

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Alison Fernando Marchioro

**ESTUDO E TESTES DE DESEMPENHO DE PROTEÇÃO DE LINHAS
DE TRANSMISSÃO AC CONECTADAS A SISTEMAS HVDC –
ESTUDO DE CASO APLICADO À LT GARABI2 - SANTO ÂNGELO**

**Santa Maria, RS
2017**

Alison Fernando Marchioro

**ESTUDO E TESTES DE DESEMPENHO DE PROTEÇÃO DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO AC CONECTADAS A SISTEMAS HVDC – ESTUDO DE CASO
APLICADO À LT GARABI2 - SANTO ÂNGELO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Dr. Ghendy Cardoso Junior

Santa Maria, RS
2017

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Marchioro, Alison Fernando
ESTUDO E TESTES DE DESEMPENHO DE PROTEÇÃO DE LINHAS
DE TRANSMISSÃO AC CONECTADAS A SISTEMAS HVDC - ESTUDO DE
CASO APLICADO À LT GARABI2 - SANTO ÂNGELO / Alison
Fernando Marchioro.- 2017.
113 p.; 30 cm

Orientador: Ghendy Cardoso Junior
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2017

1. Engenharia Elétrica 2. Proteção de Linhas de
Transmissão 3. HVDC 4. Testes Desempenho de Proteção I.
Cardoso Junior, Ghendy II. Título.

Alison Fernando Marchioro


**ESTUDO E TESTES DE DESEMPENHO DE PROTEÇÃO DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO AC CONECTADAS A SISTEMAS HVDC – ESTUDO DE CASO
APLICADO À LT GARABI2 - SANTO ÂNGELO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 14 de Julho de 2017:



Ghendy Cardoso Junior, Dr.
(Presidente/Orientador)



Adriano Peres de Moraes, Dr



Diego Roberto Moraes, Dr

Santa Maria, RS
2017

DEDICATÓRIA

Ao meu filho Enzo Marchioro, minha mãe Edileusa Figur dos Santos e demais familiares e amigos, que de alguma forma contribuíram para minha formação.

AGRADECIMENTOS

A concretização deste trabalho ocorreu, principalmente, pelo auxílio, compreensão e dedicação de várias pessoas. Agradeço a todos, que de alguma forma, contribuíram para a conclusão deste estudo e, de uma maneira especial, agradeço:

- ao meu orientador Ghendy Cardoso Junior pela oportunidade concedida em participar do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, a confiança depositada e as suas contribuições para o trabalho.

- ao meu filho Enzo Marchioro, meu maior incentivo e que, em alguns momentos, não teve seu pai presente em suas brincadeira para que este trabalho pudesse ser concretizado.

- a minha mãe Edileusa Figur dos Santos, que nunca mediu esforços para me proporcionar carinho, amor e educação. Agradeço a ela por contribuir para toda minha formação, tanto acadêmica quanto pessoal.

- aos meus familiares de forma geral, que são à base da minha formação.

- aos amigos da Conversora Garabi, que sempre terão um lugar especial no meu coração.

- aos colegas da URI - São Luiz Gonzaga pelo apoio, amizade e incentivo.

- aos amigos, que entenderam a minha ausência em diversos momentos e que mantiveram o carinho, mesmo sem contato frequente.

- aos professores e colegas do curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da UFSM pelas contribuições técnicas, tanto para formação do conhecimento, quanto para o desenvolvimento do trabalho.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para o meu desenvolvimento.

*O único lugar em que o sucesso
vem antes do trabalho é no
dicionário.*

(autor desconhecido)

RESUMO

ESTUDO E TESTES DE DESEMPENHO DE PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AC CONECTADAS A SISTEMAS HVDC – ESTUDO DE CASO APLICADO À LT GARABI2 - SANTO ÂNGELO

AUTOR: Alison Fernando Marchioro
ORIENTADOR: Ghendy Cardoso Junior

O presente trabalho trata do estudo de proteção de linhas de transmissão em corrente alternada (CA) conectadas a sistemas de corrente contínua em alta tensão (HVDC- *High Voltage Direct Current*). Primeiramente é apresentada uma fundamentação teórica referente às funções de proteção e esquemas de tele-proteção mais aplicados em linhas de transmissão CA. Também é desenvolvido um breve histórico dos sistemas HVDC e efetuada a apresentação das características principais e configurações básicas destes sistemas. Através de uma análise dos princípios básicos de controle do conversor do tipo fonte de corrente (CSC) é efetuada uma análise de faltas no lado CA do conversor, para isso, também foram realizadas simulações de falta através de um modelo base do software Matlab – Simulink. Posteriormente é efetuado um estudo de caso de uma linha de transmissão de 525 kV, conectada a um sistema HVDC, que apresentava problemas reais de atuação indevida de proteção. Foi apresentado o desenvolvimento de uma réplica do sistema real em estudo, implementada em laboratório para a realização de testes. Por fim são mostrados os resultados obtidos a partir de testes ponta a ponta no sistema real e as modificações implementadas no sistema real são analisadas.

Palavras chave: Proteção de Linhas de Transmissão. HVDC. Testes Desempenho de Proteção.

ABSTRACT

STUDY AND PROTECTION PERFORMANCE TESTS OF AC TRANSMISSION LINES CONNECTED TO HVDC SYSTEMS - CASE STUDY APPLIED TO GARABI2 LT - SANTO ÂNGELO

AUTHOR: Alison Fernando Marchioro

ADVISOR: Ghendy Cardoso Junior

The present work it's about an study of protection of AC transmission lines connected to high voltage direct current (HVDC) systems. First, it presents a theoretical foundation regarding the protection functions and teleprotection schemes most applied in AC transmission lines. A brief history of HVDC systems is also developed and the basic characteristics and configurations of these systems are presented. Through an analysis of the basic control principles of the current source converter (CSC), a fault analysis is performed on the AC side of the converter. Fault simulations were also performed through a Matlab - Simulink software base model. Subsequently, a case study of a 525 kV transmission line connected to an HVDC system was performed, which presented real problems of improper performance of protection. It was presented the development of a replica of the actual system under study, implemented in the laboratory to perform tests. Finally, results obtained from end-to-end tests in the real system are presented and the modifications implemented in the real system are analyzed.

Keywords: Transmission Line Protection. HVDC. Protection Performance Testing.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Desligamentos forçados por equipamento	21
Tabela 2 - Características dos Conversores CSC e VSC.....	52
Tabela 3 - Dados da linha de transmissão	76
Tabela 4 - Parametrização da proteção de distância.....	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Estratificação dos desligamentos forçados analisados.....	22
Figura 2.2 - Função direcional no sentido para frente.....	25
Figura 2.3 - Função direcional no sentido reverso.....	25
Figura 2.4 - Exemplo de falta na fase A.....	26
Figura 2.5 - Componente de sequência zero no local de aplicação da proteção.....	27
Figura 2.6 – Referência para a corrente de terra.....	28
Figura 2.7 – Características implementadas em relés de distância.....	29
Figura 2.8 – Representada graficamente num diagrama R-X.....	31
Figura 2.9 – Retorno por terra quanto de faltas à terra.....	31
Figura 2.10 – Curtos-circuitos na linha.....	32
Figura 2.11 – Diagrama R-X.....	32
Figura 2.12 – Ponto de Curto-circuito.....	33
Figura 2.13 - Ponto de Carga.....	34
Figura 3.1 - Sistema Genérico de Teleproteção.....	36
Figura 3.2- Zonas de Proteção.....	37
Figura 3.3 - Esquema de comparação de fase.....	40
Figura 3.4 - Diagrama de requisitos para esquemas de teleproteção.....	41
Figura 3.5 - Alcance das zonas de proteção.....	42
Figura 3.6 - Lógica de funcionamento do esquema DUTT.....	43
Figura 3.7 - Lógica de funcionamento do esquema PUTT.....	44
Figura 3.8 - Lógica de funcionamento do esquema POTT.....	45
Figura 3.9 - Lógica de funcionamento do esquema DCB.....	46
Figura 4.1 - Imagem da construçãoda primeira aplicação comercial em HVDC.....	50
Figura 4.2 - Tipos de conversores (CSC e VSC).....	52
Figura 4.3 - Monopolar com retorno por terra.....	53
Figura 4.4 - Monopolar com retorno metálico.....	54
Figura 4.5 – Bipolar.....	55
Figura 4.6 - Monopolar com ponto médio aterrado.....	56
Figura 4.7 - Back toback.....	57
Figura 4.8 - Diagrama simplificado de uma transmissão monopolar.....	58
Figura 4.9 - Conversor 12 pulsos e diagrama de conexão simplificado.....	59
Figura 4.10 - Característica estática U_d/I_d do conversor.....	61
Figura 4.11 - Visão geral simplificada do controle HVDC.....	62
Figura 4.12 - Circuito simulado com caso de falta monofásica no lado CA do inversor.....	64
Figura 4.13 - Formas de onda de tensão e corrente CA para falta monofásica no lado CA do inversor.....	65
Figura 4.14 - Formas de onda DC em caso de falta monofásica no lado AC do inversor.....	66
Figura 4.15 - Circuito simulado com caso de falta trifásica no lado CA do inversor.....	70
Figura 4.16 - Formas de onda de tensão e corrente CA em caso de falta trifásica no lado CA do inversor.....	71

Figura 4.17 - Formas de onda CC em caso de falta trifásica no lado CA do inversor.....	71
Figura 4.18 - Formas de onda de tensão e corrente CA em caso de falta trifásica no lado CA do inversor.....	72
Figura 4.19 - Formas de onda CC em caso de falta trifásica no lado CA do inversor.....	73
Figura 5.1 - Detalhe do sistema elétrico da região.....	74
Figura 5.2 - Diagrama simplificado do sistema elétrico regional.....	75
Figura 5.3 - Diagrama unifilar simplificado das C. F. Garabi 1 e 2.....	75
Figura 5.4 - Curto-circuito trifásico na barra de Santo Ângelo 525 kV.....	78
Figura 5.5 - Curto-circuito fase-terra na barra Santo Ângelo 525 kV.....	79
Figura 5.6 - Curto-circuito trifásico na barra de Garabi 525 kV.....	79
Figura 5.7 - Curto-circuito fase-terra na barra de Garabi 525 kV.....	80
Figura 5.8 - Loop fase-fase.....	82
Figura 5.9 - Loop fase-terra.....	82
Figura 6.1 - Visão Frontal REL670.....	87
Figura 6.2 - Visão traseira REL 670.....	88
Figura 6.3 - Imagem da representação do terminal de Santo Ângelo em laboratório.....	89
Figura 6.4 - Sistemas de racks MACH2.....	90
Figura 6.5 - Placas de campo MACH2.....	91
Figura 6.6 - Rack de placas MACH2 montadas em laboratório.....	91
Figura 6.7 - Exemplo ilustrativo de comunicação via rede CAN.....	92
Figura 6.8 - Exemplo ilustrativo de comunicação via rede TDM.....	93
Figura 6.9 - Computador MACH2.....	94
Figura 6.10 - Placa PS801 com conexão PCI para computadores MACH2.....	94
Figura 6.11 - Réplica do sistema desenvolvido em laboratório.....	95
Figura 6.12 - Oscilografia do terminal de Garabi para o teste POTT 67N.....	96

LISTA DE ABREVIACOES E SIGLAS

AC	Alternating Current
C. F.	Conversora de Freqüencia
CA	Corrente Alternada
CAN	<i>Control Area Network</i>
CC	Corrente Contínua
CCA	<i>Current Control Amplifier</i>
CSC	<i>Current Source Converter</i>
DCB	<i>Directional comparison blocking</i>
DUTT	<i>Direct under-reaching transfer trip</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
HVDC	<i>High Volt Direct Current</i>
I/O	<i>Input/output</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LCC	<i>Line-commutated Converter</i>
LT	Linha de Transmissão
MACH2	<i>Modular Advanced Control HVDC and SVC 2nd edition</i>
PCI	<i>Peripheral Component Interconnect</i>
PI	Proporcional Integral
POTT	<i>Permissive over-reaching transfer trip</i>
PUTT	<i>Permissive under-reaching transfer trip</i>
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
SEP	Sistema Eléctrico de Potência
TC	Transformador de Corrente
TDD	Transferência Direta de Disparo
TDM	<i>Time division multiplex</i>
TP	Transformador de Potencial
VDCOL	<i>Voltage Dependent Current Order Limiter</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 JUSTIFICATIVAS	16
1.2 OBJETIVOS	16
1.3 REVISÃO DA LITERATURA.....	17
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	20
2 PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AC	21
2.1 REQUISITOS MÍNIMOS PARA SISTEMAS DE PROTEÇÃO NO SIN	22
2.2 FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	23
2.2.1 Sobrecorrente Direcional (67/ 67n)	24
2.2.2 Função de Proteção de Distância	28
3 TELEPROTEÇÃO	35
3.1 REQUISITOS PARA SISTEMAS DE TELEPROTEÇÃO.....	36
3.1.1 Segurança	37
3.1.2 Confiabilidade.....	37
3.1.3 Velocidade	38
3.2 ESQUEMAS DE TELE-PROTEÇÃO	38
3.2.1 Esquema diferencial de corrente	39
3.2.2 Relé de fio piloto AC.....	39
3.2.3 Esquemas de comparação de fases.....	39
3.2.4 Esquemas de comparação direcional	40
3.3 PRINCIPAIS ESQUEMAS ESPECÍFICOS DE COMPARAÇÃO DIRECIONAL	42
3.3.1 Transferência Direta de disparo por Sub-alcance (DUTT)	43
3.3.2 Permissão de transferência de disparo por sub-alcance (PUTT).....	44
3.3.3 Transferência permissiva de disparo por sobre alcance (POTT)	44
3.3.4 BLOQUEIO DE COMPARAÇÃO DIRECIONAL (DCB).....	45
4. SISTEMAS HVDC	47
4.1. HISTÓRICO DA TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA	47
4.2 VANTAGENS DE SISTEMAS EM HVDC.....	48
4.3 DESVANTAGENS DE SISTEMAS EM HVDC	49
4.4 COMPARAÇÃO DO CUSTO GLOBAL ENTRE TRANSMISSÃO CA E CC	49
4.5 A TECNOLOGIA HVDC DE ACORDO COM O CONVERSOR	50
4.6 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE CONVERSORES DO TIPO CSC	53
4.6.1 Transmissão de Potência entre o Retificador e o Inversor	61
4.7 PRINCÍPIOS BÁSICOS DE SISTEMAS DE CONTROLE HVDC (CSC)	64
4.7.1 Visão geral simplificada do controle HVDC	66
4.7.2 Amplificador de controle de corrente (CCA)	67
4.7.3 Limitador de ordem de corrente dependente da tensão (VDCOL)	67
4.7.4 Falhas de Comutação	68
4.7.5 Falhas no sistema CA	68
4.8 SIMULAÇÃO DE FALTAS NO SISTEMA CA CONECTADAS A UM SISTEMA HVDC DO TIPO CSC	69
4.8.1 Falta Monofásica no lado CA do Inversor	70
4.8.2 Falta Trifásica no lado CA do Inversor.....	72
5. ESTUDO DE CASO LINHA DE TRANSMISSÃO GARABI2/SANTO ÂNGELO....	74
5.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	76

5.2 DADOS E ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO DA LINHA DE TRANSMISSÃO...	78
5.3 MONTAGEM DE RÉPLICA DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DA LT.....	80
5.4 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO E TELEPROTEÇÃO.....	81
5.4.1 Proteção de Distância (21).....	82
5.4.2 Proteção de Sobrecorrente Direcional de Neutro (67N).....	84
5.4.3 Atendimento ao submódulo 2.6 NOS.....	84
5.5 RELIGAMENTO.....	85
5.6 CANAIS DE TELEPROTEÇÃO.....	85
6. TESTES DE VALIDAÇÃO DE PROTEÇÃO E TELEPROTEÇÃO COM DESLIGAMENTO DA LINHA DE TRANSMISSÃO.....	86
6.1 FALTA A 50% DO TERMINAL DE GARABI.....	88
6.2 FALTA A 10% DO TERMINAL DE GARABI.....	90
6.3 FALTA A 90% DO TERMINAL DE GARABI.....	92
6.4 FALTA A 110% DO TERMINAL DE GARABI.....	93
6.5 TESTE DE TELE-PROTEÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO 67N.....	95
7 CONCLUSÃO.....	97
7.1 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS.....	97
REFERÊNCIAS.....	99

1 INTRODUÇÃO

O objetivo principal de um SEP (sistema elétrico de potência) é fornecer grandes quantidades de energia aos seus consumidores, garantindo padrões adequados de qualidade e continuidade do serviço. Durante o fornecimento de energia, algumas condições inaceitáveis de operação podem ocorrer. Nestes casos, o sistema deve ser protegido, de modo que, seja possível minimizar os possíveis danos aos equipamentos e gerar o mínimo impacto possível aos seus usuários (OLIVEIRA, 2012).

As linhas de transmissão são elementos que formam elos entre pontos distantes de um sistema de potência, estão expostas a intempéries e muitas vezes passam por regiões inóspitas. Por este motivo, são os equipamentos mais propensos a sofrerem perturbações. Para proteção de linhas de transmissão são utilizados dispositivos que atuam de modo a limitar os defeitos em caso de ocorrência de falha (SILVA, 2009).

As contingências em um SEP, em geral, devem ser isoladas com o objetivo de minimizar os danos aos seus componentes, já que, não é possível projetar um sistema imune às falhas. O monitoramento dos sistemas de proteção é efetuado através da medição de tensão e corrente, ou a combinação das mesmas. Os dispositivos de proteção, em seu aspecto funcional, determinam a tomada de decisão através da comparação de resultados adquiridos em suas medições (MARCOLINO, 2014).

Os dispositivos de proteção de linhas de transmissão devem possuir as seguintes características para um funcionamento adequado: sensibilidade, seletividade, velocidade, confiabilidade e precisão, e estas, necessitam ser dimensionadas corretamente para atender as necessidades do sistema (SANTOS, 2007).

Os sistemas de transmissão de corrente contínua em alta tensão (HVDC) estão se tornando cada vez mais comuns em sistemas de potência. Isto, devido as suas características de eficiência de transmissão, possibilidade de conexão de sistemas assíncronos, controle de transmissão de potência e viabilidade econômica para transmissão em longas distâncias (CUSTÓDIO, 2009).

Os sistemas de transmissão HVDC estão desempenhando um papel cada vez mais importante em sistemas de energia modernos e estão sendo construídos em todo o mundo. Existem profundas interações entre os sistemas de transmissão em corrente alternada e contínua, o que remete ao fato de que, os estudos referentes às falhas e atuações de dispositivos de proteção não deve considerar apenas as interconexões de transmissão CA, mas também os links HVDC em redes que integram estes dois sistemas (WANG, 2014).

1.1 JUSTIFICATIVAS

O foco deste trabalho está baseado no estudo de proteção das linhas de corrente alternada conectadas a sistemas HVDC. Tendo em vista que, a proteção destas linhas deve levar em consideração as características de ambos os sistemas, de forma que, seja possível efetuar ações de proteção de forma rápida, seletiva e confiável.

Conforme já citado neste trabalho, os sistemas HVDC estão sendo bastante difundidos nos últimos anos, sendo amplamente aplicados para transmissão de energia a longas distâncias, conexão de fontes renováveis e interconexão de sistemas assíncronos (CUSTÓDIO, 2009). Um dos fatores atrativos para essa tecnologia é a baixa contribuição de curto-circuito para o sistema CA (KUNDUR, 1994). Porém, este fator, considerado benéfico para várias aplicações de sistemas de potência, do ponto de vista de proteção, pode ser considerado um problema, já que, o terminal CA do sistema HVDC, pode não ser capaz de detectar a falta nas linhas de transmissão conectadas diretamente a ele, afetando de forma negativa o desempenho com relação à proteção da linha de transmissão CA (SOOD, 2004).

Apesar da variedade dos estudos com relação aos sistemas HVDC estarem crescendo de forma exponencial na última década, a proteção das linhas CA, conectadas diretamente a estes sistemas, são pouco abordadas como foco principal. Já para aplicação de estudos de proteção CA, se torna um caso bastante específico, com baixo número de estudos recentes de alta relevância. Porém, como as características do conversor afetam diretamente o sistema de proteção e teleproteção da linha de transmissão CA.

Perante este cenário, e partido do princípio de que as linhas de transmissão são os componentes que mais sofrem desligamentos forçados em sistemas elétricos de potência (SATO, 2007). Este trabalho pretende abordar a temática da proteção de linhas de transmissão CA, conectadas diretamente aos sistemas HVDC, através de um estudo de caso, aplicando algumas soluções propostas e demonstrando a realização de testes reais em uma linha de transmissão de 525 kV.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo desta dissertação é realizar um estudo referente à proteção de linhas de transmissão CA conectadas diretamente a sistemas HVDC com conversores do tipo fonte de corrente.

Tem como objetivos específicos:

- Efetuar uma revisão da literatura referente a falhas em Sistemas AC conectadas a sistemas HVDC com conversores do tipo fonte de corrente;
- Efetuar uma fundamentação teórica referente a sistemas de proteção e de teleproteção de sistemas CA;
- Realizar um estudo de sistemas HVDC que utiliza conversores do tipo fonte corrente, apresentando as características do controle destes sistemas;
- Analisar um caso de estudo que apresente um problema real e indicar possíveis soluções;
- Realizar testes de proteção no sistema real e analisar os resultados.

1.3 REVISÃO DA LITERATURA

A transmissão de energia elétrica através de sistemas em corrente contínua em alta tensão (HVDC) têm sido amplamente pesquisada nas últimas seis décadas. Os sistemas HVDC são uma alternativa eficiente para alguns desafios enfrentados por sistemas convencionais de transmissão de energia elétrica em corrente alternada. A transmissão em corrente contínua proporciona uma melhor eficiência para transmissão de energia em longas distâncias, permite conexão de redes assíncronas e pode auxiliar na prevenção da propagação de distúrbios em sistemas elétricos de potência (KALCON; ABBAS, 2014)

Com relação aos distúrbios transientes que possam vir a ocorrer nos sistema de transmissão de potência, os sistemas de corrente contínua, geralmente, possuem uma resposta mais rápida com relação ao sistema de corrente alternada. O sistema CC atravessa a perturbação com redução temporária de energia, ou até mesmo bloqueia o fluxo de potência, até que o sistema de corrente alternada se recupere o suficiente para permitir a reinicialização e a restauração de energia (KUNDUR, 1994).

Os autores Arrilaga, Liu e Watson (2007) relatam que a gravidade de um curto-circuito nos sistemas CA, diretamente conectado aos sistemas HVDC, é bastante reduzida em comparação com uma interconexão puramente de corrente alternada, isto, porque o link de corrente contínua, devido ao seu controlador de corrente de resposta rápida, não alimenta praticamente nenhuma corrente adicional na falha. Ainda descrevem que se a falha ocorre no lado do retificador, não é necessária nenhuma ação de controle especial. Por outro lado, uma falha perto da extremidade do inversor, causa falhas de comutação e produz picos de corrente mais altos, mas estes podem ser minimizados ao reduzir rapidamente os ângulos de disparo.

Os autores Zhu, Wang e Zhang (2009) abordaram a temática da influência das falhas na rede de corrente alternada diretamente ligada aos sistemas HVDC. Neste artigo, são apresentados exemplos operacionais de falhas no sistema elétrico chinês e são apontadas algumas sugestões de melhoria. É abordada neste estudo a influência das falhas CA nos sistemas de controle HVDC e também, o impacto destas funções de controle na estabilidade dos sistemas CA. Este estudo ressalta a importância da atuação do sistema de proteção de corrente alternada em extinguir a falta antes de afetar os equipamentos do sistema HVDC. Indica ainda que os sistemas de proteção dos transformadores conversores, serviço auxiliar, filtros e linha CA, devem ser coordenadas, de modo que, respeitem o princípio básico de que: o sistema HVDC não deve ser bloqueado antes do isolamento das falhas do sistema de CA através da operação do sistema de proteção CA.

Os autores Rahman et al. (2014) efetuaram simulações utilizando modelos Matlab Simulink e realizaram a comparação de diversos tipos de falha em sistemas HVDC e HVAC equivalentes, utilizaram um valor semelhante de potência de transmissão, classe de tensão e comprimento de linha e evidenciaram um nível de corrente de curto-circuito bem mais elevado no sistema de corrente alternada em comparação com sistemas de transmissão em corrente contínua.

O artigo de Oni, Mbangula e Davidson (2016) efetuou uma análise dos dois tipos dominantes de tecnologia HVDC, os conversores do tipo fonte de tensão (VSC) e os conversores do tipo fonte de corrente (CSC ou LCC). O artigo avalia estes dois tipos de conversores, suas características operacionais, capacidade de classificação de potência, capacidade de controle e perdas. Abordam suas aplicações, vantagens, limitações e os últimos desenvolvimentos tecnológicos dessas tecnologias. O referido artigo evidencia que os conversores do tipo VSC possuem um maior controle de potência, flexibilidade e eficiência de transmissão, porém os sistemas LCC possuem uma melhor sustentação do sistema em condições de falta, além do fato de possibilitar uma maior capacidade de transmissão de potência. Kalcon e Abbas (2014) também ressaltam a robustez do sistema de controle do conversor LCC durante a ocorrência de faltas no sistema CA.

Já os autores Mark e Mather (2015) analisam o efeito de falhas do Sistema CA na operação do inversor de conversores HVDC do tipo LCC, demonstrando as formas de onda da tensão do inversor mediante a falta. Neste trabalho, foi demonstrado um estudo de caso de uma falha real ocorrida no sistema elétrico australiano na linha de transmissão de 220 kV Gordon - Chapel Street em 23 de fevereiro de 2015.

Os autores Yang X. et al. (2014) abordam o desempenho dinâmico do sistema HVDC multiterminal do tipo série durante falhas AC no lado do de inversor. Este trabalho propõe a implementação de um algoritmo de controle em um modelo MTDC (Multiterminal high voltage direct current) com quatro terminais em série de 800 kV / 3,2 GW e estuda o seu desempenho dinâmico após a falta CA no inversor. Este trabalho demonstra a variação do desempenho dinâmico do conversor de acordo com a força do sistema CA a qual o sistema está conectado.

Paily (2015), em sua tese, efetuou uma análise de falhas de sistemas HVDC utilizando várias técnicas de processamento de sinal. Este trabalho demonstra a possibilidade de detectar e classificar falhas diversas em sistemas HVDC do tipo VSC e LCC utilizando os métodos da transformada de wavelet, lógica fuzzy e redes neurais, sendo que, as três técnicas apresentaram resultados satisfatórios, tanto para detecção, quanto para classificação de falhas.

Já o autor Wang (2014) combinou o relé de distância e a interconexão HVDC em conjunto para investigar o comportamento do relé de distância. A análise foi efetuada para aplicação na proteção de sistemas CA conectada a um link HVDC durante condições de falta e oscilação de potência. Um sistema HVAC também foi simulado nas condições semelhantes para analisar resultados comparáveis. Neste trabalho foram utilizados modelos de sistemas de energia HVAC/HVDC simulados no MATLAB/SIMULINK sob condições de falta. Através da simulação foi analisado o comportamento da proteção de distância do terminal remoto com relação ao sistema HVDC. O estudo demonstrou que, quando ocorre uma falha na área da zona 1 (contemplando a linha AC até o terminal do sistema HVDC), a atuação e as impedâncias de falha observadas pelo relé de distância foram semelhantes em sistemas HVAC/HVDC e HVAC. Porém quando a falha ocorre na área da zona 2 (linha CA mais conjunto HVDC) e zona 3 (linha CA, conjunto HVDC e mais a linha CA subsequente), os resultados foram desiguais. Mediante a ocorrência de uma falha na linha HVDC, ou na linha HVAC, foi observado que o relé de distância não disparou. As impedâncias de falha observadas por diferentes comparadores de distância foram semelhantes. Em correspondência, nas falhas similares aplicadas para distâncias idênticas no sistema HVAC, o relé de distância disparou conforme esperado.

Os autores Zhang et al. (2014) efetuaram algumas simulações e analisaram as características de variação da corrente nas diferentes situações de falhas de comutação de sistemas HVDC. Em seguida, com base nestes, foi observada a influência da falha de comutação na impedância medida do relé de distância em diferentes situações. Os autores evidenciaram que durante o processo de transição da falha de comutação, o valor da impedância medida pelo relé de impedância apresenta flutuações, ou seja, na fase inicial de falha, o valor diminui e, em seguida, aumenta por algum tempo e diminui novamente por mais outro período.

Também, os autores observaram a influência nas proteções CA varia de acordo com a intensidade da falha de comutação.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

No Capítulo 2 é efetuada uma abordagem teórica referente à proteção de linhas de transmissão CA, contemplando a contextualização do tema, os requisitos de sistemas de proteção no Sistema Interligado Nacional (SIN) e as características das funções de proteção aplicadas no trabalho.

O Capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica de sistemas de tele-proteção, os principais esquemas utilizados e suas características de funcionamento.

No Capítulo 4 é transcrito um breve histórico de sistemas HVDC e suas principais características. Também são abordados os princípios básicos de controle de sistemas HVDC e o seu comportamento sob falta no lado CA. Por fim deste capítulo, são demonstradas simulações no software Matlab - Simulink de um sistema HVDC sob falta no lado CA no lado do inversor.

No Capítulo 5 é apresentado o caso de estudo, a descrição do problema proposto, as características do sistema, alguns estudos realizados e as alterações implementadas nos sistemas de proteção e tele-proteção.

O Capítulo 6 apresenta os testes reais realizados mediante desligamento da linha de transmissão. Foram aplicadas diferentes condições de faltas através da metodologia de teste ponta a ponta. Foram apresentadas as oscilografias dos testes e suas respectivas análises.

No Capítulo 7, são apresentadas as conclusões obtidas a partir da análise dos resultados. São apresentadas também algumas propostas de trabalhos futuros, visando complementar e melhorar o presente estudo.

2 PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AC

O sistema de proteção aplicado aos sistemas elétricos de potência, como o seu próprio nome indica, protege o sistema de falhas que podem acontecer internamente ou externamente ao circuito protegido, desta forma, garantindo a continuidade do funcionamento do sistema elétrico que não se encontra submetido à falta, e assegurando a manutenção da vida útil às instalações e equipamentos elétricos. Para isso, é necessária a constante avaliação da necessidade de instalação de dispositivos de proteção, detecção de curtos-circuitos ou eventos anormais que possam danificar os elementos do sistema (MAEZONO, 2006a; IEEE, 2009).

Em um sistema elétrico de potência, a falha mais comum é o curto-circuito. Esse produz uma corrente elevada que circula por todos os elementos da linha de transmissão, gerando falhas de funcionamento e graves distúrbios de tensão ao longo da linha. Além disso, existem outras ocorrências que podem ocasionar consequências não menos graves ao sistema elétrico, como por exemplo, sobrecarga, subtensões e sobretensões. Estes fenômenos podem ser gerados por descargas atmosféricas, manobras, quedas de árvores, entre outras (MARCOLINO, 2014).

As linhas de transmissão são os componentes que mais sofrem desligamentos forçados nos sistemas elétricos de potência, conforme pode ser observado na Tabela 1, que apresenta um estudo realizado no sistema elétrico brasileiro (SATO, 2007). Este fato é perfeitamente explicável, já que, as linhas de transmissão percorrem extensas regiões e estão expostas a perturbações naturais, ambientais e operacionais. Desta forma, existe a necessidade de utilização de sistemas de proteção que atuem de forma eficiente e rápida.

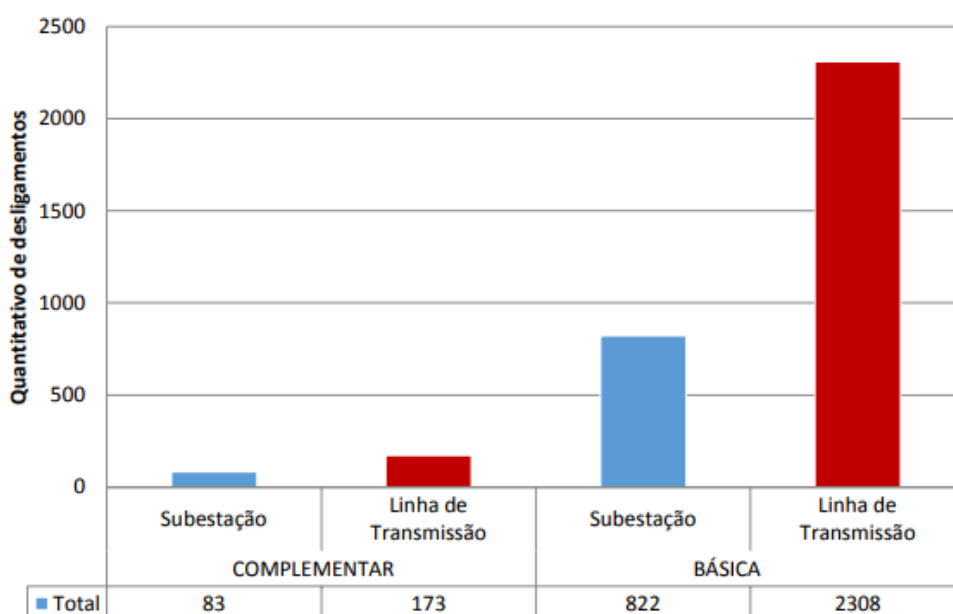
Tabela 1 - Desligamentos forçados por equipamento

Equipamentos	%
Linhas de Transmissão	67,6
Grupos Geradores	10,6
Transformadores de potência	7,7
Barramentos	1,4
Reatores	1
Bancos de Capacitores	9,4
Compensadores Síncronos	1,8
Compensadores Estáticos	0,6

Fonte: adaptado de (SATO, 2007)

Segundo ANEEL (2016) no período de 1º de agosto de 2014 a 31 de julho de 2015, ocorreram 3.386 desligamentos forçados em equipamentos e linhas de transmissão da Rede Básica e da Rede Complementar do Sistema Interligado Nacional – SIN, sendo eles de origem interna, ou secundária. A Figura 2.1 mostra a estratificação desses desligamentos. Por meio desta, percebe-se que 73,3% dos desligamentos ocorreram em linhas de transmissão, o que corrobora a pertinência dos dados obtidos por Sato (2007) e evidencia que a grande maioria dos desligamentos forçados estão relacionados às mesmas.

