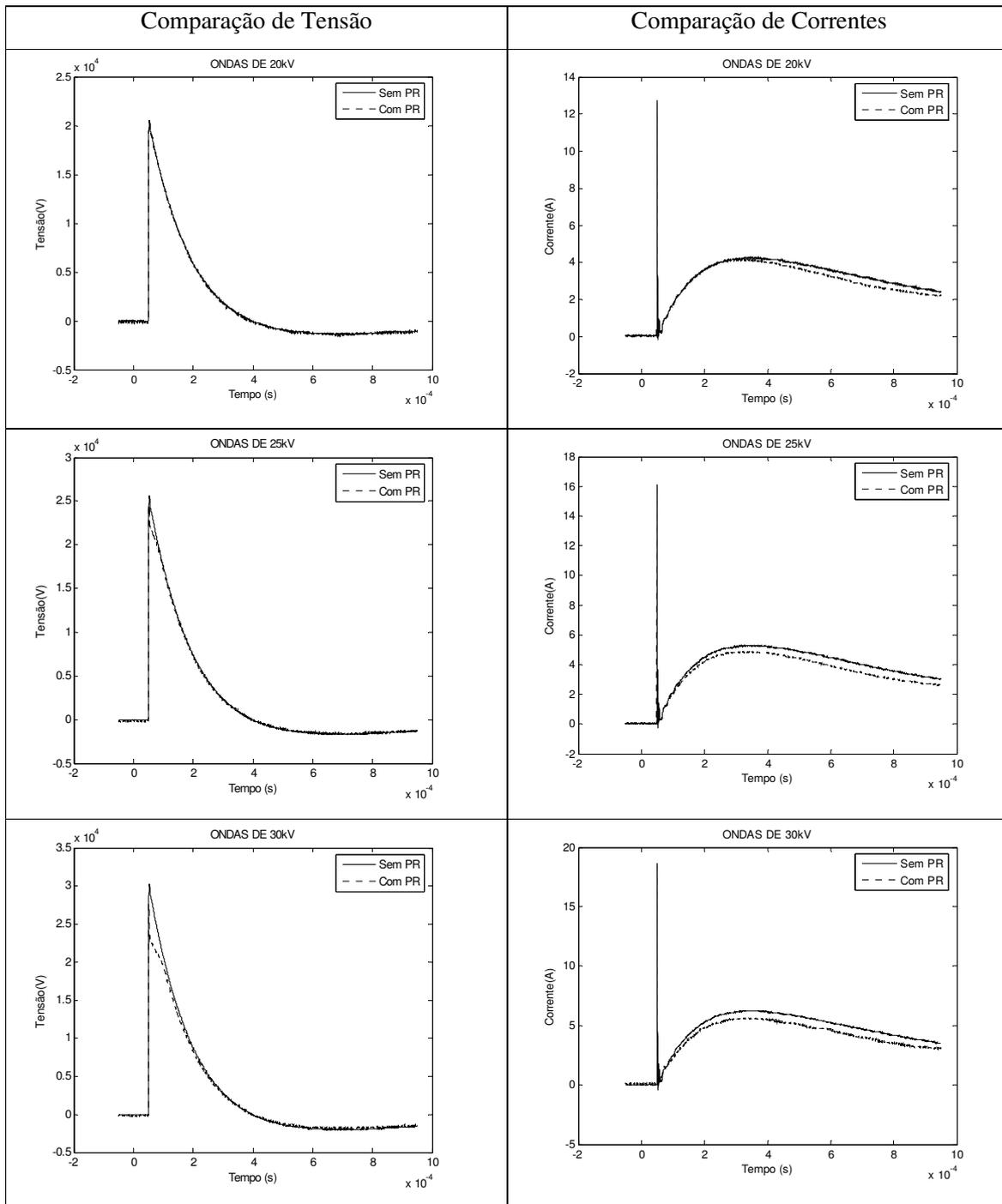


Fig. 4.37 – Análise da Atuação dos Dispositivos Pára-Raios – Com Influência

Como pode ser observado, até 20kV as ondas não sofrem influência do Dispositivo Pára-Raios, pois nenhuma diferença é observada comparando-se as ondas do transformador com e sem o dispositivo. Exceto pela diferença no disparo do sistema que foi feito manualmente, gerando assim

uma diferença no nível máximo de tensão. Já nas ondas acima de 20kV, pode-se observar uma diferença na forma e na amplitude das ondas de tensão, devido à atuação do dispositivo.

Além disso, pode-se perceber na cauda da onda de corrente que nos casos onde o dispositivo pára-raios atua, tem-se uma menor intensidade. Isto se explica devido à corrente que passa pelo pára-raios em sua atuação.

Contudo, através dos testes realizados com os dispositivos pára-raios, verificou-se que se pode trabalhar livremente com tensões até 20kV. Ondas desta intensidade e inferiores não sofrem alterações significantes em sua forma ou amplitude devido ao dispositivo, pois nesta faixa ele não atua.

4.5 – ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS TESTES

Conforme foi observado durante os diversos testes aplicados, pode-se constatar que existem várias maneiras de se detectar falhas em transformadores. Cada maneira apresenta vantagens e desvantagens que devem ser levadas em consideração no momento de se escolher os testes para compor a metodologia. Além de existirem diversos testes capazes de realizar tais tarefas, verifica-se também que a forma de geração de padrões a serem classificados também se diversifica de teste para teste, sendo que alguns desses testes possuem mais de uma forma possível de se obter os padrões.

Verificou-se que o teste de varredura em frequência é um teste sensível que oferece, inclusive, a possibilidade de com ele realizar a detecção e o diagnóstico de faltas mais leves. Porém, sua elevada sensibilidade a alterações no circuito interno do transformador trás consigo a necessidade da geração de padrões de diversos tipos de transformadores sem falha.

O teste de ondas impulsivas 10/700 μ s é um teste que satisfaz à necessidade de detecção de falhas, visto que, auxiliado por técnicas de modelagem paramétrica e inteligência computacional se torna um bom detector de falhas. No entanto, estas técnicas apresentam um custo computacional elevado que pode aumentar o custo do sistema como um todo.

Em se tratando dos testes de ondas impulsivas 1,2/50 μ s verificou-se que estas ondas, ao serem aplicadas com diferentes níveis de tensão em um mesmo transformador, apresentam diferenças relevantes quando o transformador contém falha. Estas diferenças podem ser utilizadas para realizar detecção de falhas. Porém, quando existem curtos-circuitos permanentes as diferenças deixam de ser relevantes. Vários são os métodos de se analisar o quão diferentes as ondas são, porém deve-se utilizar o de menor custo computacional desde que garanta a maior eficácia possível.

Quanto aos testes BTBF, observou-se uma eficácia de 100% em se tratando dos transformadores testados. O problema deste teste é que ele trabalha em baixa tensão, o que não o permite detectar falhas que ocorrem somente em altas tensões.

No próximo capítulo, baseando-se na proposta inicial do trabalho, procura-se apresentar a metodologia, escolhendo os testes mais pertinentes, simples e fáceis de se implementar.

CAPÍTULO 5

METODOLOGIA CONSTRUIDA

Nesse capítulo serão apresentadas as escolhas, dentre os testes realizados, dos testes considerados adequados para compor a metodologia que se desejava construir. Além disso, será apresentado o esquema de ligação, entre fonte e transformador, para se realizar os testes.

Durante todo o trabalho buscou-se obter um teste ou conjunto de testes que detectassem falhas em transformadores trifásicos e monofásicos com a melhor precisão possível e que pudessem ser implementados em um sistema que poderá ser levado para campo onde serão testados os transformadores.

5.1 – ESCOLHA DOS TESTES

O teste de Baixa Tensão Baixa Freqüência é o teste que obteve 100% de acerto dentro do conjunto de dados testados. Esse teste, porém, não utiliza altas tensões. Como precaução para evitar que falhas manifestas apenas em altas tensões corrompam os resultados, mesmo sem encontrar nenhuma dessas falhas durante toda a bateria de testes de BTBF, foi agregado à metodologia o teste de Altas Tensões Altas Freqüências.

Os testes de Varredura em Freqüência foram abandonados, visto que eles tornam necessária a obtenção de padrões onde se comparam os resultados obtidos com os resultados de um transformador sem falha. Esse tipo de teste foi evitado, procurando-se dar ênfase a testes onde são comparados resultados obtidos em um mesmo transformador ou resultados que não podem sofrer variação devido à sua padronização por normas.

Constatou-se que para utilizar a transimpedância, seria necessário que os demais testes falhassem, o que não ocorreu. Isso porque a transimpedância necessita do cálculo da FFT, que é computacionalmente caro quando comparado com as soluções escolhidas.

Foi observado que através do método de modelagem paramétrica de ondas 10/700 μs , é possível gerar a onda de corrente a partir da onda de tensão, ou seja, consegue-se obter uma função de transferência em “z” que descreve quase perfeitamente o sistema. Além disso, através da função de transferência, pode-se também gerar a resposta em freqüência do sistema. Como a função de

transferência consegue descrever o sistema (o transformador), tem-se que seus coeficientes se alteram quando ocorre uma falha. Esse fato permite que tais coeficientes sejam utilizados na detecção de falhas, porém é necessário também que sejam gerados padrões, para cada tipo de transformador, o que se procurou evitar. Por isso, a classificação por coeficientes da modelagem paramétrica também foi descartada.

Dessa forma, verificou-se que a metodologia seria mais eficiente se composta pelos testes de BTBF e ATAF. Levou-se em consideração a ausência de padrões que se alteram com as características dos transformadores, a redução do esforço computacional e a capacidade de ser implementada de forma simples e eficaz, em um equipamento portátil. A metodologia será descrita a seguir.

