

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 752

**METODOLOGIAS PARA VALIDAÇÃO DE PROTEÇÕES DE
LINHAS DE TRANSMISSÃO**

EDUARDO MARTINS GONÇALVES

DATA DA DEFESA: 13/09/2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS - UFMG
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
CPDEE - CENTRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**METODOLOGIAS PARA VALIDAÇÃO DE PROTEÇÕES DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO**

EDUARDO MARTINS GONÇALVES

ORIENTADOR: CLEVER SEBASTIÃO PEREIRA FILHO – Dr.

Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Belo Horizonte, MG – Brasil

setembro de 2012

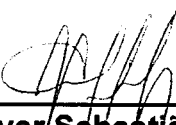
"Metodologias para Validação de Proteções de Linhas de Transmissão"

Eduardo Martins Gonçalves

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

Aprovada em 13 de setembro de 2012.

Por:



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



Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira
Depto. de Ensino, Coord de Eletrotécnica (CEFET/MG)

Maria Helena Murta Vale

Profa. Dra. Maria Helena Murta Vale
DEE (UFMG)

Dedicatória

Dedico este trabalho

Aos meus pais

Neuso Gonçalves e Neusa Martins Gonçalves

Ao meu irmão

Alexandre Martins Gonçalves

A Mariana

À minha namorada

Maria Claudia Teixeira da Fonseca

Agradecimentos

Agradeço a Deus, que me concedeu luz e força para realizar este trabalho.

A minha mãe e a meu pai que, pelo exemplo de vida e incentivo meus estudos, contribuíram decisivamente para que este trabalho se tornasse realidade.

A minha namorada Maria Claudia, pelo carinho, incentivo e paciência.

Ao professor Clever, pela sua dedicação como orientador, concorrendo para que a realização desta dissertação fosse bem sucedida.

A todos que, de alguma forma, colaboraram na execução desta dissertação.

“Inventar é imaginar o que ninguém pensou; é acreditar no que ninguém jurou; é arriscar o que ninguém ousou; é realizar o que ninguém tentou. Inventar é transcender.”

Alberto Santos Dumont

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo descrever a aplicação atual de equipamentos de proteção e controle no sistema de transmissão e apresentar os recursos, metodologias e procedimentos que são utilizados pelos especialistas em proteção para a realização de testes em sistemas de proteção de linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), dotados de esquemas de teleproteção, tanto durante o processo de comissionamento de novas instalações como nos processos de manutenção. Devido às suas características, as metodologias apresentadas constituem-se hoje como a principal alternativa a fim de validar de forma plena os desempenhos operacionais dos sistemas de proteção, esquemas e equipamentos de teleproteção associados, disjuntores, esquemas de religamento com verificação de sincronismo e eventuais esquemas especiais de proteção que dependam do intercâmbio de informações entre os terminais envolvidos. Uma metodologia para validação de equipamentos e esquemas de proteção e controle será também apresentada usando simulação em tempo real, com o objetivo de adequar-se à nova realidade imposta pela tecnologia digital e pelo aumento da complexidade dos sistemas elétricos de potência.

ABSTRACT

This work has the objective to describe the current application of protection and control equipments in transmission system and to present the resources, methodologies and procedures that are used by protection specialists on accomplishment of tests in transmission line protection systems and other interlinked ones, endowed with teleprotection schemes, during the process of commissioning of new facilities and other maintenance processes. Due to their characteristics, the presented methodologies constitute nowadays, the main alternative in order to complete validate the operational performance of the protection systems, schemes and equipments of associated teleprotection, breakers, automatic reclosure schemes with synchronism check and eventual special schemes of protection that depend on the exchange of information among the involved terminals. It will be also presented a methodology for validation of equipments and protection and control schemes, using real time digital simulation, in order to adapt to the new reality imposed by the digital technology and due to the increase electric power system complexity.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Relevância e contexto da investigação	1
1.2. Metodologia de desenvolvimento	2
1.3. Organização do texto.....	3
2. APLICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO DE LINHA NA REDE	
BÁSICA.....	4
2.1. Considerações preliminares.....	4
2.2. Proteção de linhas de transmissão	4
2.3. Unidades de distância para faltas entre fases e fase-terra.....	5
2.3.1. Unidade de medida de zona 1.....	5
2.3.1.1. Linhas sem compensação série.....	6
2.3.1.2. Linhas com compensação série	6
2.3.2. Unidade de medida de zona 2.....	8
2.3.3. Unidades de medida de zona 3.....	9
2.3.3.1. Utilização como unidades reversas em esquemas de	
teleproteção permissivos de sobrealcance.....	9
2.3.3.2. Utilização como unidades reversas para retaguarda de	
falhas em barramentos.....	10
2.3.3.3. Utilização como unidades diretas independentes	10
2.3.4. Demais unidades de medida	11
2.3.5. Unidades de partida.....	11
2.3.6. Unidade de medida de alta velocidade.....	11
2.4. Unidades de sobrecorrentes direcionais	12
2.4.1. Unidades de sobrecorrente direcionais de fase.....	12
2.4.2. Unidades de sobrecorrente direcionais residuais.....	12
2.4.3. Unidades de sobrecorrente direcionais de sequência negativa.....	13
2.5. Esquemas e lógicas adicionais dos esquemas de teleproteção... ..	13

2.5.1. Proteção contra energização sob falta (<i>Switching onto a fault</i> ou <i>line pickup</i>).....	13
2.5.2. Proteção contra fonte fraca (<i>Weak- Infeed</i>).....	16
2.5.3. Função <i>Echo</i>	17
2.5.4. Proteção contra falha de fusível	17
2.5.4.1. Proteção contra falha de fusível desequilibrada	18
2.5.4.2. Proteção contra falha de fusível trifásica.....	19
2.5.5. Lógica de “ <i>STUB BUS</i> ”	19
2.5.6. Funções de sobrecorrente de emergência	21
2.5.7. Teleproteção.....	21
2.5.7.1. Considerações preliminares	21
2.5.7.2. Transferência permissiva de disparo por sobrealcance) ...	25
2.5.7.3. Comparação direcional.....	26
2.5.7.4. Esquema de bloqueio transitório (<i>Transient blocking</i>)	27
2.5.7.5. Esquema de transferência direta de disparo (<i>DTT</i>).....	27
2.6. Proteções de sobretensão	28
2.7. Religamento automático e check de sincronismo	29
2.8. Esquema de proteção de falha de disjuntores.....	31
2.9. Oscilações de potência e perda de sincronismo.....	32
2.9.1. Bloqueio contra oscilações de potência	32
2.10. Disparo por perda de sincronismo	33
2.11. Considerações finais.....	34
3. ENSAIOS EM SISTEMAS DE PROTEÇÃO	35
3.1. Considerações preliminares.....	35
3.2. Tipos de testes em sistemas de proteção	38
3.2.1. Testes de tipo.....	38
3.2.2. Testes de conformidade.....	38
3.2.3. Testes de conformidade funcionais.....	38
3.2.4. Testes de conformidade tecnológicos.....	39
3.2.5. Testes de desempenho.....	39

3.2.5.1. Testes de desempenho de função.....	39
3.2.5.2. Testes de desempenho de esquema	40
3.2.6. Testes de aceitação.....	40
3.2.7. Testes de comissionamento	40
3.2.8. Testes de certificação.....	42
3.2.9. Testes de integridade.....	42
3.2.9.1. Testes em regime permanente	43
3.2.9.2. Testes automatizados	45
3.2.10. Testes de aplicação.....	49
3.2.11. Testes ponta a ponta.....	52
3.2.11.1. Descrição da metodologia aplicada nos testes ponta a ponta.....	53
3.2.11.2. Definição dos tipos e pontos de aplicação das faltas a serem simuladas.....	53
3.2.11.3. Simulação do sistema elétrico no ATP Draw®	53
3.2.11.4. Tratamento dos arquivos de saída do software de simulação de transitórios.....	54
3.2.11.5. Testes para a validação do sistema de sincronismo via GPS dos simuladores	55
3.2.11.6. Execução dos testes ponta a ponta reais	55
3.3. Considerações finais sobre os testes.....	56
4. SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL.....	58
4.1. Considerações preliminares.....	58
4.2. O SIMULADOR DIGITAL EM TEMPO REAL	59
4.3. Principais componentes do SIMULADOR DIGITAL EM TEMPO REAL - CARTÕES GPC: PORTAS ÓPTICAS (GIGA-TRANSDUCER – GT).....	61
4.3.1. Considerações iniciais.....	61
4.3.2. Cartão de interface com o painel frontal – GTFPI.....	63
4.3.3. Cartão de entradas digitais – GTDI	67
4.3.4. Cartão de saídas digitais – GTDO.....	69

4.3.5. Cartão de saídas analógicas – GTA0.....	71
4.4. Testes em Proteção	74
4.5. Descrição do sistema de simulação digital de linhas de TRANSMISSÃO.....	75
4.6. Simulação de faltas.....	75
4.6.1. Faltas externas.....	76
4.6.2. Faltas internas.....	76
4.7. Validação de proteção de linha usando Simulador Digital em Tempo Real.....	77
4.7.1. Considerações iniciais.....	77
4.7.2. Localização das faltas.....	77
4.7.3. Tipos de faltas.....	78
4.7.4. Ângulo de Incidência da falta	78
4.7.5. Impedância de falta.....	78
4.7.6. Tipo de disparo.....	82
4.7.7. Testes especiais.....	82
4.7.7.1. Energização de linha sob falta (SOFT).....	82
4.7.7.2. Corrente reversa (religamento automático não satisfatório em linhas paralelas).....	82
4.7.7.3. Faltas evolutivas.....	83
4.7.7.4. Religamento não satisfatório.....	83
4.7.7.5. Teste do esquema de echo.....	83
4.7.8. Gravação dos resultados dos testes	84
4.7.9. Considerações finais.....	85
5. CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	87
5.1. Conclusões.....	87
5.2. Proposta de continuidade.....	88
APÊNDICE A.....	90
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94

ÍNDICE DE FIGURAS E TABELAS

Figura 2.1 – Lógica de energização sob falta.....	10
Figura 2.2 – Lógica de operação do weak infeed trip.....	15
Figura 2.3 – Lógica de operação do sinal de echo e weak infeed trip.....	16
Figura 2.4 – Arranjo em anel e barra dupla aplicando a lógica de “stub bus”.....	17
Figura 2.5 – Lógica do “stub bus”.....	20
Figura 2.6 – Diagrama lógico do esquema de transferência permissiva de disparo por sobreacance.....	20
Figura 2.7 – Diagrama lógico do esquema de comparação direcional usando a função de sobrecorrente direcional de terra.....	26
Figura 2.8 – Diagrama lógico do esquema de transient blocking da função de distância.....	26
Figura 2.9 – Lógica do esquema de transferência direta de disparo.....	27
Figura 2.10 – Circuito de potencial e lógica de sobretensão trifásica.....	28
Figura 2.11 – Exemplos de características das unidades de bloqueio contra oscilação de potência.....	29
Figura 2.12 – Tela do software de fabricante de simulador digital com os pontos de teste traçado ao longo das zonas de uma característica quadrilateral.....	33
Figura 3.1- Tela do software de fabricante de simulador digital com os pontos de teste traçados ao longo das zonas de uma característica quadrilateral.....	47
Figura 3.2 – Representação dos fasores de tensão e corrente aplicados a partir de um simulador digital.....	50
Figura 3.3 – Arquitetura básica dos sistemas de proteção e do sistema de simulação.....	55
Figura 3.4 – Registros oscilográficos de relé digital durante testes ponta a ponta.....	55
Figura 4.1 – Esquema funcional simplificado do sistema utilizando RTDS.....	59
Figura 4.2 – Diagrama funcional de ligações entre o equipamento em teste e o simulador digital em tempo real.....	61
Figura 4.3 – Detalhe das portas ópticas do cartão GPC.....	62
Figura 4.4 – Cartões GTA0, GTA1 e GTDI respectivamente.....	62
Figura 4.5 – Cartões GTDO, GTFPI e GTNET respectivamente.....	62
Figura 4.6 – Detalhe do painel frontal do cubículo do RTDS.....	63
Figura 4.7 – Diagrama dos pinos de entrada.....	64
Figura 4.8 – Diagrama dos pinos de saída.....	64
Figura 4.9 – Exemplo de conexão dos canais digitais de entrada funcionando com contato seco.....	65
Figura 4.10 – Esquema de ligação do painel de saídas de digitais HV.....	65
Figura 4.11 – Esquema de ligação do painel HV como contato seco.....	66
Figura 4.12 – Componente de controle do cartão GTFPI - _rtids_GTFPI_V2.def.....	66
Figura 4.13 – Circuito elétrico de uma entrada do cartão GTDI.....	67
Figura 4.14 – Detalhe dos bornes de entrada do cartão GTDI.....	68
Figura 4.15 – Topologia de ligação de uma fonte por porta.....	68
Figura 4.16 – Topologia de uma fonte para todas as portas.....	69

Figura 4.17 – Componente de leitura das entradas digitais do cartão GTDI – rtds_risc_ctl_GTDIINP2.....	69
Figura 4.18 – Esquema de ligação das fontes externas ao cartão GTDO.....	70
Figura 4.19 – Comportamento da transição de estados em função da carga.....	70
Figura 4.20 – Componente de escrita nas saídas digitais do cartão GTDO – rtds_risc_ctl_GTDOOUT.....	71
Figura 4.21 – Envio dos sinais analógicos do RTDS para o relé digital através de amplificadores.....	72
Figura 4.22 – Fator de projeção aplicados ao cartão GTA0.....	73
Figura 4.23 – Saída do cartão GTA0 com sobreamostragem ativado (1pu) e desativado.....	74
Figura 4.24 – Modelos básicos de faltas.....	79
Tabela 2.1 – Tipo de polarização versus informação de potencial.....	14
Tabela 4.1 – Valores de resistências de falta – tabelas a,b,c,d,e.....	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A/D: Analógico/Digital

ASCII: *American Standard Code for Information Interchange*

ATL: *Artificial Transmission Line*

ATPDraw®: *Alternative Transient Program*

CA: Corrente Alternada

CC: Corrente Contínua

COMTRADE: *Common Format for Transient Data Exchange*

D/A: Digital/Analógico

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DSP: *Digital Signal Processor*

EAT: Extra Alta Tensão

EMTP: *Electromagnetic Transients Program*

EMC: *Electromagnetic Compatibility*

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FSK: *Frequency Shift Keying*

GAP: Centelhador

GPC: *Giga Processor Card*

GPS: *Global Positioning System*

HVDC: *High-Voltage Direct Current*

LT: Linha de Transmissão

MOV: *Metal Oxide Varistor*

ONS: Operador Nacional do Sistema

OPLAT: Onda Portadora para Linhas Aéreas de Transmissão

PC: *Personal Computer*

PLC: *Power Line Carrier*

PSCAD: *Power System Simulation*

PTL: *Programmable Transmission Line*

PV: Parcela Variável

RDP: Registradores Digitais de Perturbações

RIO: *Relay Interface by OMICRON*

RMS: *Root Mean Square* ou Valor Eficaz

RTDS: *Real Time Digital Simulator*

SEP: Sistemas Especiais de Proteção

SIN: Sistema Interligado Nacional

TC: Transformador de Corrente

TNA: *Transient Network Analyzer*

TP: Transformador de Potencial

TPC: Transformador de potencial capacitivo

1. Introdução

1.1. Relevância e contexto da investigação

A atuação indevida de equipamentos de proteção e controle pode acarretar sérios prejuízos para as concessionárias de energia elétrica e para a sociedade, entre os quais podem-se citar: degradação da imagem da empresa, interrupção de grandes blocos de energia, aumentando os índices de DEC¹ e FEC², risco de multas, que são mais rigorosas com a aplicação da PV³, lucro cessante e os custos elevados de interrupção da energia elétrica para a sociedade.

Nos modernos sistemas de energia elétrica, os altos custos sociais e econômicos de um desligamento intempestivo tornam-se, em alguns casos, praticamente inaceitáveis. Por outro lado, as vastas quantidades de energia envolvidas, além dos problemas decorrentes da necessidade econômica da operação dos equipamentos próximos de seus limites, exigem a eliminação rápida e seletiva das faltas a que esses sistemas estão sujeitos, mantendo a estabilidade para faltas fora de suas zonas de proteção.

Esses comentários evidenciam a necessidade das empresas do setor elétrico, principalmente as concessionárias, contarem com relés e sistemas de proteção de alta qualidade e desempenho, sendo, então, indispensáveis à realização de testes para a comprovação das características desses equipamentos.

É nesse cenário que as concessionárias têm buscado as melhores práticas para aplicação e manutenção de equipamentos de proteção e controle, através do uso de novas tecnologias e metodologias de testes, de forma a alcançar o máximo de disponibilidade e confiabilidade do sistema de transmissão.

Este trabalho tem como objetivo descrever a aplicação atual de equipamentos de proteção e controle no sistema de transmissão de extra-alta tensão e apresentar os recursos, metodologias com suas vantagens e limitações e os procedimentos que são utilizados pelos especialistas em proteção para a realização de testes em sistemas de proteção de linhas de trans-

¹ Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

² Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

³ Parcela Variável

missão, tanto durante o processo de aquisição de novos sistemas de proteção quanto no de novas instalações e nos processos de manutenção.

As metodologias que serão apresentadas constituem-se as maneiras de validar os desempenhos operacionais dos sistemas de proteção, esquemas e equipamentos de teleproteção associados, esquemas de religamento com verificação de sincronismo e eventuais esquemas especiais de proteção que dependam do intercâmbio de informações entre os terminais envolvidos. Para validação do processo de aplicação dos equipamentos de proteção e controle são descritos os tipos de testes que são realizados e os recursos tecnológicos de simuladores digitais empregados atualmente. É apresentada uma metodologia para validação de equipamentos e esquemas de proteção e controle, usando simulação em tempo real em *loop* fechado, visando adequar-se à nova realidade imposta pela tecnologia digital e pelo aumento da complexidade dos sistemas elétricos de potência.

1.2. Metodologia de desenvolvimento

O método de desenvolvimento do trabalho será baseado na apresentação atual dos critérios de aplicação de equipamentos de proteção e controle de linhas do sistema de transmissão.

A rede básica constituída pelos níveis de tensão igual ou acima de 230 kV, é implementada com diversos esquemas de proteção e seus requisitos, que são escolhidos em função de sua aplicação, importância sistêmica e procedimentos de rede do ONS⁴.

Nesta dissertação, são apresentados os principais esquemas de proteção e controle que são aplicados nos sistemas de transmissão, sem se preocupar com os detalhes e particularidades encontrados nos diversos modelos e fabricantes de equipamentos de proteção de linhas de transmissão. O foco ficará concentrado nos aspectos filosóficos e conceituais dos esquemas de proteção e controle aplicados nesses equipamentos, que considero como conhecimento vital e básico para o especialista de proteção.

Para a certificação do processo de aplicação dos equipamentos de proteção e controle são descritos os tipos de testes que são realizados e os recursos tecnológicos de simuladores digitais empregados atualmente e é apresentada uma metodologia de aplicação de ensaios para validação de sistemas de proteção e controle, através do uso de simulação em tempo real.

⁴ Operador Nacional do Sistema

1.3. Organização do texto

Este trabalho encontra-se dividido em cinco capítulos. O presente capítulo apresenta uma introdução geral, onde é descrita a relevância da aplicação correta dos equipamentos de proteção e controle, como é desenvolvido o trabalho e o objetivo básico da dissertação.

No **capítulo 2** é apresentada uma caracterização sucinta dos diversos esquemas de proteção e controle empregados nos sistemas de transmissão, destacando as lógicas básicas existentes e seu funcionamento.

No **Capítulo 3** é descrita uma organização dos tipos de testes ou ensaios que são realizados atualmente pelos especialistas de proteção para a validação dos equipamentos de proteção e controle, destacando as suas características e a sua importância para a garantia da qualidade de aplicação dos equipamentos de proteção no sistema de transmissão.

No **Capítulo 4** é identificada uma metodologia para validação de equipamentos e esquemas de proteção e controle, usando simulação em tempo real, destacando os recursos tecnológicos necessários, ganhos e vantagens dessa ferramenta de simulação. Em função da aplicação do sistema de proteção, são definidas as simulações que validam a correta aplicação do sistema de proteção, tais como os tipos de faltas a serem simuladas, quais os pontos ótimos de aplicação das faltas, os seus valores de resistência de falta, os ângulos de inserção das faltas e os valores de carga que devem ser simulados.

No **capítulo 5** são apresentadas as conclusões finais desta dissertação, decorrentes das avaliações realizadas, assim como os possíveis desdobramentos relativos às propostas de continuidade.

Ao final do texto são descritas as referências bibliográficas utilizadas.

Por todo o trabalho é considerado que o leitor possui os conhecimentos básicos que regem proteções de linhas de transmissão de sistemas elétricos de potência.

2. Aplicação de Equipamentos de Proteção de Linha na Rede Básica

2.1. Considerações preliminares

A rede básica é constituída pelos níveis de tensão igual ou acima a 230 kV. Diversos esquemas de proteção são aplicados e sua sofisticação varia de acordo com o grau de importância da instalação. Desta forma, as instalações com níveis de tensão superiores possuem esquemas de proteção com maior redundância e sofisticação. De modo geral, a filosofia de aplicação de tais esquemas é a mesma para os diversos fabricantes de relés de proteção digital, diferenciando apenas na forma como é apresentada.

Neste capítulo são apresentados os principais esquemas de proteção aplicados hoje na rede básica, de forma conceitual e filosófica, sem se preocupar em mostrar as diferenças existentes entre os diversos fabricantes de equipamentos de proteção.

O texto apresentado representa uma compilação suscinta das diversas funções que podem estar implementadas em relés de proteção de linhas de transmissão e que, por isso, devem ser testadas.

Está sendo admitido, a bem do desenvolvimento do texto, que o leitor já possui conhecimentos básicos de proteção de linhas de transmissão. Desta forma, cada função é descrita apenas de forma básica, sem a apresentação dos detalhes de cada uma delas.

2.2. Proteção de linhas de transmissão

O submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS [ONS-06] estabelece os requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações para as linhas de transmissão e equipamentos associados que fazem parte da rede básica do SIN (Sistema Interligado Nacional). Esse submódulo estabelece que todo componente, excetuando-se os barramentos, deve ser protegido por dois sistemas de proteção completamente independentes. Para as li-

nhas de transmissão são aplicadas proteções principais e suplementares (também chamadas alternadas) que devem ser implementadas como retaguarda local, ou seja, não podem depender das atuações de proteções de retaguarda remotas para a eliminação das faltas internas a elas.

De acordo com essa filosofia, todas essas proteções são compostas com as seguintes características:

- Equipamentos independentes, incluindo equipamentos de teleproteção e relés, para as proteções principais e suplementares;

- Alimentações auxiliares de corrente contínua independentes para as proteções principais e suplementares;

- Alimentações de corrente e tensão oriundas de secundários independentes de TC⁵ e de secundários diferentes de divisores capacitivos de potencial;

- Disjuntores contendo duas bobinas de desligamento;

- Esquemas de proteção contra falha dos disjuntores.

As proteções das linhas de transmissão que são descritas nesse trabalho são formadas de relés de tecnologia digital com funções de distância, de sobrecorrente e direcionais residuais. As funções de distância e de sobrecorrente direcionais residuais funcionam através de esquemas de teleproteção redundantes, sendo o mais usual o permissivo de sobrealcance. Os relés digitais apresentam várias unidades de medida, porém são tratadas somente aquelas necessárias para a correta operação dos esquemas de teleproteção.

2.3. Unidades de distância para faltas entre fases e fase-terra

2.3.1. Unidade de medida de zona 1

As unidades de medida de zona 1 não são utilizadas nos esquemas de teleproteção do tipo de comparação direcional, mas sim como unidades de desligamento direto.

⁵ Transformador de Corrente

Essas unidades não podem sobrealcançar em nenhuma hipótese o barramento remoto devido aos erros dos equipamentos de medidas (TP⁶ e TC), influência de acoplamento mútuo de sequência zero entre linhas paralelas e imprecisões nos parâmetros das linhas.

Há fabricantes que somente usam características do tipo MHO para as unidades de medida para faltas entre fases cujos alcances resistivos são inerentes às características MHO e ao método de polarização utilizado. Alguns fabricantes também oferecem a opção da característica quadrilateral, em que os alcances resistivos são ajustados independentes dos alcances reativos.

Os fabricantes normalmente disponibilizam para as unidades de medida de falhas à terra a opção de utilização das duas características, sendo a quadrilateral a de maior uso.

2.3.1.1. Linhas sem compensação série

A prática usual é ajustar as unidades de medida de zona 1 com alcance aproximadamente de 70% a 90% da impedância de sequência positiva (Z1) da linha. Para evitar sobrealcance das unidades de medida para faltas fase-terra, principalmente na condição em que o circuito paralelo esteja isolado e aterrado em ambos os terminais, o efeito do acoplamento mútuo de sequência zero deve ser levado em consideração. A existência de linha adjacente com compensação série pode provocar reduções significativas de seus alcances.

