



**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO
DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA
NO ATP**

KARLA ANTUNES TAVARES

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO
DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA
NO ATP**

KARLA ANTUNES TAVARES

ORIENTADOR: KLEBER MELO E SILVA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGEE.DM - 545/2013

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO - 2013

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA NO ATP

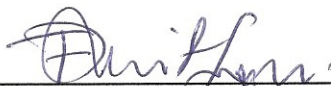
KARLA ANTUNES TAVARES

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

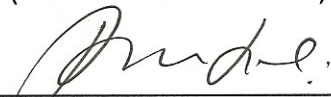
APROVADA POR:



KLEBER MELO E SILVA, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)



FRANCISCO DAMASCENO FREITAS, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



PAULO MÁRCIO DA SILVEIRA, Dr., UNIFEI/ISEE
(EXAMINADOR EXTERNO)

Brasília, 06 de dezembro de 2013.

FICHA CATALOGRÁFICA

TAVARES, KARLA ANTUNES

Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência no ATP
[Distrito Federal] 2013.

xvii, 91p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado, 2013)

Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Transformadores de potência	2. Proteção Diferencial
3. MODELS	4. ATP/ATPDraw
I. ENE/FT/UnB	II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

TAVARES, K. A. (2013). Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência no ATP. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.DM - 545/2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 91p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Karla Antunes Tavares.

TÍTULO: Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência no ATP.

GRAU: Mestre ANO: 2013

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.



Karla Antunes Tavares
Universidade de Brasília – UNB
Campus Darcy Ribeiro
Faculdade de Tecnologia – FT
Departamento de Engenharia Elétrica
Brasília – DF
CEP: 70910-900

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, professor Kleber Melo e Silva, pela atenção, compreensão e dedicação.

Ao Daniel, meu esposo, pelo amor, apoio e paciência ao longo desses anos.

Aos engenheiros e amigos Eduardo Campos Penna, Melissa Loei e Zenkiti Nakassato, pelo incentivo desde o início do mestrado.

A todos aqueles que me apoiaram durante o curso e na elaboração desta dissertação, muito obrigada!

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo apresentar a modelagem e simulação de um relé numérico microprocessado para proteção de transformadores de potência. Foram implementadas as funções de proteção diferencial percentual de fase (87T), de sequência negativa (87Q) e de falta à terra restrita (REF). Para tanto, utiliza-se o software ATP, através de sua interface ATPDraw, sendo o relé implementado no ambiente MODELS. A validação do modelo foi feita para um sistema elétrico de potência simplificado, cujos parâmetros foram obtidos a partir de dados dos componentes de um sistema real. Os resultados mostram as vantagens da utilização desse tipo de modelagem, uma vez que ela permite a realização da chamada simulação em malha fechada, por meio da qual é possível avaliar o comportamento do sistema de potência frente à operação da sua proteção, bem como o da proteção frente as mais diversas situações de operação às quais um sistema de potência pode ser submetido. Além disso, também são observadas as vantagens de se utilizar de forma combinada as três funções de proteção implementadas.

PALAVRAS-CHAVE: ATP/ATPDraw, MODELS, Transformadores de Potência, Proteção Diferencial, Sequência Negativa, Falta à Terra Restrita.

ABSTRACT

This work aims to present the modeling and simulation of a numerical relay for protection of power transformers. It was implemented the phase percentage differential function (87T), negative sequence (87Q) and restricted earth fault (REF). In order to do so, the software ATP was used, through its interface ATPDraw, and the relay was implemented using the MODELS language. The model validation was carried out for a simplified electric power system, whose parameters were obtained from data of the components of a real system. The results reveal the advantages of using this type of modeling, since it provides a closed loop simulation, thereby one can evaluate the behavior of the power system against the protection operation, as well as the protection performance for the different power systems operational conditions. Moreover, one can see the advantages of using the three protection functions implemented together.

KEYWORDS: ATP/ATPDraw, MODELS, Power transformer, Differential Protection, Negative Sequence, Restricted Earth Fault.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xiv
LISTA DE QUADROS	xv
LISTA DE SIGLAS	xvi
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	1
1.2 OBJETIVOS	3
1.3 PUBLICAÇÕES	3
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	4
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
3 FUNDAMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	10
3.1 TIPOS DE FALTAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	11
3.2 FATORES QUE INFLUENCIAM A PROTEÇÃO DIFERENCIAL QUANDO APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	14
3.2.1 Grupos de defasagem	14
3.2.2 Saturação de TCs.....	15
3.2.3 Sobreexcitação.....	16
3.2.4 Corrente de <i>Inrush</i>	16
3.3 PROTEÇÃO DIFERENCIAL PERCENTUAL DE FASE (87T).....	17

3.3.1	Restrição por Harmônicos	19
3.3.2	Ajuste do tap.....	20
3.3.3	Compensação da Sequência Zero	21
3.3.4	Correção da Defasagem Angular.....	21
3.4	PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA NEGATIVA (87Q).....	22
3.5	PROTEÇÃO DE FALTA À TERRA RESTRITA (REF).....	24
3.6	BLOQUEIO POR HARMÔNICOS	24
3.7	COMPARAÇÃO ENTRE BLOQUEIO E RESTRIÇÃO	25
4	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL.....	27
4.1	O ATP.....	27
4.1.1	ATPDraw.....	28
4.1.2	Linguagem MODELS	29
4.2	SISTEMA ANALISADO	29
4.3	MODELAGEM DO RELÉ.....	33
4.3.1	Transformador Auxiliar.....	34
4.3.2	Filtro Analógico.....	34
4.3.3	Grampeador	35
4.3.4	<i>Sampler/Holder</i>	35
4.3.5	Conversor Analógico/Digital.....	35
4.3.6	<i>Buffer</i>	36
4.3.7	Estimação de Fasores	36
4.3.8	Ajuste de tap	37
4.3.9	Compensação da sequência zero	37
4.3.10	Correção da defasagem.....	38
4.3.11	Função 87T.....	38

4.3.12	Função 87Q	38
4.3.13	Função REF	39
4.3.14	Bloqueio	40
4.3.15	Comando dos Disjuntores.....	40
4.3.16	Impressão das Saídas	41
4.4	SISTEMA E RELÉ NO ATPDRAW	41
4.5	SIMULAÇÕES EM MASSA	43
5	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	45
5.1	AJUSTES DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....	45
5.2	CASOS PONTUAIS.....	46
5.2.1	Curto monofásico no primário.....	47
5.2.2	Curto espira-terra no enrolamento estrela (1%)	50
5.2.3	Curto entre espiras no enrolamento delta (50%)	53
5.2.4	Energização do transformador pelo primário	53
5.3	SIMULAÇÕES EM MASSA	58
5.3.1	Curto-circuito espira-terra ao longo do enrolamento estrela	58
5.3.2	Curto-circuito espira-terra ao longo do enrolamento delta.....	59
5.3.3	Curto-circuito espira-espira ao longo do enrolamento estrela.....	61
5.3.4	Curtos-circuitos espira-espira ao longo do enrolamento delta	61
5.3.5	Energização ao longo de um ciclo.....	64
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	68
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71
	ANEXO I – MODELS UTILIZADAS.....	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 Esquema de proteção de transformadores.....	11
Figura 3.2 Variação da corrente de falta com a localização em um enrolamento estrela (Traduzido de [1]).....	13
Figura 3.3 Variação da corrente de falta com a localização em um enrolamento delta (Traduzido de [1]).....	13
Figura 3.4 Grupos de defasagem.	15
Figura 3.5 Esquemas de conexão para relés eletromecânicos.....	15
Figura 3.6 Origem da corrente de inrush (Traduzido de [24]).	17
Figura 3.7 Esquema da proteção diferencial.	18
Figura 3.8 Esquema da proteção diferencial percentual em um relé eletromecânico.	18
Figura 3.9 Característica da proteção diferencial percentual.	19
Figura 3.10 Lógica da restrição por harmônicos.	20
Figura 3.11 Característica da proteção diferencial de sequência negativa.	23
Figura 3.12 Lógica do bloqueio por harmônicos.....	25
Figura 3.13 Lógica final de <i>trip</i>	26
Figura 4.1 Janela do ATPDraw.	28
Figura 4.2 Sistema elétrico analisado.	30
Figura 4.3 Esquema de particionamento dos enrolamentos.	31
Figura 4.4 Família de curvas de saturação do TC C800 1200-5 A.	33
Figura 4.5 Estrutura do relé implementado através da MODELS.	33

Figura 4.6 Sistema no ATPDraw.	41
Figura 4.7 Caixa de diálogo do componente criado para representar o transformador com enrolamentos particionados.	42
Figura 4.8 Dados de entrada do bloco Relé 87.....	42
Figura 4.9 Detalhe interno do bloco Relé 87.....	43
Figura 4.10 Metodologia das simulações em massa.	44
Figura 5.1 Posição das chaves que aplicam curtos internos.	46
Figura 5.2 Posição das espiras em curto nos enrolamentos.....	47
Figura 5.3 Correntes nos TCs do primário – Caso 4.	48
Figura 5.4 Correntes nos TCs do secundário – Caso 4.	49
Figura 5.5 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Caso 4.....	49
Figura 5.6 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Caso 4.....	49
Figura 5.7 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Caso 4.....	50
Figura 5.8 Variáveis lógicas – Caso 4.	50
Figura 5.9 Correntes nos TCs do primário – Caso 9.	51
Figura 5.10 Correntes nos TCs do secundário – Caso 9.	51
Figura 5.11 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Caso 9.....	51
Figura 5.12 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Caso 9.....	52
Figura 5.13 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Caso 9.....	52
Figura 5.14 Variáveis lógicas – Caso 9.	52
Figura 5.15 Correntes nos TCs do primário – Caso 14.	54
Figura 5.16 Correntes nos TCs do secundário – Caso 14.	54
Figura 5.17 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Caso 14.....	54
Figura 5.18 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Caso 14.....	55
Figura 5.19 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Caso 14.....	55
Figura 5.20 Variáveis lógicas – Caso 14.	55

Figura 5.21 Corrente de <i>inrush</i> – Caso 16.....	56
Figura 5.22 Conteúdo harmônico da corrente de <i>inrush</i> – Caso 16.....	56
Figura 5.23 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Caso 16.....	56
Figura 5.24 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Caso 16.....	57
Figura 5.25 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Caso 16.....	57
Figura 5.26 Variáveis lógicas – Caso 16.....	57
Figura 5.27 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Curto espira-terra no primário.	58
Figura 5.28 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Curto espira-terra no primário.	59
Figura 5.29 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Curto espira-terra no primário.	59
Figura 5.30 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Curto espira-terra no secundário.....	60
Figura 5.31 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Curto espira-terra no secundário.....	60
Figura 5.32 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Curto espira-terra no secundário.....	61
Figura 5.33 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Curto entre espiras no primário.	62
Figura 5.34 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Curto entre espiras no primário.	62
Figura 5.35 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Curto entre espiras no primário.	63
Figura 5.36 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Curto entre espiras no secundário.....	63
Figura 5.37 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Curto entre espiras no secundário.....	63
Figura 5.38 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Curto entre espiras no secundário.....	64

Figura 5.39 Curva de saturação.....	65
Figura 5.40 Conteúdo de 2º harmônico para cada energização.....	65
Figura 5.41 Conteúdo de 5º harmônico para cada energização.....	65
Figura 5.42 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Energização.....	66
Figura 5.43 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Energização.	66
Figura 5.44 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Energização.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 Estatística de falha para alguns equipamentos do sistema [1].....	1
Tabela 1.2 Desligamentos forçados de transformadores em 2011 [4].....	2
Tabela 3.1 Tipos de faltas e suas respectivas proteções [20].	11
Tabela 3.2 Comparação entre restrição e bloqueio por harmônicos [24].....	26
Tabela 4.1 Dados das linhas de transmissão.....	30
Tabela 4.2 Dados dos equivalentes.....	30
Tabela 4.3 Dados dos transformadores de potência.	30
Tabela 4.4 Dados de curto-circuito.....	32
Tabela 4.5 Cálculo dos taps dos TCs.....	32
Tabela 5.1 Parametrização do relé.....	45
Tabela 5.2 Casos simulados.....	46

LISTA DE QUADROS

Quadro 4.1 Estrutura básica da Linguagem MODELS.....	29
Quadro 4.2 <i>Branch Card</i> do transformador com enrolamentos particionados.	31
Quadro 4.3 Parte do modelo do filtro analógico implementado na MODELS.....	35
Quadro 4.4 Parte do modelo de estimação de fasores implementado na MODELS.....	37
Quadro 4.5 Parte do modelo do ajuste do tap implementado na MODELS.	37
Quadro 4.6 Parte do modelo da correção da sequência zero implementado na MODELS.	38
Quadro 4.7 Parte do modelo da correção da defasagem implementado na MODELS.	38
Quadro 4.8 Parte do modelo da função 87T implementado na MODELS.	39
Quadro 4.9 Parte do modelo da função 87Q implementado na MODELS.....	39
Quadro 4.10 Parte do modelo da função 87REF implementado na MODELS.	40
Quadro 4.11 Rotina \$PARAMETER.....	44

LISTA DE SIGLAS

A/D	Analógico/Digital
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
BPA	<i>Bonneville Power Administration</i>
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
DC	<i>Direct Current</i>
EMTP	<i>Eletromagnetic Transients Program</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
GE	<i>General Electric</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
REF	<i>Restricted Earth Fault</i>
R-L	Resistência - Indutância
SIN	Sistema Interligado Nacional
TACS	<i>Transient Analysis of Control Systems</i>
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
TPC	Transformador de potencial capacitivo

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A sociedade tem se tornado cada vez mais dependente da energia elétrica e espera que o suprimento da mesma seja feito de forma contínua, confiável e com qualidade. Apesar da busca por esta excelência por parte dos agentes e dos órgãos reguladores, os equipamentos do sistema estão constantemente sujeitos a falhas das mais diversas origens. Por isso, faz-se necessário o uso de sistemas de proteção que atuem de forma seletiva, rápida e confiável, a fim de extinguir as faltas de forma apropriada.

A Tabela 1.1 [1] mostra a probabilidade de falha para diversos equipamentos de um dado sistema elétrico. Verifica-se que 10% delas dizem respeito a falhas em transformadores de potência. Posto isso, juntamente com a importância desse equipamento para os sistemas de potência, justifica-se a necessidade de um sistema de proteção adequado.

Tabela 1.1 Estatística de falha para alguns equipamentos do sistema [1].

Equipamento	Probabilidade de falha [%]
Linhas de transmissão	50,0
Disjuntores	12,0
Transformadores de corrente, equipamentos de controle, etc	12,0
Transformadores	10,0
Cabos subterrâneos	9,0
Geradores	7,0
TOTAL	100,0

Os transformadores de potência começaram a ser usados na última década do século XIX. Inicialmente, a única forma de proteção disponível para estes equipamentos eram os fusíveis. Disjuntores com operação satisfatória foram produzidos logo depois, de tal forma que os relés de proteção começaram a ser usados nos transformadores. No começo do século XX, relés com esquemas de proteção diferencial começaram a ser

usados em grandes transformadores e, em 1938, a introdução da restrição por harmônicos permitiu que a proteção não operasse de forma errônea frente às correntes de excitação durante a energização [2].

Desde então, em busca de uma maior sensibilidade, seletividade e velocidade de operação da proteção diferencial de transformadores, diversos métodos vem sendo sugeridos e utilizados para evitar situações que podem causar a operação indevida dos relés. E a preocupação com a melhor forma de proteção para transformadores é pertinente, pois o reparo ou substituição deste equipamento implicam em tempo fora de serviço e custos [3].

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 2011, ocorreram 1194 desligamentos forçados em transformadores conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando os níveis de tensão de 138, 230, 345, 440, 500 e 750 kV. A Tabela 1.2 [4] ilustra o número de desligamentos por tensão e origem da causa e a duração média.

Tabela 1.2 Desligamentos forçados de transformadores em 2011 [4].

Tensão [kV]	Origem da causa dos desligamentos				Total	Duração média [h]
	Interna	Secundária	Externa	Operacional		
750	1	0	2	1	4	3,2
500	24	32	43	2	101	5,9
440	2	33	7	0	42	2,6
345	16	34	43	1	94	31,3
230	54	130	208	15	407	5,7
138	172	105	260	9	546	12,1

As origens das causas de desligamento indicadas na Tabela 1.2 podem ser classificadas da seguinte forma:

- Interna: falha na parte ativa do transformador ou de seus equipamentos, tais como disjuntores, TCs, TPs, para-raios, etc;
- Secundária: falha nas partes complementares dos transformadores, como painéis, fiações, relés, serviços auxiliares, etc;
- Externa: falha em outros componentes, mas que resulta na correta atuação da proteção do transformador;
- Operacional: falha por problemas no sistema de potência, como oscilações, sobretensões e rejeição de carga.

Observando-se esses dados estatísticos, percebe-se o quão importante é o estudo aprofundado da proteção de transformadores de potência, levando-se em consideração os mais diversos tipos de falha a que ele pode estar sujeito durante a sua vida útil. Para tanto, neste trabalho sugere-se a modelagem da proteção diferencial no software ATP, no qual os transformadores são comumente modelados para estudos de transitórios eletromagnéticos. Dessa forma, obtêm-se análises mais detalhadas e resultados que aumentam o embasamento para a correta parametrização das funções de proteção.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal dessa dissertação de mestrado é apresentar a modelagem e a simulação de um relé diferencial numérico microprocessado no ATP, a fim de avaliar o seu desempenho quando aplicado na proteção de transformadores de potência frente às mais diversas situações de operação às quais o sistema elétrico está constantemente exposto. Como objetivos específicos, têm-se:

- Implementar algoritmos de proteção diferencial tradicionalmente empregados para transformadores de potência internamente do software ATP e da sua interface gráfica ATPDraw;
- Realizar análise de sensibilidade do desempenho da proteção diferencial de transformadores de potência frente às manobras e faltas no sistema elétrico.

1.3 PUBLICAÇÕES

Os estudos desenvolvidos durante o mestrado possibilitaram a publicação dos seguintes artigos em conferências nacionais e internacionais:

- TAVARES, K. A; SILVA, K. M; FERNANDES, R. O. **Validação da Modelagem da Proteção Diferencial de Transformadores no ATP/ATPDraw**. In: XI STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2012, Florianópolis-SC.
- TAVARES, K. A; SILVA, K. M. **Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência no ATP/ATPDraw**. In: IV SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2012, Goiânia-GO.
- TAVARES, K. A; SILVA, K. M. **On Modeling and Simulating the Differential Protection of Power Transformers in ATP**. In: DPSP - The

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está organizado de acordo com a seguinte estrutura:

- Capítulo 2: realiza-se o levantamento do estado da arte de simulações e avaliações da proteção utilizando softwares do tipo EMTP;
- Capítulo 3: abordam-se os conceitos da proteção diferencial de transformadores de potência;
- Capítulo 4: descreve-se o sistema elétrico de potência (linhas de transmissão, transformadores, equivalentes de Thèvenin, TCS, disjuntores, etc) utilizado nas simulações e a modelagem do relé que emula as funções diferenciais de proteção do transformador;
- Capítulo 5: apresentam-se os resultados obtidos da simulação do sistema apresentado no capítulo anterior, analisando os ajustes parametrizados e a atuação ou não das funções implementadas;
- Capítulo 6: são apresentadas as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Em busca da melhor representação dos componentes de um sistema elétrico, diversas ferramentas têm sido utilizadas e aprimoradas ao longo do tempo. Para estudos de proteção, encontram-se na literatura variados trabalhos utilizando softwares do tipo EMTP em conjunto com rotinas implementadas em linguagens de programação como C, C++ e FORTRAN ou mesmo com caixas de teste. Alguns deles são lembrados neste capítulo.

Em [5], os autores apresentam uma interface implementada em FORTRAN para ser usada junto com a rotina TACS do EMTP. O trabalho foi motivado pelo fato de a TACS possuir limitações como o número de funções lógicas e a dificuldade de modelar tarefas cíclicas. Assim, a função da interface é permitir a transferência de variáveis entre a TACS (controle analógico) e as subrotinas em FORTRAN (controle digital), sem acrescentar nenhum atraso ao processo. Para validar a interface, testes foram conduzidos em um modelo de controle digital HVDC.

Em [6], os autores apresentam a validação da modelagem do relé eletromecânico BDD15B da GE, cuja função é a proteção diferencial de transformadores. A modelagem foi feita no EMTP utilizando a TACS, levando em consideração a característica percentual da função e a restrição por harmônicos. Neste caso, a curva de magnetização do transformador não foi considerada, por não estar disponível. Na TACS, a condição de operação foi implementada na forma de uma equação diferencial de segunda ordem. A validação foi feita para um circuito R-L com um TC alimentando o relé. Escolhendo-se valores adequados para a resistência e a indutância, variando o instante da falta e ajustando a fonte de tensão do circuito, obtêm-se as correntes para testar o modelo do relé. Os resultados foram satisfatórios e o modelo se mostrou fidedigno ao comportamento do relé real.

Já em [7], os autores apresentam a adição de transformadores para instrumentos e relés no EMTP e o aproveitamento de toda a capacidade do FORTRAN. Com isso, a utilização de rotinas feitas pelo usuário diretamente no EMTP foi permitida. Assim, tornou-se possível estudar a interação dinâmica entre o sistema de potência e o sistema de proteção. Foram modelados relés para proteção de linhas e de transformadores, sendo possível a mudança de seus ajustes. Os modelos do TC e do TPC foram testados e validados, sendo sua principal limitação a resposta a altas frequências. Ao se criar os modelos dos relés em FORTRAN, é necessária nova compilação do EMTP para adicioná-los como objetos. Além disso, foram criadas subrotinas para a transferência de variáveis entre os modelos e a TACS, de forma a se obter uma simulação em malha fechada.

Utilizando também o EMTP/ATP e a TACS, em [8] apresenta-se a modelagem de um relé eletromecânico de sobrecorrente do tipo *plunger*. As propriedades mecânicas e magnéticas do relé foram implementadas na TACS e, a parte elétrica (impedâncias), diretamente no EMTP/ATP. Diversos testes foram feitos em um simulador de sistemas de potência e comparados aos resultados obtidos nas simulações. Observou-se que os resultados são levemente afetados por componente DC. Mas, ao combinar o *DC offset* com a saturação de TC, obteve-se uma atuação atrasada.

Um modelo de transformador trifásico para estudos de proteção no ATP é apresentado em [9]. Para tanto, um sistema radial composto por um gerador, uma linha de transmissão, o transformador e uma carga é representado com componentes intrínsecos ao software. Foram simulados casos de energização, faltas internas e extinção de faltas externas. O enrolamento primário foi particionado para a simulação das faltas internas. Apesar dos TCs não terem sido representados, os resultados mostram as diferenças entre as formas de onda obtidas considerando diferentes tempos de abertura ou fechamento das chaves e o evento analisado. Isso mostra a importância da correta modelagem do transformador para fins de ajustes de proteção visto que, ao se utilizar softwares como o ATP, é possível verificar os valores de correntes e o conteúdo harmônico das mesmas, além da interação com os outros componentes do sistema.

Em [10], a implementação de um relé de distância utilizando a MODELS no EMTP é apresentada. Como a MODELS permite a simulação em malha fechada do sistema de potência e do sistema de proteção e a interação entre eles, os autores destacam sua importância para o melhor entendimento dos conceitos de proteção para alunos. Além

disso, todo o código do relé fica dentro do arquivo do EMTP, simplificando a implementação e a simulação. Foram modelados os filtros *anti-aliasing*, de remoção da componente DC e de extração da componente fundamental, além da própria função de distância. As simulações de faltas fase-terra e fase-fase foram feitas em um circuito radial composto de gerador, linha de transmissão e carga.

Considerando a importância da modelagem de relés, o IEEE *Power System Relaying Committee* formou um grupo de trabalho para levantar o estado da arte do assunto e recomendar as diretrizes para futuros estudos. Os resultados são mostrados em [11]. É importante que o analista conheça o evento que quer avaliar para escolher apropriadamente o modelo a ser utilizado. Normalmente, os softwares de ajuste das funções de proteção possuem um banco de dados considerável de relés, mas respondem apenas a sinais em regime permanente, desprezando o período transitório. Caso este último seja de interesse, faz-se necessário o uso de softwares do tipo EMTP ou modelos mais detalhados enviados pelos fabricantes normalmente em ambiente MATLAB. Independente do modelo escolhido, o ideal é que o mesmo seja validado com a resposta de relés em campo ou laboratório.

No trabalho apresentado em [12], os autores sugerem uma nova abordagem para simulação de sistemas de proteção utilizando o ATP, a MODELS e modelos externos feitos em C++. Isso permite que o algoritmo do relé seja escrito em uma linguagem orientada a objeto, tornando a modelagem mais fácil, poderosa e menos limitada. O modelo em C++ é então inserido no ATP através da *Foreign Model*, mecanismo da própria MODELS para compilar algoritmos externos. Neste caso, toda a parte de tratamento de sinais (filtros analógicos, conversores A/D) foi feita diretamente na MODELS, ficando na *Foreign Model* o algoritmo do relé, sendo que essa divisão foi feita para se aproveitar as vantagens de ambas as plataformas. O relé implementado em C++ possui quatro funções de proteção (distância de fase, distância de neutro, sobrecorrente instantânea de fase e sobrecorrente instantânea de neutro) além da geração de arquivos de oscilografia e relatório de eventos. Para verificar os resultados desse tipo de implementação, uma subestação com linhas de transmissão foi inserida no ATPDraw. Os resultados mostram a flexibilidade e a facilidade de utilização deste tipo de abordagem.

Em [13], um estudo de proteção para uma linha de três terminais é apresentado, no qual são avaliados diversos esquemas de proteção de distância. Para tanto, o sistema foi

modelado no ATP e todo o relé foi inserido através da linguagem MODELS. A comunicação entre os relés e a modelagem dos disjuntores também foram consideradas. Foram simulados casos de corrente de *infeed* e *outfeed* para verificar o desempenho dos esquemas de proteção. Este tipo de estudo encoraja os engenheiros a utilizarem o ATP para avaliar as limitações dos esquemas de proteção antes dos mesmos serem instalados em campo.

Um exemplo de avaliação da proteção diferencial de transformadores pode ser visto em [14]. Os autores partem de simulações computacionais no ATP e atividades laboratoriais (caixa de teste) para verificar a operação de dois relés comerciais com função diferencial quando existem transformadores operando em paralelo. Nessa situação, a chamada energização solidária (ou *sympathetic inrush*) produz uma corrente que flui para os demais equipamentos e gera um fluxo CC que se sobrepõe ao fluxo CA normal de magnetização. Isso proporciona altas correntes de magnetização nos transformadores vizinhos. Foram simuladas aproximadamente 2700 situações de operação, dentre as quais energização com e sem defeito, falta interna entre espiras e falta interna entre fases. Verificou-se que um dos relés atuou de forma indevida para o caso de falta interna entre espiras no transformador vizinho. Este fato mostra a importância da simulação das mais diversas situações para se avaliar a atuação dos relés. Ainda de acordo com os autores, o motivo da operação inadequada de um dos relés pode ser a forma como cada fabricante utiliza as componentes harmônicas para realizar a restrição.

Em [15], o ATP é utilizado juntamente com a *Foreign Model* para a análise da proteção de linhas de transmissão. É mostrada a metodologia para implementação do relé e a utilização de arquivos no formato COMTRADE a partir do próprio ATP. O relé foi implementado com a função de distância com curvas características MHO e quadrilateral. Os testes foram feitos considerando o sistema de referência indicado pelo IEEE *Power System Relaying Committee* e sinais correspondentes a eventos de falta de casos reais no sistema interligado da Colômbia. Por fim, mostra-se a efetividade deste tipo de modelagem para estudos de coordenação da proteção.

Um novo algoritmo para melhorar a proteção diferencial de transformadores usando a lógica Fuzzy e a transformada de Clarke é mostrado em [16]. Com esta técnica, as variáveis de entrada do relé baseado na lógica Fuzzy são as correntes diferenciais resultantes da transformada de Clarke. A principal ideia de usar a transformada de Clarke é

realizar um processo de reconhecimento de padrões para diferenciar as condições a que o transformador pode estar exposto, como energização, faltas e sobreexcitação. Para tanto, um complexo sistema de potência envolvendo chaveamentos e faltas permanentes foi modelado no ATP. Os transformadores tiveram seus enrolamentos particionados para a simulação de faltas internas. Os resultados obtidos no ATP foram exportados em formato COMTRADE e utilizados em testes laboratoriais. As simulações mostraram que, em média, o tempo de atuação do relé utilizando-se o algoritmo proposto é menor. Além disso, ele cobre 95% do enrolamento para as faltas simuladas.

Em 2011, foi lançado no Brasil um livro [17] dedicado à modelagem de relés no ATP através da MODELS. São mostrados os principais comandos disponíveis na linguagem e exemplos de relés diferenciais e de distância, além da modelagem de transformadores de corrente e disjuntores.

Em [18], é mostrada a modelagem e a simulação da proteção diferencial percentual para linhas de transmissão. O sistema composto por linha de transmissão e dois equivalentes de Thévenin foi representado no ATP e o relé, contendo os módulos de condicionamento de sinais, aquisição de dados, análise e canal de comunicação, foi modelado na linguagem MODELS. A visualização dos resultados dessa função pode ser feita tanto no plano de operação quanto no plano Alfa, sendo o último escolhido no trabalho porque permite definir regiões que caracterizam certas condições do sistema, o que não pode ser feito no plano de operação tradicional. Os resultados mostram que a modelagem conforme foi feita é útil, visto que pode ser aplicada a um grande número de situações.

CAPÍTULO 3

FUNDAMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Os transformadores de potência, como os demais equipamentos de um sistema elétrico, estão sujeitos a diversos tipos de faltas, tais como [1]:

- Curtos fase-terra e fase-fase nos seus terminais;
- Curtos espira-terra e entre espiras nos seus enrolamentos;
- Ruptura do óleo isolante no tanque e nos acessórios;
- Falhas no comutador de tap sob carga.

Para proteger este equipamento imprescindível ao sistema, existem dois conjuntos de proteções [19]:

- Proteções intrínsecas: conjunto de dispositivos de proteção normalmente integrados aos equipamentos como, por exemplo, válvula de alívio de pressão (20), temperatura do óleo (26), temperatura do enrolamento (49), pressão de gás – Buchholz (63) e detecção de nível de óleo (71);
- Proteções elétricas:
 - Fusível
 - Sobreexcitação – V/Hz (24)
 - Sobrecorrente (50/51)
 - Frequência (81)
 - Diferencial (87)
 - Direcional de neutro (67N)

O esquema de utilização das funções comumente utilizadas para transformadores está indicado na Figura 3.1.

