

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 758

**DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA A AVALIAÇÃO DA  
CONFIABILIDADE DOS AJUSTES DE RELÉS DIFERENCIAIS DE  
TRANSFORMADORES BASEADA NO MÉTODO DE MONTE CARLO**

**João Ricardo da Mata Soares de Souza**

DATA DA DEFESA: 25/10/2012

**Universidade Federal de Minas Gerais**

**Escola de Engenharia**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA A  
AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DOS AJUSTES DE RELÉS  
DIFERENCIAIS DE TRANSFORMADORES BASEADA NO  
MÉTODO DE MONTE CARLO**

João Ricardo da Mata Soares 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 requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Clever Sebastião Pereira Filho

Co-orientador: Prof. Alberto Resende De Conti

Belo Horizonte - MG

Outubro de 2012


**"Desenvolvimento de uma Metodologia para a Avaliação da  
Confiabilidade dos Ajustes de Relés Diferenciais de  
Transformadores Baseada no Método de Monte Carlo"**

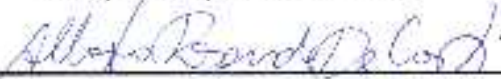
**João Ricardo da Mata Soares de Souza**


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 requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.


Aprovada em 25 de outubro de 2012.

Por:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Clever Sebastião Pereira Filho  
DEE (UFMG) - Orientador

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Alberto Resende de Conti  
DEE (UFMG) - Co-Orientador

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Peterson de Resende  
DELT (UFMG)

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira  
Eletrotécnica (CEFET MG)

## Dedicatória

*Dedico este trabalho à minha esposa Dênia,  
ao meu filho Davi e à minha mãe Zélia*

## Agradecimentos

A Deus, fonte de todo conhecimento, pelo dom da vida e por ter colocado no meu caminho todas as pessoas mencionadas neste agradecimento.

À minha esposa e companheira Dênia por ter sonhado este sonho comigo nestes últimos dois anos com toda paciência.

Ao meu filho Davi, cujo sorriso é o meu maior incentivo para prosseguir lutando.

À minha mãe Zélia por ter me conduzido até aqui com grandes sacrifícios e pelo exemplo de determinação, fé e integridade.

Ao meu pai Murilo pela educação e por sempre ter incentivado a minha curiosidade.

Ao meu tio Márcio por ter me levado para conhecer a maior usina hidroelétrica do mundo aos nove anos de idade e despertado em mim o interesse pelos sistemas elétricos de potência, pelo apoio no início da minha caminhada profissional, por me acolher durante o meu primeiro ano em Curitiba, pelas lições de MBC (e de cavaquinho), pela revisão deste trabalho e por tantas outras coisas que não caberiam neste espaço.

Ao meu eterno mestre e amigo Rogério Tuma pelas lições de proteção, de redação técnica e de vida, por sempre ter apoiado minhas ideias mirabolantes e por sempre ter acreditado no meu potencial.

Ao meu tio Mendelson por todo apoio dado a mim e à minha família em Curitiba.

À COPEL por ter apostado nesta empreitada e me dado esta oportunidade. Em especial, agradeço aos gestores Ana Rita Xavier Haj Mussi, Eduardo Jimenez Araque Arpon e Oscar Kazuo Sato. Que Deus me abençoe para que eu possa honrar o investimento e a confiança em mim depositada.

Aos professores Maria Helena Murta Vale, Fernando Henrique Silveira e em especial Clever Sebastião Pereira Filho e Alberto Resende de Conti pelas lições e pelo apoio que me foi dado ao longo da elaboração deste trabalho.

Aos amigos Rodrigo Priss, Paulo Sfeir, Manoel de Freitas Sobrinho de Almeida, Luis Henrique Gregório, Rafael Augusto de Matos Boasczyk, Ana Paula Ferreira Chiquim Cabral, Mariana Carneiro dos Santos Fernandes e Marcelo Alves Bettega da Divisão de Proteção do Sistema Elétrico de Subtransmissão por terem se desdobrado para cobrir a minha ausência por quase um ano para que eu pudesse me dedicar a este trabalho. Quando chegar o momento de vocês, estejam certos que podem contar comigo para o que precisarem.

Aos colegas Luiz Vinicius Sequinel Puppi, José Newton Rodrigues Romeiro Filho, Adilson Franco Kotryk, Rogério Borba, Maria Cristina Szpak Swiech, Gilmar Krefta, Jorge José Jazar, Odemar Solano Klock Júnior e Regina Maria da Silva com os quais tive o prazer de trabalhar ao longo da minha caminhada na COPEL e com os quais aprendi muito.

A todos os professores, funcionários e alunos do LRC com os quais tive o prazer de conviver neste último ano pela amizade.

# Índice

<b>Capítulo 1</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1	– Considerações Iniciais .....	1
1.2	– Estrutura da Dissertação .....	3
<b>Capítulo 2</b>	<b>O Relé Diferencial de Transformadores .....</b>	<b>4</b>
2.1	– A Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.....	4
2.2	– Proteção Diferencial de Transformadores .....	9
2.2.1	– Técnicas para Detecção de Correntes de Energização .....	12
2.2.2	– Bloqueio Harmônico .....	18
2.2.3	– Restrição Harmônica .....	19
<b>Capítulo 3</b>	<b>A Teoria da Confiabilidade .....</b>	<b>22</b>
3.1	– Resumo dos Conceitos Básicos de Estatística .....	22
3.2	– Confiabilidade .....	27
3.2.1	– Confiabilidade Estrutural.....	32
3.2.2	– O Uso de Cadeias de Markov para a Avaliação da Confiabilidade .....	35
<b>Capítulo 4</b>	<b>Modelagem dos Componentes Utilizados nas Simulações.....</b>	<b>42</b>
4.1	– Equivalente do Sistema .....	44
4.2	– Transformador de Aterramento.....	44
4.3	– Transformador de Potência.....	46
4.3.1	– Modelo de Dois Enrolamentos com Núcleo Saturável – Modelo T	47
4.3.2	– Modelo de Três Enrolamentos com Núcleo Saturável.....	49
4.3.3	– BCTRAN.....	51
4.3.4	– Modelos Baseados no Princípio da Dualidade .....	55
4.3.5	– O Modelo Híbrido do ATP (XFMR) .....	59
4.3.6	– O Modelo Adotado Neste Trabalho .....	69
4.4	– Relé Diferencial .....	78
<b>Capítulo 5</b>	<b>Aplicação do Método de Monte Carlo.....</b>	<b>86</b>
5.1	– Os Métodos de Monte Carlo como Estimadores.....	87
5.2	– Definição da Quantidade de Simulações.....	88
5.3	– Intervalo de Confiança e Margem de Erro .....	93
5.4	– Geração dos Números Aleatórios.....	94
5.4.1	– Geração dos Números Aleatórios Uniformemente Distribuídos ....	95

<b>5.5 – Definição dos Vetores de Estado.....</b>	<b>97</b>
5.5.1 – Vetor de Estado das Simulações de Energização.....	97
5.5.2 – Vetor de Estado das Simulações de Curtos-circuitos Externos...	100
5.5.3 – Vetor de Estado das Simulações de Curtos-circuitos Internos entre as Buchas dos Transformadores e os Transformadores de Corrente.....	104
5.5.4 – Vetor de Estado das Simulações de Curtos-circuitos Internos entre os Enrolamentos e a Carcaça do Transformador.....	105
<b>Capítulo 6 Simulação de Caso - Aplicação da Metodologia Proposta.....</b>	<b>108</b>
<b>6.1 – Apresentação do Programa Elaborado .....</b>	<b>108</b>
<b>6.2 – Resultado das Simulações .....</b>	<b>113</b>
6.2.1 – Transformador Trifásico de Núcleo Envolvido a Três Pernas .....	114
6.2.2 – Banco de Transformadores Monofásicos .....	119
6.2.3 – Discussão dos Resultados .....	122
<b>Capítulo 7 Conclusões .....</b>	<b>125</b>
<b>7.1 – Conclusões.....</b>	<b>125</b>
<b>7.2 – Sugestões de continuidade.....</b>	<b>127</b>
<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>129</b>



## Resumo

Muitas das funções disponíveis nos relés de proteção digitais atuais estão relacionadas a fenômenos de natureza transitória, cuja análise detalhada somente pode ser feita no domínio do tempo. Os relés que executam a proteção diferencial de transformadores são exemplos clássicos desta questão. Esquemas de detecção de correntes de *inrush*, de sobre-excitação e de saturação de transformadores de corrente são algumas destas funções presentes nos relés diferenciais de transformadores, relacionadas a fenômenos transitórios.

A despeito disso, via de regra, a parametrização destes relés de proteção é feita baseando-se somente em estudos realizados no domínio da frequência, tais como análises de curto-circuito e de fluxo de potência. Neste caso, as funções relacionadas a fenômenos de natureza transitória são parametrizadas com base em recomendações de fabricantes dos relés de proteção, em estudos genéricos elaborados no passado ou na experiência do engenheiro de proteção. Procedimentos como estes não levam em consideração as particularidades de cada situação, o que pode comprometer o desempenho do sistema de proteção como um todo.

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para a elaboração de uma análise no domínio do tempo para subsidiar a parametrização de relés de proteção diferencial de transformadores. Esta metodologia utiliza conceitos relacionados à Teoria da Confiabilidade e aos Métodos de Monte Carlo e de ferramentas computacionais como o Scilab e o ATP (*Alternative Transient Program*).

## Abstract

Nowadays, there are several functions available in digital protective relays related to electromagnetic transients, whose detailed analysis may be done only at time domain. Transformer differential protective relays are an example of this. Schemes developed to detect inrush currents, overexcitation and current transformers saturation are types of functions related to electromagnetic transients available at differential relays.

Despite of this, the setting of this protective relays is often based only on frequency domain studies, such as fault and load flow analysis. Functions related to electromagnetic transients are set based on manufacturer recommendations, on generic studies made in the past or on experience. This procedure does not take into account particularities from each situation, which may compromise the whole protection system performance.

The aim of this dissertation is to present a time domain analysis methodology to support transformer differential protective relays setting. This methodology use concepts related to the Reliability Theory and to Monte Carlo methods and computational tools such as Scilab and ATP (*Alternative Transient Program*).

---

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 – Considerações Iniciais

Confiabilidade é a probabilidade de um determinado equipamento ou sistema funcionar de maneira adequada sob certas condições pré-definidas, durante um determinado período de tempo. Neste contexto, o complementar da confiabilidade é definido como sendo a função de distribuição de falha. Estes conceitos vêm sendo cada vez mais utilizados em diversas aplicações relacionadas a sistemas elétricos de potência [1], especialmente nas áreas de manutenção [2] e de planejamento [3].

Sob a ótica destas aplicações, alguns autores se dedicaram a desenvolver técnicas para a avaliação da confiabilidade de sistemas de proteção [4]. Estas técnicas se baseiam nos conceitos de confiabilidade estrutural, em que a confiabilidade de um sistema é obtida por meio de uma composição da confiabilidade de seus

componentes. No caso de um sistema de proteção, tem-se os seguintes componentes básicos: os transformadores de instrumentos, os disjuntores e os relés de proteção.

Quando se calcula a confiabilidade ou a taxa de falha de relés de proteção, geralmente se leva em consideração somente a parcela da confiabilidade relacionada ao desgaste ou ao envelhecimento. Entretanto, há ainda uma parcela desta confiabilidade que é inerente aos relés de proteção e está relacionada a limitações do algoritmo desenvolvido pelo fabricante, ao ajuste das funções dos relés, à topologia do sistema e a outros fatores [5].

Este trabalho tem por objetivo desenvolver uma metodologia para a avaliação desta parcela da confiabilidade da função de proteção diferencial de transformadores, a partir de simulações computacionais, aplicando o Método de Monte Carlo. Estes valores de confiabilidade, além de servir de subsídio para o ajuste da função de proteção diferencial de transformadores, poderão auxiliar também nas etapas de planejamento e projeto de novas subestações.

A proteção diferencial é uma das técnicas mais empregadas na proteção de transformadores devido à sua simplicidade e eficácia. Esta técnica se baseia fundamentalmente na Lei de Kirchoff das Correntes, que enuncia que o somatório vetorial das correntes que entram em um determinado ponto de um sistema deve ser nulo. Assim, a corrente que entra em um certo equipamento deve ser igual à corrente que sai deste equipamento, a menos que ocorra um curto-circuito interno.

Para atender aos objetivos deste trabalho, foi desenvolvida uma rotina utilizando o programa Scilab. Esta rotina gera e simula uma população de eventos proveniente do programa ATP (*Alternative Transient Program*) e analisa o comportamento esperado do relé de proteção diferencial, definindo a confiabilidade do ajuste implementado neste relé.

## **1.2 – Estrutura da Dissertação**

No Capítulo 2 desta dissertação é feita uma contextualização apresentando os conceitos básicos relacionados à proteção de sistemas elétricos de potência, dando uma maior ênfase nos sistemas de proteção diferencial de transformadores de potência, que são o objeto de estudo desta dissertação.

No Capítulo 3, por sua vez, são apresentados os conceitos básicos relacionados à Teoria da Confiabilidade que serão utilizados ao longo deste trabalho.

O capítulo 4 apresenta um detalhamento dos modelos de cada componente utilizado nas simulações, do transformador de potência ao relé de proteção.

O capítulo 5 apresenta a metodologia baseada nos métodos de Monte Carlo utilizada neste trabalho para a simulação dos casos e avaliação dos resultados. Nele são discutidas as técnicas que serão usadas para a definição das variáveis aleatórias que são adotadas e a definição da quantidade de simulações necessárias.

No capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos com a aplicação desta técnica na avaliação dos ajustes de um relé diferencial que faz a proteção de um transformador de potência trifásico de 41 MVA, 138 kV/34,5 kV/13,8 kV, cujos enrolamentos primário, secundário e terciário são ligados em estrela aterrada, estrela aterrada e delta, respectivamente. Este tipo de transformador é muito utilizado no sistema da COPEL Distribuição.

Por fim, no capítulo 7 são apresentadas as conclusões e as proposições para trabalhos futuros.

---

# Capítulo 2

## O Relé Diferencial de Transformadores

### 2.1 – A Proteção de Sistemas Elétricos de Potência

A função de um sistema de proteção é retirar de serviço, com rapidez, qualquer parte do sistema elétrico que esteja sujeita a um curto-circuito ou a qualquer outra condição indesejável de operação que possa vir a provocar danos maiores aos equipamentos ou a comprometer a qualidade da operação do sistema [6].

Neste contexto, a primeira referência a um sistema de proteção que se tem notícia é encontrada em um artigo da Academia Francesa de Ciências de

Breguet datado de 3 de Maio de 1847 [7]. Neste artigo, o autor recomenda que condutores mais finos de 3 a 4 milímetros de diâmetros sejam conectados em série na chegada das linhas telegráficas a uma distância de 5 a 6 metros dos equipamentos. Desta maneira, quando viesse a ocorrer uma falta na linha telegráfica, estes condutores se fundiriam, protegendo os equipamentos e os empregados. Surgiam, assim, os fusíveis que viriam a ser a base do sistema de proteção do primeiro sistema de potência criado por Thomas Edison em 1882.

Entretanto, os fusíveis tinham como grande inconveniente a necessidade de sua substituição após a sua atuação. Para solucionar este problema, foi necessário o desenvolvimento de chaves com capacidade de interromper as correntes de curto-circuito, como o disjuntor a óleo proposto por Brown em 1882. Com isso, em 1890 surgiu o primeiro relé de proteção eletromecânico proposto por Stillwell [7].

Os relés de proteção eletromecânicos, no entanto, só passariam a ser amplamente utilizados na década de 40 e dominaram até a década de 60, quando o desenvolvimento da eletrônica levou ao surgimento dos primeiros relés estáticos. Na década de 80 surgiram os primeiros relés digitais, que predominam até os dias de hoje. Entretanto, existem relés destas três tecnologias instalados e operando nos sistemas elétricos atuais. A foto da figura 2.1 apresenta exemplos de relés de cada uma destas tecnologias instalados no sistema da COPEL.

Um sistema de proteção completo é composto por transformadores de instrumentos, relés de proteção e disjuntores. Existem basicamente dois tipos de transformadores de instrumentos: os transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP). Eles têm a finalidade de converter as tensões e correntes elevadas do sistema de potência para valores menores, que possam ser aplicados nas entradas analógicas dos relés de proteção. Além disso, eles fornecem um isolamento galvânico entre os equipamentos de alta tensão do sistema de potência e os dispositivos do sistema de proteção.

---

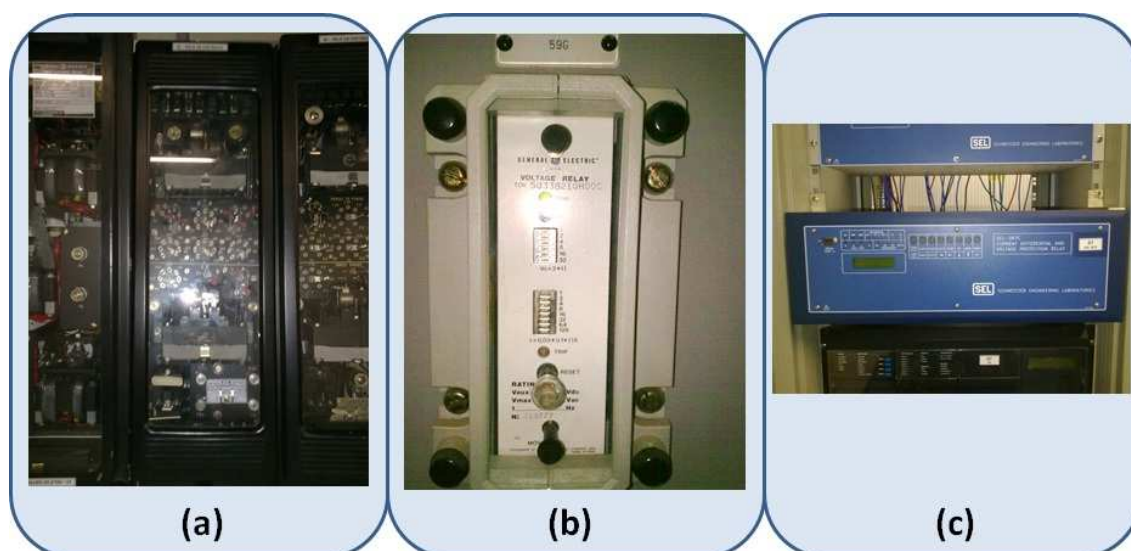


Figura 2.1 – Exemplo de relés (a) eletromecânicos, (b) estáticos e (c) digitais utilizados no sistema da COPEL

Os relés de proteção, por sua vez, são os equipamentos que, com base nos sinais de tensão e corrente fornecidos pelos transformadores de instrumentos, definem se o equipamento protegido está sendo submetido a um curto-circuito ou a alguma outra condição indesejável de funcionamento.

Caso haja um curto-circuito no equipamento protegido, o relé de proteção envia um sinal de disparo (*trip*) para os disjuntores, que abrem seus contatos, interrompendo a corrente de curto-circuito e isolando o equipamento sob falta.

A figura 2.2 ilustra um sistema de proteção de um circuito de uma linha de transmissão com os elementos apresentados anteriormente.

Alguns dos elementos apresentados na figura 2.2 estão representados pelos seus códigos numéricos definidos por normas editadas pelo ANSI (*American National Standards Institute*) e relacionados na norma IEEE C37.2 [8]. A tabela 2.1 apresenta os códigos dos principais elementos relacionados à proteção de sistemas elétricos de potência.



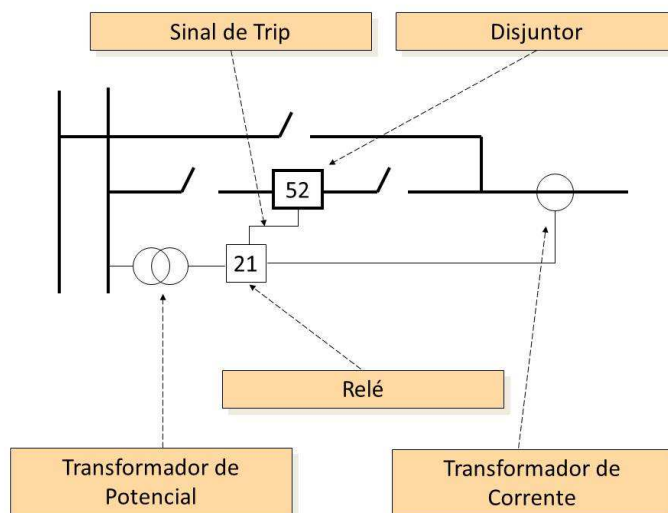


Figura 2.2 – Exemplo de um sistema de proteção de um circuito de saída de uma linha de transmissão

Tabela 2.1 – Tabela ANSI com os principais elementos relacionados à proteção de sistemas elétricos de potência [8]

Código	Função
21	Relé de distância
25	Relé de verificação de sincronismo
27	Relé de subtensão
49	Relé de imagem térmica
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente de tempo inverso
52	Disjuntor
59	Relé de sobretensão
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de óleo (Buchholz)
67	Relé de sobrecorrente direcional
71	Dispositivo de detecção de nível de óleo
79	Relé de Religamento
81	Relé de sub/sobrefrequência
85	Equipamento de teleproteção
87	Relé diferencial

Um sistema de proteção deve possuir basicamente três características: seletividade, sensibilidade e rapidez. Um sistema de proteção seletivo é aquele que isola o defeito, desligando somente a parte do sistema que foi afetada, evitando que áreas sãs tenham o seu fornecimento de energia interrompido. Além disso, o sistema de proteção deve possuir a maior sensibilidade possível para detectar os defeitos que venham a ocorrer dentro da sua zona e deve isolar este defeito com a maior rapidez possível para minimizar os danos aos equipamentos.

Os sistemas de proteção podem ser divididos em dois grupos: as proteções principais (ou primárias) e as proteções de retaguarda [6]. As proteções principais representam o primeiro nível de proteção dos equipamentos. Para que o sistema de proteção seja seletivo, cada equipamento do sistema de potência deve ter a sua proteção primária. Assim, estas proteções primárias geralmente dividem o sistema de potência em zonas de proteção individuais, conforme ilustra a figura 2.3 . Estas zonas de proteção, no entanto, devem formar sempre regiões de sobreposição para que haja a garantia de que nenhuma área do sistema fique desprotegida.

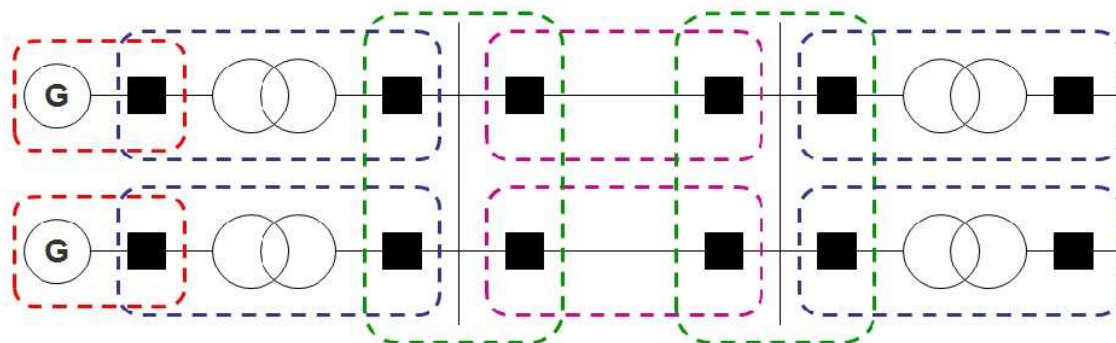


Figura 2.3 – Exemplos de zonas de proteção

Em certas condições, as proteções principais são duplicadas. Quando isso ocorre, uma delas recebe o nome de proteção alternada.

As proteções de retaguarda, por sua vez, devem atuar quando as proteções principais falham. Geralmente, elas são temporizadas de maneira a coordenarem com as proteções principais. Este procedimento ajuda a manter a

seletividade do sistema de proteção como um todo. As proteções de retaguarda podem ser classificadas em dois grupos. Quando todos os seus equipamentos se localizam na mesma subestação em que se encontra a proteção primária ela é chamada de retaguarda local. Caso contrário, ela é chamada de retaguarda remota. É evidente que as proteções de retaguarda remotas são mais imunes aos problemas que podem ter levado à falha das proteções primárias do que a proteção de retaguarda local. Por outro lado, a atuação das proteções de retaguarda remota pode levar ao desligamento de uma área maior do sistema.

A figura 2.4 apresenta um exemplo de um esquema de proteção de linhas de transmissão composto por relés de distância, onde cada um destes tipos de proteção pode ser claramente identificado para o curto-circuito mostrado.

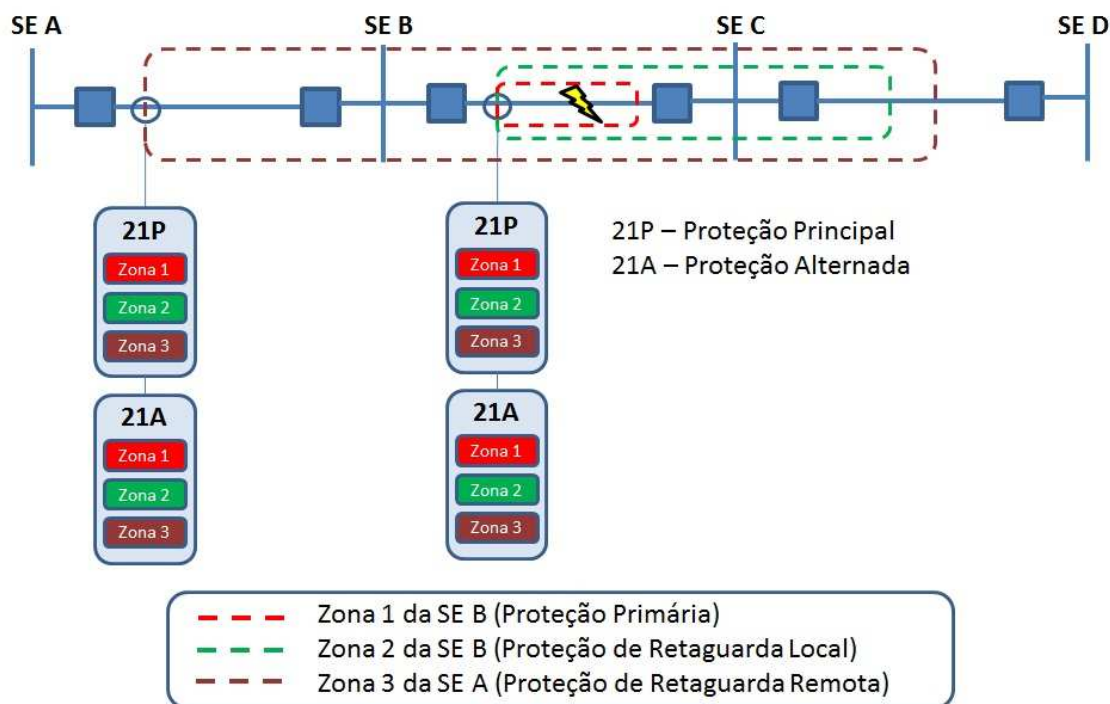


Figura 2.4 – Exemplo de diferentes tipos de proteção

## 2.2 – Proteção Diferencial de Transformadores

Os transformadores de potência podem ser protegidos por diversos tipos de relés de proteção tais como os relés Buchholz (também conhecido como relés de pressão de óleo e/ou gás), os relés térmicos (ou de imagem térmica), os

relés de sobrecorrente e os relés diferenciais. A importância e a potência do transformador é que determinam quais destes relés serão utilizados. Para transformadores de potência superior a 10 MVA, a principal técnica utilizada é a diferencial [9].

A proteção diferencial se baseia fundamentalmente na Lei de Kirchoff das Correntes, que enuncia que o somatório vetorial das correntes que entram em um nó é nulo. Assim, a corrente que entra em um determinado equipamento deve ser igual à corrente que sai deste equipamento, a menos que ocorra um curto-circuito interno, como ilustra a figura 2.5 . As correntes  $I_1$  e  $I_2$  representam as correntes que fluem pelas duas extremidades do equipamento protegido. As correntes  $I'_1$  e  $I'_2$  representam as correntes que fluem pelo secundário dos transformadores de corrente de ambos os lados do equipamento protegido. A corrente  $I_R$  é a corrente que flui pela unidade de proteção e é conhecida como corrente diferencial ou corrente de operação.

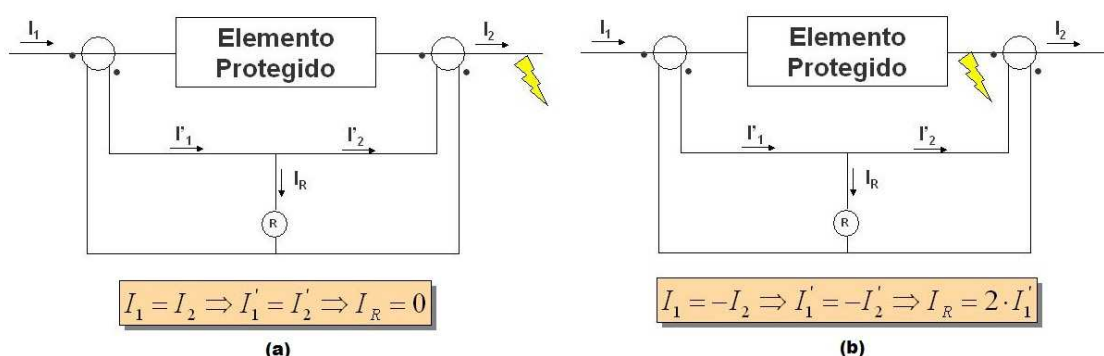


Figura 2.5 – Comportamento da proteção diferencial (a) para um curto-circuito externo e (b) um curto-circuito interno

Para a proteção de transformadores, no entanto, as correntes devem ser tratadas para compensar o efeito da relação de transformação e do defasamento angular. Essas compensações podem ser feitas através dos transformadores de corrente e/ou por meio de ajustes internos, como ocorre nos relés numéricos (*taps* e matrizes de compensação), conforme apresentado na figura 2.6 [10].

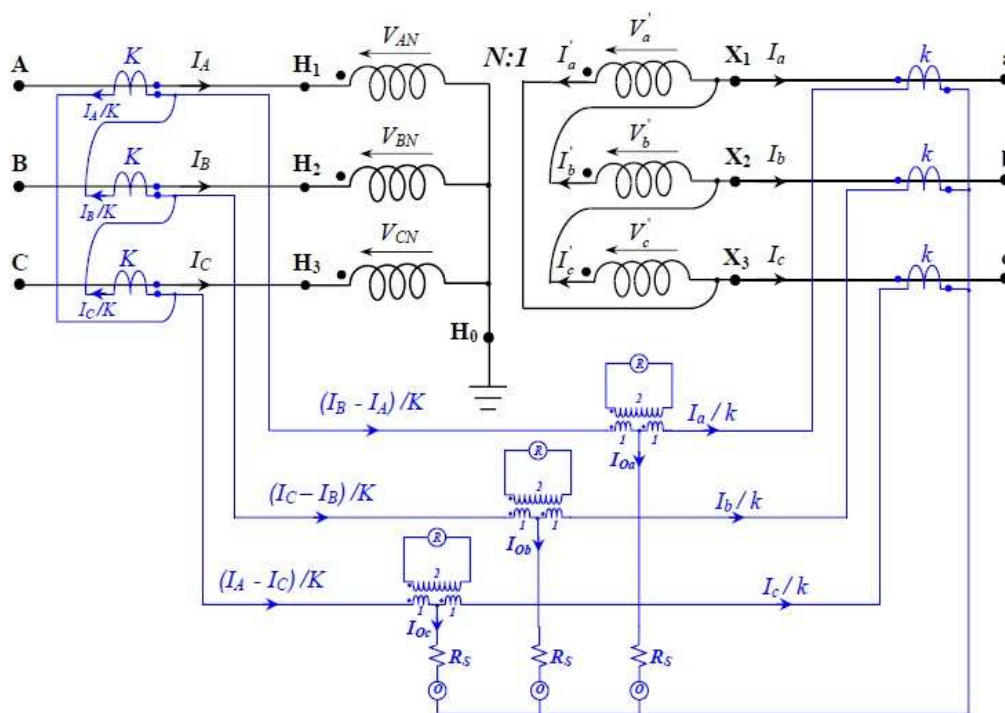
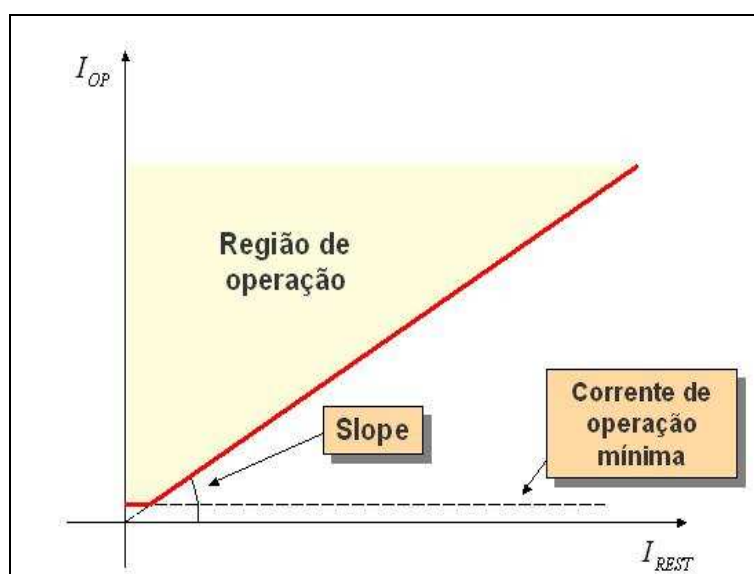


Figura 2.6 – Esquema de proteção diferencial para transformadores [10]

Entretanto, algumas vezes, por restrições de fabricação, não é possível obter valores de RTC (relação de transformação dos transformadores de corrente) e de *tap* que compensem totalmente a relação de transformação. Nestas condições, haverá sempre uma corrente diferencial que é proporcional às correntes que fluem pelos enrolamentos do transformador. O mesmo acontece quando se consideram os possíveis erros de medição dos TC. A solução, então, é comparar a corrente diferencial  $I_{OP}$  obtida (também chamada corrente de operação) com alguma associação das correntes que fluem pelos enrolamentos (chamada corrente de restrição). Cada fabricante utiliza em seus relés uma formulação diferente para a corrente de restrição. As equações mais usadas para o cálculo da corrente de restrição  $I_{REST}$  são apresentadas na equação 2.1. As correntes  $I_n$  são as correntes que fluem por cada um dos  $n$  enrolamentos.

$$\begin{aligned}
 I_{rest} &= \frac{\sum |I_n|}{n} \\
 I_{rest} &= \sum |I_n| \\
 I_{rest} &= \max(|I_n|)
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

Assim, as correntes de operação e restrição definem uma região de operação conforme apresentado na figura 2.7 .



. Figura 2.7 – Característica de operação típica de um relé diferencial

### 2.2.1 – Técnicas para Detecção de Correntes de Energização

Os curtos-circuitos internos não são as únicas fontes de correntes diferenciais. Durante a energização de transformadores, a corrente que flui pelo circuito de excitação do transformador, conhecida como corrente de *inrush*, também pode ser interpretada como uma corrente diferencial, uma vez que ela circula somente pelo enrolamento pelo qual o transformador é energizado. Tal fenômeno pode levar o relé a uma atuação indevida. A figura 2.8 apresenta um modelo simplificado para um transformador monofásico em grandezas por unidade com bases casadas e mostra o caminho pelo qual a corrente de *inrush* flui.

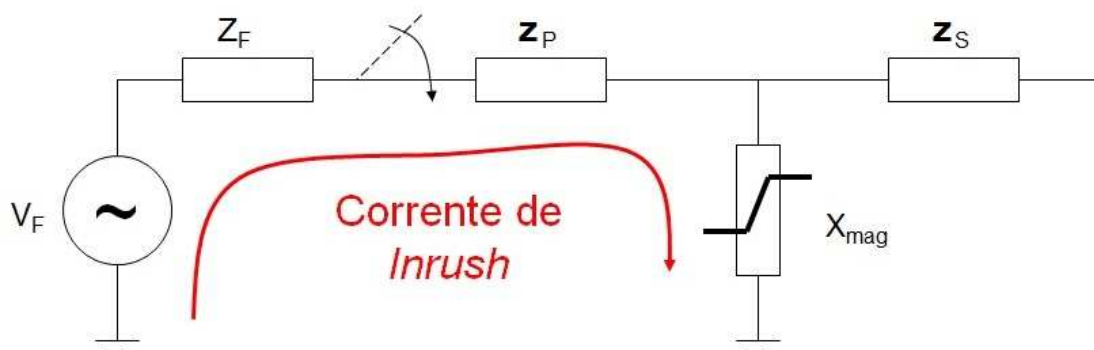


Figura 2.8 – Modelo do transformador em PU com bases casadas

Na figura 2.8  $Z_F$  é a impedância equivalente da fonte.  $Z_P$  e  $Z_S$  são as impedâncias dos enrolamentos primário e secundário do transformador, respectivamente. A reatância não linear  $X_{mag}$  representa a reatância de magnetização do transformador.