Figura 2.1-Estratificação dos desligamentos forçados analisados



Fonte (ANEEL, 2016)

2.1 REQUISITOS MÍNIMOS PARA SISTEMAS DE PROTEÇÃO NO SIN

No Brasil o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS estabelece no submódulo 2.6 de seus Procedimentos de Rede (2009) os requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações para as linhas de transmissão e também para os equipamentos associados que contemplam a rede básica do Sistema Interligado Nacional. Este documento estabelece que todo componente, excetuando-se os barramentos, deve ser protegido por dois sistemas de proteção completamente independentes. Para as linhas de transmissão são aplicadas proteções principais e alternadas (suplementares) que devem ser implementadas como retaguarda local, sendo assim, a eliminação das faltas não pode depender das proteções de retaguarda remota.

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

- Equipamentos independentes, incluindo equipamentos de teleproteção e relés, para as proteções principais e alternadas;
- Alimentações auxiliares de corrente contínua independentes para as proteções principais e alternadas;
- Alimentações de corrente e tensão oriundas de secundários independentes de TCs e de divisores capacitivos de potencial;
- Disjuntores contendo duas bobinas de desligamento;
- Esquemas de proteção contra falha dos disjuntores.

Este documento também determina que, para linhas de transmissão com tensão nominal igual ou superior a 345 kV, a proteção da linha deve ser redundante, ou seja, cada terminal da LT deve ter proteção principal e proteção alternada composta por conjuntos de proteção – relés, equipamentos de telecomunicação, relés auxiliares e demais acessórios. O tempo total de eliminação de faltas, incluindo o tempo de abertura dos disjuntores de todos os terminais da LT, não deve exceder a 100 ms. Também, determina que todo desligamento tripolar em um terminal da LT ocasionado pela atuação de proteção deve comandar o desligamento do(s) disjuntor(es) do terminal remoto (transferência de disparo). Ainda determina que a lógica de transferência de disparo deve discriminar os desligamentos para os quais é desejado o religamento da LT e daqueles para os quais o religamento deve ser bloqueado.

O Submódulo 2.6 (ONS, 2009) define ainda que: sistemas de proteção compostos por relés de distância devem ter as funções: funções de distância (21/21N) para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, com temporizadores independentes por zona, função de sobrecorrente direcional de neutro (67N), com unidades instantâneas e temporizadas para complementação da proteção de distância para faltas a terra independentes das funções de medição de distância, função para a detecção de faltas que ocorram durante a energização da LT e função para detecção de oscilações de potência e bloqueio das unidades de distância.

2.2 FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Existem diferentes níveis de perturbações em um sistema elétrico de potência, sendo que, alguns são considerados normais, em que não existe a necessidade de atuação de dispositivos de proteção e outros são considerados mais severos. Por exemplo, têm-se as

variações de carga, já que, em que determinados instantes do dia, um sistema pode estar operando em carga máxima, em outra em carga moderada. Estes fatores devem ser considerados nos projetos de proteção. Existem contingências devido aos fenômenos naturais, como tempestades, ou a má funcionalidade de equipamentos, ou até mesmo alguns eventos de pequeno porte que quando acumulados podem gerar danos severos ao sistema elétrico de potência. Portanto o monitoramento constante do SEP é necessário quando se deseja projetar o sistema de proteção com a maior confiabilidade possível (ANDERSON, 1998).

Segundo o IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) (IEEE, 2016) o relé é um dispositivo elétrico projetado para responder a condições de entrada prescritas e que, após a ocorrência de algumas condições específicas, ocasiona operações de contato elétrico ou mudança abrupta nos circuitos elétricos que estão associados a ele. O relé de proteção é um equipamento que tem a função de detectar defeitos, ou outras condições anormais em sistemas de potência, que possuam natureza perigosa e que sejam capazes de iniciar uma ação de controle apropriada (IEEE, 2006).

Na concepção de um sistema de proteção é possível utilizar, simultaneamente, uma ou mais funções de proteção. A definição de qual função, ou conjunto de funções, depende diretamente das características do sistema e dos recursos disponíveis.

A função de proteção das linhas de transmissão, utilizadas no âmbito deste trabalho, compõe dispositivos de proteção de tecnologia digital. Essas funcionam em conjunto com os esquemas de teleproteção redundantes que proporcionam melhorias com relação à velocidade, seletividade e confiabilidade.

Neste trabalho serão abordadas as seguintes funções de proteção de linhas de transmissão: sobrecorrente direcional e função de distância, já que, são estas as funções abordadas no trabalho de estudo de caso.

2.2.1 Sobrecorrente Direcional (67/ 67N)

Em sistemas com arranjo em anel ou aqueles com fontes de tensão em ambas as extremidades da linha, a coordenação da proteção utilizando apenas relés de sobrecorrente pode ser inviável. Nesse caso deve-se utilizar a função direcional. O relé direcional apresenta sensibilidade em relação a um único sentido da corrente (NEPVEUX, 2003).

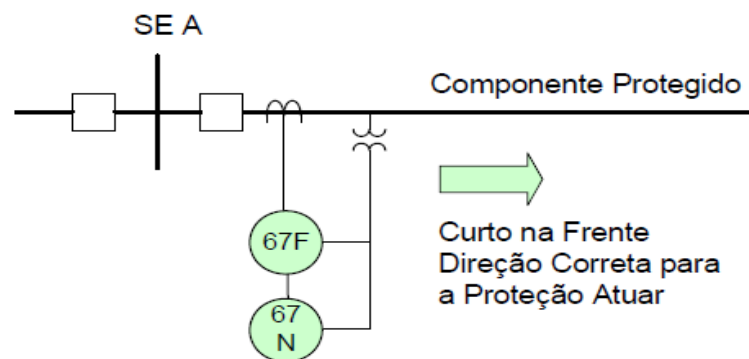
Este relé necessita de duas grandezas elétricas: uma de polarização, que serve como referência para o relé, e outra de atuação, que é medida em relação à referência. Para que a função direcional atue, é necessário que a grandeza de operação esteja em uma região específica

em relação à grandeza de polarização. Normalmente a grandeza de polarização é caracterizada por um sinal de tensão e a de atuação, pela corrente elétrica (UKIL; DECK; SHAH, 2011).

O relé direcional deve atuar somente quando a corrente estiver fluindo em um sentido determinado e sua intensidade for maior que o valor de ajuste. A direcionalidade é dada pela comparação dos fasores entre a grandeza de polarização e a de operação. A função de sobrecorrente direcional deve atuar apenas se duas condições forem satisfeitas: intensidade de corrente acima do limite mínimo de ajuste e com sentido de determinado (UKIL; DECK; SHAH, 2011).

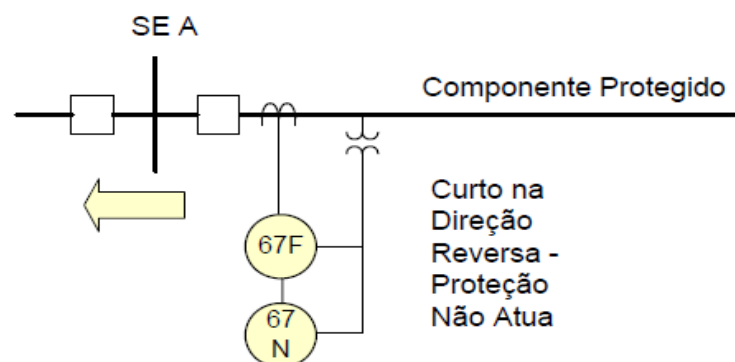
Os relés são conectados para atuar, por exemplo, para correntes saindo da barra para a linha. Caso haja corrente no sentido inverso, mesmo que de grande intensidade (condição de curto-circuito), essa função não atua. Esta diferenciação de direcionalidade pode ser observada nas Figuras 2.2 e 2.3 (MAEZONO, 2006a):

Figura 2.2 – Função direcional no sentido para frente



Fonte: adaptado de Maezono (2006a)

Figura 2.3 – Função direcional no sentido reverso

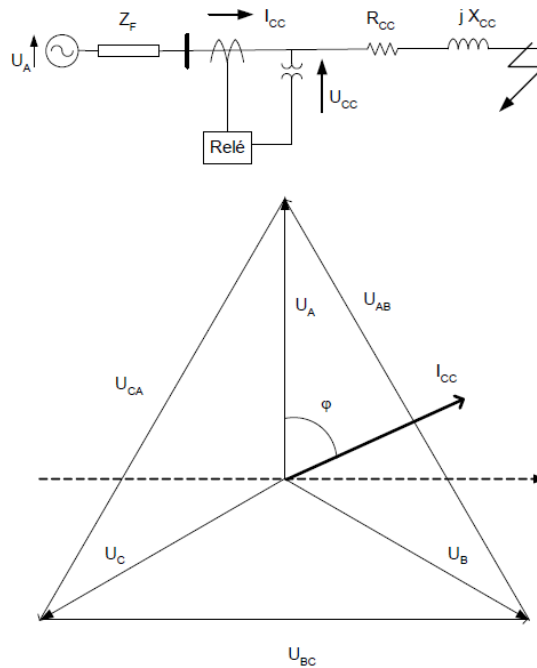


Fonte: adaptado de Maezono (2006a)

A tensão de polarização deve ser tal que forneça uma firme referência de direção de corrente (determinado pelo ângulo entre fasores medidos ou calculados).

Um exemplo de uma falta na fase A pode ser observado no diagrama da Figura 2.4:

Figura 2.4 – Exemplo de falta na fase A



Fonte: adaptado de Maezono (2006a)

A corrente de curto-circuito I_{cc} deve ter uma tensão de referência para que a proteção determine sua direção. A grande maioria dos fabricantes de relés de proteção baseia-se no princípio das componentes simétricas para o cálculo da corrente direcional de neutro (67N). Normalmente utiliza-se a tensão de sequência zero ($3xU_0$) para servir de referência para corrente de sequência zero e a corrente de sequência zero ($3xI_0$) como grandeza de atuação da função direcional de sobrecorrente de neutro. As equações 2.1 e 2.2 representam a fórmula para o cálculo das componentes de sequência zero (ANDERSON, 1998):

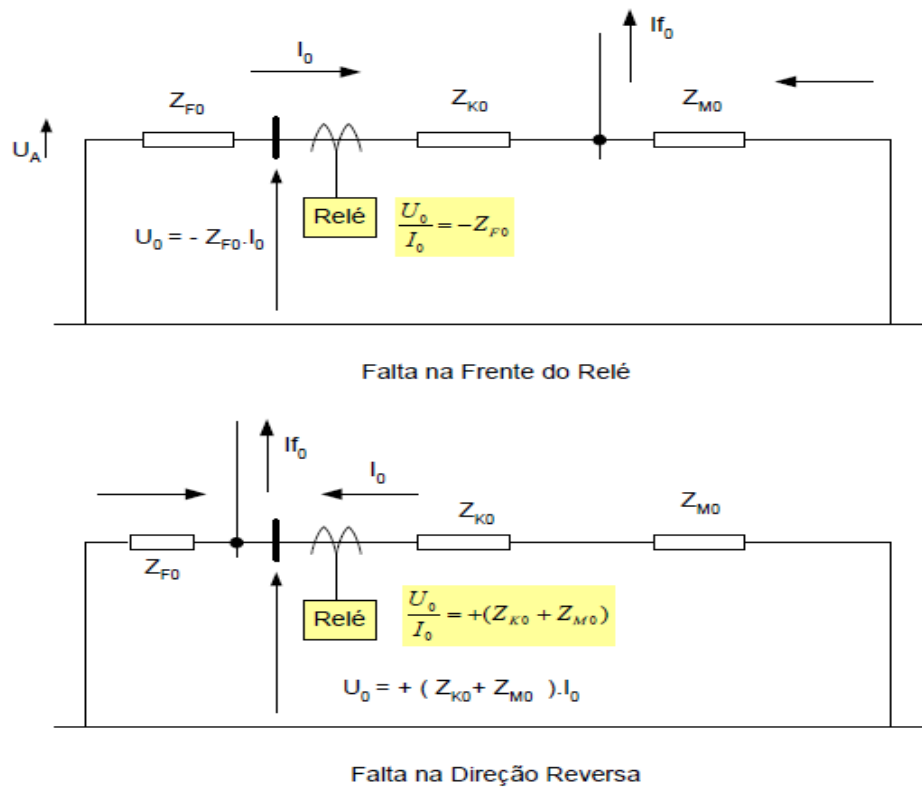
$$3xU_0 = U_a + U_b + U_c \quad (2.1)$$

$$3xI_0 = I_a + I_b + I_c \quad (2.2)$$

Em caso de ocorrência de falha a terra ocorrerá circulação da componente de corrente de seqüência zero e será polarizada pela tensão de seqüência zero. Em condições ideais do sistema ambas grandezas possuem valor nulo.

A figura 2.5 demonstra as componentes de seqüência zero no local de aplicação da proteção:

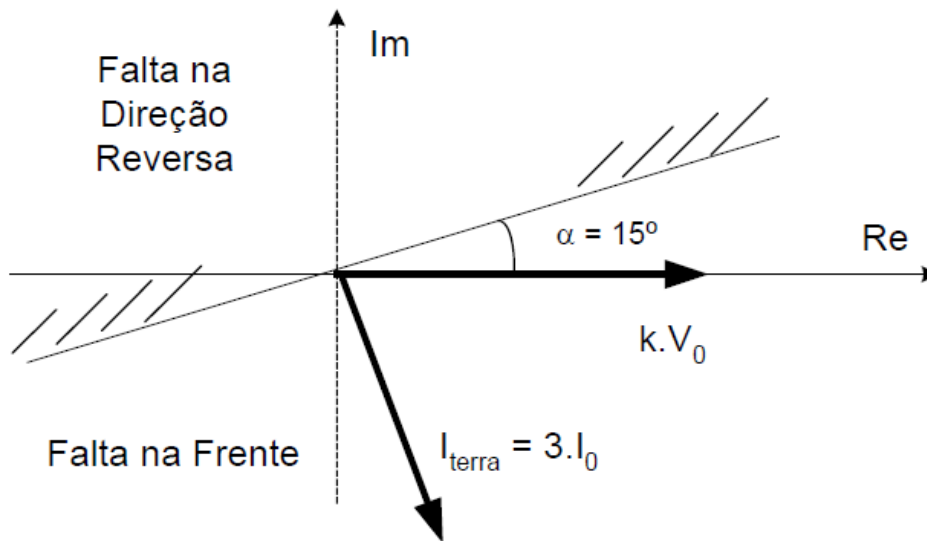
Figura 2.5 – Componente de seqüência zero no local de aplicação da proteção.



Fonte: adaptado de Maezono (2006a)

Com base nesse conceito, pode-se ter uma referência para a corrente de terra, como mostrado na Figura 2.6:

Figura 2.6 – Referência para a corrente de terra



Fonte: adaptado de Maezono (2006a)

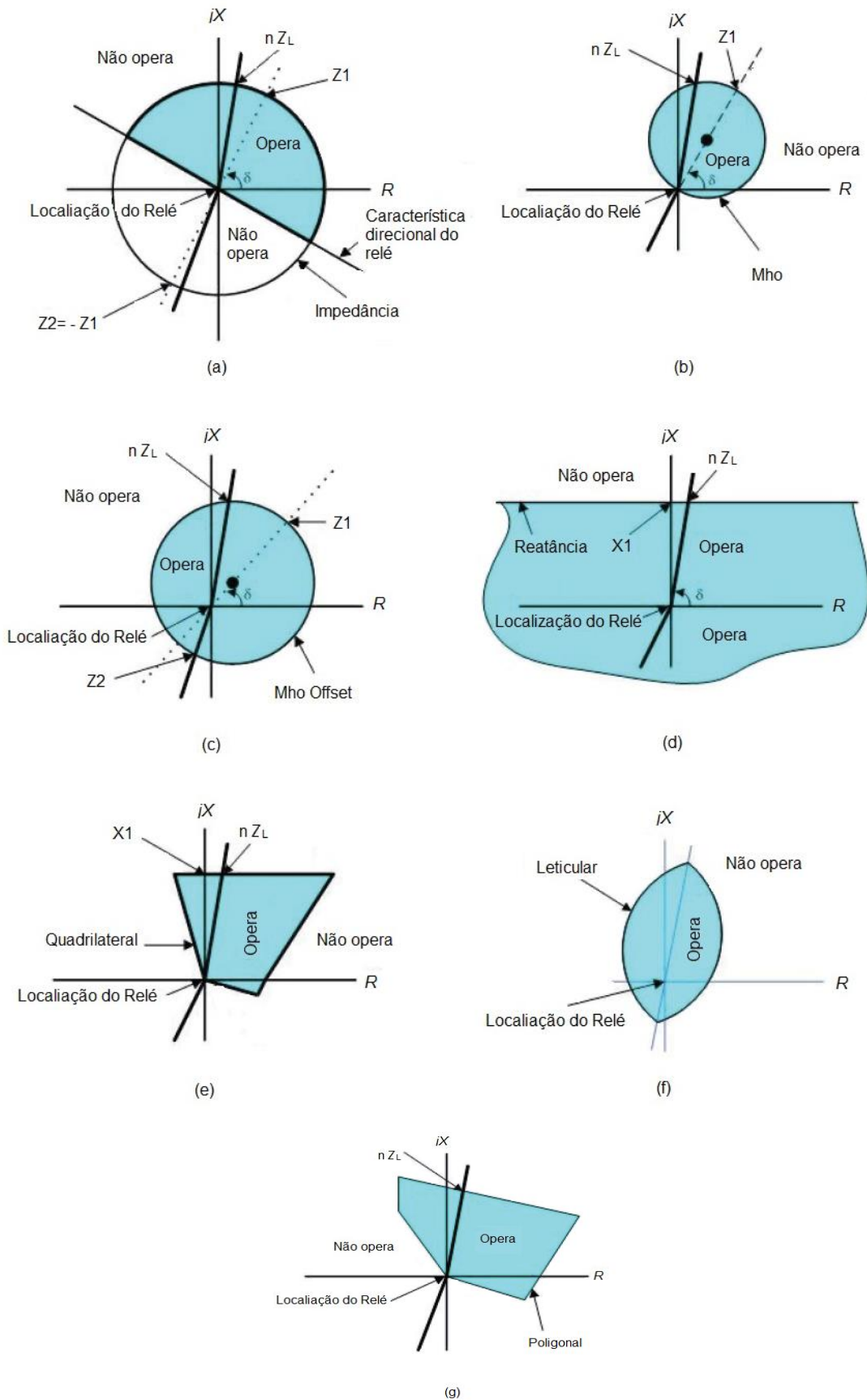
O conceito de direção de corrente é realmente uma atribuição de importância para a relação do ângulo da corrente com o ângulo da referência. Esta é a base para a direção em um relé direcional neutro. O desafio é ajustar corretamente o ângulo de desvio para as direções em que os transformadores de corrente e potencial estão conectados (NEPVEUX, 2003).

2.2.2 Função de Proteção de Distância

A função de proteção de distância opera usando tensão e corrente para determinar se uma falha está na zona de proteção de um relé. As características podem ser descritas usando um diagrama R-X. Existem inúmeras diferenças nas características do relé. Os relés são configurados de acordo com a impedância positiva e de sequência zero da linha de transmissão (IEEE, 2015).

Em linhas de dois terminais sem compensação série, a impedância de uma linha de transmissão é fixa e o alcance do relé é, em grande parte, insensível às mudanças de rede. No entanto, em linhas multiterminais e linhas de transmissão com linhas de derivação, a impedância aparente é afetada pelas mudanças de rede. O termo "relé de impedância" é frequentemente usado de forma intercambiável com o termo "relé de distância", porém, existem várias características do relé de distância, das quais o relé de impedância é apenas um. As características básicas do relé de distância são as seguintes (IEEE, 2015):

Figura 2.7 – Características implementadas em relés de distância

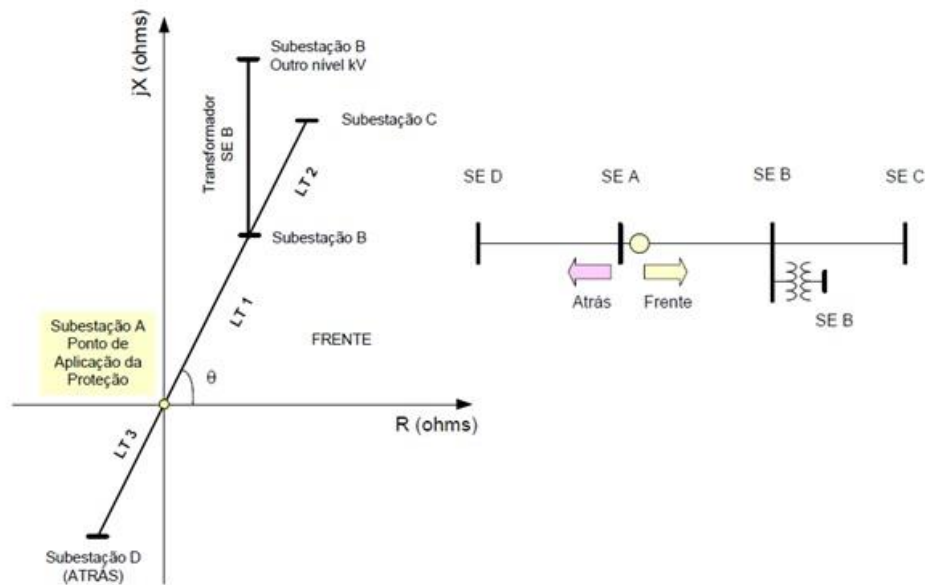


Fonte: adaptado de IEEE (2015)

- Impedância: a característica de impedância, mostrada na Figura 2.8 (a), não leva em consideração o ângulo de fase entre a tensão e a corrente aplicada a ela. Por esta razão, a característica de impedância no plano R-X é um círculo com seu centro na origem. O relé funciona quando a impedância medida é menor do que a configuração (isto é, está dentro do círculo). Esta unidade, quando usada para disparar, deve ser supervisionada por uma unidade direcional ou ser atrasada.
- Mho: A característica de um relé mho auto-polarizado, mostrado na Figura 2.8 (b), é um círculo cuja circunferência passa pela origem. O relé funciona se a impedância medida cai dentro do círculo.
- Offset mho: A característica de um relé mho de offset no plano RX, mostrada na Figura 2.8 (c), é um círculo que é deslocado e inclui a origem, proporcionando assim uma melhor proteção para falhas de fechamento na frente e reverso instruções. Esta unidade, quando usada para disparar, pode ser supervisionada por uma unidade direcional ou pode ser retardada se não for destinada a funcionar durante falhas no sentido inverso.
- Reactância: esta característica, mostrada na Figura 2.8 (d), mede apenas o componente reativo da impedância. A característica de um relé de reatância no plano R-X é uma linha reta paralela ao eixo R.
- O relé de reatância deve ser supervisionado por outra função para garantir a direcionalidade e para evitar atuações sob carga.
- Quadrilateral: a característica quadrilateral tem quatro lados, conforme demonstrado na Figura 2.8 (e). Esta característica pode ser conseguida combinando características direcionais e de reatância com duas características de alcance resistivo.
- Lenticular: a característica lenticular, mostrada na Figura 2.8 (f), é semelhante ao relé mho, exceto que é em forma de lente em vez de circular, reduzindo assim a sensibilidade do relé em relação à carga.
- Poligonal: a característica do polígono, mostrada na Figura 2.8 (g), é uma extensão da característica quadrilateral em que a característica pode ser adaptada às necessidades de aplicações especiais.

A função Distância mede, através da leitura das correntes e tensões do circuito protegido, a impedância entre o ponto de aplicação da proteção e o ponto de ocorrência do curto-circuito. Uma impedância de linha de transmissão pode ser representada graficamente num diagrama R-X. Na figura a seguir observa-se que o ângulo θ do vetor impedância da linha está relacionado com a relação R-X dos parâmetros da linha (ZIEGLER, 2011; MAEZONO, 2006A):

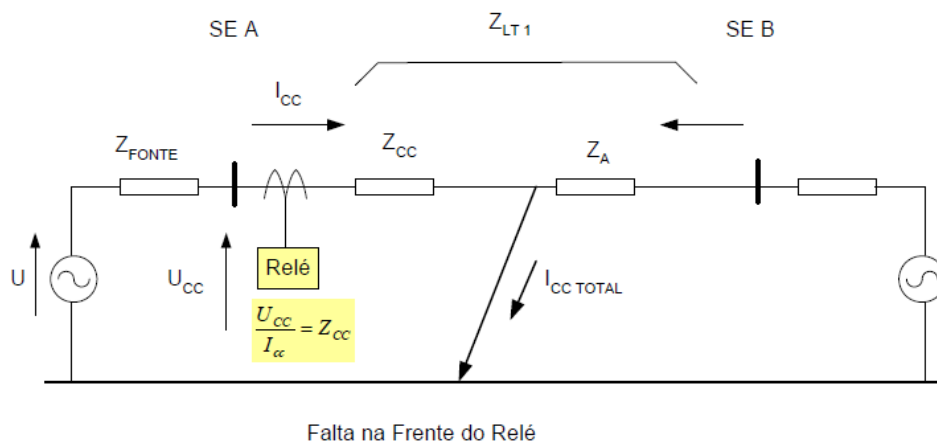
Figura 2.8 – Representada graficamente num diagrama R-X



Fonte: adaptado de Ziegler (2011) e Maezono (2006a)

Quando ocorre um curto-circuito na linha, a queda de tensão provocada pela corrente de curto através da mesma é limitada por essa impedância. As tensões e correntes no ponto de aplicação da proteção dependem, portanto, do “loop” de impedâncias formado através do curto-circuito, podendo incluir o retorno por terra quanto de faltas à terra.

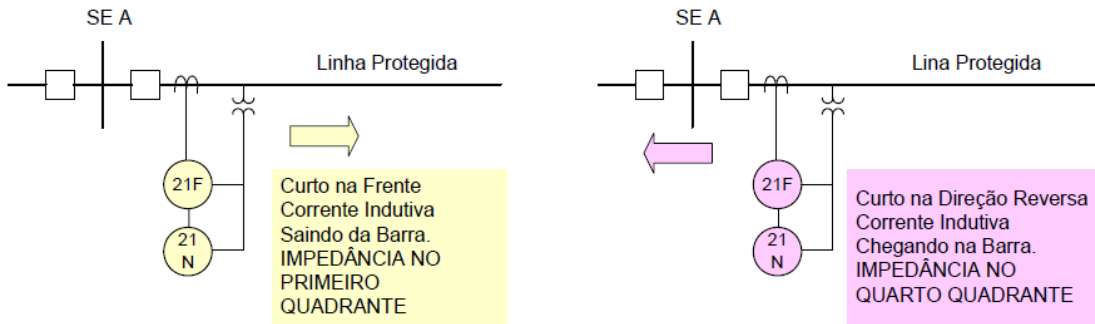
Figura 2.9 – Retorno por terra quanto de faltas à terra



Fonte: adaptado de Ziegler (2011)

Quando de curtos-circuitos na linha, as correntes são sempre atrasadas com relação à tensão. Assim, podem-se considerar os seguintes casos:

Figura 2.10 – Curtos-circuitos na linha



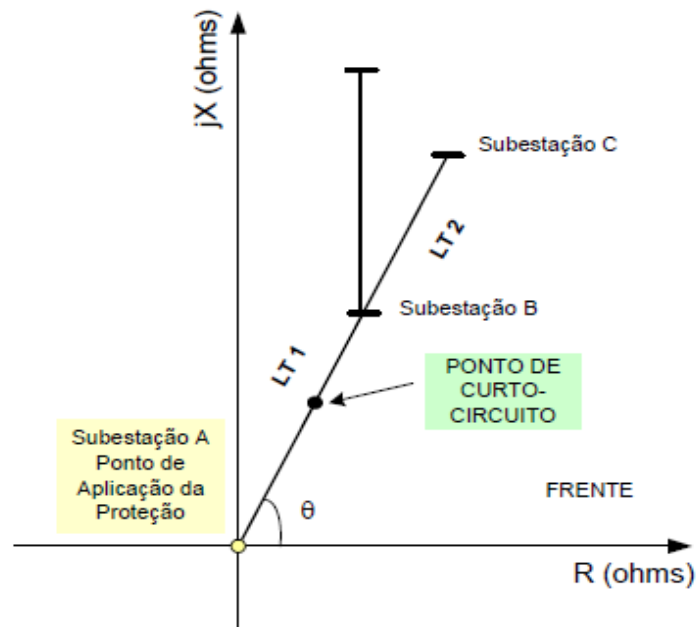
Fonte: adaptado de MAEZONO (2006a)

Verifica-se que a impedância medida é:

$$Z_{cc} = U_{cc} / I_{cc} \tag{2.4}$$

Que é a impedância do ponto de aplicação da proteção até o ponto de curto-circuito e que essa impedância pode ser representada no diagrama R-X como mostra a figura a seguir:

Figura 2.11 – Diagrama R-X

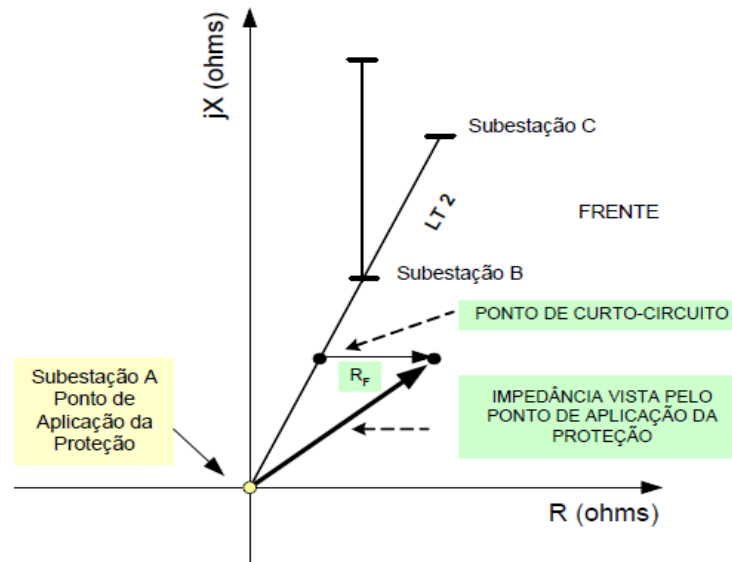


Fonte: adaptado de ZIEGLER (2011)

Por outro lado, os curtos-circuitos em linhas de transmissão estão, quase sempre, associados a Resistências de Falta, que podem decorrer da resistência de arco (arco através da

cadeia de isoladores ou entre fases), resistência de pé de torre (do sistema de aterramento das torres e seus cabos guarda), resistência de contato e outras (árvore, água, rocha, etc.) (MAEZONO, 2006a).

Figura 2.12 – Ponto de Curto-circuito



Fonte: adaptado de Degerli e Yumurtaci (2017) e Ziegler (2011)

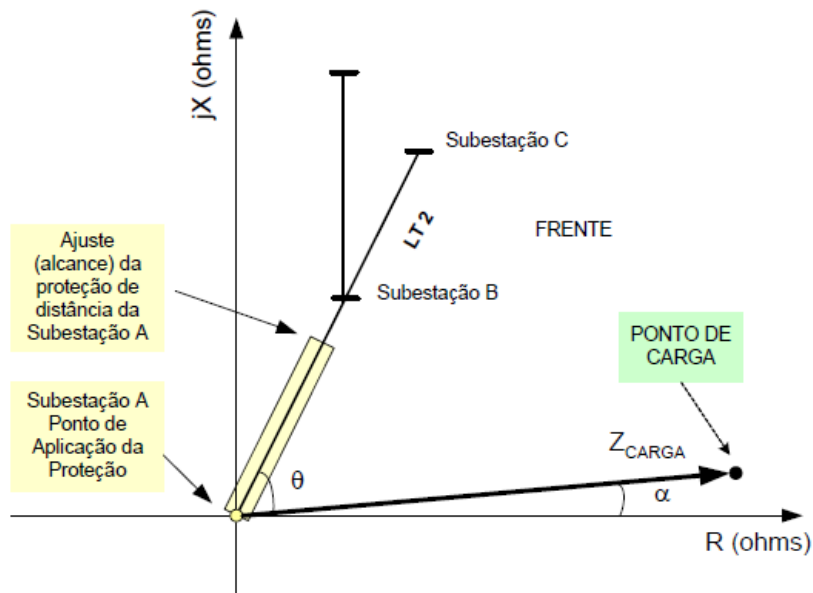
A proteção de distância deve detectar essa impedância de curto-circuito considerando a resistência de falta (RF). A proteção deve ser sensível não apenas através do ângulo da linha, mas também para ângulos menores que consideram a resistência, tomando-se o cuidado de não alcançar a impedância de carga (ZIEGLER, 2011).

A carga através da linha, saindo da barra da subestação A é indicada na Figura 2.12. Essa carga pode ser calculada através de (MAEZONO 2006a):

$$Z_{CARGA} = \frac{kV^2}{MVA} [\Omega/fase] \quad (2.5)$$

Onde kV é a tensão de linha (entre fases) e o MVA é a potência aparente no ponto de aplicação da proteção.

Figura 2.13 - Ponto de Carga



Fonte: adaptado de MAEZONO (2006a)

A Figura 2.13 representa o ponto de carga (impedância da carga) com o seu ângulo α , correspondente ao fator de potência. Em operação normal, o ponto de operação está na área de carga. No momento da falha, o ponto de operação da área de falha é determinado de acordo com a distância da falha do relé. Não se deseja que a proteção de distância atue para condição de carga e também que permita as sobrecargas esperadas em condições de emergência (DEGERLI E YUMURTACI, 2017; ZIEGLER, 2011).

3 TELEPROTEÇÃO

Os dispositivos de teleproteção usam canais de comunicação para comparar informações dos terminais de linha, de maneira que, proporcione a eliminação de faltas com alta velocidade para cem por cento da linha protegida. A velocidade na eliminação da falta é necessária, já que, a duração do curto-circuito no sistema de energia reduz a probabilidade do mesmo se tornar instável. O religamento de alta velocidade é outro meio de melhorar a estabilidade do sistema de energia. A capacidade de transferência de energia em um sistema de potência diminui na condição de uma linha fora do serviço. A restauração automática da linha com atraso mínimo, permitindo apenas tempo de desionização de arco, também pode reduzir a probabilidade de o sistema de energia se tornar instável. Se a restauração automática for usada, ambos os terminais devem limpar a falha instantaneamente (ACHANTA; BRADETICH; FODERO, 2016).

Com relação as funções de proteção, quando relacionada à troca de sinais digitais, a função de distância (21) pode ser considerada 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 da proteção de distância, existe uma maior facilidade de implementação de determinadas lógicas de teleproteção. Porém, as proteções de distância oferecem acomodação de resistência de falta relativamente restrita. Para suprir esta carência é habitualmente empregada complementação pela função de sobrecorrente direcional de neutro (67N). Por outro lado, a função 67N só é eficaz quando a lógica de teleproteção for baseada em sobrealcance, já que a mesma não possui diferenciação de abrangência (GONÇALVES, 2012).