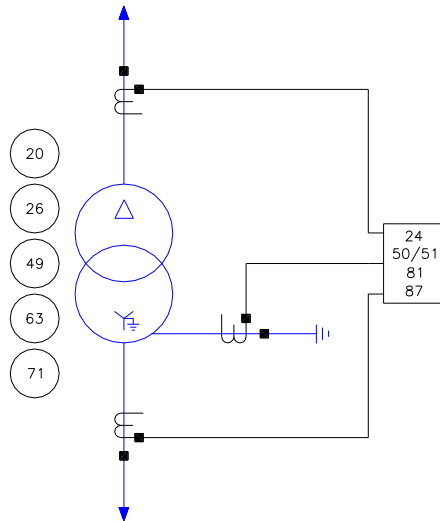


Figura 3.1 Esquema de proteção de transformadores.

Dentre as proteções de natureza elétrica utilizadas em transformadores, a função diferencial é tipicamente utilizada como proteção primária para aqueles com potência acima de 10 MVA [1]. De fato, trata-se de uma proteção muito segura e seletiva, pois só responde às faltas dentro da zona protegida. Porém, apesar de sua aparente simplicidade, é preciso observar alguns fatores que influenciam diretamente esse tipo de proteção [19] quando aplicada aos transformadores de potência, os quais são apresentados nas seções seguintes.

3.1 TIPOS DE FALTAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

A Tabela 3.1 mostra os principais tipos de falta a que os transformadores estão sujeitos e as funções de proteção comumente usadas em cada caso [20].

Tabela 3.1 Tipos de faltas e suas respectivas proteções [20].

Tipo de falta	Proteção
Fase-fase	Diferencial; sobrecorrente
Fase-terra	Diferencial, sobrecorrente, falta à terra restrita
Entre espiras	Diferencial; Buchholz
No núcleo	Diferencial; Buchholz
No tanque	Diferencial; Buchholz

Em faltas do tipo espira-terra, o valor da corrente da falta depende da sua localização, do tipo de conexão do transformador e do método de aterramento do neutro no caso de enrolamentos conectados em estrela.

No caso de uma falta em um transformador delta-estrela, a variação da corrente em relação ao ponto de falta é diferente para um enrolamento estrela solidamente aterrado e um aterrado por resistência. No último caso, a corrente de falta ($I_{c-estrela}$) é diretamente dependente da tensão entre o neutro e o ponto da falta e é inversamente proporcional à resistência de aterramento R_E , ou seja [21]:

$$I_{c-estrela} = \frac{10 \cdot V_{np} \cdot p}{\sqrt{3} \cdot R_E} \quad (3.1)$$

na qual V_{np} é a tensão fase-fase em kV e p é porcentagem do enrolamento envolvida na falta.

Se a fonte está do lado do enrolamento conectado em delta do transformador, a corrente neste enrolamento é dada por [21]:

$$I_{c-delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot N \cdot p \cdot I_{c-estrela}}{100} = \frac{N \cdot p^2 \cdot V_{np}}{10 \cdot R_E} \quad (3.2)$$

Para um transformador solidamente aterrado, a relação entre a corrente e a posição da falta é mais complicada porque a corrente é limitada pela impedância do enrolamento que aumenta com o quadrado do número de espiras curto-circuitadas. Além disso, a tensão não é proporcional ao número de espiras envolvidas quando a falta é próxima ao neutro devido ao aumento do fluxo magnético [21].

A Figura 3.2 [1] mostra a variação da corrente de falta com a sua localização.

No caso de um enrolamento delta, a mínima tensão é encontrada em seu centro e é 50% da tensão fase-terra normal [1]. O valor da corrente de falta depende do tipo de aterramento do sistema e varia menos que em um enrolamento estrela justamente pelo fato da tensão não ser menor que 50% [21].

A Figura 3.3 [1] mostra o comportamento da corrente para o enrolamento delta para uma falta em uma das fases.

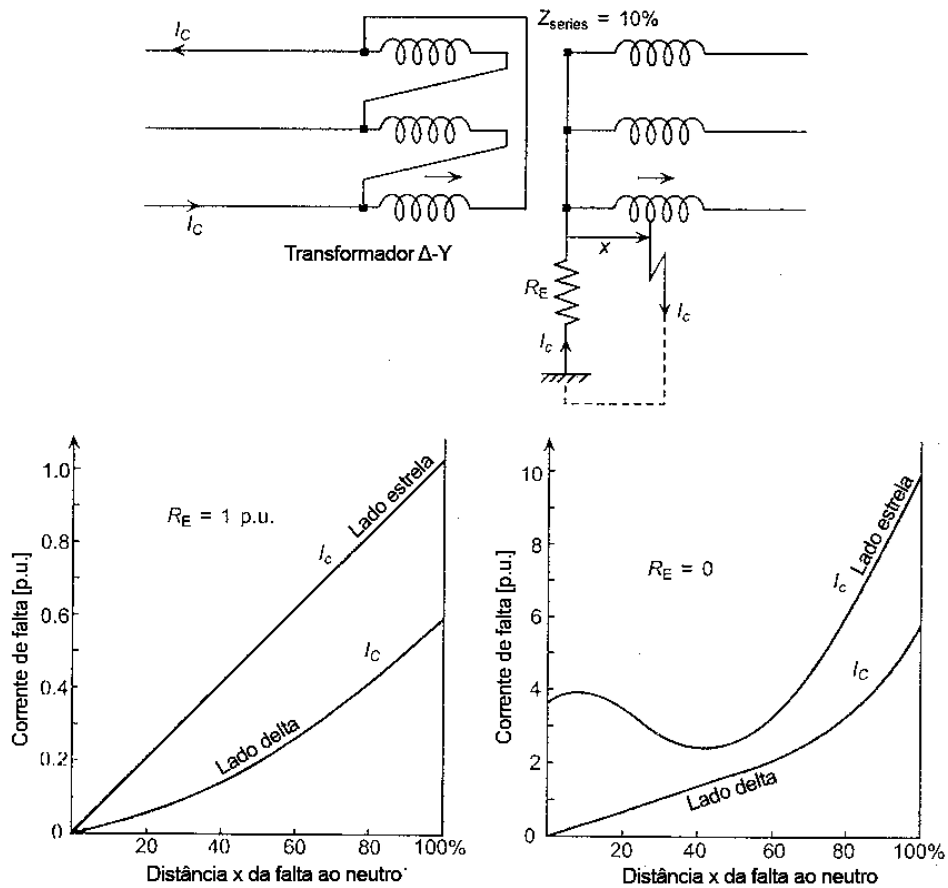


Figura 3.2 Variação da corrente de falta com a localização em um enrolamento estrela (Traduzido de [1]).

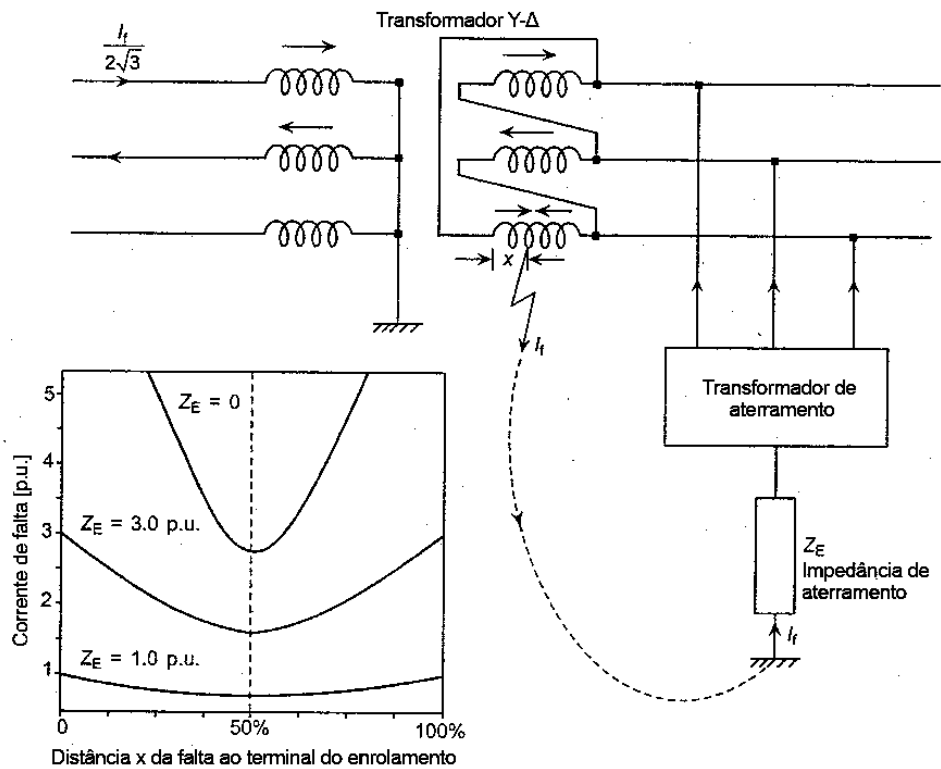


Figura 3.3 Variação da corrente de falta com a localização em um enrolamento delta (Traduzido de [1]).

3.2 FATORES QUE INFLUENCIAM A PROTEÇÃO DIFERENCIAL QUANDO APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Os principais fatores que podem causar falsas correntes diferenciais na aplicação da proteção diferencial a transformadores de potência são descritos a seguir.

3.2.1 Grupos de defasagem

Quando um transformador possui um enrolamento conectado em delta ou zigzag, uma defasagem angular entre as correntes primárias e secundárias é observada. Ao se utilizar a proteção diferencial, essa defasagem pode acarretar em correntes diferenciais suficientes para ocasionar a má operação do relé [1]. A Figura 3.4 mostra as combinações existentes para conexão de um transformador de dois enrolamentos, onde D ou d indicam enrolamento delta, Y ou y, estrela e z, zigzag [22].

Caso a defasagem angular entre as correntes não seja levada em consideração no cálculo das correntes de operação e restrição do relé, pode-se ter uma operação indevida da proteção.

Em relés eletromecânicos, a correção da defasagem angular era feita através das seguintes opções [23]:

- TCs de ambos os enrolamentos conectados em estrela (Figura 3.5a): neste caso, era necessário um transformador auxiliar para filtrar a sequência zero e corrigir a defasagem;
- TC do enrolamento delta conectado em estrela e TC do enrolamento estrela conectado em delta (Figura 3.5b): dessa forma, corrigia-se automaticamente a defasagem angular e a filtragem da sequência zero.

No caso dos relés numéricos microprocessados, a correção é feita internamente via software, conforme será discutido na Seção 3.3.4.

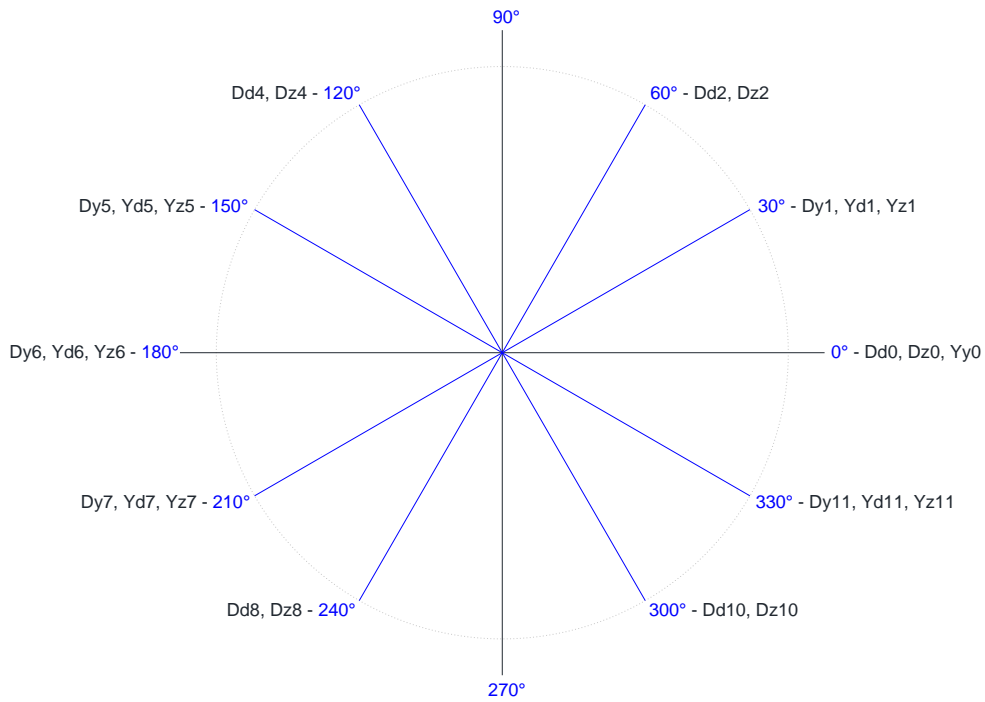


Figura 3.4 Grupos de defasagem.

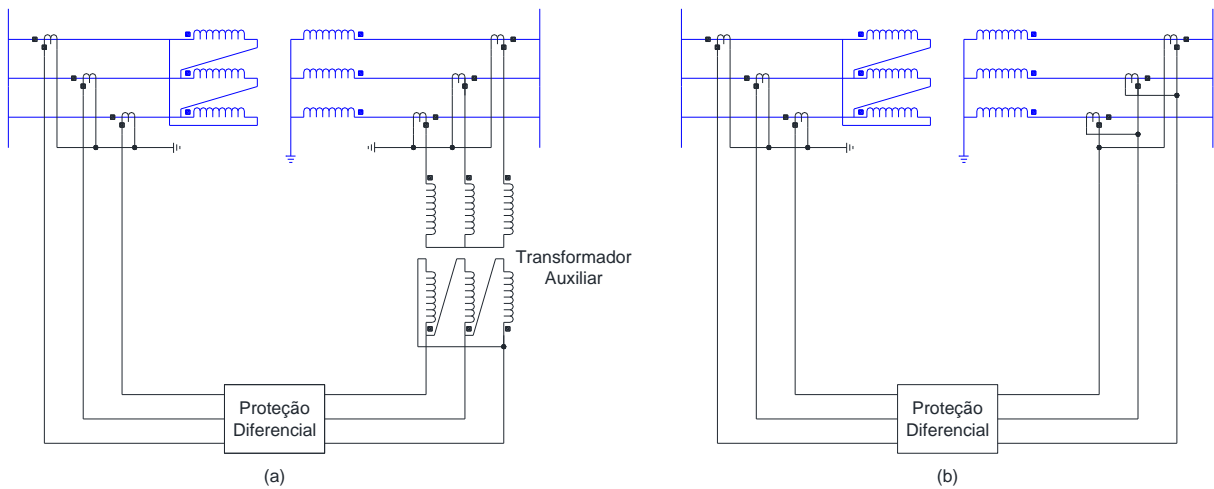


Figura 3.5 Esquemas de conexão para relés eletromecânicos.

3.2.2 Saturação de TCs

Quando o TC fica sujeito a uma operação acima do joelho de sua curva característica, ocorre a saturação de seu núcleo. Nessas condições, em relação à proteção diferencial, os efeitos podem ser dois, a saber [23]:

- Em faltas externas, falsas correntes de operação são obtidas devido às ondas distorcidas no secundário do TC com núcleo saturado, resultando em operação indevida da função;

- Em faltas internas, os harmônicos gerados pela saturação podem retardar o envio do sinal de *trip*.

3.2.3 Sobreexcitação

Como o fluxo magnético no núcleo de um transformador é diretamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência do sistema, sobretensões ou subfrequência podem produzir fluxos que levam à saturação do núcleo. Essa condição é caracterizada pelo aparecimento de harmônicos ímpares, notoriamente os de 3ª ordem. Porém, como conexões em delta, tanto dos TCs como do próprio transformador, filtram componentes de 3ª ordem, o 5º harmônico pode ser utilizado para detectar a sobreexcitação [23].

3.2.4 Corrente de *Inrush*

A corrente de *inrush* é um fenômeno transitório que ocorre em um transformador sempre que a polaridade e a magnitude de seu fluxo residual forem diferentes da polaridade e da magnitude do valor instantâneo do fluxo de regime permanente (ϕ_{SS}). Ela normalmente ocorre nas seguintes situações [19]:

- Energização do transformador;
- Energização de um transformador em paralelo com um que já se encontra em operação (*sympathetic inrush*);
- Após a extinção de curtos-circuitos externos.

A corrente de *inrush* é um fenômeno aleatório. Se o transformador for energizado próximo ou no ponto máximo positivo da tensão, o fluxo necessário é quase nulo. Assim, a corrente de *inrush* resultante é praticamente desprezível. Porém, se o transformador já foi energizado e, após a desenergização, um fluxo residual (ϕ_R) permaneceu no núcleo, podem-se obter correntes de *inrush* de até 20 vezes o valor da corrente nominal do equipamento [23].

A Figura 3.6 [24] ilustra a origem da corrente de *inrush* considerando o ciclo de histerese do transformador, no qual fluxo total no momento da energização (ϕ_T) é a soma do fluxo residual e o fluxo inicial quando da energização (ϕ_I).

A corrente de *inrush* é caracterizada por forte presença de componente harmônica de 2ª ordem, a qual é normalmente utilizada para sua detecção, a fim de evitar a operação indevida da proteção diferencial.

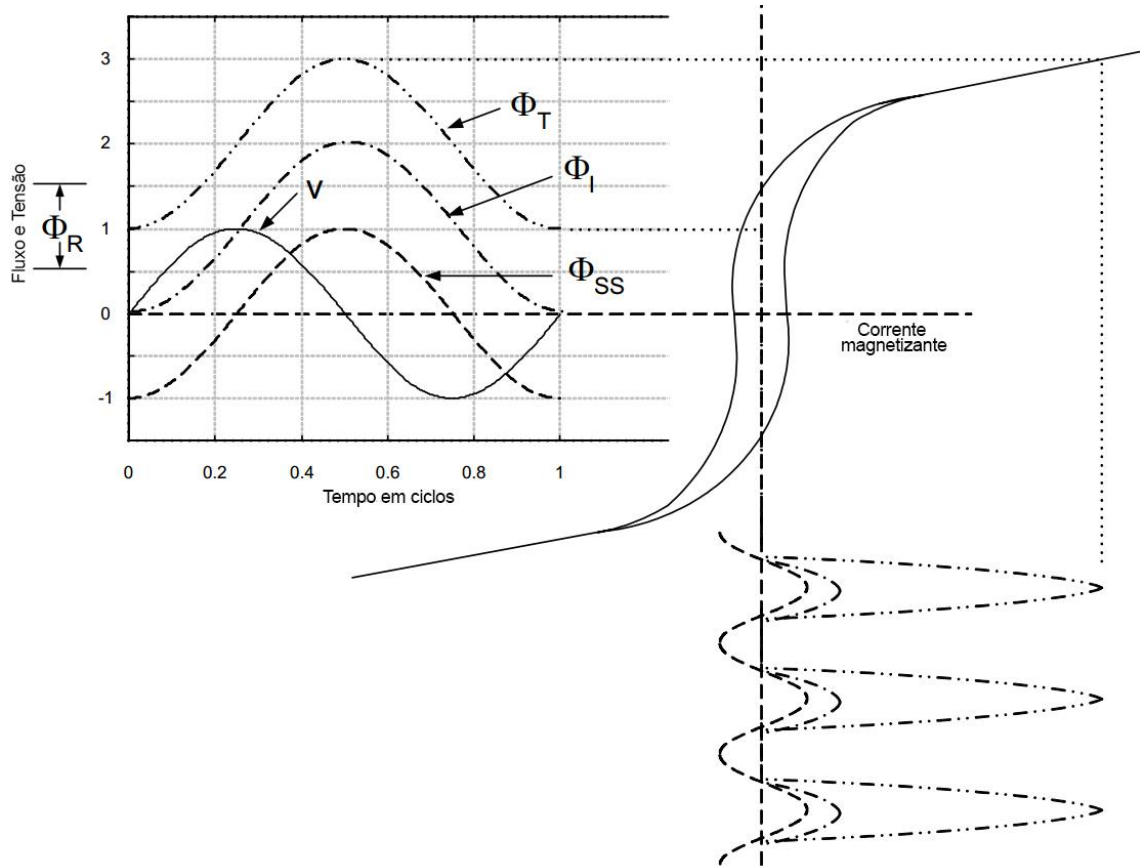


Figura 3.6 Origem da corrente de inrush (Traduzido de [24]).

Observando-se todos esses fatores, percebe-se que a grande dificuldade é garantir que o relé consiga distinguir faltas internas das falsas correntes diferenciais causadas por correntes provenientes da energização do transformador (*inrush*) ou de sua sobreexcitação. Para isso, pode-se utilizar a proteção diferencial percentual com restrição por harmônicos, o bloqueio por harmônicos e até o uso em conjunto com outras funções como, por exemplo, a diferencial sequência negativa e a proteção de falta à terra restrita [19].

3.3 PROTEÇÃO DIFERENCIAL PERCENTUAL DE FASE (87T)

O princípio da proteção diferencial é baseado na Lei de Kirchhoff das Correntes, de acordo com a qual o elemento diferencial deve operar baseado em uma corrente de operação (I_{op}). Sua zona de proteção se restringe àquela limitada pelos TCs, como pode ser observado na Figura 3.7.

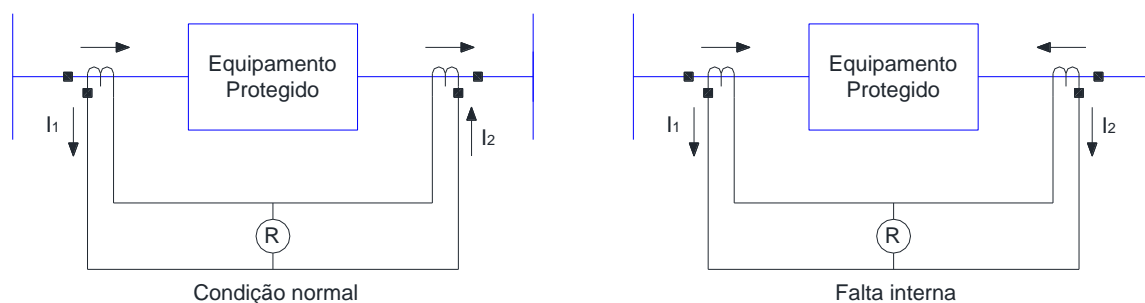


Figura 3.7 Esquema da proteção diferencial.

Em condição normal de operação do sistema, tem-se que a corrente de operação é igual à zero. Já quando ocorre alguma falta interna à zona de proteção, a corrente de operação é dada por:

$$I_{op} = |\hat{I}_1 + \hat{I}_2| \quad (3.3)$$

onde \hat{I}_1 é a corrente no TC do primário e, \hat{I}_2 , a no TC do secundário.

Devido às particularidades dos transformadores causadoras de falsas correntes diferenciais, tais como erros de relação e variação de tap, a proteção diferencial é utilizada na sua forma percentual, conforme ilustrado na Figura 3.8.

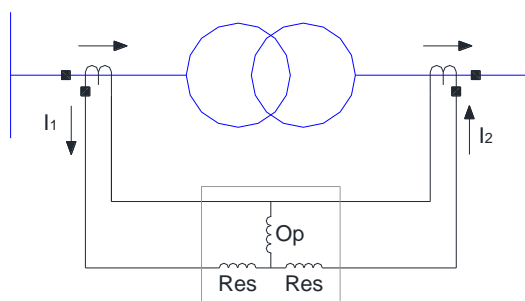


Figura 3.8 Esquema da proteção diferencial percentual em um relé eletromecânico.

Nesse caso, em relés numéricos microprocessados, as correntes de restrição podem ser encontradas de três formas, sendo a última a utilizada nesse trabalho [25]:

$$I_{res} = k \cdot |\hat{I}_1 - \hat{I}_2| \quad (3.4)$$

$$I_{res} = \max(|\hat{I}_1|, |\hat{I}_2|) \quad (3.5)$$

$$I_{res} = k \cdot (|\hat{I}_1| + |\hat{I}_2|) \quad (3.6)$$

nas quais k é um fator de compensação que assume, tipicamente, o valor 0,5 ou 1,0 [25].

As zonas de operação e restrição da proteção diferencial percentual podem ser vistas em um plano de correntes, conforme Figura 3.9, na qual *SLP* (do inglês, *slope*) é a inclinação da reta que compõe a característica, $I_{pickupmin}$ é aquela a partir da qual o relé começa a ser sensibilizado e I_u é aquela que causa a operação da proteção de forma irrestrita, ou seja, independente do valor da corrente de restrição. O ajuste de $I_{pickupmin}$ leva em consideração erros de medição dos TCs e de relações de transformação.

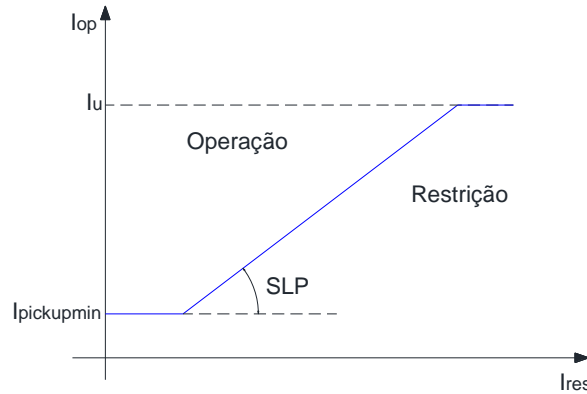


Figura 3.9 Característica da proteção diferencial percentual.

Dessa forma, haverá atuação da proteção diferencial percentual se as duas condições a seguir forem atendidas:

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res} \quad (3.7)$$

$$I_{op} > I_{pickupmin} \quad (3.8)$$

ou se

$$I_{op} > I_u \quad (3.9)$$

3.3.1 Restrição por Harmônicos

Devido à sua característica não linear, algumas condições de operação levam ao aparecimento de distorções nas formas de onda de corrente dos transformadores. Por isso, a Equação 3.7 não é suficiente para garantir a correta atuação dessa função de proteção. Uma das formas de garantir uma maior confiabilidade é a utilização da restrição por harmônicos [22].

Como a corrente de *inrush* e a corrente devido à sobreexcitação podem ser caracterizadas pela presença de 2º harmônico (I_{h2}) e de 5º harmônico (I_{h5}), respectivamente, essas são as ordens utilizadas na lógica de restrição. Para tanto, soma-se à

parcela referente à característica mostrada na Figura 3.9 duas parcelas referentes aos harmônicos, conforme Figura 3.10.

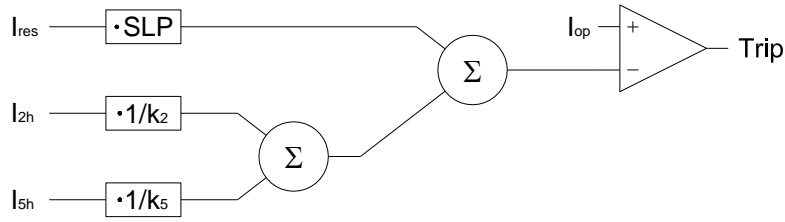


Figura 3.10 Lógica da restrição por harmônicos.

Com isso, a primeira condição para a atuação da proteção diferencial percentual passa a ser:

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res} + \frac{1}{k_2} \cdot I_{h2} + \frac{1}{k_5} \cdot I_{h5} \quad (3.10)$$

na qual k_2 e k_5 são constantes de proporcionalidade que relacionam a corrente fundamental às de ordem harmônica, de modo que a operação passa a ser avaliada por:

$$I_{op} > SLP \cdot I_{comp} \quad (3.11)$$

na qual I_{comp} é denominada de corrente compensada, sendo calculada como:

$$I_{comp} = I_{res} + \frac{1}{SLP} \cdot \left(\frac{1}{k_2} \cdot I_{h2} + \frac{1}{k_5} \cdot I_{h5} \right) \quad (3.12)$$

3.3.2 Ajuste do tap

A escolha da relação de transformação dos TCs deveria ser suficiente para compensar as diferenças de amplitudes das correntes de fase do transformador. Mas, como as relações são padronizadas, raramente é possível encontrar uma que compense completamente as diferenças.

Os relés eletromecânicos possuem taps físicos que ajudam a diminuir a diferença entre as correntes medidas. Porém, como o número de taps é limitado, ainda não se alcança uma perfeita combinação, sendo necessário o uso de TCs auxiliares [26].

Com o advento dos relés numéricos microprocessados, consegue-se compensar totalmente a diferença entre as correntes, pois o tap é calculado via software e baseado na potência (S_{max}), na tensão (V_n), na relação do TC (RTC_n) e na conexão dos TCs (C_n é igual

a 1 para TCs em estrela e a $\sqrt{3}$ para TCs em delta) de cada enrolamento, como pode ser visto na equação a seguir [25]:

$$TAP_n = \frac{1000 \cdot S_{max} \cdot C_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot RTC_n} \quad (3.13)$$

na qual n é o enrolamento para o qual está sendo calculado o tap.

3.3.3 Compensação da Sequência Zero

Durante uma falta fase-terra, correntes de sequência zero fluem no sistema conectado ao enrolamento estrela de um transformador. Porém, se o outro enrolamento do transformador é conectado em delta, apenas as correntes de sequência positiva e negativa são transferidas para o sistema conectado a este enrolamento, pois a corrente de sequência zero passa a circular dentro do delta. Nesta situação, o relé pode ser sensibilizado e gerar um falso *trip* [19].

Dessa forma, para evitar erros na atuação da proteção diferencial, as correntes de sequência zero devem ser subtraídas das correntes medidas no enrolamento conectado em estrela. Em relés microprocessados, esse procedimento é feito com a seguinte equação matricial [19]:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}'_A \\ \hat{I}'_B \\ \hat{I}'_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_A \\ \hat{I}_B \\ \hat{I}_C \end{bmatrix} - \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_A + \hat{I}_B + \hat{I}_C \\ \hat{I}_A + \hat{I}_B + \hat{I}_C \\ \hat{I}_A + \hat{I}_B + \hat{I}_C \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Ou, de forma resumida:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}'_A \\ \hat{I}'_B \\ \hat{I}'_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_A \\ \hat{I}_B \\ \hat{I}_C \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

3.3.4 Correção da Defasagem Angular

Devido à defasagem entre as correntes do primário e do secundário causada pelas conexões escolhidas para cada enrolamento, faz-se necessária a sua correção para que o relé opere da forma esperada.