5.2 – ESQUEMA DE LIGAÇÃO

Para reduzir o tempo de teste, que inclui também o tempo de conexão e desconexão do aparelho de detecção de falhas, optou-se por manter o secundário em curto-circuito e aterrado. Essa opção também protege o consumidor de possíveis tensões e correntes provenientes do sinal de teste e, além disso, evitar que as diferentes cargas conectadas ao secundário corrompessem o teste. Adotou-se então uma topologia de teste onde o secundário estará em curto-circuito e aterrado, como pode ser visualizado nas figuras a seguir. Com as figuras 5.1 e 5.2, pode-se verificar que as correntes de secundário podem ser medidas, quando necessário, pois elas circularão pelos cabos que serão responsáveis pelo curto-circuito das buchas para o neutro.

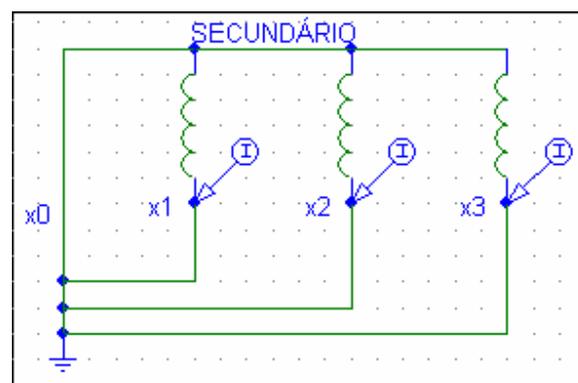


Fig. 5.1 - Transformador Trifásico

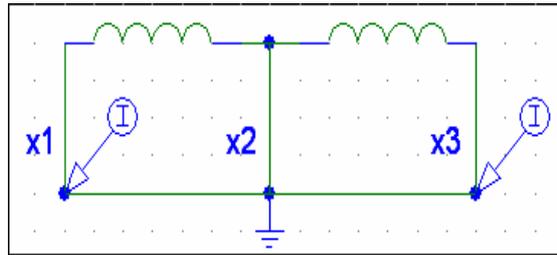


Fig. 5.2 - Transformador Monofásico

A ligação do aparelho de teste nos terminais de primário será apresentada separadamente para cada transformador em cada tipo de teste, pois tais ligações diferem entre os transformadores monofásicos e trifásicos.

5.3 – TESTE DE BAIXA TENSÃO BAIXA FREQUÊNCIA (BTBF)

5.3.1 – Transformadores Monofásicos

Para realização dos testes em transformadores monofásicos, deve-se aplicar uma tensão alternada senoidal de 100V e frequência de 60Hz na bobina de alta tensão do transformador, ou seja, entre os terminais H1 e x2. Mede-se então, a corrente que flui pela fonte de tensão, a tensão nos terminais de primário e as correntes que fluem dos terminais x1 e x3 para o terminal x2. Para realização dessas medições, o secundário deverá se encontrar em curto-circuito, ou seja, os terminais x1 e x3 devem ser conectadas ao terminal x2, além disso, o terminal x2 deve ser aterrado, ou seja, conectado a carcaça. O resultado da divisão das correntes de secundário pela corrente que flui pela fonte fornecerá o valor das pseudo-relações de transformação para o transformador monofásico em teste.

São encontradas então duas pseudo-relações de transformação para o transformador monofásico. Essas PRTs são semelhantes para qualquer transformador monofásico de distribuição conectado a rede de 13,8 kV para 127 V, mesmo que possua nível características de potência nominal, fabricante e classe de isolamento diferentes dos transformadores testados. Porém, quando ocorre alguma falha, observa-se uma variação desses valores. A figura 5.3 apresenta o esquema de ligação e as grandezas a serem medidas.

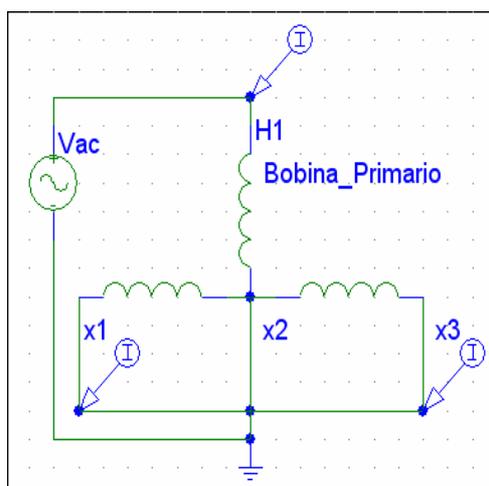


Fig. 5.3 - Ensaio BTBF – Transformador Monofásico

Pequenas variações nos valores das PRTs podem ser percebidas, o que se deve a erros do sistema de medição, ou mesmo à características ligeiramente diferentes de transformador para transformador. Devido a essas variações é que se optou por manter um intervalo não inferior a 3,5%, em torno dos valores esperados que é de 33 para cada PRT.

5.3.2 – Transformadores Trifásicos

Os testes de baixa tensão baixa frequência em transformadores trifásicos, consistem em aplicar uma tensão de aproximadamente 100V e frequência de 60Hz entre dois dos terminais do primário, com os terminais de secundário em curto-circuito. Mede-se então a corrente da fonte de 100V e as correntes que dos terminais de secundário para o terminal de neutro, ou seja, as correntes de curto-circuito de secundário. O resultado da divisão do valor da corrente de cada terminal de secundário para o terminal de neutro pelo valor da corrente que da fonte de 100V será a pseudo-relação de transformação do teste. A metodologia de teste é exposta a seguir:

- Com o secundário em curto-circuito, conecta-se a fonte de tensão 100V AC nos terminais de primário, H1-H2.
- Mede-se a corrente que flui através da fonte.
- Medem-se as correntes que fluem de cada terminal do secundário para o terminal de neutro.
- Dividem-se as correntes de secundário pela corrente de primário, encontrando assim três pseudo-relações de transformação (corrente/corrente).

- Repetem-se os passos acima, mais duas vezes, uma para a conexão das fontes de tensão em H1-H3 e posteriormente em H2-H3.

São encontradas então nove pseudo-relações de transformação com o teste de baixa tensão baixa frequência, três para cada posição da fonte AC. Essas nove PRTs são fixas para qualquer transformador de distribuição que trabalha nos mesmos níveis de tensão, e que não contém falha, independente do fabricante, do nível de potência, da classe de isolamento, etc. Isso porque a relação de transformação é um parâmetro estritamente controlado, não sendo permitidas grandes variações de transformador para transformador, e quando ocorre alguma falha, essas relações são alteradas. A figura 5.4 apresenta os pontos de conexão e medição, para realização do teste.

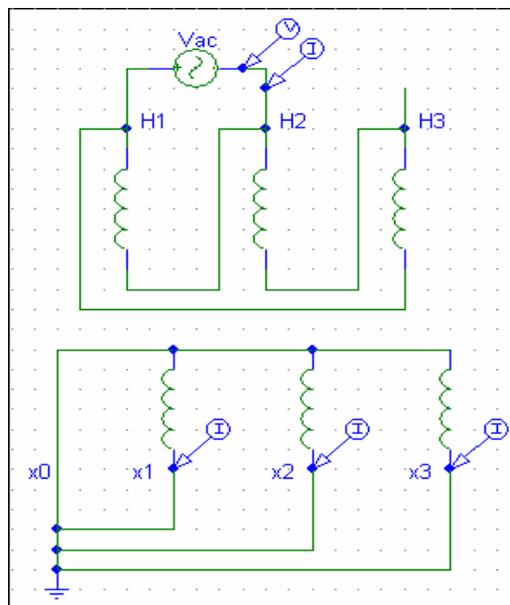


Fig. 5.4 - Ensaio BTBF com Fonte em H1-H2

No entanto podem existir pequenas variações de transformador para transformador, o que não compromete o teste, pois é prevista uma margem de incerteza em torno dos valores que dizem que o transformador está sem falha. O intervalo previsto pelo equipamento, para informar ausência de falha, não deve ser inferior a 3,5% do esperado. Para o banco de dados de transformadores testados, verifica-se que uma margem de $\pm 10\%$ é suficiente para separar os sem falha dos com falha com 100% de eficácia.

5.4 – TESTE DE ALTAS TENSÕES ALTAS FREQUÊNCIAS (ATAF)

Foi chamada de onda de alta tensão alta frequência a onda de $1,2/50 \mu$ e essa mesma onda foi aplicada em todos os casos expostos a seguir. Teoricamente, outras ondas próximas em níveis de tensão e em formato podem ser utilizadas no lugar dela. Porém recomenda-se que, ao se utilizar qualquer onda diferente da apresentada, deve-se realizar testes em transformadores com e sem falha, buscando corroborar a alteração na metodologia.

A realização dos testes de altas tensões altas frequências nos transformadores, deve ser feita com uma fonte impulsiva de tensão que pode aplicar tensões com valores máximos (valores de crista) em duas grandezas; aproximadamente 5kV e aproximadamente 15kV. Sendo o tempo de subida de $1,2 \mu s$ e o tempo de queda de $50 \mu s$. Essas ondas serão chamadas na metodologia de onda reduzida e onda plena, respectivamente.

5.4.1 – Transformadores Monofásicos

Com o secundário do transformador monofásico em curto-circuito, deve-se conectar a fonte de tensão impulsiva na bobina de primário e no terminal x2, que por sua vez, estará conectado ao terminal de terra. Então, aplica-se uma onda impulsiva de aproximadamente 5kV e realiza-se a medição de tensão e corrente na saída da fonte. Após armazenar as ondas anteriores, aplica-se a onda impulsiva de 15kV e da mesma forma armazena-se as ondas de tensão e corrente. Em seguida, realizam-se os cálculos de análise de diferenças entre as ondas normalizadas. O esquema de ligação para o teste em transformadores monofásicos é apresentado na figura 5.5.