2.3.1.2. Linhas com compensação série

Os efeitos da compensação série nos ajustes e desempenho das unidades direcionais e de medida dos relés de distância dependem de:

- Localização da alimentação de potencial para os relés;
- Localização dos bancos de capacitores;
- Nível de compensação série utilizado;
- Tipo de proteção utilizado para os bancos de capacitores (GAP⁷ ou MOV⁸).

⁶ Transformador de Potencial

Para esse trabalho, é considerado que todas as linhas de transmissão possuem alimentação de potencial para os relés provenientes de divisores capacitivos de potencial nas linhas e que os capacitores série estão localizados no início e/ou no final destas ou delas.

a) Linhas com compensação série em apenas um terminal:

a-1) Terminal com o capacitor série

No caso da reatância capacitiva do capacitor ser maior que a impedância da fonte na retaguarda do relé, provocando nele a inversão de tensão para falhas na linha e problemas de direcionalidade, isso é resolvido por cada fabricante através de esquemas projetados em suas unidades direcionais, tornando os capacitores sem influência no alcance das unidades de medida de zona 1. Os ajustes das unidades de medida de zona 1 podem ser implementados de acordo com o item 2.3.1.1.

a-2) Terminal sem o capacitor série

Os efeitos do capacitor no terminal remoto devem ser levados em consideração para o ajuste da Zona 1. Para esse caso existem duas situações:

- Capacitores protegidos por Gaps

Segundo Mooney (2000, p.5) o ajuste da zona 1 pode ser feito da seguinte forma: $Z1 = (0,7 \text{ a } 0,9) \times (ZL - XC)$, onde ZL é a impedância da linha e XC é a reatância do banco de capacitores série. A fim de resolver o problema de sobre alcance da zona 1 em função das oscilações subsíncronas, Zigler (2005, p.30) sugere a utilização de um fator de segurança (K_{TRANS}) que é calculado pela expressão: $K_{TRANS} = 1 / (1 + (UGAP / (\sqrt{2} \times E)))$, onde: $UGAP$ é a tensão de disparo do GAP e "E" é a tensão fase-fase RMS⁹ do sistema. Introduzindo-se este fator, o ajuste da zona 1 será: $Z1 = (0,7 \text{ a } 0,9) \times K_{TRANS} \times (ZL - XC)$.

O uso deste fator de segurança pode resultar em alcances extremamente reduzidos para a Zona 1, ainda com riscos de sobre alcance. Então a utilização da zona 1 deve ser avaliada, considerando o pouco benefício do uso em comparação ao risco de sobre alcance.

⁷ Centelhador

⁸ Metal Oxide Varistor

⁹ Root Mean Square ou Valor Eficaz

Conforme pode ser visto em [ONS –11], a fim de se ter segurança para a aplicação dos ajustes da zona 1 sugere-se uma modelagem do sistema em um programa de transitórios eletromagnéticos e a realização de testes em simuladores digitais em tempo real para estudar o sobrealcance e determinar com precisão os ajustes.

- Capacitores protegidos por MOV

Segundo [Mooney-09], o ajuste da zona 1 pode ser feito da seguinte forma: $Z1 = 0,5 \times (ZL - XC)$, onde ZL é a impedância da linha e XC é a reatância do banco de capacitores série.

b) Linhas com compensação série em ambos os terminais:

As proteções em ambos os terminais devem ser ajustadas para acomodar apenas um capacitor série. Neste caso os ajustes devem ser implementados conforme o item 2.3.1.1 deste capítulo.

2.3.2. Unidade de medida de zona 2

Essas unidades são usadas nos esquemas de teleproteção do tipo comparação direcional permissivo de sobrealcance e subalcance. Nos esquemas de comparação direcional permissivo de sobrealcance a unidade de zona 2 é usada na lógica de teleproteção como unidades de sobrealcance, dependendo da recepção do sinal permissivo para realizar o disparo do sinal de teleproteção para os disjuntores locais. Para os esquemas de comparação direcional permissivo de subalcance, a unidade de zona 2 faz parte da lógica de teleproteção; que após receber o sinal permissivo das unidades de subalcance do terminal remoto, ela executa o comando de disparo dos disjuntores locais. Para garantir proteção para faltas em 100% da linha, a unidade de medida de zona 2 deve sobrealcançar o barramento remoto.

De acordo com submódulo 2.6 do Procedimento de Rede [ONS-06], as unidades de zona 2, além de integrarem os esquemas de teleproteção das linhas, têm também a função adicional de prover proteção de retaguarda remota para falhas de barramentos, tendo em vista que esses componentes são os únicos do sistema compostos de apenas uma proteção. Para cumprir essa função, as unidades de zona 2 necessitam de temporização que geralmente é da

ordem de 400 a 600 milissegundos, sendo que, para algumas aplicações, necessitam de coordenação, principalmente com as funções de falha de disjuntor.

As unidades de zona 2 devem ser ajustadas pelo menos 120% da impedância aparente (Zapp) medida pelo relé para uma falha no barramento remoto, garantindo, então, que opere para todas as faltas que aconteçam na linha de transmissão e no barramento remoto. A impedância aparente deve ser obtida através de estudo de curto-circuito, onde são representadas as impedâncias mútuas de sequência zero entre os circuitos paralelos. Em função das configurações das linhas, deve ser verificado se, para o alcance sugerido, existirá acomodação das resistências de arco para falhas entre fases. Para evitar problemas de coordenação entre as zonas 2, é desejável que o alcance de zona 2 não ultrapasse o alcance das unidades de medida de zona 1 das linhas que partem do barramento remoto. Não sendo possível atender a este requisito, as unidades de zona 2 devem ser coordenadas em função do tempo de atuação. Dependendo da aplicação, a função de *Load Encroachment*¹⁰ poderá ser usada nos casos em que pode provocar atuação indevida dessas unidades devido ao carregamento máximo da linha em condições de emergência do sistema, em situações que necessite que o alcance de zona 2 seja superior ao alcance das unidades de medida de zona 1 das linhas que partem do barramento remoto.

O alcance resistivo é definido em função do ajuste (ZAPP) para as unidades de distância tipo MHO. As unidades quadrilaterais possuem ajustes independentes na direção resistiva e reativa. Os alcances resistivos são definidos em função das limitações dos fabricantes.

2.3.3. Unidades de medida de zona 3

2.3.3.1. Utilização como unidades reversas em esquemas de teleproteção permissivos de sobrealcance

As unidades de medida de zona 3 são usadas como unidades reversas para bloqueio das lógicas de *Weak Infeed*¹¹ e *Echo*¹² nos esquemas de teleproteção permissivos de sobreal-

¹⁰ Lógica de Controle de Invasão do Limite de Carga que discrimina a região entre as condições de carga e falta.

¹¹ Proteção contra fonte fraca.

¹² Devolução do sinal de teleproteção do esquema permissivo da proteção de distância ou do esquema permissivo da proteção de sobrecorrente direcional de neutro.

cance. O alcance dessas unidades devem ser suficientes para operar para todas as faltas vistas pelas unidades de medida de zona 2 do terminal remoto.

O alcance da unidade de medida de zona 3 reversa deverá ser de 1,2 a 1,3 vezes o valor de BX, conforme figura 2.1.

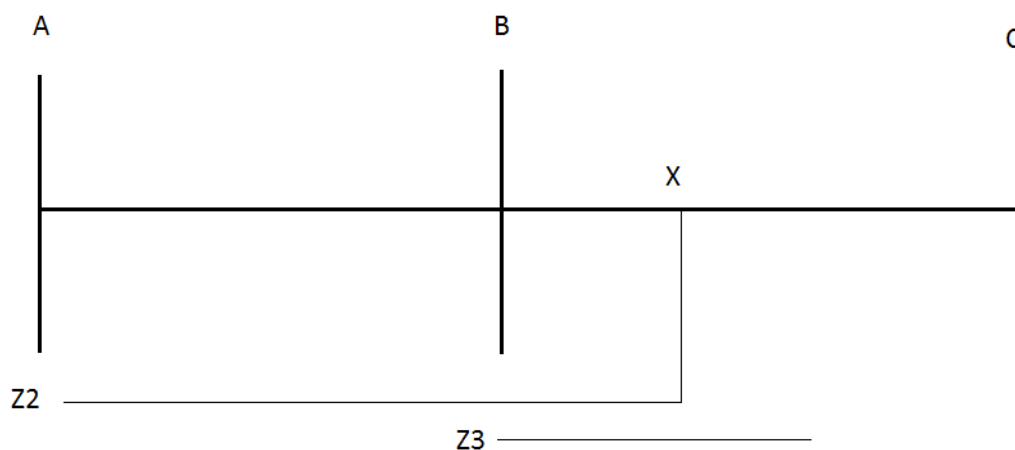


Figura 2.1 – Alcance da unidade reversa de zona 3 usada na teleproteção

2.3.3.2. Utilização como unidades reversas para retaguarda de falhas em barramentos

Nesta aplicação é possível usar a unidade reversa para prover retaguarda local para falhas nos barramentos com temporização semelhante à utilizada para a zona 2, considerando as mesmas observações constantes no item 2.3.2, que se referem à limitação de seu alcance em relação a Zona 1 para linhas que partem do barramento e não imponham restrições ao carregamento máximo da linha. Recomenda-se a utilização de unidades independentes para essa aplicação, de maneira que possam ser usados alcances reduzidos.

2.3.3.3. Utilização como unidades diretas independentes

Neste caso as unidades de medida de zona 3 são usadas com temporização de 1 segundo, com o objetivo de prover retaguarda remota, cujos alcances normalmente são abrangentes no diagrama R-X. Em consequência, nos sistemas onde se utiliza a filosofia de retaguarda remota, essa prática não é recomendada, para evitar que linhas de transmissão sejam

desligadas durante contingências e desta forma não agravando as condições operativas do sistema.

2.3.4. Demais unidades de medida

As demais unidades de medida dos relés de distância não são necessárias e não devem ser usadas nas proteções de linhas de transmissão da rede básica, cuja filosofia é retaguarda remota, para evitar que linhas de transmissão sejam desligadas durante contingências, não agravando as condições operativas do sistema.

2.3.5. Unidades de partida

Estas unidades estão normalmente presentes em relés de fabricantes europeus e têm o objetivo de aumentar a segurança dos esquemas de proteção. Quando utilizarem medição de impedância, devem ser ajustadas com alcances superiores aos da maior zona de medição usada. Para outros métodos de medição, as unidades devem ser ajustadas conforme orientações específicas de cada fabricante.

Para evitar que linhas sejam desligadas durante contingências, agravando as condições operativas, não é recomendável a prática de colocar temporização associada a esta zona para disparo, conforme apresentado em [ONS-11].

2.3.6. Unidade de medida de alta velocidade

Alguns relés possuem uma unidade de zona 1 cuja característica é a rapidez de atuação e pouca precisão, sendo mais rápida que a zona 1 convencional e não devem ser ajustadas como ela, devido ao risco de operação para faltas externas. Recomenda-se não usar essas unidades, de acordo com [ONS-11].

2.4. Unidades de sobrecorrentes direcionais

2.4.1. Unidades de sobrecorrente direcionais de fase

Essas unidades não devem ser utilizadas nos esquemas de proteção das linhas de transmissão da rede básica que possuem proteções de distância para a mesma finalidade. A sua utilização pode impor limitação ao carregamento da linha de transmissão.

2.4.2. Unidades de sobrecorrente direcionais residuais

Essas unidades utilizam a corrente residual da linha como grandeza de operação, e a sua direcionalidade é definida pela tensão de sequência zero oriunda do TPC¹³ da linha ou calculada pelo próprio relé.

As unidades de sobrecorrente direcionais são utilizadas nos esquemas de teleproteção com direcionalidade direta para atuação em faltas de alta impedância e devem ser bastante sensíveis. Nos esquemas de teleproteção permissivos de sobrealcance, elas necessitam da recepção do sinal permissivo do terminal remoto para comandar o disparo no disjuntor local. Esse esquema também trabalha juntamente com as lógicas de bloqueio de *ECHO* e *Weak In-feed* para faltas externas à linha de transmissão, que necessitam das unidades de sobrecorrente residuais com direcionalidade reversa, e seus ajustes devem ser mais sensíveis que as unidades de sobrecorrente direcionais diretas do terminal remoto. Os ajustes de ambas as unidades dependem da prática de cada agente, sendo normalmente utilizados valores na faixa de 10% a 20% da corrente nominal do TC.

Essas unidades quando utilizadas independentemente dos esquemas de teleproteção, são aplicadas como retaguarda para faltas internas à linha e como retaguarda para faltas monofásicas nos barramentos remotos. Devem ser coordenadas com as proteções das linhas e equipamentos que partem do barramento remoto e utilizar características de tempo inverso. Os

¹³ Transformador de potencial capacitivo

ajustes dependem da prática de cada agente, sendo normalmente usados valores na faixa de 10% a 20% da corrente nominal do TC.

2.4.3. Unidades de sobrecorrente direcionais de sequência negativa

Essas unidades utilizam a corrente de sequência negativa da linha como grandeza de operação, e a sua direcionalidade é definida pela tensão de sequência negativa oriunda do TPC da linha ou calculada pelo próprio relé.

As unidades de sobrecorrente direcionais de sequência negativa são utilizadas nos esquemas de teleproteção com direcionalidade direta para atuação em faltas de alta impedância e devem ser bastante sensíveis. Nos esquemas de teleproteção permissivos de sobrealcance elas necessitam da recepção do sinal permissivo do terminal remoto para comandar o disparo no disjuntor local. Esse esquema também trabalha juntamente com as lógicas de bloqueio de *ECHO* e *Weak Infeed* para faltas externas à linha de transmissão que necessitam das unidades de sobrecorrente de sequência negativa com direcionalidade reversa, e seus ajustes devem ser mais sensíveis que as unidades de sobrecorrente de sequência negativa diretas do terminal remoto.

Essas unidades, quando utilizadas independentemente dos esquemas de teleproteção, são aplicadas como retaguarda para faltas internas à linha e como retaguarda para faltas monofásicas nos barramentos remotos. Elas devem ser coordenadas com as proteções das linhas e equipamentos que partem do barramento remoto e utilizar características de tempo inverso.

2.5. Esquemas e lógicas adicionais dos esquemas de teleproteção

2.5.1. Proteção contra energização sob falta (*Switching onto a fault ou line pickup*)

Trata-se de esquema de proteção utilizado no momento da energização da linha de transmissão iniciada através do comando manual ou religamento automático. Caso haja uma

falta no momento da energização, a função de sobrecorrente temporizada ajustada vai operar instantaneamente, assegurando a eliminação rápida da falta. A principal causa de energização sob falta é o esquecimento de aterramentos utilizados durante as manutenções de linhas de transmissão. Quando a informação de potencial para a proteção de distância provém de dispositivos capacitivos de potencial de linha, deve-se analisar o comportamento da proteção para energizações sob falta, levando-se em conta o tipo de polarização das unidades de medidas habilitadas para atuação sem retardo intencional. Nos arranjos de barra como anel, barra dupla a duplo disjuntor e a disjuntor e meio emprega-se informação de potencial de linha. Unidades de medida com ação de memória não operam para qualquer tipo de falta sólida próxima, se a fonte de potencial for de linha. Havendo ação de memória e polarização cruzada (polarização dual), somente faltas trifásicas sólidas próximas não podem ser detectadas com uso de potencial de linha. A Tabela 2.1, extraída de [Ordacgi-03], mostra o comportamento do dispositivo de proteção de acordo com o tipo de polarização para cada tipo de falta e informação de potencial.

Tabela 2.1 – Tipo de polarização versus informação de potencial

POLARIZAÇÃO	FALTA EQUILIBRADA (3φ)		FALTAS DESEQUILIBRADAS (2φ, 2φT, 1φ)	
	INFORMAÇÃO DE POTENCIAL		INFORMAÇÃO DE POTENCIAL	
	BARRA	LINHA	BARRA	LINHA
MEMÓRIA	OPERA	NÃO OPERA	OPERA	NÃO OPERA
CRUZADA	NÃO OPERA	NÃO OPERA	OPERA	OPERA
MEMÓRIA + CRUZADA	OPERA	NÃO OPERA	OPERA	OPERA

Para garantir a detecção sem retardo intencional para as faltas sólidas próximas que a proteção de distância não seja capaz de detectar, faz-se necessária a atuação da unidade de partida ou da unidade de sobrecorrente.

O disparo sem retardo intencional das unidades de partida ou de sobrecorrente somente deve ser liberado por um tempo curto suficiente para assegurar a detecção da falta.

A condição de pré-falta, ou seja, que a linha esteja desenergizada, pode ser definida através de ajustes de subcorrente e subtensão. O equipamento de proteção pode reconhecer que a linha de transmissão foi energizada através da informação via entrada binária da imagem dos contatos de fechamento do disjuntor ou através do ajuste de corrente de monitoramento de pólos fechados. Após o reconhecimento de que a linha de transmissão foi energizada, o *switching onto a fault* fica ativo por um tempo determinado em ajuste no equipamento de proteção, normalmente 300 ms. Decorrido esse tempo, ocorrendo uma falta na linha de transmissão, a função de sobrecorrente irá operar normalmente de acordo com a temporização definida no ajuste. A figura 2.2 mostra o diagrama lógico básico da proteção contra energização sob falta.

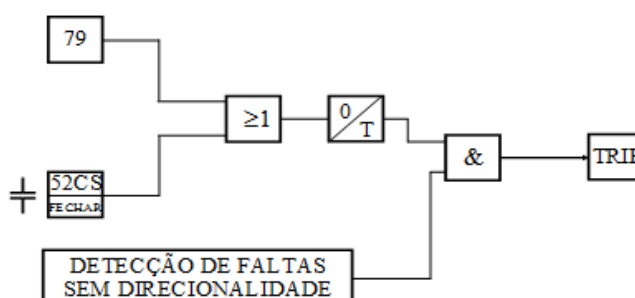


Figura 2.2 – Lógica de energização sob falta

O diagrama lógico da figura 2.2 mostra que a operação da proteção contra energização sob falta (saída de *trip*) depende de que ocorram simultaneamente dois eventos que são as entradas da porta lógica (AND - &): o primeiro evento é o comando de energização da linha de transmissão através do comando manual (chave 52 CS) ou o religamento automático (código numérico de função 79 - ver apêndice A) que são as entradas da porta lógica (OU - ≥ 1) e o segundo evento é a detecção de falta sem direcionalidade. A garantia de operação dessa função somente durante a energização é assegurada pelo temporizador ajustado com valor de

operação (*pickup*) igual a zero e desoperação (*dropout*) normalmente ajustado com tempo (T) igual a 300 ms.

2.5.2. Proteção contra fonte fraca (*Weak- Infeed*)

Com a ocorrência de um curto-circuito, uma pequena tensão pode aparecer no terminal de uma linha de transmissão que possui fonte fraca, fazendo com que a informação de tensão e a corrente de sequência zero sejam aproximadamente iguais a zero. Assim a proteção de distância e de sobrecorrente direcional de neutro não serão sensibilizadas. A lógica do *weak infeed* necessita de quatro condições para operar: recepção de sinal do esquema de teleproteção permissiva enviada pelo terminal que foi sensibilizado pela falta, valor de partida de subtensão ajustado no terminal da fonte fraca, nenhuma partida da função de distância e de sobrecorrente direcional de neutro e a imagem do disjuntor na posição fechado. É usada uma temporização de segurança de aproximadamente 40 ms após a recepção de sinal para liberar a operação, se ocorrer subtensão e nenhuma função de distância e sobrecorrente direcional de neutro partir. Sendo a medição de subtensão feita por fase, poderá ser escolhida a operação monopolar do esquema *weak infeed*. A figura 2.3 mostra a lógica básica de operação do *weak infeed*.

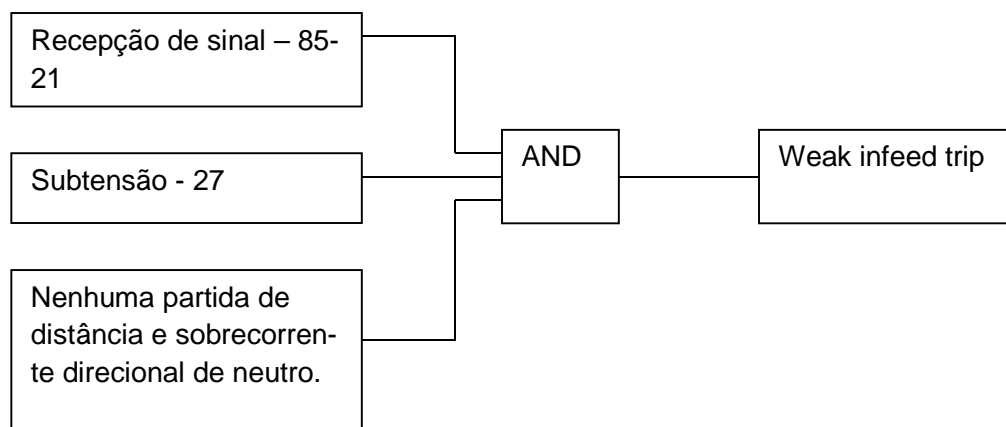


Figura 2.3 – Lógica de operação do Weak Infeed Trip

o bastante. Na ocorrência de falha no circuito do secundário do TP (transformador de potencial), por exemplo, abertura do minidisjuntor, abertura do fusível ou interrupção do circuito do secundário do TP, os valores medidos no relé de tensão igual a zero e de corrente de carga, poderão resultar na operação incorreta do equipamento de proteção. A abertura de um ou dois fusíveis desequilibra o circuito secundário de potencial, sem que haja desequilíbrio correspondente no circuito de corrente.

A falha de fusível pode ser detectada através do monitoramento dos contatos auxiliares do minidisjuntor do circuito secundário do TP e por algoritmo que mede as tensões e correntes de sequência zero e negativa, comparando com os valores predefinidos em ajuste e define a condição em que se encontra o circuito do secundário do TP.

2.5.4.1. Proteção contra falha de fusível desequilibrada

A medição de falha de fusível desequilibrada (monofásica ou bifásica) é caracterizada pela presença simultânea de tensões desequilibradas e de correntes equilibradas, ou seja, se existe um valor medido de tensão desequilibrada substancial sem o registro de correntes desequilibradas, significa que ocorreu uma falha desequilibrada no circuito de potencial do secundário do TP. O desequilíbrio de tensão é detectado pelo fato de que ambas as tensões de sequência negativa e zero excedem os seus valores ajustados. De acordo com [Siemens-03], existem alguns modelos de relés digitais nos quais esses valores de ajustes de tensão são fixos. Os valores das correntes são considerados simétricos se os valores das correntes de sequência negativa e zero assumem valores menores que os valores de ajustes do equipamento de proteção. Tão logo o relé de proteção reconhece a condição de falha de fusível, todas as funções que operam baseadas em subtensão ou dependam da tensão de polarização são automaticamente bloqueadas (função de distância, sobrecorrente direcional, check de sincronismo, *weak infeed*, subtensão), ficando a partir desse momento ativa, quando configurada, a função de sobrecorrente de emergência. A operação do relé com desligamento monopolar do disjuntor faz aparecer tensão desequilibrada durante o tempo morto de religamento monopolar. Essa informação bloqueará de forma instantânea a proteção contra falha de fusível, evitando assim que ela opere incorretamente no tempo morto. Se a corrente de sequência negativa e zero for detectada em até aproximadamente 10 s após o reconhecimento do critério de falha de fusível, a proteção assume que é curto-circuito e remove o bloqueio das funções que operam baseadas com subtensão. Por outro lado, se o critério de falha de fusível estiver presente por

um tempo superior a 10 s, o bloqueio é permanentemente ativado. Se o critério de falha de fusível for removido através da normalização do circuito de potencial do secundário do TP, somente depois de decorridos 10 s, o bloqueio é automaticamente desativado, liberando para operação as funções de proteção que dependem de subtensão e tensão de polarização.

2.5.4.2. Proteção contra falha de fusível trifásica

Uma falha de fusível trifásica do circuito de potencial do secundário do TP é diferenciada de uma falta no sistema pelo fato de que as correntes não têm uma significativa alteração de valor nesse tipo de evento. Então, uma amostra do valor de corrente é armazenada no *buffer* do relé, e a diferença entre a amostra de corrente atual e a armazenada é analisada pelo equipamento de proteção a fim de se verificar se o valor dessa corrente diferencial é menor que o limite definido em ajuste. A falha de fusível trifásica é detectada se: as três tensões de fase do circuito de potencial do TP são menores que o valor ajustado, nenhuma partida de função de proteção, pelo menos um polo do disjuntor está fechado ou pelo menos a corrente de supervisão de polo fechado de uma fase seja maior que o valor ajustado.

