

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS – UFMG
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE

AMANDA ANDREATTA CAMPOLINA MORAES

**DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO HVDC FRENTE A
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS: ASPECTOS DE INTERESSE E ANÁLISES DE
SENSIBILIDADE**

BELO HORIZONTE

2024

Amanda Andreatta Campolina Moraes

**DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO HVDC FRENTE A
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS: ASPECTOS DE INTERESSE E ANÁLISES DE
SENSIBILIDADE**

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

Área de concentração: Engenharia de Potência
Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Fernando Henrique Silveira

BELO HORIZONTE

2024

M827d Moraes, Amanda Andreatta Campolina.
Desempenho de linhas de transmissão HVDC frente a descargas atmosféricas [recurso eletrônico] : aspectos de interesse e análises de sensibilidade / Amanda Andreatta Campolina Moraes. – 2024.
1 recurso online (89 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Fernando Henrique Silveira.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Bibliografia: f. 85-89.

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Linhas elétricas – Postes e torres – Teses. 3. Eletricidade atmosférica – Teses. 4. Impedância (Eletricidade) – Teses. 5. Simulações (Computadores digitais) – Teses. I. Silveira, Fernando Henrique. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
COLEGIADO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FOLHA DE APROVAÇÃO

"Desempenho de Linhas de Transmissão HvdC Frente À Descargas Atmosféricas: Aspectos de Interesse e Análises de Sensibilidade"

Amanda Andreatta Campolina Moraes

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

Aprovada em 27 de agosto de 2024.

Por:

Prof. Dr. Fernando Henrique Silveira
DEE (UFMG) - Orientador

Prof. Dr. Ronaldo Eugenio de Souza Filho
ICT (UNIFEI)

Prof. Dr. Alberto Resende De Conti
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Silvério Visacro Filho
DEE (UFMG)



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Henrique Silveira, Professor do Magistério Superior**, em 27/08/2024, às 12:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Alberto Resende de Conti, Professor do Magistério Superior**, em 27/08/2024, às 13:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Silverio Visacro Filho, Professor do Magistério Superior**, em 27/08/2024, às 15:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ronaldo Eugenio de Souza Filho, Usuário Externo**, em 28/08/2024, às 14:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3490637** e o código CRC **BA03D0B3**.

Dedico este trabalho aos meus pais, Geisy e Rogério, e à minha irmã Mariana, pela dedicação, suporte e amor de sempre

Agradecimentos

Os agradecimentos principais são direcionados à minha família, minha irmã, Mariana, e aos meus pais, Geisy e Rogério, que me fortalecem diariamente para que eu alcance meus objetivos, priorizando sempre o bem-estar da nossa família, a garantia de educação e respeito, e incentivando dedicação e comprometimento em todos os meus projetos, principalmente nos estudos.

Agradecimento especial ao meu orientador, Fernando Henrique Silveira, pela atenção, dedicação e paciência durante todo o processo, sempre com muita sensibilidade e equilíbrio entre aluno e ser humano, além da constante disposição para dar auxílio, com muito respeito e educação.

Agradeço também ao LRC, *Lightning Research Center*, na UFMG, e ao professor Silvério Visacro, por permitirem um ambiente de referência para o desenvolvimento do trabalho, e à CAPES pelo auxílio durante o programa de mestrado.

Resumo

Esta dissertação de mestrado apresenta uma contribuição referente ao desempenho de linhas de transmissão HVDC frente a descargas atmosféricas considerando o mecanismo de *backflashover*. Para isso, foi desenvolvido um conjunto extenso de análises de sensibilidade baseadas em simulação computacional, considerando diferentes topologias de torres e disposição de polos, ampla faixa de valores de impedâncias impulsivas de pé de torre e assumindo a incidência no topo das torres de descargas de polaridade negativa e positiva. O trabalho também compara o desempenho de linhas HVDC com linhas HVAC com mesma configuração de torre e nível de tensão.

O trabalho apresenta uma discussão da influência da polaridade e posição dos polos, ou condutores fase, nas sobretensões resultantes na cadeia de isoladores, correntes críticas e probabilidade de ocorrências de *backflashover*, para duas configurações de linha de transmissão HVDC, que consideram uma torre autoportante de 500 kV, circuito duplo, e uma torre estaiada de 600 kV, circuito simples. As análises foram realizadas com a assistência de simulações computacionais baseadas no modelo HEM, *Hybrid Electromagnetic Model*, e no modelo de progressão do líder LPM, *Leader Progression Model*.

O estudo destaca a importância do posicionamento e polaridade dos polos e do valor da impedância de pé de torre para a definição do desempenho das linhas HVDC. Os resultados indicam, em geral, o pior desempenho (menores valores de corrente crítica) para a linha HVDC com torre autoportante frente a descarga negativa quando os polos positivos estão posicionados nas cadeias de isoladores inferiores. Por outro lado, o pior desempenho frente a descarga positiva está relacionado ao posicionamento dos polos negativos nas cadeias de isoladores inferiores. Comportamento similar é observado para a linha HVDC com torre estaiada, conforme esperado. Além disso, foram verificados piores desempenhos para valores elevados de impedância de pé de torre para ambas as configurações de linha.

Observou-se, também, um melhor desempenho geral frente a descargas atmosféricas para a torre estaiada, de 600 kV, em comparação àquele referente à Torre autoportante, de 500 kV, além de um melhor desempenho de ambas as torres para o

cenário de incidência de descargas negativas em relação àquele de descargas positivas. Além disso, destaca-se o aparente melhor desempenho do sistema HVDC em comparação ao sistema HVAC, uma vez respeitada a mesma topologia de torre e nível de tensão. O pior desempenho do sistema HVDC foi verificado através da análise da corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover*, assim como a análise das taxas de desligamento. Foram indicados os máximos valores de Z_p que garantiriam o desempenho de 1 desligamento/100 km/ano, exigido pelo ONS para linhas de transmissão de extra alta tensão. Tais valores limites são menores para o sistema HVDC, indicando seu pior desempenho e a necessidade de instalação de maiores comprimentos de cabos contrapesos para uma mesma condição de solo.

Palavras-chave: Linhas de transmissão HVDC, descargas atmosféricas, desempenho, sobretensões, *backflashover*, corrente crítica, taxas de desligamento.

Abstract

This work aims to present a contribution referred to the lightning performance of HVDC, High Voltage Direct Current, transmission lines considering backflashover. A set of sensitivity analysis is developed based on computational simulations, considering different line topologies and position of the DC poles, a wide range of grounding impulse impedances, Z_p , and assuming the incidence at the tower top of negative and positive lightning. This work also compares the performance of HVDC and HVAC lines with the same tower configuration and voltage level.

The work presents a discussion of the influence of the polarity and position of the DC poles, or phase conductors on the resulting overvoltages across line insulator strings, critical currents and probability of backflashover occurrence, for two HVDC transmission line configurations, that considers a self-supporting double circuit 500 kV tower and a guyed 600 kV single circuit tower. These analyzes were carried out with the assistance of computational simulations based on the HEM model, Hybrid Electromagnetic Model, and the progression model from the LPM, Leader Progression Model.

The study highlights the importance of the positioning and polarity of the poles and the value of the tower footing impedance for defining the performance of HVDC lines. The results indicate, in general, the worst performance (lower values of critical current) for negative lightning when the positive poles are positioned in the lower insulator strings of the self-supported HVDC transmission tower. On the other hand, the worst performance assuming positive lightning is related to negative poles positioned in the lower insulator strings. Similar behaviour is observed for the transmission line with guyed tower, as expected. Also, the worst performances are observed for greater values of tower-footing impedance for both line configurations.

Furthermore, a better general lightning performance was noted for the guyed tower, 600 kV, in comparison with the one for the self-supporting tower, 500 kV, in addition to a better performance of both towers for the case of negative lightning, and the apparent worse performance of the HVDC system compared to the HVAC system, both with the same tower topology and voltage level. The worst performance for the HVDC system is indicated through the analysis of critical current, probability of backflashover

occurrence and outage rate. Maximum Z_p values were calculated to achieve the performance of 1 outage/100 km/year, determined by ONS, National System Operator of Brazil, for extra-high voltage transmission lines. These limit values are lower for the HVDC system, indicating its worse performance and the need to install longer counterpoise wires for the same soil conditions.