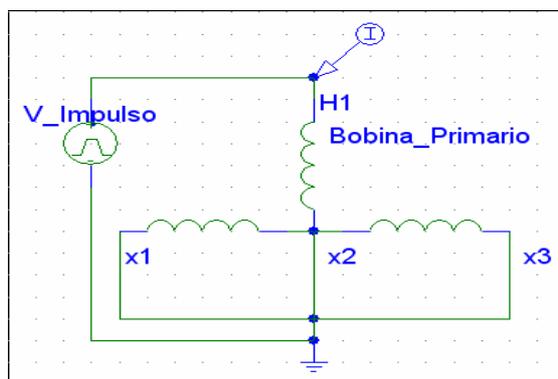


Fig. 5.5 - Ensaio ATAF – Transformador Monofásico

As ondas normalizadas, plena e reduzida, não apresentam diferenças significativas quando o transformador não contém falhas. Pelo fato dos resultados serem mais evidentes nas ondas de correntes, pode-se não utilizar as ondas de tensão, visto que o resultado é redundante com o obtido com as ondas de corrente. Nesse caso, pode-se dividir as ondas de correntes pelo valor máximo de corrente obtido.

5.4.2 – Transformadores Trifásicos

O transformador para o teste, já deve estar na configuração proposta para sua realização, ou seja, com o secundário em curto-circuito e aterrado. Conforme é apresentado no esquema de ligação, deve-se conectar um dos terminais de saída da fonte em uma das buchas de primário e o outro terminal em outra bucha de primário, aterrando uma delas. Mede-se no teste a corrente que flui pela fonte, e a tensão nos terminais do transformador. A metodologia, passo a passo será descrita logo abaixo:

- Com o secundário em curto-circuito, conecta-se a fonte impulsiva nas buchas H1 e H2.
- Conecta-se a bucha H3 à bucha H2.
- Aplica-se uma tensão impulsiva de aproximadamente 5KV.
- Gravam-se as formas de onda de tensão e corrente obtidas.
- Aplica-se uma tensão impulsiva de aproximadamente 15KV.
- Gravam-se as formas de onda de tensão e corrente obtidas.
- Repetem-se os passos descritos anteriormente com a fonte impulsiva conectada às buchas H3 e H1, com H2 conectado a H1 e em seguida com a fonte impulsiva conectada as buchas H2 e H3, com H1 conectada à H3.
- Realizam-se os cálculos de análise de diferenças entre as ondas de tensões e correntes de diferentes níveis para cada bobina.

Como são as ondas de correntes as que mais se destacam para detecção de falhas, pode-se utilizar somente as ondas de correntes, abandonando as ondas de tensão.

São obtidas seis ondas de tensão e 6 ondas de corrente, sendo dois ondas de tensão e 2 de corrente para cada uma das bobinas. Essas ondas, quando normalizadas, são iguais para transformadores sem falha, e podem apresentar diferenças caso existam falhas. A figura 5.6 a seguir apresenta os pontos de conexão e medição para realização dos testes ATAF, para o teste com a fonte impulsiva conectada às buchas H1 e H2.

A conexão da bucha que ficaria flutuando à saída da fonte é uma alternativa para equilibrar os níveis de tensão nas bobinas, testando duas de cada vez. Porém, pode-se realizar o teste sem essa conexão, visto que as duas ondas de níveis de tensão diferentes serão aplicadas com o transformador na mesma configuração.

A normalização deve ser realizada, dividindo-se as ondas pelo valor máximo da tensão. Uma alternativa seria dividir as ondas de correntes pelo nível máximo de corrente, o que facilitaria para o “hardware”, principalmente quando a opção for não utilizar a onda de tensão. As ondas normalizadas são bastante semelhantes quando não há falhas, porém podem ocorrer pequenas variações devido a ruídos e a pequenas imperfeições dos transformadores. Desse modo, deve-se manter um intervalo permitido, para o resultado do cálculo comparativo, que indique que o transformador está sem falha.

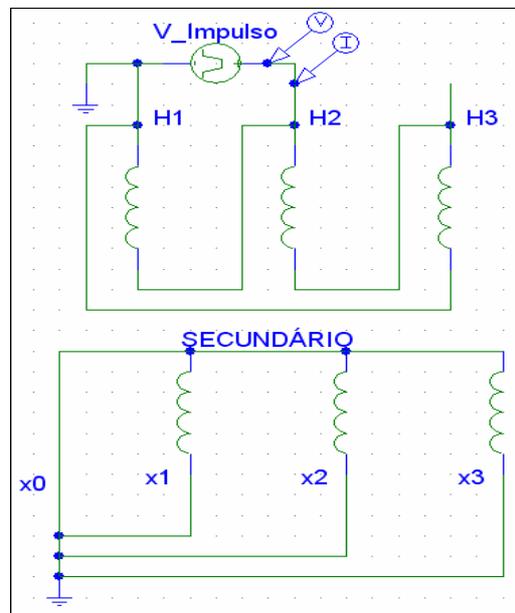


Fig. 5.6 - Ensaio ATAF – Transformador Trifásico

5.4.3 – Cálculos de Análises de Diferenças de Ondas ATAF Normalizadas

Para cada par de ondas em que se deseja realizar a comparação, são sugeridas as análises de três índices, sendo eles:

- Erro quadrático médio.
- Coeficiente de Regulação.
- Diferença das Integrais das ondas.

Conforme já foi detalhado nos capítulos anteriores, o teste mais recomendado é o Coeficiente de Regulação, visto que sua equação é mais global que as demais.

Além do cálculo da diferença entre as integrais, pode-se também fazer a avaliação da integral da corrente individualmente, pois quando a bobina de alta tensão está aberta, somente tem-se corrente no pico capacitivo, em seguida a corrente é nula. Isso faz com que a integral se torne muito menor do que se espera, porém a diferença entre as integrais das ondas normalizadas de 5kV e 15kV, neste caso, é mínima. Isto justificaria a avaliação do valor individual da integral da corrente. Entretanto, quando a bobina está aberta, o teste de BTBF facilmente detectará a falha, se tornando até mesmo desnecessário realizar o teste ATAF.

5.5 – IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DE CLASSIFICAÇÃO

Estudou-se a viabilidade de se implementar um sistema de classificação utilizando-se técnicas de inteligência computacional, mais precisamente utilizando-se Redes Neurais Artificiais ou Sistemas Nebulosos. Porém, foi observado que tanto para os testes BTBF quanto para os testes ATAF, bastava-se observar se os resultados obtidos para o transformador em teste estavam ou não no intervalo permitido. Sendo assim, não se fez necessário utilizar tais sistemas, bastando um conjunto de regras determinísticas que avaliam os resultados, retornando a resposta binária do tipo:

- Está dentro do intervalo, logo, não existe falha ou;
- Não está dentro do intervalo, logo, existe falha.

5.6 – SEQUÊNCIA DOS TESTES

Os testes devem ser realizados sempre com o teste de BTBF antes do teste de ATAF, visto que por utilizar níveis de tensões menores, o teste de baixas tensões baixa frequência estressará menos os componentes do sistema de testes além de poupar o transformador, que já está em falha de sofrer maiores danos. Outra precaução que deve ser tomada é deixar que o sistema de testes chegue ao regime permanente senoidal antes de realizar as medições das correntes da fonte e do secundário. Porém, é desejável que este sistema seja projetado para interromper o teste, caso ainda no regime transitório a corrente drenada possua valores muito altos em função de possíveis curtos-circuitos entre os terminais. Ou que, pelo menos, o sistema de testes possua mecanismos para se proteger de altas correntes resultantes de curtos-circuitos no transformador.

Quanto aos testes de ATAF, deve-se aplicar primeiramente as ondas de 5kV e em seguida as ondas de 15kV, visto que a onda de 5kV excitará menos os defeitos, poupando o transformador de agravar excessivamente a falha, caso ela esteja presente. Essa precaução garante que as duas ondas sejam aplicadas com o transformador em condições mais similares possíveis para que posteriormente seja realizada a comparação.

A metodologia proposta pode ser visualizada pelo diagrama de blocos da figura 5.7, que apresenta a seqüência dos testes, bem como os possíveis resultados.

