UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Rui Bertho Junior

**Um Novo Algoritmo de Proteção para
Redes HVDC Multiterminais**

São Carlos
2017

Rui Bertho Junior

**Um Novo Algoritmo de Proteção para
Redes HVDC Multiterminais**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Titular Denis Vinicius Coury

Coorientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2017

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

B542u Bertho Junior, Rui
Um Novo Algoritmo de Proteção para Redes HVDC
Multiterminais / Rui Bertho Junior; orientador Denis
Vinicius Coury; coorientador José Carlos de Melo Vieira
Júnior. São Carlos, 2017.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

1. Proteção. 2. HVDC. 3. VSC. 4. MTDC. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **RUI BERTHO JUNIOR**.

Título da tese: "Um novo algoritmo de proteção para redes HVDC multiterminais".

Data da defesa: 24/08/2017.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Associado **Maria Oleskovicz**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Silvio Giuseppe di Santo**
(Escola Politécnica/EP-USP)

APROVADO

Prof. Dr. **Damásio Fernandes Junior**
(Universidade Federal de Campina Grande/UFCG)

APROVADO

Prof. Dr. **Madson Cortes de Almeida**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Agradecimentos

Ao Prof. Denis Vinicius Coury, pela orientação e incentivo apresentados durante toda a confecção deste trabalho.

Ao Prof. José Carlos de Melo Veira Júnior, pela atenção e apoio proporcionados na coorientação durante todo o processo de desenvolvimento da pesquisa.

Ao Prof. Renato Machado Monaro, pela inestimável contribuição na execução deste trabalho.

Aos meus pais, pelo incondicional apoio não somente na vida acadêmica, mas durante toda minha existência.

À minha namorada Patricia, pelo apoio, companheirismo e paciência oferecidos durante a execução deste trabalho.

A todos os amigos que contribuíram, de forma direta ou indireta, na execução deste trabalho.

Aos amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) pela companhia ao longo dos últimos anos.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro para a realização deste trabalho.

“O homem científico não almeja resultados imediatos. Ele não espera que suas ideias mais avançadas sejam rapidamente retomadas. Seu trabalho é como o de um agricultor para o futuro. Seu dever é estabelecer bases para aqueles que estão por vir e apontar o caminho a ser seguido.”
(Nikola Tesla)

Resumo

Bertho Junior, Rui **Um Novo Algoritmo de Proteção para Redes HVDC Multiterminais**. 161 p. Tese de doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2017.

Recentes avanços em relação aos dispositivos semicondutores utilizados no processo de conversão CA/CC levaram à aplicação de conversores fonte de tensão, do inglês *Voltage Source Converter* (VSC), na transmissão de energia elétrica em altas tensões e corrente contínua, do inglês *High Voltage Direct Current* (HVDC). Uma das vantagens da utilização de VSCs é simplificar o processo de criação de redes HVDC com múltiplos terminais, identificadas pela sigla em inglês *Multi-terminal HVDC* (MTDC). Entretanto, a severidade das faltas em linhas CC, aliada à fragilidade dos conversores, exige a utilização de algoritmos capazes de identificar corretamente a ocorrência de faltas em um reduzido intervalo de tempo. Neste sentido, este trabalho tem por objetivo a elaboração de uma nova metodologia de proteção que possa ser aplicada na proteção primária de sistemas HVDC, especialmente para redes MTDC. Para tanto, foi elaborado um modelo detalhado de rede MTDC com três terminais e, a partir dos dados obtidos por meio de extensivas simulações de falta, foram identificadas características dos sinais de corrente na linha CC capazes de auxiliar na proteção da rede. Pela utilização da Transformada *wavelet*, análise de componentes principais e sistemas Genético-*Fuzzy*, foi possível a elaboração de um algoritmo de proteção sem comunicação, rápido, confiável e seletivo para utilização em redes MTDC. Adicionalmente, foi realizada a implementação em *hardware* do algoritmo proposto, evidenciando sua aplicabilidade em sistemas reais. A metodologia proposta foi capaz de garantir seletividade, confiabilidade e velocidade de atuação ao sistema de proteção, identificando corretamente faltas nos condutores CC em menos de 1,5 ms.

Palavras-chave: Proteção. HVDC. VSC. MTDC.

Abstract

Bertho Junior, Rui **A Novel Protection Algorithm for Multiterminal HVDC Grids.** 161 p. Ph.D. Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2017.

Recent progress regarding semiconductor devices used in AC/DC conversion led to the use of Voltage Source Converters (VSC) in High Voltage Direct Current (HVDC) power transmission systems. AN advantage of using VSCs it to simplify the creation of Multi-terminal HVDC (MTDC) networks. However, the severity of DC faults, combined with the converters vulnerability, requests the use of algorithms able to correctly identify fault occurrences in a short period of time. Therefore, this work aims to elaborate a new primary protection methodology that could be applied to HVDC systems, especially in MTDC networks. For this purpose, a detailed three terminals MTDC network has been modeled and, through extensive computational faulty simulations, DC current characteristics that are able to assist network protection methods were identified. By means of the wavelet transform, principal component analysis and genetic fuzzy systems, it was possible to develop a fast, reliable an selective non-unit protection for MTDC grids. Moreover, the proposed algorithm was implemented in hardware, emphasizing its applicability in actual systems. The proposed methodology was able to ensure selectivity, reliability and speed of operation, correctly identifying DC faults in less than 1.5 ms.

Keywords: Protection. HVDC. VSC. MTDC.

Lista de ilustrações

Figura 1	Comparativo entre a faixa de servidão para sistemas CC e CA de mesma potência.	33
Figura 2	Comparativo entre custo estimado de implementação de sistemas CC e CA para mesma potência.	34
Figura 3	Classificação dos conversores.	38
Figura 4	Representação unifilar dos conversores do tipo VSC e CSC.	40
Figura 5	Configuração monopolar assimétrica.	42
Figura 6	Configuração monopolar simétrica.	42
Figura 7	Configuração bipolar.	43
Figura 8	Configuração <i>back-to-back</i>	43
Figura 9	Componentes principais em um sistema VSC-HVDC.	45
Figura 10	Classificação dos VSCs quanto ao número de níveis.	46
Figura 11	Tipos de submódulo do conversor multinível.	48
Figura 12	Representação monofásica dos possíveis caminhos para corrente durante chaveamento dos IGBTs.	49
Figura 13	Tensão nos terminais CA do conversor de dois níveis.	51
Figura 14	Representação de um VSC de dois níveis.	52
Figura 15	Diagrama fasorial da transferência de potência em um VSC.	52
Figura 16	Representação da curva de capacidade de um VSC.	53
Figura 17	Resultado da transformada de <i>Clarke</i> e <i>Park</i> para um sinal trifásico em regime.	54
Figura 18	Fluxograma de funcionamento do controle vetorial.	57
Figura 19	Princípio de operação do SPWM.	58
Figura 20	Representação da <i>Supergrid</i> proposta para 2050.	59
Figura 21	Conexão entre conversores de diferentes configurações em uma rede MTDC.	60

Figura 22	Representação do VSC de dois níveis durante uma falta na linha em CC, após a interrupção do processo de comutação das chaves.	63
Figura 23	Rede MTDC de testes fornecida pelo CIGRÉ.	74
Figura 24	sistema teste utilizado.	75
Figura 25	Representação do cabo utilizado.	76
Figura 26	Representação de um VSC de dois níveis.	78
Figura 27	Malha de controle utilizada.	80
Figura 28	Representação do simulador de sistemas elétricos em tempo real utilizado no trabalho.	83
Figura 29	Comportamento da rede MTDC em regime.	84
Figura 30	Comportamento da rede em função da variação na potência ativa de VSC1.	85
Figura 31	Comportamento da rede em função da variação na potência ativa de VSC1 sem o controlador <i>droop</i>	86
Figura 32	Comportamento da rede em função da variação na potência reativa de VSC1.	87
Figura 33	Comportamento da tensão e corrente CC para uma falta polo terra. . .	90
Figura 34	Pontos de medição das correntes e tensões CC nos conversores.	91
Figura 35	Exemplo de pontos de aplicação de faltas na rede CC em função da distância, com referência ao conversor VSC1.	91
Figura 36	Comparativo das tensões e correntes CC para faltas internas e externas à zona de proteção de VSC1.	92
Figura 37	Modelo adotado para levantamento da resposta em frequência dos cabos CC.	93
Figura 38	Avaliação da resposta em frequência dos cabos CC considerando os capacitores dos VSCs.	94
Figura 39	Exemplo da translação e dilatação de uma <i>Wavelet</i>	95
Figura 40	Comparativo da decomposição de um sinal pela STFT e pela TWD. . .	96
Figura 41	Representação da Transformada <i>Wavelet</i> por bancos de filtros.	97
Figura 42	Exemplo da aplicação de PCA.	100
Figura 43	Representação do processo de desenvolvimento de um sistema <i>fuzzy</i> . . .	101
Figura 44	Exemplo de conjuntos <i>fuzzy</i>	102
Figura 45	Exemplo de cromossomo representando uma solução de 3 variáveis, codificado com valores binários.	104
Figura 46	Fluxograma do funcionamento básico de um Algoritmo Genético (AG). .	104
Figura 47	Fluxograma de operação do algoritmo de proteção proposto.	106
Figura 48	Vetor de características obtido pela energia do segundo nível de decomposição da Transformada <i>Wavelet Packet</i> (TWP).	108

Figura 49	Fluxograma de treinamento do PCA.	108
Figura 50	Exemplo da influência das variáveis originais nas PCs.	109
Figura 51	Fluxograma de ajuste do controlador <i>fuzzy</i>	110
Figura 52	Exemplo da variação da função de pertinência do tipo sino de acordo com os parâmetros de configuração a , b e c	112
Figura 53	Cromossomo.	112
Figura 54	Exemplo de aplicação do algoritmo de proteção de acordo com a configuração do conversor	114
Figura 55	Taxa de variação da corrente CC observada no Relé1 para $\Delta t = 0,5$ ms durante: (a) uma falta de 30Ω no Cabo1 e (b) Variação no fluxo de potência ativa em VSC1 de -0,6 p.u para 0,6 p.u.	120
Figura 56	Exemplo da aplicação do PCA para faltas polo positivo-terra do conjunto de treinamento.	122
Figura 57	Representação do método <i>K-fold</i> de validação cruzada.	123
Figura 58	Localização dos relés e disjuntores no sistema teste.	127
Figura 59	Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta franca do tipo PT no Cabo1.	130
Figura 60	Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta franca do tipo PN no Cabo1.	131
Figura 61	Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta de 30Ω no Cabo1.	132
Figura 62	Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta de 30Ω no Cabo1 para o fluxo de potência ativa na direção contrária à corrente de falta.	133
Figura 63	Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta de 50Ω no Cabo1 - Exemplo de não atuação.	134
Figura 64	Tensões e correntes CC medidas no Relé3 para falta franca no Cabo1 - Exemplo de seletividade CC da proteção.	135
Figura 65	Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta de 1Ω nos terminais CA de VSC2 - Exemplo de seletividade CA da proteção.	136
Figura 66	Comparativo da tensão de pós-falta nos terminais CA do conversor VSC1 de acordo com a ligação do transformador de interface do lado do conversor.	140
Figura 67	Comparativo da correntes CC medida no Relé, para uma falta franca a 150 km de VSC1, em função da ligação do transformador.	141
Figura 68	Simulação em laço fechado.	144
Figura 69	Tensões e correntes observados no ambiente de simulação em tempo real do RTDS, para uma falta franca no Cabo1.	146

Lista de tabelas

Tabela 1	Comparativo entre conversores de fonte de corrente e conversores de fonte de tensão	41
Tabela 2	Exemplos de sistemas VSC-HVDC em operação	44
Tabela 3	Origem da corrente de falta em um curto-circuito na linha CC de acordo com a topologia do conversor (CIGRÉ Working Group B4.52, 2013).	62
Tabela 4	Parâmetros do cabo utilizado.	77
Tabela 5	Parâmetros dos conversores.	77
Tabela 6	Dados dos capacitores e reatores de fase utilizados.	79
Tabela 7	Parâmetros das linhas de transmissão CA.	82
Tabela 8	Relação dos coeficientes da decomposição <i>wavelet</i> com as faixas de frequência	98
Tabela 9	Variância explicada por cada uma das PCs	110
Tabela 10	Conjunto de dados de treinamento.	117
Tabela 11	Erro observado no processo de validação com $K=5$ e três funções de pertinência para cada entrada do sistema <i>fuzzy</i>	125
Tabela 12	Parâmetros de ajuste do algoritmo avaliado	125
Tabela 13	Conjunto de dados de teste.	128
Tabela 14	Taxa de acerto da proteção proposta para o conjunto dos dados de teste.	137
Tabela 15	Taxa de acerto da proteção proposta para as faltas internas do conjunto de dados de teste.	138
Tabela 16	Tempo de atuação da proteção para faltas internas.	139
Tabela 17	Conjunto reduzido de dados para testes com o transformador em delta.	141
Tabela 18	Taxa de acerto da proteção proposta para as faltas internas com a ligação do transformador em delta.	142
Tabela 19	Taxa de acerto da proteção para faltas internas do conjunto de teste, após simplificação para implementação em <i>hardware</i>	145

Lista de siglas

AG Algoritmo Genético

CA Corrente Alternada

CC Corrente Contínua

CSC *Current Source Converter*

CIGRÉ *International Council on Large Electric Systems*

DJCC Disjuntor de Corrente Contínua

FFT *Fast Fourier Transform*

FPGA *Field-Programmable Gate Array*

FIS *Fuzzy Inference System*

GCT *Gate Commutated Turn-off Thyristor*

GTO *Gate Turn-off Thyristor*

GF Genético-Fuzzy

HVDC *High Voltage Direct Current*

HVAC *High Voltage Alternating Current*

IGBT *Insulated Gate Bipolar Transistor*

IEGT *Injection Enhanced Gate Transistor*

IGCT *Integrated Gate Commutated Thyristor*

IA Inteligência Artificial

LCC *Line Commutated Converter*

LCC-HVDC *LCC-based HVDC*

MTDC *Multi-Terminal HVDC*

MMC *Modular Multi-Level Converter*

NPC *Neutral Point Clamped*

NT polo Negativo - Terra

PWM *Pulse-Width Modulation*

PI Proporcional-Integral

PLL *Phase Locked Loop*

PCA *Principal Component Analysis*

PC *Principal Component*

PT polo Positivo - Terra

PN polo Positivo - polo Negativo

RNA Rede Neural Artificial

RTDS *Real-Time Digital Simulator*

RTAI *Real Time Application Interface*

SPWM PWM Senoidal

STFT *Short-Time Fourier Transform*

SCR *Short-Circuit Ratio*

TWE Transformada *Wavelet* Estacionária

TW Transformada *Wavelet*

TWD Transformada *Wavelet* Discreta

TWC Transformada *Wavelet* Contínua

TWP Transformada *Wavelet Packet*

WMM *Wavelet Modulus Maxima*

VSC *Voltage Source Converter*

VSC-HVDC *VSC-based HVDC*

Sumário

1	Introdução	25
1.1	Objetivos	28
1.2	Contribuições do Trabalho	28
1.3	Estrutura do Trabalho	28
1.4	Divulgação do Trabalho	29
2	Transmissão de Energia em HVDC	31
2.1	Conversores	37
2.1.1	Classificação Baseada no Processo de Comutação	37
2.1.2	Classificação Baseada nas Formas de Onda de Tensão e Corrente	38
2.1.3	Configurações em um Sistema HVDC	40
2.2	Conversor Fonte de Tensão	44
2.2.1	Princípios de Operação do VSC	49
2.2.2	Controle	53
2.3	Redes HVDC de Múltiplos Terminais	57
3	Proteção em Sistemas HVDC	61
3.1	Aspectos Gerais da Proteção de Sistemas HVDC	61
3.2	Algoritmos de Proteção	63
3.2.1	Sobrecorrente	64
3.2.2	Diferencial	64
3.2.3	Distância	64
3.2.4	Ondas Viajantes	65
3.2.5	Proteção por Derivada	66
3.2.6	Proteção Baseada nas Componentes de Frequência	66
3.2.7	Proteção de Fronteira	68
3.2.8	Proteção Híbrida	68
3.2.9	Outras Metodologias	70

4	Modelo de Simulação de uma rede HVDC multiterminal	73
4.1	Modelagem dos Componentes CC	75
4.1.1	Cabos	75
4.1.2	Conversor	77
4.1.3	Controles	79
4.2	Modelagem dos Componentes CA	82
4.3	Simulações Computacionais	82
5	Desenvolvimento de um Novo Algoritmo de Proteção para Redes MTDC	89
5.1	Fundamentação Teórica	89
5.1.1	A Transformada <i>Wavelet</i>	94
5.1.2	Análise de Componentes Principais	98
5.1.3	Sistema de Inferência Genético- <i>Fuzzy</i>	100
5.2	Algoritmo Desenvolvido para Proteção de Redes MTDC	105
5.2.1	Detecção da Falta	105
5.2.2	Extração do Vetor de Características	107
5.2.3	Transformação do Sistema de Coordenadas	107
5.2.4	Verificação de Seletividade	110
5.2.5	Aplicação do Algoritmo de Proteção em Função da Configuração do Conversor	113
6	Parametrização e Avaliação da Operação do Algoritmo de Proteção Proposto	115
6.1	Metodologia de Parametrização do Algoritmo de Proteção	115
6.1.1	Obtenção dos Conjuntos de Dados de Simulação	116
6.1.2	Definição da taxa amostral para aquisição do sinal de corrente CC	118
6.1.3	Ajuste dos parâmetros de detecção da falta	118
6.1.4	Definição dos parâmetros da TWP	119
6.1.5	Definição do Número de Componentes Principais	121
6.1.6	Definição dos Parâmetros do Sistema GF	122
6.2	Avaliação da Operação do Algoritmo de Proteção	127
6.2.1	Análise da Atuação da Proteção no Conjunto de Dados de Testes .	129
6.2.2	Desempenho do Algoritmo Proposto no Conjunto Completo dos Dados de Testes	137
6.2.3	Influência da Ligação do Transformador no Algoritmo de Proteção	139
6.3	Implementação em <i>Hardware</i>	142
7	Conclusões	149
7.1	Continuidade da Pesquisa	151

Introdução

Com o crescente aumento da demanda de energia pelos grandes centros consumidores e a dificuldade para a instalação de fontes energéticas próximas a tais centros, torna-se cada vez mais importante a ampliação do sistema de transmissão de energia elétrica em longas distâncias. Desta forma, o desenvolvimento de novas tecnologias de transmissão que permitam uma redução nos custos e nas perdas durante o transporte tem se tornado um desafio para engenheiros e pesquisadores. Dentre as novas propostas, a transmissão de energia elétrica em altas tensões e corrente contínua, do inglês *High Voltage Direct Current* (HVDC), apresenta-se como uma alternativa atrativa em relação aos sistemas de transmissão de energia convencionais, em Corrente Alternada (CA), por se tratar de uma maneira eficiente e flexível de transmitir grandes quantidades de energia por longas distâncias. Segundo o Comitê de Transmissão e Distribuição de energia do IEEE (IEEE/PES Transmission and Distribution Committee, 2012) é possível observar que existem diversas linhas de transmissão HVDC em operação, além de inúmeros projetos de implementação planejados para os próximos anos em todo o mundo.

Diversas vantagens podem ser observadas na utilização da transmissão de energia em Corrente Contínua (CC) alternativamente ao sistema em CA. Por exemplo, uma linha de transmissão HVDC pode operar interligando sistemas não sincronizados, devido à utilização de conversores CC/CA, não sendo necessário que emissor e receptor operem na mesma frequência. Em cabos submarinos, a alta capacitância observada no sistema CA torna a transmissão por distâncias acima de 30 km impraticável sem a instalação de estações compensadoras (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994), tornando a utilização da corrente contínua neste caso ainda mais vantajosa.

A transmissão de energia em corrente contínua tem sido utilizada há muitos anos como uma solução eficiente para transmissão de grandes quantidades de energia entre dois pontos. Inicialmente os conversores CC/CA adotavam válvulas de mercúrio como elementos de chaveamento, que progressivamente foram substituídas por tiristores (SOOD, 2004). Atualmente, com o desenvolvimento de dispositivos semicondutores autocomutáveis, tornou-se possível a aplicação de conversores de fonte de tensão, do inglês *Voltage*

Source Converter (VSC), em sistemas de transmissão de energia. Entre as vantagens desta tecnologia, deve ser enfatizado que os VSCs possibilitam uma série de aplicações antes impraticáveis ou inviáveis, como a conexão de redes CC em redes CA fracas¹ ou sem geração, e a implementação de redes HVDC com múltiplos terminais, do inglês *Multi-Terminal HVDC* (MTDC) (FLOURENTZOU; AGELIDIS; DEMETRIADES, 2009). Ademais, a utilização dos VSCs possibilita o controle independente da transferência das potências ativa e reativa nos conversores (ARRILLAGA et al., 2010), o que concede às redes HVDC um importante papel no conceito de *smart grids*, estabelecendo uma conexão completamente controlável e aumentando a confiabilidade da rede (SAKSVIK, 2012).

Recentemente, pesquisas acerca da criação de uma rede de transmissão integrada na Europa têm despertado grande interesse na utilização de redes MTDC. A chamada “super rede” deve realizar a conexão de diversos países do continente europeu com fontes de energia renovável, principalmente fazendas eólicas em alto mar localizadas no Mar do Norte (ANAYA-LARA et al., 2014). Todavia, a implementação de um projeto deste porte revela uma série de desafios a serem superados em relação à utilização de redes MTDC, como a correta integração entre os diversos conversores existentes e a elaboração de dispositivos e algoritmos de proteção capazes de atuar corretamente em situações de falta, isolando a menor porção possível da rede.

No tocante à proteção de linhas HVDC, disjuntores específicos para a utilização em corrente contínua ainda estão em fase de desenvolvimento e, apenas no ano de 2012, foi anunciado o primeiro disjuntor comercial para utilização em linhas HVDC (ABB, 2012). Logo, para que seja executado o isolamento de faltas na porção CC de sistemas que não possuam disjuntores CC, são acionados os disjuntores da porção CA. Em sistemas ponto a ponto este procedimento é eficaz, pois ao operar os disjuntores CA a linha CC será isolada. Porém, com os avanços nas pesquisas acerca de sistemas com múltiplos terminais, este procedimento levaria ao isolamento de porções sãs da rede, sendo necessária a operação dos disjuntores CA em todos os conversores, isolando completamente toda porção CC do sistema. Logo, evidencia-se a necessidade de algoritmos específicos para a detecção de faltas na rede HVDC, além da utilização de disjuntores CC para realizar o isolamento da menor porção possível do sistema, garantindo a correta operação do sistema de proteção.

O desenvolvimento de algoritmos de proteção para redes MTDC não é uma tarefa trivial. A proteção de linhas CC precisa ser confiável, além de tratar o efeito da não linearidade conferido pela operação dos conversores. Na ocorrência de um curto-circuito, é essencial que o sistema de proteção atue antes que os VSCs sejam danificados, devido à vulnerabilidade dos elementos semicondutores frente a elevadas correntes de falta. Ade-

¹De acordo com a relação de curto-circuito, do inglês *Short-Circuit Ratio* (SCR), uma rede CA pode ser classificada como (JOVCIC; AHMED, 2015):

- Forte ($SCR > 3$);
- Fraca ($2 < SCR < 3$);
- Muito fraca ($SCR < 2$).

mais, dada a severidade de uma falta em uma rede CC e a fragilidade dos conversores, o algoritmo de proteção deve operar em um tempo muito inferior ao da proteção convencional em sistemas CA. Logo, tem-se que uma falta na rede CC deve ser identificada em até 1,5 milissegundos e isolada em até 10 milissegundos após sua ocorrência, visando evitar danos aos componentes dos conversores (CURIS et al., 2012).

Tradicionalmente, a proteção de linhas HVDC é realizada com a utilização de relés de sub e sobretensão, sobrecorrente e diferenciais (ANDERSON, 1999). Entretanto, essas filosofias de proteção apresentam limitações devido às características intrínsecas da transmissão de energia em corrente contínua, sendo necessário o desenvolvimento de novas técnicas direcionadas exclusivamente à proteção de sistemas HVDC, principalmente em termos de redes MTDC. De maneira geral, os requisitos que devem ser atendidos pela proteção de redes MTDC podem ser listados como segue (LETERME; HERTEM, 2015):

- *Seletividade*: A proteção deve atuar de modo a isolar apenas o componente defeituoso da rede. Em geral, a potência transmitida em sistemas CC é elevada, e a seletividade da proteção torna-se uma característica fortemente desejada, uma vez que o isolamento desnecessário de uma porção sã da rede pode causar um grande impacto no sistema.
- *Confiabilidade*: A confiabilidade expressa a capacidade do algoritmo em atuar quando for necessário, e não atuar quando não for necessário. Desta forma, a proteção não deve atuar para variações da rede, como transitórios causados por mudanças no fluxo de potência ou operação dos controles, ao passo que deve identificar com precisão curtos-circuitos na zona de atuação da proteção, mesmo para faltas distantes do ponto de medição.
- *Velocidade de atuação*: Devido à sensibilidade dos conversores frente a elevadas correntes de falta, aliada à rápida elevação da corrente decorrente de curtos-circuitos nas redes CC, o algoritmo de proteção deve ser capaz de identificar uma falta em poucos milissegundos após sua ocorrência.

Diversas metodologias de proteção foram propostas para utilização em sistemas HVDC, desde esquemas baseados em proteções tradicionais, até metodologias baseadas em análises empíricas e metaheurísticas (BLOND et al., 2016). Com a propagação da utilização das linhas de transmissão em corrente contínua, surge a necessidade da elaboração de métodos cada vez mais eficazes na identificação e eliminação de faltas em sistemas HVDC, especialmente em redes MTDC, a fim de evitar danos aos componentes do sistema, como os elementos semicondutores presentes nos conversores. Logo, existe um amplo campo de pesquisa para a elaboração de novas metodologias de proteção, capazes de satisfazer os requisitos exigidos pela proteção de redes MTDC em suas diversas configurações possíveis.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia de proteção para identificação de curtos-circuitos nas linhas de transmissão de energia de redes MTDC baseadas em VSCs, que atenda aos rigorosos requisitos de velocidade de atuação, seletividade e confiabilidade exigidos para a proteção de tais redes.

Dado o atraso imposto pela existência de comunicação da proteção entre os terminais das linhas CC, o algoritmo desenvolvido deve utilizar apenas dados provenientes de medições locais, minimizando o atraso na proteção, garantindo a velocidade na atuação e viabilizando sua aplicação em linhas longas.

Desta forma, o método deve analisar e identificar características relevantes nos sinais medidos dentro do reduzido intervalo de tempo exigido para a proteção de sistemas HVDC, a fim de conferir seletividade e confiabilidade à proteção.

1.2 Contribuições do Trabalho

1.3 Estrutura do Trabalho

O Capítulo 2 traz uma revisão sobre a transmissão de energia em HVDC, indicando suas vantagens e desvantagens, além de realizar uma descrição de seus componentes, especialmente dos VSCs. São abordados os conceitos acerca das configurações possíveis dos conversores para transmissão de energia e é realizada uma breve descrição das redes MTDC.

No Capítulo 3 são apresentados aspectos gerais de redes CC durante a ocorrência de curtos-circuitos, além de uma revisão bibliográfica sobre algoritmos de proteção para sistemas HVDC.

A descrição completa do modelo de simulação utilizado neste trabalho pode ser encontrada no Capítulo 4, que resume a implementação realizada da rede MTDC de três terminais, desde os parâmetros dos conversores até o detalhamento do controle.

No Capítulo 5 é apresentada a metodologia de proteção proposta neste trabalho. O capítulo aborda os conceitos teóricos utilizados e a função de cada ferramenta na composição final do algoritmo.

A parametrização do algoritmo, necessária para sua aplicação em redes CC, e as respostas obtidas por sua utilização no sistema teste são expostos no Capítulo 6. Adicionalmente, o capítulo traz os resultados encontrados pela implementação em *hardware* do algoritmo proposto e sua operação em uma simulação em laço fechado.

Finalmente, as conclusões obtidas e sugestões para continuidade da pesquisa encontram-se no Capítulo 7.

1.4 Divulgação do Trabalho

As investigações realizadas sobre proteção em sistemas HVDC, especificamente acerca do espectro de frequência dos sinais de tensão e corrente durante a ocorrência de faltas em uma linha de transmissão em CC, geraram a publicação de um artigo no XX Congresso Brasileiro de Automática, que ocorreu em setembro de 2014 em Belo Horizonte, MG:

- Bertho Junior, R.; Monaro, R. M.; Barbosa, D.; Vieira Junior, J. C. M.; Santos, R. C.; Coury, D. V. Análise espectral das tensões e correntes durante a ocorrência de faltas em uma linha HVDC. In: XX Congresso Brasileiro de Automática. 2014. p. 684-691.

A análise de diferentes metodologias na proteção de redes MTDC resultou na publicação de um artigo na sexta edição do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, realizado em Natal, RN:

- Bertho Junior, R.; Mourinho, F. A.; Coury, D. V.; Vieira Junior, J. C. M. Análise de desempenho da proteção de sistemas VSC-HVDC com múltiplos terminais. In Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2016.

O levantamento bibliográfico acerca dos métodos existentes para a proteção de sistemas HVDC resultou em um artigo intitulado *Design of protection schemes for multi-terminal HVDC systems*, publicado na revista *Renewable & Sustainable Energy Reviews*.

- Blond, S. L.; Bertho Junior, R.; Coury, D.; Vieira, J. Design of protection schemes for multi-terminal HVDC systems. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2016. v. 56, p. 965-974, 2016. ISSN 1364-0321

A metodologia de proteção proposta neste trabalho resultou em um artigo no periódico *IEEE Transactions on Power Delivery*, intitulado *Selective non-unit Protection Technique for Multiterminal VSC-HVDC Grids*, em processo de publicação até o momento da edição deste trabalho.

- Bertho Junior, R.; Lacerda, V. A.; Monaro, R. M.; Vieira, J. C. M.; Coury, D. V. Selective non-unit Protection Technique for Multiterminal VSC-HVDC Grids. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, (no prelo). Disponível em <<http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2017.2756831>>.

Transmissão de Energia em HVDC

A facilidade do uso de transformadores para converter diferentes níveis de tensão, aliados ao emprego de máquinas CA no uso final da energia elétrica, determinaram a escolha pela utilização de sistemas de transmissão em corrente alternada. Entretanto, a utilização da transmissão de energia em corrente contínua sempre foi objeto de estudo visando uma maior eficiência na transmissão de energia. Em 1881 Marcel Deprez publicou o primeiro trabalho explorando a transmissão de energia em corrente contínua e, em 1882, realizou um experimento transmitindo 1,5 kW em 2 kV por aproximadamente 56 quilômetros de distância (ARRILLAGA, 1998). No experimento de Deprez, a geração de energia era realizada diretamente em corrente contínua, e apenas anos a frente foi considerada a geração de energia em CA, com transformação para CC para transmissão, e novamente para CA no ponto de consumo.

Historicamente, existe uma sequência de eventos que pode ser elencada de modo a ilustrar a evolução da transmissão de energia em HVDC como conhecida atualmente. Inicialmente, a aparição do retificador de vapor de mercúrio, em 1901, e a introdução da grade de controle, em 1928, proveram a base da retificação e inversão controladas, desvinculando a transmissão em corrente contínua da necessidade de geração de energia diretamente em CC (ARRILLAGA, 1998).

Durante a segunda guerra mundial, entre 1939 e 1945, pesquisas envolvendo HVDC foram lideradas por países como Estados Unidos, Suécia, Alemanha e União Soviética. Neste período, encorajado pela secretaria de aviação, o governo alemão construiu um sistema experimental de transmissão HVDC subterrâneo de 15 MW a 100 kV, unindo distritos de Berlim, acreditando ser esta uma solução menos vulnerável a ataques aéreos. Paralelamente, como resultado das pesquisas realizadas pela União Soviética, em 1950 entrou em operação um sistema de transmissão subterrâneo em corrente contínua interligando Moscou e Kashira, transmitindo 30 MW em 200 kV, por uma distância de 112 km (ARRILLAGA, 1998).

No ano de 1954, na Suécia, a transmissão de energia em alta tensão e corrente contínua tem seu marco histórico inicial, com a implementação do primeiro sistema de transmissão

CC completamente comercial. O sistema era composto por 98 quilômetros de cabos submarinos entre a cidade costeira de Västervik e Ygne, na ilha Gotland, transmitindo uma potência de 20MW por meio de conversores com comutação pela linha, do inglês *Line Commutated Converter* (LCC).

Em termos das chaves utilizadas nos conversores para transmissão de energia em corrente contínua, a válvula de mercúrio foi a tecnologia utilizada até a década de 70, e então substituída pelo tiristor, resultando em conversores mais simples, como menor custo de manutenção e maior disponibilidade. Em 1972 entrou em operação a primeira linha de transmissão HVDC com conversores baseados em tiristores, com 320 MW de potência conectando as províncias de New Brunswick e Quebec, no Canadá (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Segundo Sood (2004), com a evolução tecnológica dos semicondutores, a tendência é a substituição da utilização de tiristores por dispositivos autocomutáveis. A principal vantagem desses dispositivos é a possibilidade de controle do momento de condução e não condução, diferentemente dos tiristores, em que após seu disparo, o momento de não condução é definido pela reversão da corrente na rede. Com o desenvolvimento de dispositivos autocomutáveis mais robustos, tornou-se possível a implementação de sistemas de transmissão HVDC baseados em conversores de fonte de tensão, do inglês *VSC-based HVDC* (VSC-HVDC). Apesar dos conversores fonte de tensão serem largamente utilizados em acionamento de motores desde 1980, apenas em 1997, na Suécia, entrou em operação o primeiro sistema comercial VSC-HVDC de transmissão de energia (ASPLUND et al., 1998).

A decisão sobre a implementação de uma linha de transmissão em corrente contínua em um sistema de transmissão deve-se a vários parâmetros de projeto, que incluem desde o impacto financeiro desta decisão, até requerimentos técnicos da rede atual. Em termos financeiros, a utilização da transmissão em HVDC representa um investimento de grande monta, basicamente devido ao alto custo dos conversores. Entretanto, em casos particulares em que existe a necessidade de se criar conexões, por exemplo, para transmissão massiva de energia ou por grandes distâncias, as vantagens da utilização de transmissão em HVDC tornam este sistema financeiramente mais atrativo.

Em relação à estrutura necessária para a transmissão de energia, a diferença entre sistemas em corrente contínua e corrente alternada é perceptível. Em redes HVDC, observa-se a redução no número de cabos, sendo necessários apenas dois condutores para realizar a transmissão de energia, relativos aos pólos positivo e negativo, enquanto no sistema convencional são utilizados três condutores. Em sistemas HVDC com retorno pela terra, a redução é ainda mais expressiva, sendo possível a transmissão de energia com a utilização de apenas um condutor. Consequentemente, torres menores podem ser utilizadas para sustentação dos condutores, resultando em uma menor faixa de servidão. A Figura 1 ilustra a diferença entre a estrutura necessária para a transmissão de 6000 MW de potência

com a utilização de linhas em HVDC ou em altas tensões e corrente alternada, do inglês *High Voltage Alternating Current* (HVAC). Adicionalmente, uma menor faixa de servidão significa um menor impacto ambiental, e uma redução direta nos custos de construção da linha.

Figura 1 – Comparativo entre a faixa de servidão para sistemas CC e CA de mesma potência.

