



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO HENRIQUE LIMA BANDEIRA

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DINÂMICO NA INTERAÇÃO CA-CC EM ELO DE
TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA**

FORTALEZA

2018

JOÃO HENRIQUE LIMA BANDEIRA

ANÁLISE DE DESEMPENHO DINÂMICO NA INTERAÇÃO CA-CC EM ELO DE
TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas de Energia

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Silva Thé Pontes

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- B165a Bandeira, João Henrique Lima.
 Análise de desempenho dinâmico na interação CA-CC em elo de transmissão em corrente contínua / João Henrique Lima Bandeira. – 2018.
 115 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.
 Orientação: Prof. Dr. Ricardo Silva Thé Pontes.
1. CCAT. 2. HVDC. 3. Transmissão em corrente contínua. 4. Sistemas de potência. 5. Simulink. I.
 Título.

CDD 621.3

JOÃO HENRIQUE LIMA BANDEIRA

ANÁLISE DE DESEMPENHO DINÂMICO NA INTERAÇÃO CA-CC EM ELO DE
TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas de Energia

Aprovada em: 31 de outubro de 2018

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ricardo Silva Thé Pontes (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. René Pastor Torrico Bascopé
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Aos amigos que estiveram ao meu lado me dando forças para continuar buscando meus objetivos, compartilhando minhas dores, tristezas e alegrias.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Ricardo Silva Thé Pontes pela orientação e compreensão ao longo de todo o período do mestrado.

À minha companheira, Ayra Moraes, por estar sempre ao meu lado e ser um foco de luz em todos os momentos de escuridão.

A meus familiares, por acreditarem na minha capacidade e proporcionarem meios para que meu desenvolvimento acadêmico fosse possível.

Aos meus colegas da pós-graduação da UFC, que me ajudaram a superar dificuldades ao longo deste percurso.

Ao Ednardo Moreira Rodrigues e Alan Batista de Oliveira, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC).

Ao Prof. Raimundo Furtado pelo apoio durante a elaboração do artigo para publicação.

À CPE Estudos e Projetos Elétricos e ao Instituto Sherpa de Psicologia, por indiretamente me proporcionarem condições de continuar com este trabalho.

A todos os professores que contribuíram para minha formação profissional e acadêmica, por serem um meio de construção e facilitação de conhecimentos.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

“Sábio é aquele que conhece os limites da própria
ignorância.”

(Sócrates)

RESUMO

A operação de sistemas de potência segue em busca de alternativas mais flexíveis para permitir um melhor desempenho de transmissão de potência em larga escala. Em sistemas de grandes dimensões como o de países de maior extensão territorial, a exemplo do Brasil, China, Índia, e Estados Unidos, o desafio de viabilizar a transmissão de energia de um ponto ao outro do país vem se tornando cada vez mais eficiente a partir das tecnologias de transmissão em corrente contínua (*High Voltage Direct Current (HVDC)*). Neste trabalho, são apresentadas as principais tecnologias utilizadas na transmissão de corrente contínua, bem como suas eventuais vantagens, desvantagens e aplicações. O objetivo do trabalho é modelar e analisar a operação de sistemas HVDC monopolar e bipolar em ambiente MATLAB/Simulink. Inicialmente, foi analisado o sistema corrente em contínua com configuração monopolar de 1.000 MW. O modelo mostrou uma reprodução fiel das características de operação de um elo HVDC e é utilizado para análise de desempenho dinâmico incluindo falhas trifásicas, monofásicas, e polo-terra. Em seguida, foi analisada a influência do *Short Circuit Ratio (SCR)* no desempenho da transmissão, mostrando que sistemas fracos possuem maior instabilidade na sua operação. Ao fim do trabalho, o Bipolo 1 da usina de Belo Monte é modelado utilizando como base o ambiente em MATLAB/Simulink, interconectando os sistemas equivalentes das subestações de Xingu (PA) e Estreito (MG), através de linha de transmissão com extensão de aproximadamente 2.140 km. A operação bipolar para transferência de potência de 4.000 MW em ± 800 kV é analisada, observando o comportamento do sistema quanto a falhas e modo de operação. Verificou-se que o modelo é capaz de reproduzir as características operacionais da linha estudada, servindo como ferramenta para análise dos efeitos de cada tipo de falha durante a operação do sistema.

Palavras-chave: CCAT. Transmissão em Corrente Contínua. Desempenho Dinâmico. Sistemas de potência. Simulink.

ABSTRACT

Power systems operation continues searching for more flexible alternatives in permitting a better bulk power transmission performance. In large systems such as those in countries with the great territorial extension, i.e. Brasil, China, India and USA, the challenge to make energy transmission feasible from one point to another in the country has becoming increasingly efficient because of the technologies in *HVDC*. At this work, the most used technologies in direct current transmission are presented, as well as their possible advantages, disadvantages and applications. The goal of this study is to model and analyze monopolar and bipolar operation in HVDC systems using MATLAB/Simulink environment. At first, a monopolar direct current system of 1,000 MW was analyzed. The model showed reliable reproduction of the operational characteristics of an HVDC link, and then it is used for dynamic performance analysis including three-phase, ground-phase and ground-pole faults. Then, the effect of *SCR* in transmission performance was analyzed, showing that weak systems have more instability in its operation. Lastly, Belo Monte's Bipole 1 is modeled based on MATLAB/Simulink environment, interconnecting the AC systems of Xingu (PA) and Estreito (MG) substations, through a transmission line with approximately 2,140 km of extension. Bipolar operation for power transfer at 4,000 MW and ± 800 kV is analyzed, observing the system behavior for failures and operation mode. It was verified that the model is able to reproduce the operational characteristics of the studied line, serving as a tool to analyze effects of each fault type during system operation.

Keywords: HVDC. Direct Current Transmission. Dynamic Performance. Power Systems. Simulink.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistemas HVDC ao redor do mundo (2000).	19
Figura 2 – Marcos da tecnologia HVDC até 2000.	20
Figura 3 – Sistema de transmissão HVDC Rio Madeira.	23
Figura 4 – Localização das futuras usinas em relação aos centros de consumo.	24
Figura 5 – Projetos HVDC na Índia.	25
Figura 6 – Projetos HVDC na China.	26
Figura 7 – Número de publicações sobre HVDC nos dez últimos anos.	27
Figura 8 – Circuito de acoplamento de tensão: (a) sem acoplamento; (b) conversão de tensão; (c) conversão de corrente.	32
Figura 9 – Circuito de conversor LCC e VSC.	33
Figura 10 – Tipos de elos CC.	35
Figura 11 – Comparação entre linha de transmissão CC e CA.	38
Figura 12 – Variação de custos em função do comprimento da linha.	38
Figura 13 – Capacidade de transmissão <i>versus</i> distância.	39
Figura 14 – Circuito retificador de onda completa.	44
Figura 15 – Circuito retificador de onda completa semicontrolado.	45
Figura 16 – Circuito retificador trifásico de 6 pulsos.	46
Figura 17 – Forma de onda no retificador de 6 pulsos.	46
Figura 18 – Retificador controlado de 6 pulsos.	47
Figura 19 – Retificador de 12 pulsos.	48
Figura 20 – Circuito durante a comutação.	49
Figura 21 – Tensão durante a comutação.	50
Figura 22 – Redução na tensão devido ao atraso na comutação.	51
Figura 23 – Circuito equivalente do retificador.	52
Figura 24 – Angulos no retificador e inversor.	54
Figura 25 – Circuito equivalente do inversor.	55
Figura 26 – Características operacionais HVDC-LCC.	55
Figura 27 – Causas de falhas de comutação. (a) Redução de tensão; (b) Mudança angular; (c) Aumento da corrente CC.	57
Figura 28 – Forma de onda durante a falha de comutação.	57
Figura 29 – Sistema CA com filtros e conversor.	59

Figura 30 – Relação entre SCR e variações temporárias de tensão.	59
Figura 31 – Características de um conversor de dois quadrantes.	62
Figura 32 – Modos de controle nas estações conversoras.	63
Figura 33 – Controle com margem de corrente negativa.	64
Figura 34 – VDCOL.	65
Figura 35 – Estrutura de hierarquia geral de controle.	66
Figura 36 – Diagrama básico de controle.	67
Figura 37 – Resposta em frequência do modelo LLR.	69
Figura 38 – Distorção harmônica causada pelos conversores.	72
Figura 39 – Distorção harmônica com a utilização dos filtros.	72
Figura 40 – Curva característica implementada pelo controlador.	74
Figura 41 – Características da função VDCOL.	75
Figura 42 – Sistema geral no Simulink.	75
Figura 43 – Operação normal (retificador).	76
Figura 44 – Operação normal (inversor).	77
Figura 45 – Ordem de condução das válvulas em operação normal.	77
Figura 46 – Correntes nas válvulas durante a comutação.	78
Figura 47 – Tensão nos terminais do tiristor (inversor).	78
Figura 48 – Formas de onda de tensão e corrente no lado CA.	79
Figura 49 – Resposta do controlador de corrente.	80
Figura 50 – Falha trifásica no lado CA do retificador - formas de onda CA.	82
Figura 51 – Falha trifásica no lado CA do retificador - sistema CC	82
Figura 52 – Falha trifásica no lado CA do retificador - comportamento da proteção CC.	83
Figura 53 – Falha monofásica no lado CA do retificador - formas de onda CA.	84
Figura 54 – Falha monofásica no lado CA do retificador - sistema de controle CC.	84
Figura 55 – Falha trifásica no lado CA do inversor - formas de onda CA.	85
Figura 56 – Falha trifásica no lado CA do inversor - sistema CC.	85
Figura 57 – Falha trifásica no lado CA do inversor - tensão na válvula.	86
Figura 58 – Falha trifásica no lado CA do inversor - tempo de recuperação do sistema.	86
Figura 59 – Sistema CA equivalente para 2.000 MVA.	87
Figura 60 – Tensão e correntes na barra CA (SCR=2).	88
Figura 61 – Comportamento do sistema CC (SCR=2).	88

Figura 62 – Erro percentual absoluto da tensão em função da corrente nominal.	90
Figura 63 – Operação com corrente nominal 800 A, Potência 400 MW.	90
Figura 64 – Comparação do desempenho mediante curto-circuito monofásico (SCR=2 e SCR=6).	91
Figura 65 – Operação do retificador submetido a falha CC - proteção desabilitada. . . .	92
Figura 66 – Operação do retificador submetido a falha CC - atuação da proteção.	93
Figura 67 – Corrente de falha CC sem a atuação da proteção (acima) e com a proteção (abaixo).	94
Figura 68 – Circuito do filtro CC.	100
Figura 69 – Circuito do filtro CA de dupla sintonia.	100
Figura 70 – Simulação do Bipolo Xingu-Estreito.	102
Figura 71 – Operação normal - Bipolo 1.	102
Figura 72 – Alteração na ordem de corrente - polo positivo.	103
Figura 73 – Curto trifásico - Estreito.	104
Figura 74 – Curto trifásico - Xingu.	105
Figura 75 – Curto monofásico - Estreito.	105
Figura 76 – Curto monofásico - Xingu.	106
Figura 77 – Curto polo-terra - Xingu.	107
Figura 78 – Corrente de retorno pela terra em operação monopolar.	108
Figura 79 – Controle de polo para compensação.	109
Figura 80 – Operação monopolar em sobrecarga temporária.	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Projetos HVDC no Brasil (2018).	21
Tabela 2 – Crescimento da demanda e potência instalada (Sudeste/Centro-Oeste e Norte).	22
Tabela 3 – Características de construção da LT Xingu-Estreito.	25
Tabela 4 – Vantagens e desvantagens da transmissão HVDC.	40
Tabela 5 – Ganhos dos reguladores PI.	74
Tabela 6 – Erro percentual dos ângulos no conversor.	79
Tabela 7 – Incidência de falhas de comutação.	89
Tabela 8 – Características gerais do bipolo Xingu-Estreito.	97
Tabela 9 – SCR das subestações de Xingu e Estreito.	97
Tabela 10 – Equivalente CA do tipo LLR de cada subestação.	98
Tabela 11 – Dados dos transformadores conversores.	99
Tabela 12 – Componentes dos filtros CC.	99
Tabela 13 – Componentes dos filtros CA.	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>CCC</i>	<i>Capacitor Commutated Converter</i>
<i>CEA</i>	<i>Constant Extinction angle</i>
<i>CSC</i>	<i>Current Source Converter</i>
<i>ESCR</i>	<i>Effective Short Circuit Ratio</i>
<i>HVDC</i>	<i>High Voltage Direct Current</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<i>IGBT</i>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
<i>LCC</i>	<i>Line Commutated Converter</i>
<i>MMC</i>	<i>Modular Multi-level Converter</i>
<i>PWM</i>	<i>Pulse Width Modulation</i>
<i>ROCOF</i>	<i>Rate of Change of Current</i>
<i>RTDS</i>	<i>Real Time Digital Simulator</i>
<i>SCR</i>	<i>Short Circuit Ratio</i>
<i>VDCOL</i>	<i>Voltage Dependent Current Order Limiter</i>
<i>VSC</i>	<i>Voltage Source Converter</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
PDE	Plano Decenal de Energia
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SIN	Sistema Interligado Nacional

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Ângulo de disparo
γ	Ângulo de extinção
ϕ	Ângulo de deslocamento
ω	Frequência angular
V	Tensão
I	Corrente
L	Indutância
R	Resistência
P	Potência ativa
Q	Potência reativa
V_d	Tensão contínua
I_d	Corrente contínua
X	Reatância
Z	Impedância

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Contexto geral	18
<i>1.1.1</i>	<i>HVDC no Brasil</i>	<i>20</i>
<i>1.1.2</i>	<i>HVDC no mundo</i>	<i>24</i>
1.2	Estado da arte	26
1.3	Estrutura do trabalho	29
2	TECNOLOGIA HVDC	30
2.1	Sistema de transmissão CA	30
2.2	Sistema de transmissão em HVDC	31
<i>2.2.1</i>	<i>LCC versus VSC</i>	<i>33</i>
<i>2.2.2</i>	<i>Topologias de rede</i>	<i>35</i>
2.3	Comparação entre CC e CA	36
<i>2.3.1</i>	<i>Aspectos econômicos</i>	<i>37</i>
<i>2.3.2</i>	<i>Aspectos técnicos</i>	<i>39</i>
2.4	Características da estação conversora	40
2.5	Conclusões do Capítulo	41
3	FUNDAMENTOS DE CONVERSÃO DE ENERGIA	42
3.1	Circuitos de conversão com tiristores	42
<i>3.1.1</i>	<i>Retificador de meia-onda</i>	<i>42</i>
<i>3.1.2</i>	<i>Retificador de onda completa</i>	<i>43</i>
<i>3.1.3</i>	<i>Retificador triásico de 6 pulsos</i>	<i>45</i>
<i>3.1.4</i>	<i>Retificador trifásico de 12 pulsos</i>	<i>47</i>
3.2	Efeito do atraso na comutação	48
3.3	Modo inversor	52
3.4	Falha de comutação	55
3.5	Conclusões do Capítulo	60
4	CONTROLE E PROTEÇÃO	61
4.1	Controle de reativos	61
4.2	Controle do conversor	62
<i>4.2.1</i>	<i>Características de controle</i>	<i>63</i>

4.2.2	<i>VDCOL - Voltage Dependent Current Limit</i>	64
4.2.3	<i>Hierarquia de controle</i>	65
4.3	Conclusões do Capítulo	67
5	SIMULAÇÃO	69
5.1	Modelo de sistema de transmissão HVDC	69
5.1.1	<i>Sistema equivalente CA</i>	69
5.1.2	<i>Transformadores conversores</i>	70
5.1.3	<i>Estações conversoras</i>	70
5.1.4	<i>Linha de transmissão CC</i>	70
5.1.5	<i>Filtros CA</i>	71
5.1.6	<i>Sistema de controle</i>	72
5.2	Operação normal do sistema	75
5.3	Desempenho em falhas	80
5.3.1	<i>Sistema de proteção</i>	80
5.3.2	<i>Falhas na rede CA</i>	81
5.3.2.1	<i>Curto trifásico na barra CA do retificador</i>	81
5.3.2.2	<i>Curto monofásico na barra CA do retificador</i>	83
5.3.2.3	<i>Curto trifásico na barra CA do inversor</i>	83
5.4	Desempenho em relação ao SCR	87
5.4.1	<i>Curto-circuito monofásico remoto no inversor</i>	91
5.5	Falha na linha CC	92
5.6	Conclusões do Capítulo	94
6	SISTEMA DE TRANSMISSÃO HVDC XINGU-ESTREITO	96
6.1	Descrição do sistema	96
6.1.1	<i>Rede CA</i>	97
6.1.2	<i>Transformadores</i>	98
6.1.3	<i>Linha CC</i>	99
6.1.4	<i>Filtros</i>	99
6.2	Simulação do Bipolo Xingu-Estreito	101
6.2.1	<i>Regime permanente</i>	101
6.2.2	<i>Falha trifásica</i>	103
6.2.3	<i>Falha monofásica</i>	104

6.2.4	<i>Falha na linha CC</i>	106
6.2.5	<i>Operação otimizada</i>	107
6.3	Conclusões do Capítulo	110
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	111
7.1	Sugestões de trabalhos futuros	112
	REFERÊNCIAS	113

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto geral

Sistemas de potência em corrente alternada são hoje largamente utilizados em nível mundial. A maturação desta tecnologia no meio científico faz com que sua utilização possua um grau de otimização que resulta em uma operação com alto nível de confiabilidade.

Historicamente, no entanto, nem sempre se deu preferência à utilização da corrente alternada em sistemas elétricos. Na realidade, o início do estudo e aplicações em eletricidade se dava através da corrente contínua. A primeira estação do mundo, construída por Thomas Edison, entrou em operação em 1882, transmitindo corrente contínua em 110 V. A geração era realizada por geradores de corrente contínua bipolares acionados por máquinas a vapor. Após este projeto, passaram a ser desenvolvidos diversos outros com características semelhantes.

Apesar do sucesso na utilização da corrente contínua, uma série de eventos envolvendo a tecnologia de transmissão de energia mudaria o curso no desenvolvimento e aplicação da eletricidade. Ocorreria, entre as décadas de 1880 e 1890, a disputa conhecida como “guerra das correntes”, protagonizada por Thomas Edison, defensor da corrente contínua, e, do outro lado, George Westinghouse, que difundia o uso da corrente alternada.

Após grande competição comercial, envolvendo discussões sobre segurança elétrica, o uso da corrente alternada passa a ser difundido na transmissão e no setor industrial. A predominância no uso da corrente alternada pode ser atribuída principalmente ao advento dos transformadores elétricos, desenvolvidos comercialmente por William Stanley, que possibilitaram uma fácil conversão dos níveis de tensão em corrente alternada. A utilização de alta tensão trazia benefícios técnicos e econômicos, por reduzir as perdas na transmissão e custos com materiais condutores. Além disso, o desenvolvimento do motor de indução, por Nikola Tesla, permitiu que a corrente alternada fosse estendida às aplicações em indústrias.

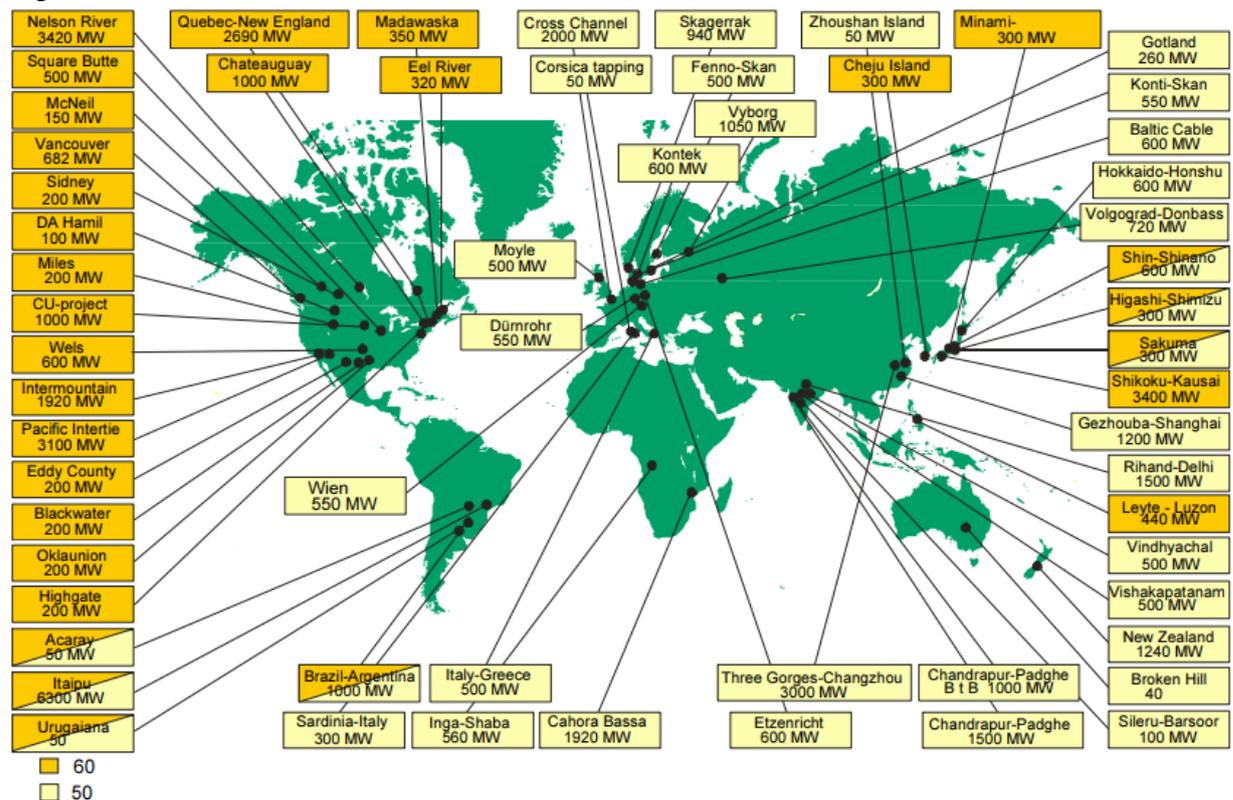
O uso da corrente alternada, apesar de ter dominado o mercado, apresenta suas desvantagens, que em determinados casos podem ser superadas pelas vantagens do uso da corrente contínua. Por esta razão, a tecnologia em corrente contínua não fora esquecida, e se tenta integrar esta solução aos sistemas alternados, buscando uma configuração ótima. Conforme Kimbark (1971), o engenheiro René Thury, em 1989 passou a desenvolver um sistema de transmissão que conjuga corrente alternada e contínua. O sistema de Thury utilizava de motores nos terminais entre os dois sistemas para realizar a conversão através de princípios eletromecânicos, permitindo

a coexistência entre Corrente Alternada (CA) e Corrente Contínua (CC). Esta ideia seria o ponto de partida para o posterior desenvolvimento de sistemas *HVDC*, utilizando-se de conversores estáticos, que foram viabilizados com o advento das válvulas de mercúrio em 1901.

Durante um longo período, a conversão estática entre corrente alternada e contínua era excessivamente onerosa, e esta tecnologia foi preterida em relação ao sistema puramente CA. Após a tecnologia dos semicondutores, e conseqüente substituição das válvulas por dispositivos semicondutores estáticos, o interesse em interconectar sistemas CA-CC volta à pauta. Apesar de as válvulas de mercúrio não serem mais utilizadas, a nomenclatura de válvulas para denotar os dispositivos de chaveamento ainda é amplamente adotada pela literatura especializada e também será utilizada ao longo deste trabalho.

Desde a sua primeira instalação comercial, em 1954, instalações em HVDC passaram a surgir com mais frequência ao redor do mundo. A Figura 1 mostra os sistemas mais notáveis em HVDC até o ano 2000.

Figura 1 – Sistemas HVDC ao redor do mundo (2000).

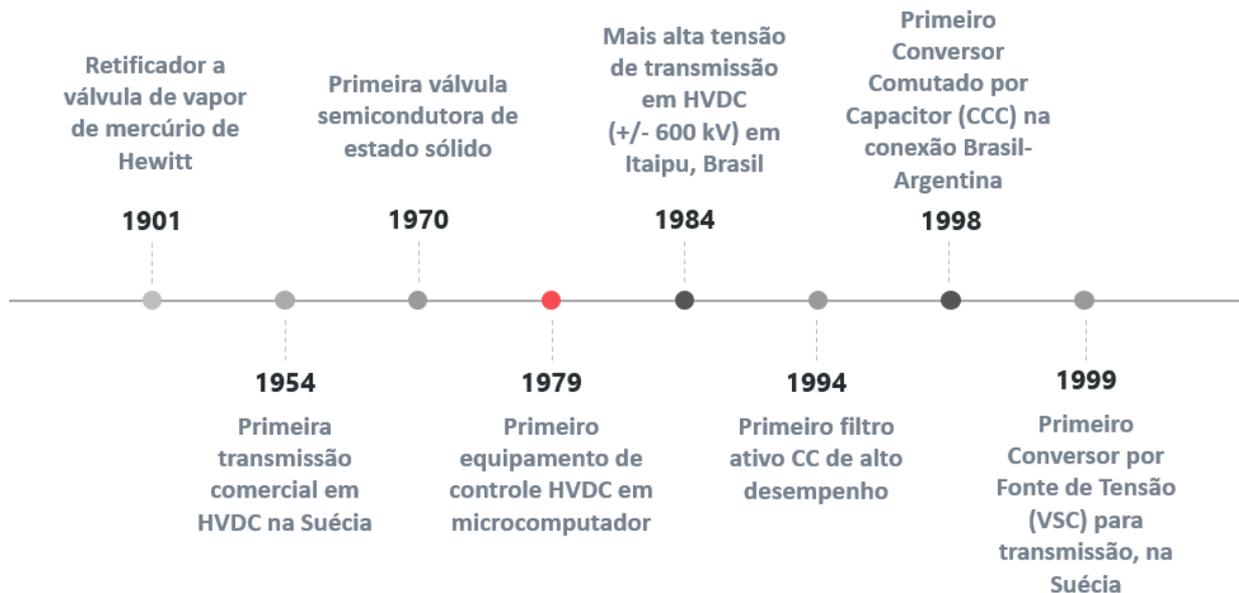


Fonte: Rudervall *et al.* (2000).

Desde então, a tecnologia vem se aperfeiçoando e adquirindo maior aplicabilidade, sendo uma importante opção em sistemas de grande extensão territorial, de grandes países, como Brasil, Índia e China.

A Figura 2 traz uma representação da linha temporal com os marcos históricos da tecnologia HVDC, trazendo os principais avanços realizados na tecnologia, segundo Rudervall *et al.* (2000).

Figura 2 – Marcos da tecnologia HVDC até 2000.



Fonte: Autor.

Segundo o Comitê de Transmissão e Distribuição de Energia do *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* (IEEE/PES Transmission and Distribution Committee, 2012), existem aproximadamente 60 projetos para implementação de linhas de transmissão HVDC planejadas para os próximos anos em todo o mundo, e pelo menos 170 linhas de transmissão HVDC em operação (VASCONCELOS, 2014).

1.1.1 HVDC no Brasil

Destaque no uso desta tecnologia, o Brasil, desempenha um papel importante no desenvolvimento da tecnologia HVDC. Pioneiro na utilização de tensão em ± 600 kV, no projeto de transmissão em Itaipu, o país também se destaca pelo projeto executado entre Brasil e Argentina, inovando com um sistema do tipo *Capacitor Commutated Converter (CCC)*. Posteriormente, ao final do ano 2017, entra em operação o projeto de transmissão entre as subestações de Xingu, no estado do Pará, e Estreito, em Minas Gerais. Esta linha consiste em mais um passo à frente no emprego de HVDC no Brasil, sendo inédito no país em relação ao nível de tensão, que atinge ± 800 kV, com capacidade de transportar 2.000 MW de potência.

O projeto de Itaipu, que já foi o maior sistema de HVDC do mundo, consiste em

dois bipolos com capacidade total de 6.300 MW, iniciando suas operações em outubro de 1984 (1º bipolo), inicialmente a ± 300 kV. Após 9 meses de operação, em julho de 1985, o nível de tensão foi elevado para ± 600 kV, e apenas em 1987 foi inaugurado o segundo bipolo.

A usina hidroelétrica de Itaipu, por ser uma binacional entre Brasil e Paraguai, apresenta geração em características diferentes de frequência conforme as exigências de cada país. A necessidade de transmitir energia em 50 Hz da usina para o centro de consumo em São Paulo, cuja rede opera a 60 Hz, motivou a escolha do sistema HVDC.

Além da necessidade de integração assíncrona, um outro fator que motivou a escolha foi a distância de transmissão. As linhas de transmissão possuem 785 e 805 km. O uso de corrente contínua para estas distâncias mostrara-se economicamente mais favorável.

Desde a sua primeira implementação, em Itaipu, o uso da transmissão em HVDC se mostra bem sucedido. Novos projetos vêm sendo implementados desde então. A tabela 1 traz as características dos projetos em HVDC presentes no Brasil.

Tabela 1 – Projetos HVDC no Brasil (2018).

Projeto	Potência (MW)	Nível de tensão (kV)	Localidade	Comprimento da linha (km)	Tecnologia	Ano
Itaipu 1	3150	600	PR - SP	785	LCC bipolar	1984
Itaipu 2	3150	600	PR - SP	805	LCC bipolar	1987
Garabi	2 x 1100	70	Garabi, RS	-	CCC back-to-back	2000-2002
Rio Madeira	2 x 3150	600	RO - SP	2375	LCC bipolar	2013
Belo Monte 1	2000	800	PA - MG	2100	LCC bipolar	2017
Belo Monte 2	2000	800	PA - RJ	2518	LCC bipolar	2020

Fonte: Autor.

Considerando a grande extensão do território brasileiro e sua grande população, o Brasil apresenta elevado e crescente consumo energético, o que traz o desafio de aumentar a geração elétrica de forma integrada, rentável e sustentável.

Hoje, o Sistema Interligado Nacional (SIN) abrange grande parte do território, porém ainda necessita de maior integração na região Norte do país. Apesar deste fato, a região Norte apresenta um potencial elevado para geração de energia elétrica com as bacias hidrográficas da Amazônia, aproximando-se de 100 mil MW. O aproveitamento deste potencial, no entanto, depende de recursos para a integração destes blocos de potência ao sistema, enfrentando desafios de âmbito técnico, econômico e ambiental, para atravessar cerca de 2500 km de distância entre a região Norte e o grande centro consumidor do país.

Para identificar os eixos necessários de transmissão no Brasil, observa-se o cenário

atual do sistema. A partir dos dados do Plano Decenal de Energia (Plano Decenal de Energia (PDE) 2010-2019), tem-se as estimativas de expansão do consumo e demanda máxima para cada subsistema. Com esta previsão, é possível se fazer o planejamento de expansão da geração. De acordo com este planejamento, no setor elétrico brasileiro, as gerações são contratadas através de leilões para compra de energia com antecedência de 3 ou 5 anos, além da previsão da integração energética entre os países vizinhos.

No contexto da expansão da oferta de energia, destaca-se o aumento na participação da região Norte entre 2010 e 2019, de 10% para 24% da capacidade. Os projetos para novas usinas hidroelétricas entre 2015 e 2019 concentram grande parte na região Norte.

No entanto, observa-se na Tabela 2, que demonstra o comparativo entre o crescimento da demanda e geração nas regiões Norte e Sudeste (principal centro consumidor no país), que o crescimento da potência instalada no Norte do país não é compatível com a demanda máxima prevista, sendo então necessárias estratégias de intercâmbio de energia no sistema interligado.

Tabela 2 – Crescimento da demanda e potência instalada (Sudeste/Centro-Oeste e Norte).

	Demanda Máxima (MW)		Potência Instalada (MW).	
	2010	2019	2010	2019
Sudeste/Centro-Oeste	44.719	66.815	61.882	77.508
Norte	4.590	9.946	10.407	39.248

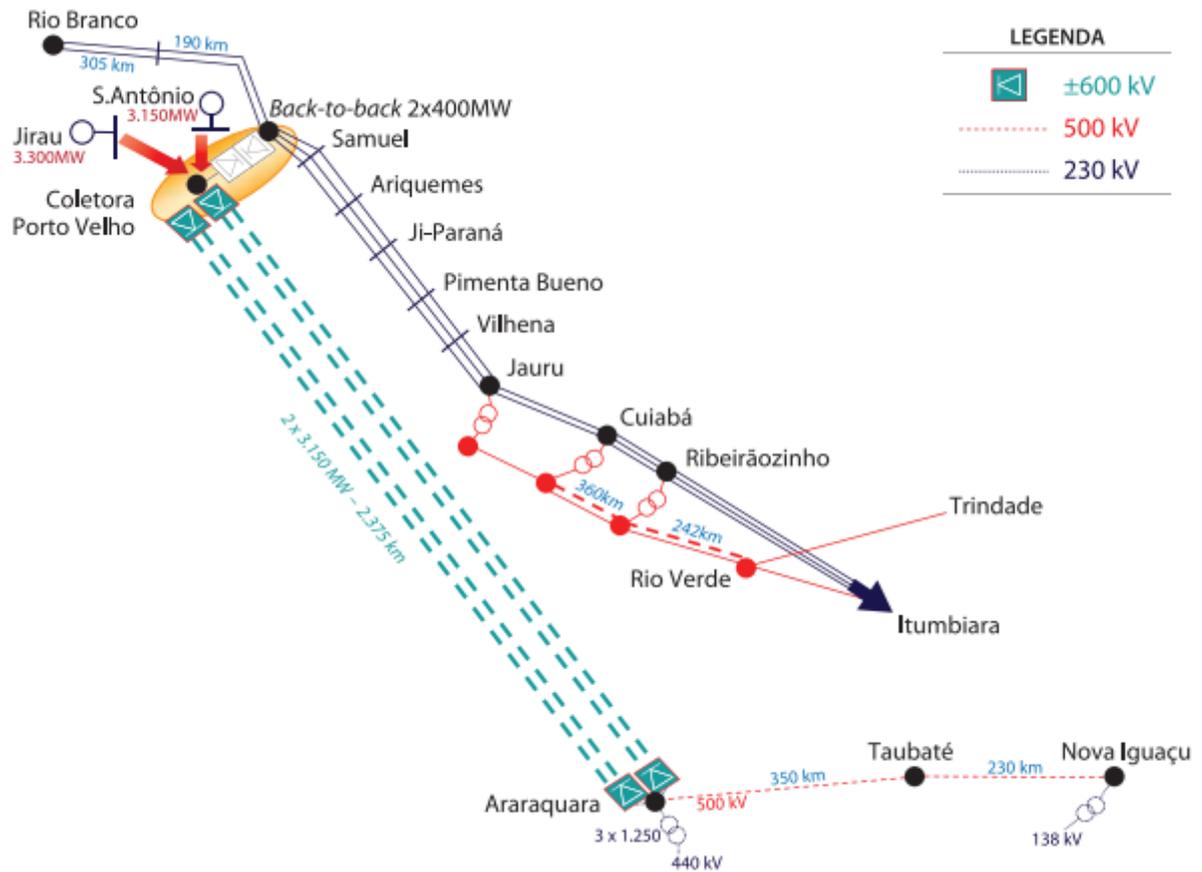
Fonte: Autor.

Em 2009, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresenta em relatório a experiência na interligação do projeto no Rio Madeira e possíveis aplicações para integrações de novas usinas na região amazônica. Neste estudo, são ressaltadas duas características do projeto que são presentes na interligação das usinas no complexo amazônico: a transmissão de grande bloco de energia (6450 MW nas usinas de Jirau e Santo Antônio) e a grande distância entre o centro consumidor (cerca de 2500 km).

Iniciados em 2005, os estudos para a interligação das usinas de Jirau e Santo Antônio indicaram, em 2006, como alternativa de menor custo global a solução em transmitir através de corrente contínua, com 2 bipolos em ± 600 kV. Posteriormente, em 2007, novo estudo propôs, como segunda alternativa, a possibilidade da transmissão em CA. O leilão do projeto, por fim, foi realizado para 2 alternativas, uma com os 2 bipolos CC, e a outra com um bipolo CC e duas linhas CA em 500 kV. A alternativa vencedora para o complexo hidrelétrico do Rio Madeira foi a de 2 bipolos em CC, conforme Figura 3, com cada bipolo destinado a transmitir 3150 MW em

± 600 kV.

Figura 3 – Sistema de transmissão HVDC Rio Madeira.



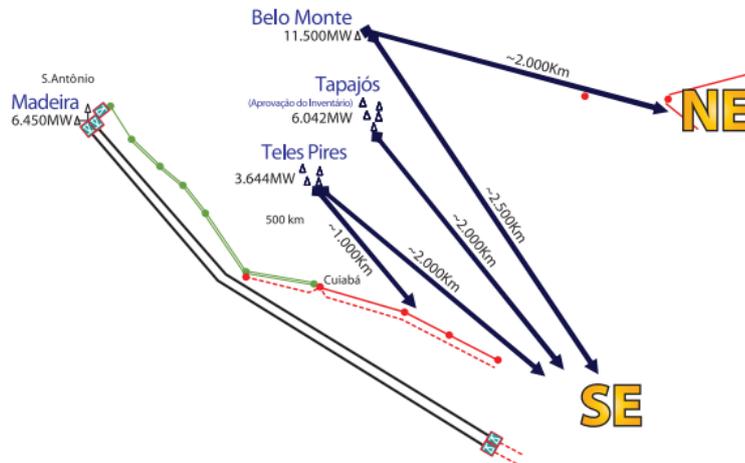
Fonte: Frontin *et al.* (2011).

Para fins de comparação, a Figura 4 mostra as distâncias entre as futuras usinas e os possíveis consumidores, ressaltando a importância dos estudos de interligação de grande potência para grandes distâncias. A usina de Belo Monte, com capacidade instalada de 11.233 MW, reforçou as necessidades de ampliação na capacidade de interligações para balanço energético entre os subsistemas do país.

Com este objetivo, optou-se, após estudos analíticos de viabilidade, pela construção de duas linhas de transmissão em corrente contínua – tecnologia HVDC – para a interconexão dos subsistemas, permitindo o intercâmbio de energia.

Com tecnologia inédita no Brasil, o sistema de transmissão de energia da usina de Belo Monte, localizada no Norte, para a região Sudeste do país, traz a configuração em corrente contínua em ± 800 kV. O sistema de transmissão foi dimensionado para a construção de dois bipolos em corrente contínua. O primeiro, destinado a interligar as subestações de Xingu (PA) e Estreito (MG), possui comprimento de cerca de 2,1 mil km, teve seu leilão proposto inicialmente

Figura 4 – Localização das futuras usinas em relação aos centros de consumo.



Fonte: Frontin *et al.* (2011).

em 2014 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo concedido inicialmente à chinesa State Grid. O projeto foi finalizado em 2017 e a linha de transmissão já entrou em operação no dia 12 de dezembro do mesmo ano. O projeto conta ainda com um segundo bipolo, este possuindo cerca de 2,5 mil km interligando as subestações de Xingu (PA) e Terminal Rio (RJ), planejado para entrar em operação em 2020.

O sistema de transmissão do Bipolo 1 é composto pelos seguintes elementos:

- Estação Conversora CA/CC, 500 kV / ± 800 kV, 4000 MW (SE Xingu);
- Estação Conversora CA/CC, 500 kV / ± 800 kV, 3850 MW (SE Estreito);
- Linha de Transmissão em Corrente Contínua de ± 800 kV (Xingu – Estreito).

Conforme estabelecido no Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), a linha de transmissão, que atravessa 4 estados (PA, TO, GO e MG), apresenta as características físicas mostradas na Tabela 3:

1.1.2 HVDC no mundo

Com a constante evolução de conceitos e configurações na transmissão HVDC, esta solução vem se espalhando rapidamente em todo o mundo. Atualmente, mais de 200 sistemas HVDC existem em operação, além de inúmeros novos projetos, incluindo opções com transmissão aérea ou a cabos submersos (WOLF; ADAPA, 2018).