Uma temporização de supervisão é usada para prevenir que a falha de fusível opere antes da partida da função de proteção. Tão logo o relé de proteção reconhece a condição de falha de fusível, todas as funções que operam baseadas em subtensão ou que dependam da tensão de polarização são automaticamente bloqueadas (função de distância, sobrecorrente direcional, *check* de sincronismo, *weak infeed*, subtensão), ficando a partir desse momento ativa, quando configurada, a função de sobrecorrente de emergência.

2.5.5. Lógica de “STUB BUS”

A finalidade dessa lógica é proteger o trecho de barramento compreendido entre os TCs e a chave isoladora da linha, quando ela está aberta em subestações com arranjo em anel ou barra dupla com disjuntor e, conforme pode ser visto na figura 2.5, retirada de [Ordacgi-03].

Essa lógica é ativada sempre que a linha de transmissão for isolada por uma chave seccionadora. Uma função de sobrecorrente não direcional é ativada através da supervisão de um contato tipo “b” dessa chave (89/b). A figura 2.6 mostra essa lógica.

O único ajuste dessa lógica é o valor de partida da função de sobrecorrente. Para inibir operações incorretas em condições normais provocadas por desajustes nos contatos auxiliares da chave seccionadora de linha, recomenda-se ajustá-la acima do maior valor de corrente de carga da linha ou 120% da corrente nominal do TC.

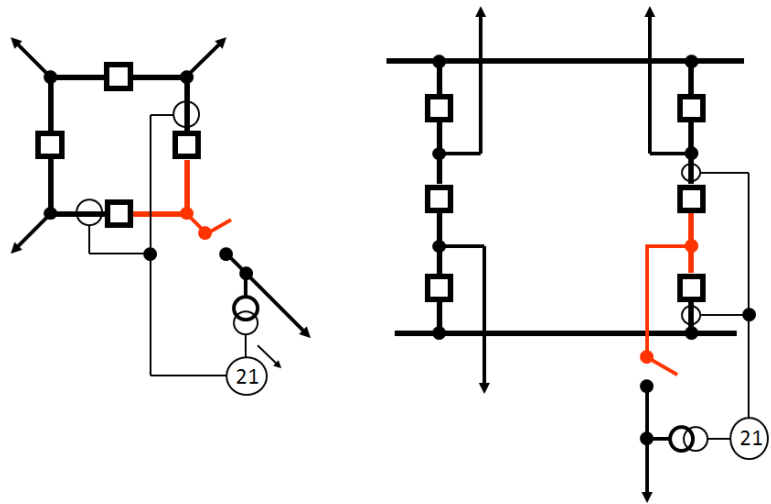


Figura 2.5 – Arranjo em anel e barra dupla aplicando a lógica de *STUB BUS*

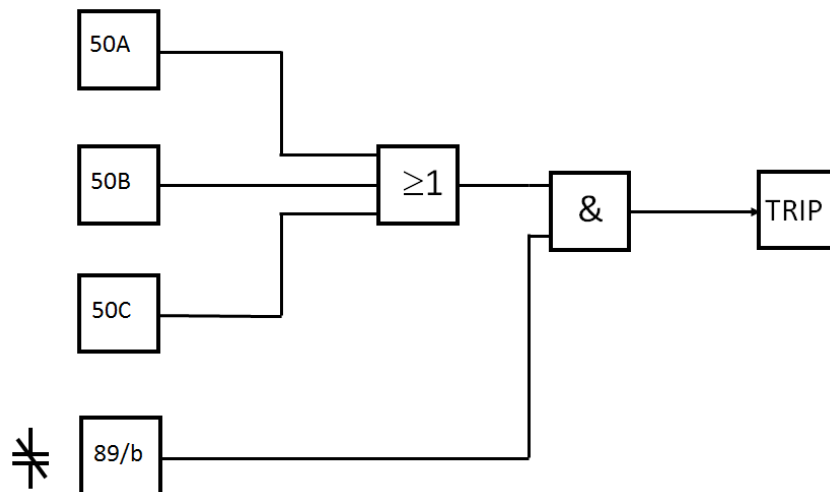


Figura 2.6 – Lógica do *STUB BUS*

2.5.6. Funções de sobrecorrente de emergência

São funções de sobrecorrente não direcionais que são ativadas na ocorrência de falha de fusível pela lógica de detecção de perda de alimentação de tensão. A perda de potencial do relé deve ser alarmada e as funções que dependem de tensão devem ser bloqueadas.

2.5.7. Teleproteção

2.5.7.1. Considerações preliminares

Teleproteção baseada em *signalling* corresponde ao que o [Cigré-00a] denomina atualmente de teleproteção por comparação de estados. São usados canais de comunicação para intercambiar informações lógicas sobre o estado de unidades de medida (ou partida) dos relés de todos os terminais da linha de transmissão protegida.

Trata-se de uma extrapolação do conceito de proteção diferencial para prover proteção unitária (restrita) a partir de proteções gradativas (irrestritas). As informações intercambiadas são simples (sentido das correntes de falta) e demandam requisitos simples de telecomunicação.

Devido ao intercâmbio de informações lógicas (binárias), os esquemas básicos de teleproteção por signalling são denominados no Brasil de lógicas ou esquemas de teleproteção. Cada fabricante implementa as lógicas com ligeiras variações. A função de distância (21) é a mais adequada para a aplicação em teleproteção, pois seu alcance fixo permite o estabelecimento de lógicas baseadas em sobrealcance ou subalcance. Dependendo das características construtivas da proteção de distância (chaveada ou não, provida de unidades de partida ou não) há maior facilidade de implementação de determinadas lógicas de teleproteção. Por outro lado, as proteções de distância oferecem acomodação de resistência de falta relativamente restrita. Para suprir esta deficiência é habitualmente empregada complementação pela função de sobrecorrente direcional de neutro (67N). Deve-se ter em mente que a acomodação da resistência de falta pela função 67N só é eficaz quando a lógica de teleproteção for baseada em sobrealcance, permitindo ajustes de grande sensibilidade.

Os meios de comunicação normalmente empregados nas lógicas de teleproteção são: *power line carrier* (oplat), microondas e atualmente nas novas instalações usa-se o rádio digital. A banda de rádio de baixa frequência (80 a 250 kHz) é comumente utilizada para comunicação *carrier PLC*¹⁴. Essas técnicas oferecem isolamento metálica e filtragem de sinal para assegurar comunicação segura e confiável relé-a-relé, mas a um custo alto. No Brasil o meio de comunicação mais comum usado nas instalações antigas é o sistema de onda portadora para linha de transmissão (OPLAT). O documento [Cigre-00a] faz algumas observações com relação às vantagens e desvantagens do *power line carrier*.

Podem ser destacadas como vantagens:

- A LT¹⁵ aérea constitui um meio de transmissão muito confiável;
- A linha de transmissão é normalmente o caminho mais curto e mais rápido entre as subestações;
- Os elos oplat são elos físicos ponto a ponto com baixo risco de re-roteamentos, chaveamentos ou ações de terceiros;
- O equipamento fica instalado na subestação, com acesso para manutenção;
- O meio de transmissão, a LT, e os equipamentos terminais ficam sob total controle da empresa usuária;
- Podem ser cobertas distâncias de várias centenas de quilômetros sem necessidade de repetidores intermediários;
- Não há problemas com elevação de potencial de terra, pois o transmissor, o receptor e o equipamento de acoplamento ficam aterrados em cada subestação;

Podem ser também enumeradas as seguintes desvantagens do *power line carrier*:

- O canal é submetido a ruídos quando ocorre curto-circuito no sistema elétrico;
- A aplicação é restrita à transmissão de sinais binários (estados) e sinais de esquemas simples de comparação de fase;
- A estreita faixa de frequência (poucos kHz) limita o número de sinais que podem ser transferidos e seu tempo de transmissão;

¹⁴ Power Line Carrier

¹⁵ Linha de Transmissão

– O espectro de frequência é muito limitado, reduzindo o número de elos oplat que podem ser instalados em um dado sistema elétrico (congestionamento de frequências);

O Cigré faz também algumas observações com relação às vantagens e desvantagens das microondas. Podem ser destacadas como vantagens:

– Comunicação de banda larga com grande capacidade em termos do número de canais;

– Sofre pouca interferência do sistema elétrico;

– Sem problemas com elevação de potencial de terra quando o transmissor e o receptor ficam aterrados em cada subestação;

– Rápida instalação, especialmente quando de torres existentes ou possibilidade de uso dos tetos das casas de controle;

Podem ser também enumeradas as seguintes desvantagens das microondas:

– Faixas de frequência são limitadas e podem não estar disponíveis como desejado;

– Há influência das condições atmosféricas como chuva, nevoeiro, neve, tempestades de areia (a menos que haja alta margem de segurança, o elo pode ficar temporariamente inoperativo devido à atenuação do sinal);

– Há notória correlação entre as condições atmosféricas e curtos em linhas de transmissão;

– Dificuldade em obter visada direta;

– Antenas são sujeitas a descargas atmosféricas;

– Perda de muitos canais quando há falha de um elo de grande capacidade.

A aplicação em teleproteção permite o uso de sistemas *on-off* quando não se deseja enviar um comando de disparo ou quando não há necessidade do sinal de comunicação durante as faltas internas à linha de transmissão protegida. Quando é necessário enviar um comando de disparo ou quando há necessidade do sinal de comunicação durante as faltas internas à linha de transmissão protegida, devem-se usar o sistema FSK¹⁶ para maior segurança. O sistema FSK emprega duas frequências diferentes (*guarda* e *trip*). O comando só é considerado quando se perde a frequência de guarda e se recebe a frequência de trip. Para haver boa imu-

¹⁶ Frequency Shift Keying

nidade às interferências dos chaveamentos de seccionadoras, devem-se usar dois canais em série.

Na rede básica do sistema de transmissão são usados esquemas de teleproteção associados à proteção de distância, número de função 85-21, e associados à proteção de sobre-corrente direcional de terra, número de função 85-67N.

Atualmente, o sistema de comunicação usado pela teleproteção nas novas instalações é o rádio digital. O rádio digital ponto a ponto fornece comunicação única entre duas áreas. Rádios são disponíveis para operar na banda de frequência de 900 MHz com relativa baixa potência nominal que podem não requerer licenciamento especial e têm uma faixa de operação de cerca de 20 a 30 milhas de linha de campo. Rádios sem detecção de erro embutido trabalham melhor com comunicação lógica relé a relé porque eles adicionam somente dois ou três milissegundos ao retardo de tempo global de comunicação de dados relé a relé. Aqueles rádios que têm detecção de erro embutido podem introduzir retardos de tempo de 60 milissegundos ou mais. Pelo fato de velocidade ser um aspecto muito crítico da maioria dos esquemas de teleproteção, é importante para se verificarem as especificações do rádio cuidadosamente em relação às características de retardo de tempo do sistema de rádio. Esse sistema tem a vantagem de ser mais confiável e seguro, mais rápido e possui uma faixa de utilização mais extensa se comparado às microondas e ao *power line carrier*. Representa, também, uma ótima solução para regiões de difícil topografia: a instalação, o comissionamento e sua configuração são rápidos e fáceis e os custos de operação e manutenção são baixos.

Na rede básica, o esquema de teleproteção associado à proteção de distância normalmente utilizado é a transferência permissiva de disparo por sobrealcance (POTT). Nos níveis de tensão de 345 kV e 500 kV normalmente não se compartilha o canal de comando com o esquema de teleproteção associado à proteção de sobre-corrente direcional de terra (85-67N), ou seja, existem dois canais individuais: um para a recepção e outro para a transmissão de sinal da proteção de distância (21) e mais dois canais individuais: um para a recepção e outro para a transmissão de sinal da proteção de sobre-corrente direcional de terra (67N). Esse esquema é feito para as proteções principal e suplementar nos dois terminais da linha de transmissão protegida.

O esquema de teleproteção de sobre-corrente direcional de terra (85-67N) da rede básica utiliza normalmente comparação direcional. O esquema de transferência direta de disparo (DTT) possui dois canais por proteção (principal e suplementar) e os comandos são individualizados por fase. A atuação do DTT necessita de que os dois canais da teleproteção sejam chaveados. Existe a possibilidade de se fazer a conversão automática para monocanal quando

ocorre a falha de um dos canais, causada por atenuação de sinal para a situação de falta interna da linha de transmissão.

2.5.7.2. Transferência permissiva de disparo por sobrealcance (POTT)

O esquema de transferência permissiva de disparo por sobrealcance usa o elemento de sobrealcance de 2ª zona para enviar o sinal de operação permissivo para o terminal remoto. O terminal remoto comanda o desligamento de seu disjuntor, quando ele recebe o sinal permissivo e se o elemento de medida de 2ª zona detecta a falta. Requer a utilização de um único canal de comunicação FSK em cada sentido. É aplicável mesmo a linhas muito curtas. Emprega-se também a unidade de medida da função de sobrecorrente direcional de terra (67N) de alta sensibilidade. É aplicável a proteções de distância não chaveadas ou chaveadas por *loop* de falta cuja comunicação é necessária durante as faltas internas. A existência do sinal de guarda permite a monitoração contínua dos canais de comunicação impedindo ser adversamente afetados por ruídos produzidos pelas faltas internas e por descargas atmosféricas. Todo esquema de sobrealcance é suscetível a problemas quando de eliminação sequencial de faltas na linha de transmissão paralela. Podem conduzir a esse problema a função de sobrecorrente direcional de terra (67N) de alta sensibilidade e a função de distância de 2ª Zona se tiver alcance muito longo.

De acordo com [ONS-11], a aplicação em linhas multiterminais só é problemática se ocorrer *outfeed*. Quando houver um caminho alternativo de menor impedância entre os dois barramentos adjacentes de uma LT multiterminal, poderá ocorrer o efeito denominado de *outfeed*. Neste caso não opera o relé do terminal onde a corrente sai da linha de transmissão e a comunicação não completa o circuito de disparo dos demais terminais. Se operar a proteção gradativa¹⁷ no terminal junto à falta, a lógica atuará sequencialmente. Esse esquema tem boa segurança, pois não atua para faltas externas se o canal de comunicação estiver inoperativo ou se falhar a unidade de medida local e não tem boa *dependability* (garantia de que o esquema vai operar para todos os tipos de faltas internas). Esse também não opera necessariamente para faltas sólidas próximas ao terminal associado a uma fonte forte, pois depende da atuação da proteção do terminal fraco, que pode ser lenta ou não ocorrer. Esse esquema aplica-se com

¹⁷ Tem zona de atuação definida por seus ajustes, ultrapassando os limites do componente protegido, deve atuar com retardo intencional para todo tipo de curto-circuito externo ao componente protegido e nos sistemas não radiais requer o uso do conceito de direcionalidade.

a lógica de *echo* para suprir a deficiência de não atuar com um terminal aberto. A figura 2.6 mostra o diagrama lógico do esquema de transferência permissiva de disparo por sobrealcance de uma linha de transmissão. Z1 representa o elemento de subalcance de 1ª zona e Z2 o elemento de sobrealcance de 2ª zona.

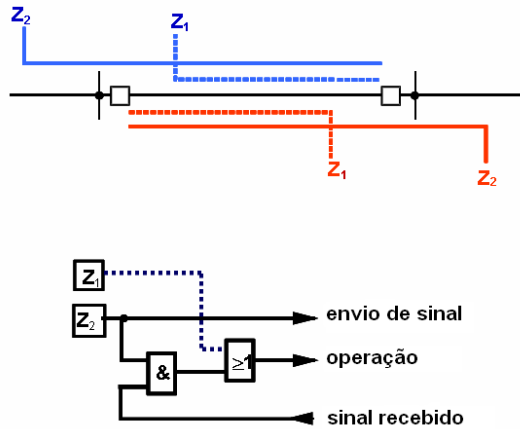


Figura 2.7 – Diagrama lógico do esquema de transferência permissiva de disparo por sobrealcance

2.5.7.3. Comparação direcional

O esquema de comparação direcional tem como finalidade estabelecer o sentido em que a proteção ora deve operar, ora deve atuar com o bloqueio do sinal de operação. Esse esquema usa um canal de comunicação para enviar o sinal permissivo de operação ou para o seu bloqueio, baseado na direção da falta. Observando a figura 2.8 verifica-se que a operação nos dois terminais depende simultaneamente da recepção de sinal do terminal remoto e da partida da função de sobrecorrente direcional de terra.

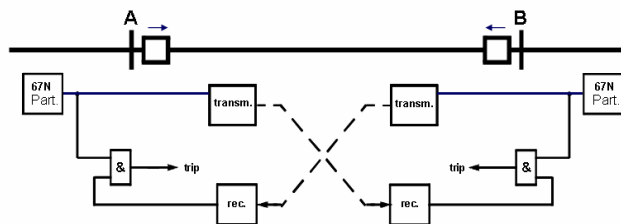


Figura 2.8 – Diagrama lógico do esquema de comparação direcional usando a função de sobrecorrente direcional de terra

de distância de 1ª zona (Z1), função de sobretensão (59), operação dos relés de falha de disjuntor e do comando manual de abertura da linha de transmissão. Utilizam-se dois canais de transmissão e recepção para cada proteção (principal e suplementar) com comandos individualizados por fase. Após o recebimento do sinal, uma pequena margem de segurança é assegurada através de temporização ajustável (T_v), conforme pode ser observado na figura 2.10.

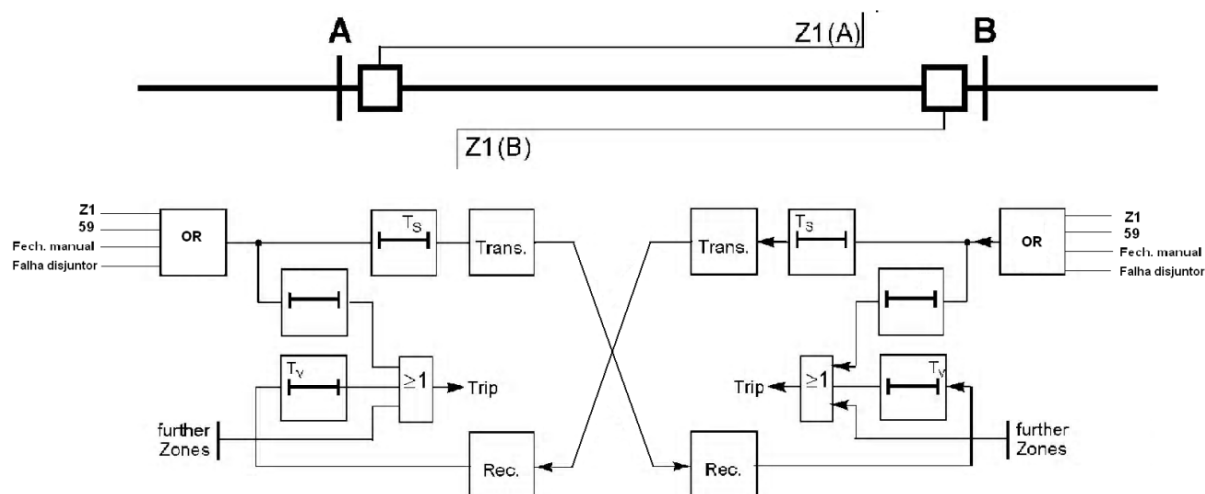


Figura 2.10 – Lógica do esquema de transferência direta de disparo

Fonte: [Siemens, 2003, pag.161]

2.6. Proteções de sobretensão

De acordo com [ONS-06], item 6.2.3.6, estabelecem que as linhas de transmissão da rede básica devem possuir proteção trifásica para sobretensões com unidades instantâneas e temporizadas.

As sobretensões do tipo trifásica são eliminadas com unidades do tipo instantâneas e as unidades temporizadas devem operar para sobretensões sustentadas em qualquer uma das fases. Como a proteção de sobretensão é de caráter sistêmico, seus ajustes são definidos pelo ONS. A figura 2.11 mostra o circuito de potencial que alimenta as entradas análogicas de uma proteção de sobretensão e a lógica de sobretenção trifásica.

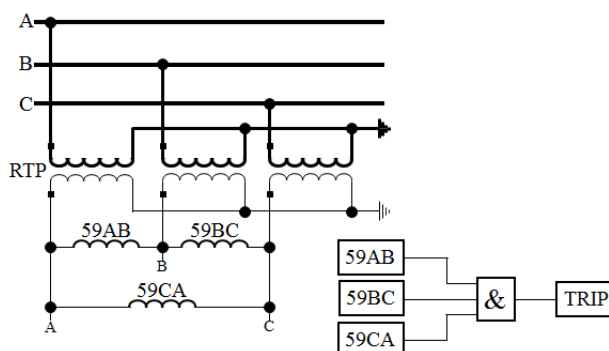


Figura 2.11 – Circuito de potencial e lógica de sobretensão trifásica

2.7. Religamento automático e check de sincronismo

O religamento automático de linhas de transmissão associa confiabilidade à operação dos sistemas elétricos e aumenta a disponibilidade dos circuitos nos quais esta funcionalidade está implementada. Os itens 6.2.5 e 6.2.6 do submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede [ONS-06] estabelecem e definem as condições dos esquemas de religamento automático e as condições de check de sincronismo. Existem duas modalidades de religamento automático utilizadas: o religamento monopolar e o religamento tripolar. No esquema de religamento tripolar, as chances de extinção da causa do defeito são maiores, sobretudo quando a mesma está relacionada a descargas atmosféricas e queimadas (defeitos fugitivos). Também, nesse tipo de religamento, o tempo morto pode ser bem maior que no caso do religamento monopolar, desde que não interfira com a estabilidade do sistema. Considerando que na rede básica o dimensionamento do sistema deve suportar a contingência simples de seus elementos, sem consequências para o atendimento às suas cargas (critério n-1) e para a estabilidade das máquinas síncronas, o religamento automático dos circuitos deve ser considerado como um recurso extra e não como garantia prévia de manutenção dos padrões de desempenho do sistema.

O ONS define as seguintes condições para o religamento automático:

- Tipo de religamento a ser usado: tripolar e monopolar;
- Terminais líderes e seguidores;
- Tempos mortos dos esquemas de religamento automático;

- Diferenças de tensão para check de sincronismo (no terminal seguidor, no esquema de religamento tripolar);
- Defasagens angulares para check de sincronismo (no terminal seguidor, no esquema de religamento tripolar);
- Escorregamento de frequência para check de sincronismo (no terminal seguidor, no esquema de religamento tripolar);
- Filosofia para reinserção da compensação série, no caso de linhas compensadas.

A seguir estão listados os benefícios que se obtém da utilização do religamento automático com resultado satisfatório:

- Aumento da confiabilidade e a redução do tempo de recomposição dos sistemas elétricos;
- Aumento da disponibilidade dos circuitos nos quais o recurso está ativo;
- Melhoria do desempenho dinâmico do sistema;
- Redução dos efeitos de perturbações que resultam de desligamentos subsequentes.

A eliminação da falta no esquema de religamento monopolar é feita através da abertura apenas da fase defeituosa. Nesse esquema é necessário que a proteção discrimine a fase sob defeito e os disjuntores e circuitos sejam preparados para abertura e fechamento monopolar. Após o desligamento da fase em falta, conta-se o tempo morto e realiza-se o religamento da fase que foi desligada, permanecendo as fases sãs em serviço durante todo o ciclo do religamento. Como não ocorre a interrupção total do fluxo de energia da linha, resulta na melhoria do desempenho dinâmico do sistema comparando-se com a abertura tripolar. Um dos motivos do uso do religamento monopolar é o fato de que em linhas de extra alta tensão a maioria dos defeitos envolve apenas uma das fases e a terra. Em sistemas com característica radial não é possível a garantia e preservação de todas as cargas, tampouco a manutenção da estabilidade das máquinas síncronas na ocorrência de emergência simples, não atendendo o critério de planejamento (n-1). O religamento monopolar satisfatório nesses sistemas melhora significativamente o seu desempenho.

Dentre outros fatores, a eficiência do religamento monopolar depende da extinção do arco secundário. Teoricamente, o aumento do tempo morto do religamento monopolar resulta em maior probabilidade de extinção do arco secundário. Porém a operação com uma das fases desligada resulta em circulação de correntes desequilibradas no sistema, podendo provocar a atuação indevida de proteções de sobrecorrente de neutro, tornando-se inviável o aumento do tempo morto para valores muito superiores a um segundo.

No esquema de religamento tripolar a extinção da falta ocorre pela abertura das três fases da linha de transmissão. Após o tempo morto, a manobra é finalizada através da energização do terminal líder e depois o fechamento do anel pelo terminal seguidor. A interrupção abrupta do fluxo de energia no circuito causa impacto nas unidades geradoras e redistribuição do fluxo nas demais linhas de transmissão. Por isso, no esquema de religamento tripolar, ajustes adequados de verificação de sincronismo devem ser aplicados antes do fechamento do anel, principalmente para as defasagens angulares. No religamento tripolar automático pode-se escolher valores de tempo morto bem maiores que no caso do religamento monopolar, aumentando-se as chances de extinção da causa da falha, sobretudo quando ela está relacionada a descargas atmosféricas ou queimadas (defeitos transitórios). Conforme [Massaud-08], tipicamente, tempos mortos de até 10 s podem ser utilizados, desde que não haja degradação da estabilidade do sistema.