Fonte: Beaty e Fink (2012)

Com a redução no número de condutores, a transmissão em CC apresenta um montante de perdas de potência nas linhas inferior ao da transmissão em CA, evidenciando uma economia substancial no longo prazo, principalmente em conexões de potência elevada. Além disso, linhas em corrente contínua não são afetadas pelo efeito pelicular, o que reduz ainda mais as perdas. De maneira geral, pode ser estimado que as perdas em uma linha de transmissão CC com dois condutores representam aproximadamente dois terços das perdas em uma linha equivalente em CA (BEATY; FINK, 2012).

Essa redução nas perdas torna-se ainda mais expressiva em redes de transmissão por cabos submarinos. Especificamente neste caso, a alta capacitância dos cabos presente em redes CA torna necessária a instalação de estações compensadoras para suprimento de reativos, elevando o custo de instalação e manutenção. Em cabos submarinos, as perdas verificadas na transmissão em CC podem representar menos da metade das encontradas em cabos equivalentes com transmissão em CA (BEATY; FINK, 2012).

Apesar do sistema HVDC não necessitar de estações compensadoras e apresentar um menor custo de instalação das linhas ou cabos, o alto investimento associado às estações conversoras limita sua aplicação. Em Mossadegh e Aggarwal (2010) foi realizado um estudo de viabilidade econômica da utilização de linhas de transmissão em HVDC interligando fazendas eólicas de geração de energia em alto mar. Os autores avaliaram a utilização de redes HVDC com múltiplos terminais conectados por cabos submarinos e, comparativamente ao sistema em CA, o sistema HVDC torna-se financeiramente mais atrativo com o aumento da potência transmitida, uma vez que o alto custo de implantação do sistema CC justifica-se devido à redução nas perdas durante a transmissão da energia

em potências elevadas. Um estudo semelhante foi realizado em Reed et al. (2013), que propõe um método para o cálculo das perdas na transmissão de energia para sistemas HVDC em alto mar, concluindo que o custo da transmissão em corrente contínua é menor que o apresentado pela transmissão em CA para longas distâncias.

De modo geral, é possível criar uma estimativa de custo em função da distância a ser transposta pelo sistema de transmissão para avaliação da viabilidade econômica da implantação de um sistema HVDC. O gráfico ilustrado na Figura 2 apresenta, genericamente, o custo para implantação de uma linha de transmissão incluindo todo equipamento necessário para sua operação, além do custo relativo às torres e condutores. Logo, o custo inicial para implantação de uma linha em CA inclui os transformadores necessários para adequação dos níveis de tensão em ambos os terminais da mesma, enquanto que para a linha em CC este custo representa a aquisição dos conversores, transformadores e todo aparato para seu funcionamento.

Figura 2 – Comparativo entre custo estimado de implementação de sistemas CC e CA para mesma potência.

Adaptado de Schettler et al. (2012)

Como pode ser observado na Figura 2, o investimento inicial em unidades monetárias (u.m.) para a implementação de uma linha de transmissão em CA é menor quando comparado com o sistema em CC. Entretanto, o custo por quilômetro para instalação de uma linha em CA é maior, como evidenciado pela inclinação da curva no gráfico. Ademais, a necessidade de instalação de estações compensadoras ao longo da linha em trechos muito extensos causa uma elevação ainda mais acentuada de custos. No sistema CC, apesar do alto investimento inicial para aquisição e instalação dos conversores, o custo de instalação por quilômetro de linha é menor, e não existe a exigência técnica da instalação de compensadores, independentemente da distância a ser transposta. Com

isto, é possível observar que existe uma distância L em que a partir deste ponto a escolha pelo sistema de transmissão em CC se apresenta como a opção economicamente mais viável. De acordo com a literatura, a distância L pode variar entre 400 a 700 km para linhas aéreas, ou entre 25 a 50 km para transmissão por cabos (SOOD, 2004; KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; SCHETTLER et al., 2012). Logo, em sistemas com elevada potência e/ou distância entre os pontos de conexão, as vantagens supracitadas podem caracterizar benefícios financeiros na utilização do sistema em corrente contínua em detrimento da utilização da corrente alternada.

A redução nas perdas durante a transmissão de energia e a não necessidade de compensadores configuram apenas algumas das vantagens técnicas inerentes ao sistema de transmissão em HVDC. O sistema em corrente contínua também apresenta vantagens como possibilitar a conexão de sistemas dessincronizados, interligando localidades que operam em frequências distintas, como ocorre com a conexão HVDC existente entre Brasil (60 Hz) e Paraguai (50 Hz), por exemplo. Isto acontece devido à operação dos controles, que sintetizam as formas de onda de tensão e corrente de acordo com as medidas de frequência realizadas no ponto de conexão.

Em grandes sistemas interconectados, distúrbios que afetem o fluxo de potência podem levar a problemas de estabilidade da rede. Desta forma, é possível que a inserção estratégica de uma linha HVDC em uma rede CA, seja capaz de melhorar sua estabilidade, basicamente pela sua propriedade de controlar rapidamente o fluxo de potência em seus conversores. Com isto, é possível afirmar que a implementação de linhas HVDC resulta em uma melhor estabilidade dinâmica da rede CA, promovendo uma maior segurança na operação do sistema, visto que distúrbios relativos à estabilidade da rede podem levar ao desligamento de grandes porções do sistema elétrico. Além disso, em contraste com linhas de transmissão em CA, linhas em CC não propagam os efeitos de distúrbios ocorridos de um lado de sua conexão para o outro, evitando o “efeito cascata” de oscilações na rede (BEATY; FINK, 2012).

Um importante fator a ser considerado em projetos sobre a implantação de novas conexões entre redes existentes são as alterações na capacidade de curto-circuito da rede. Tais alterações implicam em diversos fatores no tocante aos sistemas de proteção, e exigem novos estudos e adequações do sistema existente. Entretanto, o rápido controle do fluxo de potência realizado nos conversores CC elimina este problema, não alterando a capacidade de curto-circuito do ponto de conexão entre a rede CA e a linha HVDC.

A utilização de redes HVDC tornou possível a criação de conexões com total controle sobre a potência transmitida, além de dar suporte à introdução de fontes renováveis na rede existente, um avanço importante em direção a evolução da rede atual para uma rede mais eficiente e controlável, segundo os preceitos das redes inteligentes, ou *smart grids* (SAKSVIK, 2012). Do exposto, pode-se resumir as vantagens encontradas na utilização de redes HVDC (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007):

- Não apresenta limitação técnica em razão do comprimento máximo de linhas ou cabos;
- Os sistemas interconectados por uma linha HVDC não precisam operar em sincronismo;
- Nenhum aumento na capacidade de curto-circuito é imposto no sistema CA existente;
- A transferência de potência definida no conversor pode ser realizada para uma ampla faixa de variação dos parâmetros de tensão da rede CA;
- A interconexão pode ser utilizada como uma reserva rápida de geração, capaz de prover potência ativa imediatamente e
- A conexão HVDC pode operar de modo a melhorar a estabilidade dos sistemas CA associados, modulando a transferência de potência de acordo com as variações observadas na rede.

Apesar das vantagens apresentadas pelo sistema de transmissão em corrente contínua, uma série de desafios devem ser apontados no tocante à utilização desta tecnologia. Inicialmente, tem-se o alto custo dos equipamentos associados à transmissão em corrente contínua, além dos custos associados a sua manutenção. Entretanto, como discutido anteriormente, este custo pode ser inferior ao de um sistema equivalente em corrente alternada de acordo com a distância e/ou potência transmitida.

Uma importante limitação nas linhas de transmissão em corrente contínua é a impossibilidade da utilização de transformadores para alterar os níveis de tensão. Desta forma, a adequação dos níveis de tensão para conexão entre diferentes linhas em CC deve ser feita por meio de conversores CC/CC específicos para esta finalidade, impactando negativamente nos custos. Além dos transformadores, os disjuntores utilizados nas linhas CA para isolar regiões do sistema em caso de faltas não podem ser utilizados nas linhas CC. Disjuntores convencionais, quando utilizados para desconectar a rede CA da rede CC no caso de uma falta nas linhas CC, apresentam tempo de atuação demasiadamente alto para aplicação segura em sistemas VSC-HVDC. Neste sentido, disjuntores CC que atendam aos requisitos de confiabilidade e velocidade para aplicação em sistemas VSC-HVDC, principalmente em redes MTDC, ainda estão em fase de desenvolvimento (TAHATA et al., 2015).

Adicionalmente, a geração de harmônicos e a necessidade de potência reativa para o apropriado funcionamento de alguns tipos de conversores são problemas que tangem a análise de qualidade da energia elétrica, podendo afetar os sistemas em corrente alternada associados, e inclusive gerar interferência nos sistemas de proteção existentes na rede (CIGRÉ Working Group B4.52, 2013). Finalmente, deve ser citada a dificuldade e complexidade

dos controles exigidos pelos conversores, visando o melhor funcionamento do sistema. Os controles regem o funcionamento da linha de transmissão em corrente contínua, podendo controlar, dentro de certos limites, o valor da tensão e potência transmitidos, a direção do fluxo de energia e até limitar correntes de falta. Vale ressaltar que a expansão da transmissão em corrente contínua para sistemas com múltiplos terminais leva, invariavelmente, a uma maior complexidade do sistema de controle.

2.1 Conversores

Os conversores em sistemas HVDC são estruturas baseadas em eletrônica de potência responsáveis pela conversão dos sinais da rede em corrente alternada para transmissão em corrente contínua, e vice versa. Existem diversas tecnologias e abordagens distintas aplicadas aos conversores que os conferem características operativas diferenciadas. Desta forma, estes podem ser classificados de acordo com os dispositivos utilizados na comutação ou com a forma com que o sinal é retificado.

2.1.1 Classificação Baseada no Processo de Comutação

Em termos do processo de comutação, ou chaveamento, os conversores podem ser classificados de acordo com o tipo de chave utilizada, sendo possível destacar três grupos distintos: conversores com comutação pela linha, conversores com comutação forçada e conversores autocomutáveis .

Sistemas em HVDC baseados em conversores com comutação pela linha, do inglês *LCC-based HVDC* (LCC-HVDC), também conhecidos como sistemas em HVDC clássicos, têm seu processo de chaveamento determinado em parte pelo controle, e em parte pelo sistema elétrico em CA ao qual o conversor está conectado. Este comportamento está relacionado diretamente com o tipo de chave utilizada, neste caso chaves de vapor de mercúrio, nas instalações mais antigas, e posteriormente na utilização de tiristores. A partir da década de 70, conversores baseados em chaves de vapor de mercúrio foram gradativamente substituídos por conversores baseados em tiristores, tecnologia ainda empregada em sistemas HVDC atuais. Os tiristores são dispositivos semicondutores semicontroláveis, ou seja, apenas o instante de condução da corrente pode ser determinado por meio de um pulso de controle, desde que o dispositivo esteja devidamente polarizado. Entretanto, o momento de não condução será estabelecido pela tensão da rede CA e do valor da corrente através do dispositivo. Deve-se destacar que o funcionamento do conversor baseado em tiristores é comprometido quando o mesmo é conectado à uma rede CA fraca, pois isto ocasionará falhas na comutação dos dispositivos, comprometendo o correto funcionamento do conversor. Isto ocorre devido ao alto consumo de potência reativa demandado pela operação destes conversores, o que pode causar flutuações ou instabilidade da tensão CA (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007). Apesar desta restrição, conversores deste tipo ainda

são largamente utilizados em conexões que exigem a transferência de grandes quantias de energia, pois além de representar uma tecnologia bem estabelecida, os tiristores são elementos robustos que suportam valores elevados de tensão e corrente.

Conversores com comutação forçada representam uma evolução em relação aos conversores comutados pela linha por possibilitarem pleno controle do momento de condução e não condução em suas chaves. O momento de não condução pode ser alcançado tanto com a utilização de circuitos auxiliares, ou seja, elementos adicionais conectados aos dispositivos semicontroláveis de modo a interromper a passagem da corrente, quanto com a utilização de semicondutores totalmente controláveis, a citar: *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT), *Injection Enhanced Gate Transistor* (IEGT), *Integrated Gate Commutated Thyristor* (IGCT), *Gate Commutated Turn-off Thyristor* (GCT) e *Gate Turn-off Thyristor* (GTO).

Os conversores autocomutáveis definem um grupo de conversores com comutação forçada que utilizam semicondutores totalmente controláveis no processo de chaveamento. Com o avanço das pesquisas em semicondutores totalmente controláveis, possibilitando sua aplicação em sistemas de tensão com potência elevada, os conversores autocomutáveis tornaram-se a tecnologia dominante entre os conversores de comutação forçada, principalmente com a utilização dos IGBTs.

2.1.2 Classificação Baseada nas Formas de Onda de Tensão e Corrente

A forma de onda resultante no lado CC de um conversor pode ser utilizada como critério de classificação, sendo este dividido entre conversores de fonte de corrente, do inglês *Current Source Converter* (CSC) e conversores de fonte de tensão, ou VSCs, como ilustrado no diagrama da Figura 3.

Figura 3 – Classificação dos conversores.

Conversores com comutação pela linha são um tipo bem estabelecido de tecnologia entre os CSCs. Neste tipo de conversor a corrente na linha CC é mantida constante e unidirecional, e para efetuar uma reversão no fluxo de potência é necessário inverter a polaridade da tensão na linha CC. A principal vantagem de conversores que utilizam esta tecnologia é a possibilidade de transportar grandes quantias de energia. Entretanto, devido à inflexibilidade operacional imposta por este tipo de conversão, a criação de redes com múltiplos terminais é comprometida, e geralmente as linhas apresentam apenas dois terminais com conversores trabalhando como retificador e inversor de maneira bem definida e otimizada, evitando reversões no fluxo de potência. Adicionalmente, o correto funcionamento dos conversores de fonte de corrente requer o consumo de potência reativa da rede a qual está conectado. Segundo Beaty e Fink (2012), uma aproximação grosseira pode ser realizada prevendo que a potência reativa necessária para a operação dos conversores é de aproximadamente metade da potência ativa transferida entre seus terminais.

Os VSCs operam de maneira dual aos CSCs, mantendo a tensão CC da linha constante, sendo a direção do fluxo de potência ativa definida pela polaridade da corrente. Esta característica favorece a conexão de diversos conversores em paralelo, propiciando a implementação de redes MTDC. Ademais, os VSCs possibilitam o controle independente da potência ativa e reativa, além de não necessitar de reativos para seu funcionamento. De acordo com Yazdani e Iravani (2010), os CSCs que utilizam chaves totalmente controláveis não foram tão difundidos quanto os VSCs, devido à indisponibilidade comercial de dispositivos semicondutores tecnicamente viáveis para esta aplicação. Em contrapartida, o crescente desenvolvimento de dispositivos como os IGBTs favoreceu a utilização de VSCs. Uma desvantagem imposta por este conversor é a fragilidade dos elementos semicondutores frente a elevadas correntes de falta, como será exposto na seção 3.

O tipo de forma de onda resultante do conversor implica na maneira com que o conversor interage com o sistema, como mostrado na Figura 4. Um VSC opera transferindo a tensão presente no lado CC para o lado CA através do processo de comutação de suas chaves. Desta forma, um indutor estrategicamente posicionado entre o conversor e o sistema CA (Figura 4(a)) absorverá diferenças existentes no nível da tensão, além de estabilizar a corrente CA. Especificamente para VSCs, esta indutância possibilita o controle da potência ativa e reativa no conversor. O capacitor na linha CC configura um elemento armazenador de energia, mantendo a tensão CC constante, além de atuar como filtro, atenuando as oscilações na linha CC inerentes ao processo de conversão (ARRILLAGA et al., 2010).

Nos CSCs, o indutor adicionado à linha CC (Figura 4(b)) atua como elemento armazenador de energia, mantendo a corrente CC constante, e o processo de chaveamento resulta na injeção de pulsos de corrente no lado CA. Nesta estrutura, o capacitor conectado ao lado CA do sistema exerce a função de suprir parte dos reativos demandados para

Figura 4 – Representação unifilar dos conversores do tipo VSC e CSC.

Elaborado pelo autor.

o funcionamento do conversor, além de atuar como filtro, reduzindo a distorção do sinal de tensão (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007). As principais diferenças entre os conversores VSC e CSC estão resumidas na Tabela 1, na qual é possível observar a dualidade existente entre os conversores no tocante a suas interações com as redes CA e CC.

2.1.3 Configurações em um Sistema HVDC

De acordo com o arranjo dos conversores, um sistema em HVDC pode assumir diferentes configurações em relação à polaridade da tensão CC e do número de condutores necessários para seu funcionamento. Os arranjos apresentados nesta seção ilustram configurações baseadas em VSCs, embora arranjos semelhantes possam ser obtidos com CSCs.

Um sistema HVDC em sua construção mais básica pode ser observado na Figura 5. Esta configuração é denominada monopolar assimétrica, e a transmissão de energia é realizada com apenas um condutor que pode apresentar tensão positiva ou negativa e o retorno se dá pela terra. Cabe observar que usualmente a transmissão é realizada utilizando o condutor com tensão negativa, principalmente em linhas aéreas, para reduzir interferências com sistemas de rádio (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). Neste tipo de configuração é necessário observar que o aterramento deve ser projetado de modo a suportar a capacidade total de transmissão da linha. Um sistema HVDC monopolar assimétrico representa a configuração economicamente mais viável para transmissão de energia em CC por necessitar de apenas um condutor, sendo aplicado principalmente em sistemas com transmissão por cabos, uma vez que cabos para altas tensões representam um custo expressivo do investimento total.

Existem situações em que a utilização do retorno pela terra não é viável, a citar locais com elevada resistividade de solo e cruzamentos com fontes hídricas (BEATY; FINK, 2012). Além disso, o retorno pela terra pode promover a corrosão de tubulações metálicas subterrâneas (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994), e existem restrições legais quanto ao

Tabela 1 – Comparativo entre conversores de fonte de corrente e conversores de fonte de tensão

	CSC	VSC
Lado CA	<ul style="list-style-type: none"> - Atua como uma fonte de tensão constante - Requer capacitores para armazenamento de energia - Requer grandes filtros CA para eliminação de harmônicos - Requer potência reativa para correção do fator de potência - Requer sistema CA forte para conexão 	<ul style="list-style-type: none"> - Atua como uma fonte de corrente constante - Requer indutores para armazenamento de energia - Requer pequenos filtros CA para eliminação de harmônicos - Não requer suprimento de potência reativa - Pode operar em sistemas CA fracos
Lado CC	<ul style="list-style-type: none"> - Atua como uma fonte de corrente constante - Requer indutores para armazenamento de energia - Requer filtros CC - Capacidade inerente de limitar correntes de falta na linha CC 	<ul style="list-style-type: none"> - Atua como uma fonte de tensão constante - Requer capacitores para armazenamento de energia - Capacitores para armazenamento de energia atuam também como filtro CC - Capacitores são descarregados alimentando a corrente de falta em curtos-circuitos na linha CC¹
Chaves	<ul style="list-style-type: none"> - Comutação pela linha ou comutação forçada - Chaveamento ocorre na frequência da linha - Pequenas perdas por chaveamento - Boa capacidade de sobrecarga fornecida por tiristores de alta potência 	<ul style="list-style-type: none"> - Autocomutáveis - Chaveamento em altas frequências - Maiores perdas por chaveamento - Baixa capacidade de sobrecarga
Geral	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnologia madura - Redes MTDC consideradas impraticáveis 	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnologia emergente - Possibilita a criação de redes MTDC

¹Em conversores multinível a corrente proveniente dos capacitores pode ser bloqueada, conforme será apresentado posteriormente.

fluxo contínuo de corrente pela terra devido a fatores ecológicos em algumas partes do mundo (CIGRÉ Working Group B4.52, 2013). Nestes casos, uma configuração alternativa conhecida por monopolar assimétrico com retorno metálico pode ser utilizada. Nesta configuração um condutor de baixa tensão metálico de retorno é introduzido, conectando o ponto neutro dos conversores e aterrado em apenas um ponto. Como desvantagens em relação à configuração sem o retorno metálico, este arranjo apresenta maiores perdas com

a introdução de um condutor, além de um maior custo de implementação.

Figura 5 – Configuração monopolar assimétrica.

Elaborado pelo autor.

De acordo com (CIGRÉ Working Group B4.52, 2013), a configuração mais comumente utilizada em VSCs é a monopolar simétrica, mostrada na Figura 6, sendo que a maioria dos sistemas VSC-HVDC em funcionamento até o ano de 2013 são monopolares simétricos. Nesta configuração, a transmissão de energia é realizada por meio de dois condutores de polaridade oposta e mesma amplitude de tensão, de modo que em operação normal do sistema não haverá circulação de corrente pela terra. Apesar desta configuração possuir dois condutores e uma conexão para a terra em cada um dos conversores, não é possível manter a transmissão de energia no caso de uma falha em qualquer um dos condutores, visto que eles não podem operar independentemente.

Figura 6 – Configuração monopolar simétrica.

Elaborado pelo autor.

A configuração bipolar mostrada na Figura 7 é composta por dois condutores operando em tensões opostas de mesma amplitude, assim como nos monopolares simétricos, entretanto o arranjo bipolar é o resultado da união de dois monopolos assimétricos. Desta forma, a configuração bipolar apresenta a propriedade de, em caso de falha em uma das linhas de alta tensão, continuar transmitindo até metade de sua potência nominal através do condutor remanescente e a terra, operando como um conversor monopolar assimétrico.

De acordo com a posição da linha HVDC no sistema, uma falha em uma linha CC pode levar ao ilhamento não desejável de regiões, e a configuração bipolar pode minimizar este problema, aumentando sensivelmente a confiabilidade da rede. Nesta configuração, um condutor de retorno pela terra também pode ser utilizado quando existirem restrições quanto à circulação de corrente pela terra.

Figura 7 – Configuração bipolar.

Elaborado pelo autor.

As propriedades dos conversores de sistemas em HVDC de interconectar redes CA dessincronizados ou operando em diferentes frequências podem ser exploradas sem a necessidade de transmitir energia em CC por grandes distâncias. Neste caso, os conversores são acomodados em uma mesma estrutura física, não demandando a existência de cabos ou linhas de transmissão, como mostrado na Figura 8. Este tipo de configuração é conhecida pelo termo em inglês *back-to-back*, dada a proximidade entre os conversores.

Figura 8 – Configuração *back-to-back*.

Elaborado pelo autor.

2.2 Conversor Fonte de Tensão

Com a evolução dos semicondutores de potência resultando em dispositivos totalmente controláveis para aplicação em sistemas de potência, a utilização de conversores de fonte de tensão tornou-se uma alternativa viável para diversas aplicações. Os VSCs representam a solução atual mais flexível em relação à transmissão de energia em CC, e sua crescente capacidade de transmissão torna sua aplicação cada vez mais atrativa. Exemplos de projetos que aplicam esta tecnologia podem ser observados na Tabela 2, destacando-se a conexão entre França e Espanha como o sistema VSC-HVDC de maior potência em operação no mundo, composto por dois bipolos em paralelo totalizando 2 GW (FRANCOS et al., 2012). Constantemente apontada como opção promissora em novos empreendimentos, suas características propiciam principalmente a interligação da rede CA existente com parques de geração em alto mar e redes com múltiplos terminais. Além disso, sua capacidade de conectar redes CA dessincronizadas favorece sua utilização na interconexão da transmissão entre sistemas que operam em frequências distintas. Ademais, é possível realizar o controle independente da potência ativa e reativa que flui através do conversor, possibilitando um maior controle do fluxo de potência no sistema. Um outra característica interessante é dada pela viabilidade de redes VSC-HVDC serem conectadas a sistemas fracos, com baixa capacidade de curto-circuito, ou até mesmo que não apresentem geração de energia (FLOURENTZOU; AGELIDIS; DEMETRIADES, 2009), visto que os VSCs não necessitam de uma rede CA para a comutação de suas chaves.

Tabela 2 – Exemplos de sistemas VSC-HVDC em operação

Adaptado de: Beaty e Fink (2012)

Projeto	Ano ¹	Potência [MW]	Tensão CC [kV]	Cabo [km]	Localização
Hellsjon	1997	3	± 10	10	Suécia
Gotland Light	1999	50	± 80	70	Suécia
Direct Link	2000	3 x 60	± 80	65	Austrália
Tjaerborg	2000	7,2	± 9	4,4	Dinamarca
Cross Sound Cable	2002	330	± 150	40	Estados Unidos
Murraylink	2002	200	± 150	180	Austrália
Troll Offshore	2005	2 x 42	± 60	70	Noruega
Estlink	2006	350	± 150	105	Estônia/Finlândia
BorWin1	2009	400	± 150	200	Alemanha
Caprivi ²	2010	300	± 350	970	Namíbia
BorWin2	2015	800	± 300	200	Alemanha
DolWin2	2015	900	± 320	135	Alemanha
INELF	2014	2 x 1000	± 320	64	França/Espanha

Basicamente, uma subestação VSC é composta por quatro elementos principais: o conversor, capacitores CC, reatores de fase, filtros CA e o transformador de interface,

¹Ano de comissionamento

²Linha aérea

como mostrado na Figura 9. O capacitor CC é utilizado como armazenador de energia e para estabilizar a tensão, além de atuar como filtro CC. Desta forma, a tensão na linha CC pode ser controlada por meio da carga e descarga do capacitor, que por sua vez depende da troca de potência ativa entre o sistema CC e CA (ARRILLAGA et al., 2010).

Figura 9 – Componentes principais em um sistema VSC-HVDC.

Elaborado pelo autor.

Em um sistema VSC-HVDC o conversor é conectado ao sistema CA por meio de um reator de fase, e a partir da corrente através deste reator é realizado o controle das potências ativa e reativa no conversor. Além de reduzir a corrente de falta devido à sua característica predominantemente indutiva, o reator estabiliza a corrente no lado CA e reduz os harmônicos de corrente gerados no processo de conversão. Os transformadores de interface realizam a adequação do nível de tensão da rede CA para o nível de tensão de operação do sistema CC. Os filtros CA são utilizados para reduzir os componentes harmônicos de alta frequência gerados no processo de conversão, reduzindo interações indesejáveis na rede CA, como interferências em sistemas de telecomunicação e má operação de equipamentos. Em comparação com os CSCs, os filtros utilizados nos VSCs são menores, pois não há necessidade de compensar potência reativa neste tipo de conversor.

Os conversores propriamente ditos contêm as chaves utilizadas no processo de conversão. De maneira geral, VSCs são compostos por IGBTs como elementos responsáveis pelo chaveamento, que para suportar os níveis elevados de tensão e corrente exigidos pelo sistema de transmissão, um grande número de elementos são conectados em série e paralelo. Adicionalmente, diodos conectados em anti paralelo com as chaves, chamados de diodos de roda livre, provêm um caminho para transferência de energia do sistema CA para o sistema CC, carregando o capacitor CC. A energia que flui através das chaves caracteriza uma operação de inversão, enquanto a energia que flui através dos diodos caracteriza uma operação de retificação. Desta forma, durante cada ciclo existirão períodos de retificação e de inversão, determinados pelo ângulo de fase. Logo, a corrente média indicará o direção do fluxo potência no conversor, ou seja, se o mesmo está operando como retificador ou inversor (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

A forma de onda de tensão resultante da operação de um VSC pode apresentar carac-

terísticas diferentes de acordo com a quantidade e arranjo das chaves, ou seja, a topologia do conversor. Desta forma, um VSC pode ser classificado de acordo com o número de níveis de tensão que o mesmo é capaz de gerar no processo de sintetização de uma fase do sinal em CA, como evidenciado na Figura 10. O conversor de dois níveis é a configuração mais simples de um VSC, caracterizado por uma onda resultante composta por apenas dois níveis discretos de tensão, correspondentes à tensão dos terminais da linha CC (Figura 10(a)). Deve ser observado que as chaves relacionadas a uma mesma fase nunca devem ser acionadas simultaneamente, visto que essa operação configura um curto-circuito entre os terminais da linha CC e dos capacitores a ela associados, resultando em elevadas correntes e risco de danos permanentes ao conversor. De modo a reduzir os níveis de harmônicos associados à geração de ondas quadradas para conexão com a rede CA, a modulação por largura de pulso, do inglês *Pulse-Width Modulation* (PWM), é utilizada em conversores de dois níveis, melhorando sensivelmente a qualidade do sinal gerado e, conseqüentemente, reduzindo a necessidade de filtros CA. Ademais, a utilização de técnicas de PWM na geração do sinal CA confere ao VSC uma resposta dinâmica mais rápida em relação aos CSCs. Entretanto, com o aumento da frequência de operação do PWM existe também uma maior perda de energia devido à operação de chaveamento dos semicondutores, e deve existir um compromisso entre a qualidade do sinal sintetizado e as perdas observadas durante a operação do conversor.

Figura 10 – Classificação dos VSCs quanto ao número de níveis.

Elaborado pelo autor.

Com o aumento do número de níveis do conversor é possível obter formas de onda sintetizadas mais próximas do sinal observado na rede CA reduzindo, simultaneamente, a

necessidade de filtros e as perdas no conversor devido à menor frequência de chaveamento nos semicondutores. Neste sentido, o conversor de três níveis apresentado na Figura 10(b) é capaz de gerar um nível de tensão a mais em relação ao conversor de dois níveis, resultando em uma onda sintetizada mais próxima de uma senóide. O terceiro nível de tensão sintetizado no conversor é obtido pela adição de duas chaves por fase, conectadas ao ponto neutro por diodos, motivo da denominação em inglês *Neutral Point Clamped* (NPC), sendo esta a configuração mais comum para conversores de três níveis (LIU; XU; HUANG, 2003). Além dos conversores NPC, outras tecnologias podem ser utilizadas para a obtenção do terceiro nível de tensão, como por exemplo a introdução de capacitores especialmente conectados entre as chaves ao invés da utilização de diodos (FLOURENTZOU; AGELIDIS; DEMETRIADES, 2009).

O arranjo de diversas chaves associadas a diodos ou capacitores, como no caso do conversor de três níveis, pode ser estendido para mais níveis, melhorando cada vez mais a característica senoidal da onda resultante. Entretanto, o aumento no número de chaves, e consequentemente da complexidade do conversor, pode não justificar os ganhos obtidos, tornando tais arranjos não utilizados para transmissão de energia. Alternativamente, conversores multiníveis baseados em arranjos modulares, do inglês *Modular Multi-Level Converter* (MMC), representam o estado da arte em relação aos VSCs para transmissão de energia. Neste tipo de conversor, submódulos independentes contendo chaves, diodos e capacitores são conectados em série para que diferentes níveis de tensão sejam alcançados, como ilustrado na Figura 10(c). Desta forma, assim como no conversor de dois níveis, o MMC é formado por seis válvulas realizando as conexões entre os terminais do sistema CA com o sistema CC, sem a necessidade de outras ligações como nos conversores NPC.

O funcionamento de cada submódulo do MMC é equivalente ao funcionamento de um conversor de dois níveis sendo que, de acordo com o acionamento de suas chaves, a tensão do submódulo será a tensão de seu capacitor, ou o submódulo irá prover um caminho direto através de seus terminais, sem que haja alteração no valor da tensão. Desta forma, com um número adequado de submódulos, que pode ser superior a 300 por fase, gerando 301 níveis discretos de tensão, é possível sintetizar uma onda muito próxima a onda senoidal desejada, com pouca distorção harmônica e, geralmente, sem a necessidade de filtros CA.

De maneira geral, todos os VSCs apresentados exibem comportamentos semelhantes durante uma situação de falta na linha CC, com a descarga dos capacitores causando uma rápida elevação da corrente de falta e posteriormente sua operação como retificador não controlado devido à presença dos diodos de roda livre, suprimindo a corrente de curto-circuito através da rede CA. Entretanto, os submódulos dos MMCs podem ser construídos na forma de meia ponte ou ponte completa, conforme ilustrado na Figura 11. Os MMCs de meia ponte, exemplificados na Figura 11(a), exibem o comportamento durante a falta descrito anteriormente, devido à sua incapacidade de limitar ou bloquear a corrente atra-

vés dos diodos de roda livre, caracterizando um caminho para a corrente de curto-circuito. Alternativamente, na Figura 11(b) tem-se o submódulo de um MMC de ponte completa, que devido à configuração de suas chaves, é capaz de bloquear completamente a corrente caso seja identificada uma falta. Com a utilização deste tipo de conversor é possível reduzir drasticamente a corrente de curto-circuito para uma falta na linha CC, resultando em menores valores de corrente a serem interrompidos por disjuntores, independentemente da velocidade de operação dos mesmos.

Figura 11 – Tipos de submódulo do conversor multinível.

Elaborado pelo autor.

Apesar das vantagens observadas pela utilização de MMCs de ponte completa, deve ser notado que existe um aumento significativo do custo do conversor em relação ao MMC equivalente de meia ponte, dada a quantidade de chaves necessárias. A mesma analogia pode ser estendida para a utilização de conversores multiníveis não modulares, como os NPCs, visto que o aumento do número de níveis está diretamente relacionado com o aumento na complexidade e no número de chaves necessárias para operação do conversor. Desta forma, o benefício da utilização de cada tecnologia deve ser cuidadosamente analisado em função das necessidades específicas de cada projeto.

Como discutido nesta seção, as características operativas de um VSC quanto ao conteúdo harmônico gerado, forma de onda CA sintetizada e perdas na conversão dependem da topologia do conversor. Em Andersen et al. (2002) é feita uma comparação entre custo, formas de onda e conteúdo harmônico para conversores VSC de dois, três e quatro níveis. Nesse trabalho foi observado que o aumento no número de níveis resulta em aumento no investimento inicial para implementação do sistema HVDC. Porém, com reduções na geração de harmônicos e nas perdas nos semicondutores devido à redução na frequência de chaveamento, reduzindo custos operativos e com a instalação de filtros CA. Vale ressaltar que os filtros podem caracterizar uma parcela importante dos custos, além de demandarem espaço físico para sua acomodação. A título de exemplo, em CSCs, que

necessitam de intensa filtragem do sinal CA, os filtros podem representar até metade da área ocupada pelo conversor.

2.2.1 Princípios de Operação do VSC

A operação do VSC de dois níveis pode ser exemplificada observando-se o funcionamento de apenas uma de suas fases, sem perda de generalidade. A Figura 12 ilustra os caminhos possíveis para condução da corrente em uma fase do VSC. Visto que os IGBTs são dispositivos unidirecionais, ou seja, permitem a passagem da corrente em apenas uma direção, diodos em anti paralelo são adicionados para possibilitar condução da corrente em ambas as direções. Quando a chave da válvula superior é acionada, a tensão na saída do conversor é dada pela tensão do capacitor superior, ou seja, metade da tensão total da linha, $+V_{CC}/2$, e a corrente passará pelo diodo superior ou pela chave, conforme as Figuras 12(a) e 12(b), respectivamente, de acordo com sua direção. Analogamente, quando a chave inferior é acionada, a tensão na saída do conversor será a tensão do capacitor inferior, $+V_{CC}/2$, e a corrente deverá passar pelo diodo inferior ou pela chave, de acordo com sua direção, conforme as Figuras 12(c) e 12(d), respectivamente. Na representação trifásica do conversor, o ponto central existente entre os capacitores não é conectado à fonte, visto que o terminal neutro da ligação trifásica a quatro fios será a referência de tensão.

Figura 12 – Representação monofásica dos possíveis caminhos para corrente durante chaveamento dos IGBTs.

Adaptado de CIGRÉ Working Group B4.37 (2005)

Deve ser observado que as chaves relativas a uma mesma fase não devem ser acionadas simultaneamente, visto que esta operação configura um curto-circuito na linha CC, como evidenciado no capítulo anterior. Entretanto, o bloqueio de ambas as chaves pode ser realizado, levando o VSC a operar como um retificador não controlado, devido ao caminho fornecido pelos diodos. Este modo de operação é utilizado em duas situações específicas,

na inicialização do sistema e durante um curto-circuito na linha. A entrada em operação do conversor deve ser precedida pela energização dos capacitores, que pode ser realizada pela operação do conversor como retificador não controlado. Uma vez atingido o nível de tensão CC necessário para operação do VSC, é retirado o bloqueio dos IGBTs, e o conversor passa a operar de acordo com o ponto de operação estipulado. No caso de curtos-circuitos, o bloqueio do chaveamento deve ser realizado antes que a corrente através do conversor atinja um valor suficiente para causar danos aos IGBTs.