Devido à vantagem econômica quando se necessita transmitir energia a longas distâncias, este tipo de sistema tem se multiplicado em países continentais, como Índia e China.

No caso da Índia, já existem 7 sistemas de longa distância em operação. O projeto de Champa-Kurukshetra, operando parcialmente, já adota a tecnologia de 800 kV. Mais dois

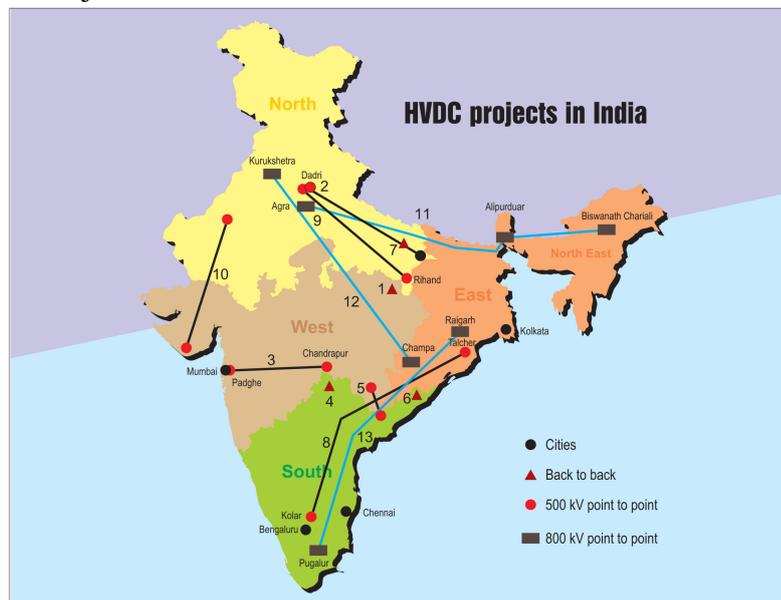
Tabela 3 – Características de construção da LT Xingu-Estreito.

Tensão nominal	± 800 kV
Comprimento total	2.086,9 km
Quantidade de condutores	6 subcondutores por polo, tipo CA, com 1.590 MCM
Largura da faixa de servidão	100 m (Trechos 1 a 5 - entre Anapu-PA e Uruaçu-GO) 110 m (Trechos 6 a 8 - entre Uruaçu-GO e Ibiraci-MG)
Número estimado de torres	3.749
Vão médio entre as torres	550 m (Trechos 1 a 5 - entre Anapu-PA e Uruaçu-GO) 560 m (Trechos 6 a 8 - entre Uruaçu-GO e Ibiraci-MG)
Características das estruturas	Estaiadas (80%) e Autoportantes (20%)
Área de limpeza para implantação de cada torre	Autoportante: média de 2.500 m ² (50 m x 50 m) ; Estaiada: média de 3.000 m ² (60 m x 50 m)

Fonte: Adaptado de BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA ([S.l.: s.n.], 2014).

sistemas na Índia utilizando este nível de tensão estão na fase de projeto, um deles adotando topologia multiterminal. A Figura 5 mostra graficamente a distribuição dos projetos HVDC na Índia.

Figura 5 – Projetos HVDC na Índia.

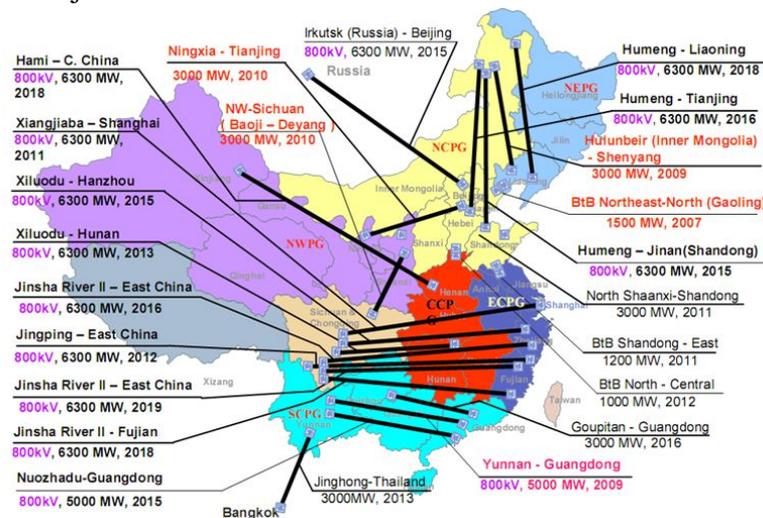


Fonte: PowerLine (2017).

A China é o país onde mais se investe em HVDC. O país já possui uma ampla expertise na utilização desta tecnologia, com 22 projetos já em operação, sendo pioneira na aplicação da tecnologia em 800 kV, em 2010 com dois projetos de 7.200 e 8.000 MW. A Figura 6 mostra geograficamente os sistemas HVDC na China.

O governo chinês já estabeleceu que o desenvolvimento de linhas de transmissão de

Figura 6 – Projetos HVDC na China.



Fonte: ABB Group (2015).

alta capacidade a longas distâncias é parte de uma estratégia para o desenvolvimento nacional econômico e social. Para atingir estes objetivos, HVDC foi a solução escolhida e existem planos de construir ainda mais projetos nos anos seguintes (QIN *et al.*, 2016).

Atualmente, já está em construção o projeto de transmissão HVDC de Changji-Guquan, cuja tensão de operação de ± 1.100 kV será pioneira no mundo. O projeto, que será implementado pela ABB, possuirá capacidade de transmissão de 12 GW, com uma linha de transmissão de 3.284 km. O avanço tecnológico reflete a solidez da tecnologia na interligação a grandes distâncias. O sistema será operado pela empresa State Grid, com previsão de finalização em 2019.

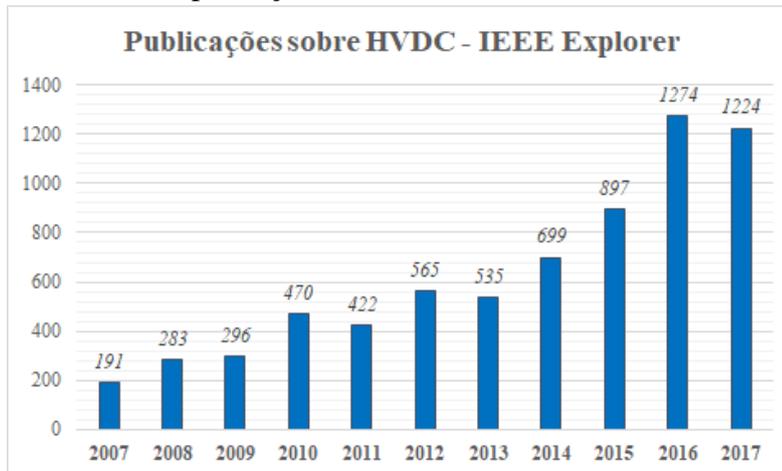
1.2 Estado da arte

O aumento do uso de tecnologia HVDC pelo mundo vem acompanhado de um crescente interesse acadêmico acerca do tema. De acordo com o banco de dados do IEEE Explorer, o número de publicações catalogadas sobre transmissão em corrente contínua, conforme Figura 7, aumentou em mais de seis vezes ao longo de dez anos, passando de 191 em 2007 para 1224 publicações em 2017.

Foram investigadas as mais recentes publicações para se obter um panorama geral da discussão no meio científico em relação à transmissão em HVDC. Atenção especial foi dada a alguns trabalhos, a serem comentados a seguir.

O estudo realizado por Sneath e Rajapakse (2016) analisa um sistema VSC bipolar em PSCAD, propondo uma técnica para detecção e interrupção de falhas à terra. A metodologia

Figura 7 – Número de publicações sobre HVDC nos dez últimos anos.



Fonte: Autor.

consiste na utilização do *Rate of Change of Current (ROCO)* para detectar a falha a partir de uma rápida variação na corrente. A interrupção da falha é realizada através de um modelo de disjuntor CC híbrido, composto por uma chave mecânica em série com um pequeno disjuntor CC de estado sólido, em paralelo com outro disjuntor CC principal de estado sólido e um protetor contra surtos. O estudo conclui que a possibilidade da utilização dos disjuntores para interrupção é condicionada à utilização de indutores para limitação da corrente durante a falha.

O artigo publicado por Lyu *et al.* (2016) investiga a estabilidade na integração de usinas eólicas *off-shore* através de conversores multi-níveis. O escopo do trabalho consiste nos fenômenos de ressonância e instabilidade entre os conversores do *Modular Multi-level Converter (MMC)* e das máquinas eólicas. Através de simulação em plataforma MATLAB, o estudo aponta que existe um potencial de previsibilidade das ressonâncias através de diagramas de Nyquist, impactando na estabilidade do sistema.

Yang *et al.* (2012) realiza, em artigo publicado, uma análise e localização de falhas em cabos de transmissão HVDC-VSC. Segundo este trabalho, este tipo de sistema é muito susceptível a falhas devido à alta corrente durante a descarga dos capacitores da linha CC. Após a simulação de casos de falhas, o trabalho indica um método de localização baseado na comparação com uma tensão de referência.

O estudo publicado por Guo *et al.* (2012) analisa as interações em um sistema multi-feed composto por um HVDC-LCC e um HVDC-VSC na mesma barra. Os resultados mostram que os efeitos do VSC trazem benefícios ao sistema LCC, como melhora no ponto de máximo de potência, redução da vulnerabilidade a variações temporárias na tensão e prevenção de falhas de comutação. Ao final do trabalho, é proposto um indicador AISCR (Apparent Increase Short

Circuit Ratio), para representar o ganho de performance da rede LCC.

Uma configuração híbrida de conversores LCC é proposta em Xue *et al.* (2016) para a eliminação da falha de comutação no sistema. A metodologia consiste na utilização de capacitores controlados dimensionados conforme níveis de curto-circuito monofásicos e trifásicos. A solução é validada através de simulação via *Real Time Digital Simulator (RTDS)*, verificando que não há prejuízos significativos no nível de distorção harmônica ou sobretensão nas válvulas.

A investigação das publicações recentes indica um interesse maior no desenvolvimento de tecnologias de conversores do tipo multi-nível, integração de usinas eólicas *off-shore* através de HVDC e estabilidade na transmissão através de sistemas LCC.

O trabalho realizado por OLIVEIRA (2015) realiza a simulação, em PSCAD, do sistema HVDC implementado para interligação do complexo do Rio Madeira. O modelo é validado através da simulação de casos de contingência detectados no Sistema Interligado Nacional e comparações com os relatórios formulados pelo Operador Nacional do Sistema.

Watanabe *et al.* (2018) propõe, em artigo publicado, a implementação de um sistema híbrido multiterminal utilizando os conceitos da tecnologia LCC e VSC em conjunto. Esta interação seria realizada adotando um conversor do tipo LCC como estação retificadora, e um ou mais conversores VSC como terminais inversores. Desta forma, busca-se obter as vantagens dos dois conversores em um único circuito.

SANTOS (2017) apresenta em seu trabalho a análise comparativa de rede com sistemas segmentados por elos de corrente contínua. Os resultados apontam melhorias na confiabilidade do sistema quanto ao nível de tensão das barras, fluxo de potência e perdas na transmissão quando é realizada a segmentação com elos HVDC além das linhas CA tradicionais.

Para avaliar o desempenho de um bipolo de transmissão em HVDC, Kjørholt (2014) realiza a simulação de três diferentes casos. Considerando um sistema utilizando tecnologia LCC, um sistema VSC do tipo multinível, e um sistema híbrido envolvendo ambas as tecnologias. As análises são feitas considerando o desempenho mediante falhas trifásicas e monofásicas na rede CA, bem como uma falha no polo CC em relação à terra. O trabalho conclui que a interação entre os dois tipos de conversores pode dispensar a implementação de algumas proteções inerentes a cada um dos tipos quando operam independentemente.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho é dividido em 6 capítulos, abordando o tema da transmissão em corrente contínua até o desenvolvimento da simulação para análise das interações com a rede alternada. Os capítulos são divididos conforme descrição a seguir.

O capítulo 2 descreve sucintamente os sistemas de transmissão convencionais, e traz os principais conceitos e características dos sistemas de transmissão HVDC, com suas configurações, vantagens e desvantagens na sua aplicação em relação ao sistema CA.

O capítulo 3 aborda a fundamentação teórica com os princípios de funcionamento na conversão de sistemas CA-CC e vice-versa. São explicados os circuitos básicos de conversão a partir do modelo mais simples, evoluindo até o detalhamento das características peculiares na utilização destes princípios em sistemas de transmissão de energia em corrente contínua.

O capítulo 4 trata das estratégias de controle para operação dos sistemas HVDC em condições normais, e aborda as causas e efeitos das falhas de comutação no terminal inversor.

O capítulo 5 descreve o sistema computacional utilizado como ferramenta de análise no estudo da interação dinâmica entre os sistemas CA e CC submetidos a falhas durante a operação. O sistema é inicialmente simulado em regime de operação normal, e em seguida são analisados casos de falha e seus efeitos.

No capítulo 6, é proposta a modificação do sistema para um estudo de caso conforme os dados reais do sistema de transmissão Xingu-Estreito, implementado no Brasil para escoamento da potência da usina de Belo Monte, no estado do Pará. São realizadas análises do desempenho dinâmico do sistema e comportamento dos controladores para uma operação bipolar em ± 800 kV.

O capítulo 7 traz as conclusões inferidas do trabalho realizado e sugestões com as possibilidades de desenvolvimento posterior em relação ao tema.

2 TECNOLOGIA HVDC

A transmissão em corrente contínua apresenta características específicas em sua operação que a diferem do sistema convencional. Neste capítulo, são discutidas estas diferenças, trazendo os pontos positivos e negativos de cada tecnologia, bem como o modo de operação do elo em corrente contínua para transmissão de energia.

2.1 Sistema de transmissão CA

No sistema de potência convencional em corrente alternada, as fontes geradoras de potência devem necessariamente operar à mesma frequência e mantendo perfeito sincronismo. O gerador síncrono regula a magnitude da tensão em seus terminais através da sua corrente de excitação, enquanto que o ângulo é definido pelo torque mecânico desenvolvido na turbina. De modo geral, os geradores trabalham com tensão relativamente baixa, sendo convertida por transformadores em alta tensão para maior eficiência na transmissão, e média e baixa tensão para maior segurança e economia na distribuição. A conversão de tensão é realizada por transformadores de potência. Desta forma, convém subdividir o sistema de potência em subsistemas de geração, transmissão e distribuição, todos vinculados pelas restrições de sincronismo (ARRILLAGA *et al.*, 2007).

A grande maioria dos dispositivos integrantes de um sistema de potência apresenta característica elétrica indutiva, tais como geradores, transformadores e linhas de transmissão. Na presença de corrente alternada, esta característica se manifesta na forma de reatância, afetando a operação do sistema por atrasar a corrente em relação à tensão. Como a potência transmitida é função do produto entre a tensão e a corrente, a eficiência no processo de transmissão é comprometida pela diferença de fase entre estas grandezas. Este efeito é representado pelo fator de potência do circuito, que, variando de 0 a 1, é reduzido à medida que a carga total adquire características mais indutivas ou capacitivas.

Baixos fatores de potência requerem um aumento na corrente total de transmissão, que por sua vez causam uma maior queda de tensão ao longo da linha e uma menor tensão terminal ao final da transmissão. Para contornar este problema, seria necessário elevar a tensão da fonte, ou usar de meios para controle de tensão local. A correção do fator de potência através do uso de bancos de capacitores para regulação de tensão, apesar de eficiente, não oferece uma resposta rápida e contínua às variações de carga e pode aumentar a presença de harmônicos de

baixa ordem (ARRILLAGA *et al.*, 2007).

As limitações em relação a capacidade e distância na transmissão em corrente alternada, bem como restrições em interconectar sistemas de diferentes frequências fazem com que hajam situações onde a utilização de sistemas de transmissão em corrente contínua seja vantajosa em relação ao sistema convencional.

A tecnologia de alta tensão em corrente contínua (HVDC) tem características que a tornam especialmente atrativa para certas aplicações da transmissão. A transmissão em HVDC é amplamente reconhecida como sendo vantajosa para a entrega de grandes blocos de energia por longas distâncias, interconexões assíncronas e utilização de longos cabos submarinos. Comparado com o sistema de corrente alternada trifásico, o HVDC é superior nos seguintes aspectos: menor custo construtivo e operativo para transmissão de energia a longas distâncias, não necessita operar em sincronismo entre dois sistemas CA, o fluxo de potência pode ser controlado, possui menor impacto ambiental e menor perda de energia para transmissão (SANTOS, 2017).

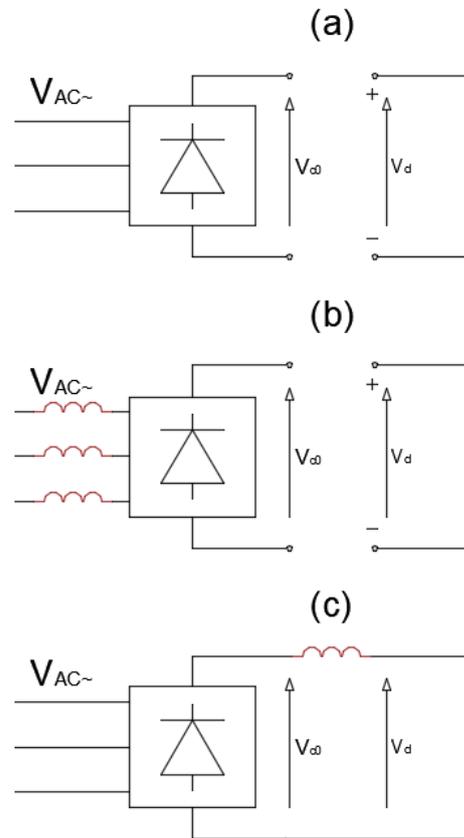
2.2 Sistema de transmissão em HVDC

O uso de sistema em corrente contínua implica no uso de conversores para converter CA-CC (retificador), no terminal transmissor, e CC-CA (inversor) no terminal receptor. O conversor usualmente apresenta arranjo de 12 pulsos. Como parte do circuito, também fazem parte reatores, capacitores e filtros CA. Os dois terminais são conectados através de uma linha CC, ou diretamente, no caso de sistemas *back to back* (RADZUAN *et al.*, 2012).

Existem dois métodos predominantes utilizados para a conversão. No mercado, são tratados como *Line Commutated Converter (LCC)* e *Voltage Source Converter (VSC)*. O sucesso destas tecnologias foi possibilitado pelos avanços na eletrônica de potência (ONI *et al.*, 2016).

De acordo com Arrillaga *et al.* (2007), para que ocorra a conversão estática de potência, deve-se buscar um acoplamento instantâneo entre os níveis de tensão CC e CA. Para garantir um acoplamento estável, uma impedância deve ser adicionada ao circuito de chaveamento. Se a impedância existe exclusivamente no lado CA, diz-se que o circuito é do tipo VSC, atuando como uma fonte de tensão. Por outro lado, se um reator é inserido no lado CC, pulsos de corrente contínua são transmitidos pelo conversor. Assim, tem-se o circuito do tipo *Current Source Converter (CSC)*, como fonte de corrente. A Figura 8 mostra os circuitos básicos para acoplamento de tensão.

Figura 8 – Circuito de acoplamento de tensão: (a) sem acoplamento; (b) conversão de tensão; (c) conversão de corrente.



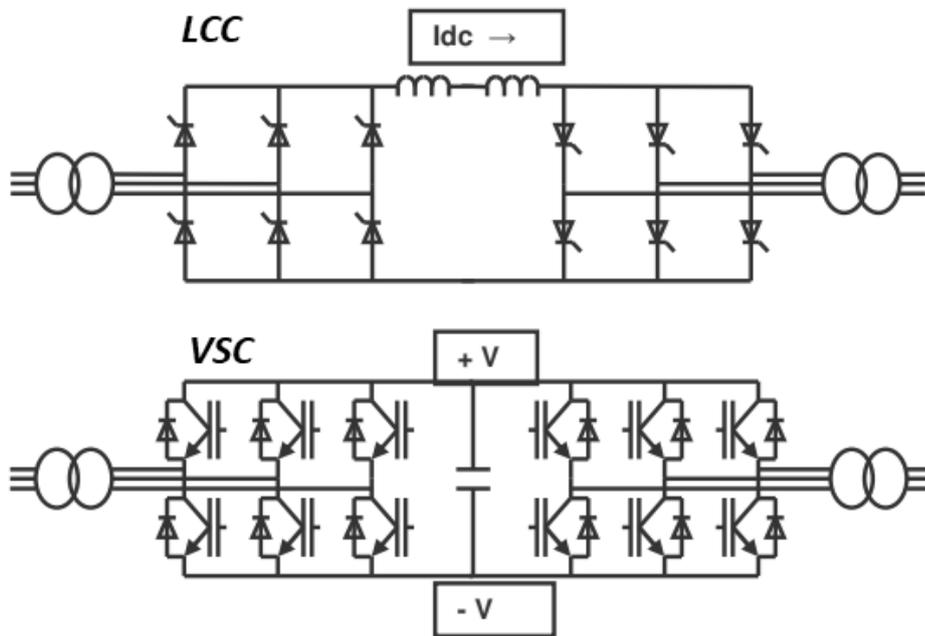
Fonte: Adaptado de Arrillaga *et al.* (2007).

Na prática, circuitos do tipo CSC utilizam tiristores para chaveamento. Este tipo de conversor necessita de referência da tensão CA para executar o chaveamento no terminal inversor. Por esta razão, esta tecnologia é mais comumente denominada de LCC - "*line commutated converter*". Como é dependente da tensão CA para realizar a comutação, este método apresenta menor flexibilidade. No entanto, ainda é o conversor mais amplamente utilizado pois se trata de uma tecnologia consolidada e acarreta em menores perdas na transmissão de grandes blocos de energia.

A menor flexibilidade em circuitos LCC se dá principalmente ao fato de se poder controlar apenas o início da comutação (*turn-on*), atrasando o tempo através do ângulo de disparo dos tiristores. Porém, para realizar a abertura da válvula (*turn-off*), é necessário que haja a polarização inversa do tiristor através da tensão CA. Neste sentido, a tecnologia VSC apresenta grandes vantagens, utilizando-se de dispositivos semicondutores que permitem o controle de "*turn-off*", como o *Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT)* ou . Assim, pode-se utilizar da modulação por largura de pulso - *Pulse Width Modulation (PWM)* como recurso para realizar

a conversão. Circuitos do tipo VSC são, portanto, chamados de auto-comutados. A Figura 9 mostra as diferenças no circuito de implementação de cada conversor.

Figura 9 – Circuito de conversor LCC e VSC.



Fonte: Adaptado de ALSTOM.

2.2.1 LCC versus VSC

De modo geral, pode-se dizer que a comparação entre as duas tecnologias é baseada na avaliação entre eficiência e flexibilidade. A conversão em LCC traz maior economia nos custos globais, enquanto que o conversor VCC possui flexibilidade técnica. De forma mais sucinta, Padiyar (2017) cita como vantagens da utilização de conversão VSC:

1. VSC permite o controle independente entre os fluxos de potência ativa e reativa, pois o conversor é capaz de fornecer um fluxo positivo ou negativo, ajudando na regulação de tensão. Em conversores LCC, os reativos devem ser supridos nas estações conversoras.
2. Ao contrário do LCC, um sistema VSC não necessita de fonte de tensão para satisfazer suas condições de operação, portanto não é susceptível a falhas de comutação.
3. Os filtros necessários para um sistema VSC são muito menos complexos, visto que a técnica de PWM produz menores distorções harmônicas.
4. Não se requer uma rápida comunicação entre os terminais para controle de sistemas VSC
5. A reversão do fluxo de potência não exige a inversão na tensão, o que permite melhor controle em sistemas multiterminais.

Apesar das vantagens citadas, o uso da tecnologia VSC ainda se restringe a aplicações de menor porte. Sendo o LCC utilizado na grande maioria dos casos para transmissão em grandes sistemas de potência.

Algumas limitações tecnológicas ainda tornam o uso de VSC ineficiente para maiores aplicações, como altas perdas por chaveamento, limites de operação dos dispositivos e outros problemas relacionados ao chaveamento em alta frequência. Deste modo, apesar do desenvolvimento do VSC, espera-se que a tecnologia LCC ainda persista dominante no mercado por alguns anos (KIM *et al.*, 2009).

Conforme Watanabe *et al.* (2018), a tecnologia LCC permite uma capacidade de transmissão da ordem de 4 GW por polo, enquanto que os VSC mais atuais não ultrapassam a capacidade de 1.000 MW.

Um estudo realizado por Ludois e Venkataramanan (2010) apresenta um comparativo de perdas entre as tecnologias LCC e VSC realizando um sistema benchmarking de 50 MW. Neste comparativo, o sistema LCC possui desempenho superior em relação a eficiência de conversão. As perdas inerentes aos dispositivos de conversão podem ser divididas entre perdas por condução e perdas por chaveamento. No caso dos conversores do tipo LCC, que são comutados pela própria rede, as perdas por chaveamento são desprezíveis. Por esta razão, conversores VSC, que realizam várias comutações por segundo, têm perdas elevadas por chaveamento.

Flourentzou *et al.* (2009) destaca, também, que a presença dos reatores em série em sistemas LCC pode contribuir para limitar correntes durante condições de falha, o que não ocorre nos sistemas VSC, sendo estes mais vulneráveis a correntes de curto-circuito. Assim, torna-se necessário maiores investimentos em isolamento de cabos e disjuntores CC.

Em aplicações específicas, o uso de VSC apresenta-se muito vantajoso, conforme Arrillaga *et al.* (2007):

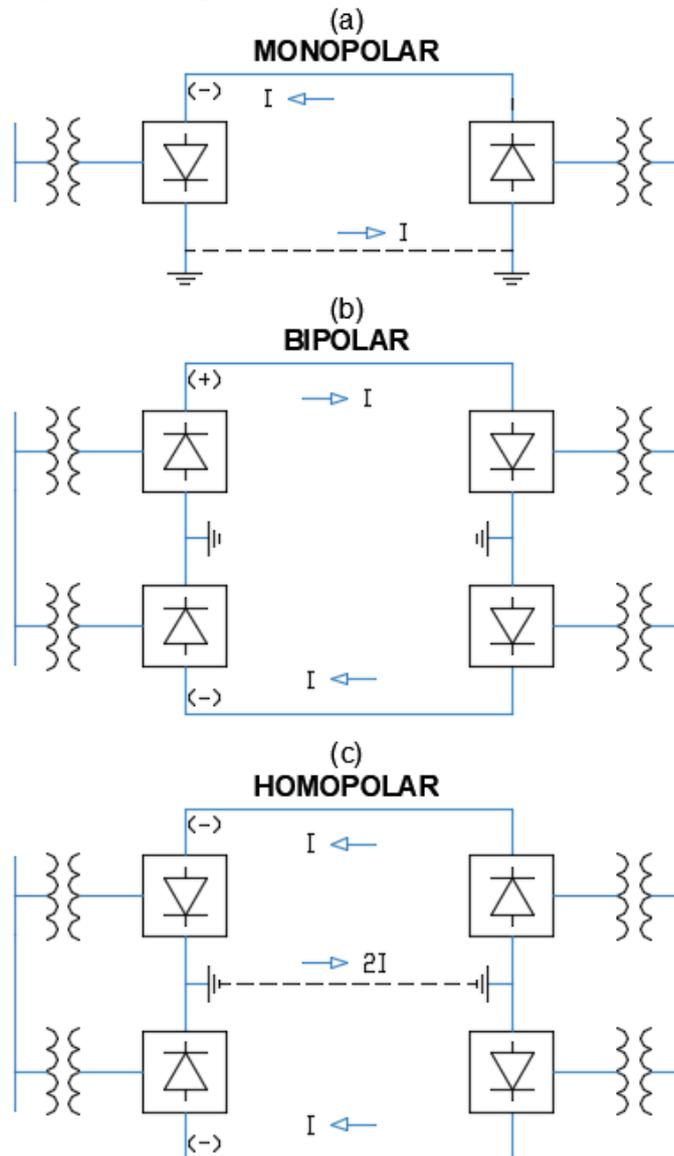
1. Transmissão de energia para áreas isoladas, pois dispensa a necessidade de uma fonte CA.
2. Sistemas multiterminais.
3. Transmissão de energia de parques eólicos *off-shore* para subestações *on-shore*.
4. A conexão direta de geradores CC ao conversor, dispensando transformadores e filtros para reduzir o espaço da subestação.

2.2.2 Topologias de rede

Um sistema HVDC pode ser implementado, de acordo com sua topologia, em diversos modos de operação. De acordo com o objetivo e características do projeto, deve-se optar entre um ou outro modo.

Para sistemas com apenas dois terminais (ponto-a-ponto), a classificação dar-se-á em três categorias, conforme Padiyar (2017): (a) monopolar; (b) bipolar; e (c) homopolar, conforme a quantidade de condutores e polaridades das tensões. A Figura 10 mostra a configuração de cada tipo de circuito.

Figura 10 – Tipos de elos CC.



Fonte: Adaptado de Padiyar (2017).

O elo do tipo **monopolar** apresenta apenas um condutor (linha de transmissão),

geralmente de polaridade negativa. Utiliza retorno pela terra ou mar, e em alguns casos pode utilizar retorno metálico. Geralmente utilizado em sistemas de transmissão a cabos.

A configuração do tipo **bipolar** apresenta dois condutores, um com polaridade negativa e outro positiva. Esta topologia pressupõe a conversão em 12 pulsos, portanto é necessária a conexão de conversores em série em cada terminal. A junção entre os dois conversores é aterrada em um ou ambos os terminais. Normalmente os dois polos operam com correntes iguais, sendo nula a corrente de retorno pela terra. Esta configuração apresenta uma maior flexibilidade, pois quando ocorre a perda de um polo, pode-se operar apenas com um polo restante.

Pode-se utilizar, também, o tipo **homopolar**, no qual se utilizam dois condutores porém de mesma polaridade (geralmente negativa para menor radiointerferência e efeito corona), com retorno metálico ou pela terra. Nesta configuração, existe uma corrente circulando pela terra igual a duas vezes a corrente nominal dos polos. Esta configuração permite fácil operação com um único conversor quando ocorre perda de um polo. No entanto, a constante presença de corrente circulando pela terra pode ser um fator indesejado.

A configuração predominante em sistemas HVDC, frente às vantagens e desvantagens de cada tipo, é o bipolo em 12 pulsos, utilizando conversores de 6 pulsos em série.

Alguns autores ainda trazem como quarto tipo a configuração **back-to-back**, na qual há ausência da linha de transmissão. O retificador e inversor encontram-se na mesma estação, sendo a tensão imediatamente convertida para CA novamente. Esta configuração é utilizada para interconexão de sistemas CA assíncronos e geralmente opera com baixas tensões CC (em torno de 150 kV) para minimizar custos com válvulas (KIM *et al.*, 2009).

2.3 Comparação entre CC e CA

É predominante o uso da corrente alternada nos sistemas de transmissão elétrica, bem como na geração e distribuição de energia. No entanto, apesar disso, existem ainda algumas limitações na transmissão CA, estas sendo responsáveis por motivar o desenvolvimento da tecnologia HVDC. Tais limitações podem ser tanto de natureza técnica quanto econômica.

De modo geral, ao decidir, na concepção de um projeto, por um ou outro modelo, busca-se a otimização em dois grandes aspectos. O interesse consiste na quantidade de potência e na distância pela qual esta deve ser transmitida. Em outras palavras, busca-se a maneira mais barata para transmitir determinada quantidade de energia com determinado fator de potência, de maneira confiável a uma determinada distância (KIMBARK, 1971).

A motivação clássica para se utilizar a transmissão em HVDC tem sido a transmissão de grande potência a grandes distâncias. Isto se dá devido ao fato de não haver preocupações com a estabilidade síncrona quando se transmite em corrente contínua. Quando se utiliza corrente alternada para este mesmo fim, têm-se algumas limitações (KIM *et al.*, 2009), a saber:

- Variações de tensão consideráveis ao longo da linha e em função da variação de carga.
- Necessidade de manter o sincronismo das máquinas geradoras, em operação normal e após distúrbios, de maneira transitória e dinâmica.
- Custos econômicos destinados a suprimir as limitações anteriores.

2.3.1 Aspectos econômicos

Sob o ponto de vista econômico, são analisados os custos de implementação, operação e manutenção de um projeto. Os custos de implementação abrangem investimentos em aquisição dos equipamentos, como torres, conversores e condutores, bem como gastos com faixa de servidão em função da área ocupada. Já em relação aos custos operacionais, estes são devidos em grande parte às perdas na transmissão.

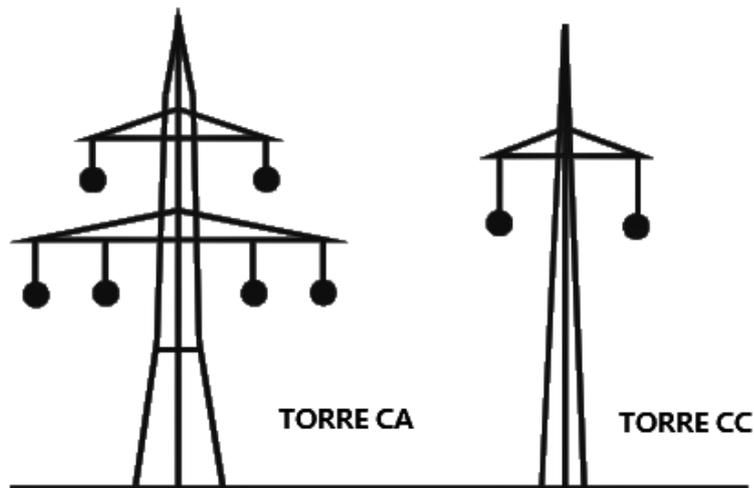
Como a transmissão em CC não sofre limitações devido ao fator de potência, é possível transmitir maior potência para um mesmo nível de tensão. Isto implica em menores custos com isolamento por megawatt. Além disto, as torres de transmissão CC apresentam, de forma geral, um menor porte, mostrado na Figura 11, considerando que em corrente contínua são necessários apenas dois condutores por polo (positivo e negativo), em oposição aos três condutores em um sistema CA trifásico. Por esta razão, as torres de transmissão apresentam menores custos tanto com material quanto com faixa de servidão.

A transmissão CC também proporciona melhor aproveitamento da seção de condução dos cabos, pois não há efeito pelicular, além de apresentar as perdas por efeito corona menos significantes que no equivalente CA ((ARRILLAGA *et al.*, 2007)).

Em relação aos equipamentos terminais, a ausência de reatores necessários para regulação de tensão consiste em mais um ponto positivo na utilização CC, no entanto, a necessidade de estações conversoras e filtros nos terminais da linha são o aspecto que mais oneram as instalações HVDC (PADIYAR, 2017).

Tendo em vista a redução de custos com a linha de transmissão, porém aumento nos equipamentos terminais, a análise de viabilidade de um projeto em corrente contínua pode ser realizada mediante o gráfico da Figura 12, conforme o qual percebe-se que a transmissão em CC

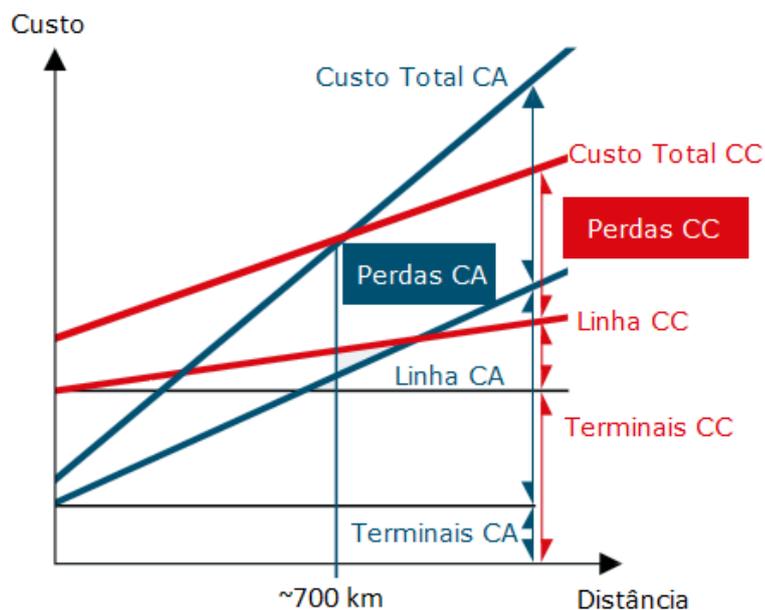
Figura 11 – Comparação entre linha de transmissão CC e CA.



Fonte: Adaptado de Siemens (2011).

torna-se mais atraente à medida em que se aumenta a distância de transmissão. O ponto crítico para a análise de viabilidade consiste em determinar a distância na qual a economia com a linha de transmissão supera os custos com as estações terminais.

Figura 12 – Variação de custos em função do comprimento da linha.



Fonte: Adaptado de Siemens (2011).

A distância de equilíbrio dependerá das características do projeto e das perdas por unidade de comprimento. De acordo com Padiyar (2017), este valor tende a variar na faixa entre 500 e 800 km.

A transmissão trifásica apresenta perdas nas três fases, portanto em cada condutor

haverá perdas ôhmicas. Para a transmissão em corrente contínua, havendo apenas dois condutores, pode-se relacionar as perdas em cada um dos sistemas (considerando a mesma resistência da linha). Considerando um sistema CA com fator de potência médio de 0,945, as perdas na transmissão em corrente contínua apresentam um valor 66,7% menor do que o equivalente em corrente alternada. (LINS, 2012).

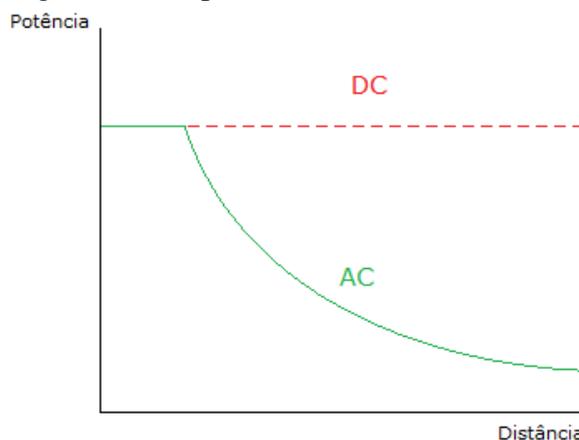
2.3.2 Aspectos técnicos

A transmissão em corrente CA pode trazer vantagens em pontos nos quais a transmissão convencional apresenta limitações. A utilização da eletrônica de potência permite o desenvolvimento de um sistema de controle preciso, que permite o total controle da potência transmitida, bem como uma rápida resposta a correntes de falha, tornando a utilização de disjuntores CC desnecessária em aplicações de dois terminais.

O fluxo de potência entre barras em um sistema CA depende primariamente da diferença angular entre as suas tensões. Conforme a distância da linha de transmissão aumenta, também aumenta a defasagem angular entre os terminais. Desta forma, existe um limite no qual a transferência de potência a uma distância muito elevada pode trazer instabilidades na operação do sistema (PADDIYAR, 2017).

As condições de estabilidade em regime permanente e transitória trazem limitações para o máximo de potência que pode ser transmitido. Para uma linha CC, a capacidade de transmissão não é afetada pela distância. A Figura 13 mostra o gráfico de capacidade de transmissão em função da distância, no qual pode-se visualizar que o elo CC é limitado apenas pela capacidade de condução de corrente dos condutores (limite térmico).

Figura 13 – Capacidade de transmissão *versus* distância.



Fonte: Adaptado de Padiyar (2017).

De forma resumida, a Tabela 4 combina as vantagens e desvantagens trazidas por Kimbark (1971) e Padiyar (2017).

Tabela 4 – Vantagens e desvantagens da transmissão HVDC.

