UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA POLITÉCNICA

Andrei Oliveira Mota Porfiro

**Análise de sistemas de transmissão
HVDC baseados em conversores
modulares multiníveis frente descargas
atmosféricas**

São Paulo
2018

Andrei Oliveira Mota Porfiro

**Análise de sistemas de transmissão
HVDC baseados em conversores
modulares multiníveis frente descargas
atmosféricas**

Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica
para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Coelho Marques da Costa

Coorientador: Prof. Dr. Renato Machado Monaro

São Paulo

2018

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: Andrei Oliveira Mota Porfiro

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Porfiro, Andrei Oliveira Mota

Análise de sistemas de transmissão HVDC baseados em conversores modulares multiníveis frente descargas atmosféricas / A. O. M. Porfiro -- versão corr. -- São Paulo, 2018.

94 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.HVDC 2.MMC 3.Descarga atmosférica 4.Para-raios 5.PSCAD/EMTDC
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, aos meus pais, que me mostraram o caminho correto, aos meus amigos e, principalmente, à minha namorada, que tanto me auxiliou nas horas difíceis, pois sem ela não seria possível realizar este sonho.

Agradecimentos

À Deus.

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

À Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo, pelo apoio financeiro que me permitiu a conclusão desta pesquisa.

Ao orientador, Prof. Dr. Eduardo Coelho Marques da Costa, pela disposição em ajudar tanto profissionalmente como pessoalmente.

Ao coorientador, Prof. Dr. Renato Machado Monaro, pelo acompanhamento pontual e competente.

Ao Prof. Dr. José Humberto Araújo Monteiro, da Universidade Federal do Acre, por tornar possível a realização deste mestrado.

Aos demais professores que conheci ao longo desta jornada.

A todos os que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta pesquisa.

A todos os membros da banca.

Resumo

Porfiro, A. O. M. **Análise de sistemas de transmissão HVDC baseados em conversores modulares multiníveis frente descargas atmosféricas.** 92 p. Dissertação de mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2018.

Atualmente, em virtude do aumento da demanda energética surgem diversas preocupações devido à escassez dos recursos energéticos tradicionais e os impactos ambientais proporcionados pelos mesmos. Neste contexto, para atender a demanda, diversos investimentos têm sido feitos no desenvolvimento de gerações alternativas e renováveis de energia, bem como na interconexão entre países para exportação de energia. Assim, os estudos exigem soluções mais eficazes para transmissão de energia elétrica, como os sistemas de transmissão *High Voltage Direct Current* (HVDC), uma alternativa aos sistemas de transmissão atuais, que são predominantemente em Corrente Alternada (CA). Dentre as principais vantagens dos sistemas HVDC, destaca-se a possibilidade de transmissão de grandes montantes de energia a longas distâncias com baixas perdas. Desta forma, eles estão susceptíveis às mais diversas condições meteorológicas e geográficas, em regiões isoladas, o que os tornam vulneráveis a descargas atmosféricas, afetando a segurança do sistema. Assim, neste trabalho, foi simulado um sistema HVDC, utilizando conversores *Voltage Source Converter* (VSC) do tipo modular multinível, do inglês *Modular Multi-level Converter* (MMC), frente descargas atmosféricas. Foram analisados diversos casos, visando verificar o comportamento dos conversores e validar a eficácia da utilização de para-raios de óxido metálico, comumente chamado de para-raios de óxido de zinco (ZnO), visto que este é um componente geralmente empregado em sistemas CA. O trabalho apresenta uma revisão acerca dos sistemas *VSC-based HVDC* (VSC-HVDC), tratando principalmente dos conversores MMC. Também foram descritos todos os modelos utilizados nas simulações, as quais foram realizadas através do *software* PSCAD/EMTDC. Concluiu-se que o correto dimensionamento e locação dos para-raios operam adequadamente em sistemas Corrente Contínua (CC). Um outro fato interessante é que a sobretensão gerada

pelo surto atmosférico se propaga para o lado CA ao incidir no lado CC, mas o contrário não ocorre.

Palavras-chave: HVDC. MMC. Descarga atmosférica. Para-raios. PSCAD/EMTDC..

Abstract

Porfiro, A. O. M. **Analysis of HVDC transmission systems based on multilevel modular converters against lightnings**. 92 p. Master Thesis – Polytechnic School, University of São Paulo, 2018.

Nowadays, due to the increase in energy demand, several concerns arise due to the scarcity of traditional energy resources and the environmental impacts. In this context, to meet the demand, several investments have been made in the development of alternative and renewable generations of energy, as well as in the interconnection among countries for energy exports. Thus, studies require more effective solutions for electric power transmission, such as VSC-HVDC systems, an alternative to current transmission systems, which are predominantly in CA. Among the main advantages of VSC-HVDC systems, we can highlight the possibility of transmitting large amounts of energy over long distances with low losses. In this way, they are susceptible to the most diverse meteorological and geographic conditions, in isolated regions, which make them vulnerable to lightning, affecting the safety of the system. Thus, in this work, an HVDC system was simulated using VSC converters of the multilevel modular type (MMC) in front of lightnings. Several cases were analyzed in order to verify the behavior of the converters and validate the effectiveness of the use of metal oxide arresters, also known as ZnO arresters, since this is a commonly used component in CA systems. The work presents a review about the VSC-HVDC systems, mainly dealing with the MMC converters. We also described all the models used in the simulations, which were performed through the PSCAD/EMTDC software. It was concluded that the correct dimensioning and location of the arresters operate properly in CC systems. Another interesting fact is that the overvoltage generated by the lightning propagates to the AC side when it hits the CC side, but the reverse does not occur.

Keywords: HVDC. MMC. Lightning. Arrester. PSCAD/EMTDC..

Lista de ilustrações

Figura 1 – Variação dos custos de acordo com a distância para os sistemas CC e CA.	21
Figura 2 – Configuração monopolar assimétrica.	27
Figura 3 – Configuração monopolar simétrica.	28
Figura 4 – Configuração bipolar.	29
Figura 5 – Configuração <i>back-to-back</i>	29
Figura 6 – Sistema <i>back-to-back</i> na subestação coletora do Complexo Madeira. . .	30
Figura 7 – Configuração multi-terminal.	31
Figura 8 – Sistema VSC-HVDC típico.	31
Figura 9 – Conversores VSC meia ponte (a) monopolar e (b) trifásico.	34
Figura 10 – Conversor de três níveis.	35
Figura 11 – Conversor MMC.	36
Figura 12 – Conversor em ponte completa monofásico.	37
Figura 13 – Modos de operação de um submódulo em meia ponte.	38
Figura 14 – Conversor MMC com cinco níveis.	40
Figura 15 – Técnica de controle do MMC.	41
Figura 16 – Principais técnicas de modulação para o MMC.	42
Figura 17 – Controle interno de correntes.	43
Figura 18 – Esquema de controle de potências.	44
Figura 19 – Esquema de controle de tensão CC.	46
Figura 20 – Esquema de controle de tensão CA.	46
Figura 21 – Esquema de controle de correntes circulantes.	47
Figura 22 – Principais técnicas de modulação para o MMC.	48
Figura 23 – Técnicas PWM para o MMC.	48
Figura 24 – Portadoras do tipo PSC.	49
Figura 25 – Processo de formação da descarga atmosférica negativa.	52
Figura 26 – Curva de Heidler.	55

Figura 27 – Para-raios instalados no lado CC da saída do conversor, na Usina de Itaipu.	60
Figura 28 – Curva característica VxI do para-raios de óxido metálico.	61
Figura 29 – Modelos do para-raios (a) CIGRÉ e (b) IEEE.	62
Figura 30 – Modelo para uma descarga atmosférica.	65
Figura 31 – Módulo gerador de surtos do PSCAD/EMTDC.	66
Figura 32 – Forma de onda da corrente do surto atmosférico.	67
Figura 33 – Módulo do para-raios no PSCAD/EMTDC.	67
Figura 34 – Curva característica do para-raios ASEA XAP-A.	69
Figura 35 – Perfil da estrutura da torre.	69
Figura 36 – Modelo Thevenin de um submódulo.	71
Figura 37 – Modelo Thevenin de N submódulos.	71
Figura 38 – Sistema MMC-HVDC simulado.	74
Figura 39 – Desempenho do sistema no caso 1, sem para-raios.	77
Figura 40 – Desempenho do sistema no caso 1, com para-raios.	78
Figura 41 – Desempenho do sistema no caso 2, sem para-raios.	80
Figura 42 – Desempenho do sistema no caso 2, com para-raios.	81
Figura 43 – Desempenho do sistema no caso 3, sem para-raios.	82
Figura 44 – Desempenho do sistema no caso 3, com para-raios.	83
Figura 45 – Desempenho do sistema no caso 4, sem para-raios.	84
Figura 46 – Desempenho do sistema no caso 4, com para-raios.	85

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros das descargas atmosféricas. Adaptado de Pedrosa (2013). .	53
Tabela 2 – Estados brasileiros com maiores índices de densidade de descargas. Fonte: ABNT (2015).	54
Tabela 3 – Capitais brasileiras com maiores índices de densidade de descargas.Fonte: ABNT (2015).	54
Tabela 4 – Parâmetros da forma de onda da descarga atmosférica.	66
Tabela 5 – Parâmetros padrões do para-raios ASEA XAP-A.	68
Tabela 6 – Parâmetros do PLL.	72
Tabela 7 – Parâmetros das redes CA.	74
Tabela 8 – Parâmetros dos conversores modulares multiníveis.	75
Tabela 9 – Parâmetros para o controle do terminal 1.	75
Tabela 10 – Parâmetros para o controle do terminal 2.	75

Lista de siglas

CC Corrente Contínua

CA Corrente Alternada

CIGRÉ *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*

CFO *Critical Flashover Voltage*

FACTS *Flexible Alternating Current Transmission Systems*

GTO *Gate Turn-Off Thyristor*

HVDC *High Voltage Direct Current*

IGBT *Insulated Gate Bipolar Transistor*

IEEE *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

INPE Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

LCC *Line-Commutated Converter*

LCC-HVDC *LCC-based HVDC*

MMC *Modular Multilevel Converter*

MMC-HVDC *MMC-based HVDC*

MOSFET *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*

MTDC *Multi-terminal Direct Current*

MCOV *Maximum Continuous Operating Voltage*

NPC *Neutral-Point Clamped*

PWM *Pulse Width Modulation*

PI Proporcional Integral

PLL *Phase-Locked Loop*

PSC-PWM *Phase-Shifted Carrier-Based PWM*

SPWM *Sinusoidal Pulse Width Modulation*

SIN Sistema Interligado Nacional

VSC *Voltage Source Converter*

VSC-HVDC *VSC-based HVDC*

ZnO óxido de zinco

Sumário

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Justificativa	24
1.2	Objetivo	24
1.3	Estrutura da dissertação	25
2	SISTEMAS DE TRANSMISSÃO VSC-HVDC	27
2.1	Topologias dos sistemas de transmissão HVDC	27
2.2	Componentes do sistema VSC-HVDC	31
2.2.1	Conversores fontes de tensão	33
2.3	Conversores multinível modulares	36
2.3.1	Estrutura do circuito	37
2.3.2	Princípio de funcionamento	38
2.3.3	Controle	40
2.3.4	Técnicas de modulação	47
2.3.5	Balanceamento de tensão	49
3	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS E OS SISTEMAS HVDC .	51
3.1	Descargas atmosféricas	51
3.1.1	Descargas negativas	52
3.1.2	Parâmetros das descargas atmosféricas	53
3.2	Descargas atmosféricas e os sistemas em CC	57
3.2.1	Desempenho das linhas de transmissão	58
3.3	Para-raios de ZnO	59
3.3.1	Características gerais	60
3.3.2	Dimensionamento do para-raios	61
3.3.3	Modelagem do para-raios	62
4	METODOLOGIA	65

4.1	Modelagem dos elementos	65
4.1.1	Descarga atmosférica	65
4.1.2	Para-raios	67
4.1.3	Linha de transmissão	68
4.1.4	Conversor multinível modular	70
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	73
5.1	Sistema utilizado	73
5.1.1	Parâmetros	73
5.2	Estudos de caso	75
5.2.1	Caso 1	76
5.2.2	Caso 2	77
5.2.3	Caso 3	79
5.2.4	Caso 4	81
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS	89

Introdução

O crescente aumento da demanda mundial por energia elétrica vem se tornando um grande desafio devido à diversos fatores, dentre os quais, podemos citar o aumento da preocupação ambiental em virtude da escassez de recursos tradicionais e das alterações dos ecossistemas ocasionadas pela exploração destes. Neste contexto, as pesquisas tecnológicas acerca de fontes renováveis de energia avançam cada vez mais em todo o mundo, sendo a energia eólica um dos modelos mais maduros. No entanto, a sua dependência de variáveis aleatórias, como o vento, pode afetar a estabilidade das redes as quais estão conectados. Além disso, alguns estudos, tais como Davari, Mousavi e Salabeigi (2009), Hamatwi et al. (2016), Kalitjuka (2011), Sousa (2012), Stan e Stroe (2010), apontam que há uma tendência na instalação de parques eólicos *offshore* com o intuito de mitigar impactos ambientais relacionados aos ruídos, poluição visual, melhores condições de geração, entre outros. Portanto, devido a essa tendência em aumentar-se a distância dessas instalações, sua conexão com a rede elétrica no continente consiste de centenas de quilômetros e, para transportar grandes montantes de energia a longas distâncias com baixas perdas e aumentar a região de estabilidade do sistema, é necessário um estudo detalhado com relação à infraestrutura de transmissão. Nesse contexto, a transmissão em CC, definida como interligação assíncrona, é considerada uma alternativa mais confiável e financeiramente competitiva em relação à transmissão tradicional em CA, definida como interligação síncrona.

Um outro desafio surge pelo fato desta demanda solicitada por grandes centros consumidores, geralmente, encontrar-se em regiões distantes de locais com grande potencial de geração, como áreas com uma grande quantidade de recursos hidráulicos, por exemplo. Da mesma forma, exige-se a necessidade de instalação de sistemas de transmissão mais eficientes e com menores custos. Alguns exemplos reais podem ser citados, como no Brasil, onde existem linhas em CC que conectam o(a) (ITAIPU, 2015; PAUCAR, 2014):

- Foz do Iguaçu (Paraná) - Ibiúna (São Paulo) através de dois bipolos em ± 600 kV, com extensão de aproximadamente 810 km e potência nominal de 3150 MW cada;

- ❑ Complexo Madeira (Porto velho) - Araraquara (São Paulo) através de 2375 km de extensão, na topologia bipolar, em ± 600 kV, 6300 MW;
- ❑ Xingu (Pará) - Estreito (Minas Gerais) e Xingu (Pará) - Nova Iguaçu (Rio de Janeiro) em ± 800 kV, 4000 MW por bipolo, distando 2076 e 2575 km, respectivamente.

E na China:

- ❑ entre Zhundong - Sichuan em ± 1100 kV, 10000 MW, 2600 km;
- ❑ entre Xiangjiaba-Shanghai, através de um link CC em ± 800 kV, 6400 MW e 2071 km de extensão.

Atualmente, a interligação entre países vizinhos tornou-se uma outra alternativa para atender a demanda de energia elétrica, objetivando a exportação de energia excedente. Para tanto, na adoção de uma interligação síncrona (em CA) é necessária que haja compatibilidade elétrica e operacional entre os dois sistemas elétricos, visto que cria-se uma forte dependência entre os mesmos, o que torna os aspectos operacionais e de controle mais complexos diante de possíveis contingências. Contudo, sistemas com frequências elétricas incompatíveis ou operando em diferentes condições podem ser conectados através de um elo assíncrono (em CC). Desta forma, reduz-se a dependência entre os sistemas interligados e aumenta-se a região de estabilidade operacional (PAUCAR, 2014).