Com relação ao modelo trifásico do conversor, mostrado na Figura 13(a), a tensão na saída do VSC para operação do mesmo na frequência fundamental da rede CA pode ser observada na Figura 13(b). A denominação de dois níveis do conversor advém de sua tensão apresentada nos terminais de cada fase, em relação ao ponto central dos capacitores. Entretanto, as tensões de fase com relação ao ponto de neutro do transformador de interface, e as tensões de linha resultantes na saída do conversor são obtidas pela combinação da tensão nas três fases, exibindo assim mais níveis de tensão. Como cada chave está sendo operada apenas uma vez por ciclo de onda na frequência fundamental do sistema, a tensão resultante em cada fase terá seis níveis, assim como em um LCC de seis pulsos. Cabe ressaltar que a grande quantidade de componentes harmônicos gerados pela operação das chaves na frequência fundamental do sistema reduzem o desempenho do conversor. Logo, este tipo de operação não ocorre na prática, sendo substituída pela utilização de PWM, possibilitando rápido controle da potência transferida com os mesmos dois níveis de tensão. De maneira geral, o aumento nas perdas resultante do aumento da frequência de chaveamento dada pelo PWM é contrabalanceado pela redução nos filtros, em tamanho e custo, possibilitando estações conversoras menores e com controles mais rápidos.

Do ponto de vista da carga, um VSC pode ser considerado como um gerador síncrono livre de inércia (CIGRÉ Working Group B4.37, 2005), capaz de controlar individualmente os valores de potência ativa e reativa entregues à rede, sendo que a troca de potência entre as redes CC e CA é regida pelo ângulo de fase e a amplitude do sinal CA gerado no VSC. Ademais, o VSC pode ser utilizado pela rede CA como uma reserva rápida de geração, capaz de fornecer potência ativa instantaneamente, caso necessário (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007). Idealmente, a tensão de saída do conversor, V_{conv} com relação à Figura 14, pode ser sintetizada com qualquer diferença de magnitude e fase em relação à tensão do sistema, V_{sis} , definindo assim a transferência de potência através do reator de fase, como ilustrado na Figura 15.

Ao operar como inversor, o VSC sintetiza uma forma de onda CA de tensão em sua saída com ângulo de fase adiantado em relação ao sistema CA, fornecendo potência ativa à rede CA associada (Figura 15(a)). Em contrapartida, ao sintetizar uma forma de onda atrasada em relação ao sistema CA, o conversor injeta potência ativa no lado CC, operando como retificador (Figura 15(b)). Em ambas as operações, a tensão no lado CC

Figura 13 – Tensão nos terminais CA do conversor de dois níveis.

(a) Modelo trifásico do conversor de dois níveis.

(b) Tensão observada no conversor para operação na frequência fundamental do sistema.

Adaptado de CIGRÉ Working Group B4.37 (2005)

pode oscilar em função da corrente passante e da resistência da linha CC, de acordo com a Lei de Ohm. Logo, ao fornecer potência ativa, a tensão do lado CC tende a decrescer, enquanto ao consumir potência ativa a tensão CC tende a se elevar. Este fenômeno pode ser observado durante uma variação repentina e de grande magnitude no valor da potência

Figura 14 – Representação de um VSC de dois níveis.

Elaborado pelo autor.

ativa no conversor, visto que a tensão CC em regime é mantida constante pelo controle dos conversores. Ao sintetizar uma forma de onda em fase com a rede CA, o conversor não fornecerá potência ativa ou reativa, e a corrente, desconsiderando-se as perdas, será nula (Figura 15(c)).

Em termos da potência reativa, seu controle depende do nível de tensão da onda CA sintetizada em relação ao sistema. Desta forma, se a amplitude da tensão na saída do conversor for maior que a amplitude da tensão da rede, o VSC operará com característica capacitiva, injetando potência reativa no sistema CA (Figura 15(d)). Caso contrário, se a amplitude da onda sintetizada no VSC for menor do que a amplitude da tensão do sistema, o conversor consumirá potência reativa, apresentando uma característica de operação indutiva (Figura 15(e)). Logo, o VSC pode ser representado, na frequência fundamental do sistema, como um fasor de tensão com magnitude e ângulo de fase determinados pelo chaveamento dos IGBTs.

Figura 15 – Diagrama fasorial da transferência de potência em um VSC.

Adaptado de CIGRÉ Working Group B4.37 (2005)

Teoricamente, dada a propriedade do VSC de gerar uma onda CA com amplitude e ângulo de fase totalmente controláveis, sua curva de capacidade poderia ser representada por um círculo centrado na origem de um diagrama P-Q, simbolizando sua operação nos

quatro quadrantes. Entretanto, limitações como a queda de tensão no lado CC pelo fornecimento de potência ativa podem comprometer a injeção máxima de potência reativa ao sistema CA, como pode ser observado no diagrama da Figura 16. Além da limitação na potência reativa fornecida, o VSC tem sua potência ativa limitada pela potência instalada, ou seja, pela máxima potência ativa suportada pelos dispositivos semicondutores para operação em regime.

Figura 16 – Representação da curva de capacidade de um VSC.

Adaptado de CIGRÉ Working Group B4.57 (2014)

Visto que o fluxo de potência reativa ocorre em função da diferença de magnitude entre a tensão da rede e a tensão sintetizada pelo conversor, tem-se que, com uma queda na tensão CC, a capacidade do conversor de operar na região capacitiva, ou seja, fornecendo potência reativa será reduzida. Neste sentido, a utilização de um transformador de interface com tap variável pode ser uma ferramenta importante no controle da potência reativa, alterando a tensão V_{sis} de acordo com o valor de V_{CC} . Cabe ressaltar que a curva de capacidade exibida trata de um exemplo genérico, a fim de ilustrar os limites de transferência de potência de um VSC sem compromisso com valores reais.

2.2.2 Controle

Diferentes estratégias podem ser aplicadas ao controle dos VSCs. Entretanto, o objetivo básico será o controle do fluxo de potência no conversor. Em situações específicas, o controle da tensão pode ser necessário, como no caso em que um VSC é utilizado para alimentar uma carga remota necessitando, portanto, gerar uma saída senoidal com ampli-

tude e frequência controlados a fim de suprir a carga sem prejuízo na qualidade da energia ou risco de danos aos consumidores conectados a rede.

Das metodologias utilizadas no controle de VSCs, o controle vetorial destaca-se como uma técnica largamente utilizada, pois possibilita a eliminação de erros em regime permanente com a utilização de controladores do tipo Proporcional-Integral (PI). Outras técnicas podem ser utilizadas, como o controle direto de potência, que se baseia nos valores instantâneos de potência ativa e reativa, sendo o chaveamento realizado por meio de tabelas pré definidas. Entretanto, sua utilização não é muito comum, devido a desvantagens como frequência variável de chaveamento e necessidade de rápido processamento dos dados (BAJRACHARYA, 2008).

O controle vetorial foi selecionado como técnica de controle dos VSCs a ser aplicada neste trabalho e seu funcionamento e implementação será descrito nesta seção. Primeiramente, o controle vetorial envolve a simplificação da representação trifásica do sistema, pela utilização da transformada de *Clarke* e Transformada de *Park*, reduzindo a representação trifásica para um sistema bifásico nas coordenadas d-q. Esta transformação consiste em duas etapas. Inicialmente o sistema de coordenadas estacionárias trifásico é transformado para um sistema bifásico, também estacionário $\alpha - \beta$ pela transformada de *Clarke*. Em seguida, a aplicação da transformada de *Park* no sistema bifásico de coordenadas estáticas resulta em um sistema de coordenada girantes d-q. A vantagem de realizar a transformação d-q reside na forma de onda resultante. Desta forma, as tensões ou correntes em um sistema trifásico balanceado em regime, quando transformadas para o sistema de coordenadas d-q, são representadas por dois valores constantes, como mostrado na Figura 17.

Figura 17 – Resultado da transformada de *Clarke* e *Park* para um sinal trifásico em regime.

Elaborado pelo autor

Por meio do equacionamento das tensões e correntes no conversor é possível obter as relações entre os componentes no sistema d-q e a potência transmitida pelo VSC.

Desta forma, a tensão do sistema, V_{sis} (com referência à Figura 14), pode ser calculada em função da tensão na saída do conversor, V_{conv} , e da queda de tensão observada no reator de fase, visto que sua impedância é plenamente conhecida (Equação 1). O referido equacionamento, em termos das componentes d-q pode ser observado na Equação 2 (BAJRACHARYA, 2008), na qual v e v_{conv} referem-se às tensões trifásicas V_{sis} e V_{conv} , em termos das componentes d-q, respectivamente, e ω a frequência angular do sistema.

$$V_{sis} = R \cdot i_{conv} + L \frac{d}{dt} i_{conv} + V_{conv} \quad (1)$$

$$\begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} = R \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + L \begin{pmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} v_{conv,d} \\ v_{conv,q} \end{pmatrix} \quad (2)$$

Considerando a tensão do sistema como referência, sendo δ a diferença angular entre V_{sis} e V_{conv} , e X a reatância do reator de fase, a transferência de potência ativa e reativa medida no reator de fase é definida como segue:

$$P = \frac{|V_{sis}| \cdot |V_{conv}| \cdot \sen \delta}{X} \quad (3)$$

$$Q = \frac{|V_{sis}| \cdot (|V_{sis}| - |V_{conv}| \cdot \cos \delta)}{X} \quad (4)$$

Entretanto, deve ser estabelecida uma relação entre as grandezas do lado CA e CC do conversor. Logo, a tensão V_{conv} pode ser expressa em função de V_{CC} como ilustrado na Equação 5:

$$V_{conv}(t) = \frac{1}{2} \cdot V_{CC} \cdot M \cdot \sen(\omega t + \delta) \quad (5)$$

Em que M representa o índice de modulação, responsável pela amplitude da onda gerada no conversor. Tanto M quanto δ podem ser representados em função das componentes d-q, como representados nas equações seguintes:

$$M = \frac{2 \cdot \sqrt{v_{conv,d}^2 + v_{conv,q}^2}}{V_{CC}} \quad (6)$$

$$\delta = \tan^{-1} \frac{v_{conv,d}}{v_{conv,q}} \quad (7)$$

A vantagem da utilização do controle vetorial na operação do VSC reside no fato de que, quando a transformação d-q é realizada mantendo-se o eixo d em fase com a fase a de V_{sis} , a componente v_q será nula. Este efeito, somado à utilização de laços de controle do tipo *feed-forward*, resulta em um controle independente da potência ativa e reativa em função das componentes d-q de corrente (SOOD; PATEL, 2010), como apresentado nas Equações 8 e 9.

$$P = \frac{3}{2} \cdot v_d \cdot i_d \quad (8)$$

$$Q = -\frac{3}{2} \cdot v_d \cdot i_q \quad (9)$$

Do exposto é possível concluir que o controle independente da potência ativa e reativa transmitida pelo VSC pode ser realizado pelo controle das componentes d-q da corrente no lado CA do conversor. Com base no funcionamento do conversor quanto ao fornecimento ou injeção de potência, é possível concluir que o nível da tensão no lado CC está associado ao fluxo de potência ativa, enquanto o nível da tensão do lado CA está associado à potência reativa. Desta forma, ao definir a estratégia de controle de um VSC de modo a controlar o fluxo de potência ativa, o mesmo não será capaz de controlar diretamente o valor da tensão CC, e vice versa. Analogamente, ao controlar o nível de tensão do lado CA não será possível realizar diretamente o controle do fluxo de potência reativa, e vice versa.

De fato, o controle vetorial consiste em dois laços de controle, definidos como laço interno e laço externo, conforme ilustrado na Figura 18.. No laço externo são definidos os valores de referência da corrente, i_d^{ref} e i_q^{ref} , com base na estratégia de controle utilizada, que pode variar entre controle P-Q, P- V_{conv} ou Q- V_{CC} . O laço interno, por sua vez, define o valor da tensão de referência v_d^{ref} e v_q^{ref} com base na corrente de referência gerada no laço externo. Finalmente, a tensão de referência nas coordenadas d-q gerada pelo laço interno é transformada para o sistema de coordenadas trifásico (V_{abc}^{ref}), e utilizada como tensão de referência no PWM para a geração dos pulsos de chaveamento dos semicondutores.

Um elemento essencial para o funcionamento do controle vetorial é o *Phase Locked Loop* (PLL), responsável pela estimação da fase do sinal de entrada, que será utilizada no sincronismo total do sistema de controle. A transformação d-q é possível devido ao sinal de sincronismo gerado pelo PLL, que monitora a frequência de operação da rede CA, para definição de seu sistema de coordenadas girantes. Ademais, a diferença angular entre a tensão na rede CA e a tensão sintetizada pelo conversor é definida a partir da referência de fase gerada no PLL.

O bloco PWM, exibido na Figura 18 como responsável pela geração dos pulsos, consiste no elemento de interface entre os sinais do controle vetorial e os sinais que efetivamente serão enviados para realizar o chaveamento dos IGBTs. Apesar de largamente utilizada,

Figura 18 – Fluxograma de funcionamento do controle vetorial.

Elaborado pelo autor

a modulação por largura de pulso é apenas uma das diversas técnicas que podem ser utilizadas para este fim, a citar a técnica de modulação por espaço vetorial. A modulação do pulso é uma forma flexível de controlar a tensão em diversas aplicações, pelo devido chaveamento de uma fonte de tensão constante. De maneira geral, quanto maior a frequência de chaveamento em comparação ao sinal desejado, melhor o desempenho em relação à geração de harmônicos, facilitando o processo de filtragem. Em contrapartida, quanto maior a frequência de chaveamento, maiores serão as perdas na chaves, reduzindo a eficiência do conversor. Especificamente nos VSCs, dada a necessidade de sintetizar um sinal de tensão senoidal trifásico em sua saída, a modulação é realizada através de um PWM Senoidal (SPWM), onde os pulsos de chaveamento são definidos pela comparação de uma onda portadora triangular com uma onda senoidal de referência (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007), conforme ilustrado na Figura 19 para a operação de apenas uma fase, por simplificação da visualização.

2.3 Redes HVDC de Múltiplos Terminais

A primeira rede MTDC comercialmente em operação no mundo data de 1987, originada pela adição de um terceiro terminal conectando a ilha de Córsega ao sistema LCC-HVDC já existente entre a Itália e a ilha de Sardenha, formando a rede MTDC *Sardinia - Corsica - Italy* (BILLON et al., 1989). Entretanto, redes MTDC baseadas em CSCs apresentam inúmeras limitações técnicas para conexão de diversos conversores em paralelo, a citar a complexidade dos controles exigidos neste tipo de ligação, balanço preciso de tensão entre os conversores e a necessidade de inversão da tensão para viabilizar a

Figura 19 – Princípio de operação do SPWM.

Adaptado de: CIGRÉ Working Group B4.37 (2005)

reversão no fluxo de potência, tornando impraticável projetos com diversos terminais. De fato, durante os anos 80, foram conduzidos estudos visando a conversão de um sistema HVDC de dois terminais entre Canadá e Estados Unidos para uma rede MTDC de cinco terminais. Entretanto, conforme evidências técnicas de problemas no desempenho da rede, o projeto foi abandonado. Desde então, nenhum outro projeto de redes MTDC baseadas em CSCs foi considerado para implementação (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

Em contrapartida, a utilização de VSCs favorece a criação de redes com múltiplos terminais devido à sua característica de fonte de tensão constante no lado CC, possibilitando a conexão de diversos conversores em paralelo, visto que o fluxo de potência na rede baseia-se na direção da corrente, sendo que cada conversor pode operar como inversor ou retificador sem que haja inversão da tensão. De fato, as vantagens da utilização de VSCs somadas às necessidades energéticas atuais europeias levaram à proposição de uma grande rede MTDC denominada “*SuperGrid*” (Figura 20). Segundo Gordon (2006), a “*SuperGrid*” trata-se de um imenso empreendimento a fim de conectar usinas eólicas em alto mar, desde o mar Báltico até o mar Mediterrâneo, passando pelo Mar do Norte e Oceano Atlântico, levando a energia gerada para o continente e, simultaneamente, configurando uma rede segura de transmissão de energia unindo diversos países europeus. Em Schettler et al. (2012), essa enorme rede MTDC é apontada como futura base para o sistema elétrico europeu, melhorando a rede CA existente, além de ir em direção às metas de geração de energia por fontes renováveis e de diminuição de emissão de carbono. Em conjunto com outras fontes de geração de energia renovável existentes no continente, a “*SuperGrid*” irá configurar uma rede de suprimento de energia sustentável e altamente

controlável para o continente.

Figura 20 – Representação da *Supergrid* proposta para 2050.

Adaptado de FOSG (2010)

Diversos conceitos devem ser definidos e padronizados para que tal rede possa ser implementada, o que inclui desde questões administrativas, como a origem dos investimentos necessários para sua construção, os riscos financeiros envolvidos e a regulamentação de sua operação, até questões técnicas como a escolha das tecnologias envolvidas e de controle da interação entre os sistemas CA e CC. Em termos de conversores, os VSCs representam a principal alternativa apontada por estudos sobre a implementação da *Supergrid*. Entretanto, destaca-se a necessidade de desenvolvimento dos sistemas de proteção e estudos do comportamento do sistema durante faltas para possibilitar a operação segura da rede (FOSG, 2010; HERTEM; GHANDHARI, 2010; SCHETTLER et al., 2012).

A chamada *Supergrid* resume o interesse mundial pela busca de novas tecnologias de transmissão que possibilitem um controle avançado do fluxo de potência, capazes de superar grandes distâncias com eficiência, promover a interconexão entre países e que, não menos importante, viabilize a conexão de fontes alternativas de energia ao sistema. Neste sentido, a solução atual que melhor se adequa a tais necessidades é a utilização da transmissão de energia em CC, principalmente pela implementação de redes MTDC baseadas em VSCs. Do exposto, destaca-se a importância de pesquisas relacionadas ao tema no contexto atual e futuro dos sistemas de transmissão de energia elétrica.

Em termos da ampliação de sistemas HVDC existentes, seja pela adição de novos terminais, ou pela interconexão de sistemas HVDC antes isolados, isto pode ser realizado em função do nível de tensão e configuração dos VSCs. Conforme pode ser observado na Figura 21, é possível conectar diretamente conversores monopolares simétricos e assimétricos em conversores bipolares (CIGRÉ Working Group B4.52, 2013). Esta propriedade propicia a expansão de sistemas independentemente da configuração existente, tornando possível a derivação de um sistema bipolar, por exemplo, por conversores monopolares, implicando em menores custos no caso dessa configuração atender a demanda local. Para a conexão de sistemas que operem em tensões diferentes, existe a necessidade de adequação do nível de tensão através de conversores CC/CC, o que pode tornar o projeto não atrativo do ponto de vista financeiro, devido ao custo adicional demandado por estes equipamentos.

Figura 21 – Conexão entre conversores de diferentes configurações em uma rede MTDC.

Elaborado pelo autor

Proteção em Sistemas HVDC

A filosofia da proteção para sistemas em CC é semelhante à aplicada em sistemas em CA, visando confiabilidade, seletividade, sensibilidade e velocidade de atuação. Durante uma situação de falta em uma linha HVDC, o tipo de conversor utilizado rege o comportamento da corrente de curto-circuito. Entretanto, independentemente do tipo de conversor, elevadas correntes de curto-circuito são altamente danosas aos dispositivos semicondutores, podendo causar danos irreversíveis em um curto período de tempo.

Com o avanço dos VSCs, disjuntores específicos para aplicação em redes CC capazes de satisfazer os requisitos de velocidade de atuação, isolamento e magnitude da corrente que deve ser interrompida para tais redes ainda são objeto de pesquisa e desenvolvimento. De forma geral, existem diversos tipos de disjuntores CC, como disjuntores convencionais auxiliados por resistores, capacitores ou circuitos ressonantes, disjuntores de estado sólido, e disjuntores híbridos que se beneficiam da união entre disjuntores convencionais e de estado sólido para realizar a interrupção da corrente de curto-circuito (TAHATA et al., 2015; MOKHBERDORAN et al., 2014).

3.1 Aspectos Gerais da Proteção de Sistemas HVDC

Sistemas HVDC baseados em conversores do tipo LCC são mais robustos quanto aos efeitos causados por um curto-circuito na linha CC, quando comparados aos efeitos observados em VSCs. Além da maior tolerância a sobrecargas dos tiristores, comparativamente a outras tecnologias de chaves semicondutoras, o princípio de funcionamento do LCC baseado no controle da corrente confere a este conversor a capacidade de limitar a corrente de curto-circuito por meio do controle do momento de condução de suas chaves. Desta forma, o rápido controle da corrente de falta na linha CC, combinado com a presença de grandes reatores de suavização que limitam picos de corrente, possibilita que uma linha LCC-HVDC rapidamente reduza a corrente de curto-circuito a zero e reinicie sua operação dentro de 100 a 300 milissegundos (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007). Ademais, o controle da corrente de curto-circuito aliado ao fato de sistemas LCC-HVDC serem predominante-

mente compostos por redes de dois terminais viabiliza a utilização de disjuntores apenas no lado CA dos conversores, isolando a linha quando necessário, sem que haja prejuízo dos componentes do sistema.

Entre os VSCs, com exceção do conversor multinível de ponte completa, um curto-circuito na linha CC deve ser imediatamente identificado e isolado, visto que este tipo de conversor não possui a característica inerente de controle da corrente de falta presente nos LCCs, como evidenciado na Tabela 3. Se nenhuma intervenção for realizada pela operação de disjuntores para isolamento da falha, diodos, chaves e outros componentes do sistema podem ser danificados rapidamente. Com efeito, os IGBTs, largamente utilizados em VSCs, são extremamente sensíveis frente a correntes de curto-circuito, e apesar de serem desenvolvidos para suportarem correntes de surto, devem ser desligados em até 10 μ s após a incidência de uma falta na linha (ARRILLAGA et al., 2010).

Tabela 3 – Origem da corrente de falta em um curto-circuito na linha CC de acordo com a topologia do conversor (CIGRÉ Working Group B4.52, 2013).

Corrente de falta	LCC	VSC dois níveis	MMC meia ponte	MMC ponte completa
Descarga dos capacitores	Não ¹	Sim	Não ²	Não ²
Rede CA (Retificador não controlado)	Não	Sim	Sim	Não

¹Admitindo que não sejam utilizados capacitores como filtros CC.

²Admitindo que não sejam utilizados capacitores na linha CC, apenas nos submódulos.

Durante uma falta na linha CC em um sistema VSC-HVDC, inicialmente tem-se a descarga dos capacitores CC, quando existentes, elevando rapidamente a corrente de curto-circuito na linha. Em seguida, mesmo com a interrupção do processo de comutação das chaves, a corrente de falta será suprida pela rede CA através dos diodos de roda livre (YANG; FLETCHER; O'REILLY, 2012), conforme exemplificado na Figura 22, para um VSC de dois níveis. Com a queda na tensão do lado em CC devido ao curto-circuito, a diferença de potencial existente entre o lado em CA e CC é suficiente para polarizar os diodos de roda livre, que passarão a conduzir, e o conversor irá atuar como um retificador não controlado, suprimindo a corrente de falta. Apesar de mais robustos que os IGBTs, os diodos podem sofrer danos irreversíveis ao conduzirem por aproximadamente 10 milissegundos uma corrente equivalente ao dobro de seu valor nominal especificado (CURIS et al., 2012). Do exposto, pode-se concluir que o tempo total de atuação da proteção em um sistema VSC-HVDC não deve ultrapassar 10 milissegundos desde a ocorrência da falta na linha até a atuação do disjuntor para que sejam evitados danos aos conversores, evidenciando a necessidade de algoritmos de proteção capazes de identificar uma falta na rede em poucos milissegundos.

A facilidade para implementação de redes em CC com múltiplos terminais introduzida pelos VSCs evidenciou de forma mais contundente a necessidade de disjuntores específicos para aplicação em redes VSC-HVDC. Como mostrado anteriormente, em sistemas com apenas dois terminais a operação de disjuntores no lado CA é oportuna para isolar

Figura 22 – Representação do VSC de dois níveis durante uma falta na linha em CC, após a interrupção do processo de comutação das chaves.

Elaborado pelo autor.

o sistema CC na ocorrência de uma falta, entretanto pode não garantir a integridade dos conversores quando VSCs são utilizados, devido ao tempo envolvido nesta operação. Ademais, em redes MTDC, a existência de disjuntores CC faz-se necessária não somente para cumprir um dos objetivos fundamentais da proteção, que visa o isolamento da menor porção possível do sistema na ocorrência de uma falha, mas também para garantir que a perturbação gerada por um curto-circuito seja mínima, assegurando que o restante da rede possa continuar a operar.

Visto que as potências envolvidas com a transmissão em corrente contínua são geralmente elevadas, a perda simultânea de várias linhas de transmissão em uma rede MTDC devido a falhas no sistema de proteção pode resultar em um colapso das redes CA associadas. Para que uma rede MTDC continue operando após um curto-circuito em uma das linhas CC, a operação da proteção deve ser extremamente rápida e precisa na detecção da falha. Segundo Callavik et al. (2012), uma falta em um condutor de uma rede MTDC deve ser isolada em até cinco milissegundos para evitar distúrbios em conversores que podem estar localizados a mais de 200 quilômetros do defeito. Na ocorrência de faltas temporárias, os conversores podem retomar a operação normal desde que haja a operação correta dos disjuntores CC.

3.2 Algoritmos de Proteção

Esquemas de proteção existentes utilizados em sistemas HVDC ponto a ponto incluem a aplicação de relés de sub e sobretensão, sobrecorrente e diferenciais (ANDERSON, 1999). Entretanto, estas filosofias de proteção apresentam limitações quanto à velocidade de

atuação ou identificação de faltas de alta impedância, o que limita sua aplicação em redes MTDC. Além de disjuntores específicos para CC, a proteção de sistemas VSC-HVDC exige a elaboração de novos algoritmos de proteção, capazes de interpretar as variações nos sinais de tensão e de corrente da rede originadas pela ocorrência de faltas e, em um curto intervalo de tempo, decidir se a operação do disjuntor deve ser realizada.

3.2.1 Sobrecorrente

Entre as proteções convencionais, uma das filosofias mais intuitivas é a proteção por sobrecorrente, em que o sinal de *trip* que comanda a operação do disjuntor é enviado caso a magnitude da corrente no ponto monitorado extrapole os limites especificados no relé. Quando aplicada à proteção de linhas HVDC, a proteção por sobrecorrente não oferece direcionalidade e geralmente é utilizada como proteção de retaguarda, caso haja falha no funcionamento da proteção principal. Ademais, um estudo detalhado de coordenação da operação do relé deve ser realizado para o ajuste preciso de seus parâmetros, de modo a evitar operações indevidas (CIGRÉ Working Group B4.52, 2013).

3.2.2 Diferencial

Relés diferenciais, por definição, atuam quando há diferenças entre as grandezas monitoradas nos terminais do elemento protegido. Quando aplicados em linhas de transmissão, é exigido um canal de comunicação para que seja feita a comparação entre os dados de ambos os terminais da linha, de maneira segura e sincronizada. A proteção diferencial apresenta vantagens como seletividade intrínseca ao modo de operação, entretanto sua aplicação em linhas longas pode comprometer sua eficiência, visto que na ocorrência de faltas próximas a um dos terminais, as variações serão medidas no outro terminal com um atraso proporcional ao comprimento da linha. Estudos realizados por Jovcic et al. (2011) sugerem a proteção diferencial como método mais eficiente para proteção em redes MTDC, com proteção de retaguarda por relés de sobrecorrente, desde que a rede seja composta por linhas com não mais do que 200 quilômetros de comprimento. Este limite de distância é imposto pois a proteção diferencial depende de um canal de comunicação para seu funcionamento, e mesmo com a utilização da fibra ótica como meio de comunicação, isto resultaria em um atraso de aproximadamente um milissegundo para cada 200 quilômetros de distância. Desta forma, o atraso inserido pela comunicação pode interferir diretamente na velocidade de atuação do relé, inviabilizando sua aplicação.

3.2.3 Distância

A proteção por distância, largamente utilizada em redes CA pode ter sua eficácia reduzida quando aplicada em redes CC, visto que o modelo de parâmetros distribuídos para

linhas longas pode levar a uma relação não linear entre a distância calculada e a distância real da falta (ZHANG et al., 2012). Além disso, relés de distância convencionais não podem ser diretamente utilizados em redes CC, pois a impedância complexa medida na rede CC é de natureza fundamentalmente diferente quando comparada com a encontrada em uma rede CA (JOVCIC et al., 2011). Todavia, adaptações da proteção de distância convencional podem ser realizadas de modo a superar os desafios impostos pelas redes CC. Em Zhang et al. (2012), é proposta uma proteção primária baseada na proteção de distância convencional, explorando tanto o modelo de parâmetros distribuídos quanto o de parâmetros concentrados da linha. A partir de simulações de um sistema LCC-HVDC ponto a ponto, foram obtidas relações entre os valores simulados e calculados para a distância da falta e, apesar do erro presente principalmente em faltas localizadas na extremidade da linha, o sistema se beneficia da presença dos grandes reatores de suavização presentes em conversores LCC, que influenciam diretamente no cálculo da impedância e atuam como fronteiras, evitando que o algoritmo atue indevidamente para faltas fora de sua zona de proteção.

3.2.4 Ondas Viajantes

Um dos principais métodos para a detecção de faltas em linhas HVDC é a utilização do conceito de ondas viajantes, que tem como base a identificação dos transitórios gerados na ocorrência de uma falta na linha. Desta forma, tem-se uma onda de tensão próxima à velocidade da luz que percorre a linha em ambos os sentidos a partir do ponto da falta que, se corretamente identificada pelo relé, pode ser analisada para indicar a existência de um curto-circuito na linha. Algoritmos de proteção baseados em ondas viajantes são beneficiados pela estrutura mais simples das linhas CC em relação às linhas CA, além disso nas linhas CC as ondas são principalmente refletidas ao invés de refratadas. Em Zhang, Tai e Xu (2012), esta propriedade é explorada em sistemas LCC-HVDC, utilizando a primeira onda incidente para a identificação da falta, e dados adicionais são extraídos da onda refletida, para identificação do polo afetado e para a classificação da falta.

Existem na literatura diversas variações da proteção por ondas viajantes para sistemas HVDC. Em Li e Yan-ping (2008) e Jiandong, Wen e Lin (2011), os autores exploram a aplicação da teoria de *Wavelet* na onda viajante como ferramenta para extração de propriedades capazes de melhorar a seletividade e confiabilidade da proteção, inclusive na identificação de surtos por descargas atmosféricas. Em Ying, Nengling e Bin (2013), é proposta a implementação de um canal de comunicação entre os terminais da linha para auxiliar na seletividade e, uma vez que o relé terá informações da onda viajante em ambos os terminais, cria-se uma zona de proteção bem definida evitando atuação da proteção para faltas externas. Assim como na proteção diferencial, as dificuldades envolvidas com a utilização da comunicação em linhas longas devem ser consideradas.

3.2.5 Proteção por Derivada

A proteção por derivada da tensão (ou corrente) é um tipo de proteção por ondas viajantes, em que os valores instantâneos de tensão e corrente no lado CC são continuamente monitorados no ponto de instalação do relé, e o critério utilizado para atuação da proteção é o valor da derivada $\partial v/\partial t$ ou $\partial i/\partial t$. Na ocorrência de uma falta, o sinal da derivada da corrente é utilizado para indicar se a falta está localizada na linha, e a magnitude da derivada da tensão indica se realmente trata-se de uma situação de falta. Apesar de sua velocidade de atuação, sendo capaz de detectar uma falta em até 3 milissegundos, a proteção por derivada apresenta como principal limitação a dificuldade em detectar faltas de alta impedância, ou muito distantes do ponto de medição, devido à atenuação da magnitude da onda viajante (NAIDOO; IJUMBA, 2005).

3.2.6 Proteção Baseada nas Componentes de Frequência

Metodologias de proteção baseadas na análise do espectro de frequências dos sinais de tensão e corrente na linha CC configuram uma alternativa diferenciada em relação aos métodos tradicionais, utilizando a deformação do espectro de frequências na ocorrência de uma falta como princípio básico para proteção do sistema. A operação dos controles, principalmente dos VSCs, pode originar componentes de frequência nos sinais de tensão e corrente do lado CC durante a operação normal do sistema, especialmente em situações de variação da carga ou de ajustes de seus valores de referência para fornecimento de potência ou nível de tensão, que devem ser corretamente identificados pelo algoritmo de proteção a fim de evitar atuação indevida da proteção. Apesar dos VSCs operarem como um retificador não controlado durante uma falta na linha CC, esta situação pode não ser verificada em casos de faltas de alta impedância, ou que resultem em uma corrente de curto-circuito inferior ao necessário para bloquear o chaveamento dos semicondutores. Nestes casos, o conversor continuará a operar, e o controle deverá atuar no sentido de suprir a corrente de falta, evidenciando a necessidade de algoritmos de proteção capazes de identificar tais situações e atuar devidamente isolando as regiões afetadas.

A identificação rápida e precisa de variações no espectro de frequência pode ser abordada de diversas maneiras e com a aplicação de diferentes ferramentas matemáticas de análise. No trabalho desenvolvido por Blond, Deng e Burgin (2014), foi proposta uma metodologia para a identificação de faltas em um sistema HVDC com quatro terminais, sendo que a magnitude da corrente e de seu respectivo espectro de frequências, obtido através da Transformada Rápida de Fourier, do inglês *Fast Fourier Transform* (FFT), foram utilizados como entradas no algoritmo de detecção da falta. Por meio de um canal de comunicação, o algoritmo analisa a magnitude de certos componentes de frequência da corrente em ambos os terminais da linha, identificando e localizando a falta. Apesar dos resultados promissores encontrados, cabe ressaltar que no referido trabalho os conversores

foram modelados como fontes de corrente contínua, eliminando a influência do conversor e da operação do controle na resposta do sistema.

A transformada *Wavelet* constitui uma ferramenta de grande utilidade na obtenção de informações dos sinais de tensão e corrente, dada sua capacidade de decompor o sinal tanto no domínio do tempo quanto da frequência, além de reduzir a influência de ruídos. Desta forma, na ocorrência de uma falta, componentes de frequência que apresentarem variação quanto aos valores em regime permanente podem ser reforçadas e identificadas, visando evidenciar uma situação de falta. Em Yu et al. (2012), Keswani (2008), Rajesh e Yadaiah (2005), a transformada *Wavelet* é aplicada aos sinais de tensão e corrente do lado CC para a obtenção de mudanças de energia do sinal correspondentes à variação de frequências no momento da falta. Desta forma, é possível associar as mudanças específicas da energia do sinal com a ocorrência de faltas, definindo um critério para atuação da proteção. Adicionalmente, no trabalho conduzido em Gang et al. (2005), a informação extraída pela transformada *Wavelet* é utilizada para que o algoritmo de proteção seja capaz de distinguir entre faltas na linha e descargas atmosféricas.

Em Abu-Elanien et al. (2017), a transformada *Wavelet* é utilizada no sinal de corrente CC para identificar componentes de alta frequência gerados no momento da falta, sendo possível realizar a diferenciação entre faltas internas e externas em uma rede MTDC. Entretanto, o método depende da inserção de capacitores adicionais nos barramentos CC, visando a filtragem de componentes de alta frequência gerados em linhas adjacentes, aumentando os custos e a complexidade da rede.