Keywords: HVDC transmission lines, electric discharges, performance, overvoltage, *backflashover*, critical current, shutdown rates.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Variação do custo do investimento de linhas de transmissão CA e HVDC de 6000MW em função da extensão da LT	26
Figura 1.2 – Custo aproximado, em M\$, do investimento de linhas de transmissão de 6000 MW de 765 kV CA, 500 kV CC e 800 kV CC para 2000 km de extensão de linha. ROW, <i>Right of Way</i> , consiste na distância horizontal necessária no solo	26
Figura 1.3 – Interligações envolvendo os Sistemas Norte/Nordeste	30
Figura 1.4 – Interligações envolvendo o Sistema Sul	30
Figura 3.1 – Formas de onda de corrente de retorno de primeira descarga negativa para medições na Estação do Monte San Salvatore (MSS) e na Estação do Morro do Cachimbo (MCS)	39
Figura 3.2 – Formas de onda de corrente de retorno de primeira descarga positiva para medições na Estação do Monte San Salvatore (MSS)	39
Figura 3.3 – Distribuições de pico de corrente de retorno para descargas primeiras para a Estação do Monte San Salvatore (MSS), da Estação do Morro do Cachimbo (MCS), da corrente duplo pico do CIGRE e do IEEE Std. 1234, para duas faixas de valores para a corrente: (a) 0 a 100 kA, (b) 100 a 200 kA	40
Figura 3.4 – Mapa da Densidade de Descargas Atmosféricas no Brasil (1998 a 2013) .	42
Figura 3.5 – Legenda ampliada do Mapa da Densidade de Descargas Atmosféricas no Brasil (1998 a 2013)	42
Figura 4.1 – Modelagem da torre da linha de transmissão de 500 kV CC, incluindo suas dimensões	44
Figura 4.2 – Modelagem da torre da linha de transmissão estaiada de 600 kV CC, incluindo suas principais dimensões	45
Figura 4.3 – Configurações dos polos da Torre da linha de transmissão autoportante de 500 kV	48

Figura 4.4 – Procedimento de cálculo de desempenho (Esquema simplificado)	49
Figura 5.1 – Sobretensão na cadeia de isoladores sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre autoportante para uma descarga negativa. (a) Polo Superior Esquerdo, (b) Polo Superior Direito, (c) Polo Inferior Esquerdo, (d) Polo Inferior Direito. Efeito CC não considerado	51
Figura 5.2 – Sobretensão na cadeia de isoladores sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga positiva. (a) Polo Superior Esquerdo, (b) Polo Superior Direito, (c) Polo Inferior Esquerdo, (d) Polo Inferior Direito. Efeito CC não considerado	54
Figura 5.3 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC. Configuração A e impedância de pé de torre Z_p de 20 Ω . (a) Polos esquerdos e (b) Polos direitos	56
Figura 5.4 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC. Configuração B e impedância de pé de torre Z_p de 20 Ω . (a) Polos esquerdos e (b) Polos direitos	57
Figura 5.5 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC. Configurações C e impedância de pé de torre Z_p de 20 Ω . C1: (a) Polos esquerdos -, (c) Polos direitos +; C2: (b) Polos esquerdos +, (d) Polos direitos -	57
Figura 5.6 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC. Configurações D e impedância de pé de torre Z_p de 20 Ω . D1: (a) Polos esquerdos (com polo direito superior +), (c) Polos direitos (com polo direito superior +); D2: (b) Polos esquerdos (com polo direito superior -), (d) Polos direitos (com polo direito superior -)	58
Figura 5.7 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga positiva. Configuração A e impedância de pé de torre Z_p de 20 Ω . (a) Polos esquerdos e (b) Polos direitos	60
Figura 5.8 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga positiva. Configuração B e impedância de pé de torre Z_p de 20 Ω . (a) Polos esquerdos e (b) Polos direitos	61

Figura 5.9 - Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga positiva. Configurações C e impedância de pé de torre Z_p de 20Ω . C1: (a) Polos esquerdos -, (c) Polos direitos +; C2: (b) Polos esquerdos +, (d) Polos direitos - 61

Figura 5.10 - Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga positiva. Configurações D e impedância de pé de torre Z_p de 20Ω . D1: (a) Polos esquerdos (com polo direito superior +), (c) Polos direitos (com polo direito superior +); D2: (b) Polos esquerdos (com polo direito superior -), (d) Polos direitos (com polo direito superior -) 62

Figura 5.11 – Sobretensão sem efeito CC na cadeia de isoladores do polo direito da linha HVDC para a torre estaiada para cada valor de impedância de pé de torre simulada. Incidência de descarga negativa no topo da torre 69

Figura 5.12 – Sobretensão sem efeito CC na cadeia de isoladores referente ao polo direito da linha HVDC para cada valor de impedância de pé de torre simulada. Incidência de descarga positiva no topo da torre 70

Figura 5.13 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga negativa para o polo com + 600 kV e com – 600 kV. (a) $Z_p = 20 \Omega$ e (b) $Z_p = 100 \Omega$ 71

Figura 5.14 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga positiva para o polo com + 600 kV e com – 600 kV. (a) $Z_p = 20 \Omega$ e (b) $Z_p = 100 \Omega$ 72

Figura 5.15 – Taxas de desligamento em função de Z_p para diferentes valores de N_g para a configuração da torre autoportante. (a) HVAC e (b) HVDC 77

Figura 5.16 – Taxas de desligamento em função de Z_p para diferentes valores de N_g para a configuração da torre estaiada. (a) HVAC e (b) HVDC 78

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Parâmetros medianos de correntes de descargas negativas descendentes referentes aos dados de medição das estações Monte San Salvatore (MSS), Morro do Cachimbo (MCS) e em linhas de transmissão do Japão (JTL)	39
Tabela 3.2 – Parâmetros medianos de correntes de descarga positiva referentes aos dados de medição da estação monte San Salvatore (MSS)	40
Tabela 4.1 – Constantes E_0 e k_0 para o modelo de flashover do CIGRE	47
Tabela 4.2 – Parâmetros da distribuição lognormal das distribuições de corrente da descarga negativa, para valores de corrente abaixo de 20 kA e valores entre 20 e 200 kA, e da descarga positiva	47
Tabela 5.1 – Picos de sobretensão na cadeia de isoladores sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre autoportante para uma descarga negativa. Variação de percentual em relação a Z_p igual a 10 Ω em parênteses	51
Tabela 5.2 – Picos de sobretensão na estrutura da torre como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga negativa. Variação de percentual em relação a Z_p igual a 10 Ω em parênteses	52
Tabela 5.3 - Picos de sobretensão no condutor de fase da torre como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga negativa. Variação de percentual em relação a Z_p igual a 10 Ω em parênteses	52
Tabela 5.4 – Picos de sobretensão na cadeia de isoladores sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga positiva. Variação de porcentagem em relação ao Z_p de 10 Ω	54
Tabela 5.5 – Picos de sobretensão na estrutura da torre sem efeito DC como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga positiva. Variação de porcentagem em relação ao Z_p de 10 Ω	55

Tabela 5.6 – Picos de sobretensão nos condutores de fase sem efeito DC como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga positiva. Variação de porcentagem em relação ao Z_p de 10Ω	55
Tabela 5.7 – Valor de pico de sobretensão nos isoladores referentes ao polo positivo com o efeito CC em função da impedância impulsiva de pé de torre Z_p . Incidência de descarga negativa no topo da torre	59
Tabela 5.8 – Valor de pico de sobretensão nos isoladores referentes ao polo positivo com o efeito CC em função da impedância impulsiva de pé de torre Z_p . Incidência de descarga positiva no topo da torre	62
Tabela 5.9 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> sem e com efeito CC para cada impedância de pé de torre Z_p . Incidência de descarga negativa no topo da torre	64
Tabela 5.10 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> para a linha simulada de 500 kV HVDC para cada configuração de polos. Incidência de descarga negativa no topo da torre	65
Tabela 5.11 – Polo que determina o desempenho da linha HVDC para cada configuração. Incidência de descarga negativa no topo da torre	65
Tabela 5.12 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> sem e com efeito CC. Incidência de descarga positiva no topo da torre	66
Tabela 5.13 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> para a linha simulada de 500 kV HVDC para cada configuração de polos. Incidência de descarga positiva no topo da torre	67
Tabela 5.14 - Polo que determina o desempenho da linha HVDC para cada configuração. Incidência de descarga positiva no topo da torre	67
Tabela 5.15 – Picos de sobretensão na estrutura, fase e isoladores da torre sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre estaiada. Incidência de descarga negativa no topo da torre. Entre parêntesis: Variação percentual em relação ao caso referente a Z_p de 10Ω	69

Tabela 5.16 – Picos de sobretensão na estrutura, fase e isoladores da torre sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre estaiada. Incidência de descarga positiva no topo da torre. Entre parêntesis: Variação percentual em relação ao caso referente a Z_p de 10Ω	70
Tabela 5.17 – Picos de sobretensão na cadeia de isoladores da torre com efeito CC de +600 kV como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre estaiada. Incidência de descarga negativa no topo da torre. Variação de porcentagem em relação ao Z_p de 10Ω	71
Tabela 5.18 – Picos de sobretensão na cadeia de isoladores da torre com efeito CC de +600 kV como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre estaiada. Incidência de descarga positiva no topo da torre. Variação de porcentagem em relação ao Z_p de 10Ω	72
Tabela 5.19 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> sem e com efeito CC para cada impedância de pé de torre Z_p . Incidência de descarga negativa no topo da torre	73
Tabela 5.20 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> sem e com efeito CC para cada impedância de pé de torre Z_p . Incidência de descarga positiva no topo da torre	74
Tabela 5.21 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> em HVAC e HVDC em função da impedância impulsiva Z_p (Torre autoportante)	75
Tabela 5.22 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> em HVAC e HVDC em função da impedância impulsiva Z_p (Torre estaiada)	76
Tabela 5.23 – Valores máximos de impedância de pé de torre Z_p em função da densidade de descargas N_g para obtenção de taxa de 1 desligamento/100 km/ ano, considerando as LTs HVAC e HVDC na torre autoportante	78
Tabela 5.24 – Valores máximos de impedância de pé de torre Z_p em função da densidade de descargas N_g para obtenção de taxa de 1 desligamento/100 km/ ano, considerando as LTs HVAC e HVDC com torre estaiada	79

Sumário

1	Introdução.....	20
1.1	Relevância e Motivação.....	20
1.2	Objetivo	21
1.3	Metodologia	22
1.4	Organização do texto	22
2	Linhas de Transmissão HVDC.....	24
2.1	Considerações Iniciais	24
2.2	O sistema HVDC	24
2.3	Topologias do sistema HVDC	27
2.4	Panorama das linhas de transmissão HVDC no mundo	28
2.5	Linhas de Transmissão HVDC no Brasil.....	29
2.6	Contexto do desempenho frente a descargas de Linhas de Transmissão HVDC	31
3	A importância das descargas atmosféricas para o desempenho de Linhas de Transmissão	34
3.1	Introdução	34
3.2	O fenômeno Descargas Atmosféricas.....	34
3.3	Interação das Descargas Atmosféricas com as linhas de transmissão ..	36
3.4	Principais parâmetros das Descargas Atmosféricas que influenciam o desempenho de LTs.....	37
3.5	A Taxa de Incidência de Descargas Atmosféricas em Linhas de Transmissão	41
4	Metodologia de desenvolvimento: Modelos, parâmetros e configurações	43
4.1	Introdução	43
4.2	Metodologia de cálculo.....	43