Em relés numéricos microprocessados, a correção é feita através de uma equação matricial, sendo que neste trabalho ela é sempre aplicada ao secundário do transformador.

Em [22], apresentam-se tabeladas as matrizes necessárias para a correção da defasagem para diversos grupos de conexão. Porém, é possível obter uma equação generalizada para a correção, como será visto a seguir [27].

Sejam as correntes de fase do secundário do transformador dadas pela Equação 3.16, onde θ é a defasagem angular do transformador.

$$\begin{bmatrix} \hat{I}'_a \\ \hat{I}'_b \\ \hat{I}'_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_0 \\ \hat{I}_1 \angle \theta \\ \hat{I}_2 \angle -\theta \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Substituindo as correntes de sequência por correntes de fase, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}'_a \\ \hat{I}'_b \\ \hat{I}'_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 \angle \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \angle -\theta \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_a \\ \hat{I}_b \\ \hat{I}_c \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Rearranjando a equação 3.17, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}'_a \\ \hat{I}'_b \\ \hat{I}'_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 + 1 \angle \theta + 1 \angle -\theta & 1 + a \angle \theta + a^2 \angle \theta & 1 + a^2 \angle \theta + a \angle -\theta \\ 1 + a^2 \angle \theta + a \angle -\theta & 1 + 1 \angle \theta + 1 \angle -\theta & a + 1 \angle \theta + a^2 \angle -\theta \\ 1 + a \angle \theta + a^2 \angle -\theta & 1 + a^2 \angle \theta + a \angle -\theta & 1 + 1 \angle \theta + 1 \angle -\theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_a \\ \hat{I}_b \\ \hat{I}_c \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Combinando-se elementos dos termos da equação 3.18 e considerando a eliminação da componente de sequência zero apresentada na Equação 3.15, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}'_a \\ \hat{I}'_b \\ \hat{I}'_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta + 120) & \cos(\theta - 120) \\ \cos(\theta - 120) & \cos \theta & \cos(\theta + 120) \\ \cos(\theta + 120) & \cos(\theta - 120) & \cos \theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_a \\ \hat{I}_b \\ \hat{I}_c \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

que é a equação generalizada em função do ângulo para a correção da defasagem no secundário do transformador.

3.4 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA NEGATIVA (87Q)

Durante algumas condições de carga e de manobra, a função 87T pode não identificar faltas entre espiras ou entre espiras e a terra, pois o reflexo dessas faltas no terminal dos transformadores nem sempre é suficiente para causar uma corrente diferencial que sensibilize essa função. Porém, estes tipos de falta são assimétricas, o que faz com que surjam correntes de sequência negativa no sistema, as quais podem ser usadas para sensibilizar as funções de proteção [25].

A proteção diferencial de sequência negativa possui o mesmo princípio da função de fase (87T). Neste caso, são extraídas as componentes de sequência negativa dos sinais das três fases depois da correção da defasagem angular e da compensação da sequência zero [28].

As correntes de operação (I_{opq}) e de restrição (I_{resq}) da função 87Q são dadas por [25]

$$I_{opq} = |\hat{I}_{1q} + \hat{I}_{2q}| \quad (3.20)$$

$$I_{resq} = \max(|\hat{I}_{1q}|, |\hat{I}_{2q}|) \quad (3.21)$$

Conforme a característica mostrada na Figura 3.11, a função 87Q irá operar se as duas condições a seguir forem satisfeitas:

$$I_{opq} > SLP \cdot I_{resq} \quad (3.22)$$

$$I_{opq} > I_{pickupminq} \quad (3.23)$$

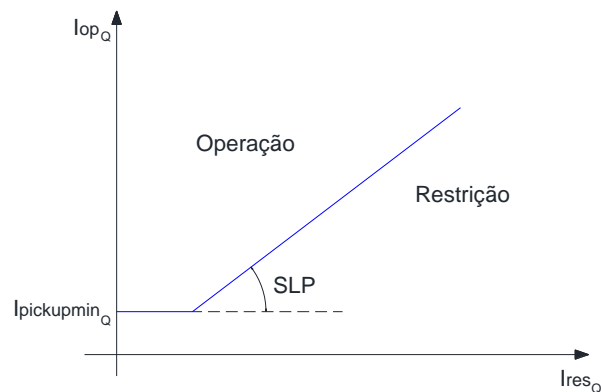


Figura 3.11 Característica da proteção diferencial de sequência negativa.

Como o princípio dessa função está ligado ao desequilíbrio entre as correntes que geram as componentes de sequência negativa no sistema, é necessário que a mesma não atue frente a correntes de *inrush*, sobreexcitação e saturação de TCs. Para tanto, é usado o bloqueio por harmônicos, conforme discutido na Seção 3.6, e um atraso típico de dois ciclos para sua atuação [25].

Uma das vantagens da utilização da sequência negativa em relação à sequência zero é o fato de seu uso cobrir não somente faltas envolvendo a terra, mas também faltas fase-fase e entre espiras [28].

3.5 PROTEÇÃO DE FALTA À TERRA RESTRITA (REF)

Elementos diferenciais que respondem às correntes de fase têm baixa sensibilidade para faltas próximas ao neutro dos transformadores conectados em estrela. Como a corrente de neutro é alta para esse tipo de falta, a proteção de falta à terra restrita, que responde à corrente de neutro, detecta as faltas próximas ao neutro de forma mais rápida e confiável [25].

Cada fabricante possui um algoritmo para a REF, variando a forma de cálculo das correntes de operação e restrição e até mesmo o tipo da função: diferencial ou direcional [29].

Em sua forma diferencial, a escolhida para este trabalho, a REF compara a corrente de neutro (\hat{I}_N) com a corrente de sequência zero (\hat{I}_0) medida nos terminais do transformador. As correntes de operação (I_{opr}) e restrição (I_{resr}) podem ser calculadas como [29]:

$$I_{opr} = |\hat{I}_N| \quad (3.24)$$

$$I_{resr} = k \cdot (|\hat{I}_N - 3\hat{I}_0| - |\hat{I}_N + 3\hat{I}_0|) \quad (3.25)$$

sendo k um fator de estabilização, que normalmente possui valores entre 2 e 4.

Dessa forma, a função REF irá operar se as seguintes condições forem satisfeitas:

$$I_{opr} > I_{resr} \quad (3.26)$$

$$I_{opr} > I_{pickupminr} \quad (3.27)$$

3.6 BLOQUEIO POR HARMÔNICOS

Assim como a restrição por componentes harmônicas, o bloqueio pode ser utilizado para evitar *trips* indesejados nas situações de energização e sobreexcitação. Para tanto, são usadas as componentes de segunda e quinta ordens para o bloqueio [1].

Diferentemente da lógica de restrição, a corrente de operação é comparada com as componentes harmônicas independentemente da corrente de restrição. Dessa forma, haverá garantia de *trip* se as seguintes condições forem satisfeitas:

$$\frac{|I_{2h}|}{|I_{op}|} < k_{2b} \quad (3.28)$$

$$\frac{|I_{5h}|}{|I_{op}|} < k_{5b} \quad (3.29)$$

sendo k_{2b} e k_{5b} constantes de proporcionalidade.

A Figura 3.12 mostra a lógica da proteção diferencial usando o bloqueio ao invés da restrição por harmônicos.

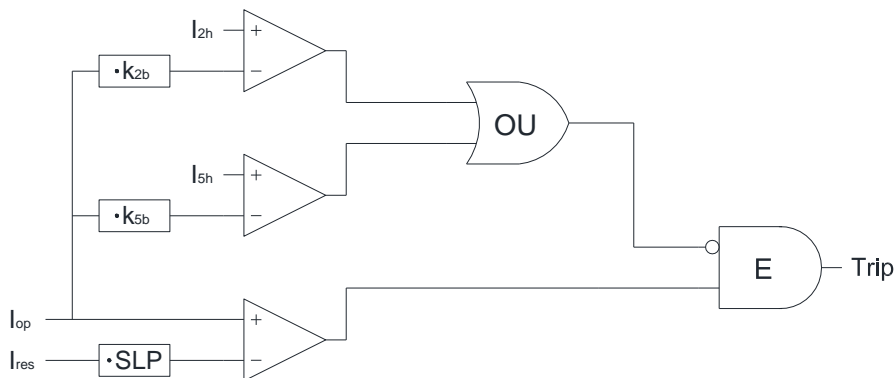


Figura 3.12 Lógica do bloqueio por harmônicos.

Existem duas formas de se implementar o bloqueio por harmônicos com a proteção diferencial percentual, a saber [24]:

- Bloqueio independente: bloqueia apenas a fase onde foi detectada porcentagem harmônica maior que a especificada;
- Bloqueio cruzado: bloqueia as três fases mesmo quando a porcentagem harmônica é maior que a especificada em apenas uma.

No caso do bloqueio independente, durante a corrente de *inrush*, se o conteúdo harmônico de uma das fases cai abaixo do valor especificado para bloqueio, o relé irá operar. Neste caso, o bloqueio cruzado mostra-se mais seguro e, por isso, foi o escolhido para este trabalho.

3.7 COMPARAÇÃO ENTRE BLOQUEIO E RESTRIÇÃO

O sucesso do esquema de bloqueio ou do esquema de restrição por harmônicos está intimamente ligado à seleção dos harmônicos a serem utilizados e à escolha das constantes de proporcionalidade.

A Tabela 3.2 faz uma comparação qualitativa entre os métodos de restrição e bloqueio indicados neste capítulo [24].

Tabela 3.2 Comparação entre restrição e bloqueio por harmônicos [24].

	Restrição	Bloqueio independente	Bloqueio cruzado
Segurança para faltas externas	Alta	Baixa	Moderada
Segurança para <i>inrush</i>	Alta	Moderada	Alta
Segurança para sobreexcitação	Alta	Baixa	Baixa
Confiabilidade para faltas internas	Baixa	Alta	Alta
Confiabilidade para faltas internas durante energização	Alta	Alta	Moderada
Velocidade para faltas internas	Alta	Alta	Alta
Inclinação da curva	Depende dos harmônicos	Bem definida	Bem definida

A velocidade e a segurança são características contraditórias quando se fala em esquemas de proteção. Por exemplo, o bloqueio cruzado promove uma maior segurança, mas sacrifica a confiabilidade. Já a restrição possui alta confiabilidade, mas pode causar atrasos na atuação. Por isso, neste trabalho, optou-se por usar a restrição em conjunto com o bloqueio cruzado, conforme Figura 3.13, obtendo-se um balanço entre segurança e confiabilidade [24].

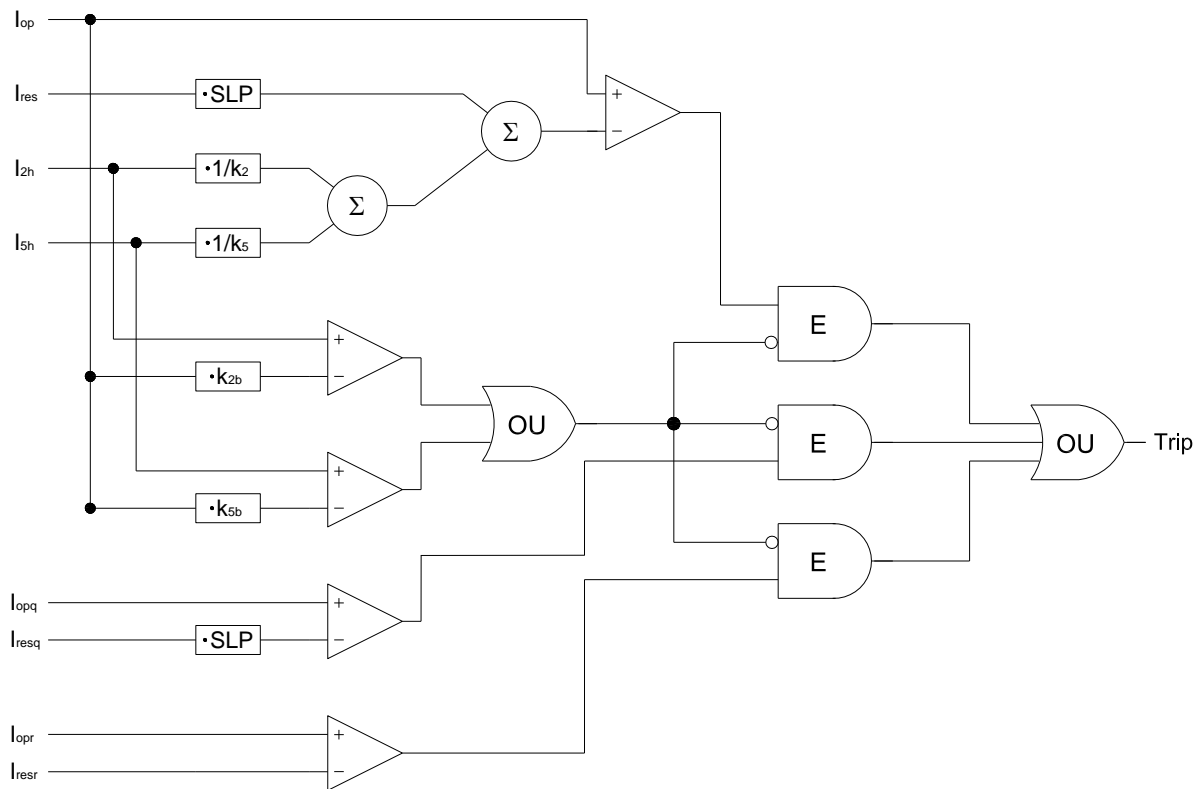


Figura 3.13 Lógica final de *trip*.

CAPÍTULO 4

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Os softwares normalmente utilizados para a análise de sistemas de proteção possuem limitações em seus modelos, por serem estes dedicados à análise do sistema na sua frequência fundamental. Nesse sentido, o uso de softwares do tipo EMTP vem se mostrando uma alternativa viável para a modelagem e simulação de relés de proteção [22], uma vez que utilizam modelos mais elaborados para a representação dos componentes do sistema elétrico, além de permitirem a implementação de modelos mais aprimorados dos relés numéricos microprocessados.

Neste capítulo são descritos detalhes da implementação e da simulação do sistema elétrico no software ATP e da modelagem do sistema de proteção do transformador em análise utilizando a linguagem MODELS.

4.1 O ATP

O ATP (*Alternative Transients Program*) é um dos programas mais utilizados para simulação digital de fenômenos transitórios de natureza eletromagnética em sistemas elétricos de potência. Com ele, redes complexas e sistemas de controle podem ser simulados.

O ATP é derivado do EMTP (*Electromagnetic Transients Program*), que foi desenvolvido em domínio público pela BPA (*Bonneville Power Administration*) antes da iniciativa comercial pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*) em 1984 [30]. Desde então, o ATP tem sido continuamente desenvolvido através de contribuições internacionais de vários especialistas. Porém, cabe ressaltar que o ATP não é de domínio público e necessita de uma licença para uso.

4.1.1 ATPDraw

O ATPDraw consiste numa interface gráfica de processamento interativo em ambiente Windows para criação e edição de arquivos de dados da rede a ser simulada no ATP [31].

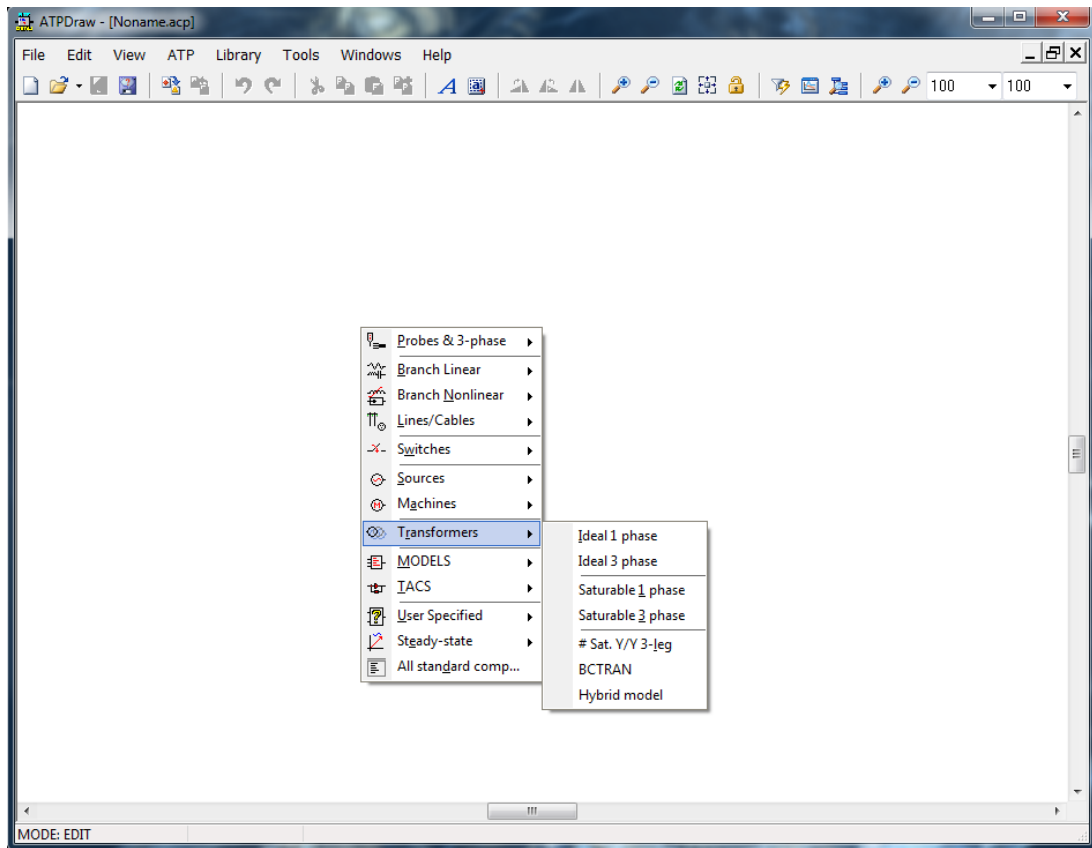


Figura 4.1 Janela do ATPDraw.

Através dessa interface, o usuário pode construir um sistema elétrico selecionando modelos pré-definidos de componentes da rede (transformadores, linhas de transmissão, chaves, fontes). O ATPDraw cria automaticamente o arquivo de entrada correspondente do ATP, em formato texto, e permite a visualização dos arquivos de saída com extensão .lis e de plotagem com extensão .pl4.

A maioria dos componentes padrão do ATP (monofásicos e trifásicos) está disponível no menu do ATPDraw, assim como algumas TACS pré-definidas. Porém, o usuário também possui a facilidade de criar novos componentes utilizando MODELS e DATA BASE MODULE diretamente na interface, aumentando, assim, a gama de possibilidades de simulação.

4.1.2 Linguagem MODELS

A MODELS nada mais é que uma linguagem de programação estruturada anexa ao ATP, voltada para a simulação no domínio do tempo [32]. Com ela, é possível criar modelos de componentes do sistema elétrico que não existem de forma intrínseca ao ATP, como é o caso dos elementos do relé microprocessado. É uma linguagem muito similar à programação em FORTRAN, seu formato é de texto livre e contempla, basicamente, os campos indicados no Quadro 4.1.

```
MODEL Exemplo
COMMENT
    Espaço usado para comentários sobre o modelo.
ENDCOMMENT
INPUT
    Variáveis de entrada, que podem vir do sistema ou de outro modelo.
VAR
    Declaração das variáveis.
OUTPUT
    Variáveis de saída, que podem ir para sistema ou para outro modelo.
DATA
    Parâmetros de entrada.
CONST
    Declaração das constantes.
INIT
    Ambiente para inicialização de variáveis.
ENDINIT
EXEC
    Ambiente no qual são realizadas as operações pertinentes ao modelo.
ENDEXEC
ENDMODEL
```

Quadro 4.1 Estrutura básica da Linguagem MODELS.

Um componente criado na MODELS recebe sinais de corrente e tensão do ATP/ATPDraw, que podem ser manipulados de tal forma a gerar uma resposta a ser novamente enviada ao sistema como, por exemplo, o sinal de *trip* do relé.

4.2 SISTEMA ANALISADO

O sistema analisado, mostrado na Figura 4.2, é composto por duas linhas de 230 kV com 180 km e duas de 69 kV com 50 km. Os equivalentes foram representados por fontes de tensão atrás das respectivas impedâncias de Thévenin. Além disso, foi considerada uma carga de 400 MW com fator de potência 0,95 indutivo na barra B3.

As Tabelas 4.1 e 4.2 mostram os dados obtidos de sistemas elétricos reais e utilizados nas simulações, onde R0, X0 e B0 são a resistência, a reatância e a susceptância de sequência zero, respectivamente, e R1, X1 e B1, a resistência, a reatância e a susceptância de sequência positiva.

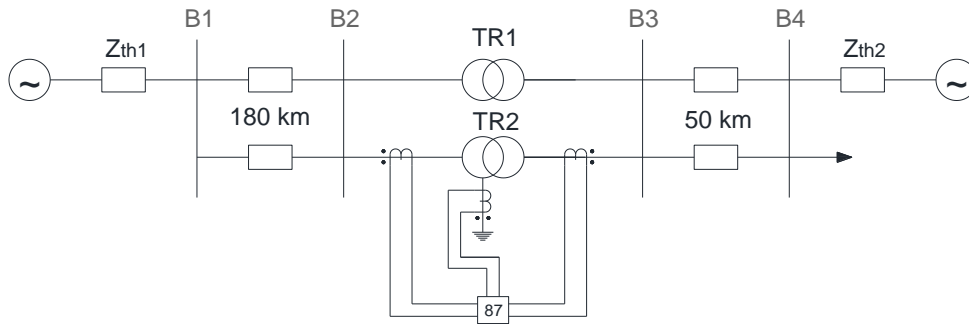


Figura 4.2 Sistema elétrico analisado.

Tabela 4.1 Dados das linhas de transmissão.

Barra DE	Barra PARA	Tensão [kV]	L [km]	R0 [Ω/km]	X0 [Ω/km]	B0 [μS/km]	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]	B1 [μS/km]
B1	B2	230	180	0,428	1,637	2,349	0,042	0,303	5,415
B1	B2	230	180	0,428	1,637	2,349	0,042	0,303	5,415
B3	B4	69	50	0,490	1,273	1,715	0,191	0,458	3,429
B3	B4	69	50	0,490	1,273	1,715	0,191	0,458	3,429

Tabela 4.2 Dados dos equivalentes.

Barra	R0 [Ω]	X0 [Ω]	R1 [Ω]	X1 [Ω]
B1	0,03	2,79	0,09	4,69
B4	3,64	35,71	3,64	35,71

Os transformadores possuem relação de transformação 230-69 kV, potência de 50 MVA e conexão YNd1. Eles foram modelados pelo componente *Saturable Transformer*, com suas características não lineares (ciclo de histerese) representadas utilizando o elemento 96 do ATP. Seus dados se encontram na Tabela 4.3, onde X_p e X_s são as reatâncias do primário e do secundário, respectivamente.

Tabela 4.3 Dados dos transformadores de potência.

Trafo	X_p [Ω]	X_s [Ω]
TR1	12,54	38,04
TR2	12,54	38,04

Visando a simulação de faltas internas do tipo espira-terra e entre espiras, o transformador foi modelado com seus enrolamentos particionados em três segmentos, conforme ilustrado na Figura 4.3 [33].

Para usar este artifício, foi necessário modelar o transformador TR2 através da modificação de seu *Branch Card*, o que pode ser visto no Quadro 4.2.

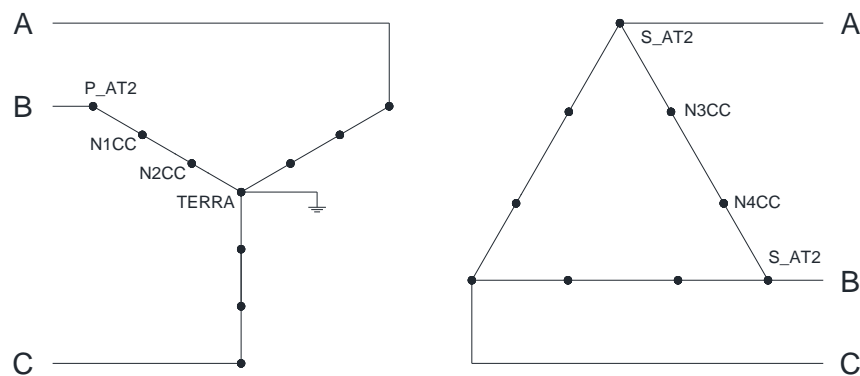


Figura 4.3 Esquema de particionamento dos enrolamentos.

```

TRANSFORMER                                NO--2A  1.E6                                0
9999
C < n1 >> n2 >>ref1><ref2>> R >> L >> C >
C Primário
1P_AT2ANO1CCA                                R_pri1X_pri1V_pri1
2N01CCANO2CCA                                R_pri2X_pri2V_pri2
3NO2CCATERRA                                R_pri3X_pri3V_pri3
C Secundário
4S_AT2ANO3CCA                                R_sec1X_sec1V_sec1
5N03CCANO4CCA                                R_sec2X_sec2V_sec2
6NO4CCAS_AT2B                                R_sec3X_sec3V_sec3
TRANSFORMER NO--2A                                NO--2B
1P_AT2BNO1CCB
2N01CCBNO2CCB
3NO2CCBTERRA
4S_AT2BNO3CCB
5N03CCBNO4CCB
6NO4CCBS_AT2C
TRANSFORMER NO--2A                                NO--2C
1P_AT2CNO1CCC
2NO1CCCN02CCC
3NO2CCCTERRA
4S_AT2CNO3CCC
5N03CCCN04CCC
6NO4CCCS_AT2A

```

Quadro 4.2 Branch Card do transformador com enrolamentos particionados.

Como pode ser observado na Figura 4.2, as análises serão feitas apenas para a proteção do transformador TR2. Dessa forma, apenas os TCs do mesmo foram inseridos no ATPDraw.

Os TCs são do tipo C800 1200-5A RM e seguem o modelo indicado pelo *IEEE Power System Relaying Committee* [34]. O dimensionamento dos mesmos considerou os seguintes dados:

- Comprimento do cabo do painel ao TC (L) = 300 m
- Cabo de 10 mm²
- Impedância do relé ($Z_{relé}$) ≈ 0 (relé numérico)
- Impedância do secundário do TC ($Z_{sec,TC}$) = 0,5914 Ω
- Conexão do TC em estrela

Dessa forma, as cargas (*burden*) trifásica e monofásica são dadas por:

$$Z_{B,3\phi} = Z_l + Z_{sec,TC} = \frac{1}{58,82} \cdot \frac{300}{10} + 0,5914 \approx 1,10 \Omega \quad (4.1)$$

$$Z_{B,1\phi} = Z_l + Z_{sec,TC} = \frac{2}{58,82} \cdot \frac{300}{10} + 0,5914 \approx 1,61 \Omega \quad (4.2)$$

As correntes de curto vistas pelos TCs são:

Tabela 4.4 Dados de curto-circuito.

Local	Curto-Circuito 3 ϕ		Curto-Circuito 1 ϕ	
	\hat{I}_{AT} [A]	\hat{I}_{BT} [A]	\hat{I}_{AT} [A]	\hat{I}_{BT} [A]
Lado de AT	5995,0 $\angle - 53,4^\circ$	555,4 $\angle - 53,4^\circ$	4350,0 $\angle - 53,3^\circ$	178,1 $\angle - 162^\circ$
Lado de BT	879,9 $\angle - 56,1^\circ$	4252,0 $\angle - 87,3^\circ$	290,7 $\angle - 38,1^\circ$	2237 $\angle - 66,5^\circ$

Assim, escolha dos taps foi feita baseada em três critérios [35], a saber:

- Critério da Saturação: $I_{1n} \geq \sqrt{\left(1 + \frac{X}{R}\right) \cdot \frac{I_{cc,max} \cdot I_{1n,max} \cdot Z_B}{20 \cdot Z_{Bn}}}$
- Critério de curto: $I_{1n} \geq \frac{I_{cc,max}}{20}$
- Critério de carga: $I_{1n} \geq 1,5 \cdot I_{L,max}$

onde I_{1n} é a corrente no primário do TC, $I_{cc,max}$ é a corrente de falta, $I_{1n,max}$ é o maior tap do TC em análise, X/R é a relação para curto circuito trifásico e $I_{L,max}$ é a corrente de carga.

A Tabela 4.5 mostra os resultados obtidos.

Tabela 4.5 Cálculo dos taps dos TCs.

Lado	Correntes I_{1n} obtidas em cada critério [A]				Tap escolhido
	Saturação		Curto-circuito	Carga	
	3 ϕ	1 ϕ			
230 kV	373,2	384,2	299,7	188,3	400-5 A
69 kV	966,8	327,0	212,6	627,5	1000-5 A

O TC de neutro foi considerado com o mesmo tap do TC do primário, ou seja, 400-5A.

A família de curvas de excitação do TC escolhido é mostrada na Figura 4.4. A partir dela, utilizou-se a rotina SATURATION, interna ao ATP, para a obtenção da curva fluxo – corrente para a modelagem do elemento não linear tipo 93 (*True nonlinear inductor*).

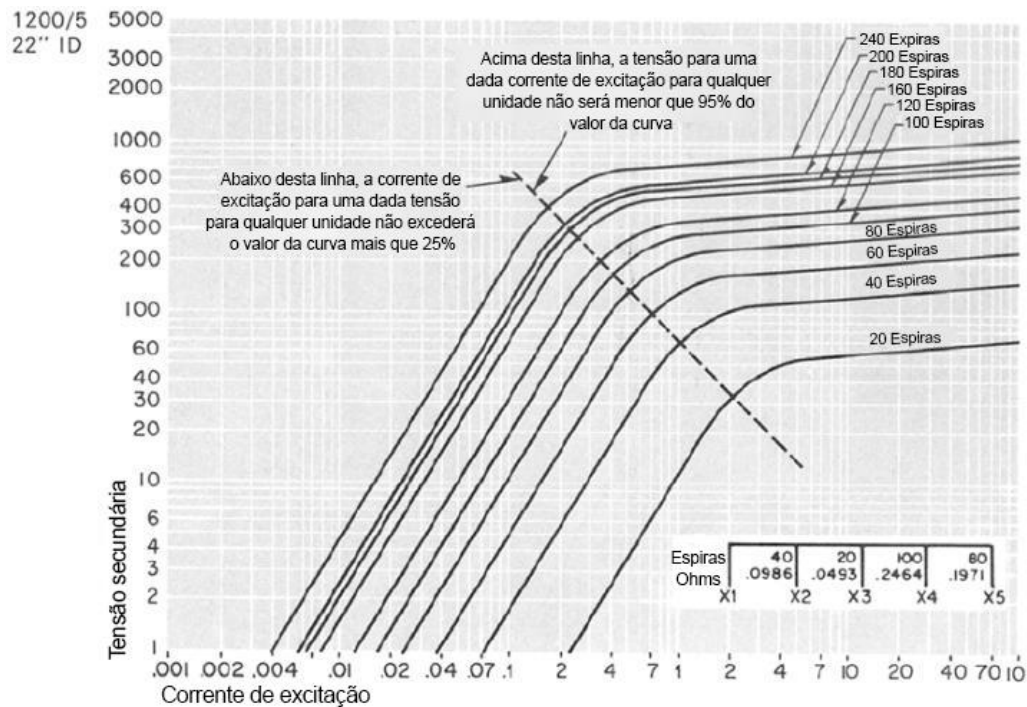


Figura 4.4 Família de curvas de saturação do TC C800 1200-5 A.