Em comparação à transmissão tradicional em CA, os sistemas HVDC tornam-se interessantes para transmissão de grandes montantes energéticos a longas distâncias com baixas perdas. Rudervall, Charpentier e Sharma (2000) apresenta um estudo comparativo entre as duas tecnologias para transmissão de 2000 MW utilizando linhas aéreas, onde os sistemas HVDC tornam-se economicamente viáveis para distâncias a partir de 600 km, conforme pode ser visto na Figura 1. Vale ressaltar que esta distância de equilíbrio entre as duas tecnologias pode variar entre 400 e 700 km. Dentre outras vantagens, podemos ainda citar (KALITJUKA, 2011; STAN; STROE, 2010):

- ❑ Interconexão de sistemas operando em diferentes frequências e modos de operação, o que proporciona uma maior região de estabilidade ao sistema elétrico;
- ❑ Menores impactos ambientais devido à necessidade de menor faixa de servidão, o que facilita a obtenção de permissões ambientais;
- ❑ Para o mesmo nível de potência, um sistema HVDC utiliza menos condutores, exigindo torres mais simples e reduzindo os custos com isoladores, em comparação aos sistemas CA;
- ❑ Controlabilidade rápida e estável;

- Dependendo da configuração adotada da rede, tem a capacidade de operar parcialmente quando uma das linhas não está funcionando. Em aplicações de redes multi-terminais, este fator aumenta a redundância total do sistema;
- Bidirecionalidade, ou seja, a direção do fluxo de potência pode ser alterada rapidamente;

Figura 1 – Variação dos custos de acordo com a distância para os sistemas CC e CA.

Fonte: Rudervall, Charpentier e Sharma (2000).

Apesar de apresentar tantas vantagens na solução de problemas recentes, as características da transmissão em CC são debatidas no meio científico desde as últimas décadas do século XIX com Thomas A. Edison, o qual incentivou vários outros estudiosos, como o engenheiro francês René Thury, que projetou um sistema HVDC similar ao existente atualmente. No terminal emissor, o sistema Thury consistia na associação série de vários geradores CC, movidos por turbinas primárias (turbinas hidráulicas, por exemplo), de forma a obter altos níveis de tensão, enquanto o terminal receptor era composto por vários motores CC em série, os quais encontravam-se acoplados ao eixo de um gerador CC ou CA. Porém, este sistema tornou-se inviável por diversas desvantagens, dentre as quais podemos destacar as limitações das máquinas CC, que o tornava impraticável para altas potências (ARRILLAGA, 2008; KIMBARK, 1971).

Somente em 1954, com o desenvolvimento das válvulas de arco de mercúrio para aplicações de alta potência por Uno Lamm, é que o primeiro sistema HVDC comercial entrou em operação para interligar a ilha de Gotland à Suécia. Na década de 70, O advento da primeira válvula semicondutora de estado sólido, o tiristor, aumentou a confiabilidade, os níveis de potência de operação e reduziu os custos de implementação, impulsionando a substituição das válvulas de arco de mercúrio por esta nova tecnologia. Com o avanço da

eletrônica de potência, a disponibilidade de chaves com comutação forçada de alta potência na década de 1990, tais como os *Gate Turn-Off Thyristor* (GTO), *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) e *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor* (MOSFET), aprimoraram ainda mais a configuração e a filosofia de projeto dos sistemas HVDC, levando a uma gama de aplicações no sistema elétrico. Essas chaves semicondutoras podem ser configuradas em série e/ou paralelo para atender os requisitos de operação de tensão e corrente, respectivamente, do conversor e do sistema como um todo (KIM et al., 2009; STAN; STROE, 2010).

Portanto, os sistemas de transmissão HVDC podem ser empregados utilizando dois tipos de conversores: os Conversores Comutados pela Rede, do inglês *Line-Commutated Converter* (LCC), baseado em chaves semicontroláveis como o tiristor; e os Conversores Fontes de Tensão, do inglês VSC, baseados em dispositivos de chaveamento autocomutados, empregando chaves totalmente controláveis como os IGBTs.

Apesar do sistema *LCC-based HVDC* (LCC-HVDC), também conhecido como HVDC clássico, ser uma tecnologia consolidada, sendo capaz de transportar grandes montantes de energia a longas distâncias com baixas perdas e menores custos, a controlabilidade total do sistema não é possível (não oferecendo suporte de potência reativa), existe a necessidade de conexão de redes ativas em ambos os terminais (não alimentando cargas passivas), é necessário inverter a tensão CC para alterar o fluxo de potência, além de injetar elevado conteúdo harmônico na rede (o que implica a adoção de filtros). Neste contexto, o advento dos sistemas VSC-HVDC, além de superar todas as desvantagens do HVDC clássico, trouxe uma série de vantagens, tais como (HAILESELASSIE, 2008; PAUCAR, 2014; STAN; STROE, 2010):

- ❑ Controle independente de potência ativa e reativa, não necessitando de equipamentos adicionais para suporte de potência reativa;
- ❑ Resposta rápida diante de distúrbios;
- ❑ As falhas de comutação provocadas por distúrbios na rede CA são reduzidas ou até mesmo evitadas;
- ❑ Por operar sob altas frequências de chaveamento utilizando a técnica de Modulação por Largura de Pulso, do inglês *Pulse Width Modulation* (PWM), e dependendo do número de níveis, o conversor sintetiza sua tensão de saída com baixa distorção, necessitando de filtros mais baratos e menores;
- ❑ Por não serem comutados pela rede, como no caso do LCC, são menos susceptíveis a falhas de operação resultantes de distúrbios a partir da rede CA;

Neste contexto, em 1997, a ABB comissionou o primeiro projeto piloto de um sistema VSC-HVDC do mundo, introduzindo assim o chamado *HVDC Light*. Este link interliga

em Hällsjön e Grängesberg, na Suécia, com uma capacidade nominal de 3 MW em ± 10 kV, a uma distância de 10 km.

Pelo fato de tornar possível alteração do fluxo de potência sem inverter a polaridade da tensão CC e sua maior controlabilidade e flexibilidade, os sistemas VSC-HVDC viabilizam o desenvolvimento do sistemas multi-terminais, do inglês *Multi-terminal Direct Current* (MTDC), que consistem em um link CC onde estão acopladas três ou mais estações conversoras. Desta forma, torna-se economicamente viável para longas distâncias, além de fornecer maior confiabilidade, redundância, disponibilidade e flexibilidade em comparação aos sistemas em CA e ligações HVDC ponto-a-ponto. Dentre as aplicações dos sistemas multi-terminais, podemos citar distribuição em grandes cidades, interconexão de diversas fontes renováveis de energia, entre outros (CANDELARIA; PARK, 2011; SOUSA, 2012).

Apesar de todas as vantagens supracitadas dos sistemas VSC-HVDC, os mesmos apresentam algumas desvantagens, tais como altas perdas devido à alta frequência de chaveamento das chaves, custos mais elevados em relação ao HVDC clássico e maior sensibilidade com relação a eventuais distúrbios no link CC. Desta forma, sua aplicação ainda é limitada para algumas centenas de MW. Neste contexto, para superar estas desvantagens, diferentes tecnologias de conversores VSC foram desenvolvidos, as quais podem ser classificados quanto à disposição das chaves semicondutoras em: dois níveis, três níveis e multinível. O objetivo dos Conversores Modulares Multinível, do inglês *Modular Multilevel Converter* (MMC), uma tecnologia mais recente, consiste principalmente em reduzir as perdas por operar em baixa frequência, redução do conteúdo harmônico e aumentar o leque de aplicações relacionados a potência para algumas unidades de GW (HAMATWI et al., 2016; PAUCAR, 2014).

Devido à essas vantagens, em 2000, o primeiro sistema de transmissão *MMC-based HVDC* (MMC-HVDC) do mundo foi concebido pela Siemens no chamado *Trans Bay Cable Project*, introduzindo o *HVDC Plus*. Este link interliga o centro de São Francisco à uma subestação da *Pacific Gas & Electric Company* através de um cabo submarino, com capacidade de 400 MW em ± 200 kV.

Por ser aplicado principalmente para transmissão a longas distâncias utilizando linhas aéreas, os sistemas HVDC estão susceptíveis às mais diversas condições meteorológicas e geográficas, em regiões isoladas, o que os tornam vulneráveis a descargas atmosféricas, afetando a segurança do sistema. Na ocorrência das mesmas, parte da rede de transmissão pode ser perdida e reparos caros talvez sejam necessários. Um outro problema apontado por Zhang et al. (2014), mostra que a propagação de transitórios provocados por descargas atmosféricas ao longo da linha CC podem ser acoplados no sistema secundário das estações conversoras. Isto pode causar interferência eletromagnética em dispositivos sensíveis e falha de operação dos equipamentos, resultando em desligamentos não intencionais de ambos os polos. Como efeito, grandes oscilações elétricas nas redes CA conectadas em ambos os terminais, receptor e emissor.

Portanto, técnicas de proteção contra surtos atmosféricos devem ser utilizadas, como os cabos-guarda. No entanto, em caso de falha dessa proteção, é necessário que haja uma redundância, os para-raios. Segundo Candelaria e Park (2011), enquanto os dispositivos CA são economicamente viáveis para proteger sistemas HVDC, dispositivos CC são a melhor opção, pois podem atuar mais rápido que seus equivalentes CA. Neste contexto, existem diversas aplicações práticas de sistemas HVDC com a presença de para-raios comumente utilizados em redes CA, os para-raios de ZnO.

1.1 Justificativa

O sistema de transmissão HVDC é uma tecnologia relativamente nova e que ganha cada vez mais espaço no setor elétrico mundial. A integração de fontes alternativas e renováveis de energia, geração distribuída, interconexão de sistemas assíncronos, entre diversos outros motivos, justificam a utilização dos sistemas de transmissão em CC. Baseado nessa assertiva, torna-se necessário compreender o comportamento desta tecnologia frente condições adversas, como por exemplo, descargas atmosféricas, e avaliar sua influência sobre os conversores, bem como a efetiva proteção pelos para-raios de ZnO.

Com base em informações recentes sobre o estado da arte acerca do objeto de estudo, nota-se que a maioria das pesquisas está voltada para o auxílio de projetos do ponto de vista da coordenação de isolamento, de forma a evitar a ocorrência de *flashovers*, e caso o mesmo ocorra, na detecção/supressão das faltas provocadas por descargas atmosféricas. Pouco foi pesquisado sobre o comportamento dos sistemas MMC-HVDC frente *distúrbios* resultantes de impulsos atmosféricos *diretos*, com duração na ordem de poucos microssegundos e compostos por uma ampla faixa de frequências.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo avaliar o comportamento de um bipolo HVDC em uma conexão ponto-a-ponto entre dois sistemas CA frente descargas atmosféricas. O sistema é implementado com conversores VSC do tipo MMC. Desta forma, busca-se analisar o desempenho transitório dos conversores e a eficácia da utilização de para-raios de ZnO, comumente empregados em sistemas CA.

Para a simulação do sistema, será utilizado um modelo desenvolvido pelo *Manitoba HVDC Research Center*, desenvolvedor do *software* PSCAD/EMTDC, o qual trata-se de uma ferramenta importante para simulação de transitórios eletromagnéticos.

1.3 Estrutura da dissertação

O capítulo 2 contém uma rápida revisão acerca dos sistemas VSC-HVDC, incluindo a descrição das topologias de conversores, seus componentes básicos e algumas considerações sobre a estrutura e funcionamento do conversor do tipo MMC, bem como das técnicas de controle, modulação e balanceamento de tensão.

Já o capítulo 3 apresenta uma breve revisão bibliográfica sobre as descargas atmosféricas, onde os tipos de descargas, os principais parâmetros utilizados na sua modelagem e a sua influência no desempenho dos sistemas de transmissão são descritos, assim como as principais técnicas utilizadas para melhorá-lo.

No capítulo 4, descreve-se a metodologia abordada para as simulações, apresentando os modelos das descargas atmosféricas, para-raios, linha de transmissão e do conversor modular multinível utilizado.

O capítulo 5 apresenta os detalhes do sistema simulado e a análise minuciosa dos resultados obtidos em quatro casos distintos. Para tanto, variaram-se as posições das descargas atmosféricas, bem como verificou-se o comportamento do sistema com e sem a presença de para-raios de óxido metálico.

Finalmente, o capítulo 6 contém as conclusões obtidas ao longo da pesquisa e análise dos casos simulados, além de sugestões para trabalhos futuros.

Sistemas de transmissão VSC-HVDC

Neste capítulo será realizada uma breve revisão acerca dos sistemas VSC-HVDC, apresentando as topologias de redes, bem como os componentes básicos do sistema. Por fim, serão apresentadas as configurações possíveis dos conversores VSC, sendo dada uma atenção especial aos Conversores Multinível Modulares, do inglês *Modular Multilevel Converter* (MMC).

2.1 Topologias dos sistemas de transmissão HVDC

Os sistemas de transmissão HVDC podem ser empregados em diferentes configurações, diferenciando-se apenas os arranjos das estações conversoras. Todas as configurações apresentadas podem ser usadas tanto para conversores VSCs quanto LCCs.

Monopolar assimétrica

A configuração monopolar assimétrica, mostrada na Figura 2, consiste de duas estações conversoras conectadas através de um único condutor operando em alta tensão, sendo o retorno realizado por terra ou por água. A polaridade da tensão CC pode ser positiva ou negativa, mas segundo Sousa (2012), Stan e Stroe (2010), geralmente adota-se negativa para minimizar o efeito corona e maior proteção da estação retificadora.

Figura 2 – Configuração monopolar assimétrica.

Adaptado de Suzuki (2018).

Esta configuração é vantajosa financeiramente por exigir a instalação de somente um cabo. No entanto, se a resistividade da terra for muito elevada ou o retorno pela terra/água apresentar restrições ambientais, pode-se utilizar um condutor metálico em baixa tensão, o que aumenta as perdas de transmissão devido à resistência do mesmo (SOUSA, 2012).

Monopolar simétrica

Na configuração monopolar simétrica, as duas estações conversoras são ligadas por dois condutores com a mesma magnitude de tensão, porém com polaridade opostas, conforme mostrado na Figura 3. Quanto a referência de terra, a mesma pode ser realizada através de reatores presentes no lado CA, da conexão entre os capacitores no lado CC ou de altas resistências das barras CC para a terra. Em condições normais de operação, não deve haver circulação de corrente para a terra (SUZUKI, 2018).

Figura 3 – Configuração monopolar simétrica.

Adaptado de Suzuki (2018).

Tanto a configuração monopolar simétrica quanto assimétrica são utilizadas principalmente na transmissão através de cabos submarinos (STAN; STROE, 2010).

Bipolar

A topologia bipolar consiste na instalação de dois conjuntos de conversores em cada terminal, um deles conectado entre o polo positivo e o terra, e o outro entre o polo negativo e o terra, conforme mostrado na Figura 4. Basicamente, esta topologia consiste em duas linhas monopolares conectadas paralelamente.

Esta configuração é a mais utilizada nos sistemas HVDC que utilizam linhas aéreas, pois oferece maior capacidade de transmissão e maior disponibilidade, pois caso um dos polos não esteja operando, o outro pode continuar transmitindo na configuração monopolar. Assim, os polos podem ser usados independentemente, desde que os pontos neutros em ambos os terminais estejam aterrados. Operacionalmente, é comum manter-se os dois polos simétricos, de forma a manter a corrente no neutro igual a zero (STAN; STROE, 2010).

Como exemplos de aplicação desta topologia, podemos citar o sistema de transmissão das Usinas Hidrelétricas Itaipu, Belo Monte e do Complexo Madeira, conforme descrito na Seção 1.

Figura 4 – Configuração bipolar.

Adaptado de Suzuki (2018).

Back-to-back

Nesta configuração, duas estações conversores são instaladas na mesma subestação, não havendo uma linha de transmissão ou cabo entre as mesmas, cuja conexão pode ser monopolar ou bipolar, conforme mostrado na Figura 5. Dentre suas aplicações, temos a interconexão de sistemas CA com frequências de operação diferentes e para estabilização das redes CA acopladas em seus terminais (KALITJUKA, 2011). Nesse caso, a energia elétrica não é transmitida por longas distâncias e, portanto, a operação ocorre em baixa tensão e corrente elevada, resultando na redução de custos referente à coordenação de isolamento.

A estação conversora de Garabi, por exemplo, com capacidade de 2200 MW, utiliza esta topologia para interligar os sistemas elétricos do Brasil, em 60 Hz, e Argentina, em 50 Hz (ONS, 2017).

Figura 5 – Configuração *back-to-back*.

Fonte: Kalitjuka (2011).

Na subestação coletora do Complexo Madeira, em Porto Velho, um sistema *back-to-back* com capacidade de 800 MW alimenta a rede CA que conecta o Sistema Interligado Nacional (SIN) ao estado do Acre, conforme mostrado na Figura 2.1. Neste caso, busca-se aumentar a estabilidade do sistema CA acoplado.