4.3	Parâmetros das simulações	44
4.3.1	<i>Torres das linhas de transmissão</i>	44
4.3.2	<i>Parâmetros da descarga e distribuição dos valores de pico de corrente</i>	46
4.3.3	<i>Configuração dos polos e efeito CC</i>	47
4.4	Procedimento do cálculo.....	48
5	Resultados e Análises.....	50
5.1	Introdução	50
5.2	Torre da linha de transmissão autoportante: Circuito duplo, quatro polos	50
5.2.1	<i>Sobretensões na cadeia de isoladores sem efeito CC</i>	50
5.2.2	<i>Sobretensões na cadeia de isoladores com o efeito CC</i>	55
5.2.3	<i>Estimativa do desempenho da linha HVDC em relação ao backflashover</i>	64
5.3	Torre da linha de transmissão estaiada: Circuito simples, dois polos ..	68
5.3.1	<i>Sobretensões na cadeia de isoladores sem efeito CC</i>	68
5.3.2	<i>Sobretensões na cadeia de isoladores com o efeito CC</i>	71
5.3.3	<i>Estimativa do desempenho da linha HVDC em relação ao backflashover</i>	73
5.4	Desempenho da linha de transmissão: Comparativo HVAC x HVDC	75
5.4.1	<i>Torre autoportante: 500 kV CC</i>	75
5.4.2	<i>Torre estaiada: 600 kV CC</i>	76
5.5	Taxas de desligamento de Linhas de Transmissão: HVAC x HVDC ..	77
5.5.1	<i>Torre autoportante</i>	77
5.5.2	<i>Torre estaiada</i>	78
5.6	Considerações finais	79
6	Conclusões e Propostas de Continuidade.....	81

6.1	Conclusões	81
6.2	Propostas de Continuidade.....	84
	Referências Bibliográficas	85

1 Introdução

1.1 Relevância e Motivação

Os estudos de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas são essenciais para garantir a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores e para evitar desligamentos e consequente interrupção do fornecimento de energia, que pode gerar perdas técnicas e financeiras às empresas concessionárias.

Atualmente, há uma predominância de sistemas em corrente alternada, majoritariamente justificada pelo avanço dos transformadores, que permitem uma fácil e eficiente conversão dos níveis de tensão em corrente alternada, possibilitando consequentemente a transmissão de energia em níveis mais elevados de tensão, reduzindo perdas e melhorando a qualidade do fornecimento (RODRIGUES et al., 2019).

Contudo, com a introdução de novas fontes de energia e o desafio de integrá-las a sistemas de grande escala, em países com grandes territórios, como Brasil, China, Índia e Estados Unidos, os sistemas de transmissão de energia em extra alta tensão vêm-se expandindo e a tecnologia em corrente contínua, *High Voltage Direct Current*, HVDC, tem se tornado bastante atraente.

De acordo com o ONS, Operador Nacional do Sistema, órgão operador do sistema de energia brasileiro, a presença dessa tecnologia no país já começa a se destacar. No Brasil, em 2023, havia um total de 171.640 km de linhas de transmissão integrando o SIN, Sistema Interligado Nacional, sendo que cerca de 11.000 km delas (aproximadamente 6% do total) operavam em corrente contínua, em 600 kV CC e 800 kV CC (ONS, 2024).

A EPE, Empresa de Pesquisa Energética, destaca em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, que os sistemas HVDC configuram uma alternativa de potencial aplicação no sistema de transmissão brasileiro, que tende a necessitar de maior distribuição espacial, uma vez que permite coletar a geração de pontos diferentes para um único ponto de grande concentração de carga. Dessa forma, os sistemas de corrente contínua vêm sendo objeto de análises e estudos da empresa, que com o auxílio de

estudiosos e fabricantes de equipamentos de corrente contínua, vem avaliando a viabilidade de sua aplicação a médio e longo prazo no Brasil, destacando-se o futuro sistema em +/- 800 kV CC Graça Aranha - Silvânia, nas regiões Norte e Nordeste do país (EPE, 2022).

Com essa tendência de expansão, tratar as linhas HVDC de forma mais particularizada torna-se ainda mais importante, por se tratar de sistemas de extra alta tensão. Há estudos que analisam a influência da polaridade das linhas CC em seu desempenho contra o fenômeno de *backflashover* (MANDULEY, 2021), enquanto outros discutem os desafios e performance de uma transmissão com configurações CA e CC na mesma torre e como isso influencia o desempenho do sistema (WEI, 2012) (MACKOW, 2005). Em geral, estes estudos utilizam as técnicas empregadas em análises de desempenho de linhas de transmissão em corrente alternada para uma aplicação similar nas linhas de transmissão em corrente contínua.

Dessa forma, se faz necessário entender as características do sistema HVDC e as diferenças apresentadas em bibliografia em relação aos sistemas em corrente alternada, de forma a consolidar este conhecimento e entender a influência das peculiaridades de um sistema HVDC no desempenho das LTs frente a descargas atmosféricas, de alta taxa de incidência no Brasil, e consequentemente contribuir para uma implementação mais otimizada da proteção contra estes fenômenos nas linhas HVDC, de forma a minimizar as perdas técnicas e financeiras decorrentes de desligamentos.

1.2 Objetivo

Esta dissertação de mestrado tem como objetivo apresentar um estudo do desempenho de linhas de transmissão HVDC frente a descargas atmosféricas considerando diferentes topologias de linha, bem como descargas atmosféricas de polaridade negativa e positiva, para diferentes condições de impedância impulsiva de pé de torre e configurações de polos. Adicionalmente, o trabalho compara o desempenho dessas linhas HVDC com linhas convencionais em corrente alternada que porventura tenham a mesma configuração de torre.

Nesse contexto, foram utilizadas simulações computacionais, considerando o modelo HEM (VISACRO & SOARES, 2005) para cálculo das sobretensões na cadeia de

isoladores dos polos e o método LPM – *Leader progression model* (CIGRE, 1991) para determinar o desempenho em relação ao *backflashover*.

O trabalho objetiva, então, entender o comportamento de linhas de transmissão HVDC em diferentes circunstâncias, de modo a prover elementos que proporcionem o estabelecimento de práticas de proteção adaptadas à essa tecnologia.

1.3 Metodologia

A metodologia adotada neste trabalho irá se apoiar em simulações computacionais considerando o modelo HEM (VISACRO e SOARES, 2005) e o método LPM. As linhas de transmissão HVDC serão modelados com base em configurações reais aplicadas no mundo e no Brasil, utilizando referências bibliográficas que tratam do tema desta dissertação. Dessa forma, serão implementadas simulações computacionais que visam aplicar as características de uma linha de transmissão HVDC, considerando suas peculiaridades e desafios, e estabelecer referências e resultados de desempenho, a serem utilizados como ferramentas no desenvolvimento de técnicas para melhoria de desempenho de linhas HVDC frente a descargas atmosféricas.

Ainda no contexto desta dissertação de mestrado, pretende-se avaliar as peculiaridades dos sistemas HVAC e HVDC, e desenvolver análises de sensibilidade do seu desempenho frente a descargas atmosféricas, de modo a contribuir para uma delimitação mais clara de aplicação de tais linhas no contexto de sua resposta frente a descargas, considerando o fenômeno de *backflashover*. Nesse sentido, será possível destacar de forma mais apurada seus desafios de integração em um sistema amplamente constituído por tecnologias de corrente alternada, além dos indicadores de desempenho desta linha e formas de melhorá-los, melhorando seu desempenho.

1.4 Organização do texto

O texto foi organizado da seguinte forma: o presente capítulo apresenta a introdução do tema, incluindo motivação, relevância e objetivos do trabalho desenvolvido.

No **Capítulo 2**, são apresentadas as principais características de um sistema HVDC, destacando as principais características e os desafios quanto ao desempenho das

linhas de transmissão HVDC, além de suas principais diferenças em relação às linhas de transmissão HVAC.

No **Capítulo 3**, descreve-se a importância das descargas atmosféricas para o desempenho das Linhas de Transmissão, incluindo as principais definições relativas às descargas atmosféricas, os mecanismos de *flashover*, *backflashover* e falha de blindagem.

No **Capítulo 4**, é apresentada a metodologia de desenvolvimento principal da dissertação para análise de desempenho de Linhas de Transmissão HVDC, com a metodologia de cálculo utilizada, as configurações consideradas e os modelos de torre, parâmetros e distribuição de corrente da descarga aplicados, etc.

No **Capítulo 5**, são apresentados os resultados e análises deste trabalho referentes às sobretensões e correntes críticas em duas configurações de linha HVDC, considerando a incidência direta de descargas atmosféricas de polaridade negativa e positiva no sistema. Além disso, são apresentadas comparações do desempenho de linhas de transmissão HVDC e HVAC com a mesma topologia de torre, incluindo uma análise das taxas de desligamento das linhas.

As principais conclusões são apresentadas no **Capítulo 6**, assim como as propostas de continuidade do trabalho em questão.

As referências bibliográficas citadas ao longo do texto se encontram listadas ao final do trabalho.