4.3 MODELAGEM DO RELÉ

A modelagem do relé diferencial foi feita no ambiente MODELS do ATP, podendo ser dividida, basicamente, nos seguintes módulos: condicionamento de sinais, aquisição de dados e análise diferencial. No primeiro, são implementados modelos que representam os transformadores auxiliares e o processo de filtragem analógica *anti-aliasing*. No segundo, por sua vez, são implementados modelos que representam o funcionamento do circuito *Sampler/Holder* e do Conversor A/D. No terceiro módulo são implementados o processo de estimação de fasores e toda a lógica de proteção diferencial do transformador. A Figura 4.5 ilustra os blocos implementados. Cada um dos componentes será discutido a seguir.

Os códigos completos de cada uma das MODELS estão no Anexo I.

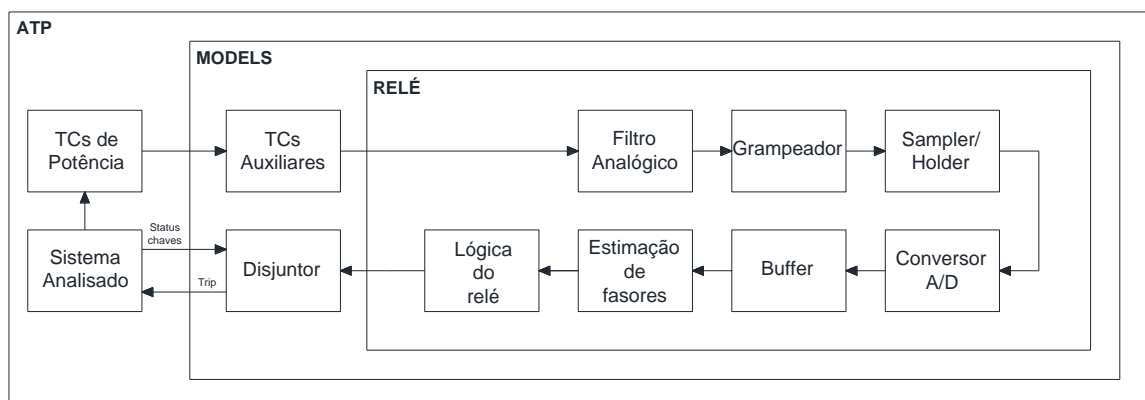


Figura 4.5 Estrutura do relé implementado através da MODELS.

4.3.1 Transformador Auxiliar

Os TCs auxiliares são utilizados no módulo de condicionamento de sinais para ajustá-los a valores compatíveis com os utilizados nos circuitos do relé. Além disso, este transformador promove o isolamento elétrico entre o sistema de potência e o relé.

O transformador auxiliar foi implementado apenas como um ganho, para que as correntes fossem transformadas em tensões que excursionassem entre ± 10 V. Ele é composto por um transformador ideal e um resistor em seu secundário (R_T). Sendo I_{TC} a corrente em seu primário e V_{out} a tensão na resistência, tem-se que:

$$V_{out} = I_{TC} \cdot R_T \quad (4.3)$$

A corrente I_{TC} pode ser substituída pela corrente no primário do TC de potência (I_{TCp}) dividida pela relação de transformação (RTC), obtendo-se a seguinte equação:

$$R_T = \frac{V_{out} \cdot RTC}{I_{TCp}} \quad (4.4)$$

Dessa forma, o valor da resistência é calculado para que a tensão na saída do transformador auxiliar permaneça entre ± 10 V para a máxima corrente de curto do sistema, que foi considerada como 40 kA.

4.3.2 Filtro Analógico

Para fins de proteção de sistemas elétricos, a informação necessária é geralmente encontrada na componente fundamental e, no caso de proteção de transformadores, também nas componentes de 2ª e de 5ª ordem. Para restringir o sinal a essas frequências, é utilizado um filtro *anti-aliasing* antes do processo de amostragem. O filtro utilizado neste trabalho é do tipo Butterworth passa-baixa de 2ª ordem com frequência de corte de 480 Hz.

A função de transferência do filtro utilizado é

$$H(s) = \frac{9,0958 \cdot 10^6}{s^2 + 4,2652 \cdot 10^6 \cdot s + 9,0958 \cdot 10^6} \quad (4.5)$$

No ambiente MODELS, o filtro foi modelado através da função intrínseca denominada LAPLACE, como pode ser visto no Quadro 4.3.

```
EXEC
```

```
LAPLACE (siOUT1/ia) := b0|s0 / (a0|s0 + a1|s1 + a2|s2)
```

```
ENDEXEC
```

Quadro 4.3 Parte do modelo do filtro analógico implementado na MODELS.

4.3.3 Grampeador

Os circuitos conversores A/D normalmente possuem uma faixa dinâmica de operação. Dessa forma, caso tensões muito elevadas, que seriam capazes de danificar o circuito interno do relé, cheguem a seus terminais, essa tensão é grampeada aos seus níveis máximos, no caso ± 10 V.

4.3.4 *Sampler/Holder*

O circuito *Sampler/Holder* tem como função capturar e manter constante um sinal durante um intervalo de tempo. Com isso, o sinal analógico é colocado em formato de escada, aumentando a eficiência do conversor A/D.

De acordo com critério de Nyquist, para a amostragem do sinal deve-se escolher uma frequência de amostragem de no mínimo duas vezes a frequência fundamental do sistema [36]. Neste trabalho, optou-se por 960 Hz, valor usualmente encontrado em relés comerciais e que corresponde a uma taxa de 16 amostras/ciclo, de modo que se podem analisar componentes harmônicas até a 7ª ordem.

Para sua implementação, foi utilizado no ambiente MODELS o comando `TIMESTEP MIN`, fazendo com que os valores sejam atualizados em um passo diferente da simulação, ou seja, a cada período de amostragem [32].

4.3.5 Conversor Analógico/Digital

O conversor A/D realiza a transformação do sinal analógico em uma palavra digital de vários bits. Neste caso, o método de implementação da conversão foi a por aproximação sucessiva, que é o mais usual nos relés de proteção. Dentre os métodos disponíveis para a modelagem do conversor, foi escolhida a representação de números negativos em complemento de dois e a utilização de palavras de 16 bits.

Pode-se definir a resolução do conversor A/D pela seguinte expressão [13]:

$$Res = \frac{Y}{2^b - 1} \quad (4.6)$$

na qual Y representa a excursão simétrica do sinal analógico de entrada, no caso 10 V, e b é o tamanho em bits da palavra digital menos um, ou seja, 15.

Para um determinado valor x , o valor digitalizado Z_{10} pode ser definido como:

$$Z_{10} = ROUND \left[\frac{x \cdot (2^b - 1)}{Y} \right] \quad (4.7)$$

na qual Z_{10} é um valor inteiro na base 10 e $ROUND$ representa a operação de arredondamento.

A partir da resolução do conversor A/D, obtém-se o valor de saída em ponto flutuante como:

$$FP = \begin{cases} Z_{10} \cdot Res & , se x positivo \\ [Z_{10} - 2^{b-1}] \cdot Res, & se x negativo \end{cases} \quad (4.8)$$

4.3.6 Buffer

O *buffer* é responsável por armazenar as amostras das correntes que serão utilizadas no algoritmo de estimação dos fasores. Devido ao algoritmo de estimação de fasores escolhido, são utilizadas 17 amostras, o que corresponde a um ciclo mais uma amostra.

4.3.7 Estimação de Fasores

O algoritmo utilizado para a estimação dos fasores das componentes fundamental, de 2ª e de 5ª ordem foi o Filtro Cosseno Modificado [37]. Ele parte do princípio que o fasor pode ser estimado a partir de duas saídas consecutivas do filtro cosseno do algoritmo de Fourier de 1 ciclo, sendo necessária a aplicação de um fator de correção para se manter a ortogonalidade entre as partes real e imaginária. Com isso, este filtro possui ótima resposta em relação à eliminação da componente DC de decaimento exponencial.

Sua formulação é baseada nas seguintes equações que representam, respectivamente, as partes real e imaginária do fasor estimado no instante k [31]:

$$Y_{re}(k) = \frac{2}{N} \cdot \sum_{n=1}^N x(k - N + n) \cdot \cos(h\delta) \quad (4.9)$$

$$Y_{im}(k) = \frac{Y_{re}(k - 1) - \cos(h\delta) \cdot Y_{re}(k)}{\sin(h\delta)} \quad (4.10)$$

nas quais $\delta = \frac{2\pi}{N}$, N é o número de amostras por ciclo, x é o sinal de entrada e h é a ordem harmônica.

Parte do código referente à implementação das equações do modelo de estimação de fasores na MODELS vista é apresentado no Quadro 4.4.

4.3.8 Ajuste de tap

Com os fasores estimados, parte-se para os ajustes necessários dos sinais antes da análise das funções de proteção. O Quadro 4.5 mostra a implementação da Equação 3.13.

4.3.9 Compensação da sequência zero

Apesar da equação 3.15 estar em formato matricial, não é possível fazê-la dessa forma na MODELS, como pode ser observado no Quadro 4.6. O processo indicado para a componente fundamental é repetido para as componentes de 2ª e 5ª ordens.

```

EXEC
-- Componente fundamental:
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janelal[i]*cos((i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janelal[i+1]*cos((i-1)*delta)
ENDFOR
relf := RTEF*C2
imlf := RTEF*(-C2*cos(delta)+C1)/sin(delta)
-- Componente de 2ª ordem:
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janelal[i]*cos(2*(i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janelal[i+1]*cos(2*(i-1)*delta)
ENDFOR
relh2 := RTEF*C2
imlh2 := RTEF*(-C2*cos(2*delta)+C1)/sin(2*delta)
-- Componente de 5ª ordem:
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janelal[i]*cos(5*(i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janelal[i+1]*cos(5*(i-1)*delta)
ENDFOR
relh5 := RTEF*C2
imlh5 := RTEF*(-C2*cos(5*delta)+C1)/sin(5*delta)
ENDEXEC

```

Quadro 4.4 Parte do modelo de estimação de fasores implementado na MODELS.

```

EXEC
tap := (1000*Snom*C)/(sqrt(3)*Vpri*RTC)
Irent := Iren/tap
Iimnt := Iimn/tap
ENDEXEC

```

Quadro 4.5 Parte do modelo do ajuste do tap implementado na MODELS.

```

EXEC
  IF (Conex=1)
  THEN
    -- Fundamental:
    IfundC0[1] := (2*Ifund[1] - Ifund[3] - Ifund[5])/3
    IfundC0[2] := (2*Ifund[2] - Ifund[4] - Ifund[6])/3
    IfundC0[3] := (-Ifund[1] + 2*Ifund[3] - Ifund[5])/3
    IfundC0[4] := (-Ifund[2] + 2*Ifund[4] - Ifund[6])/3
    IfundC0[5] := (-Ifund[1] - Ifund[3] + 2*Ifund[5])/3
    IfundC0[6] := (-Ifund[2] - Ifund[4] + 2*Ifund[6])/3
  ELSE
    IfundC0[1] := Ifund[1]
    IfundC0[2] := Ifund[2]
    IfundC0[3] := Ifund[3]
    IfundC0[4] := Ifund[4]
    IfundC0[5] := Ifund[5]
    IfundC0[6] := Ifund[6]
  ENDIF
ENDEXEC

```

Quadro 4.6 Parte do modelo da correção da sequência zero implementado na MODELS.

4.3.10 Correção da defasagem

A equação 3.19 para a correção da defasagem foi implementada conforme Quadro 4.7, tanto para a componente fundamental quanto para as de 2ª e de 5ª ordem.

```

EXEC
  defr := def*3.141592/180
  -- Fundamental:
  IfundCd[1] := (2*cos(defr)*Ifund[1] + 2*cos(defr+2.094395)*Ifund[3] +
    2*cos(defr-2.094395)*Ifund[5])/3
  IfundCd[2] := (2*cos(defr)*Ifund[2] + 2*cos(defr+2.094395)*Ifund[4] +
    2*cos(defr-2.094395)*Ifund[6])/3
  IfundCd[3] := (2*cos(defr-2.094395)*Ifund[1] + 2*cos(defr)*Ifund[3] +
    2*cos(defr+2.094395)*Ifund[5])/3
  IfundCd[4] := (2*cos(defr-2.094395)*Ifund[2] + 2*cos(defr)*Ifund[4] +
    2*cos(defr+2.094395)*Ifund[6])/3
  IfundCd[5] := (2*cos(defr+2.094395)*Ifund[1] + 2*cos(defr-2.094395)*Ifund[3] +
    2*cos(defr)*Ifund[5])/3
  IfundCd[6] := (2*cos(defr+2.094395)*Ifund[2] + 2*cos(defr-2.094395)*Ifund[4] +
    2*cos(defr)*Ifund[6])/3
ENDEXEC

```

Quadro 4.7 Parte do modelo da correção da defasagem implementado na MODELS.

4.3.11 Função 87T

Com as correntes do primário e do secundário corrigidas, procede-se à lógica da função 87T. Neste bloco, são calculadas as correntes de operação e de restrição, conforme Equações 3.8, 3.9 e 3.12, e o conteúdo harmônico para fins de restrição e bloqueio.

Após os cálculos, obtêm-se os *trips* de cada uma das fases e da unidade irrestrita, sendo parte dos cálculos da fase A mostrados no Quadro 4.8.

4.3.12 Função 87Q

Assim como na 87T, com as correntes do primário e do secundário corrigidas, utiliza-se as equações 3.20 a 3.23 e obtêm-se o *trip* desta função. Além disso, no Quadro 4.9 é possível observar a implementação do atraso para atuação.

```

EXEC
-- Calculando as correntes de operação:
reIopA:=IfundP[1]+IfundS[1]
imIopA:=IfundP[2]+IfundS[2]
-- Calculando as correntes de restrição:
mod1A:=sqrt(IfundP[1]**2 + IfundP[2]**2)
mod2A:=sqrt(IfundS[1]**2 + IfundS[2]**2)
-- Calculando as magnitudes das correntes de operação:
magIopA:=sqrt(reIopA**2 + imIopA**2)
-- Calculando as magnitudes das correntes de restrição:
magResA:=(mod1A + mod2A)
-- Componentes harmônicas:
re2hA:=I2hP[1]+I2hS[1]
im2hA:=I2hP[2]+I2hS[2]
mag2hA:=sqrt(re2hA**2 + im2hA**2)
re5hA:=I5hP[1]+I5hS[1]
im5hA:=I5hP[2]+I5hS[2]
mag5hA:=sqrt(re5hA**2 + im5hA**2)
-- Calculando as correntes de comparação considerando restrição por harmônicos:
IcompA:=slope*magResA + (1/K2)*mag2hA + (1/K5)*mag5hA
Iminpcp:=Ipcpmin
IF (magIopA>Iu) OR (magIopB>Iu) OR (magIopC>Iu)
  THEN tripTu:=1
  ELSE tripTu:=0
ENDIF
IF (magIopA>IcompA) AND (magIopA>Iminpcp)
  THEN tripTA:=1
  ELSE tripTA:=0
ENDEXEC

```

Quadro 4.8 Parte do modelo da função 87T implementado na MODELS.

```

EXEC
-- Calculando a corrente de operação:
reIopQ:=reI2p+reI2s
imIopQ:=imI2p+imI2s
magIopQ:=sqrt(reIopQ**2 + imIopQ**2)
-- Calculando a corrente de restrição:
magResQ:=max(sqrt(reI2p**2 + imI2p**2),sqrt(reI2s**2 + imI2s**2))
IcompQ:=slope*magResQ
Iminpcp:=Ipcpmim
IF (magIopQ>Iminpcp) AND (magIopQ>IcompQ)
  THEN tripQ1:=1
  ELSE tripQ1:=0
ENDIF
IF (tripQ1=1) THEN
  IF ti=0 THEN
    ti:=t
  ENDIF
  IF (t-ti)>ta AND (magIopQ>Iminpcp) AND (magIopQ>IcompQ) THEN
    tripQ:=1
  ENDIF
ENDIF
ENDEXEC
ENDDMODEL

```

Quadro 4.9 Parte do modelo da função 87Q implementado na MODELS.

4.3.13 Função REF

A função REF utiliza as correntes de fase e do neutro do enrolamento estrela antes da compensação da sequência zero. Para a verificação de sua atuação, são utilizadas as equações 3.24 a 3.27 e a implementação do atraso intencional de dois ciclos conforme Quadro 4.10.

```

EXEC
  IF (Conex=2) THEN
    tripN:=0
    sai87R[1]:=0
    sai87R[2]:=0
    sai87R[3]:=0
  ELSE
    re3I0p:= IfundP[1] + IfundP[3] + IfundP[5]
    im3I0p:= IfundP[2] + IfundP[4] + IfundP[6]
    reIop:= Iren
    imIop:= Imn
    magIop:= sqrt(reIop**2 + imIop**2)
    a:=sqrt((Iren-re3I0p)**2+(Imn-im3I0p)**2)
    b:=sqrt((Iren+re3I0p)**2+(Imn+im3I0p)**2)
    magIres:=k*(a-b)
    Ipckref:= Ipckr
    IF (magIop>Ipckref) AND (magIop>magIres)
      THEN tripN1:=1
      ELSE tripN1:=0
    ENDIF
    IF (tripN1=1) THEN
      IF ti=0 THEN
        ti:=t
      ENDIF
      IF (t-ti)>ta AND (magIop>Ipckref) AND (magIop>magIres) THEN
        tripN:=1
      ENDIF
    ENDIF
  ENDIF
ENDEXEC

```

Quadro 4.10 Parte do modelo da função 87REF implementado na MODELS.

4.3.14 Bloqueio

De posse dos *trips* obtidos na função 87T (*tripTA*, *tripTB*, *tripTC*, *tripTu*), na 87Q (*tripQ*) e na REF (*tripNp*), além da porcentagem de 2^a e 5^a harmônicas em relação à fundamental nas três fases, os sinais passam pela lógica de bloqueio cruzado para verificação final do sinal de *trip* a ser enviado aos disjuntores.

4.3.15 Comando dos Disjuntores

Para o modelo do disjuntor, considerou-se um atraso típico de dois ciclos (ou 33,33 ms) na sua atuação. Como a chave do tipo 13, que é controlada pela MODELS, não possui uma lógica de abertura na passagem da corrente pelo zero, a mesma precisou ser implementada. Para isso, grava-se na memória o sinal da corrente no momento em que o disjuntor deveria abrir e, assim que o sinal se inverter, é enviado o comando de abertura.

Para atender a diversos tipos de análises, foi inserido no código uma variável (*opDJ*) que permite controlar a abertura ou não do disjuntor, mesmo com o comando de *trip* recebido.

4.3.16 Impressão das Saídas

De forma a manter registrado as leituras, os cálculos e os comandos do relé, foi implementado um bloco para a gravação das grandezas de interesse para análises posteriores à simulação. Para tanto, foi utilizada a função `writel`, intrínseca à MODELS.

Nos arquivos de saída, encontram-se as correntes à frequência fundamental, de 2ª e de 5ª ordem e as grandezas referentes às funções de proteção em análise.

4.4 SISTEMA E RELÉ NO ATPDRAW

Todo o sistema elétrico indicado anteriormente foi modelado no ATPDraw, como pode ser visto na Figura 4.6. Esta interface gráfica permite que o usuário crie novos componentes com janelas de dados editáveis, como é o caso do transformador com enrolamentos particionados, conforme ilustrado na Figura 4.7, no qual as resistências, as reatâncias e as tensões de cada parte do enrolamento se tornam, então, dados de entrada do bloco criado.

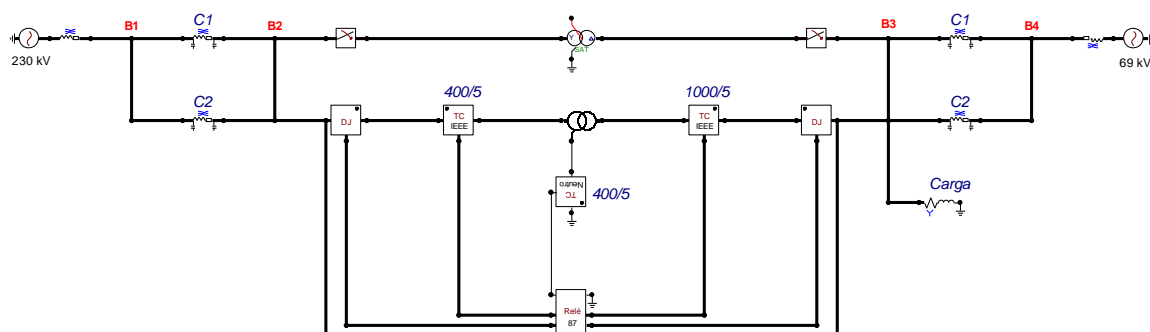


Figura 4.6 Sistema no ATPDraw.

O mesmo ocorre para o relé, para o qual toda a parametrização necessária é feita através da caixa de diálogo do componente Relé 87 criado, ilustrado na Figura 4.8, e que internamente implementa todos os blocos descritos anteriormente, conforme apresentado na Figura 4.9.

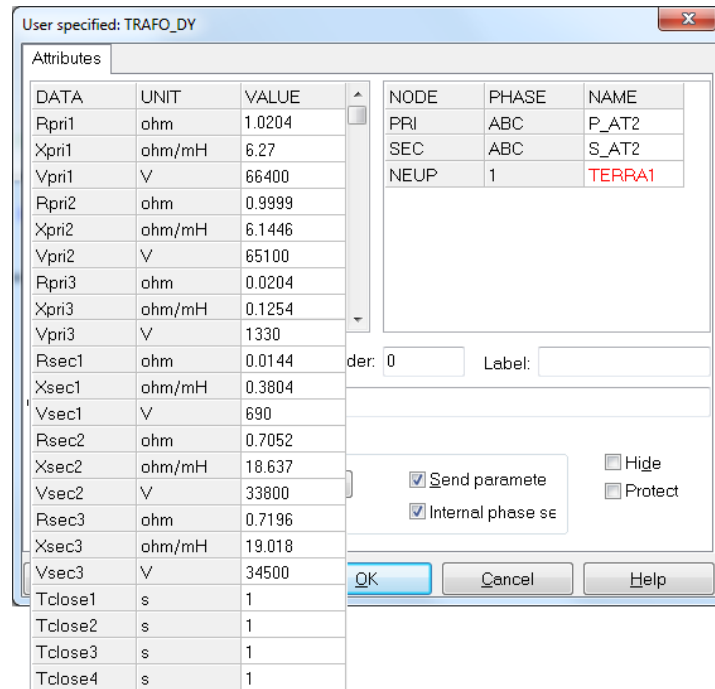


Figura 4.7 Caixa de diálogo do componente criado para representar o transformador com enrolamentos particionados.

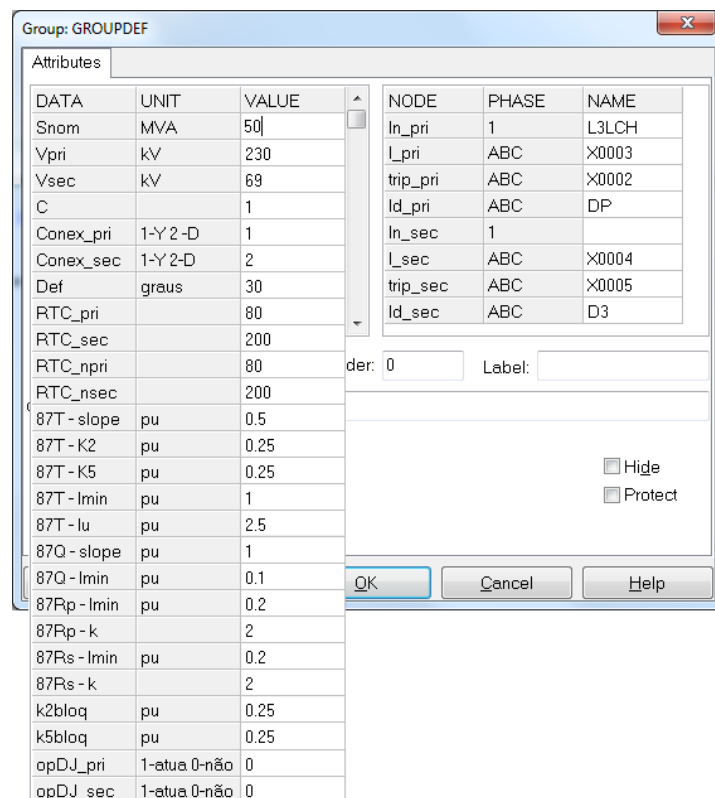


Figura 4.8 Dados de entrada do bloco Relé 87.

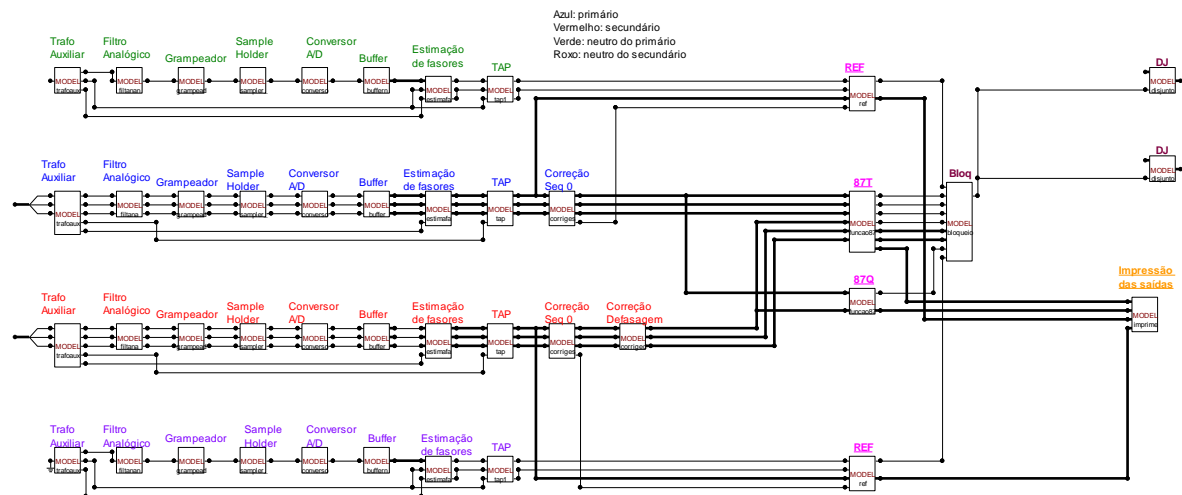


Figura 4.9 Detalhe interno do bloco Relé 87.

4.5 SIMULAÇÕES EM MASSA

A correta avaliação da parametrização das funções de proteção é essencial para que o sistema elétrico seja o mais confiável possível. No caso da proteção de transformadores de potência, torna-se interessante fazer análises mais aprofundadas do que as pontuais normalmente realizadas, principalmente nos casos de energização e de curtos internos ao equipamento. Isso pode ser conseguido através de simulações em massa.

As simulações em massa aprofundam as análises feitas com os casos pontuais. Com elas, é possível verificar se os parâmetros escolhidos para cada função implementada atendem a um número expressivo de faltas às quais o transformador está sujeito.

Com os enrolamentos particionados conforme Quadro 4.2, utiliza-se a rotina \$PARAMETER do ATP para fazer a variação das impedâncias e tensões do transformador, do instante e do local do curto e do instante de energização, conforme descrito no Quadro 4.11.

Cria-se, então, um caso base ATP que é lido por uma rotina implementada em C++ que modifica os parâmetros indicados e cria automaticamente novos casos ATP para cada variação. Dessa forma, os resultados de cada nova simulação são armazenados e podem ser avaliados em conjunto, dando maior embasamento a escolha dos ajustes do relé. A Figura 4.10 resume a metodologia usada para as simulações.

```

$PARAMETER
C Dados do transformador
C estrela
R_pri1 = '1.0204'
X_pri1 = '6.2700'
V_pri1 = '6.64E4'
R_pri2 = '0.9999'
X_pri2 = '6.1446'
V_pri2 = '6.51E4'
R_pri3 = '0.0204'
X_pri3 = '0.1254'
V_pri3 = '1.33E3'
C delta
R_sec1 = '0.0144'
X_sec1 = '0.3804'
V_sec1 = '6.90E2'
R_sec2 = '0.7052'
X_sec2 = '18.637'
V_sec2 = '3.38E4'
R_sec3 = '0.7196'
X_sec3 = '19.018'
V_sec3 = '3.45E4'
C Tempos das chaves de curto
C estrela - entre espiras
Tcurto1 = '1.0'
C delta - entre espiras
Tcurto2 = '1.0'
C estrela - espira-terra
Tcurto3 = '1.0'
C delta - espira-terra
Tcurto4 = '1.0'
C Ângulo de energização
ANGULO = 1.0 $$
C Instantes de fechamento do disjuntor do primário
TclosepA = '-1.0'
TclosepB = '-1.0'
TclosepC = '-1.0'
C Instantes de fechamento do disjuntor do secundário
TclosesA = '-1.0'
TclosesB = '-1.0'
TclosesC = '-1.0'
BLANK PARAMETER

```

Quadro 4.11 Rotina \$PARAMETER.