Figura 6 – Sistema *back-to-back* na subestação coletora do Complexo Madeira.

Fonte: ABB (2018).

Multi-terminal

A configuração multi-terminal pode ser empregada utilizando conversores VSC ou LCC. No entanto, conforme citado na seção 1, os conversores VSC são capazes de fornecer uma tensão CC com polaridade constante, sem a necessidade de invertê-la para controlar o fluxo de potência. Este fato possibilita a ligação de vários conversores em paralelo, favorecendo a concepção de sistemas com vários terminais. Portanto, os sistemas MTDC são sistemas de transmissão que possuem mais do que duas estações conversoras interligadas. Esta topologia de rede apresenta grande flexibilidade quanto ao fluxo de potência entre as estações conversoras, visto que muitas delas podem operar apenas como retificadores ou apenas como inversores, dependendo dos requisitos do sistema. A Figura 7 apresenta a configuração de um sistema multi-terminal composto por três estações conversoras e três redes CA interconectadas.

O principal interesse neste tipo de rede está relacionado a possibilidade de conexão entre as diversas fontes de energia elétrica renovável com a rede elétrica CA, de forma a garantir maior disponibilidade, flexibilidade e uma matriz energética mais limpa. Desta forma, é possível integrar elementos de geração, tais como parques eólicos *offshore*, plantas de geração de energia a partir das marés e das ondas, parques solares, ou até mesmo elementos de carga, como plataformas petrolíferas ou de gás, com a rede elétrica CA no continente.

Figura 7 – Configuração multi-terminal.

Fonte: Kalitjuka (2011).

2.2 Componentes do sistema VSC-HVDC

A configuração típica de um sistema VSC-HVDC é apresentado na Figura 8, sendo composto basicamente pelos conversores, capacitores, reatores de fase, transformadores e filtros, além dos sistemas de controle, monitoramento, proteção e equipamentos auxiliares.

Figura 8 – Sistema VSC-HVDC típico.

Fonte: Shu et al. (2009).

Os dois conversores VSCs dos terminais emissor e receptor apresentam configurações similares, um operando como retificador e o outro como inversor. O lado inversor controla a potência ativa, enquanto o lado retificador controla a tensão CC (KALITJUKA, 2011). A seguir, uma breve revisão acerca dos componentes básicos:

Transformador

Normalmente, os conversores são conectados com as redes CA através dos transformadores, os quais têm como principal função adequar o nível de tensão CA para o nível solicitado na entrada do conversor, assim como regular a potência através de ajustes de *tap*, contribuir para a reatância de comutação e isolar a rede e o terminal conversor. Segundo Kalitjuka (2011), geralmente, são do tipo monofásico de três enrolamentos,

mas podem apresentar outras configurações dependendo dos requisitos do sistema. Além disso, um transformador do tipo $Y-\Delta$ é utilizado para evitar a circulação das componentes de sequência zero através do conversor. No entanto, a revisão feita por Suzuki (2018) mostra que alguns autores sugerem a implementação dos sistemas MMC-HVDC sem o uso de transformadores, utilizando estratégias de controle para evitar a propagação da componente de sequência zero.

Reatores fase

Segundo Kalitjuka (2011), os reatores apresentam as seguintes funções:

- ❑ Opera como um filtro passa-baixas, reduzindo o conteúdo harmônico de alta frequência das correntes CA, o qual é originado pelo chaveamento dos IGBTs através da técnica de PWM;
- ❑ Fornecer controle do fluxo de potência ativa e reativa através da regulação das correntes que o percorrem, que é realizada a partir da componente fundamental de tensão sobre o reator;
- ❑ Limitar as correntes de curto-circuito.

Vale ressaltar que parte da indutância série necessária para operação do sistema é proveniente do transformador (se houver), enquanto o restante é fornecido por reatores fase conectados em série (HAILESELASSIE, 2008).

Capacitores no link CC

No lado CC, temos dois capacitores de mesma potência nominal, cujo dimensionamento depende da tensão do link CC. Os principais objetivos desses capacitores são fornecer um caminho de baixa indutância para a corrente reversa e operar como um dispositivo armazenador de energia para permitir o controle do fluxo de potência. O capacitor também funciona como um filtro, reduzindo o ripple de tensão no lado CC gerado pelos harmônicos de corrente criados pela técnica PWM (KALITJUKA, 2011).

Filtro CA

O emprego destes filtros tem como objetivo limitar o conteúdo harmônico da tensão no sistema CA a um nível que atenda aos requisitos da rede. Trata-se de um filtro passa altas conectado em paralelo com a rede CA e sintonizado na ordem da frequência do PWM. Desta forma, as componentes múltiplas da frequência de chaveamento são conectadas à terra (HAILESELASSIE, 2008; RUDERVALL; CHARPENTIER; SHARMA, 2000).

Conversores

Os conversores VSCs são os componentes básicos do sistema de transmissão HVDC por realizar a conversão CC-CA, e vice-versa. Devido à sua importância, o próximo tópico será dedicado a este componente.

2.2.1 Conversores fontes de tensão

O rápido desenvolvimento dos dispositivos auto-comutados, no campo da eletrônica de potência, levou a fabricação de chaves semicondutoras cada vez mais eficientes. Assim, o VSC vem se tornando uma alternativa cada vez mais atraente para aplicações em sistemas de potência, como em dispositivos *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTS) ou sistemas VSC-HVDC.

Uma vez que a tensão nominal de um conversor VSC baseado em IGBTs seja pequena em comparação aos níveis de tensão do sistema HVDC, várias chaves semicondutoras podem ser associadas em série e em paralelo para alcançar os níveis nominais desejados de tensão e corrente, respectivamente. Portanto, os conversores VSCs são compostos basicamente por arranjos de chaves, geralmente IGBTs, que são conectadas com diodos antiparalelos. Assim, obtém-se a bidirecionalidade de corrente, ou seja, a corrente pode fluir nas duas direções entre os elos CA e CC (SUZUKI, 2018).

Em um sistema VSC-HVDC, um dos conversores opera como retificador, enquanto o outro como inversor. Segundo Haileselassie (2008), o nome “fonte de tensão” (do inglês, *voltage source*) deve-se ao fato da polaridade da tensão CC ser fixa em ambos os modos de operação.

O conversor VSC pode ser classificado quanto ao arranjo das chaves semicondutoras dentro do mesmo e de acordo com a quantidade de níveis discretos da tensão de saída. Assim, as topologias mais comumente empregadas em sistemas HVDC são: dois níveis, três níveis e os modulares multinível; as quais serão apresentadas a seguir.

VSC de dois níveis

O VSC de dois níveis, também conhecido como meia ponte (do inglês, *half-bridge*) trifásico ou ponte de seis pulsos, é a configuração mais simples e com menor número de chaves disponível para sistemas HVDC. Tal conversor consiste, basicamente, de três conversores meia ponte monofásicos, um para cada perna das fases. Cada meia ponte, por sua vez, é composta por duas chaves, as quais correspondem a um IGBT e um diodo conectado em antiparalelo cada. Na Figura 9 é apresentado o conversor meia ponte nas configurações monofásica e trifásica.

Nesta configuração, o conversor é capaz de sintetizar formas de onda com dois níveis correspondentes às tensões sobre o capacitor do link CC. No caso da Figura 9(a), por exemplo, as chaves são acionadas alternadamente. Quando S_1 conduz, a tensão no

Figura 9 – Conversores VSC meia ponte (a) monopolar e (b) trifásico.

Fonte: Debnath et al. (2014) e Kalitjuka (2011).

lado CA será $+v_c$; já quando $S2$ conduz, a tensão CA será $-v_c$. O chaveamento alternado das chaves tem como objetivo evitar que duas chaves de uma mesma perna entrem em condução ao mesmo tempo, o que provocaria o curto-circuito dos capacitores CC e, conseqüentemente, a circulação de correntes elevadas o suficiente para danificar os componentes do conversor. Este comportamento pode ser estendido para o conversor meia ponte trifásico (conhecido como VSC).

Para esta topologia, os conversores operam sob altas frequências de chaveamento devido à técnica de PWM. Esta técnica consiste, em sua forma mais básica, na geração de um sinal modulado por largura de pulso através da comparação instantânea entre uma forma de onda triangular (portadora) com o sinal senoidal de entrada de referência (modulante). Desta forma, o conversor sintetiza uma forma de onda cuja frequência fundamental corresponde ao sinal de referência e o conteúdo harmônico concentra-se nos múltiplos da frequência de chaveamento. Assim, a ordem dos filtros instalados no lado CA é reduzida. Contudo, apresentam elevadas perdas de chaveamento e acabam necessitando de filtros extras para suprimir interferências eletromagnéticas (HAMATWI et al., 2016).

VSC de três níveis

Para aplicações de alta potência, uma prática que tem sido realizada com o intuito de reduzir possíveis perdas e custos é a instalação de chaves semicondutoras em série. Assim, obtém-se mais níveis da tensão de saída (reduzindo seu conteúdo harmônico), menores perdas de chaveamento (devido à menor frequência de chaveamento) e a redução dos níveis de tensão por chave. Desta forma, supera-se uma das desvantagens dos conversores de dois níveis, no qual as chaves que encontram-se no estado desligado devem ter capacidade de suportar toda a tensão do link CC e, conseqüentemente, são mais caras e podem não estar disponíveis no mercado (SUZUKI, 2018).

Um conversor de três níveis, conhecido como *Neutral-Point Clamped* (NPC), é apre-

sentado na Figura 10. Nesta configuração, cada perna do conversor consiste de quatro chaves, duas localizadas na porção superior e duas na inferior, com seus pontos intermediários conectados ao link CC através de diodos. Desta forma, quando um conjunto de chaves não está conduzindo, a tensão que cada uma deverá suportar é igual a metade da tensão CC (SUZUKI, 2018). Com relação à tensão de saída, a mesma é modulada em três níveis de tensão: $-0,5V_{cc}$, 0 e $+0,5V_{cc}$.

Figura 10 – Conversor de três níveis.

Fonte: Kalitjuka (2011).

Modular Multilevel Converter (MMC)

Basicamente, para obter um conversor multinível basta conectar mais chaves semicondutoras em série, com seus respectivos diodos antiparalelos e capacitores. No entanto, quanto maior a quantidade de níveis do conversor, maior a complexidade da operação e controle dos arranjos, o que dificulta sua aplicação em sistemas de alta tensão. Neste contexto, uma topologia que vem se tornando cada vez mais atrativa para aplicações em sistemas VSC-HVDC é o *Modular Multilevel Converter* (MMC), que consiste em vários submódulos conectados em série, sendo cada submódulo constituído por um arranjo conversor, conforme mostrado na Figura 11. Em comparação às demais topologias multinível, os MMCs apresentam as seguintes vantagens (DEBNATH et al., 2014):

- ❑ Sua modularidade torna possível atender quaisquer requisitos de nível de tensão, bastando conectar mais submódulos em série;
- ❑ Perdas de chaveamento reduzidas, pois os submódulos operam em baixa frequência. Em comparação ao VSC dois níveis, onde as perdas nos semicondutores são maiores que 1%, essa nova tecnologia proporciona valores inferiores a 1%. Desta forma, torna-se ideal para aplicações de alta potência;

- Quanto maior o número de submódulos, maior o número de níveis da tensão de saída e, conseqüentemente, menor seu conteúdo harmônico. Assim, o tamanho dos filtros pode ser reduzido;
- Capacitores no link CC não são necessários, somente um pequeno para atenuar o *ripple* da frequência de chaveamento.

Figura 11 – Conversor MMC.

Fonte: Debnath et al. (2014).

Segundo a revisão feita por Debnath et al. (2014), os submódulos podem ser empregados com arranjos conversores que fornecem até cinco níveis de tensão. No entanto, a topologia meia ponte (Figura 9(a)) é a mais popular, embora hajam estudos que considerem o conversor em ponte completa, do inglês *full-bridge* (Figura 12). Neste último, é possível produzir três níveis de tensão: $+v_c$, $-v_c$ e 0 (quando bloqueado).

2.3 Conversores multinível modulares

Conforme falado anteriormente, dentre as topologias de conversores multinível, os conversores MMC são preferíveis para aplicações de alta potência, tais como em siste-

Figura 12 – Conversor em ponte completa monofásico.

Fonte: Debnath et al. (2014).

mas HVDC. Neste contexto, será apresentada uma breve revisão acerca da estrutura do circuito do MMC, as características operacionais, bem como as técnicas disponíveis para controle, modulação e balanceamento de tensão dos capacitores.

2.3.1 Estrutura do circuito

A partir da Figura 11, nota-se que a estrutura de um MMC trifásico pode ser dividida basicamente em três partes: submódulo, braço e perna. Ou seja, o conversor consiste de três pernas, uma por fase, sendo cada uma composta pela conexão dos braços superior e inferior. Cada braço apresenta uma estrutura modular, onde estão localizados N submódulos conectados em série com um reator L_o , denominado indutor de braço. O braço superior é conectado entre o polo positivo do link CC e o terminal CA de uma fase, enquanto o braço inferior encontra-se entre o terminal CA de uma fase e o polo negativo do elo CC. O submódulo, por sua vez, trata-se do principal componente do MMC, e consiste em arranjos conversores compostos pelos IGBTs com seus respectivos diodos antiparalelos e capacitores.

Segundo Debnath et al. (2014), de acordo com os arranjos conversores adotados, até cinco níveis de tensão podem ser fornecidos por submódulo. No entanto, dentre todas as configurações possíveis, o meia ponte (*half-bridge*) é o mais popular devido à presença de somente duas chaves, o que resulta em uma menor quantidade de componentes e maior eficiência. Já a configuração em ponte completa (*full-bridge*), apesar de apresentar um maior número de chaves e, consequentemente, maiores custos e perdas, vem sendo estudada em pesquisas recentes, tal como em Adam e Davidson (2015).

O conjunto de submódulos de uma mesma perna tem como objetivo gerar a tensão CA para sua respectiva fase. Assim, a quantidade de submódulos por braço é definida de acordo com o número de níveis de tensão CA desejado, ou seja, com N submódulos é possível obter $N + 1$ níveis. Segundo Paucar (2014), outro critério mais apropriado tecnicamente para definir o número de submódulos diz respeito à soma da tensão dos

capacitores, a qual deve corresponder à tensão V_{cc} . Os indutores L_o , por sua vez, são projetados de forma a atuar como filtro das componentes de alta frequência das correntes dos braços, bem como limitadores das eventuais correntes de curto-circuito no lado CC.

Assim, sendo cada braço composto por N submódulos, uma perna terá $2N$ submódulos e o MMC trifásico $6N$ submódulos. Na Figura 11, os componentes e as grandezas dos braços superiores e inferiores estão identificados pelas subscritos p e n , respectivamente.

2.3.2 Princípio de funcionamento

De forma geral, o MMC sintetiza as formas de onda de tensão determinadas a partir de um sistema de controle, o qual vai comandar o estado de cada submódulo em dois modos principais de operação: capacitor inserido e capacitor em *bypass*.

Neste trabalho, será considerada a topologia dois níveis, onde os modos de operação são ilustrados na Figura 13.

Figura 13 – Modos de operação de um submódulo em meia ponte.

Fonte: Suzuki (2018).

No modo com capacitor inserido, a chave S_x é mantida polarizada para condução de corrente e a chave S permanece aberta. A corrente circula pelo capacitor nas duas direções, sendo ela positiva ou negativa, carregando-o ou descarregando-o, conforme mostrado nas Figuras 13(a) e 13(b), respectivamente. Vale ressaltar que o termo “chave” corres-

ponde ao conjunto IGBT e diodo antiparalelo, onde a condução pode se dar através de ambos. Desta forma, a tensão nos terminais do submódulo será igual ao nível de tensão do seu respectivo capacitor (V_{cell}).

Já no modo com capacitor em *bypass*, apresentado nas Figuras 13(c) e 13(d), a chave S_x é desligada e a chave S entra em condução. Desta forma, o capacitor é curto-circuitado e a corrente não circula através do mesmo, permanecendo assim com carga constante e fornecendo tensão nula nos terminais do submódulo.

Vale ressaltar que os sentidos das correntes estão relacionados com a direção do fluxo de potência ativa através do conversor.