De acordo com Guobing et al. (2011), a frequência natural observada nas ondas viajantes está correlacionada à distância da falta até o ponto de medição, assim como sua magnitude está correlacionada ao valor da resistência da falta. Portanto, os autores propõem um algoritmo de proteção baseado na frequência natural das ondas viajantes, aplicando filtros e ferramentas como a FFT e o algoritmo *Prony* para uma extração da frequência natural a partir de uma janela de dados de 5 milissegundos. Com as respostas obtidas é possível não apenas identificar e isolar a falta do sistema, mas indicar sua localização com grande precisão em um sistema VSC-HVDC de dois terminais. Entretanto, deve ser observado que a aplicação do algoritmo, como apresentado, está fortemente relacionada com a presença de capacitores suficientemente grandes nos terminais das linhas, de modo a garantir a reflexão total das ondas viajantes. Ademais, a precisão da localização da falta depende do cálculo preciso da velocidade de propagação das ondas na frequência natural da linha, além da exata estimativa da frequência natural das ondas viajantes.

Em Liu, Fan e Tai (2014), as frequências atenuadas pelos filtros instalados no lado CC de um sistema LCC-HVDC são exploradas de modo a evidenciar situações de falta. No referido trabalho, os autores observam o comportamento da frequência específica de 600 Hz, pois o filtro CC oferece um caminho de baixa impedância para esta frequência, medida em ambos os terminais da linha. Durante a operação normal do sistema, os

valores medidos na linha para a frequência de 600 Hz aproximam-se de zero. Entretanto, na ocorrência de uma falta, existe uma abrupta elevação desta componente no sinal de corrente. Para realizar a diferenciação entre faltas internas e externas, os valores medidos em ambos os terminais são comparados e, de acordo com o nível de similaridade entre os sinais, é possível definir se a falta encontra-se na zona de operação de relé.

3.2.7 Proteção de Fronteira

A utilização das componentes de frequência atenuadas em filtros ou reatores na proteção recebe o nome de proteção de fronteira, visto que estes elementos presentes nos terminais das linhas ou cabos atuam como fronteiras naturais do sistema, especialmente para altas frequências. No trabalho desenvolvido por Song et al. (2015), é desenvolvida uma proteção de fronteira para um sistema LCC-HVDC, utilizando dados de apenas um terminal, com base na análise de componentes de frequência específicos da corrente medidos em dois pontos distintos, na linha e no filtro CC. Desta forma, a magnitude das correntes e a característica dos sinais são utilizados para identificar a falta e definir se a mesma ocorreu dentro da zona de proteção do relé. De maneira similar, em Gao et al. (2015), a proteção de fronteira é implementada para um sistema LCC-HVDC para medições da tensão em dois pontos da linha no mesmo terminal de instalação do relé, um anterior e um posterior ao conjunto reator/filtro CC. Desta forma, a identificação da falta é realizada observando a variação da magnitude da tensão em componentes específicas de frequência. Em ambos os esquemas de proteção de fronteira supracitados são realizados cálculos para a decisão de abertura do disjuntor com base em janelas de dados de 5 milissegundos a partir da identificação de uma situação de falta, para a diferenciação entre faltas internas e externas.

No trabalho desenvolvido em Zhang et al. (2010), a transformada de *Hilbert-Huang* é aplicada em uma metodologia de proteção de fronteira, também para um sistema LCC-HVDC. Nesta metodologia a energia do sinal de tensão atenuada pelo filtro CC é extraída para frequências entre 2 e 10 kHz e comparada com um limiar, definido de acordo com a menor energia observada para faltas internas e a maior energia observada para faltas externas. Essas faltas foram obtidas por meio de extensivas simulações computacionais, de modo a garantir a seletividade da proteção.

3.2.8 Proteção Híbrida

A combinação de filosofias de proteção existentes pode resultar em sistemas de proteção híbridos, mais robustos e adequados às necessidades da proteção para redes HVDC. Por exemplo, nos trabalhos desenvolvidos por Ha et al. (2010) e He, Zhao e Ha (2013), é proposta a utilização conjunta da metodologia encontrada na proteção diferencial e na proteção por ondas viajantes. Desta forma, a lógica diferencial realizará a comparação de

valores associados com a identificação de ondas viajantes ao invés de valores instantâneos da corrente, resultando em uma proteção primária funcional, imune à operação dos controles nos conversores e com maior capacidade para identificar faltas de alta impedância.

Em Liu, Osman e Malik (2009), é proposto um esquema híbrido de proteção, resultante da mistura entre a proteção por ondas viajantes e a proteção de fronteira, para sistemas LCC-HVDC monopolares com retorno metálico. No esquema proposto, a teoria de ondas viajantes é utilizada em conjunto com o método *Wavelet Modulus Maxima* (WMM) na identificação e estimação da distância da falta, visto que a polaridade da WMM indica o sentido, enquanto sua magnitude indica a severidade da variação no sinal. O princípio da proteção de fronteira é utilizado para realizar a discriminação entre faltas internas e externas. Neste sentido, os transitórios de alta frequência atenuados nos filtros têm sua energia calculada por meio da utilização da Transformada *Wavelet* Estacionária (TWE), posteriormente comparada com um limiar de decisão para especificação da zona de proteção. Adicionalmente, foi considerada no trabalho uma vasta gama de situações passíveis de causar má operação da proteção, de modo a lhe conferir uma maior confiabilidade. Dentre as situações analisadas estão ruídos no sinal, faltas de alta impedância, transitórios impulsivos causados por descargas atmosféricas, diferentes terminações na linha CC e distorções causadas por dados insuficientes para cálculo da transformada *Wavelet*.

A continuidade do trabalho conduzido por Liu, Osman e Malik (2009) resultou em uma implementação em tempo real do algoritmo de proteção proposto, atualizado para sistemas LCC-HVDC bipolares, com a utilização de um *Field-Programmable Gate Array* (FPGA), um dispositivo lógico programável de alta performance (LIU; OSMAN; MALIK, 2011). Testes realizados com dados oriundos de simulações computacionais comprovaram tanto a eficácia do algoritmo para detecção de faltas como o desempenho do dispositivo, satisfazendo os requisitos de velocidade de atuação. Uma abordagem similar foi realizada em Kong et al. (2014), porém com uma taxa amostral muito inferior a sugerida no trabalho anterior. O algoritmo proposto foi implementado em um dispositivo de processamento de dados e testado em simulações em tempo real, evidenciando sua capacidade na detecção de faltas, além de distinguir corretamente curtos-circuitos de transitórios originados por descargas atmosféricas. Apesar do bom desempenho apresentado nos trabalhos de Liu, Osman e Malik (2009) e Kong et al. (2014), os mesmos foram desenvolvidos e avaliados para sistemas LCC-HVDC, e seu desempenho em sistemas VSC-HVDC, principalmente com múltiplos terminais, pode não ser satisfatório.

Em Kerf et al. (2011), é utilizada uma combinação de transformada *wavelet*, derivada e magnitude das tensões e correntes CC para a identificação de maneira seletiva de faltas em redes MTDC baseadas em VSCs. Os autores analisaram diversos aspectos da tensão e corrente durante uma falta, resultando em um algoritmo que, a partir da verificação de certas regras, é capaz de identificar uma falta interna em uma rede MTDC. Para a determinação da falta são realizadas três verificações independentes, sendo a magnitude

dos coeficientes da transformada *wavelet* do sinal de tensão CC, a magnitude dos coeficientes da transformada *wavelet* do sinal de corrente CC e a magnitude e derivada da tensão CC. Caso duas das três verificações resulte em um valor superior ao seu respectivo limiar, é enviado o sinal de *trip* para o disjuntor. Entretanto, os autores destacam a importância da escolha correta dos limiares na performance do método, o que pode ser uma tarefa complexa para redes malhadas ou com muitos terminais. Ademais, o método apresentado em Kerf et al. (2011) foi avaliado apenas para faltas francas, evidenciando a necessidade de análises adicionais para verificar o impacto da resistência da falta na eficácia da proteção.

3.2.9 Outras Metodologias

Existem diversas metodologias baseadas em estudos empíricos ou meta-heurísticas propostas a proteção de sistemas HVDC. Neste sentido, a utilização de técnicas de Inteligência Artificial (IA) surge como uma solução promissora devido à sua habilidade de reconhecer padrões, inclusive em conjuntos de dados fortemente não lineares. Ademais, uma diversidade de ferramentas matemáticas podem ser aplicadas ao conjunto de dados anteriormente à utilização de algoritmos de IA de modo a evidenciar características de interesse nos dados. Um panorama das principais técnicas inteligentes aplicadas na proteção de sistemas HVDC pode ser encontrado em Ramesh e Laxmi (2012).

Dentre as técnicas de IA, a Rede Neural Artificial (RNA) configura uma técnica inspirada na operação biológica do cérebro com aprendizado por meio da experiência, largamente utilizada, por exemplo, na classificação de padrões, estimação de funções, estimação de séries temporais, etc. Em Xiaoyun, Xiangqian e Jun (2012) o sinal de tensão proveniente da linha CC é pré-processado com a utilização da transformada *Wavelet* e então classificado por uma RNA para o diagnóstico de faltas internas ao conversor em um sistema VSC. Desta forma, a propriedade de classificação de dados da RNA é explorada para classificar os dados pré-processados, indicando se o conversor está em condições normais de operação ou apresenta falhas como curto-circuito nos elementos semicondutores ou curtos-circuitos nos terminais CC ou CA.

Analogamente, em Yang et al. (2017) esta estratégia é explorada para corrente CC, em que o sinal é pré-processado pelo uso da transformada de *Fourier* e, posteriormente, classificado por uma RNA para identificação de curtos-circuitos na rede CC. Em Santos et al. (2016), é utilizada uma estratégia baseada em uma série de RNAs, cada uma especializada para um determinado tipo de classificação, na identificação de faltas em um sistema VSC-HVDC de dois terminais. Desta forma, uma RNA é utilizada especificamente para identificar um possível curto-circuito na rede CC, outra para identificação do local do defeito, outra para identificação dos condutores envolvidos no caso de faltas na linha CC e outra para identificação dos condutores envolvidos no caso de faltas no lado CA. Ao final, pela combinação das saídas das diversas RNAs, o algoritmo gera o sinal de comando para

o disjuntor, no caso de uma falta interna. Apesar dos resultados promissores, a viabilidade da aplicação desta metodologia em redes MTDC deve ser analisada, incluindo o impacto da adição de novos terminais nos dados necessários para o treinamento das RNAs.

A identificação de faltas em um sistema VSC-HVDC de dois terminais baseada na identificação de parâmetros é a estratégia abordada por Jin, Song e Ma (2014). No referido trabalho, a característica de descarga dos capacitores imediatamente após a falta é explorada, e os autores realizam a distinção entre faltas internas e externas utilizando o cálculo da capacitância nos terminais. Desta forma, dado o comportamento do sistema durante uma falta interna, a capacitância em ambos os terminais podem ser precisamente identificados de acordo com os componentes de alta frequência de tensão e corrente de falta. Na ocorrência de uma falta externa, esta característica poderá ser verificada em apenas um dos terminais. Entretanto, a metodologia proposta depende de comunicação entre os terminais, tanto para a extração dos componentes de alta frequência de tensão e corrente durante a falta, como para envio do sinal piloto para operação dos relés em ambos os terminais da linha, elevando o tempo de atuação da proteção, principalmente em linhas longas.

Além de estudos referentes à identificação de faltas em sistemas HVDC, pesquisas referentes à redução da corrente de falta podem reduzir a severidade dos curtos-circuitos em redes VSC-HVDC, reduzindo a corrente a ser interrompida pelos disjuntores e aumentando o tempo para atuação da proteção sem que haja dano aos componentes do sistema. Neste sentido, limitadores de corrente de falta baseados em elementos supercondutores emergem como uma solução promissora, como evidenciado nas pesquisas desenvolvidas em Lee et al. (2014), Larruskain, Zamora e Abarrategui (2012), Kumar et al. (2015), Mourinho et al. (2015). Outras abordagens podem ser exploradas além da utilização de supercondutores, como o desenvolvimento de novos arranjos das chaves nos conversores ou a adição de caminhos alternativos para condução da corrente no momento da falta de modo a preservar os conversores. No trabalho desenvolvido por Elserougi et al. (2014), os autores exploram a inserção de tiristores em anti paralelo entre o conversor e a rede CA, de modo a limitar a corrente de falta suprida pela rede CA através dos diodos de roda livre no momento em que o conversor passa a se comportar como um retificador não controlado. Basicamente, o método reside em, por meio do controle dos tiristores, aplicar um curto-circuito trifásico nos terminais CA do conversor. Apesar deste método limitar a corrente através do conversor, os autores ressaltam que a atuação dos tiristores configura uma falta na rede CA, sendo necessária a atuação dos disjuntores CA de modo a isolar o sistema CC defeituoso.

Em Tzelepis et al. (2016) é proposta a utilização de uma série de sensores ópticos passivos, distribuídos ao longo dos alimentadores CC, para medição da corrente CC. Com isto, é possível implementar uma metodologia de cálculo análoga ao observado na proteção diferencial. Entretanto, ao invés de calcular a diferença da corrente entre os terminais da

linha, é possível o cálculo da diferença entre pequenas porções do condutor, definidas pela distância entre os sensores. Os autores destacam que pela utilização dos sensores é possível obter uma maior velocidade na atuação da proteção, além de ser possível identificar a região do condutor onde o curto-circuito ocorreu. Contudo, é importante frisar que o método proposto necessita de uma estrutura adicional para medição da corrente ao longo das linhas, elevando o custo de implementação e dificultando sua utilização em sistemas existentes.

Modelo de Simulação de uma rede HVDC multiterminal

O desenvolvimento de um modelo de simulação adequado é uma etapa fundamental do processo de avaliação do comportamento de um sistema perante diversas situações passíveis de ocorrer na prática. O nível de detalhamento empregado no desenvolvimento depende, dentre outros fatores, dos objetivos do estudo. Neste sentido, este trabalho utiliza um modelo detalhado de uma rede MTDC, de modo a obter dados representativos do comportamento da tensão e corrente durante situações de curto-circuito para a elaboração de uma metodologia de proteção.

O crescente interesse tanto da comunidade científica quanto de empresas ligadas à transmissão de energia em relação às redes MTDC, somado ao fato de que diversos projetos exploram sua aplicação apesar de nenhuma rede deste tipo ter sido construída até o presente momento, destacam a necessidade de pesquisas em relação ao tema. Neste sentido, grupos de trabalho do *International Council on Large Electric Systems* (CIGRÉ) desenvolveram um sistema teste focado em redes MTDC, chamado *sistema teste para redes CC CIGRÉ B4*, como mostrado em Vrana et al. (2013). Ademais, os autores encorajam a utilização e padronização da rede proposta, ou partes dela, como objeto de estudo em pesquisas acerca de redes MTDC baseadas em VSCs, a fim de propiciar uma troca de conhecimentos mais eficaz sobre o tema.

A Figura 23 exibe a rede completa do sistema teste CIGRÉ B4. No total a rede é composta por onze VSCs, incluindo a conexão de diversas estruturas em alto mar, representadas pelos barramentos identificados pelas iniciais *Bo* (evidenciados pela cor amarela), com o sistema CA em terra, no qual os barramentos são identificados pelas iniciais *Ba*. Dos barramentos CA em alto mar, com exceção do barramento *Bo-E1* que configura uma carga (plataforma de óleo e gás), todas as outras estruturas representam fazendas eólicas para geração de energia. Deve ser observado que a frequência de operação da rede CA é de 50 Hz, de acordo com o padrão europeu.

Os onze VSCs presentes na rede de testes CIGRÉ B4 estão dispostos em duas confi-

em simulações que empreguem linhas curtas, ao passo que modelos baseados em parâmetros distribuídos apresentam uma representação mais fiel dos transitórios em linhas longas (GUSTAVSEN et al., 1999).

Desta forma, a modelagem dos cabos presentes no modelo de simulação em estudo deve ser feita de acordo com os modelos de parâmetros distribuídos, a fim de se obter resultados precisos quanto ao comportamento da tensão e corrente. Entretanto, a modelagem por parâmetros distribuídos pode ser realizada de diferentes maneiras, a citar o modelo Bergeron e o modelo dependente da frequência. Apesar de ambos utilizarem teoria de ondas viajantes em sua modelagem, o modelo Bergeron configura um caso especial do modelo dependente da frequência, em que a modelagem é realizada em função da frequência fundamental do sistema, resultando em um modelo apropriado para diversas simulações, desde que a análise de transitórios em uma ampla faixa de frequências não seja necessária.

Do exposto, o modelo que melhor se adequa às necessidades específicas deste trabalho é o dependente da frequência, por possibilitar uma representação fidedigna dos efeitos experimentados pela tensão e corrente nos cabos, para uma ampla faixa de frequência, provendo um ambiente confiável para a análise dos transitórios originados no momento de ocorrência de uma falta. Logo, para a modelagem do cabo faz-se necessária a descrição detalhada dos condutores utilizados em termos de seus parâmetros construtivos e de instalação. A Figura 25 apresenta uma representação do cabo, de acordo com os parâmetros utilizados no sistema teste CIGRÉ B4, dispostos na Tabela 4 (CIGRÉ Working Group B4.57, 2014).

Figura 25 – Representação do cabo utilizado.

Adaptado de CIGRÉ Working Group B4.57 (2014)

Tabela 4 – Parâmetros do cabo utilizado.

Elemento	Parâmetro	Valor	Unidade
Condutor	r1	25,125	mm
	Resistividade	$2,2 \times 10^{-8}$	Ωm
	Permeabilidade relativa	1,0	
Isolante 1	r2	45,125	mm
	Permissividade relativa	2,3	
	Permeabilidade relativa	1,0	
Blindagem	r3	47,125	mm
	Resistividade	$2,7 \times 10^{-7}$	Ωm
	Permeabilidade relativa	1,0	
Isolante 2	r4	50,125	mm
	Permissividade relativa	2,3	
	Permeabilidade relativa	1,0	
Armadura	r5	55,725	mm
	Resistividade	$1,8 \times 10^{-7}$	Ωm
	Permeabilidade relativa	100,0	
Isolante 3	r6	60,725	mm
	Permissividade relativa	2,3	
	Permeabilidade relativa	1,0	

4.1.2 Conversor

O conversor constitui o elemento central do modelo de simulação, sendo composto por VSCs monopolares simétricos de dois níveis, modelados de acordo com os parâmetros de tensão de operação e potência expostos na Tabela 5 (VRANA et al., 2013). Os elementos semicondutores são dispostos em um total de seis válvulas comandadas independentemente, formadas pela conexão em anti paralelo de diodos e IGBTs, como ilustrado na Figura 26. Apesar da rede CIGRÉ B4 ser constituída por conversores multiníveis de meia ponte, a escolha por VSCs de dois níveis foi realizada de modo a adequar o sistema teste à capacidade de processamento do hardware de simulação utilizado neste trabalho, conforme será mostrado na seção 4.3.

Tabela 5 – Parâmetros dos conversores.

Conversor	Tensão CC [kV_{CC}]	Tensão CA [kV]	Potência [MVA]	Modo de controle
VSC1	± 200	220	800	P e Q
VSC2	± 200	220	1200	V_{CC} e Q (<i>slack</i>)
VSC3	± 200	220	800	P e Q

O cálculo do valor dos capacitores CC depende, dentre outros fatores, do tipo de conversor utilizado. Desta forma, os valores destes componentes mostrados na rede CIGRÉ B4 para conversores multinível não são adequados para o conversor de dois níveis modelado neste trabalho. Os capacitores CC devem satisfazer a uma série de requisitos, como

Figura 26 – Representação de um VSC de dois níveis.

Elaborado pelo autor.

custo, redução das oscilações da tensão CC, influência na resposta dinâmica do conversor, entre outros. De acordo com Jovcic e Ahmed (2015), considerando valores típicos de desempenho, pode-se obter uma fórmula prática para o cálculo do valor dos capacitores:

$$C_{CC} = \frac{2 \cdot S_{VSC} \cdot E_S}{V_{CC}^2} \quad (10)$$

na qual E_S [J/MVA] é a relação da energia do capacitor pela potência do conversor e S_{VSC} [MVA] é a potência nominal do conversor.

Os reatores de alisamento são elementos que auxiliam na redução das oscilações na linha CC, além de desempenhar um papel importante durante situações de falta na linha CC, reduzindo a taxa de crescimento da corrente de falta. Segundo Jovcic e Ahmed (2015), reatores de alisamento são usualmente dimensionados com valores menores do que 5 mH para utilização em VSCs. Logo, para o modelo adotado neste trabalho foi considerado o valor de 3 mH para a indutância deste componente.

A Tabela 6 apresenta um resumo dos valores utilizados para o reator de fase, alisamento e capacitores CC presentes nos conversores modelados. Para o cálculo do valor dos capacitores foi assumido um valor de 20 kJ/MVA para E_S , com referência à Equação 10 (JOVCIC; AHMED, 2015). O valor dos reatores de fase foi obtido empiricamente, utilizando como base os valores dos reatores de fase calculados a partir dos dados apresentados em Vrana et al. (2013).

Tabela 6 – Dados dos capacitores e reatores de fase utilizados.

Elemento	Valor	
Capacitores CC (VSC1 e VSC3)	Resistência	-
	Capacitância	400 μF
Capacitores CC (VSC2)	Resistência	-
	Capacitância	600 μF
Reator de fase (VSC1 e VSC3)	Resistência	0,178 Ω
	Indutância	0,07 mH
Reator de fase (VSC2)	Resistência	0,119 Ω
	Indutância	0,05 mH
Reator de alisamento	Resistência	0,1 m Ω
	Indutância	3 mH

4.1.3 Controles

Visto que o método de controle aplicado neste trabalho é descentralizado, ou seja, cada VSC presente na rede possui um sistema de controle individualizado e independente de comunicação, existe a necessidade de implementar estratégias que permitam o balanço adequado das tensões e potências na rede, viabilizando sua operação. No caso de um sistema HVDC, o balanço é expresso em função da tensão CC, que se eleva quando há energia excedente e decresce quando há deficit da energia. Desta forma, uma alteração no fluxo de potência ativa do sistema pode causar uma variação na tensão CC, que voltará a um valor estável assim que o balanço de potência for alcançado, analogamente ao comportamento da frequência em sistemas CA. Da mesma forma, assim como a variação na energia total em um sistema CA é relacionada à energia cinética nos geradores, a variação da energia total em um sistema HVDC é dada pela soma da energia armazenada em seus capacitores e indutores (CIGRÉ Working Group B4.52, 2013).

Para que o balanço energético e, conseqüentemente, o nível da tensão CC seja mantido, é necessário que ao menos um dos conversores em uma rede MTDC realize o controle da tensão CC. Desta forma, o conversor responsável por controlar a tensão CC atuará como um barramento *slack*, controlando o fluxo da potência ativa no conversor objetivando o equilíbrio energético da rede. O impacto causado na rede CA associada ao VSC responsável pelo controle da tensão CC deve ser avaliado, pois de acordo com as variações das referências de potência nos outros terminais, o conversor *slack* pode causar variações repentinas e de grande magnitude no fluxo de potência ativa. Logo em redes MTDC com muitos terminais torna-se interessante definir mais de um conversor como responsável pelo controle da tensão CC, com a devida implementação de técnicas de controle para esta finalidade.

A rede MTDC utilizada neste trabalho possui três terminais, e apenas um dos con-

versores foi definido como conversor *slack* (conversor VSC2, com referência à Figura 24), enquanto os dois conversores restantes operam de acordo com valores de potência ativa e reativa pré definidos. Desta forma, a malha de controle resultante para cada VSC foi modelada conforme ilustrado na Figura 27, sendo que os sinais v_d^{ref} e v_q^{ref} correspondem à tensão desejada na saída do controlador, no sistema de coordenadas d-q. Após aplicada a transformada inversa de *Park* e *Clarke*, estes sinais tornam-se a referência trifásica de tensão, V_{abc}^{ref} , utilizada no PWM para geração dos pulsos de controle dos IGBTs.

Figura 27 – Malha de controle utilizada.

(a) Conversores VSC1 e VSC3

(b) Conversor VSC2

Elaborado pelo autor.

O controle dos conversores VSC1 e VSC3 é realizado de modo que o fluxo de potência nos conversores corresponda aos valores de potência ativa e reativa definidos pelo operador do sistema, representados pelos valores P^{ref} e Q^{ref} , destacados na Figura 27(a). Adicionalmente, foi incluído um bloco de controle por inclinação da tensão, do inglês *voltage droop control*, assim como mostrado em Vrana et al. (2013). A inclusão do controle *droop* é realizada pela inclusão de um controlador do tipo proporcional, e resulta em uma compensação do valor da referência do fluxo de potência ativa, P^{ref} , visando manter o valor da tensão CC do conversor próxima do valor de referência, V_{CC}^{ref} . Vale ressaltar que o controle *droop* atua principalmente quando existe uma mudança repentina no fluxo de

potência ativa no conversor, evitando uma elevação ou queda excessiva da tensão CC. Na operação em regime, desde que respeitados os limites operativos dos conversores, o controle *droop* não interferirá significativamente no valor do fluxo de potência. Devido à característica de barramento *slack* conferida ao conversor VSC2, seu controle difere dos demais em função das variáveis controladas. Como pode ser observado na Figura 27(b), o conversor VSC2 é diretamente responsável por manter o nível da tensão CC, sendo a potência ativa uma consequência do balanço energético na rede CC.

Técnicas de controle ótimo podem ser aplicadas ao sistema a fim de obter o melhor ajuste dos parâmetros dos controladores PI para os VSCs. Entretanto, na realização deste trabalho tais parâmetros foram obtidos empiricamente, a partir do equacionamento da malha de controle apresentado em Bajracharya (2008) e de uma série de simulações sabendo-se que, neste tipo de controlador, a resposta do laço interno de controle deve ser várias vezes mais rápida do que a resposta do laço externo, o que implica em uma constante de tempo maior para o integrador do laço interno em relação ao laço externo (QUÉVAL; OHSAKI, 2012).

Os parâmetros que apresentaram resultados mais estáveis para a operação da rede MTDC foram de 0,015 e 1, para a constante de tempo do integrador dos laços externo e interno, respectivamente, e 0,1 e 1 para a constante de proporcionalidade dos laços externo e interno, respectivamente. Deve ser observado que os parâmetros encontrados foram aplicados em todos os conversores do sistema teste. O ganho do controlador *droop* foi estabelecido em 10 p.u., ou 40 MW/kV, conforme definido em Vrana et al. (2013).

Com relação ao PWM, a frequência da onda portadora depende do tipo de dispositivo semicondutor utilizado no conversor, sendo que para IGBTs um valor típico é de 27 até 33 vezes o valor da frequência da rede CA (JOVCIC; AHMED, 2015). Neste trabalho foi escolhida a frequência de 1650 Hz, ou seja, 33 vezes maior do que o valor da frequência fundamental da rede CA.

É importante salientar que, caso sejam detectadas correntes elevadas através dos IGBTs, os mesmos devem ser bloqueados a fim de evitar danos. Apesar dos IGBTs constituírem chaves autocomutáveis, existe um limite máximo para a corrente que pode ser interrompida pela operação de chaveamento. No caso uma corrente superior a sua capacidade de comutação (aprox. 2 p.u. para IGBTs), o IGBT será incapaz de interromper a corrente, podendo sofrer danos irreversíveis (JOVCIC; AHMED, 2015). Logo, o chaveamento dos IGBTs deve ser interrompido antes que a corrente ultrapasse seu limite de chaveamento, de modo a garantir a integridade das chaves. Desta forma, foi estipulado o bloqueio do chaveamento, em até 40 μ s (JARDINI; DENNETIÈRE; ALONSO, 2014), caso o valor da corrente através das chaves atinja o limite de 2 p.u.

4.2 Modelagem dos Componentes CA

Diferentemente da rede CC, a rede CA foi modelada por meio de equivalentes e modelos simplificados. Para as linhas de transmissão da rede CA foi utilizado o modelo π , a partir dos parâmetros dispostos na Tabela 7 (VRANA et al., 2013).

Tabela 7 – Parâmetros das linhas de transmissão CA.

R [Ω /km]	L [mH/km]	C [μ F/km]
0,02	0,8532	0,0135

Da mesma forma, os geradores G1 e G2 foram representados de maneira simplificada, por meio de fontes de tensão ideais operando na frequência de 50 Hz.

Finalmente, os filtros CA utilizados são do tipo RLC, com o capacitor em série com um circuito RL paralelo, resultando em um filtro passa alta com frequência de corte de 1650 Hz. O filtro foi equalizado em função da frequência de chaveamento dos IGBTs, de modo a reduzir os harmônicos de alta frequência gerados a partir da operação do VSC.

4.3 Simulações Computacionais

Para a realização das simulações computacionais foi utilizado o *Real-Time Digital Simulator* (RTDS), um simulador de sistemas elétricos em tempo real composto por um equipamento específico para realizar o processamento dos dados (Figura 28) e um *software* de modelagem e interface (RSCAD). O diferencial do RTDS em relação à utilização de *softwares* de simulação de transitórios eletromagnéticos convencionais consiste na possibilidade de realizar, em tempo real, a interface entre equipamentos físicos e a simulação em curso, visto que o RTDS possui interfaces de entrada e saída de dados, tanto digitais quanto analógicos. Logo, torna-se possível a realização de simulações em malha fechada, possibilitando avaliação de relés e a validação de algoritmos de proteção, por exemplo.

Devido à propriedade de tempo real da simulação, o poder de processamento do equipamento torna-se um fator preponderante na escolha do sistema teste. Em sistemas de tempo real, todos os cálculos de rede devem ser realizados dentro do restrito intervalo de tempo entre duas amostras consecutivas, também chamado de passo de integração da simulação. Desta forma, a complexidade do sistema simulado deve ser compatível com o poder de processamento de modo a viabilizar a simulação. Especificamente para o caso de simulação de redes MTDC, os conversores são elementos que demandam uma grande quantidade de processamento ao serem modelados detalhadamente, motivo pelo qual foi escolhido o conversor de dois níveis neste trabalho, reduzindo a complexidade em relação a um conversor multinível e viabilizando a utilização do simulador em tempo real.

Dado o objetivo deste trabalho de desenvolver uma metodologia de proteção para uma rede MTDC, o algoritmo desenvolvido foi embarcado em um equipamento específico para

Figura 28 – Representação do simulador de sistemas elétricos em tempo real utilizado no trabalho.

Fonte: <https://www.rtds.com/>

avaliação de sua operação, e a utilização do RTDS propicia um ambiente ideal para a realização de ensaios em laboratório com intuito de validar a metodologia proposta.

A partir da modelagem computacional do sistema, diversos testes foram realizados a fim de validar a correta operação da rede MTDC utilizada. Desta forma, com a rede em regime permanente, várias operações de mudança no ponto de operação foram realizadas de modo a evidenciar a correta atuação dos controles. A Figura 29 ilustra os sinais de tensão CA e potência transmitida pelos VSCs durante a operação em regime. Ressalta-se que o balanço da potência ativa é realizado no VSC2, sendo que valores positivos referem-se à potência sendo injetada na rede CC, enquanto valores negativos referem-se à potência sendo injetada na rede CA.

Para avaliação do comportamento da rede perante variações no ponto de operação, foram realizadas operações de mudança nos valores de referência da potência ativa e reativa do conversor VSC1, como ilustrado nas Figuras 30, 31 e 32. Nas referidas figuras, é possível observar, a forma de onda da tensão no lado CA do conversor, representada pelas curvas V_{sis} , e o comportamento das potências ativa e reativa, representadas nas curvas PQ de cada conversor.

A Figura 30 ilustra o comportamento da tensão CC e da potência nos VSCs para uma variação de 200 MW no fluxo de potência ativa do conversor VSC1, passando de aproximadamente 210 MW para 420 MW. Após a mudança na referência de potência

Figura 29 – Comportamento da rede MTDC em regime.

Elaborado pelo autor.

ativa do conversor, realizada em $t = 0,1$ s, é possível observar a existência de uma variação na tensão CC no conversor VSC1, relativa à repentina injeção de potência na rede CC. Entretanto, devido à atuação do controlador *droop* a elevação da tensão na rede CC é rapidamente contida pela compensação do valor de referência da potência ativa. Desta forma, o valor de referência da potência ativa é atingido.

Unicamente a título de exemplo, a Figura 31 exibe a mesma situação de variação de potência ativa mostrada na Figura 30, sem a inclusão do controlador *droop* no conversor VSC1. Como pode ser observado, o fluxo de potência ativa atingiu o valor especificado em aproximadamente 50 ms, evidenciando a rápida atuação da malha de controle. De fato, o tempo de atuação do controle está de acordo com tempo de atuação típico para este tipo de conversor, sendo de 30 a 50 ms (JOVCIC; AHMED, 2015). Entretanto, é possível observar a existência de uma variação mais expressiva na tensão CC no conversor VSC1, referente à injeção de potência na rede CC. Visto que o balanço energético, e consequentemente o controle do nível de tensão CC, é realizado apenas no conversor VSC2, o valor da tensão

CC é restaurado para seu valor nominal de 200 kV_{CC} exclusivamente após o balanço energético ser realizado em VSC2.

Apesar da variação no fluxo de potência sem o controlador *droop* ser mais rápida, dois pontos devem ser destacados. Em primeiro lugar deve ser observado que, no caso de uma falha no conversor VSC2 que resulte em sua retirada da rede, o balanço energético deixaria de ser realizado, podendo levar a rede ao colapso. Entretanto, com o uso do controlador *droop*, cada conversor é capaz de compensar o fluxo de potência ativa de modo a manter o nível da tensão CC próximo do valor de referência, possibilitando a continuidade na operação da rede. Em segundo lugar, assim como evidenciado em CIGRÉ Working Group B4.57 (2014), é prevista a utilização de um limitador da taxa de variação dos valores de referência para o controle, evitando mudanças repentina na forma de degrau. Desta forma, quanto menor a taxa de variação da referência do fluxo de potência ativa no conversor, P^{ref} , menos significativa será a atuação do controlador *droop* em situação operativas ordinárias.

Figura 30 – Comportamento da rede em função da variação na potência ativa de VSC1.

Elaborado pelo autor.

A mesma análise pode ser aplicada a variações nos valores de referência da potência reativa, como mostrado na Figura 32. Desta forma, em $t = 0,1 \text{ s}$ foi aplicada uma

Figura 31 – Comportamento da rede em função da variação na potência ativa de VSC1 sem o controlador *droop*.

Elaborado pelo autor.

variação da potência reativa em VSC1 relativa à sua inversão, ou seja, o conversor passou da operação na região indutiva, consumindo aproximadamente 100 Mvar, para operação na região capacitiva, fornecendo aproximadamente 100 Mvar de potência para a rede CA. A variação na potência reativa em VSC1 não resulta em mudanças no balanço energético, visto que cada conversor da rede pode controlar o consumo ou injeção de reativos sem que haja necessidade de correções pelo conversor *slack*.

A partir da observação das Figuras 30, 31 e 32, é possível verificar a independência no controle da potência ativa e reativa propiciada pela utilização de conversores VSC. Em todos os casos, desde que respeitados os limites operativos do conversor, a alteração no valor de referência da potência ativa não causou impactos significativos no fluxo de potência reativa do conversor, e vice versa.

Das respostas obtidas, pode-se concluir que o controle opera satisfatoriamente, sendo capaz de manter o equilíbrio do sistema para operação em regime, além de ser suficientemente robusto quanto a variações nos parâmetros de referência, retornando o sistema para a operação em regime após um breve transitório, como evidenciado na Figuras 31 e 32. Cabe ressaltar que o controle otimizado do fluxo de potência ou da tensão do sistema não

Figura 32 – Comportamento da rede em função da variação na potência reativa de VSC1.