2 Linhas de Transmissão HVDC

2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta os principais conceitos de um sistema HVDC em linhas de transmissão, destacando as características aplicadas no desenvolvimento deste trabalho para alcançar os objetivos estipulados.

Primeiramente, são apresentadas as principais diferenças entre os sistemas HVDC e HVAC, linhas de transmissão convencionais em corrente alternada, e destacadas as vantagens e desvantagens do uso de linhas HVDC. Posteriormente, são apresentados os diferentes tipos de sistema HVDC, destacando suas principais características, assim como as topologias mais utilizadas no Brasil e no mundo. Por fim, é apresentado um panorama geral da evolução das linhas HVDC no Brasil.

2.2 O sistema HVDC

O termo HVDC se origina do termo em inglês *High Voltage Direct Current* e consiste em sistemas operando em corrente contínua em alta, extra alta ou ultra alta tensão. Nesse sentido, linhas de transmissão HVDC configuram sistemas que transmitem a energia elétrica através da corrente contínua, usualmente em tensões de 500, 600 ou 800 kV CC. A torre relativa à linha de transmissão CC, diferentemente das fases de um sistema em corrente alternada, possui polos determinados com polaridade negativa ou positiva dependendo da configuração do sistema.

Apesar das importantes vantagens dos sistemas HVDC sobre os sistemas convencionais em CA, que serão apresentadas a seguir, destaca-se que existem limitações ambientais para a tecnologia HVDC, como o impacto da poluição, de fatores climáticos como neve e vento, onde forem aplicáveis, e no projeto da cadeia de isoladores, que em geral exige cadeias mais longas (MANDULEY, 2020).

Contudo, com o crescimento dos sistemas elétricos pelo mundo, em destaque pelo aumento da demanda por energia elétrica e a busca pela expansão de fontes de energia renováveis, a busca por tecnologias que atendam essas mudanças encontra as limitações dos sistemas convencionais em corrente alternada, CA, e as vantagens que sistemas em corrente contínua, HVDC, podem trazer frente a esses obstáculos.

Além da transmissão alternada para CA e contínua para HVDC, ambos sistemas têm como grande diferença suas perdas. A eficiência energética para sistemas HVDC é, em geral, maior, pois para o mesmo nível de potência transmitida, as perdas são menores para o sistema CC comparado a um sistema em corrente alternada (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

Além disso, para a corrente alternada, há o efeito pelicular, em que ocorre um aumento da densidade de corrente na periferia do fio e a redução próxima ao centro. Já a corrente contínua flui por toda a seção horizontal do condutor. Isso indica que, para a mesma potência, é necessário um condutor de menor seção e menor quantidade de condutores para os sistemas HVDC, o que também implica menores custos e espaço necessário para a instalação.

A Figura 2.1, retirada e adaptada da referência ALASSI (2019), mostra uma comparação geral entre a variação do custo do investimento entre uma transmissão em CA e a transmissão em HVDC, para um sistema de 6000 MW. A extensão da linha é indicada em km e varia conforme o local. Para linhas aéreas, o ponto de equiparação varia entre aproximadamente 300 e 800 km de extensão. A Figura 2.2 apresenta valores aproximados de linhas de transmissão de 765 kV AC, 500 kV CC e 800 kV CC considerando 2000 km de extensão de linha.

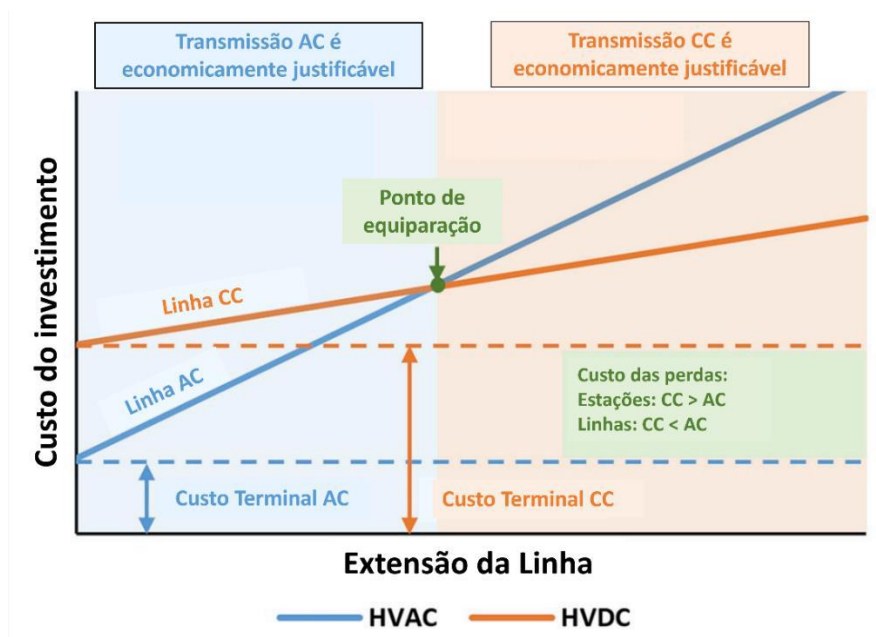


Figura 2.1 – Variação do custo do investimento de linhas de transmissão CA e HVDC de 6000MW em função da extensão da LT.

Fonte: adaptado de (ALASSI, 2019).

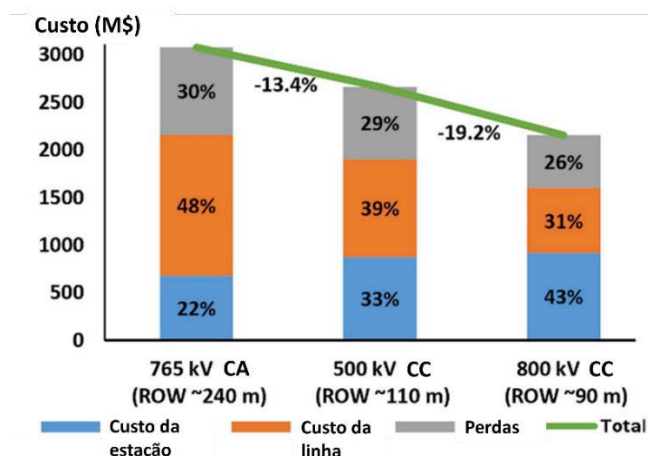


Figura 2.2 – Custo aproximado, em M\$, do investimento de linhas de transmissão de 6000 MW de 765 kV CA, 500 kV CC e 800 kV CC para 2000 km de extensão de linha. ROW, *Right of Way*, consiste na distância horizontal necessária no solo.

Fonte: adaptado de (ALASSI, 2019).

Uma importante desvantagem do sistema CA é a impossibilidade de interligar sistemas operando em frequências diferentes. Essa interligação entre dois pontos com frequências distintas já é possível em um sistema de linha de transmissão HVDC. Um exemplo prático dessa aplicação é a conexão entre as linhas da usina de Itaipu. A usina com geração no Paraguai opera em 50 Hz e se conecta em um elo CC para a transmissão ao Brasil, que opera em 60 Hz (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007; PÉREZ-MOLINA et al., 2020).

Em resumo, sistemas HVDC podem ser utilizados para conectar sistemas de corrente alternada em frequências distintas, assim como, devido a sua capacidade de transmitir energia com menores perdas, conectar pontos separados por grandes distâncias, como parques de geração eólica localizados em alto-mar, usinas fotovoltaicas em locais mais remotos, e transmitir energia de forma subterrânea, além de permitir uma solução mais viável para transmissão em trechos subaquáticos (PÉREZ-MOLINA et al., 2020).

2.3 Topologias do sistema HVDC

Para entender o funcionamento de linhas de transmissão HVDC é importante identificar suas aplicações e topologias, com destaque para o tipo de conversor utilizado no sistema.

Com um sistema majoritariamente em corrente alternada atualmente, o uso de conversores é essencial na implementação e expansão de sistemas HVDC no cenário mundial de linhas de transmissão, principalmente no aumento de capacidade das linhas em CA existentes e de interligações entre sistemas de corrente contínua e de corrente alternada.

A topologia dessas linhas está diretamente ligada ao tipo de conversor utilizado. O CSC, *current-source converter*, ou conversor por fonte de corrente, e o VSC, *voltage-source converter*, ou conversor por fonte de tensão, são as duas topologias mais usualmente aplicadas em sistemas HVDC.

A topologia CSC é mais amplamente conhecida e tratada na literatura, além de mais antiga. Ela depende das tensões e impedância do sistema em corrente alternada e, por isso, também é referenciada como conversor comutado pela linha, ou *Line Commutated Converter (LCC)*, em inglês (WATSON, 2020). Para inverter o fluxo de potência, a tecnologia necessita que haja uma inversão mecânica da polaridade da tensão CC (LIMA et al., 2020; PÉREZ-MOLINA et al., 2020). Isto já não acontece na topologia VSC, em que a comutação é realizada automaticamente, empregando dispositivos auto-comutáveis como o IGBT (*Integrated Gate Bipolar Transistor*) e o GTO (*Gate Turn-Off Transistor*), o que gera um aumento enorme na flexibilidade do sistema (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007; LIMA et al., 2020).

Contudo, a tecnologia CSC é amplamente utilizada e pode ser considerada mais vantajosa do que a VSC financeiramente e em relação a perdas energéticas e confiabilidade para operações em larga escala, como linhas de transmissão longas de altos níveis de potência, entre 1000 e 3000 MW (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007). Além disso, a topologia VSC é limitada em relação aos níveis de tensão, considerando o emprego da tecnologia PWM (*Pulse Width Modulation*), e em relação à potência, sendo utilizadas em aplicações de 100 a 1200 MW e em curta e média-longa distâncias (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007; LIMA et al., 2020).