Vantagens	Desvantagens
Maior potência por condutor Maior simplicidade da linha Ausência de efeito pelicular Não é necessário compensação de reativos para a linha Menor efeito corona e radiointerferência Não é necessária operação síncrona Não há distância limite para estabilidade Pode operar entre sistemas assíncronos Não contribui para o curto-circuito AC	Altos custos dos conversores Conversores requerem reativos Necessidade de filtros Conversores possuem baixa capacidade de sobrecarga Dificuldade na disjunção de correntes CC Complexidade no sistema de controle

Fonte: Autor.

2.4 Características da estação conversora

Os principais componentes de uma estação conversora consistem em:

1. Válvulas tiristoras: interconectam os lados CA e CC, devendo suportar altas correntes (até 5kA), possuir capacidade de bloqueio em altas tensões (até 8,5 kV) e controlar a tensão e corrente CC através do ângulo de disparo. Como a tensão no circuito é maior que a tensão máxima de bloqueio de um único tiristor, geralmente se utilizam grupos de tiristores conectados em série. Pode-se adotar a conexão também em paralelo para aumentar a capacidade de corrente, no entanto, normalmente não é necessário.
2. Transformadores conversores: destinados a otimizar a tensão CC de maneira independente do nível de tensão CA através da comutação de tap. Permitem a operação com maior número de pulsos nos conversores, além de atuar reduzindo o curto-circuito nas válvulas. Devido ao grande volume destes equipamentos, a escolha do transformador está usualmente ligada à capacidade de transporte e disposição de espaço físico.
3. Filtros passivos e compensação de reativos: sistemas LCC geram distorções na tensão CA, tornando necessária a utilização de filtros sintonizados para mitigação de harmônicos. Além disso, o consumo de reativos pelo conversor deve ser suprido através de capacitores ou compensadores estáticos.

Além dos itens citados, incluem-se também, como elementos necessários, os eletrodos de aterramento, dispositivos de proteção, pára-raios, sistema de arrefecimento e sistema de controle.

2.5 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram trazidos os conceitos convencionais de transmissão de energia via corrente alternada, pontuando suas limitações técnicas e possíveis pontos fracos também do ponto de vista econômico. A tecnologia HVDC é apresentada como possível alternativa para alguns dos problemas apresentados na transmissão CA.

São discutidos os dois principais métodos comerciais de conversão estática entre CA e CC em sistemas de transmissão em corrente contínua, citando as características e limitações de cada um. Foi apontado que apesar da tecnologia VSC ser mais moderna e apresentar flexibilidade na conversão, suas perdas ainda a tornam pouco atrativa para a utilização em sistemas de potência de grande porte. Por esta razão, muitos projetos atuais ainda utilizam a tecnologia LCC. Além do método de conversão, as principais topologias de circuito para transmissão via HVDC são discutidas.

Ao final do capítulo, uma análise mais detalhada é realizada comparando-se as alternativas de transmissão utilizando corrente contínua ou alternada, fazendo uma comparação direta entre vantagens e desvantagens, apontando fatores decisivos para a decisão entre uma ou outra tecnologia em um projeto de transmissão, conforme suas características e objetivos.

No capítulo seguinte será discutida a fundamentação teórica utilizada no desenvolvimento dos conversores do tipo LCC e peculiaridades no seu emprego para a transmissão em HVDC.

3 FUNDAMENTOS DE CONVERSÃO DE ENERGIA

Inicialmente com a tecnologia de válvulas de mercúrio, a tecnologia HVDC ficou em segundo plano até o desenvolvimento de semicondutores estáticos. Através desta tecnologia, a manipulação da tensão elétrica foi bastante facilitada, permitindo-se também a conversão de uma tensão alternada em contínua e vice-versa.

Apesar das inúmeras vantagens na aplicação dos circuitos conversores, há alguns contrapontos na sua utilização, como, por exemplo, a preocupação com a qualidade da energia transmitida através de circuitos eletrônicos devido à distorção na tensão de saída.

Neste capítulo, são apresentados os principais circuitos utilizados em sistemas HVDC e suas aplicações para a transmissão de energia em corrente contínua.

3.1 Circuitos de conversão com tiristores

Circuitos retificadores são projetados com o objetivo de converter uma tensão ou corrente CA em CC. Podem ser utilizados em diversas topologias e apresentam comportamento de acordo com o tipo de carga conectada. Na utilização dos sistemas em corrente contínua LCC, tem-se como elemento básico de conversão a ponte retificadora completa de seis pulsos. Este circuito atua mediante o chaveamento de seis elementos semicondutores. Serão apresentados os circuitos básicos de retificação, desde meia-onda até o retificador trifásico de 12 pulsos, sendo este último largamente utilizado em sistemas HVDC. A técnica de retificação pode ser também utilizada de maneira antagônica, convertendo um circuito CC em CA, sendo denominados, neste caso, de circuitos inversores.

3.1.1 *Retificador de meia-onda*

Circuito mais básico implementado, composto apenas por uma fonte CA seguida de um diodo retificador. Como o diodo é polarizado apenas no semiciclo positivo da tensão, a carga é submetida apenas à tensão neste sentido. Desta forma, a tensão de saída deste retificador apresenta um caráter pulsante de mesmo período da tensão de entrada. Durante o semiciclo negativo, o diodo atua como uma chave aberta, retendo toda a tensão da fonte.

Para uma carga puramente resistiva, a componente CC na carga (tensão média) é

calculada pela integral da senoide em meio período, conforme equação:

$$V_d = \frac{1}{2\pi} \int_0^\pi V_{max} \text{sen}(\omega t) d\omega t = \frac{V_{max}}{\pi}. \quad (3.1)$$

Se a carga é indutiva, haverá uma resposta natural e uma forçada para a corrente do circuito. A resposta forçada depende do módulo e ângulo da impedância. A resposta natural será determinada de acordo com a constante de tempo L/R.

A corrente na carga pode ser então representada pela função:

$$i(\omega t) = \begin{cases} \frac{V_{max}}{Z} \left[\text{sen}(\beta - \theta) + \text{sen}(\theta) e^{-\frac{\beta}{\omega\tau}} \right] & \text{para } 0 \leq \omega\tau < \beta, \\ 0 & \text{para } \beta \leq \omega\tau < 2\pi, \end{cases} \quad (3.2)$$

onde β pode ser encontrado resolvendo-se numericamente a equação:

$$\text{sen}(\beta - \theta) + \text{sen}(\theta) e^{-\frac{\beta}{\omega\tau}} = 0. \quad (3.3)$$

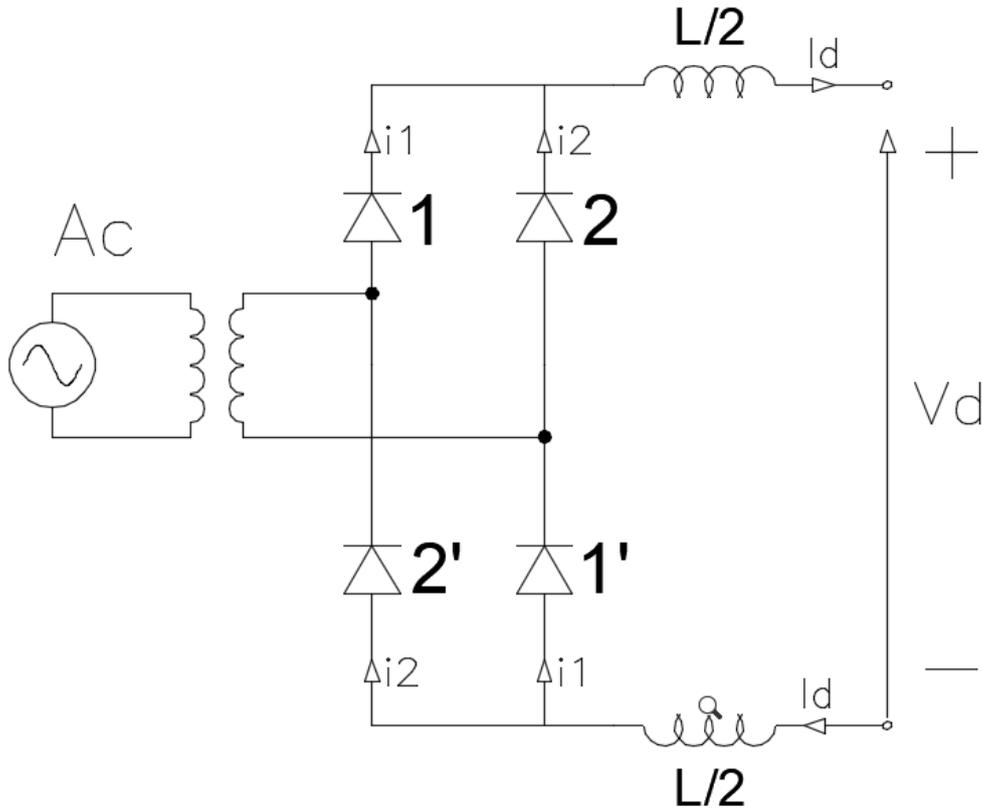
Como a corrente existe somente no semiciclo positivo, os retificadores de meia onda produzem uma distorção harmônica que pode ser prejudicial ao funcionamento de transformadores no lado CA. Por esta razão, sua utilização se restringe a aplicações de menor porte.

3.1.2 Retificador de onda completa

Para sistemas maiores, o retificador de onda completa é mais adequado, pois apresenta corrente cujo valor médio é nulo no lado CA. Este retificador pode ser obtido através de um circuito em ponte completa (*full-bridge*) como o da Figura 14, composto por 4 diodos que funcionam em pares alternados: enquanto dois diodos polarizam diretamente durante um semiciclo, os demais ficam reversamente polarizados.

Dada esta característica, a forma de tensão na saída deste retificador apresenta ainda o caráter pulsante visto no retificador de meia onda, porém com período reduzido pela metade, e, portanto, apresenta frequência duas vezes maior que a de entrada. Como há circulação de corrente nos dois sentidos, a corrente na fonte CA apresenta valor médio igual a zero, se comportando como uma senoide regular. No entanto, distorções podem ser causadas à medida em que se aumenta o valor indutivo da carga, devido à componente transitória da corrente (resposta natural do sistema). Nos casos onde houver alta distorção gerando problemas na fonte CA, podem ser adicionados filtros na entrada do retificador.

Figura 14 – Circuito retificador de onda completa.



Fonte: Adaptado de Kimbark (1971).

A componente de tensão CC na carga é calculada pela integral da senóide em meio período, conforme equação abaixo:

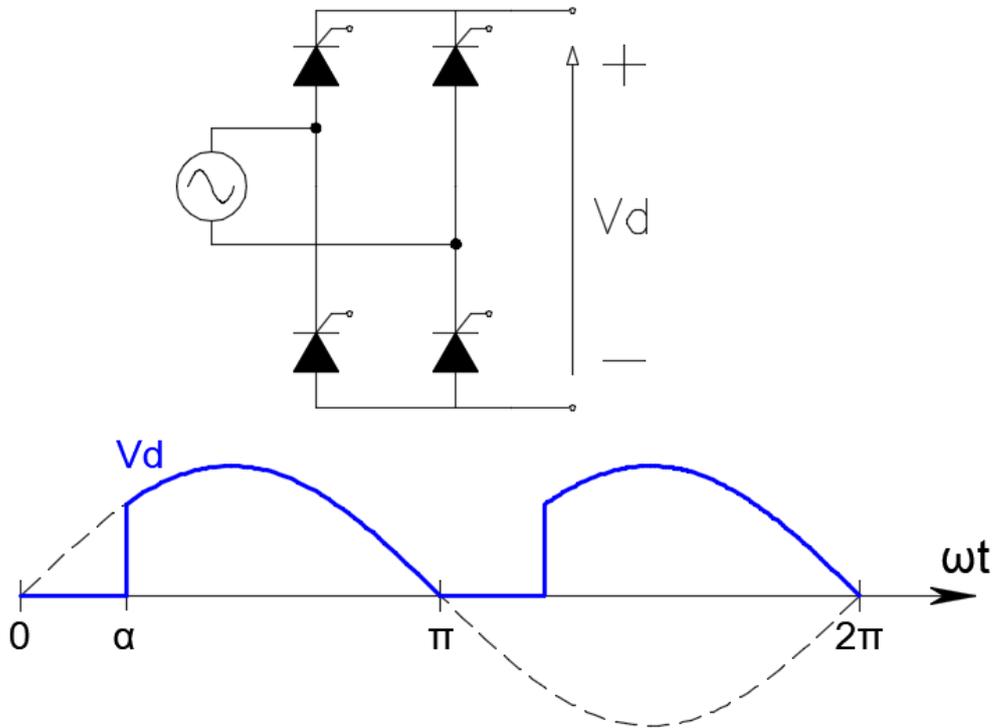
$$V_d = \frac{1}{\pi} \int_0^{\pi} V_{max} \sin(\omega t) d\omega t = 2 \frac{V_{max}}{\pi}. \quad (3.4)$$

A tensão média na saída do retificador depende do tempo pelo qual os diodos estão conduzindo. Desta forma, se for possível limitar o tempo de condução destes elementos, pode-se ter um controle sobre a tensão contínua de saída. Este controle é realizado pela substituição dos diodos por chaves semicontroladas, como tiristores. Tiristores do tipo SCR necessitam, para entrar em condução, a além da polarização direta, a presença de uma corrente de gatilho. Desta forma, é possível atrasar o instante que o SCR entra em condução através do circuito de gatilho, que determina o ângulo de atraso α . Se o ângulo de atraso for 0, o circuito se comporta como um retificador de onda completa. No entanto, à medida em que se aumenta o valor deste ângulo, é reduzido o valor da tensão de saída, pois o tempo de condução é reduzido. Assim, o valor médio da tensão de saída neste tipo de retificador é função também do ângulo de atraso, conforme a equação:

$$V_d = \frac{1}{\pi} \int_{\alpha}^{\pi} V_{max} \sin(\omega t) d\omega t = (1 + \cos\alpha) \frac{V_{max}}{\pi}. \quad (3.5)$$

A Figura 15 abaixo mostra a forma de onda da tensão e corrente em um retificador de onda completa semicontrolado, destacando o ângulo de atraso α :

Figura 15 – Circuito retificador de onda completa semicontrolado.



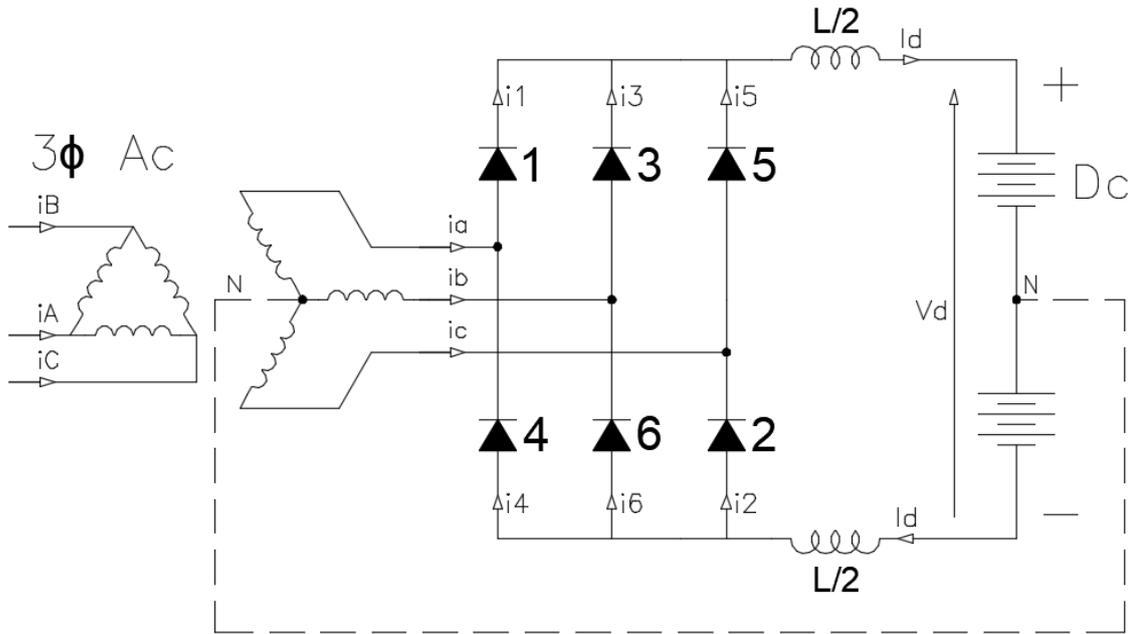
Fonte: Adaptado de TeXample.

3.1.3 Retificador triásico de 6 pulsos

Na conversão de uma tensão alternada trifásica para CC, comumente utiliza-se o circuito da Figura 16, composto de 6 unidades de chaveamento. Esta estrutura caracteriza o retificador controlado de 6 pulsos, também conhecido como circuito de Graetz. Destaca-se também a presença do transformador para adequação do nível de tensão na entrada do conversor.

O funcionamento deste circuito se dá mediante a aplicação da lei da tensão de Kirchhoff nos dois grupos de três diodos. Através desta aplicação, de forma ideal, verifica-se que apenas um dos diodos superiores irá conduzir em determinado momento, correspondente ao diodo conectado à fase de maior valor instantâneo. De forma análoga, apenas um dos diodos da parte inferior da ponte irá conduzir em determinado momento, aquele que estiver conectado à fase de menor valor instantâneo.

Figura 16 – Circuito retificador trifásico de 6 pulsos.

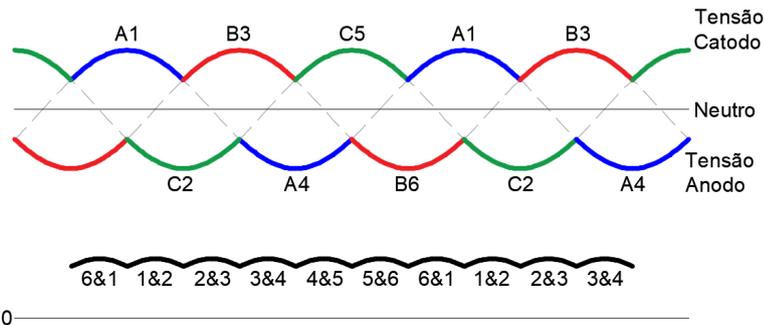


Fonte: Adaptado de Kimbark (1971).

Através desta lógica, tem-se que na saída para a carga, existe sempre uma diferença de potencial entre a maior e a menor fase, o que corresponde a um valor de tensão de linha. Conforme as tensões de fase na entrada variam com o tempo, alternam-se os diodos que estão conduzindo, configurando 6 possibilidades de saída v_{ab} ; v_{ac} ; v_{bc} ; v_{ba} ; v_{ca} ; v_{cb} . Como o período da tensão na fonte é de 2π , ou seja, 360° , cada transição ocorre em $360/6$, portanto, a cada 60 graus.

A saída no conversor trifásico de 6 pulsos apresenta a forma de onda pulsante da Figura 17, composta da combinação das tensões de linha do sistema CA, e seu valor médio é dado por:

Figura 17 – Forma de onda no retificador de 6 pulsos.

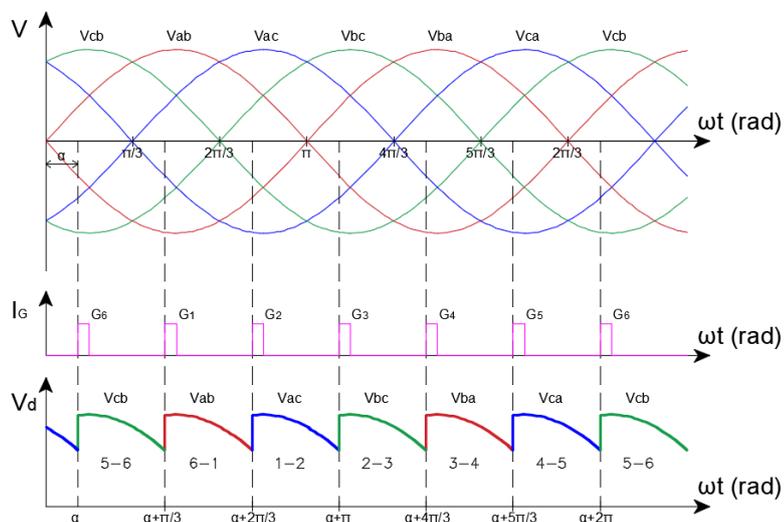


Fonte: Adaptado de Arrillaga (2008).

$$V_d = \frac{1}{\pi/3} \int_{\pi/3}^{2\pi/3} V_{max}^{L-L} \text{sen}(\omega t) d\omega t = 3 \frac{V_{max}^{L-L}}{\pi} = 1,35 V_{rms}^{L-L}. \quad (3.6)$$

Através da utilização de tiristores em substituição aos diodos, é possível realizar o controle da tensão de saída no retificador trifásico, por meio da variação do ângulo de atraso α no gatilho dos SCRs. A lógica de operação permanece a mesma, no entanto, a tensão média na saída, mostrada graficamente na Figura 18, é determinada em função do ângulo de atraso, conforme a equação:

Figura 18 – Retificador controlado de 6 pulsos.



Fonte: Autor.

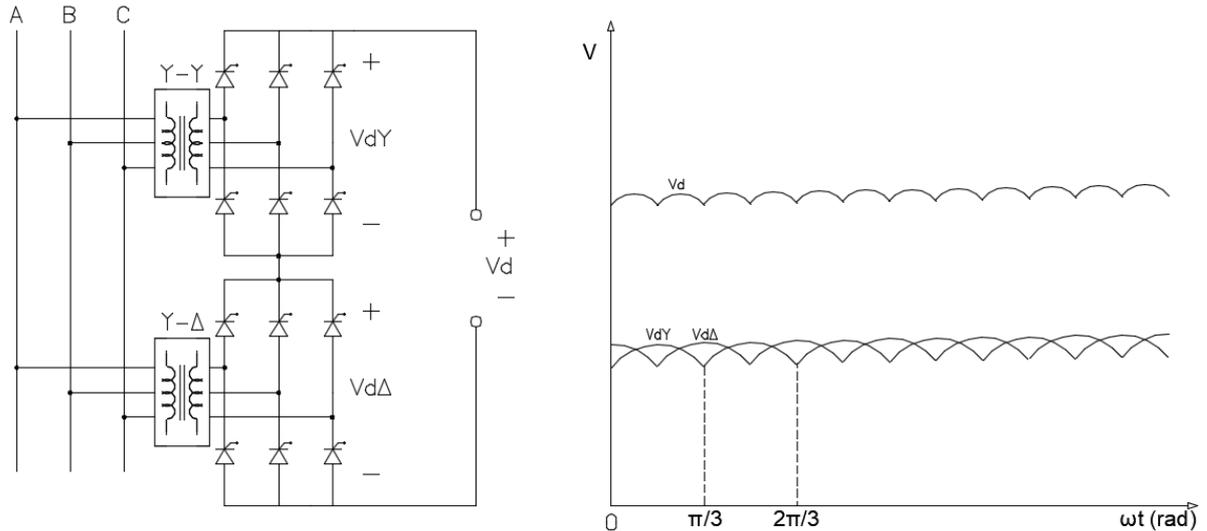
3.1.4 Retificador trifásico de 12 pulsos

É possível melhorar a qualidade da saída do retificador trifásico através da utilização de duas pontes de 6 pulsos, reduzindo a distorção de saída. A utilização de duas pontes em série consiste na técnica mais adotada em sistemas HVDC. Nesta situação, utilizam-se transformadores com tensões de saída trifásica distintas entre si de 30° , de modo que a soma das tensões CC das duas pontes adquira caráter ondulatório de frequência duas vezes maior. Para esta aplicação, pode-se utilizar dois transformadores diferentes ou um transformador de três enrolamentos do tipo $Y - Y - \Delta$. Deste modo, as tensões de entrada no lado terciário em Δ são defasadas da ponte retificadora, o que significa que as duas pontes produzirão saídas de 6 pulsos deslocadas em 30° . O equivalente de saída será a sobreposição das tensões retificadas por cada ponte, formando uma onda de 12 pulsos. A Figura 19 mostra o diagrama do circuito e as formas de onda na saída de

cada ponte e da tensão equivalente de saída CC.

Tecnicamente, mais pontes podem ser adicionadas à configuração do retificador, porém, raramente a quantidade de pulsos excede a doze. A complexidade das conexões utilizadas para maiores quantidades de pulsos se opõe às vantagens de uma configuração com mais pulsos.

Figura 19 – Retificador de 12 pulsos.



Fonte: Adaptado de Hart (2012).

3.2 Efeito do atraso na comutação

Na análise dos circuitos previamente mostrados, pressupõem-se algumas condições ideais para simplificação matemática, as quais são descritas abaixo ((ARRILLAGA, 2008)):

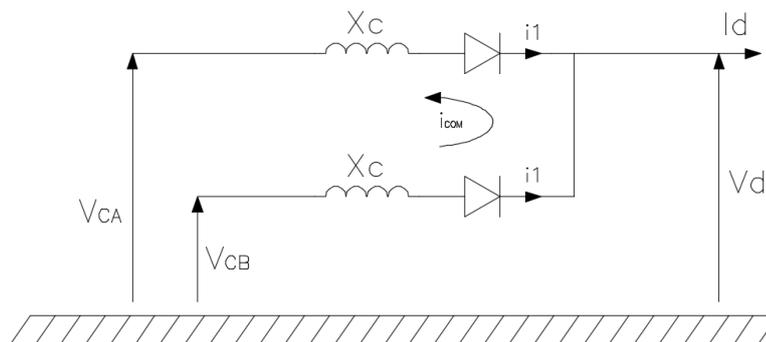
1. A queda de tensão direta nos semicondutores é desprezada, considerando-os apenas como chaves. Isto pode ser realizado pois a queda de tensão é muito inferior às tensões de operação. Além disso, esta queda de tensão é pouco influenciada pela corrente, e deve apresentar praticamente o mesmo valor para todos os dispositivos de um mesmo lado da ponte. Esta redução na tensão pode ser levada em consideração sendo adicionada na resistência DC equivalente. As resistências dos transformadores também são desprezadas para efeito de equacionamento, no entanto, devem ser levadas em consideração para cálculos de perdas.
2. A reatância de fuga vista pelo terminal secundário dos transformadores conversores é considerada igual para as três fases, e variações em função de mudanças

de tap não são consideradas.

3. A ondulação (*ripple*) no lado DC é ignorada (isto pode ser obtido através de uma reatância de alisamento em série).
4. Assume-se que as correntes harmônicas são filtradas no lado AC, de modo que as tensões de entrada no conversor são consideradas perfeitamente senoidais.

Além destas suposições, foi desconsiderado o efeito da sobreposição das válvulas, assumindo-se uma fonte AC ideal com impedância nula. No entanto, a presença de reatâncias indutivas no lado AC (basicamente por conta dos enrolamentos dos transformadores de conversão) impedem que as válvulas comutem instantaneamente, e, portanto, existe um período no qual duas ou mais válvulas do mesmo grupo estarão conduzindo, o qual é chamado de período de comutação. Neste caso, deve ser feita uma análise mais criteriosa do circuito no momento da sobreposição das válvulas. A Figura 20 ilustra o circuito entre duas válvulas de uma ponte conversora conectada a um sistema AC de reatância por fase X_C e resistência desprezível.

Figura 20 – Circuito durante a comutação.

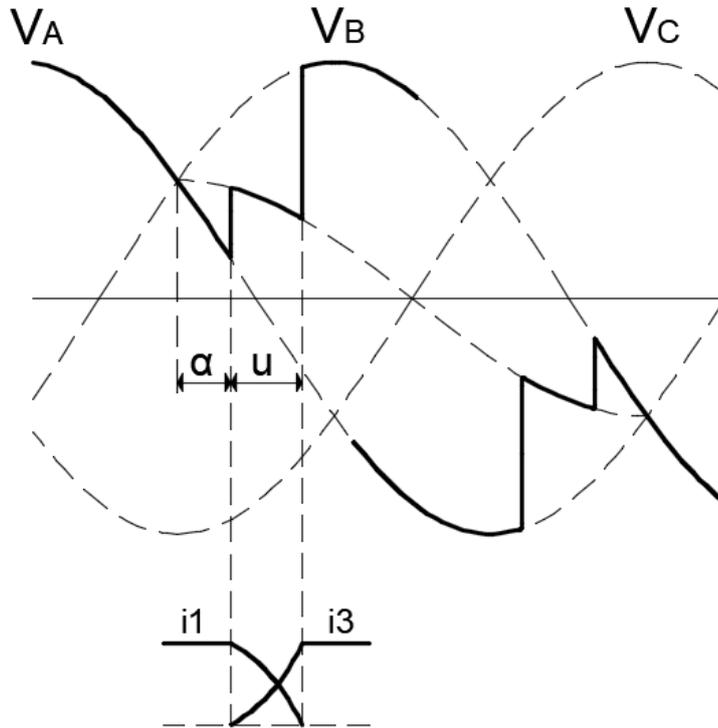


Fonte: Adaptado de Arrillaga *et al.* (2007).

Após o cruzamento das tensões V_{CA} e V_{CB} , deve-se iniciar o processo de comutação entre a válvula 1 e 3 (através do gatilho de 3), a comutação deve se completar antes que ocorra um novo cruzamento das tensões. Durante este período, V_{CB} é maior que V_{CA} , e, portanto, haverá uma corrente de comutação no sentido de i_3 . Como as reatâncias são balanceadas, a taxa de variação de i_3 e $-i_1$ é igual, assim como a queda de tensão nas reatâncias X_{CA} e X_{CB} . Desta forma, o valor de tensão V_d durante a sobreposição é dada pelo divisor de tensão aplicado em V_{AB} . A Figura 21 mostra graficamente o comportamento das tensões e correntes nas válvulas 1 e 3 no instante da comutação.

Existe, portanto, no instante da sobreposição, uma redução na tensão que deforma o a saída durante um instante, determinado pelo ângulo u . O efeito deste atraso na comutação é

Figura 21 – Tensão durante a comutação.



Fonte: Adaptado de Arrillaga *et al.* (2007).

determinado a seguir. Como $X_{CA} = X_{CB} = X_{CC}$:

$$v_{CB} - v_{CA} = 2 \left(\frac{X_c}{\omega} \right) \frac{d}{dt} i_{com} = \sqrt{2} V_c \text{sen}(\omega t). \quad (3.7)$$

E, portanto:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} V_c \text{sen}(\omega t) d\omega t = X_c d(i_{com}). \quad (3.8)$$

Integrando (3.8) de $\omega t = \alpha$ até $\alpha + u$:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \int_{\alpha}^{\alpha+u} V_c \text{sen}(\omega t) d\omega t = \int_0^{i_{com}} X_c d(i_{com}), \quad (3.9)$$

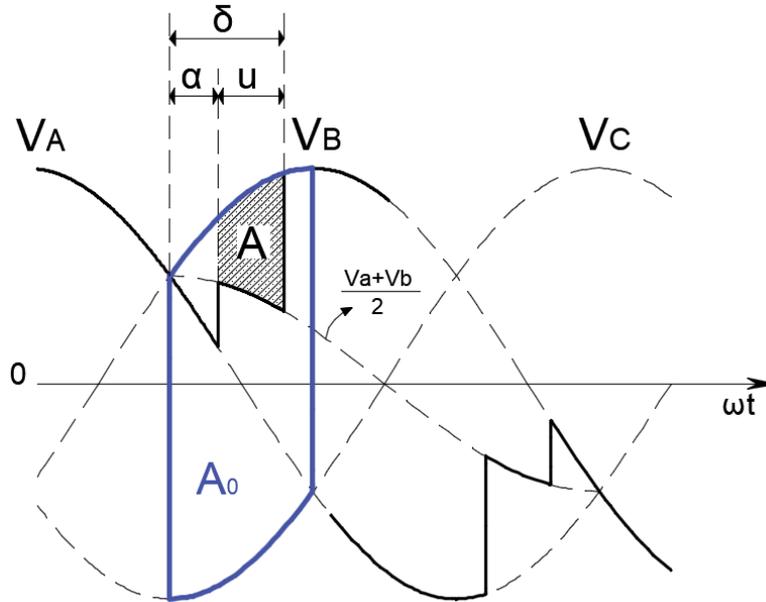
$$i_{com} = I_d = \frac{1}{\sqrt{2} X_c} V_c [\cos \alpha - \cos(\alpha + u)]. \quad (3.10)$$

O ângulo dado por $\alpha + u$ na expressão de I_d é comumente denotado por δ . Da expressão final, tem-se o valor da corrente CC ao final do período de comutação das válvulas. Explicitando o ângulo u em (3.10), tem-se:

$$u = \arccos \left(\cos(\alpha) - I_d \frac{X_c \sqrt{2}}{V_c} \right) - \alpha. \quad (3.11)$$

A queda de tensão causada pela sobreposição das válvulas pode ser encontrada através da análise das áreas da Figura 22:

Figura 22 – Redução na tensão devido ao atraso na comutação.



Fonte: Adaptado de Kimbark (1971).

A área A_0 representa a tensão máxima convertida, desconsiderando o ângulo de disparo e a sobreposição, e conforme já mostrado, equivale a $(\pi/3)V_{d0}$. A área A acima da curva relaciona a queda de tensão ΔV_d causada pelo atraso na comutação e equivale a $(\pi/3)\Delta V$. Assim, tem-se:

$$A = \int_{\alpha}^{\delta} e_b - \frac{e_a + e_b}{2} d\omega t = \int_{\alpha}^{\delta} \frac{e_b - e_a}{2} d\omega t, \quad (3.12)$$

$$e_b - e_a = \sqrt{2}V_{rms}^{L-L} \text{sen}(\omega t), \quad (3.13)$$

$$A = \frac{\sqrt{2}}{2} V_{rms}^{L-L} (\cos\alpha - \cos\delta), \quad (3.14)$$

$$\Delta V_d = \frac{1}{\pi/3} A = \frac{V_{d0}}{2} (\cos\alpha - \cos\delta). \quad (3.15)$$

Sabe-se que a tensão contínua considerando o ângulo de disparo é dada por $(\cos\alpha)V_{d0}$. A tensão resultante para o efeito da sobreposição é dada então por:

$$V_d = V_{d0}\cos\alpha - \frac{V_{d0}}{2}(\cos\alpha - \cos\delta) = \frac{V_{d0}}{2}(\cos\alpha + \cos\delta). \quad (3.16)$$

Onde V_{d0} é a tensão CC máxima desconsiderando-se o controle de gatilho e efeito da sobreposição. Desta forma, é determinada a tensão CC em função do ângulo de gatilho e do ângulo de comutação. Entretanto, o ângulo de comutação não é comumente determinado, e uma outra expressão pode ser usada combinando as equações 3.16 e 3.10. Assim:

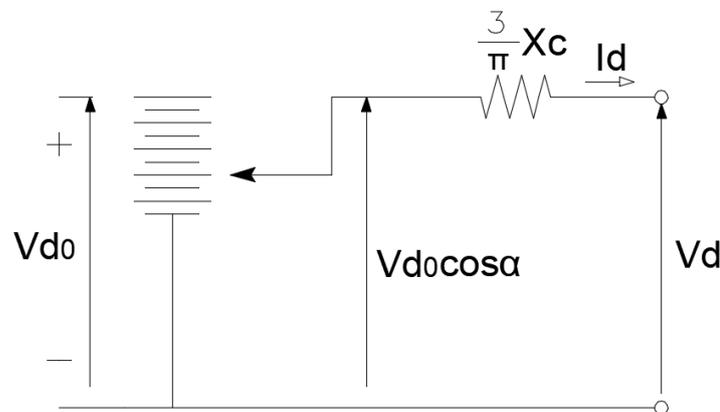
$$V_d = V_c \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cos\alpha - R_c I_d, \quad (3.17)$$

onde:

$$R_c = \frac{3}{\pi} X_c = 6fL_c. \quad (3.18)$$

Desta forma, pode-se modelar um circuito equivalente do retificador conforme a Figura 23:

Figura 23 – Circuito equivalente do retificador.



Fonte: Adaptado de Kimbark (1971).

3.3 Modo inversor

Como mostrado na equação (3.17), a tensão contínua pode adquirir valores negativos em função do ângulo de disparo. Através do controle deste ângulo é possível uma aplicação em que o fluxo de potência ativa ocorra do terminal CC para o CA. Para que a potência seja absorvida pela ponte e transferida para o sistema CA, a tensão na ponte deve ser negativa. É,

portanto, necessário um atraso superior a 90° , ângulo a partir do qual a função cosseno passa a ser negativa. Desta forma, desconsiderando-se o efeito da sobreposição, tem-se (HART, 2012):

$$\begin{aligned} 0 < \alpha < 90^\circ & \quad V_d > 0 \Rightarrow & \text{funcionamento como retificador,} \\ 90^\circ < \alpha < 180^\circ & \quad V_d < 0 \Rightarrow & \text{funcionamento como inversor.} \end{aligned}$$

Considerando a sobreposição, o ângulo de fronteira entre os dois modos é definido por (3.19). Desta forma, em casos práticos, o ângulo limite entre retificador e inversor é ligeiramente menor que 90° .

$$\alpha = \pi - \delta = \frac{\pi - u}{2}. \quad (3.19)$$

Para operar como inversor em sistemas LCC, são necessárias algumas condições (ARRILLAGA; SMITH, 1998):

1. Presença de uma fonte ativa de tensão CA no lado receptor para prover a tensão de referência para comutação das válvulas;
2. Circuito para ângulo de gatilho superior a 90° ;
3. Fonte de potência CC.

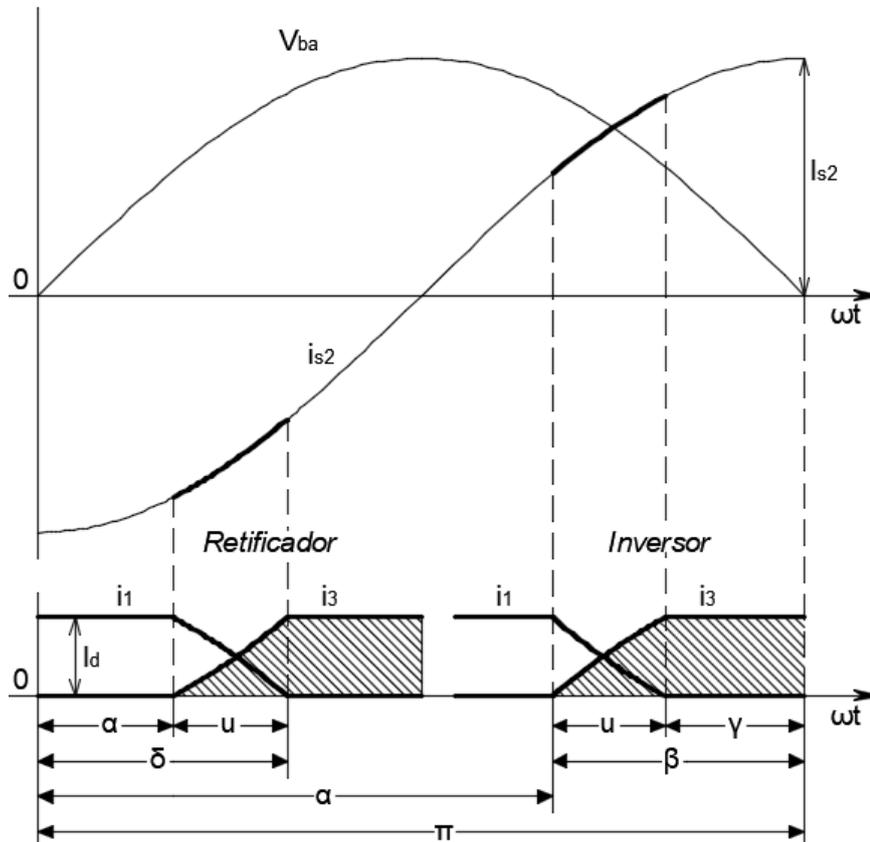
O ângulo de disparo α de um retificador, bem como o ângulo de extinção δ , são assim definidos como o atraso a partir do instante no qual a tensão de linha correspondente se encontra em zero e crescendo. Para o inversor, seria possível utilizar-se desta mesma lógica, no entanto, é comum denotarmos como referência o instante em que a tensão de linha se encontra em zero e decrescendo, e medir os ângulos de avanço em relação a este ponto. Assim, definem-se os ângulos de disparo β de extinção γ , para o inversor. A relação entre os ângulos é graficamente mostrada na Figura 24, a seguir:

Como o ângulo de disparo α varia entre 90 e 180 graus no modo de operação inversor, então, idealmente, o ângulo de extinção γ é então obtido como $\pi - \alpha$. Porém, levando em consideração a sobreposição das válvulas, o ângulo de disparo passa a ser limitado pelo ângulo de comutação. É necessário que este ângulo forneça o tempo necessário para que a comutação seja completa levando em conta o atraso ocasionado pela reatância da rede CA e evitando falhas de comutação. Desta forma, o ângulo de gatilho máximo passa a ser:

$$\alpha = \pi - (u + \gamma_0). \quad (3.20)$$

Sendo γ_0 o ângulo de extinção mínimo. Se este limite for excedido, haverá uma falha de comutação resultando em um curto-circuito temporário no elo CC, conseqüente perda momentânea de

Figura 24 – Angulos no retificador e inversor.