Em condição de carga, esta corrente que flui pelo circuito de excitação do transformador é pouco significativa. Entretanto, durante a energização do transformador essa corrente possui um valor maior por causa da não linearidade da reatância de excitação.

Na figura 2.8 pode-se verificar que, de fato, a reatância de excitação dos transformadores não é linear. A figura 2.9 apresenta uma simplificação da curva de excitação desta reatância.

Durante a maior parte do tempo, o transformador opera na região linear. Neste caso, a maior parte do fluxo magnético gerado pela corrente do enrolamento primário flui pelo núcleo, sendo enlaçado pelo enrolamento secundário. Por esta razão, geralmente a corrente de excitação é inferior a 1% da corrente nominal em sistemas de potência [11].

Entretanto, durante a energização do transformador, o fluxo magnético enlaçado possui uma componente natural exponencial que pode levá-lo à região de saturação como ilustra a figura 2.10. Neste caso, o núcleo se satura

e uma parcela deste fluxo se fecha pelo ar. Nestas condições, a corrente sofre um aumento abrupto, gerando pulsos, conforme ilustra o gráfico da figura 2.11 .

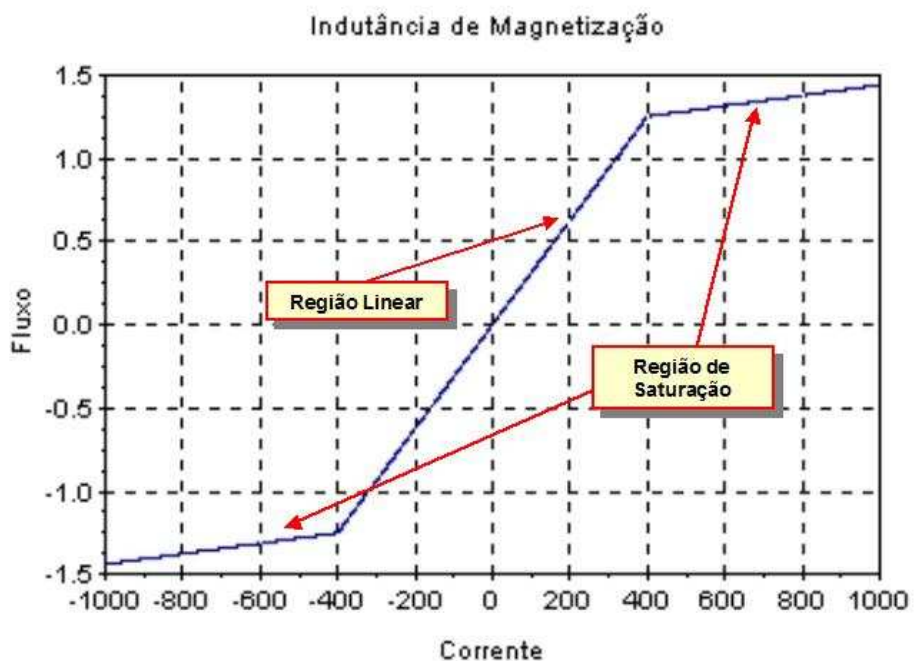


Figura 2.9 – Exemplo de uma curva de excitação simplificada de um transformador

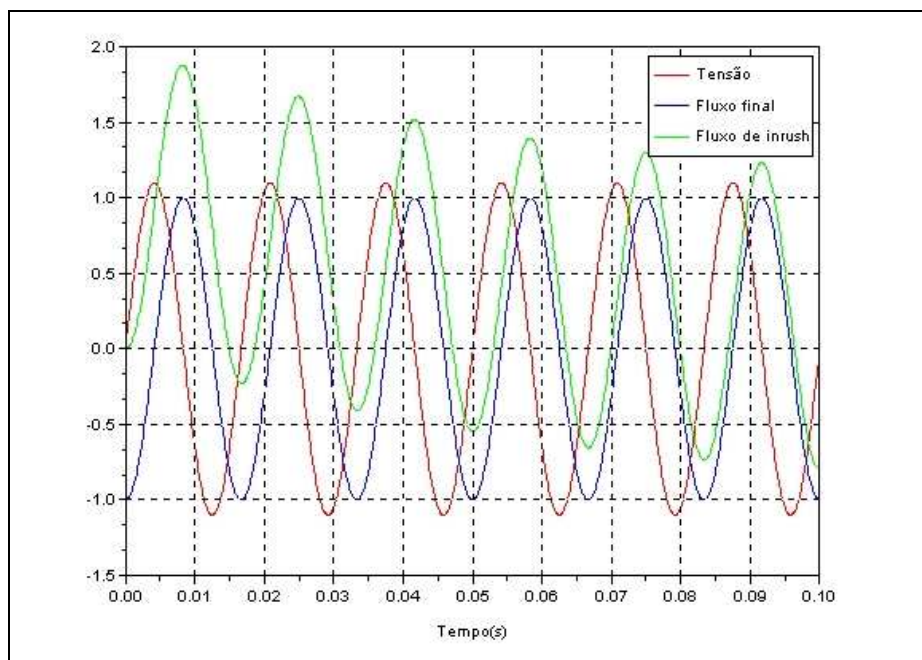


Figura 2.10 – Fluxo de inrush



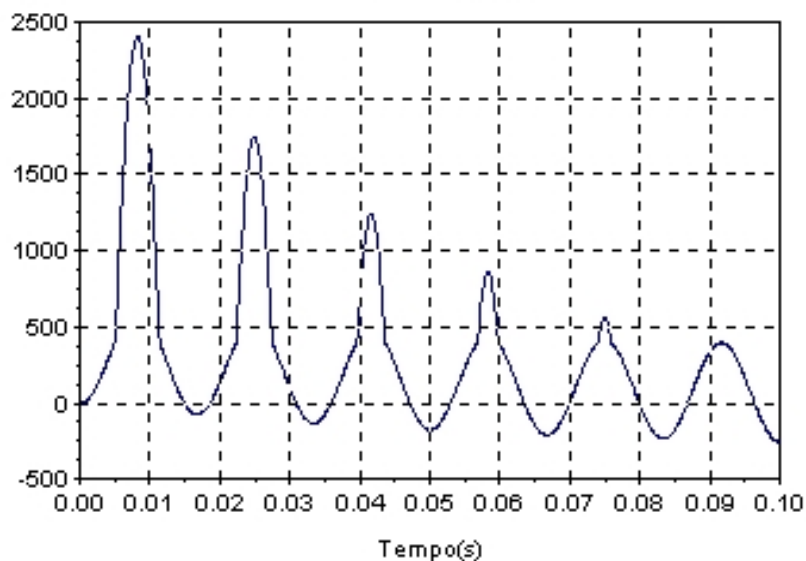


Figura 2.11 – Exemplo de uma corrente de *inrush* simplificada

O ponto onde ocorre a transição entre a região linear e a região de saturação é conhecido como joelho. Por razões econômicas, o transformador é projetado para que este joelho se situe entre 1,1 e 1,2 pu da tensão nominal.

Outro fenômeno semelhante que produz correntes diferenciais são as energizações solidárias (*Sympathetic Inrush*). Tal fenômeno ocorre quando um transformador é energizado nas proximidades de outro transformador que já se encontrava ligado. Nestes casos, as sobretensões que surgem devido à energização do primeiro transformador fazem com que surja uma sobrecorrente também no segundo transformador [12].

Para ilustrar este fenômeno, foi implementado no ATP o circuito apresentado na figura 2.12. Nesta simulação, foram utilizados os dados de transformadores de carga típicos do sistema da COPEL distribuição (41 MVA – 138 kV / 34,5 kV / 13,8 kV – Ygyg0d11). A parte resistiva do equivalente do sistema foi majorada para que o efeito da energização solidária pudesse ser visto com mais clareza. As correntes da fase A obtidas nesta simulação são apresentadas na figura 2.13.

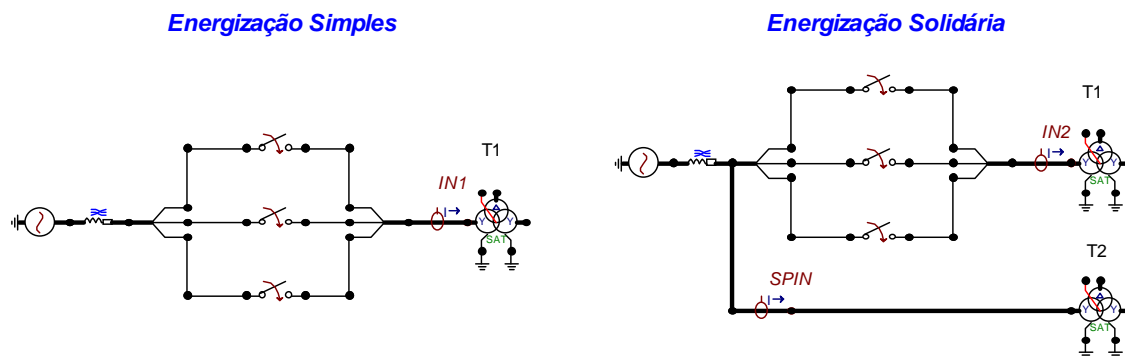


Figura 2.12 – Circuito implementado no ATP para ilustrar o efeito da energização solidária

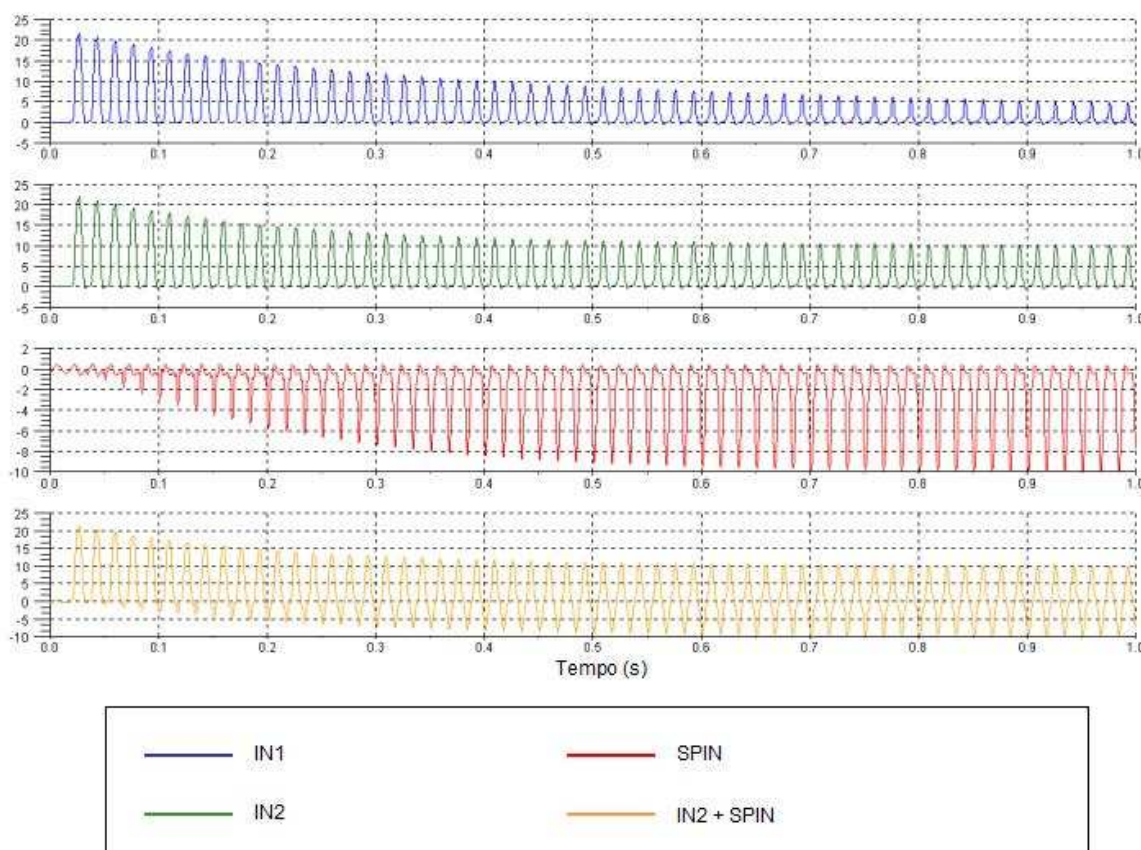


Figura 2.13 – Correntes (em amperes) obtidas a partir do circuito da figura 2.12

Pelo gráfico da figura 2.13 pode-se verificar que a simples presença de mais um transformador em paralelo faz com que a atenuação da corrente de energização do transformador T1 seja menor. Além disso, durante a energização do transformador T1 aparece também no transformador T2 uma corrente elevada conhecida como corrente de energização solidária. Isso

ocorre porque há uma circulação de corrente entre os dois transformadores durante a energização cujo amortecimento é lento, uma vez que a relação  $X/R$  dos enrolamentos primários é baixa.

Como pode ser verificado nos gráficos das figuras 2.11 e 2.13, tanto a corrente de energização quanto a corrente de energização solidária são compostas basicamente por uma sequência de pulsos amortecidos com o tempo. Caso o relé diferencial não identifique adequadamente a presença destas correntes ele pode vir a atuar indevidamente. Por esta razão, estes relés devem ser dotados de algum mecanismo capaz de detectar estas correntes.

As técnicas utilizadas pelos relés diferenciais para detectarem a presença de correntes de energização ou de energização solidária se dividem em dois grandes grupos: as técnicas baseadas na forma de onda e as técnicas baseadas na composição harmônica. Este último grupo de técnicas é o mais utilizado pelos fabricantes de relés de proteção.

A composição harmônica da corrente de *inrush* depende da largura dos pulsos, que por sua vez depende da reatância de excitação. A Figura 2.14 mostra a composição harmônica da corrente de *inrush* em função da largura dos pulsos em graus (considerando que um ciclo completo tem 360°) [13].

Na Figura 2.14 pode-se verificar que, para qualquer largura de pulso, a segunda harmônica se sobressai sobre as demais. Este resultado era esperado, uma vez que harmônicos pares estão diretamente relacionados a sinais assimétricos, como é o caso das correntes de *inrush*. Assim, o valor desta componente de segunda harmônica é uma das principais grandezas utilizadas para se evitar a atuação indevida de um relé diferencial durante a energização de transformadores. Além disso, a largura do pulso raramente ultrapassa 240° [14].

Existem basicamente dois grupos de técnicas utilizadas para a detecção de correntes de *inrush* baseadas na composição harmônica. Estas técnicas serão apresentadas a seguir.

---

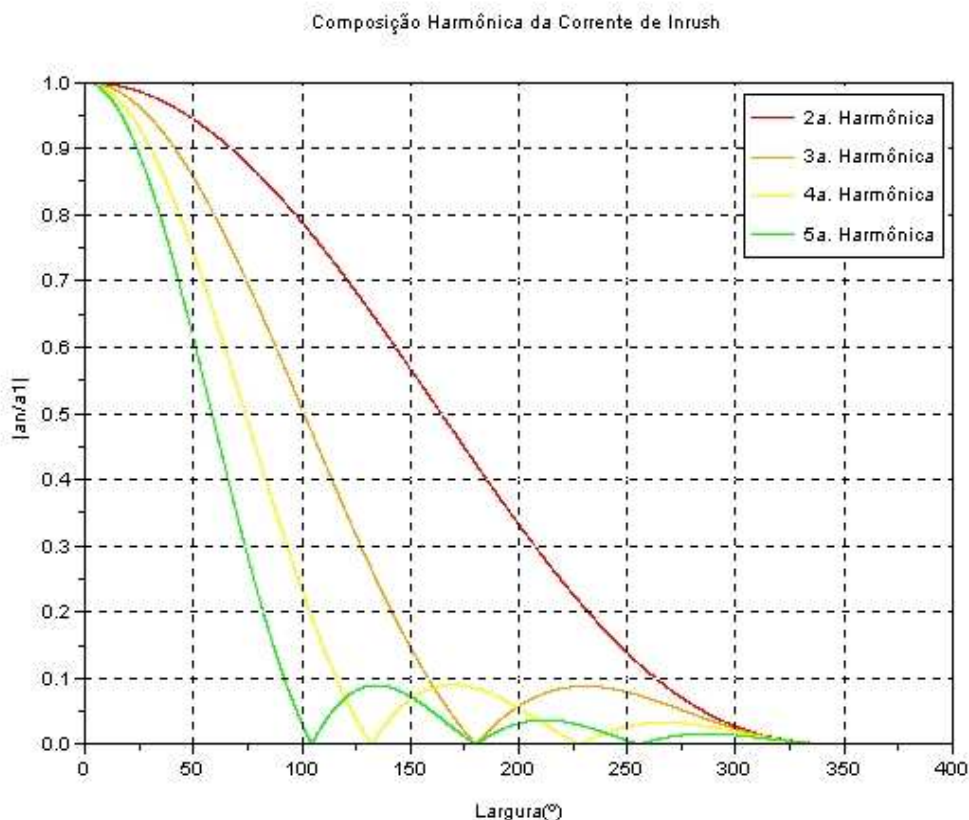


Figura 2.14 – Composição harmônica das correntes de *inrush* em função da largura dos pulsos

### 2.2.2 – Bloqueio Harmônico

A técnica de bloqueio harmônico consiste no bloqueio da unidade diferencial quando a razão entre alguma componente harmônica (em geral a segunda ou a quarta) e a fundamental, nas correntes primárias ou diferenciais (correntes de operação) excederem um valor ajustado (em geral, em torno de 15-20%).

Esta comparação é feita em cada fase. Assim, as unidades de bloqueio e diferenciais podem se combinar de diferentes maneiras:

- Bloqueio independente [14,15,16] – quando a unidade de bloqueio de segunda harmônica de uma fase atua, apenas a unidade diferencial da fase correspondente é bloqueada, como mostra a lógica da Figura 2.15 a.

- Bloqueio cruzado (*crossblocking*) [14,15,16] – quando a unidade de bloqueio de segunda harmônica de uma fase atua, as unidades diferenciais de todas as fases são bloqueadas, como mostra a lógica da Figura 2.15 b.
- 2 de 3 [15] – quando as unidades de bloqueio de segunda harmônica de duas fases atuam, as unidades diferenciais de todas as fases são bloqueadas, como mostra a lógica da Figura 2.15 c.
- Bloqueio pela média [15] – calcula a média da componente de segunda harmônica das três fases e compara este valor ao ajuste estabelecido.

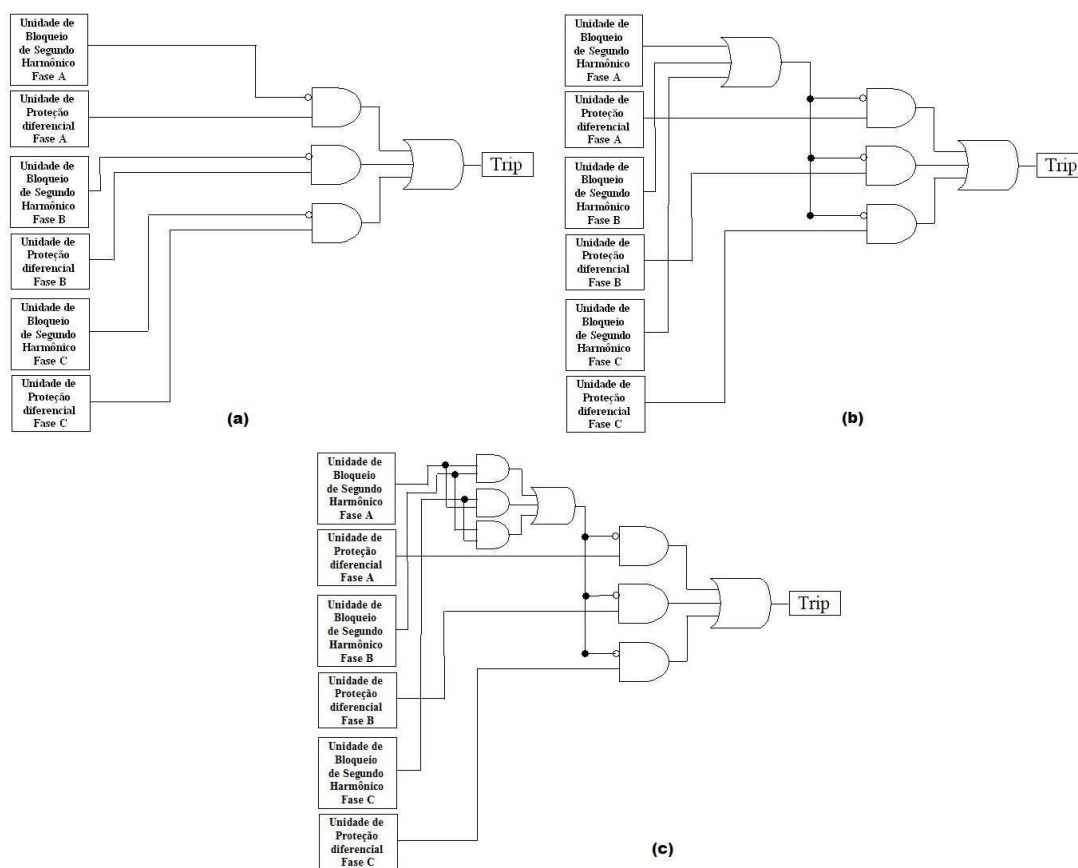


Figura 2.15 – Combinação das unidades de bloqueio e diferenciais

### 2.2.3 – Restrição Harmônica

A técnica de restrição harmônica consiste basicamente em uma dessensibilização da unidade diferencial durante a energização. Essa dessensibilização é proporcional ao conteúdo de alguma componente harmônica (geralmente segunda ou quarta) das correntes do enrolamento primário ou das correntes diferenciais (correntes de operação). Uma forma de

se fazer isso é através do acréscimo de um fator “c”, que corresponde à componente de segunda harmônica, à equação que define característica de operação [16,17]. Neste caso, a característica é definida pela inequação 2.2.

$$I_{OP} \geq SLP \cdot I_{REST} + c \quad (2.2)$$

Onde:

- $I_{OP}$  é a corrente de operação, ou corrente diferencial;
- SLP é a inclinação da característica;
- $I_{REST}$  é a corrente de restrição, definida como mencionado anteriormente e;
- c é a razão entre o valor percentual da componente de segunda harmônica e um valor de referência ajustável.

Durante uma energização, haverá circulação de corrente somente pelo enrolamento em que ela estiver sendo feita. Desta maneira, o valor da corrente de operação é igual à componente fundamental  $I_{PRI-60Hz}$  da corrente de energização. Se a corrente de restrição for definida como sendo a metade da soma dos módulos das correntes de cada enrolamento, durante a energização ela irá valer metade do valor da corrente de operação. Se  $I_{PRI-120Hz}$  for a componente de segunda harmônica da corrente de energização, a equação da característica de operação pode ser reescrita conforme o apresentado na equação 2.4.

$$I_{PRI-60Hz} = \frac{SLP}{100} \cdot \frac{I_{PRI-60Hz}}{2} + \frac{100}{PCT\ 2} \cdot I_{PRI-120Hz} \quad (2.3)$$

$$I_{PRI-120Hz} = I_{PRI-60Hz} \cdot \left(1 - \frac{SLP}{200}\right) \cdot \frac{PCT\ 2}{100} \quad (2.4)$$

O parâmetro PCT2 é um valor percentual de segunda harmônica de referência ajustado. Por esta equação, pode-se concluir que, na prática, este método de restrição harmônica é similar ao método de bloqueio. Assim, a única diferença

é que o percentual da componente harmônica necessário para o bloqueio é ponderado por um fator  $f$  cujo valor é dado pela equação 2.5.

$$f = \left( 1 - \frac{SLP}{200} \right) \quad (2.5)$$

---

# Capítulo 3

## A Teoria da Confiabilidade

### 3.1 – Resumo dos Conceitos Básicos de Estatística

Antes de apresentar os conceitos relacionados à Teoria da Confiabilidade que serão utilizados neste trabalho, faz-se necessário apresentar previamente um breve resumo de alguns conceitos básicos de estatística.

Existem experimentos que, se forem repetidos inúmeras vezes, sob as mesmas condições, conduzem sempre aos mesmos resultados. Neste caso, eles são definidos como determinísticos. Da mesma maneira, existem experimentos que, se forem repetidos inúmeras vezes, sob as mesmas condições, conduzem a resultados diferentes. Estes experimentos são definidos como experimentos aleatórios ou probabilísticos [18].



No caso de experimentos aleatórios, define-se como probabilidade  $P(A)$  da ocorrência de um determinado evento  $A$ , a frequência relativa com a qual este evento ocorre numa série de tentativas quando o número de tentativas tende a infinito [1], ou seja:

$$P(A) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{N_A}{n} \quad (3.1)$$

Onde  $N_A$  é o número de ocorrências do evento  $A$  e  $n$  é o número total de tentativas que compõem o chamado espaço amostral. Esta definição é conhecida na literatura como definição frequentista de probabilidade [18].

Através da equação 3.1 pode-se inferir que a probabilidade será sempre um número real pertencente ao intervalo  $[0,1]$ . Ela valerá 0 se o evento nunca ocorrer em nenhuma das tentativas e valerá 1 se o evento ocorrer em todas as tentativas.

Em muitas situações podem existir dois ou mais eventos cujas ocorrências estejam relacionadas de alguma maneira. Neste caso, dados dois eventos  $A$  e  $B$ , a probabilidade condicional de  $A$  dado  $B$   $P(A|B)$  é a probabilidade do evento  $A$  ocorrer dado que o evento  $B$  ocorreu. Em outras palavras, é a probabilidade de  $A$  em um novo espaço amostral definido pela ocorrência do evento  $B$ .

Os eventos  $A$  e  $B$  são ditos independentes quando a ocorrência de um evento não altera a probabilidade de ocorrência do outro, ou seja, quando a equação 3.2 é satisfeita.

$$P(A|B) = P(A) \quad (3.2)$$

Quando dois eventos são ditos independentes, a probabilidade da ocorrência simultânea de ambos os eventos é dada pelo produto da probabilidade de cada um deles, ou seja:

---

$$P(A|B) = P(A) \Leftrightarrow P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B) \quad (3.3)$$

Uma variável aleatória é uma função real definida em um espaço amostral, podendo ser discreta ou contínua.

A função densidade de probabilidade  $f(x)$  de uma variável aleatória contínua  $X$  é uma função que relaciona esta variável aleatória  $X$  com a probabilidade de ocorrência de cada valor  $x$  desta variável aleatória. Desta maneira:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(x) dx = 1 \quad (3.4)$$

A função de distribuição acumulada de probabilidade  $F(x)$  de uma variável aleatória  $X$  é uma função dada pela equação 3.5.

$$F(x) = P[X \leq x] \quad (3.5)$$

Com base na equação 3.5 e no conceito de probabilidade, pode-se inferir que a função de distribuição acumulada de probabilidade possui as seguintes propriedades:

- $0 \leq F(x) \leq 1$ ;
- $F(x)$  é uma função não decrescente e contínua;
- Os limites inferior e superior de  $F(x)$  são, respectivamente:

$$\lim_{x \rightarrow -\infty} F(x) = 0 \quad (3.6)$$

$$\lim_{x \rightarrow +\infty} F(x) = 1 \quad (3.7)$$

A função densidade de probabilidade e a função de distribuição acumulada de probabilidade possuem uma relação dada pela equação 3.8.

---

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(y) dy \quad (3.8)$$

Ou ainda:

$$F'(x) = f(x) \quad (3.9)$$

Existem dois grupos de medidas que podem ser utilizadas para caracterizar uma certa distribuição de probabilidades: as medidas de tendência central e as medidas de dispersão. Dentre as medidas de tendência central destaca-se a esperança matemática.

A esperança matemática de uma certa variável aleatória discreta  $X$  definida em um espaço amostral  $S$  vale:

$$E(X) = \sum_{\omega \in S} X(\omega) \cdot P(\omega) \quad (3.10)$$

Onde  $P(\omega)$  é a probabilidade de ocorrência do evento  $\omega$ .

Por sua vez, a esperança matemática de uma certa variável aleatória contínua  $X$  vale:

$$E(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} x \cdot f(x) \cdot dx \quad (3.11)$$

Dentre as medidas de dispersão destacam-se a variância e o desvio padrão.

A variância é dada pela expressão:

$$\sigma^2(X) = E(X - E(X))^2 = E(X^2) - [E(X)]^2 \quad (3.12)$$

Para uma variável aleatória contínua, tem-se:

$$\sigma^2(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - E(X))^2 f(x) dx \tag{3.13}$$

O desvio padrão  $\sigma$  corresponde à raiz quadrada da variância.

Existe uma grande variedade de distribuições de probabilidades conhecidas. A tabela 3.1 apresenta as distribuições utilizadas ao longo deste trabalho.

*Tabela 3.1 – Principais distribuições de probabilidade que serão utilizadas ao longo deste trabalho*

Distribuição	Descrição	Função de Distribuição	Esperança Matemática e Variância
<b>Binomial</b>	Repetição de tentativas independentes com duas saídas possíveis, como sucesso (p) e falha (q = 1-p).	$B(x, p, n) = \binom{n}{x} \cdot p^x \cdot (1-p)^{n-x}$ <p>p – probabilidade de sucessos n – número de tentativas x – número de sucessos</p>	$E(X) = np$ $\sigma^2 = np(1-p)$
<b>Uniforme</b>	Quando para uma variável aleatória contínua todos os valores em um intervalo [a,b] possuem a mesma probabilidade de ocorrência.	$U(a, b) = f(x) = \frac{1}{b-a}$	$E(X) = \frac{a+b}{2}$ $\sigma^2 = \frac{(b-a)^2}{12}$
<b>Normal</b>	De acordo com o <b>Teorema do Limite Central</b> , quando uma sequência de experimentos é realizada e o resultado de cada um destes experimentos possui a mesma distribuição de probabilidades com média $\mu$ e variância $\sigma^2$ , estes resultados possuirão uma distribuição conhecida como Normal.	$N(\mu, \sigma) = f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)$	$E(X) = \mu$ $\sigma^2 = \sigma^2$

### 3.2 – Confiabilidade

Confiabilidade é a probabilidade de um componente (aparelho, sistema, equipamento) manter um desempenho adequado, dentro de um período de tempo desejado e sob certas condições operativas [1,2]. Esta definição, como se pode observar, está relacionada a três itens:

- Desempenho adequado;
- período de tempo desejado e
- condições operativas.

Desempenho adequado é o critério que deve ser atingido para que a operação de um certo componente seja definida como satisfatória. Caso contrário, diz-se que ocorreu uma falha. Por esta razão, o complementar da confiabilidade  $R(t)$  é a função de distribuição de falha  $F(t)$ , conforme a equação 3.14.

$$F(t) = 1 - R(t) \quad (3.14)$$

Existem componentes que possuem somente um modo de falha como, por exemplo, uma lâmpada incandescente que pode estar íntegra ou danificada. Outros componentes, no entanto, podem ter mais de um modo de falha, como os sistemas de proteção. Um sistema de proteção pode falhar por não operar quando ele deveria ter atuado (durante um curto-circuito, por exemplo) ou por operar indevidamente quando ele não deveria atuar. Desta maneira, pode-se dizer que, de uma maneira geral, um sistema de proteção possui dois modos de falha distintos.

Por esta razão, existem dois conceitos distintos definidos para a confiabilidade de sistemas de proteção: a dependabilidade (do termo inglês *dependability*), que representa a probabilidade deste sistema de proteção operar corretamente quando solicitado, e a segurança (do termo inglês *security*), que representa a

---

probabilidade deste sistema de proteção não operar indevidamente, quando não solicitado [19].

Existem ainda três conceitos relacionados às falhas que são muito importantes no estudo da Teoria da Confiabilidade: o tempo médio entre falhas (MTBF do inglês *Mean Time Between Failure*), o tempo médio para falha (MTTF do inglês *Mean Time to Failure*) e o tempo médio para reparo (MTTR do inglês *Mean Time to Repair*). A figura 3.1 apresenta um gráfico que ilustra bem estes conceitos. Por esta figura, pode-se verificar que o MTBF equivale à soma do MTTR e do MTTF.

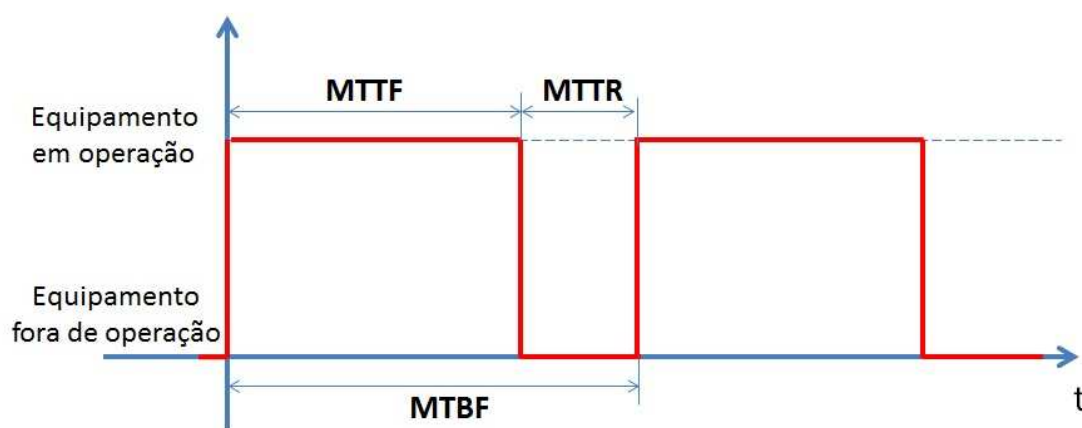


Figura 3.1 – Relação entre o MTBF, o MTTF e o MTTR

Outro ponto importante que deve ser observado na definição de confiabilidade é o fato de se tratar de uma função do tempo. A confiabilidade pode ser definida a partir da relação entre os esforços aplicados a um determinado componente e a sua suportabilidade. Tanto os esforços quanto a suportabilidade do componente podem ser uma função do tempo como ilustra a figura 3.2 [20].

Os gráficos superiores da figura 3.2 representam as curvas de distribuição de probabilidades da suportabilidade  $S$  e dos esforços  $L$ . A área da interseção destas duas curvas fornece a taxa de falhas  $\lambda(t)$ . A curva inferior, então, representa a evolução desta taxa de falha no tempo.

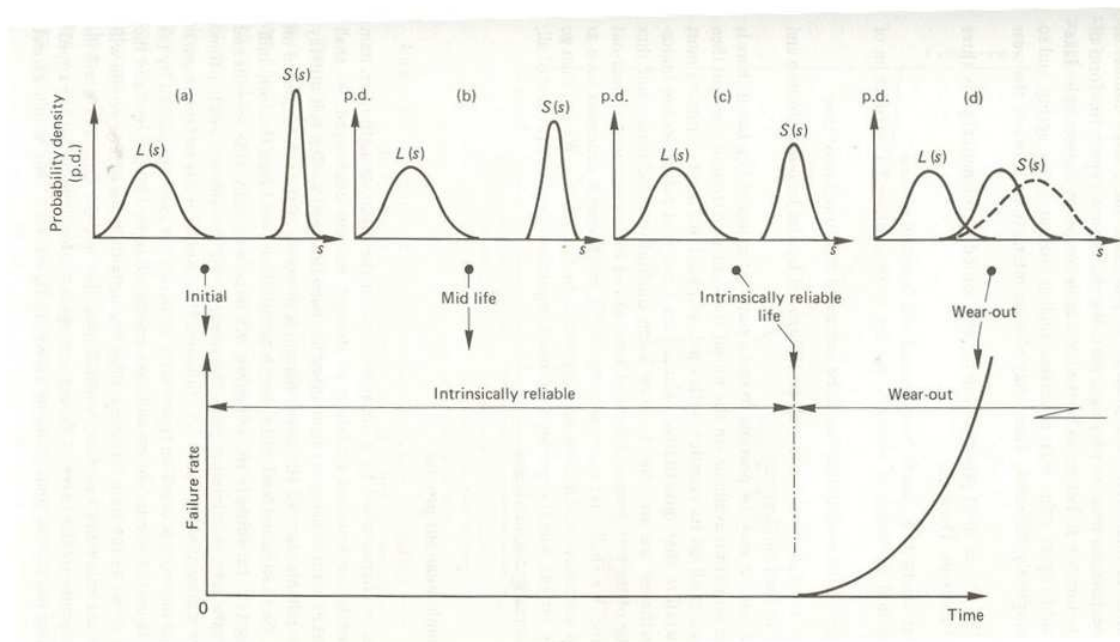


Figura 3.2 – Exemplo de relação entre a suportabilidade de um dado componente com o tempo e o seu efeito na taxa de falha[20]

A função de distribuição de falha  $F(t)$  apresentada anteriormente dá uma ideia do total de falhas em uma população inicial ao longo de um certo período de tempo, enquanto a taxa de falhas  $\lambda(t)$  dá a ideia da frequência com que as falhas ocorrem. A equação 3.15 apresenta a relação que há entre estas duas funções [1].

$$F(t) = 1 - e^{-\int_{u=0}^t \lambda(u) du} \tag{3.15}$$

A figura 3.2 foi extraída de uma referência sobre confiabilidade mecânica. Entretanto, os conceitos nela contidos também se aplicam a qualquer tipo de sistema. À medida que o sistema elétrico de potência de uma certa região evolui, ele se torna mais malhado. Isso significa que o nível de curto-circuito de um determinado barramento tende a aumentar com o tempo. Como consequência, a probabilidade de ocorrerem saturações de transformadores de corrente também aumenta com o tempo, bem como a probabilidade de ocorrer descoordenações entre as proteções principais e de retaguarda. É importante ressaltar que, nesta análise, não se leva em conta a parcela da taxa de falhas

relacionada à ocorrência de danos físicos aos equipamentos que compõem o sistema de proteção.