No entanto, até agora foi visto a operação de um único submódulo, mas para compreender a operação de um MMC, toma-se como exemplo um conversor com as seguintes características (vide Figura 14):

- $N = 4$ (quatro submódulos por braço);
- Conversor monofásico (dois braços e uma perna);
- Os capacitores de todos os submódulos encontram-se balanceadas. Assim, a tensão sobre cada um deles é dada pela seguinte equação:

$$V_{cell} = \frac{V_{cc}}{N} \quad (1)$$

Portanto, temos cinco ($N + 1 = 5$) valores de tensão possivelmente sintetizadas pelo conversor: $\pm \frac{V_{cc}}{2}$, $\pm \frac{V_{cc}}{4}$ e zero.

Os máximos positivo e negativo (trechos ‘a’ e ‘e’, respectivamente) são produzidos mantendo-se todos os submódulos de um dos braços ligados: o positivo é obtido ao desligar (capacitores em *bypass*) todos os submódulos superiores e manter os inferiores ligados (capacitores conectados); enquanto o contrário é utilizado para obter o máximo negativo. Tais fatos podem ser comprovados a partir da aplicação da segunda lei de Kirchhoff na malha que contém os capacitores inseridos, conforme mostrado na Equação

$$-\frac{V_{cc}}{2} + v_N - V_{ca} = 0 \Rightarrow -\frac{V_{cc}}{2} + 4 \cdot \frac{V_{cc}}{4} - V_{ca} = 0 \Rightarrow V_{ca} = \frac{V_{cc}}{2} \quad (2)$$

O trecho nulo ‘c’ é produzido ligando-se dois submódulos em cada braço e os níveis intermediários, ligando-se três conversores em um braço e um no outro (para o trecho ‘b’, por exemplo, o braço inferior deve possuir os três submódulos ligados, enquanto o superior somente um).

Portanto, em sua operação, o sistema de controle determina os N submódulos a serem ligados em cada braço, onde cada um contribui com um degrau de tensão, de forma a sintetizar a tensão de saída CA do conversor. Porém, uma consequência operacional devido ao desequilíbrio entre as tensões totais em cada braço é a geração de uma diferença de potencial constituída por uma componente CC e uma componente de segunda

Figura 14 – Conversor MMC com cinco níveis.

Fonte: Suzuki (2018).

harmônica. Esta tensão, por sua vez, produz as chamadas correntes circulantes, as quais apresentam predominantemente uma componente harmônica de segunda ordem e fluem através dos circuitos formados pelas pernas do MMC (SUZUKI, 2018). Segundo Paucar (2014), a componente CC é essencial para manter as tensões dos capacitores nos valores de referência. Já as componentes CA de segunda ordem não são necessárias e devem ser minimizadas ou suprimidas, visto que aumentam as perdas nas chaves. Neste contexto, o sistema de controle também deve atuar no balanceamento da tensão dos capacitores durante a carga ou descarga.

2.3.3 Controle

Dentre as técnicas mais utilizadas para controle de conversores MMC, Suzuki (2018) define que dois controladores distintos são essenciais: um para determinação das tensões de referência e outro para selecionar quais os submódulos que serão inseridos em cada

instante de controle, chamados de Controle I e Controle II na Figura 15, respectivamente.

Figura 15 – Técnica de controle do MMC.

Fonte: Suzuki (2018).

No Controle I, são controlados o fluxo de potência e as magnitudes das correntes circulantes e, a partir da combinação destas duas saídas, obtém-se as tensões de referência a serem sintetizadas por cada uma das fases do conversor. Uma das técnicas mais comumente utilizadas para o Controle I é o controle vetorial, o qual será utilizada neste trabalho. Esse método consiste em decompor as grandezas no sistema de referência girante dq , cuja principal vantagem é a existência de um termo de desacoplamento, o qual permite que as variáveis em cada um dos eixos sejam controladas de forma independente. No controle do fluxo de potência, por exemplo, as potências ativa e reativa dependem apenas de grandezas nos eixos d e q , respectivamente, caso o eixo d esteja alinhado com a fase a da tensão abc da rede.

Conforme discutido anteriormente, as correntes circulantes que fluem através das pernas de fase do MMC são geradas devido ao desbalanceamento de tensões entre as fases, o que aumenta as perdas nos conversores. Assim, torna-se necessário implementar um sistema de controle que não afeta as correntes CA, mas atua na supressão das correntes circulantes, visto que estas não podem ser eliminadas totalmente. Segundo Suzuki (2018), uma das técnicas de controle estudadas atualmente baseia-se na transformação de sequência negativa em dupla-frequência acb/dq , a qual gera as tensões de referência necessárias, conhecidas como tensões de desbalanceamento.

O controle do fluxo de potência é realizado através de dois laços: o primeiro consiste em um controle de alto nível (externo), utilizado para controlar as tensões CC e CA e potências ativa e reativa, o qual irá gerar correntes de referência para o segundo, que controla as correntes produzidas pelo conversor no lado CA (interno). Segundo Suzuki (2018), como os dois laços operam em cascata, para que haja estabilidade, o segundo deve apresentar tempo de resposta menor do que o primeiro, evitando a incompatibilidade dos períodos de controle, o que agravaria o erro em estado estacionário.

Na Figura 16 é ilustrado o diagrama genérico da estratégia de controle adotada neste trabalho.

Inicialmente, as tensões e correntes do sistema CA são descritas como vetores no

Figura 16 – Principais técnicas de modulação para o MMC.

Adaptado de Suzuki (2018).

sistema de referência girante dq , sincronizados com o ângulo de fase da rede, o qual é extraído a partir da tensão CA através de um *Phase-Locked Loop* (PLL). Paralelamente, o controle externo gera os valores de referência de corrente de acordo com a grandeza a ser controlada pelo conversor. O controle interno, por sua vez, produz as tensões de referência necessárias para que a corrente injetada pelo conversor no lado CA rastreie seus valores de referência determinados pelo controle externo. Finalmente, essas tensões são transformadas novamente para o sistema abc e combinadas à saída do controle de correntes circulantes.

A sincronização da transformação para o sistema dq através de um PLL é realizada para que o controle atue de forma apropriada, pois, nesta situação, as componentes fundamentais de corrente e tensão tornam-se basicamente componentes CC. Assim, o controlador Proporcional Integral (PI) pode ser usado para reduzir o erro de estado estacionário entre os valores medidos e as referências.

Como pode ser observado na Figura 15, a saída do Controle I consiste em sinais de referência, também conhecidos como modulantes, que são utilizados no bloco Modulação. Este, por sua vez, irá produzir, através da técnica de modulação escolhida (conforme será visto na Seção 2.3.4), um sinal que determinará o número de submódulos que devem ser inseridos em cada braço do conversor. Esta informação é então encaminhada ao Controle II, que corresponde ao controle de balanceamento das tensões nos capacitores (visto na Seção 2.3.5), o qual irá selecionar quais submódulos devem ser inseridos.

2.3.3.1 Controle interno

A Figura 17 mostra a montagem de blocos para implementação do controle interno de corrente, onde os subscritos g indicam as grandezas CA da rede (do inglês, *grid*).

Figura 17 – Controle interno de correntes.

Fonte: Suzuki (2018).

O controle externo fornece os valores I_{gd}^{ref} e I_{gq}^{ref} de modo que a malha de controle interna calcula a queda de tensão necessária sobre o reator de fase, para assim, controlar as correntes sintetizadas pelo conversor no lado CA e, conseqüentemente, fazer com que a grandeza controlada pela malha externa atinja o valor desejado. Com o intuito de reduzir o erro entre as correntes do lado CA e seus valores de referência, normalmente utilizam-se compensadores PI que são realimentados pelos termos de desacoplamento das grandezas dq , ωL , onde ω é a frequência angular da rede. Como resultado, obtém-se a tensão desejada na saída do conversor no sistema de referência dq , o qual é transformado para abc . Este sinal, por sua vez, é utilizado pelo Modulador para determinar o número de células inseridas em cada braço do MMC.

2.3.3.2 Controle externo

Segundo Kalitjuka (2011), a utilização de conversores VSC em sistemas HVDC permite o controle do fluxo de potência ativa e reativa, das tensões CA e CC e da frequência. Tal controle é possível a partir da malha externa.

Para todas as combinações possíveis de controles externos, é necessário que um das estações conversoras seja responsável pelo controle da tensão CC e a outra pela potência ativa, mantendo o balanço de potência no sistema e, conseqüentemente, a tensão CC constante (MOURINHO, 2016).

Controle externo de potências

A potência instantânea entregue à rede CA pode ser calculada, através das grandezas decompostas no sistema dq , a partir das Equações 3 e 4.

$$P_s = \frac{3}{2}[V_{gd}(t)I_{gd}(t) + V_{gq}(t)I_{gq}(t)] \quad (3)$$

$$Q_s = -\frac{3}{2}[V_{gq}(t)I_{gd}(t) - V_{gd}(t)I_{gq}(t)] \quad (4)$$

Ao alinhar-se a fase a da tensão CA com o eixo d do sistema girante, a componente V_{gq} é nula, resultando nas Equações 5 e 6.

$$I_{gd}^{ref} = \frac{2}{3V_{gd}}P_s^{ref} \quad (5)$$

$$I_{gq}^{ref} = -\frac{2}{3V_{gd}}Q_s^{ref} \quad (6)$$

A partir das equações acima, nota-se que as potências ativa e reativa são desacopladas no sistema dq , sendo que a primeira depende somente da corrente i_d , enquanto a segunda da corrente i_q . Segundo Mourinho (2016), estas referências de corrente precisam ser saturadas antes de entrar na malha de controle interna, com o intuito de fazer com que não extrapolem os valores nominais dos conversores.

O diagrama de blocos mostrado na Figura 18 representa o esquema de controle externo de potência, onde sua saída serve como sinal de referência para o controle interno de correntes.

Figura 18 – Esquema de controle de potências.

Fonte: Suzuki (2018).

Vale ressaltar que o controle interno gera a tensão de referência necessária para controlar o fluxo de potência ativa e reativa. Isto é possível a partir do controle de ângulo de fase e magnitude da tensão CA nos terminais do conversor (V_{ce}) em relação à tensão da rede (V_g) no ponto de conexão comum.

A potência ativa, por exemplo, pode ser controlada a partir da variação do ângulo de defasagem entre V_{ce} e V_g . Caso a fase de V_{ce} esteja em atraso com relação à V_g , a rede CA

injeta potência no conversor, e neste caso, o conversor opera como retificador. Caso a fase esteja adiantada, o conversor opera como inversor, fornecendo potência ativa ao sistema.

Diferentemente, a potência reativa é controlada por meio da variação da amplitude de V_{cc} . Se sua amplitude for menor que a de V_g , o conversor absorve potência reativa (comportamento indutivo), e de maneira oposta, o conversor fornece potência reativa ao sistema (comportamento capacitivo).

Controle externo de tensão CC

Caso a potência ativa no lado CC seja diferente da potência ativa no lado CA, o capacitor no link CC tende a suprimir esse desbalanceamento, carregando ou descarregando e, conseqüentemente, aumentando ou reduzindo a tensão do link CC. Neste contexto, manter o balanceamento de potência ativa consiste em manter a tensão CC constante.

Matematicamente, o dimensionamento do controlador da tensão no link CC é determinada a partir da função de transferência entre o valor de referência da corrente que atravessa um capacitor acoplado no elo CC e a tensão CC. A Equação 7 é obtida a partir do balanço de potência entre os lados CA e CC.

$$\frac{3}{2}(V_{gd}I_{gd} + V_{gq}I_{gq}) = V_{cc}I_{cc} \quad (7)$$

Ao alinhar o eixo d do sistema dq à fase a do sistema abc , tem-se que $v_q = 0$, o que leva à Equação 8.

$$\frac{V_{cc}}{i_d} = \frac{3}{2} \frac{V_{gd}}{I_{cc}} \quad (8)$$

Observa-se que a tensão CC relaciona-se somente com grandezas referidas no eixo d , o que é coerente visto que a variação desta tensão está relacionada com o fluxo de potência ativa através do conversor.

Ao considerar uma capacitância C_{eq} no link CC, tem-se que a corrente correspondente é dada por $I_{cc} = sC_{eq}V_{cc}$, no domínio de Laplace. O parâmetro C_{eq} é utilizado para representar o inexistente capacitor no lado CC do conversor MMC, que corresponde à capacitância resultante da combinação dos submódulos que são conectados a cada instante de controle (SUZUKI, 2018).

A implementação deste controle é realizada segundo o esquema mostado na Figura 19.

Controle externo de tensão CA

Uma das aplicações dos sistemas HVDC consiste na sua conexão com redes CA fracas, objetivando aumentar sua região de estabilidade. Geralmente, esta conexão é feita através de uma resistência e indutância de linha significativa. Segundo Haileselassie (2008), isso cria uma quantidade considerável de flutuações de tensão com a alteração do fluxo de

Figura 19 – Esquema de controle de tensão CC.

Fonte: Suzuki (2018).

potência ativa. Assim, torna-se necessário regular a tensão CA no ponto de acoplamento comum.

Esse controle é possível através da relação existente entre a tensão CA de saída do conversor e a potência reativa, a qual é obtida a partir da queda de tensão sobre a impedância de linha, conforme mostrado na Equação 9.

$$V_{ca} = V_g + \left(\frac{Pr_{linha} + QL_{linha}}{V_{ca}} \right) \quad (9)$$

Como P é configurado para um valor desejado, V_g e ω são características da rede CA que não podem ser alterados e os parâmetros da linha são constantes. A tensão V_{ca} , portanto, só pode ser controlada através da compensação de reativos. Esta relação é matematicamente expressa pela Equação 10.

$$V_{ca}^{ref} = \frac{\omega L_{linha}}{V_{ca}} \Delta Q \quad (10)$$

O diagrama de blocos que implementa o esquema de controle da tensão CA é dado na Figura 20.

Figura 20 – Esquema de controle de tensão CA.

Adaptado de Haileselassie (2008).

2.3.3.3 Controle de correntes circulantes

Segundo Paucar (2014), nas pernas do MMC, podem aparecer tensões oscilantes com o dobro da frequência da rede devido ao efeito da potência oscilante 2ω . Essa tensão, por sua vez, pode gerar correntes de frequência 2ω circulando no circuito formado pelas pernas do conversor, aumentando as perdas nos mesmos. Por este motivo, embora tais correntes não possam ser eliminadas, é possível reduzi-las substancialmente através de técnicas de controle, evitando o uso de filtros com indutâncias maiores, por exemplo, o

que acarretaria em maiores custos para a construção do conversor e maiores quedas de tensão sobre os mesmos.

Figura 21 – Esquema de controle de correntes circulantes.

Fonte: Suzuki (2018).

Neste trabalho, optou-se por utilizar a técnica de controle vetorial, apresentado na Figura 21. Neste caso, aplica-se a transformada e anti-transformada de Park, as quais são sincronizadas com a frequência 2ω do sistema acb , visto que a componente de segunda harmônica da corrente circulante possui sequência negativa. Como o intuito do controle é reduzi-las o quanto for possível, as referências são nulas. Depois de comparar os valores medidos com suas respectivas referências, aplica-se o compensador PI . Por fim, obtém-se as tensões de referência em dq , que são referidas novamente para acb , compondo o conjunto de tensões de desbalanceamento, as quais são somadas às tensões de referência geradas pela malha de controle interna.

2.3.4 Técnicas de modulação

A modulação em um conversor MMC tem como objetivo sintetizar os sinais de referência gerados pelo sistema de controle através de trens de pulsos. Existem várias técnicas para realizar a modulação e dependendo do método escolhido, a forma de onda na saída do conversor pode conter distorções harmônicas indesejadas.

As principais técnicas de modulação para MMCs podem ser classificadas de acordo com a frequência de chaveamento imposta aos conversores, conforme o diagrama apresentado na Figura 22. Uma extensa revisão bibliográfica acerca das vantagens e desvantagens de cada método é realizada em Suzuki (2018).

Dentre as técnicas mais comumente utilizadas, temos o PWM senoidal, do inglês *Sinusoidal Pulse Width Modulation* (SPWM). Basicamente, esta técnica consiste em comparar um sinal de referência senoidal (sinal modulante) com uma forma de onda triangular (portadora), gerando-se assim uma sequência de pulsos. Para o caso de conversores multiníveis, o PWM pode ser realizado através de uma ou mais modulantes, comparando-as a múltiplas portadoras. Debnath et al. (2014) resume algumas técnicas de modulação

Figura 22 – Principais técnicas de modulação para o MMC.