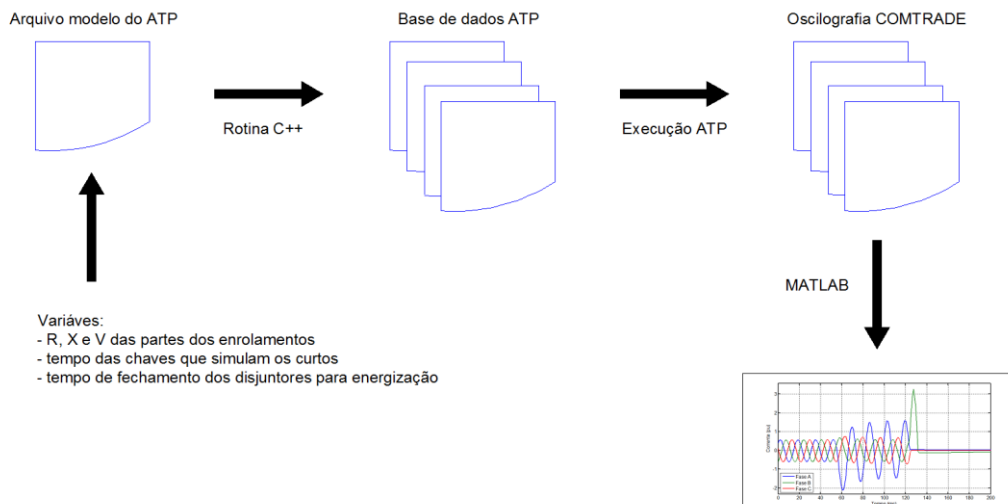


Figura 4.10 Metodologia das simulações em massa.

CAPÍTULO 5

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com o arquivo criado no ATPDraw, é possível fazer tanto as simulações pontuais, quanto preparar a base para as simulações em massa, conforme mostrado no capítulo anterior.

Foram simulados casos de faltas dentro e fora da zona de proteção delimitada pelos TCs do primário e do secundário, além de faltas internas ao transformador de potência e casos de energização.

Os resultados e as análises realizadas são mostrados a seguir.

5.1 AJUSTES DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

As proteções em estudo neste trabalho possuem os ajustes indicados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 Parametrização do relé.

Função	Variável	Ajuste
87T	SLP	0,50
	$I_{pickupmin}$	1,00 pu
	k_2	0,25
	k_5	0,25
	Iu	15,00 pu
87Q	SLP	1,00
	$I_{pickupminq}$	0,10 pu
REF pri	k	2,00
	$I_{pickupminr}$	0,20 pu
Bloqueio	k_{2b}	0,25
	k_{5b}	0,25

Todos os ajustes utilizados estão de acordo com os tipicamente encontrados na literatura e no campo.

5.2 CASOS PONTUAIS

Foram simulados diversos casos para se verificar a operação ou não das funções implementadas, dentre os quais se destaca os indicados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 Casos simulados.

Caso	Descrição	Atuação						
		87T			U ⁽¹⁾	87Q	REF pri	REF sec ⁽²⁾
		A	B	C				
1	Regime permanente	-	-	-	-	-	-	
2	Curto monofásico B2 ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	
3	Curto trifásico B3	-	-	-	-	-	-	
4	Curto monofásico primário ⁽³⁾	✓	✓	✓	✓	✓	-	
5	Curto monofásico secundário ⁽³⁾	✓	-	✓	-	✓	-	
6	Curto trifásico primário	✓	✓	✓	✓	✓	-	
7	Curto trifásico secundário	✓	✓	✓	-	✓	-	
8	Curto espira-terra - lado estrela (50%)	✓	✓	✓	-	✓	-	
9	Curto espira-terra - lado estrela (1%)	-	-	-	-	✓	-	
10	Curto espira-terra - lado delta (50%)	-	-	-	-	✓	-	
11	Curto espira-terra - lado delta (1%)	✓	✓	-	-	✓	-	
12	Curto entre espiras - lado estrela (50%)	✓	✓	✓	-	✓	-	
13	Curto entre espiras - lado estrela (1%)	-	-	-	-	✓	-	
14	Curto entre espiras - lado delta (50%)	✓	✓	✓	-	✓	-	
15	Curto entre espiras - lado delta (1%)	-	-	-	-	-	-	
16	Energização TR2	-	-	-	-	-	-	
17	Energização TR2 com curto monofásico no primário em regime ⁽³⁾	✓	✓	✓	✓	-	-	
18	Energização TR2 com curto espira-terra lado estrela (1%) em regime	-	-	-	-	-	-	

(1) Unidade irrestrita;

(2) Não utilizada, pois o transformador possui apenas o primário conectado em estrela;

(3) Curtos monofásicos simulados da fase A.

As chaves que aplicam os curtos internos, a saber: 1 e 2 para curto entre espiras; 3 e 4 para curto espira-terra, foram consideradas como ilustrado na Figura 5.1.

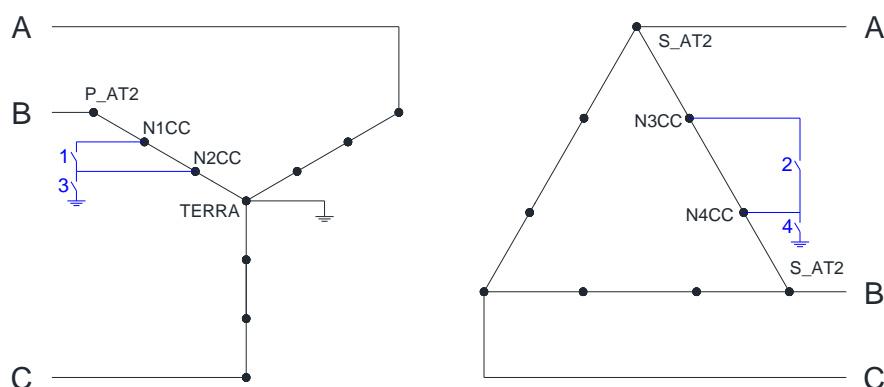


Figura 5.1 Posição das chaves que aplicam curtos internos.

Para os curtos entre espiras, as porcentagens em curto estão distribuídas conforme indicado na Figura 5.2.

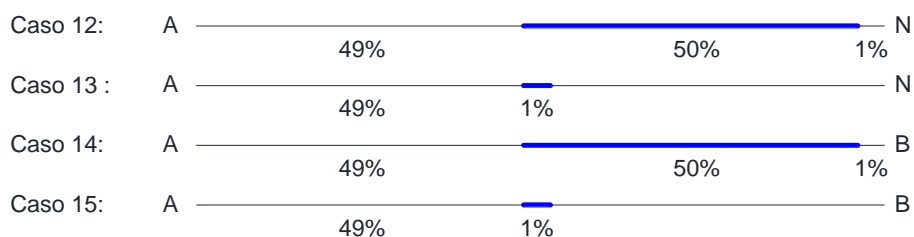


Figura 5.2 Posição das espiras em curto nos enrolamentos.

Como era de se esperar, as funções 87T e REF se comportaram de forma correta para os casos pontuais da Tabela 5.2, considerando a parametrização realizada. Já no caso da unidade 87Q, sua atuação está de acordo com o esperado para curtos monofásicos internos e curtos entre espiras. No entanto, ela também atuou para curtos trifásicos internos à zona de proteção. Isso ocorreu devido à uma componente de sequência negativa espúria durante o período de transição no processo de estimação de fasores, no qual a janela de dados contém amostras das correntes tanto de pré-falta quanto de falta. Uma componente de sequência negativa espúria também pode surgir devido aos erros na estimação dos fasores provocados pela componente DC de decaimento exponencial e a saturação de TCs. Apesar disso, os resultados mostram a importância da função 87Q, visto que apenas ela operou nos casos 10 e 13.

A fim de melhor avaliar o desempenho do relé implementado, os resultados obtidos para os casos 4, 9, 14 e 16 são detalhados a seguir. Oportuno se faz mencionar que todas as curvas foram plotadas considerando a taxa de amostragem empregada no modelo do relé, que é de 16 amostras por ciclo.

5.2.1 Curto monofásico no primário

Foi simulado um curto monofásico no terminal da fase A do primário a 40 ms do início da simulação. As Figuras 5.3 e 5.4 mostram as correntes nos secundários dos TCs dos enrolamentos primário e secundário e, as Figuras 5.5 a 5.7, as correntes de operação e restrição para as diferentes funções de proteção implementadas. Para este caso, verifica-se que todas elas foram sensibilizadas.

É interessante observar na Figura 5.3 que, após o desligamento dos disjuntores, as correntes se mantêm diferente de zero. Isso se deve ao fluxo residual do núcleo dos TCs, cujo valor é dependente do instante de abertura dos disjuntores. A constante de decaimento da mesma dependerá das características do próprio TC.

Na Figura 5.4, por volta dos 80 ms, é possível observar nas fases A e C uma pequena deformação na curva devido à provável saturação dos TCs.

A Figura 5.8 mostra o estado das variáveis lógicas em análise, quais sejam:

- FALTA: duração da falta;
- 87TA, 87TB e 87TC: *trips* das unidades diferenciais de fase;
- 87Q: *trip* da unidade de sequência negativa;
- REF: *trip* da unidade de falta à terra restrita;
- DJH e DJL: estado dos disjuntores do primário e do secundário, respectivamente.

Observa-se que, devido ao atraso proposital imposto às funções 87Q e REF, elas operam depois das unidades de fase. Além disso, apesar do comando de abertura ser simultâneo para ambos os disjuntores, os mesmos não abrem no mesmo instante, visto que é necessária a passagem pelo zero de cada uma das correntes para que a manobra de abertura tripolar seja concretizada.

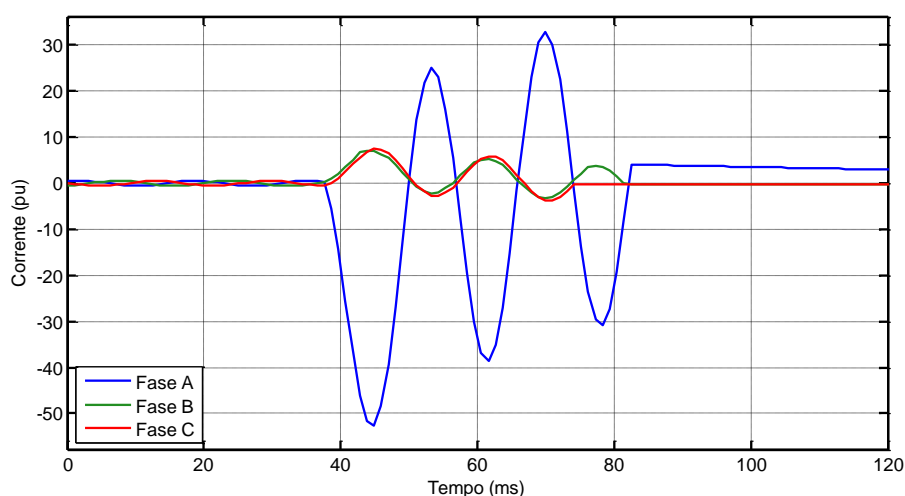


Figura 5.3 Correntes nos TCs do primário – Caso 4.

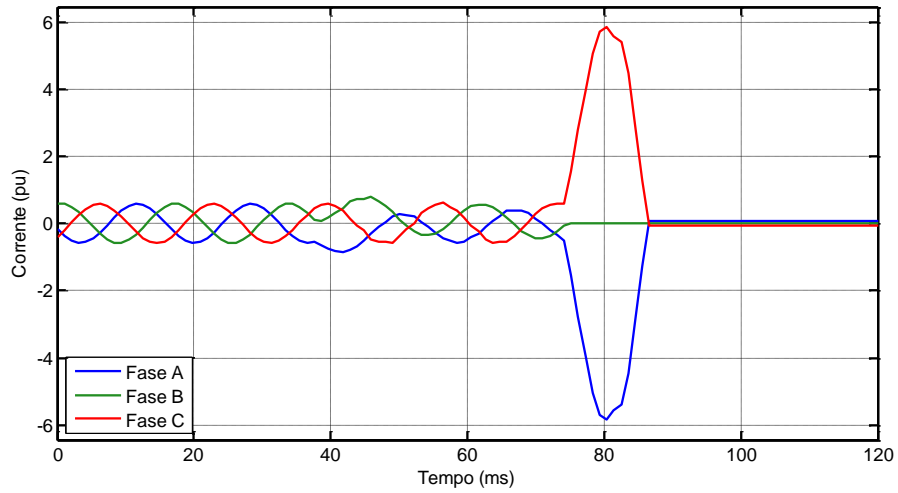


Figura 5.4 Correntes nos TCs do secundário – Caso 4.

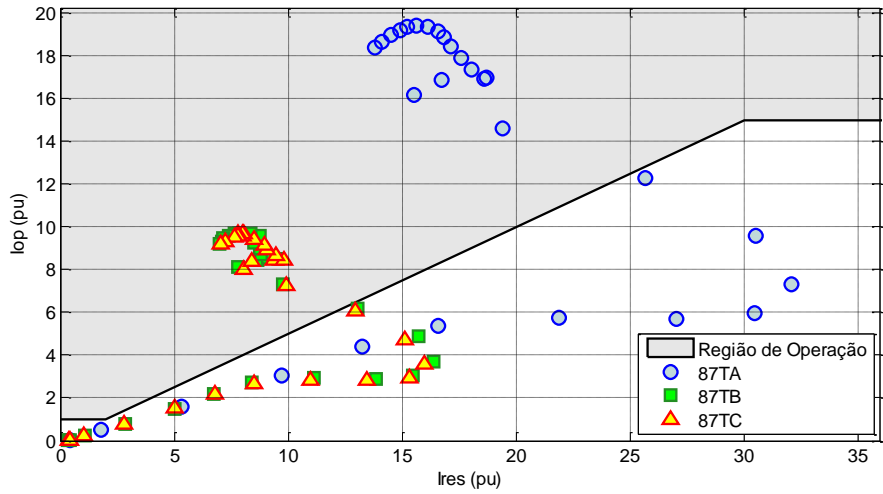


Figura 5.5 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Caso 4.

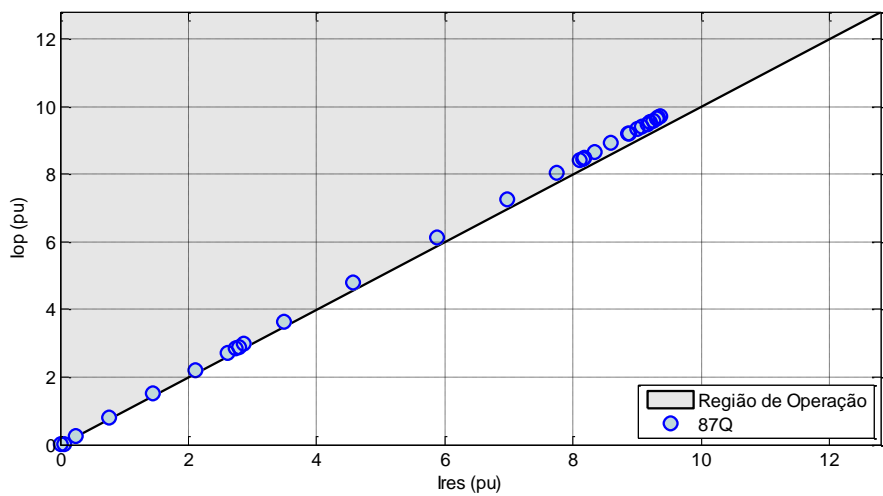


Figura 5.6 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Caso 4.

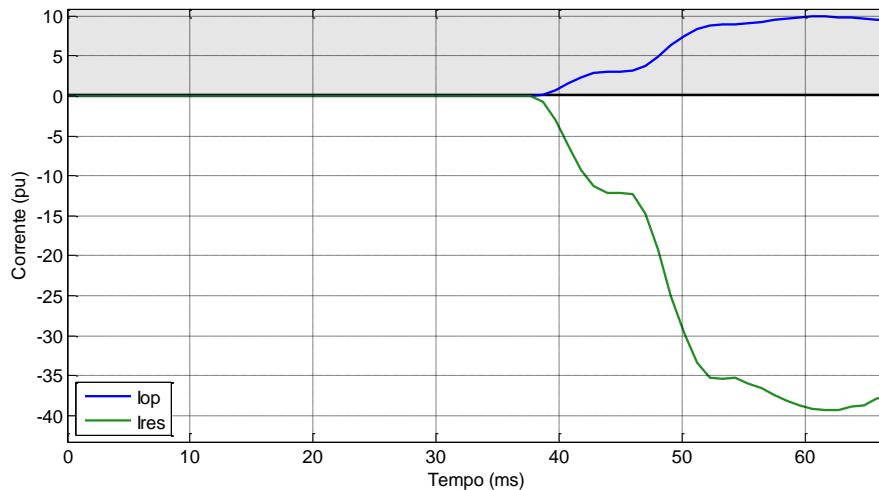


Figura 5.7 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Caso 4.

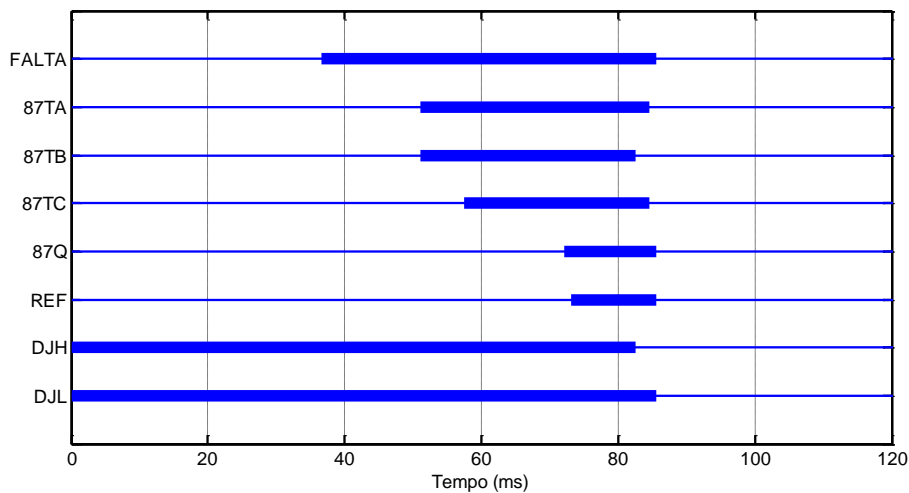


Figura 5.8 Variáveis lógicas – Caso 4.

5.2.2 Curto espira-terra no enrolamento estrela (1%)

As Figuras 5.9 e 5.10 mostram as correntes nos secundários dos TCs dos enrolamentos primário e secundário, para o caso no qual um curto espira-terra foi simulado no enrolamento da fase A do primário, a 1% do neutro. Como se pode ver na Figura 5.11, as correntes de operação das unidades 87T das três fases ficaram na área de restrição por todo tempo simulado.

Apesar de ser notável a corrente de curto na fase A, apenas as funções 87Q e REF foram sensibilizadas, o que mostra a importância das mesmas. As Figuras 5.12 e 5.13 mostram as correntes de operação e restrição destas duas funções.

Neste caso, as variáveis lógicas mostradas na Figura 5.14 indicam que a REF foi sensibilizada primeiro que a 87Q e, novamente, os disjuntores não abrem ao mesmo tempo devido à passagem pelo zero.

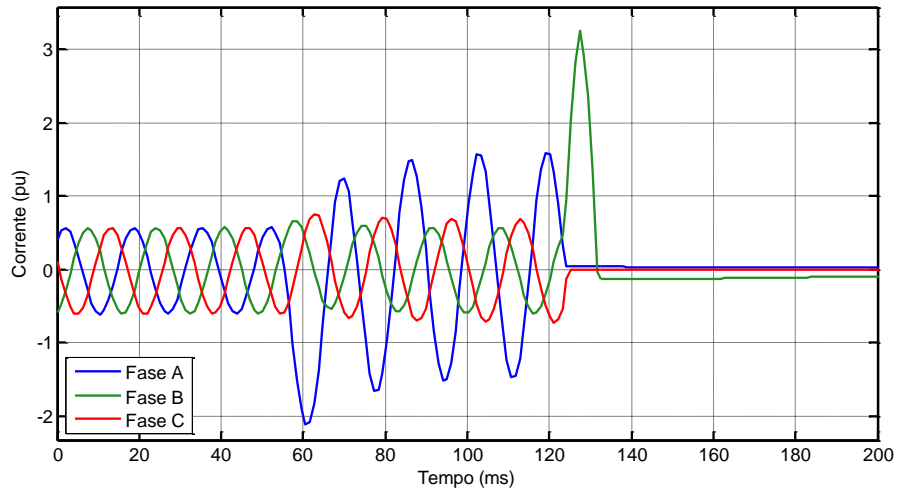


Figura 5.9 Correntes nos TCs do primário – Caso 9.

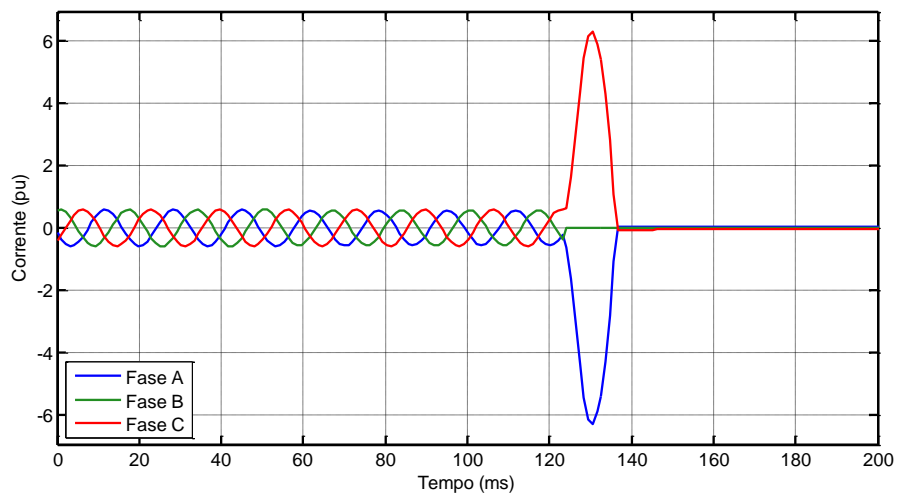


Figura 5.10 Correntes nos TCs do secundário – Caso 9.

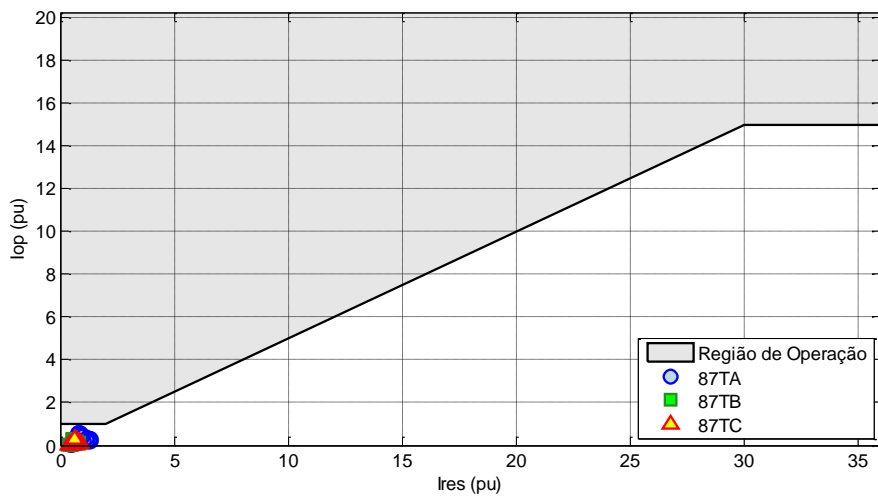


Figura 5.11 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Caso 9.

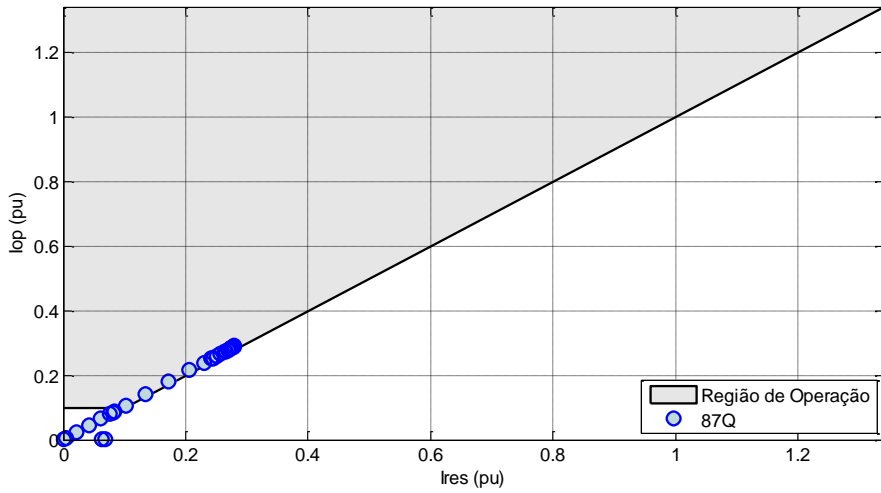


Figura 5.12 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Caso 9.

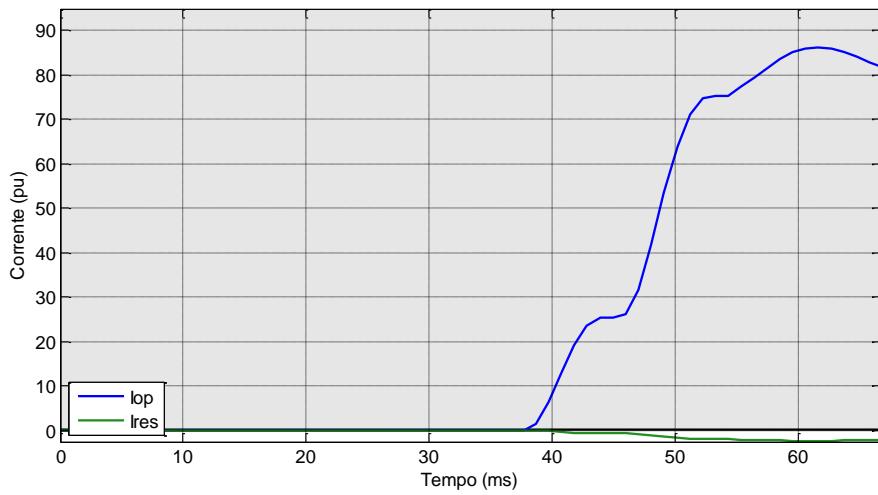


Figura 5.13 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Caso 9.

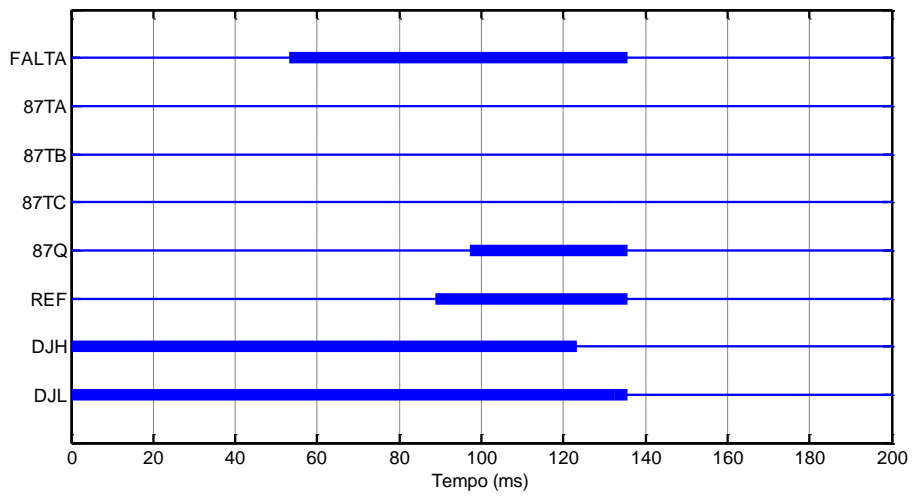


Figura 5.14 Variáveis lógicas – Caso 9.

Outro resultado que pode ser observado tanto para o caso 9 (Figuras 5.9 e 5.10) quanto para o caso 4 (Figuras 5.3 e 5.4), é o aumento das correntes em duas das fases quando da abertura da primeira fase dos disjuntores. Esse fenômeno é devido à modificação do circuito equivalente do transformador na abertura de apenas uma das fases no lado delta. Com isso, o transformador passa a operar em uma situação de desequilíbrio, que pode ocasionar o aumento substancial das correntes nas outras fases, a depender da sequência de abertura das mesmas. Conseqüentemente, ocorre um *offset* nas curvas, atrasando a passagem pelo zero das fases ainda fechadas.

5.2.3 Curto entre espiras no enrolamento delta (50%)

Neste caso, conforme indicado na Tabela 5.2, as funções 87T das três fases e a 87Q foram sensibilizadas pelo curto simulado. As Figuras 5.17 a 5.19 mostram as correntes de operação e restrição obtidas.

Na Figura 5.15, é possível observar o efeito do fluxo residual nas correntes vistas pelos TCs após a abertura dos disjuntores e, na Figura 5.16, o efeito da abertura de uma das fases do delta. Nota-se pela Figura 5.18 que a sensibilidade da função 87Q é grande para este tipo de curto.

5.2.4 Energização do transformador pelo primário

A manobra de energização do transformador foi simulada considerando que os disjuntores do enrolamento secundário estavam abertos e que os do primário foram fechados em 40 ms. A Figura 5.21 mostra a forma de onda obtida para as correntes no primário. Notadamente, as correntes obtidas possuem alto teor de harmônicos de 2ª ordem, como pode ser visto na Figura 5.22, que ilustra a porcentagem dessa harmônica em função da componente fundamental.

As Figuras 5.23 a 5.25 mostram as correntes de operação e restrição obtidas. Na Figura 5.25, observa-se que, para a unidade REF, a corrente de operação é maior que a corrente de restrição e maior que o *pickup* considerado (0,20 pu). Porém, não há envio de *trip* por parte desta função, pois ele está inibido pelo bloqueio por harmônicos.

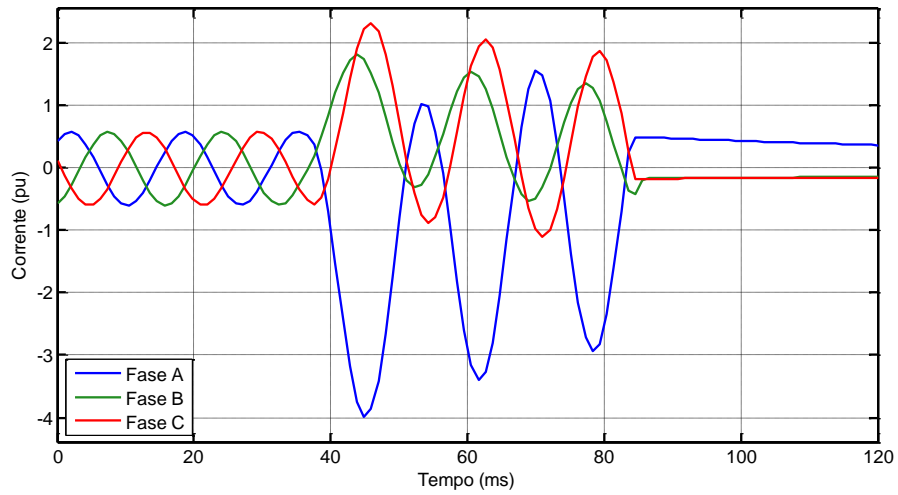


Figura 5.15 Correntes nos TCs do primário – Caso 14.