A curva de falhas da figura 3.2 é apenas um tipo de curva existente. A literatura apresenta pelo menos seis tipos de padrões diferentes de curvas de taxas de falha que se aplicam a diversos tipos de componentes. Estas curvas estão apresentadas na figura 3.3 [2].

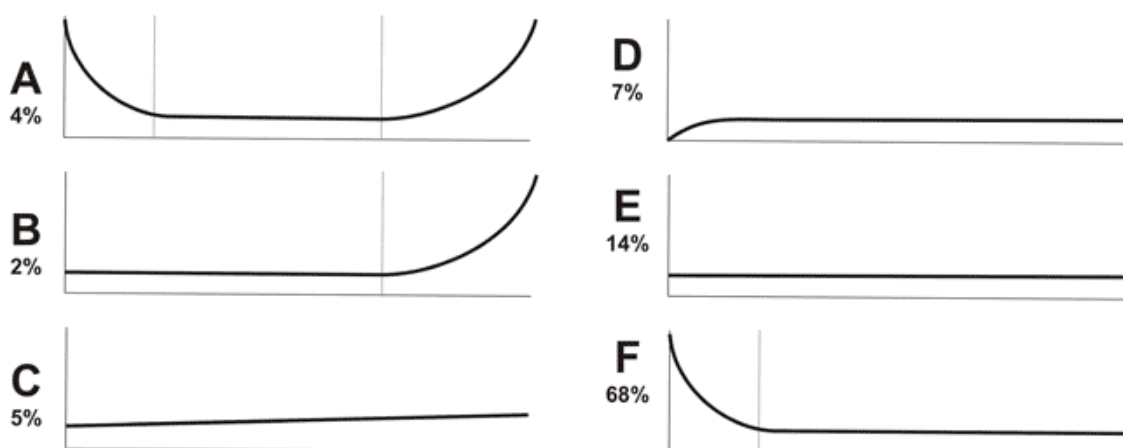


Figura 3.3 – Principais padrões de curvas de taxas de falha no tempo [2]

Os valores ao lado de cada curva da figura 3.3 indicam o percentual de ocorrência de cada padrão em componentes da indústria aeronáutica, que é pioneira no uso da Teoria da Confiabilidade na gestão da manutenção.

A curva A é conhecida como curva da banheira. Esta curva pode ser dividida em três diferentes segmentos: um primeiro em que a taxa de falha é elevada devido a um fenômeno conhecido como mortalidade infantil, um segundo estágio ao longo do qual a taxa de falha se mantém constante, conhecido como vida útil, e um terceiro segmento onde ela volta a aumentar devido ao envelhecimento do componente.

Na indústria, a mortalidade infantil está relacionada aos defeitos de fabricação e pode ser minimizada por meio de um processo conhecido como *burn-in*. Este processo consiste na colocação de todas as unidades fabricadas em



funcionamento por um período, antes de ser consideradas finalizadas [2]. Desta maneira, os defeitos de fabricação aparecerão antes das unidades serem enviadas para os consumidores finais. Assim, o primeiro segmento da curva A pode ser suprimido, o que a transforma na curva B. Quando se pensa em ajustes de relés de proteção, o processo de *burn-in* pode ser considerado como a etapa de comissionamentos. Quanto melhor os ajustes de um relé de proteção forem testados, menor será a probabilidade de ocorrer recusas de atuação ou atuações indevidas decorrentes de erros de ajustes.

O envelhecimento dos elementos pode ser controlado por meio da definição de sua vida útil. Se a vida útil de um certo elemento for definida como sendo menor do que o ponto em que a taxa de falha começa a aumentar, o terceiro segmento da curva A pode ser suprimido, transformando-a na curva F. No caso dos ajustes dos relés de proteção, este envelhecimento pode ser controlado por meio do acompanhamento das evoluções topológicas do sistema para identificar eventuais necessidades de alteração de parâmetros.

A curva E, por sua vez, pode ser considerada como um caso particular da curva A onde o processo de *burn-in* é aplicado e a vida útil é definida como sendo menor do que o ponto onde a taxa de falha começa a aumentar. Desta maneira, a curva da banheira e as suas variações correspondem à grande maioria das curvas de taxa de falhas existentes.

Neste trabalho é calculada a taxa de sucessos  $P$  (complementar da taxa de falhas) da função de proteção diferencial de transformadores de relés digitais. Por se tratar de um software, a sua taxa de falha pode ser considerada constante ao longo do tempo e pode ser representada por uma curva similar à curva E. Esta representação se justifica principalmente se for considerado que um bom comissionamento foi feito (*burn-in*) e que não haverá grandes modificações topológicas na rede ao longo da vida útil do relé. Neste caso, a partir desta taxa de sucessos  $P$ , a taxa de falhas, a função de distribuição de falhas e a confiabilidade podem ser obtidas a partir das seguintes equações [1]:

$$\lambda(t) = \lambda = 1 - P \quad (3.16)$$

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (3.17)$$

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.18)$$

O MTTF da função diferencial medido em falhas por solicitações também pode ser obtido da seguinte forma [1]:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (3.19)$$

Por último, condições de operação são as condições sob as quais se espera que o componente cuja confiabilidade esteja sendo calculada mantenha o desempenho adequado. Um exemplo de aplicação deste conceito no ajuste de funções de proteção é a adoção do critério N-1. Este critério define que todas as proteções devem manter a sua sensibilidade mesmo no caso da saída de operação de um componente do sistema.

### 3.2.1 – Confiabilidade Estrutural

A confiabilidade de um sistema, obtida a partir do conhecimento da confiabilidade individual de seus componentes, é chamada de confiabilidade estrutural. Esta expressão se refere ao fato de a confiabilidade depender não somente dos componentes em si, mas também da forma com que eles estão conectados, que pode ser em série, em paralelo ou em associações mistas.

Considere um sistema composto por dois elementos. Se a falha de qualquer um destes elementos implica a falha do sistema como um todo, estes elementos são ditos conectados em série. A confiabilidade  $R_s$  de um sistema composto por  $n$  elementos  $x_1, x_2, x_n$  conectados em série é dada pela equação 3.20.

$$R_s = R(x_1) \cdot R(x_2|x_1) \cdot R(x_3|x_1x_2) \cdot \dots \cdot R(x_n|x_1x_2x_3\dots x_{n-1}) \quad (3.20)$$

Caso estes elementos sejam independentes, a confiabilidade do sistema será dada pela equação 3.21.

$$R_s = R(x_1) \cdot R(x_2) \cdot R(x_3) \cdot \dots \cdot R(x_n) = \prod_{i=1}^n R(x_i) \quad (3.21)$$

Se os  $n$  elementos forem idênticos, a confiabilidade será dada pela equação 3.22.

$$R_s = R \cdot R \cdot R \cdot \dots \cdot R = R^n \quad (3.22)$$

Considere agora, outro sistema composto de dois elementos. Se para o sistema ser considerado em condição de falha for necessária a falha dos dois elementos, estes elementos são ditos conectados em paralelo. A função de distribuição de falhas  $F_s$  de um sistema composto por  $n$  elementos  $x_1, x_2, \dots, x_n$  conectados em paralelo é dada pela equação 3.23.

$$F_s = F(x_1) \cdot F(x_2|x_1) \cdot F(x_3|x_1x_2) \cdot \dots \cdot F(x_n|x_1x_2x_3\dots x_{n-1}) \quad (3.23)$$

Aplicando-se esta função de distribuição de falha à equação 3.14 obtém-se o valor da confiabilidade deste sistema, conforme a equação 3.24.

$$R_s = 1 - F(x_1) \cdot F(x_2|x_1) \cdot F(x_3|x_1x_2) \cdot \dots \cdot F(x_n|x_1x_2x_3\dots x_{n-1}) \quad (3.24)$$

Se estes  $n$  elementos forem independentes, a confiabilidade do sistema é dada pela equação 3.25.

$$R_s = 1 - \prod_{i=1}^n F(x_i) \quad (3.25)$$

Caso estes  $n$  elementos sejam idênticos, a confiabilidade será dada pela equação 3.26.

$$R_s = 1 - (1 - R)^n \quad (3.26)$$

Ressalte-se que o tipo de associações dos componentes utilizado para fins de confiabilidade resulta das condições de trabalho impostas a eles. Pode-se, assim, obter um diagrama de confiabilidade diferente da associação física. Um exemplo desta situação é o caso de uma subestação de carga atendida por duas linhas de transmissão paralelas. Caso as linhas sejam redundantes, ou seja, se a saída de uma delas não implicar a sobrecarga da outra, o diagrama de confiabilidade é análogo ao real. Caso contrário, a falha de qualquer uma delas irá acarretar na falha da outra por sobrecarga, levando à necessidade de cortes de carga na subestação. Neste caso, o diagrama de confiabilidade consistirá em dois componentes em série.

A figura 3.4 apresenta o diagrama de confiabilidade para o sistema de proteção diferencial de um transformador de potência. A confiabilidade deste sistema pode ser calculada a partir dos seus componentes, aplicando-se os conceitos de confiabilidade estrutural.

Neste trabalho, calcula-se a confiabilidade do bloco assinalado em vermelho na figura 3.4, que se refere ao software do relé diferencial, em diferentes situações. Para isso, são consideradas as limitações do algoritmo implementado no relé e os possíveis erros de ajuste.

Ressalte-se que, se dois relés idênticos ajustados com os mesmos parâmetros forem utilizados como proteção principal e proteção alternada, eles deverão ser representados como se compartilhassem um único bloco de software, conforme a figura 3.5b. Isso se deve ao fato de, como os relés são idênticos, as limitações nos algoritmos de ambos serão as mesmas. Assim, as suas falhas são conhecidas como falhas de modo comum [1,2].

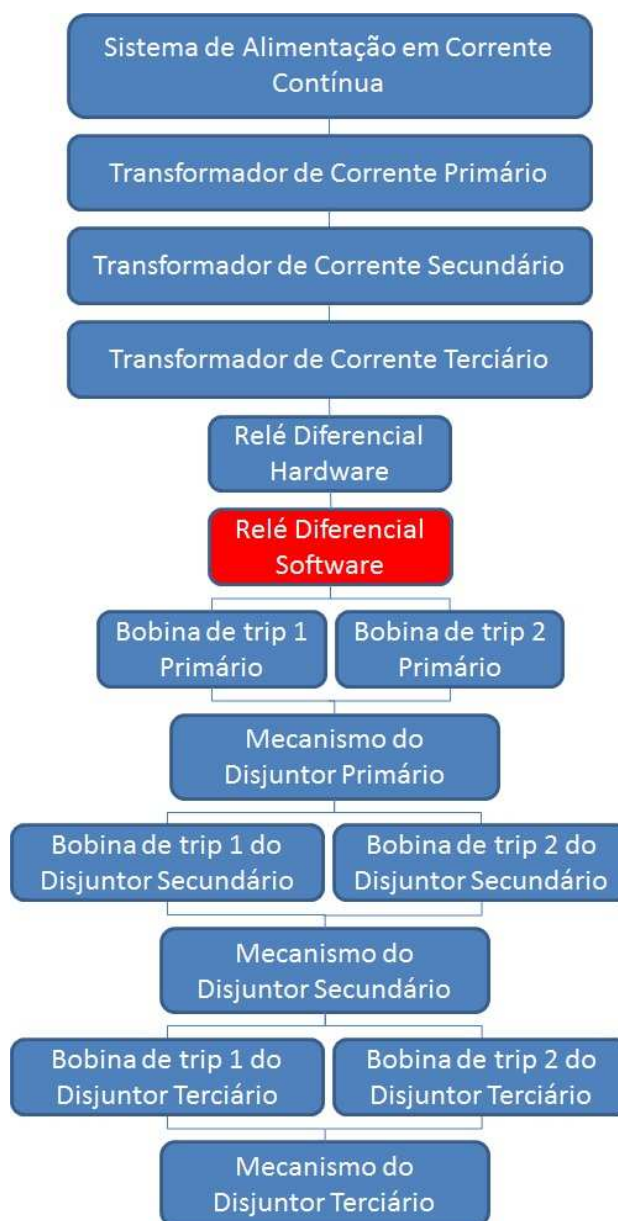


Figura 3.4 – Diagrama de confiabilidade para um sistema de proteção diferencial para um transformador de potência

### 3.2.2 – O Uso de Cadeias de Markov para a Avaliação da Confiabilidade

Um processo estocástico é um fenômeno que varia, dentro de um certo grau, de maneira imprevisível com o passar do tempo [1]. Estes processos são ditos a parâmetros discretos quando o tempo é dividido em intervalos discretos. Caso contrário, eles são classificados como sendo a parâmetros contínuos. Além disso, se um processo possui um número finito de estados, ele é classificado como sendo a estados discretos. Caso contrário, se há um número

infinito e contínuo de estados, como no valor de uma certa medição de tensão e corrente, este processo é dito como sendo a estados contínuos.

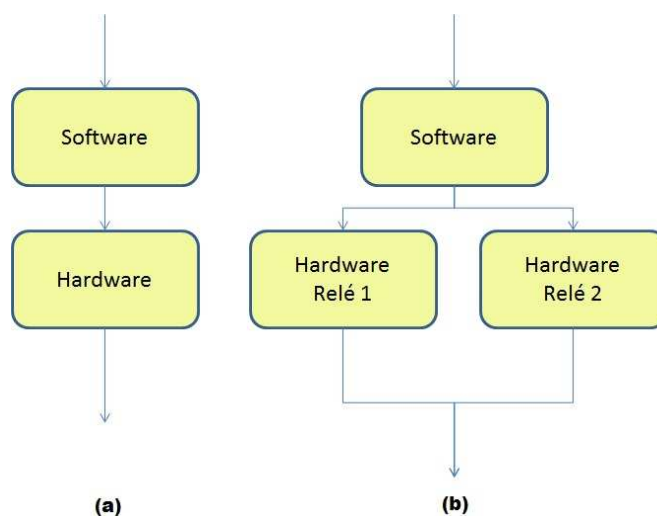


Figura 3.5 – Elementos que compõem o diagrama de confiabilidade de relés de proteção para um sistema (a) com um relé e (b) com dois relés

Os processos de Markov são um tipo particular de processos estocásticos a parâmetros contínuos e a estados discretos [1]. Um processo como este é dito como processo de Markov quando as seguintes características são satisfeitas:

- Trocas de estados são permitidas em qualquer instante de tempo;
- A probabilidade de saída de um determinado estado depende somente do estado atual e;
- A probabilidade de haver mais de uma mudança de estado em um intervalo infinitesimal de tempo é desprezível.

Para entender o funcionamento de um processo markoviano considere uma cadeia composta por dois estados conforme a figura 3.6. Esta cadeia representa o comportamento de um equipamento com dois estados possíveis: em operação e fora de operação [1].

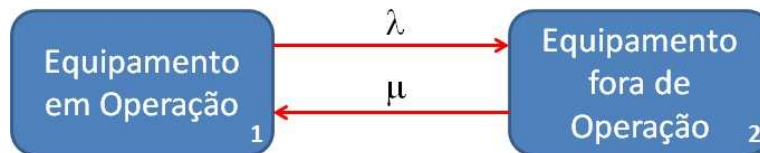


Figura 3.6 – Cadeia de Markov com dois estados para análise da operação de um elemento [1]

O termo  $\lambda$  representa a probabilidade de transição do estado 1 para o estado 2, ou seja, a taxa de falha. O termo  $\mu$  representa a probabilidade de transição do estado 2 para o estado 1 e pode ser definido como sendo a taxa de reparo. As probabilidades  $P_1$  e  $P_2$  do equipamento estar nos estados 1 e 2, respectivamente, após decorrido um instante de tempo infinitesimal  $\Delta t$  são obtidas pela equação 3.27.

$$\begin{cases} P_1(t + \Delta t) = P_1(t) \cdot (1 - \lambda \cdot \Delta t) + P_2(t) \cdot \mu \cdot \Delta t \\ P_2(t + \Delta t) = P_1(t) \cdot \lambda \cdot \Delta t + P_2(t) \cdot (1 - \mu \cdot \Delta t) \end{cases} \quad (3.27)$$

Fazendo  $\Delta t$  tender a 0, obtém-se o sistema de equações diferenciais 3.28.

$$\begin{cases} P_1'(t) = -\lambda \cdot P_1(t) + \mu \cdot P_2(t) \\ P_2'(t) = \lambda \cdot P_1(t) - \mu \cdot P_2(t) \end{cases} \quad (3.28)$$

Reescrevendo a o sistema na forma matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} P_1'(t) \\ P_2'(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & -\mu \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1(t) \\ P_2(t) \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Para uma cadeia de Markov com n estados, obtém-se o seguinte sistema:

$$\begin{bmatrix} P_1'(t) \\ P_2'(t) \\ \vdots \\ P_n'(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sum_{\substack{j=1 \\ (j \neq 1)}}^n \lambda_{1j} & \lambda_{21} & \cdots & \lambda_{n1} \\ \lambda_{12} & -\sum_{\substack{j=1 \\ (j \neq 2)}}^n \lambda_{2j} & \cdots & \lambda_{n2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \lambda_{1n} & \lambda_{22} & \cdots & -\sum_{\substack{j=1 \\ (j \neq n)}}^n \lambda_{nj} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1(t) \\ P_2(t) \\ \vdots \\ P_n(t) \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Onde  $P_n(t)$  é a probabilidade do equipamento estar no estado  $n$  e  $\lambda_{ij}$  é a probabilidade do equipamento passar do estado  $i$  para o estado  $j$ . Considerando que, quando o tempo tender para o infinito, obtém-se o valor das probabilidades de estado estacionário, tem-se o seguinte sistema linear [1]:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sum_{\substack{j=1 \\ (j \neq 1)}}^n \lambda_{1j} & \lambda_{21} & \cdots & \lambda_{n1} \\ \lambda_{12} & -\sum_{\substack{j=1 \\ (j \neq 2)}}^n \lambda_{2j} & \cdots & \lambda_{n2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \lambda_{1n} & \lambda_{22} & \cdots & -\sum_{\substack{j=1 \\ (j \neq n)}}^n \lambda_{nj} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1(\infty) \\ P_2(\infty) \\ \vdots \\ P_n(\infty) \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Este sistema, da maneira como está apresentado, é linearmente dependente e possui infinitas soluções. Isso pode ser verificado pelo fato de a soma de todos os elementos de uma coluna ser sempre nulo. Este problema pode-se resolvido acrescentando-se a equação 3.32 [21].

$$\sum_1^n P_n = 1 \quad (3.32)$$

Assim, o sistema linear determinado obtido é apresentado na equação 3.33.



$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sum_{\substack{j=1 \\ (j \neq 1)}}^n \lambda_{1j} & \lambda_{21} & \cdots & \lambda_{(n-1)1} & \lambda_{n1} \\ \lambda_{12} & -\sum_{\substack{j=1 \\ (j \neq 2)}}^n \lambda_{2j} & \cdots & \lambda_{(n-1)2} & \lambda_{n2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \lambda_{12} & \lambda_{1(n-1)} & \cdots & -\sum_{\substack{j=1 \\ (j \neq 2)}}^{n-1} \lambda_{(n-1)j} & \lambda_{n(n-1)} \\ 1 & 1 & \cdots & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1(\infty) \\ P_2(\infty) \\ \vdots \\ P_{n-1}(\infty) \\ P_n(\infty) \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

A figura 3.7 apresenta um exemplo de cadeia de Markov para um transformador de potência.

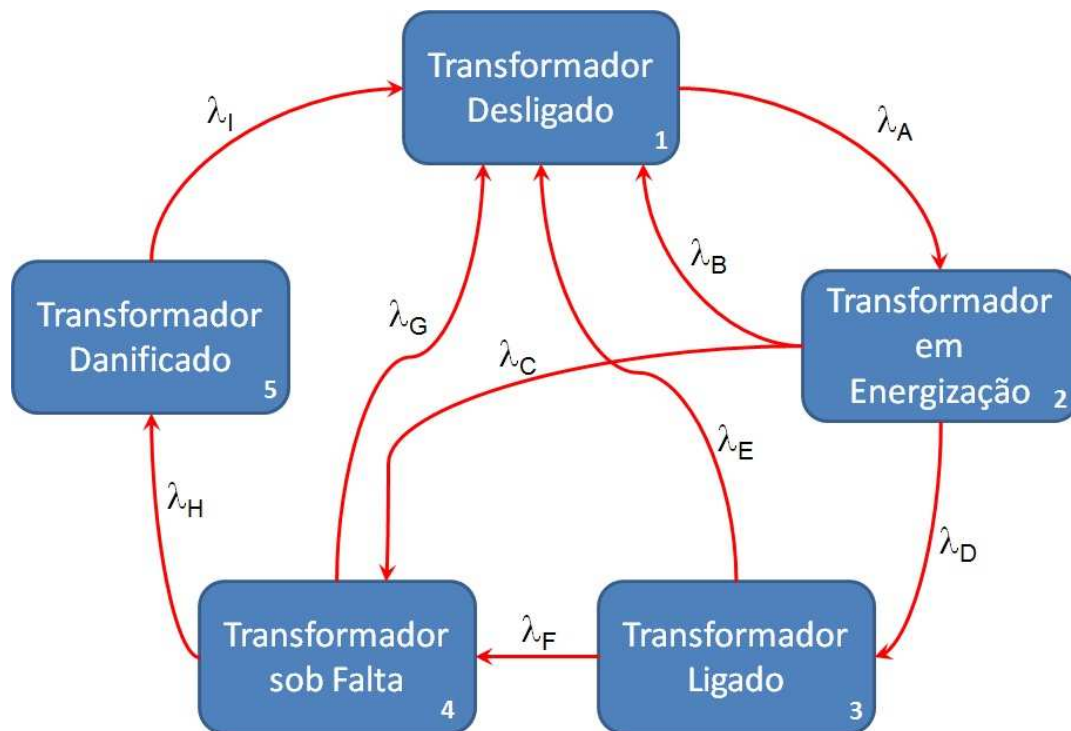


Figura 3.7 – Exemplo de cadeia de Markov para um transformador de potência

A parcela referente ao software do relé diferencial dos termos  $\lambda_B$ ,  $\lambda_D$ ,  $\lambda_E$ ,  $\lambda_G$  e  $\lambda_H$  é calculada neste trabalho por meio de simulações. Embora não façam parte do escopo deste trabalho, as parcelas referentes aos demais elementos da figura 3.4 também podem ser levadas em consideração.

Desprezando-se  $\lambda_C$ , o termo  $\lambda_B$  pode ser considerado como sendo o percentual de desligamentos indevidos obtidos durante simulações de energizações e o termo  $\lambda_D$  o percentual de sucessos. Em outras palavras,  $\lambda_D$  corresponde à taxa de sucessos do ajuste do relé diferencial durante energizações e  $\lambda_B$  corresponde à taxa de falha nestas circunstâncias. Ressalte-se que para a cadeia de Markov proposta, caso o transformador se encontre no estado 2, a probabilidade de ele estar neste mesmo estado no instante de tempo seguinte é nula.

Se forem desconsiderados os desligamentos voluntários, o termo  $\lambda_E$  pode ser considerado como sendo o percentual de desligamentos indevidos durante simulações de situações nas quais não se espera que a proteção opere. Para esta finalidade, neste trabalho, serão simulados somente curtos-circuitos externos. Em trabalhos futuros, no entanto, este termo pode vir a ser melhor estimado, acrescentando-se simulações de outros fenômenos como a energização solidária mencionada no capítulo 2. Assim, neste trabalho,  $\lambda_E$  será considerado como sendo a taxa de falha do ajuste do relé diferencial durante curtos-circuitos externos.

O termo  $\lambda_G$  pode ser considerado como sendo a taxa de sucessos obtidos durante simulações de curtos-circuitos internos, enquanto  $\lambda_H$  pode ser considerado o percentual de recusas de atuação do sistema de proteção para estas simulações. Do mesmo modo,  $\lambda_G$  corresponde à confiabilidade do ajuste do relé diferencial durante energizações e  $\lambda_H$  corresponde à taxa de falha nestas circunstâncias. Semelhante ao que ocorre no estado 2, se o transformador encontra-se no estado 4, a probabilidade de ele estar neste mesmo estado no instante de tempo seguinte é nula.

Os demais termos podem ser obtidos a partir da análise do MTBF, MTTF e MTTR do transformador e não farão parte do escopo deste trabalho. A solução deste sistema também não faz parte do escopo deste trabalho. Entretanto, uma vez que este problema for resolvido, pode-se calcular a probabilidade  $P_3$ , que é

a probabilidade do transformador estar ligado (em operação) e buscar alternativas para maximizar o seu valor.

---

---

# **Capítulo 4**

## **Modelagem dos**

### **Componentes Utilizados**

#### **nas Simulações**

Conforme mencionado anteriormente, o objetivo deste trabalho é propor uma metodologia para a avaliação da confiabilidade dos ajustes da função de proteção diferencial de transformadores. Para tal, o desempenho desta função de proteção deve ser avaliado em diversas situações diferentes.

Usualmente, as análises do comportamento dos relés de proteção feitas tanto na etapa de cálculo dos ajustes quanto na etapa de análise das perturbações compreendem somente estudos no domínio da frequência. Entretanto, o

desempenho de um relé de proteção é afetado por diversos fenômenos que não podem ser analisados no domínio da frequência, tais como:

- Sobrecorrentes provocadas pelas energizações de transformadores;
- Saturação dos transformadores de corrente;
- Oscilações de natureza harmônica e não harmônica que ocorrem durante as manobras do sistema e os curtos-circuitos;
- Surgimento de uma componente DC durante curtos-circuitos.

Em função destes fenômenos, o comportamento de um relé de proteção só pode ser avaliado de maneira completa no domínio do tempo. Por isso, as simulações feitas neste trabalho serão feitas no domínio do tempo, lançando mão dos softwares ATP e Scilab. A figura 4.1 mostra um fluxograma com a sequência de procedimentos que serão executados durante cada simulação:



Figura 4.1- Procedimentos executados em cada simulação

Os modelos utilizados para cada elemento do sistema são discutidos a seguir.

#### **4.1 – Equivalente do Sistema**

Os transformadores cuja proteção é avaliada compõem o sistema de alta tensão de distribuição do sistema da COPEL (69 kV e 138 kV). Geralmente, estes transformadores possuem dois ou três enrolamentos e são alimentados somente pelo enrolamento primário.

O circuito equivalente visto pelos terminais do enrolamento pelo qual o transformador é energizado é modelado neste trabalho por meio de dois elementos básicos do ATP: uma fonte cossenoidal trifásica (elemento 14) e um elemento RL com acoplamento mútuo.

As impedâncias do elemento RL são dadas em componentes simétricas. Estes dados podem ser obtidos a partir de ferramentas de cálculo de curto-circuito como o ANAFAS.

#### **4.2 – Transformador de Aterramento**

Todo o sistema de 13,8 kV da COPEL é ligado na configuração isolada (sem neutro) e, por esta razão, os enrolamentos de 13,8 kV de todos os transformadores são ligados em delta. Entretanto, embora tal procedimento tenha as suas vantagens, ele gera um problema para os sistemas de proteção. Nesta configuração, não há circulação de corrente durante os curtos-circuitos monofásicos. Isso impossibilita o uso de relés de sobrecorrente de neutro para proteger o sistema durante este tipo de falta.

Para solucionar este problema, transformadores de aterramento são conectados às barras de 13,8 kV das subestações da COPEL. Estes transformadores de aterramento têm os seus enrolamentos primários conectados em zig-zag, conforme a figura 4.2 [19]. O enrolamento secundário geralmente não é utilizado. Entretanto, em alguns raros casos, eles podem vir a ser utilizados para alimentar o sistema de serviço auxiliar da subestação.

---

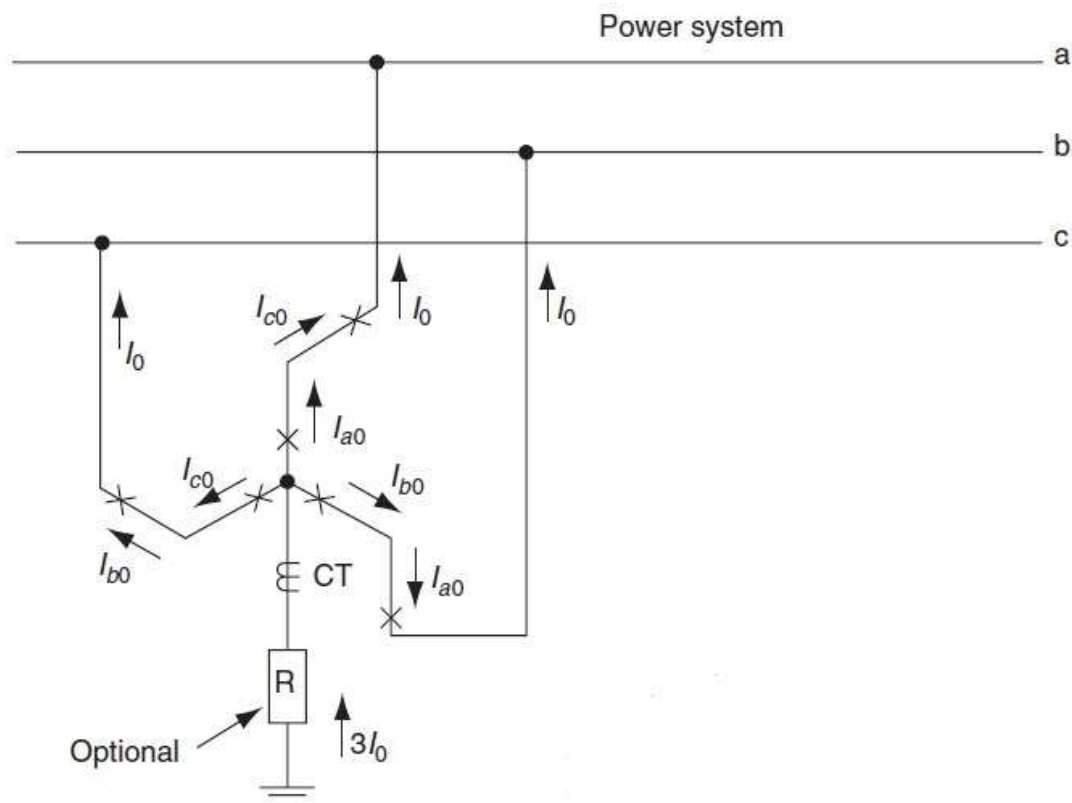


Figura 4.2- Diagrama multifilar de um transformador de aterramento[19]

Pelo diagrama da figura 4.2 pode-se verificar que a única componente de corrente que consegue passar pelo transformador de aterramento é a componente de sequência zero. Assim, em condições normais, não há circulação de corrente por este equipamento. Durante curtos-circuitos que envolvam a terra, no entanto, há a circulação de uma corrente, composta exclusivamente pela componente sequência zero, capaz de sensibilizar as proteções.

Existem quatro tipos de transformadores de aterramento no sistema da COPEL, padronizados em função da capacidade de corrente suportável por 10 segundos. Para cada um destes tipos são adotados valores típicos de resistência e reatância de sequência zero. Como não há circulação de correntes de sequência positiva, a resistência e a reatância desta componente são infinitas. Desta maneira, para modelar o transformador de aterramento será utilizado um elemento RL com acoplamento mútuo cujas grandezas são expressas em componentes simétricas.

### 4.3 – Transformador de Potência

Juntamente com as linhas de transmissão, os transformadores são os elementos mais importantes dos sistemas elétricos de potência. Entretanto, diferentemente das linhas de transmissão, a modelagem dos transformadores para o estudo de transitórios eletromagnéticos ainda requer aprimoramento.

Embora o embasamento teórico necessário para o desenvolvimento destes modelos seja conhecido, é difícil obter os parâmetros necessários para tal. Para se ter uma ideia, enquanto a geometria de todos os elementos das linhas de transmissão é amplamente conhecida, a geometria dos elementos de um transformador (núcleo e enrolamentos) só é conhecida pelos seus fabricantes [22].

Entretanto, a despeito destas dificuldades, muitos avanços têm sido feitos nos últimos anos. Para a escolha do modelo a ser adotado neste trabalho, diversos modelos de transformador existentes foram estudados e analisados.

O comportamento transitório de um transformador depende de uma série de fatores que podem, ou não, ser desconsiderados dependendo da faixa de frequência do fenômeno em análise. A tabela 4.1, extraída do relatório do grupo de trabalho 33-02 do CIGRE [23], apresenta o efeito de alguns destes fatores em cada faixa de frequência.

*Tabela 4.1 – Orientações sobre os parâmetros e efeitos a serem observados durante a elaboração de um modelo de transformador*

Parâmetro / Efeito	Transitórios de Baixa Frequência	Transitórios de Frente Lenta	Transitórios de Frente Rápida	Transitórios de Frente Muito Rápida
<b>Impedância de curto-circuito</b>	Muito Importante	Muito Importante	Importante	Desprezível
<b>Saturação</b>	Muito Importante	Importante	Desprezível	Desprezível
<b>Perdas no ferro</b>	Importante	Desprezível	Desprezível	Desprezível
<b>Correntes parasitas</b>	Muito Importante	Importante	Desprezível	Desprezível
<b>Acoplamento capacitivo</b>	Desprezível	Importante	Muito Importante	Muito Importante



Os fenômenos estudados neste trabalho se enquadram, basicamente, nas duas primeiras faixas, ou seja, estão entre os transitórios de baixa frequência e os transitórios de frente lenta.

Existe, na literatura, uma série de modelos de transformadores para estudos de transitórios. Alguns destes modelos serão apresentados a seguir.

#### 4.3.1 – Modelo de Dois Enrolamentos com Núcleo Saturável – Modelo T

O modelo de transformador para estudo de fenômenos transitórios mais simples e antigo é o modelo T, apresentado na figura 4.3 [22].

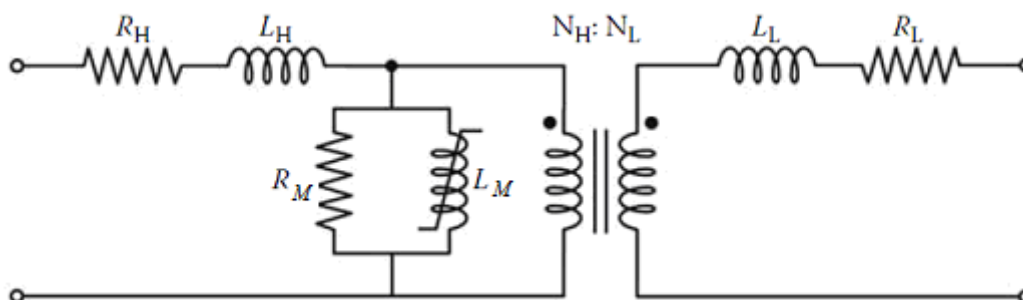


Figura 4.3– Modelo T para transformadores monofásicos de dois enrolamentos com núcleo saturável [22]

As resistências  $R_H$  e  $R_L$  representam as perdas por efeito Joule nos enrolamentos primário e secundário, respectivamente. As indutâncias  $L_H$  e  $L_L$  representam o fluxo de dispersão entre as bobinas do primário e do secundário e devem ser arbitrariamente divididas entre duas indutâncias. A indutância não linear  $L_M$  representa a indutância de magnetização do núcleo e pode, inclusive, levar em consideração o efeito da histerese. A resistência  $R_M$  representa as perdas no núcleo por correntes parasitas e histerese, caso este fenômeno não seja contemplado na curva de saturação da indutância. A obtenção de um modelo trifásico é feita a partir da combinação de três elementos monofásicos.

As resistências  $R_H$  e  $R_L$  e as indutâncias  $L_H$  e  $L_L$  são obtidas a partir dos ensaios de curto-circuito, enquanto a resistência  $R_M$  e a curva da indutância não linear  $L_M$  são obtidas a partir de ensaios de circuito aberto.

Este modelo, embora bastante simplificado, apresenta bons resultados para análise de fenômenos no domínio da frequência e até mesmo para alguns fenômenos transitórios. Entretanto, como este modelo não possui uma relação direta com os componentes físicos do transformador ele possui algumas limitações:

- Para simulações de energização, o ramo de excitação deve ser colocado do lado do enrolamento pelo qual o transformador será energizado [24].
- Fenômenos que ocorram no interior do transformador, como os curtos-circuitos internos, não podem ser analisados usando este modelo [22].
- Este modelo não é capaz de levar em consideração possíveis diferenças entre as indutâncias de sequência positiva e sequência zero, decorrentes da assimetria do núcleo em algumas topologias de transformadores.
- Via de regra, os parâmetros deste modelo são obtidos a partir de ensaios feitos somente na frequência fundamental de operação (50 Hz ou 60 Hz), o que faz com que a dependência destes parâmetros com a frequência não seja levada em consideração.
- As capacitâncias que existem entre os diversos componentes físicos do transformador não são contempladas, devendo ser inseridas externamente.

Este modelo está disponível no ATPDraw, conforme ilustra a figura 4.4. Neste modelo, a curva de saturação pode ser modelada externamente por um elemento conectado ao ramo vermelho, capaz de levar em consideração o efeito da histerese, como o elemento do tipo 96 (pseudo-nonlinear hysteretic inductor).