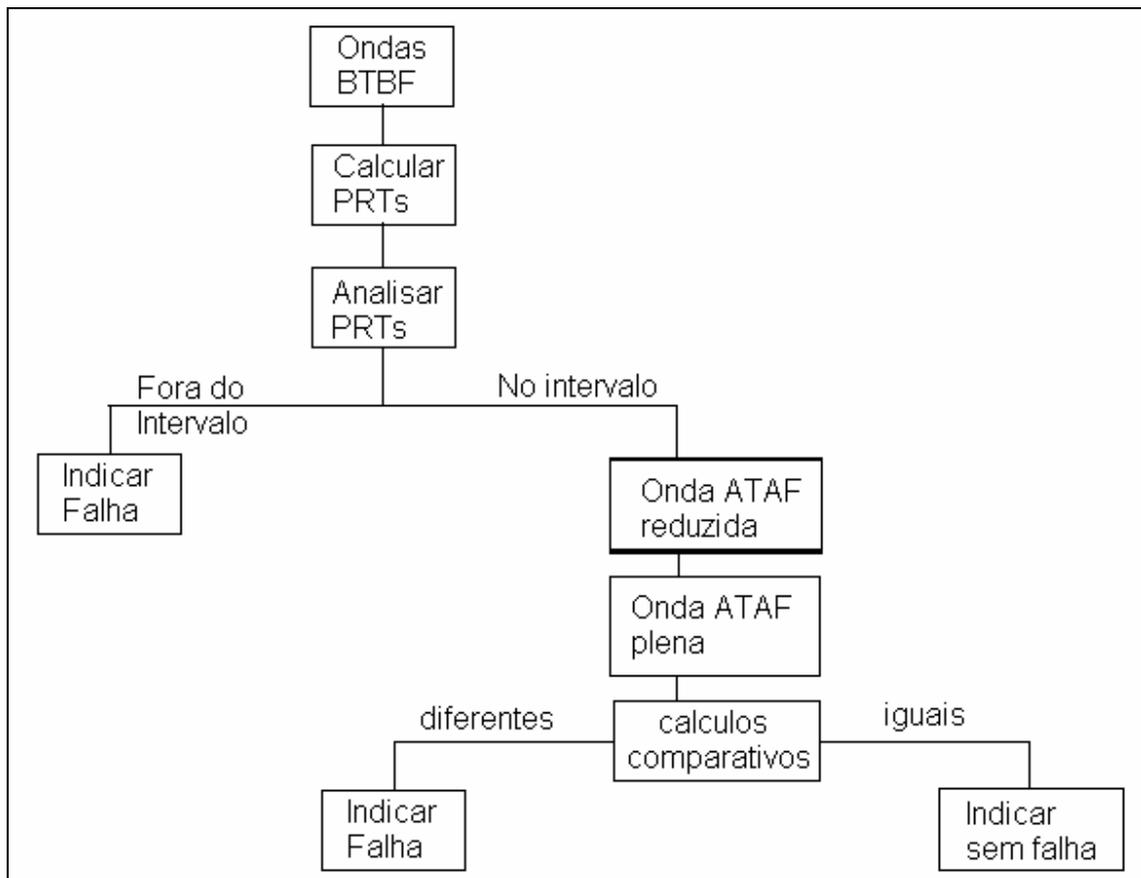


Fig. 5.7 – Seqüência de Testes da Metodologia Proposta

No próximo capítulo, serão apresentados os resultados dos testes realizados em transformadores trifásicos e monofásicos, com a metodologia proposta nesse capítulo.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS OBTIDOS COM A METODOLOGIA CONSTRUÍDA

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos com a metodologia proposta no capítulo anterior. Eles são divididos em dois grupos: resultados BTBF e resultados ATAF. Sua apresentação será feita em forma de tabelas e gráficos que auxiliarão a comparação entre transformadores com e sem falha. No final do capítulo é feita uma breve conclusão sobre os resultados obtidos.

6.1 – RESULTADOS DOS TESTES BTBF

Realizaram-se os testes de baixa tensão baixa frequência em 28 transformadores, sendo 11 trifásicos e 17 monofásicos. Dos transformadores trifásicos, sabia-se que apenas um estava sem falha e os outros 10 continham falhas. Dos 17 monofásicos, também apenas um estava sem falha.

Ao se aplicar o ensaio BTBF nos transformadores monofásicos com falhas, obteve-se os resultados da tabela 6.1. Espera-se para um transformador sem falha, de acordo com o observado nos testes, os valores próximos de 33 para as duas PRTs, porém em nenhum dos casos esse resultado foi encontrado, conforme pode ser observado na tabela.

Tab. 6.1 – Resultados de PRTs – Transformadores Monofásicos

VALORES DE PSEUDO-RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS								
TRAFO	9412685	19544	374806	179588	9962451	2010018	400082	151645
x1-x2	0,00	0,00	65,00	36,36	0,00	60,00	0,00	44,21
x3-x2	0,00	0,00	46,15	99,23	0,00	25,71	0,00	30,00
TRAFO	1123673	349137	254246	343498	393514	385374	20812467	250221
x1-x2	0,00	0,00	52,50	0,00	55,38	0,00	0,00	0,00
x3-x2	0,00	0,00	52,50	0,00	53,08	0,00	0,00	0,00

Para uma melhor visualização do problema de classificação de padrões, gerou-se a figura 6.1, onde os pontos correspondem aos pares ordenados resultantes dos valores de PRTs encontrados. O gráfico permite uma melhor análise visual da região de separação dos valores obtidos para os transformadores com e sem falha. É apresentada também a região cujas PRTs que a pertencem indicam que o transformador está sem falha. Esta região foi traçada considerando-se um intervalo de $\pm 10\%$ dos valores esperados. Alguns dos pontos ficaram sobrepostos no gráfico, pois apresentavam o mesmo valor, conforme pode-se observar na Tabela 6.1.

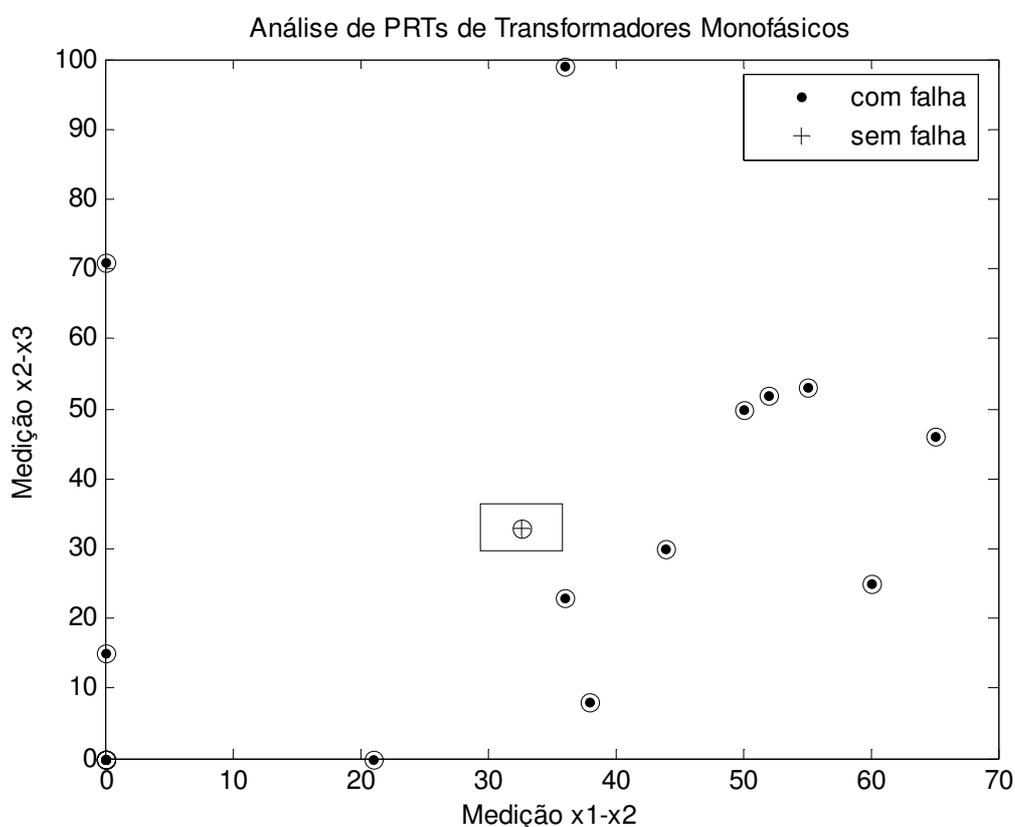


Fig. 6.1 – Região de Separação de PRTs – Transformadores Monofásicos

Para os transformadores analisados, é visível que somente em uma determinada região do gráfico, no entorno da PRT do transformador sem falha, pode-se encontrar pseudo-relação de transformação de transformadores sem falha. Todo o restante do espaço do gráfico equivale a PRTs de transformadores com falhas, ou seja, os valores de PRTs de transformadores com falha estão

bem distantes das PRTs de transformadores sem falha, garantindo uma eficácia de 100% para esse teste em se tratando dos transformadores testados.

Bem como para os transformadores monofásicos, aplicou-se o ensaio BTBF nos transformadores trifásicos com falhas e obteve-se os resultados da tabela 6.2. A tabela contém na última coluna os valores esperados para o teste.

Tab. 6.2 – Resultados de PRTs – Transformadores Trifásicos

VALORES DE PSEUDO-RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS										
TRAF		10191	12070							
O	74636	1	3	98015	38304	47993	8729065	328902	123836	Esperado
H1-H2	0,00	0,00	0,00	0,00	5,77	29,22	97,20	27,55	103,30	35
	0,00	0,00	0,00	0,00	98,43	67,83	5,10	64,12	1,50	70
	0,00	0,00	0,00	0,00	5,82	38,40	97,80	23,56	103,30	35
H1-H3	38,82	0,00	103,17	0,00	11,33	60,46	100,65	50,51	104,50	70
	38,90	0,00	2,83	0,00	88,70	28,40	2,40	45,43	0,75	35
	0,09	0,00	2,79	0,00	88,70	29,13	3,08	57,14	1,00	35
H2-H3	0,00	0,00	0,00	0,00	5,47	30,65	2,93	25,64	0,91	35
	0,00	0,00	0,00	0,00	5,58	38,61	2,55	17,78	1,00	35
	0,00	0,00	0,00	0,00	98,43	64,70	100,43	79,96	96,00	70

Os valores de relações de transformação encontrados na tabela 6.2 para a fonte conectada às buchas H1-H3 estão presentes nos gráficos das figuras 6.2, 6.3 e 6.4, onde cada eixo representa a relação de transformação de uma fase e cada ponto obtido representa a relação de transformação de um transformador. Existem três gráficos, de forma que cada par de fases é representado. A representação das outras posições da fonte não serão apresentadas, pois expressam informação redundante com a que será extraída destes três gráficos. Por motivo de simplificação, omitiu-se então os outros seis gráficos. Para se obter os gráficos, utilizaram-se os valores de PRTs obtidos em cada fase. Verifica-se nos gráficos que existem pontos sobrepostos, o que pode ser constatado pela análise da Tabela 6.2.