Elaborado pelo autor.

configura um objetivo deste trabalho, visto que as análises realizadas referem-se ao comportamento da rede durante a aplicação de faltas nos cabos, situação em que geralmente o controle não exerce influência no sistema. De fato, como exemplificado no capítulo anterior, durante uma falta os IGBTs são bloqueados, e o conversor pode ser representado por um retificador não controlado. Durante esta situação, o controle não terá participação no comportamento da rede. O controle influenciará nos sinais de pós-falta em situações nas quais a parcela da corrente de falta através dos IGBTs seja insuficiente para resultar no bloqueio do conversor. Neste caso, geralmente ocasionado por faltas de alta impedância, o controle continuará atuando de forma a manter o balanço energético da rede.

A fim de evitar a atuação indevida do sistema de proteção devido a variações de carga e de pontos de operação, a atuação do controle deve ser considerada nos estudos de proteção. Logo, o controle dos VSCs deve ser tal que possibilite a definição de diferentes pontos de operação para a realização dos ensaios de falta, além de ser capaz de realizar a variação dos parâmetros de ajuste para a análise da confiabilidade do algoritmo de proteção frente a variações do estado da rede, conforme modelado neste trabalho.

Desenvolvimento de um Novo Algoritmo de Proteção para Redes MTDC

O desenvolvimento de algoritmos de proteção pode ser baseado em diferentes aspectos, desde a pesquisa puramente analítica dos modelos de simulação em busca de propriedades matemáticas que evidenciem situações de falta, até a observação dos sinais de faltas em busca de padrões de comportamento específicos. Independentemente dos meios utilizados, os algoritmos de proteção devem satisfazer, da melhor maneira possível, os requisitos de velocidade de atuação, sensibilidade, seletividade e confiabilidade da rede na qual será aplicado.

Neste capítulo serão abordados tanto os fundamentos teóricos das ferramentas utilizadas na análise das formas de onda resultantes, quanto a consolidação do algoritmo para proteção de redes MTDC. Desta forma, a Seção 5.1 contempla os efeitos que motivaram o direcionamento da pesquisa pela busca de informações no campo da frequência, além da teoria básica acerca das ferramentas utilizadas. A Seção 5.2 discorre sobre a união das ferramentas apresentadas, culminando em um algoritmo de proteção eficiente, sem comunicação, com seletividade e rápida atuação para faltas na rede CC.

5.1 Fundamentação Teórica

O comportamento das correntes e tensões em sistemas CC baseados em VSCs frente à ocorrência de faltas nas linhas ou cabos CC difere sensivelmente do comportamento observado para faltas em sistemas CA. A baixa impedância presente nos cabos utilizados na transmissão de energia em CC aliada aos elevados níveis de tensão observados nos sistemas CC resulta em elevadas correntes de falta. Adicionalmente, os capacitores utilizados nos VSCs contribuem significativamente no valor inicial da corrente de falta.

A Figura 33 ilustra o comportamento das tensões e correntes no conversor VSC1, do sistema teste, para uma falta de $0,1 \Omega$ entre o polo positivo e a terra, aplicada em $t = 0,02$ s e localizada a 20 km de VSC1. Como pode ser observado, a ocorrência da falta resulta em um aumento expressivo da corrente CC, acompanhado da queda da tensão no polo positivo. A partir do momento da aplicação da falta, a corrente nas válvulas aumenta gradativamente até atingir o valor máximo estipulado para o bloqueio do chaveamento dos IGBTs, I_{limite} , de 2 p.u., 5,8 ms após a falta. Por uma questão de modelagem no *software* de simulação utilizado, não é possível obter, separadamente, a corrente através do diodo e do IGBT de cada válvula. Desta forma, apenas a corrente total em cada uma das válvulas pode ser medida, conforme ilustrado na Figura 34. Com o bloqueio do chaveamento, o conversor opera como um retificador não controlado, alimentando a falta através dos diodos de roda livre. Devido à queda de tensão no polo positivo, observa-se que apenas os diodos relativos às válvulas 1, 3 e 5 estão polarizados, enquanto a porção inferior das válvulas não contribui para a corrente de falta.

Figura 33 – Comportamento da tensão e corrente CC para uma falta polo terra.

Elaborado pelo autor.

Figura 34 – Pontos de medição das correntes e tensões CC nos conversores.

Elaborado pelo autor.

A referência de distância das faltas na rede MTDC em relação aos conversores é exemplificada na Figura 35, para o caso específico das medições realizadas no conversor VSC1. Os cabos CC modelados no sistema teste, doravante designados pelos nomes Cabo1 e Cabo2, possuem 200 km de extensão cada. Desta forma, uma falta a 300 km do conversor VSC1 representa uma falta externa à zona de proteção do referido conversor, ao passo que faltas com distâncias menores ou iguais a 200 km definem faltas internas. Apesar deste trabalho visar a elaboração de um algoritmo de proteção para identificação de faltas nos cabos CC, será utilizada a terminologia de zona de proteção interna do conversor, com referência à proteção do conversor ao qual o cabo em curto-circuito está conectado. De fato, o objetivo da rápida identificação de faltas na rede CC visa a preservação da integridade do conversor, como discutido na seção 3.

Figura 35 – Exemplo de pontos de aplicação de faltas na rede CC em função da distância, com referência ao conversor VSC1.

Elaborado pelo autor.

Do exposto é evidente a propriedade de alta corrente inicial para uma falta no cabo CC, fato que poderia ser utilizado para subsidiar uma decisão da proteção. Entretanto, a magnitude da corrente pode não ser suficiente para a delimitação das zonas de proteção, resultando em falta de seletividade, como exemplificado na Figura 36. Neste caso, a magnitude inicial da corrente CC medida pelo conversor VSC1 para uma falta no Cabo1 (falta interna), é muito próxima da medida para uma falta no Cabo2 (falta externa), inviabilizando a identificação precisa da zona de proteção onde ocorreu a falta. Vale ressaltar que em ambos os casos a falta foi aplicada em $t = 0,01$ s, porém para pontos de operação dos conversores e impedâncias de falta distintas.

Figura 36 – Comparativo das tensões e correntes CC para faltas internas e externas à zona de proteção de VSC1.

Elaborado pelo autor.

Estudos preliminares em um sistema HVDC de dois terminais acerca do espectro de frequência das tensões e correntes no lado CC durante a ocorrência de faltas revelaram características interessantes quanto ao conteúdo harmônico dos sinais (Bertho Junior et al., 2014). Da análise, foi observado que determinados componentes de frequência apresentavam uma variação expressiva em sua magnitude quando comparados os espectros de pré

e pós falta. Adicionalmente, foi observado que certos componentes de frequência sofriam alterações significativas apenas para faltas internas, ou seja, faltas na linha CC, enquanto outros componentes de frequência apresentavam maior alteração na ocorrência de faltas externas à rede HVDC. Desta forma, o estudo demonstrou a possibilidade de aprimorar a seletividade do sistema de proteção CC por meio do monitoramento destes componentes de frequência.

Parte da diferença nos espectros de frequência para faltas internas e externas à rede CC está relacionada com os capacitores presentes nos conversores. Da observação da rede CC foi verificado que, independentemente da operação dos conversores, os sinais de tensão e corrente decorrentes da ocorrência de uma falta medidos em um conversor podem ser afetados pelo capacitor CC dos conversores adjacentes.

A fim de avaliar a influência do capacitor dos VSCs, juntamente com a resposta natural dos cabos utilizados, foi simulada a resposta em frequência dos cabos CC para diferentes distâncias a partir do conversor VSC1. Para tanto, foram mantidos apenas os cabos e os capacitores do conversor VSC2, e retirados do modelo todos os conversores e componentes CA, conforme ilustrado na Figura 37. Foram simuladas as respostas para diferentes comprimentos de cabos, de acordo com a atuação das chaves $S_{1..n}$, de modo a avaliar a relação da impedância em função da frequência e da distância.

Figura 37 – Modelo adotado para levantamento da resposta em frequência dos cabos CC.

Elaborado pelo autor.

As curvas obtidas podem ser observadas na Figura 38, em que foram simulados 5 comprimentos de cabo relativos a faltas internas, e 5 comprimentos de cabo relativos a faltas externas com referência ao conversor VSC1. Como pode ser observado, existem picos de impedância em diferentes frequências para distâncias menores do que 200 km, ou seja, faltas internas, evidenciando a mudança na impedância conforme um maior trecho do cabo é considerado. Entretanto, para distâncias maiores do que 200 km, o pico de impedância estabiliza tanto em magnitude quanto em frequência. Visto que os cabos 1 e 2 são idênticos, este fenômeno pode ser diretamente atribuído à presença do capacitor do conversor VSC2. Desta forma, é possível afirmar que, para o sistema teste, componentes de corrente com frequência em torno de 120 Hz terão uma maior atenuação para

faltas externas em relação aos componentes presentes em faltas internas, indicando uma alternativa para atribuir seletividade à proteção de redes MTDC.

Da análise apresentada, tem-se que os capacitores dos VSCs são elementos que podem ser utilizados para delimitar as zonas de proteção na rede MTDC. Uma vez que a influência do capacitor no sinal possa ser identificada, é possível identificar uma falta de maneira seletiva.

Figura 38 – Avaliação da resposta em frequência dos cabos CC considerando os capacitores dos VSCs.

Elaborado pelo autor.

5.1.1 A Transformada *Wavelet*

Visando a extração de informações no domínio da frequência para os sinais de tensão e corrente durante uma falta, foi escolhida a Transformada *Wavelet* como ferramenta computacional para análise dos dados simulados. A Transformada *Wavelet* (TW) emerge como uma valiosa ferramenta de processamento de sinais devido à sua capacidade de tratar sinais transitórios, uma característica pertinente para análise das oscilações causadas por um curto-circuito na rede CC.

O termo *wavelet* remete a uma ‘onda pequena’, termo derivado da palavra francesa ‘*ondelle*’, e se refere a translações e dilatações de uma *wavelet* mãe. Para ser considerada uma *wavelet*, uma onda $\psi(t)$ deve satisfazer os requisitos expressos nas Equações 11 e 12

(PERCIVAL; WALDEN, 2006).

$$\int_{-\infty}^{\infty} \psi(t) dt = 0 \quad (11)$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} \psi^2(t) dt = 1 \quad (12)$$

A dilatação e translação da *wavelet* mãe $\psi(t)$ gera uma família de *wavelets* $\psi_{a,b}(t)$, como mostrado na Equação 13, onde $a \neq 0$, $a \in \mathbb{R}_+$ e $b \in \mathbb{R}$. O resultado dessas operações pode ser visualizado na Figura 39 para a *wavelet* de Morlet.

$$\psi_{a,b}(t) = \frac{1}{\sqrt{a}} \psi\left(\frac{t-b}{a}\right) \quad (13)$$

Figura 39 – Exemplo da translação e dilatação de uma *Wavelet*.

Adaptado de Faria (1997)

Existem diversas funções que satisfazem os requisitos necessários para serem consideradas *wavelets*, cada uma com propriedades próprias, a citar as *wavelets Haar*, *Daubechies*, *Symlets*, *Coiflets*, *Meyer*, *Gaussian*, *Mexican hat*, *Morlet*, entre outros. Existem ainda subdivisões aplicáveis a certas famílias de *wavelets*, como a família *Daubechies*, por exemplo, na qual existe uma série de *wavelets* mães que são geradas por diferentes respostas da resolução do conjunto de equações que as definem. Desta forma, a família *Daubechies* possui diversas *wavelets* mães, usualmente denotadas pela sigla ‘dbX’, onde ‘db’ faz referência à família *Daubechies* e ‘X’ é um número que indica a quantidade de momentos nulos da função.

Do exposto, a Transformada *Wavelet* Contínua (TWC) de uma função $f(t)$ pode ser obtida pela aplicação da Equação 14, onde $\bar{\psi}$ é o complexo conjugado de ψ e o fator $1/|a|^{\frac{1}{2}}$ é utilizado para normalização da energia (RIOUL; VETTERLI, 1991). Em termos práticos, a Equação 14 mostra que qualquer sinal de energia finita f pode ser representado pelos coeficientes de seu produto interno com uma *wavelet* (MALLAT, 1999).

$$TWC(a, b) = \frac{1}{|a|^{\frac{1}{2}}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \cdot \bar{\psi}\left(\frac{t-b}{a}\right) \cdot dt \quad (14)$$

Entretanto, para a aplicação da transformada *Wavelet* em sinais digitais é necessária a utilização de sua versão discreta, ou Transformada *Wavelet* Discreta (TWD). De acordo com Daubechies (1992), é possível realizar a discretização das *wavelets* garantindo as propriedades de caracterização e reconstrução do sinal analisado apresentados pela TWC. Este processo é realizado pela discretização dos parâmetros de dilatação e translação, a e b , como mostrado na Equação 15. A discretização do parâmetro de dilatação é feito pela escolha de $a = a_0^j$ e $b = k \cdot b_0 \cdot a_0^j$, sendo $j, k \in \mathbb{Z}$ e $a_0 > 1$, $b_0 > 0$ valores fixos.

$$\psi_{j,k}(t) = a_0^{j/2} \psi(a_0^j t - kb_0) \quad (15)$$

As translações e dilatações das *wavelets* resultam na representação do tipo tempo *versus* escala do sinal, que pode ser comparado com a representação tempo *versus* frequência da Transformada de *Fourier* de tempo curto, do inglês *Short-Time Fourier Transform* (STFT), como mostrado na Figura 40. Como pode ser observado, para a STFT calculada por meio de janelas de tempo fixas, existe uma relação fixa entre a frequência e o tempo. Isto implica que as faixas de frequência são analisadas sob a mesma resolução temporal. Na TW é introduzido o conceito de escala, em que a resolução temporal varia de acordo com a faixa de frequências. Desta forma, existe uma melhor localização na frequência para sinais de baixa frequência e uma melhor localização no tempo para sinais de alta frequência. Ademais, a utilização de *wavelets* que resultem bases ortonormais remove a redundância na geração dos retângulos tempo frequência, originando um mosaico perfeito (MALLAT, 1999).

Figura 40 – Comparativo da decomposição de um sinal pela STFT e pela TWD.

Adaptado de Strang e Nguyen (1996)

Uma das formas de implementação da TWD é realizada pela utilização de bancos de filtros, resultando na análise em multirresolução do sinal, que é a capacidade de expandir uma função em diferentes bandas de frequência. Da teoria da análise multirresolução

tem-se que determinados conjuntos de filtros caracterizam *wavelets*, e a implementação em cascata destes filtros resultam no cálculo da TWD (MALLAT, 1999). Desta forma, a escolha dos fatores a_0 e b_0 deve satisfazer uma série de restrições matemáticas, como a geração de *wavelets* ortonormais (FARIA, 1997). Tomando $a_0 = 2$ e $b_0 = 1$ tem-se a chamada *wavelet* diádica, que além de garantir a geração de *wavelets* ortonormais, resulta em um cálculo mais rápido e eficiente da TWD (KERF et al., 2011).

A implementação da TW pela utilização de bancos de filtros resulta em um processo de decomposição do sinal analisado conforme ilustrado na Figura 41 para um sinal digitalizado x . Na figura, as variáveis c e d representam os vetores de coeficientes das decomposições, h e g os filtros e o bloco com uma seta apontando para baixo corresponde ao processo de subamostragem pelo fator dois. Basicamente o sinal é decomposto em duas bandas de frequência através dos filtros de quadratura h e g , sendo filtros passa baixa e passa alta, respectivamente, e seus coeficientes calculados a partir das funções *wavelets* e de escalonamento. A função de escalonamento, denotada por ϕ , é um requisito da análise multirresolução, gerada em função da *wavelet* mãe.

Figura 41 – Representação da Transformada *Wavelet* por bancos de filtros.

Elaborado pelo autor.

Os vetores que compõem os filtros $h = h_{nn \in \mathbb{Z}}$ e $g = g_{nn \in \mathbb{Z}}$ são calculados de acordo com a função *wavelet* mãe escolhida e sua respectiva função de escalonamento. Então, a aplicação do filtro é realizada do domínio do tempo pela convolução do sinal discretizado em estudo $x(n)$ com os filtros digitais h e g , como mostrado nas Equações 16 e 17 (STRANG; NGUYEN, 1996), sendo n o número de amostras de x e k o tamanho do vetor que caracteriza o filtro.

$$c(n) = \sum_k h(k) \cdot x(n - k) \quad (16)$$

$$d(n) = \sum_k g(k) \cdot x(n - k) \quad (17)$$

Entretanto, da análise multirresolução e do teorema de *Nyquist* tem-se a decimação, ou subamostragem pelo fator dois, do sinal a cada etapa de filtragem. Com este procedimento, a cada etapa de filtragem a resolução é reduzida pela filtragem e a escala dobrada pela decimação, mantendo a relação escala frequência como mostrado anteriormente na Figura 40 (RIOUL; VETTERLI, 1991).

A decomposição realizada pela TWD pode ser executada em diversos níveis, como mostrado na Figura 41(a). Com a aplicação dos filtros, o sinal é dividido em dois conjuntos de coeficientes que decompõe o sinal de entrada em diferentes faixas de frequência de acordo com o nível de decomposição j . Com isto, tem-se os coeficientes de aproximação, c_j , para as baixas frequências, e os coeficientes de detalhe, d_j , para altas frequências.

Como pode ser observado na Figura 41(a), apenas a parcela do sinal referente aos componentes de baixas frequências do nível anterior é decomposta no nível subsequente. Entretanto, é possível a decomposição dos sinais na forma de uma árvore binária, em que tanto os coeficientes de aproximação quanto de detalhe são decompostos no nível seguinte, como mostrado na Figura 41(b). A este processo dá-se o nome de Transformada *Wavelet Packet* (TWP), que é uma forma mais completa de decomposição do sinal em relação à TWD. Por uma questão de convenção neste trabalho, as decomposições oriundas da aplicação da TWP são identificadas por $D_{j,l}$, onde o índice j indica o nível da decomposição e o índice l localiza a decomposição entre as faixas de frequência de forma crescente. A Tabela 8 exibe o conteúdo em frequência para dois níveis de decomposição tanto para a TWD quanto para a TWP, em que F_s é a frequência de amostragem do sinal.

Tabela 8 – Relação dos coeficientes da decomposição *wavelet* com as faixas de frequência

TWD		TWP	
Coeficiente	Faixa frequência	Coeficiente	Faixa de frequência
c_1	$0 - F_s/4$	$D_{1,0}$	$0 - F_s/4$
c_2	$0 - F_s/8$	$D_{1,1}$	$F_s/4 - F_s/2$
d_2	$F_s/8 - F_s/4$	$D_{2,0}$	$0 - F_s/8$
d_1	$F_s/4 - F_s/2$	$D_{2,1}$	$F_s/8 - F_s/4$
		$D_{2,2}$	$F_s/4 - 3F_s/8$
		$D_{2,3}$	$3F_s/8 - F_s/2$

5.1.2 Análise de Componentes Principais

A Análise de Componentes Principais, do inglês *Principal Component Analysis* (PCA), constitui uma forma de reduzir a dimensionalidade de um conjunto de dados, com mínima perda de informação sobre sua variação (JOLLIFFE, 2013). Em outras palavras, PCA é uma técnica que, por meio de transformações lineares, modifica o conjunto original de variáveis para um conjunto menor de variáveis não correlacionadas.

A transformação linear do conjunto de dados resulta em um novo sistema de coordenadas, sendo que cada eixo é denominado um Componente Principal, ou *Principal Component* (PC). Logo, esta é uma análise que busca um sistema de coordenadas que melhor represente o conjunto de dados em estudo (WITTEN; FRANK; HALL, 2011). Uma característica importante desse novo sistema de coordenadas que deve ser destacada é a relevância de cada PC em função da variância dos dados. O primeiro PC representa o eixo mais significativo, ou seja, está na direção da maior variação dos dados. Por sua vez, o segundo PC será o eixo alinhado com a segunda maior variação dos dados, e assim por diante. Desta forma, é possível afirmar que os primeiros PCs devem representar a maior parte da informação contida nos dados originais (ANAPARTHI et al., 2005).

Um exemplo do novo sistema de coordenadas encontrado pela aplicação de PCA está ilustrado na Figura 42(a), para um conjunto de dados definido por amostras distribuídas em função de duas variáveis hipotéticas, Variável 1 e Variável 2. Como pode ser observado, o primeiro componente principal, denotado por PC 1, é representado por uma combinação linear das variáveis 1 e 2 de modo a acompanhar a direção de maior variação das amostras. Analogamente, o segundo componente principal, PC 2, é ortogonal ao primeiro e disposto de acordo com a direção da segunda maior variação dos dados. Com isto, tem-se um novo sistema de coordenadas definido por PC 1 e PC 2 alinhado de acordo com a variação dos dados em estudo. No caso de redução da dimensionalidade, ilustrada na Figura 42(b), tem-se que com a projeção das amostras em PC 1 os dados poderiam ser representados em apenas uma dimensão, de maneira a manter a maior variação possível do conjunto de dados.

O ganho pela utilização de PCA torna-se mais expressivo quanto maior o número de variáveis envolvidas no problema. Além disto, o PCA pode ser utilizado não somente para reduzir a dimensionalidade de um problema, mas também para enfatizar variações e padrões presentes nos dados, facilitando a análise e visualização de características do problema expressas no conjunto de dados.

Basicamente, os PCs são definidos pelos autovetores do conjunto de dados original, ordenados de acordo com a magnitude dos autovalores, visto que o autovalor representa a variância dos dados na direção do autovetor (WITTEN; FRANK; HALL, 2011). Desta forma, para um conjunto de dados $X_{m \times n}$, que consiste de m amostras formadas por n variáveis, o conjunto de dados $X_{m \times p}^{PCA}$ referenciado no novo sistema de coordenadas definido pelo PCA pode ser obtido conforme expresso em 18:

$$X_{m \times p}^{PCA} = X_{m \times n} \cdot T_{n \times p} \quad (18)$$

na qual $T_{n \times p}$ é a matrix de transformação do PCA e p o número de PCs, com $1 \leq p \leq n$. Ao escolher $p = n$ nenhuma informação do problema é perdida, e apenas os eixos reposicionados. Entretanto, como a maior parte da variação dos dados está condensada nos primeiros PCs, a escolha de $p < n$ vai reduzir a dimensão do problema, preservando

Figura 42 – Exemplo da aplicação de PCA.

(a) Conjunto de dados original e seus componentes principais

(b) Projeção dos dados no primeiro componente principal

Adaptado de López-Camacho et al. (2013)

a maior parte da variação dos dados (POZZEBON et al., 2011). Cabe ressaltar que a escala dos dados afeta diretamente a saída do PCA, e uma prática comum é que o conjunto de dados seja pré-processado para que apresente média zero e variância unitária (WITTEN; FRANK; HALL, 2011).

A matriz de transformação $T_{n \times p}$ é formada pelos autovetores do conjunto de dados, dispostos nas colunas da matriz e ordenados de acordo com a magnitude dos autovalores (JAFARIAN; SANAYE-PASAND, 2010). Desta forma, uma vez obtida a matriz de transformação, novos dados podem ser prontamente referenciados no novo sistema de coordenadas, de acordo com a quantidade de PCs estipulada.

5.1.3 Sistema de Inferência Genético-*Fuzzy*

Um sistema Genético-*Fuzzy* (GF) é o resultado da união da utilização da lógica nebulosa, ou lógica *fuzzy*, com a computação evolucionária. Resumidamente, um sistema GF une o tratamento qualitativo das variáveis na lógica *fuzzy* com a metodologia sistemática de busca presente na computação evolutiva (CORDON et al., 2002), representada neste trabalho pela aplicação do AG.

A Figura 43 exibe uma representação do processo de desenvolvimento de um sistema

de inferência *fuzzy* convencional, da sigla em inglês *Fuzzy Inference System* (FIS) em comparação com o sistema GF. Como pode ser observado, no FIS convencional (Figura 43(a)) a definição das funções de pertinência e regras que regem o comportamento do sistema *fuzzy* advém do conhecimento de um especialista, baseado na observação do problema em questão. Entretanto, a definição do conjunto de regras e o ajuste preciso das funções de pertinência e das demais variáveis envolvidas no sistema *fuzzy* manualmente pode resultar em uma tarefa árdua e demorada, com resultados aquém do esperado.

Figura 43 – Representação do processo de desenvolvimento de um sistema *fuzzy*.

(a) Sistema de inferência *fuzzy* convencional

(b) Sistema genético-*fuzzy*

Elaborado pelo autor.

Alternativamente, em sistemas GF (Figura 43(b)) a definição das funções de pertinência e regras que regem o comportamento do sistema *fuzzy* é realizada automaticamente pela utilização do AG, evidenciando a relação *fuzzy*/AG existente no sistema GF. Desta forma, faz-se necessário um conjunto de dados que relacione as possíveis entradas do sistema com suas respectivas saídas desejadas, possibilitando que o AG encontre o melhor ajuste do sistema *fuzzy*.

5.1.3.1 Lógica *Fuzzy*

O termo *fuzzy*, de origem inglesa, remete a algo incerto, subjetivo, nebuloso, etc., o que não implica que a teoria *fuzzy* seja vaga, mas sim que é utilizada para modelar ou representar conceitos vagos ou subjetivos. Desta forma, diferentemente da lógica clássica em que um elemento pertence ou não a um conjunto, na lógica *fuzzy* é introduzido o conceito de pertinência, no qual um elemento é associado a um ou mais grupos de acordo com seu grau de pertinência.

A Figura 44 exemplifica a relação entre uma variável e sua representação por funções de pertinência e conjuntos *fuzzy*. Neste exemplo foram definidos três conjuntos hipotéticos para a temperatura, sendo definidos pelas funções de pertinência “frio”, “ideal” e “quente”. Assim como mostrado na figura, a temperatura 40°C pertence simultaneamente a dois conjuntos *fuzzy*, “frio” e “ideal” com diferentes graus de pertinência, sendo 0,4 e 0,6, respectivamente.

Figura 44 – Exemplo de conjuntos *fuzzy*.

Elaborado pelo autor.

Esta etapa de mapeamento dos valores de entrada do problema em conjuntos *fuzzy* pela utilização das funções de pertinência recebe o nome de *fuzzyficação* (CORDON et al., 2002). Com a *fuzzyficação* as variáveis numéricas de entrada tornam-se variáveis linguísticas, como “frio” e “quente” do exemplo. Cabe ressaltar que as funções de pertinência utilizadas na etapa de *fuzzyficação* podem ter diversas formas, podendo ser representadas por dois grupos principais de funções: funções lineares por partes, como as funções trapezoidais ou triangulares; ou por funções diferenciáveis, como as funções do tipo sino, gaussiana, sigmoidal, etc (HERRERA; MAGDALENA, 1997). Em termos gerais, não existe uma regra que defina tipo, quantidade ou parâmetros de configuração ideais para as funções de pertinência para um dado problema, sendo que a melhor combinação deve ser encontrada por meio de testes ou experiência do especialista.

Uma das principais utilizações da lógica *fuzzy* reside na implementação de sistemas baseados em regras *fuzzy*, que consistem na aplicação de regras do tipo “Se-Então” a

partir dos conjuntos *fuzzy*. Logo, são criadas regras que definem o comportamento do sistema *fuzzy*, como no exemplo abaixo, onde foram criadas k regras de acordo com as combinações de X_n entradas classificadas em $A_{m,n}$ variáveis linguísticas, resultando na saída Y .

Regra 1: Se X_1 é $A_{1,1}$ e X_2 é $A_{1,2}$ e ... e Se X_n é $A_{1,n}$ então $Y = \text{consequente}_1$;

⋮

Regra k : Se X_1 é $A_{1,n}$ e X_2 é $A_{2,n}$ e ... e Se X_m é $A_{m,n}$ então $Y = \text{consequente}_k$;

Existem dois métodos de inferência principais para a definição dos consequentes das regras, sendo elas o método de Mandami e o método de Takagi-Sugeno (CORDON et al., 2002). No primeiro, os consequentes são tratados como variáveis linguísticas e, eventualmente, uma etapa de *defuzzyficação* faz-se necessária quando se deseja obter uma saída numérica. No segundo método, o consequente é dado por uma função das variáveis de entrada, e a saída do sistema é obtida pela soma ponderada dos consequentes de todas as regras.

5.1.3.2 Algoritmo Genético

Os AGs são algoritmos de busca baseados nos mecanismos da seleção natural e da biologia evolutiva (GOLDBERG, 1989). Com isto, a busca por soluções realizada pelos AGs inclui parâmetros aleatórios associados à biologia evolutiva e à sobrevivência das melhores soluções, com base na seleção natural das espécies.

A capacidade do AG em usar as características genéticas evolutivas observadas na natureza para guiar a busca de novas soluções faz com que problemas complexos possam ser resolvidos de forma rápida e confiável. De fato, os AGs são teórica e empiricamente reconhecidos por sua capacidade de busca em espaços complexos, tornando-se uma alternativa eficaz na solução de problemas (HERRERA; MAGDALENA, 1997). As características de busca por soluções do AGs o tornam uma poderosa ferramenta para otimização, e sua robustez o torna aplicável em uma vasta gama de problemas (SIVANANDAM; DEEPA, 2007).

Nos AGs, as soluções do problema são representadas por cromossomos, também chamados de indivíduos. Cada cromossomo contém a informação completa de uma possível solução do problema. Os cromossomos são formados pela combinação de genes, e cada gene representa um parâmetro da solução, que pode ser um valor binário, real, inteiro, etc. A representação mais comumente utilizada para codificar os cromossomos é a binária (ZALZALA; FLEMING, 1997), como exemplificado na Figura 45. Como pode ser observado, o cromossomo apresentado representa uma solução com 3 parâmetros distintos, $x_{1..3}$. Cada parâmetro é retratado por uma quantidade diferente de genes, o que pode refletir, por exemplo, na precisão requerida na solução.

Figura 45 – Exemplo de cromossomo representando uma solução de 3 variáveis, codificado com valores binários.

Elaborado pelo autor.

O funcionamento de um AG pode ser resumido como ilustrado na Figura 46. Inicialmente é gerada uma população, composta por diversos indivíduos criados aleatoriamente. Na sequência, os indivíduos são avaliados de acordo com sua aptidão, que consiste em uma função que indica a qualidade da solução encontrada, analogamente à função objetivo em um problema de otimização. Os indivíduos mais aptos são então selecionados, e caso os critérios de parada não tenham sido atingidos, como número máximo de gerações ou um certo valor de aptidão alcançado, o processo continua com a modificação dos cromossomos em busca de indivíduos mais aptos.

Figura 46 – Fluxograma do funcionamento básico de um AG.

Elaborado pelo autor.

A modificação dos cromossomos na busca por melhores soluções é realizada por meio de operadores genéticos, dos quais o cruzamento e a mutação são os mais utilizados

(SIVANANDAM; DEEPA, 2007). No cruzamento, dois cromossomos são selecionados da população para formar um par, de maneira probabilística, e seus genes são combinados gerando novos indivíduos. A combinação é realizada com a troca de parte dos genes entre os cromossomos pais, de maneira consistente com a representação das variáveis.

O operador mutação realiza, de maneira aleatória, mudanças nos genes. Desta forma, um gene selecionado arbitrariamente em um cromossomo tem seu valor alterado, gerando um novo cromossomo. Diferentemente do cruzamento, que combina valores existentes nos dois cromossomos, a mutação traz novas informações ao modificar um ou mais genes.

5.2 Algoritmo Desenvolvido para Proteção de Redes MTDC

O algoritmo de proteção proposto neste trabalho consiste na união dos conceitos apresentados na seção anterior, resultando em uma poderosa ferramenta para identificação de faltas em redes MTDC. Basicamente, o algoritmo consiste na análise da forma de onda da corrente CC assim que uma possível falta é detectada. Da análise da corrente é possível classificar se a falta detectada corresponde a uma falta interna ou externa e, consequentemente, se será ou não gerado o sinal de *trip* para o disjuntor associado, como ilustrado no fluxograma da Figura 47.

Com a detecção de uma falta, o sinal de corrente é processado de modo a classificar o evento como uma falta externa, que não requer atuação imediata, ou uma falta interna, na qual a proteção deve atuar imediatamente de modo a isolar a linha com defeito. O processamento do sinal é dividido em quatro etapas distintas: o cálculo da TWP, o cálculo da energia das decomposições obtidas pela TWP, a transformação do sistema de coordenadas e redução da dimensão dos dados pela aplicação do PCA e, por fim, a classificação da falta entre interna e externa realizada pelo sistema *fuzzy*.

5.2.1 Detecção da Falta

Após a aquisição do valor instantâneo da corrente CC, a primeira etapa do algoritmo reside na detecção de possíveis faltas na rede MTDC, representada pelo bloco de decisão “Falta detectada?”. Dada a sensibilidade dos VSCs frente a elevadas correntes de falta, a detecção instantânea de sobrecorrente foi escolhida como primeiro indicador da existência de faltas na rede CC. De fato, os primeiros milissegundos posteriores à ocorrência de uma falta nas linhas ou cabos CC são caracterizados pela descarga dos capacitores CC presentes nos conversores, resultando em um elevado pico de corrente CC (YANG; FLETCHER; O'REILLY, 2012). Adicionalmente, a polaridade da corrente CC no momento da detecção pode ser usada como indicativo para definir se a falta ocorreu na linha protegida. Logo, tem-se a detecção inicial da falta equacionada em (19), em que k representa a amostra

Figura 47 – Fluxograma de operação do algoritmo de proteção proposto.

Elaborado pelo autor.

atual e I_{Pickup} o limiar de detecção de sobrecorrente. O valor positivo para I_{Pickup} implica que a polaridade da corrente CC medida é positiva na direção do conversor para a linha CC protegida.

$$I_{CC}(k) \geq I_{Pickup} \quad (19)$$

De modo a aumentar a sensibilidade da detecção inicial da falta, a taxa de variação da corrente é monitorada em conjunto com a detecção por sobrecorrente. Este monitoramento é realizado pela observação da taxa de variação da corrente em um intervalo de tempo pré definido, Δt , conforme mostrado em (20). Caso a taxa de variação da corrente apresente um valor igual ou superior ao limite I_{taxa}^{max} estipulado, considera-se a existência de uma falta na rede MTDC. Desta forma, descargas dos capacitores em situações nas quais o limiar de detecção de corrente, I_{Pickup} , não é atingido podem ser identificadas.

$$\frac{I_{CC}(t) - I_{CC}(t - \Delta t)}{\Delta t} \geq I_{taxa}^{max} \quad (20)$$

Do exposto, tem-se que uma falta será detectada caso (19) ou (20) forem satisfeitas. Entretanto, a detecção da falta tanto pelo valor instantâneo da corrente, quanto pela taxa de variação da mesma, não garante seletividade à proteção. Utilizar exclusivamente o valor máximo ou a taxa de variação da corrente pode resultar em atuações indevidas dos disjuntores CC, especialmente em redes MTDC. Logo, faz-se necessária uma análise mais aprofundada do sinal da falta identificada para que seja feita a correta discriminação entre uma falta interna e externa.

5.2.2 Extração do Vetor de Características

A primeira etapa de processamento do sinal de falta é realizado pela aplicação da TWP em uma janela de dados da corrente CC. As definições da janela de dados serão abordadas no Capítulo 6. Ao aplicar a TWP no sinal de corrente, obtém-se uma série de decomposições equivalentes a diferentes faixas de frequência do sinal original. Como forma de extrair informações das decomposições e gerar um vetor de características capaz de sintetizar as particularidades do sinal em estudo, foi calculada a energia percentual de cada uma das decomposições, como mostrado em (21) (KUMAR; DEWAL; ANAND, 2012):

$$E_{x,y} = 100 \cdot \frac{\sum_{k=1}^K D_{xy}^2(k)}{\sum_{t=1}^T S^2(t)} \quad (21)$$

na qual $D_{x,y}$ é o vetor de k coeficientes da decomposição y no nível x , $E_{x,y}$ é a porcentagem de energia da decomposição y no nível x e S é o sinal original para uma janela de T amostras.