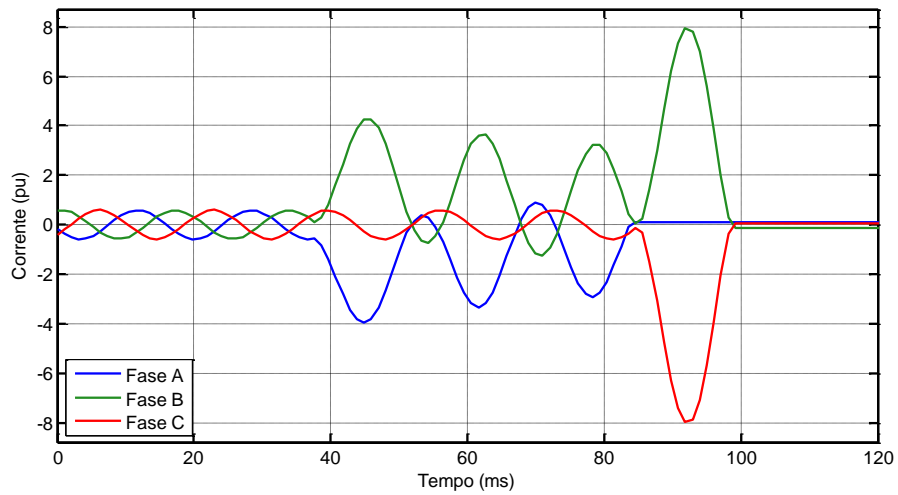


Figura 5.16 Correntes nos TCs do secundário – Caso 14.

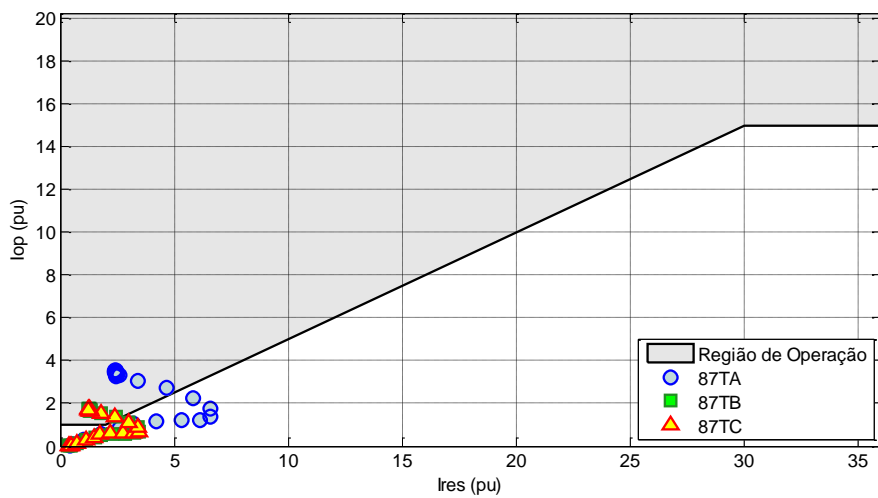


Figura 5.17 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Caso 14.

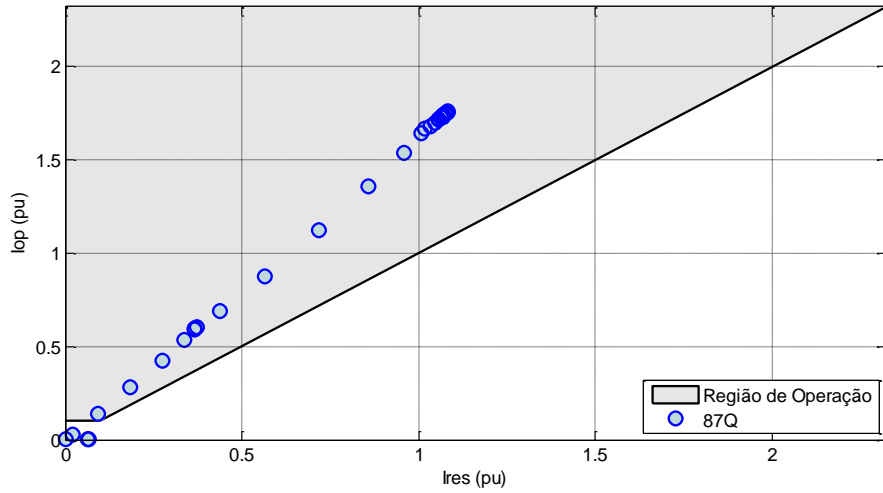


Figura 5.18 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Caso 14.

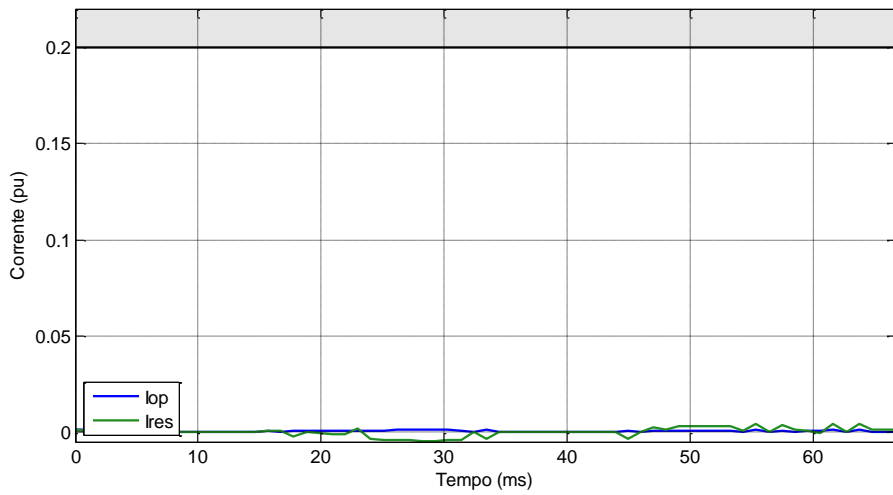


Figura 5.19 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Caso 14.

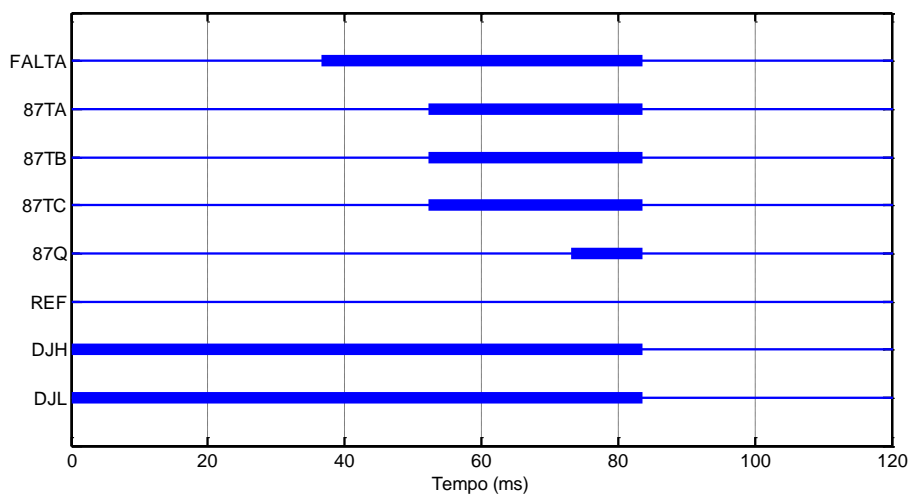


Figura 5.20 Variáveis lógicas – Caso 14.

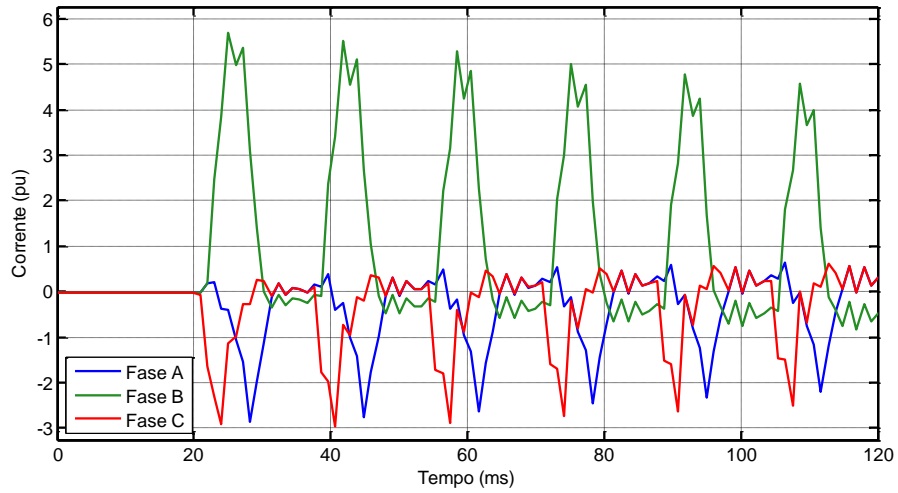


Figura 5.21 Corrente de *inrush* – Caso 16.

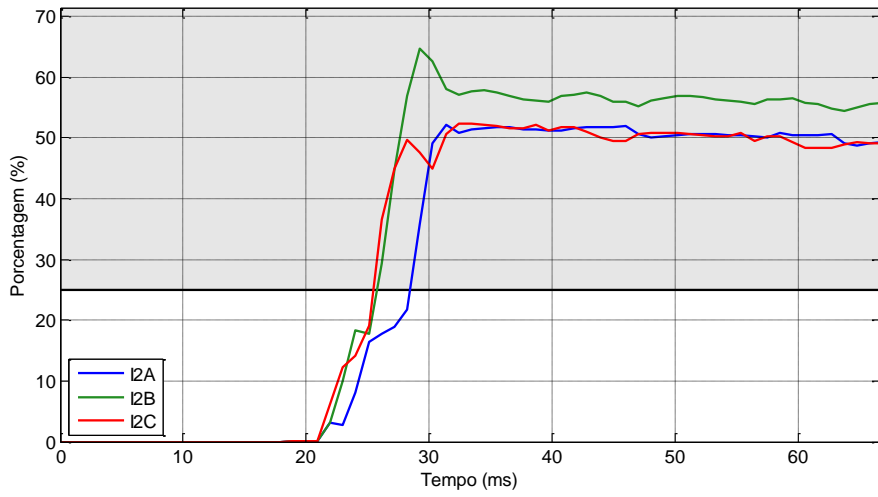


Figura 5.22 Conteúdo harmônico da corrente de *inrush* – Caso 16.

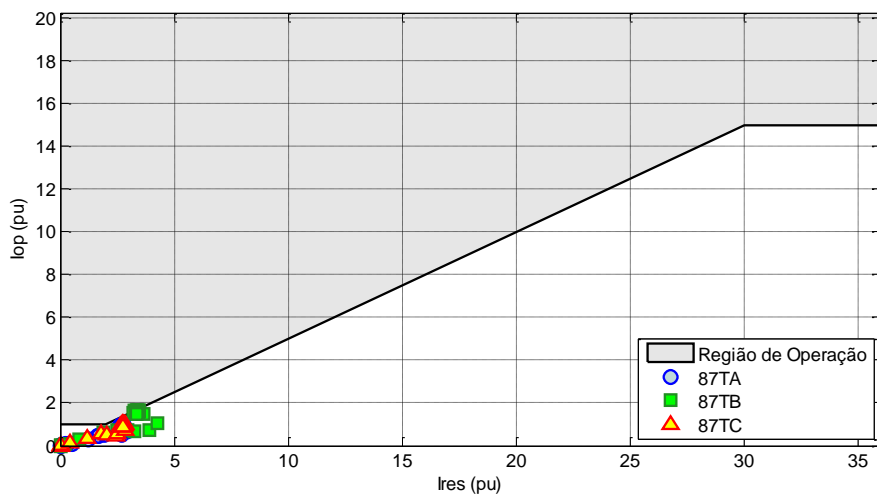


Figura 5.23 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Caso 16.

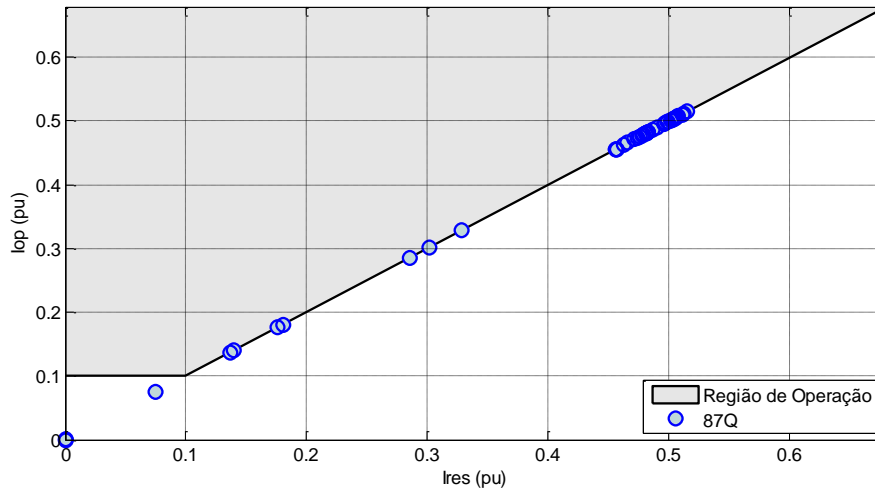


Figura 5.24 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Caso 16.

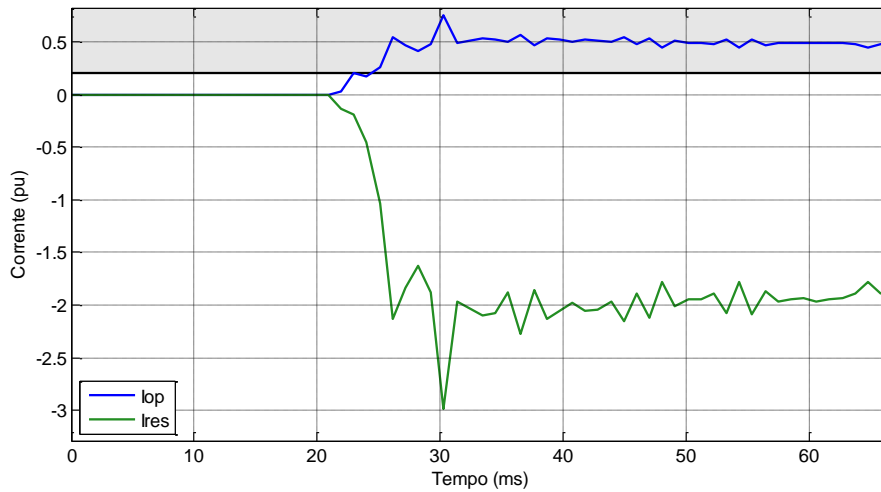


Figura 5.25 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Caso 16.

A Figura 5.26 mostra o estado das variáveis lógicas durante a energização, evidenciando a atuação do bloqueio.

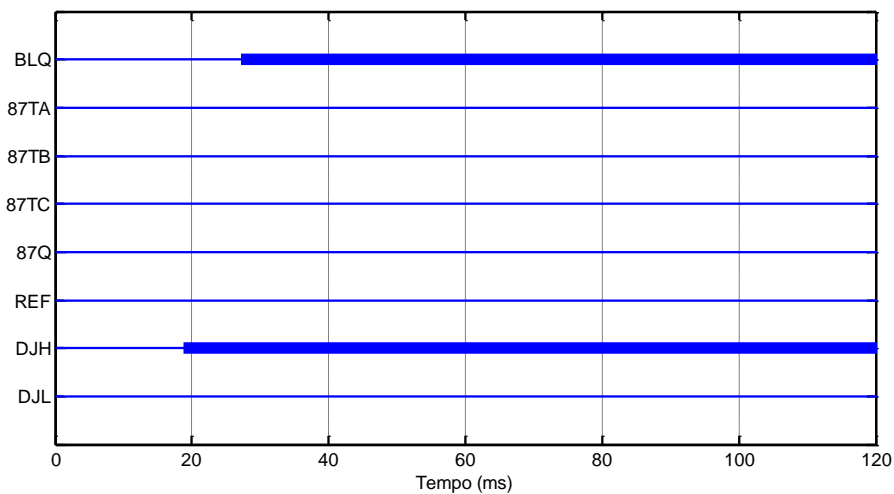


Figura 5.26 Variáveis lógicas – Caso 16.

5.3 SIMULAÇÕES EM MASSA

Utilizando o procedimento descrito na Seção 4.5, foram geradas diferentes bases de dados para avaliação do desempenho das funções de proteção implementadas, a saber: curtos-circuitos espira-terra ao longo dos enrolamentos estrela e delta; curtos-circuitos espira-espira ao longo dos enrolamentos estrela e delta; energização ao longo de um ciclo. Os resultados obtidos são apresentados a seguir.

5.3.1 Curto-circuito espira-terra ao longo do enrolamento estrela

Foram simulados casos de curtos-circuitos espira-terra desde 1% até 99% do enrolamento, contados a partir do fechamento do neutro do transformador.

Nas Figuras 5.27 a 5.29 ilustram-se as correntes de operação e restrição das funções de proteção implementadas.

Observa-se que para todos os casos avaliados, a corrente de restrição correspondente à função REF teve um valor menor que zero, enquanto que a corrente de operação sempre foi maior que o valor *pick-up*. Como resultado, a função REF atuaria enviando um *trip* para os disjuntores em todos os curtos-circuitos avaliados.

As funções 87T, por sua vez, só foram capazes de detectar os curtos-circuitos a partir de 2% do enrolamento, o que indica um limite de sensibilidade para esses elementos, que pode ser até maior a depender dos parâmetros do transformador e do sistema como um todo.

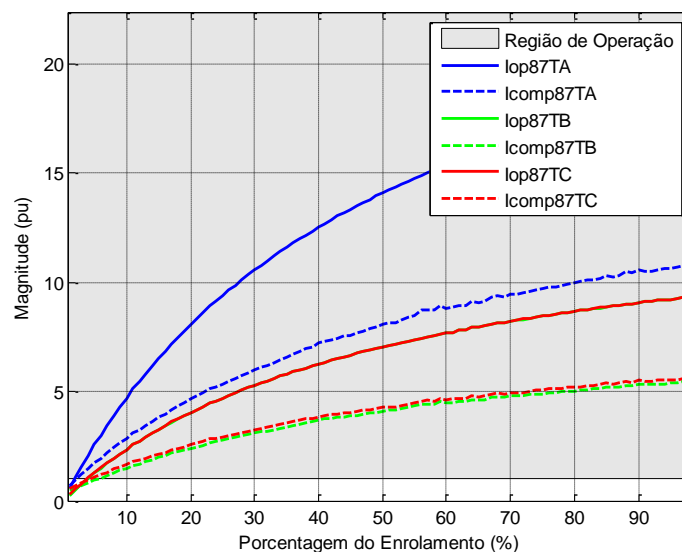


Figura 5.27 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Curto espira-terra no primário.

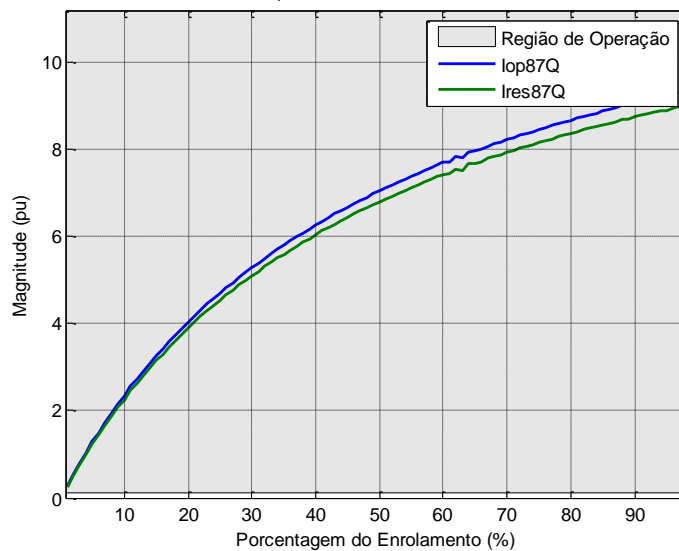


Figura 5.28 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Curto espira-terra no primário.

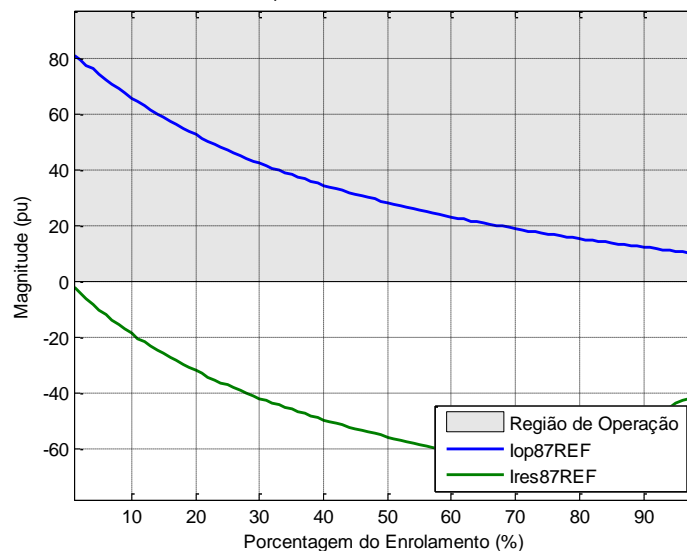


Figura 5.29 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Curto espira-terra no primário.

Assim como o elemento REF, o elemento 87Q atuou para todos os curtos-circuitos avaliados. Contudo, para alguns transformadores, apenas a unidade REF operaria para, tipicamente, os 10% ou 5% do enrolamento mais próximos do neutro [29].

5.3.2 Curto-circuito espira-terra ao longo do enrolamento delta

Foram simulados casos de curtos-circuitos espira-terra desde 1% até 99% do enrolamento, contados da fase A em direção à B no enrolamento delta. O menor valor de corrente de falta é atingido na metade do enrolamento [1].

As Figuras 5.30 a 5.32 trazem as correntes de operação e restrição das unidades implementadas. Como o curto é no enrolamento é delta, não há atuação função REF.

Primeiramente, observa-se que os valores das correntes de curto-circuito são menores que aqueles observados no enrolamento estrela. Além disso, observa-se que os resultados estão de acordo com o que foi apresentado na Seção 3.1, já que as curvas têm um formato parabólico como na Figura 3.3.

Observa-se que os elementos 87T não são capazes de detectar curtos-circuitos entre 25 e 65% do enrolamento. Para aumentar a sensibilidade da função, uma das alternativas seria diminuir o *pickup* que, na simulação, tem valor de 1,0 pu.

A função 87Q operou para todos os curtos simulados.

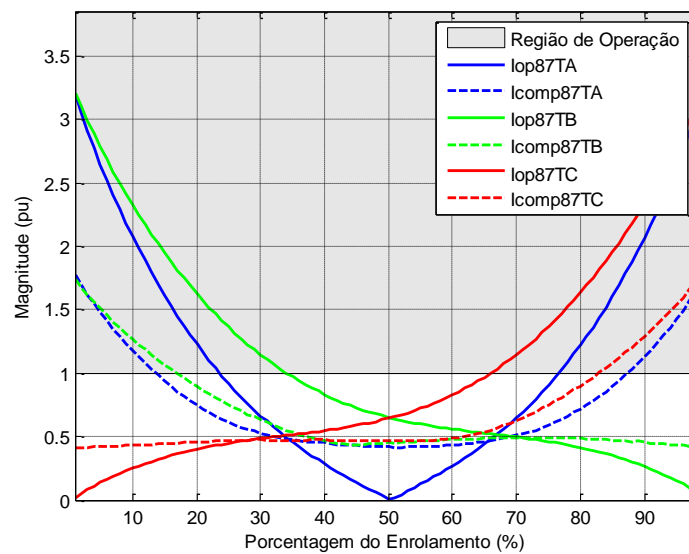


Figura 5.30 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Curto espira-terra no secundário.

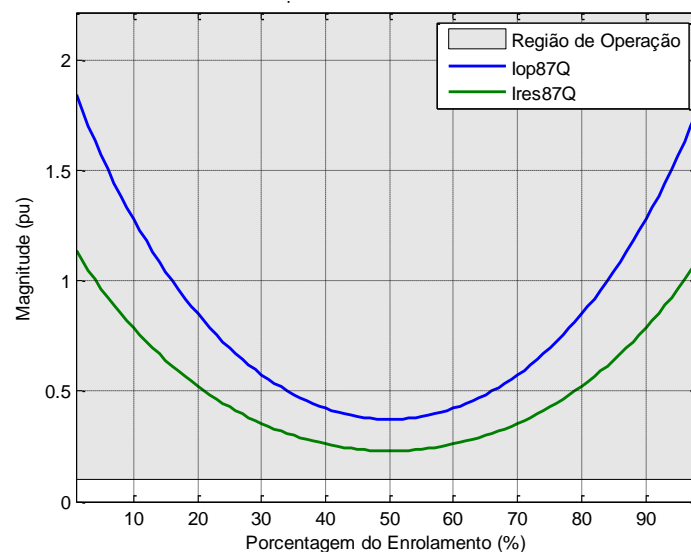


Figura 5.31 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Curto espira-terra no secundário.

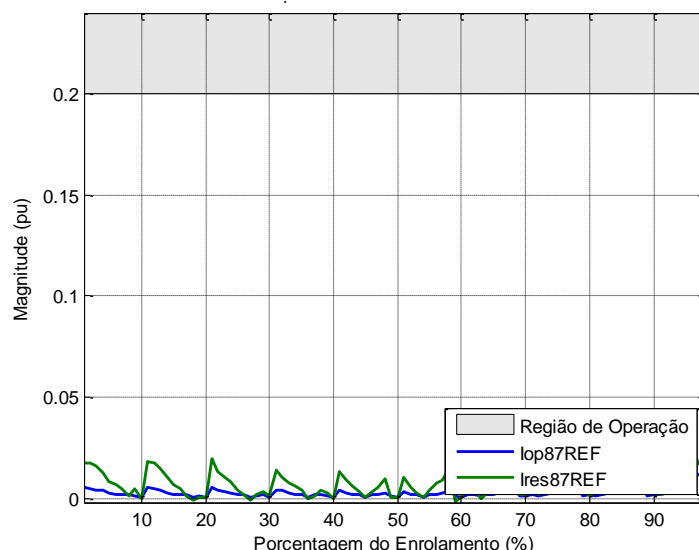


Figura 5.32 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Curto espira-terra no secundário.

5.3.3 Curto-circuito espira-espira ao longo do enrolamento estrela

Foram simulados casos de curtos entre espiras envolvendo de 1% até 98% do enrolamento conectado em estrela na fase A. Faltas desse tipo resultam em altas correntes através das espiras curto-circuitadas. Entretanto, seu reflexo visto dos terminais do transformador normalmente é pequeno. Isso faz com que curtos entre espiras sejam difíceis de serem detectados pela unidade 87T, sendo percebidos na maioria das vezes apenas por proteções intrínsecas, como o relé de gás (Buchholz) [25].

As Figuras 5.33 a 5.35 ilustram as correntes de operação e restrição para as funções de proteção implementadas. Observa-se que, para o transformador estudado, os elementos 87T foram sensibilizados a partir de 3% de espiras curto-circuitadas. Por outro lado, o elemento 87Q foi capaz de detectar curtos-circuitos ao longo de todo o enrolamento, o que se justifica pelo fato dele ser mais sensível ao desequilíbrio causado pela natureza do curto-circuito entre espiras. Por outro lado, como era de se esperar, a unidade REF não atuou para nenhum dos casos, já que não há corrente de sequência zero envolvida.

5.3.4 Curtos-circuitos espira-espira ao longo do enrolamento delta

Foram simulados casos de curtos-circuitos entre espiras desde 1% até 98% do enrolamento conectado entre as fases A e B do lado delta do transformador.

No caso deste enrolamento, as funções implementadas cobrem uma menor parcela do enrolamento se comparado ao lado conectado em estrela. Os elementos 87T de fase

começam a operar para curtos-circuitos envolvendo cerca de 20% das espiras e, a função 87Q, para curtos envolvendo 5%.

É interessante notar que a função 87Q cobriria praticamente todo o enrolamento se o valor de *pickup* fosse 0,02 pu. Porém, ao fazê-lo, aumenta-se muito a sensibilidade desta função de proteção, podendo fazer com que ela opere indevidamente para uma situação de desequilíbrio qualquer. Nesse sentido, decidiu-se manter o valor do *pickup* de 0,10 pu, acreditando que um curto-circuito em porcentagens abaixo de 5% seria detectado pelas proteções intrínsecas, como o relé de Buchholz. Análises como esta que tornam vantajoso o uso das análises em massa.

As Figuras 5.36 a 5.38 trazem as correntes de operação e restrição das unidades implementadas.

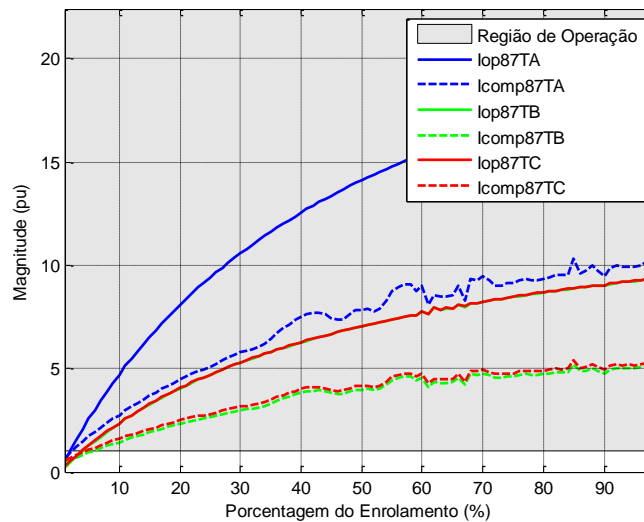


Figura 5.33 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Curto entre espiras no primário.