2.8. Esquema de proteção de falha de disjuntores

Os requisitos dos esquemas de proteção de falha de disjuntores estão definidos no item 6.6 do submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede [ONS-06] listados a seguir:

- Todo disjuntor da subestação deve ser protegido por esquema para falha de disjuntor;
- O tempo total de eliminação de faltas pelo esquema de falha de disjuntores, incluindo o tempo de operação do relé de proteção, dos relés auxiliares e o tempo de abertura dos disjuntores, não deve exceder a 250 ms, para os níveis de tensão nominal igual ou superior a 345 kV e a 300 ms, para os níveis de tensão nominal inferiores a 345 kV;
- O sistema de proteção para falha de disjuntores deve ter funções de detecção de corrente (50 BF) e de temporização (62 BF), que podem ser integradas aos sistemas de proteção das LT e demais equipamentos, além de função de bloqueio (86 BF);
- Deve ser acionado por todas as proteções do disjuntor protegido;
- Promover novo comando de abertura no disjuntor protegido (*retrip*), antes da atuação do bloqueio. O *retrip* poderá ser instantâneo ou temporizado e definido de acordo com a aplicação;

- Comandar, para a eliminação da falha, a abertura e o bloqueio do fechamento do número mínimo de disjuntores adjacentes ao disjuntor defeituoso, e comandar, se necessário, a transferência de disparo para o(s) disjuntor(es) remoto(s);

- Em transformadores, autotransformadores e reatores devem ser previstas lógicas de paralelismo entre os contatos representativos de estado dos disjuntores e os contatos das unidades de supervisão de corrente (50 BF), de forma a viabilizar a atuação do esquema de falha de disjuntor para todos os tipos de defeitos nesses equipamentos, inclusive nos que não são capazes de sensibilizar os relés de supervisão de corrente do referido esquema;

- O sistema de proteção para falha de disjuntores não deve ser acionado por comando manual do disjuntor nem por eventuais SEP¹⁸.

2.9. Oscilações de potência e perda de sincronismo

Emprega-se como filosofia básica para proteção contra oscilações de potência impedir desligamentos de linhas de transmissão durante a ocorrência de oscilações estáveis de potência, através de bloqueio adequado das unidades de medida de distância e de promover a separação de partes do sistema durante condições de perda de sincronismo. A necessidade da função de perda de sincronismo é definida através de estudos realizados pelo ONS, sendo aplicada em determinadas linhas de interligação, de acordo com [ONS-11].

2.9.1. Bloqueio contra oscilações de potência

O objetivo dessas funções é bloquear as funções de distância que podem operar nessas condições quando detectam oscilações de potência. Durante uma oscilação de potência ocorre uma variação gradual da impedância aparente, situação que é medida pelo relé. Já para um curto-circuito, a impedância aparente varia da condição de pré-falta para a condição de falta em um tempo muito curto, da ordem de milissegundos.

¹⁸ Sistemas Especiais de Proteção

A aplicação das funções de detecção de oscilação de potência normalmente é feita através da utilização de duas unidades de medida independentes e um temporizador. Se a impedância medida no relé permanecer entre as duas unidades de medida por um tempo superior a um tempo ajustável, fica definida uma condição de oscilação de potência e a função de distância da linha é bloqueada.

Os relés digitais permitem a utilização de vários tipos de unidades de medida tais como: duplo *blinder*, polígonos e círculos concêntricos, conforme mostrado na figura 2.12.

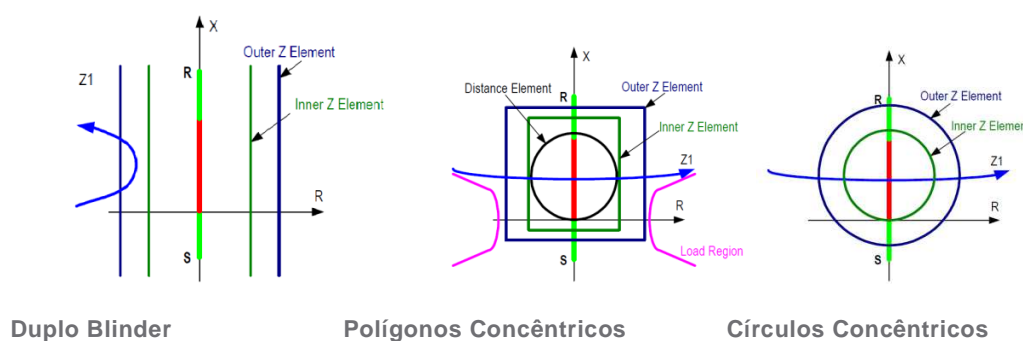


Figura 2.12 – Exemplos de Características das Unidades de Bloqueio Contra Oscilação de Potência

Para evitar operações incorretas durante condições de carregamento elevadas, o elemento de medição mais externo deve ser afastado da região de carga. O elemento de medição mais interno da lógica deve conter a maior característica da função de distância que se deseja bloquear, a fim de garantir que existirá tempo suficiente para bloquear a operação dessa função para falhas entre fases em uma oscilação de potência. Ajusta-se a temporização para operação da lógica de bloqueio contra oscilações de potência em função dos alcances das duas unidades de medida (interna e externa) e da maior velocidade de detecção da oscilação. Essa velocidade é obtida através de estudos de estabilidade transitória fornecida pelo NOS, conforme citado em [ONS-11].

2.10. Disparo por perda de sincronismo

As proteções de disparo por perda de sincronismo devem discriminar as oscilações estáveis das oscilações instáveis e comandar os desligamentos necessários em caso de perda de sincronismo. Essas proteções estão instaladas em pontos estratégicos do sistema definido

pelo ONS. Os ajustes são definidos pelo ONS de acordo com as condições do sistema e recomendações dos fabricantes.

2.11. Considerações finais

A análise dos últimos blecautes tanto no Brasil como em outras partes do mundo tem demonstrado que os mesmos são algumas vezes provocados por desligamentos adicionais que sucedem ao impacto inicial, aumentando a severidade da contingência. Como exemplo, é citado uma perda simples de circuito evoluindo para perda dupla de circuitos ou uma perda dupla de circuitos resultando em uma perda tripla de circuitos. Para evitar a ocorrência de grandes distúrbios é de fundamental importância a correta aplicação de equipamentos de proteção e controle no sistema.

Os equipamentos de proteção de tecnologia digital agregam várias funções e lógicas que interagem entre si, tornando-se, em alguns casos, complexa a definição de ajustes, configurações e lógicas. Muito das vezes, os manuais desses equipamentos não esclarecem de forma clara o funcionamento das diversas funções, fazendo-se necessária a realização de testes para a definição correta dos ajustes e configurações.

3. Ensaio em sistemas de proteção

3.1. Considerações Preliminares

Este trabalho foca os sistemas de proteção de linha de transmissão de EAT¹⁹, usando equipamentos de tecnologia digital. Os sistemas de proteção de linhas de transmissão de extra alta tensão, tensão igual ou superior a 230kV, independentemente da sua tecnologia, são comumente compostos por dois conjuntos de relés alocados em cada extremidade da linha que executam as seguintes funções de proteção:

- Função de distância de fase e neutro (21/21N);
- Função sobrecorrente direcional de neutro (67N);
- Esquemas permissivos compostos por funções de distância com sobrealcance e sobrecorrente direcional para faltas a terra (POTT);
- *Echo*, relativo à devolução do sinal permissivo;
- Esquema de transferência de disparo direto (DTT);
- *Weak infeed*, aplicado à fonte fraca em uma das extremidades da LT;
- Sobretensão;
- Religamento automático e sincronismo;
- Energização sobre falta (SOFT);
- Falha de tensão do circuito de potencial (falha de fusível);
- Esquema de *Transient Blocking*;
- Falha de disjuntor;
- Oscilação de Potência.

¹⁹ Extra-Alta Tensão

Tais esquemas visam assegurar a rápida eliminação de faltas nas linhas de transmissão e para tanto dependem da utilização de sistemas de teleproteção, usando-se *carrier*, microondas, fibra ótica ou rádio digital. Entre as atividades realizadas pelo especialista de proteção, os testes funcionais em sistemas de proteção de linhas de transmissão dotados desses esquemas exigem alto grau de criatividade de forma a obter resultados que atestem verdadeiramente o seu bom desempenho. Além da complexidade dos equipamentos de proteção, os esquemas de teleproteção, juntamente com os canais de comunicação, tornam essa tarefa ainda mais trabalhosa. Tradicionalmente, são feitos testes individualizados dos sistemas de proteção de cada terminal e testes nos canais de comunicação, não sendo verificado o funcionamento do conjunto como um todo.

Neste ponto, algumas questões podem ser colocadas a respeito dos ensaios necessários para a caracterização de um determinado relé ou equipamento de proteção, considerando-se principalmente a aplicação pretendida, uma vez que as condições reais a que esses dispositivos estão submetidos quando em serviço são amplas, sendo trabalhosa e demorada a realização de ensaios que abranjam todas as situações possíveis.

De acordo com [Sollero-87], da ótica dos usuários de relés e sistemas de proteção, a mera aplicação das normas nacionais ou internacionais não é condição suficiente para garantir um desempenho adequado desses equipamentos para uma determinada utilização específica. Geralmente essas normas são orientadas para os seguintes objetivos básicos:

- Garantir a qualidade tecnológica e o desempenho funcional geral do equipamento;
- Padronizar as características básicas que forem possíveis;
- Permitir ao usuário uma comparação objetiva entre equipamentos de diversos fabricantes ensaiados em laboratórios diferentes.

Essas metas não são simples, em vista de algumas limitações e considerações de ordem prática, quais sejam:

- Ao pretender garantir a alta qualidade tecnológica do produto, as normas não podem ser demasiadamente específicas, porque poderiam cercear o aparecimento de novas soluções, novos materiais, novos princípios, etc.

- Atualmente encontram-se em uso dezenas de tipos diferentes de relés e este número é crescente em vista da complexidade dos sistemas elétricos modernos. Pretender padronizar

o funcionamento de cada um deles, além de inviável, traria consequências semelhantes citadas no item anterior;

- Para permitir ao usuário um julgamento claro das qualidades e características de um relé, os ensaios propostos em norma devem poder ser reproduzidos com facilidade por diferentes laboratórios, de modo que os resultados sejam comparáveis em bases comuns.

Assim sendo, as normas costumam se ater às características mais gerais de cada um dos tipos de relés, não significando de modo algum que se um determinado relé foi ensaiado de acordo com a norma específica estará apto a desempenhar bem em qualquer utilização prática. Deve-se sempre ter em mente que a normalização é importante para garantir a qualidade e as características funcionais mínimas que os equipamentos devem possuir.

O surgimento no mercado de testadores digitais de relés permitiu efetuar testes com a aplicação simultânea dos sinais analógicos de entrada (correntes e tensões) nos sistemas de proteção de uma LT em ambas as extremidades. Esses testadores permitem o controle do instante de aplicação das grandezas analógicas no equipamento sob teste com precisão de 1 ms, através da sincronização da sua referência de tempo via receptor do sistema GPS²⁰.

Esses testes simulam com bastante fidelidade o sistema elétrico envolvido, no momento da ocorrência de uma falta, possibilitando uma avaliação satisfatória do desempenho operacional dos sistemas de proteção, teleproteção, disjuntores, esquemas de religamento, verificação de sincronismo, etc.

As grandezas analógicas a serem aplicadas nos equipamentos de proteção são obtidas via *softwares* de simulação de transitórios eletromagnéticos (EMTP²¹, ATP²², PSCAD²³, dentre outros) ou via equipamentos RDP²⁴.

Passou-se a usar esta metodologia como padrão para a realização de testes de comissionamento dos sistemas de proteção de novas linhas de transmissão de EAT (extra alta tensão), utilizando sinais de tensão e corrente no domínio do tempo gerados a partir do programa de simulações de transitórios eletromagnéticos ATPDraw®.

Visando a pesquisa de causas de desempenhos não satisfatórios de sistemas de proteção existentes, podem ser utilizados tanto arquivos de faltas reais obtidos via RDPs ou via

²⁰ Global Positioning System

²¹ Electromagnetic Transients Program

²² Alternative Transient Program

²³ Power System Simulation

²⁴ Registradores Digitais de Perturbações

relés digitais, quanto arquivos obtidos através de simulações via ATPDraw, verificando-se sua consistência com os demais programas de estudos de curto-circuito e fluxo de cargas existentes na empresa.

3.2. Tipos de testes em sistemas de proteção

Para garantir o correto funcionamento dos esquemas de proteção apresentados no capítulo 2, são apresentados neste item a classificação dos testes que são realizados em proteção digital, de acordo com o [Cigré-00].

3.2.1. Testes de Tipo

Testes de tipo são executados uma vez em um tipo de proteção e estão relacionados a quem executou os testes. Estes poderão ser testes de certificação executados por uma organização de certificação ou de aplicação por demanda de um usuário. Os testes de certificação geralmente são considerados e validados por uma gama extensiva de usuários.

Para proteção digital, deve ser observado que o "tipo" inclui *hardware* como também *software*. Assim, cada versão de *firmware* representa um tipo de relé diferente.

3.2.2. Testes de conformidade

O objetivo destes testes é verificar a conformidade da proteção em relação às especificações. A maioria destes testes podem ser considerados "testes objetivos" pelo fato deles geralmente serem relacionados a padrões (IEC, ANSI, Cenelec, BS, etc.) ou descrever funções.

3.2.3. Testes de Conformidade funcionais

Estes testes concentram em verificar a funcionalidade do equipamento em relação a valores esperados. Focam em verificar as características gerais em relação às especificações através de sinais analíticos. Estes testes geralmente são testes de precisão.

3.2.4. Testes de Conformidade tecnológicos

Esses testes não consideram a funcionalidade do relé. Eles consideram como o relé responde a perturbações externas e faltas internas. Em grande parte, essas características podem ser desconsideradas do tipo de relé e serão válidas para a gama de uma mesma família. Praticamente esta relação de testes compreende:

- A verificação da qualidade de *hardware* (isolamento, ambiental, EMC²⁵, etc.);
- A avaliação de confiabilidade (Disponibilidade, Confiança);
- A avaliação da qualidade do auto monitoramento.

3.2.5. Testes de desempenho

O objetivo dos testes de desempenho é verificar e testar a proteção em relação às condições reais do sistema elétrico. Inclui todos os aspectos, por exemplo, resistência de falta, carga, etc. Não foca como uma certa função opera na proteção, mas no que geralmente é esperado de uma função. Embora esses testes sejam mais subjetivos, eles retratam com mais precisão a realidade. Estes geralmente são os testes mais esclarecedores em uma proteção. Uma vez que os equipamentos de proteção digital incluem frequentemente várias funções e é possível fazer uma distinção entre testes de função e testes de esquema.

3.2.5.1. Testes de desempenho de função

Neste tipo de teste cada função será avaliada separadamente. O desempenho da própria função deve ser examinado em detalhes.

²⁵ Electromagnetic Compatibility

3.2.5.2. Testes de desempenho de esquema

O objetivo dos testes de desempenho de esquema é verificar o desempenho de equipamento considerando várias condições. Há um grande número de combinações em que todas as funções podem trabalhar juntas. Assim, é quase impossível testar tudo. Então, os testes serão executados em um número limitado de aplicações reais na proteção, com os esquemas configurados de acordo com a aplicação. Se uma aplicação específica for analisada, todos os equipamentos auxiliares também podem ser envolvidos nos testes. Os resultados também podem ser utilizados para determinar os limites do desempenho de uma determinada característica de rede (topologia, impedância de fonte, etc.). Os resultados podem ser usados pelo usuário para estabelecer diretrizes ou instruções. Geralmente são desvinculados dos testes de certificação de uma aplicação real. Neste caso, os testes de desempenho de esquema devem cobrir um caso na pior condição.

3.2.6. Testes de aceitação

Estes testes verificam a qualidade da entrega em relação à conformidade da compra e funcionamento básico. Tais testes podem ser feitos em fábrica ou durante o comissionamento. Podem ser testadas amostras aleatórias em vez de testar cada proteção individual.

Testes de aceitação para proteção atualizada podem variar, especialmente quando essa atualização refere-se a uma troca. Deve ser dada atenção especial quando há mudança de *firmware*.

3.2.7. Testes de comissionamento

Estes testes são executados antes de o esquema de proteção ser posto em serviço. Envolve todos os aspectos referentes ao uso específico: verificação de todas as funcionalidades, sinalizações e supervisão, verificação de conformidade de aplicação, verificação de conformidade funcional. Além disso, podem ser incluídos testes de qualidade.

Tem como objetivo avaliar se os desempenhos das características operacionais das diversas funções de proteção, controle e lógicas especiais estão em conformidade com o projeto e com os ajustes e parametrizações implementados.

No passado o comissionamento era considerado basicamente como um conjunto de atividades executadas após as fases de construção e montagem do empreendimento e seu sucesso dependia principalmente da experiência e do conhecimento da equipe envolvida que muitas vezes não possuíam suporte adequado de métodos, procedimentos e ferramentas específicas. Nesse cenário, o planejamento insuficiente e tardio do comissionamento e a falta de integração com as atividades de construção e montagem, resultavam em grandes atrasos e elevados custos.

Nos últimos anos com a evolução na quantidade e complexidade dos empreendimentos e com a aplicação das metodologias e tecnologias, a fase de planejamento tornou-se uma atividade fundamental para o sucesso do processo de comissionamento.

A integração de novos empreendimentos é um processo sistemático que visa confirmar e garantir que os sistemas que compõem o empreendimento tenham sido completamente instalados e estejam operando de forma consistente em estrita conformidade com os documentos do contrato e que o responsável pela obra tenha fornecido a contratante a documentação e treinamentos adequados.

É de primordial importância que todos os sistemas interoperáveis instalados funcionem em conformidade com as especificações e as necessidades operacionais do agente de Transmissão. O comissionamento tem por meta atingir os seguintes objetivos específicos:

- Proporcionar uma ponte entre as atividades de construção e as atividades de operação e manutenção (O&M);
- Proporcionar a transferência de tecnologia para atividades de O&M, de forma que estas atividades sejam realizadas corretamente em toda a vida útil da instalação;
- O comissionamento é um programa de atividades planejadas que abrange desde as primeiras etapas da fase de identificação do projeto até a entrega para operação comercial do empreendimento, atendendo a todos os objetivos, conforme definidos.

O processo de integração de ativos começa na identificação do projeto com a produção do estudo de viabilidade e termina quando ocorre a entrada em operação comercial do empreendimento, após a comprovação de que todas as condições funcionais e operacionais

exigidas foram atendidas satisfatoriamente. Esse processo aborda além das exigências técnicas dos sistemas e as necessidades funcionais e operacionais, os requisitos de saúde e segurança, conforto e relação custo-eficácia das operações e incide sobre o funcionamento integrado de todos os sistemas e verifica o desempenho e interação destes sistemas.

A integração de ativos exige a coordenação dos esforços por parte das equipes de projeto, construção, engenharia, comissionamento e gestão.

3.2.8. Testes de certificação

Testes de tipo de certificação são os testes que conduzem a uma "avaliação objetiva" de um tipo de proteção. Os resultados dos testes de certificação são aceitáveis a uma gama extensa de usuários, independentes da aplicação. Eles são baseados em procedimentos e equipamentos normalizados. Esses testes são padronizados e feitos em laboratórios independentes, sob demanda do fabricante. O resultado é um "Sim" (certificado) ou um "Não" para cada tipo de proteção.

3.2.9. Testes de Integridade

Este tipo de teste tem como foco o equipamento de proteção, sem se preocupar com os requisitos sistêmicos. Ele estabelece se o relé foi fabricado, embalado, despachado, instalado e mantido de acordo com as especificações publicadas. Os ensaios de integridade são realizados normalmente como teste de aceitação e periodicamente para checagem do relé. Os testes de integridade são também chamados de teste estático ou teste de rotina. Os testes de integridade se dividem em testes em regime permanente e automatizados, de acordo com [gosalia-02].

As razões para a realização de testes de integridade são:

- Confirmar os ajustes dos relés;
- Determinar a componente de falta dos relés.

Nos testes de estado estável os fasores variam lentamente para determinar os ajustes dos relés. Caso os relés passem nos testes, tudo o que se sabe é que eles foram ajustados corretamente.

Todos os componentes do esquema de proteção foram testados desta maneira, de forma a assegurar seus ajustes. Com os testes de estado estável, como o esquema de proteção irá operar em serviço e sob as condições desconhecidas do sistema de potência? Devem ser feitas algumas suposições nos testes de estado estável de relés de distância, conforme descrito por [Zimmerman-05] e mostrado abaixo:

- Linha radial;
- Condição sem carga;
- Sem resistência de falta;
- Sistema homogêneo;
- Impedância da fonte aproximadamente igual a impedância da linha.

Estes testes não simulam as condições do sistema de potência, e circuitos importantes, tais como polarização e circuitos de memória, não estão sendo testados. Por essas razões, os resultados dos testes de estado estável não devem ser usados como referência, uma vez que esses não testam os relés sob as condições do sistema de potência.

Antigamente, para ensaios mais definitivos sob as condições do sistema de potência, os usuários poderiam modelar seus sistemas em um simulador no fabricante. Porém além de ser muito caro, demandava muito tempo. Todavia, somente esquemas de proteção que eram aplicados em locais críticos eram testados desta forma, usando tanto o PTL²⁶, como o TNA²⁷ ou o ATL²⁸.

3.2.9.1. Testes em Regime Permanente

Nos ensaios em regime permanente são medidas a exatidão, a sensibilidade e as características de operação das funções de medição do relé, quando aplicadas grandezas CA²⁹ de alimentação de entrada (sem transitórios). Os ensaios em regime permanente em geral são

²⁶ Programmable Transmission Line

²⁷ Transient Network Analyzer

²⁸ Artificial Transmission Line

²⁹ Corrente Alternada

apropriados para se avaliarem as características gerais de operação das funções de medição da proteção. Esses ensaios, embora relativamente simples, são muito trabalhosos e exigem laboratórios bem equipados.

Para se garantir repetibilidade das avaliações, os ensaios devem ser inicialmente realizados mantendo-se constantes todas as grandezas e fatores que possam influenciar o desempenho do relé nas chamadas condições de referência.

São então medidas as características de operação das funções de medição do relé. São também avaliadas a correta operação da lógica interna (partida, seleção de fase, sinais para comunicação, indicações, contatos de saída, dentre outras). Os valores de retorno das funções de partida, exatidão das funções de tempo e os consumos de potência das entradas CA de corrente e tensão e circuito auxiliar CC³⁰ são também medidos.

Podem ser enumeradas as seguintes limitações dos ensaios em regime permanente:

- Variações lentas das grandezas analógicas;
- Controle individual das variáveis (corrente, tensão, ângulo, frequência, etc.);
- Visam apenas avaliar o grau de precisão das medições efetuadas pelas funções de proteção do equipamento de proteção;
- Não simulam as condições do sistema de potência;
- Resistência de falta é desprezada;
- Não considera a influência da carga;
- Funções importantes como ação de memória, circuitos de polarização e efeito da carga no desempenho dos relés não são testados.

Como exemplo prático, supondo que serão realizados testes em regime permanente em um equipamento de proteção digital na função de sobrecorrente temporizada não direcional de terra para averiguar a temporização, partida e operação desta função. Primeiro é necessário fazer as ligações do relé em bancada, alimentando a sua fonte de alimentação. Deve ser verificado no manual do fabricante se a sua alimentação é feita em corrente alternada ou corrente contínua. A maioria dos relés hoje, aceita as duas formas de alimentação. Ao ser ligado, após o *boot* inicial, deve ser verificado se o *firmware* instalado é o que será usado. Caso contrário, é necessária a mudança do *firmware* de acordo com o manual do fabricante. Em seguida, deve

³⁰ Corrente Contínua

ser realizado o *upload* do ajuste no equipamento de proteção. Para essa função, que não tem direcionalidade, deveremos ligar apenas as entradas de corrente analógicas correspondentes às fases A, B, C e N. Essas entradas devem ser ligadas conforme o manual de operação do equipamento de proteção e também devem ser verificados os valores máximos admitidos de corrente que podem ser aplicados de maneira contínua e transitória. O próximo passo é verificar no projeto quais são as entradas e saídas binárias usadas, que são as interfaces do relé com a instalação. As entradas binárias são usadas para indicar o estado do disjuntor aberto e fechado, recepção de sinais de teleproteção como POTT e TDD, recepção de comandos enviados remotamente pelo centro de controle do sistema e sala de controle da subestação. As saídas binárias podem incluir comandos de desligamento e religamento dos disjuntores, transmissão de sinais de teleproteção como POTT e DTT para o terminal remoto, monitoramento dos sinais internos dos relés para o sistema de supervisão e controle e rede de oscilografia.