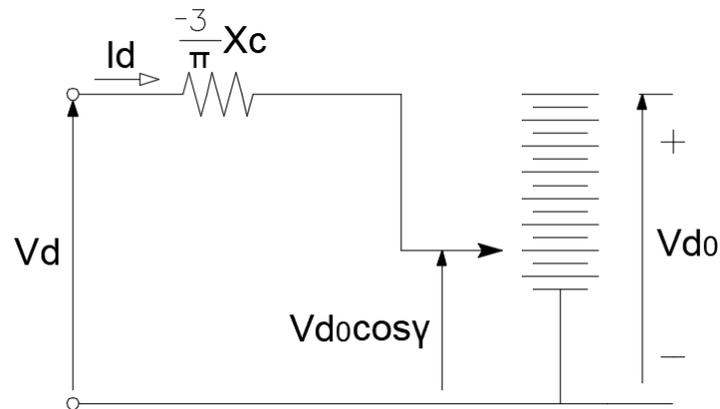
Fonte: Adaptado de Kimbark (1971).

transmissão de potência. De maneira geral, falhas de comutação são decorrentes de distúrbios no lado CA, como sobtensões ou mudanças de fase, ocorrendo em caráter aleatório, devendo suas causas serem minimizadas. De maneira diferente da operação como retificador, onde o ângulo de disparo α pode ser arbitrado de forma precisa para satisfazer requisitos de controle, no polo inversor, existe uma incerteza associada ao ângulo de comutação u .

As equações que regem o comportamento do inversor são análogas às obtidas no estudo dos retificadores, porém altera-se o sinal de V_d devido à direção do fluxo de potência, e, para se trabalhar com os ângulos de avanço, substituem-se $\cos\alpha$ por $-\cos\beta$, e $\cos\delta$ por $-\cos\gamma$. Comumente, para o pólo inversor, opera-se com ângulo de extinção γ constante, sendo conveniente expressar a tensão média CC em função deste ângulo conforme (3.21). A partir desta equação, adota-se o circuito equivalente do inversor mostrado na Figura 25.

$$V_d = V_{d0}\cos\gamma - R_c I_d. \quad (3.21)$$

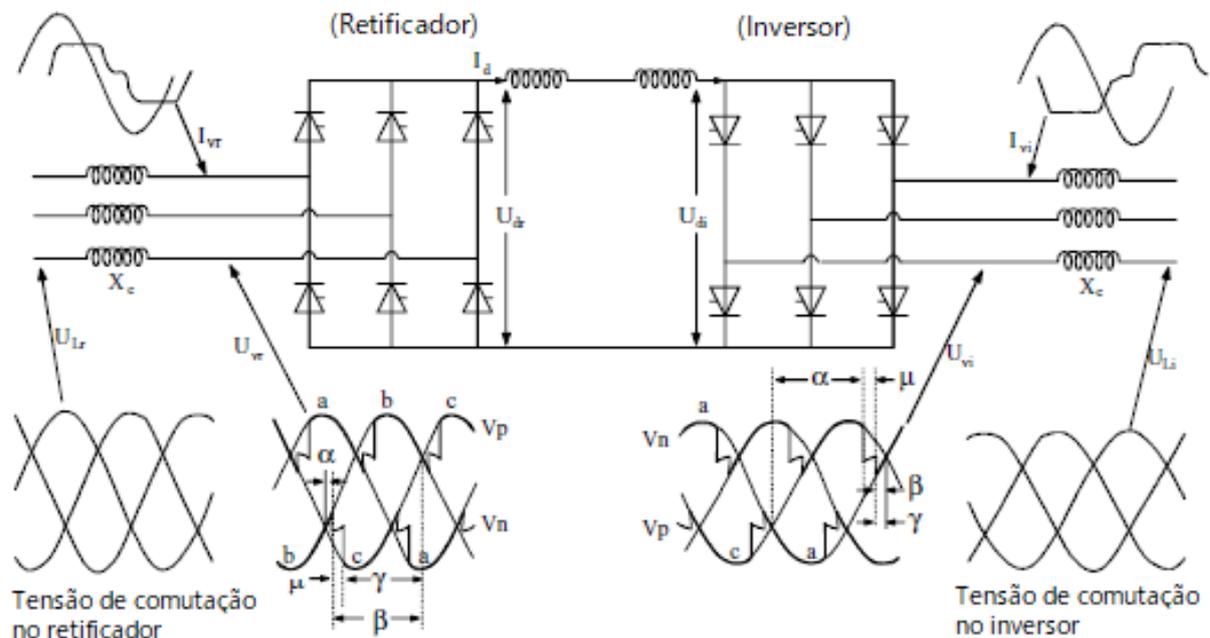
Figura 25 – Circuito equivalente do inversor.



Fonte: Adaptado de Kimbark (1971).

A representação geral de um sistema do tipo LCC ponto a ponto é mostrado na Figura 26. Nesta configuração, um conversor opera como retificador e outro como inversor. Os terminais são interligados através de linha aérea ou cabos isolados. As formas de ondas e ângulos possuem características específicas para cada conversor.

Figura 26 – Características operacionais HVDC-LCC.



Fonte: Adaptado de Kim *et al.* (2009).

3.4 Falha de comutação

A utilização de tiristores pelos conversores do tipo LCC traz uma grande vulnerabilidade no que diz respeito à comutação das válvulas no polo inversor. Para um tiristor entrar em

condução, é necessário que sejam satisfeitas duas condições: *a)* estar diretamente polarizado; e *b)* circulação de corrente no terminal de gatilho (*gate*). Deste modo, portanto, é possível controlar o instante de *turn-on* do tiristor, ou seja, o instante em que este passa a conduzir. Não é possível, no entanto, controlar o momento no qual o tiristor é bloqueado (*turn-off*).

Para que o tiristor pare de conduzir, estabelecendo capacidade de bloqueio com polaridade direta, é necessário que a carga armazenada pela indutância do circuito seja dissipada. Portanto, a válvula requer um intervalo de volt-segundo negativo para readquirir sua capacidade de bloqueio (AHMED *et al.*, 2010).

O tempo necessário para remoção das cargas armazenadas durante o tempo de condução deve ser provido através do ângulo de margem de comutação, usualmente denotado pela letra γ . Portanto, deve-se garantir que seja respeitado um valor mínimo de γ para permitir o correto bloqueio da válvula. Este valor é representado por γ_0 , geralmente definido em torno de 8 graus (KIMBARK, 1971).

Dentre as possibilidades de operação indevida em sistemas HVDC, a falha de comutação na estação inversora é uma bastante frequente. Uma falha de comutação ocorre, de modo geral, não por um mau funcionamento das válvulas em si, mas por incorreto ângulo de disparo pelo sistema de controle ou condições anormais de operação na rede alternada ou contínua fora da ponte conversora.

Segundo Zhang e Dofnas (2002), são três as principais causas da falha de comutação em sistemas HVDC:

1. Redução na magnitude da tensão

Quando há um afundamento na tensão CA, apesar da redução na magnitude, a área de comutação permanece numericamente igual. Assim, o final da comutação é atrasado. O aumento no ângulo de comutação é compensado com a redução no ângulo de extinção γ , que passa para um valor menor denotado por γ' . Este efeito é mostrado na Figura 27-(a).

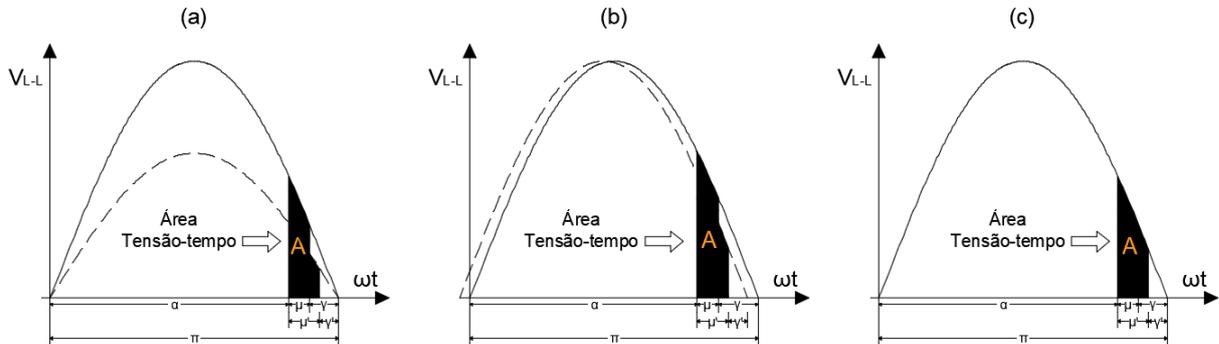
2. Mudança angular

Em alguns casos de distúrbios trifásicos, o ângulo de fase da tensão de linha pode ser deslocado para frente ou para trás. Em casos nos quais o ângulo da tensão é deslocado para trás, o processo de comutação é afetado negativamente. Considerando que o ângulo de disparo não será alterado, mesmo a área permanecendo numericamente igual, o ângulo de extinção será reduzido de γ para γ' . Este efeito é mostrado na Figura 27-(b).

3. Aumento na corrente CC

Durante falhas no inversor, a corrente contínua aumenta, fazendo com que a área total de comutação seja maior. Neste caso, o ângulo μ será maior para completar a comutação, reduzindo o ângulo de extinção γ para γ' . Este efeito é mostrado na Figura 27-(c).

Figura 27 – Causas de falhas de comutação. (a) Redução de tensão; (b) Mudança angular; (c) Aumento da corrente CC.

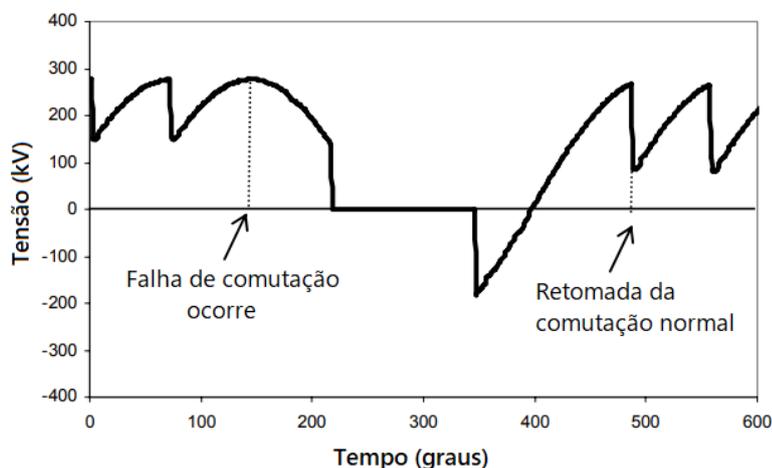


Fonte: Adaptado de Zhang e Dofnas (2002).

Como visto, cada uma das causas citadas acaba por reduzir um ângulo de extinção γ para um valor menor. Se este ângulo for reduzido abaixo do valor mínimo permitido pelo projeto, a válvula anterior pode voltar a conduzir, retomando a corrente e ocasionando uma falha de comutação.

De acordo com Rahimi (2011), uma única falha de comutação geralmente não é um evento crítico para um sistema HVDC, no entanto, se ocorrerem sucessivas falhas, o conversor deve ser bloqueado. A Figura 28 mostra a forma de onda na ponte conversora após a ocorrência de uma falha de comutação simples. No instante da falha, a tensão CC torna-se nula, após a resolução da falha, é retomada a comutação normal.

Figura 28 – Forma de onda durante a falha de comutação.



Fonte: Adaptado de Rahimi (2011).

De acordo com Khatir *et al.* (2007), os efeitos de uma falha de comutação em sistemas CA com baixo SCR (*Short Circuit Ratio*) dependem tanto da sensibilidade da rede receptora ao déficit de energia durante a falha, quanto do desempenho do conversor no período de recuperação após a falha. Portanto, após a falha de comutação, o período de recuperação deve ser controlado de modo a minimizar a perda de energia, prevenindo problemas de estabilidade na rede CA.

A recuperação após uma falha se deve a fatores como a resposta do controle do ângulo de extinção (γ) pelo controlador, controle de corrente no elo e magnitude da tensão CA. Uma vez detectada a falha de comutação, uma rápida redução no ângulo de disparo α pode evitar falhas subsequentes. Além disso, devido ao efeito da corrente CC no ângulo de comutação, a redução no valor de referência de corrente também pode se fazer necessária. Na maioria dos sistemas HVDC, é utilizada a função VDCOL, por meio da qual a corrente de referência é devidamente reduzida na presença de baixas tensões CA (PIWKO *et al.*, apud RAHIMI, 2011).

Define-se como SCR a relação entre a potência de curto-circuito da rede CA e capacidade de transmissão do sistema CC conectado, conforme (3.22). Este valor serve como um indicador nos estudos de interação entre a rede CA e CC. Diz-se que um sistema forte possui alto valor de SCR, enquanto que um sistema com indicador baixo é considerado fraco.

$$SCR = \frac{S_{ac}}{P_{dc}}. \quad (3.22)$$

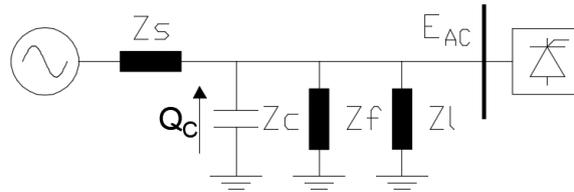
A classificação feita com base na relação *SCR* é realizada conforme os limites a seguir (ARRILLAGA, 2008):

- Sistema CA Forte: $SCR > 3$
- Sistema CA Fraco: $2 \leq SCR < 3$
- Sistema CA Muito fraco: $SCR < 2$

Além deste indicador, um guia elaborado pelo IEEE (1997) propõe a utilização do indicador levando em consideração também as influências dos filtros e capacitores, que pode levar a um aumento da impedância eficaz do sistema, conforme Figura 29. Assim, define-se por *ESCR* (*Effective Short Circuit Ratio*):

$$ESCR = \frac{S_{ac} - Q_c}{P_{dc}} \quad (3.23)$$

Figura 29 – Sistema CA com filtros e conversor.



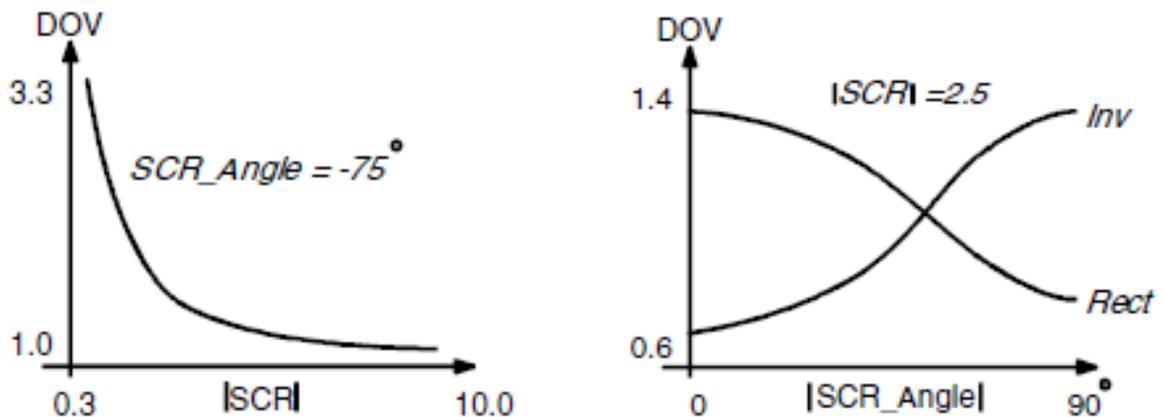
Fonte: Adaptado de Kim *et al.* (2009).

Levando em consideração a evolução no desempenho dos controles das redes CA e CC, a operação de elos CCs com *Effective Short Circuit Ratio (ESCR)* menores torna-se mais facilitada, passando-se a adotar a mesma faixa de valores de classificação citados anteriormente para SCR (SOUZA, 2014).

De acordo com a característica de cada sistema, a vulnerabilidade a certos tipos de problemas pode mudar. Sistemas fortes apresentam altos níveis de curto-circuito para os equipamentos enquanto sistemas fracos são mais propícios a variações de tensão e problemas de estabilidade (GRAHAM, 2002).

A relação entre o valor do SCR e a incidência de variações na tensão é representado através da Figura 30. Conforme Kim *et al.* (2009), para sistemas muito fortes, com SCR próximo a 10, a chance de haver variação de tensão é mínima, enquanto que sistemas com SCR abaixo de 2 podem apresentar até 2 pu de sobretensão.

Figura 30 – Relação entre SCR e variações temporárias de tensão.



Fonte: Adaptado de Kim *et al.* (2009).

3.5 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram revisados os conceitos de conversão CA/CC e os circuitos utilizados. A estrutura predominante na transmissão de energia via HVDC é o circuito retificador trifásico de 6 pulsos, usualmente utilizados em pares compondo um sistema de conversão a 12 pulsos.

Foi detalhada a composição da tensão de saída nestes tipos de conversores e o efeito do ângulo de disparo α no controle de tensão. A presença de reatâncias na entrada do conversor gera o efeito de atrasar a comutação, cujos efeitos foram discutidos.

A utilização de conversores para função de retificação e inversão foi abordada trazendo a relação entre o ângulo dos tiristores e a onda de tensão de saída. O modo de inversor é alcançado através da inversão da tensão, permitindo um fluxo reverso de potência.

Ao final do capítulo, é apresentada a falha de comutação que pode ocorrer no terminal inversor de sistemas do tipo LCC, sendo a principal causa de falhas na transmissão com este tipo de tecnologia. Além disto, foi discutido o índice SCR para indicação de um sistema forte ou fraco, e suas implicações no desempenho e susceptibilidade a falhas em um sistema HVDC.

No capítulo posterior serão apresentadas as estratégias de controle adotadas nos terminais de um sistema HVDC para transmissão ponto a ponto.

4 CONTROLE E PROTEÇÃO

Uma grande vantagem dos sistemas em corrente contínua consiste na possibilidade de se controlar rapidamente a potência transmitida através do ângulo de gatilho dos conversores. Os controles modernos apresentam alta rapidez e confiabilidade, podendo ser utilizados tanto para controle da operação normal quanto para proteção em situações de falhas.

Um sistema HVDC real traz uma série de controladores em camadas hierárquicas para controle geral, do sistema como um todo, de polos e de válvulas. Cada controle atua em consonância com os demais, usando microcontroladores de alta velocidade para diversas funções, incluindo monitoramento e supervisorio (PADYAR, 2017).

Neste capítulo são discutidas as estratégias de controle em sistemas HVDC, os tipos de falhas que podem ocorrer e suas consequências na operação.

4.1 Controle de reativos

Em sistemas comutados pela rede (LCC), a capacidade de se atrasar o instante de chaveamento através do ângulo α faz com que haja um atraso da corrente em cada fase seja atrasada da sua respectiva tensão.

O atraso da corrente em relação à tensão em um circuito implica em seu fator de potência. Desta forma, o conversor consome reativos. De forma analítica, conforme é demonstrado por Arrillaga *et al.* (2007), desprezando-se as perdas no conversor e com a devida filtragem de harmônicos, tem-se a relação dada por (4.1):

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_c \cos(\phi). \quad (4.1)$$

Combinando (4.1) e (3.16):

$$\cos(\phi) = \frac{1}{2} [\cos(\alpha) + \cos(\alpha + u)]. \quad (4.2)$$

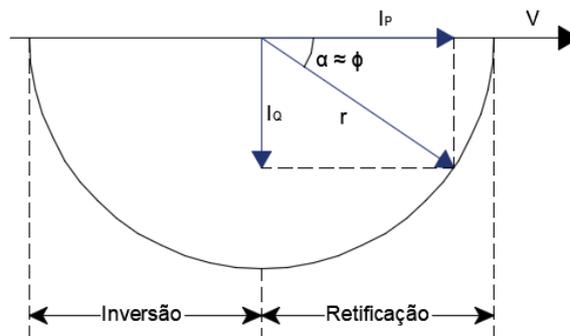
Demonstra-se, portanto, que o fator de potência no retificador é determinado pelo ângulo de disparo α e pelo ângulo de comutação u . De maneira análoga, para o inversor, o fator de potência varia em função do ângulo de extinção γ . Deve-se ressaltar, entretanto, que o fator de potência sempre será reduzido no sentido de consumir reativos, tanto no retificador quanto no inversor.

Devido ao consumo elevado de reativos, evita-se operar com ângulos de gatilho excessivamente altos. Neste caso, mantém-se este ângulo dentro de uma faixa desejada, e quando

for necessário controlar a tensão além destes limites, utiliza-se transformadores com comutação de tap sob carga, ajustando a tensão de entrada CA.

Como não é possível adiantar o instante de comutação, apenas atrasá-lo, os conversores que utilizam tiristores não podem regular o fluxo de reativos, visto que o sentido sempre será negativo para a potência Q . Os conversores que usam IGBTs, realizando a conversão através de modulação por largura de pulso (PWM), possuem a capacidade de regular o fluxo de potência nos quatro quadrantes ($-P$, $+P$, $-Q$, $+Q$). A Figura 31 mostra a variação de potência $P \times Q$ em um conversor do tipo LCC. O fluxo de potência ativa varia conforme a operação como retificador ou inversor. A potência reativa, no entanto, sempre é negativa.

Figura 31 – Características de um conversor de dois quadrantes.



Fonte: Adaptado de Kim *et al.* (2009).

4.2 Controle do conversor

Como princípios básicos na estratégia de controle em sistemas HVDC, pode-se adotar o controle de tensão nos terminais, ou controle da corrente CC.

O controle de tensão é comumente utilizado quando se pretende reduzir perdas na transmissão, mantendo a tensão elevada. Além disso, este tipo de controle permite melhor ajuste de regulação e otimização da isolação. Para linhas em corrente contínua, a queda de tensão no trecho é muito reduzido quando comparado às linhas em corrente alternada. Isto se deve ao fato de que a reatância da linha é desprezada quando se trabalha em CC.

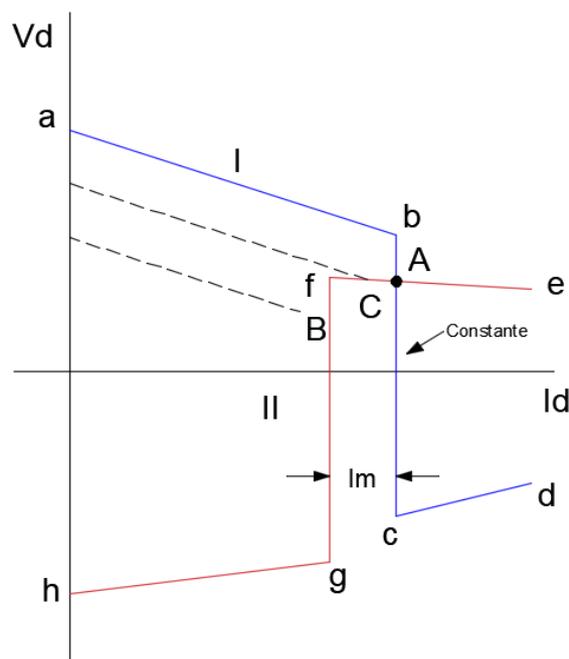
Conforme visto anteriormente, é necessário manter um ângulo de extinção mínimo no inversor para que não hajam falhas de comutação. Neste sentido, torna-se uma estratégia econômica de controle a operação com o ângulo de extinção mantido constante, ligeiramente acima da margem de comutação mínima. Este modo de operação recebe a sigla de *Constant Extinction angle (CEA)*.

No retificador, é comum se trabalhar com o controle de corrente constante, enquanto o inversor permanece com o controle CEA. Em situações de subtensão no barramento CA do retificador, o controle de corrente é atribuído ao inversor, que passa a exercê-lo enquanto o retificador atinge o seu limite mínimo para o ângulo α . Para permitir esta mudança de modos de operação, bem como a possibilidade de fluxo reverso de potência, ambos os controles de corrente e CEA devem ser implementados no lado retificador e inversor.

4.2.1 Características de controle

Os modos de controle descritos anteriormente podem ser ilustrados conforme a Figura 32. Cada estação conversora pode admitir três modos de operação.

Figura 32 – Modos de controle nas estações conversoras.



Fonte: Adaptado de Padiyar (2017).

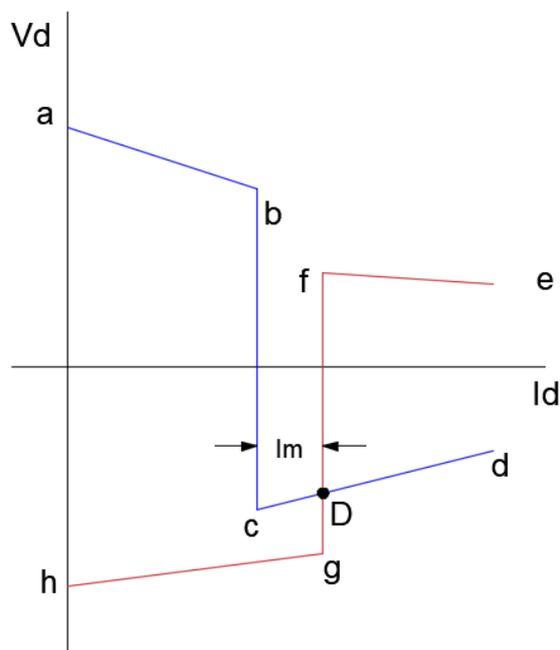
Considerando a estação conversora I, a curva mostrada possui três partes definidas: ab corresponde à operação com ângulo α mínimo, bc corresponde ao controle de corrente constante, enquanto cd corresponde à operação com ângulo de extinção mínimo. A mesma relação acontece para a estação II nos trechos hg , gf e fe .

A interseção entre as curvas características das duas estações representa o ponto de operação (A). No gráfico, este ponto corresponde à estação I como retificador operando em modo de corrente constante, enquanto a estação II opera como inversor em CEA.

De acordo com a tensão CA, pode-se observar a transição entre 3 modos distintos de operação.

Para que ocorra a correta transição permitindo o fluxo inverso de potência, as correntes de referência para o retificador e inversor são diferentes em um valor de margem I_m . A Figura 33 mostra a característica de operação para uma margem de corrente negativa. Pode-se perceber, neste caso, que há uma inversão entre as funções das estações conversoras, permitindo o fluxo no sentido contrário. O controle através da margem de corrente exige um rápido canal de telecomunicação entre a estação mestre-escravo.

Figura 33 – Controle com margem de corrente negativa.



Fonte: Adaptado de Padiyar (2017).

4.2.2 VDCOL - Voltage Dependent Current Limit

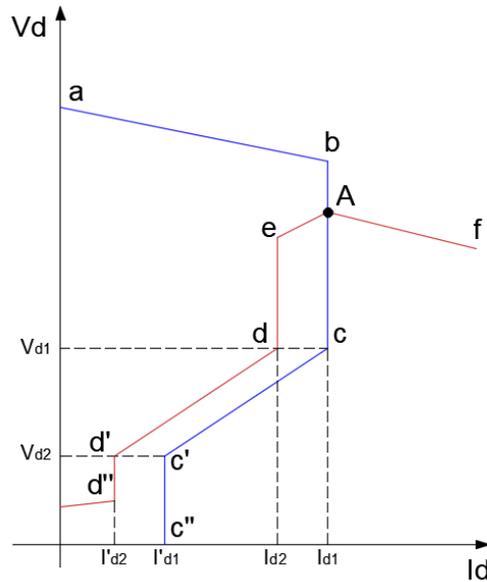
Níveis de tensão muito baixos são ocasionados geralmente por falhas no sistema CA. A operação em tensões muito baixas pode ocasionar constantes falhas de comutação, pois o ângulo de comutação é aumentado. Nestes casos, a corrente de referência deve ser reduzida até que a tensão CC seja restaurada.

Quando a subtensão é causada por uma falha no lado CA, o inversor é forçado a operar com baixo fator de potência, causando consumo de reativos excessivo. Para evitar estes problemas, é implementado no controle a função *Voltage Dependent Current Order Limiter*

(*VDCOL*), introduzindo limites à corrente de referência em função da tensão.

A Figura 34 mostra a alteração nas curvas de controle em função das tensões limites V_{d1} e V_{d2} .

Figura 34 – *VDCOL*.



Fonte: Adaptado de Padiyar (2017).

4.2.3 Hierarquia de controle

Para manter o controle do sistema HVDC (bipolar), uma estrutura hierárquica é estabelecida. O Controle Mestre do bipolo é implementado em um dos terminais, recebendo o sinal P_{ref} do sistema de potência, de acordo com a demanda local. Através desta referência e do monitoramento dos níveis de tensão nos barramentos CA e CC, o controle mestre estipula o valor de referência para corrente I_{ref} a ser enviado aos terminais de controle de cada polo. O controle de polo, por sua vez, determina os ângulos de disparo para a corrente de referência determinada, enviando para cada grupo de válvulas.

De modo geral, cada módulo de controle possui as seguintes funções:

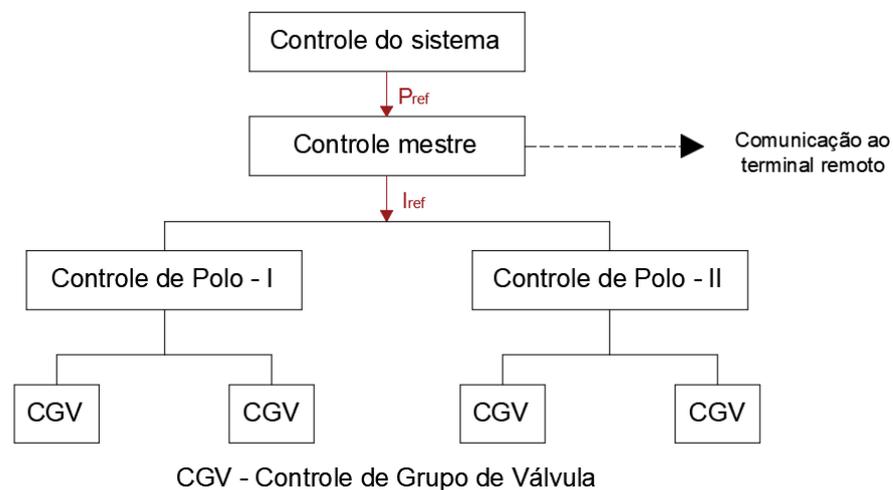
- Controle de Válvulas (VGC):
 - Proteção contra falhas de comutação;
 - Controle de comutação de tap;
 - Inicialização/Parada do conversor;
 - Inversão de margem;

Circuitos de proteção das válvulas.

- Controle de Polo:
 - Proteção de polo;
 - Proteção de linha CC;
 - Sequências de paralelismo de conversores (opcional).
- Controle Mestre:
 - Controle de frequência;
 - Controle de tensão CA e reativos.

A estrutura geral do controle de um sistema HVDC é mostrada na Figura 35.

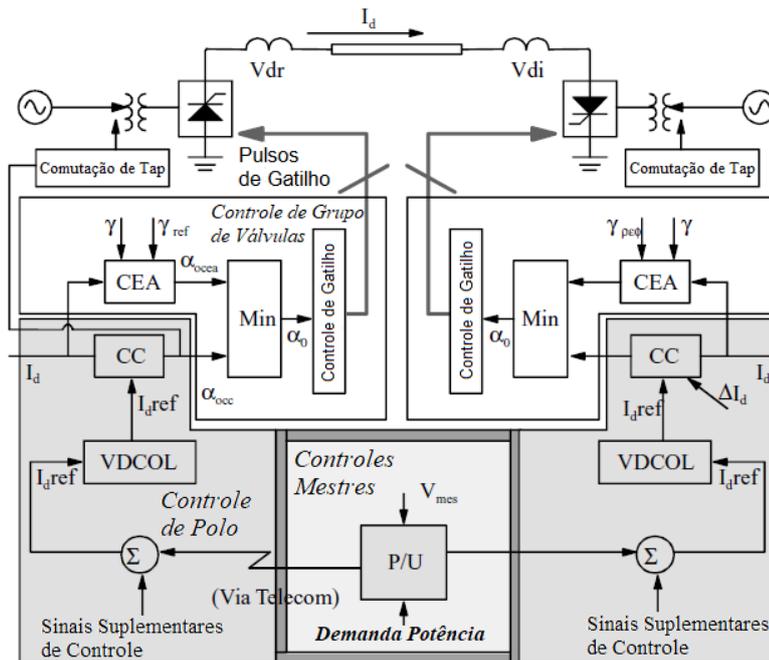
Figura 35 – Estrutura de hierarquia geral de controle.



Fonte: Adaptado de Padiyar (2017).

Um diagrama básico de um sistema de controle para HVDC LCC é mostrado na Figura 36. O controle mestre determina a corrente de referência a partir da demanda de potência ou frequência na rede e envia ao controle de polo. No controle de polo, a referência é modificada conforme limites impostos pela tensão monitorada pela função VDCOL. O ângulo de disparo é então calculado conforme controle de corrente ou ângulo de extinção constante (CEA), sendo o menor valor enviado ao controle de válvulas, onde existe o circuito para o ângulo de disparo que é enviado ao conversor.

Figura 36 – Diagrama básico de controle.



Fonte: Adaptado de Kim *et al.* (2009).

4.3 Conclusões do Capítulo

O controle da transmissão em corrente contínua do tipo LCC permite uma rápida resposta através do controle do ângulo dos tiristores. Neste capítulo, foi demonstrado como o controle do ângulo de disparo permite o controle do fator de potência na transmissão. A partir do ângulo α , também é possível controlar o fluxo de potência ativa. A incapacidade dos tiristores de serem manualmente desligados impossibilita o controle da direção do fluxo de reativos, sendo este possível apenas em elos do tipo VSC.

As estratégias para controle de potência ativa em um conversor LCC consistem no controle dos sinais de tensão e corrente na linha. Os controladores são implementados para possibilitar um controle de tensão ou de corrente, podendo cada terminal operar de modo distinto. De modo geral, em regime permanente, a estação retificadora trabalha com o controle de corrente, enquanto o inversor controla a tensão. O ponto de cruzamento entre as curvas de operação das duas estações conversoras define o ponto de operação do sistema, determinando a potência ativa transmitida pelo elo.

Uma estratégia comumente adotada consiste em gerar uma diferença nas correntes de referência do retificador e inversor, denominada corrente de margem. Através do controle da corrente de margem, pode-se alternar o modo de operação dos conversores, permitindo um fluxo de potência no sentido inverso.

Destaca-se também, a função VDCOL, por meio da qual o controlador ajusta o sinal de referência de corrente em função da tensão de operação da linha, de modo a limitar a corrente requerida em situações de subtensão CC.

O esquema geral de hierarquia dos controles é apresentado, no qual o controle mestre atua a nível de sistema, demandando potência ao sistema HVDC. Este sinal é recebido pelo controle de polo, que gera a corrente de referência aos controles de válvulas, de acordo com a tensão verificada na linha. Por fim, no controle de válvulas é gerado o ângulo de gatilho necessário para se obter a potência desejada.

No capítulo seguinte, o modelo computacional adotado para estudo será descrito e serão analisadas suas características operacionais em situação normal e quando submetido a falhas em determinados pontos do sistema.

5 SIMULAÇÃO

5.1 Modelo de sistema de transmissão HVDC

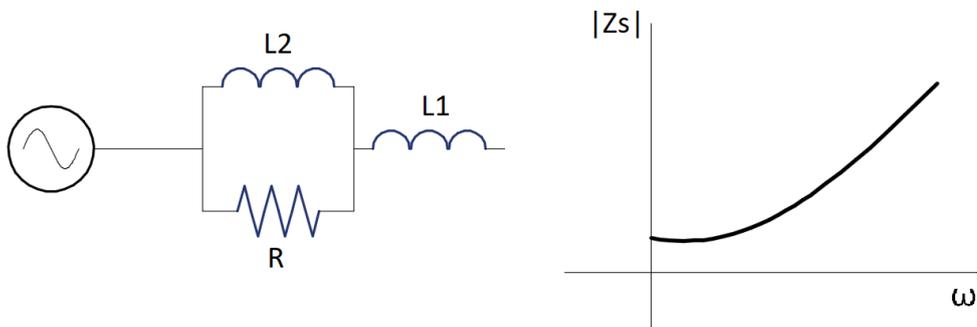
Para análise dos fenômenos a serem abordados neste trabalho, tomou-se, como ponto de partida, um modelo de transmissão em corrente contínua desenvolvido em plataforma Simulink, para controle da transmissão de energia através da tecnologia LCC utilizando tiristores pra conversão em 12 pulsos. As características do sistema simulado definido como caso base são descritas a seguir. A partir deste sistema, são simuladas e propostas alterações para análise, que são descritas ao longo do trabalho.

5.1.1 Sistema equivalente CA

O elo HVDC é utilizado para interconectar dois sistemas CA distintos. Para representação de sistemas CA em estudos de simulação, deve-se atentar para o tipo de resposta em frequência do modelo, visto que existem diferentes tipos de amortecimento na magnitude da impedância em função da frequência.

Para este estudo, os sistemas CA foram representados através de uma fonte de tensão infinita seguida de um modelo de impedância do tipo LLR - uma indutância seguida de uma associação LR em paralelo. A resposta em frequência para este tipo equivalente apresenta o mesmo amortecimento para frequência fundamental e terceira harmônica, mostrada na Figura 37. Inicialmente, ambos os sistemas foram conectados com um ângulo de impedância de 80 graus. O elo CC interliga o primeiro sistema, com nível de curto-circuito de 5.000 MVA em 500 kV a 60 Hz, ao segundo sistema CA de 10.000 MVA em 345 kV a 50 Hz.

Figura 37 – Resposta em frequência do modelo LLR.



Fonte: Adaptado de Kim *et al.* (2009).

5.1.2 Transformadores conversores

A topologia adotada para o sistema consiste em duas pontes de Gratez conectadas em série, desempenhando a conversão através de 12 pulsos. Por esta razão, torna-se necessário providenciar sinais de tensão alternada trifásicos com diferença de fase de 30 graus. Para esta função, utiliza-se um transformador de três enrolamentos de 1.200 MVA do tipo $Y - Y - \Delta$. As tensões primárias são de 500 kV e 345 kV, para o transformador do lado retificador e inversor, respectivamente. As tensões secundárias são fixadas em 200 kV, porém com um fator de 0,9 para o retificador e 0,96 para o inversor. Este fator corresponde à derivação de tap do transformador. Adotou-se um valor típico de impedância para transformadores utilizados em instalações HVDC de 30% com $X/R = 96$.

Para o ramo de magnetização dos transformadores, foi adotado um valor consideravelmente alto, para desconsideração dos efeitos de perdas no núcleo. A saturação também foi desprezada adotando-se um modelo ideal, por não ser considerada objeto de estudo.

5.1.3 Estações conversoras

Cada sistema CA é conectado a um conversor de 12 pulsos, formado por dois conversores de 6 pulsos em série. Ao terminal retificador é conectado o sistema CA transmissor, enquanto que o inversor conecta-se ao sistema receptor de potência. O fluxo de potência, como já visto, pode ser invertido através de estratégias de controle implementadas nos conversores.