---

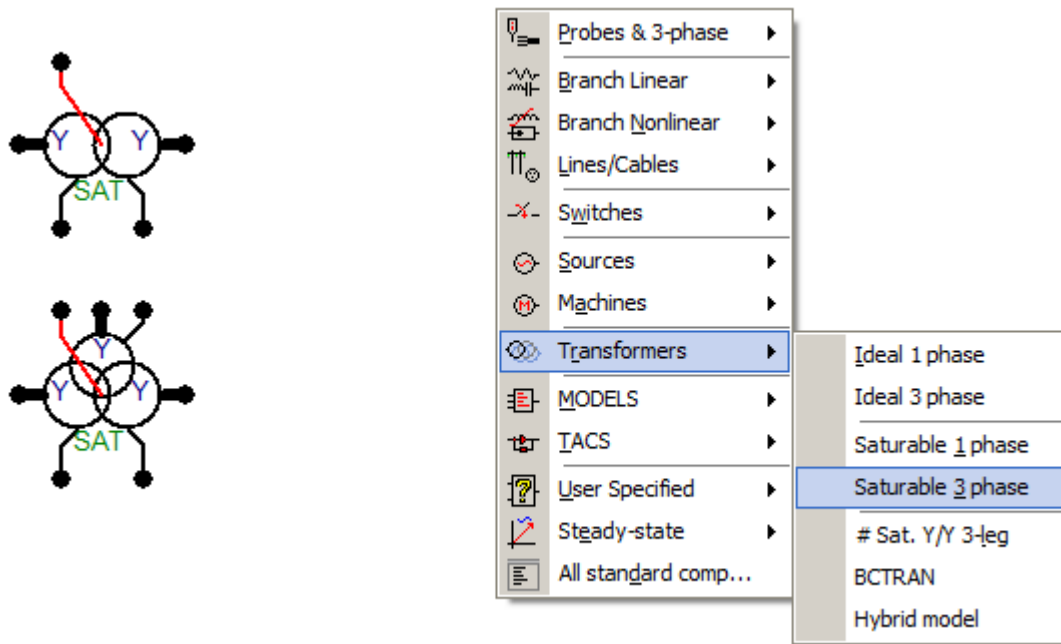


Figura 4.4– Modelo para transformadores de dois ou três enrolamentos com núcleo saturável disponível no ATPDraw

#### 4.3.2 – Modelo de Três Enrolamentos com Núcleo Saturável

O modelo apresentado anteriormente pode ser adaptado para um transformador de três enrolamentos, conforme ilustra a figura 4.5. Da mesma maneira que no modelo de dois enrolamentos, a resistência  $R_M$  e a curva da indutância não linear  $L_M$  são obtidas a partir de ensaios de circuito aberto. As resistências  $R_1$ ,  $R_2$  e  $R_3$  e as indutâncias  $L_1$ ,  $L_2$  e  $L_3$  são obtidas a partir dos ensaios de curto-circuito, conforme as equações 4.1[22].

$$\begin{cases} L_1 + L_2 = L_{12}^{CC} \\ L_1 + L_3 = L_{13}^{CC} \\ L_2 + L_3 = L_{23}^{CC} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} L_1 = \frac{1}{2} \cdot (L_{12}^{CC} + L_{13}^{CC} - L_{23}^{CC}) \\ L_2 = \frac{1}{2} \cdot (L_{12}^{CC} + L_{23}^{CC} - L_{13}^{CC}) \\ L_3 = \frac{1}{2} \cdot (L_{13}^{CC} + L_{23}^{CC} - L_{12}^{CC}) \end{cases} \quad (4.1)$$

As indutâncias  $L_{ij}^{CC}$  representam a indutância medida a partir do ensaio de curto-circuito, aplicando-se a tensão no enrolamento  $i$  e curto-circuitando o enrolamento  $j$ .

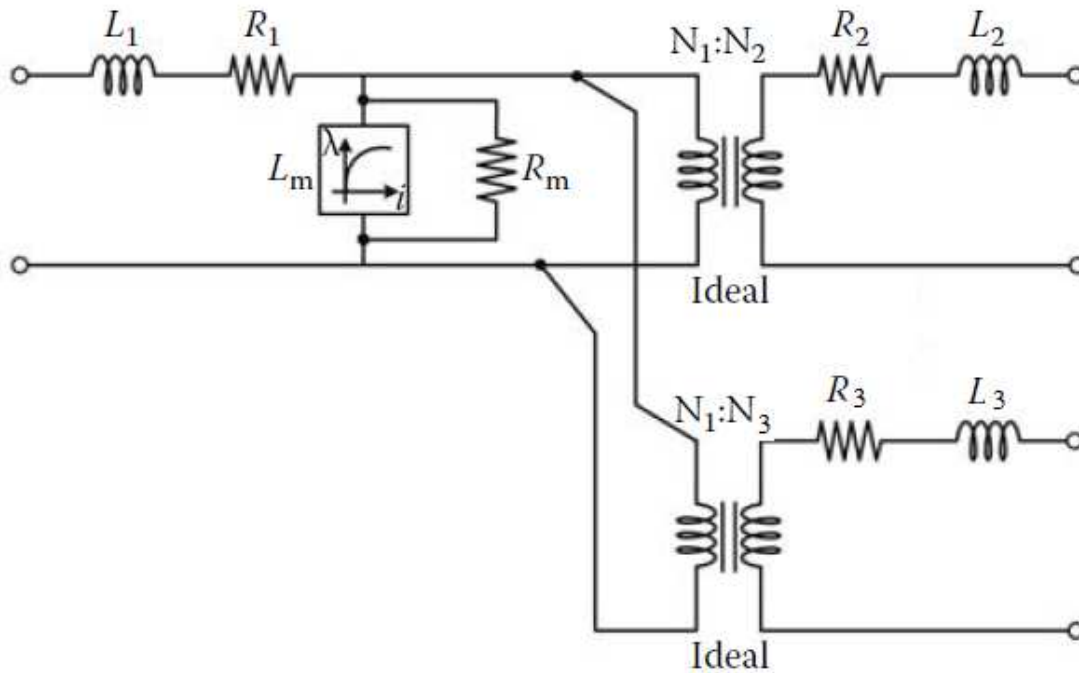


Figura 4.5- Modelo T para transformadores monofásicos de três enrolamentos com núcleo saturável

Uma análise semelhante à feita nas equações 4.1 pode se feita para as resistências. Estas equações se aplicam tanto para um transformador monofásico, quanto para as grandezas de sequência positiva de um transformador trifásico. Para as grandezas de sequência zero, no entanto, deve-se levar em consideração os tipos de ligação.

Se um transformador trifásico de três enrolamentos possui ligação Yy0d1, por exemplo, quando o ensaio de curto-circuito de sequência zero é feito entre os enrolamentos primário e secundário, a impedância do terciário ligado em delta deve ser descontada, conforme as equações 4.2 [24].

$$\begin{cases} L_1 + \frac{L_2 \cdot L_3}{L_2 + L_3} = L_{12}^{CC} \\ L_1 + L_3 = L_{13}^{CC} \\ L_2 + L_3 = L_{23}^{CC} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} L_1 = L_{13}^{CC} - \sqrt{L_{13}^{CC} \cdot L_{23}^{CC} - L_{13}^{CC} \cdot L_{12}^{CC}} \\ L_2 = L_1 + L_{32}^{CC} - L_{13}^{CC} \\ L_3 = L_{13}^{CC} - L_1 \end{cases} \quad (4.2)$$

Este modelo apresenta uma limitação além daquelas apresentadas pelo modelo de dois enrolamentos. Em geral, a reatância do enrolamento secundário tem um valor negativo. Isso evidencia ainda mais a ausência de relação entre os parâmetros deste modelo e os componentes físicos do transformador. Esta reatância negativa, em algumas situações, pode levar a oscilações numéricas durante simulações no domínio do tempo, dificultando a análise de diversos fenômenos transitórios.

Estas limitações inviabilizam o uso deste modelo para transformadores trifásicos com mais de três enrolamentos.

O mesmo elemento utilizado para modelar transformadores de dois enrolamentos pelo modelo T no ATP pode ser utilizado para transformadores de três enrolamentos, conforme ilustra a figura 4.4.

#### 4.3.3 – BCTRAN

A fim de dirimir algumas das limitações apresentadas pelos modelos mencionados anteriormente, foi implementado no EMTP / ATP um modelo denominado BCTRAN que trata as indutâncias de dispersão e as resistências dos enrolamentos de maneira matricial [25,26]. A equação diferencial utilizada no domínio do tempo para um transformador monofásico de N enrolamentos é apresentada na equação 4.3.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{11} & R_{12} & R_{13} & \cdots & R_{1N} \\ R_{21} & R_{22} & R_{23} & \cdots & R_{2N} \\ R_{31} & R_{32} & R_{33} & \cdots & R_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ R_{N1} & R_{N2} & R_{N3} & \cdots & R_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} & L_{13} & \cdots & L_{1N} \\ L_{21} & L_{22} & L_{23} & \cdots & L_{2N} \\ L_{31} & L_{32} & L_{33} & \cdots & L_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ L_{N1} & L_{N2} & L_{N3} & \cdots & L_{NN} \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Em transformadores trifásicos equilibrados, a matriz de impedâncias utilizada é aquela apresentada na equação 4.4.

$$[Z] = [R] + j\omega[L] = \begin{bmatrix} [Z_P] & [Z_M] & [Z_M] \\ [Z_M] & [Z_P] & [Z_M] \\ [Z_M] & [Z_M] & [Z_P] \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Onde  $[Z_P]$  e  $[Z_M]$  são sub-matrizes dadas por:

$$\begin{aligned} [Z_P] &= \frac{1}{3}([Z_0] + 2 \cdot [Z_1]) \\ [Z_M] &= \frac{1}{3}([Z_0] - [Z_1]) \end{aligned} \quad (4.5)$$

As matrizes  $[Z_0]$  e  $[Z_1]$  são matrizes de impedância de sequência zero e sequência positiva, similares às utilizadas na equação 4.3 .

Os elementos destas matrizes  $[Z_0]$  e  $[Z_1]$  são obtidos a partir dos ensaios de curto-circuito. Fazendo uma redução na matriz  $[Z]$  e desprezando o ramo de excitação obtém-se a seguinte equação matricial:

$$\begin{bmatrix} V_1 - V_N \\ V_2 - V_N \\ V - V_{N3} \\ \vdots \\ V_{N-1} - V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11}^{reduzida} & Z_{12}^{reduzida} & Z_{13}^{reduzida} & \dots & Z_{1,N-1}^{reduzida} \\ Z_{21}^{reduzida} & Z_{22}^{reduzida} & Z_{23}^{reduzida} & \dots & Z_{2,N-1}^{reduzida} \\ Z_{31}^{reduzida} & Z_{32}^{reduzida} & Z_{33}^{reduzida} & \dots & Z_{3,N-1}^{reduzida} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{N-1,1}^{reduzida} & Z_{N-1,2}^{reduzida} & Z_{N-1,3}^{reduzida} & \dots & Z_{N-1,N-1}^{reduzida} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_{N-1} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Os elementos desta matriz  $[Z^{reduzida}]$  podem ser obtidos a partir dos ensaios de curto-circuito, conforme a equação 4.7.

$$\begin{aligned} Z_{ii}^{reduzida} &= Z_{iN}^{CC} \\ Z_{ik}^{reduzida} &= \frac{1}{2}(Z_{iN}^{CC} + Z_{kN}^{CC} - 2 \cdot Z_{ik}^{CC}) \end{aligned} \quad (4.7)$$

Invertendo a matriz  $[Z^{reduzida}]$  obtém-se a matriz  $[Y^{reduzida}]$ , ou seja:

$$[Y^{reduzida}] = [Z^{reduzida}]^{-1} \quad (4.8)$$

A matriz [Y] pode, então, ser obtida a partir da matriz  $[Y^{reduzida}]$ , conforme as equações 4.9.

$$\begin{aligned} Y_{ik} &= Y_{ik}^{reduzida}, i, k \leq N-1 \\ Y_{iN} &= Y_{Ni} = -\sum_{k=1}^{N-1} Y_{ik}^{reduzida}, i \neq N \\ Y_{NN} &= -\sum_{k=1}^{N-1} Y_{Ni} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Para estudos no domínio do tempo, a matriz [Y] pode ser dividida em uma parte condutiva e uma parte capacitiva. A maneira mais simples de se fazer isso é ignorar as resistências durante a construção da matriz  $[Z^{reduzida}]$ . As resistências dos enrolamentos podem ser acrescentadas ao final como uma matriz diagonal [R]. O ATP permite que o usuário forneça como entrada a matriz [L] ou a matriz  $[A] = [L]^{-1}$ .

O defasamento angular, relacionado ao tipo de ligação, e as relações de transformação dos enrolamentos podem ser contemplados na formação das matrizes [R] e [L] ou [A]. A equação 4.10 apresenta as operações necessárias para se converter uma matriz [Z] com grandezas expressas por unidade na matriz [Z] física [25].

$$Z_{ik-fisica} = Z_{ik-pu} \cdot \frac{3 \cdot V_{i-base} \cdot V_{k-base}}{S_{base}} \quad (4.10)$$

Na equação 4.10, as tensões de base  $V_{i-base}$  e  $V_{k-base}$  devem ser expressas em valores fase-fase, para enrolamentos ligados em delta, e em valores fase-terra, para enrolamentos ligados em estrela.

O modelo BCTRAN permite ainda que as informações do ensaio de circuito aberto (curva de saturação) de sequência zero sejam levadas em consideração. A equação 4.11 mostra como o par de admitâncias  $Y_P$  e  $Y_M$  do ramo de excitação são obtidos em valores por unidade.

$$\begin{aligned} Y_{P-Excitação} &= -j \cdot \frac{1}{3} (I_{0-Excitação} + 2 \cdot I_{1-Excitação}) \\ Y_{M-Excitação} &= -j \cdot \frac{1}{3} (I_{0-Excitação} - I_{1-Excitação}) \end{aligned} \quad (4.11)$$

As correntes  $I_{0-Excitação}$  e  $I_{1-Excitação}$  representam as correntes de excitação obtidas a partir dos ensaios de circuito aberto de sequência zero e sequência positiva, em valores por unidade, respectivamente. Este ramo de excitação é conectado em um dos enrolamentos. Semelhante ao modelo T, em estudos de energização, ele deve ser conectado no enrolamento pelo qual o transformador será energizado.

O uso destas matrizes permite que as reatâncias mútuas entre os enrolamentos, que podem aparecer em função da geometria do núcleo do transformador, sejam levadas em consideração. Em outras palavras, o modelo BCTRAN permite que se faça uma diferenciação entre as reatâncias de sequência zero e as reatâncias de sequência positiva. Outra vantagem do uso das matrizes no modelo BCTRAN é a mitigação das oscilações numéricas que podem ocorrer quando se utiliza o modelo T, em função da reatância negativa que aparece no enrolamento secundário. Além disso, curtos-circuitos internos podem ser simulados dividindo o enrolamento faltoso em dois, simplesmente aumentando a ordem da matriz. Entretanto, todas as demais limitações do método anterior permanecem:

- Para simulações de energização, o ramo de excitação deve ser colocado do lado do enrolamento pelo qual o transformador será energizado [24].
- Via de regra, os parâmetros deste modelo são obtidos a partir de ensaios feitos somente na frequência fundamental de operação (50 Hz ou 60 Hz), o que faz com que a dependência destes parâmetros com a frequência não seja levada em consideração.
- As capacitâncias que existem entre os diversos componentes físicos do transformador não são contempladas, devendo ser inseridas externamente.



O modelo BCTRAN pode ser utilizado para transformadores com mais de três enrolamentos. O ATPDraw possui uma rotina que já calcula as matrizes necessárias, cabendo ao usuário apenas informar os valores obtidos nos ensaios de curto-circuito. A figura 4.6 apresenta o elemento do ATPDraw que realiza esta função.

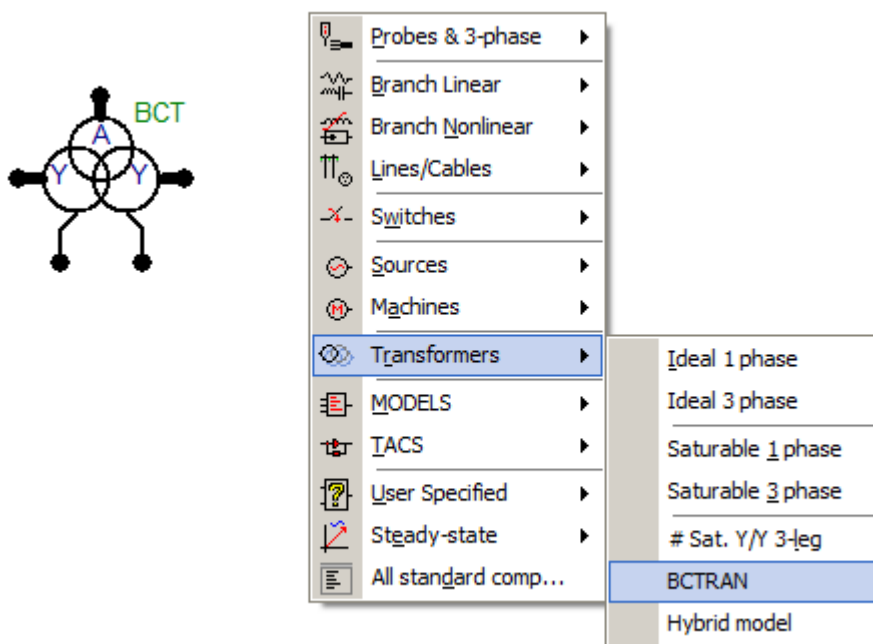


Figura 4.6– Modelo BCTRAN disponível no ATPDraw

#### 4.3.4 – Modelos Baseados no Princípio da Dualidade

Conforme mencionado anteriormente, muitas das limitações dos modelos de transformador apresentados anteriormente decorrem do fato de haver parâmetros que não têm uma relação direta com os componentes físicos do transformador.

Uma maneira de se aproximar os parâmetros do modelo dos componentes físicos é a aplicação do princípio da dualidade [22,27,28,29,30]. O princípio da dualidade estabelece a relação entre dois circuitos de naturezas distintas. No caso da modelagem de transformadores, este princípio é aplicado para relacionar o circuito magnético físico com o circuito elétrico do modelo.

Para a aplicação deste princípio são necessários basicamente três passos:

1. Primeiramente, deve-se desenhar a estrutura física do circuito magnético do transformador para que seja possível a identificação dos diversos fluxos magnéticos e dos diversos elementos de força magnetomotriz envolvidos.
2. Depois, deve-se representar o circuito magnético deste transformador.
3. Finalmente, através da aplicação do princípio da dualidade, o circuito magnético é convertido no seu dual elétrico.

Apenas para exemplificar, a figura 4.7 apresenta um exemplo de estrutura física de um transformador trifásico de dois enrolamentos de núcleo envolvido (três pernas). O circuito magnético referente a este transformador é apresentado na figura 4.8. Note-se que, como a figura 4.8 apresenta um circuito magnético, os seus elementos são relutâncias, e não resistências.

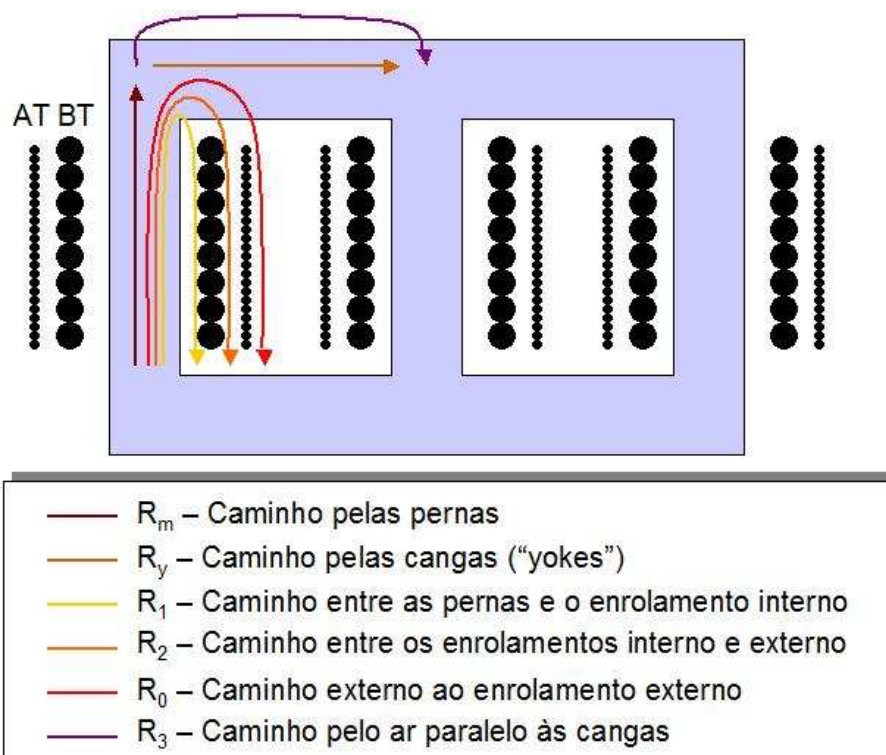


Figura 4.7– Representação da estrutura física de um transformador trifásico de dois enrolamentos com núcleo envolvido (três pernas)

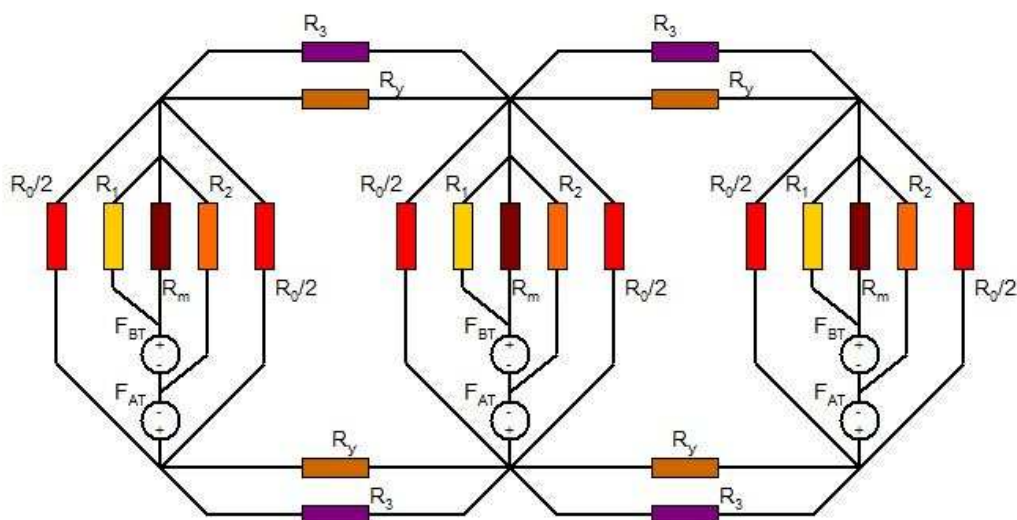


Figura 4.8 – Circuito magnético referente ao transformador cuja estrutura é apresentada na figura 4.7

A tabela 4.2 apresenta as transformações que devem ser feitas para se obter o circuito elétrico dual a partir de um circuito magnético [28].

Tabela 4.2 – Transformação Dual [28]

Circuito Magnético	Circuito Elétrico Dual
FMM - Força Magneto-motriz	Corrente elétrica
Relutância	Susceptância
Malhas	Nós
Nós	Malhas

A figura 4.9 apresenta o resultado da aplicação destas transformações no circuito magnético da figura 4.8. Note-se que as relutâncias relacionadas a caminhos que atravessam somente materiais ferromagnéticos, como o núcleo do transformador, dão origem a reatâncias (ou susceptâncias) não lineares. Por outro lado, as relutâncias relacionadas a caminhos que passam pelo ar dão origem a reatâncias (ou susceptâncias) lineares.

A figura 4.10 apresenta o modelo completo do transformador trifásico de dois enrolamentos com núcleo envolvido (três pernas). Este modelo foi obtido a partir do circuito da figura 4.9 acrescentando-se as resistências associadas às perdas nos enrolamentos e nos diferentes elementos do núcleo do transformador.

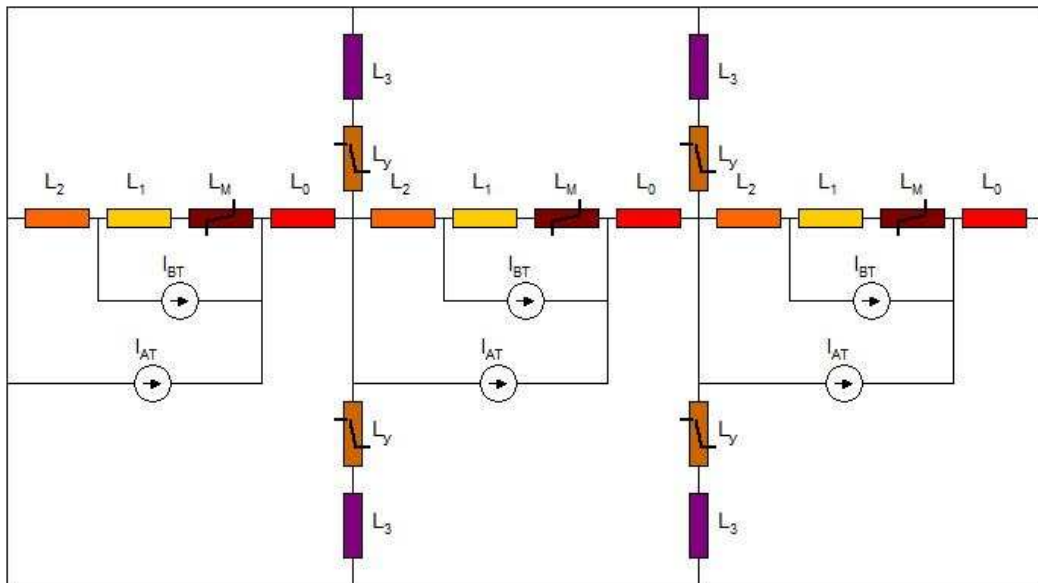


Figura 4.9 – Circuito elétrico dual referente ao circuito magnético apresentado na figura 4.8

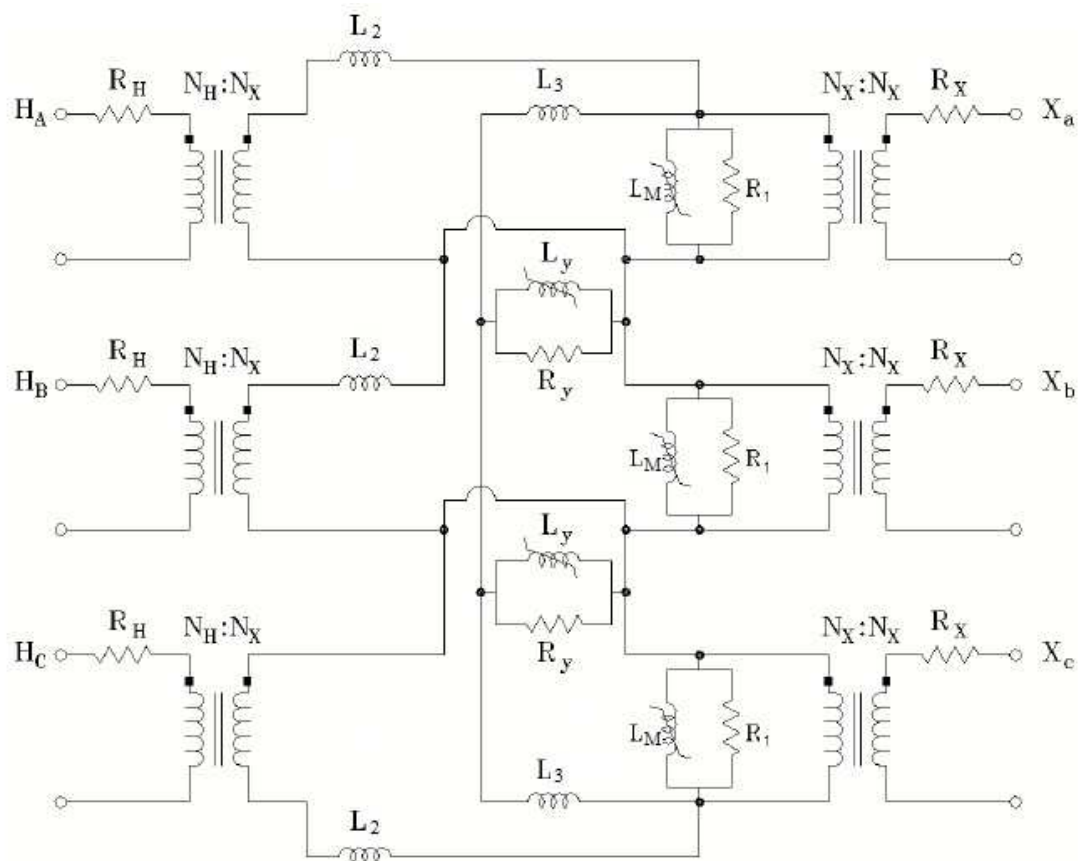


Figura 4.10 – Modelo dual completo de um transformador trifásico de dois enrolamentos com núcleo envolvido [28].

Pode-se verificar que a adoção do princípio da dualidade fornece uma maior riqueza de detalhes referentes ao núcleo do transformador.

#### 4.3.5 – O Modelo Híbrido do ATP (XFMR)

O ATPDraw possui um modelo baseado no princípio da dualidade, conhecido como modelo híbrido, ou XFMR [31]. A figura 4.11 apresenta as partes deste modelo.

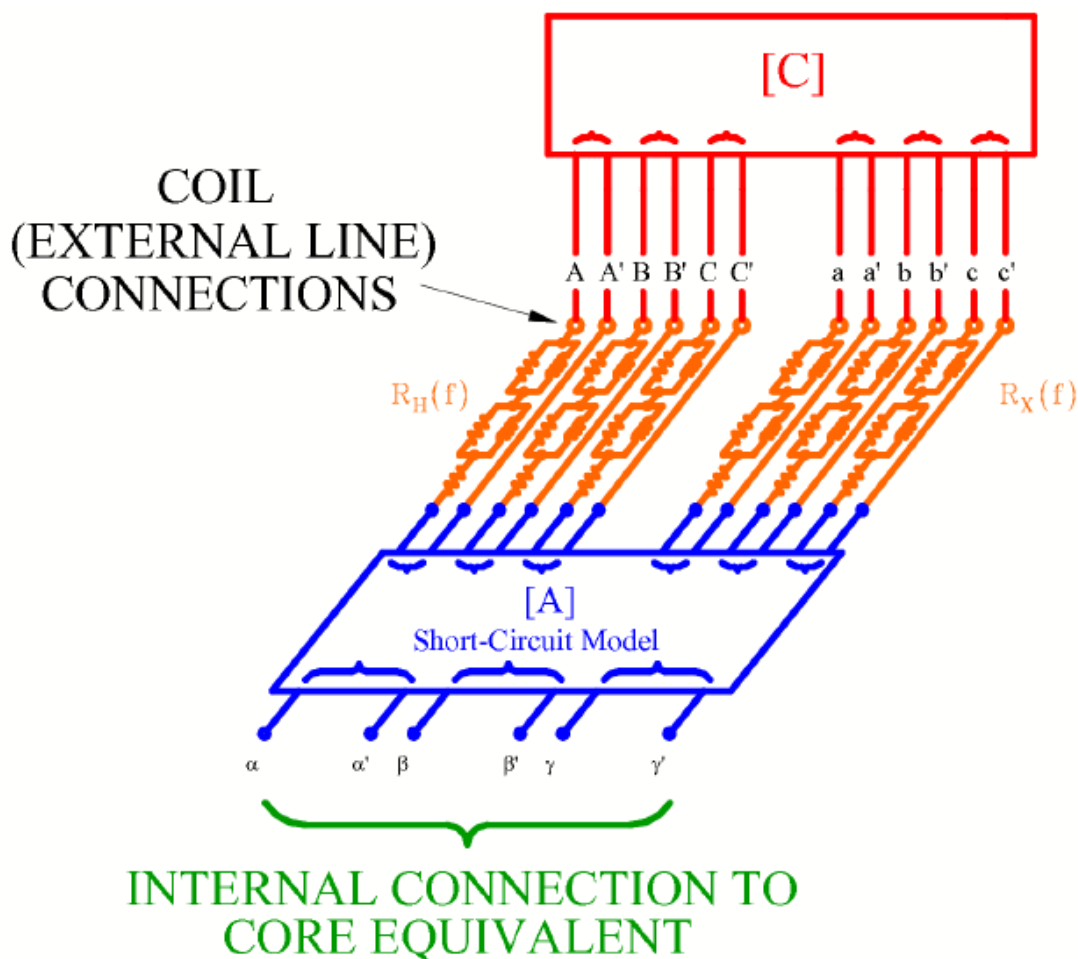


Figura 4.11 – Partes do modelo híbrido (XFMR) disponível no ATP [28].

Os parâmetros do modelo híbrido podem ser fornecidos à rotina XFMR ATPDraw de três maneiras distintas: por valores típicos, por dados de projeto e por valores de ensaio. Quando a opção “valores típicos” é selecionada, a rotina

XFMR calcula os parâmetros a partir de aproximações feitas em função das tensões dos enrolamentos e das potências respectivas. Quando a opção “dados de projeto” é selecionada, os mesmos parâmetros são calculados em função de valores de projeto, tais como as dimensões do núcleo e dos enrolamentos, tipo de material dentre outros. Quando a opção “valores de ensaio” é selecionada, estes parâmetros são obtidos a partir de dados de ensaios de curto-circuito e de circuito aberto.

O uso de valores típicos pode levar a aproximações muito grosseiras em alguns casos. Por outro lado, os dados de projeto estão disponíveis somente para os fabricantes. Para os usuários dos transformadores, como os profissionais das concessionárias de energia elétrica, a melhor maneira de se obter os parâmetros do modelo é por meio de valores de ensaio.

A figura 4.12 apresenta a relação entre a forma com que os parâmetros são calculados com a exatidão do modelo e a disponibilidade dos dados.

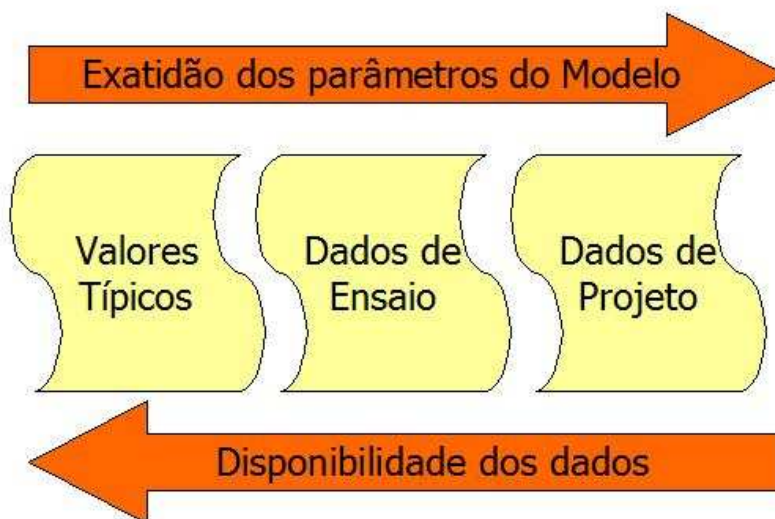


Figura 4.12 – Relação entre a forma com que os parâmetros são calculados com a exatidão do modelo e a disponibilidade dos dados

Conforme mencionado, o modelo XFMR é baseado no princípio da dualidade e as indutâncias obtidas são separadas entre as indutâncias referentes ao núcleo e as indutâncias referentes aos enrolamentos. As indutâncias referentes aos

enrolamentos são representadas por meio da matriz  $A$ , obtida de maneira semelhante à matriz do modelo BCTRAN, acrescentando-se um enrolamento  $(n+1)$  ao qual é conectado o modelo do núcleo nos terminais  $(\alpha-\alpha', \beta-\beta'$  e  $\gamma-\gamma')$ .

A matriz  $A$  possui somente a parte indutiva e é diagonal, conforme a equação 4.12. Em outras palavras, as reatâncias de acoplamento de sequência zero são consideradas iguais às reatâncias de acoplamento de sequência positiva. Isso também equivale a dizer que o acoplamento mútuo entre as fases é desprezado.

$$A = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C \end{matrix} \\ \begin{bmatrix} A_w & 0 & 0 \\ 0 & A_w & 0 \\ 0 & 0 & A_w \end{bmatrix} & \end{matrix} \quad (4.12)$$

Na equação 4.12,  $A_w$  é uma sub-matriz  $(ne + 1) \times (ne + 1)$ , onde  $ne$  é o número de enrolamentos. Para um transformador de três enrolamentos, a matriz  $A_w$  tem a seguinte forma:

$$A_w = \begin{matrix} & \begin{matrix} PR & SE & TE & CO \end{matrix} \\ \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} & \end{matrix} \quad (4.13)$$

As colunas PR, SE, TE e CO são referentes aos enrolamentos primário, secundário, terciário e do núcleo.

Como mencionado anteriormente, o modelo do núcleo é conectado ao enrolamento CO. Por se basear no princípio da dualidade, este modelo depende do tipo do núcleo e de sua geometria. O modelo implementado no ATPDraw possui quatro tipos de núcleos diferentes, apresentados nas figuras 4.13 a 4.16.