3.2.9.2. Testes automatizados

Os instrumentos de testes evoluíram e passaram a fornecer recursos para a execução de testes de forma automatizada. Existem vários fabricantes no mercado oferecendo esse tipo de instrumento e cada um deles vem acompanhado de diversos *softwares* para os mais variados tipos de testes e simulações possíveis. Pode ser utilizada a execução automática dos ensaios para as manutenções preventivas ou corretivas. A execução automatizada usando os *softwares* dos fabricantes é criada através de rotinas de testes chamadas macros, que são pré-definidas pelo usuário conforme a função a ser testada.

A arquitetura dos *softwares* acomoda um relé multifunção moderno, mas é facilmente aplicado a um relé simples ou a um relé complexo com algumas poucas funções em uso. Um relé é designado por uma ou mais funções e cada função pode ser designada por um ou mais elementos. Cada elemento de função pode ser modelado utilizando-se as equações características comuns a vários relés. A equação determina a resposta do relé a diferentes condições de falta; por exemplo, o ponto de operação ou o tempo de resposta.

Os testes são então definidos para se testar um elemento individualmente, vários elementos juntos, ou até todos os elementos de uma função do relé juntos. Os dados são armazenados em uma base de dados relacional e organizados em tabelas, utilizando localizações e sublocalizações para agrupar logicamente os relés.

Os pontos de operação esperados são determinados ou por uma fórmula ou por uma tabela de procura, baseados nas especificações do fabricante ou fornecidas pelo usuário. A biblioteca de características contida na base de dados é utilizada para definir as características de tempo (comuns às funções de sobrecorrente, sobre/subtensão, sobre/subfrequência) e as características de diferencial. Isso inclui as características definidas por normas ou equações fornecidas por fabricantes ou definidas pelo usuário através de tabela de procura (por exemplo, transcritas de curvas publicadas que não possuem equações). Quando um registro de relé é criado, uma característica é selecionada da biblioteca para determinar os valores operacionais esperados. As características de impedância mho e offset mho padrão comuns a todos os relés de distância são selecionadas e personalizadas no nível do relé, de acordo com o ponto operativo e aplicação.

Características de impedância gerais, como quadrilateral e outras combinações de arc-line são também personalizadas apenas no nível do relé. As características são organizadas por função e fabricante do relé através de equações características. Se um relé não possui uma equação característica conhecida, pode ser criada uma tabela para especificar a característica; por exemplo, pela leitura de valores de uma curva impressa, sendo que os valores de teste são calculados por interpolação.

O teste da característica de impedância executa uma procura binária ao longo de uma linha de teste, entre o começo da linha de teste e o final da linha, para encontrar o ponto de operação, conforme mostrado na figura 3.1. O teste é repetido para uma sequência de linhas para verificar as características do relé. Para linhas radiais, todas as linhas de teste emanam do ponto de origem, o qual deve estar dentro de todas as zonas características, o padrão destes é a Origem (0, 0) do diagrama R-X. O final de cada linha de teste é a borda do gráfico. Linhas de teste podem também ser definidas uma por uma. Um ponto é adicionado apenas para as zonas onde a linha de teste cruza.

Alguns modelos de relés utilizam para a importação de suas características os arquivos "RIO"³¹ que podem ser exportados diretamente para o *software* de controle do simulador digital. O arquivo "RIO" baseado no formato texto ASCII³² foi desenvolvido para uniformizar o formato da base de dados de ajustes e configurações de relés, independente do fabricante, de maneira a permitir que esses dados sejam exportados e esses equipamentos de proteção sejam testados de modo similar.

³¹ Relay Interface by OMICRON

³² American Standard Code for Information Interchange

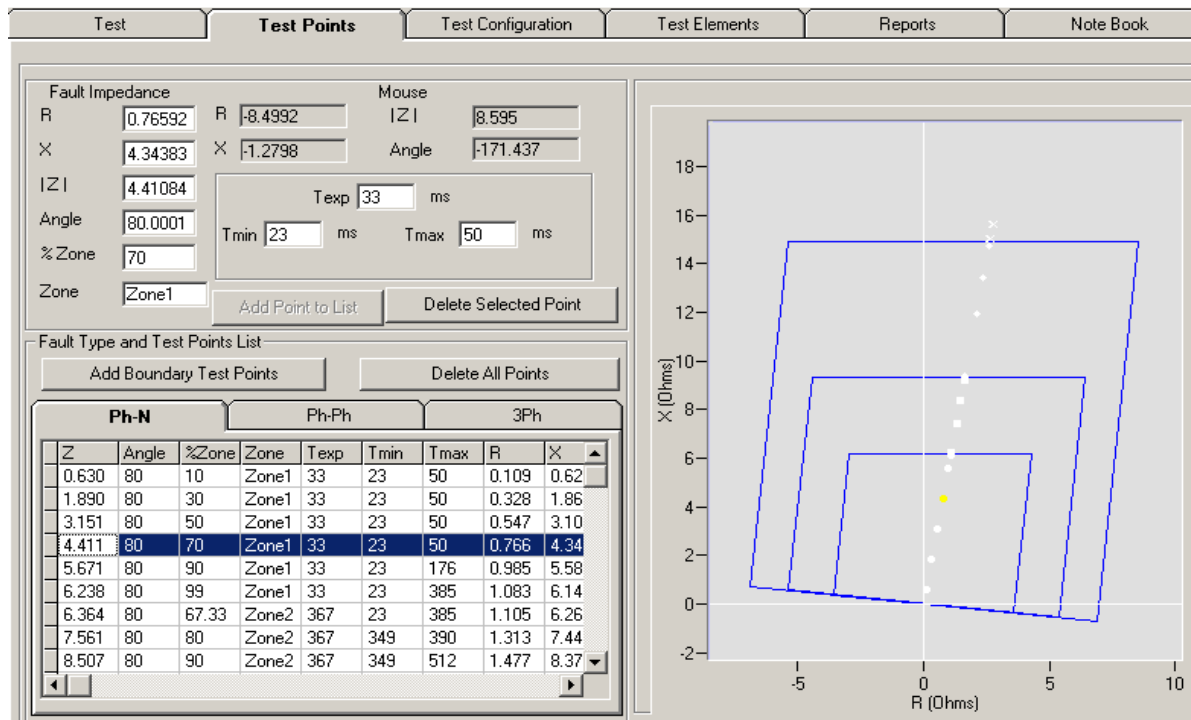


Figura 3.1 – Tela do software de fabricante de simulador digital com os pontos de teste traçados ao longo das zonas de uma característica quadrilateral

Fonte: [DOBLE, Software F6 Test]

Atualmente existem no mercado *softwares* que têm como objetivo a otimização das funções das áreas de manutenção e operação do parque de equipamentos do sistema elétrico de empresas de energia elétrica, integrando as funcionalidades e base de dados dos sistemas de banco de dados de relés, que armazena os ajustes e parametrizações destes, e os resultados de medições e ensaios. Esses *softwares* possuem também o módulo de testes de relés de proteção que possibilita a execução automatizada dos ensaios de manutenção em vários tipos de equipamentos, podendo ser utilizado tanto para manutenções preventivas e corretivas como para testes de comissionamentos dos novos equipamentos. A padronização dos métodos de execução da manutenção para cada modelo de equipamento é conseguida, utilizando o módulo de padronização dos *softwares*. Esse módulo armazena as informações em uma biblioteca técnica padrão. Essa biblioteca é uma coletânea de informações técnicas para se executar a manutenção. Ela contém a sequência de ensaios que serão realizados e o modo como deve ser executado cada um deles. As técnicas de execução são compiladas das instruções de seus

fabricantes e também da experiência adquirida ao longo dos anos pelos especialistas das áreas de manutenção.

Tanto para os relés de tecnologia eletromecânica quanto para os eletrônicos estáticos ou digitais, estes *softwares* realizam os cálculos dos valores esperados, dos limites admissíveis, das magnitudes e ângulos das grandezas vetoriais a serem aplicadas nos ensaios do equipamento. Isso é possível a partir das configurações e ajustes cadastrados pelos usuários e dos algoritmos de cálculos que fazem parte de sua biblioteca técnica padrão. Através de uma conexão direta do computador ao instrumento de teste selecionado, esses *softwares* assumem o controle dos testes automatizados e padronizados da manutenção.

De forma transparente ao usuário, esses *softwares* se encarregam de traduzir os comandos para o respectivo instrumento de teste utilizando-se de drivers de comunicação apropriados. Dessa maneira, evita-se o uso de um *software* diferente para cada instrumento de teste utilizado. Para cada teste realizado, os resultados obtidos serão mostrados na tela e armazenados em um banco de dados sem a necessidade de serem digitados. Se algum valor estiver fora da faixa admissível após fazer a aferição do componente, ou do relé, o técnico poderá retornar àquele ensaio e executá-lo novamente sem a necessidade de reiniciar a rotina.

Os ensaios automatizados possuem as seguintes características:

- Variação simultânea e sincronizada dos fasores;
- As condições simuladas não são baseadas nos eventos reais do sistema de potência, ou seja, usam-se os *softwares* para se gerar os casos simulados;
- São testadas funções importantes como ação de memória e circuitos de polarização.

Conforme relata [costa-03], a automatização de ensaios de estado estável fornece muitas vantagens. Abaixo é descrito algumas dessas vantagens:

- Redução do tempo de ensaio;
- Fornece métodos de testes consistentes, cujos resultados são utilizados para avaliar as condições dos relés;
- Aumenta a produtividade do pessoal de teste que resulta em um aumento na satisfação do trabalho;
- Redução no custo de manutenção da proteção e aumento da confiabilidade;
- A automatização de ensaios permite manter facilmente um histórico, que pode ser utilizado para aprimorar os intervalos entre os testes.

3.2.10. Testes de aplicação

Estes testes são direcionados para a aplicação. Os resultados não são compartilhados frequentemente com outros usuários porque são "subjetivos." Eles dependem de muitos parâmetros específicos do usuário, tais como, o tipo e operação do sistema e as exigências de confiabilidade que a proteção exige. Com a ênfase na aplicação, o programa de teste consiste principalmente em testes de desempenho. O usuário geralmente solicita esses testes e os resultados são dependentes de aplicação.

Para assegurar a performance de um esquema de proteção para determinada aplicação, ele deve ser analisado sob as condições do sistema de potência. Antes da aplicação de um esquema em particular os seus requisitos devem ser observados. Conforme [Jodice-97], é característica dos projetos de esquemas de relés de proteção levarem em consideração:

- Segurança: o relé não pode operar indevidamente para uma condição de falta externa.
- Confiabilidade: o relé deve operar para uma condição de falta interna.

Essas duas condições definem a confiança do relé. O componente do sistema a ser protegido deve ser revisto em relação ao sistema como um todo, de maneira a estabelecer a prioridade necessária. A proteção deve ser projetada para prover alta segurança e alta confiabilidade. Dessa maneira, a proteção necessita ser ensaiada de forma a assegurar as considerações mais importantes que satisfaçam uma aplicação em particular.

A aplicação de Proteções em EAT demandam que o esquema de proteção forneça segurança para manter a estabilidade do sistema. Uma vez que tomadas às decisões apropriadas para a proteção, para uma dada aplicação, o usuário necessita confirmar a operação adequada da proteção antes de ser posta em serviço. Esses ensaios necessitam ser realizados durante o período de comissionamento, ou antes, se possível.

Os avanços e a disponibilidade da tecnologia de microprocessadores e processamento de sinais digitais agora tornam práticos os ensaios de esquemas de proteção pelo usuário, sob as condições do sistema de potência. Equipamentos de testes digitais podem ser usados para a realização de testes de estado dinâmico de esquemas de proteção. Esquemas completos e não somente módulos de relés de forma individual necessitam ser testados utilizando

ensaios de estado dinâmico para avaliar a performance do esquema. Simuladores de sistemas de potência portáteis, modernos, encontrados no mercado a preços razoáveis, permitem ao usuário simular facilmente os eventos que ocorrem no sistema de potência.

De acordo com [Henville-05], os testes de estado dinâmico permitem que componentes da frequência fundamental realizem mudanças sincronizadas de forma a representar os eventos de um sistema de potência. Mudanças sincronizadas entre as condições de pré-falta, falta e a pós-falta permitem ao usuário fácil e rapidamente simular os eventos de um sistema de potência. *Softwares* baseados em PC³³ controlam os simuladores e variam de forma sincronizada os fasores entre os estados, de maneira a simular os eventos do sistema de potência (Figura 3.2).

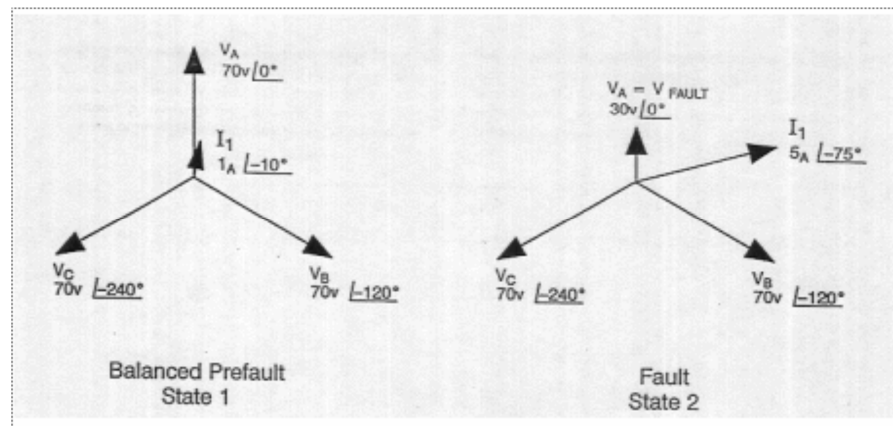


Figura 3.2 – Representação dos fasores de tensão e corrente aplicados a partir de um simulador digital

É também importante notar que ensaios de estado dinâmico permitem que sejam testadas várias zonas de esquemas de proteção de distância sem a necessidade de desabilitar outras zonas, proteção de fechamento sobre falta, supervisão de TP etc., uma vez que a duração de cada estado durante a simulação pode ser controlada. Utilizando-se testes de simulação de estado dinâmico, o usuário pode plotar as características do relé.

Esse tipo de teste tem o foco nos requisitos específicos do sistema no qual o equipamento de proteção foi aplicado. Podem ser divididos quanto à forma de obtenção das simulações em testes dinâmicos com frequência definida, testes com aplicação de transitórios e ensaios com reprodução de faltas e quanto à forma de aplicação das simulações em simulações

³³ Personal Computer

independentes nos terminais e simulações simultâneas e sincronizadas nos terminais (Testes Ponta a Ponta).

De acordo com [Araujo-04], os testes dinâmicos com frequência definida são caracterizados pela variação simultânea e sincronizada dos fasores (sequenciadores de estado). A representação é referenciada com os eventos do sistema de potência (Aspen, valores RMS de RDP's, etc). É feita a verificação da resposta do relé para faltas evolutivas, reversão de corrente e são testadas funções importantes que são a ação de memória e circuitos de polarização.

Nos testes com aplicação de transitórios, os sinais analógicos aplicados são produzidos através de *softwares* de simulação, a partir de modelos equivalentes do sistema real (EMTP, ATP, ATPDRAW, PSCAD, etc.) com representação fiel dos eventos do sistema de potência, podendo conter todas as componentes que estão presentes nos sinais analógicos aplicados aos relés durante distúrbios (harmônicos, componente CC, etc.). Podem ser incluídos o efeito da resistência da falta, a influência da carga, os efeitos da saturação de transformadores de correntes e transitórios gerados por transformadores de potencial, que podem influir na performance do sistema de proteção. Nos testes de simulação de transitórios, aplicam-se simultaneamente ambas as componentes de frequência, fundamental e não fundamental de tensão e corrente, que representam as condições do sistema de potência.

Nos testes com reprodução de faltas (*play back*) usam-se os registros de faltas reais coletados através de oscilografias dos registradores digitais de perturbação localizados nas subestações

Os relés digitais modernos são capazes de registrar sinais usados por relés durante distúrbios no sistema de potência, mas podem não capturar componentes de alta frequência de tensão ou corrente devido à baixa taxa de amostragem, se comparados com os RDPs.

Os RDPs típicos podem registrar intervalos de sinais de 200 a 400 μSec e, para testes em relés, o EMTP pode gerar sinais a intervalos de 50 a 100 μSec . A taxa de amostragem usada pela simulação EMTP ou ATP é importante para simular as condições do sistema de potência com diferentes ângulos de falta. Amplificadores de potência CC acoplados são utilizados para os transientes no relé.

Os testes de transientes auxiliam os usuários:

- Na avaliação da performance de relés e esquemas de proteção sob as condições atuais do sistema de potência;
- Na análise de operações questionáveis de um relé;

- Nos ensaios de relés e esquemas de proteção com características especiais.

Os RDPs modernos e proteções numéricas podem fornecer registros de falhas no formato COMTRADE³⁴ que, por sua vez, podem ainda ser eficientemente reproduzidos pelos modernos instrumentos de teste.

Requer-se um controle de amostra por amostra de tensão e corrente do instrumento de teste para uma reprodução verídica das formas de onda. Um ponto importante que deve ser levado em consideração é como os instrumentos de teste reproduzem os eventos. Alguns RDPs gravam os eventos com diferentes taxas de amostragem dentro de um mesmo registro. Consequentemente, instrumentos de teste devem ser capazes de reproduzir as diferentes taxas de um registro. Se a reprodução de um sinal for realizada a uma taxa diferente da originalmente gravada, deve ser tomado extremo cuidado na conversão da taxa de amostragem.

3.2.11. Testes ponta a ponta

Os testes ponta a ponta consistem na utilização de dois simuladores de teste digitais instalados nas extremidades da linha de transmissão e sincronizados via receptor GPS. Com a utilização de um *software* de modelagem do sistema elétrico são calculados os valores de falta em pontos onde se situam os relés de proteção de linha a serem testados. Esses valores de falta são carregados em *notebooks* conectados aos simuladores de teste e são programados para serem injetados nos relés de proteção, em intervalos de tempo pré-ajustados. Devido à sincronização, os simuladores injetam, simultaneamente e de forma sincronizada, os seus valores de falta, simulando exatamente o curto-circuito em um determinado ponto da linha de transmissão.

As proteções atuam enviando sinal, via sistema de teleproteção, para a outra extremidade da linha de transmissão, de maneira que, se o curto-circuito simulado for interno à LT, elas atuam instantaneamente, independentes da zona de atuação enxergada pelo relé (1ª ou 2ª zona). Dessa forma, o canal de comunicação é efetivamente testado e, nas duas extremidades da linha de transmissão, os disjuntores abrem e informam a mudança de estado para os relés, proporcionando um teste completo, muito próximo do que acontece durante um defeito real.

³⁴ Common Format for Transient Data Exchange

3.2.11.1. Descrição da metodologia aplicada nos testes ponta a ponta

A seguir é descrita de forma detalhada a metodologia dos testes adotados como padrão por várias empresas de energia elétrica, conforme apresenta [Oliveira-03], para a realização dos testes ponta a ponta, como parte do processo de comissionamento dos novos sistemas de proteção de linhas de transmissão de EAT e para pesquisa de falha ou defeitos em sistemas de proteção.

3.2.11.2. Definição dos tipos e pontos de aplicação das faltas a serem simuladas

A partir da filosofia de operação estabelecida pelo projeto para os sistemas de proteção, das características próprias dos equipamentos utilizados na sua implementação, das características do sistema elétrico e da experiência da equipe técnica de proteção, são definidos quais testes deverão ser realizados de maneira a avaliar plenamente o desempenho operacional dos sistemas de proteção e equipamentos envolvidos.

3.2.11.3. Simulação do sistema elétrico no ATP Draw®

Definidos os tipos e quantidades de faltas a serem simuladas, passa-se à fase de modelagem do sistema no ATPDraw®.

Para a modelagem, inicialmente delimita-se o sistema a ser modelado, duas ou três barras à montante da LT de interesse e calculam-se os circuitos equivalentes nessas barras. Posteriormente definem-se os modelos adequados a serem usados para cada elemento ao sistema, LTs, transformadores, cargas, reatores, etc., bem como os tempos de simulação: pré-falta, duração da falta, passo de integração e tempo total da simulação.

Após isto levantam-se os dados do caso de fluxo, normalmente referente à carga pesada do sistema elétrico envolvido que são utilizados na simulação. Então pode-se fazer a si-

mulação em regime permanente, que foi validada com dados de curto-circuito e fluxo de potência antes das simulações de faltas.

A modelagem no ATP é geralmente dividida em três grupos de faltas, conforme relata [Oliveira-02a]:

- O primeiro grupo é formado por faltas internas fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra e trifásicas, em diferentes pontos da linha de transmissão protegida (10%, 50% e 90%), variando o ângulo de incidência da falta e tendo carga pesada como condição de pré-falta. Nesse grupo de simulação espera-se a operação do relé testado.
- O segundo grupo é formado por faltas externas à linha de transmissão. Essas simulações têm como principal objetivo retratarem as possíveis situações nas quais a capacidade de discriminação dos sistemas de proteção será avaliada, em função das suas características próprias e do sistema elétrico. Aqui esta sendo testada a condição em que o relé de proteção não deve operar.
- No terceiro grupo são simuladas as faltas com alta resistência, comuns na região, e as faltas evolutivas. Estas simulações têm como objetivo principal avaliar o desempenho do esquema de religamento monopolar e tripolar.

3.2.11.4. Tratamento dos arquivos de saída do software de simulação de transitórios

Nesta etapa do processo, arquivos de saída do *software* ATPDraw®, formato PL4, são convertidos para o formato COMTRADE e posteriormente transferidos para o *software* de controle dos testadores digitais.

Para a realização destes testes podem ser, por exemplo, utilizados simuladores digitais tipo F6150, controlados através do *software* PROTEST®, Doble, sincronizados através de módulos receptores GPS, que proporcionam o disparo controlado e sincronizado dos equipamentos de teste em horário definido pelo usuário.

Deve ser verificado nesta etapa que os desempenhos individuais dos relés para cada um dos casos simulados estão de acordo com a filosofia de proteção proposta. Portanto, os mesmos devem ser previamente aplicados em cada um dos relés de forma independente, es-

tando esses configurados com a parametrização de serviço e testados através das rotinas específicas definidas pelos procedimentos de recepção desses equipamentos.

3.2.11.5. Testes para a validação do sistema de sincronismo via GPS dos simuladores

Visando validar o sistema de sincronismo, via referência de tempo do sistema GPS, para o disparo simultâneo dos testadores, escolhe-se um dos casos já validados a ser reproduzido em ambos os equipamentos montados em uma mesma instalação e disparados através do sistema de sincronismo via GPS. As suas saídas de corrente e tensão deverão ser supervisionadas simultaneamente por um único RDP, a fim de validar a sincronização dos equipamentos de testes.

3.2.11.6. Execução dos testes ponta a ponta reais

Aqui são efetuadas todas as simulações que foram previamente definidas e validadas, de maneira que os desempenhos individuais dos relés sejam totalmente conhecidos e causem um mínimo de impacto no desempenho dos esquemas de teleproteção, religamento automático, verificação de sincronismo, etc.

Na figura 3.3, retirada de [Oliveira-03], é apresentada a arquitetura básica dos sistemas de proteção e do sistema de simulação que são aplicados para a realização dos testes ponta a ponta.

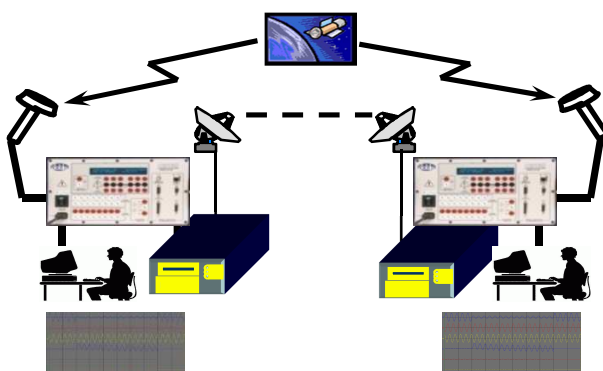


Figura 3.3 – Arquitetura básica dos sistemas de proteção e do sistema de simulação

Após cada um dos testes, as sinalizações dos *LEDs*, oscilografias, listas de eventos dos relés (no caso de relés digitais), listas de eventos do sistema de supervisão da instalação e de um registrador digital de perturbações instalado em cada terminal (obrigatório, no caso de testes de sistemas de proteção que não possuem este recurso) devem ser rigorosamente avaliados de maneira a verificar os desempenhos operacionais dos equipamentos envolvidos.

A figura 3.4 apresenta um exemplo de registro oscilográfico obtido do relé digital gerados durante a realização de um teste ponta a ponta.