A topologia do circuito CC é determinada de acordo com as conexões nas estações conversoras. O caso base da simulação adota a configuração do tipo monopolar, ou seja, as pontes são conectadas em série, para conversão em 12 pulsos, e o terminal positivo é aterrado. A tensão CC negativa é aplicada na linha de transmissão, de modo que haja apenas um polo com tensão negativa em referência à terra.

O sistema de controle implementado atribui como referências a tensão CC de -500 kV e uma corrente de 2 kA. Estes valores são considerados como base para o sistema por unidade.

5.1.4 Linha de transmissão CC

A linha de transmissão é representada pelo modelo de parâmetros distribuídos baseado no método de ondas viajantes de Bergeron. A linha é simulada com 300 km de comprimento, possuindo dois reatores de alisamento em cada terminal, com indutância igual a

0,5 H.

O circuito adotado utiliza o retorno pela terra, em detrimento de condutor metálico, e portanto, é aterrado solidamente em ambos os terminais. A resistência de terra foi desconsiderada nas análises.

Os reatores de alisamento, além de atuarem para a conversão do tipo fonte de corrente (LCC), reduzindo as variações na corrente de saída dos conversores, também agem limitando variações de corrente durante falhas no elo CC.

Segundo Padiyar (2017), os reatores de alisamento desempenham um papel na redução da incidência de falhas de comutação nos inversores causados por afundamentos na tensão CA, além de prevenir falhas de comutação subsequentes reduzindo a taxa de aumento da corrente CC durante a falha. As tensões harmônicas no lado CC também são reduzidas com a presença dos reatores em série.

O projeto do sistema HVDC pode incluir reatores no terminal da linha, ou no eletrodo de terra. No segundo caso, no entanto, é necessário também a inclusão de uma pequena reatância na linha para proteção contra descargas atmosféricas. Por esta razão, é mais frequente a inserção dos reatores no lado da linha, opção adotada para a simulação do sistema.

5.1.5 Filtros CA

A conversão através de tiristores traz deformações na forma de onda do sistema CA. Estas deformações apresentam características bem definidas e são analisadas através da transformada de Fourier, em componentes harmônicas de ordens múltiplas da frequência fundamental.

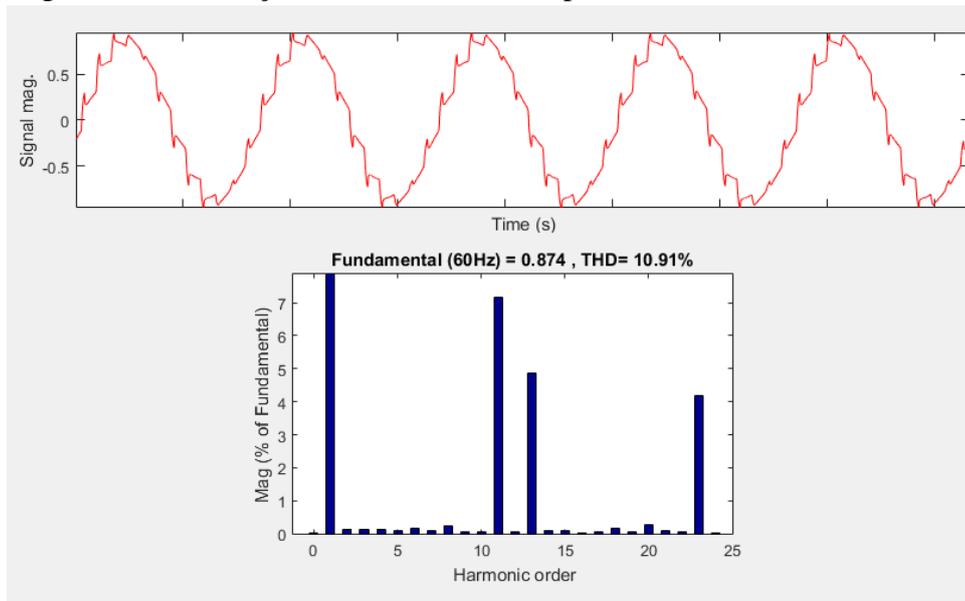
O espectro harmônico é definido conforme a quantidade de pulsos do conversor utilizado no sistema. A ordem n para distorções na corrente é determinada por $n = kp \pm 1$, sendo p o número de pulsos e k um múltiplo inteiro. Para um conversor de 12 pulsos, portanto, as ordens são de 11, 13, 23 e 25 (MATHWORKS, 2018).

Considerando o sistema descrito, sem a presença de filtros, a forma de onda e o espectro harmônico são mostrados na Figura 38. Verifica-se o alto conteúdo harmônico para as ordens citadas.

Para impedir estes harmônicos de ordem ímpar, são utilizados filtros CA passa-alta sintonizados para 11^a, 13^a e 23^a ordem. Juntamente com os filtros, são inseridos capacitores à frequência fundamental para compensação de reativos devido ao consumo dos conversores.

Os filtros são dimensionados de modo a suprir até 60% do valor nominal de potência

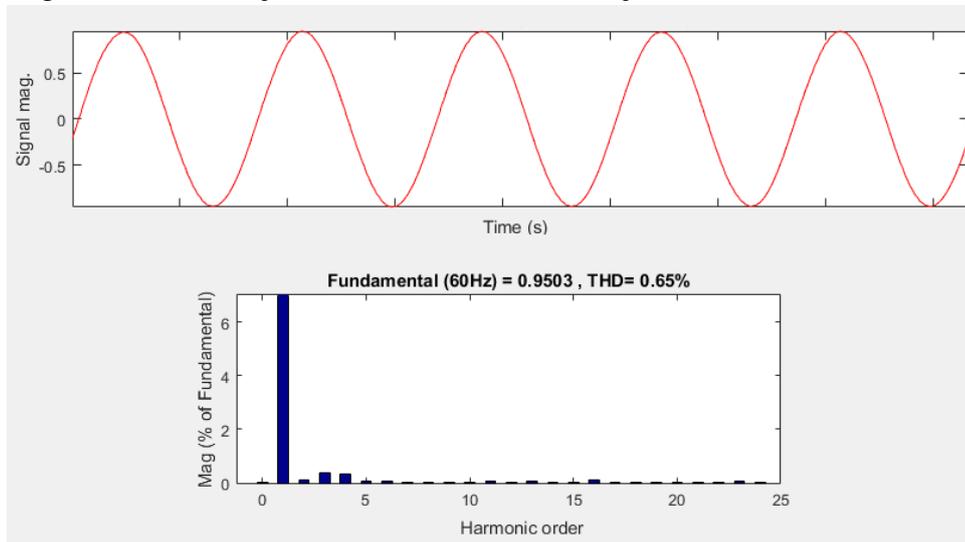
Figura 38 – Distorção harmônica causada pelos conversores.



Fonte: Autor.

em reativos, equivalente a 600 Mvar em cada terminal CA, divididos igualmente entre os 3 filtros e o capacitor. A Figura 39 mostra o perfil de distorção de tensão com o emprego dos filtros CA.

Figura 39 – Distorção harmônica com a utilização dos filtros.



Fonte: Autor.

5.1.6 Sistema de controle

A implementação do sistema de controle é feita de modo distinto em três blocos principais: Controle mestre, controle do retificador e controle do inversor. Os controles das estações conversores incluem os sistemas de proteção de cada terminal.

Conforme já detalhado, o sistema de controle consiste em gerenciar os ângulos de disparo para os conversores, de modo a obter o fluxo de potência desejado através do controle das variáveis de tensão ou corrente. Como saída final do controlador, tem-se um sinal com pulsos que são enviados ao terminal de gatilho (*gate*) de cada ponte conversora.

Ao controle mestre, cabe apenas a função de inicialização dos conversores e a geração do sinal de referência de corrente que são enviados ao sistema de controle do retificador e inversor. A parametrização do controle mestre emite a corrente de referência em diferentes estágios:

1. Rampa de inicialização: subida com inclinação de 0,33 pu/s em $t = 0,02s$;
2. Rampa de subida: aumento com inclinação de 5 pu/s em $t = 0,4s$ até atingir 1 pu (2 kA);
3. Rampa de descida: redução com inclinação de -5pu/s em $t = 1,4s$;
4. Parada: bloqueio dos conversores em $t = 1,6s$.

Para o controle do retificador e inversor, é utilizado o bloco "*Discrete HVDC Controller*", desenvolvido em HYDRO-QUEBEC (2000), que atua como um controlador geral de conversores HVDC, tanto para retificadores como para inversores.

Para controlar a corrente, o retificador recebe inicialmente a leitura de tensão no elo CC V_{dr} , para informar a função VDCOL. Conforme o nível de tensão verificado, o bloco VDCOL emite o valor de corrente de referência I_{d-ref} , que é comparado com o valor de corrente CC verificado na linha. O sinal de erro é então submetido a um controlador PI, que determina o ângulo α_{ret} desejado.

No inversor, o controlador realiza função análoga, passando inicialmente pelo VDCOL, que gera um sinal de referência de saída a ser comparado com o valor medido. Neste caso, porém, além do erro de corrente, um valor de tensão também é comparado ao sinal de referência V_{d-ref} (escolhido manualmente). Os dois sinais de erro são então submetidos a controladores PI, com saída do ângulo α_{inv} (SAIED *et al.*, 2012).

Os reguladores implementados no controlador devem possuir ganho em baixa frequência alto o bastante para manter a tensão ou corrente igual ao sinal de referência. O ângulo do retificador e inversor é mantido dentro da margem especificada: $5^\circ < \alpha < 166^\circ$ para o retificador e $92^\circ < \alpha < 166^\circ$ para o inversor. Foram utilizados os ganhos de correntes mostrados na Tabela 5.

O controlador de 12 pulsos apresenta comportamento em regime permanente conforme a curva VxI mostrada na Figura 40. Em operação normal, o retificador controla a corrente e

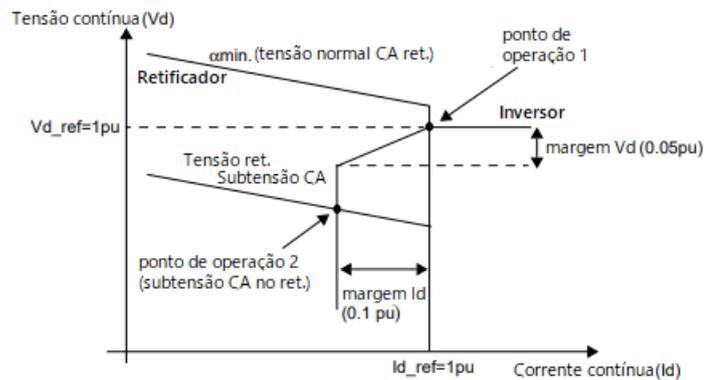
Tabela 5 – Ganhos dos reguladores PI.

	Kp (°/pu)	Ki (°/pu/s)
Regulador de corrente	45	4500
Regulador de tensão	35	2250

Fonte: Autor.

I_{d-ref} , enquanto que o inversor controla a tensão e V_{d-ref} . O sistema opera no ponto 1, podendo ser deslocado para o ponto de operação 2 caso haja uma contingência no sistema causando que de tensão na rede CA. Neste caso, o retificador passa a operar no modo de α constante e o inversor assume o controle de corrente (CASORIA *et al.*, 2018).

Figura 40 – Curva característica implementada pelo controlador.



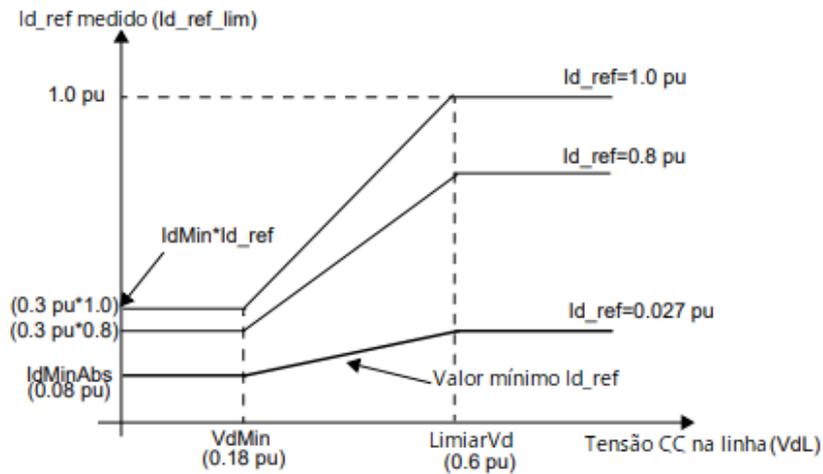
Fonte: Casoria *et al.* (2018).

A função VDCOL exerce a função de limitar a corrente de referência quando existe uma redução na tensão CC, como em casos de falhas na linha CC ou na rede CA. A redução da corrente CC também reduz o consumo de reativos no sistema, auxiliando na recuperação da falha. Para esta função, são definidas duas regiões, primeiro, quando a tensão cai abaixo de um determinado limite (definido em 0,6 pu), a corrente de referência é reduzida linearmente. A partir de um limite de tensão mínimo (definido em 0,18 pu) a corrente de referência é novamente fixada para um valor mínimo (definido em 0,3 pu da corrente de referência inicial).

Os valores de limite da função VDCOL são definidos em relação à própria corrente de referência inicial, no entanto, um valor mínimo é estipulado para a corrente de referência final, setado em 0,18 pu. Este valor é atingido quando a corrente de referência é de 0,027 pu. O comportamento da corrente em função da tensão imposto pela função VDCOL é representado graficamente na Figura 41.

O esquema geral do sistema na plataforma Simulink é mostrado na Figura 42,

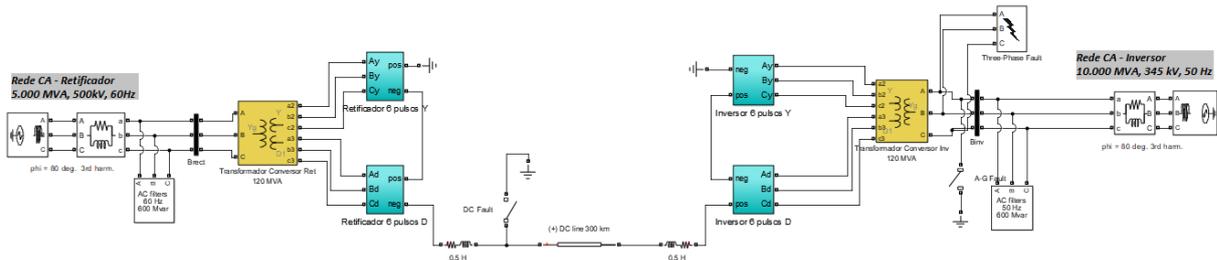
Figura 41 – Características da função VDCOL.



Fonte: HYDRO-QUEBEC (2000).

omitindo-se os blocos de controle. Foram inseridos também disjuntores para permitir a simulação da ocorrência de faltas monofásicas e trifásicas no lado CA do inversor, bem como na linha CC.

Figura 42 – Sistema geral no Simulink.



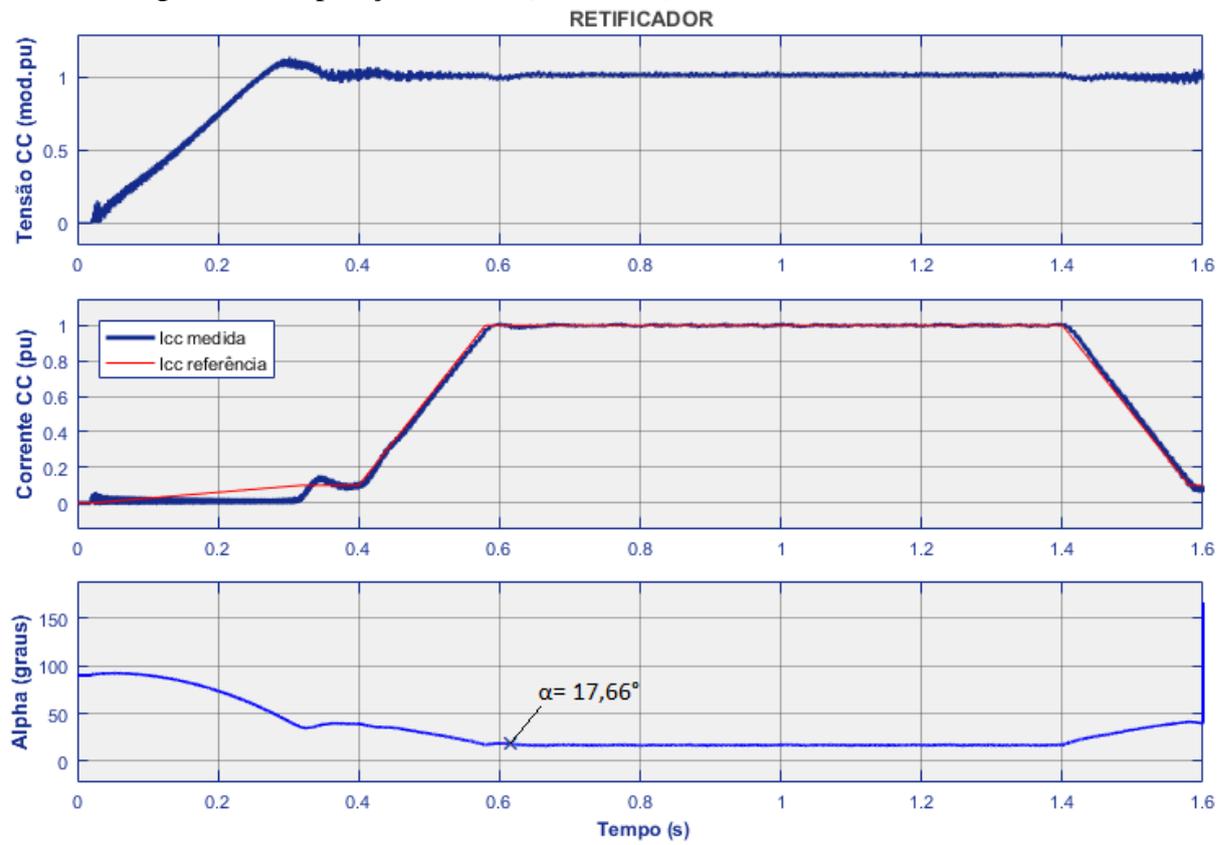
Fonte: Autor.

5.2 Operação normal do sistema

Para validação do sistema, foi verificado o funcionamento da simulação em condições normais de operação, sem a aplicação de falhas ou alterações nos sinais de referência de controle. Os resultados são apresentados a seguir e discutidos conforme a teoria.

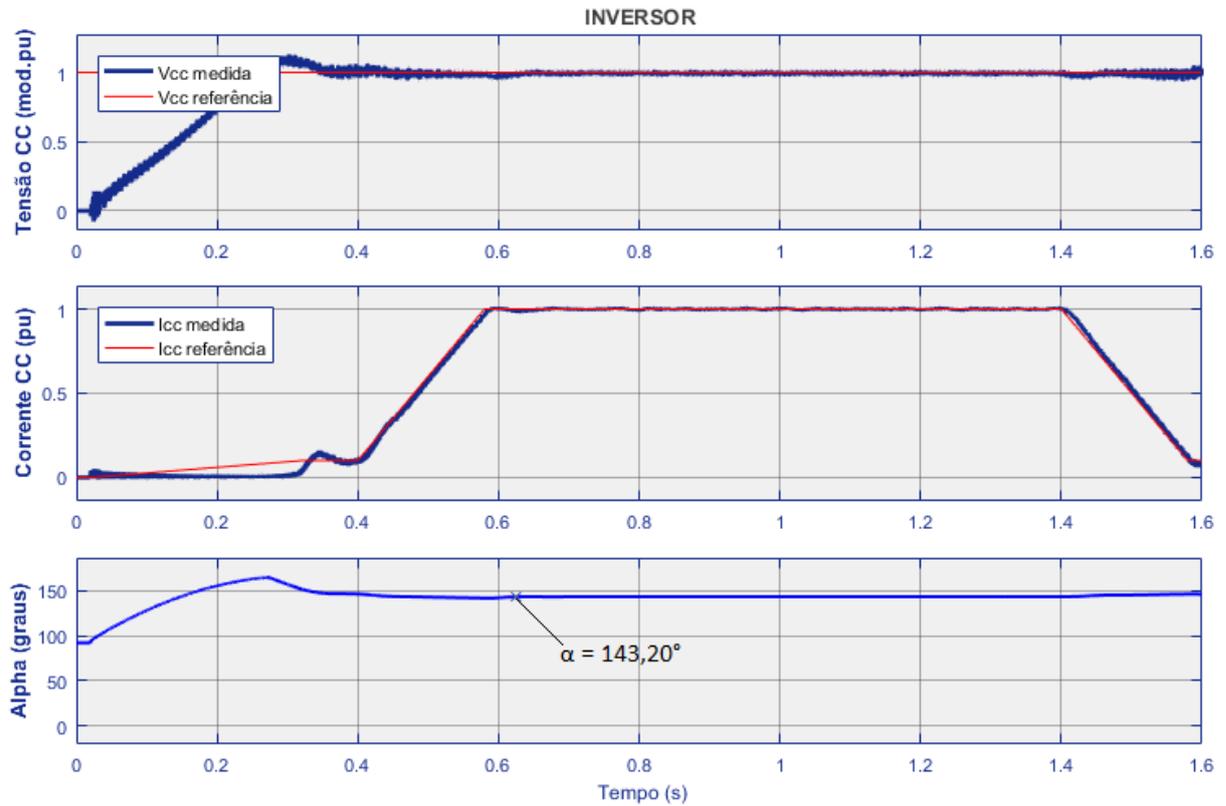
Após a inicialização do sistema, o regime permanente é atingido em aproximadamente $t = 0,6s$. Neste instante, o sistema atinge tensão e correntes correspondentes ao sinal de referência em 1 pu. Ao atingir este estado, o sistema opera com ângulo α próximo a 17° no retificador, e 143° no inversor. O retificador atua como controle de corrente, enquanto o inversor como controle de tensão. As Figura 43 e 44 mostram a variação de tensão, corrente e ângulo em relação ao tempo no terminal retificador e inversor, respectivamente.

Figura 43 – Operação normal (retificador).



Fonte: Autor.

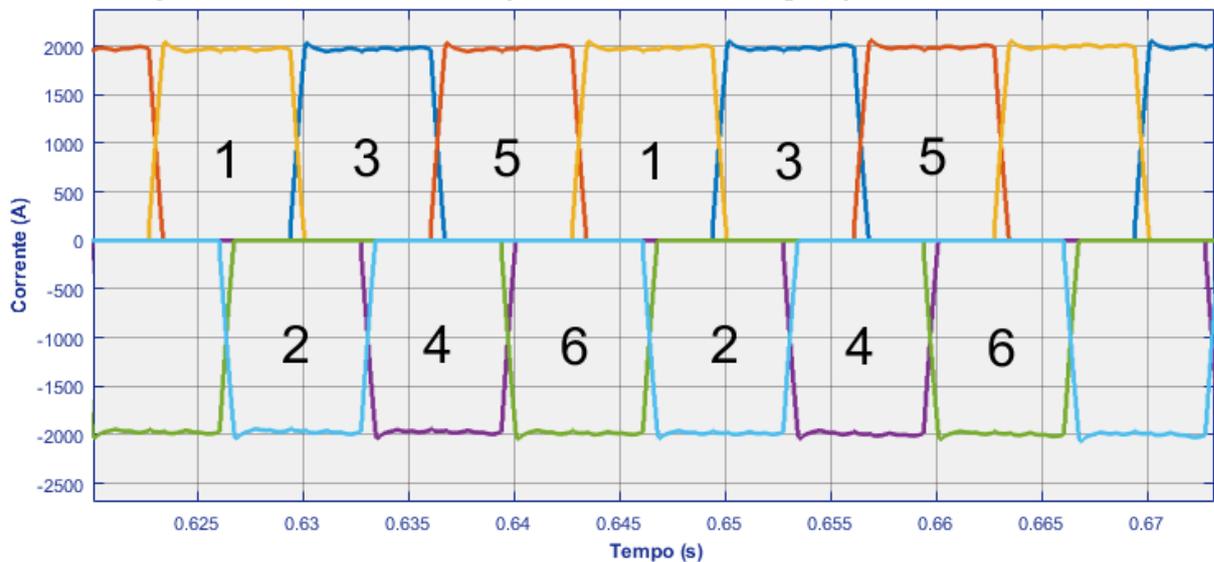
Figura 44 – Operação normal (inversor).



Fonte: Autor.

A Figura 45 mostra as correntes nas válvulas, destacando a ordem de condução das válvulas em uma das pontes do retificador. Em condições normais, no máximo três válvulas conduzem ao mesmo tempo (devido à sobreposição durante a comutação).

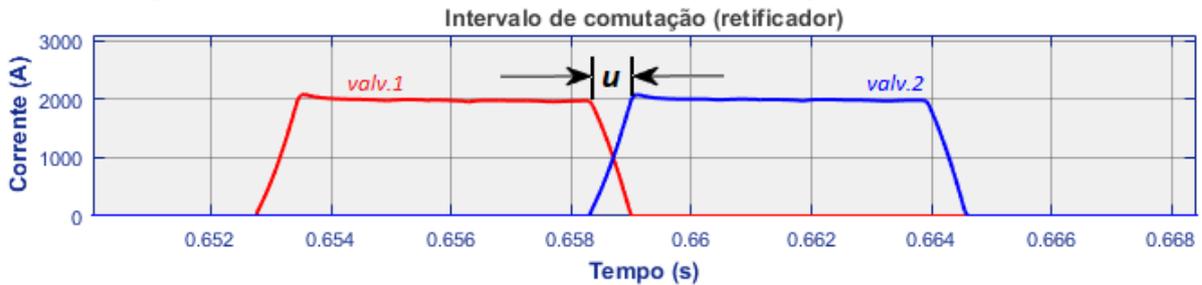
Figura 45 – Ordem de condução das válvulas em operação normal.



Fonte: Autor.

Pode-se observar, a partir das correntes nas válvulas mostradas na Figura 46, o instante de comutação no qual ocorre a transferência da corrente de uma válvula para a subsequente. A partir do instante de tempo é possível se obter o ângulo de comutação u .

Figura 46 – Correntes nas válvulas durante a comutação.



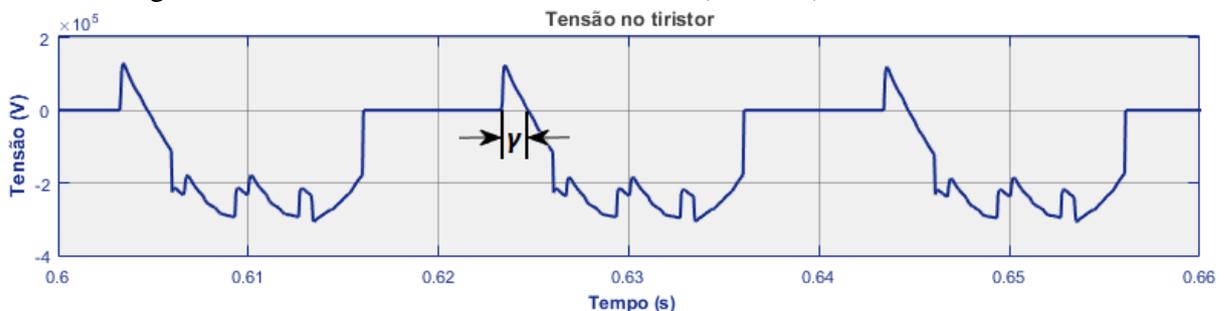
Fonte: Autor.

O intervalo encontrado em u corresponde a aproximadamente $700 \mu s$. À frequência de 60 Hz, este valor equivale a um ângulo de comutação de $15,12^\circ$. O valor teórico do ângulo de comutação pode ser encontrado através da Equação 3.11, portanto:

$$u = \arccos \left(\cos(17^\circ) - \frac{9,874 \cdot 2.000 \cdot \sqrt{2}}{213,3 \cdot 10^3} \right) - 17^\circ = 16,4^\circ$$

Observando a forma de onda em uma válvula do terminal inversor na Figura 47, pode-se encontrar o valor do ângulo γ graficamente entre o instante no qual a válvula para de conduzir até que a tensão nos seus terminais seja positiva, o que corresponde ao intervalo para o restabelecimento da sua capacidade de bloqueio.

Figura 47 – Tensão nos terminais do tiristor (inversor).



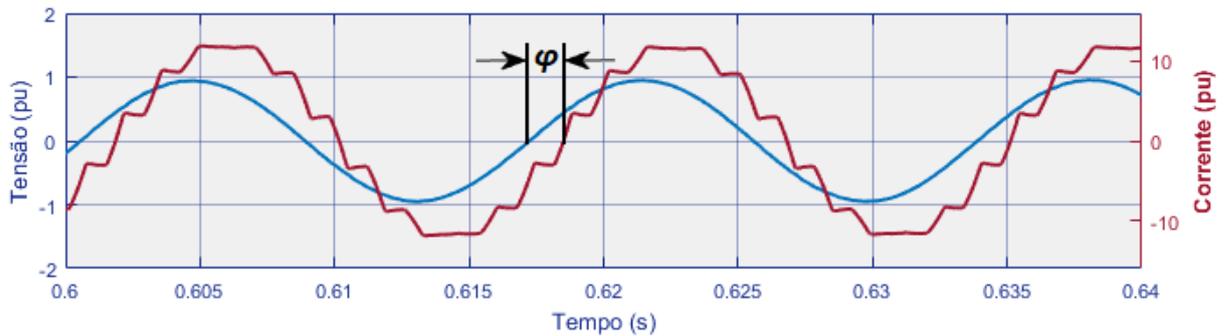
Fonte: Autor.

O intervalo encontrado em γ corresponde a aproximadamente $1.250 \mu s$. À frequência de 50 Hz, este valor equivale a um ângulo de extinção de $22,5^\circ$. O valor teórico do ângulo de extinção pode ser encontrado através da Equação 3.20, portanto:

$$\gamma = 180^\circ - 143^\circ - 15,12^\circ = 21,88^\circ$$

Analisando as grandezas no lado CA do retificador, pode-se estimar o fator de potência do conversor comparando-se a diferença de fases entre as ondas de tensão e corrente, mostrados na Figura 48.

Figura 48 – Formas de onda de tensão e corrente no lado CA.



Fonte: Autor.

O intervalo encontrado em ϕ corresponde a aproximadamente $1.160 \mu s$. À frequência de 60 Hz, este valor equivale a um ângulo de deslocamento de 25° . O valor teórico do ângulo do fator de potência pode ser encontrado através da Equação 4.2, portanto:

$$\phi = \arccos\left(\frac{\cos(17^\circ) + \cos(17^\circ + 15^\circ)}{2}\right) = 25,55^\circ$$

A comparação entre os valores teóricos e os verificados graficamente em regime permanente, conforme apresentado na Tabela 6, apresenta baixa divergência, indicando que o modelo utilizado possui boa confiabilidade para análise em situações diversas de operação.

Tabela 6 – Erro percentual dos ângulos no conversor.

	Verificado	Calculado	Erro %
u	$15,12^\circ$	$16,4^\circ$	7,3%
γ	$22,58^\circ$	$21,88^\circ$	2,8%
ϕ	$25,02^\circ$	$25,55^\circ$	2,1%

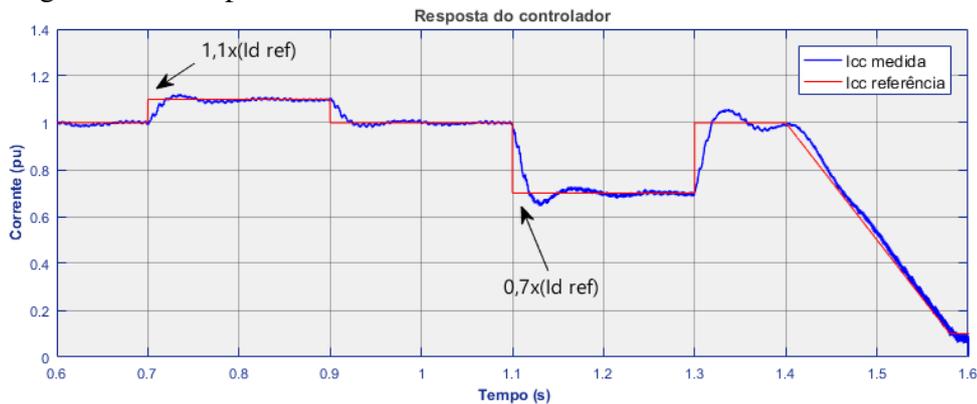
Fonte: Autor.

O desempenho do controlador também pode ser verificado aplicando variações forçadas nos sinais de referência, observando-se o comportamento transitório para atingir os

valores referenciados. Para isto, um pulso é somado ao sinal de referência (de corrente ou tensão) para alterar o valor enviado ao controlador.

A Figura 49 apresenta as respostas do controle quando o sistema é submetido a uma variação na corrente de referência, os casos mostrados são referentes a um aumento de 10% e em segundo momento uma redução de 30%. É possível observar a aderência do controle de corrente, se ajustando rapidamente às variações.

Figura 49 – Resposta do controlador de corrente.



Fonte: Autor.

5.3 Desempenho em falhas

5.3.1 Sistema de proteção

A proteção do sistema CC é realizada pelo próprio sistema de controle. Um bloco adicional de proteção é utilizado em cada conversor para realizar a proteção em cada caso.

No caso do retificador, a principal função da proteção é avaliar, na presença de uma subtensão, se a falha ocorreu no lado CA da rede ou na linha CC. Para isto, usa-se um bloco de detecção de baixa tensão na rede CA. Recebe-se o sinal de tensão e o controle é setado para sinalizar a partir de um determinado valor de detecção, originalmente setado para 0,7 pu. O sinal de detecção de subtensão CA é enviado para a proteção do retificador para que esta não atue, ficando a isolação da falha a cargo da proteção da rede CA. O controle do retificador afere também o valor da tensão CC na linha, caso haja uma subtensão apenas na tensão CC, tem-se um indicativo de que a falha ocorre na linha CC, causando a atuação da proteção. A proteção em corrente contínua é realizada sem o uso de disjuntores, e funciona forçando o ângulo α para um valor de extinção da tensão CC.

Os parâmetros a serem ajustados para a proteção são:

- Limiar de subtensão CA (pu): valor abaixo do qual a proteção do retificador é bloqueada (indicativo de falha no lado CA);
- Limite de tensão CC (pu): valor a partir do qual a proteção CC vai atuar forçando o ângulo α ;
- Atraso de detecção (ms): Tempo de atraso para atuação da proteção;
- Duração da extinção (ms): Tempo pelo qual será mantido o ângulo α forçado.

No terminal inversor, uma proteção desenvolvida por Zhang e Dofnas (2002) é implementada para prevenir falhas de comutação. A metodologia implementada detecta falhas no lado CA e emite um valor de ângulo a ser deduzido do α_{max} no controle do conversor.

5.3.2 Falhas na rede CA

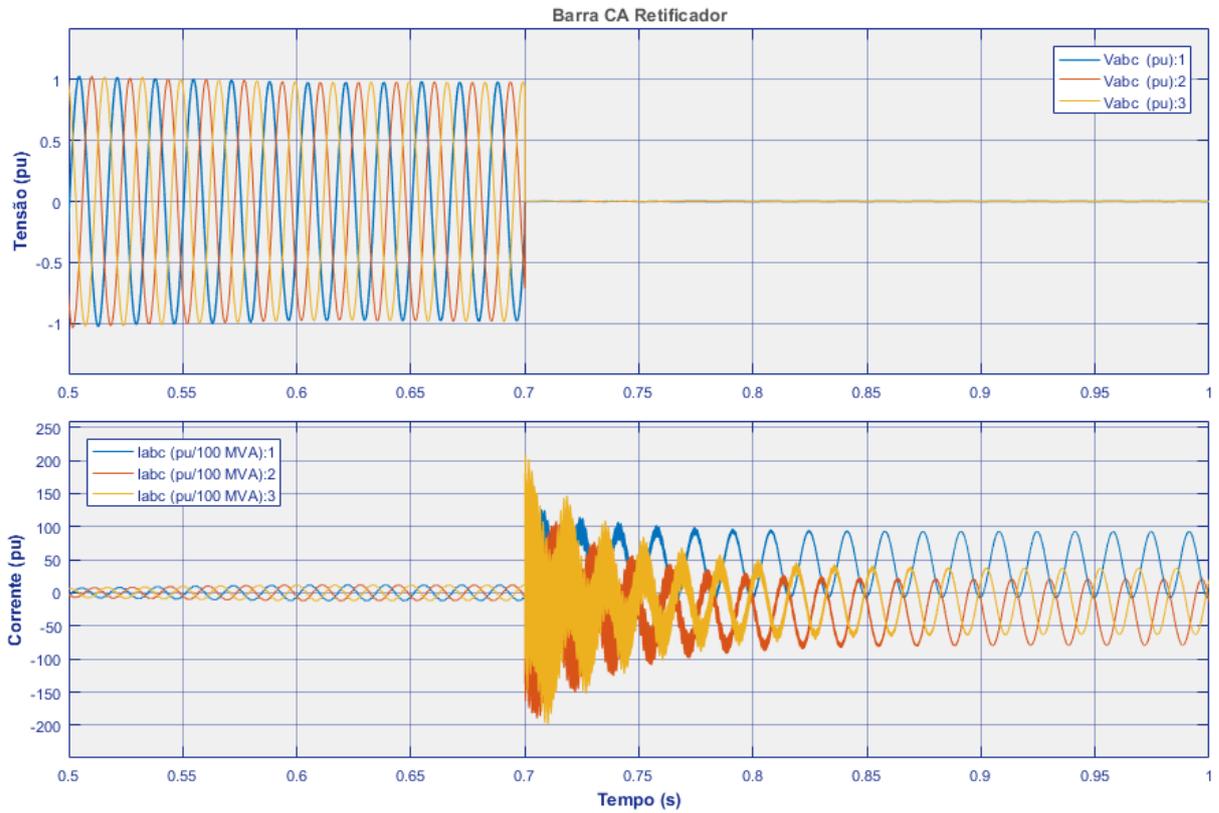
O desempenho do sistema foi avaliado na ocorrência de falhas monofásicas e trifásicas na rede CA, do lado retificador e inversor.

5.3.2.1 Curto trifásico na barra CA do retificador

Considerando um curto-circuito trifásico permanente na barra CA do retificador, o sistema de proteção CC identifica subtensão no lado CA, e não atua forçando o ângulo para interromper o circuito CC. As Figuras 50 e 51 mostram as formas de onda na rede CA durante a falha e o comportamento do sistema CC. Como a proteção do retificador não atua, o sistema continua tentando buscar a corrente de referência, com ângulo α mínimo. Como não há tensão CC por conta do curto-circuito, no entanto, a função VDCOL reduz a corrente de referência.