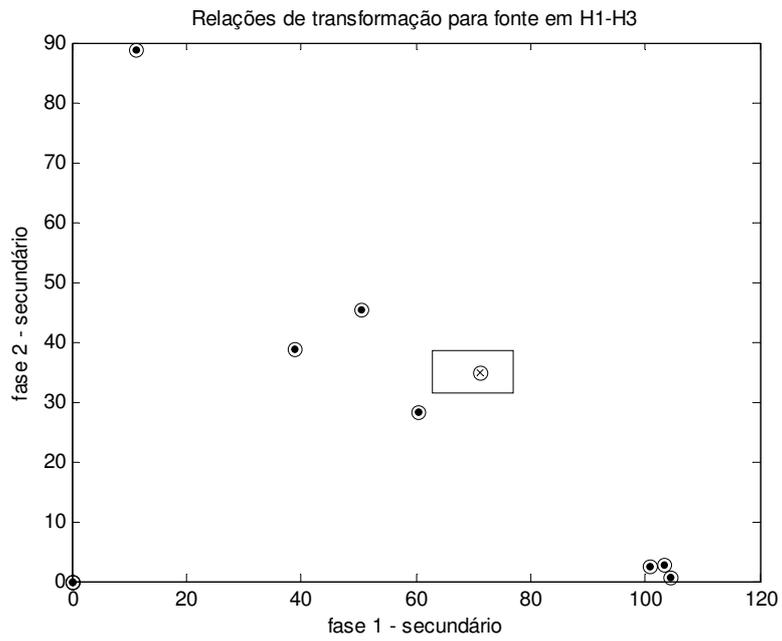


Fig. 6.2 – Região de Separação de PRTs (fase 1 - fase 2)

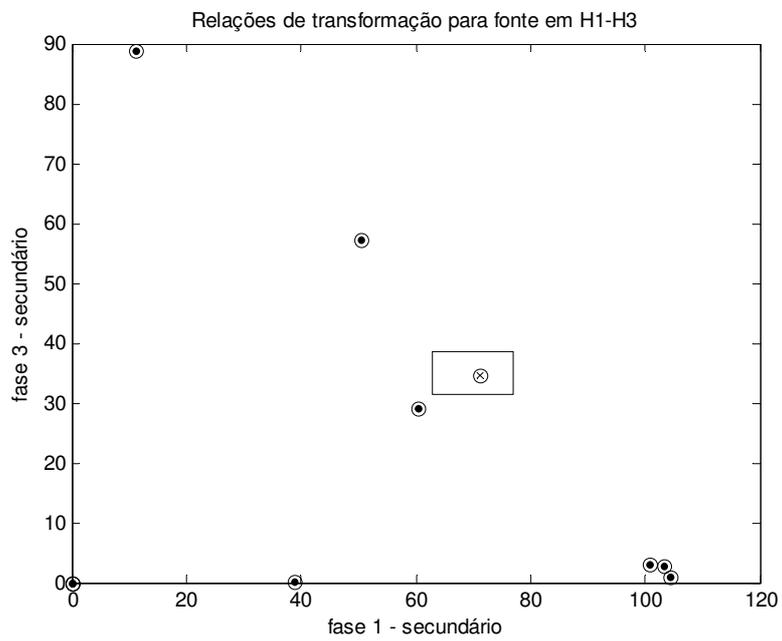


Fig. 6.3 – Região de Separação de PRTs (fase 1 – fase 3)

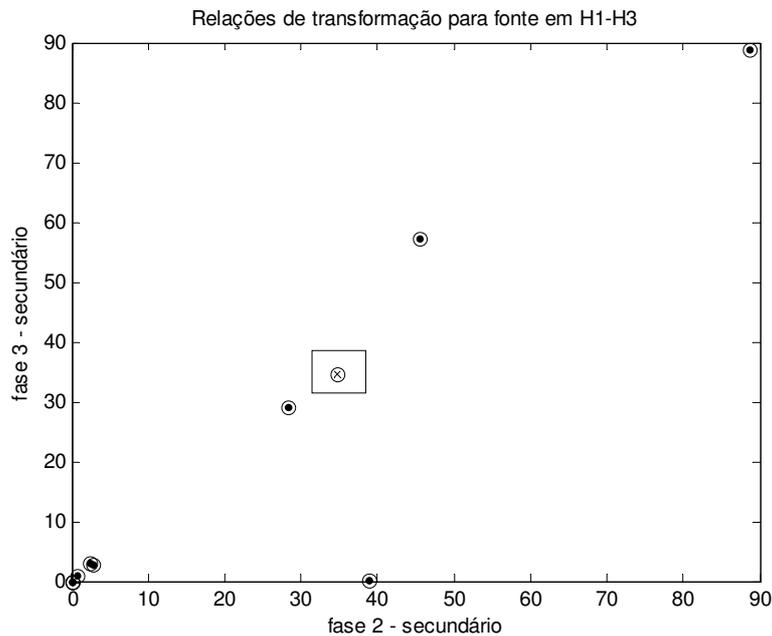


Fig. 6.4 – Região de Separação de PRTs (fase 2 –fase 3)

Como pode-se perceber, as pseudo-relações de transformação do transformador sem falha distam-se das pseudo-relações de transformação dos demais. Isto porque existe apenas uma região no espaço que corresponde aos valores obtidos para o transformador sem falha, que é no entorno do ponto que o representa.

Pode-se perceber também, através dos gráficos, que algumas vezes o resultado em uma ou duas das fases dos transformadores com falha fica relativamente próximo à região de transformadores sem falha. Porém, o requisito é que somente estará sem falha o transformador cujos resultados das três fases com a fonte nas três posições possíveis, isto é, as nove PRTs, estejam dentro do intervalo estabelecido, descartando assim a possibilidade desses transformadores serem classificados como transformadores sem falha.

6.2 – RESULTADOS DOS TESTES ATAF

Quando o transformador (monofásico ou trifásico) apresenta falha, as suas ondas normalizadas, na maioria dos casos, apresentam diferenças relevantes entre si. Essas diferenças podem ser detectadas a partir de mecanismos de cálculos que foram apresentados anteriormente, no capítulo 5. Essas diferenças podem ser verificadas visualmente nos gráficos das figuras 6.5 e 6.6.