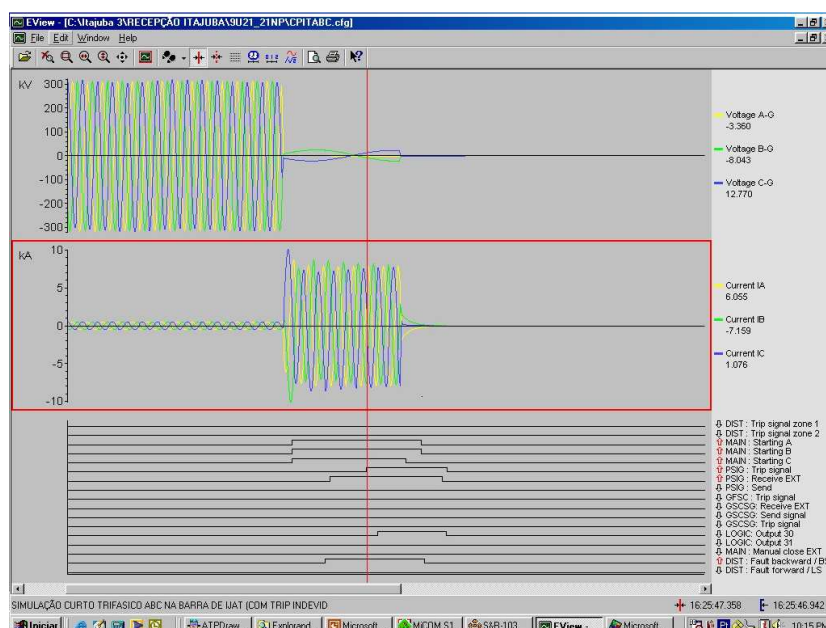


Figura 3.4 - Registros oscilográficos de relé digital durante testes ponta a ponta

É importante que, na medida do possível, haja a atuação dos sistemas de proteção e religamento automático nos disjuntores associados à LT, com vistas a avaliar plenamente o desempenho destes equipamentos, juntamente com seus dispositivos de supervisão, bloqueio e proteção, tais como pressostatos, relés de supervisão, etc.

3.3. Considerações finais sobre os testes

Os testes ponta a ponta, usando equipamentos de teste sincronizados via satélite, constituem, nos dias de hoje, a forma mais eficaz para a validação de sistemas de proteção e

de teleproteção de forma integrada. Este procedimento reveste-se de maior importância em se tratando de esquemas onde são empregadas proteções digitais, tendo em vista que as lógicas associadas a esses esquemas são geralmente implementadas internamente aos relés.

De acordo com [Oliveira-03], destaca-se o baixo custo de execução, o tempo reduzido de duração e a confiabilidade dos resultados como principais vantagens da realização desse tipo de teste no comissionamento de proteções em substituição à forma tradicional.

Recomenda-se a utilização de registradores digitais de perturbações externos como forma de validar também a função de oscilografia no caso de relés digitais. A precisão do sistema de sincronismo via GPS dos testadores é determinante para o bom desempenho do sistema de teste.

Todos os casos obtidos através das simulações devem ser validados previamente visando eliminar dúvidas durante a realização dos testes, através da execução de testes ponta a ponta em bancada. As redes de oscilografia constituem uma excelente fonte de dados para utilização nos testes. Sugere-se, portanto, que sejam envidados todos os esforços para que sejam agregadas as oscilografias dos relés digitais a essas redes.

4. Simulação em Tempo Real

4.1. Considerações Preliminares

Devido ao aumento da complexidade dos sistemas elétricos, com a inclusão de novas tecnologias e equipamentos, tornou-se necessária a modernização e melhoria dos métodos de análise, modelagem e testes.

Dentro desta filosofia, as empresas necessitam remodelar a estrutura para realização de testes de equipamentos de controle e proteção em laboratório, objetivando adequar-se à nova realidade imposta pela tecnologia digital. Neste contexto, faz-se necessária a introdução da tecnologia de testes usando o RTDS™³⁵.

A simulação digital em tempo real é uma ferramenta poderosa na análise do comportamento de sistemas elétricos e seus componentes, sendo geralmente utilizada quando algum novo elemento está para ser instalado em sistemas existentes. Além disso, ela é utilizada também durante o projeto e desenvolvimento de novos dispositivos, principalmente proteção e controle, pois facilmente se obtêm dos resultados das simulações as conclusões que irão gerar alterações necessárias para o aprimoramento desses novos equipamentos.

Conforme cita [Ushikubo-99], a simulação digital em tempo real permite a configuração de sistemas de potência com todos os tipos de elementos possíveis, como elos de corrente contínua, compensações séries fixas, compensadores síncronos e até cargas desequilibradas, como por exemplo, grandes fornos a arco de siderúrgicas. As simulações têm sido aplicadas não somente para sistemas de potência mas também em grandes plantas industriais onde há várias cargas equilibradas e desequilibradas, se houver a necessidade de analisar os efeitos dos mesmos em dispositivos de proteção e controle.

A garantia de que a ferramenta irá gerar os resultados mais próximos da realidade está na grande capacidade de modelagem dos componentes, realizada através da inserção correta dos dados no sistema de simulação que se deseja avaliar.

³⁵ Real Time Digital Simulator

O Simulador Digital em Tempo Real já foi utilizado para inúmeras simulações e testes em relés para proteção de linhas de transmissão, transformadores, motores, equipamentos de controle para compensadores estáticos, etc.

4.2. O Simulador Digital em Tempo Real

É um simulador digital de sistemas de potência [Almeida-99] com capacidade de operação contínua em tempo real. Pode ser utilizado para estudos de transitórios eletromagnéticos, sistemas de controle e proteção, melhoria de performance em sistemas HVDC³⁶ e estudos dinâmicos. Sua capacidade de interligação com equipamentos reais (relés, sistemas de controle, etc.) permite o comissionamento e a verificação do desempenho destes. Este equipamento funciona como um TNA digital, flexível, preciso e com grande capacidade de representação, através de modelos matemáticos, de um sistema elétrico e de seus equipamentos associados, utilizando processadores rápidos (DSPs³⁷) em processamento paralelo.

A interconexão do simulador digital em tempo real com equipamentos reais tais como relés, sistemas de controle e sincronizadores facilita o comissionamento e avaliação da performance dos mesmos. A Figura 4.1 mostra o esquema funcional simplificado do sistema utilizado para testes de proteção.

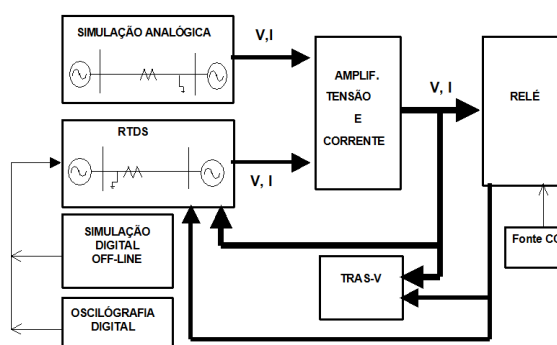


Figura 4.1 – Esquema funcional simplificado do sistema utilizando RTDS

³⁶ High-Voltage Direct Current

³⁷ Digital Signal Processor

Conforme [Oliveira-07], o simulador digital em tempo real integra *hardware* e *software* buscando utilizar a vantagem que cada um oferece para a simulação em tempo real. O *hardware* é composto pelos DSPs que trabalham em paralelo, tornando possível o processamento dos sinais em tempo real. Possui também conversores A/D³⁸ e D/A³⁹ e entradas e saídas digitais, tornando possível sua interconexão com outros equipamentos. As entradas e saídas são isoladas por intermédio de um cartão de isolamento ótico, evitando que qualquer problema com o equipamento testado seja propagado para o simulador. Esta precaução se faz necessária devido aos níveis dos sinais envolvidos nos testes. Uma vez que o simulador fornece os sinais de saída com baixos níveis de potência, eles devem ser condicionados antes de serem injetados nos equipamentos em teste. Para os sinais analógicos são usados amplificadores de potência para adequar os níveis de tensão e corrente aos valores requeridos pelos equipamentos em teste e para os sinais digitais relés auxiliares.

O *software* é constituído de vários módulos que varrem todas as etapas necessárias desde a modelagem até a execução da simulação. O sistema a ser simulado é constituído de modelos matemáticos de componentes elétricos os quais são interligados de acordo com a configuração desejada através de uma interface gráfica, onde cada componente é representado simbolicamente. Durante a execução do caso é possível alterar diversas grandezas do sistema, como tensão dos geradores, condição dos disjuntores, etc. Após o caso ser compilado o ele estará pronto para execução. A sequência da execução dos eventos pode ser controlada através de um sequenciador de eventos. Com a ajuda de um *script*, desenvolvido pelo usuário, podem ser rodados vários casos em modo *batch*. Esta facilidade é muito útil quando são realizados estudos estatísticos ou quando se deseja analisar o equipamento em várias contingências do sistema. Nesses casos pouca ou nenhuma interação do usuário é necessária.

O simulador é capaz de reproduzir arquivos codificados segundo o padrão COMTRADE os quais podem ser oriundos de oscilógrafos digitais ou de programas de simulação de transitórios eletromagnéticos como, por exemplo, o ATP. A oscilografia digital utiliza o formato COMTRADE como codificação padrão visando à padronização e economia de espaço no armazenamento de arquivos. Os arquivos oscilografados podem ser reproduzidos pelo simulador digital em tempo real e pode mostrar como a modelagem do sistema utilizada está então representando o sistema a ser testado. A figura 4.2 mostra o diagrama funcional da interligação do simulador digital em tempo real ao equipamento em teste.

³⁸ Analógico/Digital

³⁹ Digital/Analógico

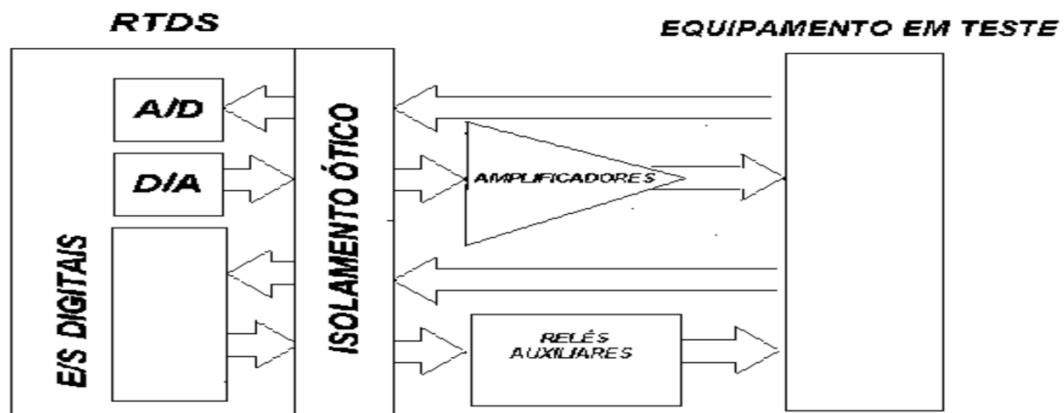


Figura 4.2 – Diagrama funcional de ligações entre o equipamento em teste e o simulador digital em tempo real

4.3. Principais componentes do Simulador Digital em Tempo Real - Cartões GPC: Portas ópticas (Giga-Tranducer – GT)

4.3.1. Considerações Iniciais

Os cartões do tipo GPC⁴⁰ possuem quatro portas ópticas: duas para comunicação entre GPC (Portas GTCOM) e duas para comunicação com cartões de entradas e saídas (Portas GTIO), a citar, conforme cita [Pereira-11] :

- GTA0 – Cartão com 12 canais de saídas analógicas.
- GTAI – Cartão com 12 canais de entradas analógicas.
- GTDO – Cartão com 64 canais de saídas digitais.
- GTDI – Cartão com 64 canais de entradas digitais.
- GTFPI – Cartão de interface com painel frontal (Entradas e saídas digitais).
- GTNET – Cartão de interface de rede.

⁴⁰ Giga Processor Card

As figuras 4.3, 4.4 e 4.5 mostram respectivamente os cartões GPC, GTAQ, GTAI, GTDI, GTDO, GTFPI e GTNET.

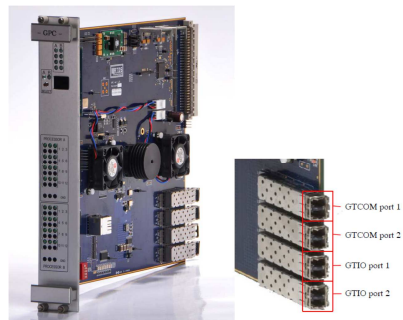


Figura 4.3– Detalhe das portas ópticas do cartão GPC

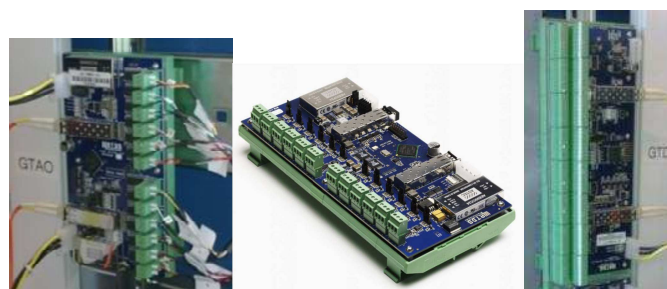


Figura 4.4 – Cartões GTAQ, GTAI e GTDI respectivamente

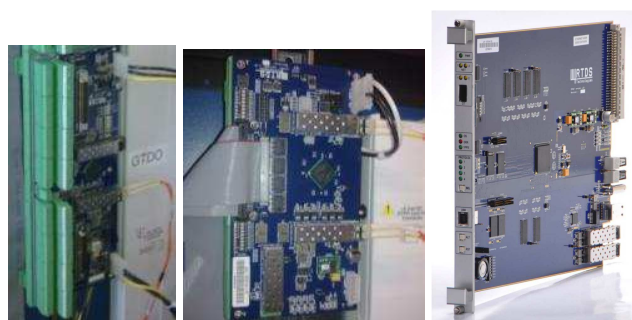


Figura 4.5 – Cartões GTDO, GTFPI e GTNET respectivamente

A ligação dos cartões de entradas e saídas com os cartões GPC é feita através de uma rede em *loop* aberto (*Daisy Chain connection*) utilizando fibras ópticas através de ligação em série dos diversos dispositivos.

Através do *software* RSCAD é possível configurar os dispositivos ligados aos GPCs. Para isso existe uma funcionalidade de identificação automática que pode ser acessada através do menu “*Tools > Config file editor*”. Depois de aberto o aplicativo de ajuste, deve-se acessar o menu “*Rack/Switch > Get selected Rack Configuration*”.

4.3.2. Cartão de interface com o painel frontal – GTFPI

Através do cartão GTFPI é possível controlar o painel frontal de saídas digitais em níveis elevados de tensão (*High Voltage Digital Interface Panel*). O cartão GTFPI faz a interface entre o painel frontal de entradas e saídas digitais e o cartão de processamento GPC. A ligação entre o cartão GTFPI e as interfaces do painel é realizada através de cabos flat. Cada cartão GTFPI suporta um painel frontal de entradas e saídas digitais e um painel de saídas HV. Caso se deseje possuir mais de um painel de entradas, saídas digitais ou saídas HV é necessário ter outro cartão GTFPI. A figura 4.6 mostra o painel frontal.

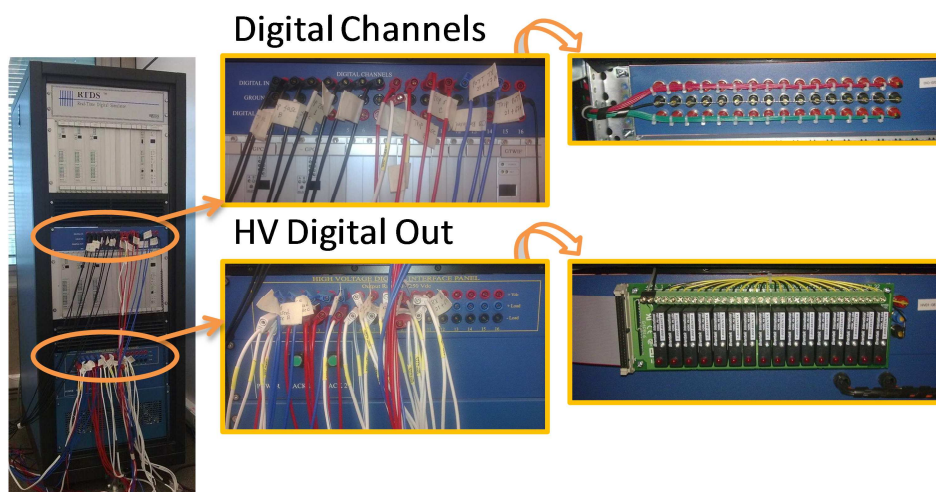


Figura 4.6 - Detalhe do painel frontal do cúbiculo do RTDS

O *slot* de entradas e saídas digitais (I/O Panel connector) é composto por 34 pinos: é dividido em um pino com a referência, 16 pinos de entrada, 16 pinos de saída e 1 pino que não é utilizado. Os diagramas de ligação de cada uma das portas são apresentados nas figuras 4.7 e 4.8.

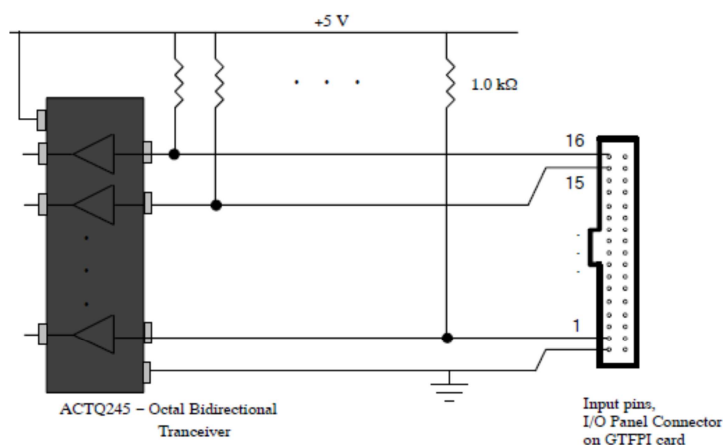


Figura 4.7 - Diagrama dos pinos de entrada

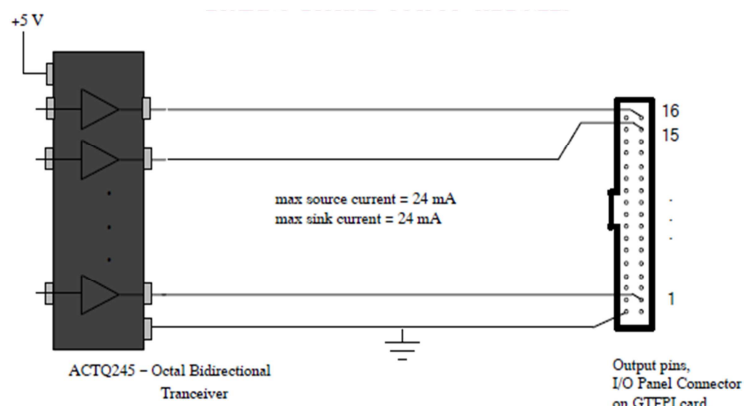


Figura 4.8 - Diagrama dos pinos de saída

Recomenda-se o uso das saídas digitais do painel frontal somente para a transmissão de sinais. Não deve ser usado, por exemplo, como saídas para comandos de relés ou aplicações semelhantes.

A figura 4.9 apresenta um diagrama simplificado de aplicação das entradas digitais com contatos secos. Os contatos secos C1 e C2 podem ser oriundos de relés digitais com esse

tipo de saída. Como pode ser visto na figura 4.7, as entradas digitais possuem resistores de *pull up*; assim, quando os contatos C1 e C2 estiverem abertos, aparecerá nas respectivas entradas do cartão GTFPI a tensão de 5 V e quando os contatos estiverem fechados aparecerá 0 V. Dessa forma é comum o uso invertido das entradas digitais do cartão GTFPI para se obter lógica invertida.

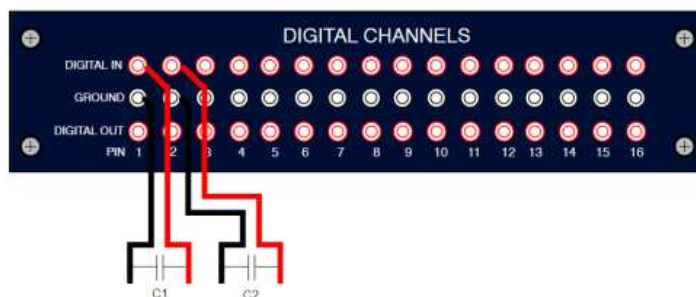


Figura 4.9 - Exemplo de conexão dos canais digitais de entrada funcionando com contato seco

As saídas digitais HV são necessárias quando o dispositivo ligado às portas necessita de tensões elevadas para representar ao nível lógico alto. Por exemplo, alguns relés de proteção necessitam de tensões de 125 Vcc para ativação de suas entradas binárias. As saídas digitais do cartão GTFPI são chaves estáticas. Portanto é necessária a utilização de fontes de tensão auxiliares para sua alimentação. O diagrama de ligação das portas de saída HV encontra-se na figura 4.10. Também é possível utilizar as saídas como contato seco, de acordo com a figura 4.11.

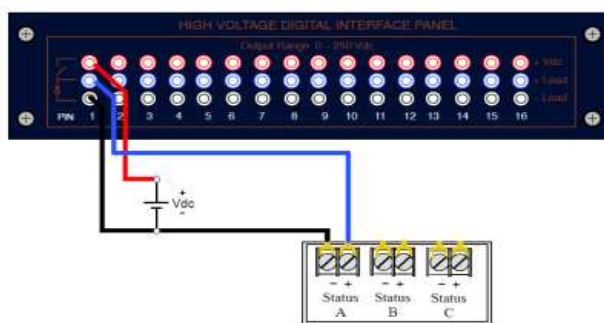


Figura 4.10 - Esquema de ligação do painel de saídas de digitais HV

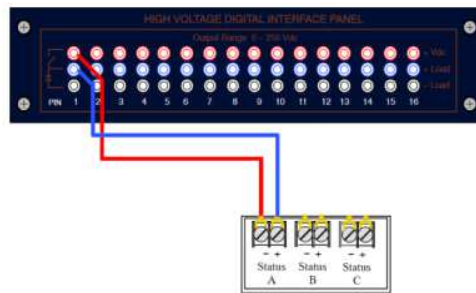


Figura 4.11 - Esquema de ligação do painel HV como contato seco

Cada saída digital do painel HV é uma chave estática totalizando 16 portas. As chaves suportam tensões de corrente contínua de até 250 Vcc / 10VA. A vista traseira do painel, a figura 4.11, mostra a disposição das chaves.

Para acessar as saídas frontais é necessário utilizar o componente de controle do cartão GTFPI, “_rtds_GTFPI_V2.def” que pode ser visto na figura 4.12.

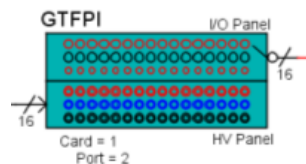


Figura 4.12 - Componente de controle do cartão GTFPI - _rtds_GTFPI_V2.def

A seguir estão descritos os ajustes dos componentes que são configurados no RSCAD:

- Port: Determina em qual porta do cartão GPC está ligado o GTFPI a ser utilizado;
- Card: Caso exista mais de um cartão GTFPI cada qual possuirá um número informado no display de sete segmentos sobre o cartão;
- Digen: Define se serão ou não utilizadas as entradas e as saídas digitais do painel frontal.
- Inv: Como mostrado na figura 4.7, devido à existência do resistor *pull up* nas entradas digitais, quando se está lendo sinais oriundos de contatos secos, ocorre uma inversão de lógica. Dessa forma, quando o contato está aberto, é lido nível lógico alto (5V) e, quando o contato está fe-

chado, é lido nível lógico baixo (0V). Pode-se corrigir a inversão ativando esta opção, que fará uma inversão dos sinais lidos;

- HVPanel: Ativa ou desativa o painel de saídas digitais HV;
- NUMHVinp: Informa se serão substituídos os canais de saída por canais de entradas digitais no painel HV. Essa configuração é possível para leitura de sinais de digitais com níveis lógicos altos representados por elevados sinais de tensão, da ordem de centenas de volts (0~250Vdc);
- HVlsb: Informa qual o bit menos significativo (*Least Significant Bit - LSB*) da palavra de bits de entrada. Por exemplo, caso seja definido que o bit menos significativo é o segundo (2), no caso da saída desejada ser 1, esse valor aparecerá na porta 2 das saídas;
- HVbits: Informa quantas portas do painel serão ativadas.