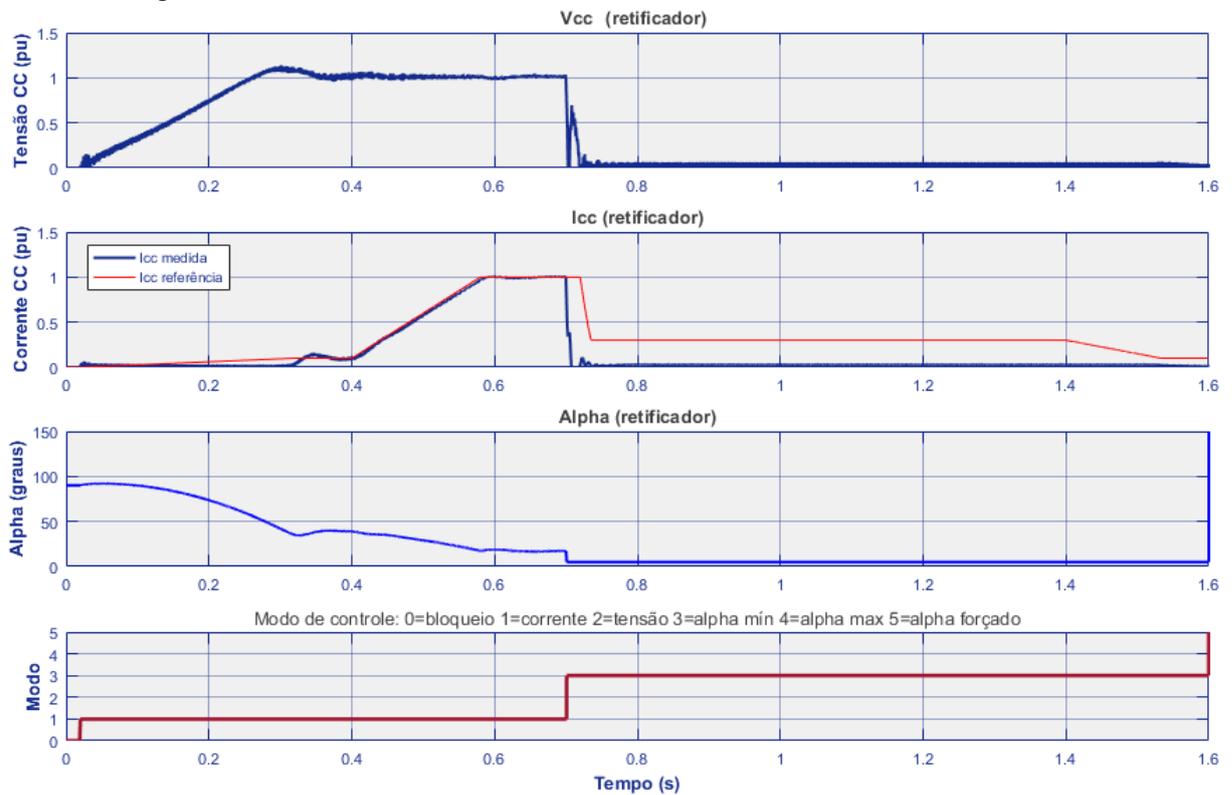
O gráfico da Figura 52 mostra o sistema de proteção do retificador. O quadro superior representa o sinal que indica subtensão no lado CA, detectando no momento da falha em $t = 0,7s$. O quadro inferior mostra o sinal que determina o ângulo forçado para extinção do circuito CC. Observa-se, no caso, que a proteção não determinou o ângulo forçado no momento da falha, ocorrendo apenas em $t = 1,7s$ por conta do controle mestre que determina o desligamento dos conversores.

Figura 50 – Falha trifásica no lado CA do retificador - formas de onda CA.



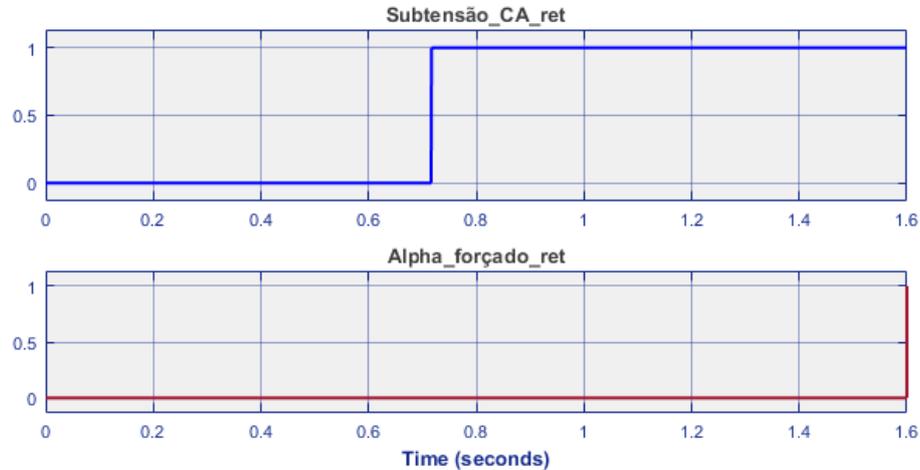
Fonte: Autor.

Figura 51 – Falha trifásica no lado CA do retificador - sistema CC



Fonte: Autor.

Figura 52 – Falha trifásica no lado CA do retificador - comportamento da proteção CC.



Fonte: Autor.

5.3.2.2 Curto monofásico na barra CA do retificador

Quando submetido a uma falta monofásica, o desequilíbrio das tensões causa um comportamento oscilante na tensão CC. As Figuras 53 e 54 mostram os sinais CA e o resultado no controlador. A tensão e a corrente no elo se tornam pulsantes em torno do valor de referência. Pode-se visualizar que o modo de controle permanece em alternância entre os modos de controle de corrente e α mínimo. Observa-se, também, que a função VDCOL não atua, visto que não é sensível às rápidas variações da tensão CC.

De modo similar ao caso anterior, a proteção CC no retificador não atua devido à detecção de subtensão no sistema CA. Para ambos os casos, deve atuar a proteção do lado CA, não modelada neste trabalho.

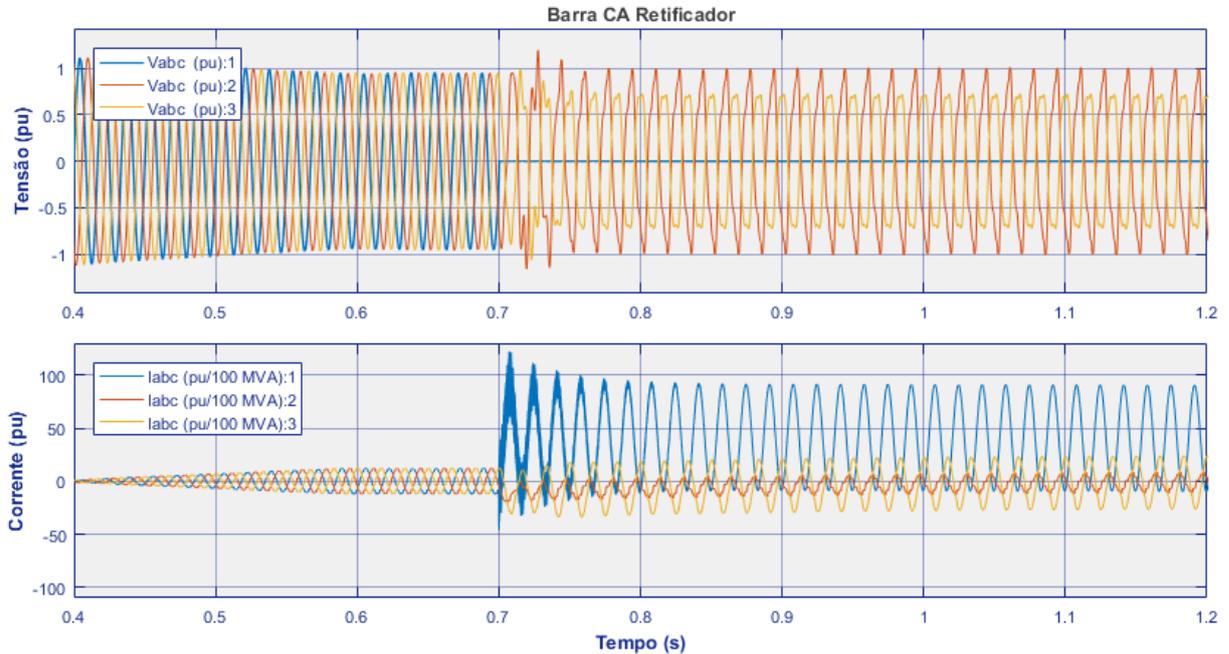
5.3.2.3 Curto trifásico na barra CA do inversor

Para análise de falhas no lado CA do inversor, espera-se observar o fenômeno da falha de comutação nas válvulas. Neste caso, a ocorrência da falha é determinada pela severidade da variação de tensão na rede CA.

A falta trifásica foi aplicada através de uma resistência de contato igual a 15Ω , para simular um defeito eletricamente mais distante no sistema CA. A duração da falha foi estipulada em $100ms$, valor correspondente à atuação de um relé de proteção. As Figuras 55 e 56 mostram o comportamento do sistema.

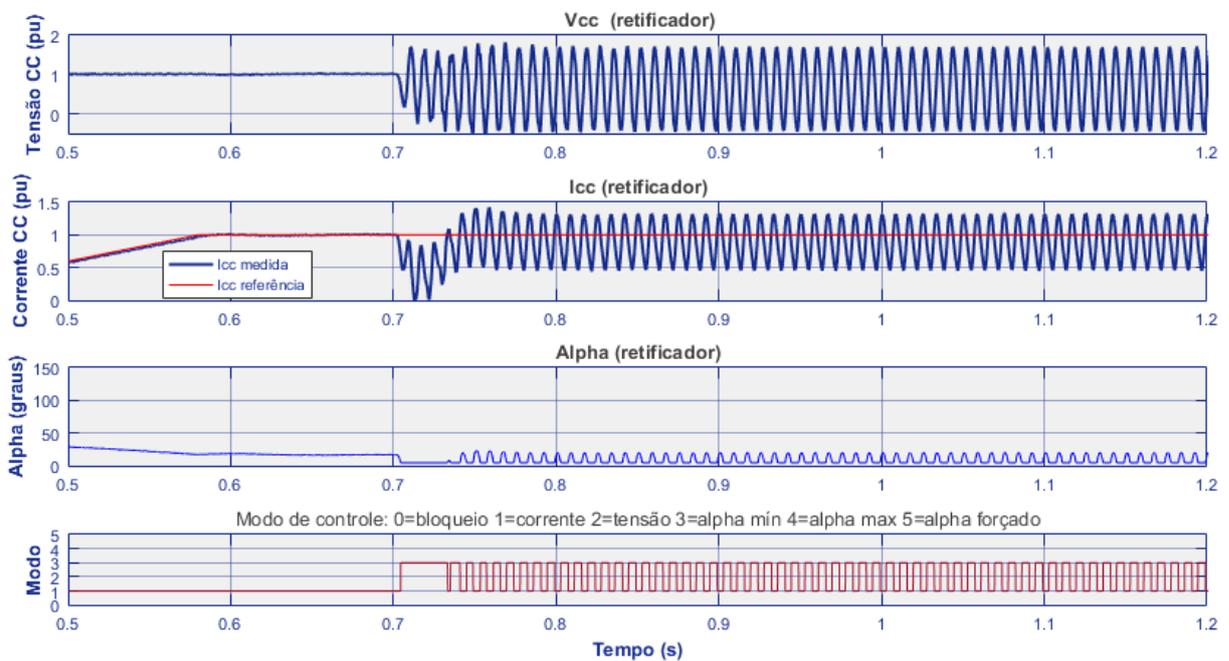
Nota-se que com o curto-circuito em $t = 0,8s$, inicialmente a corrente no elo CC

Figura 53 – Falha monofásica no lado CA do retificador - formas de onda CA.



Fonte: Autor.

Figura 54 – Falha monofásica no lado CA do retificador - sistema de controle CC.

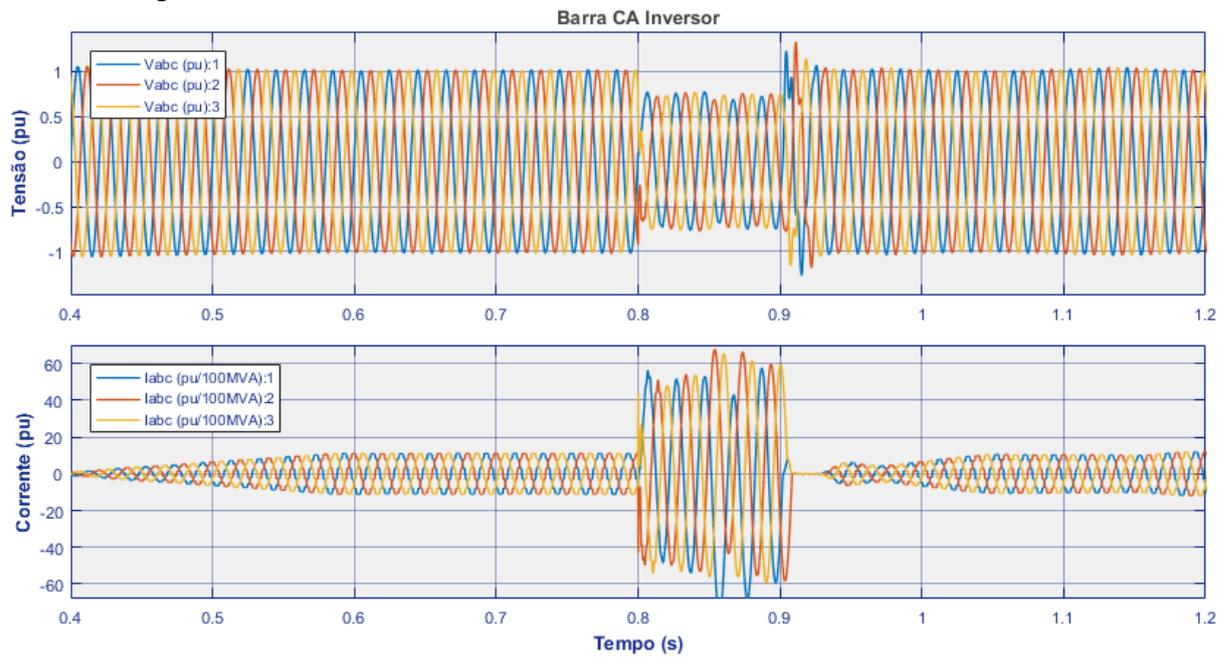


Fonte: Autor.

dispara, pois o sistema transmissor tenta alimentar o curto-circuito no outro lado CA. A tensão CC então cai, fazendo com que a função VDCOL reduza a corrente de referência.

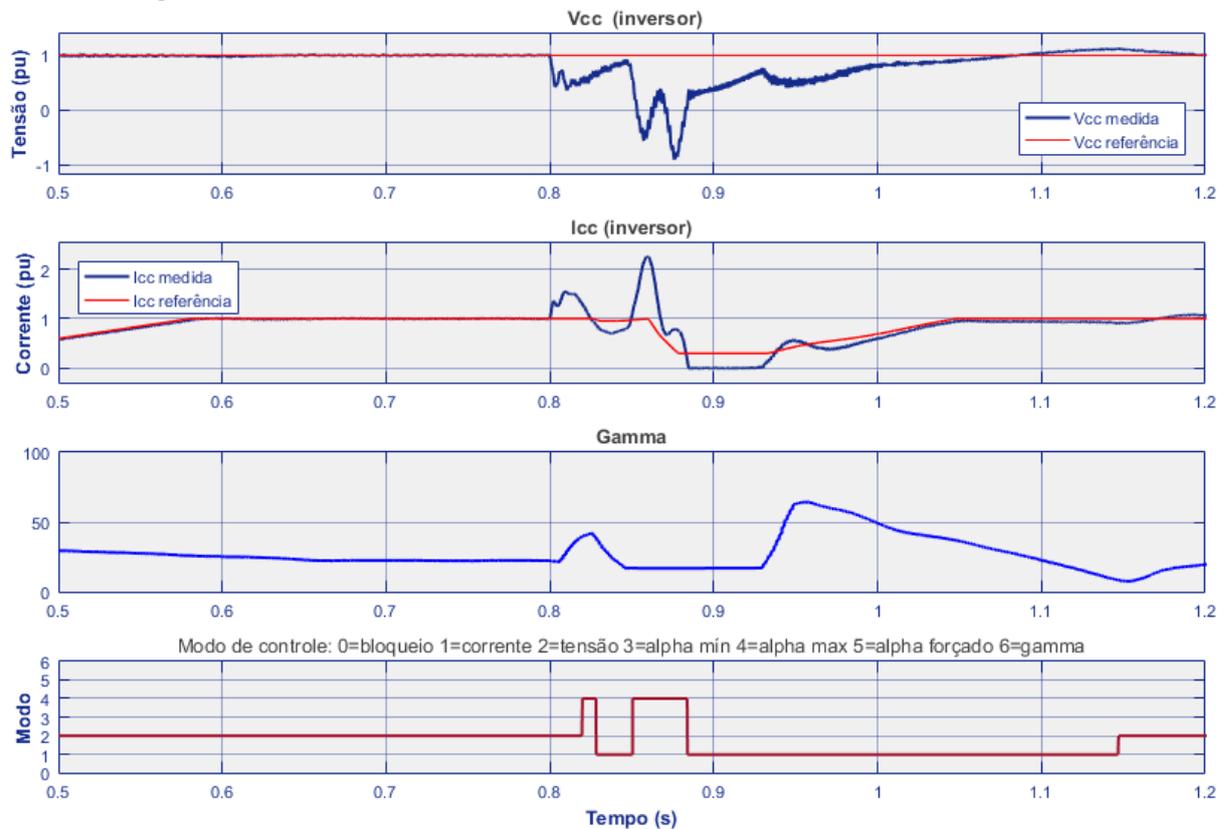
Durante a falha, a tensão CA cai para aproximadamente 0,5 pu. A ocorrência de falha de comutação nas válvulas pode ser observada através da Figura 57. No momento da

Figura 55 – Falha trifásica no lado CA do inversor - formas de onda CA.



Fonte: Autor.

Figura 56 – Falha trifásica no lado CA do inversor - sistema CC.

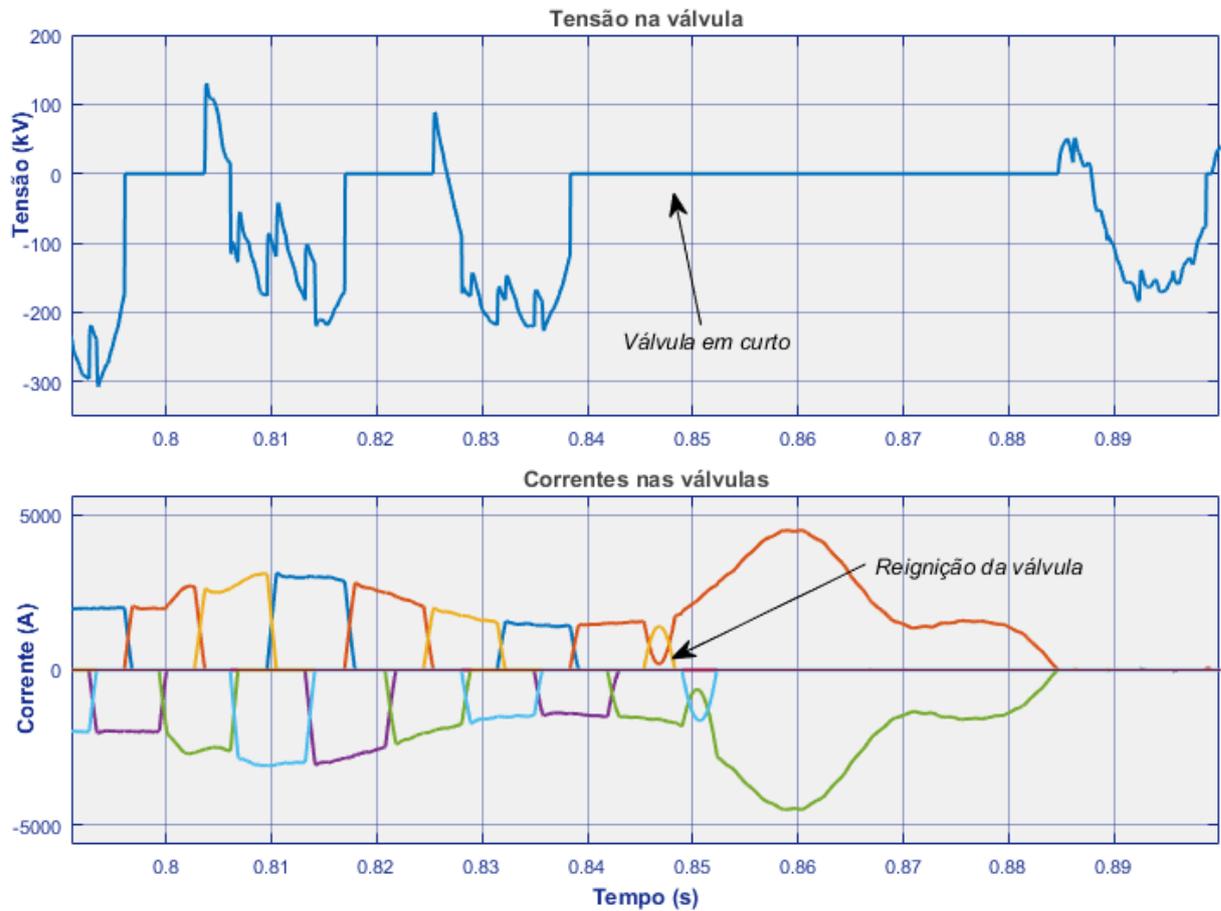


Fonte: Autor.

comutação, a corrente na válvula que deixaria de conduzir retoma o crescimento, impedindo a comutação. Percebe-se que a tensão vai a zero, ficando em curto-circuito.

O gráfico na Figura 58 mostra potência transmitida pelo link CC, obtida através do

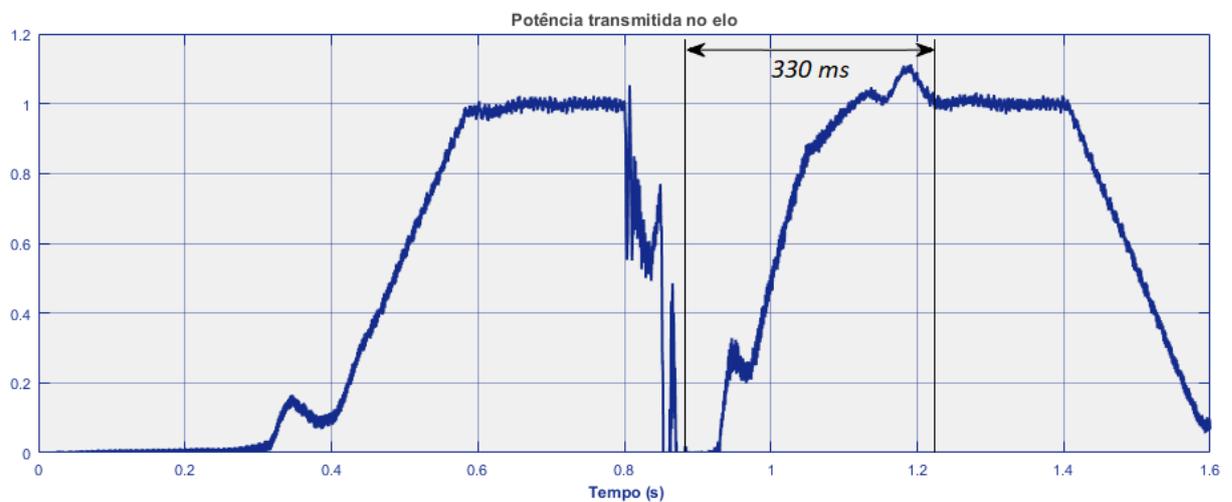
Figura 57 – Falha trifásica no lado CA do inversor - tensão na válvula.



Fonte: Autor.

produto entre a tensão e corrente. Observa-se que o tempo de recuperação do sistema para atingir sua capacidade nominal é de aproximadamente 330 ms, desde o momento da extinção da falha.

Figura 58 – Falha trifásica no lado CA do inversor - tempo de recuperação do sistema.



Fonte: Autor.

5.4 Desempenho em relação ao SCR

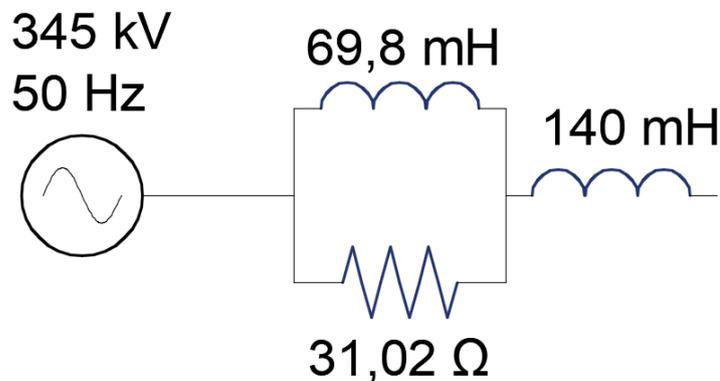
Conforme visto anteriormente, o indicador SCR de um sistema HVDC é um indicativo de confiabilidade na transmissão. Sistemas com alto SCR são considerados fortes, e podem transmitir com maiores potências. No caso base simulado anteriormente, têm-se os seguintes valores:

$$SCR_{ret} = \frac{5.000MVA}{1.000 MW} = 5,$$

$$SCR_{inv} = \frac{10.000MVA}{1.000 MW} = 10,$$

portanto, os terminais são conectados a sistemas fortes. Para avaliar o desempenho na transmissão para um sistema fraco no lado inversor, foi realizada a simulação alterando os parâmetros para um SCR = 2, portanto a potência de curto-circuito do sistema deve ser 2.000 MVA. A impedância do sistema foi mantida com ângulo de 80 graus, e módulo calculado para se obter a potência de curto-circuito desejada. Os parâmetros encontrados para o sistema equivalente LLR são mostrados na Figura 59.

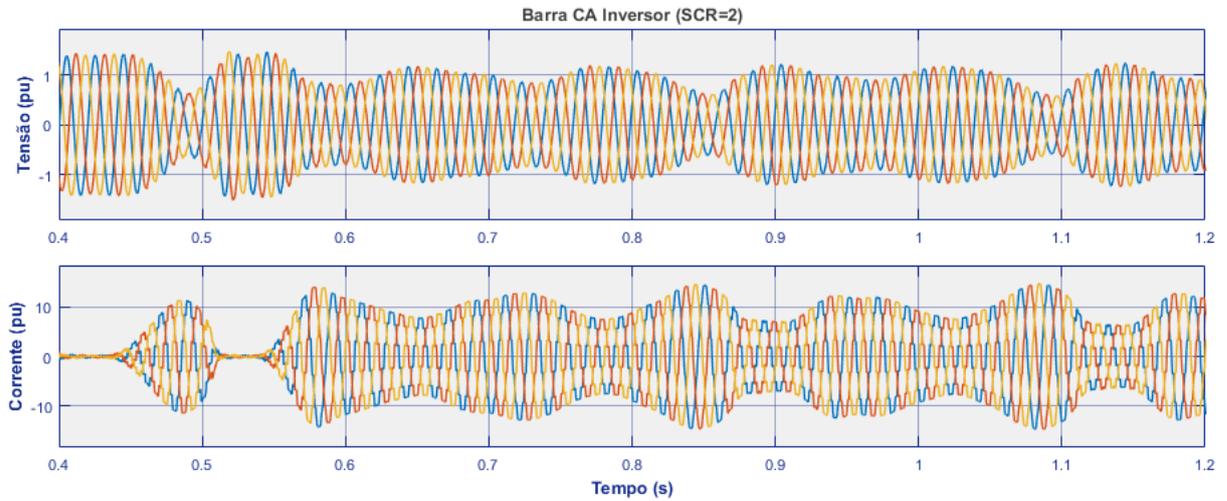
Figura 59 – Sistema CA equivalente para 2.000 MVA.



Fonte: Autor.

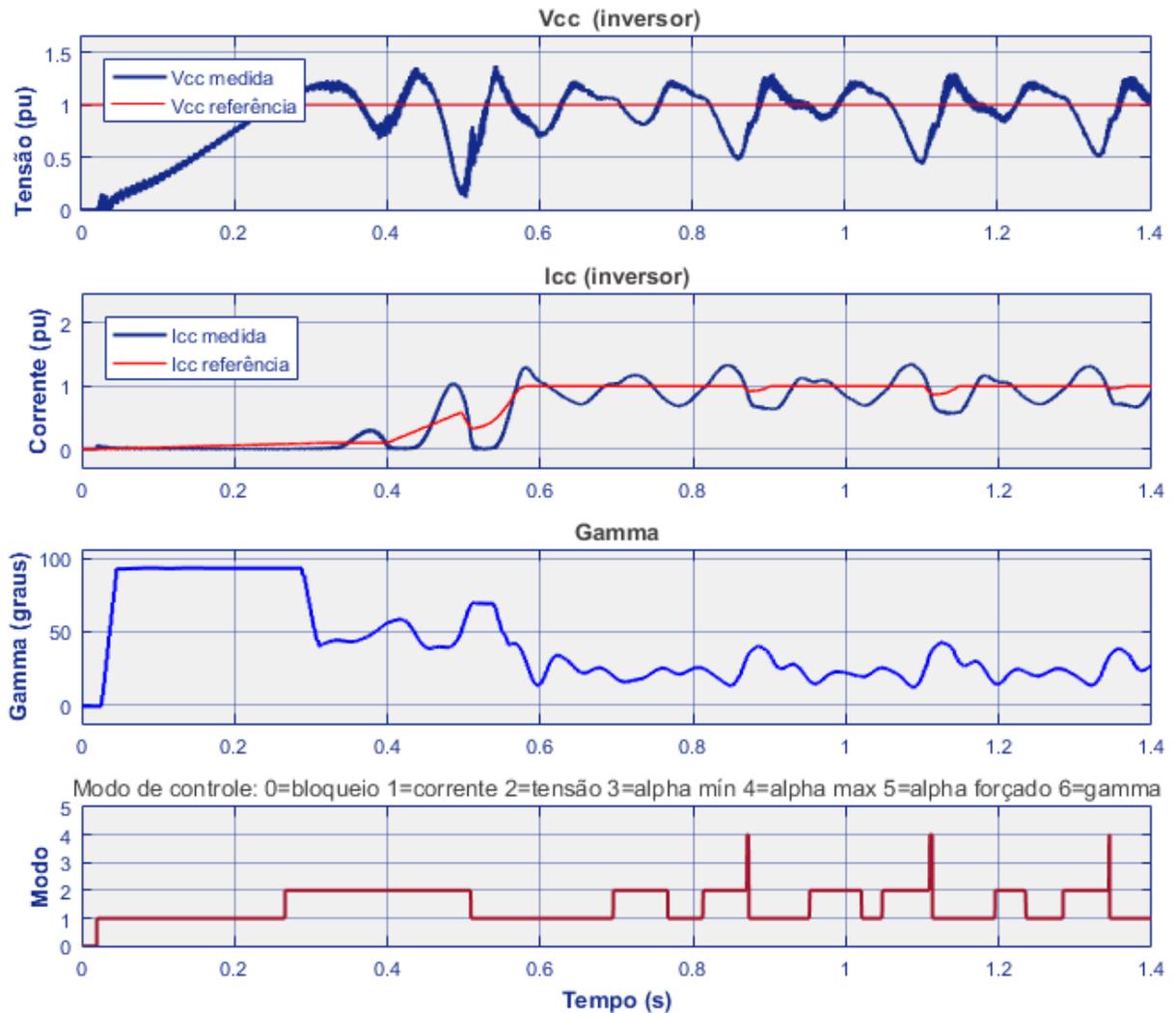
Mantendo-se inalterados os demais atributos do sistema, o desempenho da transmissão é verificado em simulação. Verifica-se que, para um sistema fraco, as altas correntes dos conversores ocasionam reduções na tensão do barramento CA, conforme mostrado na Figura 60. Desta forma, a eficiência em se manter tensão e corrente nominais no elo torna-se reduzida. A Figura 61 mostra o comportamento do sistema CC, evidenciando o caráter bastante instável no controle das grandezas de referência.

Figura 60 – Tensão e correntes na barra CA (SCR=2).



Fonte: Autor.

Figura 61 – Comportamento do sistema CC (SCR=2).



Fonte: Autor.

Dada a grande variação de tensão ocasionada pelas correntes em um sistema fraco, foram analisados casos nos quais é conectada uma carga ao sistema CA do inversor, gerando um aumento na corrente nominal. O crescimento da corrente causado pelo acréscimo de carga também aumenta a queda de tensão nos terminais do barramento CA. Neste caso, caso a carga seja elevada, a subtensão pode ser suficiente para ocasionar uma falha de comutação no inversor. Para verificar esta hipótese, foi realizada uma simulação iterativa com acréscimo de carga até o ponto no qual ocorre a falha de comutação. Para o sistema com SCR = 2, uma carga de 300 MW foi capaz de gerar uma falha de comutação nas válvulas do inversor, enquanto que o sistema com SCR = 1 apresenta falha de comutação para a menor carga verificada, de 50 MW. A Tabela 7 a seguir mostra o comparativo da incidência de falhas de comutação em função da carga conectada para sistemas com diferentes valores de SCR. Pode se observar que a vulnerabilidade do sistema torna-se maior à medida em que se aumenta o SCR, marcando com X o caso onde ocorre a falha de comutação. O sistema com SCR a partir de 4 já conseguem manter uma tensão estável para um acréscimo de carga de 1.000 MW.

Tabela 7 – Incidência de falhas de comutação.

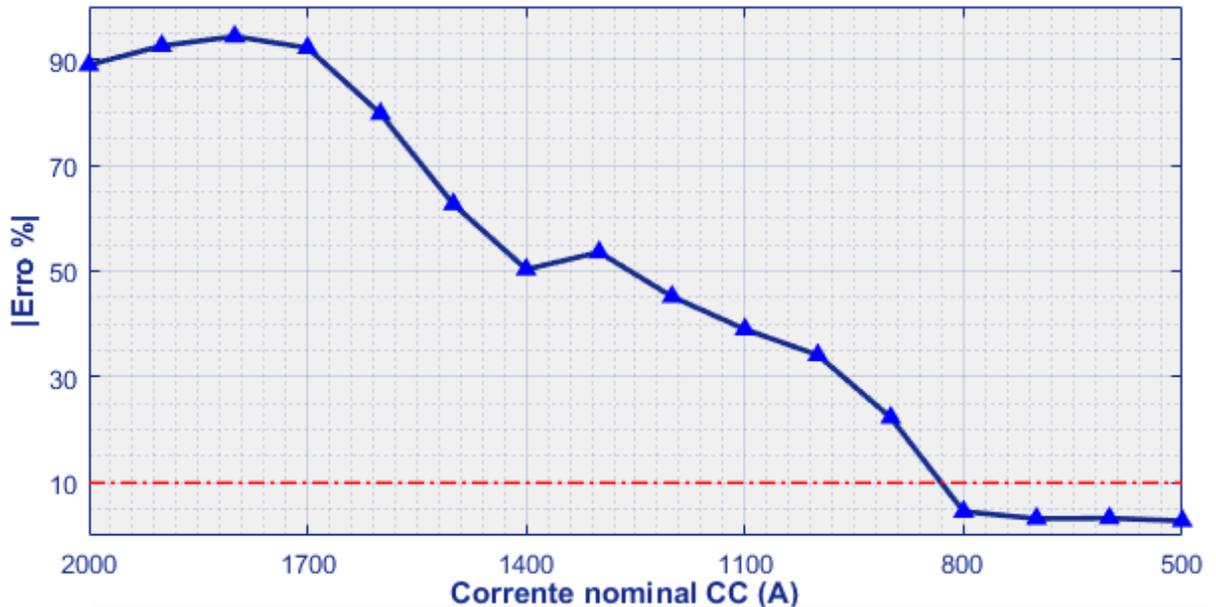
Carga (MW)	SCR				
	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
50	X	0	0	0	0
100	X	0	0	0	0
150	X	0	0	0	0
200	X	0	0	0	0
300	X	X	0	0	0
400	X	X	0	0	0
500	X	X	0	0	0
600	X	X	X	0	0
700	X	X	X	0	0
800	X	X	X	0	0
900	X	X	X	0	0
1.000	X	X	X	0	0

Fonte: Autor.

Além da potência de curto-circuito, o outro fator que afeta o SCR é a potência transmitida pelo elo CC. Portanto, o desempenho da transmissão pode ser melhorado através da redução da corrente nominal do sistema. Considerando o sistema considerado anteriormente com potência de curto-circuito igual a 2.000 MVA (SCR=2), a corrente nominal na linha CC foi reduzida até se obter uma operação com variação menor que 10% em torno da tensão de referência no inversor, o gráfico da Figura 62 mostra o valor do erro percentual absoluto da tensão no inversor para correntes variando de 2.000 até 500 A. Verifica-se que com uma corrente de 800 já é possível operar dentro do limite de oscilação de 10%. A potência nominal do sistema

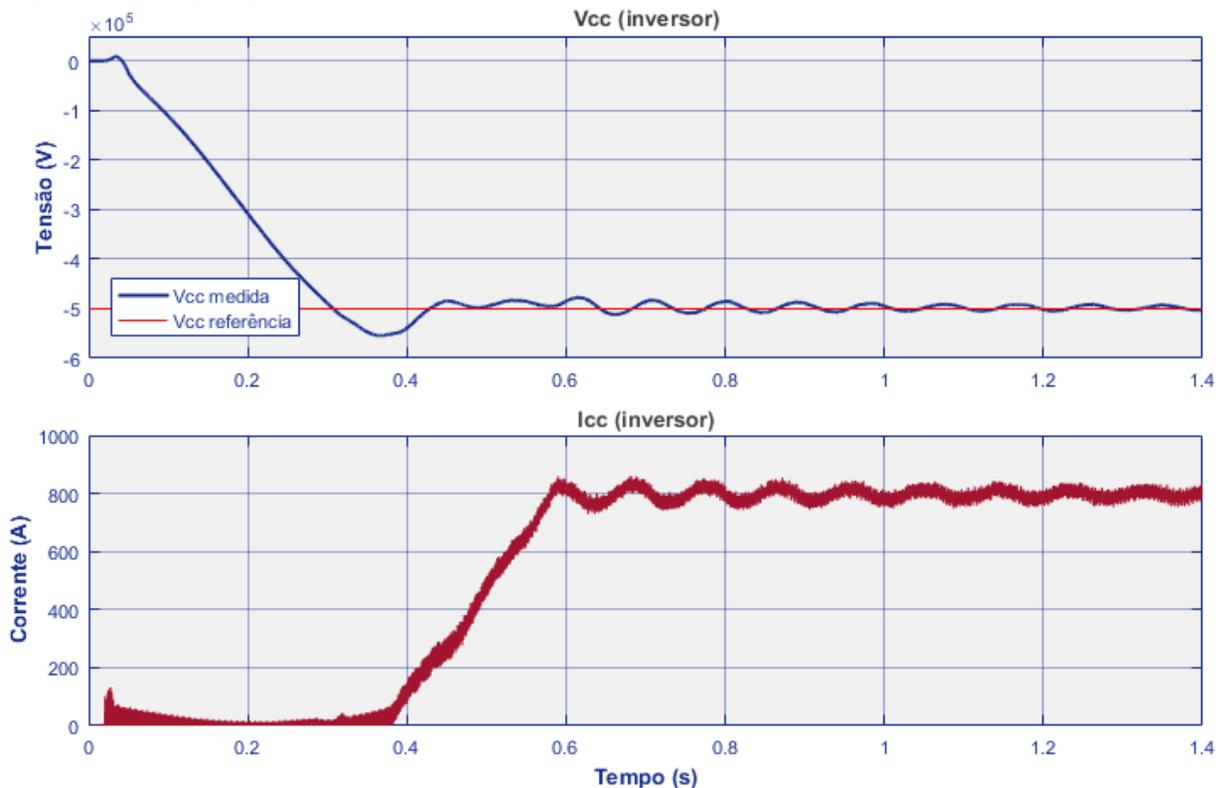
HVDC, para este valor de corrente é igual a 400 MW. Desta forma, é possível transmitir com este valor de potência a um sistema com baixo nível de curto-circuito. A operação a 400 MW é mostrada na Figura 63.

Figura 62 – Erro percentual absoluto da tensão em função da corrente nominal.



Fonte: Autor.

Figura 63 – Operação com corrente nominal 800 A, Potência 400 MW.