Este processo de cálculo da energia das decomposições da TWP é aplicado na corrente CC, gerando um vetor de características como ilustrado na Figura 48. Desta forma, cada componente $E_{x,y}$ representa a energia contida em uma das bandas de frequência.

5.2.3 Transformação do Sistema de Coordenadas

A extração de informações da corrente de falta resulta no vetor de características, que por sua vez define uma amostra em um sistema de coordenadas com o número de dimensões igual ao número de componentes de energia $E_{x,y}$.

Entretanto, como mostrado na seção 5.1.2, os PCs são obtidos de acordo com a distribuição de um conjunto de dados, e não a partir de uma única amostra. Desta forma, faz-se necessária uma prévia análise do sistema em estudo de modo a obter a matriz de transformação $T_{n \times p}$ do PCA.

A base de dados utilizada para definição da matriz de transformação pode ser formada tanto por dados oriundos de simulações de faltas da rede MTDC na qual a proteção será implementada, quanto por dados provenientes de medições reais. Contudo, é importante frisar que a base de dados deve conter casos de faltas internas e externas à linha protegida,

Figura 48 – Vetor de características obtido pela energia do segundo nível de decomposição da TWP.

Elaborado pelo autor.

em diversas situações operativas, a fim de obter um conjunto de dados representativo para a definição dos componentes principais.

A Figura 49 ilustra o processo de obtenção da matriz de transformação a partir de uma base de dados de treinamento formada por meio de extensivas simulações computacionais de situações de falta. Os vetores de características são calculados para cada uma das simulações pela aplicação da TWP, e enviados para a análise do PCA. Uma vez definidos os componentes principais, a matriz de transformação e os valores relativos à normalização dos dados são armazenados para utilização posterior no algoritmo de proteção.

Figura 49 – Fluxograma de treinamento do PCA.

Elaborado pelo autor.

Um exemplo da aplicação da matriz de transformação para um conjunto de dados oriundo de simulações do sistema teste está ilustrado na Figura 50. Na figura, cada amostra representa um vetor de características composto por quatro valores de energia, $E_{2,0..3}$. Como pode ser observado, foi realizada a redução da dimensão do problema para

duas dimensões, PC 1 e PC 2, viabilizando a representação gráfica dos dados originalmente compostos por 4 dimensões.

Os vetores da Figura 50 ilustram a participação de cada uma das variáveis originais nos PCs. A participação da variável original na posição da amostra no novo sistema de coordenadas é dada pelo valor da projeção de seu vetor no PC correspondente. Por exemplo, a variável $E_{2,1}$ tem uma participação mais expressiva no PC 2 do que no PC 1, visto que o módulo de sua projeção em PC 2 (aprox. 0,75) é maior do que sua projeção em PC 1 (aprox. 0,5).

Figura 50 – Exemplo da influência das variáveis originais nas PCs.

Elaborado pelo autor.

A redução da dimensionalidade dos dados, ou seja, escolha do número de PCs que serão utilizados para representar o conjunto de dados original, pode ser definida de acordo com a variância dos dados explicada por cada PC. Para o caso exemplificado na Figura 50, tem-se a relação da variância expressa por cada PC mostrada na Tabela 9. Como pode ser observado, é possível reduzir em uma dimensão a representação dos dados sem perda de informação relativa à variância das amostras. Ao representar os dados por apenas dois componentes principais, tem-se uma perda de aproximadamente 8% da variância.

De acordo com Witten, Frank e Hall (2011), é uma prática comum a utilização de PCA em conjuntos de dados numéricos para seleção de atributos e redução da dimensionalidade. De fato, a utilização do PCA organiza e destaca as variações no conjunto de dados que será analisado pelo sistema *fuzzy*. Ademais, a redução na dimensionalidade dos dados

Tabela 9 – Variância explicada por cada uma das PCs

PC	Variância	
	Individual [%]	Acumulada [%]
PC 1	81,1597	81,1597
PC 2	10,9092	92,0689
PC 3	7,9311	100

resultará em um sistema *fuzzy* com um menor número de variáveis e, conseqüentemente, um menor número de regras, tornando sua execução mais rápida e eficiente.

5.2.4 Verificação de Seletividade

A última etapa do algoritmo consiste na verificação de seletividade da falta. Para isto, os dados previamente processados pela aplicação da TWP e do PCA são então analisados e classificados pelo sistema *fuzzy*.

Assim como no PCA, o sistema *fuzzy* deve ser ajustado antes de sua utilização na classificação das faltas, como mostrado no fluxograma da Figura 51. Este ajuste é realizado pela utilização de AG e de uma base de dados de faltas, caracterizando o sistema GF.

Figura 51 – Fluxograma de ajuste do controlador *fuzzy*.

Elaborado pelo autor.

A partir do valor da corrente CC das simulações que compõem a base de dados, é realizado o processo de extração do vetor de características e transformação do sistema de coordenadas, de acordo com o PCA previamente ajustado. Então, os novos vetores de características, referenciados nos componentes principais, são enviados ao GF juntamente com a localização da falta relativa a cada caso simulado.

Neste momento, o AG inicia o processo de busca por um sistema *fuzzy* que melhor represente a relação entre as entradas, ou seja, os vetores de características, e as saídas desejadas, definidas pela localização das faltas. Visando otimizar a busca por um sistema *fuzzy* otimizado pela utilização do AG, foi escolhido o método de inferência de Takagi-Sugeno para sistemas baseados em regras *fuzzy*. A vantagem da utilização deste método

de inferência reside na forma como a saída do sistema *fuzzy* é gerada. No método Takagi-Sugeno a saída de cada uma das regras é baseada na combinação dos valores das entradas, e a resposta final do FIS é dada pela soma ponderada da saída de cada uma das regras (CORDON et al., 2002). Desta forma, a implementação do AG para o ajuste das regras é realizado pela busca dos pesos de cada regra, sendo que a quantidade de regras é definida pelo número de combinações possíveis das funções de pertinência relativas às entradas do sistema.

Além da busca pelos pesos das regras, o AG é responsável pelo ajuste das funções de pertinência de cada uma das entradas. As funções trapezoidais e triangulares, tradicionalmente utilizadas como funções de pertinência em sistemas *fuzzy* convencionais, possuem restrições geométricas que dificultam sua utilização no AG. Desta forma, restrições intermediárias devem ser criadas de modo a impor a geração de cromossomos que respeitem as restrições geométricas de cada função. Visando mitigar este problema e permitir a aleatoriedade na geração de cromossomos sem a necessidade de restrições intermediárias, foi escolhida a função sino, definida conforme (22), como função de pertinência do sistema *fuzzy*. A função sino não necessita de restrições intermediárias, visto que seus parâmetros de configuração a , b e c podem ser ajustados independentemente.

$$f_{x,a,b,c}^{sino} = \frac{1}{1 + \left| \frac{x-c}{a} \right|^{2b}} \quad (22)$$

A Figura 52 exibe alguns exemplos de funções sino geradas por diferentes combinações de seus parâmetros de configuração. Como pode ser observado, a função sino pode assumir aspectos bastante similares aos observados nas funções triangular ou trapezoidal, garantindo uma boa generalização das funções de pertinência apenas pela escolha de seus parâmetros de configuração. Uma ressalva deve ser feita quanto aos valores que podem ser atribuídos ao parâmetro b , que devem ser estritamente positivos. Valores negativos em b resultariam em uma função definida por um vale e não um pico, inviabilizando sua utilização com função de pertinência.

Do exposto, o cromossomo relativo ao AG deve ser criado de modo a abranger tanto os parâmetros de configuração das funções de pertinência quanto os pesos das regras. A Figura 53 exibe a configuração escolhida para os cromossomos, sendo a_{ij} , b_{ij} e c_{ij} os parâmetros de configuração da função de pertinência j , relativa à variável de entrada i , e W_P o peso da regra P . De acordo com a quantidade variáveis de entrada e do número de funções de pertinência associado a cada uma das variáveis, cria-se o conjunto de P regras, relativo às possíveis combinações entre os conjuntos *fuzzy*.

Após definido o número de variáveis de entrada e de funções de pertinência, gera-se aleatoriamente a população inicial e o conjunto de regras do sistema *fuzzy* para que seja iniciado o processo de busca de soluções pelo AG. Para avaliação da aptidão dos indivíduos pertencentes à população, é utilizado o valor do erro quadrático médio entre a

Figura 52 – Exemplo da variação da função de pertinência do tipo sino de acordo com os parâmetros de configuração a , b e c .

Elaborado pelo autor.

Figura 53 – Cromossomo.

Elaborado pelo autor.

saída estimada e desejada do sistema *fuzzy*. Logo, a avaliação de cada indivíduo consiste na criação de um sistema *fuzzy*, de acordo com os parâmetros definidos em seu cromossomo, e avaliação de sua capacidade de classificação das faltas aplicada ao conjunto de dados de treinamento. Cabe ressaltar que a resposta do sistema *fuzzy* será um valor numérico, devido à utilização do método Takagi-Sugeno. Desta forma, foram arbitrados os valores de zero e um para a definição de faltas externas e internas, respectivamente. Portanto, o valor da saída do sistema *fuzzy* deve ser arredondado para corresponder à definição das faltas, ou seja, é considerado 1 caso seja maior ou igual a 0,5, e 0 caso seja menor do que 0,5.

Ao final do processo de busca, o indivíduo mais apto é selecionado, resultando em um sistema *fuzzy* ajustado de modo a melhor representar a relação entre as variáveis de entrada e a existência de faltas internas no conjunto de dados de treinamento. Desta

forma, ressalta-se a importância de um conjunto de dados representativo para a realização do ajuste do FIS.

Para a utilização do sistema *fuzzy* ajustado pelo AG no algoritmo de proteção, é necessário que o domínio das variáveis de entrada seja compatível com o domínio utilizado no ajuste do sistema. Este requisito visa garantir a correta atuação do sistema *fuzzy*, e é alcançado por meio de um conjunto de dados de treinamento que contenha amostras em todo domínio das variáveis de entrada. Em outras palavras, caso o FIS tenha sido ajustado para uma entrada x definida, por exemplo, no conjunto $x \in \mathbb{R} \mid 10 \leq x \leq 50$, e um valor fora do intervalo $[10, 50]$ for apresentado ao sistema *fuzzy*, a resposta obtida pode não ser a desejada.

5.2.5 Aplicação do Algoritmo de Proteção em Função da Configuração do Conversor

Alguns aspectos importantes sobre a utilização do algoritmo de proteção proposto devem ser destacados. É importante observar que o sinal de abertura do Disjuntor de Corrente Contínua (DJCC), e a forma como o algoritmo será implementado, depende da configuração do conversor utilizado, conforme exemplificado na Figura 54. Para a configuração monopolar assimétrica (Figura 54(a)), em que apenas um condutor é utilizado na transmissão de energia, o algoritmo de proteção deve ser executado para medições no polo existente, e o sinal de *trip* comandará o disjuntor responsável pela desconexão da linha.

No caso de conversores monopolares simétricos, assim como modelado neste trabalho, o algoritmo de proteção deve ser executado independentemente em ambos os polos do conversor, como representado na Figura 54(b) pela existência de dois relés de proteção. Isto é necessário para identificar curtos-circuitos tanto entre o polo positivo e a terra, quanto entre o polo negativo e a terra. Entretanto, a peculiaridade desta configuração está relacionada com a ocorrência de curtos-circuitos entre os polos positivo e negativo. Da análise de oscilografias deste tipo de falta, sabe-se que a descarga dos capacitores em ambos os polos implicará no aumento abrupto da corrente em ambos os polos, o que resultará na atuação do algoritmo de proteção do polo positivo, negativo ou ambos. Visto que na configuração monopolar simétrica não existe a possibilidade de manter a transmissão de energia no caso de falha em um dos condutores, o sinal de *trip* da proteção deve garantir a desconexão de ambos os polos. Logo, apesar do algoritmo de proteção ser executado de maneira independente entre os polos, o sinal de comando para os disjuntores é único.

A mesma análise apresentada para a atuação da proteção na configuração monopolar simétrica é válida para a configuração bipolar. Entretanto, dada a capacidade desta configuração de manter a transmissão de energia no caso de falha em um dos condutores,

Figura 54 – Exemplo de aplicação do algoritmo de proteção de acordo com a configuração do conversor

Elaborado pelo autor.

é possível implementar o algoritmo de proteção de maneira completamente independente entre os polos, como ilustrado na Figura 54(c). Nesta situação, para o caso de um curto circuito no polo positivo, por exemplo, apenas o disjuntor DJCC1.1 será comutado, e o conversor continuará a transmitir energia através do polo negativo e a terra (ou retorno metálico). Em situações nas quais a operação do conversor durante falha de um dos condutores não for desejável, a implementação do algoritmo de proteção pode ser realizada como mostrado para a configuração monopolar simétrica.

Parametrização e Avaliação da Operação do Algoritmo de Proteção Proposto

A avaliação da operação do algoritmo de proteção proposto visa comprovar a sua eficácia, obtida pela observação de parâmetros de avaliação como confiabilidade, seletividade e velocidade de atuação é possível aferir a efetividade do algoritmo proposto.

Dada a necessidade de parametrização do algoritmo de proteção previamente à sua utilização, aspectos relativos à seleção de parâmetros de configuração serão abordados neste capítulo. Por meio da definição de uma metodologia de parametrização para o algoritmo de proteção, aspectos fundamentais de seu funcionamento são evidenciados, simplificando o processo de adequação da proteção para redes distintas.

6.1 Metodologia de Parametrização do Algoritmo de Proteção

Para que possa ser realizada a avaliação da operação do algoritmo de proteção proposto, faz-se necessária a prévia parametrização do mesmo. A parametrização do algoritmo engloba a seleção de seus parâmetros de configuração, desde a definição dos limiares de detecção de falta, até os valores relativos à execução do sistema GF. Desta forma, é de suma importância que o algoritmo seja cuidadosamente parametrizado, de modo a garantir a melhor performance possível da proteção para a rede MTDC na qual será aplicado.

A parametrização do algoritmo de proteção consiste na geração de um conjunto de dados de treinamento, além de cinco etapas de definição de parâmetros, sendo:

- Definição da taxa amostral para aquisição do sinal de corrente CC;

- Ajuste dos parâmetros de detecção da falta;
 - Escolha do valor de pickup da corrente CC, I_{Pickup} ;
 - Escolha da máxima taxa de variação da corrente, I_{taxa}^{max} ;
- Definição dos parâmetros da TWP;
 - Escolha do tamanho da janela de dados;
 - Escolha do nível de decomposição;
 - Escolha da *Wavelet* mãe;
- Definição do número de componentes principais;
- Definição dos parâmetros do sistema GF;
 - Número de funções de pertinência para cada entrada do sistema *fuzzy*;
 - Tamanho da população do AG;
 - Determinação do número máximo de gerações do AG;
 - Determinação do número de subconjuntos para o processo de validação (*K-fold*)

As peculiaridades envolvidas na definição de cada um dos parâmetros citados serão discutidas nesta seção, de modo a auxiliar o especialista em proteção a obter um ajuste eficaz, evidenciando a potencialidade do algoritmo. Cada uma das etapas envolvidas visa obter ajustes capazes de destacar as propriedades relevantes dos sinais de corrente medidos, resultando em um algoritmo de proteção rápido, confiável e seletivo.

6.1.1 Obtenção dos Conjuntos de Dados de Simulação

O conjunto de dados de treinamento necessário para ajuste do algoritmo de proteção foi obtido por meio de simulações computacionais realizadas no RTDS. Objetivando a geração de dados representativos a partir do sistema teste, foram realizadas 4140 simulações de faltas. Os dados gerados correspondem a simulações de faltas no sistema teste para uma vasta gama de variação de parâmetros, como local, resistência e tipo da falta. Adicionalmente, os casos de falta foram simulados para várias situações operativas, definidas pelo fluxo de potência ativa exercido na rede MTDC anteriormente ao momento de aplicação da falta. No total, foram necessárias aproximadamente 50 horas de execução de simulações no RTDS, sendo que cada simulação foi realizada em pouco mais de 40 segundos. O tempo despendido por cada simulação compreende o período de inicialização e estabilização do sistema, aplicação da falta e coleta de dados.

A Tabela 10 apresenta um resumo dos parâmetros variados nas simulações. Os campos referentes à potência ativa especificam o fluxo de potência ativa na rede MTDC, definidos

pelos valores P_{VSC1}^{Set} e P_{VSC3}^{Set} . Dada a operação do VSC2 como conversor *slack*, seu fluxo de potência ativa será definido de acordo com o balanço energético da rede CC, a fim de manter o nível da tensão CC em seu valor nominal (ou outro valor pré estabelecido no controle). Assim, um valor de potência ativa de (-0,6; 0,8) implica que o conversor VSC1 está injetando 0,6 p.u. de potência ativa na rede CA, enquanto o conversor VSC3 está injetando 0,8 p.u. de potência ativa na rede CC, de acordo com a convenção adotada para o sinal da potência de referência no controle do conversor. A título de exemplo, para o caso apresentado, desconsiderando-se as perdas no sistema, seria necessário que o conversor VSC2 injetasse 0,2 p.u. de potência ativa na rede CA, a fim de manter o balanço energético.

Tabela 10 – Conjunto de dados de treinamento.

Simulações de faltas nos cabos CC - 4140 casos	
Potência Ativa [p.u.] (P_{VSC1}^{Set} ; P_{VSC3}^{Set})	(-0,5; -0,5), (-0,5; 0), (-0,6; 0,8), (-0,8; 0), (0; -0,2) (0,2; 0); (0,5; 0), (0,8; 0), (0,8; 0,8), (-0,2; 0) (0; -0,5), (0; -0,8), (0; 0,2), (0; 0,5), (0; 0,8)
Distância da falta a partir de VSC1 [km]	20, 40, 60, 80, 100, 120, 140, 160, 180 220, 240, 260, 280, 300, 320, 340, 360, 380
Resistência de falta [Ω]	0,01, 1, 10, 30, 50
Simulações de faltas no terminal CA dos conversores - 90 casos	
Potência Ativa [p.u.] (P_{VSC1}^{Set} ; P_{VSC3}^{Set})	(0,5; -0,7), (0,8; 0,3), (-0,3;-0,8)
Local da falta	VSC1, VSC2, VSC3
Resistência de falta [Ω]	1

Para as simulações de faltas nos cabos CC, o parâmetro de distância da falta a partir de VSC1 segue o conceito apresentado na Seção 5.1, em que distâncias inferiores a 200 km são referentes a faltas no Cabo1, ao passo que distâncias superiores a 200 km especificam faltas no Cabo2. No caso das simulações de faltas na rede CA, foram considerados apenas casos de faltas nos terminais dos conversores, por representarem o caso mais crítico em relação à interferência na operação dos conversores. Desta forma, o local da falta define o conversor no qual foram aplicadas faltas em seu terminal CA.

Apesar de não ter sido informado na Tabela 10, todas as simulações foram realizadas para os possíveis tipos de falta. No caso de faltas na rede CC, foram simulados curtos-circuitos do tipo polo Positivo - Terra (PT), polo Negativo - Terra (NT) e polo Positivo - polo Negativo (PN). Para as faltas nos terminais CA dos conversores, foram realizadas todas as combinações possíveis entre cada uma das três fases e a terra, totalizando dez tipos de faltas.

Por fim, os dados provenientes das simulações foram agrupados e analisados com o uso do *software* MATLAB®, incluindo a parametrização e implementação do algoritmo de proteção.

6.1.2 Definição da taxa amostral para aquisição do sinal de corrente CC

Para a escolha da taxa amostral, utilizada na aquisição do sinal de corrente CC, foram utilizados os conceitos apresentados na Seção 5.1, acerca da fundamentação teórica do algoritmo. Como discutido na referida seção, o monitoramento de frequências inferiores a 1 kHz é suficiente para evidenciar atenuação nos sinais de corrente CC, ocasionada tanto pelos capacitores CC quanto pela impedância das linhas (Figura 38). Logo, para que seja possível a observação dos componentes do sinal com frequência de até 1 kHz, faz-se necessária uma taxa amostral igual ou superior a 2 kHz, conforme definido no teorema da amostragem de Nyquist.

Visto que uma taxa amostral de 2 kHz possibilita a observação dos fenômenos de atenuação associados com a classificação da falta, a mesma foi escolhida para utilização neste trabalho. Cabe ressaltar que taxas maiores podem ser definidas, o que implicará no ajuste dos demais parâmetros de configuração, conforme será abordado nesta seção. Além disso, a taxa amostral é um parâmetro de grande relevância ao se considerar a implementação em *hardware* do algoritmo de proteção proposto. A possibilidade de se utilizar taxas amostrais reduzidas reflete diretamente na complexidade do *hardware* utilizado e, consequentemente, no custo da implementação.

6.1.3 Ajuste dos parâmetros de detecção da falta

A primeira etapa da definição dos parâmetros de configuração reside no ajuste dos parâmetros de detecção da falta, ou seja, a escolha dos parâmetros I_{Pickup} e I_{taxa}^{max} . A escolha desses valores depende, dentre outros fatores, do comportamento da corrente CC de falta observada nos dados de treinamento. Adicionalmente, o valor de I_{Pickup} deve estar entre a máxima corrente de operação e a máxima corrente suportada pelo conversor, e o valor de I_{taxa}^{max} deve ser superior às taxas de variação da corrente devido à operação do controle do conversor. Esta restrição é necessária para evitar sensibilizar a proteção em condições normais de operação, além de garantir a identificação da falta antes que a magnitude da corrente seja suficiente para causar danos ao conversor.

De acordo com a modelagem do sistema, em condições normais, a corrente máxima de operação do conversor será igual a 1 p.u., enquanto a corrente suficiente para causar danos aos conversores foi definida como sendo 2 p.u. (CURIS et al., 2012). Ademais, cabe ressaltar que o controle desabilita o chaveamento dos IGBTs assim que a corrente nos mesmos ultrapassar 2 p.u., como detalhado na Subseção 4.1.3. Finalmente, por meio

da observação do comportamento da corrente CC na base de dados de treinamento, foi estipulado o valor de 1,3 p.u. para o parâmetro I_{Pickup} .

Assim como foi realizado na definição de I_{Pickup} , o valor da máxima taxa de variação da corrente CC é obtida pela observação do comportamento da corrente na base de dados de treinamento. Entretanto, a única restrição envolvida com a escolha do valor de I_{taxa}^{max} é relativa à operação do controle dos inversores, mais especificamente em situações de variação do ponto de operação. Neste sentido, a dinâmica da corrente CC frente às variações dos pontos de operação do conversor difere substancialmente da dinâmica durante uma falta. Enquanto a mudança de ponto de operação é definida por uma variação controlada da corrente, a ocorrência de uma falta na linha CC resulta na descarga do capacitor CC, originando uma variação abrupta no valor da corrente.

Por fim, da observação das características da descarga do capacitor CC, foi arbitrada uma taxa de variação máxima da corrente de 0,6 p.u. em um intervalo de tempo $\Delta t = 0,5$ ms. Cabe ressaltar que o intervalo $\Delta t = 0,5$ ms reflete o tempo entre duas amostras consecutivas, de acordo com a taxa amostral previamente estipulada de 2 kHz. Ao analisar o conjunto de dados de treinamento, foi verificado que este valor é suficiente para identificar faltas internas para uma ampla gama de resistências de falta.

A Figura 55 ilustra o comportamento da taxa de variação da corrente no polo positivo de VSC1 para duas situações distintas, uma falta PT de 30Ω no Cabo1 e a mudança do fluxo de potência em VSC1, sendo que em ambos os casos a potência ativa inicial foi definida em VSC1 como -0,6 p.u.. Como pode ser observado na Figura 55(a), durante uma falta a variação abrupta da corrente CC resulta em uma elevada taxa de variação, relativa ao momento da descarga do capacitor, evidenciando a ocorrência da falta. Entretanto, mesmo para uma variação expressiva do fluxo de potência, como mostrado na Figura 55(b) para um degrau na referência de potência ativa de VSC1, passando de -0,6 p.u. para 0,6 p.u., a influência na taxa de variação é negligenciável. Isto ocorre devido à dinâmica do controle, modelado de maneira a assegurar resposta suave do controlador frente a mudanças nos valores de referência.

6.1.4 Definição dos parâmetros da TWP

A definição da taxa amostral da corrente e do tamanho da janela de dados está diretamente relacionada com a escolha do nível de decomposição da TWP. De acordo com o valor da taxa amostral, as decomposições da TWP abrangerão diferentes bandas de frequência. Ademais, devido ao processo de decimação, ou subamostragem pelo fator dois, presente na decomposição do sinal pela TWP, o tamanho da janela de dados limitará o nível das decomposições. Além disso, é preciso observar que uma janela de dados demasiadamente extensa incluirá muitos dados de pré falta, ou seja, dados de regime, amortecendo as variações oriundas dos primeiros instantes subsequentes à ocorrência de uma falta. Este efeito pode gerar um atraso na classificação da falta, visto que as carac-

Figura 55 – Taxa de variação da corrente CC observada no Relé1 para $\Delta t = 0,5$ ms durante: (a) uma falta de 30Ω no Cabo1 e (b) Variação no fluxo de potência ativa em VSC1 de $-0,6$ p.u para $0,6$ p.u.

Elaborado pelo autor.

terísticas da falta devem ser destacadas para que a mesma seja prontamente classificada pelo sistema *fuzzy*. Em contrapartida, uma janela de dados excessivamente curta limitará o nível de decomposição do sinal efetuado pela TWP, podendo resultar em um vetor de características com informações insuficientes para garantir a correta classificação da falta.

Testes preliminares indicaram que, para uma taxa amostral em 2 kHz, a decomposição do sinal pela TWP em dois níveis, ou seja, quatro bandas de frequência, é suficiente para gerar um vetor de características representativo, considerando o tipo do problema abordado neste trabalho. Desta forma, as decomposições do sinal $D_{2,0}$, $D_{2,1}$, $D_{2,2}$ e $D_{2,3}$ compreendem as bandas de frequência de 0 a 250 Hz, 250 a 500 Hz, 500 a 750 Hz e de 750 a 1000 Hz, respectivamente. Ademais, a utilização de uma janela de dados de 3 ms revelou ser adequada para garantir a extração das informações da corrente CC medida.

Além do nível de decomposição, um parâmetro de grande importância na TWP é a escolha da *wavelet* mãe. A *wavelet* mãe influencia diretamente na geração dos filtros passa-alta e passa-baixa, que efetivamente realizarão a decomposição do sinal, sendo que diferentes filtros implicam em diferentes respostas da aplicação da TWP. De modo geral, não existe uma regra que indique qual *wavelet* mãe deve ser escolhida, sendo necessária a realização de testes a fim de encontrar a *wavelet* que resultará na melhor decomposição do sinal. Desta forma, foi avaliada a utilização das famílias Daubechies (db2, db3, ..., db12) e Symlet (sym2, sym3, ..., sym8). A partir da aplicação da TWP em uma série de dados do

conjunto de treinamentos, foi avaliada a diferença na decomposição do sinal resultante da escolha da *wavelet* mãe. Da análise não foram observadas diferenças significativas entre as respostas da utilização das *wavelet* mãe selecionadas, possivelmente devido à combinação da baixa taxa amostral e do tamanho reduzido da janela de dados. Portanto, foi escolhida a *wavelet* mãe db2 para utilização no algoritmo, por ser definida por um menor número de coeficientes em comparação às demais *wavelets* avaliadas, reduzindo a complexidade das operações.

6.1.5 Definição do Número de Componentes Principais

O processo de obtenção dos PCs exercido pelo PCA é realizado por meio de operações matemáticas aplicadas ao conjunto de dados, não sendo necessário o ajuste de parâmetros. Entretanto, é necessário definir o número de PCs que serão utilizados no algoritmo de proteção. Um fator importante para auxiliar nessa decisão é a variância explicada por cada um dos PCs. Vale ressaltar que, quanto maior o número de PCs utilizados, maior será o número de entradas do sistema *fuzzy*. Visto que a decomposição da TWP foi definida em dois níveis, o PCA será executado em um conjunto de dados de dimensão quatro. A Figura 56 exibe o resultado da aplicação do PCA para o conjunto de vetores de característica resultantes de faltas do tipo polo positivo-terra dos dados de treinamento.

Pela utilização dos três primeiros PCs foi possível obter uma visualização gráfica da informação contida no vetor de características (Figura 56(a)), originalmente com quatro dimensões. Como pode ser observado, existe uma separação entre os dados de faltas internas e externas, indicando que a escolha dos parâmetros definidos anteriormente, como taxa amostral e parâmetros da TWP, resultou em dados representativos para posterior classificação pelo sistema *fuzzy*.

A Figura 56(b) exibe a variância dos dados originais explicada por cada um dos PCs e, como pode ser observado, os três primeiros componentes são suficientes para representar 100% da variância dos dados originais. Isto ocorre devido à informação contida no vetor de características, que representa a energia de cada uma das bandas de frequência das decomposições da TWP. Como a energia está na forma percentual, a soma das energias resultará na energia total, ou seja, 100%. Desta forma, dados três valores do vetor de características, o quarto valor pode ser facilmente calculado. Ao criar um novo sistema de coordenadas linearmente independentes, o PCA é capaz de reduzir a dimensionalidade dos dados, sem perda de informação. Visto que essa característica na representação dos dados pelos PCs foi observada para os vetores de características em todo o conjunto de dados de treinamento, foi definida a utilização dos três primeiros PCs para a representação dos dados no novo sistema de coordenadas.

Figura 56 – Exemplo da aplicação do PCA para faltas polo positivo-terra do conjunto de treinamento.

(a) Visualização dos dados no novo sistema de coordenadas

(b) Variância explicada por cada PC

Elaborado pelo autor.

6.1.6 Definição dos Parâmetros do Sistema GF

Finalmente, a última etapa do processo de parametrização do algoritmo reside na definição dos parâmetros do sistema GF. Para que o algoritmo de busca possa ser executado, é necessário que o número de funções de pertinência do sistema *fuzzy* seja definido, viabilizando a criação dos cromossomos. Quanto maior o número de funções de pertinência selecionado, melhor será a capacidade do algoritmo de selecionar valores específicos de cada entrada para a geração de regras. Em contrapartida, um número elevado de regras

pode afetar a capacidade de generalização do sistema *fuzzy*, ou seja, sua capacidade de classificar corretamente dados que não foram utilizados em seu treinamento. Isto ocorre pois, ao utilizar um número elevado de funções de pertinência, o sistema *fuzzy* pode se adaptar às características específicas dos dados de treinamento, resultando em um desempenho insatisfatório ao ser utilizado para classificar dados diferentes dos utilizados no treinamento.

Para a determinação do número de funções de pertinência, foram realizados diversos ajustes do sistema *fuzzy*, variando-se o número de funções de pertinência. Cabe ressaltar que, para a avaliação dos ajustes do sistema *fuzzy*, foram utilizados apenas dados do conjunto de treinamento, e o conjunto de dados de testes foi reservado exclusivamente para avaliação final da atuação do algoritmo. Desta forma, foi utilizado o método *K-fold* de validação cruzada para avaliação da resposta do sistema *fuzzy* ajustado. No método *K-fold*, o conjunto de dados de treinamento é subdividido em K subconjuntos, em que $K-1$ conjuntos são utilizados para treinamento e o conjunto restante utilizado na validação (PAL, 2016). Diferentemente da validação cruzada tradicional, na qual uma vez selecionado o grupo de treinamento e de testes o algoritmo é executado apenas uma vez, no método *K-fold* são realizados treinamentos para todas as combinações dos $K-1$ subconjuntos, conforme ilustrado na Figura 57.

Figura 57 – Representação do método *K-fold* de validação cruzada.

Elaborado pelo autor.

A divisão do conjunto de dados em K subconjuntos é realizada aleatoriamente, e o erro final resultante do processo de treinamento é dado pela média do erro encontrado nos K treinamentos realizados pela combinação dos subconjuntos. Ao final do processo de validação, o sistema *fuzzy* ajustado será relativo ao treinamento que apresentar o menor erro entre os K treinamentos realizados. Para a realização da validação cruzada, o conjunto de treinamento foi subdividido em cinco conjuntos, ou seja, $K = 5$. Valores padrão para a escolha do número de subconjuntos K comumente variam entre 5 e 10 (PAL, 2016).

Assim como a escolha do número de funções de pertinência, os parâmetros definidos anteriormente impactam diretamente na qualidade da classificação da falta realizada pelo sistema *fuzzy*. Logo, a presença de erros elevados no processo de validação, independentemente da quantidade de funções de pertinência escolhida, é um indicativo de que os parâmetros de ajuste selecionados nas etapas de identificação da falta e extração do vetor de características são insuficientes para a correta classificação da falta. Esta observação é especialmente relevante para os casos nos quais a quantidade de PCs definida no PCA seja maior do que três, impossibilitando a visualização gráfica dos dados, como realizado na Subseção 6.1.5.

Para que seja possível executar o AG, é necessário definir o tamanho da população e o número de gerações. Novamente, não existe uma regra para definição destes valores, sendo que o tamanho ideal da população e do número de gerações depende especificamente das características de cada problema. Em Chen et al. (2012) é feita uma análise em busca do valor ideal para o tamanho da população, resultando em uma indicação de que uma população muito grande pode denegrir a qualidade da solução encontrada. Em Diaz-Gomez e Hougen (2007), foram discutidos diversos aspectos acerca da geração da população inicial para execução do AG, a fim de promover a qualidade da solução encontrada. Entretanto, não foi encontrado na literatura um método único capaz de definir o tamanho e forma ideais da população inicial do AG, sendo o método empírico o mais comumente utilizado (DIAZ-GOMEZ; HOUGEN, 2007).

Visto que não existe uma regra para nortear a escolha de tais parâmetros, foram escolhidos empiricamente os valores de 30 gerações, e uma população proporcional a cinco vezes o tamanho do cromossomo. Cabe ressaltar que o tamanho do cromossomo depende do número de entradas, de funções de pertinência e de regras do sistema *fuzzy*, conforme apresentado na Subseção 5.2.4. Como apontado por Diaz-Gomez e Hougen (2007), diversas pesquisas apontam que quanto maior a dimensão do problema, maior o número de indivíduos necessários para se obter uma boa solução. Posto que a dimensão do problema está diretamente relacionada com o tamanho do cromossomo, uma população inicial proporcional ao tamanho do cromossomo representa uma estimativa inicial interessante. De fato, a execução do AG com tais parâmetros apresentou resultados consistentes, indicando que o tamanho da população e número de gerações escolhidos são suficientes para a correta representação do problema.

Uma vez definidos os parâmetros de configuração, é possível executar o AG e avaliar a influência do número de funções de pertinência. Ao variar o número de funções de pertinência e executar o AG, foi observado que a subdivisão de cada variável de entrada em três conjuntos *fuzzy* foi suficiente para apresentar resultados satisfatórios, ou seja, com baixo erro médio e baixo desvio padrão entre os erros de validação de cada um dos cinco subconjuntos criados no método *K-fold*, conforme exposto na Tabela 11.

Após a realização do treinamento, o sistema *fuzzy* resultante é definido pelos parâ-

Tabela 11 – Erro observado no processo de validação com $K=5$ e três funções de pertinência para cada entrada do sistema *fuzzy*.

	Treinamento					Média	Desvio Padrão
	1	2	3	4	5		
Erro [%]	1,04	4,18	0,26	3,39	0,78	1,93	1,74

metros de ajuste contidos no cromossomo mais apto, correspondente ao treinamento com menor erro entre os K treinamentos avaliados no método K -fold. Com referência à tabela Tabela 11, o sistema *fuzzy* resultante corresponde ao cromossomo mais apto do treinamento número três, ou seja, o treinamento com menor erro.