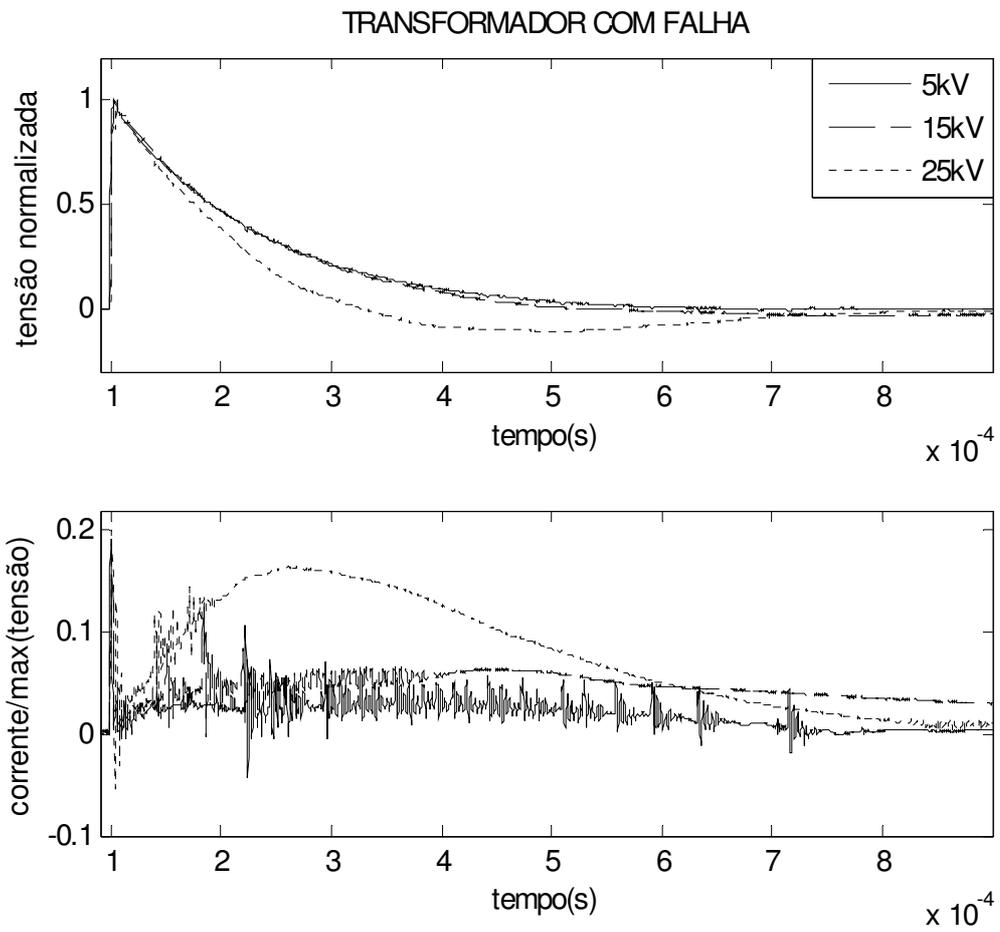


Fig. 6.5 - Ondas ATAF - Transformadores Monofásicos Com Falha

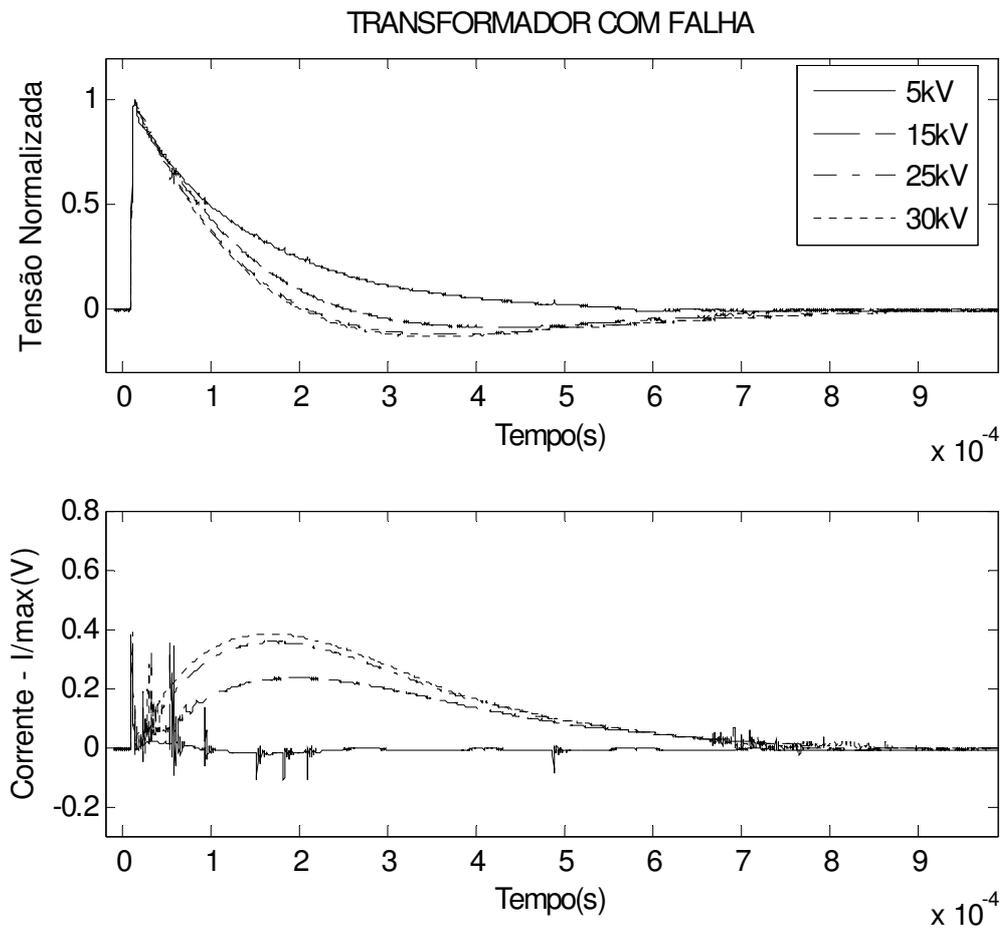


Fig. 6.6 - Ondas ATAF - Transformadores Trifásicos Com Falha

Como se pode observar, as ondas variam de formato com o nível de tensão aplicado. Para avaliar numericamente essas variações foi escolhido o coeficiente de regulação. O cálculo desse coeficiente foi feito para correntes e tensões, de transformadores de distribuição com e sem falhas. As tabelas 6.3 e 6.4 apresentam os resultados desses cálculos.

Tab. 6.3 – Resultados dos Coeficientes de Regulação de Transformadores Trifásicos

Coeficiente de Regulação - Transformadores Trifásicos		
Transformador	Ev	Ei
226501 (sem falha)	1,57	4,38
	1,40	3,13
	2,03	4,57
74636	10,02	112,36
	9,22	26,55
	9,02	25,80
98015	98,27	103,90
	3,99	47,96
	8,44	53,18
144731	2,70	5,52
	1,57	5,86
	3,15	10,19
328902	3,95	66,13
	2,09	9,07
	2,92	16,40
8729065	2,10	44,13
	2,66	60,95
	29,42	9,04
120703	1,77	7,50
	2,60	70,20
	64,86	62,48
383004	44,99	87,35
	2,54	4,94
	86,48	98,47
47993	101,14	94,03
	1,99	4,79
	5,66	11,57
101911	98,64	144,11
	2,19	254,13
	2,55	263,40
123836	6,43	22,60
	4,86	13,57
	2,61	16,22

A figura 6.7 apresenta o gráfico onde foram mostrados os coeficientes da tabela acima, com os coeficientes das ondas de tensão no eixo horizontal e os coeficientes das ondas corrente no eixo vertical. Procurou-se focar a região que separa os transformadores sem falha dos com falha e por isso, muitos dos transformadores desapareceram do gráfico, pois apresentavam valores de coeficientes muito elevado, ou seja, o gráfico apresenta apenas os coeficientes mais transformadores que apresentaram coeficientes mais próximos do transformador sem falha.

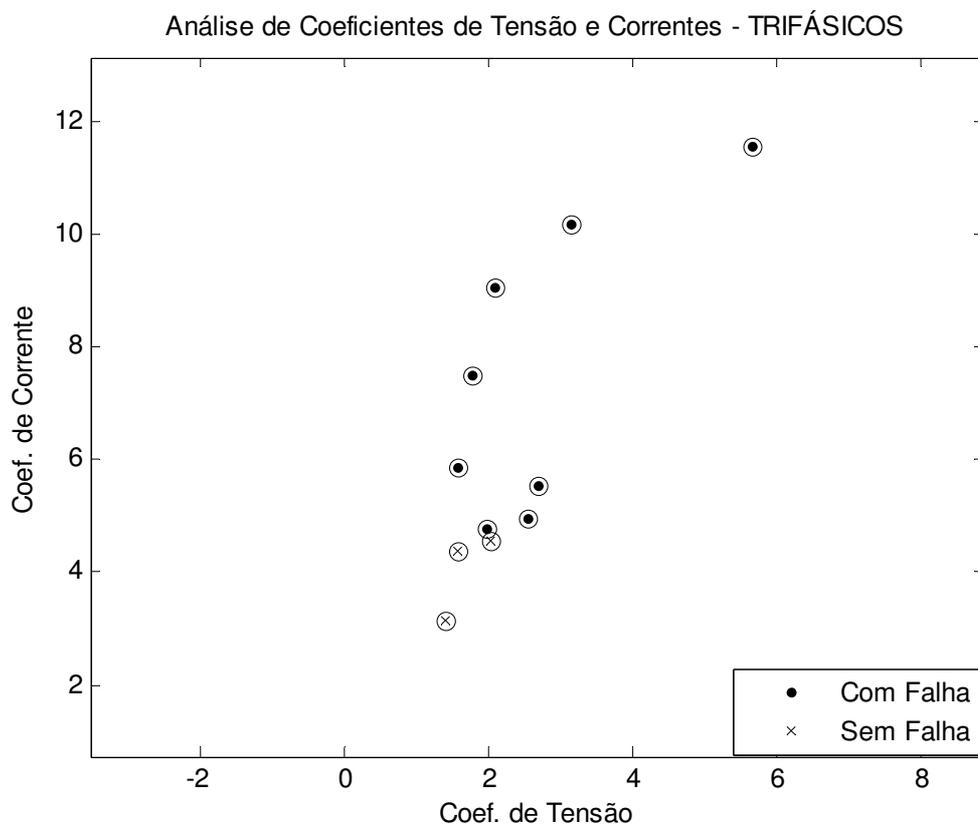


Fig. 6.7 – Gráficos de Análise de Coeficientes de Tensões e Correntes - Trifásicos

Tab. 6.4 – Resultados dos Coeficientes de Regulação de Transformadores Monofásicos

Coeficiente de Regulação - Transformadores Monofásicos		
Transformador	Ev	Ei
217539 (sem falha)	2,01	2,50
250221	93,70	11704,00
20812467	2,35	63,21
385374	36,23	1929,10
9412685	36,93	725,78
393514	2,56	6,03
0303798	15,06	481,93
254246	3,04	11,73
349137	3,66	62,67
1123673	11,79	61,95
151645	4,41	13,56
400082	4,20	123,05
2010018	4,00	6,95
996251	4,43	305,32
179588	2,24	6,02
374806	2,87	14,56
19544	3,11	3,91

A figura 6.8 apresenta o gráfico dos coeficientes de tensão e de corrente que foram apresentados na tabela 6.4. Através do gráfico, percebe-se que os valores mais baixos para os coeficientes, tanto para o caso das tensões quanto para o caso das correntes, são os coeficientes obtidos para os transformadores sem falha. Apesar de que existem transformadores com falha que apresentam resultados próximos do valor esperado para transformadores sem falha, porém estes constituem uma minoria. Verifica-se também através do gráfico que os coeficientes das correntes apresentam maior dispersão que os das tensões, confirmando o indício que as ondas de correntes são mais significativas para a análise.