De acordo com LIMA (2020), atualmente, é possível empregar sistemas HVDC multi-terminais, conectando três ou mais estações conversoras, criando um link CC, e interligando a outros sistemas CA, de forma a conseguir maior confiabilidade e flexibilidade.

2.4 Panorama das linhas de transmissão HVDC no mundo

A primeira conexão em HVDC foi construída pela ABB na Suécia em 1954 e se chamava Gotland 1. O sistema com tensão de 100 kV CC possuía 98 km de extensão e capacidade de transmissão de 20 MW, utilizando válvulas de arco de mercúrio em seu conversor (ALASSI, et al; 2019). Na década de 1960, sistemas de transmissão em corrente contínua foram comissionados em países como Reino Unido, França, Itália, Dinamarca, Japão e Nova Zelândia, já com o desenvolvimento de válvulas de tiristores, reduzindo o peso e espaço necessário e aumentando eficiência e flexibilidade (LONG; NILSSON, 2007; WATSON; WATSON, 2020). Em seguida, tecnologias como o IGBT (*Insulated-Gate Bipolar Transistor*) foram desenvolvidas na década de 1980 e aplicadas no final da década de 1990.

Atualmente, o país que mais se destaca em inovações no mercado dos sistemas HVDC, assim como com instalações de novas conexões e protagonismo de empresas na área é a China, que possui 23 projetos de linhas LCC-HVDC em operação ou em construção. Estima-se que, em operação, até 2023, a China possuía mais de 35.000 km de extensão de linhas de transmissão HVDC, majoritariamente em 800 kV CC, e previsão para instalação de outros quase 8.000 km de linha, em construção.

2.5 Linhas de Transmissão HVDC no Brasil

A matriz energética brasileira é favorável a implementação de linhas de transmissão HVDC. Além da grande extensão territorial do Brasil, constituindo 171.640 km de extensão da transmissão de energia, conforme o ONS, a matriz energética é composta majoritariamente por fontes de energias renováveis. Em junho de 2024 (ONS, 2024), a capacidade instalada no SIN era de 224.495 MW, sendo mais de 80% desta provinda de fontes de energia renováveis, incluindo energia hidrelétrica, eólica, solar e nuclear.

Dos quase 172.000 km de extensão atualmente instalados no Sistema Interligado Nacional, SIN, brasileiro, aproximadamente 11.000 km são compostos de linhas de transmissão HVDC (ONS, 2024), configurando 6,4% das interligações.

O sistema brasileiro atual é composto por 6 (seis) grandes linhas de transmissão HVDC, conforme o ONS:

- Belo Monte (Xingu, PA) – Estreito (MG): cerca de 2080 km de extensão e 2 polos de 800 kV CC.
- Belo Monte (Xingu, PA) – T.Rio (RJ): 2534 km de extensão em 800 kV CC.
- Madeira (AC) – Araraquara 2 (SP):
 - Madeira I: 2385 km de extensão em 600 kV CC.
 - Madeira II: 2385 km de extensão em 600 kV CC.
- Itaipu (Foz do Iguaçu, PR) – Ibiuna (SP):
 - Itaipu I: cerca de 810 km de extensão em 600 kV CC.
 - Itaipu II: cerca de 810 km de extensão em 600 kV CC.

Além disso, obras de novas linhas de transmissão HVDC estão em andamento para expansão dessa tecnologia no SIN brasileiro, como a linha que se estende de Graça Aranha, MA a Silvania, GO, leiloado em dezembro de 2023, indicada na Figura 2.2, por um trajeto de 1468 km de extensão.

O Caderno de Estudos do Plano Decenal de Expansão 2032 também apresenta as seguintes imagens, indicando as linhas de transmissão HVDC existentes, LT Xingu-Estreito (800 kV) e LT Xingu - T.Rio (800 kV) e previstas, LT Graça Aranha – Silvânia (800 kV) para 2032, nas regiões Norte/Nordeste e Centro-Sul do país, Figura 2.3 e a LT Itaipu – Ibiúna (800 kV), nas regiões Sul e Sudeste, Figura 2.4.

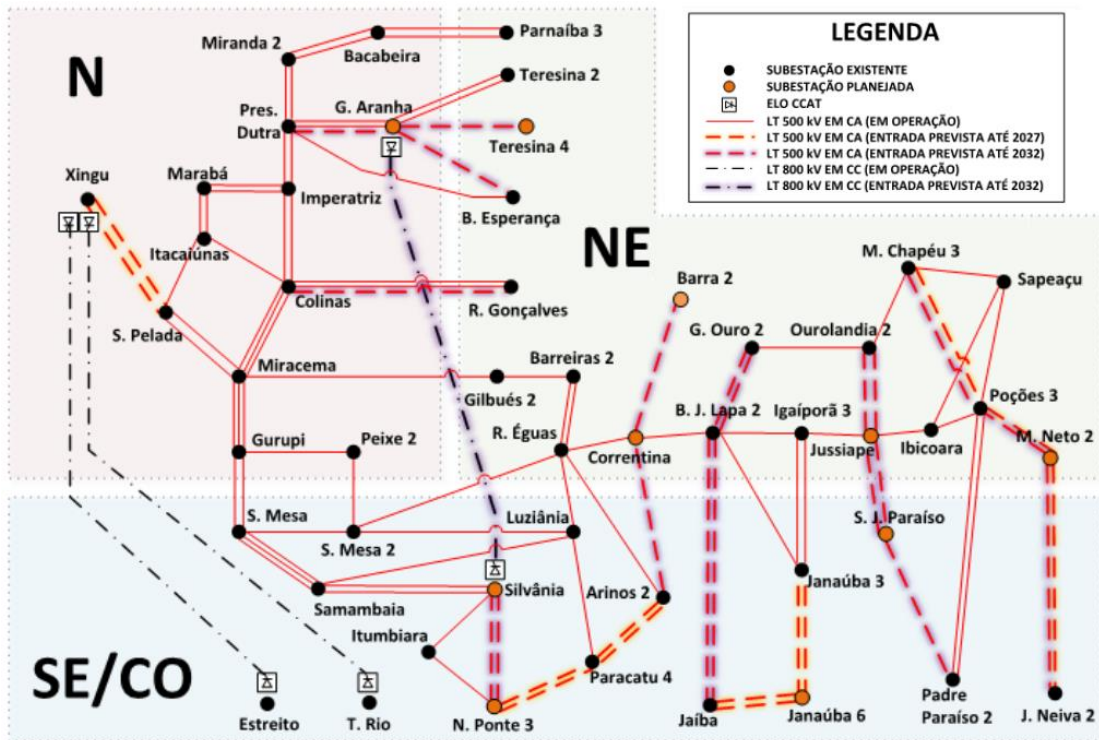


Figura 2.3 – Interligações envolvendo os Sistemas Norte/Nordeste.
 Fonte: (PDE 2032, 2023).

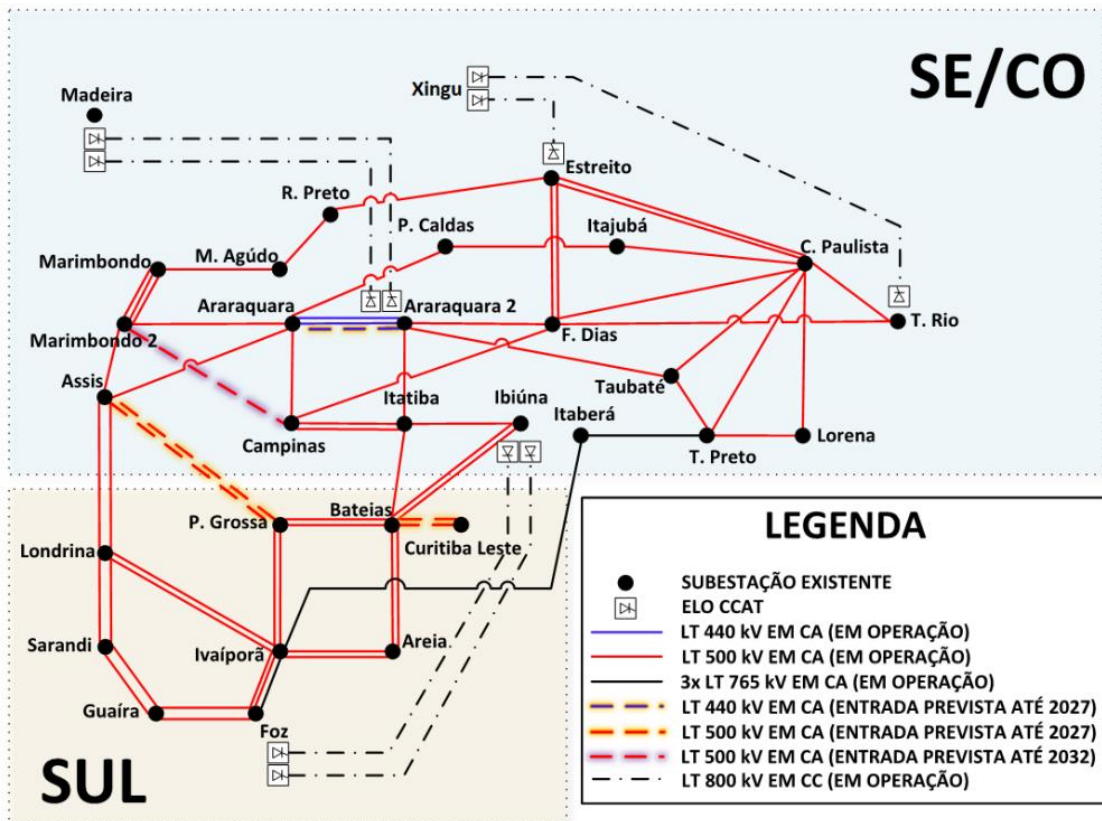


Figura 2.4 – Interligações envolvendo o Sistema Sul.
 Fonte: (PDE 2032, 2023).