Fonte: Suzuki (2018).

SPWM de acordo com as disposições das portadoras e o número de modulantes, conforme mostrado no diagrama da Figura 23.

Figura 23 – Técnicas PWM para o MMC.

Fonte: Suzuki (2018).

No que diz respeito às portadoras, as técnicas diferenciam-se de acordo com sua disposição. Neste trabalho, optou-se por adotar uma das técnicas sub-harmônicas, o *Phase-Shifted Carrier-Based PWM* (PSC-PWM), o qual requer $2N$ portadoras dispostas em formas de onda triangulares defasadas em $360^\circ/2N$ uma com relação à outra, conforme mostrado na Figura 24. A adoção desta técnica deve-se ao fato de implicar menores quantidades de harmônicas nas tensões produzidas quando comparadas ao CD-PWM.

Com relação às modulantes, o PWM pode ser realizado utilizando-se uma, duas ou múltiplas formas de onda de referência, podendo-se variar o número de níveis nas formas de onda geradas dependendo da técnica escolhida. Nesta trabalho, optou-se por utilizar duas formas de onda de referência através do método direto, onde o número de submódulos inseridos nos braços superior e inferior é controlado através de duas senóides de referência complementares. A maior desvantagem deste tipo de modulação é a presença de correntes circulantes no conversor, o que aumenta as perdas nos conversores e requer componentes com valores nominais maiores. Porém, trata-se de um dos métodos mais empregados em

Figura 24 – Portadoras do tipo PSC.

Fonte: Debnath et al. (2014).

estudos recentes.

2.3.5 Balanceamento de tensão

Conforme discutido anteriormente, em um dos modos de operação do submódulo, a corrente dos braços flui através dos capacitores, carregando ou descarregando-os. Portanto, é necessário um controle, realizado através de uma seleção adequada dos sumódulos a serem inseridos, para garantir que as tensões dos capacitores sejam mantidas iguais ou próximos a um valor de referência V_{cc}/N , pois a existência de desbalanceamentos entre as tensões leva à síntese de tensões diferentes em cada fase, o que proporciona correntes entre os braços com valores eficazes maiores, aumentando as perdas no conversor. Para tanto, um método de balanceamento de tensão é essencial para a operação do MMC.

Debnath et al. (2014) listou em uma extensa revisão bibliográfica algumas das estratégias para balanceamento de cargas estudadas atualmente. No entanto, a estratégia mais aceita é a baseada no método da classificação, o qual é utilizado neste trabalho. Nesta técnica, para realizar o balanceamento de tensão, as tensões dos capacitores de cada submódulo são medidas e ordenadas, e os submódulos são inseridos ou retirados de operação de acordo com esta classificação e com o sentido da corrente em cada braço, sendo os capacitores carregados ou descarregados.

Em suma, se as correntes dos braços superior ou inferior forem positivas, de todos os submódulos do braço correspondente, apenas aqueles com tensões mais baixas são inseridos. Consequentemente, os capacitores inseridos são carregados e suas tensões aumentam. Da mesma forma, se as correntes são negativas, apenas os submódulos com tensões dos capacitores elevadas é que são inseridos. Portanto, estes capacitores são descarregados e suas tensões diminuem.

Apesar de garantir o balanceamento dos capacitores para quaisquer condições opera-

cionais do MMC, o método de classificação pode produzir chaveamentos desnecessários entre um período e outro. Tal fato resulta no aumento da frequência de chaveamento e, consequentemente, maiores perdas. As principais estratégias propostas para mitigar este problema são baseadas principalmente nos seguintes métodos (DEBNATH et al., 2014):

- ❑ *Phase-Shifted Carrier-Based PWM* (PSC-PWM) com chaveamento reduzido;
- ❑ Método em malha aberta com eliminação de harmônica;
- ❑ Estratégia de balanceamento híbrida
- ❑ Balanceamento em frequência fundamental
- ❑ Estratégia otimizada para classificação de tensões
- ❑ Algoritmo preditivo para a carga armazenada nos capacitores

Descargas atmosféricas e os sistemas HVDC

Neste capítulo é apresentada uma breve revisão bibliográfica sobre as descargas atmosféricas, descrevendo superficialmente o fenômeno físico envolvido, os principais parâmetros e como modelá-las. Por fim, são apresentadas as técnicas mais utilizadas para melhorar o desempenho das linhas de transmissão frente descargas atmosféricas, visto que estas são as principais causadoras de desligamentos não programados, sendo dado um enfoque especial aos para-raios.

3.1 Descargas atmosféricas

As descargas atmosféricas ocorrem devido a um rápido e intenso descarregamento das nuvens eletricamente carregadas. Para tanto, cria-se um fluxo de corrente de alta intensidade e curta duração quando o potencial elétrico é alto o suficiente para romper a rigidez dielétrica do ar. Segundo Visacro (2005), existem quatro possibilidades na formação das descargas atmosféricas:

- ☐ Dentro de uma nuvem carregada;
- ☐ De uma nuvem para outra;
- ☐ De uma nuvem para o solo;
- ☐ Do solo para a nuvem.

No entanto, as sobretensões em sistemas elétricos ocorrem devido às descargas atmosféricas da nuvem para o solo, também chamadas de descargas descendentes, as quais podem ser classificadas em dois tipos: a negativa, que transfere cargas negativas da nuvem para o solo; e a positiva, que realizam a transferência de carga positiva para a terra. Apesar

deste último apresentar maior intensidade, apenas 10% atingem as linhas de transmissão (PEDROSA, 2013).

3.1.1 Descargas negativas

A Figura 25 apresenta o processo de formação da descarga atmosférica descendente negativa.

Figura 25 – Processo de formação da descarga atmosférica negativa.

Adaptado de Dwyer e Uman (2014).

Primeiramente, ocorre a ruptura da rigidez dielétrica do ar dentro da nuvem eletricamente carregada, o que originará um canal ionizado. Este canal se estende da nuvem para a terra, originando o chamado *leader* descendente ou *stepped leader*, pois este processo ocorre em passos discretos de aproximadamente 50 metros. Ao aproximar-se da terra, o campo elétrico abaixo do canal ionizado torna-se muito alto, o que provoca a movimentação ascendente de cargas elétricas com polaridade oposta. Quando a distância entre o canal descendente e um dos canais ascendentes atinge um ponto crítico, ocorre uma descarga elétrica que os interliga. Devido a esta conexão entre a nuvem e a terra, surge

uma corrente de alta intensidade e curta duração denominada corrente de retorno, ou do inglês *return stroke* (PEDROSA, 2013; ZANETTA, 2003).

Segundo Pedrosa (2013), os canais ascendentes podem ser originados em condutores fase, cabos-guarda e torres de transmissão. Neste contexto, como cerca de 90% das descargas atmosféricas são negativas, a probabilidade de incidência no polo positivo de um sistema em CC baseado em linhas aéreas é maior.

É válido ressaltar que, na maioria das vezes, as cargas negativas não param de ser transferidas após a descarga principal, podendo ocorrer outras subsequentes (descargas múltiplas) provocadas por concentrações de cargas negativas ainda existentes na nuvem. Este fenômeno ocorre através do mesmo canal ionizado produzido pela descarga principal. No entanto, as correntes de retorno geradas são normalmente menos intensas e muito mais rápidas (VISACRO, 2005).

3.1.2 Parâmetros das descargas atmosféricas

Segundo Wagner e McCann (1942), a descarga atmosférica pode ser modelada através de uma fonte de corrente aplicada no ponto de queda do raio. Porém, o desempenho das linhas de transmissão será afetado pelos parâmetros contidos na forma de onda de corrente. Dentre os principais parâmetros para estudos de engenharia, pode-se citar a amplitude da corrente (valor de pico ou de crista), o tempo da frente de onda, o tempo de meia onda (ou de cauda) e a taxa de crescimento. Também são importantes a polaridade e a densidade de descargas local.

A Tabela 1 apresenta as faixas de valores típicos dos parâmetros das descargas atmosféricas.

Tabela 1 – Parâmetros das descargas atmosféricas. Adaptado de Pedrosa (2013).

Parâmetro	Mínimo	Típico	Máximo
Número de correntes de retorno por incidência	1	2 a 4	26
Amplitude da corrente de retorno (kA)	1	10 a 30	250
Tempo de pico da corrente (μ s)	<0,5	1,5 a 2	30
Taxa de crescimento (kA/ μ s)	<1	20	210
Tempo de cauda (μ s)	10	40 a 50	250

Taxa de incidência das descargas

A taxa de incidência das descargas, comumente representada por Ng , é um parâmetro medido em função do número de descargas por unidade de área por ano. Portanto, trata-se de um parâmetro que depende da densidade de descargas local. Este, por sua vez, é influenciado por diversos fatores, tais como a distribuição de chuvas na região, a latitude e o relevo local (PEDROSA, 2013).

As Tabelas 2 e 3 mostram os valores da densidade de descargas em diferentes estados e capitais brasileiras, respectivamente, a partir de um levantamento feito pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e publicado na ABNT NBR 5419-2:2015. Nota-se valores médios elevados no Brasil, tratando-se, portanto, de uma região com alto índice de incidência de descargas atmosféricas.

Tabela 2 – Estados brasileiros com maiores índices de densidade de descargas. Fonte: ABNT (2015).

Local	Ng (descargas/ km^2 /ano)
Amazonas	15,8
Acre	15,8
Maranhão	13,3
Pará	12,4
Rondônia	11,4
Mato Grosso	11,1
Roraima	7,9
Piauí	7,7
São Paulo	5,2

Tabela 3 – Capitais brasileiras com maiores índices de densidade de descargas. Fonte: ABNT (2015).

Local	Ng (descargas/ km^2 /ano)
Rio Branco	30,13
Palmas	19,21
Manaus	18,93
São Luís	15,12
Belém	14,47
São Paulo	13,26

Forma de onda de corrente

O desenvolvimento de modelos utilizados para representar as formas de onda de corrente das descargas atmosféricas baseou-se em medições diretas das correntes de retorno observadas em torres monitoradas com instrumentação específica (VISACRO, 2005). Assim, diversos modelos foram desenvolvidos a partir destas observações, sendo que os mais usualmente adotados são: a curva dupla rampa, a curva dupla exponencial e a curva de Heidler.

Bruce e Golde (1941) propuseram a modelagem a partir de uma função dupla exponencial (vide Equação 11), a qual é largamente utilizada no mundo devido a sua simplicidade e facilidade de geração em ambiente laboratorial. No entanto, este modelo não representa

a natureza côncava da forma de onda de corrente da descarga real durante os instantes iniciais.

$$i_o(t) = kI_o(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}) \quad (11)$$

onde

$i_o(t)$: corrente instantânea da descarga atmosférica;

I_o : valor de pico da corrente;

α : constante de atenuação da frente de onda;

β : constante de atenuação da cauda da onda;

k : índice de correção da forma de onda.

Neste contexto, Heidler, Cvetic e Stanic (1999) descreveram a forma de onda através de um conjunto de funções analíticas, obtidas experimentalmente, que proporciona resultados mais realistas e, por isso, vem ganhando espaço em estudos relativamente recentes. A curva é obtida a partir da Equação 12, conhecida como Função de Heidler. Um exemplo da curva de Heidler é apresentado na Figura 26.

$$i_o(t) = \frac{I_o}{\eta} \frac{(t/\tau_1)^n}{(t/\tau_1)^n + 1} e^{-\frac{t}{\tau_2}} \quad (12)$$

onde

$i_o(t)$: corrente instantânea da descarga atmosférica;

I_m : valor de pico da corrente;

η : fator de correção de amplitude, dado por $\eta = e^{-(\tau_1/\tau_2)(n\tau_2/\tau_1)^{1/n}}$;

τ_1 : constante de tempo de frente da onda;

τ_2 : constante de tempo de decaimento da onda;

n : expoente de ajuste (varia de 2 a 10).

Figura 26 – Curva de Heidler.

Adaptado de Pedrosa (2013).

Uma outra opção é conhecida como curva dupla rampa que, apesar de não representar fielmente o comportamento da descarga atmosférica como as duas funções anteriores, é

bastante utilizada em simulações computacionais. Segundo Zanetta (2003), a onda dupla rampa, também chamada de onda triangular, é padrão para testes de isolamento frente impulsos atmosféricos.

Em CIGRE WG01 SC33 (1991), a forma de onda de corrente é descrita a partir de duas expressões matemáticas, uma para a frente de onda (definida no intervalo de tempo decorrido entre o instante inicial do surto até 90% da amplitude) e outra para a cauda da onda, dadas pelas Equações 13 e 14, respectivamente.

$$I = At + Bt^n \quad (13)$$

onde A , B e n são constantes, cujos valores podem ser encontrados na mesma referência.

$$I = I_1 e^{-(t-t_n)/t_1} - I_2 e^{-(t-t_n)/t_2} \quad (14)$$

onde t_1 , t_2 , I_1 , I_2 e t_n também são constantes, cujos valores encontram-se na mesma referência.

Amplitude da corrente de retorno

A amplitude da corrente de retorno corresponde ao valor de pico (ou de crista) atingido pela forma de onda de corrente. De acordo com estudos realizados pelo *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ) e *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), a partir de dados coletados em diversas localidades, o valor médio das correntes das descargas atmosféricas é de aproximadamente 30 kA.

Esse parâmetro é extremamente importante na análise do desempenho da linha de transmissão, pois influencia nas sobretensões/sobrecorrentes geradas. Portanto, ao ser atingida por uma descarga, a probabilidade de desligamento da linha dependerá, majoritariamente, da amplitude das ondas de corrente incidentes no sistema (PEDROSA, 2013).

Tempo de frente de onda

O tempo de frente de onda da corrente consiste, basicamente, no intervalo de tempo decorrido entre o início do surto atmosférico e o valor de pico da onda. Na Figura 26, este parâmetro é denotado por t_f .

Vale ressaltar que a suportabilidade do sistema elétrico quanto às sobretensões está diretamente relacionado à inclinação da frente de onda, sendo muito importante nos estudos de desempenho da linha de transmissão e coordenação da isolação (ZANETTA, 2003).

Tempo de meia onda ou de cauda

O tempo de meia onda, também conhecido como tempo de cauda ou de decaimento, corresponde ao intervalo de tempo entre o início da corrente impulsiva e o momento em que a mesma alcança metade do seu valor de pico. Na Figura 26, o tempo de meia onda é denotando por t_h .

Apesar da faixa de valores típicos apontada na Tabela 1, Visacro (2005) diz que o valor médio do tempo de meia onda é da ordem de $75 \mu s$ para descargas negativas.

Esse parâmetro é importante para análise da solicitação de energia em equipamentos, tais como os para-raios, que aumenta quando submetidos à descargas com tempos de cauda mais longos (PEDROSA, 2013).

3.2 Descargas atmosféricas e os sistemas em CC

As descargas atmosféricas podem ser classificadas quanto à sobretensão gerada nos sistemas de transmissão em: diretas e indiretas. As indiretas são as que atingem os cabos-guarda ou as torres, originando menores níveis de sobretensão e, conseqüentemente, menores danos; enquanto as diretas são aquelas que atingem diretamente os condutores fase, sendo responsáveis pelos maiores riscos à segurança do sistema por proporcionar elevados níveis de sobretensão.

Segundo Xing et al. (2015), existem duas possibilidades resultantes de um raio atingindo um sistema HVDC. Uma é a falta induzida pelo raio, quando a sobretensão é grande o suficiente para provocar um *flashover*; enquanto na outra, há somente um distúrbio, não ocorrendo a falta. Nesses casos, a proteção deve operar na ocorrência do *flashover*, e não operar para distúrbios. No entanto, estes podem provocar efeitos indesejáveis nos conversores caso o sistema de supressão de surtos seja insuficiente ou esteja projetado inadequadamente, visto que as sobretensões e sobrecorrentes podem ser altas o suficiente para superar os valores nominais dos conversores, ou até mesmo elevadas taxas dv/dt e di/dt , o que pode danificar as chaves do MMC.