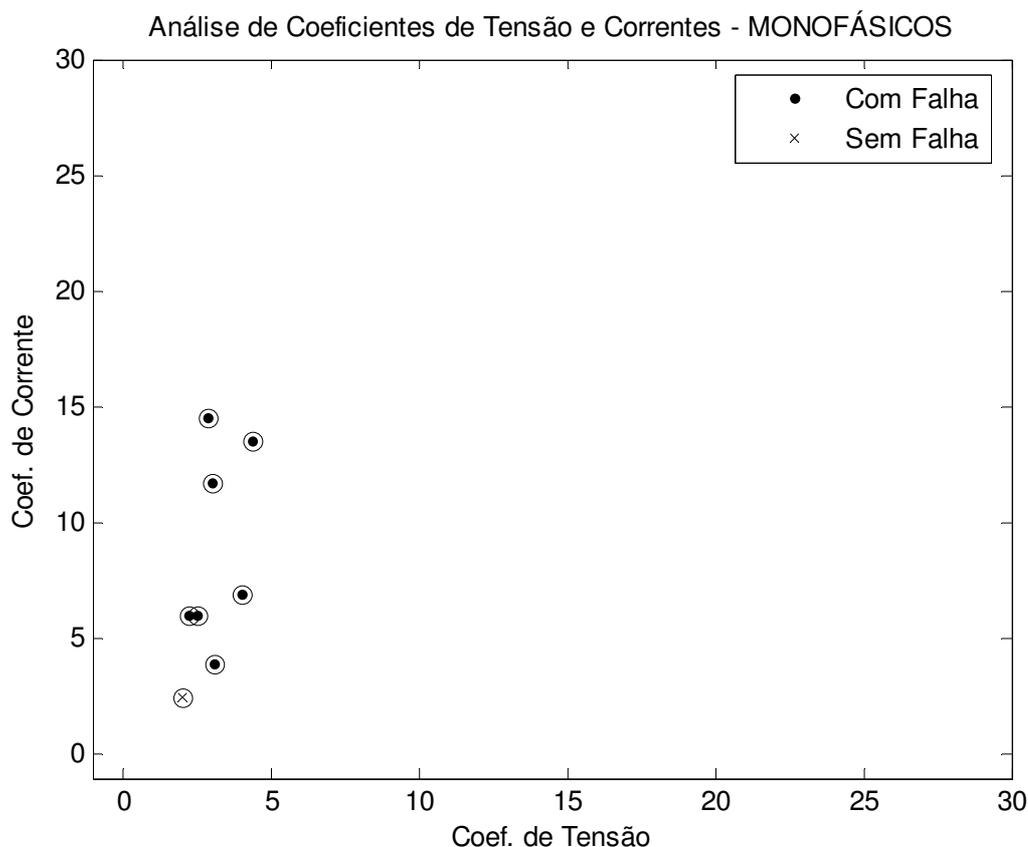


Fig. 6.8 – Gráficos de Análise de Coeficientes de Tensões e Correntes - Monfásicos

6.3 – ANÁLISE DOS RESULTADOS

Através dos dois testes, tem-se uma medição com tensões próximas das tensões nominais do transformador (teste ATAF) e outra medição com correntes da mesma ordem de grandeza das correntes nominais (teste BTBF). O conjunto desses dois testes fornece uma indicação do estado do transformador.

No teste de BTBF dos transformadores trifásicos, tem-se valores para cada uma das PRTs de aproximadamente 70, 35 e 35, que se alternam de acordo com a posição em que a fonte está ligada no primário. Como esses valores são fixos, sabe-se que é um indício de falha qualquer variação abrupta em torno desses valores. Como se pode observar, nos valores encontrados para os transformadores com falha, o transformador mais próximo do intervalo esperado quando não há falha foi o de número 47993. Porém, seus valores estavam cerca de 13,8%, em média, distantes dos valores esperados de um transformador sem falha. Porém este transformador apresenta elevados valores de coeficientes de variação de ondas impulsivas, o que é um indício claro de falha. Os outros casos são ainda mais

críticos, corroborando assim a eficácia do teste BTBF. No entanto, podem existir falhas que somente aparecerão em altas tensões, justificando assim os testes de ATAF.

Nos testes de ATAF é visível que a variação dos valores com falha para os valores sem falha, podem atingir até mesmo ordens de grandezas diferentes, corroborando também a eficácia desse teste. Por outro lado, é indispensável o teste BTBF para acompanhá-lo, pois nos casos onde existem curto-circuitos permanentes não haverá grande diferença entre as ondas de 5kV e 155V. Quanto à análise dos coeficientes de comparação entre as ondas de tensão e correntes, plena versus reduzida, tem-se que as falhas se tornam mais evidentes quando a comparação é feita pelas ondas de correntes. Este fato só não é observado no transformador 47993 em que os coeficientes de tensão são mais altos que os de corrente. Mas seus coeficientes para as correntes também são elevados, tornando assim redundante fazer a análise das ondas de tensão.

Considerando-se o intervalo permitido para os coeficientes de comparação de ondas de correntes, proposto no capítulo 3 (0 a 5,8075), verifica-se que, dos transformadores com falha, apenas o transformador monofásico 19544 geraria erro na detecção do teste ATAF. Porém a falha neste transformador seria detectada pelo teste BTBF. Pois tais testes não erraram em nenhum caso, considerando-se um intervalo de $\pm 10\%$ do valor esperado das PRTs. Isto reforça a afirmação de que os dois testes devem compor a metodologia, sendo primeiramente aplicado o teste BTBF.

A implementação da metodologia proposta pode ser feita com o auxílio de um processador digital de sinais DSP [27] e [28] aliado a sistemas de medição e geração de ondas de 60 Hz – para o teste BTBF - e ondas rápidas – para o teste ATAF.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Neste capítulo serão apresentadas as conclusões obtidas com o trabalho, demonstrando assim sua viabilidade e eficácia e eficiência. Além disso, serão apresentadas também as propostas de continuidade que poderão, no futuro, contribuir para a melhoria da metodologia de detecção de falhas em geral.

7.1 - CONCLUSÕES

Os métodos de detecção de faltas atuais são diversificados, podendo ter como padrões parâmetros elétricos (correntes, tensões, etc...) ou outros tipos de parâmetros (óleo, gases, etc...), cada qual exigindo seus equipamentos específicos. Quando são tratados os parâmetros elétricos, verifica-se que pode, em geral, ser realizada a análise no domínio do tempo e no domínio da frequência, sendo que em muitos casos estas análises se equivalem.

Quanto aos problemas em transformadores, percebe-se que são diversos os métodos utilizados para se detectar falhas e também faltas, porém cada método apresenta sua eficiência e seu custo computacional. Além da diversidade de métodos, verifica-se também, que em alguns casos, é necessário realizar a detecção de faltas. Já em outros casos, basta a detecção de falhas. Foram avaliados vários métodos de realizar a detecção de falhas, que variavam em valores frequências e níveis de tensão. Além disso, pode-se destacar os diversos estudos a respeito das possibilidades de gerar padrões com cada teste. Dentre os testes utilizados, dois destacam-se pela simplicidade de tratamento de sinais e possibilidade de implementações de baixo custo computacional:

- Testes com ondas de baixa tensão baixa frequência
- Testes com ondas de altas tensões altas frequências (impulsivas $1,2/50 \mu s$)

Constatou-se ao fazer varredura em frequência, um deslocamento da frequência de ressonância de transformador para transformador. Este deslocamento permite a detecção de falhas, seja através dos coeficientes da modelagem da resposta em frequência ou através da frequência de ressonância. Porém, a necessidade de obter padrões diferentes para diferentes transformadores descartou esse tipo de teste da metodologia.

Ainda em se tratando de análises na frequência, pode-se perceber que a transimpedância também poderia ser um bom parâmetro para se detectar falhas. Mas devido ao seu “custo

computacional” (quantidade de instruções lógicas que o sistema precisa realizar) superior ao do cálculo dos coeficientes de regulação ela não foi utilizada na metodologia, visto que apresenta resultados redundantes com os obtidos pelos cálculos de coeficientes de comparação.

Foi observado que através do método de modelagem paramétrica de ondas $10/700 \mu s$, consegue-se obter uma função de transferência em “z” que descreve o sistema apresentando grande coerência entre as ondas simuladas e medidas tanto no domínio do tempo quanto no da frequência. Os coeficientes da modelagem paramétrica podem constituir um conjunto de padrões. Porém, assim como os ensaios de varredura em frequência necessitam de padrões diferentes para os diversos tipos de transformadores, ficando então excluídos da metodologia.

Contudo, verificou-se que a tarefa de detecção de falhas pode ser realizada, com êxito, pelos testes BTBF e ATAF apresentados. Para o conjunto de transformadores utilizados ambos funcionaram bem individualmente. Porém, estabeleceu-se na metodologia proposta que eles sejam utilizados em conjunto. Isso para evitar que falhas permanentes, que são de difícil detecção para o ATAF, e falhas que somente ocorrem em alta tensão, que não são detectáveis pelo BTBF, corrompam os resultados. Pois as falhas citadas, podem corromper apenas um dos testes e não os dois.

Para a análise feita no teste BTBF foi apresentado neste trabalho o parâmetro pseudo-relação de transformação, que é similar à relação de transformação, porém calculado com correntes. Este termo possui valores bem definidos que não variam de transformador para transformador sendo, por isso, bom para ser utilizado na classificação. Verificou-se que quando há falha, este parâmetro extrapola o intervalo definido indicando a existência de falha.

Outro parâmetro que se fez importante neste trabalho foi o coeficiente de regulação, pois seu valor, obtido através do teste ATAF, indica a existência de falha. O seu cálculo é fundamentado na comparação de ondas de níveis de tensão diferentes aplicadas em um mesmo transformador. Quando o valor deste coeficiente excede um intervalo determinado, verifica-se que o transformador está com falha.

Durante o desenvolvimento do trabalho, surgiu a dúvida sobre a influência dos dispositivos pára-raios nos resultados dos testes de ATAF, visto que muitos transformadores da CEMIG, apresentam este dispositivo conectado. Ao realizar os testes verificou-se que, para os níveis de tensão utilizados, ele não corrompe os resultados. Isto permite que a metodologia seja aplicada tanto nos transformadores com os dispositivos como naqueles que não os contém.

Definiu-se então a metodologia construída composta pelos testes BTBF e ATAF, visto que estes testes são mais simples. Métodos de modelagem e de análise no domínio da frequência foram descartados, mesmo ao se constatar que também poderiam ser eficazes. Sendo assim, torna-se

desnecessária a implementação de sistemas de inteligência computacional, modelagem paramétrica e cálculos de FFTs, reduzindo a eficiência computacional mínima necessária aplicação da metodologia.