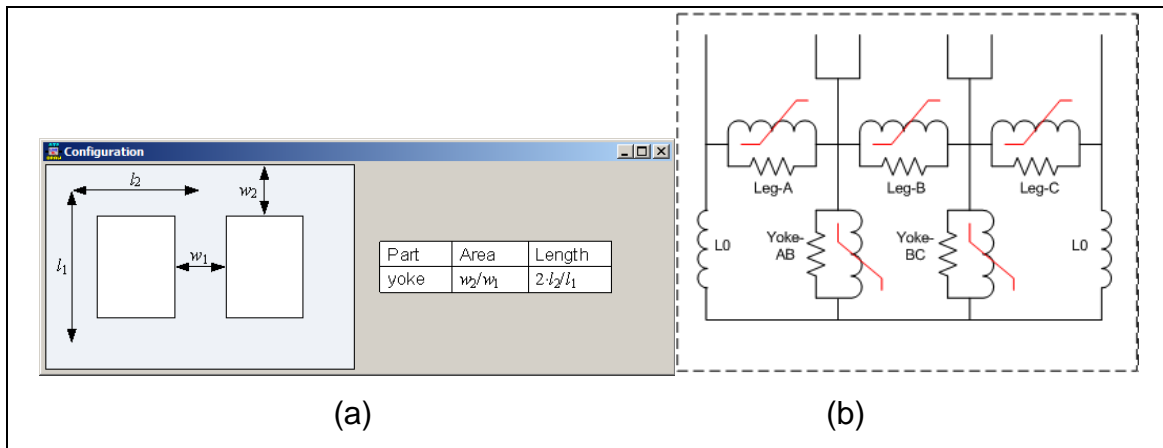


Figura 4.13 – Transformador de núcleo envolvido com três pernas: (a) corte transversal do núcleo e (b) representação utilizada no modelo XFMR do ATPDraw

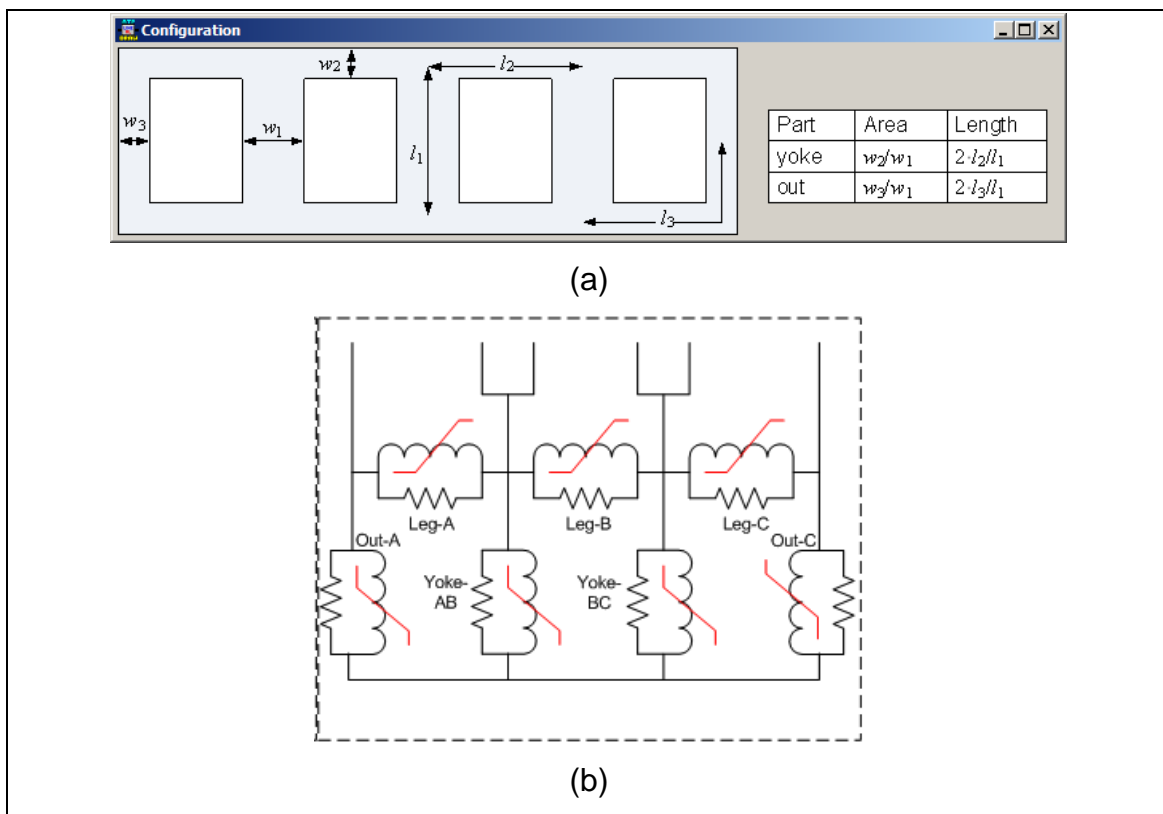


Figura 4.14 – Transformador de núcleo envolvido com cinco pernas: (a) corte transversal do núcleo e (b) representação utilizada no modelo XFMR do ATPDraw



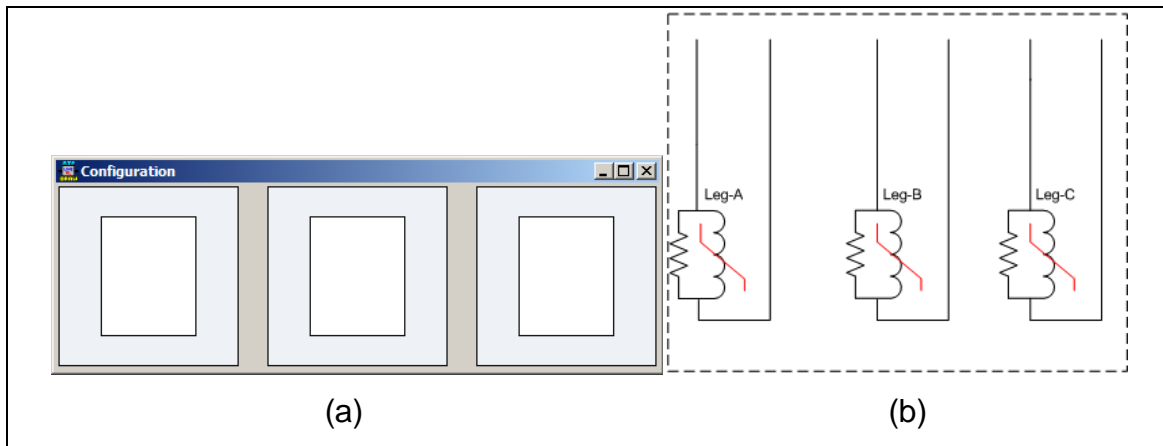


Figura 4.15 – Transformador de núcleo envolvido com núcleos independentes (triplex) pernas: (a) corte transversal do núcleo e (b) representação utilizada no modelo XFMR do ATPDraw

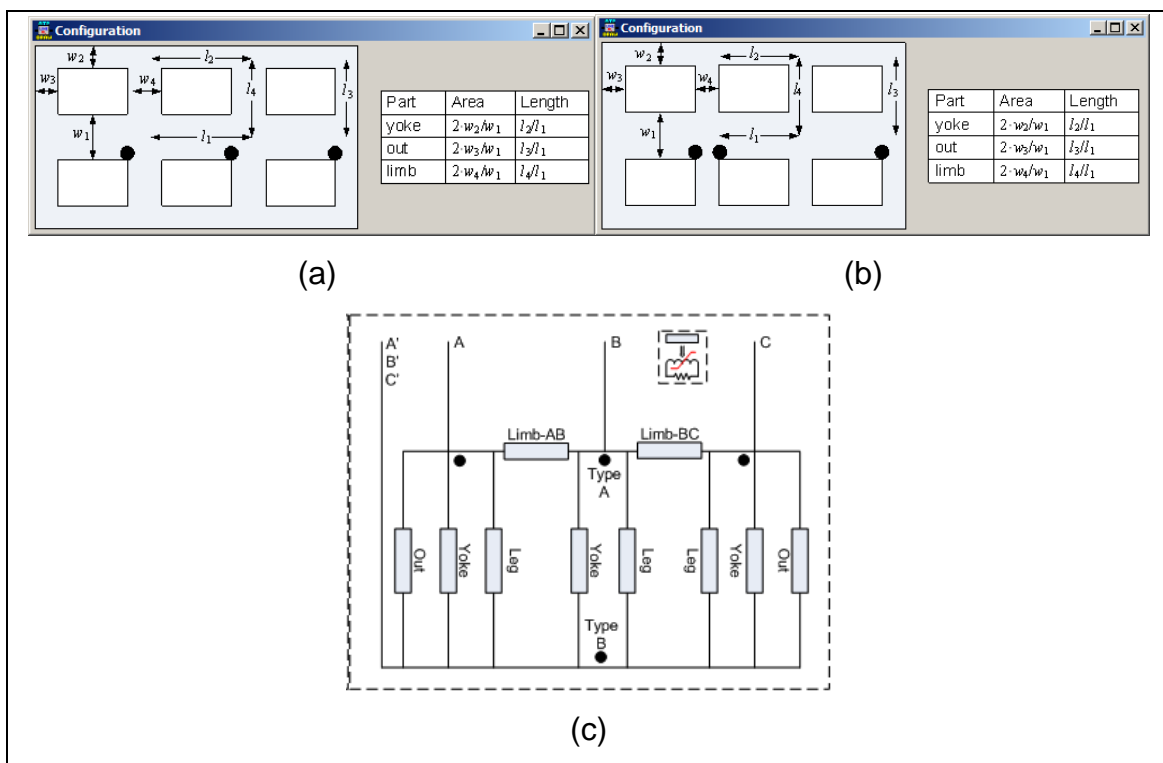


Figura 4.16 – Transformador de núcleo envolvente (*shell*): (a) corte transversal do núcleo do tipo A e (b) tipo B e (c) representação utilizada no modelo XFMR do ATPDraw

Geralmente, os ensaios de circuito aberto são realizados somente para tensões baixas, até 1,2 pu, para se evitar que os transformadores sofram danos permanentes. Por esta razão, a região de saturação da curva não é coberta

adequadamente pelo ensaio. Isso pode resultar em erros durante simulações de energização.

Para contornar este problema é necessário que se faça uma extrapolação da curva de saturação. O modelo híbrido do ATPDraw utiliza a equação de Forlich para fazer esta aproximação [28, 31, 32, 33]. A equação de Forlich original relaciona a densidade de fluxo magnético B com a intensidade de campo magnético H em um material ferromagnético conforme a equação 4.14.

$$B = \frac{H}{a_m + b_m \cdot |H|} \quad (4.14)$$

Como o enlace de fluxo  $\lambda$  é proporcional à densidade de campo magnético B e a corrente elétrica i é proporcional à intensidade de campo magnético H, a equação de Forlich pode ser reescrita como uma equação  $\lambda \times i$ , conforme a equação 4.15.

$$\lambda = \frac{i}{a + b \cdot |i|} \quad (4.15)$$

Pela equação 4.15 pode-se verificar que o termo “a” representa a inclinação da curva  $\lambda \times i$  quando i tende a 0 e o termo “b” corresponde ao inverso do enlace de fluxo que irá ocorrer quando i tende a infinito. Assim, podemos verificar que, por esta equação, haverá um enlace de fluxo máximo  $1/b$  que nunca poderá ser superado, o que não ocorre na realidade.

Os autores do modelo híbrido fizeram ainda duas modificações na equação de Forlich original, apresentadas na equação 4.16 [28, 31, 32, 33].

$$\lambda = \frac{i}{a + b \cdot |i| + c \cdot \sqrt{i}} + L_\infty \cdot i \quad (4.16)$$

O parâmetro  $c$  visa a melhorar o comportamento da equação na região do joelho da curva  $\lambda \times i$ . O parâmetro  $L_\infty$  visa a solucionar o problema da existência de um enlace de fluxo máximo apresentado anteriormente. O parâmetro  $L_\infty$  pode ser obtido a partir do parâmetro  $a$ , conforme a equação 4.17

$$L_\infty = \mu_0 \cdot \frac{a_m}{a} \quad (4.17)$$

onde parâmetro  $\mu_0$  corresponde à permeabilidade magnética do vácuo. O parâmetro  $a_m$  depende de dados de projeto do núcleo do transformador. Se este valor não for conhecido, ele pode ser aproximado em 6 [33]. Com isso a equação 4.17 fica da seguinte forma:

$$L_\infty = 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6}{a} \quad (4.18)$$

Logo, para a aplicação da equação de Forlich nesta sua versão modificada, três parâmetros devem ser determinados:  $a$ ,  $b$  e  $c$ . Isso só é possível quando o resultado do ensaio de circuito aberto apresenta pelo menos 3 pontos. Os autores do modelo híbrido propuseram a solução deste problema a partir da minimização do erro quadrático das correntes aplicando o método de otimização BFGS, que é um método baseado no cálculo do gradiente [33]. A função objetivo, então, fica da seguinte forma:

$$F(a, b, c) = \sum_{V=V_i}^{V_k} \left( 1 - \frac{i_{rms,calc}(a, b, c, V)}{i_{rms,med}(V)} \right) \quad (4.19)$$

Onde:

- $K$  é o número de pontos de ensaio;

- $i_{rms,calc}(a,b,c,V)$  é a corrente calculada em cada ponto a partir dos parâmetros  $a$ ,  $b$  e  $c$  e da tensão  $V$ ;
- $i_{rms,med}(V)$  é a corrente medida em cada ponto.

Para a aplicação deste método, frequentemente as correntes devem ser calculadas a partir do enlace de fluxo. Como pode ser verificado, a inversão analítica da equação 4.16 não é simples. Por esta razão, os autores do modelo propuseram o uso do método de Newton para se realizar este cálculo.

Para o caso dos transformadores de núcleo envolvido, seja de três ou de cinco pernas, há ainda uma complexidade. Para o cálculo das correntes que fluem para o enrolamento fictício do núcleo, o enlace de fluxo referente à tensão no nó onde se encontram as reatâncias das cangas (*yokes*) e das pernas externas (*outer legs*) deve ser calculado. Na rotina XFMR do ATPDraw isso é feito utilizando um método iterativo conhecido como Método da Seção Áurea. Para o cálculo da corrente em valores eficazes usa-se 1 ciclo completo amostrado em 80 pontos.

Como pode ser verificado, o consumo computacional desta técnica é razoavelmente elevado. Isso complica a reprodução deste método em softwares de programação matemática de alto nível, como o MATLAB e o Scilab.

Uma vez obtidos os parâmetros “ $a$ ”, “ $b$ ” e “ $c$ ”, a curva de saturação pode ser calculada para quantos pontos forem desejados. Quanto maior o número de pontos, mais bem coberta fica a região de saturação e mais exatos ficam os resultados obtidos para as simulações de energização.

Esta curva de saturação pode ser modelada por meio de três elementos distintos disponíveis no ATP:

- Elemento 98 (*Pseudo-nonlinear*) – Este elemento utiliza a técnica de linearização por partes [11,34] e sua curva  $\lambda \times i$  sempre inclui o ponto (0,0), sendo simétrica em relação a origem.
- Elemento 93 (*True Nonlinear*) – Este elemento utiliza o método da compensação [11,34] e a sua curva  $\lambda \times i$  sempre inclui o ponto (0,0), sendo simétrica em relação a origem. Em alguns casos, a adoção deste elemento pode levar à ocorrência de problemas numéricos.
- Elemento 96 (*Hysteresis*) – Este elemento também utiliza a técnica de linearização por partes [11,34], mas sua curva  $\lambda \times i$  não inclui o ponto (0,0), podendo ser assimétrica em relação à origem. Isso permite a consideração do efeito da histerese. Neste caso, metade da potência de perdas é atribuída arbitrariamente à histerese e um deslocamento  $W/2$  em relação à origem é aplicado a todos os pontos da curva, com exceção dos dois últimos [33]. Este deslocamento é calculado em função da potência  $P_H$  atribuída à histerese, da frequência fundamental  $f$  e do valor do enlace de fluxo  $\lambda_{np-1}$  no penúltimo e  $\lambda_{np-2}$  no antepenúltimo ponto da curva de saturação, conforme a equação 4.20 [33]. Em alguns casos, a adoção deste elemento também pode levar à ocorrência de problemas numéricos.

$$W = \frac{P_H}{f \cdot (\lambda_{np-1} - \lambda_{np-2})} \quad (4.20)$$

As resistências do modelo do núcleo representam as perdas no ferro e são calculadas em função da potência de perdas, apurada no ensaio de circuito aberto, das dimensões relativas dos diversos componentes do núcleo e do tipo de núcleo. As equações 4.21 apresentam a distribuição da potência de perdas pelos componentes do núcleo para cada tipo de transformador [33]:

$$\begin{aligned} P_{Ferro-3\text{ pernas}} &= 3 \cdot P_{Ferro-leg} + 2 \cdot P_{Ferro-yoke} \\ P_{Ferro-5\text{ pernas}} &= 3 \cdot P_{Ferro-leg} + 2 \cdot P_{Ferro-yoke} + 2 \cdot P_{Ferro-outer} \\ P_{Ferro-triplex} &= 3 \cdot P_{Ferro-leg} \\ P_{Ferro-shell} &= 3 \cdot P_{Ferro-leg} + 3 \cdot P_{Ferro-yoke} + 2 \cdot P_{Ferro-outer} + 2 \cdot P_{Ferro-limb} \end{aligned} \quad (4.21)$$

Onde:

- $P_{Ferro-3\text{pernas}}$ ,  $P_{Ferro-5\text{pernas}}$ ,  $P_{Ferro-triplex}$  e  $P_{Ferro-shell}$  são as potências de perdas totais apurada por ensaios de circuito aberto em um transformador de núcleos independentes, de núcleo envolvido com 3 pernas, de núcleo envolvido com 5 pernas e de núcleo envolvente, semelhantes aos apresentados nas figuras 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16, respectivamente;
- $P_{Ferro-leg}$ ,  $P_{Ferro-yoke}$ ,  $P_{Ferro-outer}$ ,  $P_{Ferro-limb}$  são as potências de perdas de cada componente do núcleo: pernas (*legs*), cangas (*yoke*), pernas externas (*outer legs*) e bordas (*limbs*).

A potência de perdas em cada componente do núcleo é proporcional ao volume e ao quadrado da tensão. Logo, todas as potências podem ser atribuídas em função da potência das pernas, conforme a equação 4.22.

$$P_{Ferro-r} = P_{Ferro-leg} \cdot w_r \cdot l_r \cdot V_r^2 = P_{Ferro-leg} \cdot v_r \cdot V_r^2 \quad (4.22)$$

Onde  $P_{Ferro-r}$  é a potência de perdas do componente r e  $w_r$ ,  $l_r$ ,  $v_r$  e  $V_r$  são, respectivamente, a área da seção transversal, o comprimento, o volume e a tensão deste componente r em relação às pernas.

Substituindo a equação 4.22 nas equações 4.21, obtêm-se as potências de perdas nas pernas. Uma vez obtido estes valores, todas as resistências podem ser calculadas conforme a equação 4.23.

$$R_r = \frac{V_r^2}{P_{Ferro-leg} \cdot v_r} \quad (4.23)$$

As resistências dos enrolamentos são os únicos parâmetros do modelo híbrido que podem levar em consideração a variação com a frequência, decorrente do efeito pelicular. Para tal, a resistência dos enrolamentos é substituída por um circuito de Foster de segunda ordem, conforme a figura 4.17 [32].

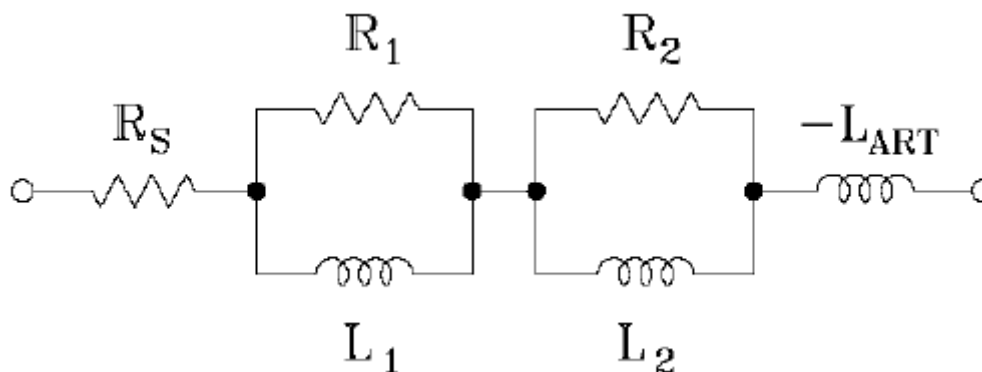


Figura 4.17 – Circuito de Foster de segunda ordem utilizado pelo modelo híbrido para representar a variação das resistências dos enrolamentos[32]

Pode-se verificar que a resistência equivalente do circuito da figura 4.17 é dada pela expressão:

$$R(\omega) = R_S + \frac{R_1 \cdot \omega^2 \cdot L_1^2}{R_1^2 + \omega^2 \cdot L_1^2} + \frac{R_2 \cdot \omega^2 \cdot L_2^2}{R_2^2 + \omega^2 \cdot L_2^2} \quad (4.24)$$

$R_S$  é a resistência do enrolamento em corrente contínua. Os valores de  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $L_1$  e  $L_2$  são calculados aplicando uma rotina de regressão à curva da resposta em frequência esperada. A indutância negativa  $-L_{ART}$  tem por objetivo eliminar a componente reativa do circuito para que a sua natureza resistiva não seja alterada.

#### 4.3.6 – O Modelo Adotado Neste Trabalho

O modelo que será utilizado nas simulações deste trabalho será similar ao modelo híbrido do ATP com algumas simplificações, que serão apresentadas a seguir.

Como um dos objetivos deste trabalho é apresentar uma ferramenta que possa ser utilizada pelo pessoal da área de estudos de proteção, o modelo do transformador deve ser feito de maneira a contemplar somente os dados disponíveis a estes profissionais, sem que haja, naturalmente, prejuízo em

relação aos resultados obtidos. De uma maneira geral, a equipe de proteção tem acesso somente aos dados de ensaios de curto-circuito e circuito aberto, realizados na frequência fundamental (60 Hz). Assim, não seria possível obter as capacitâncias, que foram desprezadas por esta razão. Como os fenômenos estudados neste trabalho são de natureza lenta, esta simplificação não deverá influenciar os resultados de maneira significativa.

A variação das resistências dos enrolamentos com a frequência também foi desprezada porque, para sintonizar o circuito equivalente de Foster adequadamente, também seriam necessários ensaios em diferentes frequências.

Cada fase do núcleo foi modelada de maneira independente, como se tratasse de um banco de transformadores monofásicos. A curva de saturação foi extrapolada a partir da regressão da equação de Forlich com três termos, usando a minimização do erro quadrático do inverso do enlace de fluxo. Desprezando o termo  $L_{\infty}$  na equação 4.16, o inverso do enlace de fluxo é dado pela equação 4.25.

$$\frac{1}{\lambda} = \frac{a + b \cdot |i| + c \cdot \sqrt{i}}{i} = a \cdot i^{-1} + b + c \cdot i^{-1/2} \quad (4.25)$$

Para um determinado conjunto de n pontos  $(\lambda, i)$  dados, tem-se o sistema linear apresentado na equação 4.26.

$$\begin{bmatrix} \lambda_1^{-1} \\ \lambda_2^{-1} \\ \vdots \\ \lambda_n^{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_1^{-1} & 1 & i_1^{-1/2} \\ i_2^{-1} & 1 & i_2^{-1/2} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ i_n^{-1} & 1 & i_n^{-1/2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \Rightarrow \bar{y} = \tilde{X} \cdot \bar{\theta} \quad (4.26)$$

Onde  $\bar{y}$  é o vetor de amostras,  $\tilde{X}$  é a matriz de regressores e  $\bar{\theta}$  é o vetor de coeficientes a serem estimados. Para  $n > 3$  este sistema se torna



sobredeterminado e a sua solução pode ser obtida pelo método da pseudoinversa [10,35] que será apresentado a seguir.

Multiplicando-se à esquerda, ambos os lados da equação 4.26 pela transposta da matriz de regressores obtém-se a equação 4.27.

$$\tilde{X}^T \cdot \bar{y} = \tilde{X}^T \cdot \tilde{X} \cdot \bar{\theta} \quad (4.27)$$

Como o produto da matriz de regressores pela sua transposta resulta em uma matriz quadrada, ele possui inversa. Assim, o vetor de coeficientes pode ser obtido por meio da equação 4.28.

$$\bar{\theta} = \left[ (\tilde{X}^T \cdot \tilde{X})^{-1} \cdot \tilde{X}^T \right] \cdot \bar{y} = \tilde{P} \cdot \bar{y} \quad (4.28)$$

A matriz  $\tilde{P}$  é conhecida como a pseudoinversa da matriz de regressores  $\tilde{X}$ . O método da pseudoinversa equivale à formulação matricial do método dos mínimos quadrados [35].

No modelo utilizado neste trabalho, foi utilizada ainda uma ponderação por meio de uma matriz de pesos. Este procedimento foi utilizado para atribuir uma maior relevância para as amostras da região de saturação, que é a parte da curva mais importante para as simulações de energização. Esta matriz de pesos é uma matriz diagonal e é apresentada equação 4.29.

$$\tilde{W} = \begin{bmatrix} w_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & w_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & w_n \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Neste trabalho, os pesos utilizados na matriz da equação 4.29 foram dados pela equação 4.30:

$$w_k = e^{-N \cdot (n-k)} \quad (4.30)$$

Onde N é um fator ajustável e k é a quantidade de pontos da curva de saturação fornecida pelo usuário. Um resultado satisfatório foi obtido para N = 0,4.

Para tal, o vetor de amostras foi ordenado de maneira a iniciar com o ponto mais próximo da origem. Com a aplicação da matriz de pesos, a pseudoinversa é dada pela equação 4.31.

$$\tilde{P} = \left[ \left( \tilde{X}^T \cdot \tilde{W} \cdot \tilde{X} \right)^{-1} \cdot \tilde{X}^T \cdot \tilde{W} \right] \quad (4.31)$$

Uma vez obtidos os parâmetros, a curva de saturação foi montada utilizando-se 8 pontos. A escolha dos pontos é arbitrária. Neste trabalho, foram utilizados os pontos cujas correntes são dada pela equação 4.32.

$$i_k = i_{nom} \cdot 2^k \quad (4.32)$$

Os valores de k utilizados foram -3, -2, -1, 0, 1, 2, 3 e 4.

Para a obtenção da curva de saturação com histerese, foi utilizada a rotina *Hysteresis* do ATP.

Embora, de acordo com a literatura, esta simplificação da representação do núcleo de maneira independente não seja recomendada [36], as correntes obtidas nas simulações de energizações deste trabalho foram coerentes com as correntes encontradas em oscilografias de energizações reais. A figura 4.18 apresenta uma oscilografia de uma energização de um transformador trifásico de três enrolamentos de 41 MVA 138 / 34,5 / 13,8 kV Ygyg0d1 de núcleo envolvente a três pernas, instalado em uma subestação do sistema da COPEL Distribuição.

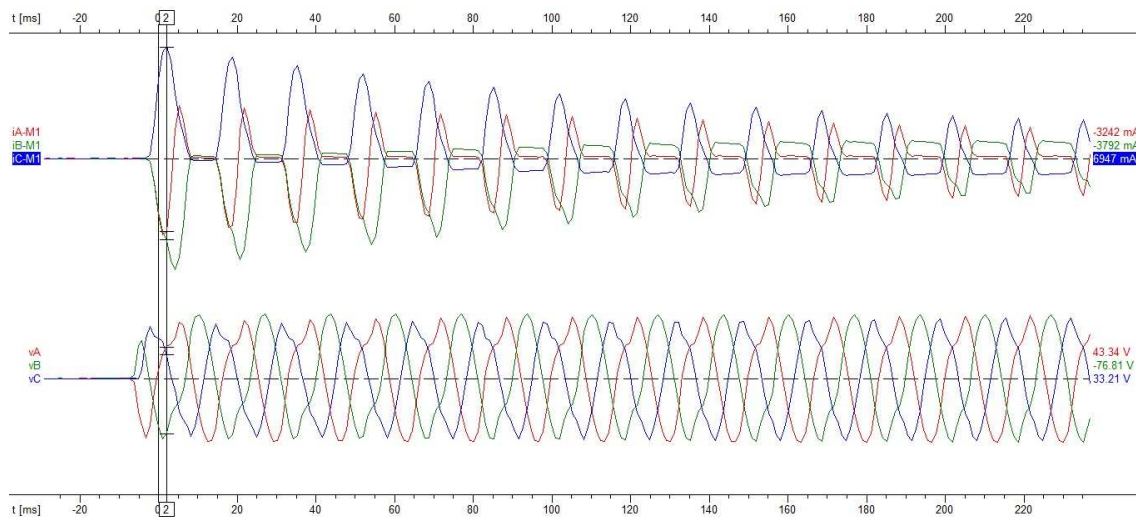


Figura 4.18 – Oscilografia de uma energização real do transformador TF-1 da SE Assai 138kv

A figura 4.19, por sua vez, apresenta uma oscilografia gerada a partir de uma das simulações deste trabalho, utilizando os parâmetros do transformador da oscilografia da figura 4.18.

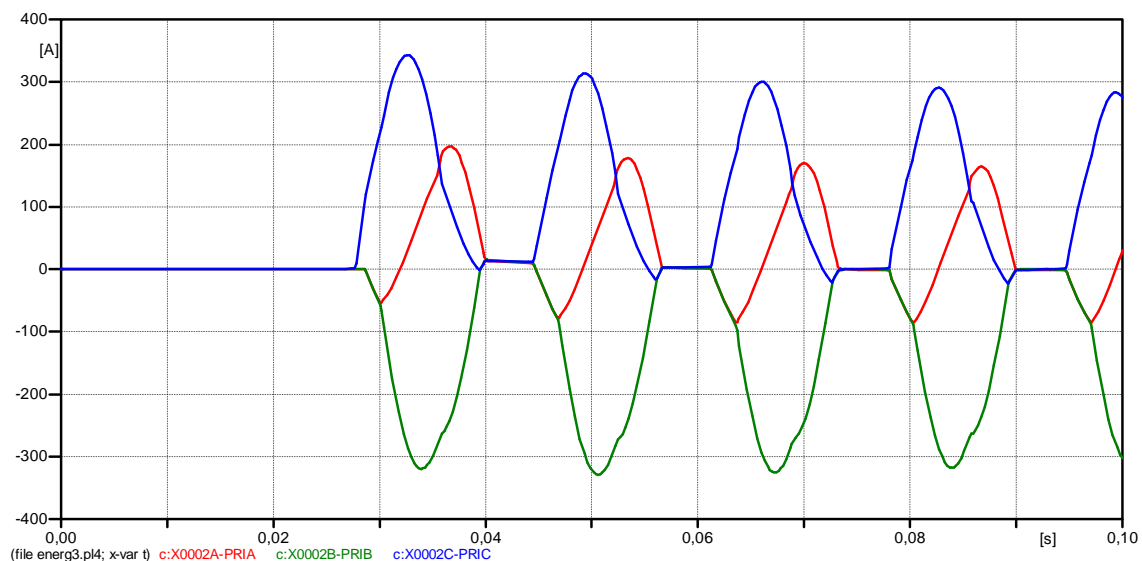


Figura 4.19 – Oscilografia obtida a partir de uma simulação de energização do transformador da SE Assai 138kv modelado conforme proposto neste trabalho

Não é possível simular exatamente a mesma situação da oscilografia da figura 4.18 devido à dificuldade de se determinar os instantes exatos de fechamento dos polos do disjuntor e o fluxo residual que havia em cada perna do transformador antes da energização. Mesmo assim, pode-se verificar que as

formas de onda das correntes das figuras 4.18 e 4.19 são bastante semelhantes.

Além disso, a relação de transformação dos transformadores de corrente utilizados no enrolamento primário do transformador é de 300:5. O pico de corrente obtido na corrente da fase A da oscilografia da figura 4.18 é de 6,947 A secundários, o que equivale a 416 A, portanto, da mesma ordem de grandeza do valor encontrado na simulação da figura 4.19.

Outra diferença entre o modelo implementado neste trabalho e o modelo híbrido do ATP está na matriz de acoplamento [A] utilizada. Conforme mencionado anteriormente, o modelo híbrido utiliza somente uma matriz simplificada na qual o acoplamento mútuo entre as fases é desprezado. Embora a literatura diga que esta aproximação não introduz grandes erros [37] ela produziu erros consideráveis para as simulações de curtos-circuitos envolvendo a terra realizadas neste trabalho. Por esta razão, no modelo escolhido, foi utilizada a matriz cheia, cuja forma de determinação dos parâmetros foi apresentada anteriormente.

Para chegar a esta constatação, foram simulados oito casos de curto-circuito no mesmo transformador utilizado nas simulações de energização. Os curtos-circuitos simulados estão apresentados na figura 4.20.

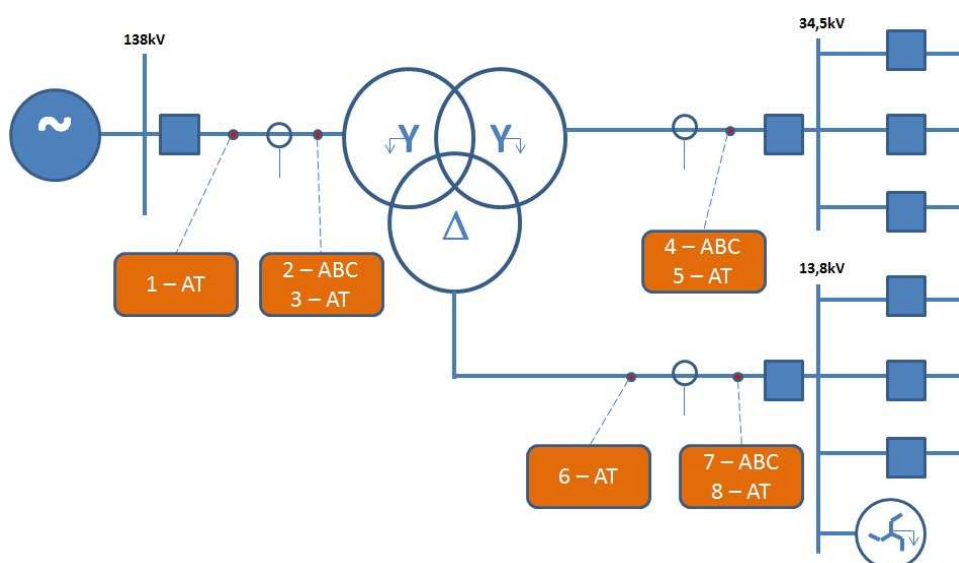


Figura 4.20 – Curtos-circuitos simulados para análise do validação do modelo

As tabelas 4.3 a 4.10 apresentam os valores das correntes obtidos para cada um destes curtos-circuitos de três maneiras distintas: usando o programa de cálculo de curtos-circuitos ANAFAS, usando o ATP com o modelo de matriz simplificada e com o modelo de matriz cheia.