Adicionalmente, a perspectiva de crescimento dessa tecnologia no país segue crescente, com uma previsão em dezembro de 2022 da instalação de 15000 km de novas linhas de transmissão no Sistema Interligado Nacional, SIN (PET 2022). No PNE 2050, Plano Nacional de Expansão 2050 o seguinte parágrafo destacou a vantagem de sistemas de transmissão HVDC no cenário brasileiro atual:

“Considerando que a expansão da oferta segue uma tendência de maior distribuição espacial, principalmente devido à contratação das fontes renováveis que naturalmente seguem os locais/regiões de maior disponibilidade de recursos, a alternativa de sistemas HVDC multi-terminal torna-se uma potencialidade de aplicação no sistema de transmissão brasileiro, uma vez que a possibilidade de instalação de três ou mais conversoras compartilhando um mesmo elo de transmissão permitiria, por exemplo, coletar a geração de, ao menos, dois pontos diferentes da rede e escoar a energia produzida para um ponto de grande concentração de carga.” (PNE, 2050)

2.6 Contexto do desempenho frente a descargas de Linhas de Transmissão HVDC

O desempenho de linhas de transmissão HVDC vem sendo mais comumente tratado em bibliografia a fim de melhor entender as peculiaridades desse crescente sistema. Trabalhos como (ALASSI, 2019) e (PEREIRA, 2023), descrevem um panorama geral da história dos sistemas de linha de transmissão HVDC, indicando seus principais desafios e uma visão geral econômica, tecnológica e do panorama atual e futuro das linhas HVDC do mundo e no Brasil.

Já o artigo por (MANDULEY, 2022), considerado uma extensão de (MANDULEY, 2020), realiza uma análise de desempenho frente a descargas atmosféricas negativas de torres de transmissão HVDC de quatro polos com circuito duplo em 320 kV e 500 kV, de dimensões distintas e diferentes comprimentos de cadeia de isoladores, para diferentes configurações dos quatro polos em estudo e diferentes valores de impedância de pé de torre. Esse estudo, se tratando da torre de 500 kV CC, foi utilizado como base no desenvolvimento desta dissertação. Além do cálculo de desempenho, o trabalho foca principalmente nos métodos possíveis de melhora do

desempenho das torres em questão, como o posicionamento dos polos e dos para-raios na incidência de *backflashover* e cadeias de isoladores desbalanceadas. Resumidamente, percebeu-se por esse trabalho a importância do posicionamento dos polos CC nas probabilidades de *backflashover*, além da possibilidade de se melhorar consideravelmente o desempenho das linhas ao combinar um bom posicionamento de polos e o desbalanço do isolamento.

Outro trabalho que estuda a atratividade da torre e analisa o posicionamento dos para-raios no desempenho final de uma torre da linha de transmissão HVDC é (RODRIGUES, 2019), composto por autores nacionais. Ele contextualiza o cenário brasileiro de linhas de transmissão HVDC, citando as principais linhas e o histórico de implementação das estruturas. Para seu desenvolvimento, utiliza o modelo EDF para a linha de transmissão HVDC brasileira localizada em Belo Monte, PA, a Estreito, MG, de mais de 2000 km de extensão e quatro polos para diferentes níveis de pico de corrente de descarga 3,9 kA, 5,4 kA, 10,1 kA e 15,7 kA. Esse modelo EDF consiste em acompanhar o desenvolvimento do líder positivo descendente, analisando as quedas de tensão, para determinar o campo elétrico no ponto atual e seguinte do líder. Com isso, é possível determinar uma equação que resulta no campo elétrico considerando os passos do líder e seu gradiente, e indica a direção de propagação da descarga (RODRIGUES, 2016a) (RODRIGUES, 2016b).

Verificou-se nesse trabalho que o polo positivo atrai a maioria das descargas negativas aplicadas. No trabalho são propostos deslocamentos dos cabos para-raios horizontalmente em 5 e 8 m na direção do lado com maior incidência para redução da falha de blindagem em 50%.

Uma análise interessante também realizada em alguns trabalhos é o desempenho de linhas de transmissão híbridas, ou seja, que possuam na mesma torre circuitos em HVAC e em HVDC. O artigo (MACKOM, 2015) destaca o estudo de desempenho de uma torre composta por um circuito HVDC de 420 kV CC em um lado da torre e um circuito de 380 kV CA no outro lado, e uma torre com um circuito duplo adicional em 110 kV CA na estrutura inferior. O trabalho usa a forma de onda de corrente côncava do CIGRE para simular a descarga atmosférica para diferentes impedâncias de pé de torre. O trabalho indicou que a conversão da primeira torre em um sistema multi-circuito, com

o circuito de 420 kV CC, aumenta a probabilidade da ocorrência de *backflashover*, enquanto para a segunda torre com o circuito de 110 kV AC, a adição de um sistema CC não modifica consideravelmente o desempenho da torre em termos de *backflashover*.

Com essas contribuições é possível ter uma base para o desenvolvimento desta dissertação, objetivando estudar diferentes configurações e condições de linhas de transmissão HVDC e auxiliar no melhor entendimento de como garantir um melhor desempenho dessas linhas dentro do cenário energético atual.

3 A importância das descargas atmosféricas para o desempenho de Linhas de Transmissão

3.1 Introdução

A incidência de descargas atmosféricas em linhas de transmissão tem um impacto importante no fornecimento e segurança do sistema elétrico brasileiro. A grande extensão das linhas e sua altura em relação ao solo determinam uma área de alta incidência de descargas atmosféricas, que eleva a possibilidade de desligamento das linhas por solicitação dos isoladores. Hoje, considera-se, conforme estatísticas de concessionárias de energia, que cerca de 70% dos desligamentos dos sistemas de transmissão ocorrem devido a incidência de descargas atmosféricas nas linhas (VISACRO, 2005).

Este capítulo foca em descrever o fenômeno de descargas atmosféricas, seu impacto em linhas de transmissão e seus principais aspectos aplicados na análise de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas.

3.2 O fenômeno Descargas Atmosféricas

Para um entendimento mais apurado a respeito do desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas, se faz necessária a compreensão de algumas definições relativas a este fenômeno.

O fenômeno descargas atmosféricas consiste, basicamente, em uma descarga elétrica intensa na atmosfera, expressa através de um fluxo rápido de corrente de alta

intensidade, que pode ocorrer entre nuvens, intra-nuvens e entre nuvem e solo. Essas descargas, em sua maioria, se originam de nuvens de tempestade, Cumulus Nimbus (VISACRO, 2005).

As descargas entre nuvens ocorrem quando um canal de conexão é constituído entre centros de cargas negativos e positivos de nuvens diferentes. As descargas intra-nuvens, as mais frequentes, consistem na ocorrência de canais ionizados internos às nuvens, que interligam seus centros de carga de sinais diferentes.

Já as descargas nuvem-solo, foco deste trabalho, consistem em aproximadamente 25% do total de descargas atmosféricas e podem ter impactos diretos na vida e sociedade na superfície da Terra. Elas se caracterizam pelo fluxo da corrente de retorno gerada pelo estabelecimento de um canal de descarga entre a nuvem em questão e o solo. Este canal pode estabelecer-se de forma descendente, originado da nuvem em direção ao solo, ou de forma ascendente, originado do solo em direção a nuvem (VISACRO, 2005).

A descarga nuvem-solo descendente se propaga a partir na nuvem para o solo a partir da criação de um canal precursor que evolui em passos de cerca de 5 metros, até que, ao chegar em distância bem próxima ao solo, gera um campo elétrico no solo tão elevado que induz um canal ascendente a partir do solo. Quando os canais ascendentes e descendentes se encontram a partir de um salto final, são conectados e estabelecem uma corrente no canal. Essa corrente é a chamada corrente de retorno.

A tipificação das descargas atmosféricas também inclui o sinal da carga transferida para o solo, no caso das descargas nuvem-solo. No caso de descargas positivas, a parte da nuvem conectada ao solo pelo canal está carregada positivamente, e negativas, a parte da nuvem conectada ao solo pelo canal está carregada negativamente.

As descargas negativas correspondem à grande maioria do total de descargas e, em aproximadamente 80% dos casos, não há somente uma corrente de retorno (VISACRO, 2005). Ou seja, na maioria das vezes ocorre uma série de correntes de retorno posteriores à primeira. Essas correntes posteriores são denominadas descargas subsequentes e normalmente possuem valor de pico de corrente e tempo de frente menores do que o das correntes de primeira descarga.

Esta dissertação de mestrado considera somente parâmetros referentes a primeira descarga negativa e positiva descendentes para avaliação do desempenho de linhas de transmissão.

A polaridade da corrente das descargas atmosféricas influencia a atratividade para os polos positivos e negativos das linhas de transmissão HVDC, podendo afetar o desempenho de tais linhas. O fenômeno de atratividade não é objeto desta dissertação de mestrado. Todavia, o efeito das descargas negativas e positivas descendentes no desempenho de LTs HVDC pelo mecanismo de *backflashover* é analisado nesse trabalho.

3.3 Interação das Descargas Atmosféricas com as linhas de transmissão

A incidência direta e indireta de descargas atmosféricas afeta diretamente o desempenho frente a descargas das linhas de transmissão. Elas podem gerar sobretensões que afetam o funcionamento dos sistemas elétricos próximos. Porém, para fins de estudo de desempenho de linhas de transmissão, seu efeito mais importante é a possibilidade de desligamentos nas próprias linhas de transmissão pela incidência direta na torre, no cabo para-raios ou no condutor de fase do sistema, principalmente levando em consideração que essas estruturas são altamente atrativas às descargas.