O cartão GTFPI envia o estado das entradas digitais a cada $2\mu\text{s}$. No entanto, o código de execução referente ao componente de controle do cartão (“_rtds_GTFPI_V2.def”) é executado apenas uma vez a cada passo de simulação (*Time step*, nunca superior a $50\mu\text{s}$). Dessa forma, para que o sinal externo seja devidamente registrado pela simulação, ele deve manter o estado por pelo menos um passo de simulação.

4.3.3. Cartão de entradas digitais – GTDI

O cartão de entradas digitais GTDI é mais uma interface do simulador RTDS com sinais digitais oriundos de equipamentos externos. Ele possui 64 entradas digitais, opticamente isoladas. Essas entradas podem ser usadas para monitoramento e para controle. Por exemplo, elas podem monitorar as entradas digitais que informam estados de disjuntores ou operações provenientes de relés de proteção. Ao contrário do cartão GTFPI, as entradas digitais do cartão GTDI não funcionam como contatos secos, sendo necessário utilizar uma fonte auxiliar para viabilizar o seu correto funcionamento. Na figura 4.13 mostra-se o circuito elétrico de uma entrada do cartão.

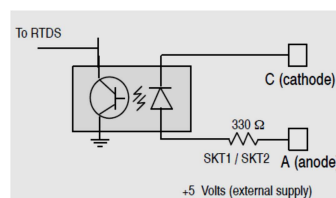


Figura 4.13 - Circuito elétrico de uma entrada do cartão GTDI

O circuito é isolado opticamente e possui limitação quanto à corrente máxima que pode circular pela porta que é 10 mA. A queda de tensão nos LEDs do circuito de isolamento é de aproximadamente 1,6 Vcc. Para entrada de sinais digitais com nível lógico alto representado por 5V, pode-se utilizar um resistor de 330 ohms, resultando na corrente máxima admissível. Existe um *slot* especial para conexão de conjuntos de resistores conforme podem ser vistos os componentes vermelhos da figura 4.14, com 4 resistores de 330 ohms para cada conjunto. Caso seja utilizado outro nível de tensão para o sinal lógico, esse resistor deve ser substituído ou combinado com outros para limitar a corrente máxima.

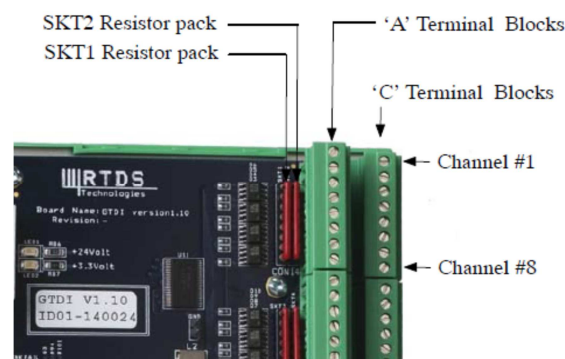


Figura 4.14 - Detalhe dos bornes de entrada do cartão GTDI

Foi dito anteriormente que é possível utilizar uma fonte auxiliar para entrar com sinais oriundos de contatos secos. Na figura 4.15 e figura 4.16 são apresentadas duas topologias de ligação, compostas por dois barramentos comuns ligados a uma fonte auxiliar para utilização com sinais originados de contatos secos.

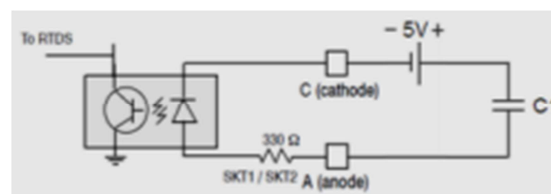


Figura 4.15 - Topologia de ligação de uma fonte por porta

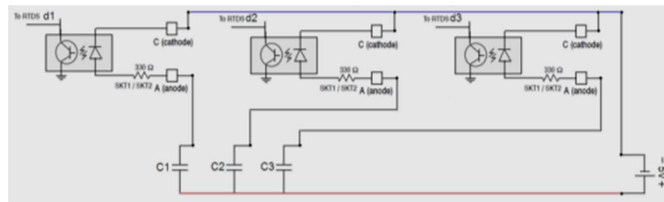


Figura 4.16 - Topologia de uma fonte para todas as portas

Para acessar as entradas digitais deve-se utilizar o componente de controle do cartão GTDI “rtds_risc_ctl_GTDIINP2”, mostrado na figura 4.17. Os sinais de entrada são subdivididas em quatro grupos de 16 bits e essas palavras binárias podem ser tratadas como for conveniente.



Figura 4.17 – Componente de leitura das entradas digitais do cartão GTDI – rtds_risc_ctl_GTDIINP2

As principais configurações disponíveis são:

- Port: Determina em qual porta do cartão GPC está ligado o GTDI a ser utilizado;
- Card: Caso exista mais de um cartão GTDI cada um possuirá um número informado no *display* de sete segmentos sobre o cartão.

Da mesma forma que o cartão GTFPI, é necessário que o sinal de entrada mantenha o seu estado por no mínimo um *time-step* para que seja devidamente registrado.

4.3.4. Cartão de saídas digitais – GTDO

O cartão de saídas digitais GTDO é responsável por enviar os sinais digitais do simulador para os equipamentos externos. Esse cartão é composto por dois grupos de 32 saídas

cada, totalizando 64 portas. Os sinais de saída são originados de fontes externas que podem ser de valores diferentes, uma para cada grupo de saída. Na figura 4.18 pode-se ver como é feita a ligação das fontes ao cartão GTDO.

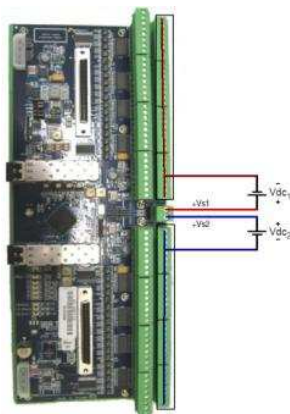


Figura 4.18 - Esquema de ligação das fontes externas ao cartão GTDO

As tensões externas (V_{dc1} e V_{dc2}) não devem ser maiores do que $24 V_{cc}$ nem inferiores a $5 V_{cc}$ e o limite de corrente por porta depende do número de portas ativas. Cada grupo de trinta e duas saídas é subdividida em oito portas. Cada porta desses subgrupos é capaz de fornecer 100 mA se todas as oito estiverem em uso, 200 mA se apenas quatro estiverem em uso e 350 mA se apenas uma estiver em uso. Entretanto, não se aconselha utilizar as portas em sua capacidade máxima.

A velocidade de transição de cada porta depende da carga aplicada nelas. Na figura 4.19 pode-se ver a variação da transição de estado para carga total e para carga mínima.

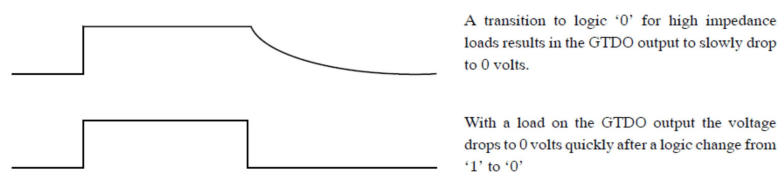


Figura 4.19 - Comportamento da transição de estados em função da carga

O componente de controle do cartão GTDO é o `rtds_risc_ctl_GTDOOUT`. Da mesma forma que no cartão GTDI, as saídas são subdivididas em palavras de 16 bits. O desenho do componente é apresentado na figura 4.20.

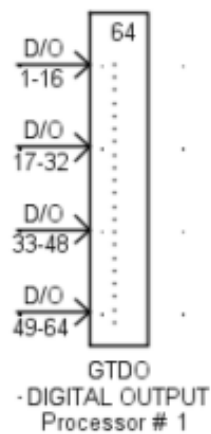


Figura 4.20 - Componente de escrita nas saídas digitais do cartão GTDO – rtds_risc_ctl_GTDOOUT

As principais configurações do componente de controle do cartão GTDO são as seguintes:

- Atv1,atv2,atv3,atv4: ativa ou desativa 16 portas de saída, equivalentes a uma palavra de 16 bits. Pode-se, por exemplo, ativar 16 portas de um nível de tensão (1-16) e 16 de outro nível (33-48);
- Port: Determina em qual porta do cartão GPC está ligado o GTDO a ser utilizado;
- Card: Caso exista mais de um cartão GTDO cada qual possuirá um número informado no display de sete segmentos sobre o cartão.

4.3.5. Cartão de saídas analógicas – GTA0

O cartão de saídas analógicas GTA0 é responsável por enviar sinais analógicos oriundos do RTDS para equipamentos externos como, por exemplo, relés digitais ou placas de aquisição de dados. Cada cartão possui 12 saídas com resolução de 16bits cada. Os sinais analógicos exportados podem variar de -10 V a 10 V. A utilização dos sinais em outros equipamentos está sujeita à utilização de amplificadores para acondicionamento em unidades e escalas adequadas. O esquema de montagem encontra-se na figura 4.21.

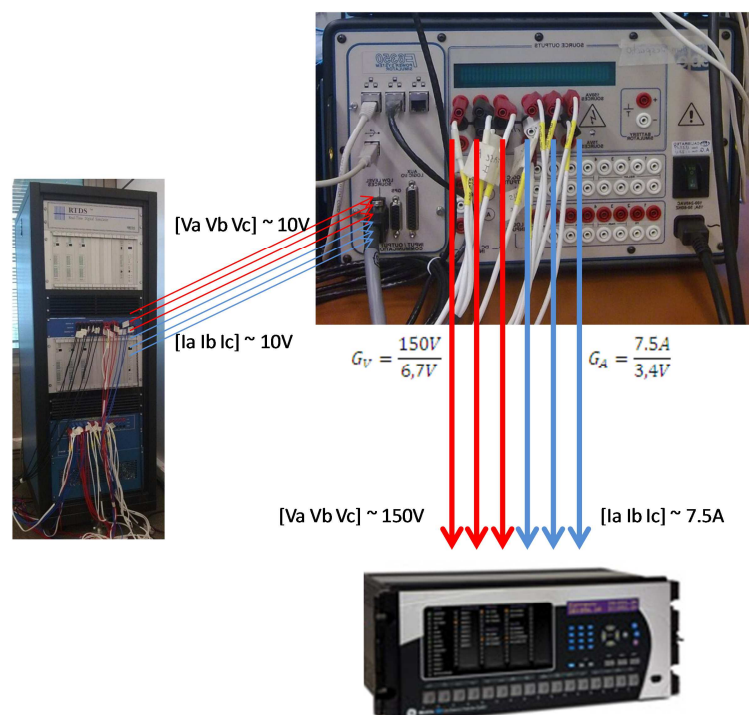


Figura 4.21 - Envio dos sinais analógicos do RTDS para o Relé Digital através de amplificadores

O amplificador possui três escalas de tensão: 75 V, 150 V e 300 V e três escalas de corrente: 7,5 A, 15 A e 30 A. A saída do amplificador de tensão atinge o máximo da escala quando o sinal de entrada de tensão atinge 6,7 V. Por exemplo, com a escala de tensão de 75 V, quando o sinal exportado do RTDS atingir 6,7 V, será observada uma tensão de 75 V na saída do amplificador. A saída de corrente funciona da mesma forma, mas o valor máximo da escala é observado para um sinal de entrada de 3,4 V. Por exemplo, para a escala de 7,5 A, o sinal de corrente exportado do RTDS deve ser de 3,4 V para que a corrente limitada na saída seja 7,5 A. Diz-se “limitada” por que ela depende da carga ligada na saída. Independente da carga, a corrente não será superior a 7,5 A, podendo, no entanto ser inferior.

Na figura 4.21 encontra-se um esboço do funcionamento da montagem. Os sinais exportados do RTDS de tensão e corrente variam entre $-/+10$ V. Para a montagem proposta, a escala de tensão escolhida foi de 150 V, proporcionando um ganho de tensão de $G_V=150/6,7$ [V/V]. Já a escala de corrente foi escolhida 7,5 A, proporcionando um ganho de corrente de $G_A=7,5/3,4$ [A/V].

As principais configurações do cartão GTA0 são:

A) `rtds_risc_ctl_GTAOOUT` / Configuration:

- Port: Determina em qual porta do cartão GPC está ligado o GTA0 a ser utilizado.
- Card: Caso exista mais de um cartão GTA0 cada qual possuirá um número informado no display de sete segmentos sobre o cartão.

B) `rtds_risc_ctl_GTAOOUT` / Enable D/A output channels:

Através dessa aba pode-se configurar quais canais de saída estarão ativos. Caso algum canal seja desativado através desta aba, ele também terá as suas configurações desativadas nas outras abas.

C) `rtds_risc_ctl_GTAOOUT` / D/A output scaling:

Os fatores de escala podem ser ajustados individualmente. Eles determinam qual será a tensão de saída para uma grandeza representada em ponto flutuante. Por definição deve-se informar qual o valor da grandeza a ser exportada para que a tensão de saída seja 5V. As tensões de nó são representadas em kV.

D) `rtds_risc_ctl_GTAOOUT` / Projection Advance factors:

O fator de adiantamento de projeção (Projection Advance factors) nada mais é do que um multiplicador aplicado à inclinação da linha que liga o valor atual da saída com o próximo valor, lembrando que os valores são atualizados a cada time-step. Por exemplo, caso esse fator seja 1 o valor atual é enviado para o cartão GTA0, já um fator 0 causa um atraso na saída em 1 time-step. Na figura 4.22 é apresentada a variação da inclinação para 4 fatores, 0, 0,5, 1,0 e 2,0.

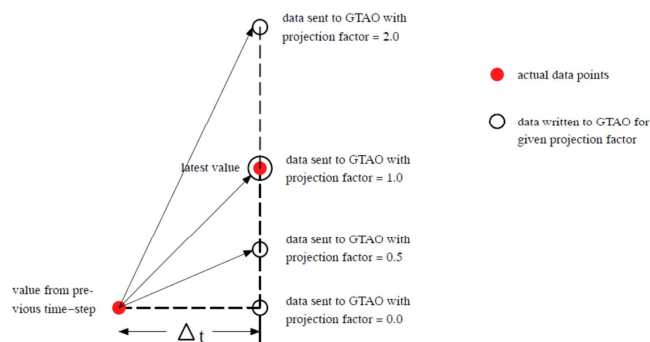


Figura 4.22 - Fator de projeção aplicados ao cartão GTA0

E) `rtds_risc_ctl_GTAOOUT` / Over-Sampling:

O cartão GTAO é capaz de sobreamostrar as saídas utilizando incrementos de micro em microssegundos ($1 \mu\text{s}$); sem a sobreamostragem, as saídas do cartão são atualizadas uma vez a cada *time-step*, ou seja, uma amostra a cada 50 us ou uma taxa de amostragem de 20 kHz. Na figura 4.23 é possível visualizar a atualização de três pontos com e sem a utilização da opção de sobreamostragem.

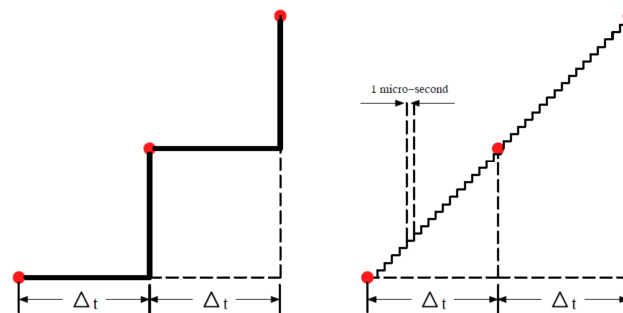


Figura 4.23 - Saída do cartão GTAO com sobreamostragem ativado (1 pu) e desativado

4.4. Testes em proteção

De acordo com [França-99], há quatro formas de realização de testes:

- Modelagem no simulador digital em tempo real com teste em malha aberta;
- Modelagem no simulador digital em tempo real com teste em malha fechada;
- Modelagem externa, em qualquer programa digital de simulação de transitórios;
- Repetição de ocorrências reais oscilografadas digitalmente.

O método mais comum para teste de equipamentos é utilizar a modelagem do próprio simulador digital para representar o sistema elétrico. De acordo com a necessidade, as informações fornecidas pelo equipamento testado podem ser usadas para interagir na simulação.

Nesses casos (teste em malha fechada), por exemplo, a atuação de um relé pode abrir ou fechar um disjuntor na simulação. A vantagem dos testes em malha fechada é que a simulação depende do comportamento do relé, podendo-se analisar o sistema após a atuação da proteção. Nos testes com a modelagem externa ao simulador digital, ele recebe arquivos contendo os sinais de tensão e corrente que serão exteriorizados e os envia para os equipamentos

testados. Os arquivos devem estar no padrão COMTRADE e podem ser gerados através de outros programas de simulação digital de sistemas de potência, assim como podem ser dados reais de ocorrências no sistema, registrados digitalmente, por exemplo, através de um oscilógrafo digital. Obviamente, quando os testes são realizados desta forma não é possível que o equipamento testado interaja com a simulação.

4.5. Descrição do sistema de simulação digital de linhas de transmissão

Uma linha de transmissão de circuito duplo é o circuito mais versátil para se testar e simular uma proteção numérica de linhas de transmissão.

Fenômenos físicos como, por exemplo, o acoplamento mútuo são simulados e pode-se mostrar a sua influência na medição de distância em uma das linhas quando da ocorrência de faltas monofásicas para a terra em linhas duplas. Relés numéricos com compensação de mútua de sequência zero não sofrem influência deste efeito, no entanto necessitam ser alimentados com a corrente residual da linha de transmissão paralela. Normalmente dois relés numéricos são simulados simultaneamente para se analisar o correto comportamento do esquema de teleproteção. Para que se possa adquirir o máximo possível de informação sobre o comportamento dos relés é recomendada a utilização de uma fonte forte e uma fonte fraca na simulação.

4.6. Simulação de faltas

A simulação de faltas (curtos-circuitos) é feita através da utilização de resistores cujos valores podem variar entre baixos até muito altos. Devido a razões numéricas não é possível utilizar valores nulos de resistência. Assim, utilizam-se valores entre 0,02 e 0,1 W, que correspondem à parte resistiva (ou ôhmica) de menos de 1 km de uma linha de transmissão, portanto não tendo influência nenhuma na medição de distância por se tratar de valor muito pequeno dentro do *loop* de medição.

Um sequenciador controla o momento da mudança do valor da resistência de falta. O ângulo inicial da falta normalmente é sincronizado com a tensão do barramento esquerdo da

fase correspondente ao defeito, sendo possível a utilização de qualquer fase e ângulo como referência. Para faltas multi fases, uma fase de referência é utilizada para a sincronização.

4.6.1. Faltas externas

Na simulação de faltas externas à linha de transmissão (no barramento ou em uma linha de transmissão adjacente), existem duas possibilidades: a falta pode ser removida pelo sequenciador de defeitos após 100 ms, simulando assim um isolamento correto do defeito por parte de um dispositivo de proteção externo. O objetivo é observar a identificação do defeito pelo relé numérico sob teste sem que ele, entretanto, realize a operação de comando de *trip*; a falta não é removida pelo sequenciador de defeitos, simulando-se assim uma condição de falha do disjuntor externo. O objetivo é observar a operação de comando de *trip* do relé numérico sob teste em suas zonas de retaguarda.

4.6.2. Faltas internas

Uma falta interna é isolada pelo relé numérico através do comando de *trip* para a abertura dos disjuntores. No caso de um falta monofásica a tensão da fase sob defeito é próxima de zero (no ponto de falta), assim o valor da resistência de falta é muito pequeno. No sistema elétrico real, após a abertura do disjuntor da fase defeituosa, o arco desaparece após um tempo de 100 ms aproximadamente e a conexão de baixa resistência entre o solo e a fase é removida. As outras fases “sãs” ainda estão em serviço e geram tensões na fase isolada através da capacitância da linha de transmissão existente entre as fases. Essas tensões geradas (e seus efeitos) podem ser observadas nas simulações digitais. Assim, na simulação de faltas internas, existem duas possibilidades:

- Se um religamento bem sucedido é simulado, a falta é removida em 200 ms aproximadamente após ser detectada. O objetivo também é observar a identificação do defeito pelo relé numérico sob teste e realizar a operação de comando de *trip* no menor tempo possível; porém, neste caso, eliminando o defeito do sistema.
- Para um religamento mal sucedido a falta permanece por até 2000 ms. O objetivo também é observar a identificação do defeito pelo relé numérico sob teste e a realização da operação de comando de *trip* no menor tempo possível. Neste caso, porém, o mesmo defeito permanecerá

ou evoluirá para outro tipo, exigindo nova atuação do relé numérico até a eliminação total do defeito do sistema.

4.7. Validação de proteção de linha usando Simulador Digital em Tempo Real

4.7.1. Considerações iniciais

Neste tópico são apresentados os ensaios necessários e suficientes para validação de proteções de linha usando Simulador Digital em Tempo Real. São objetivo deste estudo as proteções de linha que utilizam equipamentos digitais aplicados na rede básica. Estes ensaios visam validar o equipamento de proteção no ponto operativo de acordo com os esquemas de proteção, teleproteção e funções aplicadas, conforme capítulo 2.

4.7.2. Localização das faltas

Devem ser simuladas faltas internas na linha de transmissão onde as proteções em análise foram aplicadas e externas a ela em pontos de interesse escolhidos de modo que se possam verificar os efeitos das faltas localizadas em linhas de transmissão e barramentos de subestações remotas, inclusive em níveis de tensões distintos e linhas paralelas. Nas faltas internas podem-se verificar todos os esquemas de teleproteção utilizados, funções, direcionalidade e bloqueios. Nas faltas externas serão analisadas as direcionalidades das funções polarizadas das proteções em estudo e em linhas paralelas à função de bloqueio de transitório (*Transient Blocking*). As condições de carga leve e pesada devem ser simuladas para faltas internas e externas pelo menos uma condição para cada tipo de falta com o objetivo de verificar os efeitos da condição de carga para a performance das funções de proteção. Para as faltas internas sugere-se simular faltas a 10%, 50% e 90% de cada terminal da linha protegida.

4.7.3. Tipos de faltas

A fim de verificar o desempenho do equipamento de proteção para os diversos tipos de faltas, são simuladas faltas monofásicas para as três fases (AN, BN e CN), que representam a maior parte das ocorrências do sistema elétrico, faltas bifásicas sem envolver a terra (AB, BC e CA) e bifásicas envolvendo a terra (ABN, BCN e CAN). Para as faltas trifásicas devem ser simulados defeitos envolvendo as três fases e terra e somente trifásico sem envolver a terra. Com o objetivo de analisar a correta discriminação das faltas, seleção do modo de operação e performance do religamento do relé, devem ser simuladas faltas evolutivas, onde por exemplo, inicia-se em uma condição de faltas monofásica, evoluindo para a situação de falta bifásica ou trifásica.

4.7.4. Ângulo de incidência da falta

Na prática, as faltas ocorrem em qualquer ponto na forma de onda de tensão. Do ponto de vista de distorções de harmônicos, o pior caso reside quando a falta ocorre no instante em que a tensão está próxima ou passando por um máximo. Por outro lado, quando as faltas ocorrem próximas ou na tensão passando por um zero, as distorções são extremamente pequenas. Este aspecto é de vital importância visto que, na prática, as faltas podem ocorrer em qualquer ponto da onda, isto é, o ângulo da falta não pode ser definido antecipadamente. As simulações deverão ser realizadas para os ângulos de incidência de 0° e 90° para todos os tipos de falta e localização.

4.7.5. Impedância de falta

As impedâncias de falta (Z_f) que compõem os modelos da figura 4.24, retirada de [Filomena-08], representam a impedância do caminho para a corrente de falta e podem assumir valores lineares (faltas resistivas ou indutivas) e não lineares. O caminho da corrente de falta pode ser composto pelo arco elétrico entre dois condutores energizados ou do condutor energizado com um elemento aterrado como, por exemplo, um cabo de aterramento ou uma árvore e

é usualmente representado por uma impedância puramente resistiva. Conforme descreve [Carvalho-97], os valores associados às resistências de faltas (R_f) podem ser constantes ou variar ao longo do tempo. Faltas do tipo fase-fase são caracterizadas pela baixa resistência de falta, cuja ordem de grandeza atinge alguns Ohms. No entanto, defeitos envolvendo a terra possuem resistências de faltas mais elevadas. Tomando como exemplo a falta resultante do rompimento de cadeia de isoladores, o arco elétrico é conectado em série à resistência de aterramento da torre de transmissão, cuja impedância varia entre 5Ω e 50Ω , e é considerada como constante ao longo do tempo. Para faltas provocadas pelo contato de árvores ou devido a queda de condutores sobre o pavimento seco, a resistência de falta pode atingir valores cuja ordem de grandeza é de até algumas centenas de Ohms. As resistências de falta de descargas atmosféricas possuem valores baixos entre 0Ω e 10Ω . Em faltas devido a queimadas, as resistências de falta situam-se entre 10Ω e 70Ω . Para defeitos provocados por árvores próximos às estruturas ou a condutores, os valores são superiores a 70Ω . Faltas ocasionadas pela queda de estruturas os valores de resistências de falta são entre 20Ω e 30Ω .