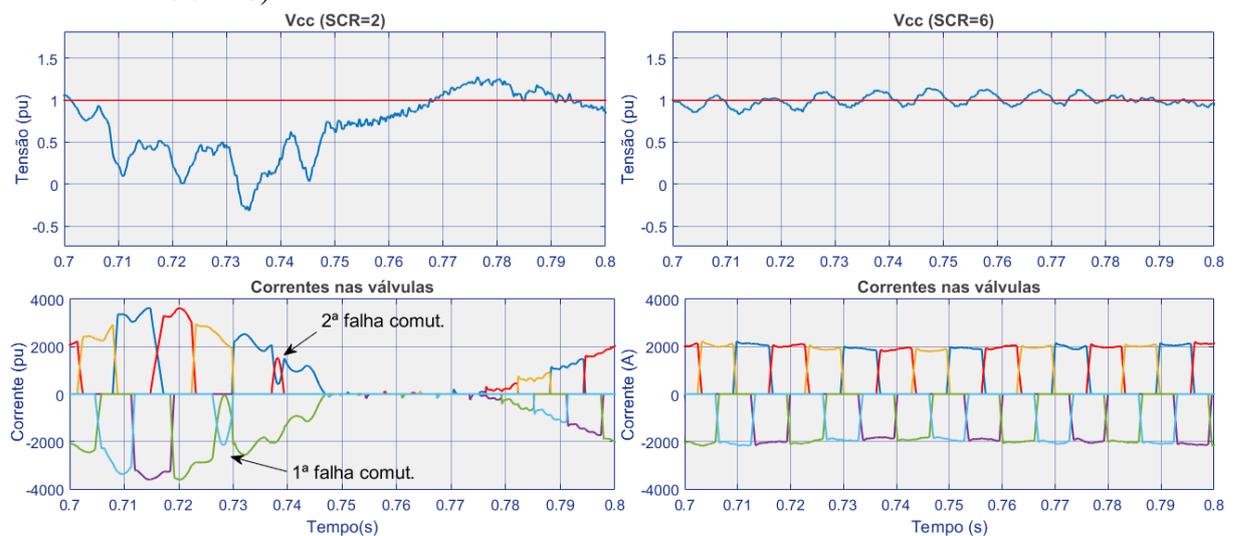


Fonte: Autor.

5.4.1 Curto-circuito monofásico remoto no inversor

Para se observar a diferença de comportamento entre um sistema fraco e forte quando submetidos a falhas remotas no sistema, foi aplicado um curto-circuito monofásico através de impedância. Primeiramente, o sistema CA do inversor foi alterado para apresentar uma de curto-circuito igual a 2.000 MVA, conforme caso anterior, resultando em um SCR = 2. O curto-circuito monofásico é então aplicado na fase A do inversor no instante $t = 0,7$ s. A duração da falha é determinada para apenas 3 ciclos a 50 Hz (60 ms), com impedância elevada para simular uma falha eletricamente distante, igual a 100 Ω . Os resultados são observados e, em seguida, a mesma falha é aplicada para um sistema com nível de curto-circuito de 6.000 MVA, portanto SCR = 6. A Figura 64 apresenta, lado a lado, a tensão CC e as correntes nos tiristores de uma das pontes inversoras, para fins de comparação.

Figura 64 – Comparação do desempenho mediante curto-circuito monofásico (SCR=2 e SCR=6).



Fonte: Autor.

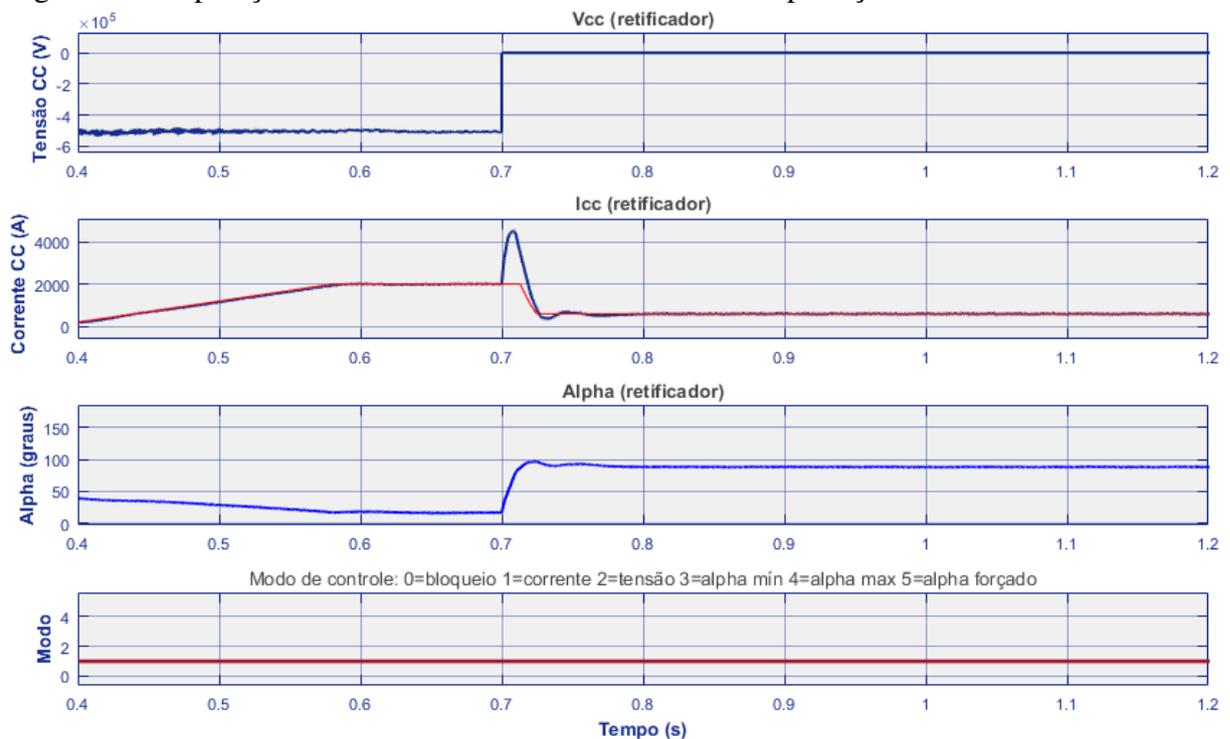
Pode-se observar, comparando-se os dois cenários, que apesar de ser um defeito de curtíssima duração, o efeito é significativo no desempenho do sistema fraco (SCR=2). Observa-se que a elevação das correntes do elo CC causadas pelo curto-circuito causam redução considerável na tensão, provocando duas falhas de comutação consecutivas. As falhas contribuem ainda mais para a redução da tensão média no lado CC. Mesmo após a extinção da falha, o sistema só é recomposto ao valor nominal em $t = 0,8$ s. A mesma falha quando aplicada ao sistema forte (SCR=6) apresenta leve aumento na corrente dos tiristores, causando pouca oscilação na tensão CC. Verifica-se que a ordem de comutação das válvulas não é afetada, e portanto o sistema

consegue operar de forma satisfatória mesmo com a falha remota.

5.5 Falha na linha CC

A linha de transmissão entre os conversores também está susceptível a incidências de curto-circuito. Para simular a ocorrência deste tipo de falha, é inserida uma chave com chaveamento temporizado entre um terminal da linha e a terra. Como primeira análise, foi aplicado o curto-circuito na linha após o reator de alisamento do lado do retificador, ou seja, no início da linha de transmissão, no instante $t = 0,8 \text{ s}$, com duração de 50 ms . A proteção implementada no retificador para falhas no elo CC foi discutida na Seção 5.3.1, sendo inicialmente desativada para observação do efeito da falha sem a proteção. A Figura 65 mostra a operação no retificador. A tensão CC na linha passa a 0 no momento do curto-circuito. A corrente dispara alcançando um pico de aproximadamente 4500 A , e é reduzida pelo controle de corrente, que passa a ter corrente de referência reduzida pela função VDCOL, uma vez detectada a queda de tensão no elo. Neste momento o controlador passa a alimentar a falha com o valor de corrente mínimo setado no controlado ($0,3 \text{ pu}$ ou 600 A).

Figura 65 – Operação do retificador submetido a falha CC - proteção desabilitada.

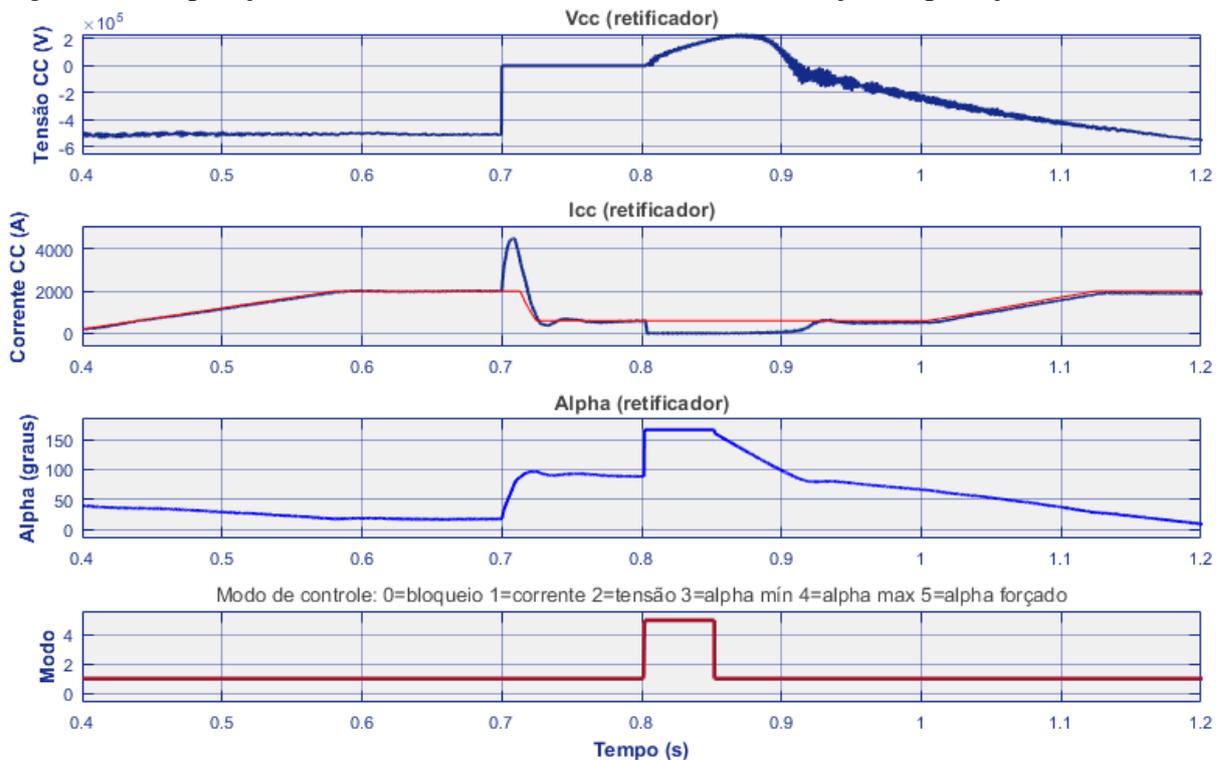


Fonte: Autor.

A mesma falha é então simulada com a proteção habilitada. Os parâmetros de ajuste

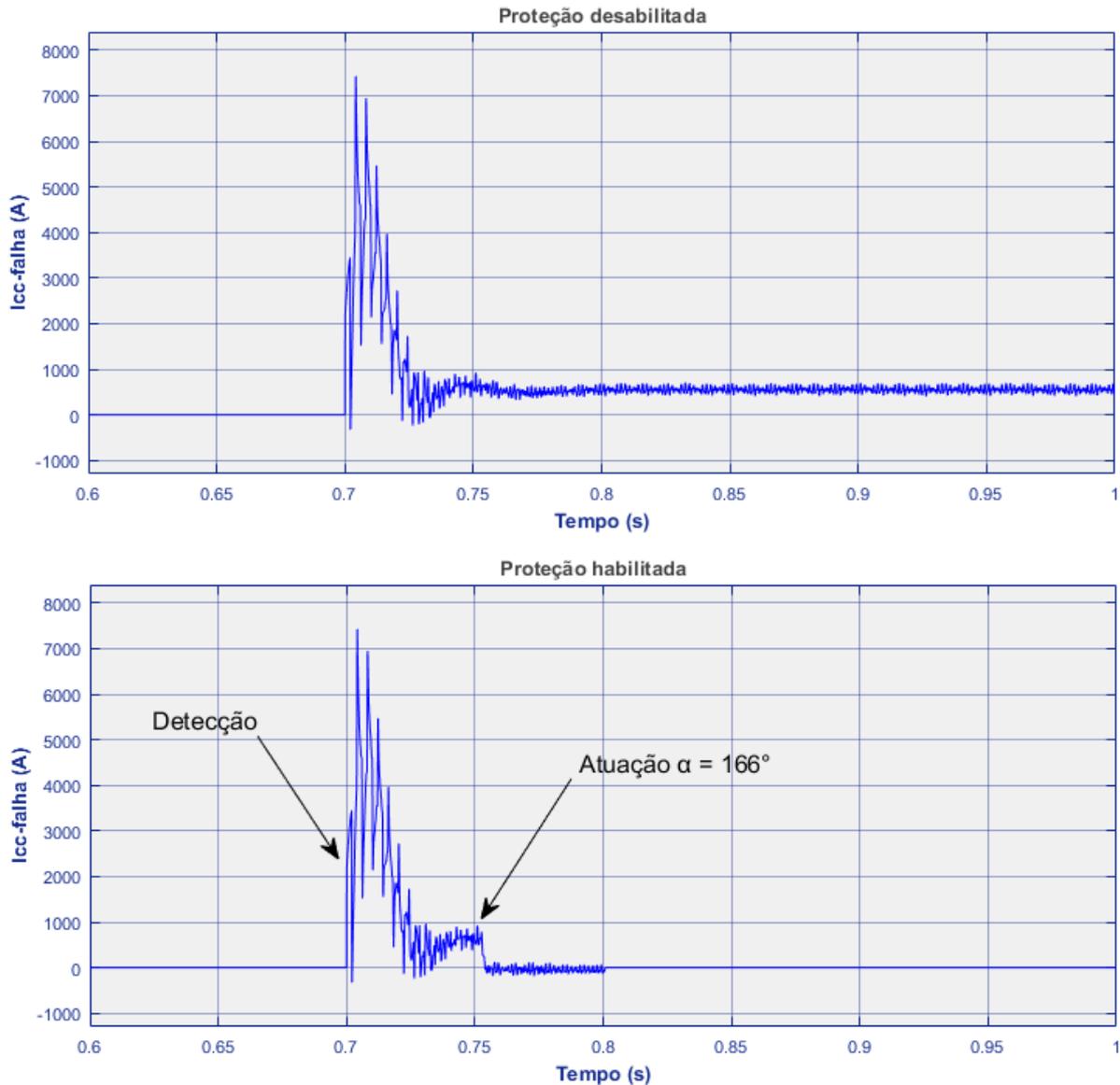
para a proteção do retificador são os seguintes: tensão de disparo de 50% da nominal; atraso de detecção de 0,05 s; duração do ângulo α forçado de 0,05 s; ângulo definido para extinção da corrente de 166° . Neste caso, observa-se na Figura 66 que no instante de tempo $t = 0,75$ s a proteção atua forçando o ângulo α para o valor de 166 graus. Este valor faz com que o conversor passa para a região de inversor, gerando uma tensão contrária na linha e forçando a corrente para zero. Esta manobra permite a extinção da corrente circulando através da falha. Após a extinção da falha e atuação da proteção, a recomposição da potência nominal do sistema ocorre em aproximadamente 0,5 s. A Figura 67 mostra a comparação entre a corrente de falha CC sem e com a proteção do retificador. Verifica-se que a proteção é capaz de extinguir a corrente de falha.

Figura 66 – Operação do retificador submetido a falha CC - atuação da proteção.



Fonte: Autor.

Figura 67 – Corrente de falha CC sem a atuação da proteção (acima) e com a proteção (abaixo).



Fonte: Autor.

5.6 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foi exposto o modelo computacional na plataforma Simulink para simulação da operação de um sistema de transmissão HVDC monopolar.

Foram descritos os parâmetros dos sistemas de corrente alternada simulados, bem como todos os equipamentos e sistema de controle envolvidos na emulação deste modelo.

O comportamento do sistema em regime permanente evidencia que os conversores realizam o seu papel de maneira satisfatória, atuando no controle da corrente e tensão contínuas para flexibilizar a transmissão de energia entre sistemas assíncronos.

Após validação da operação em regime permanente, foram analisados casos de falhas

em pontos importantes do sistema. A vulnerabilidade de sistemas CA em relação ao índice SCR foi explorada através de simulações iterativas, mostrando que a operação para alimentação de sistemas fracos deve ser limitada para evitar instabilidades.

O sistema de proteção CC foi demonstrado eficaz na extinção de falhas ocorridas entre um polo e a terra. Através do ângulo de disparo dos tiristores, pode-se eliminar a corrente de falha sem a necessidade de um elemento de disjunção para extinção do arco.

No capítulo seguinte, serão descritos todos os elementos que compõem o sistema HVDC de Xingu-Estreito, inaugurado em dezembro de 2017. Os dados do modelo já simulado serão adaptados para simulação da rede conforme os dados reais de projeto, simulando a operação do bipolo em ± 800 kV.

6 SISTEMA DE TRANSMISSÃO HVDC XINGU-ESTREITO

Com capacidade de geração prevista para 11 mil MW no ano de 2019, a usina hidrelétrica de Belo Monte, no estado do Pará, motivou investimentos em projetos de transmissão para intercâmbio de energia entre subsistemas do SIN. A região Norte não apresenta carga compatível com a geração disponível, e portanto, faz-se necessário o escoamento da energia gerada para os subsistemas de maior consumo, como Nordeste e Sudeste. Com este objetivo, optou-se, após estudos analíticos de viabilidade, pela solução através da construção de dois bipolos para transmissão em corrente contínua.

O sistema de transmissão compreende o Bipolo 1 (Xingu - Estreito) e o Bipolo 2 (Xingu - Terminal Rio), com tensão de ± 800 kV e capacidade de transmissão de 4.000 MW. Ambos os bipolos se conectam na região Norte do SIN, na subestação de Xingu-500 kV (PA), e na região Sudeste. O primeiro bipolo na subestação de Estreito-500 kV (MG), a aproximadamente 2.140 km de distância, e o segundo bipolo na subestação Terminal Rio-500 kV (RJ), distante cerca de 2.439 km. Os dados referentes ao projeto do Bipolo 1 são encontrados no estudo prévio realizado pela EPE (2013) nos relatórios RE-062-2013 e RE-063-2013. Nestes estudos, foram analisados aspectos que seriam diretrizes para a elaboração do edital de Leilão N°011/2013-ANEEL. Dentre as análises, inclui-se o desempenho dinâmico em relação a falhas no sistema, realizada através do software PSCAD/EMTDC.

Neste trabalho, levando em consideração os dados utilizados nos referidos relatórios, o sistema será reproduzido através da plataforma MATLAB/Simulink, realizando as devidas adaptações ao sistema abordado no capítulo anterior. Ao fim do capítulo, o sistema é simulado e analisado sob condições de falha.

6.1 Descrição do sistema

Em operação desde de dezembro de 2017, o Bipolo 1 possui a configuração básica de conversor com tecnologia LCC, sem CCC, de 12 pulsos de 800 kV por polo, além de bancos de transformadores conversores monofásicos de 2 enrolamentos, com potência total de 2.000 MW por polo. As características gerais do sistema HVDC são mostradas na Tabela 8.

Tabela 8 – Características gerais do bipolo Xingu-Estreito.

Sentido da transmissão	Retificadora	Inversora
Xingu - Estreito	<i>Xingu</i>	<i>Estreito</i>
Potência (MW)	4.000	3.850
Tensão (kV)	800	764
Corrente (kA)	2,5	2,5
Estreito - Xingu (potência reversa)	<i>Estreito</i>	<i>Xingu</i>
Potência (MW)	3.270	3.151
Tensão (kV)	800	771
Corrente (kA)	2,04	2,04

Fonte: Adaptado de EPE (2013).

6.1.1 Rede CA

Os modelos CA equivalentes nas subestações de Xingu (PA) e Estreito (MG) foram calculados a partir dos dados de curto-circuito disponibilizados pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia 2025. As correntes de curto-circuito (I_{sc}) trifásico nos dois terminais foram verificadas através do software ANAFAS, com os seguintes valores:

$$I_{sc}^{3\phi}(Xingu) = 47.428,9 \angle -84,4^\circ pu,$$

$$I_{sc}^{3\phi}(Estreito) = 26.288,2 \angle -86,9^\circ pu.$$

A potência de curto-circuito é calculada a partir das correntes, conforme (6.1):

$$S_{sc(pu)} = V_{(pu)} \times I_{sc(pu)}. \quad (6.1)$$

Considerando a potência de transmissão do bipolo igual a 4.000 MW, pode-se calcular o SCR de cada sistema CA conectado. As tensões nos barramentos CA de ambas as subestações são de 500 kV. Os valores calculados são mostrados na Tabela 9 a seguir:

Tabela 9 – SCR das subestações de Xingu e Estreito.

Subestação	Curto-circuito (MVA)	Potência CC (MW)	SCR
Xingu	41.075	4.000	10,26
Estreito	22.766	4.000	5,69

Fonte: Autor.

As impedâncias de Thévenin de cada subestação são calculadas conforme (6.2):

$$Z_{th} = \frac{V_{pu}}{I_{sc(pu)}} = |Z_{th}| \angle \theta. \quad (6.2)$$

Para um modelo CA equivalente do tipo L-LR, a impedância é representada pelos três elementos conforme (6.3):

$$\begin{aligned} |Z_{th}| \angle \theta &= jX_{L1} + (R \parallel jX_{L2}) = jX_{L1} + \frac{X_{L2}^2 \cdot R + jX_{L2} \cdot R^2}{R^2 + X_{L2}^2} \\ &= \frac{X_{L2}^2 \cdot R}{R^2 + X_{L2}^2} + j \left(X_{L1} + \frac{jX_{L2} \cdot R^2}{R^2 + X_{L2}^2} \right). \end{aligned} \quad (6.3)$$

A Tabela 10 mostra os elementos calculados para o componente LLR de cada subestação:

Tabela 10 – Equivalente CA do tipo LLR de cada subestação.

Subestação	L_1 (mH)	L_2 (mH)	R (Ω)
Xingu	13,6	3,5	2,0154
Estreito	26,5	3,5	2,1661

Fonte: Autor.

6.1.2 Transformadores

Cada polo do sistema possui configuração de transformação com 2 secundários defasados entre si em 30 graus. Esta defasagem é obtida através de um banco trifásico de transformadores monofásicos de 2 enrolamentos, sendo um secundário ligado em Y, e outro ligado em Δ .

Conforme dados utilizados pela EPE (2013), cada transformador monofásico possui potência de 393,63 MVA, na subestação de Xingu, e de 376,67 MVA, em Estreito. A reatância de dispersão é de 0,15 pu em ambos os terminais. A tensão nominal dos transformadores é de 500/250,6/250,6 kV no terminal retificador, e 500/319,2/319,2 kV no inversor. Cada banco de transformadores possui comutação de tap com steps de 1,25%, para adequar o nível de tensão aplicado nas válvulas conforme ocorrerem variações de tensão na rede CA. A Tabela 11 sintetiza os dados referentes aos transformadores.

Tabela 11 – Dados dos transformadores conversores.

Subestação	Primário (kV)	Secundário (kV)	Potência (MVA)	Reatância (pu)
Xingu	500	250,6	3x393,63 = 1181	0,15
Estreito	500	319,2	3x376,67 = 1130	0,15

Fonte: Autor.

6.1.3 Linha CC

A linha de transmissão sugerida pelo estudo consiste em linha aérea de 6 condutores por polo do tipo CAA "Lapwing" 1590 MCM. A resistência calculada para o condutor vale $0,0065 \Omega/km$, considerando-se uma temperatura de $50^{\circ}C$. O comprimento da linha considerado na simulação foi de 2.140 km, modelada conforme modelo pi equivalente de linha de transmissão do *Simulink*.

Além de linha de transmissão, entre os terminais é conectado, para cada polo, o reator de alisamento. Conforme relatório da EPE (2013), o valor adotado é de 300 mH, sendo dividido em duas indutâncias de 150 mH, um no barramento de 800 kV da linha e outro no neutro. Além da indutância, considera-se uma resistência interna de $0,06 \Omega$ nos reatores.

6.1.4 Filtros

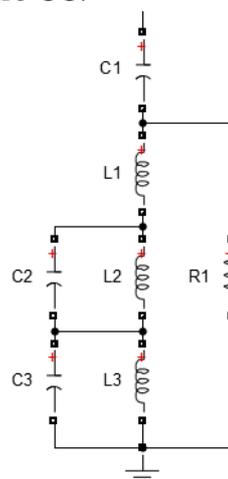
Foram considerados filtros genéricos no lado CC, inseridos no terminal retificador e inversor de cada polo, sintonizados para harmônicas de ordem 2/12/26. O circuito utilizado para o filtro é mostrado na Figura 68, cujos valores constam na Tabela 12.

Tabela 12 – Componentes dos filtros CC.

C1	1.05	μF
C2	3.285	μF
C3	5.073	μF
L1	6.501	mH
L2	405	mH
L3	8.207	mH
R	3000	Ω

Fonte: Adaptado de EPE (2013).

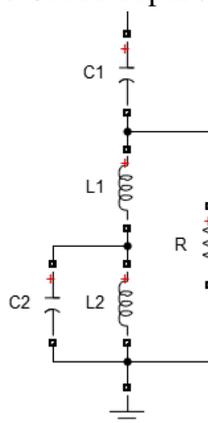
Figura 68 – Circuito do filtro CC.



Fonte: Autor.

No lado CA, foram empregados filtros para correção das distorções causadas pelo conversor, e bancos de capacitores para compensação de reativos. Conforme EPE (2013), na subestação de Xingu foram considerados o banco de capacitores, um filtro de dupla sintonia de $11^{\circ}/13^{\circ}$ e um de $24^{\circ}/36^{\circ}$, cada um com potência equivalente a 420 Mvar. Na subestação de Estreito, existe um filtro de 3° harmônico, dois filtros de dupla sintonia de $12^{\circ}/24^{\circ}$ e o banco de capacitores, cada um com potência de 400 Mvar. Os filtros de de dupla sintonia são montados conforme o circuito da Figura 69.

Figura 69 – Circuito do filtro CA de dupla sintonia.



Fonte: Autor.

Tabela 13 – Componentes dos filtros CA.

Filtro	Mvar	C ₁ (μF)	L ₁ (mH)	C ₂ (μF)	L ₂ (mH)	R ₁ (Ω)
11 th / 13 th	420	4,456	11,04	158,0	0,3114	1.400
24 th / 36 th	420	4,456	1,8275	26,75	0,3044	1.400
12 th / 24 th	420	4,244	5,7565	8,45	2,8913	1.400

Fonte: Adaptado de EPE (2013).

6.2 Simulação do Bipolo Xingu-Estreito

O sistema modelado no Capítulo 5 foi adaptado conforme as características do sistema descrito anteriormente, no intuito de simular a operação do Bipolo 1, de Belo Monte.

Além das alterações nos parâmetros dos equipamentos, como transformadores, filtros, linha de transmissão e sistemas equivalentes nos terminais, a topologia do circuito de transmissão foi modificada. Para a conversão em ± 800 kV, são necessárias duas pontes conversoras de 12 pulsos, ou seja, uma para cada polo da transmissão.

Como a transmissão é bipolar, um novo sistema de controle foi adicionado para a adição do polo positivo. Os controles entre os polos operam, inicialmente, de modo separado, de forma que as respostas de cada controlador sejam independentes.

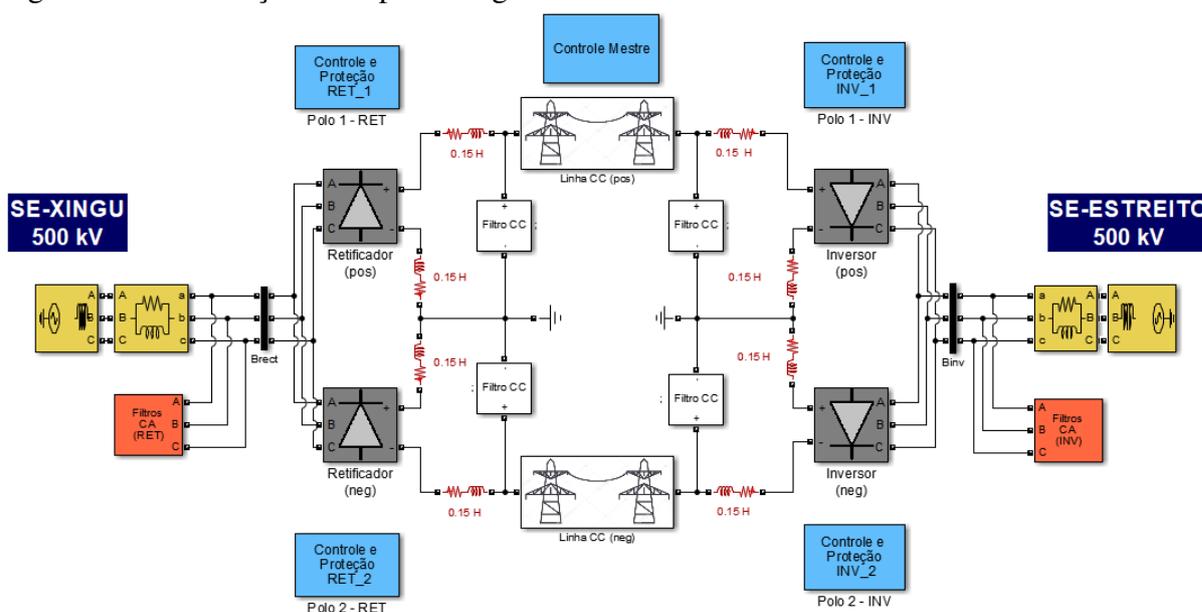
O diagrama geral do sistema implementado é mostrado na Figura 70. Na qual podem se observar o sistema completo de transmissão. Cada unidade conversora constitui um subsistema composto pelo transformador conversor e duas pontes conversoras de 6 pulsos. Além dos quatro blocos de controle - para o retificador e inversor de cada polo - também consta o Controle Mestre, no qual são gerados os sinais de referência para ordem de corrente, realizando o controle da potência transmitida.

As simulações serão apresentadas e discutidas nas seções seguintes, observando a operação do sistema em regime permanente, falhas na rede e interação entre os polos.

6.2.1 Regime permanente

Iniciando o sistema com a referência de tensão para ± 800 kV, a corrente é iniciada em rampa até o valor de 2.500 A. A tensão no lado CA do retificador apresenta uma pequena elevação em relação ao valor nominal de 500 kV devido aos capacitores presentes nos filtros. À medida em que os conversores passam a operar, consumindo reativos, a tensão CA é regulada. Verifica-se que a linha CC é sobrecarregada inicialmente devido ao *overshoot* causado pelo controlador, adquirindo valor nominal em regime em aproximadamente $t = 0,6$ s.

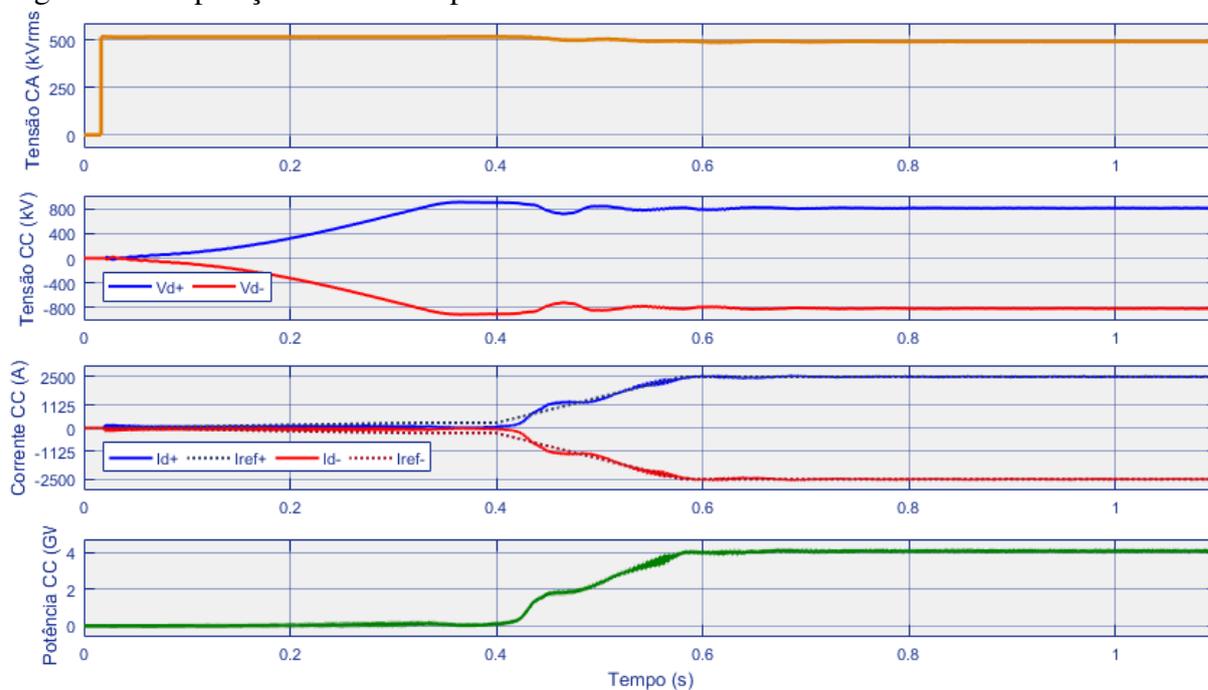
Figura 70 – Simulação do Bipolo Xingu-Estreito.



Fonte: Autor.

Neste instante, as correntes em ambos os polos atingem também seu valor nominal, e a potência transmitida pelo bipolo chega a 4.000 MW, indicando que toda a potência solicitada está sendo transmitida. A Figura 71 mostra os sinais da operação descrita.

Figura 71 – Operação normal - Bipolo 1.

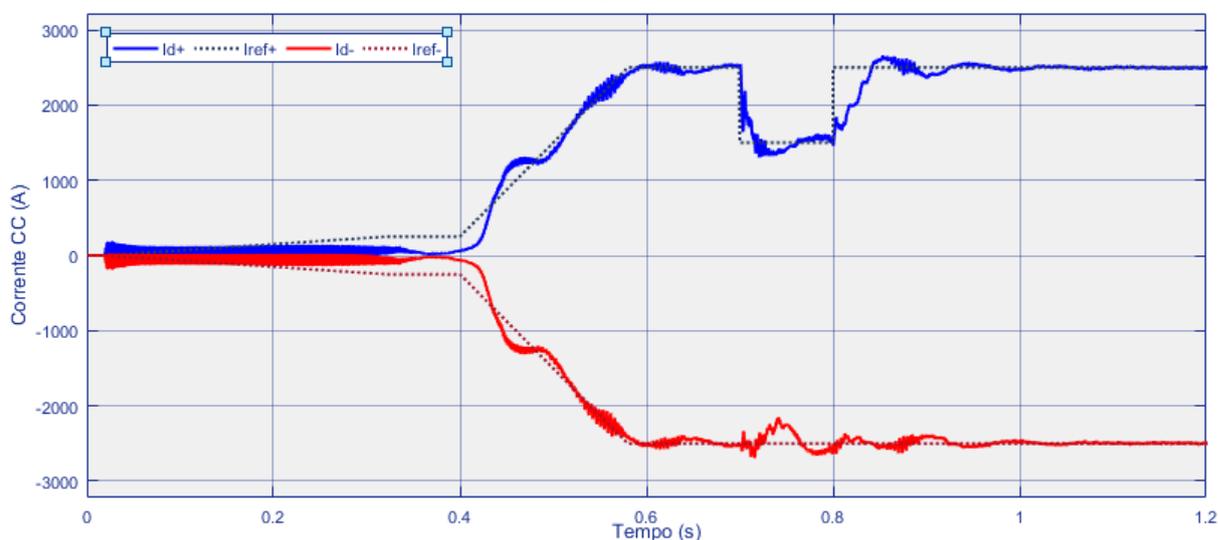


Fonte: Autor.

Para verificar o controlador, é forçada uma alteração no sinal de ordem de corrente em um único polo. Nota-se que o decréscimo na ordem de corrente do polo positivo é rapidamente

acompanhado pela controlador. A referência do polo negativo permanece inalterada, e a corrente neste polo sofre pequena perturbação transitória, conforme demonstrado na Figura 72

Figura 72 – Alteração na ordem de corrente - polo positivo.



Fonte: Autor.

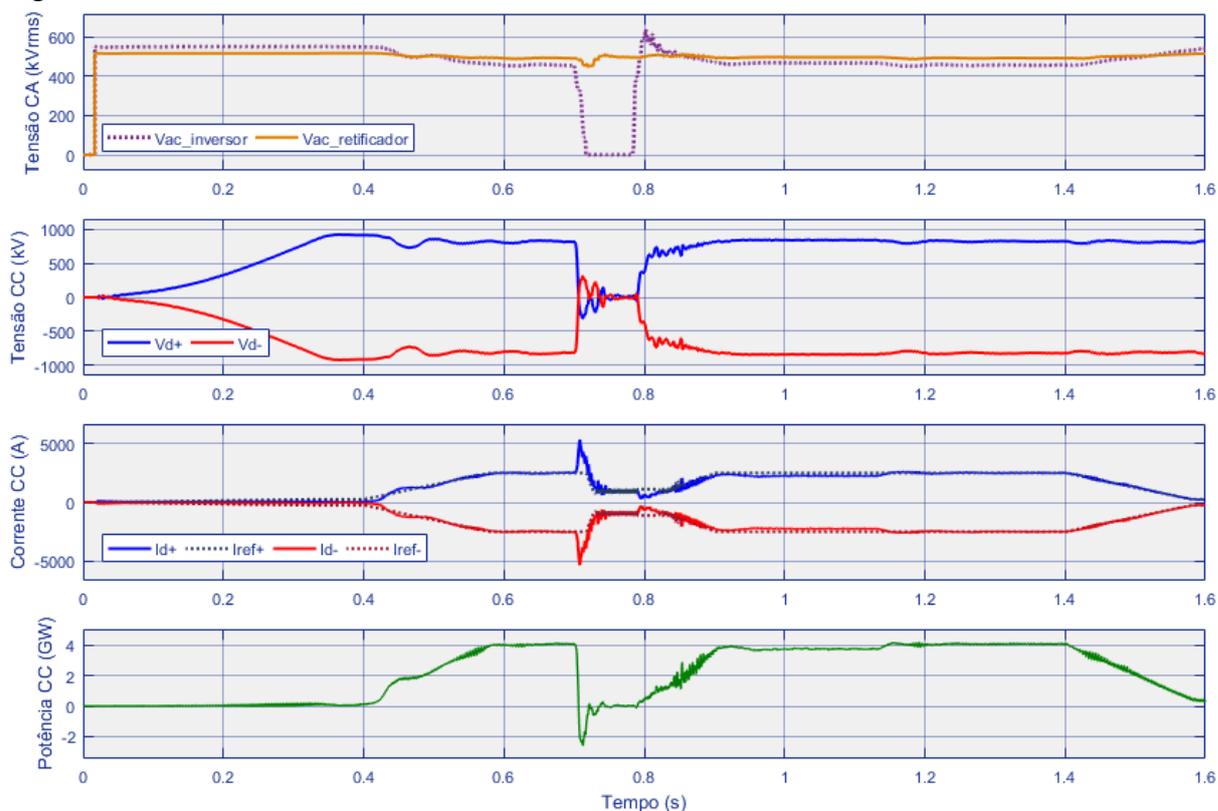
Durante a operação em regime permanente, o retificador atua no modo controlador de corrente, enquanto o inversor controla a tensão mantendo o ângulo de extinção constante.