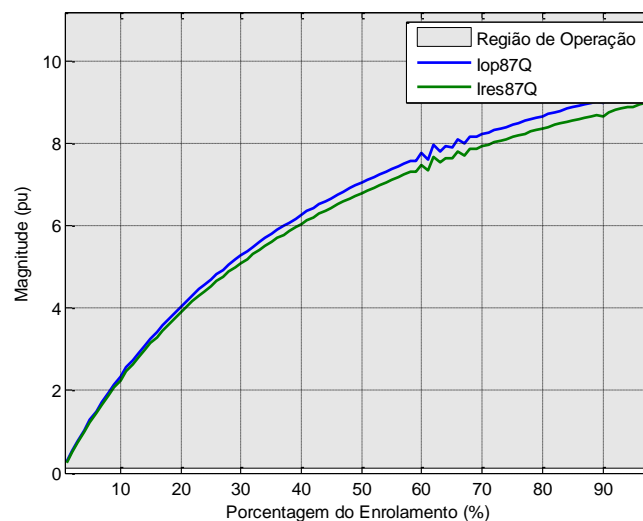


Figura 5.34 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Curto entre espiras no primário.

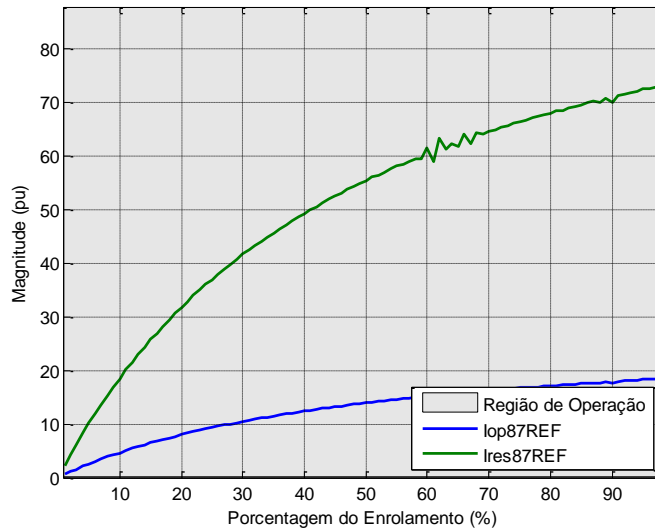


Figura 5.35 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Curto entre espiras no primário.

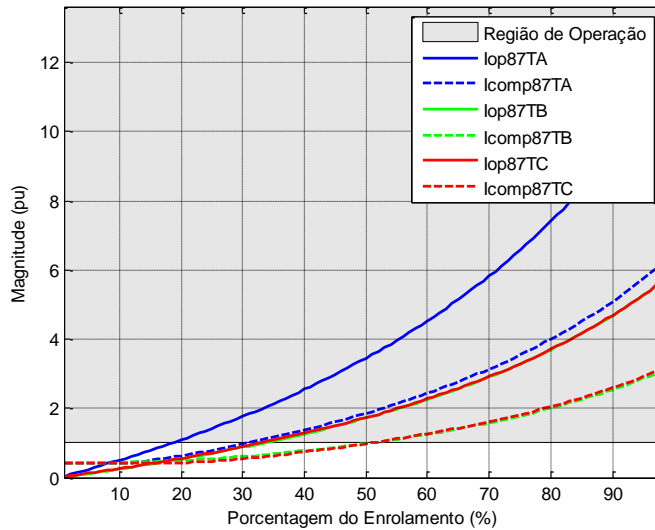


Figura 5.36 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Curto entre espiras no secundário.

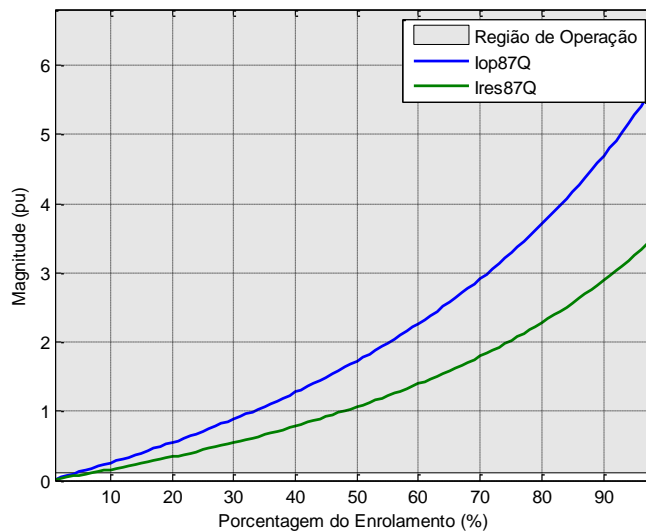


Figura 5.37 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Curto entre espiras no secundário.

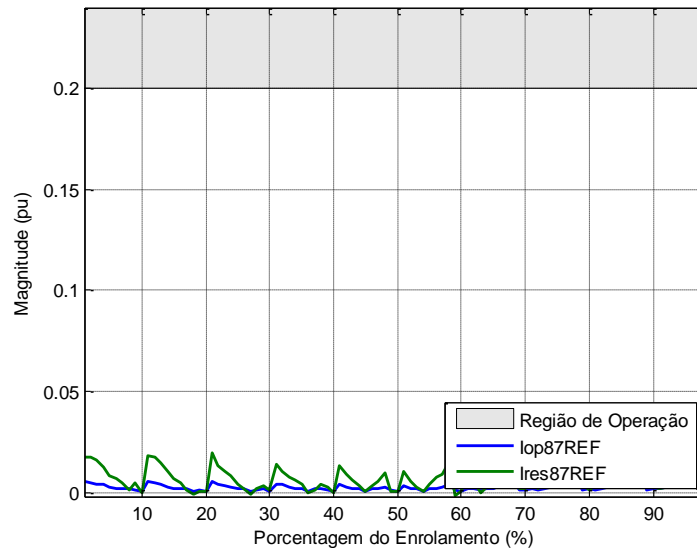


Figura 5.38 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Curto entre espiras no secundário.

5.3.5 Energização ao longo de um ciclo

A energização ao longo de um ciclo (360°) foi realizada pelo lado de 230 kV, que está conectado em estrela, também considerando a característica não linear do transformador conforme Figura 5.39.

As Figuras 5.40 e 5.41 mostram o conteúdo de segundo e quinto harmônicos encontrados em cada um dos casos simulados. Tanto a constante de proporcionalidade da restrição quanto do bloqueio por harmônicos foram escolhidas com o valor de 25%, o que garante a atuação das duas técnicas durante a energização. Além disso, de posse do resultado visto na Figura 5.40, verifica-se que para esse transformador ainda seria possível aumentar esse ajuste para próximo de 35%. De fato, a escolha desse limiar é facilitada com o tipo de análise apresentada, visto que é possível verificar os limites de operação das funções de proteção.

Nas Figuras 5.42 a 5.44 são ilustradas as correntes de operação e restrição das unidades implementadas.

Conforme esperado, a corrente de restrição considerando a soma das parcelas relacionadas às componentes harmônicas, neste trabalho denominada de corrente compensada (I_{comp}), ficou maior que a corrente de operação em todas as energizações, inibindo a atuação da função 87T em todas as fases.

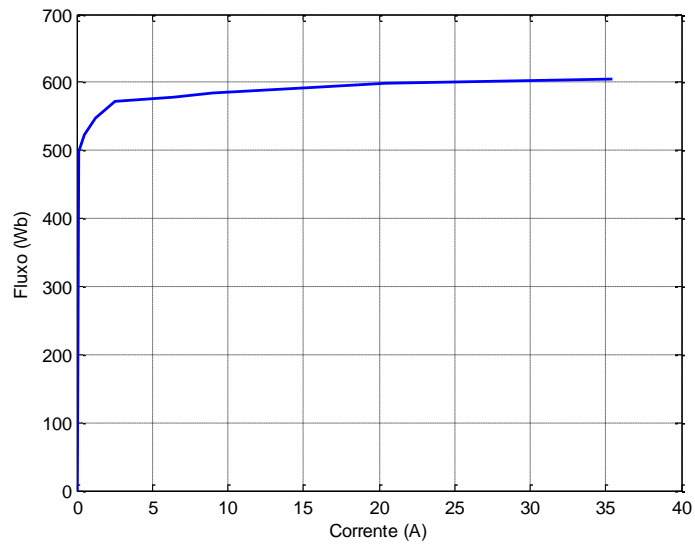


Figura 5.39 Curva de saturação.

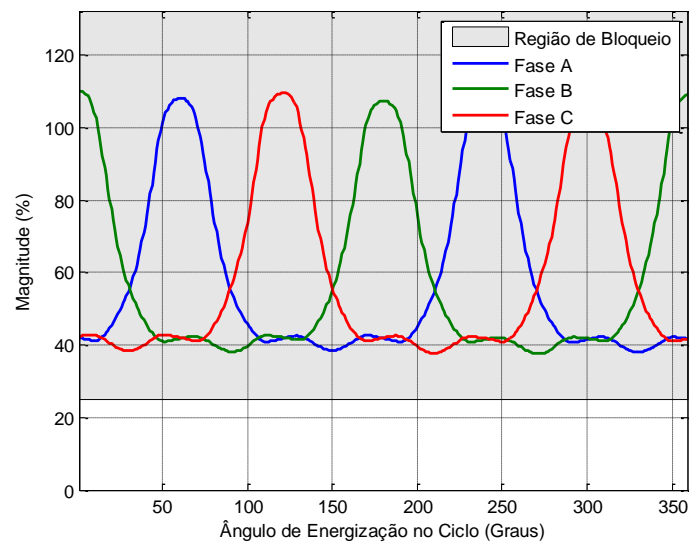


Figura 5.40 Conteúdo de 2º harmônico para cada energização.

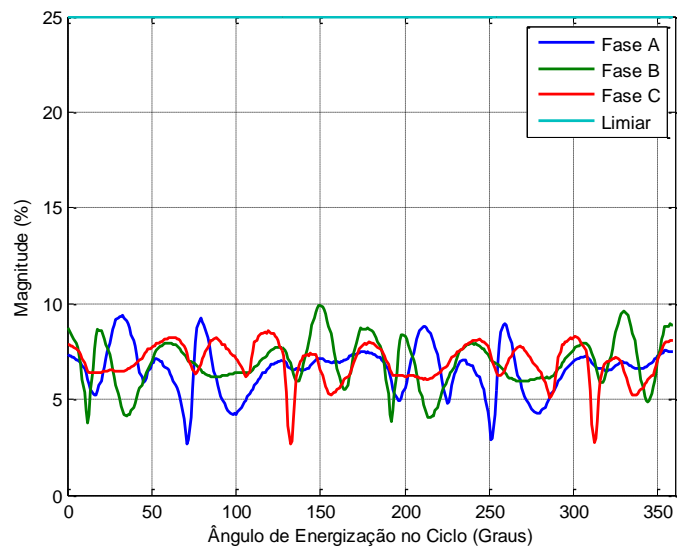


Figura 5.41 Conteúdo de 5º harmônico para cada energização.

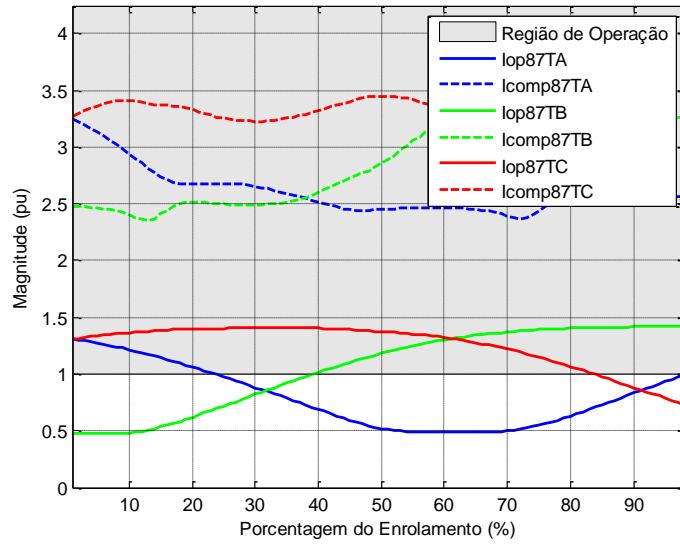


Figura 5.42 Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase – Energização.

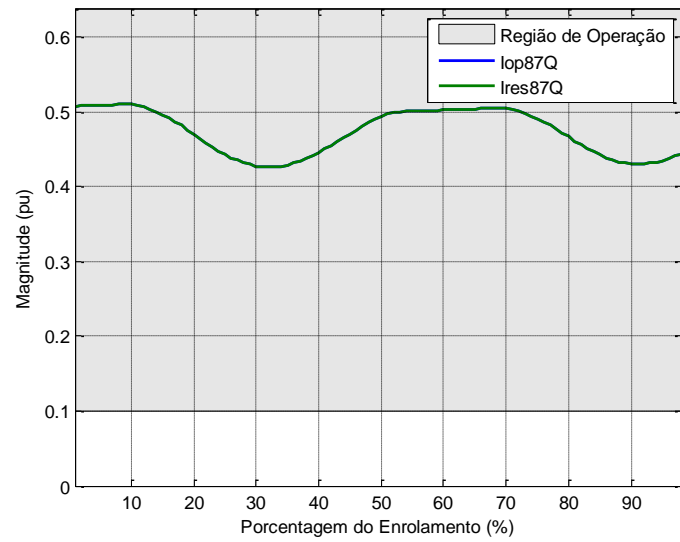


Figura 5.43 Correntes de operação e restrição da unidade 87Q – Energização.

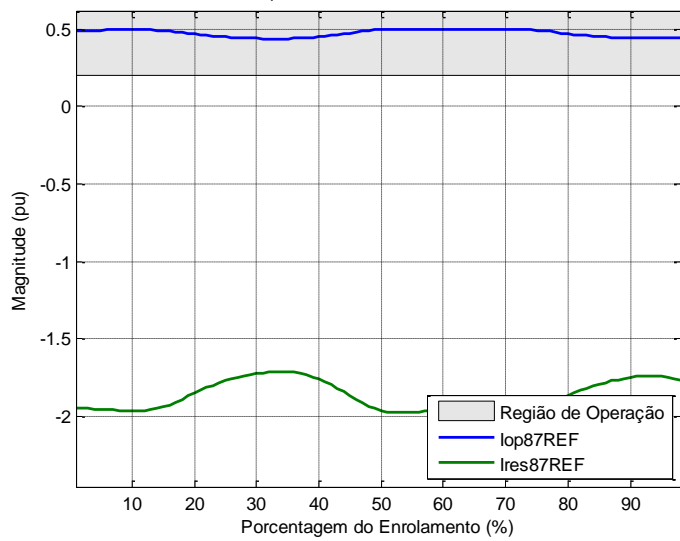


Figura 5.44 Correntes de operação e restrição da unidade REF – Energização.

No caso da 87Q tem-se que, para todos os casos, as correntes de restrição e operação são coincidentes, com sua atuação também inibida. Isso já era esperado, tendo em vista a forma do cálculo dessas correntes, apresentada na Seção 3.4, e o *slope* unitário utilizado para avaliar o *trip* desse elemento.

Já a função REF, conforme observado na Figura 5.44, tem a corrente de operação maior que a corrente de restrição e o valor de *pickup* para todos os casos simulados, o que levaria à atuação indevida da função caso não tivesse sido implementado o bloqueio por harmônicos.

CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Esta dissertação descreveu a modelagem da proteção diferencial de transformadores de potência, por meio da implementação das funções de proteção 87T, 87Q e REF, além das lógicas de bloqueio e restrição por harmônicos. Para tanto, foi utilizado o software ATP/ATPDraw e a linguagem MODELS, de tal forma a se obter uma simulação em malha fechada do sistema de potência e do sistema de proteção.

O relé foi modelado considerando seus módulos de condicionamento de sinais, aquisição de dados e análise. No primeiro, são implementados modelos que representam os transformadores auxiliares e o processo de filtragem analógica *anti-aliasing*. No segundo, por sua vez, são implementados modelos que representam o funcionamento do circuito *Sampler/Holder* e do conversor A/D. No terceiro módulo são implementados o processo de estimação de fasores e toda a lógica de proteção diferencial do transformador. Além disso, foram modelados os TCs e os disjuntores do primário e do secundário do transformador.

Foram simulados casos pontuais de curtos monofásicos e trifásicos, internos e externos à zona de proteção, curtos internos ao transformador e energizações. Os resultados mostraram a atuação de cada uma das funções implementadas, indicando que a combinação das três funções implementadas (87T, 87Q e REF) é interessante para cobrir o maior número de faltas a que o transformador pode estar sujeito.

Utilizando o caso base criado no ATP/ATPDraw, a rotina \$PARAMETER e uma rotina implementada em C++, os parâmetros de tensão, resistência e reatância dos enrolamentos foram modificados sistematicamente para criar uma número expressivo de casos de curtos espira-terra e entre espiras nos dois enrolamentos do transformador em

análise. Com isso, foram obtidas figuras de mérito a partir das quais é possível verificar se os ajustes escolhidos para as funções de proteção são suficientes para a correta atuação do relé nos diversos casos simulados. Observou-se que os enrolamentos podem não ser totalmente protegidos pelas funções elétricas para todos os casos de curto-circuito. Assim, cabe às proteções intrínsecas a atuação nos casos particulares nos quais não houver atuação das funções de proteção elétricas.

Com a mesma metodologia, foi variado o instante de fechamento dos polos do disjuntor do primário para criar uma gama de simulações de energização do transformador. Neste caso, foi possível observar a variação do conteúdo harmônico de 2ª e 5ª ordem de acordo com o instante da energização e a efetividade da restrição por harmônicos para a inibição do *trip* das unidades de fase. No caso dos resultados das funções 87Q e REF, é verificada a importância da utilização do bloqueio.

A principal contribuição desta dissertação, além da constatação da utilidade do ATP para simulações de malha fechada e das simulações em massa, é a junção das áreas de estudos e de proteção. Em estudos de planejamento ou em análises de ocorrências, o sistema de potência é naturalmente modelado em softwares do tipo EMTP para a verificação de sua resposta em termos de transitórios eletromagnéticos. Visto sua potencialidade para modelagem de relés na MODELS, a utilização do ATP para estudos iniciais de proteção é perfeitamente factível.

Outra constatação é a importância do uso de modelos adequados para cada um dos componentes do sistema, de forma a se obter uma melhor representação dos mesmos considerando uma faixa maior de frequência e fenômenos. Na maioria dos softwares de análise de sistemas de proteção, não existem modelos tão completos quanto no ATP.

Como propostas para trabalhos futuros, têm-se:

- Avaliação de casos considerando os TCs do transformador operando em sua região de saturação, fato este não observado de forma significativa durante as simulações inseridas nesta dissertação;
- Inclusão da lógica de bloqueio por componente DC, como medida adicional para prever uma atuação indevida da proteção diferencial quando da energização do transformador;

- Implementação de uma lógica de detecção de faltas externas, a fim de bloquear a operação dos elementos diferenciais de sequência negativa e de falta à terra restrita, a exemplo do que é feito em relés comerciais;
- Aprimoramento do modelo de cada unidade monofásica do banco de transformadores, a fim de considerar o acoplamento entre os subenrolamentos para melhor representar os desequilíbrios originados quando da ocorrência de curtos-circuitos espira-terra e entre espiras;
- Avaliação da proteção de um transformador trifásico, modelado como tal, a fim de se verificar a influência do tipo do transformador no valor de sua impedância de sequência zero e, conseqüentemente, no desempenho das diferentes funções de proteção utilizadas;
- Avaliação da proteção de um autotransformador trifásico, modelado como tal, a fim de se considerar o acoplamento entre os enrolamentos série e comum;
- Validação da modelagem com resultados obtidos em campo ou com simulações feitas em simuladores digitais de tempo real, como o Real Time Digital Simulator – RTDSTM;
- Implementação da proteção diferencial com *dual slope* e/ou *slope adaptativo*;
- Representação do transformador com comutador de tap sob carga;
- Simulação de casos de energização solidária.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Y. G. Paithankar e S. R. Bhide. *Fundamentals of Power System Protection*. Prentice-Hall of India Pvt. Ltd, 2004.
- [2] C. Christopoulos e A. Wright. *Electrical Power System Protection*. 2ª Edição, Kluwer Academic Publishers, 2010.
- [3] G. Ziegler. *Numerical Differential Protection: Principles and Applications*. 2ª Edição, John Wiley & Sons, 2012.
- [4] ONS RE 03/202/2012. *Análise Estatística dos Desligamentos Forçados de Componentes do Sistema Elétrico Brasileiro Referente ao Ano de 2011*. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2012.
- [5] L. X. Bui, G. Morin e J. Reeve. *EMTP TACS-Fortran Interface Development for Digital Controls Modeling*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, February 1992.
- [6] A. K. S. Chaudhary, K. Tam e A. G. Phadke. *Modeling and Validation of a Transformer Differential Relay in EMTP*. IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics, 1992.
- [7] A. K. S. Chaudhary, K. Tam e A. G. Phadke. *Protection System Representation in the Eletromagnetic Transients Program*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, April 1994.
- [8] M. T. Glinkowski e J. Esztergalyos. *Transient Modeling of Eletromechanical Relays – Part II: Plunger Type 50 Relays*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 2, April 1996.
- [9] D. V. Coury, P. G. Campos e M. C. Tavares. *Modeling a Power Transformer for Investigation of Digital Protection Schemes*. 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power, October 1998.
- [10] C. Kim, M. Lee, R. Aggarwal e A. T. Johns. *Educational Use of EMTP MODELS for the Study of a Distance Relaying Algorithm for Protecting Transmission Lines*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 1, February 2000.
- [11] P.G. McLaren, K. Mustaphi, G. Benmouyal, S. Chano, A. Girgis, C. Henville, M. Kezunovic, L. Kojovic, R. Marttila, M. Meisinger, G. Michel, M. S. Sachdev, V.

- Skendzic, T. S. Sidhu, D. Tziouvaras. *Software Models for Relays*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 2, April 2001.
- [12] X. Luo e M. Kezunovic. *Interactive Protection System Simulation Using ATP MODELS and C++*. 2005/2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2006.
- [13] K. M. Silva, W. L. A. Neves e B. A. Souza. *EMTP Applied to Evaluate Three-Terminal Line Distance Protection Schemes*. International Conference on Power Systems Transients (IPST'07), June 2007.
- [14] D. Barbosa, U. C. Netto, H. M. G. C. Branco, D. V. Coury e M. Oleskovicz. *Impacto do paralelismo na proteção diferencial de transformadores de potência*. XX SNPTEE, Recife, 2009
- [15] R. G. F. Espinoza. *Análise de proteção de linhas de transmissão através de relés numéricos e uso de models externos no ATP (Alternative Transient Program)*. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2011.
- [16] D. Barbosa, U. C. Netto, D. V. Coury e M. Oleskovicz. *Power Transformer Differential Protection Based on Clarke's Transform and Fuzzy Systems*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011.
- [17] P. M. Miguel. *Introdução à Simulação de Relés de Proteção Usando a Linguagem "MODELS" do ATP*. 1ª Edição, Ciência Moderna, 2011.
- [18] E. C. Molas e K. M. Silva. *Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão no ATP*. IV SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2012.
- [19] WG B5.05 Report: *Modern Techniques for Protecting, Controlling and Monitoring Power Transformers*. Cigré, Jun. 2011.
- [20] *Network Protection and Automation Guide*. Alstom Grid, 2011.
- [21] A. R. Warrington. *Protective Relays: Their Theory and Practice*. Volume 1, 1968.
- [22] *IEEE Guide for Protecting Power Transformers*. IEEE Standard C37.91-2008, Jan. 2008.
- [23] J. L. Blackburn e T. J. Domin. *Protective Relaying Principles and Applications*. Boca Raton, USA: CRC Press, 3ª Ed., 2007.
- [24] K. Behrendt, N. Fischer e C. Labuschagne. *Considerations for using harmonic blocking and harmonic restraint techniques on transformer differential relays*. SEL, 2006.
- [25] H. J. A. Ferrer e E. O. Schweitzer. *Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2010.
- [26] W. A. Elmore. *Protective Relaying Theory And Applications*. Marcel Dekker, 2003.

- [27] Z. Gajić. *Differential Protection for Arbitrary Three-Phase Power Transformers*. Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, 2008
- [28] F. Magrin, G. Rocha and R. Abboud. *Modelagem de Transformadores no RTDS™ para Simulação de Falhas entre Espiras e à Terra*. X Seminário Técnico de Proteção e Controle, Recife, Pernambuco, Brazil, 2010.
- [29] B. N. Taj, A. Mahmoudi e S. Kahourzade. *Comparison of Low-Impedance Restricted Earth Fault Protection in Power Transformer Numerical Relay*. Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 2011.
- [30] A. E. A. Araújo e W. L. A. Neves. *Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência*. Editora UFMG, 2005.
- [31] L. Prikler, H. Kr. Høidalen. *ATPDraw for Windows 9x/NT/2000/XP, User's Manual*, version 3.5, Release No 1.0, 2002.
- [32] L. Dube. *User Guide to Models in ATP*. USA, Abr. 1996.
- [33] A. P. Bernardes. *Esquema Completo de Proteção Diferencial de Transformadores para Testes em um Relé Digital*. Escola de Engenharia de São Carlos, USP, 2006.
- [34] *EMTP Reference Models for Transmission Line Relay Testing*. IEEE PES/PSRC Special Publication, 2004.
- [35] *IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes*. IEEE Standard C37.110-1996, Out. 1996.
- [36] A. G. Phadke e J. S. Thorp. *Computer Relaying for Power Systems*. 2ª Edição, Wiley, 2009.
- [37] D. G. Hart, D. Novosel e R. A. Smith. *Modified Cosine Filters*. Patent Number 6154687, Nov. 2000.

ANEXO I – MODELS UTILIZADAS

A.1 Transformador Auxiliar

```
MODEL TrafoAuxiliar
  INPUT
    sigIN1
    sigIN2
    sigIN3
  VAR
    sigOUT1
    sigOUT2
    sigOUT3
    K
    RTC
  OUTPUT
    sigOUT1
    sigOUT2
    sigOUT3
    RTC
    K
  DATA
    RT
    Amax
  CONST
    Vmax {val:10.0}
  INIT
    sigOUT1:=0
    sigOUT2:=0
    sigOUT3:=0
    K:=(Vmax*RT)/Amax
    RTC:=RT
  ENDINIT
  EXEC
    sigOUT1:=sigIN1*K
    sigOUT2:=sigIN2*K
    sigOUT3:=sigIN3*K
  ENDEXEC
ENDMODEL
```

A.2 Filtro Analógico

```
MODEL FiltANA
  INPUT
    ia
    ib
    ic
  CONST
    b0 {val:9.0958e6}
```

```

    a0 {val:9.0958e6}
    a1 {val:4.2652e3}
    a2 {val:1.0000e0}
VAR
    siOUT1 -- sinal de saida do filtro vai para o canal
    siOUT2
    siOUT3
OUTPUT
    siOUT1
    siOUT2
    siOUT3
HISTORY
    siOUT1 {dflt:0}
    siOUT2 {dflt:0}
    siOUT3 {dflt:0}
EXEC
    LAPLACE (siOUT1/ia) := b0|s0 / (a0|s0 + a1|s1 + a2|s2)
    LAPLACE (siOUT2/ib) := b0|s0 / (a0|s0 + a1|s1 + a2|s2)
    LAPLACE (siOUT3/ic) := b0|s0 / (a0|s0 + a1|s1 + a2|s2)
ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.3 Grampeador

```

MODEL Grampeador
INPUT
    sigIN1
    sigIN2
    sigIN3
VAR
    siOUT1
    siOUT2
    siOUT3
OUTPUT
    siOUT1
    siOUT2
    siOUT3
INIT
    siOUT1:=0
    siOUT2:=0
    siOUT3:=0
ENDINIT
EXEC
    IF abs(sigIN1) > 10
        THEN siOUT1:=10*sign(sigIN1)
        ELSE siOUT1:=sigIN1
    ENDIF
    IF abs(sigIN2) > 10
        THEN siOUT2:=10*sign(sigIN2)
        ELSE siOUT2:=sigIN2
    ENDIF
    IF abs(sigIN3) > 10
        THEN siOUT3:=10*sign(sigIN3)
        ELSE siOUT3:=sigIN3
    ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.4 Sampler/Holder

```

MODEL Sampler_Holder
  INPUT
    sigIN1
    sigIN2
    sigIN3
  VAR
    sigOUT1
    sigOUT2
    sigOUT3
  OUTPUT
    sigOUT1
    sigOUT2
    sigOUT3
  INIT
    sigOUT1:=0
    sigOUT2:=0
    sigOUT3:=0
  ENDINIT
  Timestep MIN: 1.0416666667E-3
  EXEC
    sigOUT1:=sigIN1
    sigOUT2:=sigIN2
    sigOUT3:=sigIN3
  ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.5 Conversor Analógico/Digital

```

MODEL ConversorAD
  INPUT
    sigIN1
    sigIN2
    sigIN3
  VAR
    sigOUT1
    sigOUT2
    sigOUT3
    Z10A
    Z10B
    Z10C
    Res
    Y
    b
  OUTPUT
    sigOUT1
    sigOUT2
    sigOUT3
  INIT
    Y := 10
    b := 16
    Res := Y / ((2**b) - 1)
    Z10A := 0
    Z10B := 0
    Z10C := 0
  ENDINIT
  Timestep MIN: 1.0416666667E-3
  EXEC
    IF sigIN1 >= 0
      THEN
        Z10A := round(sigIN1/Res)
        sigOUT1 := Z10A*Res
      ELSE
        Z10A := round(((2*Y-abs(sigIN1))*(2**b))/Y)
        sigOUT1 := (Z10A-2**(b+1))*Res
    ENDIF
  ENDEXEC
ENDMODEL

```