Quando a descarga atinge diretamente um dos condutores energizados, em casos em que não há cabos de blindagem, ocorre um processo de ruptura de isolamento chamado de descarga disruptiva no isolamento, ou *flashover*. A corrente se divide em duas componentes, com amplitudes similares, uma para cada lado da linha a partir do ponto de conexão.

A onda de corrente gera ondas de tensão que se propagam pela linha, com amplitude proporcional à impedância de surto da LT. Quando essas ondas chegam à primeira estrutura aterrada, o isolador fica submetido à sobretensão, que pode ter valor alto o suficiente para romper a rigidez elétrica do ar e formar um arco elétrico no entorno do isolador.

Quando acontece a ruptura, a onda de corrente se propaga em direção ao solo e se dispersa. Porém o arco elétrico se mantém pela própria tensão de operação da linha,

mantendo também uma corrente de curto-circuito fluindo pelo sistema até que sejam acionados os sistemas de proteção da linha, desligando-a.

Uma forma de proteger a linha contra o fenômeno de *flashover* é instalando cabos de blindagem pela linha, acima dos condutores. Porém, quando uma descarga incide em um dos cabos de blindagem da linha, as ondas de corrente e tensão também se propagam para a estrutura aterrada mais próxima, gerando uma sobretensão no topo da estrutura e conseqüentemente uma diferença de potencial nos isoladores. Caso essa tensão seja suficiente para romper a rigidez elétrica do equipamento, há a ruptura de isolamento, também chamada de *backflashover*.

É importante destacar que para descargas atmosféricas com correntes de menor grandeza, ou seja, que possuem menor raio de atração, os condutores de fase ainda podem ser atingidos, ocasionando no que se chama falha de blindagem, podendo ocasionar um *flashover*.

Esta dissertação, contudo, por se tratar de primeiras descargas atmosféricas, com correntes de amplitude mais elevada, somente foca no fenômeno de *backflashover* e em sua probabilidade de ocorrência para entendimento do desempenho das linhas de transmissão em questão.

3.4 Principais parâmetros das Descargas Atmosféricas que influenciam o desempenho de LTs

Os parâmetros típicos de descargas atmosféricas têm sido medidos, principalmente em estações de medição constituídas por torres instrumentadas instaladas em regiões elevadas. Alguns dos mais tradicionais centros de medição de descarga são a Estação do Monte San Salvatore (MSS), *Mount San Salvatore Station*, a Estação do Morro do Cachimbo (MCS), *Morro do Cachimbo Station*, e as medições das Linhas de Transmissão no Japão (JTL), *Japanese Transmission Line*, apresentados a seguir:

- Estação do Monte San Salvatore (MSS): A Estação de San Salvatore, ou MSS, é localizada no Monte San Salvatore em Lugano, Suíça, e sua base de dados foi compilada por (BERGER et al, 1975). Trata-se da mais tradicional base de dados de correntes de descargas atmosféricas em torres
-

instrumentadas obtida em regiões temperadas. Sua última revisão ocorreu por (ANDERSON e ERIKSSON, 1980).

- Linha de Transmissão do Japão (JTL): Considera dados de medição de primeira descarga negativas descendentes em torres de linhas de transmissão no Japão, com alturas de 60 a 140 m (TAMAKI e OKABE, 2007).
- Estação do Morro do Cachimbo (MCS): A base de dados da medição direta das correntes provenientes de descargas atmosféricas em torres instrumentadas de 60 m de altura localizadas no Morro do Cachimbo, em Belo Horizonte (MG), no Brasil, foi compilada inicialmente por um histórico de medições indicadas em (VISACRO, 2004) e (VISACRO, 2012) e, em sua versão mais recente, por (SILVEIRA e VISACRO, 2020). Os dados de medição da Estação do Morro do Cachimbo constituem a única base de dados com significância estatística em regiões tropicais.

A forma de onda de corrente da descarga também é importante para entender o comportamento das sobretensões resultantes nas linhas de transmissão. A corrente de retorno da descarga atmosférica negativa é comumente representada, em bibliografia, por uma corrente duplo-pico com parâmetros de correntes médias de primeira descarga medidos nas três estações em questão, como apresentados nas Tabelas 3.1 e 3.2. As formas de onda dessa corrente para as medições na Estação do Morro do Cachimbo, MCS, e na Estação do Monte San Salvatore, MSS, são apresentadas na Figura 3.1 para a descarga negativa. Na Figura 3.2 é apresentada uma forma de onda para a descarga positiva.

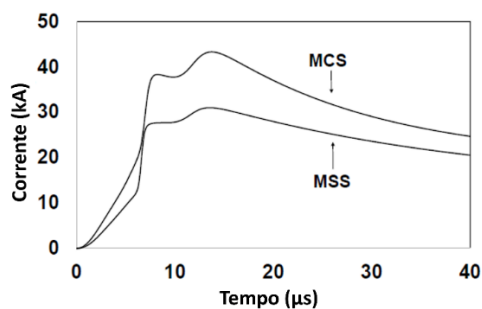


Figura 3.1 – Formas de onda de corrente de retorno de primeira descarga negativa para medições na Estação do Monte San Salvatore (MSS) e na Estação do Morro do Cachimbo (MCS). – Adaptado de: (SILVEIRA, 2019), (DE CONTI & VISACRO, 2007).

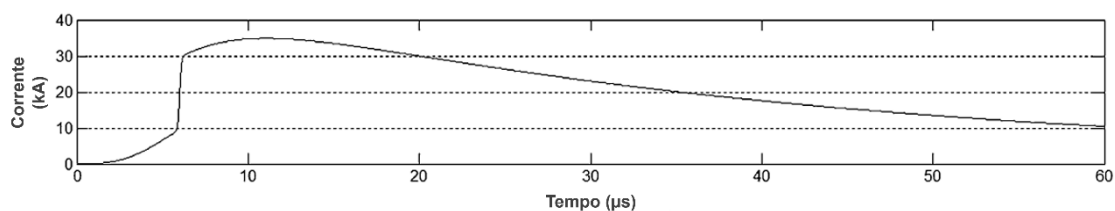


Figura 3.2 – Formas de onda de corrente de retorno de primeira descarga positiva para medições na Estação do Monte San Salvatore (MSS). – Adaptado de: (GAMEROTA, 2012).

A Tabela 3.1 apresenta esses valores para descargas únicas negativas para as medições em San Salvatore, no Morro do Cachimbo e no Japão. Para as descargas positivas, Tabela 3.2, foram apresentados somente os valores coletados na Estação Monte San Salvatore, considerando que não existem medições suficientes de descargas positivas nas demais para determinar os valores típicos. Esses valores são considerados para diversas simulações, assim como nessa dissertação.

Parâmetro	Monte San Salvatore (MSS)	Morro do Cachimbo (MCS)	LTs do Japão (JTL)
Ip (kA)	30	43,3	29,3
Tempo de frente Td30 (μs)	3,83	4,2	3,2
Derivada da frente de onda (kA/μs)	24,3	20,8	18,9
Tempo de meia onda (μs)	75	56,2	36,5

Tabela 3.1 – Parâmetros medianos de correntes de descargas negativas descendentes referentes aos dados de medição das estações Monte San Salvatore (MSS), Morro do Cachimbo (MCS) e em linhas de transmissão do Japão (JTL). Fontes: (VISACRO, S., 2005) (CIGRE, 2021).

Parâmetro	San Salvatore (MSS)
Ip (kA)	35
Tempo de frente (2 kA para o pico) (µs)	11
Derivada máxima da frente de onda	100
Tempo de meia onda (µs)	30

Tabela 3.2 – Parâmetros medianos de correntes de descarga positiva referentes aos dados de medição da estação monte San Salvatore (MSS). Fonte: (BERGER et al, 1975) (GAMEROTA, 2012).

As distribuições cumulativas de pico de corrente são importantes para se estimar a probabilidade de uma determinada corrente de descarga exceder um valor específico, como, por exemplo, um valor mínimo de corrente capaz de resultar em *flashover* da cadeia de isoladores. A Figura 3.3 ilustra o comportamento das distribuições cumulativas dos picos de corrente de primeira descarga propostas pelo IEEE, CIGRE e aquelas obtidas pelos dados de medição das estações de Monte San Salvatore (MSS) e Morro do Cachimbo (MCS).

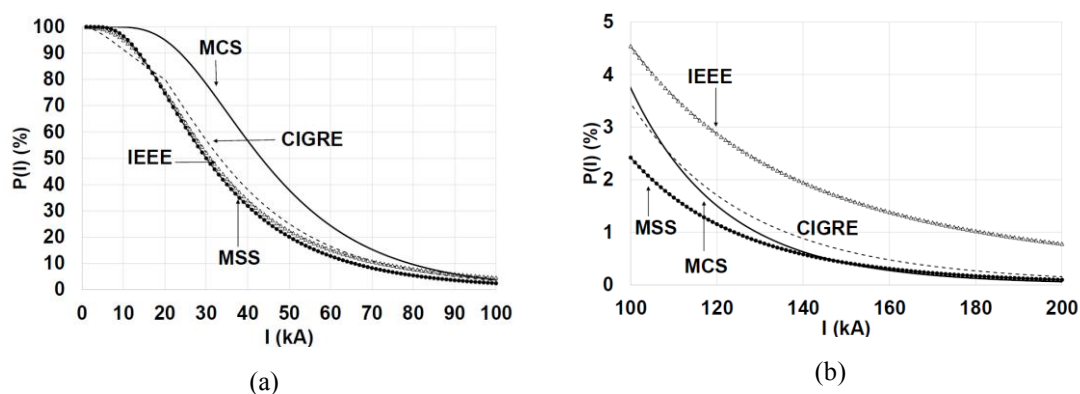


Figura 3.3 – Distribuições de pico de corrente de retorno para descargas primeiras para a Estação do Monte San Salvatore (MSS), da Estação do Morro do Cachimbo (MCS), da corrente duplo pico do CIGRE e do IEEE Std. 1234, para duas faixas de valores para a corrente: (a) 0 a 100 kA, (b) 100 a 200 kA (SILVEIRA, 2019).