6.2.2 Falha trifásica

Aplicando primeiramente um curto-circuito franco entre as três fases e a terra no terminal CA de Estreito, observa-se o comportamento do sistema conforme mostrado na Figura 73. A falha é aplicada em $t = 0,7$ s com duração de 5 ciclos. Nota-se que a tensão CA no lado inversor cai pra zero, gerando um pico de corrente seguido de queda na tensão CC. A função VDCOL passa a reduzir a corrente de referência e o controlador força a redução na corrente de falha. É possível perceber que no momento da falha, ambos os controladores alteram a característica de retificador e passam para a região de inversor, passando a ter sinal de tensão inverso. A tensão CA no terminal retificador é praticamente inafetada em relação à falha no terminal inversor. Apesar da extinção da falha em aproximadamente 0,8 s, o sistema atinge a recomposição completa para seu valor nominal em $t = 0,9$, devido à falha de comutação nas válvulas causada pela subtensão.

Quando a mesma falha ocorre no lado CA de Xingu, o efeito no sistema HVDC é diverso do caso anterior. Na Figura 74 pode-se observar, em $t = 0,7$ s a tensão CA no retificador cai pra zero, no entanto, a corrente imediatamente é também reduzida. Não havendo pico de

Figura 73 – Curto trifásico - Estreito.



Fonte: Autor.

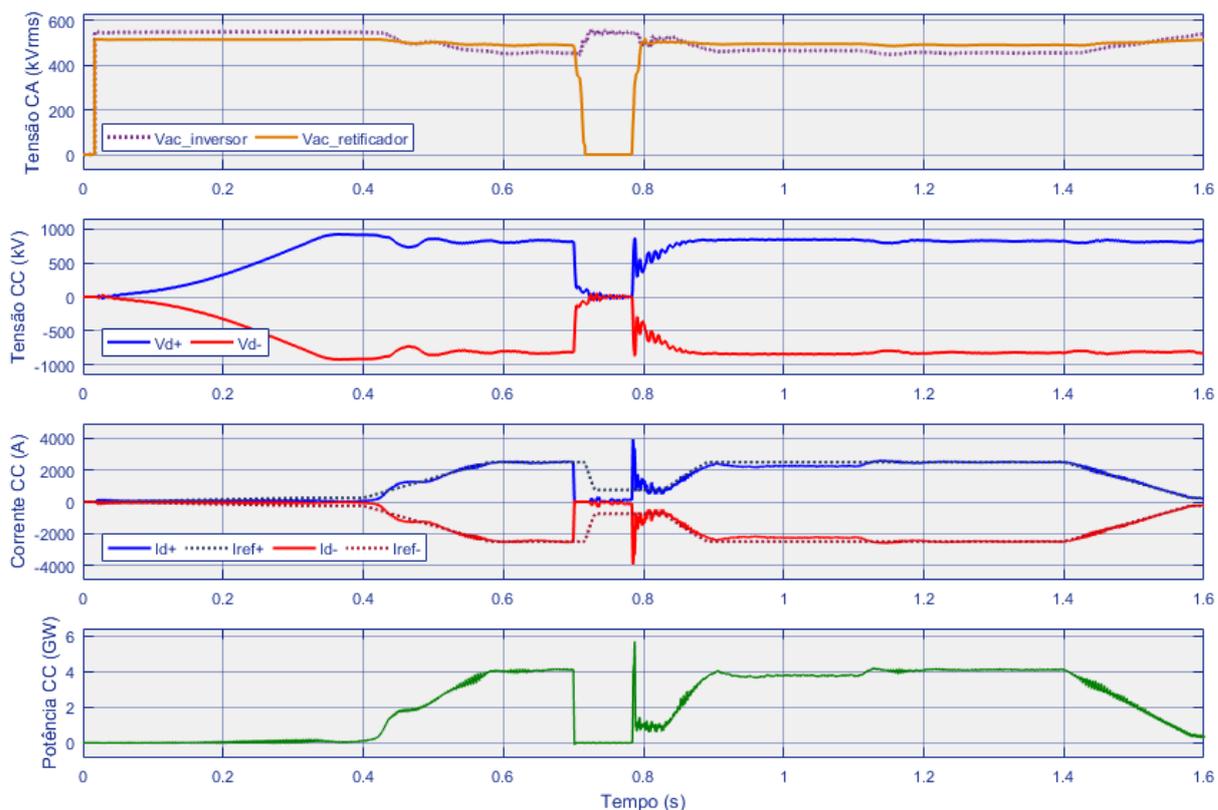
corrente no conversor, a tensão no lado CA do inversor sofre uma elevação durante a falha. Não havendo, também, inversão do modo de operação dos conversores, a potência vai a zero e se restabelece no instante em que é resolvida a falha, sem a ocorrência de falhas de comutação. No entanto, a atuação da função VDCOL reduz novamente a corrente até que a tensão na linha CC seja restabelecida. A potência transmitida é então restabelecida à medida em que a corrente volta subir, chegando ao seu valor nominal em aproximadamente 100 ms.

6.2.3 Falha monofásica

Aplicando uma falha do tipo monofásica à terra na barra CA de Estreito, em apenas uma das fases haverá ausência de tensão. Neste caso, conforme visto na Figura 75, ao se aplicar o curto monofásico na fase A durante 150ms, as tensões nas fases sãs permitem que ainda exista corrente na linha CC, portanto a corrente não vai a zero. Observa-se, no entanto, que o curto nas válvulas que se conectam à fase faltosa torna a tensão CC com sinal invertido. A subtensão neste grupo de válvulas causa uma falha de comutação, a potência transmitida passa por zero por alguns instantes até ser retomada a transmissão no sentido normal.

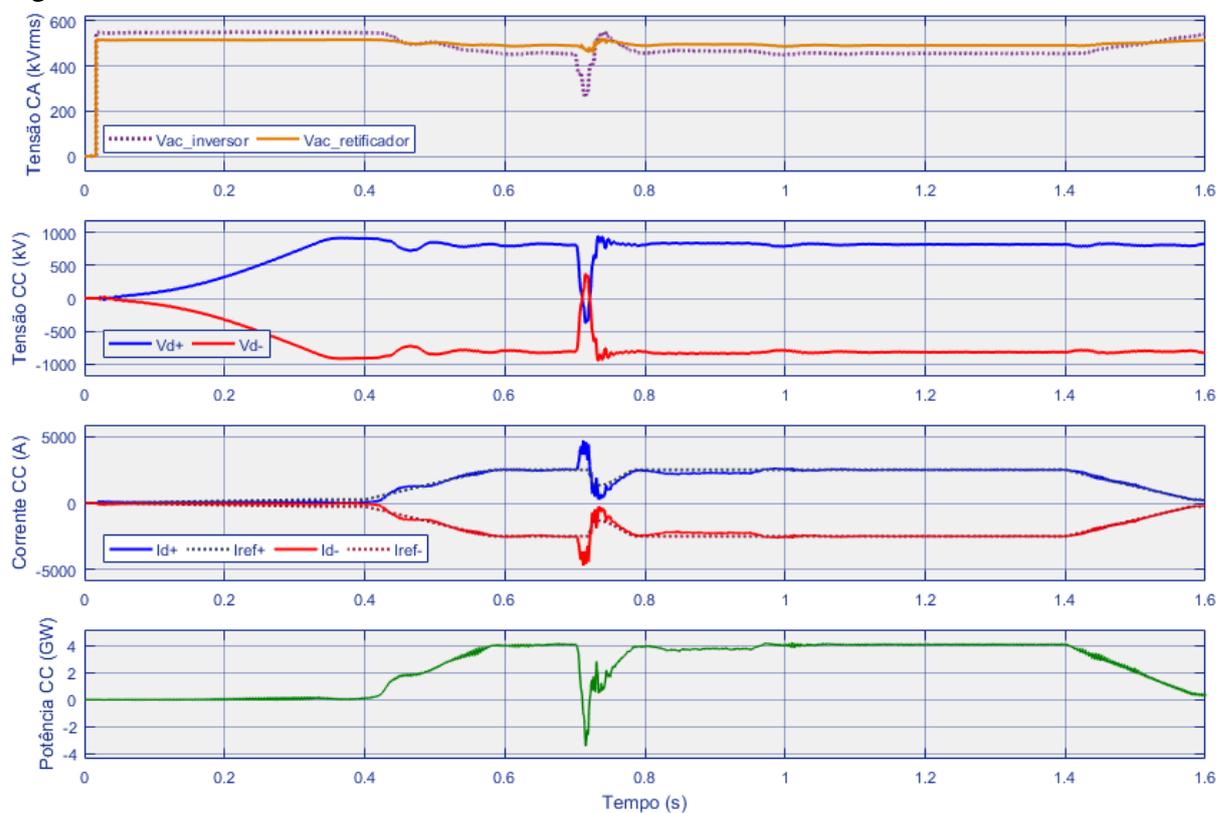
A corrente CC durante a falha no lado da SE Estreito é também reduzida pela ação

Figura 74 – Curto trifásico - Xingu.



Fonte: Autor.

Figura 75 – Curto monofásico - Estreito.

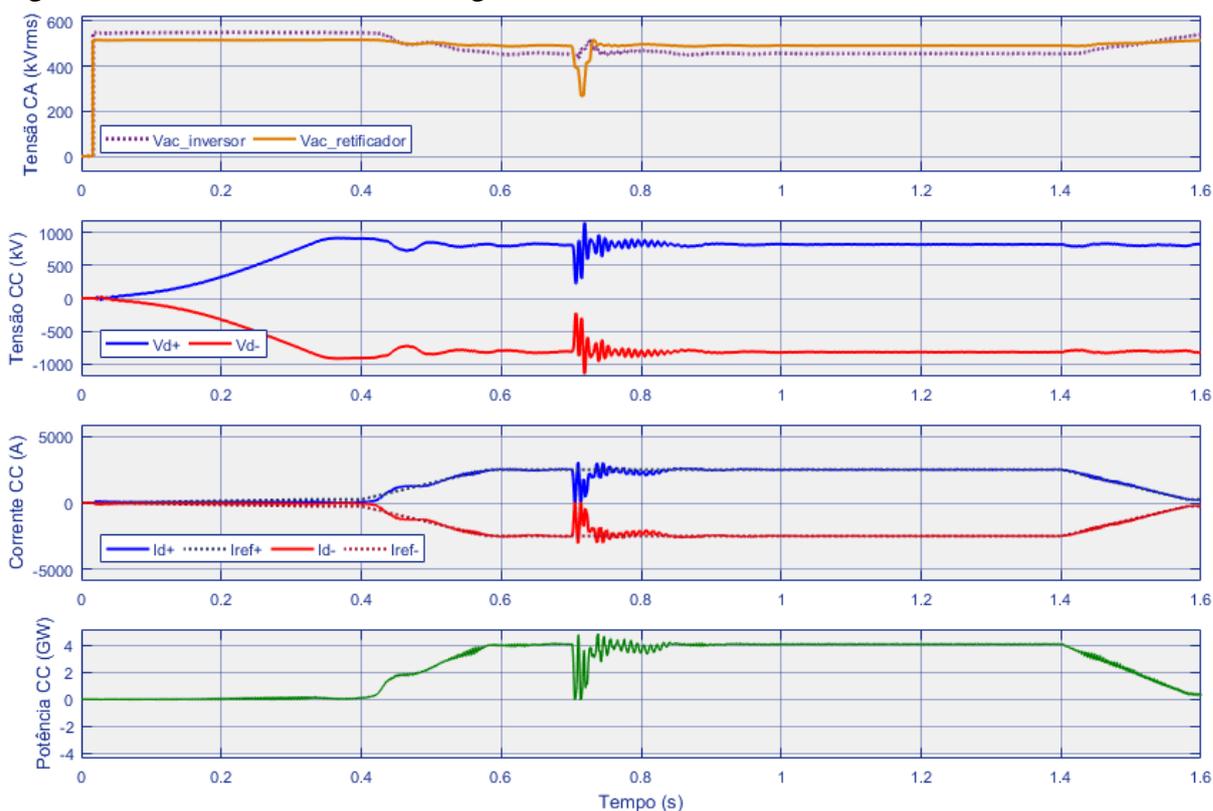


Fonte: Autor.

do controle, o que gera uma pequena elevação na tensão CA no momento de recuperação da falha.

Quando a falha monofásica ocorre no terminal Xingu, os efeitos são menos prejudiciais ao sistema HVDC. É mostrado na Figura 76, que o sentido da transmissão não tende transmitir a corrente de curto-circuito para o terminal retificador, sendo a corrente na linha CC afetada apenas pela variação de tensão que ocorre no lado CA. Com a perda da tensão de uma das fases, a tensão CC passa a oscilar conforme a ordem de comutação das válvulas. A oscilação rápida não dispara o limitador da função VDCOL, permanecendo a corrente de referência em 1 pu. Após a extinção da falha, o sistema é pouco afetado e se estabiliza rapidamente sem perdas significativas de transmissão.

Figura 76 – Curto monofásico - Xingu.



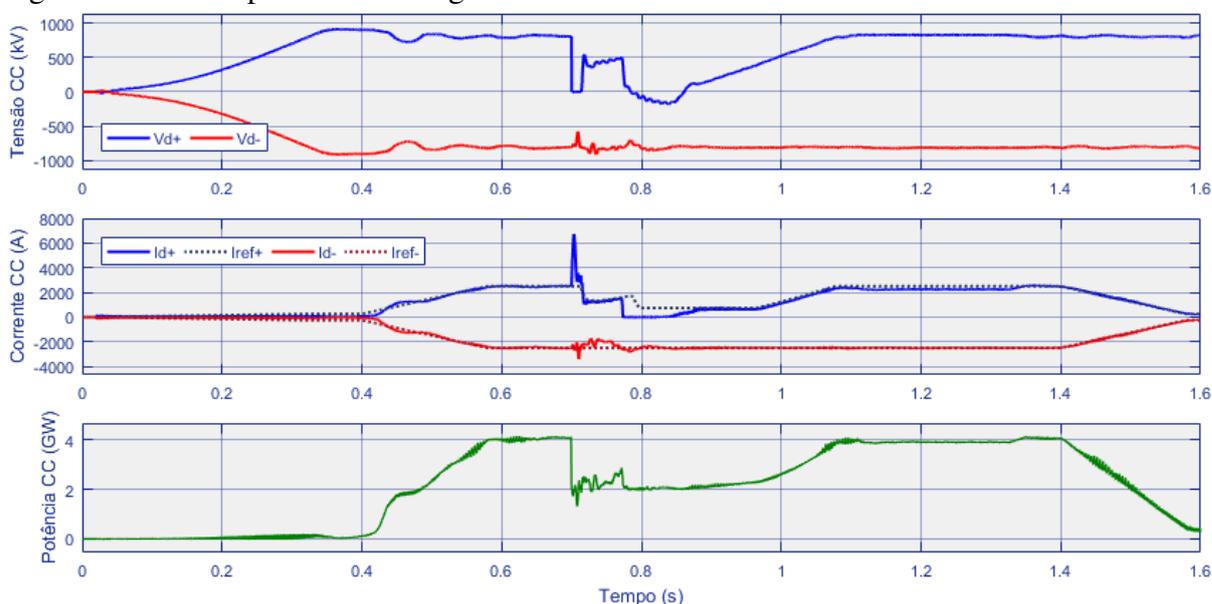
Fonte: Autor.

6.2.4 Falha na linha CC

As falhas na rede CA analisadas anteriormente afetam igualmente os dois polos do HVDC. Entretanto, falhas podem ocorrer na linha de transmissão de um dos polos de forma independente. Neste ponto, será simulada uma falha CC aplicada no polo positivo do sistema.

A Figura 77 mostra a resposta do bipolo ao curto-circuito franco polo-terra no retificador. Os controles dos polos atuam de forma independente. O polo positivo, submetido à falha, apresenta redução imediata na tensão CC, enquanto a corrente apresenta alto crescimento devido ao curto-circuito, chegando próximo de 6.800 A. Após a falha, a potência transmitida pelo polo positivo é nula, visto que não há tensão na linha. O polo negativo, no entanto, permanece operando de forma monopolar com retorno de corrente pela terra. A potência transmitida pelo bipolo é reduzida pela metade, e se restabelece em 4.000 MW após a atuação da proteção CC atuante no polo positivo.

Figura 77 – Curto polo-terra - Xingu.



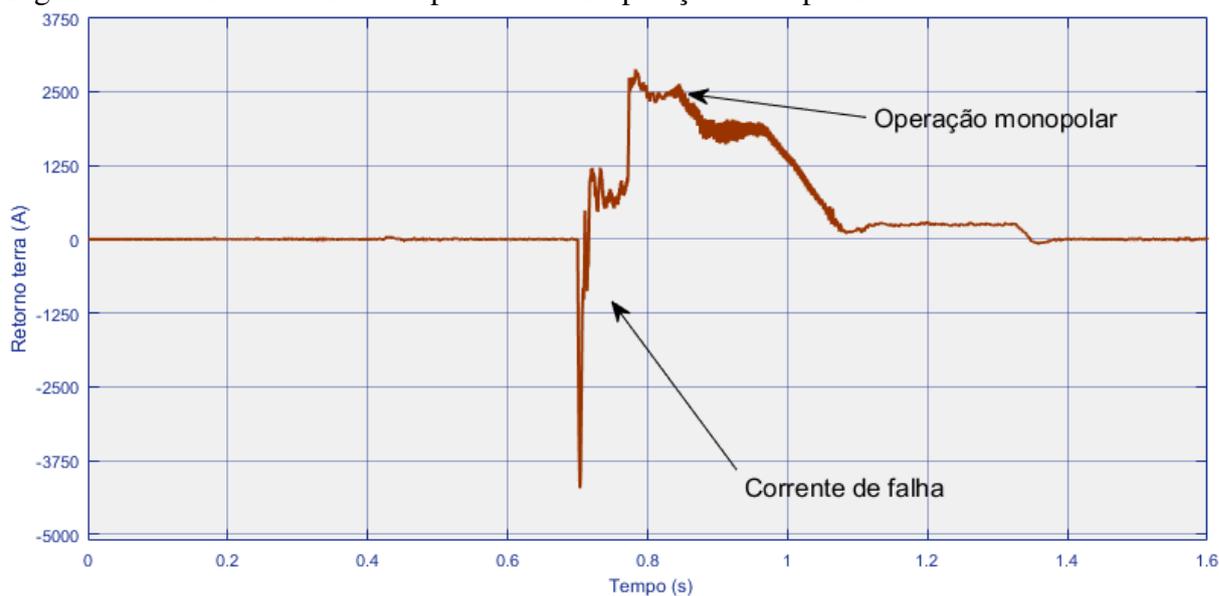
Fonte: Autor.

A Figura 78 mostra a variação da corrente de retorno pela terra no bipolo. No instante da falha, há a circulação da corrente de curto-circuito gerado no polo positivo. Quando a corrente no polo defeituoso cessa, o polo são continua operando com metade do valor nominal do bipolo. A possibilidade de operação monopolar evita que se perca toda a potência de transmissão, podendo gerar falhas em efeito cascata por variações na frequência.

6.2.5 Operação otimizada

Considerando a independência dos controladores de cada polo, foi implmentada uma melhoria na função do controle mestre. Atuando em um nível hierárquico acima do controle dos polos, o controle mestre pode atuar de modo que um polo possa suprir variações de potências de outro, otimizando a transmissão de energia. Para explorar essa possibilidade, foi adicionado ao

Figura 78 – Corrente de retorno pela terra em operação monopolar.



Fonte: Autor.

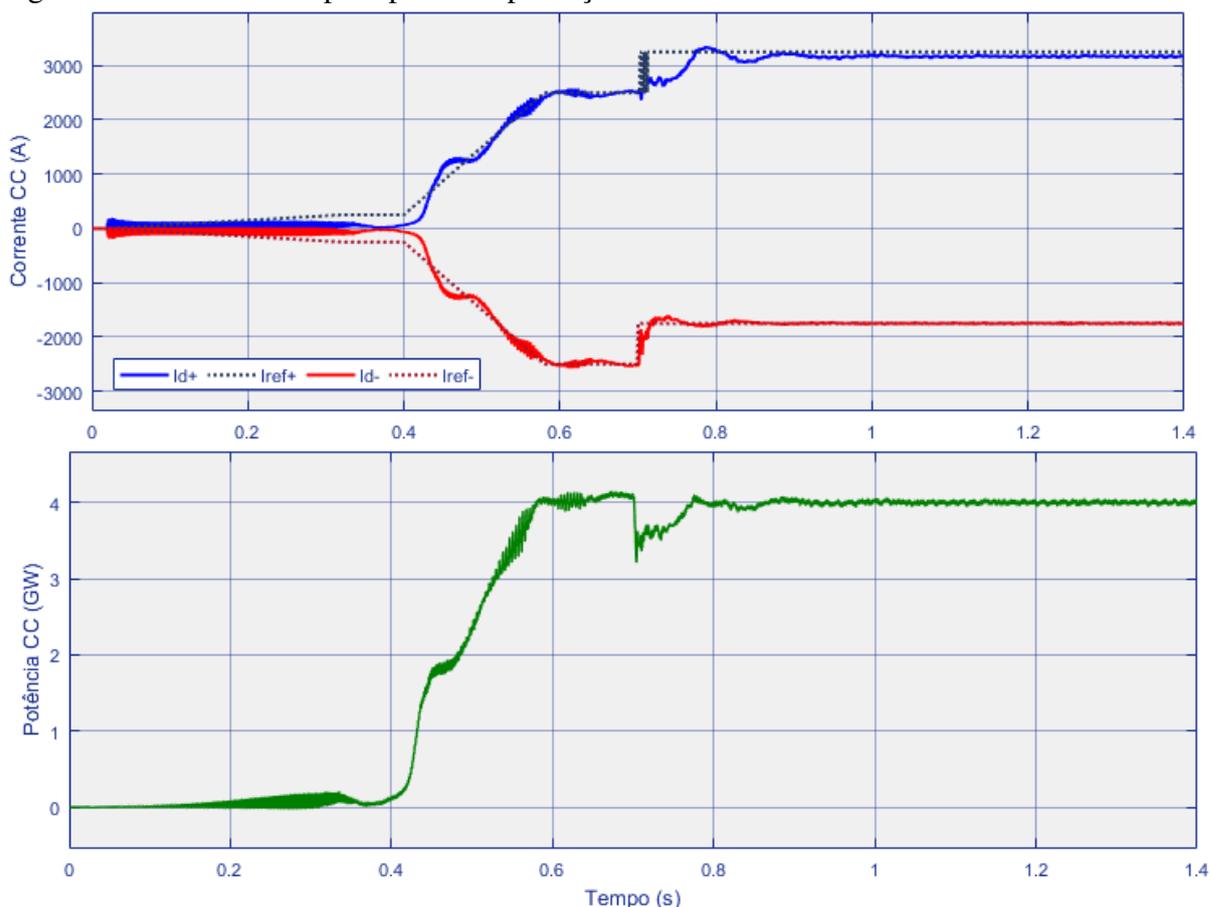
controle mestre uma unidade lógico para monitorar a potência transmitida de cada polo.

Inicialmente, foi configurada a ordem de corrente de cada polo para complementar uma redução na potência transmitida em apenas um polo. Para análise da atuação deste controle, foi simulado o caso com os seguintes parâmetros:

- Aumento da ordem de corrente do polo positivo em até 0,5 pu para reduções de até 0,5 pu no polo negativo;
- Redução forçada da ordem de corrente no polo negativo para 0,7 pu em $t = 0,7 s$

A Figura 79 demonstra o funcionamento desta função, mantendo a potência transmitida no eixo através de uma sobrecarga temporária em um polo para compensação da perda de potência no outro.

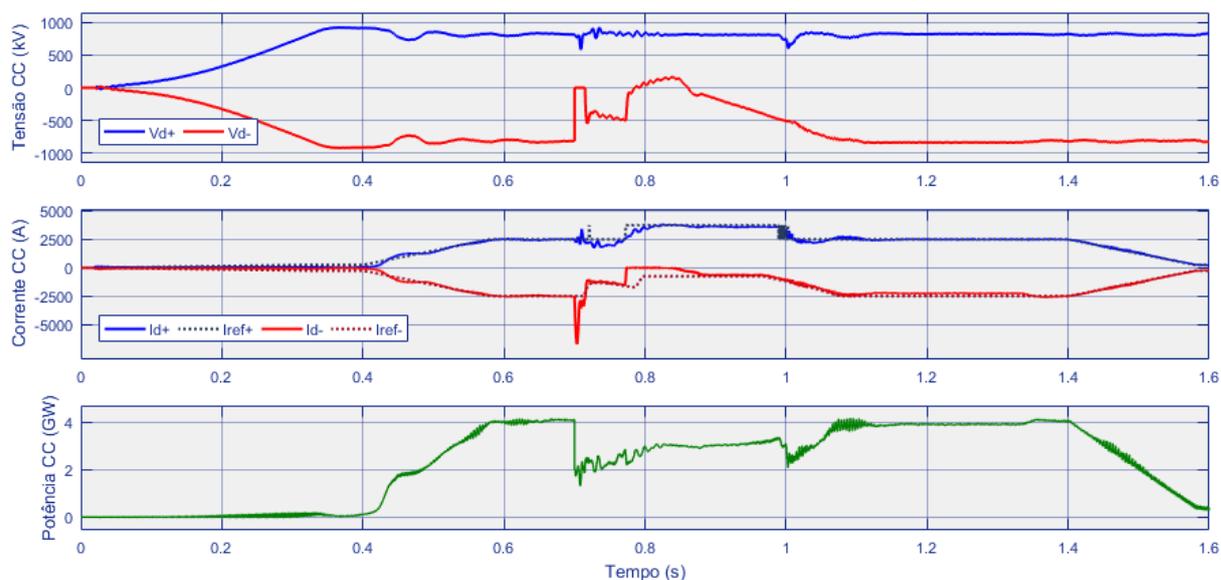
Figura 79 – Controle de polo para compensação.



Fonte: Autor.

Em hipótese de perda de um polo, este controle pode determinar a operação em sobrecarga. A Figura 80 mostra o caso de uma falha no polo negativo da conversora de Xingu. O controle mestre foi parametrizado para um ajuste de 50% de sobrecarga na operação monopolar, reduzindo a perda de transmissão quando há perda de um polo.

Figura 80 – Operação monopolar em sobrecarga temporária.



Fonte: Autor.

A comparação com o caso anteriormente analisado sem a operação em sobrecarga mostra que pode-se otimizar a transferência de energia em condições de falha. Esta operação, no entanto, não deve ser feita em regime permanente, pois a sobrecorrente pode causar danos aos equipamentos bem como prejuízos ambientais devido à alta corrente retornando pela terra.

6.3 Conclusões do Capítulo

Este capítulo realiza uma descrição do projeto do Bipolo 1, destinado a escoar a potência da usina de Belo Monte, no Pará.

Os equipamentos e parâmetros do sistema foram enunciados conforme estudo prévio realizado pela EPE, que serviu como diretriz para o leilão realizado pela ANEEL para execução e operação do sistema de transmissão em HVDC.

Os dados foram implementados em sistema computacional em plataforma *Simulink*, de modo a reproduzir a operação da linha de transmissão em condições específicas de funcionamento.

Os efeitos de diversas falhas foram analisados e foi detalhado o comportamento do sistema em resposta a cada tipo de defeito. Por fim, foram discutidas estratégias de controle para contribuir com a eficiência da transmissão de energia em condições adversas através da operação bipolar.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Apesar de bastante consolidado e difundido, o uso da corrente alternada apresenta algumas desvantagens e limitações. A tecnologia de semicondutores permitiu um grande avanço na implementação de conversores para transmissão de energia em corrente contínua.

Sistemas de grandes dimensões podem se beneficiar com o uso desta tecnologia, sendo a distância de transmissão elevada um dos fatores que mais contribuem para a viabilidade do uso de sistemas HVDC.

A utilização de sistemas HVDC vem crescendo em todo o mundo, sendo o Brasil um país cujas características favorecem a implementação de projetos desta natureza. Considerando os exemplos da China e Índia, o Brasil vem se consolidando com projetos de integração de subsistemas utilizando a transmissão em HVDC. Casos já implementados apresentam sucesso operacional, que justificam o surgimento de novos projetos.

Pode-se visualizar, a partir do cenário atual de pesquisas na área, que a linha de evolução a ser seguida envolve o desenvolvimento das tecnologias VSC, que apresentam maior flexibilidade operacional, no entanto, apresentam maiores perdas na conversão e portanto ainda necessita de amadurecimento.

O tipo de transmissão abordado neste trabalho - LCC, porém, ainda é uma tecnologia bastante atual, sendo a alternativa preferida na transmissão de energia em larga escala a longas distâncias.

O sistema analisado através de simulação computacional mostra-se coerente com a teoria apresentada. Os resultados obtidos com as simulações atestam que os sistemas de controle utilizados são eficientes na operação do elo CC em conjunto com a rede CA.

A análise do sistema genérico em simulação mostrou as características do comportamento de um sistema LCC quando submetido a falhas na rede CA e falhas entre polo e terra. A corrente de curto-circuito oriunda de uma falha na rede CA pode apresentar um pico na corrente CC, caso a falha seja do lado do inversor. Apesar do aumento na corrente, o elo CC reduz rapidamente as correntes de falha através do controle via ângulo dos tiristores.

Falhas de comutação são frequentes em sistemas LCC e podem reduzir a capacidade de transmissão de energia mesmo após a subtensão, devido à redução do ângulo γ . Foi verificado que sistemas de baixo SCR apresentam maior vulnerabilidade a esse tipo de falha.

O sistema de proteção CC adotado mostrou-se capaz de solucionar problemas causados por falhas na linha CC, visto que os tiristores por si só não são capazes de retornar à operação

após uma falha à terra.

O modelo utilizado para reprodução do Bipolo 1 de Belo Monte mostrou-se satisfatório. A operação em regime permanente apresenta uma sobretensão inicial na linha CC até atingir o regime permanente, porém é capaz de alcançar o nível de potência desejado de 4.000 MW (2,5 kA e ± 800 kV).

A análise de falhas no sistema permite categorizar cada tipo de defeito conforme a resposta dos conversores. Foi visto que existem características peculiares dependendo do local e condições da falha, o que pode ser de grande auxílio para análises oscilográficas pós-falha.

A implementação do controle independente para cada polo permitiu uma maior flexibilidade na operação, podendo o sistema mudar da operação bipolar para monopolar utilizando os eletrodos de terra como condutor de retorno. A potência transmitida é reduzida pela metade nestas condições, porém o sistema continua operando.

Por fim, foi verificada uma estratégia de controle entre polos, possibilitando a comunicação entre as referências de corrente para tentar manter a transmissão de potência nominal do sistema. Em casos de falhas em que se perde um polo, verificou-se que é possível forçar a operação em sobrecarga para suprir a perda de potência enquanto durar a falha. No entanto, esta operação não deve ser duradoura, sob o risco de danos aos equipamentos ou prejuízos relacionados à alta corrente circulando pela terra.

7.1 Sugestões de trabalhos futuros

A aplicabilidade do HVDC apresenta uma ampla possibilidade de desenvolvimento. Diversas possibilidades dentro deste escopo podem ser exploradas no desenvolvimento do tema. Como exemplo, destacam-se algumas dessas possibilidades:

- Avaliação do sistema com mesma potência através de tecnologia VSC;
- Alterações necessárias para adaptação do sistema simulado para um modelo multi-terminal com três conversores;
- Estudo de estabilidade realizado mediante a modelagem de máquinas síncronas na rede CA;
- Análise dos efeitos de sistema *multi-infeed* com um segundo Bipolo de transmissão HVDC;
- Estudo da viabilidade de utilização de HVDC para interconexão de parques eólicos off-shore no Brasil.

REFERÊNCIAS

- ABB GROUP. **Integrating offshore wind energy: An engineering challenge.** 2015. Disponível em: <<https://slideplayer.com/slide/5338702/>>. Acesso em: 15 set. 2018.
- AHMED, Z. S.; HADJERI, S.; KHATIR, M.; FELLAH, M.-K. **Study of Commutation Failures in an HVDC Inverter due to AC System Faults.** [S.l.]: Research Gate, 2010.
- ARRILLAGA, J. **High Voltage Direct Current Transmission.** London, UK: Institution of Engineering and Technology, 2008.
- ARRILLAGA, J.; LIU, Y. H.; WATSON, N. R. **Flexible Power Transmission: The hvdc options.** Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd., 2007.
- ARRILLAGA, J.; SMITH, B. **AC-DC Power System Analysis.** London, UK: Institution of Electrical Engineers, 1998.
- BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA. **Relatório de Impacto Ambiental: Linha de Transmissão CC ± 800 kV Xingu / Estreito e instalações associadas.**[S.l.: s.n.], 2014.
- CASORIA, S.; MAHSEREDJIAN, J.; ROUSSEL, R.; BEAUDRY, J.; SYBILLE, G. **A portable and unified approach to control system simulation.** 2018.
- EPE. **Expansão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste Elo de Corrente Contínua +- 800 kV Xingu –T.Minas.** 2013.
- FLOURENTZOU, N.; AGELIDIS, V. G.; DEMETRIADES, G. D. **VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An overview.** 2009. 592–602 p.
- FRONTIN, S. de O.; ETT, G.; SAIKI, G. Y.; JARDINI, J. A.; TANNURI, J. G.; REIS, L. B.; MASUDA, M.; SANTOS, M. L.; ARNEZ, R. L. V.; CASOLARI, R. P.; SOUSA, T. **Alternativas não convencionais para a transmissão de energia elétrica: Estado da arte.** Brasília: Projeto Transmitir, 2011.
- GRAHAM, J. **Aplicações do HVDC nos Sistemas de Energia.** 2002. Apresentação publicada pela ABB. Disponível em: <[http://www02.abb.com/global/brabb/brabb155.nsf/99ad595c32e0c2d9c12566e1000a4540/29f4723e428ce96103256f560055c39a/\\$FILE/HVDC%20Applications%20John%20Graham%20%20port_reduzida_cd.pdf](http://www02.abb.com/global/brabb/brabb155.nsf/99ad595c32e0c2d9c12566e1000a4540/29f4723e428ce96103256f560055c39a/$FILE/HVDC%20Applications%20John%20Graham%20%20port_reduzida_cd.pdf)>. Acesso em: 11 set. 2018.
- GUO, C.; ZHANG, Y.; GOLE, A. M.; ZHAO, C. **Analysis of Dual-Infeed HVDC With LCC–HVDC and VSC–HVDC.** 2012. 1529-1537 p.
- HART, D. W. **Eletrônica de Potência: análise e projetos de circuitos.** [S.l.]: McGraw Hill, 2012.
- HYDRO-QUEBEC. **Power System Blockset: For use with simulink®.** Natick, MA, 2000. 426 p.
- IEEE. **IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities.** 1997. 1-216 p.

KHATIR, M.; AHMED, Z. sid; HADJERI, S.; FELLAH, M.-K.; DAHOU, O. **Effect of the DC control on recovery from commutation failures in an HVDC inverter feeding a weak AC network**. 2007. 200-206 p.

KIM, C.-K.; SOOD, V. K.; JANG, G.-S.; LIM, S.-J.; LEE, S.-J. **HVDC Transmission: Power conversion applications in power systems**. 2 Clementi Loop, #02-01, Singapore 129809: John Wiley & Sons (Asia), 2009.

KIMBARK, E. W. **Direct Current Transmission**. Canada: Wiley Interscience, 1971.

KJØRHOLT Åsa M. H. Master of Energy and Environmental Engineering, **HVDC Transmission Using a Bipolar Configuration Composed of an LCC and MMC**. Trondheim: [s.n.], 2014.

LINS, S. M. de A. Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, **Soluções de Controlo para Redes HVDC Multi-terminal**. Porto: [s.n.], 2012.

LUDOIS, D.; VENKATARAMANAN, G. **An Examination of AC/HVDC Power Circuits for Interconnecting Bulk Wind Generation with the Electric Grid**. [S.l.]: MDPI, 2010. 1263–1289 p.

LYU, J.; CAI, X.; MOLINAS, M. **Frequency Domain Stability Analysis of MMC-Based HVdc for Wind Farm Integration**. 2016. 141-151 p.

MATHWORKS. **Thyristor-Based HVDC Link**. 2018. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ug/thyristor-based-hvdc-link.html>>. Acesso em: 08 ago. 2018.

OLIVEIRA, J. D. A. D. Mestrado em Engenharia Elétrica, **Avaliação da Operação do Sistema HVDC de Interligação do Complexo do Rio Madeira à Região Sul do Sistema Elétrico Brasileiro**. Fortaleza: [s.n.], 2015.

ONI, O. E.; DAVIDSON, I. E.; MBANGULA, K. N. I. **A Review of LCC-HVDC and VSC-HVDC Technologies and Applications**. [S.l.]: IEEE, 2016.

PADIYAR, K. R. **HVDC Power Transmission Systems**. 27 Old Gloucester Street, London, UK: New Academic Science, 2017.

PIWKO, R.; LEONARD, D.; NOLAN, J.; THORPE, J. **High-voltage direct current handbook: First edition**.

POWERLINE. **Changing Power Dynamics: HvdC reshaping india's energy future**. 2017. Disponível em: <<https://powerline.net.in/2017/11/02/changing-power-dynamics/>>. Acesso em: 15 set. 2018.

QIN, X.; ZENG, P.; ZHOU, Q.; DAI, Q.; CHEN, J. **Study on the development and reliability of HVDC transmission systems in China**. 2016. 1-6 p.

RADZUAN, R.; RAOP, M. A. A.; SALLEH, M. K. M.; HAMZAH, M. K.; ZAWAWI, R. A. **The designs of low power AC-DC converter for power electronics system applications**. [S.l.]: IEEE Symposium, 2012. 98–117 p.

RAHIMI, E. **Voltage Interactions and Commutation Failure Phenomena in Multi-Infeed HVDC Systems**. Winnipeg, Manitoba: [s.n.], 2011.

RUDERVALL, R.; CHARPENTIER, J. P.; SHARMA, R. High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper. 2000.

SAIED, B.; ANTAR, R.; KHALIL, R.; PUTRUS, G. A. **HVDC link power quality improvement using a modified active power filter**. 2012.

SANTOS, G. J. C. Mestrado em Engenharia Elétrica, **Análise da segmentação da rede elétrica através de elos HVDC para redução de desligamentos em cascata e apagões**. 2017. 90 f. Belo Horizonte: [s.n.], 2017.

SIEMENS. **High Voltage Direct Current Transmission: Proven technology for power exchange**. Siemens AG, 2011. Disponível em: <https://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC_Proven_Technology.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2018.

SNEATH, J.; RAJAPAKSE, A. D. **Fault Detection and Interruption in an Earthed HVDC Grid Using ROCOV and Hybrid DC Breakers**. 2016. 973-981 p.

SOUZA, Y. R. de. Mestrado em Engenharia Elétrica, **Análise da Interação entre Elos de Corrente Contínua em Redes Eletricamente Próximas**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

VASCONCELOS, L. A. **Metodologia para representação de sistemas de transmissão em corrente contínua multiterminais no problema de fluxo de potência**. 2014. 206 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia: Universidade Federal de Juiz de Fora, 2014.

WATANABE, E. H.; PORTUGAL, P. M. M.; LEBRE, J. R. **Hybrid HVDC (HVDC) System Using Current and Voltage Source Converters**. [S.l.]: MDPI, 2018.

WOLF, G.; ADAPA, R. **2017 Was A Fantastic Year For HVDC Technologies**. TD World, 2018. Disponível em: <<https://www.tdworld.com/hvdc/2017-was-fantastic-year-hvdc-technologies>>. Acesso em: 15 set. 2018.

XUE, Y.; ZHANG, X.; YANG, C. **Elimination of Commutation Failures of LCC HVDC System with Controllable Capacitors**. 2016. 3289-3299 p.

YANG, J.; FLETCHER, J. E.; O'REILLY, J. **Short-Circuit and Ground Fault Analyses and Location in VSC-Based DC Network Cables**. 2012. 3827-3837 p.

ZHANG, L.; DOFNAS, L. **A Novel Method to Mitigate Commutation Failures in HVDC Systems**. [S.l.]: ABB Utilities Power System Technology, 2002. 51-56 p.