Tabela 4.3 – Contribuições de corrente obtidas para o curto-circuito 1 da figura 4.20

1 - Curto-circuito AT no primário (Externo)						
TC do enrolamento	Fase	ANAFAS	ATP (A simplificada)		ATP (A cheia)	
		Corrente (A)	Corrente (A)	Erro( %)	Corrente (A)	Erro( %)
Primário	A	679,1	420,6	38,07	678,6	0,07
	B	679,1	420,6	38,07	678,5	0,09
	C	679,1	421,5	37,93	679,0	0,01

Tabela 4.4 – Contribuições de corrente obtidas para o curto-circuito 2 da figura 4.20

2 - Curto-circuito ABC no primário (Interno)						
TC do enrolamento	Fase	ANAFAS	ATP (A simplificada)		ATP (A cheia)	
		Corrente (A)	Corrente (A)	Erro( %)	Corrente (A)	Erro( %)
Primário	A	4318,1	4317,4	0,02	4317,4	0,02
	B	4318,1	4317,4	0,02	4317,4	0,02
	C	4318,1	4317,5	0,01	4317,5	0,01

Tabela 4.5 – Contribuições de corrente obtidas para o curto-circuito 3 da figura 4.20

3 - Curto-circuito AT no primário (Interno)						
TC do enrolamento	Fase	ANAFAS	ATP (A simplificada)		ATP (A cheia)	
		Corrente (A)	Corrente (A)	Erro( %)	Corrente (A)	Erro( %)
Primário	A	3446.5	3289.2	4.56	3445.7	0.02
	B	679.1	409.5	39.70	678.6	0.08
	C	679.1	410.3	39.58	678.6	0.08

Tabela 4.6 – Contribuições de corrente obtidas para o curto-circuito 4 da figura 4.20

4 - Curto-circuito ABC no secundário (Externo)						
TC do enrolamento	Fase	ANAFAS	ATP (A simplificada)		ATP (A cheia)	
		Corrente (A)	Corrente (A)	Erro( %)	Corrente (A)	Erro( %)
Primário	A	1238,0	1237,9	0,01	1237,9	0,01
	B	1238,0	1237,7	0,02	1237,7	0,02
	C	1238,0	1237,9	0,01	1237,9	0,01
Secundário	A	4952,0	4951,4	0,01	4951,4	0,01
	B	4952,0	4951,0	0,02	4951,0	0,02
	C	4952,0	4951,7	0,01	4951,7	0,01

Tabela 4.7 – Contribuições de corrente obtidas para o curto-circuito 5 da figura 4.20

5 - Curto-circuito AT no secundário (Externo)						
TC do enrolamento	Fase	ANAFAS	ATP (A simplificada)		ATP (A cheia)	
		Corrente (A)	Corrente (A)	Erro( %)	Corrente (A)	Erro( %)
Primário	A	1236,9	1214,7	1,79	1236,7	0,02
	B	444,9	393,8	11,49	444,4	0,11
	C	444,9	394,7	11,28	445,3	0,09
Secundário	A	6726,0	6433,5	4,35	6724,2	0,03
	B	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00
	C	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00

Tabela 4.8 – Contribuições de corrente obtidas para o curto-circuito 6 da figura 4.20

6 - Curto-circuito AT no terciário (Interno)						
TC do enrolamento	Fase	ANAFAS	ATP (A simplificada)		ATP (A cheia)	
		Corrente (A)	Corrente (A)	Erro( %)	Corrente (A)	Erro( %)
Primário	A	156,6	156,4	0,13	156,4	0,13
	B	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00
	C	156,6	156,9	0,19	156,9	0,19
Terciário	A	903,9	903,2	0,08	903,2	0,08
	B	903,9	902,9	0,11	902,9	0,11
	C	903,9	904,0	0,01	904,0	0,01

Tabela 4.9 – Contribuições de corrente obtidas para o curto-circuito 7 da figura 4.20

7 - Curto-circuito ABC no terciário (Externo)						
TC do enrolamento	Fase	ANAFAS	ATP (A simplificada)		ATP (A cheia)	
		Corrente (A)	Corrente (A)	Erro( %)	Corrente (A)	Erro( %)
Primário	A	783,6	783,5	0,01	783,5	0,01
	B	783,6	783,4	0,03	783,4	0,03
	C	783,6	783,5	0,01	783,5	0,01
Terciário	A	7835,8	7833,3	0,03	7833,3	0,03
	B	7835,8	7831,9	0,05	7831,9	0,05
	C	7835,8	7833,3	0,03	7833,3	0,03

Tabela 4.10 – Contribuições de corrente obtidas para o curto-circuito 8 da figura 4.20

8 - Curto-circuito AT no terciário (Externo)						
TC do enrolamento	Fase	ANAFAS	ATP (A simplificada)		ATP (A cheia)	
		Corrente (A)	Corrente (A)	Erro( %)	Corrente (A)	Erro( %)
Primário	A	156,6	156,4	0,13	156,4	0,13
	B	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00
	C	156,6	156,9	0,19	156,9	0,19
Terciário	A	1807,7	1807,1	0,03	1807,1	0,03
	B	903,9	903,0	0,10	903,0	0,10
	C	903,9	904,2	0,03	904,2	0,03

Pelos valores apresentados nas tabelas 4.3 a 4.10 pode-se verificar que o uso da matriz simplificada produz erros significativos (de até 39,7%) nas correntes obtidas para os curtos-circuitos monofásicos, em que há grande presença de grandezas de sequência zero. Por esta razão, no modelo utilizado neste trabalho foi utilizada a matriz de dispersão [A] cheia.

Para a modelagem de faltas internas ao transformador (entre os enrolamentos e a carcaça) foi feita uma separação do enrolamento faltoso em dois novos enrolamentos por fase, gerando uma matriz [A] expandida com três novas linhas e colunas. A divisão do enrolamento faltoso foi feita levando-se em conta somente a relação entre o número de espiras da seção sob falta e o número total de espiras do enrolamento. Embora a exatidão do modelo gerado a partir deste procedimento seja questionável, esta é a única metodologia encontrada na literatura que usa somente dados de ensaio [38]. É importante ressaltar que este procedimento não compromete os resultados para a aplicação específica

neste trabalho. Para que este modelo pudesse ser aprimorado, seriam necessários dados referentes à geometria dos enrolamentos. Geralmente, estes dados não são disponibilizados pelos fabricantes.

#### 4.4 – Relé Diferencial

Após simulados os eventos no ATP, as correntes obtidas foram lidas por uma função desenvolvida no programa Scilab, na qual foi implementado um modelo de um relé diferencial digital de transformadores baseado no relé SEL-387E fabricado pela *Schweitzer Engineering Laboratories*. A figura 4.21 apresenta um fluxograma com a sequência de operações feitas nesta função.



Figura 4.21 – Sequência de operações executadas na função que modela o comportamento do relés diferencial de transformador

A primeira etapa da modelagem do relé consiste na interpolação dos sinais de entrada. Para que se tenha uma boa resolução durante as simulações do ATP foi utilizado um passo de integração de 100  $\mu$ s. Isso equivale a aproximadamente 166 pontos por ciclo. Entretanto, o relé SEL-387E executa a sua rotina de estimação fasorial a 64 pontos por ciclo [16]. Por esta razão, antes de se iniciar o processo de emulação do comportamento do relé é necessário fazer uma interpolação para reduzir a taxa de amostragem para o valor adequado.

Pelo Teorema da Amostragem de Nyquist, para que um sinal possa ser reconstituído adequadamente após ter sido amostrado, a frequência de amostragem deve ser pelo menos duas vezes maior do que a maior frequência



das componentes deste sinal [39]. Caso contrário, ocorre um fenômeno conhecido como *aliasing*. Para evitar que este fenômeno prejudique o desempenho dos relés digitais, os sinais de corrente são submetidos a um filtro passa-baixas analógico antes de serem amostrados.

Por esta razão, a segunda etapa consiste em uma filtragem passa-baixas. No modelo utilizado neste trabalho foi utilizado um filtro de Butterworth de terceira ordem com uma frequência de corte de 300 Hz. A figura 4.22 apresenta a resposta em frequência deste filtro.

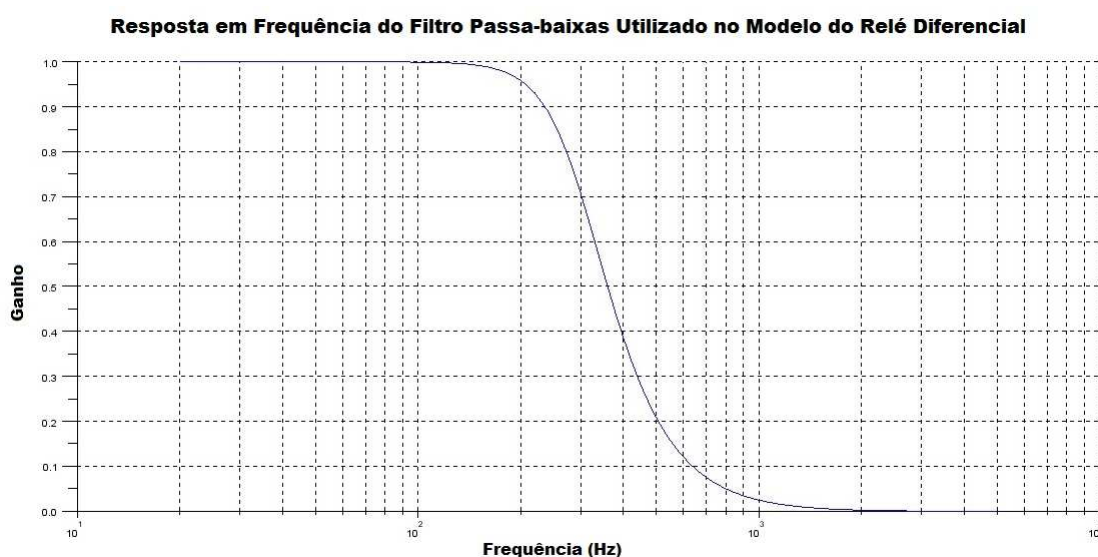


Figura 4.22 – Resposta em frequência do filtro passa-baixas

Posteriormente foi feita a estimação dos fasores fundamentais, de segunda e de quarta harmônica, necessários para o processamento do algoritmo do relé digital. Assim como no relé SEL-387E, para esta finalidade foi utilizado um filtro cosseno de um ciclo com 64 pontos por ciclo.

O filtro cosseno é um caso particular do filtro de Fourier, que se baseia nas funções ortogonais seno e cosseno. Para a sua aplicação, inicialmente deve-se definir o número de amostras que irá compor a janela móvel, como no exemplo da figura 4.23 [40].

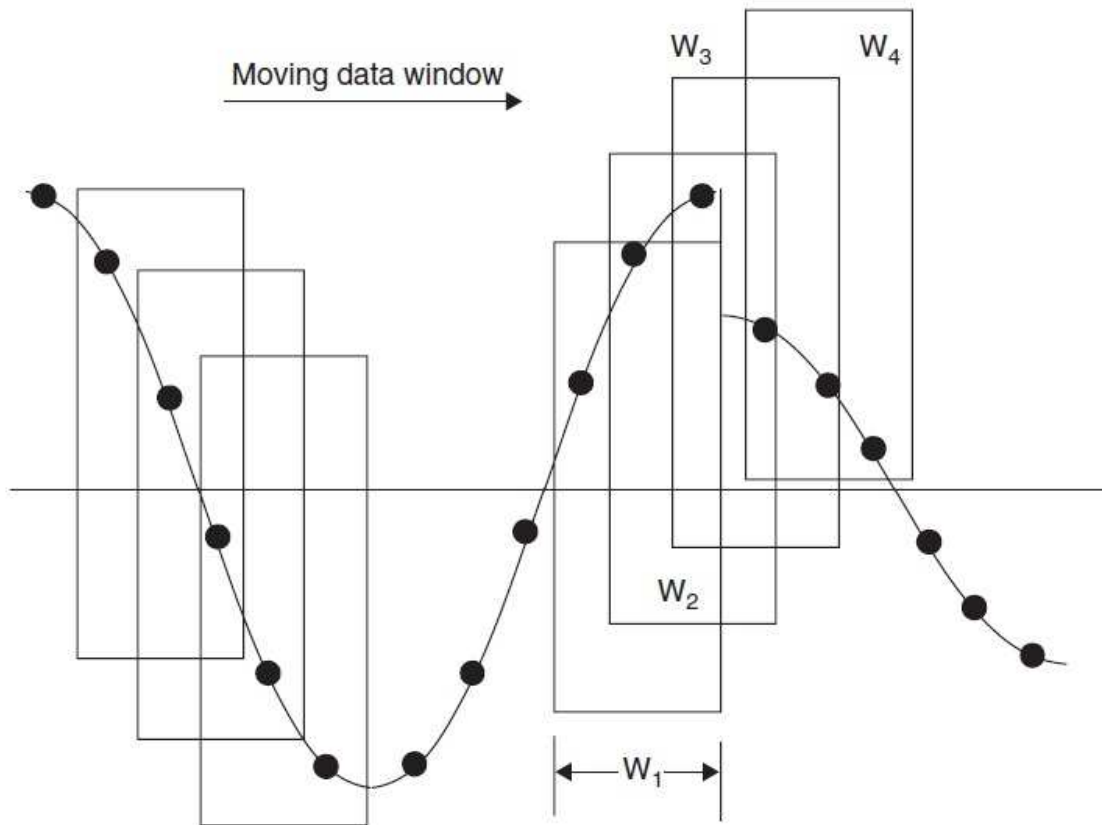


Figura 4.23 – Exemplo de janela móvel com 3 pontos [40]

Conforme mencionado anteriormente, o filtro adotado neste trabalho utiliza uma janela móvel de um ciclo com 64 amostras por ciclo. A partir daí, no filtro de Fourier o fasor correspondente a cada amostra  $X_a + j X_b$  é obtido conforme o apresentado na equação 4.33.

$$\begin{cases} X_a = \frac{2}{N_a} \cdot \sum_{n=0}^{N_a-1} y_n \cdot \text{sen}(h \cdot n \cdot \theta) \\ X_b = \frac{2}{N_a} \cdot \sum_{n=0}^{N_a-1} y_n \cdot \text{cos}(h \cdot n \cdot \theta) \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} X_a = \frac{2}{64} \cdot \sum_{n=0}^{63} y_n \cdot \text{sen}(h \cdot n \cdot \theta) \\ X_b = \frac{2}{64} \cdot \sum_{n=0}^{63} y_n \cdot \text{cos}(h \cdot n \cdot \theta) \end{cases} \quad (4.33)$$

Na equação 4.33,  $N_a$  corresponde ao número total de amostras da janela móvel,  $y_n$  é a  $n$ -ésima amostra do sinal cujo fasor está sendo estimado,  $h$  é a ordem harmônica do fasor e  $\theta$  é um ângulo dado pela equação 4.34.

$$\theta = \frac{2\pi}{N_a} = \frac{2\pi}{64} = 0,098rad \quad (4.34)$$

Conforme mencionado anteriormente, o filtro cosseno é um caso particular do filtro de Fourier. No filtro cosseno, o termo  $X_b$  correspondente à parte imaginária do fasor é calculado da mesma maneira que no filtro de Fourier. O termo  $X_a$  correspondente à parte real, por outro lado, é obtido, a partir do termo  $X_b$  de acordo com a equação [41]:

$$X_{a[k]} = -X_{b[k-N_a/4]} \quad (4.35)$$

O termo entre colchetes representa o instante de tempo no qual o termo foi calculado. Assim, o termo  $X_a$  é dado pelo negativo do termo  $X_b$  obtido a um quarto de ciclo atrás.

A figura 4.24 apresenta a resposta em frequência do filtro de Fourier e do filtro cosseno de um ciclo para a estimação de fasores fundamentais [41].

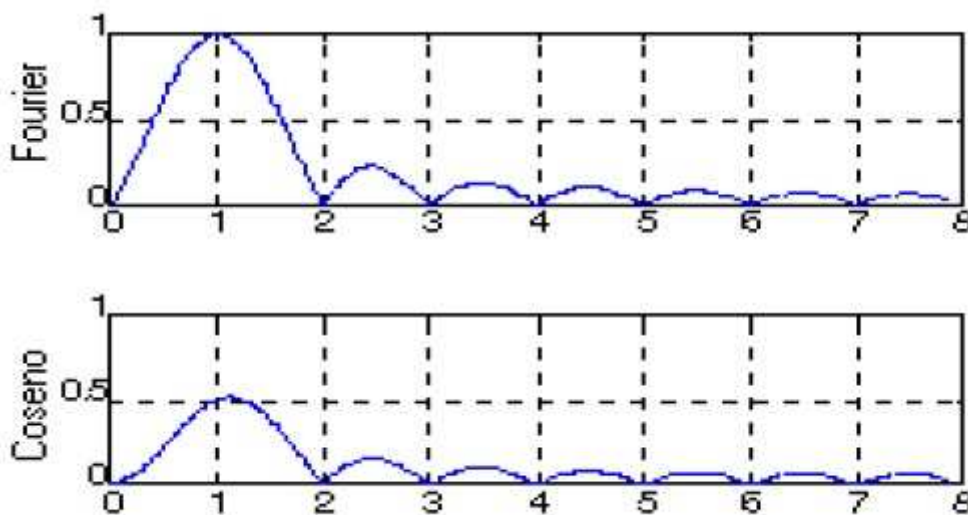


Figura 4.24 - Resposta em frequência do filtro de Fourier e do filtro cosseno para a estimação de fasores fundamentais [41]

Como pode ser constatado pelos gráficos da figura 4.24 o filtro cosseno possui uma maior atenuação para as frequências próximas a zero. Desta maneira, o

filtro cosseno apresenta uma melhor rejeição à componente DC exponencial do que o filtro de Fourier. Esta componente pode ser bastante significativa nas correntes de curto-circuito.

É importante salientar que, posteriormente, os fasores de cada uma das componentes harmônicas foram divididos pelo valor do ganho de suas respectivas frequências para o filtro passa-baixas da etapa anterior. Estes ganhos são apresentados na tabela 4.11.

*Tabela 4.11 – Ganhos de cada uma das componentes utilizadas no algoritmo do relé para o filtro da figura 4.22*

<b>Componente</b>	<b>Ganho</b>
<b>Fundamental</b>	0,9999685
<b>2ª Harmônica</b>	0,9979885
<b>4ª Harmônica</b>	0,8907057

Posteriormente, todos estes fasores de corrente são divididos pelos seus respectivos taps e submetidos a uma transformação matricial que visa a compensar o defasamento angular conforme a equação 4.36.

$$\begin{bmatrix} I_{a-comp} \\ I_{b-comp} \\ I_{c-comp} \end{bmatrix} = CTC(m) \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

Na equação 4.36  $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$  são os fasores estimados para as fases a, b e c, respectivamente, enquanto  $I_{a-comp}$ ,  $I_{b-comp}$  e  $I_{c-comp}$  são os fasores de correntes obtidos após a compensação.  $CTC(m)$ , por sua vez, é uma matriz 3 por 3 definida em função do defasamento angular. Estas matrizes são apresentadas na figura 4.25. A matriz  $CTC(0)$ , embora não representada, é a matriz identidade.

$$\begin{aligned}
 [\text{CTC}(1)] &= \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} & [\text{CTC}(2)] &= \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \end{bmatrix} \\
 [\text{CTC}(3)] &= \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix} & [\text{CTC}(4)] &= \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \end{bmatrix} \\
 [\text{CTC}(5)] &= \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} & [\text{CTC}(6)] &= \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \\
 [\text{CTC}(7)] &= \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} & [\text{CTC}(8)] &= \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \end{bmatrix} \\
 [\text{CTC}(9)] &= \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} & [\text{CTC}(10)] &= \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \end{bmatrix} \\
 [\text{CTC}(11)] &= \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} & [\text{CTC}(12)] &= \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Figura 4.25 - Matrizes de compensação utilizadas pelo relé SEL-387E modelado neste trabalho [16]

Por fim, as correntes de operação e restrição de cada fase foram calculadas. Como as lógicas de proteção são processadas oito vezes por ciclo no relé SEL-387E, estas correntes de operação e restrição foram novamente interpoladas para esta nova taxa de amostragem.

A corrente de operação, conforme já foi mencionado, é a soma fasorial das correntes de cada enrolamento. Por outro lado, a corrente de restrição utilizada pelo relé SEL-387E é calculada de acordo com a equação 4.37.

$$I_{REST-n} = \frac{I_{PRI-n} + I_{SEC-n} + I_{TER-n}}{2} \quad (4.37)$$

A corrente  $I_{REST-n}$  é a corrente de restrição da fase  $n$ . As correntes  $I_{PRI-n}$ ,  $I_{SEC-n}$  e  $I_{TER-n}$  correspondem aos fasores de corrente da fase  $n$  dos enrolamentos primário, secundário e terciário, respectivamente, após as devidas compensações apresentadas anteriormente. Além disso, estas correntes também foram submetidas a uma matriz de transformação definida pelo usuário do relé para corrigir o defasamento angular e filtrar a componente de sequência zero [16].

Uma vez calculadas as correntes de restrição, o relé SEL-387E utiliza a característica de operação da figura 4.26 para definir se irá atuar ou não. Os parâmetros SLP1, SLP2, O87P e IRS1 são definidos pelo engenheiro de proteção.

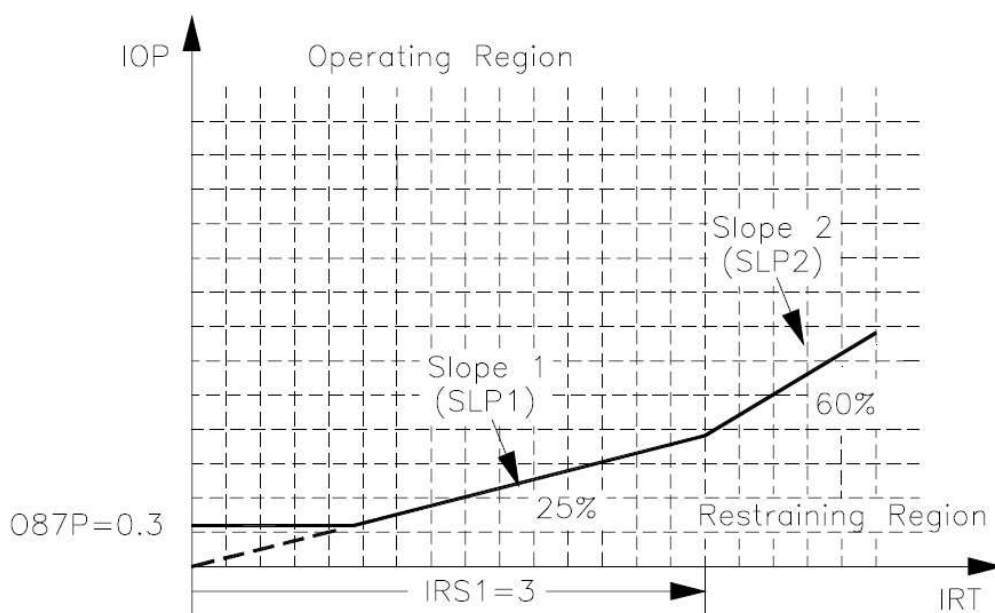


Figura 4.26 – Característica de operação do relé SEL-387E modelado neste trabalho [16]

Para evitar atuações indevidas decorrentes de correntes de *inrush*, o relé possui os métodos de bloqueio e restrição por segunda e por quarta harmônica apresentados no capítulo 2. Assim, compondo a característica de operação da função diferencial com as técnicas de detecção de correntes de *inrush*, obtém-se o sinal digital de partida.

Entretanto, para garantir uma maior estabilidade, o relé não dispara imediatamente após o sinal de partida ser habilitado. Este sinal é integrado e só após atingir um determinado valor é que ele comanda a abertura dos disjuntores. Este procedimento tem por objetivo emular o que ocorre com os relés eletromecânicos, que utilizam dispositivos móveis como discos de indução ou contatos móveis em seus mecanismos. Nestes casos, os relés só disparam após os discos ou contatos terem completado toda a sua excursão.

Neste relé será feita uma integração de um quarto de ciclo. Como a lógica de proteção é processada oito vezes por ciclo, isso significa dizer que o disparo somente é comandado quando o sinal de partida permanece na região de operação por mais de duas amostras.

---

---

## Capítulo 5

# Aplicação do Método de Monte Carlo

O principal objetivo deste trabalho é propor uma metodologia capaz de avaliar o desempenho da proteção diferencial de transformadores de potência durante os diversos fenômenos aos quais eles poderão ser submetidos ao longo de sua vida útil.

O comportamento da proteção diferencial de transformadores durante estes eventos depende de uma série de fatores que podem ser considerados variáveis aleatórias, tais como os instantes de fechamento e abertura dos disjuntores, a resistência de falta, a localização dos curtos-circuitos, dentre



outros. Por esta razão, o seu desempenho só pode ser corretamente avaliado por meio de técnicas que considerem a natureza aleatória destes fatores. Uma maneira de atender a estes requisitos é utilizar os métodos de Monte Carlo.

Neste capítulo é apresentada a teoria dos métodos de Monte Carlo, bem como uma proposta de aplicação desta teoria na avaliação da confiabilidade dos ajustes da função de proteção diferencial de transformadores.

### 5.1 – Os Métodos de Monte Carlo como Estimadores

Os métodos de Monte Carlo são técnicas pertencentes ao ramo da matemática experimental relacionadas aos experimentos com números aleatórios [42]. Estes métodos são utilizados quando se deseja obter o valor numérico de uma determinada função  $\theta$ , cujos argumentos são variáveis aleatórias  $[\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_n] = \eta$ , a partir de um conjunto de amostras destas variáveis. Este tipo de problema em estatística é chamado de estimação. A distribuição da variável aleatória  $\eta$  denomina-se distribuição parental e a função a ser estimada é denominada “estimando”.

No caso específico deste trabalho, a função a ser estimada será a confiabilidade da função “proteção diferencial de transformadores” perante diferentes fenômenos.

Para estimar  $\theta$  utiliza-se a função das amostras observadas  $t(\eta)$ . O problema em questão, então, se torna a busca de um estimador  $t$  que forneça uma boa estimação de  $\theta$ . Em outras palavras, deve-se procurar uma função  $t(y)$  tal que  $t(\eta)$  seja o mais próximo de  $\theta$  possível.

Como  $\eta$  é uma variável aleatória, então  $t(\eta)$  também o é e sua distribuição é chamada distribuição de amostragem. Esta distribuição de amostragem pode ser obtida matematicamente a partir do estimador  $t(\eta)$  e da distribuição parental  $F(y)$ . Ela é dada pela equação 5.1 [42].

$$T(u) = P(t(\eta) \leq u) = \int_{t(y) \leq u} dF(y) \quad (5.1)$$

A tendência  $\beta$  do estimador  $t$  é definida como [42]:

$$\beta = E(t(\eta) - \theta) \quad (5.2)$$

Desta maneira, pela equação 3.13, a variância da amostragem de  $t$  é dada por [42]:

$$\sigma_t^2 = E(t(\eta) - E(\eta))^2 = E(t - \theta - \beta)^2 = \int_{-\infty}^{+\infty} (t(y) - \theta - \beta)^2 dF(y) \quad (5.3)$$

Comparando as equações 3.13 e 5.3 pode-se verificar que a média ou esperança matemática da distribuição de amostragem é  $\theta + \beta$ . Desta forma, o problema da estimação se torna a busca por um estimador  $t$  para o qual  $\beta$  e  $\sigma_t^2$  sejam os menores possíveis. Em outras palavras, o que se deseja é um estimador não tendencioso de variância mínima.

## 5.2 – Definição da Quantidade de Simulações

Se um fenômeno a ser simulado possui  $m$  variáveis aleatórias de distribuições conhecidas, o estado do sistema de proteção pode ser definido por um vetor  $\eta = (\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_m)$  denominado vetor de estado. Se  $f(\eta)$  é a função que define o desempenho do sistema de proteção, quando o seu estado é  $\eta$ , esta função também é uma variável aleatória.

A função que define o desempenho de uma função de proteção diferencial de transformador é uma função binária, ou seja, ela pode assumir somente dois valores:

- $f(x) = 1$  quando a proteção se comporta de maneira adequada (sucesso);
- $f(x) = 0$  quando a proteção se comporta de maneira inadequada (falha).

Neste caso em que a função a ser avaliada é binária, o procedimento de realizar uma série de tentativas para avaliar a sua frequência relativa de sucessos denomina-se ensaios de Bernoulli [18].

A taxa de sucessos  $P$  do sistema de proteção para um determinado fenômeno corresponde à esperança matemática do percentual de sucessos para qualquer quantidade  $n$  de repetições deste fenômeno. Para estimar o valor da esperança matemática de  $f$  a partir de uma amostra  $\{\eta^1, \eta^2, \dots, \eta^n\}$  de  $n$  elementos pode-se utilizar o estimador trivial [43]:

$$\theta = \hat{E}(f) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n f(\eta^i) \quad (5.4)$$

Este estimador é não tendencioso, ou seja:

$$E(\hat{E}(f)) = E(f) \quad (5.5)$$

A variância deste estimador vale:

$$\sigma_{\hat{E}(f)}^2 = \frac{\sigma_{E(f)}^2}{n} \quad (5.6)$$

Como  $f$  é uma função binária,  $E(f)$  é a probabilidade de sucessos  $p$ . Substituindo-se o desvio padrão do estimador dado pela equação 5.6 nas equações da tabela 3.1 referentes à distribuição binária, verifica-se que sua média e variância são dadas por:

$$\mu = p \quad (5.7)$$

$$\sigma^2 = \frac{p(1-p)}{n} \quad (5.8)$$

Consequentemente, o desvio padrão é dado por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{p(1-p)}{n}} \quad (5.9)$$

Na equação 5.9,  $n$  é o número de elementos da amostra e  $p$  é a probabilidade de sucesso. Para este trabalho,  $n$  equivale ao número de simulações e o percentual de sucessos  $p$  pode ser considerado a confiabilidade da função de proteção diferencial de transformadores para o evento simulado, que é o objetivo final.

Entretanto, toda esta análise baseia-se no Teorema do Limite Central enunciado na tabela 3.1. Em outras palavras, o resultado da taxa de sucessos calculada a partir do percentual de sucessos  $p$  converge em probabilidade para a distribuição normal. Entretanto, tal premissa somente é válida quando o número de simulações tende para o infinito, ou seja [18]:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P[|P - p| \geq \varepsilon] = 0 \quad (5.10)$$

Na equação 5.10 o termo  $\varepsilon$  corresponde a uma tolerância previamente definida. A equação 5.10 é válida para qualquer valor de  $\varepsilon$ .

Entretanto, como número de simulações é finito, a probabilidade da diferença entre a confiabilidade e o percentual de sucessos ser maior do que a tolerância é dada por [18]:

$$P[|P - p| \geq \varepsilon] \leq \frac{p \cdot (1-p)}{n \cdot \varepsilon^2} \quad (5.11)$$

Assim, pela equação 5.11 pode-se verificar que quanto maior o número de simulações, maior a convergência em probabilidade da confiabilidade para a distribuição normal.

---

Pela equação 5.9 pode-se verificar que o desvio padrão do estimador é inversamente proporcional à raiz quadrada do número de simulações. Além disso, não há uma dependência direta deste desvio padrão com as variáveis aleatórias que definem o estado deste sistema. O número de simulações, então, pode ser dado por:

$$n = \frac{p(1-p)}{\sigma^2} \quad (5.12)$$

O gráfico da figura 5.1 mostra o número de simulações que seriam necessárias para cada fenômeno analisado, em função da taxa de sucessos, para diferentes valores de desvios padrão. Por este gráfico, pode-se verificar que, quanto maior a exatidão do estimador, maior será o número de simulações necessárias.

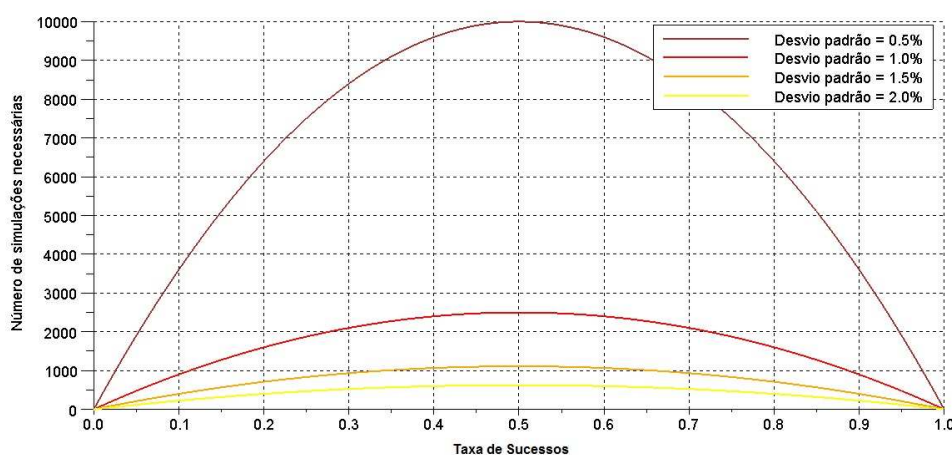


Figura 5.1 – Número de simulações necessárias em função da taxa de sucessos e do desvio padrão do estimador

Existem, na literatura, diversas técnicas denominadas Técnicas de Redução de Variância, que são utilizadas para reduzir o número de simulações necessárias [43,44]. Estas técnicas, no entanto, não serão utilizadas neste trabalho, mas podem vir a ser objeto de trabalhos futuros.

De uma maneira geral, deseja-se que os valores de confiabilidade e taxa de sucessos sejam os maiores possíveis. Supondo, então, uma confiabilidade de 0,99 e um desvio padrão de 0,01, seriam necessários, então, 99 simulações. Partindo, desta premissa, serão realizadas, inicialmente, 100 simulações para cada fenômeno analisado. Posteriormente, o valor de confiabilidade é estimado a partir da razão entre o número de sucessos e o total de simulações. Caso este valor seja menor do que 99%, prossegue-se realizando simulações até que o desvio padrão seja menor do que 0,01. A figura 5.2 apresenta um fluxograma com a sequência de procedimentos adotados para cada fenômeno. Um procedimento semelhante é apresentado na literatura [44].

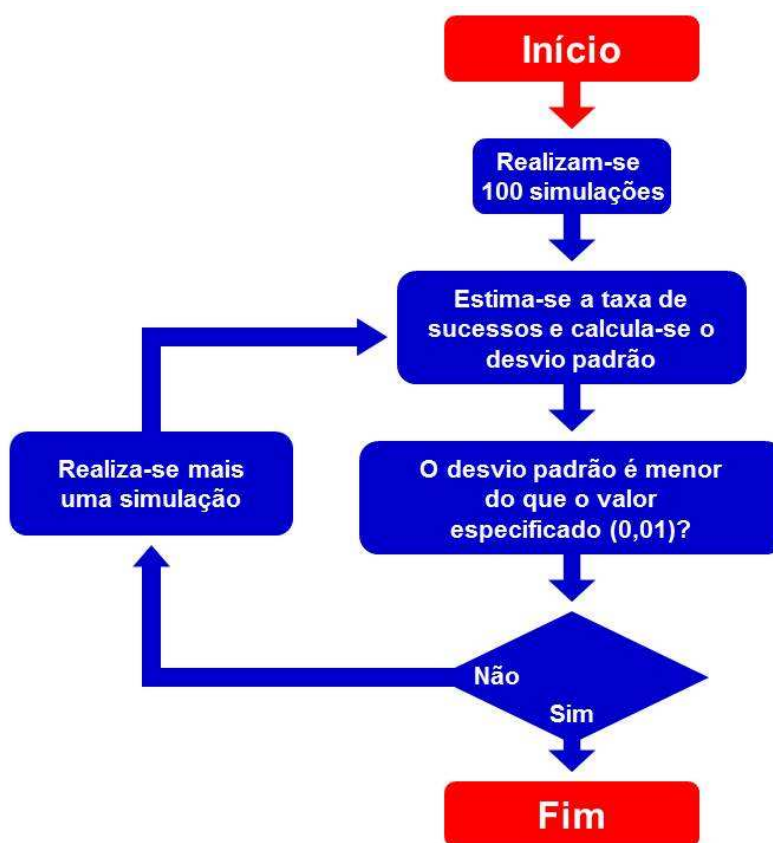


Figura 5.2 – Sequência dos procedimentos adotados para a definição da quantidade de simulações necessárias para cada fenômeno

É importante ressaltar que, uma vez que a taxa de sucessos de cada fenômeno simulado é diferente, a quantidade de simulações necessárias para cada fenômeno, para manter o mesmo valor de desvio padrão, será diferente. Este

método de Monte Carlo binomial simples é conhecido na literatura como Método *Hit-or-miss* [42].

Observe-se ainda que o que determina a parada desta rotina é o valor do desvio padrão, que sempre diminui a medida que o número de simulações aumenta. Desta maneira, não há a necessidade de se estabelecer nenhum critério de parada adicional.

A tabela 5.1 apresenta os valores de probabilidade da diferença entre a taxa de sucessos  $P$  e o percentual de sucessos  $p$  ser inferior a uma tolerância  $\varepsilon = 0,05$  para os casos onde se tem o menor e maior número de simulações para o desvio padrão máximo adotado neste trabalho. Os valores obtidos foram de aproximadamente 0,04.

*Tabela 5.1 – Probabilidade da diferença entre a taxa de sucessos e o percentual de sucessos ser inferior a uma tolerância  $\varepsilon = 0,05$*

	99%	50%
<b>p</b>	0.01	0.5
<b>1-p</b>	0.99	0.5
<b>n</b>	100	2500
<b><math>\varepsilon</math></b>	0.05	0.05
<b><math>P[ P-p  \geq \varepsilon]</math></b>	0.0396	0.04

Este valor poderia ser reduzido se o desvio padrão máximo adotado fosse menor, o que resultaria em um número maior de simulações. Entretanto, levando-se em consideração que cada simulação leva aproximadamente 6 segundos e que o número máximo de simulações para o valor de desvio padrão máximo adotado neste trabalho é 2500, o tempo total máximo é bastante elevado (superior a 4 horas).

### 5.3 – Intervalo de Confiança e Margem de Erro

Se a convergência em probabilidade para a distribuição normal for considerada satisfatória, a resposta pode ser apresentada com a sua respectiva margem de erro. A margem de erro vale [45]:

$$E = Z_c \cdot \sqrt{\frac{p(1-p)}{n}} = Z_c \cdot \sigma \quad (5.13)$$

Na equação 5.13 o termo  $Z_c$  é o valor crítico definido em função do grau de confiança. A tabela apresenta a relação entre o grau de confiança e valor crítico.

*Tabela 5.2 – Relação entre o intervalo de confiança e valor crítico*

Grau de confiança	90%	95%	98%	99%	99,97%
Valor crítico	1,645	1,960	2,327	2,757	3,000

Neste trabalho será considerado grau de confiança de 99,97%, o que leva a uma margem de erro de 3 desvios padrão (0,03).

#### 5.4 – Geração dos Números Aleatórios

Uma etapa importante da aplicação dos métodos de Monte Carlo é a substituição das variáveis aleatórias em questão por um conjunto de valores numéricos denominados números aleatórios.

Gerar uma determinada amostra de números aleatórios por meio de um algoritmo computacional pode parecer incoerência. Sobre esta incoerência, em 1951, o matemático húngaro John von Neumann mencionou [46]:

***“Anyone who consider arithmetical methods of producing random digits is, of course, in a state of sin. (Qualquer pessoa que leve em consideração métodos aritméticos para a produção de números aleatórios está, obviamente, cometendo algum pecado)”***

Entretanto, esta incoerência é minimizada quando o conceito de amostra é pensado como uma sequência de números independentes que obedecem a uma determinada distribuição de probabilidades [46]. Em outras palavras, a



despeito da questão conceitual envolvida, o importante é garantir a independência da amostra e a obediência à sua distribuição de probabilidade.