Para aplicações de proteção de distância, onde há uma linha longa adjacente a uma linha curta, pode não ser possível coordenar o alcance da Zona 2 para a linha longa com o alcance da Zona 1 para a linha curta. A proteção de piloto fornece clareamento instantâneo de falhas em toda a linha curta e facilita a coordenação (ACHANTA; BRADETICH; FODERO, 2016).

Embora originalmente desenvolvido para transmissão de voz, os canais de comunicação têm sido usados, por engenheiros da área de proteção, para adicionar velocidade e seletividade a esquemas de proteção de linha de transmissão. Sem comunicação entre relés em extremidades opostas de uma linha protegida, os elementos que fornecem disparos de alta velocidade devem ser colocados à distância do terminal remoto, de modo a evitar coordenação incorreta com zonas adjacentes. O resultado é um disparo temporizado para faltas no final da linha protegida. Esta limitação levou ao desenvolvimento de esquemas que utilizam canais de comunicação entre

relés em todos os terminais de linha para permitir a eliminação seletiva de alta velocidade de faltas em 100% da linha (TUCKER et al., 2014).

Uma unidade de proteção de alta velocidade é um requisito essencial para o funcionamento eficiente dos sistemas de transmissão. Em caso de falta, a proteção deve isolar rapidamente o circuito, ou equipamento, defeituoso para evitar danos e garantir estabilidade angular do sistema (RICHARDS; POTTS; BEST, 2004). O equipamento de teleproteção desempenha um papel crítico na proteção da rede elétrica, ajudando a isolar faltas de forma rápida, prevenindo assim interrupções e apagões, já que, minimizam o impacto de uma falta em um sistema de potência (IEEE, 2013).

A Figura 3.1 ilustra um sistema genérico de proteção, com sistema de comunicação utilizado para teleproteção entre terminais de uma linha de transmissão.

Figura 3.1 - Sistema Genérico de Teleproteção

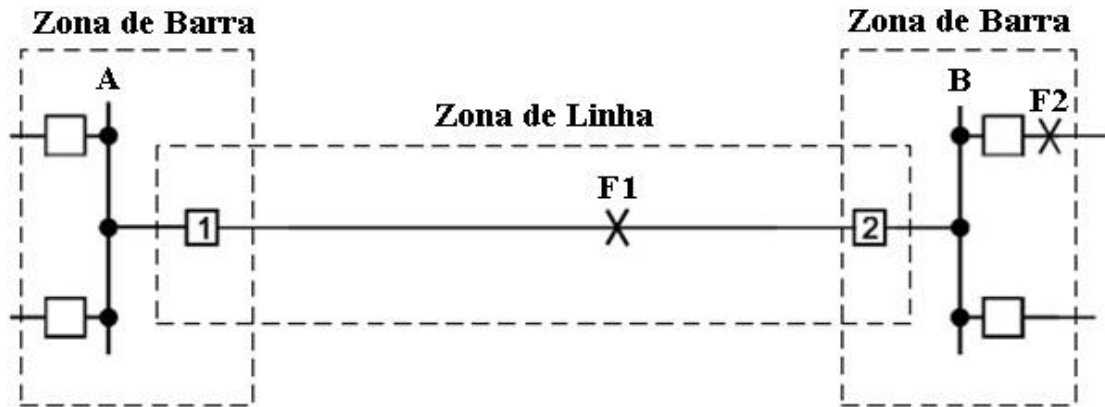


Adaptado de (VAGHEF; SHABRO; FAMILY, 2015)

3.1 REQUISITOS PARA SISTEMAS DE TELEPROTEÇÃO

Existem muitos requisitos que os profissionais da área de proteção devem considerar antes de escolher o tipo de configuração para o sistema de teleproteção. Destes requisitos, segurança, confiabilidade e velocidade são os mais importantes. O exemplo da figura 3.2 é utilizado para transcrever sobre os conceitos descritos (IEEE,2013).

Figura 3.2 - Zonas de Proteção



Fonte: adaptado (IEEE, 2013)

3.1.1 Segurança

Segurança é a capacidade de um sistema de transmissão para restringir o disparo dos disjuntores em seu limite de zona de atuação para todas as faltas fora de sua zona de proteção. Com referência à Figura 3.2, os relés para a "Zona de Linha" de proteção não devem operar para a falha F2, que está dentro da caixa pontilhada da zona de barramento, no barramento B. Além disso, os relés que abrangem a "Zona de barra", para o barramento B, não devem operar para Falha F1. Em um projeto de sistema de proteção, maximizar a segurança, geralmente, é mais difícil de alcançar do que maximizar a confiabilidade (IEEE, 2013).

Assim, para relacionar a segurança com o canal de comunicação, seria definida a segurança como a capacidade do canal do relé de não contribuir para o trip quando não é necessário.

3.1.2 Confiabilidade

A confiabilidade é a capacidade de um sistema de relé operar para disparar os disjuntores no limite da zona para todas as falhas dentro de sua zona de proteção. Com referência à Figura 3.2, os relés para a "Zona de Linha" de proteção devem operar para Falha F1 que está dentro da caixa de pontos de linha. Além disso, os relés que cobrem a "Zona de Barramento" para a barra B devem operar para a Falha F2. Em um projeto de sistema de proteção, geralmente é muito mais fácil maximizar a confiabilidade do que a segurança.

A confiabilidade é a capacidade do canal de obter os dados de comando de disparo, ou de proteção, do seu transmissor para o receptor na outra extremidade, de modo que, o receptor

possa detectar o sinal e emitir uma saída para o seu sistema de relé associado. A confiabilidade de um equipamento de comunicação digital de tele-proteção é usualmente descrita como a capacidade do equipamento de enviar os comandos de controle na presença de ruído (IEEE, 2013).

3.1.3 Velocidade

Velocidade de um canal é o tempo que leva para obter um comando de disparo a partir da entrada de um transmissor para a saída do receptor. Isto também é referido como o atraso absoluto do canal. Muitos fatores afetam a velocidade de um canal digital.

Parece que, a partir do ponto de um sistema de proteção, é ideal para aplicar o canal com o menor atraso absoluto. No entanto, este nem sempre é o caso. Alguns canais de alta velocidade tomam mais largura de banda e podem ser geralmente menos seguros do que o mesmo tipo de canal operando a uma taxa de bits mais lenta. Diferentes fabricantes podem usar diferentes técnicas digitais para aumentar a velocidade sem diminuir e, às vezes, aumentar a velocidade do canal, sem a correlação de perda de segurança. Portanto, a seleção de velocidade do canal depende de uma cuidadosa consideração da segurança, do custo e da disponibilidade da largura de banda, bem como do desejo de extinguir a falha rapidamente, bem como das técnicas utilizadas pelo fabricante para atingir a sua velocidade, segurança e confiabilidade (IEEE, 2013).

3.2 ESQUEMAS DE TELE-PROTEÇÃO

Os esquemas de teleproteção utilizam os canais de comunicação para enviar informações dos relés dispostos em um terminal local para o remoto. Dependendo do esquema de teleproteção utilizado, os terminais trocam informações, tanto de sinais digitais simples (com nível lógico alto, ou baixo), quanto de valores de magnitude de grandezas, como amplitude da corrente, por exemplo, ou, até mesmo valores de ângulo de fase de grandezas. A característica da informação dos dados transmitidos depende do esquema de teleproteção utilizado (IEEE,2013).

3.2.1 Esquema diferencial de corrente

Em um esquema diferencial de corrente, uma verdadeira medição diferencial é efetuada. Os dados do relé no terminal remoto são fornecidos ao relé local usando um canal de comunicações. Estes dados são utilizados pelo relé local para desenvolver uma representação da magnitude e ângulo de fase das correntes, medido pelo terminal remoto. Esta representação é então comparada com a magnitude e o ângulo de fase das correntes, medidos pelo relé local.

Do ponto de vista da comunicação, existem dois tipos principais de esquemas de teleproteção com diferencial de corrente. O primeiro combina as correntes em cada terminal em um sinal composto e compara esses sinais através de um canal de comunicação, de modo que, possa determinar se uma falha está presente dentro da seção de linha. O segundo tipo obtém amostras das correntes de fase individuais, converte cada corrente para um sinal digital e transmite esses sinais entre terminais, este sistema utiliza um canal de banda larga para determinar se uma falha está presente dentro da seção de linha.

3.2.2 Relé de fio piloto AC

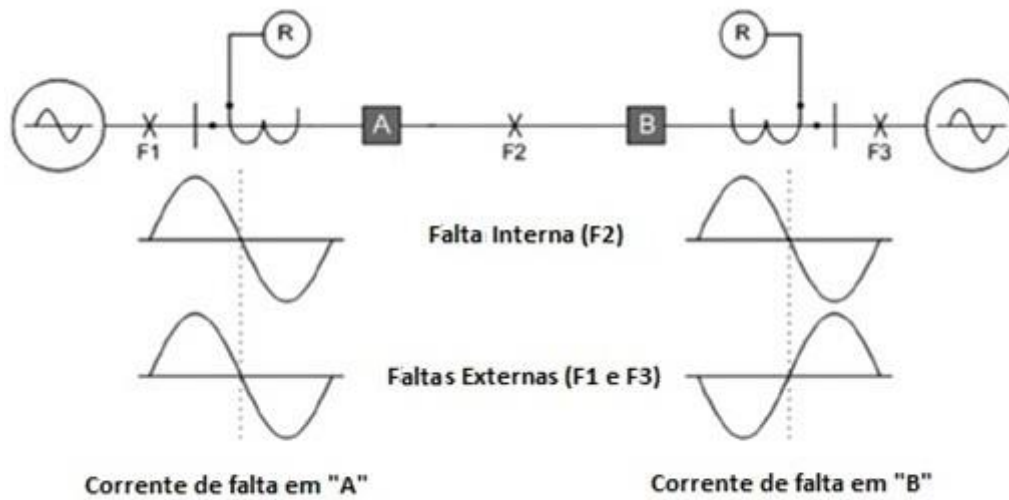
Relés de fio-piloto tradicionais usam um par metálico (fio piloto) para o meio de comunicação. Estes relés comunicam através de sinais de frequência do sistema de energia no fio piloto. Os relés de fio-piloto, que são tradicionalmente utilizados em linhas curtas, são fáceis de aplicar e têm a vantagem adicional de não exigir fonte de tensão.

Os relés de fio piloto AC foram projetados sem qualquer consideração com relação ao atraso do canal, porque eles usam um fio piloto metálico como ligação de comunicação. É necessário ter especial cuidado ao aplicar estes relés numa rede de comunicações digitais. Os relés não são capazes de tolerar qualquer atraso assimétrico. O atraso de ponta a ponta deve ser muito pequeno, a fim de manter um funcionamento confiável, tipicamente inferior a 1ms.

3.2.3 Esquemas de comparação de fases

A comparação de fases compara o ângulo de fase da corrente de falha nos dois terminais da linha protegida. Com os relés e TCs conectados conforme a Figura 3.3. Se as duas correntes são essencialmente iguais e com 180 graus de defasagem angular, os relés detectam uma falha externa e não iniciam um disparo. Se estas duas correntes estão essencialmente em fase, os relés interpretam como uma falta interna e o sinal de abertura é enviado aos disjuntores apropriados.

Figura 3.3 - Esquema de comparação de fase



Fonte: adaptado (IEEE, 2013)

3.2.4 Esquemas de comparação direcional

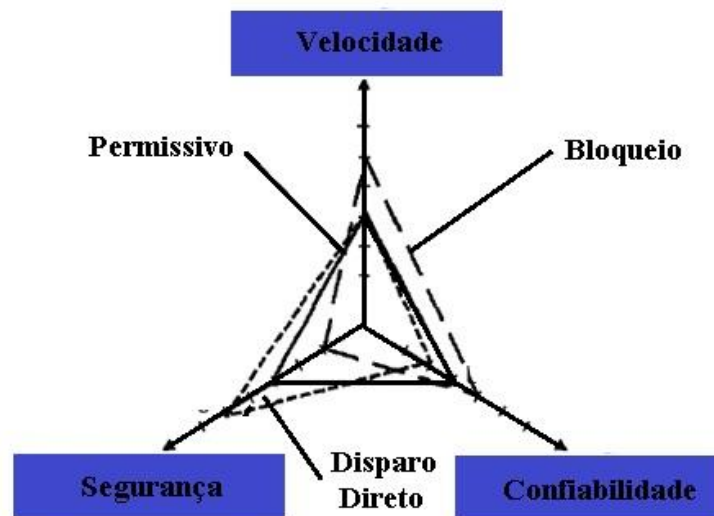
Nestes esquemas é utilizado um canal de comunicação para transmitir dados com sinal lógico alto, ou baixo simples (a partir de um dispositivo de proteção local) proporcionando assim alguma informação adicional a um dispositivo remoto que pode ser utilizado para acelerar a eliminação de falhas na zona protegida, ou ainda, impedir o disparo para faltas fora da zona. Este tipo de sinalização de proteção tem sido usado com relés de proteção de distância por muitos anos e pode ser agrupado em três modos principais de operação. Em cada modo, a decisão de enviar um comando é feita por uma operação de relé de proteção local. Três tipos genéricos de configurações são comuns: Disparo Direto, Permissivo e Bloqueio (RICHARDS S.H., POTTS S.C., BEST C. J. L., 2004):

- Aplicações de Disparo Direto (transferência direta de disparo): o comando não é supervisionado na extremidade de recepção por qualquer relé de proteção e simplesmente causa uma operação de disparo do disjuntor. Uma vez que não é efetuada qualquer verificação do sinal recebido por outro dispositivo de proteção. É absolutamente essencial que qualquer ruído no canal de transmissão de dados não seja visto como sendo um sinal válido. Ou seja, o canal de comunicação deve ser muito seguro;

- Aplicações Permissivas: o disparo só é permitido quando o comando coincide com uma operação de proteção na extremidade receptora. Uma vez que isto aplica uma segunda verificação independente antes do trip, o canal de sinalização para regimes permissivos não precisa ser tão seguro como para canais de Disparo Direto;
- Aplicações de bloqueio: o disparo do disjuntor só é permitido quando nenhum sinal é recebido, mas ocorre uma operação por parte do relé de proteção. Ou seja, quando um comando é transmitido, mesmo se ocorrer uma operação de proteção, o dispositivo do receptor é bloqueado . Isso ocorre porque o sinal é usado para evitar o disparo. Um canal de bloqueio deve ser rápido e confiável.

Os requisitos para os três tipos de configuração são representados na Figura 3.4:

Figura 3.4 - Diagrama de requisitos para esquemas de teleproteção



Fonte: adaptado de (RICHARDS S.H., POTTS S.C., BEST C. J. L., 2004)

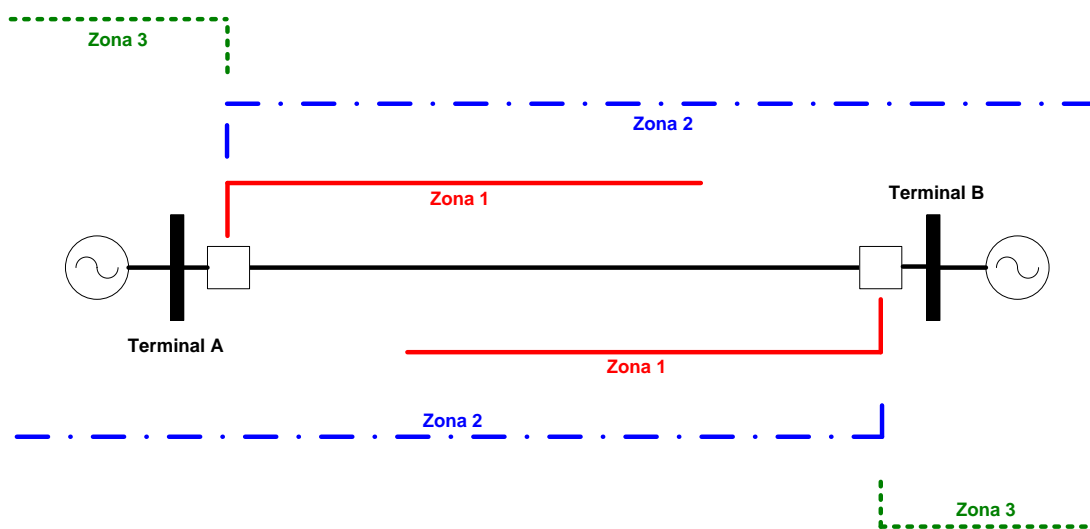
Este diagrama de mostra que um sinal de bloqueio deve ser rápido e confiável, um sinal de disparo direto deve ser muito seguro e um sinal permissivo tem a necessidade de ter compromisso com a velocidade, segurança e confiabilidade de maneira equilibrada.

3.3 PRINCIPAIS ESQUEMAS ESPECÍFICOS DE COMPARAÇÃO DIRECIONAL

Os esquemas de comparação direcional usam frequentemente funções de relé de distância inerentemente direcionais e relés de sobrecorrente de terra direcionais. Para a configuração de transferência direta de disparo de subalcance (DUTT), permissão de transferência de disparo de subalcance (PUTT) e esquemas permissivos de transferência de disparo de sobrealcance (POTT), o atraso do canal de comunicação simplesmente retarda a saída de disparo. A perda de comunicações desativa o esquema, exigindo alguma forma de proteção de backup para efetuar o disparo. Enquanto que para esquemas de bloqueio de comparação direcional (DCB) o atraso do canal de comunicação é crítico para o desempenho do esquema DCB. O atraso de tempo de coordenação deve ser definido maior do que o atraso máximo esperado nas comunicações de canal para impedir o disparo de trip para falhas externas. O esquema DCB não é dependente dos canais de comunicação para o disparo, apenas para bloquear disparos para falhas fora da zona de proteção, isto é, a linha protegida. Se o canal de comunicação for perdido, um terminal do esquema DCB pode disparar por uma falha além do terminal remoto (IEEE, 2013).

A Figura 3.5 descreve as zonas de alcance utilizadas para exemplificar o funcionamento dos esquemas específicos de comparação direcional:

Figura 3.5 - Alcance das zonas de proteção



Fonte: autor

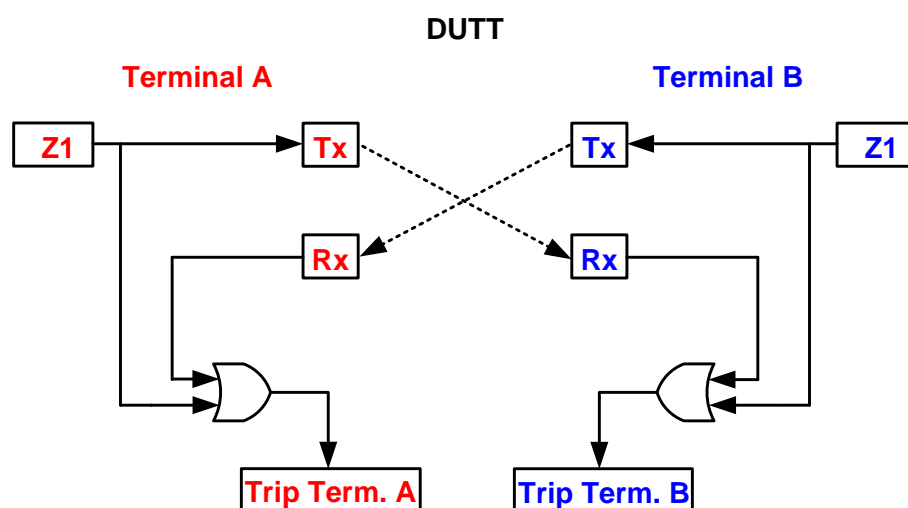
A “Zona 1” refere-se a atuação de proteção de distância, para frente, com alcance inferior ao tamanho total da linha de transmissão (LT), chamada de zona de “Sub-alcance”. A “Zona 2” trata-se da atuação de proteção, para frente, com alcance superior ao comprimento da LT, denominada de “Sobre-alcance”. Já a “Zona 3” refere-se a atuação de proteção para trás, ou seja, quando ocorre a atuação de proteção fora da referida LT, chamada de zona “Reversa”.

3.3.1 Transferência Direta de disparo por Sub-alcance (DUTT)

A lógica para um esquema DUTT é mostrada na Figura 3.6. Este esquema requer função de sub-alcance (Z1) apenas. Sempre que a função atue em Zona 1, o sinal de disparo é enviado para o terminal remoto pelo transmissor do canal de comunicação (Tx). Ao ser recebido pelo receptor do terminal remoto (Rx) o sinal comanda a abertura forçada do disjuntor. Portanto, caso ocorra o recebimento do sinal de DUTT, ou partir a função de subalcance (Z1) do próprio terminal, ocorre o *trip* de maneira instantânea (IEEE, 2013).

As funções de distância de fase são usadas quase que exclusivamente para a detecção de faltas multifásicas, enquanto que a distância à terra, ou a sobre-corrente de terra direcional, podem ser usadas para a detecção de falha à terra. O sistema da Figura 3.6 demonstra um sistema típico de disparo direto (ACHANTA; BRADETICH; FODERO, 2016).

Figura 3.6 - Lógica de funcionamento do esquema DUTT

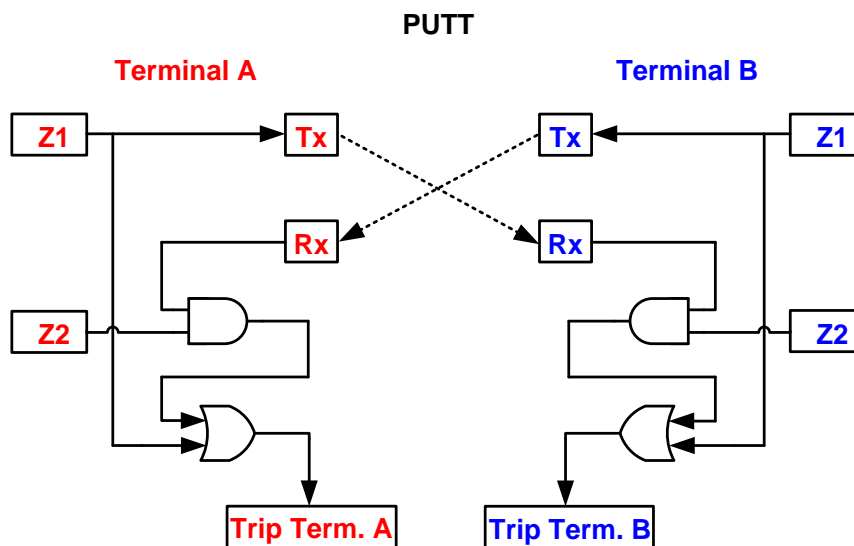


Fonte: autor

3.3.2 Permissão de transferência de disparo por sub-alcance (PUTT)

O esquema PUTT requer funções de sobre-alcance (Z2) e também de sub-alcance (Z1). Este esquema é semelhante ao esquema DUTT, exceto que todo o disparo do piloto é supervisionado por unidades que têm alcance de Zona 2. Ou seja, ocorre trip no terminal A, se ocorrer atuação de zona 1, ou se, simultaneamente, atuar a zona 2 com recebimento de atuação de zona 1 do terminal remoto. A lógica do esquema PUTT é mostrada na Figura 3.7:

Figura 3.7 - Lógica de funcionamento do esquema PUTT



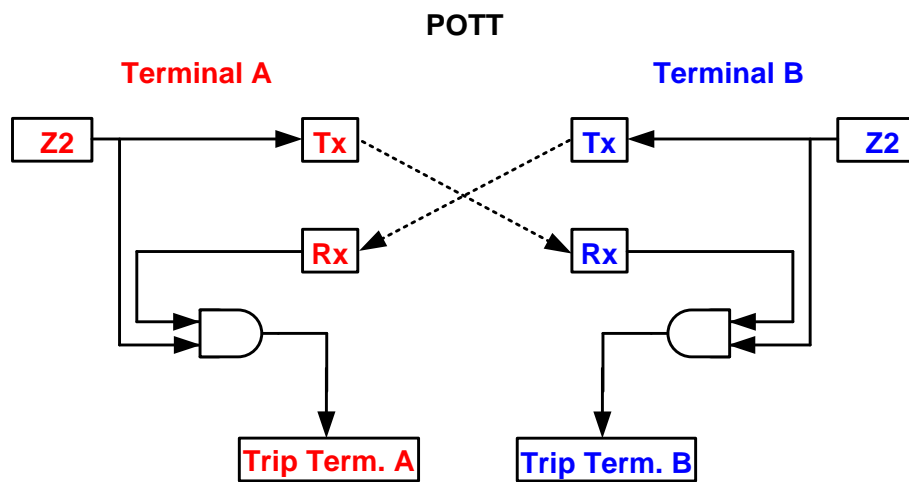
Fonte: autor

3.3.3 Transferência permissiva de disparo por sobre alcance (POTT)

O esquema POTT, mostrado na Figura 3.8, usa um elemento de Zona 2 para disparar o disjuntor local e enviar um sinal de disparo permissivo para a extremidade remota. Se o elemento remoto da Zona 2 detectar uma falha, o relé remoto dispara o disjuntor quando recebe o sinal permissivo. Os relés estão configurados para ultrapassar o terminal remoto (tipicamente 120 a 150% do segmento de linha protegida). Os elementos dos relés utilizados para esta configuração são tipicamente elementos de distância (21) com características de direcionalidade e/ou de sobrecorrente direcional (67), o que significa que os relés estão configurados para detectar falhas na direção direta (para frente). A partida de sobre-alcance e um sinal de sinal permissivo recebido a partir da extremidade remota, permitem o disparo do disjuntor local (ACHANTA; BRADETICH; FODERO, 2016).

Para uma falta em qualquer lugar na linha protegida, ambas as funções de sobre-alcance funcionarão e aplicarão uma das entradas ao comparador. Ao mesmo tempo, estas funções iniciarão um sinal permissivo para o outro terminal. A recepção do sinal permissivo em cada terminal e uma saída da função Z2 fará com que o comparador produza uma saída para iniciar o disparo de abertura forçada do disjuntor. Para falhas externas, as funções Z2 em apenas uma extremidade da linha irão operar. Assim, o disparo não será iniciado em nenhum dos terminais (IEEE, 2013).

Figura 3.8 - Lógica de funcionamento do esquema POTT



Fonte: autor

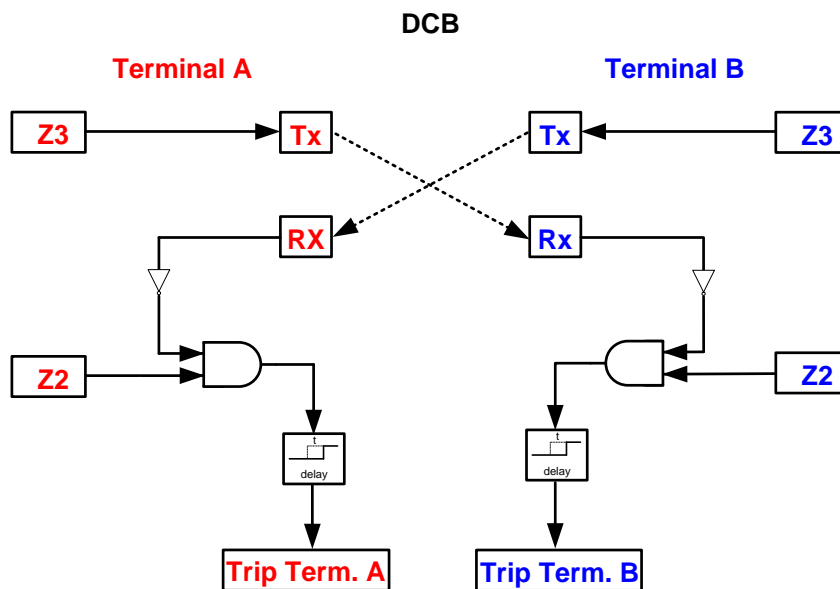
3.3.4 BLOQUEIO DE COMPARAÇÃO DIRECIONAL (DCB)

A lógica para um esquema DCB é mostrada na Figura 3.9. Este esquema requer funções de sobre-alcance (Z2) e a função de Zona Reversa (Z3), utilizada para disparo de sinal de bloqueio. Ao contrário dos esquemas POTT, que enviam um sinal de disparo quando detectam uma falha no sentido direto, o esquema DCB envia um sinal de bloqueio quando detecta uma falha no sentido inverso. O esquema DCB usa um elemento instantâneo, de aspecto inverso (referido como Zona 3 na Figura 3.5) para enviar o sinal de bloqueio. O elemento Zona 3 pode ser um elemento de sobre-corrente direcional, ou um elemento de distância inversa. Se o elemento Zona 3 local detectar uma falha inversa, ele envia um sinal de bloqueio para a extremidade remota, o que impede que ocorra um trip na linha para uma condição de falha externa. Se o elemento remoto da Zona 2 detectar uma falha, mas não detectar um sinal de

bloqueio, o relé remoto comanda o disjuntor após um tempo de coordenação (ACHANTA; BRADETICH; FODERO, 2016).

A recepção de um sinal do terminal remoto bloqueia a lógica de disparo de trip desta função. Em caso de não recebimento do sinal de teleproteção, mediante ao disparo da zona de sobre-alcance, inicia-se a contagem de tempo (*delay*), caso persista atuado o disparo da função Z2 pelo tempo predisposto no bloco *delay*, ocorre o disparo de trip do terminal. O parâmetro de tempo da função *delay* desta lógica deve ser coordenado com o tempo de transmissão de sinal do canal, de modo que, o tempo do sinal de bloqueio transmitido ao receptor seja inferior ao tempo de *delay*.

Figura 3.9 - Lógica de funcionamento do esquema DCB



Fonte: autor

Os esquemas DCB tendem a ser mais confiáveis do que seguros, porque o canal piloto DCB não é necessário para gerar o sinal de comando de abertura do disjuntor.

4. SISTEMAS HVDC

4.1. HISTÓRICO DA TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Os estudos envolvendo a eletricidade com suas aplicações práticas iniciaram em corrente contínua (CC). A corrente alternada (CA) foi sua sucessora. A primeira estação elétrica no mundo, localizada na “Pearl Street” em Nova Iorque, foi construída por Thomas A. Edison e iniciou a operação em 1882. Ela fornecia corrente contínua em 110 V por 1,6 km para 59 clientes em Manhattan (KIMBARK, 1971).

Com o advento do transformador, dos circuitos polifásicos e do motor de indução nos anos de 1880 e 1890, foi possível implantar o sistema elétrico de potência em CA. Quando o primeiro sistema CA apareceu, surgiram duros argumentos entre os proponentes de sistemas CC. Os adeptos de CC justificavam que a corrente alternada era perigosa porque usa alta tensão. Como resultado das suas vantagens, contudo, o sistema de potência elétrica CA tornou-se o mais utilizado (KUNDUR, 1994; KIMBARK, 1971).

Mesmo desta forma, as vantagens da transmissão em CC nunca foram esquecidas. Porém, como atualmente a geração é efetuada em CA, uma planta de transmissão CC requer que a corrente alternada seja convertida em contínua e após ser reconvertida. Sendo assim, a viabilidade deste tipo de transmissão depende do desenvolvimento dos conversores comutadores para alta tensão e potência (SILVA, 2011).

A primeira aplicação comercial de transmissão HVDC ocorreu entre a ilha de Gotland e o sistema interconectado da Suécia em 1954 (SOOD, 2004). Este sistema usava válvulas de arco de mercúrio e possuía capacidade de transmissão de 20MW em 100 kV, através de um elo HVDC submarino de 96km.

Com o desenvolvimento das válvulas tiristorizadas, a transmissão HVDC foi se tornando mais atrativa. O primeiro sistema HVDC que utilizou esta tecnologia foi o esquema de Eel River em 1972, com capacidade de transmissão de 320MW, que efetuou a interconexão energética entre as províncias de New Brunswick e Quebec. A partir deste, os tiristores tornaram-se os equipamentos mais empregados em estações conversoras.

Segundo (KUNDUR, 1994), a evolução dos tiristores, que resultou na diminuição de seu tamanho, custo e melhoria na sua confiabilidade, foi um dos fatores que mais contribuíram para alavancar a aplicação da tecnologia HVDC no mundo.

Com o desenvolvimento de estações conversoras que utilizam tensões cada vez mais elevadas, diminuindo custos de linha de transmissão e perdas, tornou-se possível transmitir até

5000MW em uma linha monofásica bipolar (SZECHTMAN; MARUVADA; NAYAK, 2007), trazendo assim, benefícios de ordem técnica e ambiental através da redução de faixas de servidão e níveis mais baixos de campos eletromagnéticos.

4.2 VANTAGENS DE SISTEMAS EM HVDC

Para transmissões de longa distância, o fator predominante para utilização de sistemas em HVDC é o econômico, já que, economiza-se no custo das linhas de transmissão e perdas energéticas, de modo que, possam cobrir os custos de implantação das estações conversoras. Porém, algumas vezes isto passa a não ser o ponto principal na escolha da utilização de um sistema HVDC, mas problemas voltados ao meio ambiente ou a capacidade de controle do sistema energético, assumem maior importância para a aplicação. Oferecem uma poderosa alternativa para aumentar a estabilidade do sistema de potência, tão bem como, melhorar a flexibilidade de operação do mesmo, já que, não depende do ângulo de estabilidade transitória como os sistemas em CA (KIMBARK, 1971; SOOD, 2004).

Quando se trata de distâncias mais curtas ou até mesmo quando não há transmissão pelo elo HVDC (HVDC back-to-back), outras vantagens são decisivas para sua aplicação, dentre elas pode-se citar (KUNDUR, 1994; CUSTÓDIO, 2009; ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007):

- Em um sistema CA e CC paralelos, a modulação das quantidades CC (corrente ou potência) aumenta o limite de estabilidade de regime permanente do sistema CA;
- A transmissão em CC é independente da abertura angular entre os terminais CA;
- Permite a interligação entre sistemas com diferentes frequências;
- Impede fluxos indesejáveis em linhas de transmissão CA paralelas;
- Possibilita o controle de intercâmbios garantindo que as margens de estabilidade do sistema sejam mantidas;
- Controla o fluxo de energia e evita a sobrecarga, prevenindo disparos em cascata, restringindo assim falhas do sistema em condições de contingência múltipla;
- Para transmissão submarina a partir de 50 km, a transmissão CC é, atualmente, a única solução prática.
- Uso eficiente da capacidade de geração;
- Maior potência transmitida por condutor;
- Admite o uso de retorno por terra;

- Linhas de transmissão com construções mais simples;
- Baixa potência de curto-circuito na linha de corrente contínua;
- Menor impacto ambiental;
- Menor perda de energia para transmissão em longa distância;
- Menor investimento para transmissões em longa distância.