6.1.6.1 Parametrização do Algoritmo em Função do Sistema Teste

A parametrização do algoritmo proposto segue uma série de etapas, conforme mostrado neste trabalho, resultando em um conjunto de parâmetros de configuração escolhidos de acordo com as características sistema onde a proteção será empregada. Todas as definições realizadas ao longo do capítulo estão compreendidas na Tabela 12 e são apresentadas resumidamente nesta seção.

Tabela 12 – Parâmetros de ajuste do algoritmo avaliado

	Parâmetro	Valor definido
	Taxa amostral	2 kHz
Detecção da falta	I_{Pickup}	1,3 p.u.
	I_{taxa}^{max}	0,6 p.u./0,5 ms
TWP	Janela de dados	3 ms
	Nível de decomposição	2
	<i>Wavelet</i> mãe	db2
PCA	Número de PCs	3
GF	Funções de pertinência	3 (por entrada)
	População do AG	315 indivíduos
	Número de gerações do AG	30
	Quantidade de subconjuntos para validação (K)	5

Para definição da taxa amostral foi realizada uma análise no domínio da frequência do sinal de corrente. Com isto, foi constatado que, para o sistema em estudo, o monitoramento de frequências inferiores a 1 kHz é suficiente para evidenciar a atenuação causada tanto pelos capacitores CC quanto pela impedância dos cabos. Desta forma, foi escolhida a taxa amostral de 2 kHz, a fim de satisfazer o teorema da amostragem de Nyquist.

Os valores de I_{Pickup} e I_{taxa}^{max} foram definidos pela observação do comportamento da corrente CC para simulações de faltas no sistema teste. Enquanto o valor de I_{Pickup}

busca assegurar que a falta seja identificada antes de atingir o limiar de proteção interna do conversor, o valor de I_{taxa}^{max} foi definido de modo a não ser alcançado em função de operações de chaveamento naturais do conversor.

As definições relativas à TWP englobam o tamanho da janela de dados, o nível de decomposição do sinal e qual será a *Wavelet* mãe utilizada na decomposição. De modo geral, estas definições devem ser realizadas de forma empírica. Entretanto, é possível avaliar a efetividade dos parâmetros definidos para a TWP ao aplicar o PCA. Conforme exemplificado na Figura 57(a), onde pode ser observada uma separação entre os casos de faltas internas e externas. Com relação ao número de PCs, o mesmo pode ser facilmente obtido pela observação da variância explicada por cada PC, escolhendo-se apenas os PCs de maior relevância, conforme ilustrado na Figura 57(b).

Finalmente, devem ser definidos os parâmetros do sistema GF. Para tanto, é necessário estabelecer o número de funções de pertinência, por entrada, do sistema *Fuzzy*, além dos parâmetros do AG. Para o sistema fuzzy, foram escolhidas três funções de pertinência por entrada, de modo a reduzir a complexidade do conjunto de regras, além e evitar que o sistema se adapte às características do conjunto de treino, reduzindo sua capacidade de generalização do problema.

Como apontado por Diaz-Gomez e Hougen (2007), uma população inicial proporcional à dimensão do problema configura uma boa estimativa da população do AG. Desta forma, a população do AG foi definida como sendo proporcional a cinco vezes a dimensão do problema. Cabe ressaltar que a dimensão do problema corresponde ao tamanho do cromossomo, sendo este composto tanto pelos parâmetros definem as funções de pertinência quanto os pesos das regras, conforme ilustrado na Figura 53. Logo, o tamanho resultante da população pode ser encontrado conforme mostrado abaixo:

$$\begin{aligned}
 \text{População do AG} &= 5 \cdot \underbrace{\text{Tamanho do cromossomo}}_{63 \text{ genes}} \\
 &= 5 \cdot \left(\underbrace{3 \text{ entradas com } 3 \text{ funções de pertinência cada}}_{27 \text{ genes (3 genes por função)}} + \underbrace{\text{Número de regras}}_{36 \text{ genes}} \right) \\
 &= 315 \text{ indivíduos.}
 \end{aligned}$$

Assim como o tamanho da população, não existe uma regra definida para escolha do número de gerações do AG. Desta forma, foi escolhido empiricamente o valor de 30 gerações. Finalmente, foi escolhido o valor $K = 5$ para o método *K-fold* de validação, de forma a manter 20% dos dados para validação a cada treinamento realizado.

6.2 Avaliação da Operação do Algoritmo de Proteção

Nesta seção será avaliado o desempenho do algoritmo de proteção, ajustado conforme discutido na Seção 6.1. O algoritmo será avaliado quanto à sua taxa de acerto na identificação das faltas, seletividade e velocidade de atuação quando aplicado ao sistema teste apresentado no Capítulo 4, de acordo com os parâmetros de ajuste elencados na Tabela 12.

Dois pontos distintos foram escolhidos para a aplicação do algoritmo de proteção no sistema teste, representados pelos blocos Relé1 e Relé3 na Figura 58, responsáveis por comandar os DJCCs 1 e 3, respectivamente. Uma vez que o sistema é composto por VSCs monopolares simétricos, os disjuntores dos polos positivo e negativo são acionados simultaneamente caso uma falta seja identificada.

Os pontos de aplicação do algoritmo foram escolhidos de modo a evidenciar o problema da seletividade na atuação da proteção. Por exemplo, a atuação do Relé1 deve ser seletiva quanto a faltas no Cabo2, devendo atuar apenas para casos de faltas no Cabo1. Devido à inexistência de comunicação da proteção entre os terminas dos cabos protegidos, a seletividade é alcançada apenas pelo processamento de dados locais.

Figura 58 – Localização dos relés e disjuntores no sistema teste.

Elaborado pelo autor.

Analogamente, o Relé3 deve ser seletivo quanto a faltas no Cabo2, e sua atuação é esperada apenas para faltas no Cabo2. Por outro lado, nos pontos de medição definidos pelo local de instalação dos Disjuntores DJCC2.1 e DJCC2.2, a seletividade entre faltas nos cabos CC é obtida pela direcionalidade da corrente CC. Desta forma, para uma falta no Cabo2, a contribuição na corrente de falta originária do conversor VSC1 apre-

sentará direção oposta à necessária para sensibilizar a proteção em DJCC2.1, garantindo a seletividade da proteção.

O conjunto de dados de testes, utilizado para a validação da operação do algoritmo de proteção, foi obtido de maneira semelhante aos dados de treinamento. Visto que a validação deve ser realizada com dados diferentes dos utilizados no processo de ajuste do algoritmo, foram variados os pontos de aplicação das faltas nos cabos CC e os valores de potência ativa nos conversores, em relação aos encontrados no conjunto de testes. Os parâmetros utilizados nas simulações do conjunto de testes estão dispostos na Tabela 13, sendo que foram necessárias aproximadamente 22 horas de simulações para sua formação.

Tabela 13 – Conjunto de dados de teste.

Simulações de faltas nos cabos CC - 1680 casos	
Potência Ativa [p.u.] (P_{VSC1}^{Set} ; P_{VSC3}^{Set})	(0,6; 0,6), (-0,6; -0,6), (0,7;-0,5), (0;-0,8) (0; 0,8), (0,8; 0), (-0,8; 0)
Distância da falta a partir de VSC1 [km]	30, 50, 70, 90, 110, 130, 150, 170 230, 250, 270, 290, 310, 330, 350, 370
Resistência de falta [Ω]	0,01, 1, 10, 30, 50
Simulações de faltas no terminal CA dos conversores - 90 casos	
Potência Ativa [p.u.] (P_{VSC1}^{Set} ; P_{VSC3}^{Set})	(0,6; 0,6), (-0,6; -0,6), (0,7;-0,5)
Local da falta	VSC1, VSC2, VSC3
Resistência de falta [Ω]	1

Faltas nos terminais CC de um conversor são improváveis, devido à segurança existente no ambiente da subestação, e definem o caso mais extremo que pode ocorrer devido a um curto-circuito. De acordo com (JOVCIC; AHMED, 2015), a extrema magnitude e velocidade de crescimento da corrente inviabilizam a operação de métodos de proteção. Nestes casos, a proteção mecânica interna das chaves será acionada, retirando o conversor de operação. Desta forma, não foram incluídas simulações de faltas nos terminais CC dos conversores neste trabalho.

A avaliação da operação do algoritmo de proteção foi realizada pela sua implementação no *software* MATLAB®. Cada uma das oscilografias de falta presentes no conjunto de dados de testes, compreendendo 10 ms de dados de pré-falta e 40 ms de dados de pós-falta, foi apresentada ao algoritmo de proteção para avaliação de sua operação. Portanto, é esperado que o algoritmo identifique uma falta interna nos primeiros milissegundos após sua ocorrência, além de não atuar em situações de pré-falta ou por todo período de pós-falta no caso de faltas externas.

Cabe ressaltar que o sinal de *trip* observado no *software* MATLAB® é gerado de forma

desagregada à simulação no RTDS, e utilizado exclusivamente para avaliação da operação da proteção. Desta forma, apesar da indicação de sinal do *trip*, não há efetivo acionamento dos disjuntores associados.

6.2.1 Análise da Atuação da Proteção no Conjunto de Dados de Testes

A análise da atuação da proteção exibida nesta seção será apresentada em três etapas. Primeiramente, casos específicos de curto-circuito serão analisados para demonstrar a atuação do algoritmo desenvolvido. Tais casos remetem a situações relevantes para que a resposta do algoritmo seja exemplificada, conforme listado abaixo:

- Caso 1: Falta de $0,01 \Omega$ no Cabo1;
- Caso 2: Falta de 30Ω no Cabo1;
- Caso 3: Falta de 50Ω no Cabo1;
- Caso 4: Seletividade do método para curto-circuito no cabo CC adjacente;
- Caso 5: Seletividade do método para curto-circuito na rede CA.

Na sequência, será apresentado um resumo da atuação da proteção para o conjunto completo de dados de testes, evidenciando características como seletividade, confiabilidade e velocidade de atuação obtidos com a implementação do algoritmo proposto.

Por fim, será apresentada uma breve discussão sobre a influência da ligação do transformador de interface no desempenho da proteção, visto que esta ligação afeta o comportamento das tensões e correntes durante um curto-circuito nas linhas CC.

6.2.1.1 Caso 1: Falta de $0,01 \Omega$ no Cabo1.

A Figura 59 ilustra um exemplo da atuação do algoritmo para uma falta de $0,01 \Omega$, denotada a partir deste ponto como falta franca. Como pode ser observado, a variação abrupta da corrente medida pelo Relé1 foi prontamente identificada pelo algoritmo de proteção e classificada como uma falta interna pelo sistema *fuzzy*. Com efeito, a oscilografia em questão se refere a um curto-circuito do tipo PT, aplicado no Cabo1 a 30 km de distância de VSC1, configurando uma falta interna.

Devido à proximidade da falta, aliada à sua baixa resistência, a elevação observada na corrente CC do polo afetado é expressiva, atingindo aproximadamente dez vezes o valor da corrente nominal de operação em menos de 3 ms. Entretanto, apenas em $t = 0,0155$ s, ou seja, pouco mais de 5 ms após a ocorrência da falta, que o controle do conversor VSC1 bloqueou o chaveamento dos IGBTs. Isto ocorre devido ao ponto de medição de corrente do algoritmo ser diferente do ponto de medição de corrente do mecanismo de bloqueio dos

Figura 59 – Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta franca do tipo PT no Cabo1.

Elaborado pelo autor.

IGBTs. Para o algoritmo de proteção considera-se a corrente no condutor CC, ou seja, a corrente no terminal CC do conversor. Ao medir a corrente no condutor CC, é observada não somente a corrente através dos IGBTs, mas também a corrente oriunda da descarga do capacitor, responsável pelo pico inicial da corrente de falta. Contudo, o bloqueio dos IGBTs é realizado pela medição da corrente nos semicondutores, sendo caracterizada pela contribuição da rede CA, conforme discutido na Seção 5.1.

Para os casos de faltas envolvendo ambos os polos do cabo CC o comportamento da corrente em cada um dos polos é semelhante ao observado em faltas envolvendo apenas um dos polos e a terra, conforme ilustrado na Figura 60 para uma falta franca do tipo PN a 50 km de distância de VSC1.

Em termos da atuação da proteção para a falta PN, assim como no caso da falta PT exibido na Figura 59, a variação abrupta da corrente resulta na rápida identificação do curto-circuito. Além disso, dada a simetria observada nas tensões e correntes entre os polos positivo e negativo durante uma falta do tipo PN, a identificação da falta em ambos os polos acontece simultaneamente.

Entretanto, cabe ressaltar que, caso a falta não seja identificada simultaneamente pela medição em ambos os polos, o comando do disjuntor será realizado pelo polo que primeiro identificar o curto-circuito. Conforme discutido na Subseção 5.2.5, dada a configuração bipolar simétrica adotada para os conversores do sistema teste, independentemente do

Figura 60 – Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta franca do tipo PN no Cabo1.

Elaborado pelo autor.

polo afetado por um curto-circuito, os disjuntores de ambos os polos serão comandados.

6.2.1.2 Caso 2: Falta de 30Ω no Cabo1.

Ao aumentar o valor da resistência entre o capacitor CC e o ponto de falta, o pico de corrente observado pela proteção será significativamente reduzido. Este efeito pode ser observado na Figura 61, que ilustra o comportamento da tensão e corrente medidos pelo Relé1, para uma falta interna do tipo PT de 30Ω localizada a 70 km de VSC1. Apesar de reduzido, o valor de pico da corrente inicial de falta é superior ao limiar de corrente, sensibilizando a algoritmo de proteção. Consequentemente, o algoritmo realiza o processamento do sinal e classifica corretamente a situação de curto-circuito como uma falta interna, em $t = 0,011$ s. Diferentemente do caso de uma falta franca, não houve bloqueio do chaveamento ao longo dos 5 ms de pós-falta exibidos na Figura 61, devido à relativamente baixa magnitude da corrente envolvida na falta.

Além da resistência da falta, um fator capaz de influenciar a magnitude da corrente inicial da falta é a direção do fluxo de potência. Neste sentido, a Figura 62 ilustra o comportamento da tensão e corrente medidos pelo Relé1 para uma falta interna do tipo PT de 30Ω , localizada a 70 km de VSC1. Para este caso, a referência de potência ativa do conversor VSC1 foi definida em -0,8 p.u., ou seja, a corrente no polo afetado pela falta

Figura 61 – Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta de 30 Ω no Cabo1.

Elaborado pelo autor.

ocorre da direção contrária da direção da corrente da falta. Neste caso, a corrente no polo positivo é negativa no período que antecede a falta, ou seja, o sentido da corrente medida pelo Relé1 está na direção do cabo para o conversor.

Com isto, o transitório inicial da corrente tem seu valor máximo reduzido, dada a inversão no sentido da corrente resultante da aplicação da falta no cabo CC. Ao comparar as Figuras 61 e 62, é possível observar a influência do fluxo de potência na magnitude inicial da corrente de falta. Apesar da variação da corrente ser basicamente a mesma em ambos os casos, devido ao fluxo de potência a magnitude da corrente observada na Figura 61 atinge um valor maior em comparação com o valor observado na Figura 62.

Como pode ser observado na Figura 62, o pico de corrente foi insuficiente para transgredir a corrente de pickup e ser detectada pelo módulo de sobrecorrente. Entretanto, a variação da corrente foi suficiente para sensibilizar a detecção da falta, resultando na correta classificação como falta interna realizada pelo sistema *fuzzy*, em $t = 0,0115$ s. Logo, ressalta-se a importância de ajustar o algoritmo de proteção considerando diversos fluxos de potência, de modo a evitar situações não previstas que resultem em falha da proteção.

Figura 63 – Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta de $50\ \Omega$ no Cabo1 - Exemplo de não atuação.

Elaborado pelo autor.

faltas externas pode levar a falhas de seletividade. Em uma rede MTDC a seletividade da proteção é um fator preponderante, e a retirada desnecessária de operação de uma linha CC é extremamente indesejável.

Adicionalmente, um fator que deve ser observado é o impacto causado na rede devido à ocorrência de uma falta de alta resistência. Na Figura 63 são exibidos os 40 ms do sinal de pós-falta, onde pode ser observado que após o transitório inicial da falta, a corrente CC em ambos os polos não extrapola os limites operativos. De fato, o pulso de disparo dos IGBTs não é bloqueado, e a atuação do controle é tal que passa a suprir a corrente demandada pela falta. Com isto, o valor da tensão volta ao seu valor nominal após uma queda sutil, indicando que a não atuação da proteção não resultou no colapso da rede CC. Isto posto, é plausível a utilização de uma proteção de retaguarda para a identificação de faltas de resistência elevada, conforme implementado em Liu, Tai e Fan (2017).

Desta forma, é possível a implementação de uma proteção primária sem comunicação, com atuação rápida e garantia de seletividade, com foco na identificação de curtos-circuitos capazes de danificar ou desestabilizar a rede caso não sejam prontamente isolados, auxiliada por um algoritmo de proteção de retaguarda, capaz de identificar faltas de alta resistência. Dado o objetivo deste trabalho de desenvolvimento de uma metodologia para proteção primária para redes MTDC, o desenvolvimento de uma proteção complementar

de retaguarda não foi investigado.

6.2.1.4 Caso 4: Seletividade do método para curto-circuito no cabo CC adjacente.

Em termos de seletividade para faltas na rede CC, a Figura 64 ilustra o comportamento da corrente medida no Relé3 para uma falta franca a 170 km de VSC1, ou seja, na zona de proteção relativa ao Relé1. Com o impacto causado na rede CC após uma falta franca no Cabo1, a corrente medida no Relé3 é suficiente para sensibilizar a detecção da falta. É possível observar que houve transgressão do valor da corrente de *pickup* da proteção em cinco dos pontos amostrados pelo Relé3. Entretanto, com a execução da análise do sinal realizada pelo algoritmo, o sistema *fuzzy* classificou as amostras como sendo relativas a uma falta externa, bloqueando a geração do sinal de *trip*. Por outro lado, para o mesmo caso de falta, a medição da corrente no Relé1 identificou as amostras como sendo relativas a uma falta interna, gerando o sinal de *trip* em $t = 0,0115$ s.

Figura 64 – Tensões e correntes CC medidas no Relé3 para falta franca no Cabo1 - Exemplo de seletividade CC da proteção.

Elaborado pelo autor.

6.2.1.5 Caso 5: Seletividade do método para curto-circuito na rede CA.

Além da seletividade entre faltas na rede CC, é importante que o algoritmo seja seletivo para faltas na rede CA. A Figura 65 exibe o comportamento das tensões e correntes CC medidas no Relé1 para uma falta de $1\ \Omega$ nos terminais CA do conversor VSC2.

Figura 65 – Tensões e correntes CC medidas no Relé1 para falta de $1\ \Omega$ nos terminais CA de VSC2 - Exemplo de seletividade CA da proteção.

Elaborado pelo autor.

Como pode ser observado, não houve a geração do sinal de *trip*, indicando a correta operação do algoritmo de proteção. No caso de faltas na rede CA, diferentemente do que ocorre para faltas na rede CC, a disposição dos diodos não cria um retificador não controlado, restringindo assim a passagem da corrente CC para alimentar a falta na rede CA. Entretanto, com a queda, ou desbalanço, da tensão CA originada pelo curto-circuito na rede CA, observa-se uma perturbação na operação do conversor. Portanto, o sinal observado pelo Relé1 será basicamente relativo à perturbação no controle do conversor. Ademais, um curto-circuito sustentado na rede CA compromete a transferência de potência definida no conversor afetado, podendo levar a problemas de estabilidade na rede CC.

Cabe observar que, tanto no conjunto de dados de testes quanto no conjunto de dados treinamento, foram consideradas apenas faltas CA nos terminais dos conversores, e não faltas mais distantes, como nas linhas CA ou geradores. Esta consideração foi feita de modo a contemplar os casos mais severos de perturbação da rede CA

Do exposto, o comportamento do algoritmo de proteção proposto demonstra o sucesso na generalização do algoritmo obtida na etapa de treinamento. Apesar da não identificação de faltas de alta resistência, o algoritmo demonstrou atuar corretamente para faltas em sua zona de proteção, sendo seletivo quanto à presença de curtos-circuitos além de sua zona de proteção, tanto para faltas na rede CC quanto na rede CA.

6.2.2 Desempenho do Algoritmo Proposto no Conjunto Completo dos Dados de Testes

Um resumo da atuação do algoritmo pode ser observado na Tabela 14. Como pode ser observado, a execução do algoritmo obteve 100% de seletividade, ou seja, não houve casos de atuação indevida da proteção. Do total de 1770 situações de falta simuladas no conjunto de testes, independentemente da medição em Relé1 ou Relé3, o algoritmo foi integralmente seletivo para os 840 casos de faltas CC além de sua zona de proteção, assim como para os 90 casos de faltas nos terminais CA dos conversores. Considerando a inexistência de comunicação entre os terminais, a verificação de 100% de seletividade revela a potencialidade do método proposto em identificar as peculiaridades presentes na forma de onda da corrente para faltas internas e externas, assim como discutido no Capítulo 5, que trata do desenvolvimento do algoritmo.

Tabela 14 – Taxa de acerto da proteção proposta para o conjunto dos dados de teste.

Ponto de medição	Local da falta	Faltas identificadas	Número de faltas	Taxa de acerto [%]
Relé1	Cabo1	818	840	97,4
	Cabo2	0	840	100
	Rede CA	0	90	100
Relé3	Cabo1	0	840	100
	Cabo2	816	840	97,1
	Rede CA	0	90	100

Com relação aos casos de faltas internas, foi verificada uma alta taxa de acerto na identificação de curtos-circuitos, acima de 97%. Os casos não identificados remetem basicamente a curtos-circuitos de alta resistência, conforme detalhado na Tabela 15. Como pode ser observado, o algoritmo foi capaz de identificar com precisão 100% das faltas com resistência igual ou inferior a 30Ω , evidenciando sua aplicabilidade para proteção primária em redes MTDC. Este resultado revela a confiabilidade do método para faltas com resistências inferiores a 30Ω , atuando corretamente quando necessário.

Dos casos de faltas não identificadas relativas a curtos-circuitos na zona de proteção dos relés, tem-se apenas 22 casos não identificados pelo Relé1 e 24 casos não identificados pelo Relé3, todos referentes a faltas de 50Ω . Logo, mesmo para faltas de alta resistência,

Tabela 15 – Taxa de acerto da proteção proposta para as faltas internas do conjunto de dados de teste.

	Resistência da falta	Faltas identificadas	Número de faltas	Taxa de acerto [%]
Relé1	0,01 Ω	168	168	100
	1 Ω	168	168	100
	10 Ω	168	168	100
	30 Ω	168	168	100
	50 Ω	146	168	86,9
	Geral	818	840	97,4
Relé3	0,01 Ω	168	168	100
	1 Ω	168	168	100
	10 Ω	168	168	100
	30 Ω	168	168	100
	50 Ω	144	168	85,7
	Geral	816	840	97,1

o algoritmo apresentou uma taxa de acerto superior a 85%. Apesar da alta taxa de acerto para faltas de 50 Ω , a existência de faltas não identificadas implica na confiabilidade da proteção. Entretanto, a confiabilidade reduzida para faltas de alta resistência pode ser compensada pela utilização conjunta de um método específico para identificação deste tipo de falta, como discutido anteriormente.

Cabe ressaltar que o termo “alta resistência”, empregado neste trabalho para designar faltas com resistência igual ou superior a 50 Ω , foi definido baseado apenas no baixo impacto observado na rede CC devido a faltas desta resistência. Não foram encontrados na literatura trabalhos que definam quais valores caracterizam a resistência de falta como alta ou baixa para faltas em uma rede MTDC. Como referência, em Andrade e Sorrentino (2010) foi realizado um estudo para identificar valores típicos de resistência de falta em linhas de transmissão de energia devido à formação de arcos elétricos. Do estudo foi observado que, para linhas de transmissão com tensão de 230 kV, a máxima resistência estimada devido à presença de arcos elétricos é da ordem de 30 Ω , tendendo a estabilizar em 10 Ω para faltas à terra.

Além de seletividade e confiabilidade, outro parâmetro de grande relevância para a avaliação de um algoritmo de proteção para utilização em redes MTDC é a velocidade de atuação, dada pelo tempo necessário para que o algoritmo processe os dados e gere o sinal de *trip* para o disjuntor associado. Desta forma, a Tabela 16 exibe um resumo do tempo de atuação da proteção, já descontado o tempo de viagem da onda. De acordo com os parâmetros de capacitância e indutância do cabo, C_{cabo} e L_{cabo} , respectivamente, a velocidade de propagação no cabo foi calculada segundo a expressão $v_{propagação} = 1/\sqrt{L_{cabo} \cdot C_{cabo}}$, resultando em $v_{propagação} = 237248,25$ km/s. Desta forma, de acordo com a distância da falta, foi corrigido o tempo de viagem da onda em relação ao instante de aplicação da

falta.

Tabela 16 – Tempo de atuação da proteção para faltas internas.

Resistência		Tempo de atuação [ms]				
		0,01 Ω	1 Ω	10 Ω	30 Ω	50 Ω
Relé1	Mín.	0,289	0,289	0,289	0,374	0,374
	Méd.	0,614	0,629	0,704	0,933	1,020
	Máx.	0,952	0,952	1,283	1,452	1,452
Relé3	Mín.	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283
	Méd.	0,579	0,579	0,626	0,888	1,025
	Máx.	0,874	0,874	1,374	1,374	1,374

Como pode ser observado, o algoritmo proposto é capaz de gerar o sinal de *trip* em um intervalo de tempo inferior a 1,5 ms, até mesmo para faltas de alta resistência. Considerando a reduzida taxa amostral utilizada na proteção, apenas 2 kHz, a velocidade de atuação verificada no algoritmo é notável. Ademais, este valor é condizente com o recomendado para atuação do algoritmo de proteção em redes MTDC, de 0,5 a 1,5 ms (CURIS et al., 2012).

6.2.3 Influência da Ligação do Transformador no Algoritmo de Proteção

Durante um curto-circuito na rede CC, um fator de grande influência no comportamento da corrente é a forma de ligação do transformador de interface, que realiza a conexão entre a rede CA e o conversor. De acordo com o tipo de ligação e aterramento do lado do conversor do transformador de interface, o comportamento das faltas do tipo polo terra é afetado pela existência do ponto de aterramento do transformador (RAFFERTY; XU; MORROW, 2015).

As análises apresentadas na Subseção 6.2.1 abrangem simulações realizadas considerando-se a ligação do tipo estrela aterrado no lado do conversor do transformador de interface. Neste tipo de ligação, a disposição das tensões CA é tal que, após a descarga dos capacitores, os diodos de roda livre são polarizados e a rede CA contribui com a corrente de falta. Este comportamento é semelhante ao observado em falta entre os polos, independentemente da existência de aterramento no lado do conversor do transformador.

Ao utilizar a conexão do transformador de interface em delta do lado do conversor, observa-se que os diodos de roda livre não são polarizados devido ao deslocamento da tensão CA no conversor, que passa a apresentar um elevado nível CC após a ocorrência da falta. A Figura 66 ilustra a diferença no comportamento da tensão CA do conversor VSC1 para uma falta PT, em função da ligação do transformador do lado do conversor. Como pode ser observado na Figura 66(b), para a conexão do transformador em delta,

existe um expressivo deslocamento da tensão nos terminais do conversor em relação à conexão em estrela aterrado.

Figura 66 – Comparativo da tensão de pós-falta nos terminais CA do conversor VSC1 de acordo com a ligação do transformador de interface do lado do conversor.

Elaborado pelo autor.

Com isto, os diodos de roda livre não são polarizados e, após a descarga inicial do capacitor, a corrente de falta suprida pela rede CA diminui conforme ilustrado na Figura 67. Esta redução na corrente é causada pela progressiva diminuição no tempo de polarização dos diodos, devido ao deslocamento da tensão CA, culminando na extinção da corrente de falta pela total não polarização dos diodos.

Em termos da proteção, tem-se que o transitório inicial da corrente é preponderante na atuação do algoritmo proposto. Como pode ser observado na Figura 67, o transitório inicial da corrente é predominantemente influenciado pela descarga do capacitor CC para ambas as ligações dos transformador. Assim, os primeiros milissegundos subsequentes da ocorrência da falta apresentam as mesmas características tanto para a ligação em delta quanto em estrela aterrado. Ao avaliar a operação do algoritmo para os casos apresentados na Figura 67, o resultado obtido foi a correta atuação da proteção, em $t = 0,0115$ s, para ambos os casos. Apesar do algoritmo não ter sido ajustado em função da ligação delta do transformador de interface, a correta atuação da proteção neste caso era um resultado esperado, devido à grande semelhança das curvas observada na figura para $t = 0,015$ s.

Do exposto, é possível inferir que a utilização do algoritmo de proteção proposto é viável, tanto em redes onde o lado do conversor do transformador de interface possui aterramento, quanto em redes nas quais este aterramento não está presente. De qualquer maneira, o algoritmo deve ser ajustado especificamente para a rede na qual será aplicado. Desta forma, o algoritmo será ajustado de acordo com as características particulares observadas na corrente CC, oriundas da ligação do transformador, garantindo sua correta operação.

Figura 67 – Comparativo da correntes CC medida no Relé, para uma falta franca a 150 km de VSC1, em função da ligação do transformador.

Elaborado pelo autor.

Como referência, foi realizada a avaliação da operação do algoritmo proposto no Relé1, para um número reduzido de casos com ligação do lado do conversor em delta, utilizando o mesmo ajuste para o algoritmo de proteção apresentado nas análises da Subseção 6.2.1. Em comparação com o conjunto de dados de testes utilizado na seção anterior, o conjunto reduzido é composto por um menor número de variações na distância da falta e nos fluxos de potência, como mostrado na Tabela 17, além de não terem sido realizadas simulações de faltas nos terminais CA dos conversores.

Tabela 17 – Conjunto reduzido de dados para testes com o transformador em delta.

Simulações de faltas nos cabos CC - 450 casos	
Potência Ativa [p.u.] (P_{VSC1}^{Set} , P_{VSC3}^{Set})	(0,6; 0,6), (-0,6; -0,6), (0,7; -0,5)
Distância da falta a partir de VSC1 [km]	30, 70, 110, 150, 170 230, 270, 310, 350, 370
Resistência de falta [Ω]	0,01, 1, 10, 30, 50

Como resultado da avaliação da operação da proteção, foi observada uma taxa de

acerto compatível com a observada na Subseção 6.2.1, para a ligação do transformador em estrela aterrado. Como pode ser observado na Tabela 18, a proteção atuou corretamente em 100% dos casos com resistência de falta igual ou inferior a 30Ω , deixando de atuar para uma pequena parcela das faltas de alta resistência. Além disso, cabe ressaltar que a proteção não atuou nos casos relativos a curtos-circuitos fora de sua zona de proteção, resultando em 100% de seletividade.

Tabela 18 – Taxa de acerto da proteção proposta para as faltas internas com a ligação do transformador em delta.

	Resistência da falta	Faltas identificadas	Número de faltas	Taxa de acerto [%]
Relé1	0,01 Ω	45	168	100
	1 Ω	45	45	100
	10 Ω	45	45	100
	30 Ω	45	45	100
	50 Ω	33	45	73,3
	Geral	213	225	94,7

6.3 Implementação em *Hardware*

Em razão do desempenho observado do algoritmo de proteção proposto, que demonstrou ser suficientemente rápido, seletivo e confiável para aplicação em redes MTDC, foi desenvolvido um protótipo para o relé de proteção, a fim de avaliar sua aplicabilidade em sistemas reais, conforme realizado em Monaro (2013). Uma montagem experimental utilizando simulações em tempo real permite uma representação mais precisa do estudo, sendo de grande importância para a pesquisa (HERTEM; GOMIS-BELLMUNT; LIANG, 2016).

A montagem experimental deste trabalho foi realizada pela utilização do RTDS, para a simulação da rede MTDC, e de um computador industrial para a execução do algoritmo proposto, atuando como um protótipo do relé de proteção. O computador industrial utilizado consiste em uma plataforma padrão PCI/104 (PCI/104 Consortium, 1992), composta por um processador AMD Geode LX800 (frequência de até 500 MHz), 512 MB de memória RAM DDR333 e uma unidade de armazenamento de *Compact flash* de 1 GB, além de portas de comunicação como USB, serial e paralela.

Visando a consistência da execução do algoritmo no tempo, o sistema executa um sistema operacional em tempo real. Diferentemente de um sistema operacional convencional, sistemas operacionais em tempo real possuem regras rígidas de execução das instruções em um tempo definido, de modo a garantir confiabilidade ao tempo de execução do algoritmo. O conceito de tempo real está associado com a aplicação, e pode variar de acordo com as restrições do problema. Especificamente para a aplicação desta pesquisa, o conceito de tempo real está relacionado com a taxa amostral da proteção, em que o

equipamento utilizado deve ser capaz de realizar a aquisição das amostras, processar o algoritmo de proteção e apresentar uma resposta no intervalo de tempo entre duas amostras consecutivas.

De modo a cumprir as exigências de tempo de execução, foi escolhida a Interface de aplicação em tempo real, do inglês *Real Time Application Interface* (RTAI), um sistema operacional em tempo real baseado em Linux (MANTEGAZZA; DOZIO; PAPACHARALAMBOUS, 2000). Desta forma, é possível realizar a codificação do algoritmo em linguagem C++, uma linguagem de programação de alto nível, ao invés de linguagens de programação de baixo nível, geralmente utilizadas na programação de microcontroladores.

A codificação do algoritmo de proteção em linguagem C++ foi beneficiada pela existência de uma biblioteca de funções criada especificamente para este tipo de aplicação, denominada *OpenRelay* (MONARO, 2015). A biblioteca *OpenRelay* consiste em uma série de recursos para otimizar o desenvolvimento de algoritmos para utilização em relés digitais.

É importante observar que as etapas de treinamento do algoritmo não fazem parte do conteúdo codificado no relé, sendo que o mesmo utiliza os dados provenientes do treinamento para ajuste de parâmetros. Dessa forma, etapas como a obtenção da matriz de transformação do PCA e ajuste do sistema *fuzzy* por AG serão realizadas fora do relé. Das operações necessárias a serem realizadas no relé, a mais complexa é dada pelo cálculo da TWP, pois este processo envolve a realização de diversas operações de convolução, resultando em um elevado esforço computacional (KERF et al., 2011).

A comunicação do protótipo desenvolvido com a simulação em tempo real do RTDS é realizada conforme ilustrado na Figura 68, sendo que tanto o RTDS quanto o computador padrão PCI/104 são equipados com interfaces de entrada e saída de dados. Desta forma, o protótipo recebe o sinal analógico da corrente CC no ponto de medição definido no sistema teste, executa o algoritmo de proteção e envia o sinal de *trip* para o RTDS na forma de um sinal digital, configurando uma simulação em laço fechado.

O padrão PCI/104 foi desenvolvido de modo a possibilitar a expansão do *hardware* pela utilização de módulos adicionais, conectados na forma de blocos sobrepostos. Desta forma, é possível que um grande número de módulos seja conectado a um único módulo de processamento, o que inclui portas adicionais, interfaces de rede e placas de aquisição de sinal. O computador utilizado neste trabalho é composto por um total de três placas, sendo uma placa principal de processamento, uma fonte de energia e uma placa de aquisição de dados. A placa de aquisição de dados utilizada possui 16 canais de entrada analógica com resolução de 16 *bits* e taxa amostral máxima de 100.000 amostras/segundo, além de 8 canais de entrada e saída digitais. Visto que a magnitude do sinal de saída analógica do RTDS, de ± 10 V, é compatível com a faixa operativa da placa de aquisição utilizada no computador padrão PCI/104, nenhuma etapa adicional de condicionamento de sinal é necessária para a comunicação entre os equipamentos. Cabe ressaltar que a

Figura 68 – Simulação em laço fechado.