```

ENDIF
IF sigIN2 >= 0
  THEN
    Z10B := round(sigIN2/Res)
    sigOUT2 := Z10B*Res
  ELSE
    Z10B := round(((2*Y-abs(sigIN2))*(2**b))/Y)
    sigOUT2 := (Z10B-2**(b+1))*Res
ENDIF
IF sigIN3 >= 0
  THEN
    Z10C := round(sigIN3/Res)
    sigOUT3 := Z10C*Res
  ELSE
    Z10C := round(((2*Y-abs(sigIN3))*(2**b))/Y)
    sigOUT3 := (Z10C-2**(b+1))*Res
ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.6 Buffer

```

MODEL Buffer
  INPUT
    sigIN1
    sigIN2
    sigIN3
  VAR
    bufferA[1..17]
    bufferB[1..17]
    bufferC[1..17]
  OUTPUT
    bufferA[1..17]
    bufferB[1..17]
    bufferC[1..17]
  INIT
    bufferA[1..17]:=0
    bufferB[1..17]:=0
    bufferC[1..17]:=0
  ENDINIT
  Timestep MIN: 1.0416666667E-3
  EXEC
    FOR i:=2 TO 17 DO
      bufferA[i-1] := bufferA[i]
      bufferB[i-1] := bufferB[i]
      bufferC[i-1] := bufferC[i]
    ENDFOR
    bufferA[17] := sigIN1
    bufferB[17] := sigIN2
    bufferC[17] := sigIN3
  ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.7 Estimação de Fasores

```

MODEL EstimaFasor
  COMMENT
    Modelo de estimação de fasores.
    Usa o método de do cosseno modificado
    para a obtenção das partes real e imaginaria dos
    fasores de tensão e corrente. Com isso são obtidos os módulos

```

```

    e argumentos de cada fasor.
ENDCOMMENT
INPUT
    janelal[1..17]
    janela2[1..17]
    janela3[1..17]
    K
CONST
    amostras {val: 16}
    delta {val: 2*pi/amostras}
VAR
    relf
    im1f
    re2f
    im2f
    re3f
    im3f
    relh2
    im1h2
    re2h2
    im2h2
    re3h2
    im3h2
    relh5
    im1h5
    re2h5
    im2h5
    re3h5
    im3h5
    C1
    C2
    RTEF
    Ifund[1..6]
    I2h[1..6]
    I5h[1..6]
OUTPUT
    Ifund[1..6]
    I2h[1..6]
    I5h[1..6]
INIT
    relf:=0
    im1f:=0
    re2f:=0
    im2f:=0
    re3f:=0
    im3f:=0
    relh2:=0
    im1h2:=0
    re2h2:=0
    im2h2:=0
    re3h2:=0
    im3h2:=0
    relh5:=0
    im1h5:=0
    re2h5:=0
    im2h5:=0
    re3h5:=0
    im3h5:=0
    C1:=0
    C2:=0
    RTEF:=0
    Ifund[1..6]:=0
    I2h[1..6]:=0
    I5h[1..6]:=0
ENDINIT
TIMESTEP MIN: 1.0416666667E-3
EXEC
    RTEF:=1/K

    -- Componente fundamental:
    C1:=0
    C2:=0
    FOR i:=1 TO 16 DO
        C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janelal[i]*cos((i-1)*delta)
        C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janelal[i+1]*cos((i-1)*delta)
    ENDFOR
    relf := RTEF*C2

```

```

im1f := RTEF*(-C2*cos(delta)+C1)/sin(delta)
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janela2[i]*cos((i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janela2[i+1]*cos((i-1)*delta)
ENDFOR
re2f := RTEF*C2
im2f := RTEF*(-C2*cos(delta)+C1)/sin(delta)
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janela3[i]*cos((i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janela3[i+1]*cos((i-1)*delta)
ENDFOR
re3f := RTEF*C2
im3f := RTEF*(-C2*cos(delta)+C1)/sin(delta)

-- Componente de 2ª ordem:
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janela1[i]*cos(2*(i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janela1[i+1]*cos(2*(i-1)*delta)
ENDFOR
re1h2 := RTEF*C2
im1h2 := RTEF*(-C2*cos(2*delta)+C1)/sin(2*delta)
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janela2[i]*cos(2*(i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janela2[i+1]*cos(2*(i-1)*delta)
ENDFOR
re2h2 := RTEF*C2
im2h2 := RTEF*(-C2*cos(2*delta)+C1)/sin(2*delta)
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janela3[i]*cos(2*(i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janela3[i+1]*cos(2*(i-1)*delta)
ENDFOR
re3h2 := RTEF*C2
im3h2 := RTEF*(-C2*cos(2*delta)+C1)/sin(2*delta)

-- Componente de 5ª ordem:
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janela1[i]*cos(5*(i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janela1[i+1]*cos(5*(i-1)*delta)
ENDFOR
re1h5 := RTEF*C2
im1h5 := RTEF*(-C2*cos(5*delta)+C1)/sin(5*delta)
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janela2[i]*cos(5*(i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janela2[i+1]*cos(5*(i-1)*delta)
ENDFOR
re2h5 := RTEF*C2
im2h5 := RTEF*(-C2*cos(5*delta)+C1)/sin(5*delta)
C1:=0
C2:=0
FOR i:=1 TO 16 DO
    C1 := C1 + (sqrt(2)/amostras)*janela3[i]*cos(5*(i-1)*delta)
    C2 := C2 + (sqrt(2)/amostras)*janela3[i+1]*cos(5*(i-1)*delta)
ENDFOR
re3h5 := RTEF*C2
im3h5 := RTEF*(-C2*cos(5*delta)+C1)/sin(5*delta)
-- Montando os vetores das correntes [re1 im1 re2 im2 re3 im3]
-- Componente Fundamental
Ifund[1]:=re1f
Ifund[2]:=im1f
Ifund[3]:=re2f
Ifund[4]:=im2f
Ifund[5]:=re3f
Ifund[6]:=im3f

```



```

-- Componente 2ª ordem
I2h[1]:=relh2
I2h[2]:=imlh2
I2h[3]:=re2h2
I2h[4]:=im2h2
I2h[5]:=re3h2
I2h[6]:=im3h2
-- Componente Fundamental
I5h[1]:=relh5
I5h[2]:=imlh5
I5h[3]:=re2h5
I5h[4]:=im2h5
I5h[5]:=re3h5
I5h[6]:=im3h5
ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.8 Ajuste do tap

```

MODEL taps
INPUT
  Ifund[1..6]
  I2h[1..6]
  I5h[1..6]
  RTC
VAR
  Ifundt[1..6]
  I2ht[1..6]
  I5ht[1..6]
  tap
DATA
  Snom
  Vpri
  Vsec
  C
OUTPUT
  Ifundt[1..6]
  I2ht[1..6]
  I5ht[1..6]
TIMESTEP MIN: 1.0416666667E-3
EXEC
  tap := (1000*Snom*C)/(sqrt(3)*Vsec*RTC)
  -- Fundamental:
  Ifundt[1] := Ifund[1]/tap
  Ifundt[2] := Ifund[2]/tap
  Ifundt[3] := Ifund[3]/tap
  Ifundt[4] := Ifund[4]/tap
  Ifundt[5] := Ifund[5]/tap
  Ifundt[6] := Ifund[6]/tap
  -- 2ª ordem:
  I2ht[1] := I2h[1]/tap
  I2ht[2] := I2h[2]/tap
  I2ht[3] := I2h[3]/tap
  I2ht[4] := I2h[4]/tap
  I2ht[5] := I2h[5]/tap
  I2ht[6] := I2h[6]/tap
  -- 5ª ordem:
  I5ht[1] := I5h[1]/tap
  I5ht[2] := I5h[2]/tap
  I5ht[3] := I5h[3]/tap
  I5ht[4] := I5h[4]/tap
  I5ht[5] := I5h[5]/tap
  I5ht[6] := I5h[6]/tap
ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.9 Compensação da Sequência Zero

```
MODEL CorrigeSeq0
INPUT
  Ifund[1..6]
  I2h[1..6]
  I5h[1..6]
VAR
  -- Compensação da sequência zero no lado estrela:
  IfundC0[1..6]
  I2hC0[1..6]
  I5hC0[1..6]
DATA
  Conex
OUTPUT
  IfundC0[1..6]
  I2hC0[1..6]
  I5hC0[1..6]
  Conex
TIMESTEP MIN: 1.0416666667E-3
EXEC
  IF (Conex=1)
  THEN
    -- Fundamental:
    IfundC0[1] := (2*Ifund[1] - Ifund[3] - Ifund[5])/3
    IfundC0[2] := (2*Ifund[2] - Ifund[4] - Ifund[6])/3
    IfundC0[3] := (-Ifund[1] + 2*Ifund[3] - Ifund[5])/3
    IfundC0[4] := (-Ifund[2] + 2*Ifund[4] - Ifund[6])/3
    IfundC0[5] := (-Ifund[1] - Ifund[3] + 2*Ifund[5])/3
    IfundC0[6] := (-Ifund[2] - Ifund[4] + 2*Ifund[6])/3
    -- 2ª ordem:
    I2hC0[1] := (2*I2h[1] - I2h[3] - I2h[5])/3
    I2hC0[2] := (2*I2h[2] - I2h[4] - I2h[6])/3
    I2hC0[3] := (-I2h[1] + 2*I2h[3] - I2h[5])/3
    I2hC0[4] := (-I2h[2] + 2*I2h[4] - I2h[6])/3
    I2hC0[5] := (-I2h[1] - I2h[3] + 2*I2h[5])/3
    I2hC0[6] := (-I2h[2] - I2h[4] + 2*I2h[6])/3
    -- 5ª ordem:
    I5hC0[1] := (2*I5h[1] - I5h[3] - I5h[5])/3
    I5hC0[2] := (2*I5h[2] - I5h[4] - I5h[6])/3
    I5hC0[3] := (-I5h[1] + 2*I5h[3] - I5h[5])/3
    I5hC0[4] := (-I5h[2] + 2*I5h[4] - I5h[6])/3
    I5hC0[5] := (-I5h[1] - I5h[3] + 2*I5h[5])/3
    I5hC0[6] := (-I5h[2] - I5h[4] + 2*I5h[6])/3
  ELSE
    IfundC0[1] := Ifund[1]
    IfundC0[2] := Ifund[2]
    IfundC0[3] := Ifund[3]
    IfundC0[4] := Ifund[4]
    IfundC0[5] := Ifund[5]
    IfundC0[6] := Ifund[6]
    -- 2ª ordem:
    I2hC0[1] := I2h[1]
    I2hC0[2] := I2h[2]
    I2hC0[3] := I2h[3]
    I2hC0[4] := I2h[4]
    I2hC0[5] := I2h[5]
    I2hC0[6] := I2h[6]
    -- 5ª ordem:
    I5hC0[1] := I5h[1]
    I5hC0[2] := I5h[2]
    I5hC0[3] := I5h[3]
    I5hC0[4] := I5h[4]
    I5hC0[5] := I5h[5]
```

```

        I5hC0[6] := I5h[6]
    ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.10 Correção da Defasagem Angular

```

MODEL CorrigeDef
  INPUT
    Ifund[1..6]
    I2h[1..6]
    I5h[1..6]
  DATA
    Def
  VAR
    IfundCd[1..6]
    I2hCd[1..6]
    I5hCd[1..6]
    defr
  OUTPUT
    IfundCd[1..6]
    I2hCd[1..6]
    I5hCd[1..6]
  TIMESTEP MIN: 1.0416666667E-3
  EXEC
    defr := def*3.141592/180
    -- Fundamental:
    IfundCd[1] := (2*cos(defr)*Ifund[1] + 2*cos(defr+2.094395)*Ifund[3] + 2*cos(defr-
      2.094395)*Ifund[5])/3
    IfundCd[2] := (2*cos(defr)*Ifund[2] + 2*cos(defr+2.094395)*Ifund[4] + 2*cos(defr-
      2.094395)*Ifund[6])/3
    IfundCd[3] := (2*cos(defr-2.094395)*Ifund[1] + 2*cos(defr)*Ifund[3] +
      2*cos(defr+2.094395)*Ifund[5])/3
    IfundCd[4] := (2*cos(defr-2.094395)*Ifund[2] + 2*cos(defr)*Ifund[4] +
      2*cos(defr+2.094395)*Ifund[6])/3
    IfundCd[5] := (2*cos(defr+2.094395)*Ifund[1] + 2*cos(defr-2.094395)*Ifund[3] +
      2*cos(defr)*Ifund[5])/3
    IfundCd[6] := (2*cos(defr+2.094395)*Ifund[2] + 2*cos(defr-2.094395)*Ifund[4] +
      2*cos(defr)*Ifund[6])/3
    -- 2ª ordem:
    I2hCd[1] := (2*cos(defr)*I2h[1] + 2*cos(defr+2.094395)*I2h[3] + 2*cos(defr-
      2.094395)*I2h[5])/3
    I2hCd[2] := (2*cos(defr)*I2h[2] + 2*cos(defr+2.094395)*I2h[4] + 2*cos(defr-
      2.094395)*I2h[6])/3
    I2hCd[3] := (2*cos(defr-2.094395)*I2h[1] + 2*cos(defr)*I2h[3] +
      2*cos(defr+2.094395)*I2h[5])/3
    I2hCd[4] := (2*cos(defr-2.094395)*I2h[2] + 2*cos(defr)*I2h[4] +
      2*cos(defr+2.094395)*I2h[6])/3
    I2hCd[5] := (2*cos(defr+2.094395)*I2h[1] + 2*cos(defr-2.094395)*I2h[3] +
      2*cos(defr)*I2h[5])/3
    I2hCd[6] := (2*cos(defr+2.094395)*I2h[2] + 2*cos(defr-2.094395)*I2h[4] +
      2*cos(defr)*I2h[6])/3
    -- 5ª ordem:
    I5hCd[1] := (2*cos(defr)*I5h[1] + 2*cos(defr+2.094395)*I5h[3] + 2*cos(defr-
      2.094395)*I5h[5])/3
    I5hCd[2] := (2*cos(defr)*I5h[2] + 2*cos(defr+2.094395)*I5h[4] + 2*cos(defr-
      2.094395)*I5h[6])/3
    I5hCd[3] := (2*cos(defr-2.094395)*I5h[1] + 2*cos(defr)*I5h[3] +
      2*cos(defr+2.094395)*I5h[5])/3
    I5hCd[4] := (2*cos(defr-2.094395)*I5h[2] + 2*cos(defr)*I5h[4] +
      2*cos(defr+2.094395)*I5h[6])/3
    I5hCd[5] := (2*cos(defr+2.094395)*I5h[1] + 2*cos(defr-2.094395)*I5h[3] +
      2*cos(defr)*I5h[5])/3

```

```

I5hCd[6] := (2*cos(defr+2.094395)*I5h[2] + 2*cos(defr-2.094395)*I5h[4] +
2*cos(defr)*I5h[6])/3
ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.11 Função 87T

```

MODEL Funcao87T
INPUT
  IfundP[1..6]
  I2hP[1..6]
  I5hP[1..6]
  Ifunds[1..6]
  I2hS[1..6]
  I5hS[1..6]
VAR
  -- Corrente de operação:
  reIopA
  reIopB
  reIopC
  imIopA
  imIopB
  imIopC
  magIopA
  magIopB
  magIopC
  -- Corrente de restrição:
  mod1A
  mod1B
  mod1C
  mod2A
  mod2B
  mod2C
  magResA
  magResB
  magResC
  -- Correntes de comparação considerando a restrição por harmônicos:
  IcompA
  IcompB
  IcompC
  -- Componentes harmônicas:
  re2hA
  re2hB
  re2hC
  im2hA
  im2hB
  im2hC
  mag2hA
  mag2hB
  mag2hC
  --
  re5hA
  re5hB
  re5hC
  im5hA
  im5hB
  im5hC
  mag5hA
  mag5hB
  mag5hC
  -- Variáveis de bloqueio por harmônicos:
  Bloq2h[1..3]
  Bloq5h[1..3]
  -- Variáveis auxiliares

```

```

trip1
trip2
Iminpcp
-- Variável de trip do relé diferencial
tripTA
tripTB
tripTC
tripTu
-- Vetor de saídas
sai87T[1..16]
-- Variáveis auxiliares
m2hA
m2hB
m2hC
OUTPUT
tripTA
tripTB
tripTC
tripTu
Bloq2h[1..3]
Bloq5h[1..3]
sai87T[1..16]
DATA
slope
K2
K5
Ipcpmin
Iu -- corrente para operação irrestrita
INIT
trip1:=0
trip2:=0
tripTA:=0
tripTB:=0
tripTC:=0
tripTu:=0
Iminpcp:=0
ENDINIT
TIMESTEP MIN: 1.0416666667E-3
EXEC

-- Calculando as correntes de operação:
reIopA:=IfundP[1]+IfundS[1]
reIopB:=IfundP[3]+IfundS[3]
reIopC:=IfundP[5]+IfundS[5]
imIopA:=IfundP[2]+IfundS[2]
imIopB:=IfundP[4]+IfundS[4]
imIopC:=IfundP[6]+IfundS[6]
-- Calculando as correntes de restrição:
mod1A:=sqrt(IfundP[1]**2 + IfundP[2]**2)
mod1B:=sqrt(IfundP[3]**2 + IfundP[4]**2)
mod1C:=sqrt(IfundP[5]**2 + IfundP[6]**2)
mod2A:=sqrt(IfundS[1]**2 + IfundS[2]**2)
mod2B:=sqrt(IfundS[3]**2 + IfundS[4]**2)
mod2C:=sqrt(IfundS[5]**2 + IfundS[6]**2)
-- Calculando as magnitudes das correntes de operação:
magIopA:=sqrt(reIopA**2 + imIopA**2)
magIopB:=sqrt(reIopB**2 + imIopB**2)
magIopC:=sqrt(reIopC**2 + imIopC**2)
-- Calculando as magnitudes das correntes de restrição:
magResA:=(mod1A + mod2A)
magResB:=(mod1B + mod2B)
magResC:=(mod1C + mod2C)
-- Componentes harmônicas:
re2hA:=I2hP[1]+I2hS[1]
re2hB:=I2hP[3]+I2hS[3]
re2hC:=I2hP[5]+I2hS[5]
im2hA:=I2hP[2]+I2hS[2]

```

```

im2hB:=I2hP[4]+I2hS[4]
im2hC:=I2hP[6]+I2hS[6]
mag2hA:=sqrt(re2hA**2 + im2hA**2)
mag2hB:=sqrt(re2hB**2 + im2hB**2)
mag2hC:=sqrt(re2hC**2 + im2hC**2)
--
re5hA:=I5hP[1]+I5hS[1]
re5hB:=I5hP[3]+I5hS[3]
re5hC:=I5hP[5]+I5hS[5]
im5hA:=I5hP[2]+I5hS[2]
im5hB:=I5hP[4]+I5hS[4]
im5hC:=I5hP[6]+I5hS[6]
mag5hA:=sqrt(re5hA**2 + im5hA**2)
mag5hB:=sqrt(re5hB**2 + im5hB**2)
mag5hC:=sqrt(re5hC**2 + im5hC**2)
-- Calculando as correntes de comparação considerando restrição por harmônicos:
IcompA:=slope*magResA + (1/K2)*mag2hA + (1/K5)*mag5hA
IcompB:=slope*magResB + (1/K2)*mag2hB + (1/K5)*mag5hB
IcompC:=slope*magResC + (1/K2)*mag2hC + (1/K5)*mag5hC
Iminpcp:=Ipcpmin
IF (magIopA>Iu) OR (magIopB>Iu) OR (magIopC>Iu)
    THEN tripTu:=1
    ELSE tripTu:=0
ENDIF
IF (magIopA>IcompA) AND (magIopA>Iminpcp)
    THEN tripTA:=1
    ELSE tripTA:=0
ENDIF
IF (magIopB>IcompB) AND (magIopB>Iminpcp)
    THEN tripTB:=1
    ELSE tripTB:=0
ENDIF
IF (magIopC>IcompC) AND (magIopC>Iminpcp)
    THEN tripTC:=1
    ELSE tripTC:=0
ENDIF
-- Dados para Bloqueio por harmônicos:
Bloq2h[1]:=mag2hA/magIopA
Bloq2h[2]:=mag2hB/magIopB
Bloq2h[3]:=mag2hC/magIopC
Bloq5h[1]:=mag5hA/magIopA
Bloq5h[2]:=mag5hB/magIopB
Bloq5h[3]:=mag5hC/magIopC
-- Montando vetor com as saídas de interesse:
sai87T[1]:=tripTA
sai87T[2]:=tripTB
sai87T[3]:=tripTC
sai87T[4]:=tripTU
sai87T[5]:=magIopA
sai87T[6]:=magIopB
sai87T[7]:=magIopC
sai87T[8]:=IcompA
sai87T[9]:=IcompB
sai87T[10]:=IcompC
sai87T[11]:=mag2hA
sai87T[12]:=mag2hB
sai87T[13]:=mag2hC
sai87T[14]:=mag5hA
sai87T[15]:=mag5hB
sai87T[16]:=mag5hC

```

```

ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.12 Função 87Q

```
MODEL Funcao87Q
  INPUT
    IfundP[1..6]
    Ifunds[1..6]
  VAR
    -- Sequência negativa:
    reI2p
    imI2p
    reI2s
    imI2s
    -- Corrente de operação:
    reIopQ
    imIopQ
    magIopQ
    -- Corrente de restrição:
    reResQ
    imResQ
    magResQ
    -- Correntes de comparação:
    IcompQ
    -- Variáveis auxiliares
    Iminpcp
    -- Variável de trip do relé diferencial
    tripQ
    -- Vetor de saídas
    sai87Q[1..3]
    -- Variável auxiliar para o atraso
    tripQ1
    ti
  CONST
    -- tempo de atraso do trip - 2 ciclos
    ta {val:33.333E-3}
  OUTPUT
    tripQ
    sai87Q[1..3]
  DATA
    slope
    Ipcpmim
  INIT
    tripQ:=0
    Iminpcp:=0
    ti:=0
  ENDINIT
  TIMESTEP MIN: 1.0416666667E-3
  EXEC
    -- calculando a sequência negativa:
    reI2p:= (1/3)*(IfundP[1] - 0.5*IfundP[3] + (sqrt(3)/2)*IfundP[4] - 0.5*IfundP[5] -
      (sqrt(3)/2)*IfundP[6])
    imI2p:= (1/3)*(IfundP[2] - 0.5*IfundP[4] - (sqrt(3)/2)*IfundP[3] - 0.5*IfundP[6] +
      (sqrt(3)/2)*IfundP[5])
    reI2s:= (1/3)*(Ifunds[1] - 0.5*Ifunds[3] + (sqrt(3)/2)*Ifunds[4] - 0.5*Ifunds[5] -
      (sqrt(3)/2)*Ifunds[6])
    imI2s:= (1/3)*(Ifunds[2] - 0.5*Ifunds[4] - (sqrt(3)/2)*Ifunds[3] - 0.5*Ifunds[6] +
      (sqrt(3)/2)*Ifunds[5])
    -- Calculando a corrente de operação:
    reIopQ:=reI2p+reI2s
    imIopQ:=imI2p+imI2s
    magIopQ:=sqrt(reIopQ**2 + imIopQ**2)

    -- Calculando a corrente de restrição:
    magResQ:=max(sqrt(reI2p**2 + imI2p**2),sqrt(reI2s**2 + imI2s**2))
    IcompQ:=slope*magResQ
    Iminpcp:=Ipcpmim
```

```

IF (magIopQ>Iminpcp) AND (magIopQ>IcompQ)
  THEN tripQ1:=1
  ELSE tripQ1:=0
ENDIF
IF (tripQ1=1) THEN
  IF ti=0 THEN
    ti:=t
  ENDIF
  IF (t-ti)>ta AND (magIopQ>Iminpcp) AND (magIopQ>IcompQ) THEN
    tripQ:=1
  ENDIF
ENDIF
-- Montando vetor com as saídas de interesse:
sai87Q[1]:=tripQ
sai87Q[2]:=magIopQ
sai87Q[3]:=magResQ
ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.13 Função 87REF

```

MODEL REF
  INPUT
    -- Neutro:
    Iren
    Iimn
    -- Primário:
    IfundP[1..6]
    -- Conexão:
    Conex
  VAR
    re3I0p
    im3I0p
    reIop
    imIop
    reIres
    imIres
    Ipckref
    magIop
    magIres
    tripN
    sai87R[1..3]
    a
    b
    -- Variável auxiliar para o atraso
    tripN1
    ti
  CONST
    -- tempo de atraso do trip - 2 ciclos
    ta {val:33.333E-3}
  DATA
    Ipckr
    k
  OUTPUT
    tripN
    sai87R[1..3]
  INIT
    tripN:=0
    Ipckref:=0
    ti:=0
  ENDINIT
  TIMESTEP MIN: 1.0416666667E-3
  EXEC
    IF (Conex=2) THEN

```



```

tripN:=0
sai87R[1]:=0
sai87R[2]:=0
sai87R[3]:=0
ELSE
re3I0p:= IfundP[1] + IfundP[3] + IfundP[5]
im3I0p:= IfundP[2] + IfundP[4] + IfundP[6]
reIop:= Iren
imIop:= Iimn
magIop:= sqrt(reIop**2 + imIop**2)
a:=sqrt((Iren-re3I0p)**2+(Iimn-im3I0p)**2)
b:=sqrt((Iren+re3I0p)**2+(Iimn+im3I0p)**2)
magIres:=k*(a-b)
Ipckref:= Ipckr
IF (magIop>Ipckref) AND (magIop>magIres)
THEN tripN1:=1
ELSE tripN1:=0
ENDIF
IF (tripN1=1) THEN
IF ti=0 THEN
ti:=t
ENDIF
IF (t-ti)>ta AND (magIop>Ipckref) AND (magIop>magIres) THEN
tripN:=1
ENDIF
ENDIF
-- Montando vetor com as saídas de interesse:
sai87R[1]:=tripN
sai87R[2]:=magIop
sai87R[3]:=magIres
ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.14 Bloqueio

```

MODEL Bloqueio
INPUT
tripNp
tripTA
tripTB
tripTC
tripTu
Bloq2h[1..3]
Bloq5h[1..3]
tripQ
tripNs
VAR
-- Variáveis auxiliares
trip1
trip2
-- Variáveis de trip do relé diferencial
trip87TA
trip87TB
trip87TC
trip87Q
tripREFp
tripREFs
trip
OUTPUT
trip
DATA
k2
k5

```

```

INIT
  trip1:=1
  trip2:=1
  trip:=0
ENDINIT
TIMESTEP MIN: 1.0416666667E-3
EXEC
  -- Bloqueio cruzado por harmônicas para 87Q e 87REF:
  IF (Bloq2h[1]>k2) OR (Bloq2h[2]>k2) OR (Bloq2h[3]>k2)
    THEN trip1:=0
    ELSE trip1:=1
  ENDIF
  IF (Bloq5h[1]>k5) OR (Bloq5h[2]>k5) OR (Bloq5h[3]>k5)
    THEN trip2:=0
    ELSE trip2:=1
  ENDIF
  -- Comando de trip da função tradicional fase A
  IF (tripTA=1) AND (Bloq2h[1]<k2) AND (Bloq5h[1]<k5)
    THEN trip87TA:=1
    ELSE trip87TA:=0
  ENDIF
  -- Comando de trip da função tradicional fase B
  IF (tripTB=1) AND (Bloq2h[2]<k2) AND (Bloq5h[2]<k5)
    THEN trip87TB:=1
    ELSE trip87TB:=0
  ENDIF
  -- Comando de trip da função tradicional fase C
  IF (tripTC=1) AND (Bloq2h[3]<k2) AND (Bloq5h[3]<k5)
    THEN trip87TC:=1
    ELSE trip87TC:=0
  ENDIF
  -- Comando de trip da função de sequência negativa
  IF (tripQ=1) AND (trip1=1) AND (trip2=1)
    THEN trip87Q:=1
    ELSE trip87Q:=0
  ENDIF
  -- Comando de trip da REF do primário, caso haja
  IF (tripNp=1) AND (trip1=1) AND (trip2=1)
    THEN tripREFp:=1
    ELSE tripREFp:=0
  ENDIF
  -- Comando de trip da REF do secundário, caso haja
  IF (tripNs=1) AND (trip1=1) AND (trip2=1)
    THEN tripREFs:=1
    ELSE tripREFs:=0
  ENDIF
  -- Comando de trip geral
  IF (trip87TA=1) OR (trip87TB=1) OR (trip87TC=1) OR (trip87Q=1) OR (tripREFp=1) OR
(tripREFs=1) OR (tripTu=1)
    THEN trip:=1
    ELSE trip:=0
  ENDIF

  ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.15 Comando dos Disjuntores

```

MODEL Disjuntor
  INPUT
    i[1..3]
    tripRL
  CONST
    td {val:33.333E-3}

```

```

VAR
    tripD[1..3]
    sigI[1..3]
    tIni
    cont
    sigAct
DATA
    opDJ
OUTPUT
    tripD[1..3]
INIT
    tripD[1]:=1
    tripD[2]:=1
    tripD[3]:=1
    tIni:=0
    sigI[1]:=0
    sigI[2]:=0
    sigI[3]:=0
    cont:=0
    sigAct:=0
ENDINIT
EXEC
IF opDJ=1 THEN
    IF tripRL=1 THEN
        sigAct:=1
    ENDIF
    IF sigAct=1 THEN
        IF tIni=0 THEN
            tIni:=t
        ENDIF
        IF (t-tIni)>td THEN
            IF cont=0 THEN
                cont:=cont+1
                sigI[1]:=SIGN(i[1])
                sigI[2]:=SIGN(i[2])
                sigI[3]:=SIGN(i[3])
            ENDIF
            IF sigI[1]<>SIGN(i[1]) AND tripD[1]>0 THEN
                tripD[1]:=-1
            ENDIF
            IF sigI[2]<>SIGN(i[2]) AND tripD[2]>0 THEN
                tripD[2]:=-1
            ENDIF
            IF sigI[3]<>SIGN(i[3]) AND tripD[3]>0 THEN
                tripD[3]:=-1
            ENDIF
        ENDIF
    ENDIF
ELSE
    tripD[1]:=1
    tripD[2]:=1
    tripD[3]:=1
ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL

```

A.16 Impressão das Saídas

```

MODEL Imprime
COMMENT
    Efetua a impressão em arquivo de texto
    para propósito de análise com o uso do Matlab
ENDCOMMENT
INPUT

```

```
        sai87T[1..16]
        sai87Q[1..3]
        sai87Rp[1..3]
        sai87Rs[1..3]
TIMESTEP MIN: 1.0416666687E-3
EXEC
    writel(t,sai87T[1],sai87T[2],sai87T[3],sai87T[5],
           sai87T[6],sai87T[7],sai87T[8],sai87T[9],sai87T[10],
vsai87T[11],sai87T[12],sai87T[13],sai87T[14],sai87T[15],
           sai87T[16],sai87Q[1],sai87Q[2],sai87Q[3],
           sai87Rp[1],sai87Rp[2],sai87Rp[3],
           sai87Rs[1],sai87Rs[2],sai87Rs[3])
ENDEXEC
ENDMODEL
```