Segundo FDTE (2012), no que se refere aos critérios de confiabilidade, cada bipolo CC se assemelha a um circuito duplo CA, desde que possa transmitir no modo monopolar com retorno pela terra, ou seja, durante um determinado tempo, caso ocorra perda de um polo, a terra passa a funcionar como polo de retorno, não interrompendo o fluxo de potência.

4.3 DESVANTAGENS DE SISTEMAS EM HVDC

Segundo (SOOD, 2004), a transmissão em HVDC tende a possuir custos mais elevados para pequenas distâncias. Apesar de não necessitar de compensação de reativos da linha de transmissão, os custos são aumentados devido à necessidade de instalação de conversores e filtros. Também descreve como pontos negativos: a complexibilidade dos sistemas de controle, a geração de harmônicas no processo de retificação/conversão que necessitam ser filtradas e o alto custo dos equipamentos de conversão.

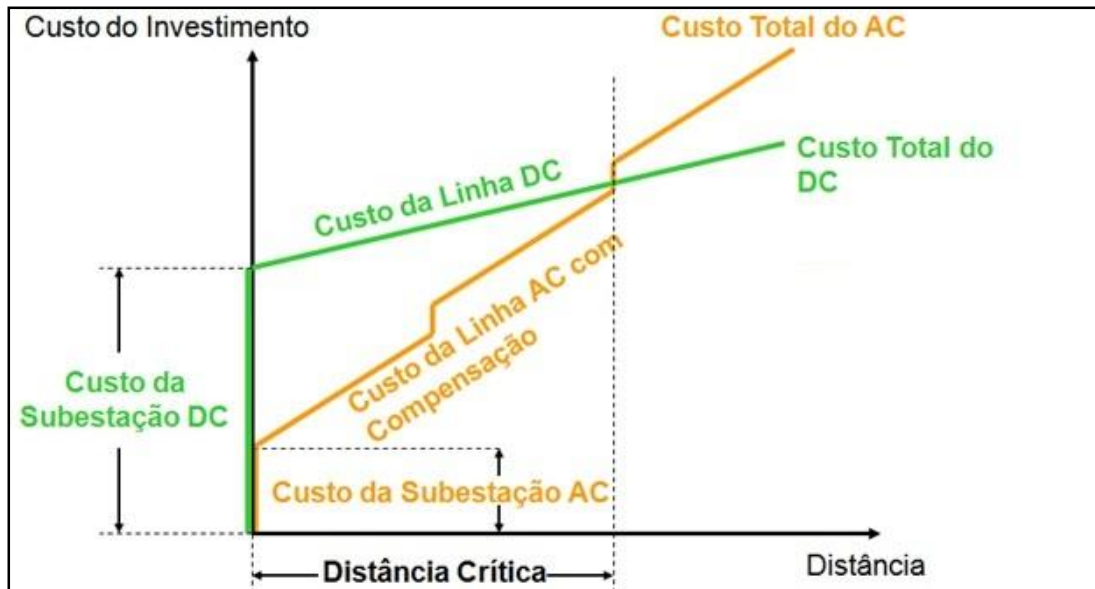
Os autores Arrillaga, Liu e Watson (2007) relatam que apesar do sistema de transmissão CC apresentar valores de correntes de curto-circuito inferiores aos sistemas de transmissão CA, as falhas de comutação nos tiristores dos conversores são perturbações que podem comprometer a estabilidade dinâmica do sistema elétrico de potência e a continuidade do fornecimento de energia.

4.4 COMPARAÇÃO DO CUSTO GLOBAL ENTRE TRANSMISSÃO CA E CC

Na comparação de custos com a transmissão CA, o sistema em CC possui um gasto mais elevado no que se refere aos terminais, já que, necessita de um sistema de controle e proteção mais aprimorado, os transformadores conversores possuem um custo superior, além da necessidade de instalação de válvulas tiristoras, pólo CC e filtros de harmônicas (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007). Porém, o custo das perdas na transferência de potência e de construção e manutenção da linha de transmissão são inferiores (FDTE, 2012). Desta

forma, a partir de uma determinada distância crítica, o investimento inicial do projeto passa a ser inferior ao CA, conforme ilustrado na Figura 4.1:

Figura 4.1: Custo do investimento da transmissão em AC e DC



Fonte: autor

Na Figura 4.1, percebem-se algumas elevações bruscas no decorrer da linha de custos da transmissão em AC, estas se referem às subestações compensadoras de reativos, geralmente instaladas nas transmissões em grandes distâncias. Este fato não ocorre na linha de transmissão CC, já que, a mesma não necessita de compensação.

4.5 A TECNOLOGIA HVDC DE ACORDO COM O CONVERSOR

A tecnologia HVDC clássica, tradicionalmente é usada para transmitir energia para longas distâncias através de linhas aéreas, ou cabos submarinos, com perdas reduzidas. Há um ponto de interrupção entre a distância de transmissão AC e DC, onde após este ponto, a transmissão DC se torna mais eficiente. Também reduz as restrições síncronas entre os dois sistemas de corrente alternada e melhora a estabilidade dinâmica do sistema de corrente alternada.

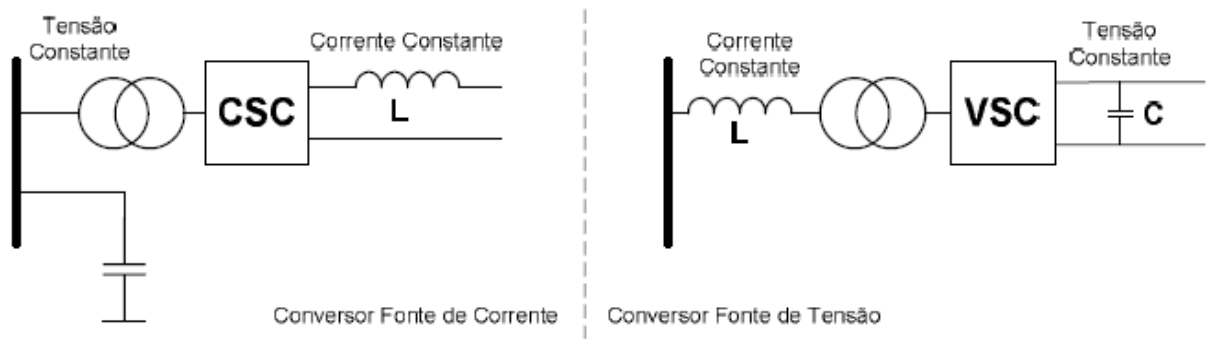
Um sistema HVDC requer um conversor eletrônico para a sua capacidade de converter a energia elétrica a partir de CA-CC ou vice-versa. Existem basicamente dois tipos de

configuração de conversores trifásicos possíveis para este processo de conversão (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007; SOOD, 2004):

- Conversor Fonte de Corrente (CSC);
- Conversor Fonte de Tensão (VSC).

Os sistemas HVDC clássicos são baseados em conversores do tipo fonte de corrente (CSC). Porém, nas últimas décadas, também esta sendo utilizada a tecnologia baseada em conversores do tipo fonte de tensão (VSC). O HVDC do tipo VSC tem um desempenho dinâmico consideravelmente mais elevado em comparação ao CSC. Porém os sistemas CSC ainda são os mais utilizados para transmissões de grandes potências, principalmente, devido ao baixo custo com relação aos sistemas VSC. A Figura 4.2 ilustra os dois tipos de conversores citados:

Figura 4.2 - Tipos de conversores (CSC e VSC)



Fonte: adaptado de (SOOD, 2004)

Os sistemas de transmissão HVDC modernos podem utilizar tanto o conversor fonte de corrente (CSC) ou o conversor fonte de tensão (VSC). No entanto, a escolha de qual opção será selecionada para um determinado projeto é baseada em fatores técnicos e econômicos. Uma comparação das características de ambos os conversores é feita na Tabela 2:

Tabela 2 - Características dos Conversores CSC e VSC

Item	Tipo de Conversor	
	CSC	VSC
No lado CA	Comporta-se como uma fonte de tensão constante	Comporta-se como uma fonte de corrente constante
	Requer um capacitor como dispositivo de armazenamento de energia	Requer um indutor como dispositivo de armazenamento de energia
	Requer grandes filtros para eliminação de harmônicas	Requer filtros pequenos para eliminação de harmônicas de alta ordem
	Requer suprimento de reativo para correção do fator de potência	O suprimento de reativo não é necessário, pois o conversor pode operar em qualquer quadrante
No lado CC	Comporta-se como uma fonte de corrente constante	Comporta-se como uma fonte de tensão constante
	Requer um indutor como dispositivo de armazenamento de energia	Requer um capacitor como dispositivo de armazenamento de energia
	Necessita de filtros	O capacitor fornece capacidade de filtragem, sem custo adicional
	Limita a corrente de falta	Problemático para faltas na linha CC
Comutação	Comutados de linha ou comutação forçada com capacitor série	Auto-comutados
	Chaveamento ocorre na frequência da linha	Chaveamento ocorre em alta frequência
	Baixas perdas de chaveamento	Altas perdas de chaveamento

Fonte: adaptado de (SOOD, 2004)

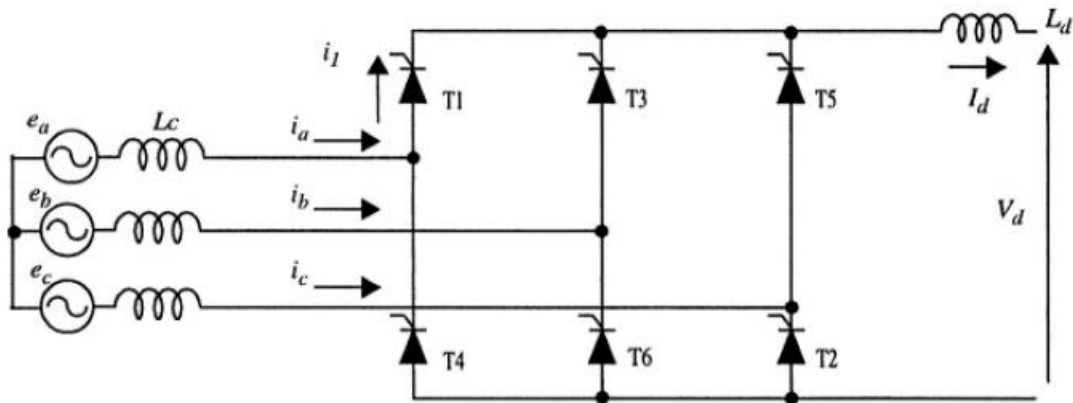
De maneira geral, os conversores do tipo VSC possuem um maior controle de potência, flexibilidade e eficiência de transmissão, porém os sistemas CSC possuem uma melhor sustentação do sistema em condições de falta, além do fato de possibilitar uma maior capacidade de transmissão de potência (ONI; MBANGULA; DAVIDSON, 2016). Pode-se afirmar que o sistema CSC pode ser considerado mais robusto, com relação ao VSC, no que se refere ao sistema de controle de potência durante a ocorrência de faltas no sistema CA (KALCON; ABBAS, 2014).

4.6 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE CONVERSORES DO TIPO CSC

Primeiramente, para entender os princípios de funcionamento dos conversores do tipo CSC é necessário considerar a teoria de uma ponte de 6 pulsos convencional (Figura 4.3), as seguintes suposições são feitas (SOOD, 2004; KIMBARK, 1971):

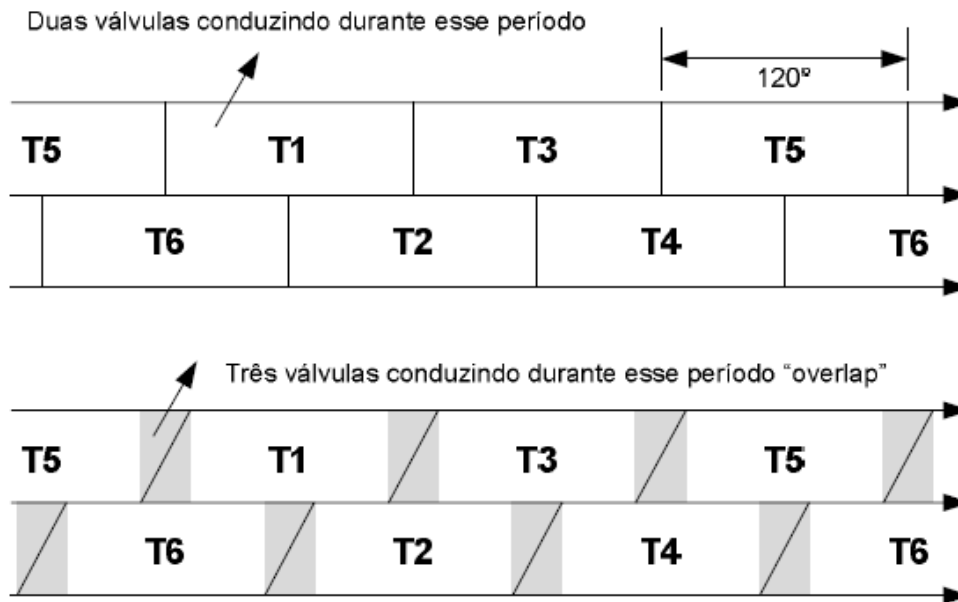
- A corrente CC (I_d) é constante (isto é, L_d do reator de alisamento é infinita);
- As válvulas possuem chaveamentos ideais;
- O sistema CA é infinitamente forte com fases equilibradas e senoidais.

Figura 4.3 - Ponte Conversora de 6 pulsos



Fonte: (SOOD, 2004)

Devido à indutância L_c do transformador do conversor, a comutação de uma válvula para a outra não ocorre instantaneamente. Ocorre um período de sobreposição (overlap). Essencialmente, o ângulo do overlap μ é inferior a 60 graus; tipicamente, entre 20 a 25 graus. Durante a comutação, três válvulas estão conduzindo, porém a comutação está ocorrendo em apenas duas, conforme mostra a Figura 4.4 (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007; SOOD, 2004).

Figura 4.4 – Efeito do *Overlap*

Fonte: (SOOD, 2004)

Em período de overlap as tensões de fase trifásicas em corrente alternada são definidas por (SOOD, 2004; KIMBARK, 1971):

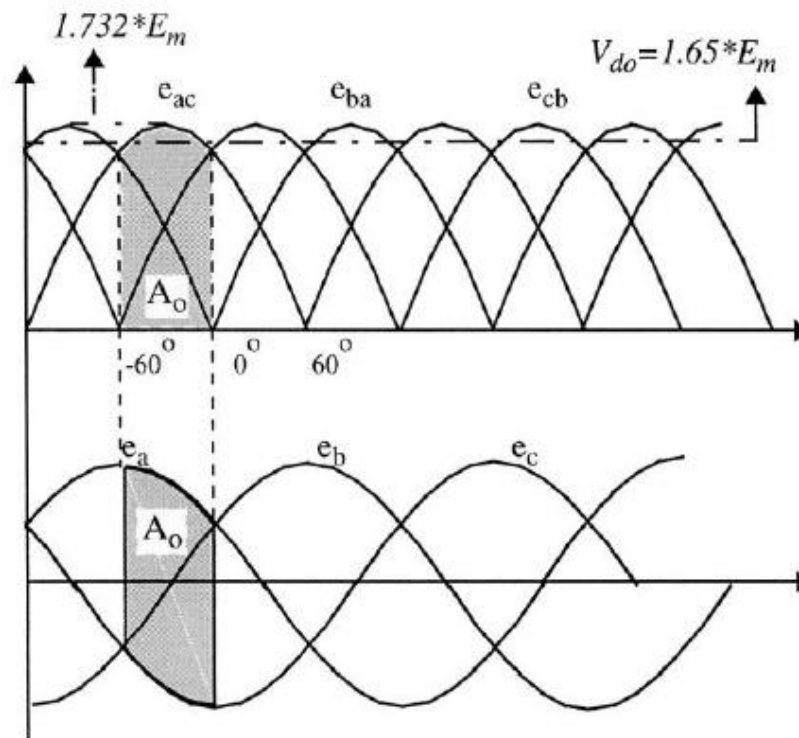
$$\begin{aligned}
 e_a &= E_m \cos(\omega t + 60^\circ) \\
 e_b &= E_m \cos(\omega t - 60^\circ) \\
 e_c &= E_m \cos(\omega t - 180^\circ)
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

As tensões de linha correspondentes são (SOOD, 2004; KIMBARK, 1971):

$$\begin{aligned}
 e_{ac} &= e_a - e_c = 1,732 \cdot E_m \cos(\omega t + 30^\circ) \\
 e_{ba} &= e_b - e_a = 1,732 \cdot E_m \cos(\omega t - 90^\circ) = 1,732 \cdot E_m \sin(\omega t) \\
 e_{cb} &= e_c - e_b = 1,732 \cdot E_m \cos(\omega t - 30^\circ)
 \end{aligned}
 \tag{4.2}$$

As formas de onda das tensões são mostradas na Figura 4.5:

Figura 4.5 - Tensões de linha e Tensões de Fase



Fonte: (SOOD, 2004)

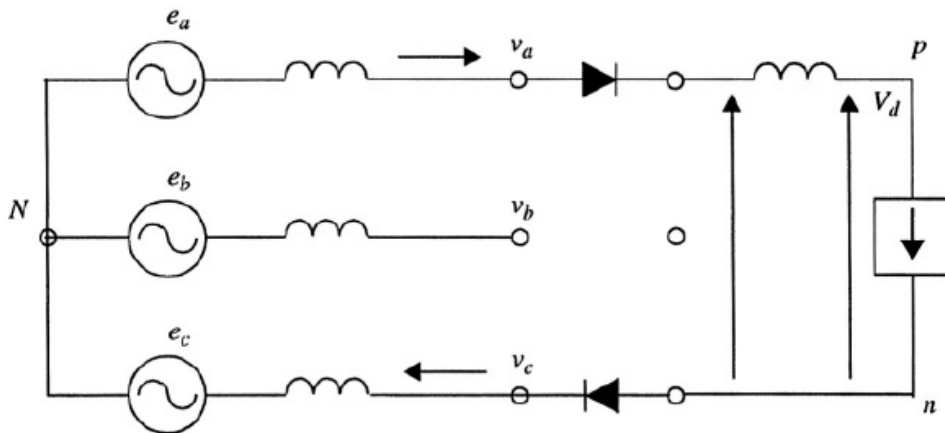
A tensão CC através da ponte é a diferença entre as tensões de linha a fase, representada na Figura 4.5 pela área sombreada A_0 . O valor médio da tensão V_0 é encontrado por meio da integração das tensões instantâneas ao longo de um período de 60 graus (SOOD, 2004):

$$V_{do} = \frac{3}{\pi} \int_{-60}^0 e_{ac} d\theta = \frac{3}{\pi} \int_{-60}^0 E_m \cos(\theta + 30^\circ) d\theta \quad (4.3)$$

$$V_{do} = 1,65E_m = 1,35 \cdot E_{LL} \quad (4.4)$$

O circuito equivalente do conversor com apenas duas válvulas conduzindo é mostrado na Figura 4.6:

Figura 4.6 – Ponte com duas válvulas conduzindo



Fonte: (SOOD, 2004)

Com um ângulo de atraso α , os limites de integração são simplesmente incrementados por α , e, portanto (SOOD, 2004):

$$V_d = V_{d0} \int_{(\alpha-60^\circ)}^{\alpha} \cos(\theta + 30^\circ) d\theta \quad (4.5)$$

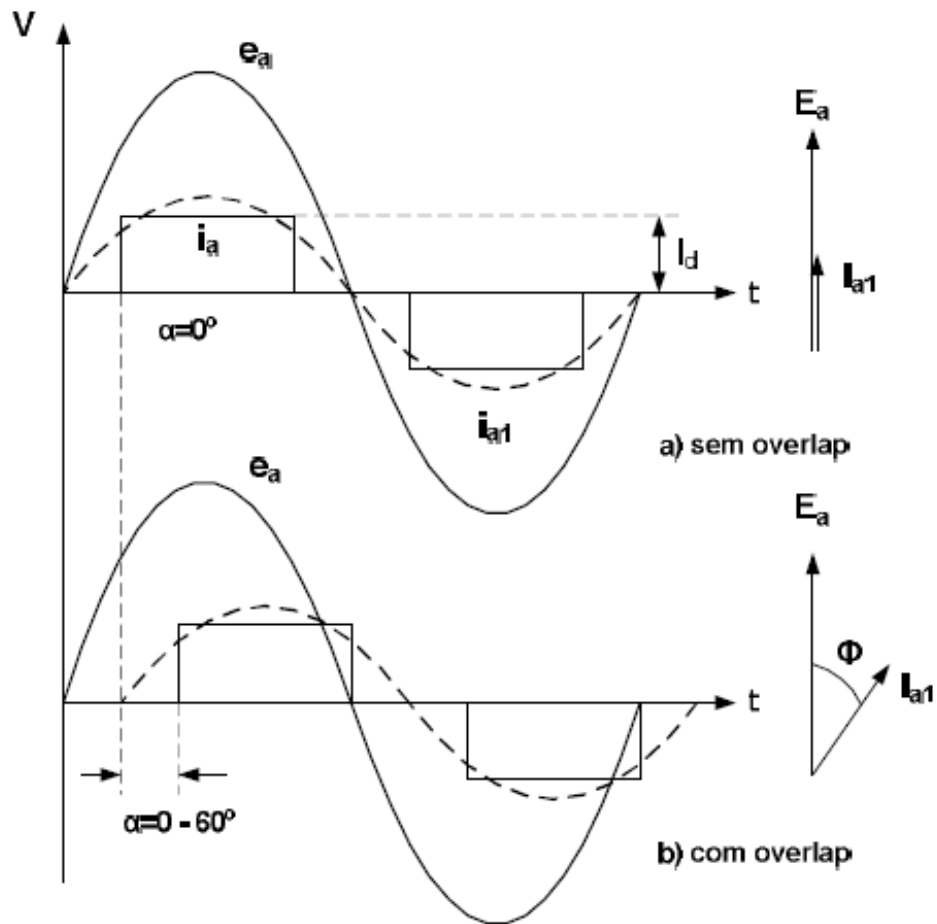
$$V_d = V_{d0} \cos \alpha \quad (4.6)$$

A relação entre a corrente CA e CC pode ser verificada assumindo que não há perdas na ponte, a potência que entra na ponte é igual à potência que sai da ponte (SOOD, 2004).

$$P_d = V_d \cdot I_d = 3E_{LN} \cdot I_{L1} \cdot \cos \phi \quad (4.7)$$

Onde I_{L1} é a componente fundamental da corrente de linha e ϕ é o ângulo de fase entre a tensão de linha e a corrente de linha. Essa tensão e corrente são mostradas na Figura 4.7 (SOOD, 2004; KIMBARK, 1971).

Figura 4.7 – Relação entre corrente CA e CC



Fonte: (SOOD, 2004)

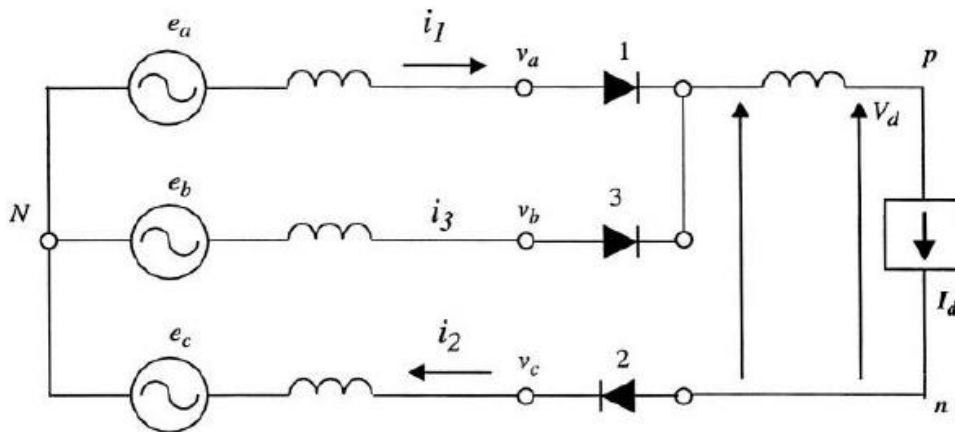
Por análise de Fourier, o valor da corrente é dado por:

$$I_{L1} = \frac{\sqrt{2}}{\pi} \int_{-60^\circ}^{60^\circ} (I_d \cos \theta) d\theta \quad (4.8)$$

$$I_{L1} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} \cdot I_d \quad (4.9)$$

Considerando *overlap* em período inferior a 60 graus e condição com impedância de comutação, ou seja, quando a condução ocorre em três válvulas. Conforme pode ser observado na Figura 4.8 (SOOD, 2004; KIMBARK, 1971; SOUZA, 1986).

Figura 4.8 – Ponte com três válvulas conduzindo



Fonte: (SOOD, 2004)

Durante o intervalo demonstrado na Figura 4.6 a corrente CC é transferida da válvula 1 para a válvula 3, esta transferência de corrente não ocorre instantaneamente devido a indutância presente no circuito. No intervalo, $wt = \alpha$, $i_1 = I_d$ e $i_3 = 0$ no final do intervalo, $wt = \alpha + \mu$, $i_1 = 0$ e $i_3 = I_d$ (SOOD, 2004; KIMBARK, 1971; SOUZA, 1986).

$$e_b - e_a = \frac{L_c di_3}{dt} - \frac{L_c di_1}{dt} \quad (4.10)$$

Na comutação:

$$e_b - e_a = 1,732 \cdot E_{LL} \text{sen}(wt) \quad (4.11)$$

e:

$$i_1 = I_d - i_3 \quad (4.12)$$

Entretanto:

$$\frac{di_1}{dt} = 0 - \frac{di_3}{dt} \quad (4.13)$$

Podemos considerar a tensão no circuito de comutação como:

$$1,732 \cdot E_{LL} \sin(\omega t) = \frac{2L_c di_3}{dt} \quad (4.14)$$

Integrando a equação temos:

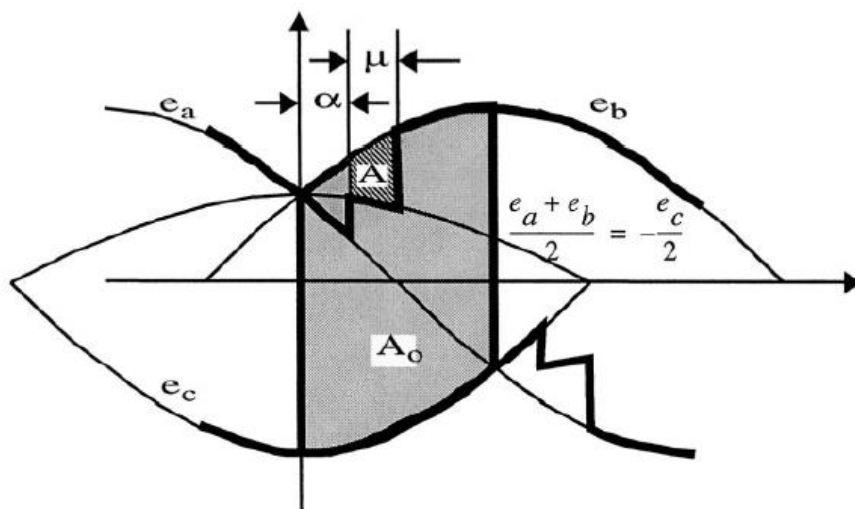
$$i_3 = \frac{1,732 \cdot E_{LL}}{2\omega L_c (\cos\alpha - \cos(\alpha + \mu))} \quad (4.15)$$

Esta equação mostra que a corrente i_3 é composta por uma componente CC e uma componente senoidal. A componente senoidal é defasada com relação à tensão de comutação em 90 graus, uma vez que o ciclo é puramente indutivo, e tem um valor de pico de $1,732 \cdot E_{LL} / 2\omega L_c$. Este valor de corrente é um curto circuito na fonte CA. A componente CC depende de $\cos\alpha$. Ao fim do período de comutação $\omega t = \alpha + \mu$, e $i_3 = I_d$ (SOOD, 2004). Temos:

$$I_d = \frac{1,732 V_{LL}}{2\omega L_c (\cos\alpha - \cos(\alpha + \mu))} \quad (4.16)$$

A tensão média CC do conversor (representada pela área “ A_0 ” na Figura 4.9) é reduzida devido ao efeito do *overlap* causada pela queda de tensão ΔV_d (SOOD, 2004; ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007):

Figura 4.9 – Tensão CC com o efeito do *overlap*



Fonte: (SOOD, 2004)

A queda de tensão de tensão CC, representada pela área A, é dada por:

$$A = \int_{\alpha}^{(\alpha+\mu)} \left(e_b - \frac{(e_a+e_b)}{2} \right) d\theta \quad (4.18)$$

$$A = 0,866V_m(\cos\alpha - \cos(\alpha + \mu)) \quad (4.19)$$

A queda de tensão do valor médio da tensão ΔV_d é dada por:

$$\Delta V_d = \frac{3}{\pi} A = \frac{3}{\pi} 0,866V_m(\cos\alpha - \cos(\alpha + \mu)) \quad (4.20)$$

Da Equação 4.16 e utilizando a relação entre V_m e V_{LL} resultará na relação entre a queda de tensão e a corrente CC. Sendo assim, a tensão CC considerando o *overlap* é dada por (SOOD, 2004):

$$V_d = V_{do}\cos\alpha - \Delta V_d \quad (4.21)$$

Onde:

$$\Delta V_d = \frac{3}{\pi} \omega L_c \cdot I_d \quad (4.22)$$

Para o retificador, a análise o valor das tensões são as seguintes (SOOD, 2004):

$$V_{dr} = V_{dor}\cos\alpha - R_{cr} \cdot I_d \quad (4.23)$$

Onde:

$$V_{dor} = \frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot V_{LL} \quad (4.24)$$

e,

$$R_{cr} = \frac{3}{\pi} \cdot \omega L_{cr} \quad (4.25)$$

Para o inversor, existem duas opções possíveis, dependendo da se for utilizado o ângulo α , ou o ângulo de extinção como variável de controle:

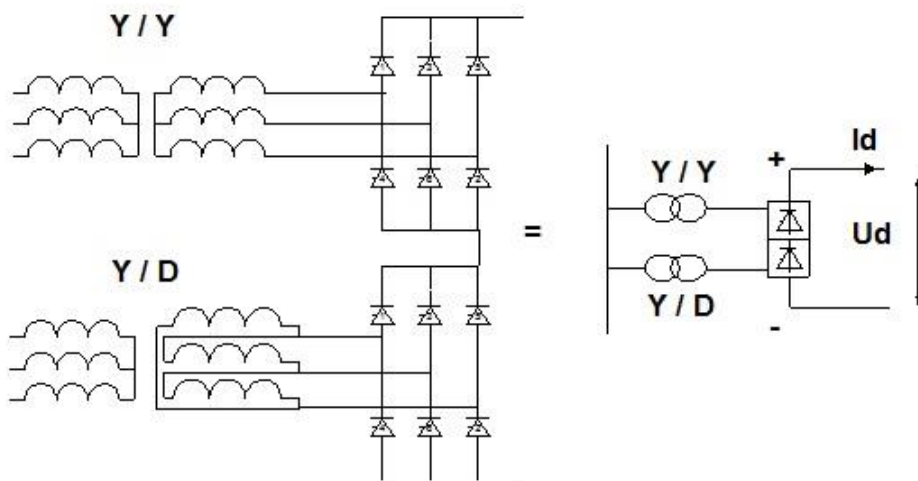
$$-V_{di} = V_{doi} \cos \beta + R_{ci} \cdot I_d \quad (4.26)$$

$$-V_{di} = V_{doi} \cos \gamma + R_{ci} \cdot I_d \quad (4.27)$$

4.6.1 Transmissão de Potência entre o Retificador e o Inversor

A configuração normal usada para HVDC é um conversor de ponte de 12 pulsos. Em um conversor de 12 pulsos, dois conversores de 6 pulsos são conectados em série, sendo que, um transformador conectado Y/Y e o outro com um transformador conectado Y/D, conforme o diagrama simplificado da Figura 4.10 (SOOD, 2004; KUNDUR, 1994).

Figura 4.10 - Conversor 12 pulsos e diagrama de conexão simplificado



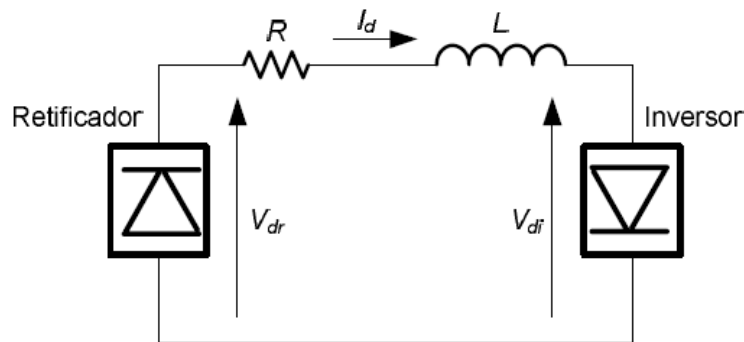
Adaptado de (SOOD, 2004)

Uma conexão CC de dois terminais, conforme a demonstrada na Figura 4.11, com um retificador e um inversor. O sistema CC é representado por uma indutância L e uma resistência de linha R , o valor da indutância L compreende ao reator de alisamento e da indutância da linha CC, enquanto o valor de R inclui as resistências do reator de alisamento e da resistência da linha CC (SOOD, 2004).

O conceito básico para controlar uma transmissão HVDC é a possibilidade de ajustar a tensão CC através da ponte de válvulas do conversor e da potência transmitida, variando a posição dos disparos dos pulsos de controle nas válvulas tiristoras do conversor.

A Figura 4.11 mostra um diagrama simples para uma transmissão HVDC monopolar. A tensão do retificador é indicada por U_{d1} e a do inversor por U_{d2} . Para que as válvulas do inversor conduzam, o retificador deve ter uma tensão mais alta do que o inversor.

Figura 4.11 - Diagrama simplificado de uma transmissão CC de dois terminais



Adaptado de (KUNDUR, 1994)

Usando a lei de Ohm, corrente CC (I_d) na conexão representada na Figura 4.11 é dada como:

$$I_d = \frac{V_{dr} - V_{di}}{R} \quad (4.28)$$

Onde:

V_{dr} = Tensão CC no retificador;

V_{di} = Tensão CC no inversor;

R = resistência da linha CC.