Verificou-se ainda que não será necessário utilizar sistemas de inteligência computacional para fazer a classificação, pois os padrões estão dentro de intervalos bem definidos. Assim os resultados podem ser analisados por regras determinísticas, o que simplifica ainda mais a metodologia.

Portanto, a metodologia proposta na dissertação estabelece uma forma simples e eficaz de realizar testes de detecção de falhas em transformadores de postes com proteção operada sem desconectar o secundário. Com isto, ela poderá reduzir o tempo de restabelecimento do sistema de distribuição além de contribuir para reduzir os riscos de acidentes.

7.2 – PROPOSTA DE CONTINUIDADE

Como proposta de continuidade sugere-se a implementação da metodologia em um equipamento leve, compacto, barato e simples de operar, que possa ser levado a campo e testado em transformadores cujas chaves fusíveis atuaram. A partir destes testes, recomenda-se um estudo estatístico sobre a eficiência da metodologia implementada no equipamento. Caso seja necessário, deve-se também realizar um estudo mais abrangente sobre os limites estabelecidos para as PRTs e para os coeficientes de regulação. Preferencialmente estes estudos devem ser realizados com vários transformadores com e sem falha, de diferentes classes de potências e diferentes fabricantes.

Sugerem-se também estudos direcionados à segurança do operador do equipamento que conterà a metodologia, buscando-se dessa forma estabelecer normas e procedimentos para sua utilização. Estes estudos devem conter também a análise da durabilidade dos componentes do equipamento, bem como sua manutenção.

Outra proposta seria avaliar a possibilidade de agregar à metodologia a detecção de faltas que não são falhas, possibilitando-a ser utilizada também para manutenção preventiva. Partindo disto, pode-se também estudar possibilidades de gerar o diagnóstico da falta, visto que dentre os métodos que foram estudados verificou-se a possibilidade de refinar os resultados obtidos. Este refinamento na metodologia sugere também uma melhor informação das características do transformador. Para isto, pode-se tentar contatar os fabricantes para, através de uma parceria, criar uma impressão digital dos transformadores quando novos, esta impressão digital seria composta por parâmetros do tipo: frequência de ressonância, relação de transformação, coeficientes de polinômios que modelam respostas em frequência e outros advindos de estudos mais detalhados. Desta forma, após um desligamento, seria verificada esta impressão digital de forma a avaliar o quanto tais parâmetros estão distantes dos parâmetros medidos quando o transformador estava novo. A forma de guardar estes

parâmetros é outra proposta de continuidade, pois eles podem ser gravados em um chip ou em um código de barras, permitindo ao aparelho lê-los a cada teste realizado.

Para implementação da metodologia, existe a necessidade do desenvolvimento de circuitos que sejam capazes de gerar os sinais necessários para a aplicação dos testes. Estes circuitos devem ser o mais leves e compactos possíveis. Sabe-se que, de modo geral, os circuitos de geração de ondas de altas tensões são grandes e pesados, sendo assim propõe-se estudar formas de geração de ondas de altas tensões com circuitos leves e reduzidos. Além disso, propõe-se estudar meios de agregar a ele o circuito de geração de ondas senoidais de 100V tendo em vista a compatibilidade eletromagnética entre eles.

Como a metodologia foi proposta apenas para transformadores de distribuição da rede de 15kV, pode-se realizar estudos visando a adequação desta metodologia para transformadores de níveis de tensão diferentes. Isto possibilitaria criar um equipamento para transformadores de tensões maiores e menores que as estudadas, tornando a metodologia mais abrangente, podendo inclusive ser utilizada para detecção de faltas e falhas em transformadores de subestações.

Os dispositivos pára-raios também são de grande importância para o sistema de distribuição de energia, como os níveis de tensão medidas no teste ATAF são da mesma ordem de grandeza da tensão de atuação deles, pode-se estudar possibilidades de adaptar o aparelho para testar também estes dispositivos. Além dos pára-raios, existe também a possibilidade de adaptar o aparelho para testar outros dispositivos úteis ao sistema de distribuição de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Almeida, G. P; Arantes, L. M; “Procedimento Operacional Padrão: Atendimentos Emergenciais – Transformadores Operados” , Documento: POP – OM – RD - 14029 CEMIG
- [2] Chen, J.; Patton, R. J. (1999). “Robust Model-Based Fault Diagnosis For Dynamic Systems”.
- [3] Isermann, R. (2006). “FAULT-DIAGNOSIS SYSTEMS : An Introduction from Fault Detection to Fault Tolerance”. Editora Springer.
- [4] Defatta, D. J.; Lucas, J. G.; Hodgkiss, W. S. (1988). “Digital Signal Processing: A System Design Approach”.
- [5] Pomazanovskaya, Y. N.; “Comparação entre Metodologias do Domínio do Tempo e do Domínio da Freqüência para Obtenção de Equivalentes de Redes Esparsos e Robustos”,2004, dezembro; Dissertação de Mestrado.
- [6] Cury, A. J. “Inteligência Multifocal: Análise da Construção dos Pensamentos e da Formação de Pensadores”. Editora Pensamento-Cultrix Ltda, 1998.
- [7] Braga, A P; Carvalho, A P L; Ludermir, T B (1998). Fundamentos de redes neurais artificiais. XI Escola Brasileira de Computação. (edição limitada).
- [8] Haykin, S. (1999). Neural networks, a comprehensive foundation. Segunda edição, Macmillan, M. (Prentice Hall), New York.
- [9] JANG, J. S.; SUN, C. T.; MIZUTANI, E. Neuro Fuzzy and Soft Computing. PTR Prentice Hall. 1997
- [10] Oliveira, J. C.; Cogo, J. R.; Abreu, J. P. G. (1984). “Transformadores: Teoria e Ensaio”. Editora Edgard Blücher Ltda.
- [11] IEEE Guide For Transformer Impulse Tests.
- [12] Wang, H.; Butler, K. L. (2002). “Modeling Transformers With Internal Incipient Faults”. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL 17. NO.2, APRIL, PP 500-509.
- [13] Dengming, X.; Honglei, L.; Xuguang, L.(2000). “New Apparatus for Detecting Transformer Faults Online”. Proceeding of the 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectrics Materials, JUNE, PP 310-313
- [14] Henyuan Wang; Yilu Liu; Griffin, P.J. Artificial intelligence in OLTC fault diagnosis using dissolved gas-in-oil information. Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE , Volume: 4 , 16-20 July 2000
- [15] Hijazi, M. E. A.;Basak, A.; Analysis of Integral Method for Fault Detection in transformers. IEEE Transactions on Magnetics, Vol 29, 06, november 1993.
- [16] Bernieri, A.; Betta, G.; Liguori, C.(1996). “On-Line Fault Detection and Diagnosis Obtained by Implementing Neural Algorithms on a Digital Signal Processor”. IEEE TRANSACTIONS ON INSTRUMENTATION AND MEASUREMENT, VOL 45, NO. 5, OCTOBER, PP 894-899.

- [17] Ruz, F.; Fuente, J. A. "Fuzzy Decisión Making Applied to High Impedance Fault Detection in Compensated Neutral Grounded MV Distribution Systems". Developments in Power System Protection, Conference Publication No. 479, @ IEE 2001
- [18] Kim, J. W.; Park, B.; Jeong, S. C.; Kim, S. W.; Park, P. (2005). "Fault Diagnosis of a Power Transform using an Improved Frequency-Response Analysis". IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL 20. NO.1, JANUARY, PP 169-178.
- [19] Rao, M. R.;Singh, B. P. (2001). "Detection and Localization of Interturn Fault in the HV Winding of a Power Transformer Using Wavelets". IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 8 No.4, August, pp. 652-657.
- [20] Chatterjee, N.; De, A. (2002). "Recognition of Impulse Fault Patterns in Transformers Using Kohonen's Self-Organizing Feature Map". IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 17, NO. 2, APRIL, PP 489-494.
- [21] Kang, P.;Birtwhistle, D. (2003). "Condition Assessment of Power Transformer Onload Tap Changers Using Wavelet Analysis and Self Organizing Map: Field Evaluation". IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 18, NO. 1, JANUARY, PP 78-84.
- [22] Morched, A.; Martí, L.; Ottevangens, J. (1993). "A High Frequency Transformer Model for the EMTP". IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 8, NO. 3, JULY, PP 1615-1626.
- [23] Noda, T.; Nakamoto, H.; Yokoyama, S. (2002). "Accurate Modeling of Core-Type Distribution Transformers for Electromagnetic Transient Studies". IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 17, NO. 4, OCTOBER, PP 969-976.
- [24] Sen, P. C. (1987). "Principles of Electric Machines and Power Electronics".
- [25] Nilsson, J. W.; Riedel, S. A. "Circuitos Eléctricos". JC editora, 5th edição.
- [26] Martins, Gilberto de Andrade; Fonseca, Jairo Simon; "Curso de Estatística", 5ª edição, Editora Atlas S.A. 1995
- [27] Bernieri, A.; Betta, G.; Liguori, C.(1996). "On-Line Fault Detection and Diagnosis Obtained by Implementing Neural Algorithms on a Digital Signal Processor". IEEE TRANSACTIONS ON INSTRUMENTATION AND MEASUREMENT, VOL 45, NO. 5, OCTOBER, PP 894-899.
- [28] Sidhu, T. S.; Sachdev, M. S.; Wood, H. C.(1992). "Design, Implementation And Testing Of A Microprocessor-Based High-Speed Relay For Detecting Transformer Winding Faults". TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 7, NO. 1, JANUARY, PP 108-117.