Em computadores digitais, é mais conveniente gerar estas amostras por meio de uma regra de formação. Neste caso, os números gerados são chamados de números pseudoaleatórios [42]. Posteriormente estes números são submetidos a uma série de testes para aferir a independência e a obediência à distribuição de probabilidade original. Estes testes não serão objeto deste trabalho

#### 5.4.1 – Geração dos Números Aleatórios Uniformemente Distribuídos

Para se gerar uma sequência de números aleatórios que atendam a uma distribuição qualquer, deve-se gerar, inicialmente, uma sequência de números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1. A partir desta distribuição uniforme, qualquer outra distribuição pode ser obtida por meio de diversos métodos como o Método da Transformada Inversa ou o Método de Rejeição [46].

Geralmente, em computadores digitais, cria-se uma sequência pseudoaleatória  $X_n$  a partir da qual a sequência  $U_n$  será obtida pela equação:

$$U_n = \frac{X_n}{m} \quad (5.14)$$

Onde  $m$  é o maior número que pode ser gerado pelo computador.

Uma sequência bastante utilizada é a denominada Sequência Linear Congruencial [46]. Nesta sequência, cada número é gerado a partir do anterior pela equação:

$$X_n = (aX_{n-1} + c) \bmod m \quad (5.15)$$

Onde as constantes  $m$ ,  $c$  e  $a$  denominam-se, respectivamente, módulo, incremento e multiplicador. A expressão  $x \bmod y$  representa o resto da divisão de  $x$  por  $y$ .

Esta sequência possui um período cuja determinação não é trivial. As constantes  $m$ ,  $a$  e  $c$  devem ser escolhidas de maneira a maximizar este período, de tal forma que ele seja maior do que o tamanho da sequência a ser gerada.

O algoritmo objeto deste trabalho será implementado utilizando o programa Scilab, que possui o comando *rand* que utiliza uma sequência Linear Congruencial denominada Urand [47], para a qual:

- $m = 2^{31}$
- $a = 843314861$
- $c = 453816693$

O valor inicial  $X_0$  é chamado de semente e pode ser arbitrado pelo usuário. Isso permite que o usuário trunque o seu valor no início do experimento, garantindo que haja uma repetibilidade. Neste trabalho, o valor da semente será zerado ao início de cada sequência de simulações. O valor do período desta sequência é  $2^{31}$ .

O Scilab possui também o comando *grand* que permite ao usuário gerar sequências de números aleatórios que atendam a outras distribuições de probabilidade. Este comando permite também que se escolham outros métodos com períodos muito superiores ao período da sequência Urand. Entretanto, levando-se em conta que:

- Para um desvio padrão de 1%, o maior número de simulações necessárias é 2500 (conforme a figura 5.1);
  - Serão simulados 6 fenômenos;
-

- O vetor que define o estado de cada fenômeno não possui mais do que 10 variáveis.

Verifica-se que, no caso extremo, serão necessários  $2500 \times 6 \times 10 = 150000$  números aleatórios. Como este valor é muito inferior ao período da sequência Urand, esta função poderá ser utilizada sem que haja maiores riscos de comprometimento da solução final.

### 5.5 – Definição dos Vetores de Estado

Neste trabalho, analisa-se o comportamento da função de proteção diferencial de transformadores durante os seguintes fenômenos:

- Energizações
- Curtos-circuitos externos (faltas passantes).
- Curtos-circuitos internos à zona de proteção do relé diferencial, porém externos ao transformador (entre as buchas do transformador e os TC de pedestal);
- Curtos-circuitos internos entre os enrolamentos e a carcaça do transformador (faltas fase-terra);

As grandezas que compõem o vetor de estados para cada um destes fenômenos, bem como as suas distribuições de probabilidade, são apresentadas a seguir.

#### 5.5.1 – Vetor de Estado das Simulações de Energização

A intensidade da corrente de *inrush* depende do valor da tensão no instante de fechamento dos disjuntores. Esta tensão, por sua vez, depende do instante de fechamento do disjuntor e do fluxo magnético residual em cada fase do transformador.

---

O instante em que ocorre o fechamento de cada uma das fases pode apresentar uma ligeira diferença entre si. Essa diferença, denominada discrepância de polos, também afeta significativamente o valor das correntes de *inrush*. Por esta razão, dentro de um ciclo de 60 Hz existem infinitas combinações de instantes de fechamento diferentes. Como há infinitas possibilidades, um tratamento estatístico deve ser dado a este problema. Esta, inclusive, é a recomendação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS [48].

Na análise de sobretensões e suportabilidade de equipamentos, o mais usual é que sejam utilizadas distribuições normais para os instantes de fechamento das chaves, cuja média é dada pelo ponto da senóide onde se esperam os maiores valores de corrente (instante em que a tensão estiver com seu valor máximo) e cujo desvio padrão é obtido por relatório de ensaio fornecido pelo fabricante dos disjuntores ou por valores típicos [49]. Essa metodologia, inclusive, já foi utilizada pelo autor deste trabalho [50].

Entretanto, o objetivo desta análise não é verificar os pontos onde a corrente de *inrush* atinge os seus valores máximos. Não é necessariamente nestes pontos que ocorre o maior risco de atuação indevida, pois a composição harmônica da corrente pode levar a função diferencial a bloqueio. Além disso, para avaliar a confiabilidade de um ajuste de um relé de proteção, todas as possibilidades devem ser consideradas. Desta forma, outra maneira mais abrangente de se realizar esta análise deverá ser adotada.

Uma forma de se fazer isso é utilizar uma distribuição uniforme para o instante de fechamento do polo da fase A. Para a discrepância entre este polo e os demais, utiliza-se uma distribuição normal cujo valor esperado é nulo e o desvio padrão é especificado conforme o mencionado anteriormente. Logo, as três primeiras variáveis aleatórias a compor o vetor de estados das simulações de energização são dadas pelas equações 5.16, 5.17 e 5.18.

$$\eta_1^a = t_{pre} + \left( \frac{U(0,1)}{60} \right) \quad (5.16)$$

$$\eta_2^a = N(0, \sigma) \quad (5.17)$$

$$\eta_3^a = N(0, \sigma) \quad (5.18)$$

Onde  $t_{pre}$  é o tempo que antecede a energização e  $\sigma$  é o desvio padrão da discrepância dos polos do disjuntor do circuito pelo qual o transformador será energizado. Os tempos de fechamento dos polos do disjuntor das fases A, B e C são dados pelas equações 5.19, 5.20 e 5.21.

$$t_A = \eta_1^a \quad (5.19)$$

$$t_B = \eta_1^a + \eta_2^a \quad (5.20)$$

$$t_C = \eta_1^a + \eta_3^a \quad (5.21)$$

O fluxo residual no núcleo do transformador, por sua vez, depende das tensões que foram interrompidas no transformador, de aspectos construtivos do transformador, das capacitâncias conectadas (sejam capacitâncias parasitas ou bancos de capacitores) e do tempo ao longo do qual o transformador permaneceu desenergizado [51,52].

A tensão interrompida, por sua vez, depende do motivo do desligamento do transformador, que pode ser por manobra ou por atuação da proteção. Quando o desligamento ocorre por manobra, as tensões interrompidas podem ser consideradas equilibradas. Neste caso, há uma relação entre o fluxo residual das três fases. Em outras palavras, há uma dependência entre as três variáveis aleatórias que definem os fluxos residuais de cada uma das fases. Entretanto, quando o transformador é desligado devido a um curto-circuito, as tensões interrompidas podem ser assimétricas. Por esta razão, esta relação de dependência será desconsiderada e os fluxos residuais em cada fase serão

modelados por distribuições uniformes independentes, conforme as equações 5.22, 5.23 e 5.24.

$$\eta_4^a = \phi_{\max} \cdot U(0,1) \quad (5.22)$$

$$\eta_5^a = \phi_{\max} \cdot U(0,1) \quad (5.23)$$

$$\eta_6^a = \phi_{\max} \cdot U(0,1) \quad (5.24)$$

Onde  $\phi_{\max}$  é o fluxo residual máximo obtido pela curva de excitação ou a partir da tensão máxima de operação do transformador.

Desta maneira, o vetor de estados das simulações de energização é dado pela equação 5.25.

$$\eta^a = \begin{bmatrix} \eta_1^a \\ \eta_2^a \\ \eta_3^a \\ \eta_4^a \\ \eta_5^a \\ \eta_6^a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t_{pre} + \left( \frac{U(0,1)}{60} \right) \\ N(0, \sigma) \\ N(0, \sigma) \\ \phi_{\max} \cdot U(0,1) \\ \phi_{\max} \cdot U(0,1) \\ \phi_{\max} \cdot U(0,1) \end{bmatrix} \quad (5.25)$$

### 5.5.2 – Vetor de Estado das Simulações de Curtos-circuitos Externos

Outro tipo de situação à qual um transformador é sujeitado por diversas vezes ao longo de sua vida útil são os curtos-circuitos externos. Nestas situações, espera-se que proteção diferencial do transformador não atue.

As correntes de curto-circuito externas dependem do enrolamento (primário, secundário ou terciário), do tipo e do instante de tempo em que ocorre a falta. Além disso, outro fator que deve ser levado em consideração é a resistência de falta.

O primeiro elemento do vetor de estados das simulações de curtos-circuitos externos é uma variável aleatória que atende à distribuição uniforme. Esta variável, apresentada na equação 5.26, será utilizada para a definição do tipo de falta.

$$\eta_1^b = U(0,1) \quad (5.26)$$

A tabela 5.3 apresenta a relação entre o tipo de curto-circuito e o valor de  $\eta_1^b$ . Esta relação foi feita com base na estatística de ocorrências de curtos-circuitos nas subestações da COPEL.

Tabela 5.3 – Relação entre  $\eta_1^b$  e o tipo de curto-circuito

Tipo de Curto-circuito	Valor de $\eta_1^b$
AT	$0 \leq \eta_1^b < 0,24$
BT	$0,24 \leq \eta_1^b < 0,48$
CT	$0,48 \leq \eta_1^b < 0,72$
ABT	$0,72 \leq \eta_1^b < 0,74$
BCT	$0,74 \leq \eta_1^b < 0,76$
CAT	$0,76 \leq \eta_1^b < 0,78$
ABCT	$0,78 \leq \eta_1^b < 0,86$
AB	$0,86 \leq \eta_1^b < 0,88$
BC	$0,88 \leq \eta_1^b < 0,90$
CA	$0,90 \leq \eta_1^b < 0,92$
ABC	$0,92 \leq \eta_1^b \leq 1$

O segundo elemento do vetor de estados  $\eta_2^b$ , dado pela equação **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, é similar ao primeiro e é utilizado para definir o enrolamento que está submetido ao curto-circuito. Para tal, será considerado que a probabilidade de ocorrência de curtos-circuitos em todos os

enrolamentos é a mesma. A tabela 5.4 apresenta a relação entre  $\eta_2^b$  e o enrolamento sob curto-circuito.

Tabela 5.4 – Relação entre  $\eta_2^b$  e o tipo de curto-circuito

Enrolamento sob Curto-circuito	Valor de $\eta_2^b$
Primário	$0 \leq \eta_2^b < 0,33$
Secundário	$0,33 \leq \eta_2^b < 0,67$
Terciário	$0,67 \leq \eta_2^b < 1$

$$\eta_2^b = U(0,1) \quad (5.27)$$

As duas variáveis aleatórias seguintes  $\eta_3^b$  e  $\eta_4^b$ , dadas pelas equações 5.28 e 5.29, definem as resistências de falta de fase e de neutro, respectivamente  $R_F$  e  $R_N$ .

$$\eta_3^b = R_{F_{\max}} \cdot U(0,1) \quad (5.28)$$

$$\eta_4^b = R_{N_{\max}} \cdot U(0,1) \quad (5.29)$$

As resistências  $R_{F_{\max}}$  e  $R_{N_{\max}}$  podem ser definidas pelo usuário. Neste trabalho, foi utilizado o valor de  $5 \Omega$  para ambas. Para a definição de  $R_{N_{\max}}$  foi levada em consideração de que a resistência de aterramento da malha de terra de uma subestação raramente excede  $5 \Omega$ . Já para a definição de  $R_{F_{\max}}$  foi levada em consideração os valores de resistência de falta geralmente encontrados curtos-circuitos em subestações. A figura 5.3 mostra como as resistências  $R_F$  e  $R_N$  compõem a resistência de falta.

Nos casos em que o curto-circuito não tem o envolvimento da terra, foi atribuído um valor muito grande para resistência  $R_N$ . Nas simulações, será



utilizado um valor de  $10^6 \Omega$ . Desta maneira, fechando-se as chaves corretas, pode-se obter qualquer tipo de curto-circuito.

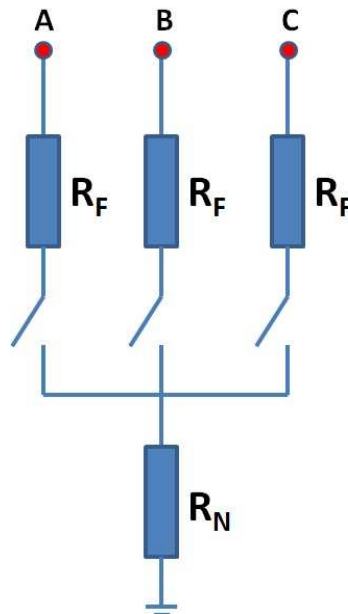


Figura 5.3 – Composição das resistências de falta nas simulações de curto-circuito

O instante de fechamento das chaves da figura 5.3 é definido pela variável aleatória  $\eta_5^b$ , dada pela equação.

$$\eta_5^b = t_{pre} + \left( \frac{U(0,1)}{60} \right) \tag{5.30}$$

Onde  $t_{pre}$  é o tempo que antecede ao curto-circuito. Assim, o vetor de estados para as simulações de curtos-circuitos externos é dado pela equação 5.31.

$$\eta^b = \begin{bmatrix} \eta_1^b \\ \eta_2^b \\ \eta_3^b \\ \eta_4^b \\ \eta_5^b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U(0,1) \\ U(0,1) \\ R_{F_{max}} \cdot U(0,1) \\ R_{N_{max}} \cdot U(0,1) \\ t_{pre} + \left( \frac{U(0,1)}{60} \right) \end{bmatrix} \tag{5.31}$$

### 5.5.3 – Vetor de Estado das Simulações de Curtos-circuitos Internos entre as Buchas dos Transformadores e os Transformadores de Corrente

Para a proteção diferencial dos transformadores do sistema de transmissão (tensões acima de 138 kV) e de alta tensão de distribuição (entre 69 kV e 138 kV) da COPEL, são utilizados transformadores de corrente de pedestal externos, e não os transformadores de corrente das buchas do transformador protegido. Este procedimento visa a oferecer uma proteção instantânea para as buchas do transformador.

No entanto, em função da adoção deste tipo de configuração, a zona de proteção do relé diferencial inclui alguns outros equipamentos, tais como:

- Cabos;
- Muflas;
- Dispositivos para-raios;
- Transformadores de aterramento (em alguns casos);
- Transformadores de serviço auxiliar.

Estes equipamentos podem vir a ser submetidos a curtos-circuitos. A figura 5.4 apresenta um exemplo de um trecho de um diagrama unifilar de uma subestação do sistema da COPEL, no qual se situa um transformador de potência de dois enrolamentos 41 MVA – 138kV / 13,8kV.

A única diferença entre os casos gerados para a simulação deste tipo de curto-circuito e os curtos-circuitos externos está na localização do ponto de falta. Desta maneira, para simular estes casos, foi utilizado um vetor de estados similar ao vetor de estados das simulações de curtos-circuitos externos, apresentado na equação 5.32.

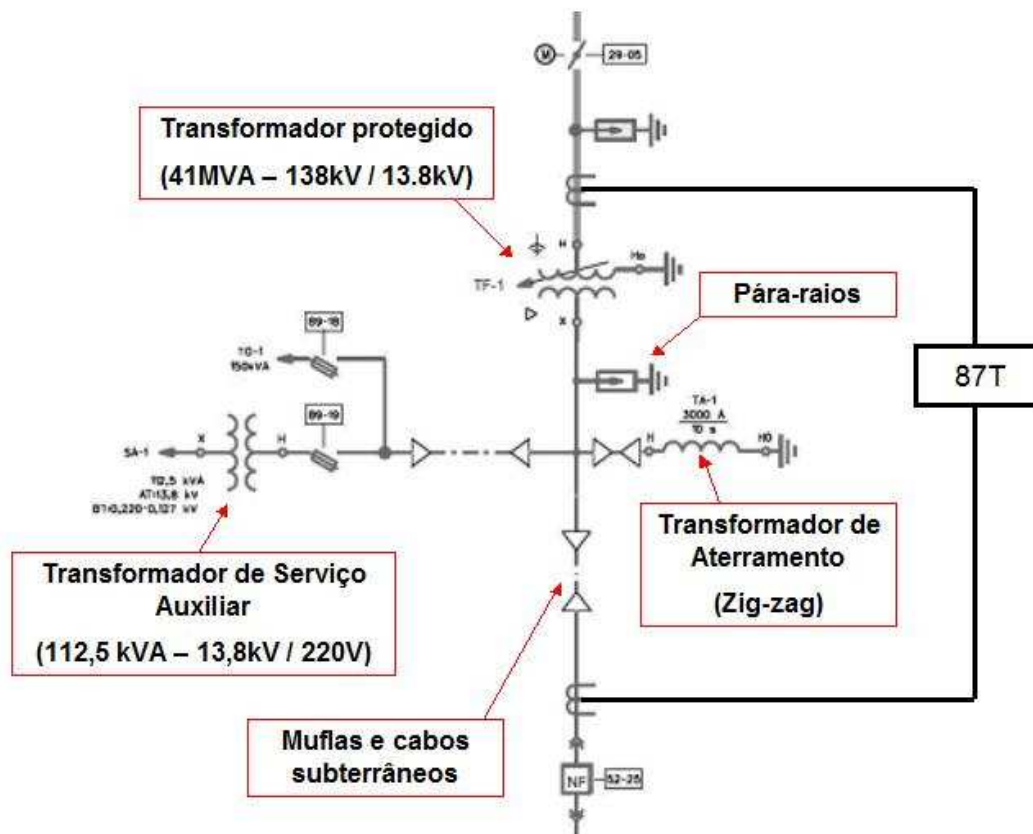


Figura 5.4 – Exemplo de um trecho de um diagrama unifilar de uma subestação do sistema da COPEL no qual se situa um transformador de potência

$$\eta^c = \begin{bmatrix} \eta_1^c \\ \eta_2^c \\ \eta_3^c \\ \eta_4^c \\ \eta_5^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U(0,1) \\ U(0,1) \\ R_{F \max} \cdot U(0,1) \\ R_{N \max} \cdot U(0,1) \\ t_{pre} + \left( \frac{U(0,1)}{60} \right) \end{bmatrix} \quad (5.32)$$

#### 5.5.4 – Vetor de Estado das Simulações de Curtos-circuitos Internos entre os Enrolamentos e a Carcaça do Transformador

Outro tipo de curto-circuito simulado neste trabalho são as faltas monofásicas entre os enrolamentos e a carcaça. Para caracterizar estas simulações serão necessárias cinco variáveis aleatórias.

A primeira variável aleatória  $\eta_1^d$  é utilizada para selecionar a fase faltosa. A tabela 5.5 apresenta a relação entre  $\eta_1^d$  e a fase faltosa.

Tabela 5.5 – Relação entre  $\eta_1^d$  e o tipo de curto-circuito

Fase sob Curto-circuito	Valor de $\eta_1^d$
<b>A</b>	$0 \leq \eta_1^d < 0,33$
<b>B</b>	$0,33 \leq \eta_1^d < 0,67$
<b>C</b>	$0,67 \leq \eta_1^d < 1$

A segunda variável aleatória  $\eta_2^d$  é utilizada para determinar o enrolamento que sofre o curto-circuito. Ela foi definida da mesma forma que  $\eta_2^b$ . A terceira  $\eta_3^d$  é utilizada para determinar a resistência de falta  $R_F$  e foi definida de maneira similar a  $\eta_3^b$ . Analogamente, a quarta variável  $\eta_4^d$ , que determina o instante do curto-circuito, foi definida de forma semelhante a  $\eta_5^b$ .

A quinta variável aleatória  $\eta_5^d$ , no entanto, é utilizada para definir o ponto do enrolamento onde ocorre o curto-circuito e foi definida conforme a equação 5.33. Esta definição é necessária para fazer a expansão da matriz de acoplamento [A], conforme mencionado no capítulo 4.

$$\eta_5^d = U(0,1) \quad (5.33)$$

A resistência de falta não será considerada nestas simulações, levando-se em conta que os valores práticos das resistências de falta nestas situações são baixos.

Desta forma, o vetor de estados utilizado para simulações de curtos-circuitos internos, entre o enrolamento e a carcaça do transformador, será dado pela equação 5.34.

---

$$\eta^d = \begin{bmatrix} \eta_1^d \\ \eta_2^d \\ \eta_3^d \\ \eta_4^d \\ \eta_5^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U(0,1) \\ U(0,1) \\ R_{F \max} \cdot U(0,1) \\ t_{pre} + \left( \frac{U(0,1)}{60} \right) \\ U(0,1) \end{bmatrix} \quad (5.34)$$

---

---

# Capítulo 6

## Simulação de Caso - Aplicação da Metodologia Proposta

### 6.1 – Apresentação do Programa Elaborado

Conforme mencionado anteriormente, para a execução das tarefas propostas neste trabalho foi elaborada uma rotina utilizando o programa Scilab. Este programa simula todas as condições apresentadas no capítulo 5 para um transformador de três enrolamentos e emula um relé diferencial para avaliar o seu desempenho esperado.

A figura 6.1 apresenta a tela de entrada de dados desta rotina.

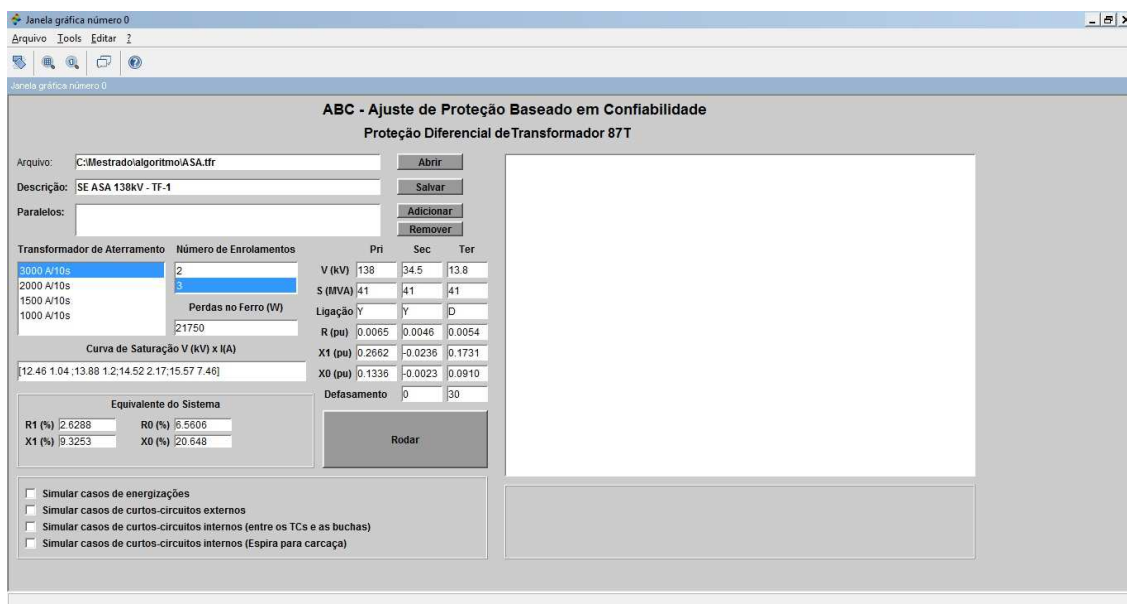


Figura 6.1 – Tela de entrada de dados da rotina elaborada neste trabalho

Nesta tela, o usuário deve fornecer os dados do transformador e do equivalente do sistema que serão utilizados nas simulações. Além disso, deve informar quais casos ele deseja simular. Finalmente, o usuário deve informar que tipo de transformador de aterramento será utilizado no enrolamento de 13,8 kV, que, neste trabalho, foi considerado instalado no barramento e, portanto, fora da zona de proteção do relé diferencial.

Nesta rotina, é possível que o usuário salve os dados de entrada das simulações para abri-los posteriormente e refazer as simulações. A caixa branca do lado direito da tela é um “log” de eventos no qual são apresentadas as informações das simulações.

Uma vez informados os dados dos equipamentos utilizados nas simulações, o usuário deve clicar no botão “Rodar”. Ao clicar neste botão, o programa calcula os parâmetros do modelo do transformador. Os parâmetros obtidos para os dados de entrada da figura 6.1 são os seguintes:

- Resistência de perdas no ferro -  $R_{ferro} = 26267,586 \Omega$

- Resistência do enrolamento primário -  $R_{pri} = 1,23786 \Omega$
  - Resistência do enrolamento secundário -  $R_{sec} = 0,0547515 \Omega$
  - Resistência do enrolamento terciário -  $R_{ter} = 0,0308513 \Omega$
  - Matriz  $[A_p]$  - Sequência Positiva ( $mH^{-1}$ )
    - $A_p(1,1) = 8,5539243$
    - $A_p(2,1) = -39,616971$
    - $A_p(2,2) = 395,3449$
    - $A_p(3,1) = 23,388202$
    - $A_p(3,2) = -414,11653$
    - $A_p(3,3) = 1388,0816$
    - $A_p(4,1) = -15,592135$
    - $A_p(4,2) = 72,214008$
    - $A_p(4,3) = -925,38776$
    - $A_p(4,4) = 911,17705$
  - Matriz  $[A_0]$  - Sequência Zero ( $mH^{-1}$ )
    - $A_0(1,1) = 15,097339$
    - $A_0(2,1) = -61,95526$
    - $A_0(2,2) = 611,33018$
    - $A_0(3,1) = 6,7805553$
    - $A_0(3,2) = -543,23058$
    - $A_0(3,3) = 2234,8147$
    - $A_0(4,1) = -4,5203702$
    - $A_0(4,2) = 18,550336$
    - $A_0(4,3) = -1489,8765$
    - $A_0(4,4) = 1489,1998$
  - Matriz  $[A_s]$  - Própria ( $mH^{-1}$ )
    - $A_s(1,1) = 10,735063$
    - $A_s(2,1) = -47,063068$
-



- $A_s(2,2) = 467,33999$
  - $A_s(3,1) = 17,85232$
  - $A_s(3,2) = -457,15455$
  - $A_s(3,3) = 1670,326$
  - $A_s(4,1) = -11,901547$
  - $A_s(4,2) = 54,326117$
  - $A_s(4,3) = -1113,5507$
  - $A_s(4,4) = 1103,8513$
  - Matriz  $[A_m]$  – Mútua ( $mH^{-1}$ )
    - $A_m(1,1) = 2,1811384$
    - $A_m(2,1) = -7,4460963$
    - $A_m(2,2) = 71,995091$
    - $A_m(3,1) = -5,5358823$
    - $A_m(3,2) = -43,038016$
    - $A_m(3,3) = 282,24437$
    - $A_m(4,1) = 3,6905882$
    - $A_m(4,2) = -17,887891$
    - $A_m(4,3) = -188,16291$
    - $A_m(4,4) = 192,67424$
  - Curva de Saturação (A x Wb-espira)
    - 0,7014390    32,4504
    - 1,402878    40,709787
    - 2,8057561    47,215478
    - 5,6115121    51,801765
    - 11,223024    54,832018
    - 22,446048    56,777254
    - 44,892097    58,019337
    - 89,784194    58,818684
-

- Parâmetros da Equação de Forlich
  - $a = 0,0070197$
  - $b = 0,0165465$
  - $c = 0,0035697$
- Erro Quadrado Médio da Corrente = 0,0765806

Posteriormente, uma janela é aberta para que sejam informados os ajustes do relé de proteção modelado com base no relé SEL-387E. Esta janela é apresentada na figura 6.2.



Figura 6.2 – Janela de entrada de ajustes do relé diferencial

Em seguida, o usuário deve clicar no botão OK para dar início às simulações, que seguem os passos da figura 4.1. Para cada simulação, a rotina gera uma tela com gráficos conforme o mostrado na figura 6.3. Estes gráficos apresentam as correntes em cada fase de cada enrolamento, os módulos dos fasores fundamentais e dos fasores de segunda e quarta harmônica, a trajetória da unidade de cada fase na característica de operação e o sinal digital de *trip*.

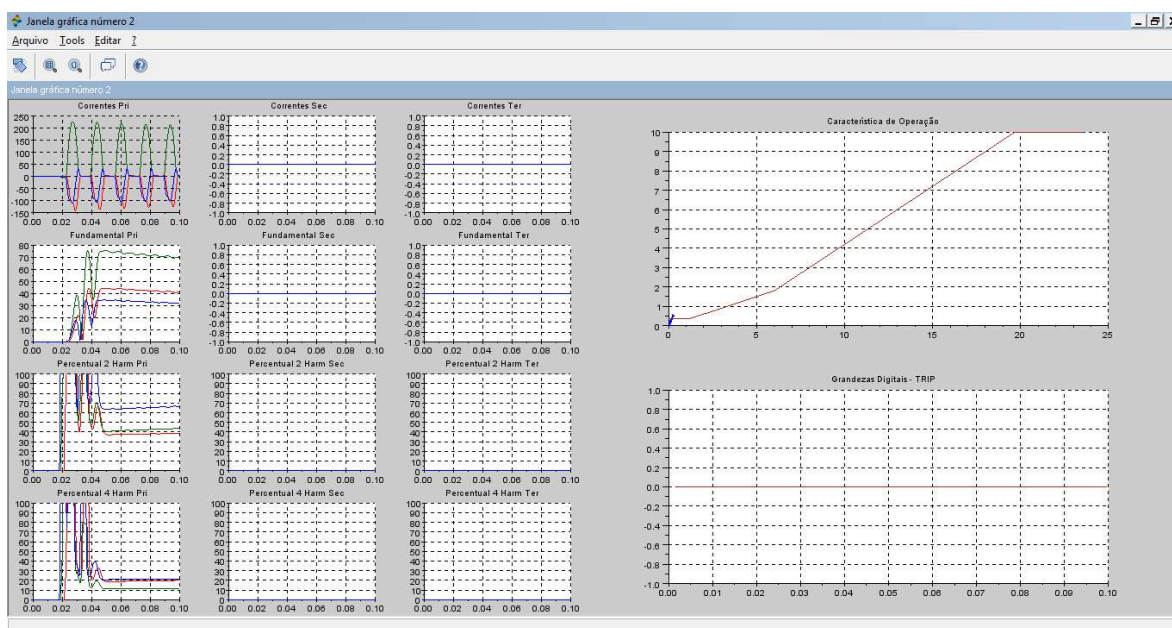


Figura 6.3 – Gráficos de saída gerados para a simulação de um caso de energização de transformador

Ao final, a taxa de sucessos do ajuste para cada uma destas situações é apresentada em valores percentuais com uma margem de erro de três desvios padrão, o que representa aproximadamente 3%. Estes valores de confiabilidade correspondem às probabilidades de transição da cadeia de Markov da figura 3.7, conforme mencionado no capítulo 3.

Adicionalmente, o programa salva os arquivos de saída em formato PL4 de todos os casos de insucessos. Estes arquivos podem ser exportados para o formato COMTRADE e aplicados a relés reais por meio de simuladores de sistemas elétricos para subsidiar os trabalhos de comissionamento dos sistemas de proteção.

Por fim, as informações da caixa de “log” são salvas no arquivo “relatório.txt”.

## 6.2 – Resultado das Simulações

Para apresentar o funcionamento do programa, foi simulados quatro tipos de eventos discutidos no capítulo 5 para dois transformadores reais de subestações do sistema da COPEL.

### 6.2.1 – Transformador Trifásico de Núcleo Envolvido a Três Pernas

O primeiro transformador analisado foi um transformador trifásico de núcleo envolvido a três pernas de 41MVA 138 / 34,5 / 13,8 kV, cujos dados são apresentados na figura 6.1. Os parâmetros de ajuste do relé diferencial usados como referência nestas simulações são apresentados na tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Ajuste de referência do relé diferencial utilizados nas simulações

Parâmetros	Descrição do Parâmetro	Valor
<b>CTR1</b>	Valor da RTC do enrolamento primário.	60
<b>CTR2</b>	Valor da RTC do enrolamento secundário.	160
<b>CTR3</b>	Valor da RTC do enrolamento terciário.	400
<b>TAP1</b>	Valor do Tap do enrolamento primário.	2,91
<b>TAP2</b>	Valor do Tap do enrolamento secundário.	4,36
<b>TAP3</b>	Valor do Tap do enrolamento terciário.	4,36
<b>W1CTC</b>	Defasamento angular do enrolamento primário utilizado para definir a matriz de compensação.	11
<b>W2CTC</b>	Defasamento angular do enrolamento secundário utilizado para definir a matriz de compensação.	11
<b>W3CTC</b>	Defasamento angular do enrolamento terciário utilizado para definir a matriz de compensação.	0
<b>O87P</b>	Corrente diferencial de partida.	0,35
<b>SLP1</b>	Inclinação do primeiro trecho da característica de operação.	30
<b>SLP2</b>	Inclinação do segundo trecho da característica de operação.	60
<b>IRS1</b>	Valor de corrente de restrição onde ocorre a mudança da inclinação.	6
<b>U87P</b>	Corrente diferencial de partida do elemento irrestrito.	10
<b>PCT2</b>	Percentual de segunda harmônica de referência.	20
<b>PCT4</b>	Percentual de quarta harmônica de referência.	10
<b>HRSTR</b>	Habilitação da lógica de restrição harmônica.	Y
<b>IHBL</b>	Habilitação da lógica de bloqueio independente.	Y

As simulações de energização são úteis para testar o impacto de algumas variações do ajuste original. Os parâmetros PCT2 e PCT4, correspondentes aos percentuais de referência de segunda e quarta harmônica para as lógicas de bloqueio e restrição, foram variados para avaliar seus impactos na confiabilidade do ajuste durante as situações de energização. Os resultados obtidos são apresentados na tabela 6.2. Percebe-se que o ajuste dos parâmetros PCT2=15 e PCT4=10 leva à condição de maior confiabilidade dentre os casos estudados.

*Tabela 6.2 – Taxa de sucessos durante as energizações para diferentes valores de percentual de segunda e quarta harmônica de referência*

<b>PCT2</b>	<b>PCT4</b>	<b>Quantidade de simulações</b>	<b>Taxa de Sucessos (%)</b>
20	15	1176	86,39 ± 3,00
20	10	847	90,67 ± 3,00
15	10	327	96,64 ± 3,00

Outra comparação feita nas simulações de energização foi a relação entre o tipo de lógica utilizada para detecção de correntes de *inrush*. No relé SEL-387E o parâmetro HRSTR habilita a técnica de restrição harmônica utilizada nas simulações da tabela 6.2. Se ele for alterado de “Y” para “N” o relé passa a utilizar a técnica de bloqueio. Neste caso, se o parâmetro IHBL estiver ajustado como “Y” o relé utilizará o esquema de bloqueio independente apresentado na figura 2.15 a. Se ele estiver ajustado como “N” o relé utilizará o esquema de bloqueio cruzado da figura 2.15 b. A tabela 6.3 apresenta a taxa de sucessos obtida para os três tipos de lógicas. Percebe-se que a lógica de bloqueio cruzado leva à maior confiabilidade dentre os casos avaliados.

É importante salientar que nas simulações feitas utilizando os ajustes da tabela 6.1 foram obtidos 79 casos de insucessos (atuações indevidas do relé diferencial durante energizações) em um total de 847 simulações. As correntes destes casos de insucessos foram aplicadas em um relé SEL-387E real no laboratório da Divisão de Estudos de Proteção do Sistema Elétrico de Subtransmissão (VPES) da COPEL, utilizando um simulador de sistema

elétrico de potência F6150 da marca Doble, conforme ilustra a foto da figura 6.4.