A transmissão do fluxo de potência através do *link* é dada por:

$$P_d = V_d \cdot I_d \quad (4.29)$$

Da teoria do conversor a relação $V_d - I_d$ para o retificador é dada por:

$$V_{dr} = V_{dor} \cdot \cos\alpha - R_{cr} \cdot I_d \quad (4.30)$$

Da teoria do conversor a relação $V_d - I_d$ para o inversor é dada por:

$$V_{di} = V_{dir} \cdot \cos\beta - R_{ir} \cdot I_d \quad (4.31)$$

Ou, dependendo da variável de controle:

$$V_{di} = V_{dir} \cdot \cos\gamma - R_{ir} \cdot I_d \quad (4.31)$$

Utilizando as equações que descrevem ($V_{dr} - V_{di}$) a corrente CC da linha é determinada por qualquer uma das duas opções, dependendo apenas da escolha do modo de controle no inversor (SOOD, 2004; KUNDUR, 1994):

$$I_d = \frac{V_{dor} \cdot \cos\alpha - V_{doi} \cdot \cos\beta}{R + R_{cr} + R_{ci}} \quad (4.32)$$

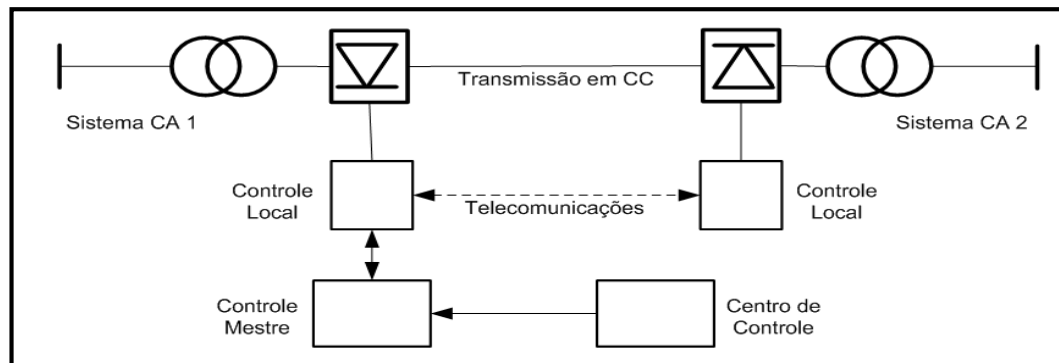
Ou

$$I_d = \frac{V_{dor} \cdot \cos\alpha - V_{doi} \cdot \cos\gamma}{R + R_{cr} + R_{ci}} \quad (4.32)$$

A Equação 4.30 descreve uma linha reta entre os pontos A e B da Figura 4.12, quando representada graficamente com a característica Vd-Id em regime permanente. O declive da curva para esta característica é o valor referente à $-R_{cr}$, que é definida como a resistência equivalente de comutação, um valor baixo de R_{cr} implica em um sistema CA forte, sendo neste caso uma característica quase horizontal. A intersecção da curva no eixo V_d é igual ao valor $V_{dor} \cdot \cos\alpha$ quando o valor de $\alpha = 0^\circ$. O limite máximo da tensão V_d será definido pelo valor de $\alpha = 0^\circ$, isto é, quando o retificador é um conversor de diodo teórico com ângulo de disparo igual a zero. Na realidade, um valor mínimo para o ângulo α é aproximadamente cinco graus, isto é normalmente necessário para assegurar que as válvulas do conversor tenham uma tensão mínima positiva para garantir o disparo das mesmas. Esta zona é delimitada pela área cinza na Figura 4.12.

Figura 4.12 – Características estáticas Vd-Id do conversor

Figura 4.13 - Conexão DC típica Interligando dois Sistemas CA



Fonte: autor

Além das funções primárias, é desejável que os controles CC tenham as seguintes características:

- Limitar a máxima corrente CC: devido a uma inércia térmica limitada das válvulas de tiristoras para sustentar as sobrecorrentes, a corrente DC máxima é normalmente limitada a valores inferiores a 120% durante um intervalo limitado.
- Manter máxima a tensão CC para a transmissão: isso reduz as perdas de transmissão.
- Minimizar o consumo de potência reativa: implica que os conversores devem operar com um ângulo de disparo baixo.

Além das características acima desejadas, os controles CC terá que lidar com os requisitos de regime permanente e dinâmico da conexão em corrente contínua, conforme mostrado na Tabela 3:

Tabela 3: Requisitos de uma Conexão DC

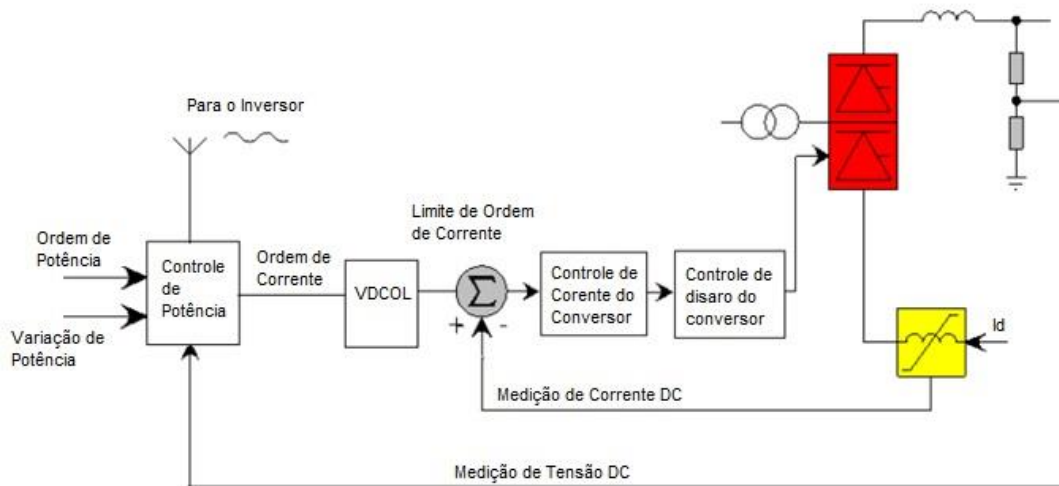
Requisitos em Regime Permanente	Requisitos Dinâmicos
Limitar a geração de harmônicas não características	Mudanças graduais na corrente CC ou fluxo de potência
Manter a precisão da variável controlada, ou seja, corrente cc e/ou ângulo de extinção constante	Fluxo de potência reverso
Lidar com as variações normais nas impedâncias do sistema de corrente alternada devido a mudanças na topologia	Variação na frequência do sistema CA

Fonte: autor

4.7.1 Visão geral simplificada do controle HVDC

Normalmente, o sistema HVDC opera no modo de controle de potência constante. A ordem de potência é dada pelo usuário através da Ordem de corrente (I_{order}), derivada do controlador de potência, que é enviada para o VDCOL (limitador da ordem de corrente dependente da tensão) e para o amplificador de controle de corrente (CCA). A ordem do ângulo “ α ” do CCA é enviada para o controle de disparo do conversor que determina o instante de disparo das válvulas (MUTHUSAMY, A., 2010), conforme a Figura 4.14:

Figura 4.14 - Visão geral simplificada do controle HVDC



Fonte: adaptado de (MUTHUSAMY, A., 2010)

As funções primárias dos controles HVDC são (SOOD, 2004) (KUNDUR, 1994) (MUTHUSAMY, A., 2010):

- Controle de potência rápido e flexível entre os terminais em estado estacionário e operação transitória.
- Melhor estabilidade do sistema de corrente alternada.
- Proteção rápida de falhas do sistema AC e DC.
- Minimiza a sobretensão nas válvulas
- Reduz a corrente de curto-circuito nas válvulas e linhas / cabos
- Reduz o consumo de energia reativa
- Evita falhas de comutação repetitivas

Estas funções acima são obtidas variando o instante de disparo das válvulas.

O controle de disparo do conversor determina os instantes de disparo de cada válvula, que por consequência, determinam a tensão CC nominal. A entrada para o sistema de controle de disparo pode ser a saída de um conjunto de controles que trabalha de forma coordenada, como: controle de corrente, controle de tensão, controle alfa mínimo e modo de controle de margem de comutação mínima ou controle alfa máximo.

4.7.2 Amplificador de controle de corrente (CCA)

O amplificador de controle de corrente é usado como a função principal de controlar o ângulo de disparo do conversor em estado estacionário e dinâmico do sistema HVDC. O controlador de corrente é basicamente um regulador Proporcional e Integral. Como é de conhecimento geral, a parte proporcional ajuda a dar uma resposta rápida em relação ao *feedback* e a parte integral uma resposta mais lenta, que faz com que o erro no estado estacionário permaneça próximo de zero. O erro atual (diferença entre ordem de corrente CC e a corrente CC medida) é enviado como entrada para o regulador PI, que por sua vez, envia a ordem α como a saída ao controle de disparo do conversor (SOOD, 2004) (KUNDUR, 1994).

Tradicionalmente, o retificador funcionará como controlador de corrente para ter o ponto de operação ideal com consumo reduzido de potência reativa. A corrente CC é indiretamente regulada pelo controle do ângulo de disparo do tiristor.

4.7.3 Limitador de ordem de corrente dependente da tensão (VDCOL)

A ação principal do controle VDCOL é reduzir a ordem de corrente para diminuir o valor quando ocorre uma redução na tensão de CC gerada por contingências. Este controle tem o objetivo de evitar o maior consumo de reativo e estresse de tensão da válvula.

Como os sistemas HVDC geralmente operam em modo de controle de potência constante, a corrente seria aumentada para manter a potência constante em baixa tensão, isto provocaria um maior consumo de potência reativa, diminuindo a tensão de corrente alternada e, por consequência, iria ocasionar falhas de comutação durante a recuperação do sistema de CC. Para que isto não ocorra, é utilizado o sistema de controle VDCOL que tem por função impedir as falhas de comutação, diminuir o estresse das válvulas e auxiliar na recuperação rápida do sistema (SOOD, 2004; KUNDUR, 1994; MUTHUSAMY, A., 2010).

4.7.4 Falhas de Comutação

Uma falha de comutação, normalmente não ocorre devido a nenhuma falha de operação da válvula em sí, mas sim por condições desfavoráveis nos circuitos CA ou CC externos a ponte tiristora. Também pode ocorrer por controle inadequado do tempo de disparo do tiristor. Quando ocorrem elevações de corrente, ou uma queda de tensão CA (causada por uma falta, por exemplo), ou ainda ocorra atraso de disparo do tiristor, ou uma combinação destes, a comutação não é completada antes que a tensão alternada de comutação reverta-se. Sendo assim a corrente CC é deslocada da válvula que deveria conduzir para a válvula que iria cessar sua condução (KIMBARK, 1971).

4.7.5 Falhas no sistema CA

Com relação aos distúrbios transientes que possam vir a ocorrer nos sistema de CA, sabe-se que os sistemas CC geralmente possuem uma resposta mais rápida com relação ao sistema de CA. O sistema CC atravessa a perturbação com redução temporária de energia, ou até mesmo bloqueia o fluxo de potência, até que o sistema de corrente alternada se recupere o suficiente para permitir a reinicialização e a restauração de energia (KUNDUR, 1994).

A falha do sistema CA pode ocorrer tanto no retificador como no inversor. A falha no lado CA do retificador, por mais que gere um colapso de tensão no barramento, não propaga o distúrbio para o lado CA do inversor. Uma vez que o tiristor é um dispositivo unidirecional, a corrente contínua vai para zero imediatamente, portanto, nenhuma energia seria transferida, da mesma forma, o conversor não contribuiria para a falha (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007; KUNDUR, 1994).

Já uma falha na estação do inversor que gere um colapso de tensão no barramento CA do inversor, poderia ocasionar um aumento repentino resultante da corrente contínua, porém isto faria com que o ângulo de sobreposição seja aumentado e reduza a margem de comutação, ocasionando uma falha da comutação. Também, neste caso, existe a atuação dos sistemas de controle do conversor que atua de forma rápida para diminuir inclusive a incidência destas falhas de comutação (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007; KUNDUR, 1994).

4.8 SIMULAÇÃO DE FALTAS NO SISTEMA CA CONECTADAS A UM SISTEMA HVDC DO TIPO CSC

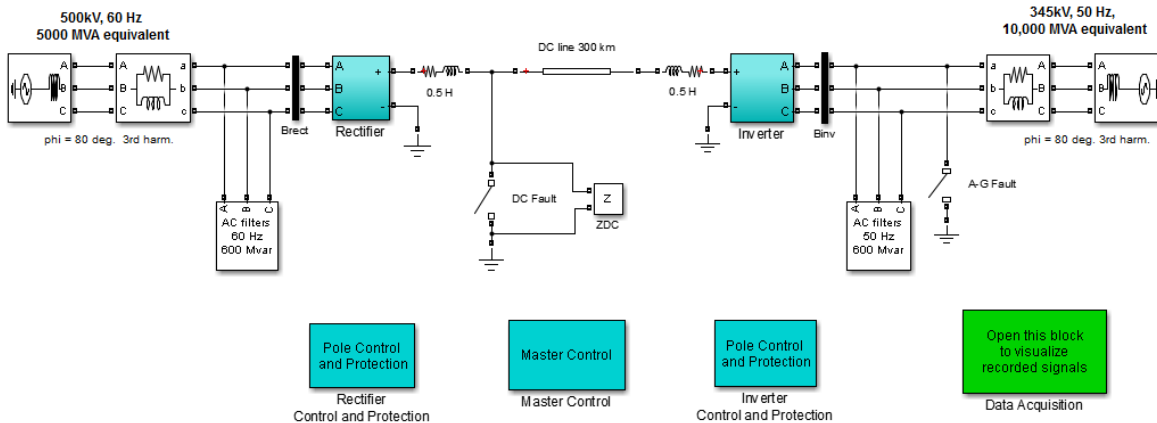
O sistema simulado tem por objetivo observar as formas de onda de corrente e tensão CA e CC durante curtos-circuitos francos no barramento CA do inversor e analisar o comportamento do ângulo α no retificador e no inversor durante a falta. Não serão abordadas falhas no lado do retificador, já que, pela característica básica do conversor, este tipo de falha não contribui para o curto-circuito (SOOD, 2004; KUNDUR, 1994; ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007). Também não serão simulados curtos-circuitos na região de corrente contínua, pois nestes casos, é o controle e proteção do conversor que deve atuar, que por sinal, possui ações mais rápidas do que a proteção da linha CA (KUNDUR, 1994; ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007; ZHU; WANG; ZHANG, 2009).

O sistema foi simulado no software MATLAB®, o bloco controlador do sistema faz parte da biblioteca “*Discrete Control Blocks – SimPowerSystems*” da aplicação Simulink-MathWorks de um sistema de transmissão HVDC baseado em tiristores (MATHWORKS, 2010). Este sistema demonstra o desempenho de estado estacionário e transiente de um sistema de transmissão de HVDC, 12 pulsos de 50/60 Hz de 1000 MW (500 kV-2kA)

O modelo utilizado na simulação efetua transmissão de energia de uma rede de 5000MVA, 500 kV, 60 Hz para uma rede de 345 kV, 50 Hz, 10.000 MVA. O retificador e o inversor são conversores de 12 pulsos que usam duas pontes de tiristor de 6 pulsos conectados em série. O retificador e o inversor são interligados através de uma linha de parâmetros distribuídos de 300 km e dois reatores de alisamento de 0,5 H. Os comutadores de TAPs do transformador não são simulados, sendo considerados TAPs fixos.

A potência reativa requerida pelos conversores é proporcionada por um conjunto de bancos de capacitores dos filtros de harmônicas de 11th e 13th, com potência reativa de 600 Mvar de cada lado. O sistema de alimentação e o sistema de controle são discretizados para um tempo de amostra $T_s = 50 \mu s$. A Figura 4.15 demonstra o circuito simulado.

Figura 4.15 – Modelo do circuito simulado



Fonte: autor

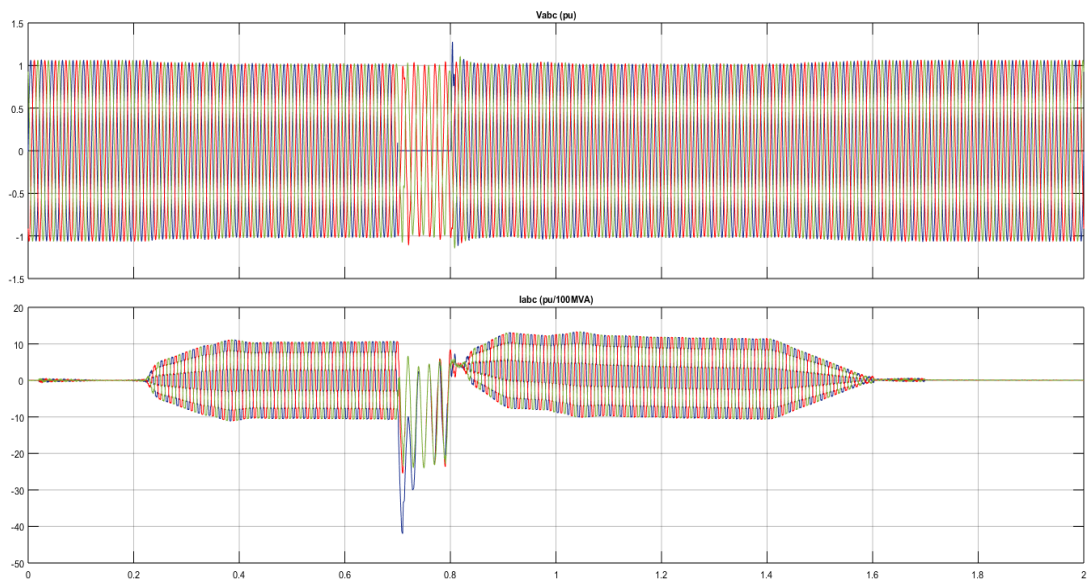
A simulação foi baseada na alteração dos parâmetros do operador do sistema, através da inserção dos valores na aba *Master Control*. Primeiramente foi selecionada uma rampa de subida de 5 pu por segundo, com início em 0,2 segundo, atingindo valor nominal em 0,4 segundo e uma rampa de descida de -5 pu por segundo a partir de 1,4 segundo, zerando o valor de transmissão de potência em 1,6 segundo.

Posteriormente foram simuladas faltas sólidas, monofásicas e trifásicas, no tempo de 0,7 segundo, no lado CA do inversor, sendo mantidas por um tempo de 100 ms. Este tempo de duração da falta foi selecionado para que fosse possível observar o comportamento do ângulo α e verificar as formas de onda da rede CA até atingirem seu valor máximo.

4.8.1 Falta Monofásica no lado CA do Inversor

Através do modelo da Figura 4.15 foram obtidas as formas de onda de corrente alternada do terminal CA do inversor, conforme a Figura 4.16:

Figura 4.16 - Formas de onda de tensão e corrente CA para falta monofásica no lado CA do inversor

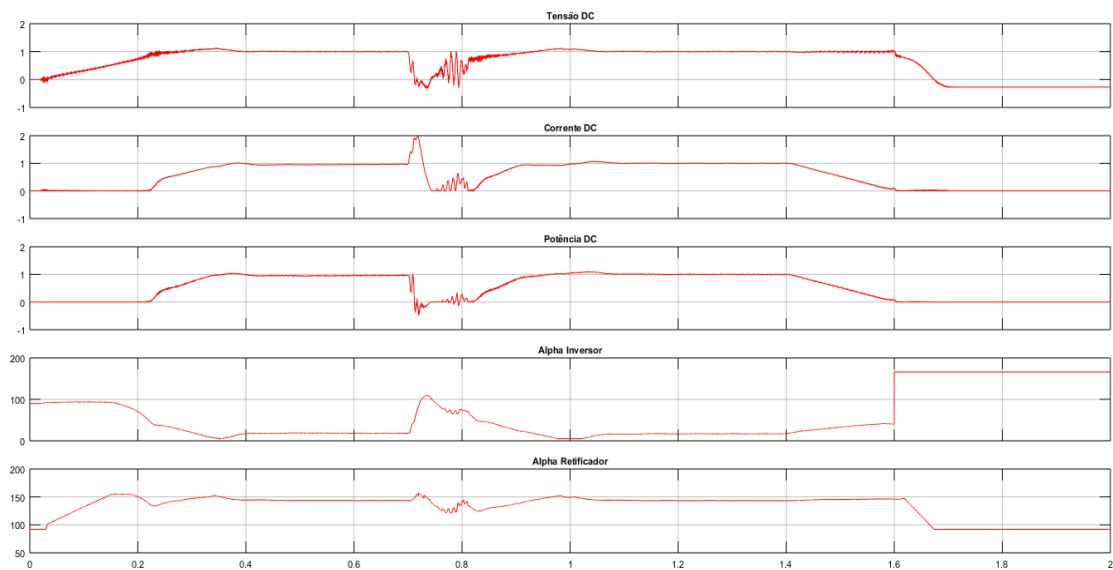


Fonte: autor

Pode ser verificado na Figura 4.16 que as formas de onda são bastante distintas de sistemas puramente de corrente alternada, pois as tensões nas fases não apresentam grande variação e as formas de onda das correntes não apresentam altos valores sustentados de amplitude, mesmo com a manutenção do curto-circuito.

Outra análise que pode ser efetuada é das contribuições CC durante a falta no lado CA do inversor, conforme Figura 4.17:

Figura 4.17 - Formas de onda CC em caso de falta monofásica no lado CA do inversor



Fonte: autor

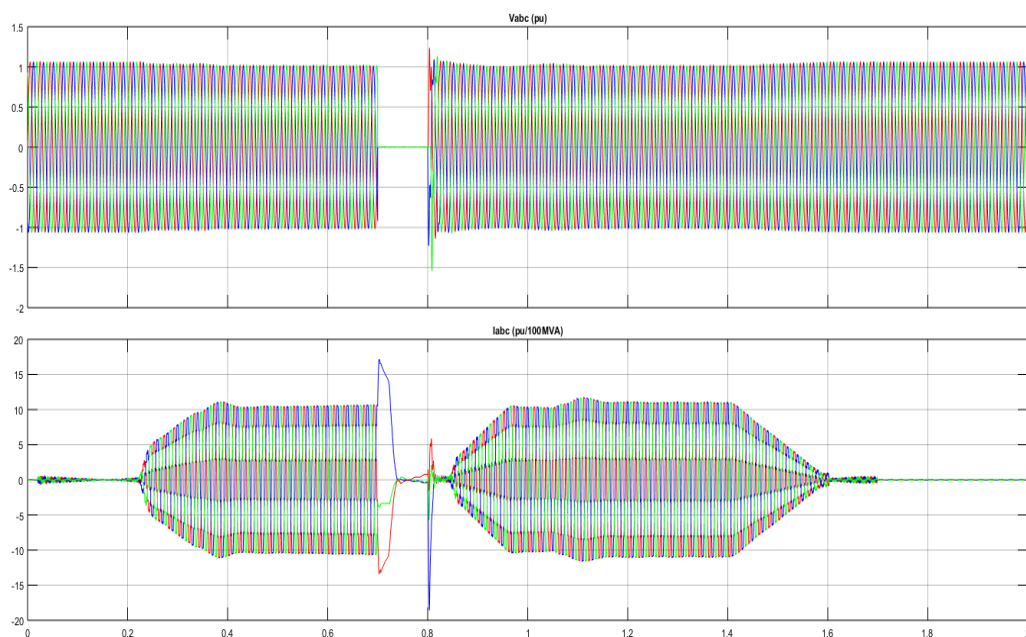
Pôde ser verificado na Figura 4.17 que a potência CC tem um decréscimo brusco durante o período da falta no lado CA. Isso demonstra que a contribuição de potência ativa tende a zero para o curto CA. Outro fator que pode ser analisado é o ângulo alpha do retificador, já que, o mesmo chega a obter valores acima de 180 graus, que já é uma região de atuação de controle de um inversor. O ângulo α do inversor inicialmente tenta reagir ao afundamento de tensão CC, porém, sem sucesso devido a queda brusca da tensão.

Através disso pode ser verificada que uma falha de comutação ocorre no inversor logo após a ocorrência do curto-circuito e a corrente CC aumenta para aproximadamente 2 pu. Os sintomas são uma tensão CC zero através da ponte afetada, causando um aumento da corrente CC a uma taxa determinada principalmente pela indutância do circuito CC. Quando a falha é normlizada em $t = 0,8$ s, o VDCOL opera e reduz a corrente de referência para 0,3 pu durante alguns instantes. O sistema recupera aproximadamente 0,35 segundos após a normalização da falha.

4.8.2 Falta Trifásica no lado CA do Inversor

O segundo caso simulado foi de uma falta trifásica no barramento CA do lado do inversor. As formas de onda de corrente alternada podem ser observadas na Figura 4.18:

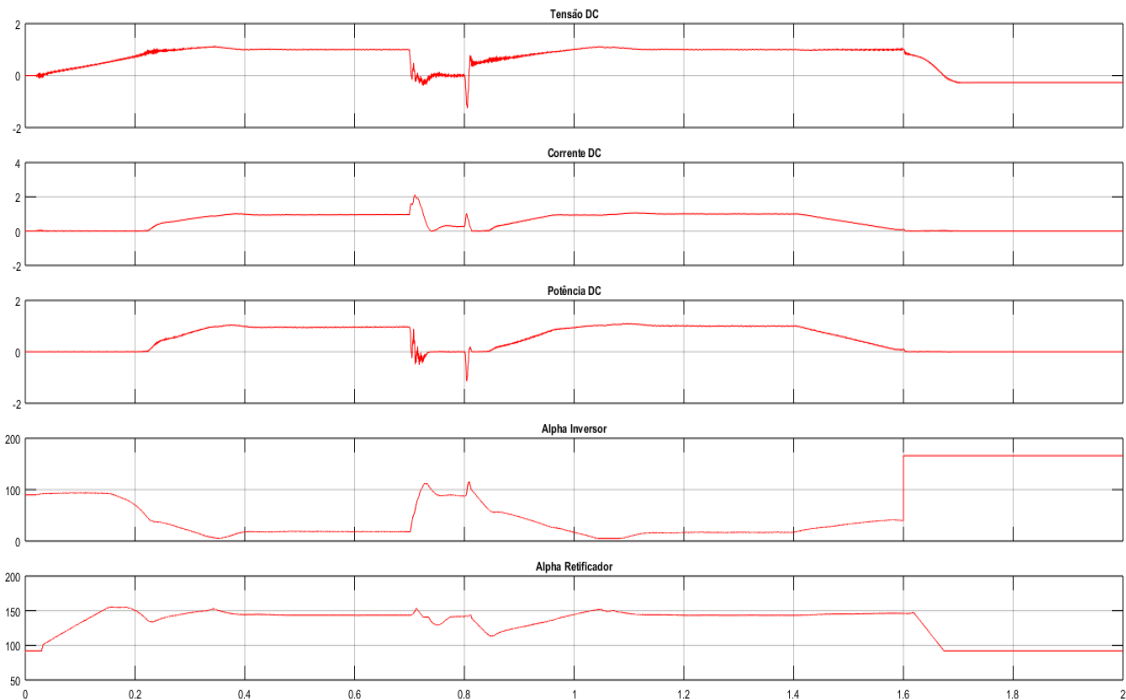
Figura 4.18 - Formas de onda de tensão e corrente CA em caso de falta trifásica no lado CA do inversor



Fonte: autor

É possível ser verificado na Figura 4.18, nas formas de onda CA, que: como as três tensões assumem o valor zero, a potência de curto-circuito para a falta é visivelmente nula, quase que instantaneamente e a contribuição de corrente é muito pequena e de curta duração.

Figura 4.19 - Formas de onda CC em caso de falta trifásica no lado CA do inversor



Fonte: autor

Já na Figura 4.19 pode ser verificado que a potência CC também demonstra um decréscimo brusco durante o período da falta trifásica no lado CA, com isso pode ser verificado que tende a zero a contribuição de potência ativa para o curto CA. Também é demonstrado que o incremento do ângulo α do retificador atinge valores próximos da faixa de atuação de um inversor e o ângulo α do inversor atua de forma semelhante ao curto monofásico.

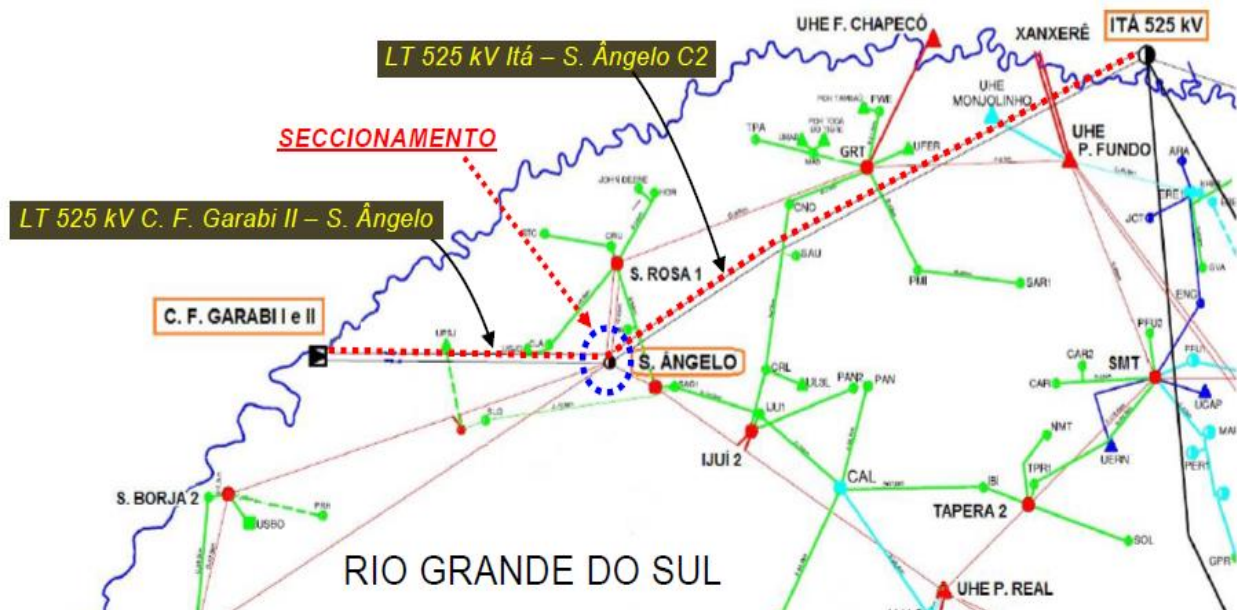
Através das formas de onda do curto-circuito trifásico, representado pela Figura 4.18 e Figura 4.19 também pode ser detectada uma falha de comutação, em que o sistema de controle e proteção do conversor atua de forma ainda mais rápida do que no caso do curto monofásico, por este motivo, contribuindo ainda menos para o curto-circuito CA. O VDCOL opera de forma bastante semelhante ao curto monofásico para restabelecimento de transmissão de potência do conversor.

5. ESTUDO DE CASO LINHA DE TRANSMISSÃO GARABI2/SANTO ÂNGELO

Como o objetivo de reforçar o sistema de 230kV da região noroeste do estado do Rio Grande do Sul/ Brasil, a Companhia de Interconexão Energética - Cien, através da resolução ANEEL n. 3749, de 20 de novembro de 2012 estabeleceu a implantação de reforços, resultando no seccionamento da LT 525 kV Itá – C. F. Garabi II na SE 525/230 kV Santo Ângelo, que interligava a Estação Conversora Garabi 2 a Subestação de Itá (ONS, 2014).

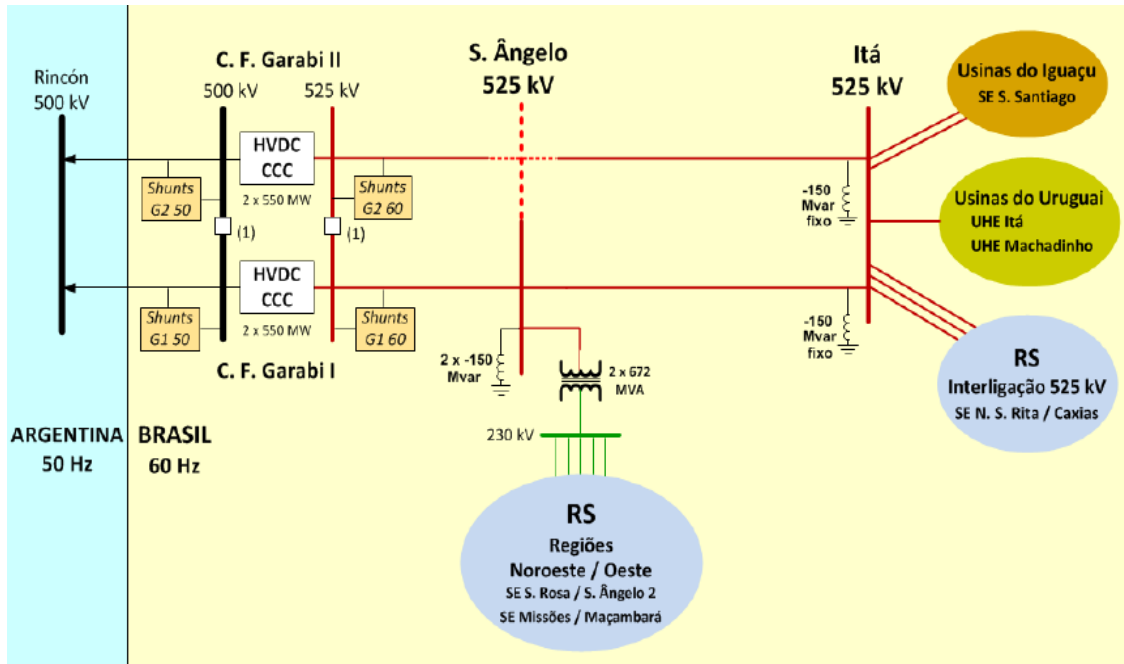
Com o seccionamento da LT 525 kV Itá – C. F. Garabi II na SE 525/230 kV Santo Ângelo foram criadas duas novas linhas de transmissão: a LT Itá-Santo Ângelo C2 e a LT Garabi 2 –Santo Ângelo. A última é o objeto de estudo deste trabalho e sua configuração e localização geográfica estão ilustrados nas Figuras 5.1, 5.2 e 5.3.