As faltas induzidas por raios podem ainda ser divididos em (SHU et al., 2009):

- *Backflashover*: corresponde às faltas provocadas por descargas atmosféricas atingindo as torres ou os cabos-guarda. Neste caso, a corrente flui ao longo da torre e cabo-guarda para a terra, e a impedância equivalente vista faz o potencial elétrico no topo da torre aumentar rapidamente. Desta forma, quando a diferença de potencial entre os terminais dos isoladores é maior do que a tensão de tolerância dos mesmos, ocorrerá sua disrupção e conseqüente conexão com o terra através de um arco elétrico;
- Falha de isolamento: ocorre devido à ausência de cabos-guarda ou pela falha de blindagem do sistema (quando o raio contorna os cabos-guarda). Assim, a descarga

atmosférica incide diretamente sobre os condutores fase e a sobretensão produzida é grande o suficiente para romper a cadeia de isoladores, estabelecendo um arco elétrico que conecta a fase à estrutura aterrada.

3.2.1 Desempenho das linhas de transmissão

O comportamento das linhas de transmissão diante das descargas atmosféricas trata-se de um importante estudo nos projetos de coordenação do isolamento dos equipamentos de potência, bem como do dimensionamento e alocação de dispositivos supressores de surtos atmosféricos. Pedrosa (2013) cita que esse desempenho é normalmente mensurado a partir do número de desligamentos por 100 km por ano.

Neste contexto, Xing et al. (2015) afirma que a experiência operacional mostra que as descargas atmosféricas diretas são a maior causa dos desligamentos em linhas de transmissão de alta tensão. Assim, devido à exigência de sistemas cada vez mais confiáveis para garantir um desempenho adequado do sistema elétrico frente descargas atmosféricas, diversos estudos tem sido realizados com o intuito de avaliar as possíveis ações corretivas para mitigar a taxa de desligamentos (AMETANI; KAWAMURA, 2005; HAN et al., 2012). Conforme Pedrosa (2013), os principais métodos para melhorar o desempenho das linhas são: melhoria da blindagem, melhoria do aterramento, aumento da isolação e instalação de para-raios.

Blindagem

A melhoria da blindagem consiste na instalação nova ou adicional de cabos-guarda nas linhas de transmissão, bem como no ajuste do ângulo de blindagem. Desta forma, reduz-se o número de descargas atmosféricas incidindo diretamente sobre os condutores fase e, conseqüentemente, a taxa de desligamentos. Portanto, quanto mais eficiente é o sistema de blindagem, menor é a probabilidade da ocorrência de falhas de isolação.

O projeto da blindagem deve ser elaborado de tal forma que a falha de isolação ocorra apenas para o nível de corrente que proporciona sobretensões aceitáveis pelos equipamentos acoplados ao sistema, e que não provoquem desligamentos na linha de transmissão. Chama-se esse valor máximo de corrente crítica de falha de blindagem (ZANETTA, 2003).

Aterramento

No caso de linhas que possuem um bom sistema de blindagem, o *backflashover* é o mecanismo mais frequente de desligamentos não programados em linhas de transmissão. Este fenômeno é caracterizado por um aterramento inadequado. Portanto, ao garantir uma baixa impedância do sistema de aterramento das torres, menor é o potencial elétrico desenvolvido no alto da torre e, conseqüentemente, menor é a diferença de potencial entre os terminais da cadeia de isoladores, evitando sua disrupção (PEDROSA, 2013).

No entanto, valores reduzidos da impedância de aterramento são difíceis de serem obtidos, principalmente nos casos em que a resistividade do solo é muito elevada. Assim, essa solução torna-se inviável do ponto de visto técnico-econômico (ZANETTA, 2003).

Isolação

Uma outra opção para melhorar o desempenho das linhas de transmissão consiste no aumento da isolação, o que geralmente aumenta a distância entre os terminais das cadeias de isoladores, reduzindo a probabilidade de ocorrência de arcos elétricos e consequentemente melhorando seu nível de suportabilidade de tensão, conhecido como *Critical Flashover Voltage* (CFO). Porém, conforme descrito em Pedrosa, o aumento do CFO dos isoladores é um método viável apenas nas linhas com tensão de operação até 100 kV, pois reduz-se significativamente os desligamentos causados por tensões induzidas por descargas atmosféricas. Já para sistemas acima de 100 kV, o desempenho frente descargas atmosféricas é melhorado, porém, ocorre uma redução no desempenho frente a surtos de manobras (PEDROSA, 2013).

Para-raios

Dentre as técnicas para melhoria do desempenho das linhas de transmissão, a instalação de para-raios é a mais utilizada atualmente. Existem duas possibilidades de instalação dos mesmos, a saber: acoplado na entrada das subestações ou conectado em paralelo com cadeias de isoladores ao longo da linha. Por tratar-se do método utilizado neste trabalho, a Seção 3.3 apresentará o para-raios de forma mais detalhada.

3.3 Para-raios de ZnO

Os para-raios são dispositivos amplamente utilizados em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Esses equipamentos são compostos por várias pastilhas semicondutoras sobrepostas, denominadas varistores, que quando submetidos a uma determinada diferença de potencial passam a conduzir corrente elétrica. Desta forma, suprimem sobretensões resultantes de transitórios eletromagnéticos caracterizados por ondas de tensão ou corrente com frente de onda íngreme, tais como impulsos atmosféricos e algumas manobras no sistema.

Dentre as tecnologias de para-raios, o de óxido metálico, também conhecido como para-raios de óxido de zinco (ZnO), é o mais utilizado em sistemas de transmissão convencionais (em CA). No entanto, apesar de serem projetados, fabricados e testados para operarem em 60 Hz, existem aplicações práticas que os utilizam em sistemas HVDC. A Figura 27, por exemplo, mostra dois para-raios instalados no lado CC de um dos bipolos do sistema de transmissão da Usina Hidrelétrica de Itaipu, um dispositivo para cada polo.

Figura 27 – Para-raios instalados no lado CC da saída do conversor, na Usina de Itaipu.

Fonte: Eletrobras Furnas, Foz do Iguaçu.

Segundo You et al. (2010), os para-raios em sistemas HVDC são geralmente instalados no lado CC da saída dos conversores, sendo responsáveis por suprimir a sobretensão provocada pelas descargas atmosféricas que se propaga para dentro dos conversores, evitando danos à equipamentos valiosos.

Uma outra solução utilizando para-raios consiste na sua instalação em paralelo com as cadeias de isoladores ao longo das linhas de transmissão, principalmente as com elevados índices de desligamento. Segundo Zanetta (2003), essa técnica tem se mostrado mais eficiente do que os métodos clássicos de correção do ângulo de blindagem ou da melhoria do sistema de aterramento.

3.3.1 Características gerais

A operação do para-raios de óxido metálico pode ser descrita basicamente pela curva da corrente no dispositivo em função da tensão entre os terminais do mesmo. Conforme pode ser visto na Figura 28, esta curva apresenta uma característica não linear e pode ser dividida em três regiões.

Na Figura 28 são apresentadas as três principais regiões de operação em CC e CA, com temperatura do corpo de prova em 20 e 100°, de um para-raios. O termo I_R representa a corrente ativa através da coluna de varistores, enquanto I_C é a corrente de fuga capacitiva. Em operação nominal, ou seja, dentro da região 1, a corrente é menor que 1 mA e é primariamente capacitiva. A região 2 representa a corrente do para-raios durante sua atuação, onde uma pequena variação na tensão implica em um grande aumento da corrente. É admissível que o para-raios opere nesta região por até 10 s. Já na região 3, a tensão e a corrente voltam a crescer proporcionalmente e o para-raios começa a operar acima da sua zona de atuação, podendo resultar em danos permanentes nos varistores semicondutores e outros componentes (SILVA et al., 2013).

Figura 28 – Curva característica $V \times I$ do para-raios de óxido metálico.

Fonte: Pedrosa (2013).

3.3.2 Dimensionamento do para-raios

O correto dimensionamento do para-raios implica em um bom desempenho da linha frente descargas atmosféricas. Assim, para projetar adequadamente um para-raios de óxido metálico em função das características do sistema, os principais parâmetros a serem especificados são: tensão nominal (U_r); máxima tensão de operação contínua, do inglês *Maximum Continuous Operating Voltage* (MCOV); corrente de descarga nominal (I_n); e a classe de descarga de linha. O tópico a seguir refere-se à descrição e equacionamento dos parâmetros considerados essenciais para esta pesquisa, a descrição detalhada dos demais itens pode ser encontrada em Hinrichsen (2001).

Tensão nominal e máxima tensão de operação contínua

A tensão nominal e a tensão de operação contínua de um para-raios são definidas na região 1 da curva $V \times I$ (Figura 28), de forma que ambas estão relacionadas à máxima tensão fase-terra que pode ser aplicada continuamente através dos terminais do para-raios.

Durante a operação normal do para-raios, existe uma pequena corrente, da ordem de mA, que circula permanentemente, podendo ocasionar o aquecimento e problemas de estabilidade térmica, o que afeta a capacidade de absorção de energia do dispositivo. Assim, os fabricantes fornecem a máxima tensão a qual os para-raios podem operar continuamente, conhecida pela sigla MCOV, de forma que essa corrente não seja superada (ZANETTA, 2003).

Portanto, conforme apresentado na Equação 15, considera-se que a tensão de operação contínua é maior ou igual à tensão eficaz fase-terra do sistema adicionada de uma margem de 5%, a qual cobre os possíveis harmônicos presentes na rede (HINRICHSEN, 2001).

$$U_{c,min} \geq 1,05U_S/\sqrt{3} \quad (15)$$

onde

$U_{c,min}$: tensão de operação contínua sobre o para-raios;

U_S : tensão fase-fase do sistema.

A possível tensão nominal do para-raios é determinada através da relação com a tensão de operação contínua dada pela Equação 16. Segundo Hinrichsen (2001), o fator 1,25 é um valor empírico utilizado pelos fabricantes. Assim, sabendo a máxima tensão operativa do sistema, definimos a tensão de operação contínua do para-raios e, por conseguinte, seu valor nominal.

$$U_r \geq 1,25U_{c,min} \quad (16)$$

onde

U_r : tensão nominal do para-raios.

3.3.3 Modelagem do para-raios

Existem diversas formas de modelar o para-raios para estudo dos transitórios eletromagnéticos. O modo mais simples consiste em uma chave controlada por tensão em série com uma fonte de tensão. Assim, uma vez que a tensão de atuação do para-raios é atingida, a chave se fecha mantendo a tensão nos seus terminais em um valor constante correspondente ao nível de tensão da fonte (PEDROSA, 2013).

O para-raios também pode ser representado por um resistor não linear, cuja operação baseia-se na curva característica VxI do dispositivo. No entanto, modelos mais sofisticados são propostos pelo CIGRÉ e IEEE, onde a resposta em frequência e parâmetros não lineares no domínio do tempo são levados em consideração, de forma a representar mais fielmente as características dos para-raios. Na Figura 29, são apresentados os modelos CIGRÉ e IEEE, respectivamente.

Figura 29 – Modelos do para-raios (a) CIGRÉ e (b) IEEE.

Adaptado de Karampelas et al. (2010).

Os parâmetros dos modelos do CIGRÉ e IEEE são calculados em função das características físicas e geométricas do para-raios, cujos equacionamentos podem ser encontrados em Pedrosa (2013).

No modelo do IEEE, vale ressaltar que o resistor R_0 é utilizado para estabilizar a integração numérica permitindo a modelagem em programas computacionais que não

possuem esta capacidade (PEDROSA, 2013). Já o parâmetro L_1 é o mais importante na realização das simulações em transitórios eletromagnéticos, em especial para descargas atmosféricas, pois ele compõe a parte do circuito responsável pelos fenômenos de alta frequência. Segundo Karampelas et al. (2010), a capacitância C representa a corrente de fuga capacitiva que flui através do para-raios na região 1, enquanto os termos A_0 e A_1 representam resistências não lineares, cujo comportamento é definido pela curva VxI . Já o modelo do CIGRÉ possui apenas um elemento não linear, R_L .

Metodologia

Conforme visto nas seções anteriores, existem diversas formas de modelar componentes elétricos para estudos de transitórios eletromagnéticos, sendo cada modelo escolhido de acordo com a aplicação e precisão exigida. Assim, este capítulo descreve os modelos dos componentes utilizados para simular o sistema proposto, além de apresentar a metodologia adotada neste trabalho.

4.1 Modelagem dos elementos

As simulações do sistema proposto foram realizadas no programa de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC, onde se considerou um passo de cálculo de $10^{-7}s$. Optou-se por um passo pequeno o suficiente para não causar perdas de informações nos cálculos. Os modelos dos componentes elétricos utilizados são descritos a seguir.

4.1.1 Descarga atmosférica

Conforme visto na Seção 3, pode-se aproximar a descarga atmosférica por uma fonte controlada de corrente em paralelo com uma impedância de surto, cujo circuito equivalente é apresentado na Figura 30. No entanto, o desempenho das linhas de transmissão depende majoritariamente dos parâmetros da forma de onda de corrente.

Figura 30 – Modelo para uma descarga atmosférica.

Adaptado de You et al. (2010).

Neste trabalho, a modelagem das descargas atmosféricas será realizada através de um módulo do *software* PSCAD chamado *Surge Generator*, cujo aspecto gráfico é apresentado na Figura 31. Este componente gera uma forma de onda com frente de onda íngreme de acordo com os padrões definidos pelos guias Committee (2002) e CIGRE WG01 SC33 (1991), sendo comumente utilizado para simulação de transitórios provocados por descargas atmosféricas. Por ser um bloco gerador de funções, a saída deste é usada para controlar a amplitude de uma fonte de corrente externamente controlada, a qual é aplicada no ponto de queda do raio. Por conveniência, a impedância de surto será desconsiderada para este estudo, pois o simulador a interpreta como uma falta fase-terra (ou polo-terra) através da mesma ao aplicar uma descarga atmosférica direta.

Figura 31 – Módulo gerador de surtos do PSCAD/EMTDC.

Por ser um modelo menos conservativo, representando melhor a característica côncava inicial da forma de onda real, optou-se por utilizar a forma de onda definida no guia CIGRE WG01 SC33 (1991), apresentada na Seção 3.1.2. Os parâmetros utilizados estão dispostos neste mesmo guia e listados na Tabela 4. A partir destes, o PSCAD calcula internamente as constantes das Equações 13 e 14 por meio de métodos iterativos.

Tabela 4 – Parâmetros da forma de onda da descarga atmosférica.

Parâmetro	Valor
Tempo de pico da corrente (μs)	3
Tempo de cauda (μs)	75
Taxa de crescimento ($kA/\mu s$)	26

A amplitude da corrente de retorno adotada nas simulações será de 30 kA, pois corresponde a um valor médio obtido a partir de dados coletados em diversas localidades (Tabela 1). Como a proposta deste estudo consiste em simular o desempenho das linhas de transmissão frente a distúrbios provocados por descargas diretas, sem a ocorrência do *flashover*, esta amplitude apresenta um valor razoável, visto que este tipo de fenômeno ocorre por uma falha de blindagem. Assim, as correntes que contornam os cabos-guarda e atingem diretamente os condutores fase apresentam amplitudes menores.

A forma de onda de corrente da descarga atmosférica utilizada nesta pesquisa é apresentada na Figura 32.

As descargas atmosféricas incidentes nas redes CA serão aplicadas na fase *a*, por conveniência, e os resultados representados graficamente. Porém, simulações serão realizadas para as demais fases a fim de verificar se o desempenho da linha será similar. Já os raios

Figura 32 – Forma de onda da corrente do surto atmosférico.

que atingirão o link CC serão aplicados no polo positivo, visto que, como a maioria das descargas atmosféricas é negativa, há uma tendência maior das mesmas incidirem neste polo.

4.1.2 Para-raios

Conforme descrito na Seção 3.3.3, existem diversos modelos de para-raios para simulação de transitórios eletromagnéticos. Dentre os mais sofisticados, estão os desenvolvidos pelo IEEE e CIGRÉ (Figura 29), pois representam mais fielmente dispositivos reais. No entanto, diversos estudos tem sido realizados considerando-os resistores não-lineares, tais como You et al. (2010) e Davari, Mousavi e Salabeigi (2009). Desta forma, neste trabalho, optou-se por utilizar este modelo.

Diante desta justificativa, o PSCAD/EMTDC contém um modelo para o para-raios de óxido metálico, cuja interface gráfica é apresentada na Figura 33. Este componente corresponde a uma resistência não-linear em série com uma fonte de tensão variável, cuja resistência varia sobre a região operacional representada pela curva característica VxI do para-raios. À medida que a resistência muda, a fonte de tensão em série é modificada de forma correspondente.

Figura 33 – Módulo do para-raios no PSCAD/EMTDC.