*Tabela 6.3 – Taxa de sucessos durante as energizações para diferentes lógicas de detecção de correntes de inrush*

Lógica	HRSTR	IHBL	Qtd. de simulações	Taxa de Sucessos (%)
<b>Restrição</b>	Y	Y	847	90,67 ± 3,00
<b>Bloqueio Independente</b>	N	Y	2144	68,89 ± 3,00
<b>Bloqueio Cruzado</b>	N	N	100	99,00 ± 2,98 *

(\*) *Salienta-se que o valor da taxa de sucessos por definição não pode exceder 100%.*

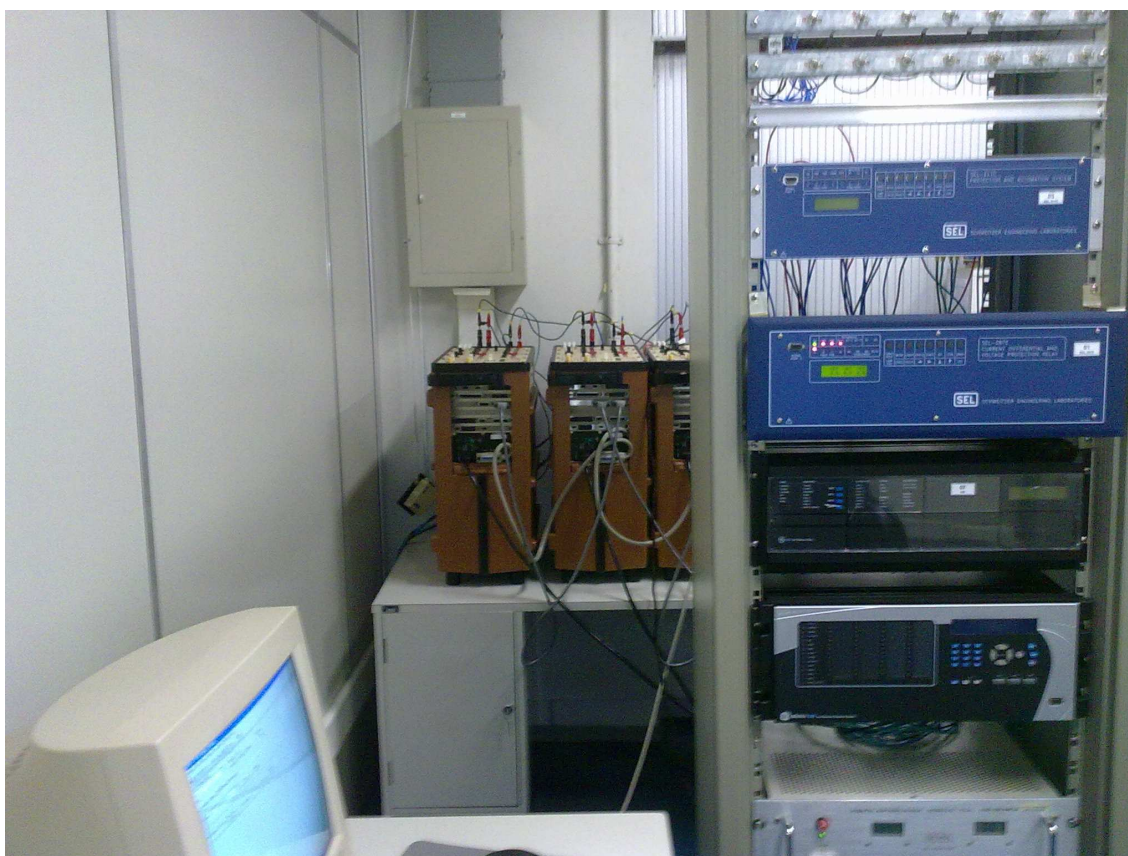


Figura 6.4 – Montagem para a aplicação das correntes obtidas nas simulações em relés reais em laboratório

Em 67 dos 79 casos aplicados o relé sinalizou a atuação incorreta da proteção diferencial esperada. Isso mostra que o modelo elaborado para o relé apresenta um desempenho satisfatório, ainda que possa ser aprimorado. No

entanto, para que isso seja possível, é necessário que os fabricantes disponibilizem mais informações sobre os seus processos de filtragem e integração.

A simulação dos casos de curto-circuito externo apresentou 100% de taxa de sucessos para todas as variações de ajuste testadas. Este resultado era esperado, pois a proteção diferencial foi concebida exatamente para evitar este tipo de atuação indevida. A figura 6.5 apresenta uma tela com os gráficos obtidos na simulação de um dos casos de curto-circuito externo.

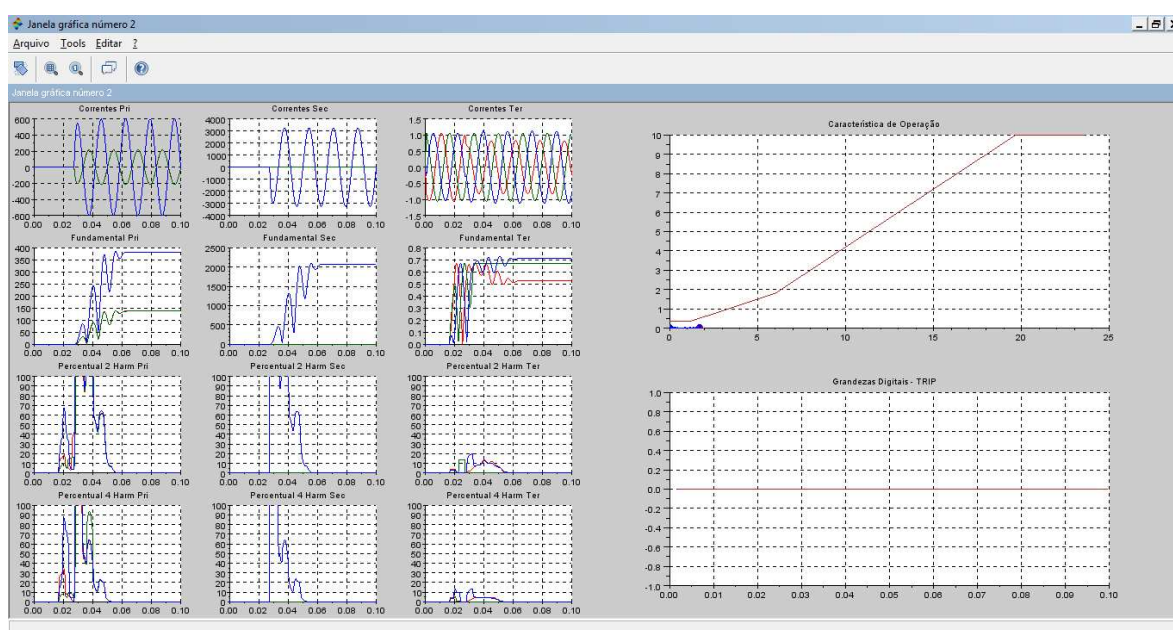


Figura 6.5 – Gráficos de saída gerados na simulação de um caso de curto-circuito externo

Ressalte-se, ainda, que um resultado diferente poderia ter sido obtido se os transformadores de corrente tivessem sido modelados com os seus respectivos ramos de magnetização, pois a saturação destes elementos pode levar a atuação indevida dos relés diferenciais.

A simulação dos casos de curto-circuito interno entre as buchas do transformador e os transformadores de corrente também apresentaram uma taxa de sucessos de 100% pelos mesmos motivos que a simulação de curtos-

circuitos externos. A figura 6.6 apresenta uma tela de saídas obtida para um destes casos.

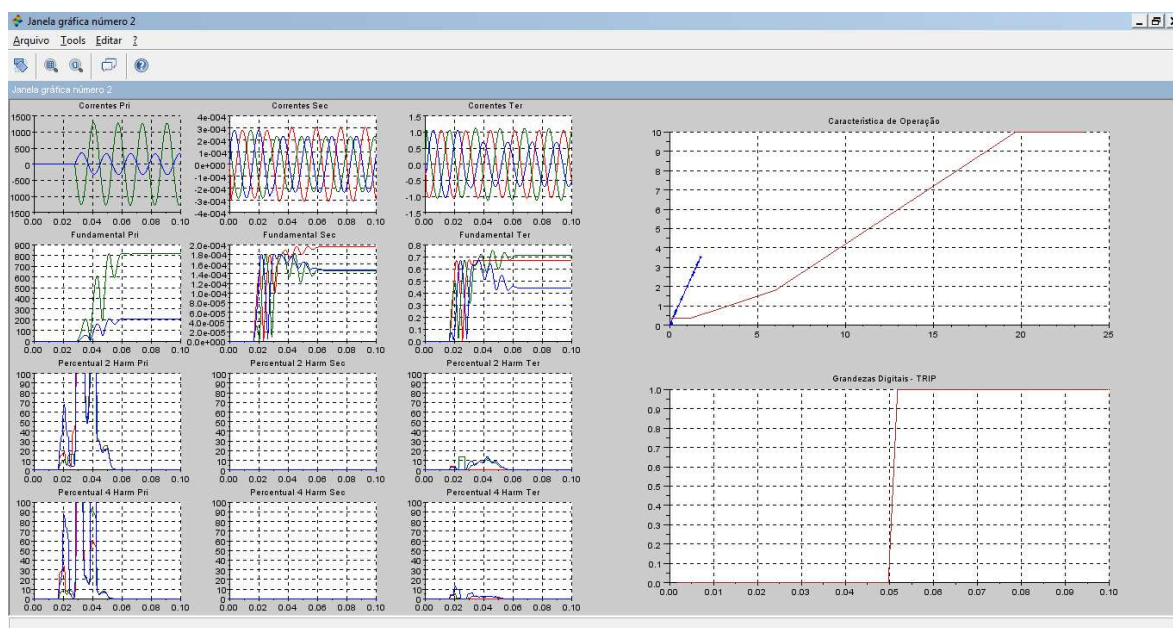


Figura 6.6 – Gráficos de saída gerados na simulação de um caso de curto-circuito interno entre as buchas do transformador e os transformadores de corrente

Saliente-se que a robustez do método de proteção diferencial durante curtos-circuitos externos e internos, entre as buchas e os transformadores de corrente, faz com que a simulação destes casos seja extremamente útil para a depuração e a validação do modelo do relé implementado.

Por fim, foram simulados os casos de curto-circuito entre os enrolamentos do transformador e a carcaça. A figura 6.7 apresenta a tela de gráficos gerada para a simulação de um destes casos.

A simulação deste tipo de situação é útil para avaliar o impacto do parâmetro que define a corrente de partida da função diferencial O87P. Este parâmetro define a corrente diferencial mínima que deverá ser atingida para que o elemento diferencial seja habilitado. Foram testadas duas variações deste parâmetro, cujos resultados obtidos para o valor da confiabilidade são apresentados na tabela 6.4. Percebe-se que o ajuste da corrente de partida da função diferencial O87P em 0,35 apresentou a maior confiabilidade dentre as



condições estudadas. Entretanto, o valor de 75,87% de taxa de sucessos obtido não é satisfatório, o que demonstra que a técnica de proteção diferencial proporcional não é a mais recomendada para a detecção de curtos-circuitos internos aos transformadores. Para estas situações, as técnicas de proteção mais indicadas são as proteções intrínsecas, como o relé Buchholtz, e a proteção de falta a terra restrita.

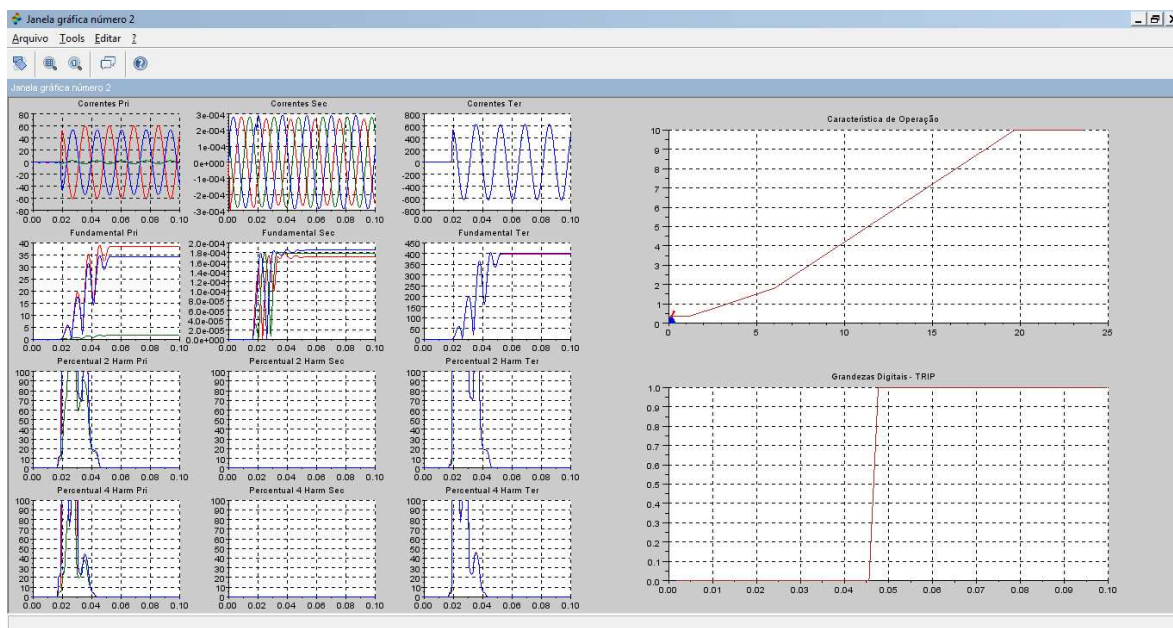


Figura 6.7 – Gráficos de saída gerados na simulação de um caso de curto-circuito interno entre o enrolamento e a carcaça do transformador

Tabela 6.4 – Taxa de sucessos durante curtos-circuitos internos entre as espiras e a carcaça para diferentes valores de corrente de partida da função diferencial

O87P	Quantidade de simulações	Taxa de sucessos (%)
0,35	1831	75,87 ± 3,00
0,50	2116	69,61 ± 3,00

### 6.2.2 – Banco de Transformadores Monofásicos

O segundo transformador analisado foi um banco de transformadores monofásicos de 150 MVA 230 / 69 / 13,8 kV. Os dados de entrada utilizados para este transformador são apresentados na tela da figura 6.8.

Os parâmetros de ajuste do relé diferencial usados como referência nestas simulações são apresentados na tabela 6.5.

*Tabela 6.5 – Ajuste de referência do relé diferencial utilizados nas simulações do banco de transformadores monofásicos de 150 MVA 230 / 69 / 13,8 kV*

<b>Parâmetros</b>	<b>Descrição do Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>CTR1</b>	Valor da RTC do enrolamento primário.	60
<b>CTR2</b>	Valor da RTC do enrolamento secundário.	160
<b>CTR3</b>	Valor da RTC do enrolamento terciário.	400
<b>TAP1</b>	Valor do Tap do enrolamento primário.	6,28
<b>TAP2</b>	Valor do Tap do enrolamento secundário.	7,84
<b>TAP3</b>	Valor do Tap do enrolamento terciário.	15,69
<b>W1CTC</b>	Defasamento angular do enrolamento primário utilizado para definir a matriz de compensação.	11
<b>W2CTC</b>	Defasamento angular do enrolamento secundário utilizado para definir a matriz de compensação.	11
<b>W3CTC</b>	Defasamento angular do enrolamento terciário utilizado para definir a matriz de compensação.	0
<b>O87P</b>	Corrente diferencial de partida.	0,10
<b>SLP1</b>	Inclinação do primeiro trecho da característica de operação.	30
<b>SLP2</b>	Inclinação do segundo trecho da característica de operação.	60
<b>IRS1</b>	Valor de corrente de restrição onde ocorre a mudança da inclinação.	6
<b>U87P</b>	Corrente diferencial de partida do elemento irrestrito.	10
<b>PCT2</b>	Percentual de segunda harmônica de referência.	20
<b>PCT4</b>	Percentual de quarta harmônica de referência.	10
<b>HRSTR</b>	Habilitação da lógica de restrição harmônica.	Y
<b>IHBL</b>	Habilitação da lógica de bloqueio independente.	Y

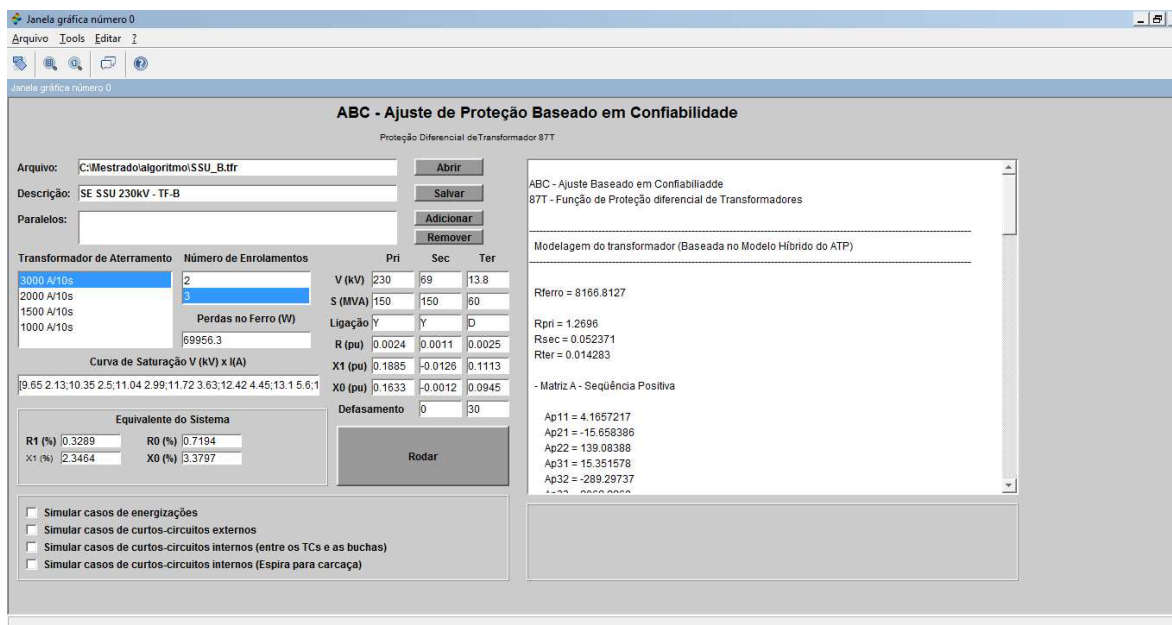


Figura 6.8 – Tela o dados de entrada para as simulações do banco de transformadores monofásicos de 150 MVA 230 / 69 / 13,8 kv

Para este transformador foram testadas as mesmas variações de ajuste do item 6.2.1. Os resultados destas simulações são apresentadas nas tabelas 6.6, 6.7 e 6.8. Percebe-se que qualitativamente, os resultados obtidos para o banco de transformadores foram similares aos obtidos para o transformador trifásico.

Tabela 6.6 – Taxa de sucessos durante as energizações para diferentes valores de percentual de segunda e quarta harmônica de referência para o segundo transformador analisado

PCT2	PCT4	Quantidade de simulações	Taxa de sucessos (%)
20	15	1272	85,06 ± 3,00
20	10	998	88,78 ± 3,00
15	10	558	94,09 ± 3,00

Semelhante ao ocorrido para o primeiro transformador foi obtido o valor de confiabilidade de 100% para os casos de curto-circuito externo e de curto-circuito interno entre as buchas e os transformadores de corrente.

*Tabela 6.7 – Taxa de sucessos durante as energizações para diferentes lógicas de detecção de correntes de inrush para o segundo transformador analisado*

<b>Lógica</b>	<b>HRSTR</b>	<b>IHBL</b>	<b>Qtd. de simulações</b>	<b>Taxa de sucessos (%)</b>
<b>Restrição</b>	Y	Y	998	88,78 ± 3,00
<b>Bloqueio Independente</b>	N	Y	2188	67,69 ± 3,00
<b>Bloqueio Cruzado</b>	N	N	100	100 ± 0,00 *

(\*) *Salienta-se que o valor da taxa de sucessos por definição não pode exceder 100%.*

*Tabela 6.8 – Taxa de sucessos curtos-circuitos internos entre as espiras e a carcaça para diferentes valores de corrente de partida da função diferencial para o segundo transformador analisado*

<b>O87P</b>	<b>Quantidade de simulações</b>	<b>Taxa de sucessos (%)</b>
0,10	1515	81,39 ± 3,00
0,30	2272	65,14 ± 3,00

### 6.2.3 – Discussão dos Resultados

Os valores de taxa de sucessos obtidos nas simulações apresentadas neste capítulo levaram às seguintes constatações:

- As tabelas 6.2 e 6.6 mostram que os menores valores dos percentuais de segunda e quarta harmônica, utilizados como referência nas lógicas de bloqueio e restrição harmônica, apresentam a maior confiabilidade dos ajustes do relé diferencial durante energizações de transformadores.
- Ainda, de acordo com os resultados apresentados nas tabelas 6.2 e 6.6, o uso do percentual de quarta harmônica é extremamente importante para aumentar a confiabilidade dos ajustes do relé diferencial durante energizações de transformadores.
- A lógica de bloqueio cruzado é aquela que apresenta a maior confiabilidade durante a energização dos transformadores. Entretanto, a literatura não

recomenda o seu uso, pois há o risco de recusa de atuação da proteção diferencial durante os casos de energização sob curto-circuito [50]. Desta forma, a melhor alternativa é o uso da função de restrição harmônica.

- Em função da maior confiabilidade da lógica de bloqueio cruzado, alguns fabricantes utilizam um esquema misto no qual esta lógica é habilitada durante um tempo definido pelo usuário após o fechamento do transformador. Após decorrido este tempo, o relé passa a operar com a técnica de bloqueio independente. Entretanto, deve-se ter em mente que durante alguns casos de energização sob curto-circuito a função de proteção diferencial somente irá atuar após decorrido este tempo, o que também é temerário.
  - A técnica de proteção diferencial de transformadores é extremamente confiável durante curtos-circuitos externos e curtos-circuitos internos entre as buchas do transformador e os transformadores de corrente, especialmente se estes transformadores de corrente forem projetados e aplicados para não saturar durante esses curtos-circuitos.
  - Por outro lado, a técnica de proteção diferencial não apresenta um bom desempenho durante curtos-circuitos entre o enrolamento e a carcaça. Por isso, é extremamente importante o estudo do uso conjunto de outras técnicas como a proteção contra falta a terra restrita (REF), a imagem térmica e o relé de fluxo de óleo e gás (relé Buchholz). O ajuste do elemento de partida da função de proteção diferencial também possui um impacto significativo no desempenho do relé durante estes tipos de curto-circuito.
  - Os testes em bancada demonstraram que o modelo de relé implementado neste trabalho reproduz de maneira satisfatória as características do relé SEL-387E, utilizado como base no seu desenvolvimento.
-

- A metodologia desenvolvida neste trabalho se mostrou uma ferramenta bastante útil para auxiliar na escolha dos parâmetros da função de proteção diferencial de transformadores.
-

---

# Capítulo 7

## Conclusões

### 7.1 – Conclusões

Este trabalho apresenta uma metodologia para avaliar a confiabilidade da função de proteção diferencial de transformador que utiliza simulações realizadas no domínio do tempo com o objetivo de auxiliar na definição dos parâmetros utilizados por esta função. Para tal, foi desenvolvida uma rotina no programa Scilab que gera e simula no programa ATP uma população de casos obtidos aleatoriamente com base no método de Monte Carlo.

Com base nos resultados obtidos, pode-se constatar a importância que os estudos realizados no domínio do tempo têm para a parametrização dos relés de proteção, em especial dos relés diferenciais de transformadores. Conforme

foi visto, é possível desenvolver ferramentas para facilitar a elaboração destes estudos por parte dos profissionais da área de proteção de sistemas elétricos. Isso possibilitaria que estas análises fossem feitas caso a caso, e não de maneira generalizada, aumentando a qualidade dos ajustes, tanto no que se refere a segurança quanto à dependabilidade. Entretanto, para que isso seja possível, é necessário que estes profissionais possuam uma formação sólida em análise de transitórios eletromagnéticos.

Além disso, neste trabalho verificou-se também a Teoria da Confiabilidade é uma ferramenta bastante útil para a análise do desempenho de relés de proteção. As técnicas de confiabilidade estrutural podem ser utilizadas para avaliar o impacto da confiabilidade do ajuste do relé na confiabilidade do sistema de proteção como um todo. As cadeias de Markov, por outro lado, permitem a avaliação do impacto da confiabilidade do ajuste do relé na confiabilidade do elemento protegido.

Com relação à modelagem do transformador, constatou-se a importância dos modelos baseados no princípio da dualidade. Estes modelos podem ser aplicados em diversos tipos de estudos, uma vez que eles estão diretamente relacionados aos elementos físicos do transformador.

Outro ponto verificado na modelagem do transformador é flexibilidade que o tratamento matricial das reatâncias de acoplamento proporciona. Isto permite que transformadores com qualquer quantidade de enrolamentos possam ser simulados. Com isso, fenômenos internos como curtos-circuitos entre as espiras e a carcaça podem ser simulados a partir da segmentação do enrolamento faltoso.

Além disso, verificou-se a importância do uso da matriz completa perante a matriz simplificada utilizada pelo modelo híbrido do ATPDraw. A matriz completa leva em consideração o acoplamento mútuo entre as fases, o que significa que ela permite que os diferentes valores de reatância de acoplamento obtidos nos ensaios de curto-circuito de sequência positiva e zero possam ser

---



levados em consideração. Isso garante uma melhor exatidão para os casos de simulação de curtos-circuitos que envolvam a terra.

Com relação à modelo do relé diferencial verificou-se que o modelo utilizado, embora seja satisfatório, pode ser aprimorado. Entretanto, para que isso seja possível é extremamente importante que os fabricantes dos relés de proteção disponibilizem, na sua documentação, informações claras sobre os algoritmos de seus relés, sobre os filtros utilizados e sobre a maneira como é feita a integração do sinal de disparo. Além disso, para facilitar a elaboração de estudos como o apresentado neste trabalho, uma sugestão que se faz aos fabricantes é criação modelos fechados de seus relés para uso em ferramentas de simulação como o Matlab ou o Scilab.

Neste trabalho também constatou-se a importância da aplicação dos Métodos de Monte Carlo para a avaliação da confiabilidade do ajuste de relés de proteção. Entretanto, a sua aplicação depende de uma geração confiável de números aleatórios e da correta definição das variáveis aleatórias que afetam cada tipo de fenômeno simulado.

A ferramenta implementada neste trabalho se mostrou bastante útil para auxiliar na definição dos parâmetros da função diferencial de transformadores, principalmente para aqueles parâmetros relacionados à fenômenos de natureza transitória como a energização de transformadores. Entretanto, diversos aprimoramentos ainda podem ser feitos. Alguns destes aprimoramentos são sugeridos no item 7.2 referente às sugestões de continuidade.

## **7.2 – Sugestões de continuidade**

Este trabalho apresentou uma metodologia para a análise dos ajustes da função de proteção diferencial de transformadores de potência no domínio do tempo. Em trabalhos futuros, esta metodologia pode ser aprimorada incorporando a simulação de mais fenômenos tais como a energização sob curto-circuito, o curto-circuito entre espiras, a energização solidária

---

(*sympathetic inrush*), o *inrush* de reestabelecimento (*recovery inrush*) e a sobre-excitação. Um modelo para as cargas também pode ser acrescentado. O ramo de excitação e os cabos do circuito secundário dos transformadores de corrente também podem ter sua modelagem incluída. Isso permitiria a avaliação do impacto da sua saturação, do acoplamento magnético entre os cabos de cada uma das fases e da presença de ruído.

Além disso, esta metodologia pode ser aplicada a outros tipos de funções de proteção, como a diferencial de terra restrita, a de distância, a de sobrecorrente direcional de neutro e as funções utilizadas para proteção anti-ilhamento em esquemas de geração distribuída (sub e sobrefrequência, taxa de variação de frequência, salto de vetor e outras).

Para tal, é necessário que a modelagem dos componentes do sistema que vierem a ser utilizados (linhas de transmissão, geradores, cargas dentre outros) seja investigada de maneira minuciosa. A modelagem do transformador utilizada nesta análise também pode ser aprimorada para levar em conta as diferentes topologias do núcleo. Modelos mais detalhados do arco elétrico dos curtos-circuitos também podem considerados.

O método de Monte Carlo utilizado também pode ser alvo de melhorias. O uso de técnicas de redução de variância pode ser avaliado para reduzir o número de simulações necessárias e diminuir o tempo necessário para a análise. Além disso, as distribuições que definem algumas das variáveis aleatórias consideradas, como as resistências de falta, podem ser objeto de um estudo mais minucioso.

Por fim, a cadeia de Markov proposta para modelar o desempenho do transformador pode ser desenvolvida em trabalhos futuros. A partir dela, técnicas de otimização podem ser utilizadas para maximizar a probabilidade do transformador estar em seu estado de operação normal.

---

---

## Referências Bibliográficas

- [1] CAMARGO, C. C. B. *"Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica"*, LTC / ELETROBRAS / FEESC, 1984
- [2] MOUBRAY, J. *"Reliability-Centered Maintenance"*, Industrial Press Inc., 1997
- [3] ROGERS, J. S. "A Dynamic model for planning capacity expansion: an application to plant reliability in electric power systems", Dept. of Operations Research, 1970
- [4] ANDERSON, P. M. *"Reliability Modeling of Protective Systems"* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 8, pp. 2207-2214, 1984
- [5] ANDERSON, P. M. *"Power System Protection"* IEEE Press e Mc Graw Hill, 1998
- [6] MASON, C. R.; *"The Art and Science of Protective Relaying"*; John Wiley & Sons, New York, 1956
- [7] SCHOSSIG, W.; *"Introduction to the History of Seletive Protection"* PAC World Magazine, exemplar do verão de 2007
- [8] IEEE std. C37.2 - 1996; *"IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations"*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1996
- [9] ELMORE, W. A.; *"Protective Relaying Theory and Applications"* Second Edition Revised and Expanded, Marcel Dekker Inc., New York, 2004
- [10] PEREIRA FILHO, C. S.; *"Proteção Diferencial"*; Notas de aula da disciplina Proteção de sistemas Elétricos do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011
- [11] ZANETTA, L. C. Jr. *"Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência"*, EdUSP, São Paulo, Brasil, 2003
- [12] HAYWARD, C. D. *"Prolonged Inrush Currents With Parallel Transformers Affect Differential Relaying"*, AIEE Transactions, Vol. 60, pp. 1096 – 1101, 1941
-

- 
- [13] HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. "*Power System Relaying*", Research Studies Press Ltda., Somerset - Inglaterra, 1993
- [14] ZIEGLER, G. "*Numerical Differential Protection – Principles and Applications*", Publicis Corporate Publishing, Nuremberg - Alemanha, 2005
- [15] GE Multilin; "GE Industrial Systems T60 Transformer Management Relay – UR Series Instruction Manual", 2006
- [16] Schweitzer Engineering Laboratories; "Schweitzer Engineering Laboratories SEL-387E Current Differential And Voltage Protection Relay – Instruction Manual", 20050614, 2005
- [17] BEHRENDT, K.; FISCHER, N.; LAUBSCHAGNE, C.; "*Considerations for Using Harmonic Blocking and Harmonic Restraint Techniques on Transformer Differential Relays*", Schweitzer Engineering Laboratories Ltd., 2006
- [18] DANTAS, C. B. "*Probabilidade: Um Curso Introductório*", Edusp, São Paulo 1997
- [19] BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J.; "*Protective Relaying Principles and Applications*", Third Edition, CRC Press, 2007
- [20] CARTER, A. D. S.; "*Mechanical Reliability*"; Second Edition; John Wiley & Sons, New York, 1986
- [21] SIQUEIRA, I. P.; "*Processos de Decisão Markovianos em Sistemas de Segurança e Proteção*"; Dissertação submetida à UFPE para a obtenção do grau de mestre, Recife, 1999
- [22] MARTINEZ-VELASCO, J. A. "*Power System Transients – Parameter Determination*"; CRC Press, Taylor & Francis Group, Boca Raton, EUA, 2010
- [23] CIGRE Working Group 02 (SC 33) "*Guidelines for Representation of Network Elements when Calculating Transients*"; CIGRE Technical Brochure no. 39, 1990
- [24] Boneville Power Administration; "*Electro-Magnetic Transient Program (EMTP) Theory Book*"; Portland, EUA, 1981
- [25] BRANDWAJN, V.; DOMMEL, H. W.; DOMMEL, I. I.; "*Matrix Representation of Three-phase N-winding Transformer for Steady-state and Transients Studies*" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 6, pp. 1369-1378, 1982
-

---

[26] "Rule Book – Alternative Transient Program" CAUE – Comitê Argentino de Usuários de EMTP - ATP

[27] LEÓN, F.; MARTINEZ, J. A.; "Dual Three-winding Transformer Equivalent Circuit Matching Leakage Measurements" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 1, pp. 160-168, Jan, 2009

[28] CHIESA, N.; "Power Transformer Modeling – Advanced Core Model" Tesi di Laurea, Politecnico di Milano, 2005

[29] CHERRY, E. C.; "The Duality Between Interlinked Electric and Magnetic Circuits and the Formation of Transformer Equivalent Circuits" Proceedings of the Physical Society, Vol. 62B, pp. 101-111, 1949

[30] SLEMON, G. R.; "Equivalent Circuits for Transformers and Machines Including Non-linear Effects" IEE Proceedings, pt IV, Vol. 100, pp. 129-143, 1953

[31] HØIDALEN, H. K.; MORK, B. A.; GONZALEZ, F.; ISHCHENKO, D.; CHIESA, N.; "Implementation and Verification of the Hybrid Transformer Model in ATPDraw" apresentado na International Conference on Power Systems Transients – IPST'07, Lyon, França, 4 a 7 de Junho, 2007

[32] MORK, B. A.; GONZALEZ, F.; ISHCHENKO, D.; STUEHM, D. L.; MITRA, J.; "Hybrid Transformer Model for Transient Simulation – Part I: Development and Parameters" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 1, pp. 248-255, Jan, 2007

[33] HØIDALEN, H. K.; CHIESA, N.; AVENDAÑO, A.; MORK, B. A.; "Developments in the Hybrid Transformer Model – Core Modeling and Optimization" apresentado na International Conference on Power Systems Transients – IPST'11, Delft, Holanda, 14 a 17 de Junho, 2011

[34] ARAUJO, A. E. A.; NEVES, W. L. A.; "Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia"; Editora UFMG, Belo Horizonte, Brasil, 2005

[35] JOHNS, A. T.; SALMAN, S. K.; "Digital Protection for Power Systems" Second Edition, IEE Power Series, Peter Peregrinus Ltd., 1995

[36] Slow Transients Modeling Task Force of the IEEE Working Group on Modeling and Analysis of Systems Transients using Digital Programs; "Modeling and Analysis Guidelines for Slow Transients – Part III: The Study of Ferroresonancy" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 1, pp. 255-265, Jan, 2007

---

- 
- [37] ALVEDAÑO, A.; CHIESA, N.; MORK, B. A.; HØIDALEN, H. K.; ISHCENKO, D.; "*Transformer Short-circuit Representation: Investigation of Phase-to-Phase Coupling*" apresentado na International Conference on Power Systems Transients – IPST'07, Lyon, França, 4 a 7 de Junho, 2007
- [38] ALVEDAÑO, A.; MORK, B. A.; HØIDALEN, H. K.; "*Transformer Internal Fault Modeling in ATP*" apresentado na International Conference on Power Systems Transients – IPST'11, Delft, Holanda, 14 a 17 de Junho, 2011
- [39] OPPENHEIM, A. V.; WILLSKY, A. S.; NAWAB, S. H.; "*Signals and systems*" 2ª Edition, Prentice Hall Signal Processing Series, 1996
- [40] PHADKE, A. G.; THORP, J. S. "*Computer Relaying for Power System*" Second Edition, Jhon Willey and Sons Ltd. e RSP Research Sudies Press Ltd., Hertfordshire, 2009
- [41] PEREIRA FILHO, C. S.; "*Algoritmos para Relés Numéricos de Proteção*"; Notas de aula da disciplina Proteção de sistemas Elétricos do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011
- [42] HAMMERSLY, J. M.; HANDSCOMB, D. C. "*Monte Carlo Methods*" Chapman and Hall, Londres, 1965
- [43] OLIVEIRA, G. C. "*Simulação de Sistemas de Potência por Técnicas de Monte Carlo*" DPST7748; CEPEL, Rio de Janeiro, 16 de Outubro de 1989
- [44] ROSS, S. M. "*Simulation*" 4a Edição; Elseiver, San Diego, 2006
- [45] TRIOLA, M. "*Introdução à Estatística*" LTC; 1999
- [46] KNUTH, D. E. "*The Art of Computer Programming*" Volume 2; 3a Edição; Addison-Wesley; 1997
- [47] Introduction to Discrete Probabilities with Scilab; <http://www.scilab.org/content/download/1105/10844/file/introdiscreteprobas.pdf>; Consortium Scilab; digiteo
- [48] Operador Nacional do Sistema; Procedimentos de Rede - Submódulo 23.3: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, Revisão 1.0, Vigência 05/08/2009.
- [49] MARTINEZ, J. A.; NATARAJAN, R.; CAMM, E. "*Comparison of Statistical Switching Results Using Gaussian, Uniform and Systematic Switching Approaches*" In: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, Seattle. Proceedings, v. 2, p. 884-889, 2000
-

[50] SOUZA, J. R. M. S.; PUPPI, L. V. S.; ROMEIRO FILHO, J. N. R. ; MIKILITA, M. A. S.; “*Análise Estatística do Desempenho das Funções de Detecção de Correntes de Inrush baseadas na Composição Harmônica*” apresentado no X STPC – Seminário Técnico de Proteção e Controle, Recife, PE, Outubro 17–20, 2010.

[51] HUSIANYCIA, Y.; RIOUAL M. “*Determination of the Residual Flux when De-energizing a Power Transformer / Comparison with On-site Tests*” IEEE Power Engineering Society General Meeting; 2005.

[52] LIU, T.; SIGUERDIDJANE, H.; PETIT, M.; JUNG, T.; DUPRAZ, J. P. “*Reconstitution of Power Transformer’s Residual Flux with CVT’s Measurements During its De-energization*” apresentado na IEEE International Conference on Control Applications; Yokohama, Japão; 2010.

---