Figura 5.1 - Detalhe do sistema elétrico da região



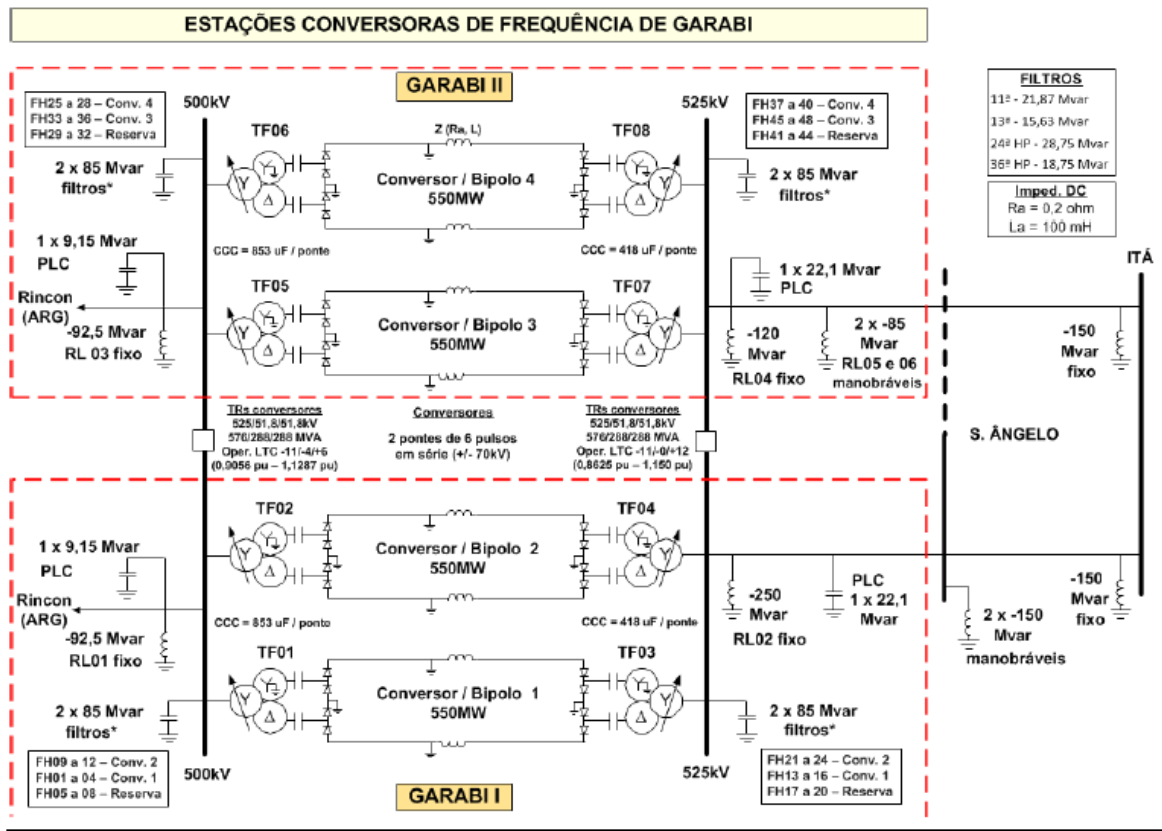
Fonte:(ONS, 2014)

Figura 5.2 - Diagrama simplificado do sistema elétrico regional



Fonte:(ONS, 2014)

Figura 5.3 - Diagrama unifilar simplificado das C. F. Garabi1 e 2



Fonte:(ONS, 2014)

As duas novas linhas de transmissão formada a partir do seccionamento da linha Garabi2-Itá obtiveram valores de comprimento e impedâncias conforme Tabela 4:

Tabela 4 - Dados das linhas de transmissão

Trecho		Sequencia positiva			Sequência Zero	
Origem	Destino	Comprimento [km]	R+ [Ω]	X+ [Ω]	R0 [Ω]	X0 [Ω]
Itá	S. Ângelo	237,150	5,7606	79,2973	64,8821	281,1099
Garabi	S. Ângelo	138,840	3,4178	46,8011	39,6073	166,4775

Fonte: (ONS, 2014)

5.1 Descrição do problema

Após a energização do empreendimento, no dia 19 de Janeiro de 2015, ocorreram diversos desligamentos forçados com atuação indevida da proteção da Linha de Transmissão Garabi 2-Santo Ângelo. Segue um breve descritivo das principais ocorrências:

No dia 24 de fevereiro de 2017 às 21:32:53 h ocorreu uma falha à terra no pátio DC do polo 3 durante transmissão de 800 MW no sentido Brasil-Argentina. Os polos 3 e 4 operavam em modo bibloco, ou seja, em caso de contingência no polo 3, o polo 4 assumiria automaticamente a carga de transferência de potência até o seu limite de potência máxima, que é de 550MW. Porém, devido a atuação incorreta da proteção da linha Garabi2-Santo Ângelo, o sistema bloqueou a potência total de 800 MW devido a perda da linha de transmissão do lado brasileiro. Na ocasião, o terminal da estação conversora não partiu nenhuma proteção, apenas recebendo o sinal de transferência direta de disparo do terminal remoto. No terminal da SE Santo Ângelo foi verificado apenas a partida da proteção de sobrecorrente direcional de neutro (sem atuação). O sistema também não obteve o religamento automático da refida linha de transmissão, o que impediu o reestabelecimento automático da transmissão de potência.

No dia 26/02/2015 às 12:26:10 h ocorreu o desligamento forçado da linha de transmissão Garabi 1- Santo Ângelo, ocasionado por falha à terra na fase B a 19Km de Santo Ângelo. A atuação da proteção desta linha de transmissão ocorreu de forma pertinente, já que,

tratava-se de uma falha real. Porém, durante esta ocorrência, houve também a abertura dos disjuntores do terminal de Garabi2 da LT Garabi2 - Santo Ângelo, permanecendo fechados os disjuntores do terminal de Santo Ângelo. Nesta ocorrência, apenas o terminal de Garabi 2 gerou a partida da proteção de sobrecorrente direcional de neutro (sem atuação), porém a abertura ocorreu devido ao recebimento de uma transferência de disparo direto do terminal de Santo Ângelo, que na ocasião, não registrou qualquer ação de proteção. Durante a ocorrência, todos os polos das Estações Conversoras Garabi 1 e 2 estavam bloqueados, portanto, não estava ocorrendo transferência de potência no instante da falta.

No dia 20 de julho de 2015 às 05:20:54 h, durante transmissão de 630 MW pela Conversora Garabi 2 no sentido Brasil-Argentina, ocorreu o desligamento forçado da LT Garabi2 - Santo Ângelo, devido a falha à terra na fase A, localizada a 32,9 km da Subestação de Santo Ângelo. Neste caso, ocorreu a atuação da proteção da referida linha de transmissão de forma correta, com troca de sinais permissivos entre os terminais, após ambos partirem a proteção sobrecorrente direcional de neutro. Porém, o religamento automático da linha não operou com sucesso, o que não permitiu o reestabelecimento automático da transmissão de potência.

No dia 19 de setembro de 2015 às 16:10:31h ocorreu o desligamento forçado da LT Itá - Santo Ângelo Circuito 1, devido atuação da proteção de distância na fase C a 141 km do terminal da subestação de Itá. O religamento automático desta linha de transmissão atuou com sucesso. Esta ocorrência ocasionou o desligamento forçado também da LT Garabi2-Santo Ângelo. Foi verificada, apenas no terminal de Garabi, a partida da função de sobrecorrente direcional de neutro e a troca de sinais de transferência de disparo direto entre ambos os terminais. A abertura desta LT ocorreu após um tempo de 285 ms após a extinção da falta da LT Itá - Santo Ângelo Circuito 1.

As atuações indevidas ocorreram principalmente na linha de transmissão Garabi2-Santo Ângelo. Por este motivo, esta foi escolhida como caso de estudo. As análises e as soluções adotadas para o problema serão abordadas neste capítulo, já a realização dos testes e a descrição dos resultados dos testes de campo serão abordados nos capítulos subsequentes.

Estas ações ocorreram, principalmente, por dois motivos: aplicação ineficaz de testes de validação de proteção e a não observância das características de contribuição de curto-circuito do sistema HVDC.

Através de uma análise histórica de ocorrências da referida LT, mesmo antes do seccionamento, foi possível verificar que o terminal de Garabi 2, em mais de dezesseis anos de

operação, não detectou uma falha através da função de distância em nenhuma ocorrência, enquanto a função de sobrecorrente direcional de terra obteve várias partidas e atuações de proteção.

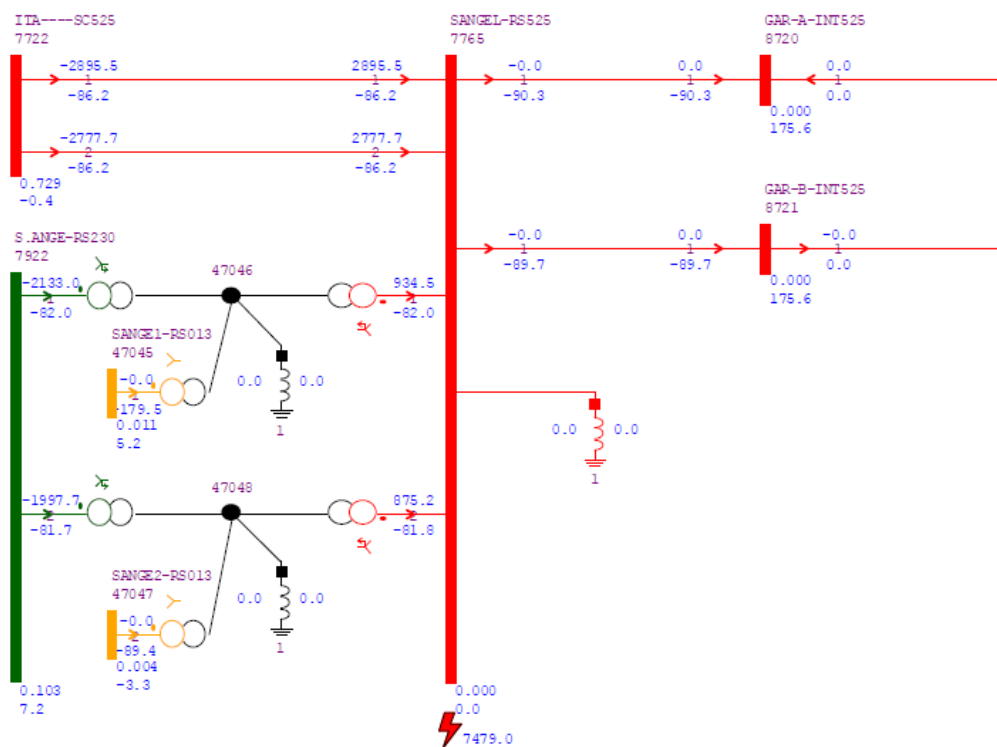
5.2 Dados e Estudos de Curto-Circuito da Linha de Transmissão

Primeiramente, com o objetivo de efetuar a análise do problema, foram realizadas simulações para obter os valores de curto-circuito do sistema estudado e efetuar a comparação com os estudos realizados antes da implementação do empreendimento.

Os dados de curto-circuito utilizados no estudo foram retirados da base de dados da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) referente ao ano de 2015. As Figuras 5.4 e 5.5 representam os curtos-circuitos fase-terra e trifásico, que foram simulados nas barras de Santo Ângelo, através do software SAPRE/ANAFAS versão 2.2.3.

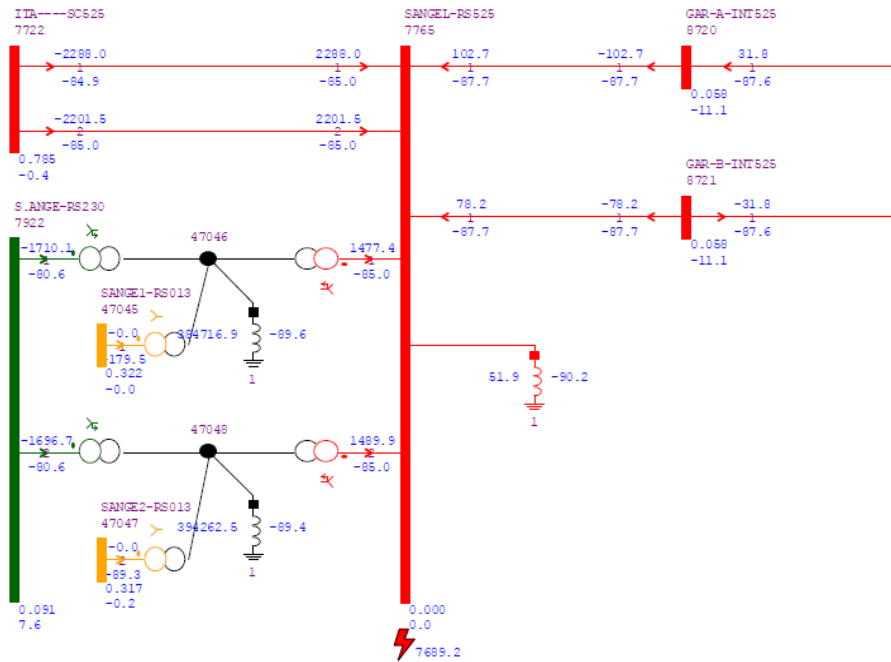
Através das figuras 5.4 e 5.5 é possível observar um nível máximo de curto-circuito trifásico na barra de Santo Ângelo de 7479 A e de 7689,2 A para um curto-circuito fase-terra.

Figura 5.4 - Curto-circuito trifásico na barra de Santo Ângelo 525 kV



Fonte:autor

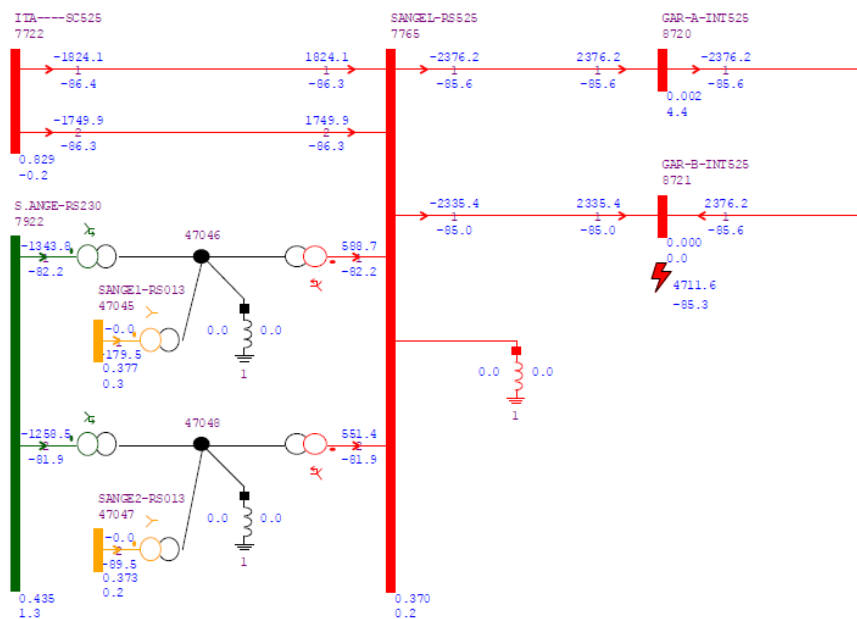
Figura 5.5 - Curto-circuito fase-terra na barra Santo Ângelo 525 kV



Fonte:autor

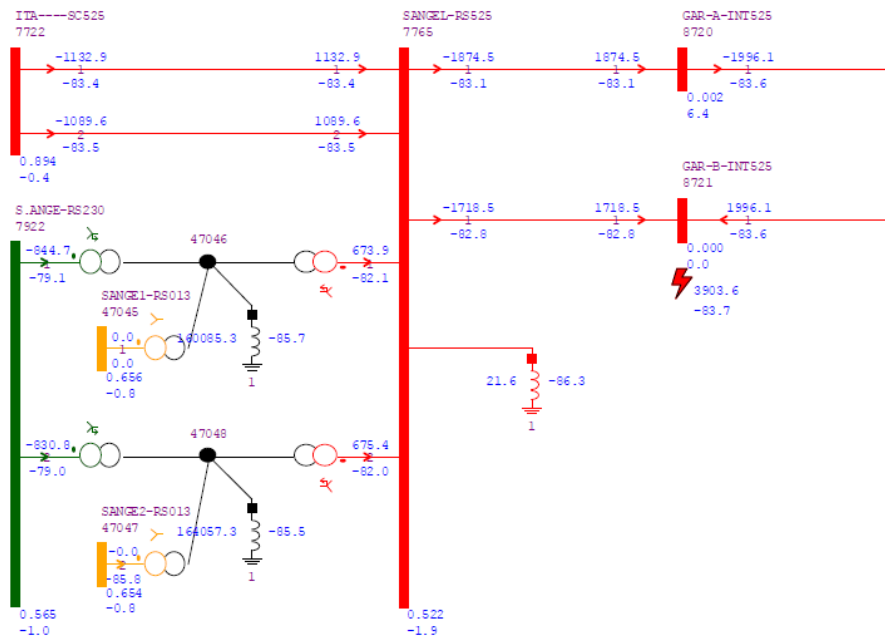
Também, utilizando o SAPRE/ANAFAS foram simulados os curtos-circuitos fase-terra e trifásico nas barras da Estação Conversora Garabi, sendo verificados os dados de curto-circuito, conforme Figuras 5.6 e 5.7:

Figura 5.6 - Curto-circuito trifásico na barra de Garabi 525 kV



Fonte:autor

Figura 5.7 - Curto-circuito fase-terra na barra de Garabi 525 kV



Fonte:autor

Através das figuras 5.6 e 5.7 é possível observar um nível máximo de curto-circuito trifásico na barra de Garabi de 4711,6 A e de 3903,6 A para um curto-circuito fase-terra.

Os valores de curto-circuito obtidos nas simulações, tanto nas barras de Santo Ângelo, quanto nos barramentos de Garabi foram muito próximos aos valores dos estudos pré-operacionais (ONS, 2014), com uma variação muito pequena de valores devido à atualização da base de dados do EPE. Portanto, foi verificado que os dados de curto-circuito não apresentaram divergência de valores que poderiam afetar os parâmetros de proteção.

5.3 MONTAGEM DE RÉPLICA DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DA LT

Como existem restrições financeiras para desligamentos em linhas de transmissão, já que, no Brasil, as receitas destes empreendimentos são proporcionais a disponibilidade de operação dos ativos (ANEEL, 2015), implementou-se, em laboratório, uma réplica dos sistemas de proteção da LT Garabi2-Santo Ângelo para o desenvolvimento de testes de funcionamento para validação das atuações de proteção. A montagem da réplica possibilitou a verificação do motivo da ocorrência de algumas falhas e a diminuição do tempo dos testes reais com desligamento da linha de transmissão que serão descritos no Capítulo 6

A montagem desta réplica faz uso de uma giga de testes e simuladores de disjuntores, os quais proporcionaram testar condições operativas distintas e efetuar simulação de abertura e fechamento em de disjuntores, tanto por comando, quanto por atuações de proteção. Além disso, foram instalados em painéis com equipamentos sobressalentes idênticos aos instalados nos terminais da referida linha com lógicas semelhantes as aplicadas no sistema real.

Para representar o terminal de Santo Ângelo foi utilizado um relé (IED), modelo REL670, do fabricante ABB®. O próprio IED possui sistema de geração de oscilografias, as quais foram utilizadas nas análises de atuações de proteção. As BIs e BOs (entradas e saídas) do relé foram utilizados para saídas de trip e sinais de teleproteção, também para o recebimento de status de disjuntores e sinais analógicos de corrente e tensão da mala de teste Omicron®.

Já para representar o terminal de Garabi2 a montagem se tornou um pouco mais complexa, já que, o sistema MACH2 (*Modular Advanced Control HVDC and SVC 2nd edition*), responsável pela proteção da LT do referido terminal, é modular e a conexão entre os módulos é efetuada por redes de comunicação, sendo assim, foi instalado um computador MACH2 (que efetua a função de um relé), placas de campo (entradas, saídas e pontes de comunicação), um computador utilizado como servidor de eventos, um computador supervisor e borneiras para conexão de sinais. Este sistema está atrelado a um conjunto de lógicas de proteções e controles dos polos conversores e filtros de harmônicas. É baseado numa flexível arquitetura de blocos que utiliza computadores, micro-controladores e DSPs, com comunicação através de barramentos industriais de alto desempenho e de enlacs óticos, com uso de interfaces padronizadas: backplane, comunicação, conectores, racks, software.

A descrição detalhada dos equipamentos é apresentada no **Apêndice A**.

5.4 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO E TELEPROTEÇÃO

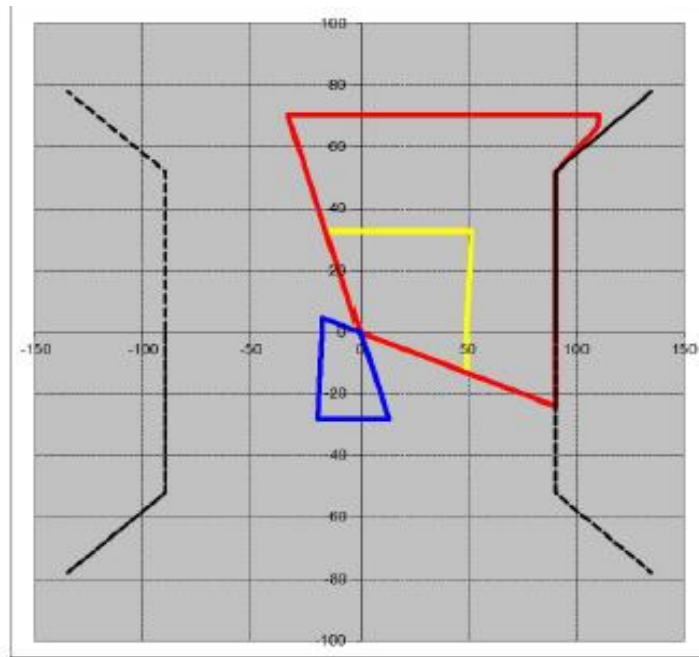
As funções de proteção principais aplicadas a esta linha de transmissão são a proteção de distância (21) e a proteção de sobrecorrente direcional de neutro (67N), desta forma serão as proteções abordadas neste trabalho.

Esta linha de transmissão possui um canal de comunicação de fibra óptica que efetua a comunicação entre os equipamentos de proteção entre os terminais, através do equipamento FOX515 do fabricante ABB®. O canal de comunicação é responsável por efetuar a troca de sinais digitais de teleproteção, que proporcionam um melhor desempenho das duas funções principais de proteção.

5.4.1 Proteção de Distância (21)

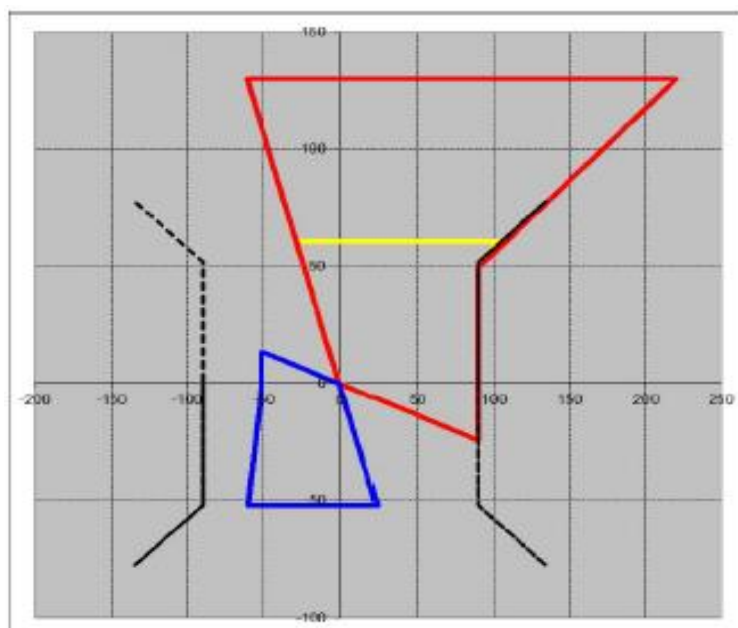
As Figuras 5.8 e 5.9 representam, no plano R-X, os ajustes da proteção de distância de ambos os terminais. O cálculo dos ajustes da proteção de distância é descrito no **Apêndice B**.

Figura 5.8 - Loop fase-fase



Fonte:autor

Figura 5.9 - Loop fase-terra



Fonte:autor

Após análise das simulações de contribuição de curto-circuito, conferência dos cálculos de parâmetros, estudo das lógicas de funcionamento e efetuadas as análises das características dos sistemas de ambos os terminais, foi verificado que, com relação aos parâmetros, não havia a necessidade de alterações nas três primeiras zonas de proteção. Porém, foi implementada uma quarta zona de proteção com alcance idêntico a zona dois, porém com temporização distinta, esta zona de proteção atua de forma mais rápida do que a segunda zona de proteção em caso de não recebimento do sinal de bloqueio do sistema de tele-proteção DCB que foi implementado. A tabela 1 apresenta os parâmetros da proteção de distância:

Tabela 5 - Parametrização da proteção de distância

Terminal de Santo Ângelo				Terminal de Garabi2		
	Atuação	Temporização (ms)	Alcance	Atuação	Temporização (ms)	Alcance
Zona 1	Para frente	Instantânea	70% da LT	Para frente	40	70% da LT
Zona 2	Para frente	300	150% da LT	Para frente	300	150% da LT
Zona 3	Reversa	2000	120% da LT	Reversa	Não Existe Zona 3 (Reversa)	
Zona 4	Para frente	40	120% da LT	Para frente	40	150% da LT

Fonte: autor

A primeira configuração após o seccionamento da LT descrita, para a filosofia de tele-proteção da proteção de distância, foi a filosofia POTT (permissivo). Porém, como pôde ser verificado nos estudos bibliográficos do Capítulo 1 e nas simulações do Capítulo 5, o terminal do conversor pode não contribuir para o curto-circuito e, sendo assim, não detectar a falta. Se isto ocorrer, o sistema de tele-proteção não enviaria o sinal de permissivo para o outro terminal, podendo deixar de atuar de forma rápida e não atendendo os requisitos de proteção do Submódulo 2.6 (ONS, 2009). Então esta filosofia foi substituída pela filosofia de tele-proteção DCB para a função de proteção de distância. Nesta filosofia a informação enviada para o terminal remoto é de detecção de falha fora da zona protegida. Em caso de recebimento deste sinal, o terminal aguarda para atuação em tempo de zona 2. Portanto, a característica do conversor implicou diretamente na alteração da configuração de tele-proteção, já que, dependendo da configuração do controle do conversor e da direcionalidade do fluxo de potência, poderia ocorrer uma falha dentro da LT com tempo de extinção da falta superior a 100 ms.

Através da tabela 4, pode-se verificar duas peculiaridades deste estudo de caso em relação a proteção de linhas convencionais. O primeiro é que a Zona 1 não é instantânea, isto se deve, porque esta LT possui dois reatores manobráveis com proteção individualizada dentro da LT, ou seja, o tempo de 40 ms é para que a proteção destes reatores possam atuar sem desligamento forçado da LT. O segundo é que no terminal de Garabi2 não existe Zona 3 (Zona Reversa) propriamente dita. Porém, para que seja possível identificar falhas fora da LT e enviar o sinal de bloqueio de atuação de zona 4, necessário para funcionamento da filosofia DCB, foi utilizada a lógica do sistema de controle Mach2. O sinal de atuação de Zona Reversa foi substituído por um sinal lógico que indica a ocorrência de falha dentro da Estação conversora (filtros de harmônicas, barras, polos conversores, pátio DC...), ou na LT paralela a esta (LT Garabi1- Santo Ângelo). Percebe-se que a chamada Zona 4, possui o alcance da Zona 2, porém, com tempo menor, isto ocorre porque a Zona 4 é a Zona 2 com aceleração de tempo em caso de não recebimento do sinal de bloqueio.

5.4.2 Proteção de Sobrecorrente Direcional de Neutro (67N)

Para a proteção de sobrecorrente direcional de neutro (67N) foi mantida a filosofia de teleproteção POTT, já que, devido as análises de histórico de ocorrências, o conversor permite a partida (start) da referida função de proteção, sendo assim, a troca de sinais permissivos ocorre de forma satisfatória. Também, para esta função, não foi verificada necessidade de alteração de parâmetros.

5.4.3 Atendimento ao submódulo 2.6 ONS

Foram criados dois caminhos de disparo direto diferenciados para atender o submódulo 2.6 ONS (ONS, 2009). Um é o TDD MANTIDO, este é enviado quando atuam proteções temporizadas e que não habilitam o religamento automático da LT, como a atuação da proteção de distância em Zona 2 e falha disjuntor, por exemplo. O outro é um sinal de TDD, este, efetua a transferência de disparo em caso de atuação de proteções instantâneas e que habilitam religamento automático, como atuação da proteção de distância em zona 1. Na configuração anterior, existia apenas um sinal de TDD, este sinal não era necessariamente vinculado ao religamento da LT. As proteções instantâneas não geravam abertura forçada do terminal remoto.

5.5 RELIGAMENTO

Foi realizada uma análise dos estudos pré-operacionais (ONS, 2014), comparando a lógica de religamento da linha de transmissão com o restabelecimento de potência do bloco conversor. Neste sentido foi verificada a necessidade de alteração com relação ao tempo morto de religamento. Na lógica de Garabi, caso não haja detecção de tensão em um tempo superior a 900 ms o terminal não efetua o religamento automático, já que, entra em discordância com o reestabelecimento de potência do polo conversor. Portanto, através da análise dos estudos pré-operacionais do ONS (ONS, 2014), verificou-se que, sob análise de transitórios eletromagnéticos, não foram observadas restrições de religamento automático com tempo morto superior a 500 ms. Portanto, o tempo morto de religamento do terminal da SE Santo Ângelo (terminal líder) foi ajustado em 500 ms, assim, estabelecendo coordenação do religamento automático da LT.

5.6 CANAIS DE TELEPROTEÇÃO

Durante o seccionamento da linha de transmissão foi necessário também o seccionamento da fibra óptica e implantação de novos equipamentos de comunicação na SE Santo Ângelo. Neste sentido, devido às alterações dos sinais de teleproteção e os erros de atuação, foi necessária a revisão dos canais de teleproteção.

Logo após o seccionamento eram utilizados apenas dois canais redundantes destinados a teleproteção: um único sinal de transferência de disparo e um sinal de POTT que agrupava o sinal permissivo de da proteção 21 e 67N. Após as alterações implementadas foram utilizados quatro canais redundantes para teleproteção: dois sinais distintos de transferência de disparo (TDD e TDD mantido), sinal de POTT exclusivo para a proteção 67N e um sinal de bloqueio de zona 4 (BCD) para a proteção de distância.

Neste trabalho não são abordados os esquemas especiais de proteção.

6. TESTES DE VALIDAÇÃO DE PROTEÇÃO E TELEPROTEÇÃO COM DESLIGAMENTO DA LINHA DE TRANSMISSÃO

O objetivo de testar o sistema de proteção e controle é validar o desempenho de todo o sistema. A interação do conjunto de componentes funcionando corretamente assegura a manutenção da segurança e a garantia de que o esquema esteja em um nível desejável de desempenho. O benefício de testar componentes individuais é conhecido por anos de experiência: se as peças individuais funcionam e o esquema foi projetado e instalado corretamente, há uma alta probabilidade de que o sistema funcione corretamente. No entanto, o teste do sistema de proteção verifica se o esquema está correto nas configurações do conceito e da aplicação. Um exemplo é o teste de ponta a ponta em linhas de transmissão, os diferentes casos de teste, executados simultaneamente em cada extremidade da linha, confirmam que todos os relés, equipamentos de comunicação e equipamentos auxiliares funcionam de maneira satisfatória (IEEE, 2009).

A aplicação mais comum de testes ponta a ponta de injeção secundária sincronizada por GPS é verificar esquemas de proteção de linha recém-instalados. O teste geralmente é realizado quando uma nova subestação é construída, ou durante mudanças em projetos de proteção e teleproteção. O objetivo é realizar uma verificação completa do novo esquema de proteção do sistema, incluindo a verificação da operação do disjuntor, canais de telecomunicações, além da eficácia de configurações de lógica e parametrização dos relés de proteção. A precisão do tempo é adequada para qualquer tipo de esquema de teleproteção e nenhuma correção do usuário para localização geográfica é necessária (HAVELKA J., MALARIĆ R., FRLAN K., 2012)

O método de testes ponta a ponta consiste em efetuar a injeção simultânea de correntes e tensões secundárias e seus respectivos ângulos de fase, diretamente nas entradas analógicas dos relés de proteção, simulando condições de pré-falha, falha e pós-defeito. As injeções são aplicadas de forma simultâneas nos terminais da linha de transmissão, sendo sincronizadas usando receptores de relógio GPS (AGUDO M. E., KASPEREK B., THOMPSON S. I., 2001).

Sob as condições simuladas, são injetadas correntes e tensões em ondas senoidais puras nos relés dos terminais da linha. O teste envolve a aplicação de diferentes tipos de falhas em vários locais da linha de transmissão. Os tipos de falhas tipicamente incluem falhas internas (por exemplo, 10%, 50% e 90% do comprimento da linha de um terminal) e falhas externas (IEEE, 2009). Todos os valores de corrente e tensão são pré-definidos para a simulação da falta e são compiladas em módulos de teste com condições de pré, durante e pós-falta (AGUDO M.

E., KASPEREK B., THOMPSON S. I., 2001). Os conjuntos de teste de relé modulares são capazes de gerar também formas de onda transitórias que incluem compensações de dc e harmônicos, porém este tipo de testes não faz parte do presente estudo.