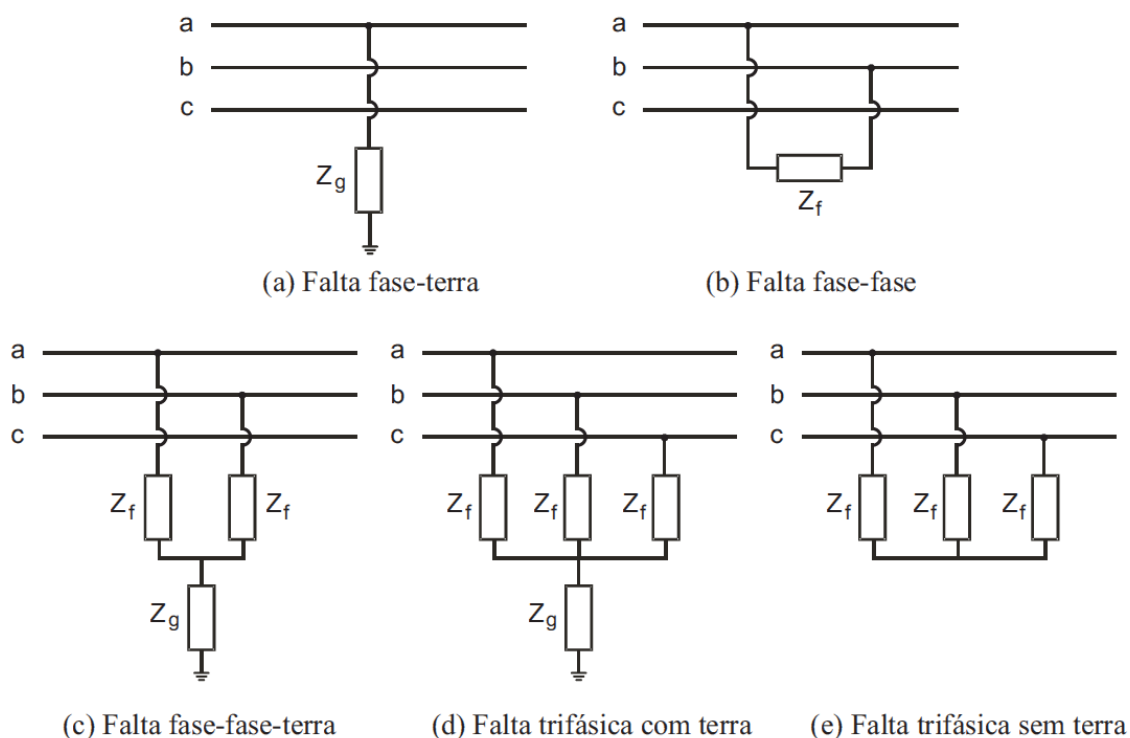


Figura 4.24 - Modelos básicos de faltas

A resistência de falta de um arco elétrico, por sua vez, é variável com o tempo, sendo desprezível nos primeiros milissegundos e apresenta posterior crescimento exponencial. No entanto, em estudos de esquemas de proteção, a resistência do arco elétrico é considerada constante ao longo do tempo.

Faltas não lineares são consideradas faltas de alta impedância (FAI) e são caracterizadas pela baixa magnitude da corrente de falta e pela existência de características singulares às componentes harmônicas, as quais dificultam a modelagem e a detecção de tais perturbações. Tal fenômeno é atribuído ao contato de linhas energizadas com árvores ou com o solo seco. A ordem de grandeza da resistência de falta associada a um defeito de alta impedância é dependente de fatores como umidade e tipo de superfície de contato existentes entre o condutor energizado e o elemento aterrado.

São usados valores de 5 Ω , 10 Ω e 100 Ω para simular faltas de alta impedância durante os ensaios para os diversos tipos de faltas que não seja fase-terra. Com esses valores podem-se abranger todas as causas que resultam nas faltas de alta impedância, conforme tabela 4.1 a seguir, extraída de [Carvalho-97]:

Tabela 4.1 – Valores de resistências de falta – tabelas a,b,c,d,e

Tabela a - Falta monofásica (Falta fase-terra)

	Resistência de falta (primário)
Normal	0,01 Ω
Alta resistência	100 Ω

Tabela b - Falta bifásica (Isolada, Falta fase-fase)

	Resistência de falta (primário)
Normal	0,01 Ω
Alta resistência	10 Ω

Tabela c - Falta bifásica com a terra (Falta fase-fase-terra)

	Resistência de falta (primário)	
	(Fase-terra)	(Ponto estrela aterrado)
Normal	0,01 Ω	0,01 Ω
Alta resistência	0,01 Ω	10 Ω

Tabela d - Falta trifásica (Isolada)

	Resistência de falta (primário)
Normal	0,01 Ω
Alta resistência	5 Ω

Tabela e- Falta trifásica envolvendo a terra

	Resistência de falta (primário)	
	(phase-terra)	(ponto estrela aterrado)
Normal	0,01 Ω	0,01 Ω
Alta resistência	0,01 Ω	10 Ω

4.7.6. Tipo de disparo

Existem dois tipos de disparo que podem ser comandados pelo equipamento de proteção: o disparo monopolar e o disparo tripolar, os quais promovem aberturas monopolares e tripolares, respectivamente, nos disjuntores associados ao objeto protegido, para situações que não houve falta evolutiva. Com o equipamento de proteção preparado para disparos monopolares, pode-se testar o esquema de religamento automático monopolar para as faltas monopolares.

4.7.7. Testes especiais

4.7.7.1. Energização de linha sob falta (SOFT)

A intenção deste teste é provar que o SOFT opera somente na condição de linha morta através do fechamento manual e sem partida externa. A linha está inicialmente desenergizada; então ambos os disjuntores são fechados, um terminal depois o outro.

4.7.7.2. Corrente reversa (religamento automático não satisfatório em linhas paralelas)

O objetivo deste teste é mostrar a correta operação do esquema de bloqueio transitório da proteção no caso de faltas em linhas paralelas na condição de corrente reversa na linha protegida. Deve-se simular pelo menos uma falta monofásica e uma trifásica com os ângulos de incidência da falta de 0° e 90° para resistência de falta normal e alta e na condição de carga leve e pesada.

4.7.7.3. Faltas evolutivas

Para a condição de falta evolutiva simular iniciando com falta monofásica localizada a 10% do terminal de interesse com resistência de falta normal e seleção de abertura tripolar do disjuntor. Evoluir a falta para fase-fase-terra com resistência de terra normal e seleção de abertura monopolar do disjuntor. Nesta condição, depois de dois ciclos (tempo de operação do relé somado ao tempo de abertura do disjuntor) haverá abertura tripolar para o disjuntor e partida do religamento automático; então, depois de quinze ciclos, é esperada a conversão da abertura monopolar para tripolar dentro do tempo morto e o bloqueio do religamento. Repetir as condições anteriores para a falta localizada a 90% do terminal de interesse com alta resistência de falta e evoluindo para falta trifásica envolvendo a terra. Nesta condição, depois de dois ciclos (tempo de operação do relé somado ao tempo de abertura do disjuntor) haverá abertura tripolar para o disjuntor e partida do religamento automático, então depois de quinze ciclos é esperada a conversão da abertura monopolar para tripolar dentro do tempo morto e o bloqueio do religamento. Realizar estes ensaios para os ângulos de inserção de falta de 0° e 90° e carga pesada.

4.7.7.4. Religamento não satisfatório

Simular faltas bifásicas e trifásicas com e sem terra e monofásicas permanentes localizadas a 90% do terminal de interesse com resistência de falta normal, ângulos de inserção de falta de 0° e 90° com carga leve e pesada.

4.7.7.5. Teste do esquema de echo

Para testar o esquema de echo simular uma falta monofásica, uma falta bifásica pura, uma falta bifásica envolvendo a terra e uma falta trifásica localizada a 10% do terminal de interesse, com resistência de falta normal e alta, ângulos de inserção de falta de 0° e 90° com carga pesada e disjuntor deste terminal aberto.

4.7.8. Gravação dos resultados dos testes

Os canais analógicos de tensão e corrente do RTDS e os sinais de saída do relé de proteção para cada caso testado individualmente é capturado e gravado em arquivo no formato COMTRADE, ficando disponível para impressão ou análise. A seguir é sugerida a lista de sinais que devem ser monitorados através de saídas binárias do equipamento de proteção:

- 1) Disparo fase A
- 2) Disparo fase B
- 3) Disparo fase C
- 4) Operação Zona 1
- 5) Operação Zona 2
- 6) Operação Zona 3
- 7) Operação do permissivo da função 21
- 8) Operação do permissivo da função 67N
- 9) Operação da função SOFT
- 10) Partida de religamento automático
- 11) Bloqueio do religamento automático
- 12) Partida do sincronismo
- 13) Comando de religamento
- 14) Transmissão do sinal permissivo da função 21 canal A
- 15) Transmissão do sinal permissivo da função 21 canal B
- 16) Transmissão do sinal de bloqueio de transitório da função 21
- 17) Transmissão do sinal permissivo da função 67N canal A
- 18) Transmissão do sinal permissivo da função 67N canal B
- 19) Transmissão do sinal de Transferência direta de disparo fase A
- 20) Transmissão do sinal de Transferência direta de disparo fase B
- 21) Transmissão do sinal de Transferência direta de disparo fase C
- 22) Direção direta da função 21
- 23) Direção reversa da função 21
- 24) Direção direta da função 67N
- 25) Direção reversa da função 67N

4.7.9. Considerações finais

O simulador digital em tempo real é um equipamento bastante versátil na análise e teste de equipamentos, tendo por principal vantagem a análise de qualquer sistema em que o equipamento em teste possa influenciar na simulação, o que não se consegue com outros equipamentos que apenas exteriorizam sinais.

A grande vantagem com relação aos outros dispositivos de teste de equipamentos de potência está na sua capacidade de simulação em tempo real, sendo extremamente útil quando a atuação do equipamento em teste ocasiona alguma modificação importante no sistema simulado. Os benefícios da utilização de ensaios com RTDS de acordo com [Schweitzer-08] são:

- Possibilidades de se realizarem estudos e simulações de sistemas elétricos em tempo real, em ambiente seguro, eliminando riscos no sistema elétrico e evitando interrupções no fornecimento de energia, provocadas, por exemplo, em situações não previstas nos estudos convencionais;
- Evitar ou minimizar as pesadas multas impostas pela parcela variável. O número de variáveis que influenciam no desempenho de sistemas de proteção é extremamente grande e com a parcela variável torna-se cada vez mais importante evitar desligamentos indevidos no sistema de transmissão.

Algumas razões que justificam ensaios de modelo estão listadas abaixo, conforme cita [Schweitzer-08]:

- Os estudos de coordenação de esquemas de proteção de linhas de transmissão utilizando programas de curto-circuito convencionais não garantem que o sistema de proteção estará funcionando corretamente para todas as condições de operação do sistema de potência, pois são incapazes de simular as condições dinâmicas do sistema de potência e as respostas dos sistemas de proteção em tempo real;
- Em muitos casos, o ajuste ideal dos relés de proteção é encontrado somente quando eles são colocados em operação e após um disparo indevido ou uma recusa de disparo ter ocorrido.

Após isso a ocorrência é analisada, utilizando os dados registrados pelos relés, e a modificação dos ajustes originais é proposta e implementada;

- Mesmo assim, isso não garante que os novos ajustes serão os ideais para futuras ocorrências que não puderam ser simuladas pelos programas convencionais de curto-circuito. Esse fato faz com que a linha de transmissão esteja suscetível a novos disparos incorretos devido aos ajustes inadequados;

- O simulador em tempo real RTDS permite que o comportamento dinâmico do sistema seja determinado e que as correntes e tensões para as diversas condições sejam aplicadas ao sistema de proteção real para determinar o seu desempenho através do monitoramento de sua resposta em tempo real. Assim sendo, é possível aferir e modificar os ajustes inicialmente propostos, o que é difícil através dos programas convencionais de curto-circuito;

- Ensaios de modelo dos sistemas de proteção garantem que o sistema de proteção será ajustado com os parâmetros ideais para a aplicação que se destina antes da entrada em operação, aferindo-o e modificando os ajustes inicialmente propostos, o que é difícil através dos programas convencionais de curto-circuito.

5. Conclusões e Propostas de Continuidade

5.1. Conclusões

Os testes de estado estável podem somente testar cada componente individual de um sistema. O sistema como um todo não pode ser testado de maneira a se observar seu comportamento sob as condições do sistema de potência. A impossibilidade de se testar o sistema completo deixa várias lacunas nos procedimentos de teste. Operações incorretas em serviço são devidas geralmente à performance das partes não testadas do sistema. Os testes de estado estável confirmam somente que o relé está ativo e que os ajustes não sofreram variações. Ele é útil para assegurar que os componentes eletromecânicos estejam funcionando adequadamente. Os testes de estado estável podem ser automatizados utilizando-se um PC para eficiência e consistência desses ensaios. Os dados de teste podem ser armazenados e utilizados para rastrear variações em seus resultados e os valores de tempo de operação.

Os testes dinâmicos variam de forma sincronizada os fasores da frequência fundamental de tensão e corrente e simulam de maneira mais próxima os eventos de um sistema de potência. Os controles computadorizados do instrumento de teste, aliado a modelos de sistema de potência, permitem ao usuário avaliar o desempenho da proteção para diferentes eventos. Os testes dinâmicos de um esquema de proteção completo asseguram o funcionamento apropriado do esquema durante distúrbios do sistema de potência. Os esquemas de proteção completos podem ser checados de maneira muito mais eficaz do que se testar individualmente os relés ou módulos, pois um ensaio completo do esquema confirma de maneira apropriada a interação entre as diversas partes que compõem o sistema.

Quando se ensaia um esquema completo, é muito importante que o instrumento de teste seja capaz de suprir a potência necessária. Fontes de corrente com múltiplas faixas são capazes de fornecer mais potência comparada com uma faixa de corrente somente.

Os testes transitórios simulam a frequência fundamental, harmônicas e todas as outras componentes de frequência, incluindo componentes CC nos fasores de tensão e corrente. Esses testes são muito utilizados na análise de respostas dos esquemas de proteção. Os mo-

dermos instrumentos de testes, com amplificador CC acoplado permitem o controle de reprodução de eventos transientes, amostra por amostra, utilizando programas instalados e controlados em computadores. São necessários cuidados na conversão de dados, caso a taxa de reprodução não seja a mesma daquela registrada.

O uso de sincronismo via satélite nos testes dinâmicos fornece à simulação uma condição mais verdadeira e próxima do sistema de potência real. Isso possibilita a observação de como o sistema de proteção opera e se relaciona com todos os componentes associados.

Os testes ponta a ponta aumentaram drasticamente a confiança da aplicação adequada da proteção sob as condições do sistema de potência. A utilização do sincronismo via satélite em ensaios dinâmicos tornou factível e proveitoso, de forma rotineira, os testes ponta a ponta. A qualidade dos resultados de teste, combinada com a redução do tempo de sua execução, permitem que eles sejam realizados de forma rotineira, aumentando a qualidade e a confiabilidade da proteção.

A necessidade de adequar o processo de formação do especialista de proteção de maneira que ele possa fazer face aos desafios introduzidos pelo uso da tecnologia digital nos equipamentos de proteção e controle, os novos métodos de ensaios disponibilizados pelos simuladores digitais e a crescente integração das funções de proteção, controle e supervisão em um mesmo hardware.

5.2. Proposta de continuidade

O uso de simuladores digitais em tempo real proporciona a melhoria da qualidade e agilidade do processo da avaliação da aplicabilidade dos equipamentos de proteção e controle e a otimização das análises de perturbação com reflexos nas demais atividades da engenharia operacional de proteção.

Como demanda tecnológica promove, o desenvolvimento de novas metodologias e ferramentas de planejamento, operação e manutenção de instalações da transmissão e visa a otimização, maior confiabilidade e melhoria de desempenho.

Para o processo de implantação do simulador digital em tempo real, são enumerados os seguintes itens de estudo futuros:

- Estudo de modelos dos equipamentos normalmente presentes nos sistemas elétricos de potência;
- Definição de critérios para a avaliação da aplicabilidade prática de equipamentos de proteção. Pode ser realizado um estudo de caso de simulação de um sistema de potência real reduzido, no qual são definidos os critérios para validação de sistemas de proteção, utilizando simulação em tempo real. Em função da aplicação do sistema de proteção podem ser definidas quais as simulações mínimas e suficientes de forma a validar a correta aplicação do sistema de proteção.

Apêndice A

Tabela ANSI – Códigos Numéricos de Funções de Proteção

Nr	Denominação
21	relé de distância
25	relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
27	relé de subtensão
30	relé anunciador
32	relé direcional de potência
37	relé de subcorrente ou subpotência
40	relé de perda de excitação
40	relé de perda de excitação
46	relé de desbalanceamento de corrente de fase
47	relé de sequência de fase de tensão
48	relé de sequência incompleta/ partida longa
49	relé térmico
50	relé de sobrecorrente instantâneo
51	relé de sobrecorrente temporizado
52	disjuntor de corrente alternada
53	relé para excitatriz ou gerador CC
55	relé de fator de potência

56	relé de aplicação de campo
59	relé de sobretensão
60	relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
61	relé de balanço de corrente
62	relé temporizador
63	relé de pressão de gás (Buchholz)
64	relé de proteção de terra
67	relé direcional de sobrecorrente
68	relé de bloqueio por oscilação de potência
78	relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	relé de religamento
81	relé de sub/ sobrefrequência
83	relé de seleção/ transferência automática
85	relé receptor de sinal de telecomunicação
86	relé auxiliar de bloqueio
87	relé de proteção diferencial
91	relé direcional de tensão
92	relé direcional de tensão e potência
94	relé de desligamento

COMPLEMENTAÇÃO DA TABELA ANSI:

50N - sobrecorrente instantâneo de neutro;

51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas);

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS);

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas);

50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF);

51Q - relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa com tempo definido ou curvas inversas;

51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão;

51C - relé de sobrecorrente com controle de torque;

59Q - relé de sobretensão de sequência negativa;

59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G);

64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão.

Os diagramas unifilares devem indicar se esse elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente o código da função. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G.

A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

67 N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado);

67 G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado);

67Q - relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa.

Proteção Diferencial - ANSI 87:

O relé diferencial 87 pode ser de diversas maneiras:

87 T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos);

87G - diferencial de geradores; 87GT - proteção diferencial do grupo gerador-transformador;

87 B - diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância.

Pode-se encontrar em circuitos industriais elementos de sobrecorrente ligados num esquema diferencial, onde os TC's de fases são somados e ligados ao relé de sobrecorrente.

Também se encontram esquemas de seletividade lógica para realizarem a função diferencial de barras.

87M - diferencial de motores - Neste caso pode ser do tipo percentual ou do tipo autobalanceado. O percentual utiliza um circuito diferencial através de 3 TC's de fases e 3 TC's no neutro do motor. O tipo autobalanceado utiliza um jogo de 3 TC's nos terminais do motor, conectados de forma a obter a somatória das correntes de cada fase e neutro. Na realidade, trata-se de um elemento de sobrecorrente, em que o esquema é diferencial e não o relé.

Referências Bibliográficas

- [Almeida-99] ALMEIDA, H.H. et al. **Utilização de Simulador Digital em Tempo Real na Execução de Testes do Sistema de Proteção das Linhas de Transmissão de Salto Caxias – Salto Santiago 525 KV e Salto Caxias – Cascavel 525 KV.** In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XV SNPTEE, outubro, 1999.
- [Araujo-04] ARAUJO, C.; HORVATH, F.; MACK, J. **A Comparison of Line Relay System Testing Methods.** National Grid Co, março, 2004.
- [Carvalho-97] Carvalho, Paulo Luciano de. **Uma Contribuição ao Estudo da Depressão de Tensão.** 134 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, 1997.
- [Cigré-00] CIGRÉ. **Analysis And Guidelines For Testing Numerical Protection Schemes.** Bélgica, 2000.
- [Cigré-00a] CIGRÉ Joint Working Group 34/35.11, **Protection Using Telecommunications,** 2000.
- [Cossa-06] COSSA, U.A. et al. **Teste Ponta a Ponta – Uma Nova Realidade na CPFL.** In: Conferência Doble no Brasil, VII, outubro, 2006.
- [Costa-03] COSTA, A.L.; CUNHA D.G. DA; GOMES J.L. **Testes Padronizados e Automatizados em Relés de Proteção.** In: Seminário Técnico de Proteção e Controle, VII STPC, junho, 2003.
- [Filomena-08] FILOMENA, André Darós. **Localização de defeitos em Alimentadores Primários Subterrâneos: Formulação Estendida Baseada na Impedância Aparente.** 159 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

- [França-98] FRANÇA, J. L., et al., **Manual para Normalização de Publicações Técnico Científicas**, Ed. UFMG, 4 ed., Belo Horizonte, 1998.
- [França-99] FRANÇA, V.A. **Utilização de Simulador Digital em Tempo Real na Execução de Testes de Proteção de Ondas Trafegantes**. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XV SNPTEE, outubro, 1999, Foz do Iguaçu, Paraná. 5P.
- [Gosalia-02] GOSALIA, J.P. **Ensaio de Desempenho de Relés**. Doble Engineering Company, fevereiro, 2002, Boston, USA.
- [Henville-05] HENVILLE, C. et al. **Dynamic Simulations Challenge Protection performance**. BC Hydro, novembro, 2005, Burnaby, BC Canadá.
- [Jodice-97] JODICE, J.A.; **Relay Performance Testing**. IEEE Transactions on Power Delivery. A Power System Relaying Committee Publication, V.12, N.1, janeiro, 1997.
- [Siemens-03] Manual de Operação. **SIPROTEC Distance Protection 7SA6 V 4.3. SIEMENS**, Alemanha, 2003. p.127-232.
- [Massaud-08] MASSAUD, A.G.; Aquino, A.F.C.; **Adoção do Religamento Tripolar Lento: Benefícios para o Desempenho do SIN e para Concessionárias de Transmissão**. In: IX Seminário Técnico de Proteção e Controle, Belo Horizonte, 2008.
- [Mooney-09] MOONEY, J.; **Aplicações de Relés Microprocessados em Linhas de Transmissão**. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, março, 2009.

- [Ordacgi-03] ORDACGI, J.M.; **Curso de Filosofia de Proteção**, São Paulo, abril, 2003.
- [Oliveira-03] OLIVEIRA, R.C. DE et al. **Testes em Sistemas de Proteção de Linhas de Transmissão Dotados de Esquemas de Teleproteção, Utilizando Testadores Digitais Sincronizados por Satélite**. In: Seminário Técnico de Proteção e Controle, VII STPC, 22 a 27 de junho, 2003, RJ. 6P.
- [Oliveira-02] OLIVEIRA, R.C.; COSTA A.L.M.; **Certificação de Equipamentos e Sistemas de Proteção, Controle na CEMIG**. In: VII Seminário Técnico de Proteção e Controle, Belo Horizonte, 2002.
- [Oliveira-02a] OLIVEIRA, R.C; **II Encontro Técnico de Manutenção da ABRATE**, São Paulo, 2003.
- [Oliveira-07] OLIVEIRA, André Luiz Perira de. **Avaliação do Comportamento da Proteção de Distância em Linhas de Transmissão com Compensação Série Fixa através da Simulação Digital em Tempo Real**. 174 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.
- [ONS-06] <http://www.ons.org.br> - **Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS**.
- [ONS-11] Operador Nacional do Sistema. **Filosofia das proteções das LTS de Alta e Extra Alta Tensão da Rede de Operação do ONS**. Rio de Janeiro, 2011.

- [Pereira-11] PEREIRA, C; SOARES, R.A. **Relatório Etapa 2 – Padronização de Pontos Digitais, Analógicos e Lógicos**. Projeto de P&D GT 201, novembro, 2011.
- [Schweitzer-08] <http://www.selic.com.br/RTDS.aspx>.
- [Schweitzer-09] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. **Data sheet do Sistema de Proteção SEL-351-5, -6, -7**, 2009.
- [Sollero-87] SOLLERO, R.B. **Ensaio Dinâmico em Sistemas de Proteção**. In: **Encontro Técnico sobre Manutenção de Sistemas de Proteção**, IX, 1987, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ. 29p.
- [Ushikubo-99] USHIKUBO, M.F.; ROMEIRO Filho, JOSÉ N.R. **Simulação em Tempo Real de Falhas Utilizando ATP Simulador de Sistemas de Potência e GPS**. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XV SNPTEE, outubro, 1999, Foz do Iguaçu, Paraná.6P.
- [Zimmerman-05] ZIMMERMAN, K.; **Commissioning of Protective Relay Systems**. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, julho, 2005.