Elaborado pelo autor.

saída analógica do RTDS é proporcional à grandeza monitorada, de modo a propiciar sua representação com valores de ± 10 V, sendo que a constante de proporcionalidade deve ser definida na simulação.

Por meio da simulação em laço fechado é possível atuar dinamicamente na simulação em curso pelo envio do sinal de *trip*. Desta forma, tão logo o protótipo identifique uma falta interna e envie o sinal de *trip*, o respectivo comando de comutação do disjuntor será executado na simulação, realizando o isolamento da falta. Com isto, é possível medir o tempo entre a aplicação da falta e a atuação da proteção. No caso da simulação em laço fechado, o tempo de atuação da proteção equivale à soma do tempo necessário para aquisição do sinal, processamento da informação e disponibilização do sinal de *trip* na interface de saída do relé. Desta forma, diferentemente do tempo de atuação exibido na seção anterior, com a simulação em laço fechado é possível mensurar o atraso relativo ao dispositivo físico utilizado na proteção.

Com a implementação do algoritmo em linguagem C++ e utilização do ajuste apresentado na Seção 6.2, criou-se uma complexidade que o hardware disponível não foi capaz de processar, inviabilizando a operação em tempo real. Entretanto, este problema foi solucionado por meio da redução na complexidade computacional do método, obtida pela diminuição do número de funções de pertinência do sistema *fuzzy* de três para duas funções por entrada. Esta diminuição implicou em um menor número de operações relativas ao sistema *fuzzy*, pois o número de combinações possíveis para a formação de regras foi reduzida.

Contudo, ao reduzir o número de funções de pertinência, houve um crescimento no

erro de treinamento, evidenciado na etapa de validação pela falha de confiabilidade do relé em diversos casos de faltas de baixa resistência fora de sua respectiva zona de proteção. A razão pela qual este efeito foi observado está relacionada com a redução na quantidade de informação processada pelo sistema *fuzzy*, dificultando a correta classificação da falta.

Uma maneira de contornar este problema é a redução na sensibilidade do método, que pode ser alcançada pela alteração dos valores de I_{Pickup} e I_{taxa}^{max} . Visando não somente a redução na sensibilidade, mas também a redução na complexidade computacional, foi mantida a detecção da falta apenas por sobrecorrente, representada pelo valor I_{Pickup} . Com a retirada da detecção da falta pela derivada da corrente, aliada à redução no número de funções de pertinência, foi possível atingir os requisitos de execução em tempo real e executar o algoritmo de proteção na plataforma de testes.

A Tabela 19 resume a taxa de acerto encontrada pelo algoritmo após sua simplificação para execução na plataforma de testes. Como pode ser observado, houve uma redução expressiva na taxa de acerto para faltas com resistência superior a 30 Ω , uma implicação direta da redução na sensibilidade da proteção. Entretanto, é importante ressaltar que, apesar das simplificações efetuadas, não foram registrados casos de atuação incorreta da proteção. Logo, apesar da redução na taxa de acerto, o algoritmo apresentou 100% de seletividade para faltas fora de sua zona de proteção.

Tabela 19 – Taxa de acerto da proteção para faltas internas do conjunto de teste, após simplificação para implementação em *hardware*.

	Resistência da falta	Faltas identificadas	Número de faltas	Taxa de acerto [%]
Relé1	0,01 Ω	168	168	100
	1 Ω	168	168	100
	10 Ω	166	168	98,8
	30 Ω	129	168	76,8
	50 Ω	83	168	49,4
	Geral	714	840	85
Relé3	0,01 Ω	168	168	100
	1 Ω	168	168	100
	10 Ω	168	168	100
	30 Ω	120	168	71,4
	50 Ω	80	168	47,6
	Geral	704	840	83,8

A Figura 69 ilustra a atuação do algoritmo de proteção, em tempo real, como mostrada pelo ambiente de monitoramento da simulação do RTDS. O caso ilustrado refere-se à uma falta franca no Cabo1, do tipo PT a 100 km de VSC1, em que a aquisição dos dados feita pelo relé experimental corresponde à posição do Relé1. Como pode ser observado, imediatamente após ao transitório inicial do curto-circuito, o relé identifica a situação de

falta e comanda a abertura do disjuntor DJCC1, extinguindo a corrente CC proveniente de VSC1 no Cabo1. Ao mesmo tempo o disjuntor DJCC2.1, referente à outra extremidade do Cabo1, é acionado, isolando o componente defeituoso do sistema. Cabe ressaltar que, devido à existência de apenas uma plataforma experimental para implementação do algoritmo de proteção, o comando de abertura de DJCC2.1 foi realizado a partir do comando de abertura do disjuntor DJCC1. Este procedimento foi necessário para garantir o isolamento do elemento defeituoso, uma vez que a utilização de um único dispositivo para a implementação do algoritmo de proteção implica na possibilidade de empregar apenas um relé por simulação em laço fechado.

Figura 69 – Tensões e correntes observados no ambiente de simulação em tempo real do RTDS, para uma falta franca no Cabo1.

Elaborado pelo autor.

É importante observar na Figura 69 que, apesar do curto-circuito no Cabo1, não houve colapso da rede CC. Com a imediata isolamento do componente defeituoso, foi possível que os conversores VSC2 e VSC3 mantivessem sua operação, evidenciando a correta atuação da proteção. Em termos de velocidade de atuação, foram necessários aproximadamente 1,3 ms para identificação da falta e geração do sinal de *trip* pelo relé experimental, para o curto-circuito em questão.

Para avaliação do atraso na geração do sinal de *trip* imposto pelo tempo de processamento do sinal no relé experimental, uma falta com resistência de $1\ \Omega$, a 110 km de VSC1, foi repetida uma centena de vezes. Desta forma, o atraso de processamento foi calculado com base no tempo decorrido entre a aplicação da falta na simulação e a geração do sinal de *trip* no relé experimental. Pela repetição dos testes, foi observado um tempo médio de atuação do relé experimental de $1,417\ ms$, com um desvio padrão de $0,472\ ms$. Como esperado, o tempo necessário para a geração do sinal de *trip* pelo relé experimental é superior ao observado para a execução da proteção no *software* MATLAB® (em média $0,63\ ms$ para faltas de $1\ \Omega$), sendo que não é computado o tempo de processamento do sinal. Embora o processamento do sinal cause um atraso na geração do sinal de *trip*, é importante destacar que é possível reduzir este tempo pela utilização de um equipamento com maior poder de processamento. Ademais, os resultados satisfatórios obtidos pela implementação em *hardware* do algoritmo proposto demonstram sua aplicabilidade na proteção de sistemas reais.

Conclusões

As características únicas de um sistema VSC-HVDC tornam sua proteção uma tarefa complexa, entre outros fatores, pelo curto intervalo de tempo requerido para que a proteção atue a fim de evitar danos aos conversores, e pela magnitude das correntes no momento da falta, dificultando o processo de comutação do disjuntor. Em redes MTDC a correta operação da proteção é imprescindível para evitar que toda a rede CC seja desconectada, impactando diretamente no sistema CA associado.

Desta forma, os estudos realizados neste trabalho visam contribuir com o desenvolvimento de novas metodologias de proteção, específicas para redes MTDC. Para tanto, foi necessária a elaboração de um modelo de simulação funcional, capaz de representar com fidelidade uma rede MTDC, etapa esta que constituiu uma parcela importante do trabalho realizado, propiciando um ambiente adequado para a realização dos ensaios relativos à proteção de sistemas HVDC.

Em termos de proteção, foi desenvolvida neste trabalho uma nova metodologia de proteção sem comunicação, rápida, confiável e seletiva para aplicação em redes MTDC. A ferramenta desenvolvida utiliza a informação contida no domínio da frequência do sinal de corrente CC para realizar a correta classificação da falta, definindo precisamente se a falta é interna ou externa à zona de proteção em questão. Apesar da informação no domínio da frequência ser utilizada em outras metodologias encontradas na literatura, a proteção desenvolvida, além de empregar análises distintas, possibilita a utilização de baixas taxas amostrais.

A metodologia desenvolvida foi extensivamente testada, sendo avaliada em um conjunto de dados composto por curtos-circuitos ao longo dos alimentadores CC e terminais CA dos conversores, para várias resistências de falta e todas as combinações entre condutores a terra. Além disso, a atuação do algoritmo foi avaliada para diversas situações de fluxo de potência, de modo a garantir que o método proposto opere corretamente independentemente da situação operativa da rede. Como parte das análises, foi ainda explorada a atuação do algoritmo em função da ligação do lado do conversor do transformador de interface, dada sua notória influência nos curtos-circuitos que envolvem a terra.

Foram obtidos resultados expressivos da performance do algoritmo proposto, em que cabe destacar a seletividade alcançada. O algoritmo apresentou 100% de seletividade na identificação de faltas, não atuando para casos de curtos-circuitos fora de sua zona de proteção. Em uma rede MTDC, a seletividade da proteção é uma propriedade fortemente desejada e, em função da velocidade de atuação necessária na proteção CC, complexa de ser alcançada. Especialmente para o caso de linhas longas, o atraso imposto pela utilização de comunicação entre os terminais é determinante para a escolha de metodologias de proteção baseadas apenas em dados locais, evidenciando a complexidade na garantia da seletividade da proteção.

Para os casos de faltas internas, salienta-se a confiabilidade do algoritmo, com uma taxa de acerto superior a 97%, sendo que apenas em uma pequena parcela de situações, com resistência de falta igual a $50\ \Omega$, o algoritmo deixou de atuar. Entretanto, cabe ressaltar o baixo impacto causado na rede pela ocorrência de faltas de alta resistência, sendo que sua identificação pode ser realizada em uma escala de tempo muito superior à necessária para faltas de baixa resistência. Logo, destaca-se a possibilidade de utilização de uma proteção de retaguarda para a identificação de faltas de alta resistência, enquanto o algoritmo proposto pode ser seguramente utilizado na proteção primária da rede MTDC, visto que o mesmo apresentou 100% de acerto na identificação de faltas com resistência igual ou inferior a 30Ω .

Além da seletividade e confiabilidade apresentadas pelo método proposto, a velocidade de atuação do mesmo evidencia sua capacidade para aplicação em redes MTDC. Ao realizar a correta identificação e classificação da falta em menos de 1,5 ms, o algoritmo se enquadra na estreita margem de tempo exigida para atuação da proteção em sistemas CC, a fim de garantir a estabilidade da rede e evitar danos aos seus componentes.

Da análise da operação do algoritmo em função da ligação do transformador de interface, foi observado que o mesmo é capaz de identificar corretamente os curtos-circuitos tanto para a conexão do transformador em estrela quanto em delta. Embora o algoritmo tenha sido ajustado para considerar a ligação do transformador em estrela, seu desempenho se manteve constante quando avaliado no sistema com o transformador em delta. Isto ocorre devido à característica inicial do transitório de corrente de falta, oriundo da descarga dos capacitores, não ser influenciado pela ligação do transformador. Com isto a atuação da proteção não é prejudicada nos primeiros milissegundos após a ocorrência da falta. Dada a velocidade de atuação do algoritmo, o transitório inicial da falta é suficiente para garantir a correta identificação dos curtos-circuitos na rede, antes que a forma de onda da corrente seja influenciada pela ligação do transformador.

É importante ressaltar que a metodologia de parametrização do algoritmo apresentada neste trabalho define uma maneira sistemática para realização do ajuste necessário para aplicação da proteção em diferentes sistemas, facilitando a rotina de parametrização, de acordo com a rede na qual o algoritmo será utilizado. Desta forma, é possível reduzir a

necessidade de ajustes empíricos, garantindo que o algoritmo seja ajustado com base em uma metodologia fundamentada.

Finalmente, devido ao excelente desempenho obtido pelo algoritmo proposto, foi realizada sua implementação prática, originando um relé experimental baseado em um computador padrão PCI/104. A baixa taxa amostral e relativa simplicidade do método contribuíram para sua implementação, realizada em linguagem C++ e executada em um sistema operacional de tempo real. Com o auxílio de um simulador de sistemas em tempo real, foram realizados testes em tempo real, em uma simulação em malha fechada, comprovando a aplicabilidade prática do algoritmo proposto. Embora simplificações tenham sido necessárias para permitir a implementação do algoritmo no hardware disponível, é importante salientar a robustez e capacidade de generalização do método proposto, que apresentou uma elevada taxa de acerto e assegurou 100% de seletividade na proteção.

7.1 Continuidade da Pesquisa

Para a continuidade da pesquisa, são sugeridas as seguintes atividades:

- Avaliar a operação do algoritmo em redes MTDC mais complexas, com maior número de conversores e formação de malhas na rede CC;
- Inclusão de certos parâmetros de configuração no cromossomo do AG, para que seu ajuste seja realizado automaticamente, como os limiares de corrente para identificação da falta, nível de decomposição e *wavelet* mãe utilizada;
- Realizar a implementação do algoritmo em um *hardware* com maior poder de processamento, incluindo a possibilidade de paralelismo no processamento dos dados, visando a redução no atraso de processamento;
- Elaboração de um módulo para proteção de retaguarda, capaz de identificar corretamente a presença de faltas de alta resistência;
- Investigar a possibilidade de utilização do algoritmo de proteção proposto para redes MTDC compostas por conversores de três ou mais níveis.

Referências

ABB. **ABB solves 100-year-old electrical puzzle - new technology to enable future DC grid**. November 2012. Acesso em 14 de março de 2015. Disponível em: <<http://www.abb.com/cawp/seitp202/e84e6cf2b5200c57c1257aaf003cb9dd.aspx>>.

ABU-ELANIEN, A. E.; ABDEL-KHALIK, A. S.; MASSOUD, A. M.; AHMED, S. A non-communication based protection algorithm for multi-terminal HVDC grids. **Electric Power Systems Research**, 2017. v. 144, p. 41 – 51, 2017. ISSN 0378-7796.

ANAPARTHI, K. K.; CHAUDHURI, B.; THORNHILL, N. F.; PAL, B. C. Coherency identification in power systems through principal component analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2005. v. 20, n. 3, p. 1658–1660, Aug 2005. ISSN 0885-8950.

ANAYA-LARA, O.; CAMPOS-GAONA, D.; MORENO-GOYTIA, E.; ADAM, G. **Offshore Wind Energy Generation: Control, Protection, and Integration to Electrical Systems**. [S.l.]: Wiley, 2014. ISBN 9781118701713.

ANDERSEN, B.; XU, L.; HORTON, P.; CARTWRIGHT, P. Topologies for vsc transmission. **Power Engineering Journal**, 2002. v. 16, n. 3, p. 142–150, June 2002. ISSN 0950-3366.

ANDERSON, P. **Power System Protection**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1999. (IEEE Press power engineering series). ISBN 9780071343237.

ANDRADE, V. D.; SORRENTINO, E. Typical expected values of the fault resistance in power systems. In: **2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T D-LA)**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 602–609.

ARRILLAGA, J. **High Voltage Direct Current Transmission**. [S.l.]: Institution of Electrical Engineers, 1998. (I E E Power Engineering Series). ISBN 9780852969410.

ARRILLAGA, J.; LIU, Y.; WATSON, N. **Flexible Power Transmission: The HVDC Options**. [S.l.]: Wiley, 2007. ISBN 9780470511855.

ARRILLAGA, J.; LIU, Y.; WATSON, N.; MURRAY, N. **Self-Commutating Converters for High Power Applications**. [S.l.]: Wiley, 2010. ISBN 9780470682128.

ASPLUND, G.; ERIKSSON, K.; JIANG, H.; LINDBERG, J.; PÅLSSON, R.; SVENSSON, K. **DC transmission based on voltage source converters**. 1998. ABB Review.

- BAJRACHARYA, C. **Control of VSC-HVDC for wind power**. Dissertação (Mestrado) — Norwegian University of Science and Technology, June 2008.
- BEATY, H.; FINK, D. **Standard Handbook for Electrical Engineers Sixteenth Edition**. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2012. ISBN 9780071762311.
- Bertho Junior, R.; MONARO, R. M.; BARBOSA, D.; JUNIOR, J. C. M. V.; SANTOS, R. C.; COURY, D. V. Análise espectral das tensões e correntes durante a ocorrência de faltas em uma linha hvdc. In: **XX Congresso Brasileiro de Automática**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 684–691.
- BILLON, V.; TAISNE, J.; ARCIDIACONO, V.; MAZZOLDI, F. The corsican tapping: from design to commissioning tests of the third terminal of the sardinia-corsica-italy hvdc. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1989. v. 4, n. 1, p. 794–799, Jan 1989. ISSN 0885-8977.
- BLOND, S. L.; Bertho Junior, R.; COURY, D. V.; VIEIRA, J. C. M. Design of protection schemes for multi-terminal HVDC systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016. v. 56, p. 965 – 974, 2016. ISSN 1364-0321.
- BLOND, S. P. L.; DENG, Q.; BURGIN, M. High frequency protection scheme for multi-terminal hvdc overhead lines. In: **12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5.
- CALLAVIK, M.; BLOMBERG, A.; HäFNER, J.; JACOBSON, B. **The Hybrid HVDC Breaker An innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids**. ABB Grid Systems, Technical Paper, 2012.
- CHEN, T.; TANG, K.; CHEN, G.; YAO, X. A large population size can be unhelpful in evolutionary algorithms. **Theoretical Computer Science**, 2012. v. 436, p. 54–70, 2012.
- CIGRÉ Working Group B4.37. **VSC Trasmission**. [S.l.], 2005.
- CIGRÉ Working Group B4.52. **HVDC Grid Feasibility Study**. [S.l.], 2013.
- CIGRÉ Working Group B4.57. **Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid**. [S.l.], 2014.
- CORDON, O.; HERRERA, F.; HOFFMANN, F.; MAGDALENA, L. **Genetic Fuzzy Systems**. [S.l.]: World Scientific Publishing Company, 2002. ISBN 981-02-4016-3.
- CURIS, J.; DESCLOUX, J.; NGUEFEU, S.; RAULT, P.; WATIER, C.; COLAS, F.; GUILLAUD, X.; GRIESHABER, W. **Deliverable n° 11.2 - TWENTIES Project: Description of a Protection Plan for DC Networks and Preliminary Results towards the real-time experimentation of a small-scale model of a DC network and the 120 kV DC breaker prototype tests**. [S.l.], 2012.
- DAUBECHIES, I. **Ten Lectures on Wavelets**. Society for Industrial and Applied Mathematics, 1992. Disponível em: <<http://epubs.siam.org/doi/abs/10.1137/1-9781611970104>>.

- DIAZ-GOMEZ, P. A.; HOUGEN, D. Initial population for genetic algorithms: A metric approach. In: **Proceedings of the 2007 International Conference on Genetic and Evolutionary Methods**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 43–49.
- ELSEROUGI, A.; ABDEL-KHALIK, A.; MASSOUD, A.; AHMED, S. A new protection scheme for hvdc converters against dc-side faults with current suppression capability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2014. v. 29, n. 4, p. 1569–1577, Aug 2014. ISSN 0885-8977.
- FAIRLEY, P. **Germany Takes the Lead in HVDC**. April 2013. Acesso em 13 de abril de 2015. Disponível em: <<http://spectrum.ieee.org/energy/renewables/germany-takes-the-lead-in-hvdc>>.
- FARIA, R. R. A. **Aplicação de wavelets na análise de gestos musicais em timbres de instrumentos acústicos tradicionais**. Dissertação (Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, set. 1997.
- FLOURENTZOU, N.; AGELIDIS, V.; DEMETRIADES, G. Vsc-based hvdc power transmission systems: An overview. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, 2009. v. 24, n. 3, p. 592–602, March 2009. ISSN 0885-8993.
- FOSG. **Supergrid Phase 1 Proposal - Position paper on the EC Communication for a European Infrastructure Package**. [S.l.], 2010. Disponível em: <<http://www.energirike.no/pub/176/filer/Supergrid-Phase-1-Final.pdf>>.
- FRANCOS, P.; VERDUGO, S.; ALVAREZ, H.; GUYOMARCH, S.; LONCLE, J. Inelfe - europe's first integrated onshore hvdc interconnection. In: **Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–8. ISSN 1944-9925.
- GANG, W.; MIN, W.; HAIFENG, L.; CHAO, H. Transient based protection for hvdc lines using wavelet-multiresolution signal decomposition. In: **Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1–4.
- GAO, S. ping; CHU, X.; SHEN, Q. yu; JIN, X. fu; LUO, J.; YUN, Y. yi; SONG, G. bing. A novel whole-line quick-action protection principle for {HVDC} transmission lines using one-end voltage. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, 2015. v. 65, n. 0, p. 262 – 270, 2015. ISSN 0142-0615.
- GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning**. 1st. ed. Boston, MA, USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1989. ISBN 0201157675.
- GORDON, S. Supergrid to the rescue. **Power Engineer**, 2006. v. 20, n. 5, p. 30–33, Oct 2006. ISSN 1479-8344.
- GUOBING, S.; XINLEI, C.; SHUPING, G.; JIALE, S.; GUANG, L. Natural frequency based protection and fault location for vsc-hvdc transmission lines. In: **Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2011. v. 1, p. 177–182.

- GUSTAVSEN, B.; IRWIN, G.; MANGELRÖD, R.; BRANDT, D.; KENT, K. Transmission line models for the simulation of interaction phenomena between parallel ac and dc overhead lines. In: **Power Systems Transients (IPST), 1999 International Conference on**. [S.l.: s.n.], 1999. p. 61–68.
- HA, H.; YU, Y.; YI, R.; BO, Z.; CHEN, B. Novel scheme of travelling wave based differential protection for bipolar hvdc transmission lines. In: **Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.
- HE, B.; ZHAO, Y.; HA, H. Research of bipolar hvdc transmission lines based on traveling wave differential protection. **TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering**, 2013. v. 11, n. 12, p. 7727–7737, 2013.
- HERRERA, F.; MAGDALENA, L. Genetic Fuzzy Systems: A Tutorial. **Tatra Mountains Mathematical Publications**, 1997. v. 13, p. 93–121, 1997.
- HERTEM, D. V.; GHANDHARI, M. Multi-terminal {VSC} {HVDC} for the european supergrid: Obstacles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2010. v. 14, n. 9, p. 3156 – 3163, 2010. ISSN 1364-0321.
- HERTEM, D. V.; GOMIS-BELLMUNT, O.; LIANG, J. **Hvdc Grids: For Offshore and Supergrid of the Future**. [S.l.]: JOHN WILEY & SONS INC, 2016. ISBN 1118859154.
- IEEE/PES Transmission and Distribution Committee. **HVDC Projects List**. [S.l.], 2012.
- JAFARIAN, P.; SANAYE-PASAND, M. A traveling-wave-based protection technique using wavelet/pca analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2010. v. 25, n. 2, p. 588–599, April 2010. ISSN 0885-8977.
- JARDINI, J. A.; DENNETIÈRE, S.; ALONSO, J. C. G. **CIGRÉ DC Grid Test System - Description, Justifications and Simulations results**. August 2014. Workshop on DC Grid Modeling, Paris.
- JIANDONG, D.; WEN, L.; LIN, A. Traveling wave current polarity comparison protection using wavelet modulus maxima for hvdc transmission lines. **Advanced Materials Research**, 2011. v. 383-390, p. 5327–5333, Nov 2011.
- JIN, X.; SONG, G.; MA, Z. A novel pilot protection for vsc-hvdc transmission lines based on parameter identification. In: **Developments in Power System Protection (DPSP 2014), 12th IET International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.
- JOLLIFFE, I. **Principal Component Analysis**. [S.l.]: Springer New York, 2013. (Springer Series in Statistics). ISBN 9781475719048.
- JOVCIC, D.; AHMED, K. **High Voltage Direct Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids**. [S.l.]: Wiley, 2015. ISBN 9781118846667.
- JOVCIC, D.; HERTEM, D. V.; LINDEN, K.; TAISNE, J.-P.; GRIESHABER, W. Feasibility of dc transmission networks. In: **Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–8. ISSN 2165-4816.

- KERF, K. D.; SRIVASTAVA, K.; REZA, M.; BEKAERT, D.; COLE, S.; HERTEM, D. V.; BELMANS, R. Wavelet-based protection strategy for dc faults in multi-terminal vsc hvdc systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, 2011. v. 5, n. 4, p. 496–503, April 2011. ISSN 1751-8687.
- KESWANI, R. Identification of fault in hvdc converters using wavelet based multi-resolution analysis. In: **Emerging Trends in Engineering and Technology, 2008. ICETET '08. First International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 954–959.
- KONG, F.; HAO, Z.; ZHANG, S.; ZHANG, B. Development of a novel protection device for bipolar hvdc transmission lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2014. v. 29, n. 5, p. 2270–2278, Oct 2014. ISSN 0885-8977.
- KUMAR, M.; BABU, S.; SRIKANTH, N.; CHANDRASEKHAR, Y. Performance of superconducting fault current limiter in offshore wind farm connected vsc based mt dc transmission system. In: **Power and Energy Conference at Illinois (PECI), 2015 IEEE**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.
- KUMAR, Y.; DEWAL, M. L.; ANAND, R. S. Relative wavelet energy and wavelet entropy based epileptic brain signals classification. **Biomedical Engineering Letters**, 2012. v. 2, n. 3, p. 147–157, 2012.
- KUNDUR, P.; BALU, N.; LAUBY, M. **Power system stability and control**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. (EPRI power system engineering series). ISBN 9780070359581.
- LARRUSKAIN, D.; ZAMORA, I.; ABARRATEGUI, O. Fault current limiters for vsc-hvdc systems. In: **AC and DC Power Transmission (ACDC 2012), 10th IET International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.
- LEE, J.-G.; KHAN, U. A.; HWANG, J.-S.; SEONG, J.-K.; SHIN, W.-J.; PARK, B.-B.; LEE, B.-W. Assessment on the influence of resistive superconducting fault current limiter in vsc-hvdc system. **Physica C: Superconductivity**, 2014. v. 504, n. 0, p. 163 – 166, 2014. ISSN 0921-4534. Proceedings of the 26th International Symposium on Superconductivity.
- LETERME, W.; HERTEM, D. V. Classification of fault clearing strategies for hvdc grids. In: **Cigre Lund Symposium, At Lund**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 143–152.
- LI, Z.-Q.; YAN-PING, L. A novel scheme of hvdc transmission line voltage traveling wave protection based on wavelet transform. In: **High Voltage Engineering and Application, 2008. ICHVE 2008. International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 163–167.
- LIU, H.; XU, Z.; HUANG, Y. Study of protection strategy for vsc based hvdc system. In: **Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 1, p. 49–54 Vol.1.
- LIU, J.; FAN, C. ju; TAI, N. ling. A novel pilot directional protection scheme for hvdc transmission line based on specific frequency current. In: **Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 976–982.
- LIU, J.; TAI, N.; FAN, C. Transient-voltage based protection scheme for dc line faults in multi-terminal vsc-hvdc system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2017. PP, n. 99, p. 1–1, 2017. ISSN 0885-8977.

LIU, X.; OSMAN, A.; MALIK, O. Hybrid traveling wave/boundary protection for monopolar hvdc line. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2009. v. 24, n. 2, p. 569–578, April 2009. ISSN 0885-8977.

_____. Real-time implementation of a hybrid protection scheme for bipolar hvdc line using fpga. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2011. v. 26, n. 1, p. 101–108, Jan 2011. ISSN 0885-8977.

LÓPEZ-CAMACHO, E.; TERASHIMA-MARÍN, H.; OCHOA, G.; CONANT-PABLOS, S. E. Understanding the structure of bin packing problems through principal component analysis. **International Journal of Production Economics**, 2013. Elsevier BV, v. 145, n. 2, p. 488–499, oct 2013.

MALLAT, S. **A Wavelet Tour of Signal Processing**. [S.l.]: Elsevier Science, 1999. (Wavelet Tour of Signal Processing). ISBN 9780080520834.

MANTEGAZZA, P.; DOZIO, E. L.; PAPACHARALAMBOUS, S. Rtaí: Real time application interface. **Linux J.**, 2000. Belltown Media, Houston, TX, v. 2000, n. 72es, abr. 2000. ISSN 1075-3583. Disponível em: <<http://dl.acm.org/citation.cfm?id=348554-348564>>.

MOKHBERDORAN, A.; CARVALHO, A.; LEITE, H.; SILVA, N. A review on hvdc circuit breakers. In: **3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.

MONARO, R. M. **Lógica Fuzzy Aplicada na Melhoria da Proteção Digital de Geradores**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2013.

MONARO, R. M. **Openrelay**. October 2015. Disponível em: <<https://github.com/renato-monaro/OpenRelay>>.

MOSSADEGH, N.; AGGARWAL, R. Management and viability of multi-terminal hvdc for offshore renewable energy networking. In: **Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.

MOURINHO, F. A.; MOTTER, D.; VIEIRA, J. C. M.; MONARO, R. M.; BLOND, S. P. L.; ZHANG, M.; YUAN, W. Modeling and analysis of superconducting fault current limiters applied in vsc-hvdc systems. In: **2015 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5. ISSN 1932-5517.

NAIDOO, D.; IJUMBA, N. A protection system for long hvdc transmission lines. In: **Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa, 2005 IEEE**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 150–155.

PAL, R. **Predictive Modeling of Drug Sensitivity**. [S.l.]: Elsevier Science, 2016. ISBN 9780128054314.

PCI/104 Consortium. **PCI/104**. 1992. Disponível em: <<http://pc104.org/>>.

PERCIVAL, D.; WALDEN, A. **Wavelet Methods for Time Series Analysis**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2006. (Cambridge Series in Statistical and Probabilistic Mathematics). ISBN 9780521685085.

- POZZEBON, G. G.; MACHADO, R. Q.; GOMES, N. R.; CANHA, L. N.; BARIN, A. **"Wavelet and PCA to Power Quality Disturbance Classification Applying a RBF Network"**, in: **Power Quality Monitoring, Analysis and Enhancement**. [S.l.]: InTech, 2011.
- QUÉVAL, L.; OHSAKI, H. Back-to-back converter design and control for synchronous generator-based wind turbines. In: **2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.
- RAFFERTY, J.; XU, L.; MORROW, J. Analysis of voltage source converter-based high-voltage direct current under dc line-to-earth fault. **IET Power Electronics**, 2015. v. 8, n. 3, p. 428–438, 2015. ISSN 1755-4535.
- RAJESH, K.; YADAAIAH, N. Fault identification using wavelet transform. In: **Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1–6.
- RAMESH, M.; LAXMI, A. Fault identification in hvdc using artificial intelligence - recent trends and perspective. In: **Power, Signals, Controls and Computation (EPSCICON), 2012 International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.
- REED, G.; HASSAN, H. A.; KORYTOWSKI, M.; LEWIS, P.; GRAINGER, B. Comparison of hvac and hvdc solutions for offshore wind farms with a procedure for system economic evaluation. In: **Energytech, 2013 IEEE**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–7.
- RIOUL, O.; VETTERLI, M. Wavelets and signal processing. **IEEE Signal Processing Magazine**, 1991. v. 8, n. 4, p. 14–38, Oct 1991. ISSN 1053-5888.
- SAKSVIK, O. Hvdc technology and smart grid. In: **Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2012), 9th IET International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.
- SANTOS, R. C.; BLOND, S. L.; COURY, D. V.; AGGARWAL, R. K. A novel and comprehensive single terminal ANN based decision support for relaying of VSC based HVDC links. **Electric Power Systems Research**, 2016. v. 141, p. 333 – 343, 2016. ISSN 0378-7796.
- SCHETTLER, F.; BALAVOINE, M.-S.; CALLAVIK, M.; CORBETT, J.; KULJACA, N.; LARSEN, V. S.; MACLEOD, N.; SONERUD, B. **Roadmap to the Supergrid Technologies**. [S.l.], 2012.
- SIVANANDAM, S.; DEEPA, S. **Introduction to Genetic Algorithms**. [S.l.]: Springer Berlin Heidelberg, 2007. ISBN 9783540731900.
- SONG, G.; CHU, X.; GAO, S.; KANG, X.; JIAO, Z. A new whole-line quick-action protection principle for hvdc transmission lines using one-end current. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2015. v. 30, n. 2, p. 599–607, April 2015. ISSN 0885-8977.
- SOOD, V. **HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems**. [S.l.]: Springer US, 2004. (HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems). ISBN 9781402078903.

- SOOD, V.; PATEL, H. Comparison between direct and vector control strategy for vsc-hvdc system in emtp-rv. In: **Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.
- STRANG, G.; NGUYEN, T. **Wavelets and Filter Banks**. [S.l.]: Wellesley-Cambridge Press, 1996. ISBN 9780961408879.
- TAHATA, K.; OUKAILI, S. E.; KAMEI, K.; YOSHIDA, D.; KONO, Y.; YAMAMOTO, R.; ITO, H. HvdC circuit breakers for hvdc grid applications. In: **11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–9.
- TZELEPIS, D.; DYSKO, A.; FUSIEK, G.; NELSON, J.; NIEWCZAS, P.; VOZIKIS, D.; ORR, P.; GORDON, N.; BOOTH, C. Single-ended differential protection in mtdc networks using optical sensors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2016. PP, n. 99, p. 1–1, 2016. ISSN 0885-8977.
- VRANA, T. K.; YANG, Y.; JOVCIC, D.; DENNETIÈRE, S.; JARDINI, J.; SAAD, H. **The CIGRE B4 DC Grid Test System**. [S.l.], 2013.
- WITTEN, I.; FRANK, E.; HALL, M. **Data Mining: Practical Machine Learning Tools and Techniques**. [S.l.]: Elsevier Science, 2011. (The Morgan Kaufmann Series in Data Management Systems). ISBN 9780080890364.
- XIAOYUN, S.; XIANGQIAN, T.; JUN, Y. Fault diagnosis for vsc-hvdc using wavelet transform. In: **Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–4. ISSN 2157-4839.
- YANG, J.; FLETCHER, J.; O'REILLY, J. Short-circuit and ground fault analyses and location in vsc-based dc network cables. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on**, 2012. v. 59, n. 10, p. 3827–3837, Oct 2012. ISSN 0278-0046.
- YANG, Q.; BLOND, S. L.; AGGARWAL, R.; WANG, Y.; LI, J. New ANN method for multi-terminal HVDC protection relaying. **Electric Power Systems Research**, 2017. v. 148, p. 192 – 201, 2017. ISSN 0378-7796.
- YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications**. [S.l.]: Wiley, 2010. ISBN 9780470551561.
- YING, Z.; NENGLING, T.; BIN, X. Travelling wave-based pilot direction comparison protection for hvdc line. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, 2013. v. 23, n. 8, p. 1304–1316, 2013. ISSN 2050-7038. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/etep.1657>>.
- YU, D.; LI, Y.; DING, Y.; ZHANG, X. Fault detection and location for mtdc combining wavelet analysis and travelling wave. In: **Power Engineering and Automation Conference (PEAM), 2012 IEEE**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–4.
- ZALZALA, A.; FLEMING, P. **Genetic Algorithms in Engineering Systems**. [S.l.]: Institution of Electrical Engineers, 1997. (Control Series). ISBN 9780852969021.

ZHANG, J.; SUONAN, J.; JIAO, Z.; SONG, G.; SU, X. A fast full-line tripping distance protection method for hvdc transmission line. In: **Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–5. ISSN 2157-4839.

ZHANG, S.; ZHANG, B.; YOU, M.; BO, Z. Realization of the transient-based boundary protection for hvdc transmission lines based on high frequency energy criteria. In: **Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–7.

ZHANG, Y.; TAI, N.; XU, B. Fault analysis and traveling-wave protection scheme for bipolar hvdc lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2012. v. 27, n. 3, p. 1583–1591, July 2012. ISSN 0885-8977.