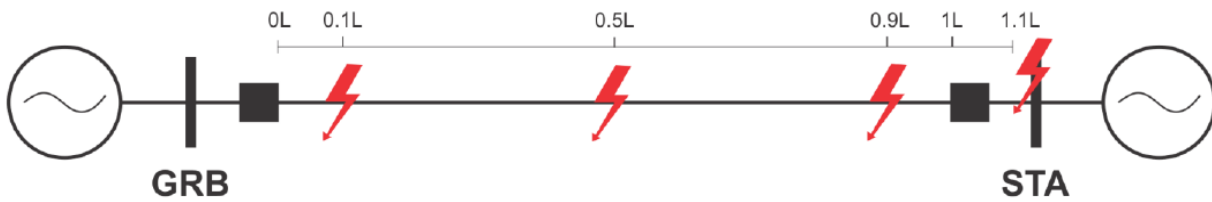
Os testes descritos visam à verificação do desempenho e integração do sistema de proteção simulando condições de operação do sistema. A integração é necessária de forma que seja validado o correto funcionamento. Para o teste foram efetuadas injeção das condições de faltas em cada terminal da linha de interesse para efetuar simulações com caixa de testes. Os testes são iniciados com sincronismo via GPS, condicionando, portanto, a uma mesma partida as injeções de potência. Foram simuladas faltas a 10%, 50%; 90%, -10% e 110% do comprimento da referida LT, tendo como referência a Estação Conversora Garabi2. Para representar estes valores, foram injetados valores de corrente calculados a partir da contribuição de curto-circuito trifásico na barra da subestação de Santo Ângelo (Figura 5.4) e calculada a contribuição de curto-circuito de cada terminal pelo método divisor de corrente, variando a porcentagem da LT de acordo com os valores de impedância da mesma. Também foi realizado um teste para verificação da funcionalidade da configuração de tele-proteção da função 67N. A Figura 6.1 exemplifica a descrição do teste e a Figura 6.2 ilustra a localização das faltas aplicadas:

Figura 6.1 - Teste de integração do sistema de proteção de linha



Fonte: autor

Figura 6.2 - Falhas aplicadas na linha Garabi2-Santo Ângelo

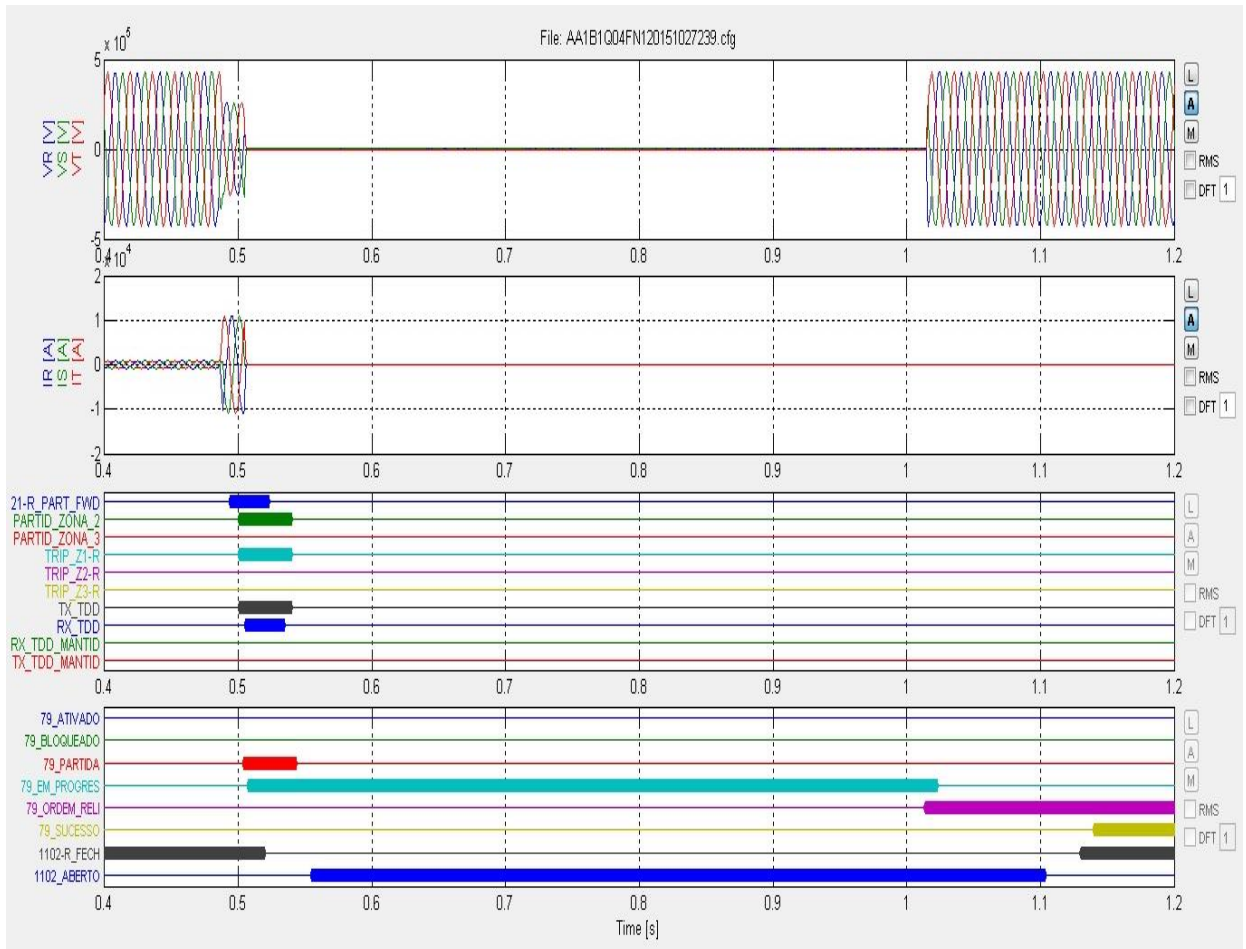


Fonte: autor

6.1 FALTA A 50% DO TERMINAL DE GARABI

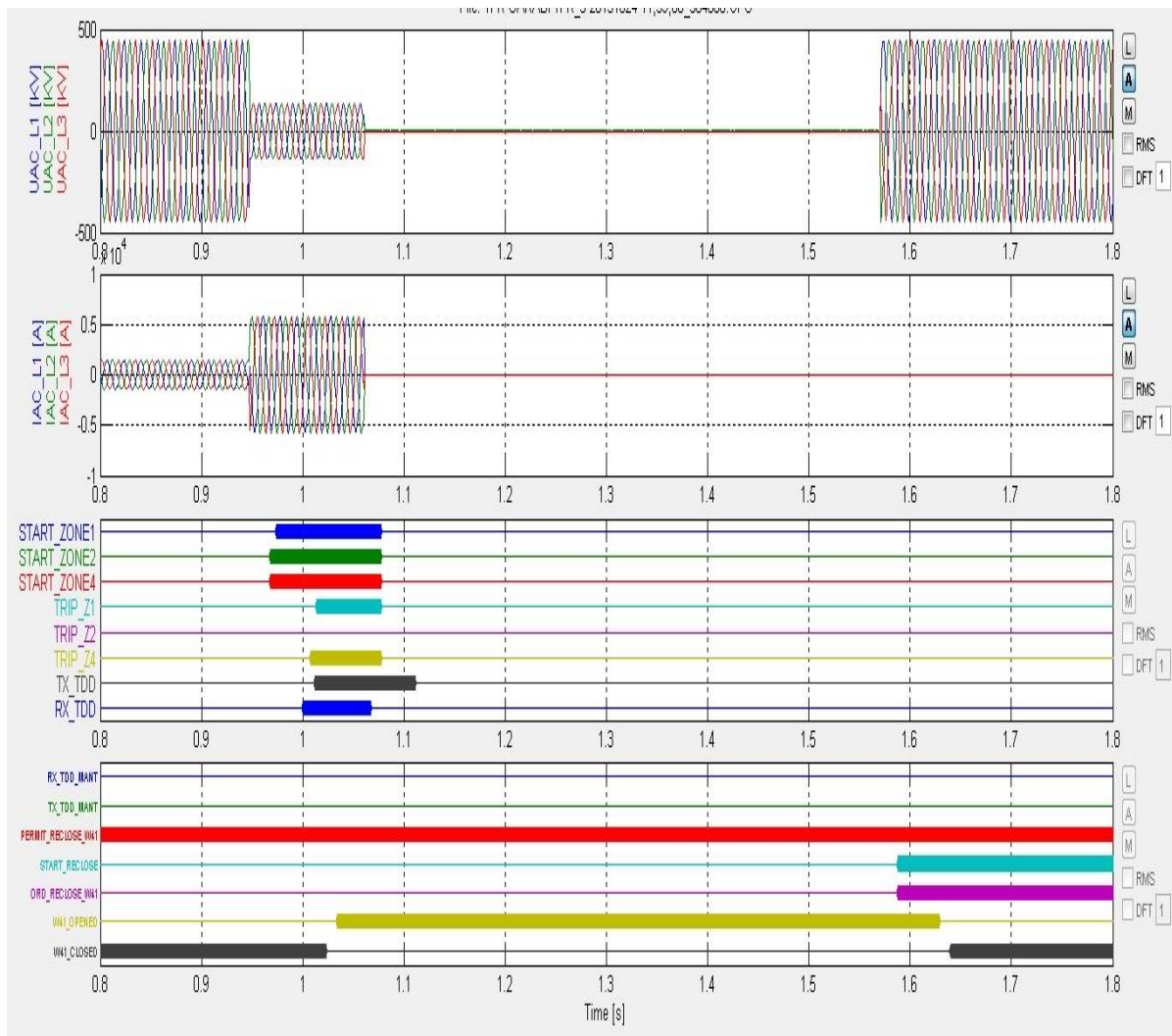
Os dois terminais tem atuações de proteção praticamente idênticas, com start de zona 1, 2 e 4, trip em zona 1, troca de sinais de TDD e religamento com sucesso. No terminal de Garabi 2 ocorre uma ocorrência quase que simultânea de sinal de atuação do *trip* de Zona 4 e o *trip* de Zona 1, já que, ambos possuem a mesma temporização. Nas oscilografias de Santo Ângelo não atua o *trip* de Zona 4, pois não atuou devido a diferença de tempo com a Zona 1, que é instantânea. A descrição das atuações pode ser observada nas Figuras 6.3 e 6.4 e apresentam o resultado esperado.

Figura 6.3 - Oscilografia do terminal de Santo Ângelo para uma falta a 50 % do terminal de Garabi



Fonte: autor

Figura 6.4 - Oscilografia referente ao terminal de Garabi para uma falta a 50%

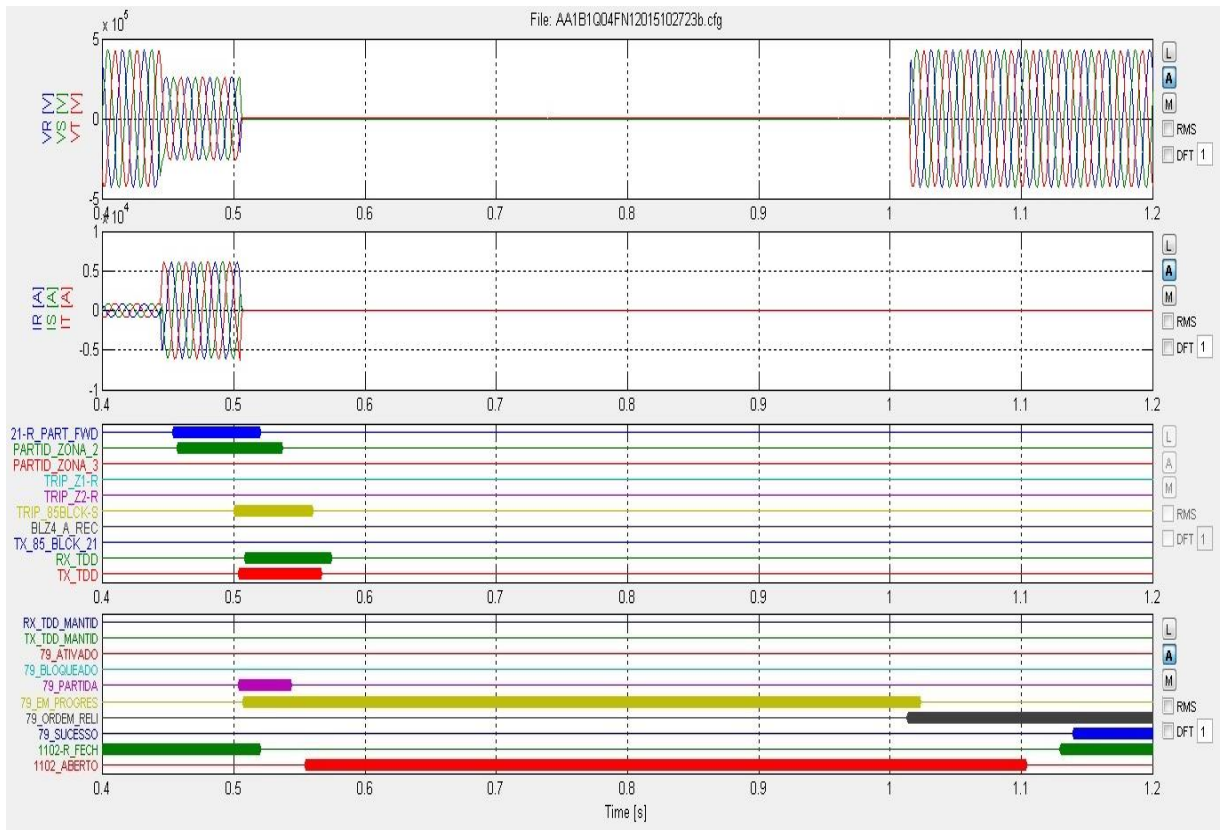


Fonte: autor

6.2 FALTA A 10% DO TERMINAL DE GARABI

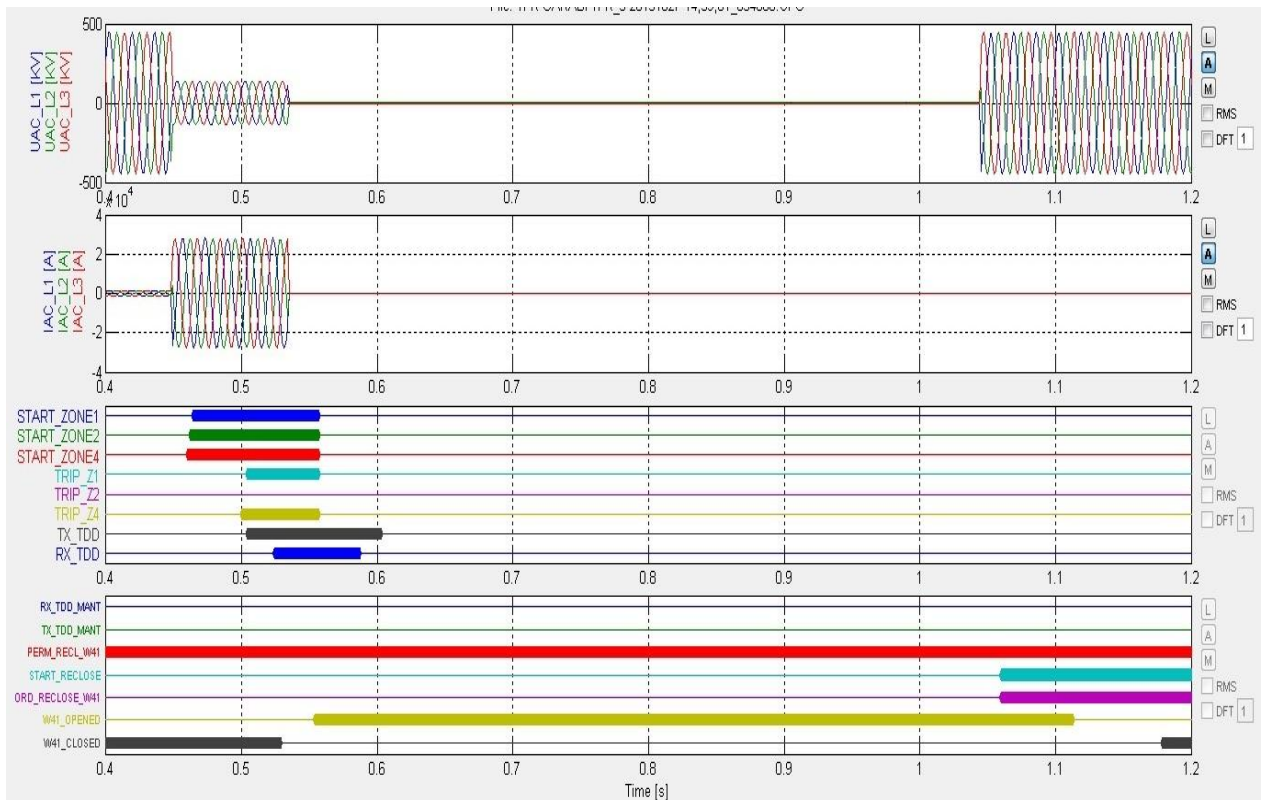
No terminal de Garabi2 a atuação é idêntica à ocorrência do teste do item 6.1, pois ocorreu também o *trip* em zona 1. Já no terminal de Santo Ângelo não há a atuação de *trip* em Zona 1, porém existe a atuação da Zona 4, que é chamado na oscilografia de TRIP_85_BLACK, já que, ocorreu a partida da zona 2 e não foi recebido o sinal de bloqueio de zona 4, chamado na oscilografia de BLZ4_A_REC. Ambos os terminais religaram com sucesso. Isso pode ser observado nas Figuras 6.5 e 6.6 e apresentam o resultado esperado.

Figura 6.5 - Oscilografia do terminal de Santo Angelo para uma falta a 90%



Fonte: autor

Figura 6.6 - Oscilografia do terminal de Garabi com uma falta a 10%

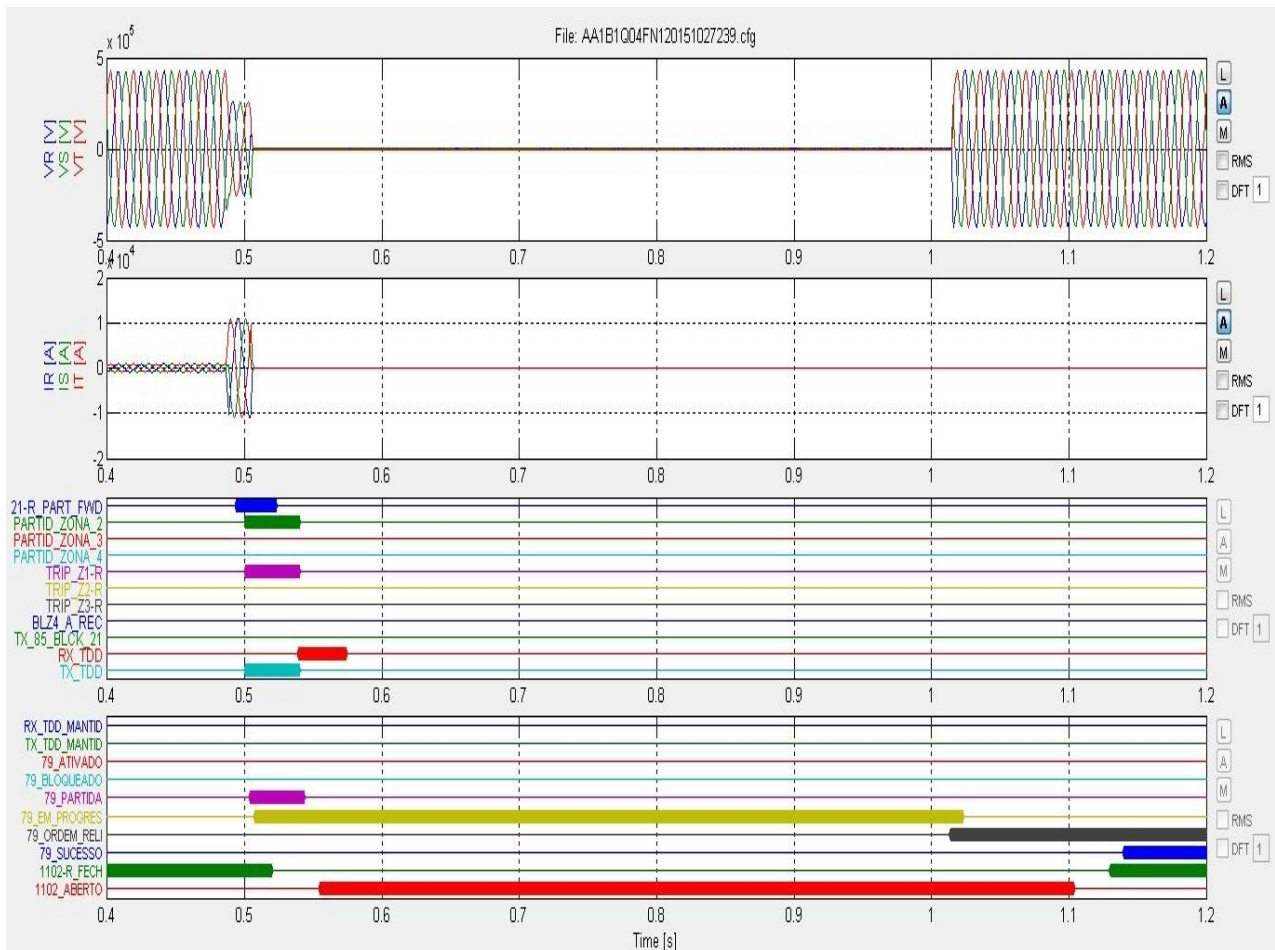


Fonte: autor

6.3 FALTA A 90% DO TERMINAL DE GARABI

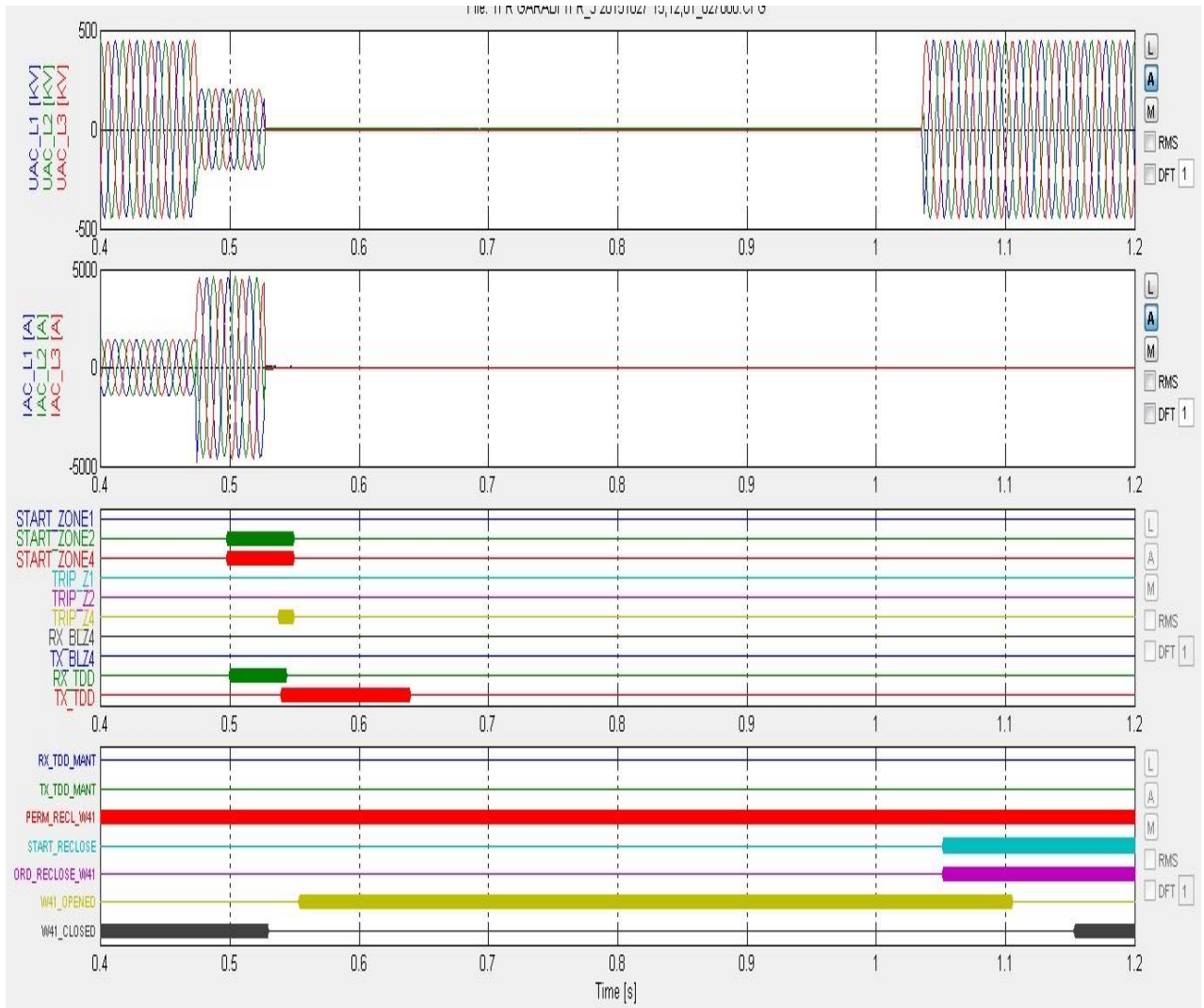
Nesta ocorrência é o terminal de Santo Ângelo que opera de forma idêntica ao item 6.1. Porém, no terminal de Garabi não há a nem o start de Zona 1, porém existe a atuação em Zona 4, que ocorre depois que os disjuntores já estão abertos, já que, o *trip* em Zona 1 do terminal de Santo Ângelo é instantâneo e envia o sinal de TDD para o terminal de Garabi, desta forma, ambos os terminais religaram com sucesso. Isso pode ser observado nas Figuras 6.7 e 6.8 e apresentam o resultado esperado.

Figura 6.7 - Oscilografia do IED de Santo Ângelo para falta em 10%



Fonte: autor

Figura .6.8- Oscilografia do terminal de Garabi para uma falta a 90%

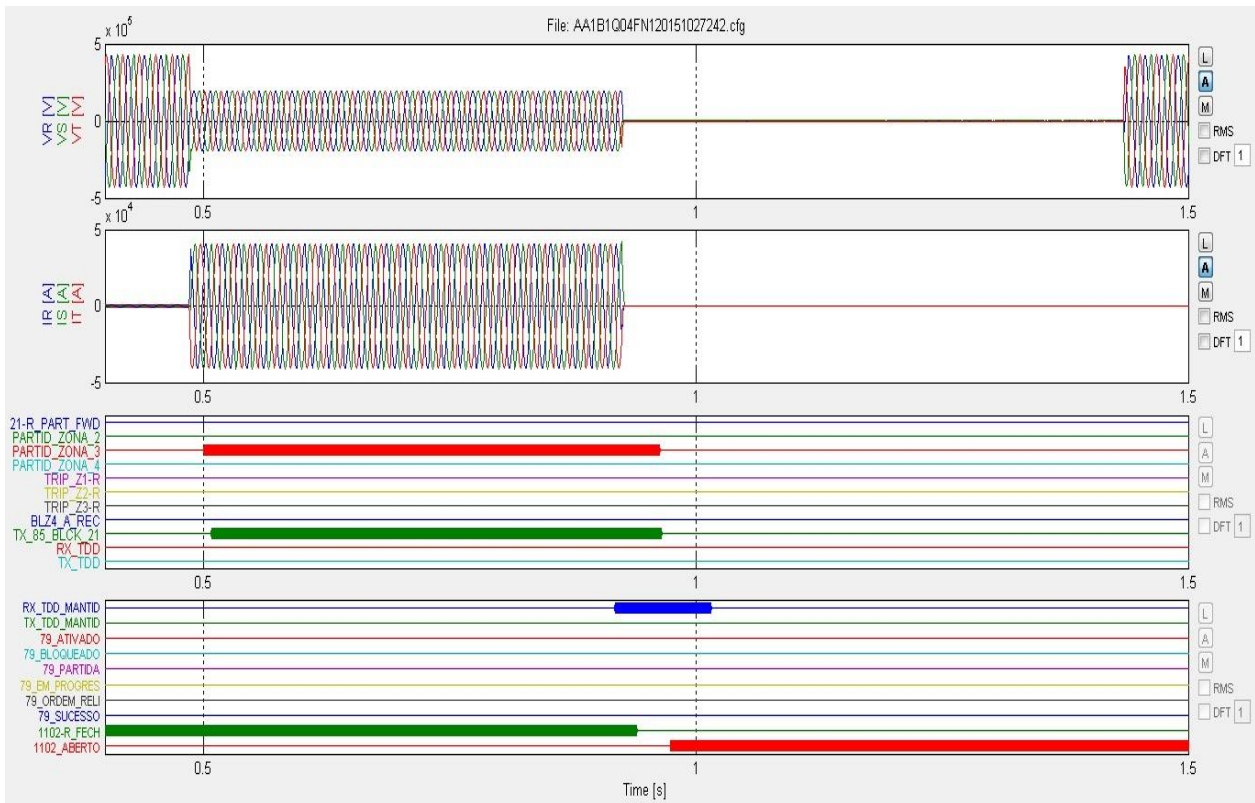


Fonte: autor

6.4 FALTA A 110% DO TERMINAL DE GARABI

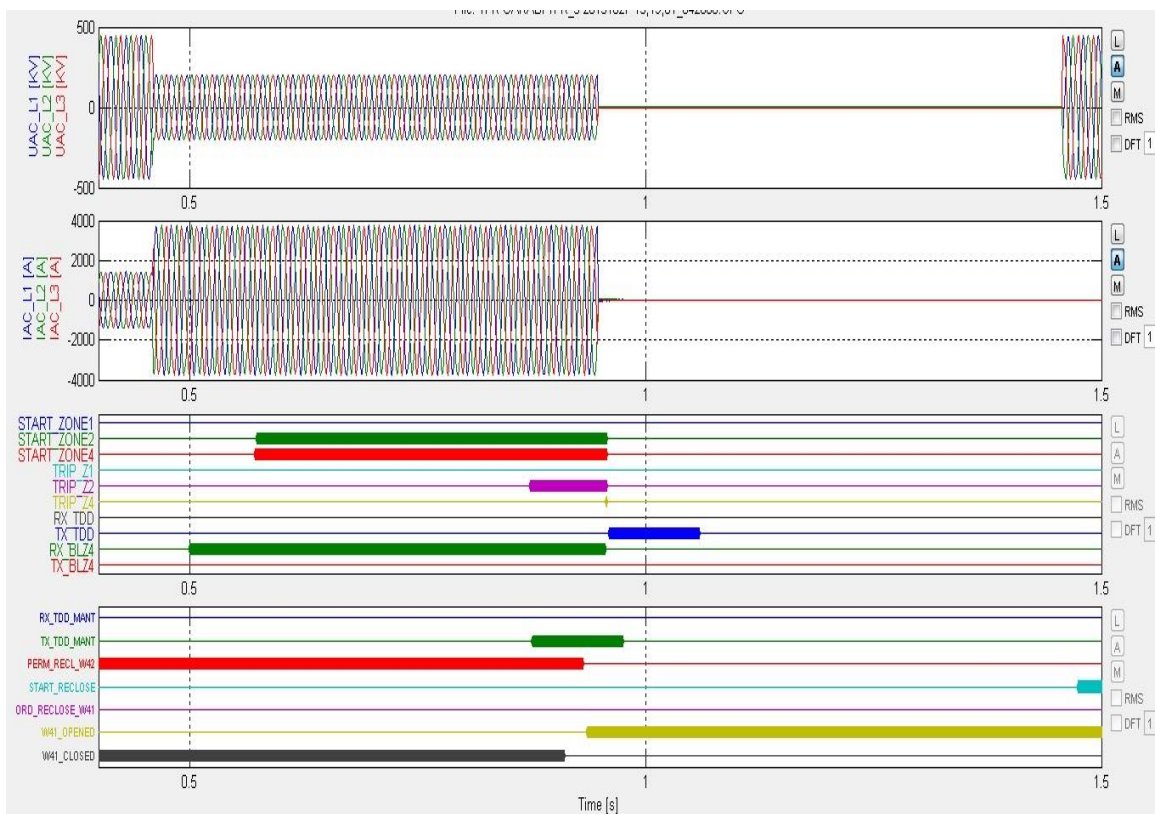
No terminal de Santo Ângelo, conforme esperado, ocorre partida em zona 3, com envio de bloqueio pelos canais de teleproteção. A abertura deste terminal se deu pela transferência de disparo. A lógica do sistema MACH2 envia o sinal lógico de TDD MANTIDO para condição de atuação em zona 2. O terminal de Garabi2 recebe o bloqueio de zona 4, e efetiva a atuação da proteção apenas em tempo de zona 2. Conforme esperado, não ocorreu o religamento, o que pode ser verificado nas oscilografias das Figuras 6.9 e 6.10.

Figura 6.9 - Oscilografia do terminal de Santo Ângelo com uma falta a -10%



Fonte: autor

Figura 6.10 - Oscilografia do terminal de Garabi para uma falta a 110%



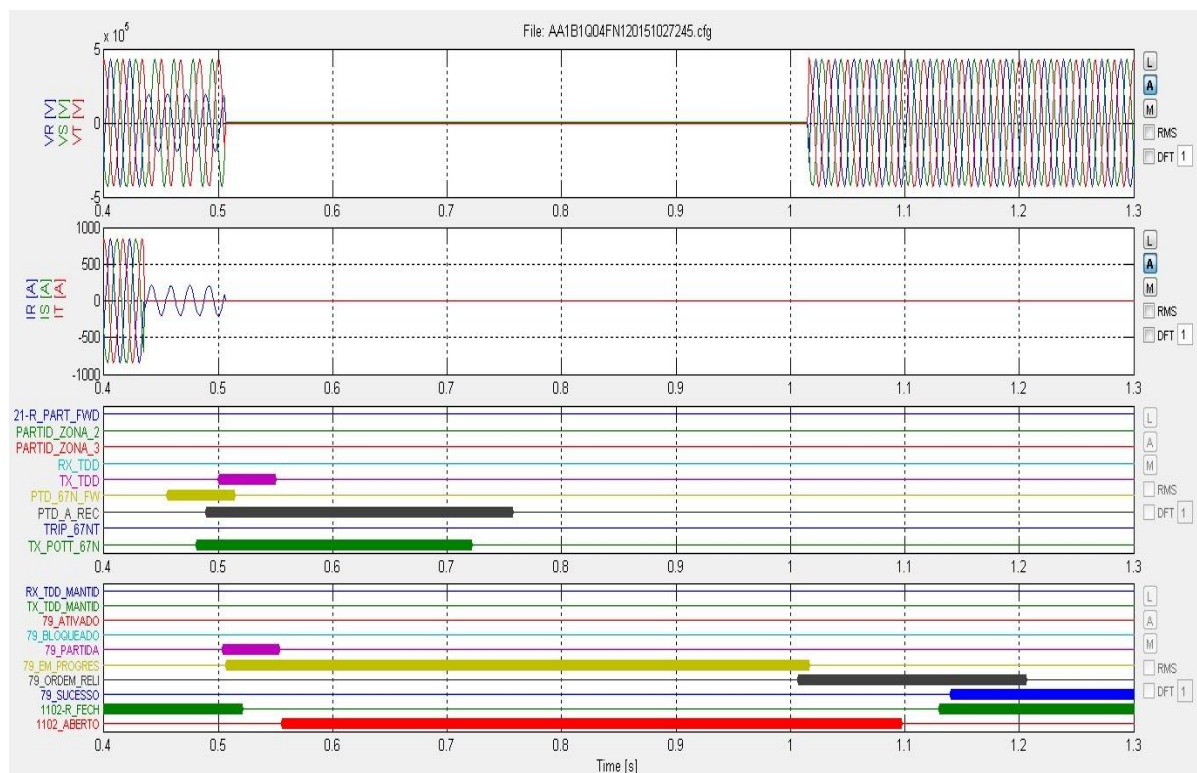
Fonte: autor

6.5 TESTE DE TELE-PROTEÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO 67N

Para realização deste teste foi inserido valores de corrente monofásica que não permitissem a atuação da proteção de distância, para que partisse apenas a função 67N. Com o objetivo de facilitar o cálculo da componente simétrica $3 \cdot I_0$, foi injetada a corrente em apenas uma das fase, acima dos valores de atuação da função 67N, já que, o valor desta corrente é igual ao valor do cálculo do $3 \cdot I_0$ que gera a partida da referida função.