No entanto, apesar de apresentar uma característica contínua, esta representação não é

recomendada, visto que resultaria em uma simulação muito longa. Assim, para minimizar este efeito, o EMTDC utiliza a aproximação linear por partes, onde a característica não-linear é particionada em vários intervalos de valores lineares. Nos pontos de passagem entre os intervalos, utilizam-se ainda técnicas de interpolação para melhorar a precisão.

Neste módulo, é possível entrar com os dados de três formas:

- ❑ Utilizando as características padrão, que corresponde ao para-raios de óxido metálico ASEA XAP-A;
- ❑ Utilizando os parâmetros de outro para-raios;
- ❑ Entrar com os dados através de um arquivo externo.

Neste trabalho, optou-se por adotar os parâmetros padrões, cujos valores são apresentados na Tabela 5. Nota-se que as tensões encontram-se em pu , cuja tensão de base corresponde à tensão nominal do para-raios, em kV. Sua curva característica é apresentada na Figura 34.

Tabela 5 – Parâmetros padrões do para-raios ASEA XAP-A.

$I(kA)$	$V(pu)$
0.001	1.100
0.01	1.600
0.1	1.700
0.2	1.739
0.38	1.777
0.65	1.815
1.11	1.853
1.50	1.881
2.00	1.910
2.80	1.948
200.0	3.200

4.1.3 Linha de transmissão

O sistema proposto consiste de um link HVDC na topologia bipolar de ± 320 kV, empregado com linhas aéreas, e um cabo guarda, cujo perfil da torre é apresentado na Figura 35. Os condutores considerados serão do tipo *Chukar* com uma flecha de 19,1 metros e *bundle* simétrico com 3 subcondutores espaçados em 45,72 centímetros. O cabo-guarda possui raio externo de 0,82 centímetros e 17,8 metros de flecha, com uma resistência CC de 0,2943 Ω/km . A linha de transmissão apresenta um comprimento de 400 quilômetros.

No PSCAD/EMTDC, três modelos para simulação das linhas de transmissão CC estão disponíveis:

Figura 34 – Curva característica do para-raios ASEA XAP-A.

Figura 35 – Perfil da estrutura da torre.

- ❑ Modelo *PI*: os parâmetros são concentrados, e não são relacionados com a frequência. Desta forma, é adequado para aplicações em linhas curtas;
- ❑ Modelo de Bergeron: os parâmetros são discretos, sendo similar a uma combinação de vários circuitos *PI* em cascata. É adequado para pesquisas em uma certa frequência;
- ❑ Modelo da Linha Dependente da Frequência: parâmetros variam com a frequência, podendo descrever precisamente o processo de propagação das ondas viajantes transitórias em uma larga faixa de frequências.

Com o efeito da variação da frequência, o modelo da Linha Dependente da Frequência é o mais preciso entre os três citados acima, e que também exige o maior esforço computacional. Levando em consideração que o objetivo deste trabalho é analisar o comportamento

de uma linha de transmissão HVDC frente descargas atmosféricas, os quais produzem transitórios em uma ampla faixa de frequências, este modelo torna-se mais conveniente. Para tanto, serão consideradas configurações padrões de *fitting* do PSCAD/EMTDC e resistividade do solo de $100 \Omega.m$ para o cálculo dos parâmetros da linha.

Vale ressaltar que os modelos das linhas HVDC devem ser precisos sobre uma grande faixa de frequências que variam de 0 Hz (frequência nominal do sistema) à algumas dezenas de kHz (frequência de chaveamento dos dispositivos semicondutores e outros transitórios). No entanto, o ajuste das características das linhas CC em frequências extremamente baixas requer uma alta ordem da função racional de *fitting*, o que leva a um ajuste impreciso (SILVA; GOLE; WEDEPOHL, 2007). Neste contexto, o PSCAD/EMTDC fornece a opção *DC Correction*, que é realizado através do método conhecido como forma funcional, o qual introduz uma modificação na função racional de *fitting*, permitindo um ajuste mais preciso sem aumentar substancialmente o número de polos. Nesta aproximação, a resposta CC é exata e, por isso, utilizar-se-á esta aproximação.

4.1.4 Conversor multinível modular

O conversor VSC pode ser modelado utilizando os modelos detalhado ou médio. No primeiro, todos os semicondutores são incluídos, enquanto no segundo os mesmos são substituídos por fontes de tensão CA. No que diz respeito à simulação, usando um modelo detalhado em comparação ao médio, o tempo de execução é bem maior (ROGERSTEN, 2014).

Nesta pesquisa, utilizar-se-á o modelo desenvolvido por engenheiros da *Manitoba HVDC Research Centre*, desenvolvedores do PSCAD/EMTDC, o qual usa a representação média (Manitoba HVDC Research Center, 2015). Este modelo, a princípio, é utilizado para estudar o desempenho dos sistemas MMC-HVDC e o comportamento dos conversores diante de faltas. Portanto, pelas mesmas razões, optou-se por utilizá-lo para estudo dos transitórios provocados por descargas atmosféricas. Para tanto, será necessário reduzir o passo de simulação, para que não haja perda de informações, visto que trata-se de um fenômeno muito rápido. Assim, o passo adotado será de 10^{-7} s, conforme recomendado por Watson e Arrillaga (2003).

Nesse modelo, os $N = 38$ submódulos por braço são compostos de arranjos conversores do tipo meia ponte. Para modelá-lo, foi utilizada a técnica proposta por CIGRÉ Working Group B4.57 (2014) com o modelo *Type-4*, onde obtém-se o circuito equivalente de Thévenin apresentado na Figura 36.

Assim, estendendo este conceito para N submódulos teremos a configuração apresentada na Figura 37, que consiste basicamente na associação das resistências e tensões equivalentes de cada submódulo. O circuito mais à direita representa a interface gráfica do módulo utilizado no PSCAD/EMTDC. Esta modelagem do conversor meia ponte é

bastante utilizada para estudos de faltas CC e simulações do desempenho do sistema, sendo preciso o suficiente para o estudo da incidência de descargas atmosféricas.

Figura 36 – Modelo Thevenin de um submódulo.

Figura 37 – Modelo Thevenin de N submódulos.

Para este trabalho, todos os controles pertencentes ao Controle I serão realizados segundo o método do controle vetorial (conforme apresentado na Seção 2.3.3). Assim:

- ❑ Controle externo de potência: neste trabalho, o terminal 2 do sistema proposto será responsável por este controle, o qual será realizado com base no diagrama apresentado na Figura 18;
- ❑ Controle externo de tensão CC: este controle será realizado apenas através do terminal 1, cujo esquema é apresentado na Figura 19;
- ❑ Controle externo de tensão CA: como o sistema proposto possui duas redes CA conectadas em cada terminal do link CC, ambas os terminais controlam a tensão CA com base no método explicitado na Figura 20;
- ❑ Controle de correntes circulantes: este será realizado através do diagrama visto na Figura 21.

Vale lembrar que o controle vetorial se dá a partir das transformadas e anti-transformadas abc/dq . Assim, as tensões e correntes CA são referidas para o sistema dq , sincronizadas

Tabela 6 – Parâmetros do PLL.

Parâmetros	Valores
Ganho proporcional (k_P)	3000
Ganho integral (k_I)	2000
Tensão base (V)	1
Frequência base (Hz)	60

com o ângulo de fase extraído da própria tensão CA através de um PLL. O PLL empregado apresenta as características descritas na Tabela 6.

O Controle I resulta nas tensões de referência a serem sintetizadas pelo conversor, as quais são injetadas no bloco de Modulação, que é responsável por calcular quantos submódulos devem ser conectados nos braços superior e inferior a cada instante de controle.

A técnica de modulação adotada nesta pesquisa será o SPWM. A sequência de pulsos é gerada a partir da comparação entre as portadoras dispostas segundo o PSC-PWM, a qual é composta por 76 formas de onda defasadas em $360^\circ/76 = 4.74^\circ$ uma em relação à outra, e duas formas de onda de referência através do método direto. Neste caso, as modulantes correspondem à formas de onda senoidais complementares. Como resultado, o conversor é capaz de produzir 77 níveis de tensão por fase (38 níveis por braço e o nível zero).

Finalmente, o Controle II atua de forma a promover o balanceamento das tensões dos capacitores. Neste trabalho, será utilizado o método tradicional de classificação, que depende das seguintes informações:

- ❑ Determinação do número de submódulos a serem inseridos em cada braço através do sinal de saída do Modulador, de forma que o degrau da tensão CA seja obtido e a soma total dos capacitores por perna resulte na tensão do link CC;
- ❑ As tensões de todos os capacitores de cada fase são classificadas e indexadas, do menor para o maior nível de tensão;
- ❑ Determinação do sentido das correntes em cada perna.

De posse de todos esses dados, se as correntes dos braços superior ou inferior forem positivas, apenas os submódulos com tensões mais baixas são inseridos. Consequentemente, os capacitores inseridos são carregados e suas tensões aumentam. Da mesma forma, se as correntes são negativas, apenas os submódulos com tensões dos capacitores elevadas é que são inseridos. Portanto, estes capacitores são descarregados e suas tensões diminuem.

Resultados e discussões

Neste capítulo, será realizado o estudo do desempenho de um sistema MMC-HVDC em conexão ponto-a-ponto na topologia bipolar frente descargas atmosféricas, de forma a avaliar o desempenho dos conversores e a eficácia dos para-raios de óxido metálico empregados em sistemas CC. Para tanto, o sistema proposto é primariamente apresentado, enquanto as respectivas simulações serão realizadas em seguida utilizando-se o software PSCAD/EMTDC.

5.1 Sistema utilizado

O sistema proposto neste trabalho é fictício. No entanto, retrata bem os links HVDC que são mais susceptíveis a descargas atmosféricas, ou seja, aqueles que são empregados com linhas aéreas para transmissão a longas distâncias. Este sistema é apresentado na Figura 38 e, conforme pode ser visto, integram duas redes CA, uma em cada extremidade, através de um bipolo.

Serão simulados e apresentados os resultados de quatro casos distintos, sem e com a presença de para-raios de óxido metálico, variando a posição de incidência das descargas atmosféricas nos terminais 1 (à esquerda) e 2 (à direita). A saber:

- ❑ Caso 1: Descarga atmosférica na entrada do lado CA do terminal 1 (T1);
- ❑ Caso 2: Descarga atmosférica na entrada do lado CC do terminal 1 (T1);
- ❑ Caso 3: Descarga atmosférica na entrada do lado CC do terminal 2 (T2);
- ❑ Caso 4: Descarga atmosférica na entrada do lado CA do terminal 2 (T2).

5.1.1 Parâmetros

O sistema utilizado apresenta os parâmetros mostrados nos tópicos a seguir, para todos os casos simulados.

Figura 38 – Sistema MMC-HVDC simulado.

Redes CA

Ambas as redes CA estão representadas por fontes de tensão CA, as quais estão conectadas ao conversor através de dois transformadores e dois reatores de fase (um por estação conversora). Os parâmetros correspondentes estão resumidos na Tabela 7.

Tabela 7 – Parâmetros das redes CA.

Parâmetros	Valores
Tensão da rede (kV_{ef})	T1: 240
	T2: 230
Frequência da rede (Hz)	60
Resistência série da rede (Ω)	0,88
Resistência paralela da rede (Ω)	1000
Indutância da fonte (H)	0,046
Relação de transformação dos transformadores	230/175
Potência nominal dos transformadores (MVA)	750
Reatância de dispersão dos transformadores (pu)	0,1
Reator de fase (mH)	50

Conversores

Conforme visto na Figura 38, o sistema HVDC é composto por duas estações conversoras em cada terminal. Os parâmetros adotados nas simulações para cada um destes estão resumidos na Tabela 8.

Controle

Os parâmetros dos sistemas de controle de ambos os terminais estão listadas nas Tabelas 9 e 10. Vale ressaltar que o terminal 1 é responsável pelos controles das tensões CA e CC, enquanto o terminal 2 controla a potência ativa e a tensão CA, conforme citado anteriormente.

Tabela 8 – Parâmetros dos conversores modulares multiníveis.

Parâmetros	Valores
Tensão CC nominal (kV)	320
Tensão CA nominal (kV)	175
Potência nominal (MVA)	750
Número de submódulos por braço	38
Capacitor do submódulo (μF)	5100
Frequência de chaveamento dos submódulos (Hz)	180
Indutância de braço (mH)	50

Tabela 9 – Parâmetros para o controle do terminal 1.

	Parâmetros	Valores
Controle externo de tensão CA	Kp	1
	Ti	0, 1
Controle externo de tensão CC	Kp	0, 65
	Ti	0, 025
Controle interno	Kp	0, 35
	Ti	0, 1
Controle de correntes circulantes	Kp	0, 8
	Ti	0, 01

Tabela 10 – Parâmetros para o controle do terminal 2.

	Parâmetros	Valores
Controle externo de tensão CA	Kp	1
	Ti	0, 1
Controle externo de potência ativa	Kp	0, 25
	Ti	0, 02
Controle interno	Kp	0, 35
	Ti	0, 1
Controle de correntes circulantes	Kp	0, 8
	Ti	0, 01

5.2 Estudos de caso

Neste seção, serão apresentados todos os resultados obtidos nas simulações, bem como uma análise minuciosa a respeito do desempenho do sistema HVDC e dos conversores

MMC. A descarga atmosférica será aplicada em $t = 0,1$ s em um passo de simulação de 10^{-7} s.

5.2.1 Caso 1

Os resultados do caso 1 são apresentados nas Figuras 39(a) e 39(b) para o sistema sem para-raios, enquanto as Figuras 40(a) e 40(b) representam as mesmas grandezas com a presença dos para-raios.

Ao observar o caso sem para-raios, nota-se no terminal 1 que, como a descarga atmosférica está sendo aplicada na fase *a*, o distúrbio provocado é muito maior, atingindo um pico de aproximadamente 27500 kV. Devido ao acoplamento com as demais fases, sobretensões menores na ordem de -2500 kV surgem nas fases *b* e *c*. No entanto, o terminal 2 não sofre nenhuma influência, visto que o link CC não transmite o distúrbio, conforme pode ser visto observando-se as tensões e correntes CC.

A corrente trifásica do terminal 1, por sua vez, apresenta um pico elevado na fase *a*, cerca de 13 kA, enquanto as demais fases sofrem oscilações menores. Da mesma forma como pôde ser observado para a tensão, nada acontece nas correntes trifásicas do terminal 2.

O acoplamento dos para-raios no sistema proporciona uma melhoria das sobretensões geradas. Porém, o mesmo não pode ser afirmado para as sobrecorrentes. A tensão da fase *a* no terminal 1, por exemplo, apresenta uma oscilação entre -350 e 450 kV, um degrau de apenas 100 kV. Já a corrente da fase *a* no mesmo terminal atinge um pico de 27,5 kA no instante da descarga atmosférica. Vale ressaltar que o efeito do acoplamento nas demais fases também é bastante reduzido.

No entanto, ao observar as grandezas relacionadas ao link CC, nota-se o surgimento de oscilações com a presença dos para-raios, o que não foi visto anteriormente. A tensão CC entre polos, por exemplo, varia entre 550 e 775 kV no terminal 1, e no terminal 2 entre 525 e 750 kV, ambas com um degrau máximo de 225 kV. O mesmo pode ser observado para as correntes CC, no entanto, trata-se de uma oscilação desprezível que é rapidamente suprimida. Portanto, neste caso, o sistema de controle consegue atuar, visto que a ação do PLL rastreando as tensões e correntes é perceptível.

Acredita-se que esta oscilação das grandezas no link CC ocorrem em virtude do modelo de resistência não-linear adotado para o para-raios de óxido metálico. Apesar disso, a partir das simulações é possível reafirmar que estes dispositivos são capazes de suprimir os transitórios provocados por descargas atmosféricas, reduzindo drasticamente a sobretensão no lado CA do terminal 1. Uma outra observação importante diz respeito ao fato dos conversores não transmitirem o surto para o link CC, o que pode estar relacionado com as características internas e o sistema de controle do MMC.

Figura 39 – Desempenho do sistema no caso 1, sem para-raios.

De cima para baixo: tensão trifásica, em kV; corrente trifásica, em kA; tensão CC entre polos, em kV; corrente CC, em kA; tensão CC polo-terra, em kV.

(a) Terminal 1.

(b) Terminal 2.