Pode ser verificado nas Figuras 6.11 e 6.12 que no terminal de Santo Ângelo ocorre à partida da função 67N, com envio do sinal lógico de tele-proteção POTT. Também ocorre à recepção de POTT com efetivação de *trip* e partida de religamento, sendo concluído com sucesso, conforme esperado.

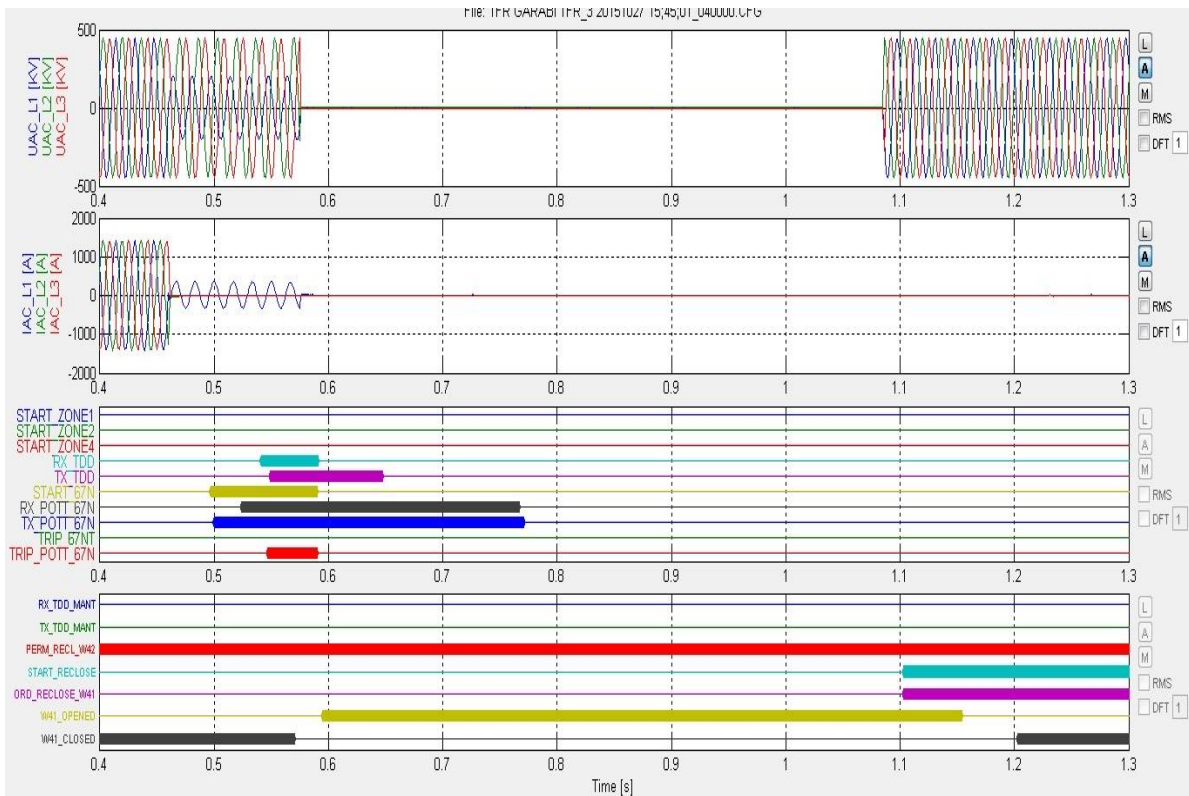
Figura 6.11 - Oscilografia do terminal de Santo Ângelo para o teste POTT 67N



Fonte: autor

No terminal de Garabi2 ocorre a partida da função 67N com envio e recepção de POTT-67N. Efetivação do *trip* com atuação de religamento automático com sucesso, conforme esperado.

Figura 6.12 - Oscilografia do terminal de Garabi para o teste POTT 67N



Fonte: autor

A realização dos testes ponta a ponta não teve como objetivo a avaliação dos algoritmos de proteção, já que, estes possuem funcionalidade consolidada no mercado. Porém, possibilitaram um teste completo do sistema do estudo de caso, que consegue avaliar a funcionalidade de todo o conjunto de lógicas de proteção, além dos canais de tele-proteção e suas respectivas temporizações, mediante as atuações dos algoritmos das funções de proteção de distância e sobrecorrente direcional de neutro.

7 CONCLUSÃO

Nesta dissertação foi abordada a temática de proteção de linhas de transmissão CA conectadas a sistemas HVDC. Primeiramente foi efetuada uma abordagem teórica e de contextualização do tema, tratando da proteção e teleproteção de linhas de transmissão CA, quando de sistemas HVDC e suas características de controle e curto-circuito.

Através da fundamentação teórica inicial foi possível a aplicação em um estudo de caso. Nesse, foi possível analisar um sistema específico que apresentava problemas de atuação proteção. Um dos principais problemas encontrados no estudo de caso foi que, devido à baixa contribuição de curto-circuito do sistema HVDC, na ocorrência de uma falta dentro da LT, a proteção de distância poderia não ser sensibilizada no terminal do conversor. Como o esquema de teleproteção da proteção de distância POTT estava implementado, o terminal do conversor poderia não enviar o sinal permissivo, interferindo na velocidade e confiabilidade da atuação de proteção. Com a alteração para o esquema DCB foi possível melhorar os índices de velocidade e confiabilidade, sem efetuar qualquer alteração de parâmetro. Outra modificação significativa foi o ajuste para coordenação de tempo de religamento da LT com o restabelecimento de potência do conversor.

Para efetuar o teste das alterações realizadas e analisar de forma mais eficiente o esquema de proteção sugerido, foi desenvolvida uma réplica do sistema real. Esta réplica foi implementada através do uso de equipamentos sobressalentes. Os testes em bancada proporcionaram um tempo maior de análise e uma diminuição drástica do tempo de desligamento da LT para execução de testes.

Por fim, foram efetuados os testes reais com desligamento da linha de transmissão, utilizando malas de teste sincronizadas via GPS através da metodologia de teste ponta a ponta, de modo a validar as atuações mediante as alterações no sistema de proteção. Foram demonstradas as oscilografias de várias simulações de falta e realizadas as devidas análises que mostraram um desempenho satisfatório do esquema de proteção proposto.

7.1 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

- Implementar, para o caso de estudo, a aplicação da proteção diferencial linha, que, por suas características, poderia apresentar bom desempenho do sistema de proteção;

- Efetuar a modelagem completa do sistema de controle e proteção HVDC da Estação Conversora Garabi, aplicar falhas assíncronas e com variações de impedância de falta e testar a detecção da falta pelo relé de distância e de sobrecorrente direcional.
- Desenvolver estudos de proteção de linhas de transmissão CA conectadas a conversores do tipo fonte de tensão, analisando as funções de proteção e suas respectivas configurações de tele-proteção;

REFERÊNCIAS

ABB. **MACH 2 Buyer's Guide, Circuit Boards** - 1JNL100024-074 - Rev. 02. Ludvika, Sweden, 2000.

ABB. **Substation Automation, Line distance protection REL670** - Pre-configured Product Guide, Version 1.2, May 2011.

ACHANTA, Shankar V; BRADETICH, Ryan; FODERO, Ken. **Speed and Security Considerations for Protection Channels**. 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers College Station, Texas, 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Desligamentos forçados do Sistema de Transmissão**. 2016. Relatório de Análise. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p.346, 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Concessionárias de transmissão. **Metodologia de cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de Transmissão de Energia Elétrica**. Procedimentos de Regulação Tarifária. 2015.

AGUDO M. E., KASPEREK B., THOMPSON S. I. **End-to-End Relay Testing Using GPS-Synchronized Secondary Injection**. Seventh International Conference on Developments in Power System (IEE). EUA, 2001.

ANDERSON, P. M. Power system protection. [S.l.]: IEEE Press Series on Power Engineering, 1998.

ARRILLAGA, J., LIU, Y. H. e WATSON, N. R. **Flexible Power Transmission – The HVDC Options**. England, 2007.

CUSTÓDIO, D. T. **Utilização do Elo de Corrente Contínua para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas Elétricos de Potência**. Dissertação de Mestrado UNICAMP. Campinas, Março de 2009.

DAVIES, Mark; MATHER, Greg. **The effect of AC System Faults on Inverter Operation of Line-Commutated Converters for HVDC**. 2015

DEGERLI, Gökhan; YUMURTACI, Recep. The Comparison of Distance Protection and Differential Protection Techniques for T-Connected Transmission Lines. **4th International Conference on Electrical and Electronics Engineering**. Ankara, Turkey, 2017.

FDTE. **Alternativas Não Convencionais Para a Transmissão de Energia Elétrica em Longas Distâncias**. Brasília, 2012.

GONÇALVES, Eduardo Martins. **Metodologias para Validação de Proteções de Linhas de Transmissão**. 2012, 113p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

HAVELKA J., MALARIĆ R., FRLAN K., **Staged-Fault Testing of Distance Protection Relay Settings**. Measurement Science Review, Volume 12, No. 3, 2012

HEISING C.R.; PATTERSON R.C.; WEINTRAUB E.Y.; **Digital Relay Software Quality**, GE Power Management, paper GER-3660, 2002. Disponível em: <http://store.gedigitalenergy.com/faq/documents/369/ger-3660.pdf>. Acesso em 09 de Fevereiro de 2017.

IEEE. Power System Relaying Committee, “**IEEE Guide for Power System Protection Testing**”, EUA, September 2009.

IEEE. Power System Relaying Committee. **Draft Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines**. New York. September, 2015.

IEEE. Power System Relaying Committee. **Guide for Power System Protective Relay Applications Over Digital Communication Channels**. New York. April, 2013.

IEEE. Switchgear Committee of the IEEE Power Engineering Society, “**Draft Standard for Common Definitions for Switchgear**”, Revision PC37.100.5/D2 February 2016.

IEEE. Power System Relaying Committee, “**IEEE Standart for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus**”, EUA, January 2006.

KALCON, Giddani; ABBAS, Abdelaziz Y. M. Performance Evaluation of Constant Current HVDC Transmission Line. **International Journal of Engineering and Technical Research (IJETR)**, Volume-2, Issue-9, September 2014.

KIMBARK, E. W. **General aspects of DC transmission and comparison of it with AC transmission. In: Direct Current Transmission**. Wiley-Interscience, 1971.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência – Vol 1**, 2 ed. UFSC, Florianópolis, 2005.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. McGraw-Hill, 1994.

MAEZONO, P. K. **Proteção de Sistemas Elétricos – Proteção de Linhas de Transmissão**, Virtus Consultoria e Serviços LTDA, São Paulo, 2006a.

MAEZONO, P. K. **Proteção de Sistemas Elétricos – Proteção de Transformadores de Potência e Reatores Shunt**, Virtus Consultoria e Serviços LTDA, São Paulo, 2006b.

MARCOLINO, Matheus Henrique. **Coordenação de Relés de Sobrecorrente e Distância para Sistemas de Transmissão**. 2014, 106p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Área de Concentração Automação). Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2014.

MATHWORKS. **Thyristor-Based HVDC Link**. Library of Simulink Dynamic System Simulation for Matlab®. Inc. 2010.

MUTHUSAMY, A. **Selection of Dynamic performance Control Parameters for Classic**

HVDC in PSS/E. Master of Science Thesis. Chalmers University of Technology. Göteborg, Sweden-2010.

NEGRÃO, Danilo Luiz Alves. **Metodologia para a Coordenação e Seletividade da Transmissão de Energia Elétrica.** 2015, 147p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência)–Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, SP, 2015.

NEPVEUX, Felix J. **Applying the Directional Neutral, 67N, Function in Microprocessor Multifunction Relays.** Pulpand Paper Industry Technical Conference – Conference Record of the 2002 Annual. Toronto, Canada, 2002.

OLIVEIRA, Wagner de. **Simulação para a avaliação do desempenho do Sistema de Proteção de distância de uma linha de Transmissão de 500KV.** 2017. 140p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2017.

ONI, O. E; MBANGULA, K.I; DAVIDSON, I. E; **A Review of LCC-HVDC and VSC-HVDC Technologies and Applications.** Transactions on environment and electrical engineering, v. 1, 2016.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 2.6 - **Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações.** Rev. 1.0 de 05/08/2009 através da resolução normativa nº 372/09.

ONS. **Seccionamento da LT 525 kV Itá - Garabi II na se 525 kV Santo Ângelo - Análise Pré-Operacional.** Estudo elaborado pelo Operador Nacional do Sistema. Brasília, 2014.

PAILY, B. K. **HVDC Systems Fault Analysis Using Various Signal Processing Techniques.** A thesis submitted for the Degree of Doctor of Philosophy to the Dublin Institute of Technology. School of Electrical and Electronic Engineering, Dublin Institute of Technology, Republic of Ireland, 2015.

RAHMAN, Mizanur et al. **HVDC over HVAC Power Transmission System: Fault Current Analysis and Effect Comparison.** 1st International Conference on Electrical Information and Communication Technology (EICT), At Military Institute of Science and Technology (MIST), Bangladesh, 2014.

RICHARDS S.H.; POTTS S.C.; BEST C. J. L. **Reliable and secure teleprotection schemes - direct implementation in main protection.** Developments in Power System Protection. Eighth IEE International Conference on. Amsterdam, Abril 2004.

SANTOS, Vanessa Alves dos. **Proteção de Distância Aplicada a Linhas de Transmissão em Circuito Duplo.** 2007, 109p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2007.

SATO, F.; **Proteção de Sistemas de Energia Elétrica,** Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Campinas, 4ª versão, março 2007.

SILVA, K. M. **Estimação de Fasores Baseada na Transformada Wavelet para Uso na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão.** Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande - Paraíba, Abril 2009.

SILVA, M. T. F. **Projeto & Desenvolvimento de um padrão para Alta Tensão em Corrente Contínua na Faixa de 1 kV a 50 Kv.** Dissertação de Mestrado PUC-Rio, 2011.

SOOD, K.V. **HVDC and Facts Controllers.** Boston, 2004.

SOUZA, J. B. **Uma Contribuição ao Estudo da Influência de Elos CC na Dinâmica de Sistemas CA, Através de Simulação Digital.** 144p. Dissertação de Mestrado) – Unicamp – 1986.

SZECHTMAN, M., MARUVADA P. S., e NAYAK, R. N. **800-KV HVDC on the Horizon.** IEEE Power and Energy Magazine, April 2007.

TUCKER, W. et al. **Coordinating dissimilar line relays in a communications-assisted scheme.** 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers. College Station, TX, USA. April, 2014.

UKIL A., DECK B., AND SHAH V. H. **“Current-only directional overcurrent relay”** *IEEE Sensors J.*, vol. 11, no. 6, pp. 1403–1404, 2011.

VAGHEF, V. H.; SHABRO M.; FAMILY B. G. **Design and implementation of a teleprotection system with digital and.** Journal of Electricalv and Electronic Engineering February 10, 2015.

WANG, Hualei. **The Protection of Transmission Networks Containing AC and DC Circuits.** A thesis submitted for the degree of Doctor of Philosophy. A thesis submitted for the degree of Doctor of Philosophy University of Bath Department of Electronic and Electrical Engineering, 2014.

YANG, Xiaobo et al. **Dynamic performance of series multiterminal HVDC during AC faults at inverter stations. Paper presented at Energy and Power Engineering (EPE2014)** Lappeenranta, Finland, 2014.

ZHANG et al. **The Impact of HVDC Commutation Failure on the Distance Protection.** School of Electrical Power South China University of Technology Guangzhou, China, 2010.

ZHU, Taoxi; WANG, Chao; ZHANG Jing. **Influence of the AC System Faults on HVDC System and Recommendations for Improvement.** Power & Energy Society General Meeting. Canada, 2009.

ZIEGLER G. **Numerical Distance Protection Principles and Applications,** 4th ed., Erlagen: Publicis, 2011.

APÊNDICE A - DETALHAMENTO DA ESTRUTURA DA RÉPLICA DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DA LT GARABI2- SANTO ÂNGELO

A.1 REPRESENTAÇÃO DO TERMINAL DE SANTO ÂNGELO

Para representar o terminal de Santo Ângelo foi utilizado um relé (IED) REL 670 do fabricante ABB®. O relé REL670 é utilizado para a proteção, controle e monitoramento de linhas aéreas e cabos em sistemas solidamente aterrados. Este dispositivo pode ser usado em sistemas de alta tensão e é apropriado para uso em aplicações de proteção de linhas com carregamento pesado, podendo ser usado para linhas com múltiplos terminais, onde houver a necessidade de abertura monopolar ou tripolar da linha (ABB, 2011).

Além das funções de proteção, este relé é capaz de executar funções de lógica e monitoramento que incluem: medição de valores de serviços; configuração dos blocos lógicos, que permitem a implementação de lógicas de proteção; relatório de distúrbio ou oscilografia; lista de eventos; relatório do estado dos sinais internos.

O REL670 possui 12 entradas analógicas, destas, seis são destinadas à medição de correntes e seis destinadas à medição de tensão. Este equipamento ainda possui 32 entradas digitais e 24 saídas digitais.

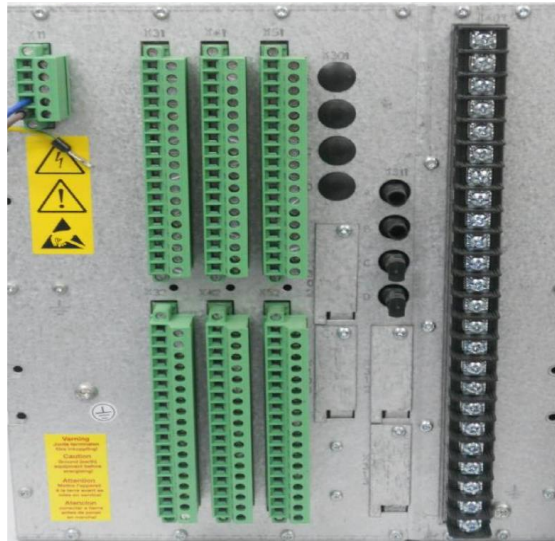
O equipamento tem capacidade de comunicação com os demais equipamentos de proteção ou a um microcomputador através de conexão frontal do tipo RJ-45. O dispositivo ainda possui terminais para sincronismo de tempo via IRIG-B ou GPS. As Figura A.1 e A.2 mostram uma visão dos painéis frontal e traseiro do relé REL670.

Figura A.1 - Visão Frontal REL670



Fonte: (ABB, 2011)

Figura A.2 - Visão traseira REL 670



Fonte: autor

A Figura A.3 ilustra a montagem em laboratório que representa o terminal de Santo Ângelo, os simuladores de disjuntores e alguns equipamentos da giga de testes também instalada no mesmo painel:

Figura A.3 - Imagem da representação do terminal de Santo Ângelo em laboratório



Fonte: autor

A.2 REPRESENTAÇÃO DO TERMINAL DE GARABI2

Para o terminal de Garabi2 foram instaladas placas de aquisição de entradas e saídas (analógicas e digitais), placas de processamento de sinais, placas de comunicação e computadores de processamento. Foram utilizadas também placas auxiliares de alimentação e comunicação para possibilitar a comunicação das redes para efetuar a integração dos módulos dos sistemas Mach2.

Para o Terminal de Garabi foram instaladas placas de aquisição de entradas e saídas (analógicas e digitais), placas de processamento de sinais, placas de comunicação e computadores de processamento inseridas em racks, como demonstra a Figura A.4:

Figura A.4 - Sistemas de racks MACH2



Fonte: (ABB, 2000)

Os sistemas de entradas e saídas são construídos com altura única, profundidade de acordo com modelo de utilização de racks europeus, as placas de circuito são projetadas com conexões de cabo dianteiras, o que significa que não há terminação de campo na parte traseira do rack. Em vez disso, a traseira é usada para conexões de rede, conectando dois barramentos de rede CAN e quatro barramentos TDM a cada slot do rack. O painel traseiro também é usado para conexão de placas de interface analógicas de medição e distribuição de alimentação (ABB, 2000).

Para o teste foram utilizadas placas de estradas digitais modelo PS851 para recebimento de sinais de teleproteção, placas de saídas digitais PS853 para envio de sinais de teleproteção, além de placas de entradas e saídas digitais PS850, para comando e status de disjuntores. Para o processamento de sinais analógicos foi utilizada a placa PS860 que digitalizam os sinais das

placas de aquisição de corrente PS845 e placa de aquisição de tensão PS841. Além destas, foram utilizadas placas de alimentação (PS890) e algumas que efetuam conexões de rede, como as placas de modelos PS873 e PS930, que possibilitam a comunicação entre racks e com os computadores MACH2 (ABB, 2000). A Figura A.5 apresenta imagens de exemplos de placas MACH2:

Figura A.5 - Placas de campo MACH2



Fonte: adaptado de (ABB, 2000)

Na Figura A.6 pode ser visualizado o rack montado para o teste de laboratório:

Figura A.6 - Rack de placas MACH2 montadas em laboratório

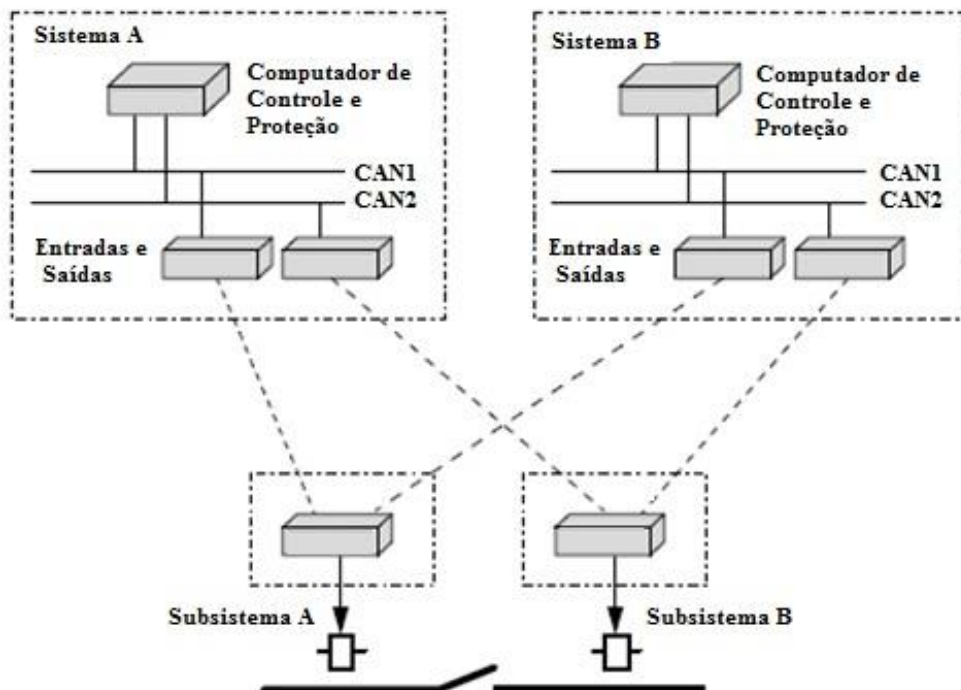


Fonte: autor

Porém estas placas devem estar interligadas por redes de comunicação. As principais redes são a CAN (*Control Area Network*) e a TDM (*time division multiplex*)

Para comunicar-se com serviços binários de entradas e saídas (seccionadoras, disjuntores etc) é utilizado um barramento padrão ISO, ISO 11898, também conhecida como CAN. É um barramento de alta velocidade com uma estrutura de mensagem curta e muito baixa latência. Não há disposição mestre-escravo, o que significa que a rede não está dependente da função de qualquer único nó para operar corretamente. A Figura A.7 apresenta a configuração típica de uma rede CAN:

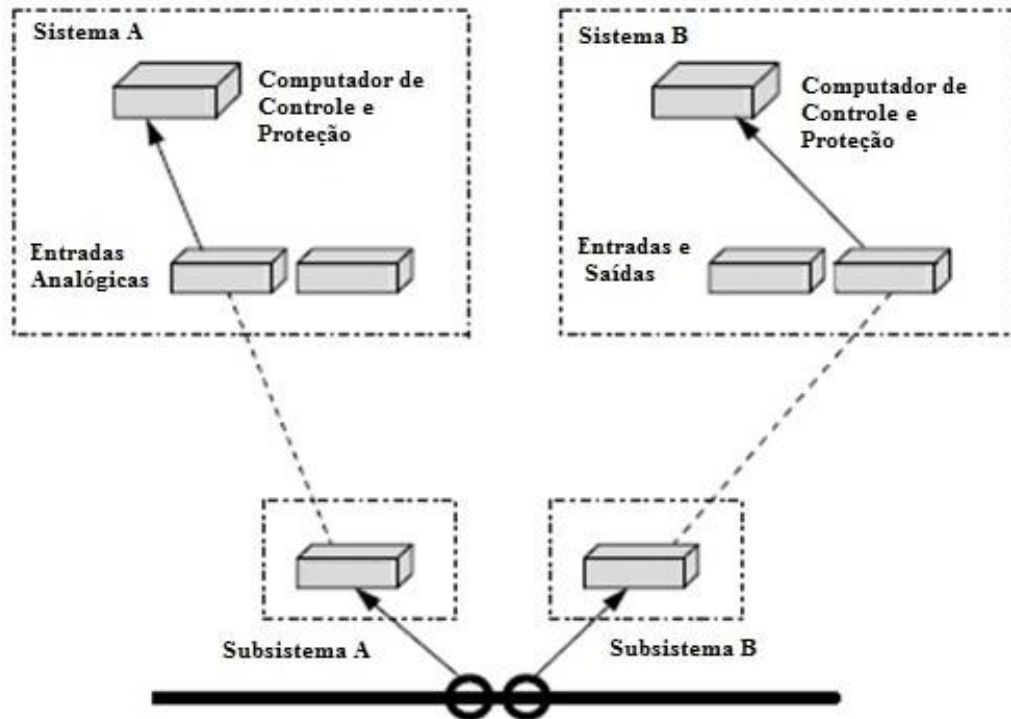
Figura A.7 - Exemplo ilustrativo de comunicação via rede CAN



Fonte: autor

Para aquisição de dados analógicos com necessidade de de alta velocidade de processamento (tensões e correntes por exemplo) é utilizado um sistema de comunicação através de rede TDM, estes são baseados em barramentos do tipo unidirecional. Assim como o barramento CAN, este barramento é duplicado é conectado em um arranjo redundante. O controle I/O está conectado remotamente e distribuído aos cubículos A e B, respectivamente. Uma arquitetura típica da rede TDM é ilustrada na Figura A.8:

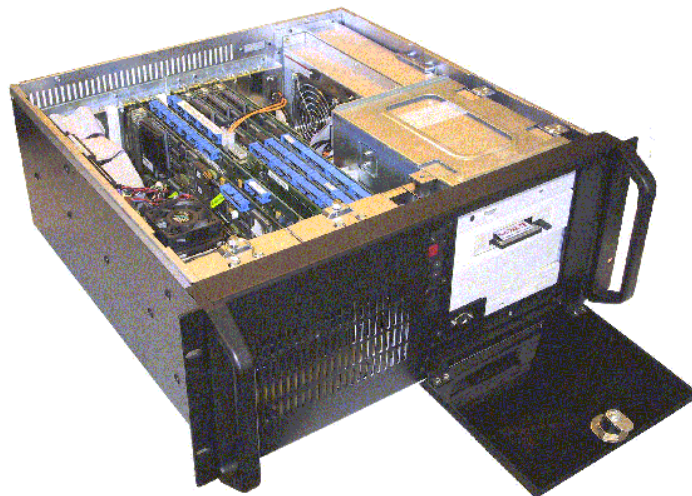
Figura A.8 - Exemplo ilustrativo de comunicação via rede TDM



Fonte: autor

Os dispositivos modulares (placas) são conectados através das redes de comunicação (CAN e TDM) aos computadores, onde são processadas as lógicas de proteção e controle. A Figura A.9 apresenta a imagem de um computador MACH2.

Figura A.9 - Computador MACH2



Fonte: autor

Estes computadores possuem placas internas com alto nível de processamento para adquirir e processar as informações das placas de campo. Cada placa possui sua interface e seu software específico, este pode ser alterado conforme a característica da aplicação desejada e carregado sem efetuar a remoção da placa. Estas placas são conectadas ao computador por um barramento interno do tipo PCI (*Peripheral Component Interconnect*). As placas PCI efetuam a comunicação entre o campo e a aplicação principal do computador MACH2. Na estação conversora Garabi existem basicamente dois modelos de placas PCI's: a PS801 e a PS820. A Figura A.10 apresenta a imagem de uma destas placas.

Figura A.10 - Placa PS801 com conexão PCI para computadores MACH2



Fonte: autor

Os testes de laboratório possibilitaram a realização de simulações bem próximas das atuações reais, já que, foram utilizados equipamentos idênticos aos instalados em campo. As lógicas de funcionamento foram alteradas e testadas logo em seguida, desta forma, os testes foram realizados até que os resultados atingissem as respostas esperadas.

APÊNDICE B – Cálculo dos Ajustes da Proteção de Distância

Os ajustes da função de proteção de distancia foram efetuados em valores primários. As seguintes considerações básicas foram consideradas nos cálculos dos ajustes:

- Erros introduzidos pelos transformadores de potencial (TP's) e transformadores de correntes (TC's);
- Imprecisão dos dados de impedância de sequência zero da linha, e seus efeitos sobre o cálculo do fator de compensação do retorno da corrente pela terra;
- O efeito de infeed entre o relé e a localização da falta, incluindo a influência de diferentes relações Z_0/Z_1 de várias fontes;
- O efeito da transferência de carga entre terminais;
- Acoplamento mútuo de sequência zero para linhas paralelas.

Os cálculo dos ajustes dos alcances resistivos para as zonas seguiram as seguintes condições, conforme recomendação do manual do IED (ABB, 2011):

$$RFPP \leq 3. X_{1ZM} \text{ e } RFPE \leq 4,5.X_{1ZM}$$

B.1 CRITÉRIOS DE AJUSTE - ZONA 1

O alcance da primeira zona será ajustado em 70 % da impedância da LT comatuação instantânea (sem temporização intencional). Este ajuste contém margem de segurança para identificação da falta na linha, cobrindo erros de medição de TPs e TCs, imprecisões nos parâmetros da linha considerando o efeito do carregamento e mútua de sequência zero. Abaixo segue o memorial de cálculos para ajustes de Zona 2:

$$Z_{1ZM1} = 0,7.(3,42 + j46,80) = 2,39 + j32,76\Omega$$

$$Z_{0ZM1} = 0,7.(39,61 + j166,48) = 27,73 + j116,53\Omega$$

$$RFPP_{ZM1} = 3.X_1 = 3.j32,76 = 98,28\Omega$$

$$RFPE_{ZM1} = 4,5.X_1 = 4,5.j32,9017 = 147,42\Omega$$

- $I_{MinOpPP}$ é a corrente mínima de operação para o Loop fase – fase.
 $I_{MinOpPP} = 10\%$ da corrente de base;
- $I_{MinOpPE}$ é a corrente de fase mínima de operação para o loop fase terra. $I_{MinOpPE} = 10\%$ da corrente de base;
- $I_{MinOpIN}$ é a corrente residual mínima para o loop de operação fase terra. $I_{MinOpIN} = 5\%$ da corrente de base;

B.2 CRITÉRIOS DE AJUSTE – ZONA 2

A segunda zona deve ser ajustada com o objetivo de garantir o alcance de 100 % da linha protegida com uma margem adequada e fazer a proteção de backup da barra remota. Este ajuste não deve ultrapassar 50 % das LTs conectadas à barra remota.

O alcance da segunda zona será ajustado em 150 % da impedância da LT protegida, comtemporização de 0,300 s. Este ajuste é o suficiente para cobrir. Segue abaixo o memorial de cálculo para os ajustes de Zona 2:

$$Z_{1ZM2} = 1,5 \cdot (3,42 + j46,80) = 5,13 + j70,20\Omega$$

$$Z_{0ZM2} = 1,5 \cdot (39,61 + j166,48) = 59,41 + j249,72\Omega$$

$$R_{FPPZM2} = 3 \cdot X_1 = 3 \cdot j70,20 = 210,60\Omega$$

$$R_{FPEZM2} = 4,5 \cdot X_1 = 4,5 \cdot j70,20 = 315,90\Omega$$

Observações: os ajustes da Zona 2 são idênticos aos ajustes de Zona 4

B.3 CRITÉRIOS DE AJUSTE – ZONA 3

A terceira zona será ajustada na direção reversa como objetivo de fazer a proteção de backup da barra. O ajuste desta zona deve sobrealcançar o ajuste de zona 2 do terminal remoto. A equação abaixo pode ser usada para o cálculo do alcance da zona ajustada na direção reversa (Zona 3):

$$Z_{REV} = 1,2 \cdot (Z_{2-REMOTO} - Z_L)$$

Onde:

- Z_L é a impedância da linha protegida;
- $Z_{\text{-remoto}}$ é o ajuste da zona 2 do terminal remoto da linha protegida

Segue abaixo o memorial de cálculo:

$$Z_{1ZM3} = 1,2 \cdot [(3,42 + j46,80) - (5,13 + j70,20)] = 2,05 + j28,08\Omega$$

$$Z_{0ZM3} = 1,2 \cdot [(39,61 + j166,48) - (59,41 + j249,72)] = 23,76 + j99,89\Omega$$

$$RFPP_{Z3} = 3 \cdot X_1 = 3 \cdot 28,08 = 84,24\Omega$$

$$RFPE_{Z3} = 4,5 \cdot X_1 = 4,5 \cdot 28,08 = 126,36\Omega$$