5.2.2 Caso 2

Neste caso, os resultados podem ser observados nas Figuras 41(a) e 41(b) para a rede operando sem para-raios, e nas Figuras 42(a) e 42(b) para a mesma com a presença dos

Figura 40 – Desempenho do sistema no caso 1, com para-raios.

De cima para baixo: tensão trifásica, em kV; corrente trifásica, em kA; tensão CC entre polos, em kV; corrente CC, em kA; tensão CC polo-terra, em kV.

(a) Terminal 1.

(b) Terminal 2.

para-raios.

A primeira característica a ser notada neste caso é que, ao contrário do caso 1, a descarga atmosférica incidindo sobre o link CC é transmitida para as redes CA. Este fato pode ser notado a partir dos distúrbios presentes no lado CA do terminal 1, onde a tensão

torna-se distorcida e ocorre um leve aumento da sua magnitude, enquanto a corrente é reduzida bruscamente para aproximadamente metade do seu valor nominal, atingindo em torno de 1,5 kA. Em ambos os casos, o sistema de controle dos conversores leva em torno de 100 ms para atuar e mitigar os efeitos transitórios.

No entanto, ao analisar as grandezas medidas no lado CA do terminal 2, nota-se que o distúrbio é muito maior. Isto pode ser explicado ao observar a tensão CC entre polos, por exemplo, onde a descarga incide no terminal 1 e as ondas viajantes resultantes enxergam uma impedância elevada no terminal 2, sendo refletidas e amplificadas. Portanto, pode-se concluir que quanto maior a sobretensão no lado CC do conversor, maior é a distorção transmitida para o lado CA.

O acoplamento dos para-raios no sistema estudado, porém, reduz drasticamente os distúrbios provocados em ambos os terminais CA. Assim, conclui-se que os dispositivos conectados no lado CC dos conversores foram capazes de suprimir praticamente toda a sobretensão, evitando sua propagação para o lado CA.

Ao observarmos a tensão CC polo-terra sem a presença dos para-raios, nota-se que o polo positivo é mais afetado, justamente pelo fato da descarga atmosférica incidir diretamente sobre o mesmo. Esta sobretensão varia entre -1000 kV à aproximadamente 10000 kV, um degrau de 12000 kV. Enquanto o polo negativo oscila entre -3500 kV e 1500 kV. Reafirma-se a teoria das ondas viajantes ao analisarmos o terminal 2, onde a sobretensão aumenta no polo negativo. No caso com para-raios, nota-se que este pico de tensão é reduzido bruscamente, apresentando uma variação de 300 kV à 600 kV no polo positivo do terminal 1, e de 175 kV à 500 kV no terminal 2, por exemplo.

A corrente CC no polo positivo do terminal 1, por sua vez, apresenta um pico inicial correspondente à amplitude da descarga atmosférica, que rapidamente é reduzida para sobrecorrentes com picos de aproximadamente 5 kA. Já no terminal 2, as correntes nos polos positivo e negativo apresentam oscilações que variam entre $-2,5$ kA e $7,5$ kA, um degrau de 10 kA aproximadamente. No entanto, a presença dos para-raios no terminal 1 proporciona uma redução brusca nestas correntes, as quais passam a oscilar em torno de $1,4$ kA. No terminal 2, o mesmo comportamento se repete, porém com correntes ainda mais reduzidas, as quais variam cerca de 1 kA.

Comparando ambos os resultados, nota-se a eficiência dos para-raios de óxido metálico acoplados no link CC, os quais são fabricados e testados para operar em redes CA em 50/60 Hz. Também é possível verificar a atuação do sistema de controle que, apesar de ser submetido a um fenômeno transitório muito rápido, em poucos milissegundos suprime as sobretensões.

5.2.3 Caso 3

Assim como no Caso 2, o mesmo comportamento pode ser observado nas Figuras 43(a), 43(b), 44(a) e 44(b), devido à simetria do sistema sob estudo. Portanto, todas as

Figura 41 – Desempenho do sistema no caso 2, sem para-raios.

De cima para baixo: tensão trifásica, em kV; corrente trifásica, em kA; tensão CC entre polos, em kV; corrente CC, em kA; tensão CC polo-terra, em kV.

(a) Terminal 1.

(b) Terminal 2.

análises realizadas com relação ao desempenho do sistema no caso 2, podem ser replicadas pra este estudo de caso, alterando-se somente os terminais.

Figura 42 – Desempenho do sistema no caso 2, com para-raios.

De cima para baixo: tensão trifásica, em kV; corrente trifásica, em kA; tensão CC entre polos, em kV; corrente CC, em kA; tensão CC polo-terra, em kV.

(a) Terminal 1.

(b) Terminal 2.

5.2.4 Caso 4

No Caso 4, apresentado nas Figuras 45(a), 45(b), 46(a) e 46(b), também é possível visualizar o mesmo comportamento do Caso 1, alterando-se somente o lado CA que é

Figura 43 – Desempenho do sistema no caso 3, sem para-raios.

De cima para baixo: tensão trifásica, em kV; corrente trifásica, em kA; tensão CC entre polos, em kV; corrente CC, em kA; tensão CC polo-terra, em kV.

(a) Terminal 1.

(b) Terminal 2.

afetado ou não pela sobretensão. Além disso, o mesmo comportamento pode ser notado para o link CC. Desta forma, são válidas as mesmas análises e observações realizadas para o caso 1.

Figura 44 – Desempenho do sistema no caso 3, com para-raios.

De cima para baixo: tensão trifásica, em kV; corrente trifásica, em kA; tensão CC entre polos, em kV; corrente CC, em kA; tensão CC polo-terra, em kV.

(a) Terminal 1.

(b) Terminal 2.

Figura 45 – Desempenho do sistema no caso 4, sem para-raios.

De cima para baixo: tensão trifásica, em kV; corrente trifásica, em kA; tensão CC entre polos, em kV; corrente CC, em kA; tensão CC polo-terra, em kV.

Figura 46 – Desempenho do sistema no caso 4, com para-raios.

De cima para baixo: tensão trifásica, em kV; corrente trifásica, em kA; tensão CC entre polos, em kV; corrente CC, em kA; tensão CC polo-terra, em kV.

(a) Terminal 1.

(b) Terminal 2.

Conclusões e trabalhos futuros

A necessidade de integrar fontes de energia renováveis à rede e transmitir energia a longas distâncias, além do desenvolvimento da eletrônica de potência, tornam o sistema HVDC uma solução tecnológica bastante viável. Desta forma, vários desafios surgem paralelamente, os quais devem ser investigados e contornados.

A partir da revisão bibliográfica realizada neste trabalho, notou-se que o foco dos estudos nos sistemas MMC-HVDC encontra-se na detecção e supressão de faltas, sejam elas induzidas por descargas atmosféricas ou outros fatores. Pouco tem se falado a respeito do efeito dos distúrbios (sem a ocorrência de *flashover*) provocados por descargas diretas, o que pode proporcionar diversos problemas devido à sensibilidade dos conversores MMC diante de sobretensões e sobrecorrentes. Portanto, faz-se imprescindível o estudo do comportamento destes dispositivos de forma a evitar que eventuais desligamentos do sistema HVDC ocorram.

Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho das linhas de transmissão e dos conversores frente descargas atmosféricas em um sistema HVDC baseado em conversores MMC na topologia bipolar, a qual é comumente utilizada para transmissão a longas distâncias empregando linhas aéreas. Para tanto, foram pesquisados e estudados modelos, tanto das descargas atmosféricas quanto dos conversores, que permitissem uma representação precisa dos seus comportamentos.

Tendo definido os modelos a serem utilizados, realizaram-se simulações em quatro casos distintos, com e sem a presença dos para-raios. Notou-se que o dimensionamento e a locação correta dos para-raios de óxido metálico, comumente utilizados em sistemas CA, operam adequadamente em sistemas CC. No entanto, embora os para-raios tenham reduzido as sobretensões de maneira expressiva, maiores ajustes nos seus níveis de tensão nominal ou a adoção de modelos mais sofisticados são necessários a fim de evitar as oscilações observadas nos resultados, pois estas podem eventualmente danificar os conversores.

Uma outra observação importante notada nas simulações é que a sobretensão gerada pelo surto atmosférico se propaga para o lado CA ao incidir no lado CC, mas o inverso não ocorre. Este é um aspecto importante que comprova a estabilidade proporcionada

pela interconexão de sistemas CA através de links HVDC.

Assim, como trabalhos futuros, pretende-se realizar:

- ❑ Uma análise, ou mesmo adaptação, dos para-raios utilizados nesses sistemas, bem como a modelagem de para-raios CC para fins de comparação do desempenho;
- ❑ Uma avaliação da distribuição das sobretensões nos diversos submódulos, a fim de detectar se os mesmos não seriam danificados diante de fenômenos transitórios com frente de onda íngreme. Fato este que invalidaria os resultados obtidos nesta pesquisa após a ocorrência do surto.

Referências

- ABNT. **NBR 5419-2: Proteção contra descargas atmosféricas - Parte 2: Gerenciamento de risco**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2015. 104 p. ISBN 9788507008941.
- ADAM, G. P.; DAVIDSON, I. E. Robust and Generic Control of Full-Bridge Modular Multilevel Converter High-Voltage DC Transmission Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 6, p. 2468–2476, 2015. ISSN 08858977.
- AMETANI, A.; KAWAMURA, T. A method of a lightning surge analysis recommended in Japan using EMTP. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 2 I, p. 867–875, 2005. ISSN 08858977.
- ARRILLAGA, J. **High Voltage Direct Current Transmission**. 2nd. ed. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2008. v. 29. 1–296 p. ISBN 9780852969410.
- BRUCE, R.; GOLDE, H. The lightning discharge. **Journal of the Institution of Electrical Engineers - Part I: General**, v. 88, n. 6, p. 242–245, 1941. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5293629>>.
- CANDELARIA, J.; PARK, J.-D. VSC-HVDC system protection: A review of current methods. **2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011**, p. 1–7, 2011.
- CIGRE WG01 SC33. Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines. **CIGRE Report 63**, v. 01, n. October, p. 64, 1991.
- CIGRÉ Working Group B4.57. **Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid**. [S.l.: s.n.], 2014. 1–222 p. ISBN 9782858733057.
- COMMITTEE, S. **IEEE Guide for Direct Lightning Stroke**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1996. ISBN 1559377682.
- DAVARI, M.; MOUSAVI, O. A.; SALABEIGI, I. Analysis and comparison of the lightning overvoltage in the AC connected and VSC based HVDC connected wind farms. **IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON**, p. 1–6, 2009.
- DEBNATH, S. et al. Operation, Control, and Applications of the Modular Multilevel Converter: A Review. **IEEE Transactions on Power Electronics**, PP, n. 99,

p. 1–1, 2014. ISSN 0885-8993. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6757006>>.

DWYER, J. R.; UMAN, M. A. The physics of lightning. **Physics Reports**, Elsevier B.V., v. 534, n. 4, p. 147–241, 2014. ISSN 03701573. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.physrep.2013.09.004>>.

HAILESELAASSIE, T. M. **Control of Multi-terminal VSC-HVDC Systems**. 1–122 p. Dissertação (Mestrado) — Norwegian University of Science and Technology, 2008.

HAMATWI, E. et al. Modeling and control of voltage source converters for grid integration of a wind turbine system. **2016 IEEE PES PowerAfrica**, p. 98–106, 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7556579/>>.

HAN, Y. et al. Influence of modeling methods on the calculated lightning surge overvoltages at a UHVDC converter station due to backflashover. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 3, p. 1090–1095, 2012. ISSN 08858977.

HEIDLER, F.; CVETIC, J. M.; STANIC, B. V. Calculation of lightning current parameters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 2, p. 399–404, 1999. ISSN 08858977.

HINRICHSSEN, V. **Metal-Oxide Surge Arrester - Fundamentals**. 1st. ed. Berlin, Germany: Siemens, 2001. 1–120 p.

ITAIPU. **Integração ao Sistema Brasileiro**. 2015. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/integracao-ao-sistema-brasileiro>>.

KALITJUKA, T. **Control of Voltage Source Converters for Power System Applications**. 1–69 p. Dissertação (Mestrado) — Norwegian University of Science and Technology, 2011. Disponível em: <<http://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2:452318>>.

KARAMPELAS, P. et al. Parameters' optimisation for surge arrester circuit models. **IET Science, Measurement & Technology**, v. 4, n. 2, p. 86–92, 2010. ISSN 1751-8822. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-smt.2009.0048>>.

KIM, C.-K. et al. **HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems**. 1th. ed. Singapore: [s.n.], 2009. 352 p. ISBN 0470822961. Disponível em: <https://books.google.com/books/about/HVDC_Transmission.html?id=ohJ7Z2Cc5G0C&pgis=1>.

KIMBARK, E. W. **Direct Current Transmission Volume I**. 1th. ed. Portland, Oregon: [s.n.], 1971. 1–508 p. ISBN 0471475807.

Manitoba HVDC Research Center. **HVDC VSC transmission interconnecting two AC systems**. 2015. Disponível em: <<https://hvdc.ca/knowledge-base/read/article/222/hvdc-vsc-transmission-interconnecting-two-ac-systems/v>>.

LOURINHO, F. A. **Proteção de Linhas de Transmissão de Sistemas VSC-HVDC utilizando Limitadores de Corrente de Falta**. 144 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2016.

ONS. **Acompanhamento Mensal de Intercâmbios Internacionais Setembro/2017**. Brasília: [s.n.], 2017.

PAUCAR, B. C. **Sistema HVDC Baseado Em Conversores Multinível Modulares**. 1–181 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

PEDROSA, R. d. O. **Estudo da absorção de energia de para-raios de ZnO instalados em linhas de transmissão de 138 kV**. 1–84 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2013.

ROGERSTEN, R. **VSC-HVDC System Modeling and Validation**. 1–132 p. Dissertação (Mestrado) — KTH Royal Institute of Technology, 2014.

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

SHU, H. C. et al. Modeling and simulation of lightning electromagnetic transient and identification of shielding failure and back striking in ± 800 kV UHVDC transmission lines: Part I: Modeling and simulation of lightning electromagnetic transient. **Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC**, p. 9–12, 2009. ISSN 21574839.

SILVA, D. A. D. et al. Reliability of directly-molded polymer surge arresters: Degradation by immersion test versus electrical performance. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 53, n. 1, p. 488–498, 2013. ISSN 01420615. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.05.023>>.

SILVA, H. M. J. D.; GOLE, A.; WEDEPOHL, L. Accurate electromagnetic transient simulations of HVDC cables and overhead transmission lines. **International Conference on Power System Transients (IPST)**, v. 2007, p. 1–6, 2007. Disponível em: <http://ipstconf.org/papers/Proc_IPST2007/07IPST024.pdf>.

SOUSA, J. E. G. M. d. **Análise em Regime Estacionário e Transitório de Ligações Multi-Terminais HVDC**. 1–206 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Técnica de Lisboa, 2012.

STAN, A.-I.; STROE, D.-I. **Control of VSC-based HVDC Transmission System for Offshore Wind Power Plants**. 1–101 p. Dissertação (Mestrado) — Aalborg University, 2010.

SUZUKI, N. Y. **Estudo de controle e proteção para sistemas de transmissão HVDC multiterminal baseados em conversores modulares multiníveis**. 1–97 p. Dissertação (Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2018.

VISACRO, S. **Descargas Atmosféricas: uma Abordagem de Engenharia**. 1st. ed. São Paulo: Artliber Editora Ltda, 2005. 1–272 p. ISBN 8588098318.

WAGNER, C. F.; MCCANN, G. D. Induced voltages on Transmission Lines. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, v. 61, n. 12, p. 916–930, 1942. ISSN 0096-3860. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5058463>>.

WATSON, N.; ARRILLAGA, J. **Power Systems Electromagnetic Transients Simulation**. [s.n.], 2003. 449 p. ISBN 9780852961063. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbpo039e>>.

XING, L. et al. Fault transient simulation analysis for HVDC transmission lines. **2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)**, p. 3–8, 2015.

YOU, M. et al. Lightning model for HVDC transmission lines. **10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change**, v. 0, n. 1, p. P62–P62, 2010. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2010.0337>>.

ZANETTA, L. C. **Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência**. São Paulo: [s.n.], 2003. 1–718 p.

ZHANG, X. et al. Mechanism of ± 800 kV HVDC converter abnormal block fault caused by lightning transient. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 113, p. 157–164, 2014. ISSN 03787796. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.03.023>>.