3.5 A Taxa de Incidência de Descargas Atmosféricas em Linhas de Transmissão

Para entender o impacto das descargas atmosféricas no desempenho das linhas de transmissão é importante indicar a incidência das descargas atmosféricas de um modo geral.

Um fator essencial para a determinação da taxa de desligamento de uma linha de transmissão é a taxa de incidência de descargas nos cabos de blindagem, N_L , definida como sendo o número de descargas que incidem em 100 km de linha em um período de 1 ano. Esse fator é calculado da seguinte forma:

$$N_L = \frac{N_g}{10} \times (2 \times 14 \times h^{0,6} + b) \quad [3.1]$$

Sendo:

- N_g : a densidade de descarga locais no solo (descargas/km²/ano).
- h : a altura da torre da linha de transmissão (m).
- b : a largura da linha (m).

O fator '2' na equação indica a bilateralidade da linha.

Nesse contexto, um parâmetro importante consiste na frequência de solicitação do local pelo fenômeno, também conhecida como a densidade de descargas local, ou N_g , que estabelece o número de descargas que incidem no solo em uma região de 1 km² em 1 ano (descargas/km²/ano). O Brasil tem alguns dos maiores índices do mundo com média 3 descargas/km²/ano, sendo as médias na Europa e Estados Unidos entre 1,5 e 2 descargas/km²/ano. Ressalta-se que o valor médio consiste em uma referência. Porém, principalmente devido à grande extensão territorial brasileira, o N_g pode variar consideravelmente entre regiões, chegando até a 14 descargas/km²/ano.

O mapa e a legenda das Figuras 3.4 e 3.5 apresentam a densidade de descargas atmosféricas no Brasil, para o período de 1998 e 2013, segundo o mapa do ONS. Ele mostra o N_g em uma escala de 0,5 a 17 descargas/km²/ano. Destacam-se as grandes variações do índice no território nacional, o que se deve principalmente às diferenças climáticas e ambientais entre as regiões do Brasil.

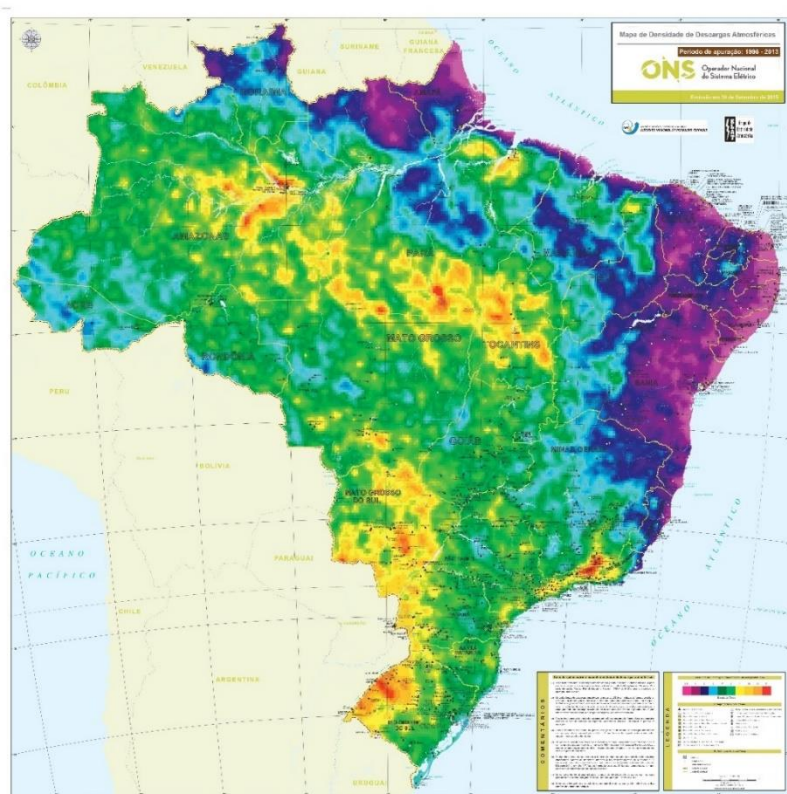


Figura 3.4 – Mapa da Densidade de Descargas Atmosféricas no Brasil (1998 a 2013). Fonte: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>, acesso em: 20 de julho de 2024

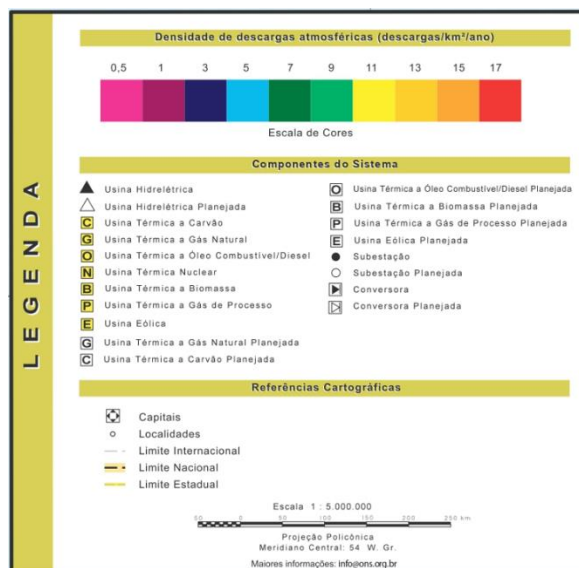


Figura 3.5 – Legenda ampliada do Mapa da Densidade de Descargas Atmosféricas no Brasil (1998 a 2013). Fonte: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>, acesso em: 20 de julho de 2024

4 Metodologia de desenvolvimento: Modelos, parâmetros e configurações

4.1 Introdução

Este capítulo indica a metodologia de cálculo utilizada, destacando os modelos de torre adotados, assim como principais parâmetros das descargas positivas e negativas e da corrente incidente.

4.2 Metodologia de cálculo

O HEM, *Hybrid Electromagnetic Model*, é um modelo eletromagnético que pode ser aplicado em qualquer problema envolvendo descargas atmosféricas em que o sistema físico simulado pode ser representado por elementos filamentosos. Como um modelo baseado em campos eletromagnéticos, o HEM considera acoplamento eletromagnético entre os diversos componentes do sistema e os efeitos de propagação. Nos problemas indicados nessa simulação, o sistema simulado, composto por torres, cabos de blindagem e de aterramento, são modelados diretamente pela sua geometria. A torre é modelada considerando a disposição dos elementos físicos e a geometria das suas partes metálicas, incluindo cruzetas e treliças. Além disso, uma fonte de corrente ideal simula a incidência da descarga atmosférica no topo da torre.

Aplicações do modelo HEM para cálculo de sobretensões provenientes de descargas atmosféricas em linhas de transmissão são apresentadas em (MOREIRA, C. H. M., 2023). As informações detalhadas sobre sua formulação são indicadas em (VISACRO, S., 2005) e (CIGRE Brochura 785, 2019).

Além disso, o trabalho assume o Modelo de progressão do Líder, *Leader Progression Model*, ou LPM, com parâmetros para descargas negativas e positivas como propostas pelo CIGRE como critério de *flashover*. Na implementação do modelo utilizando MATLAB, a etapa de pré-descarga da corrente foi desconsiderada nas simulações. Esse tipo de modelagem é classificado como um modelo físico quando considera diferentes fases físicas do desenvolvimento da descarga (CIGRE Brochura 839, 2021). O LPM é aplicado para análise da ocorrência de *backflashover* na cadeia de isoladores e para determinar a corrente crítica, definida como o valor de corrente mínimo capaz de resultar em *flashover* nos isoladores da linha.

Já a probabilidade de ocorrência de *backflashover* foi determinada como sendo a porcentagem da corrente que excede a corrente crítica, considerando a distribuição de pico de corrente cumulativo do CIGRE para a primeira descarga negativa (CIGRE, 2021) e de parâmetros de distribuição das medições do MSS para descarga positiva (BERGER, 1975), apresentadas na seção 4.3.2.

4.3 Parâmetros das simulações

4.3.1 Torres das linhas de transmissão

Duas linhas de transmissão HVDC foram simuladas neste trabalho, com torres de diferentes topologias. A Figura 4.1 apresenta a vista frontal da primeira torre simulada com suas principais dimensões. A torre autoportante de 500 kV CC tem 58,56 m de altura com dois cabos de blindagem e quatro polos, constituindo uma linha de circuito duplo.

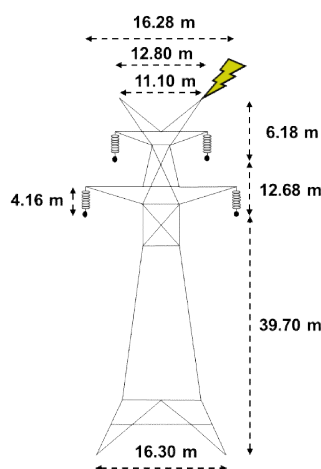


Figura 4.1 – Modelagem da torre da linha de transmissão de 500 kV CC, incluindo suas dimensões (MANDULEY, N., 2021).

Os raios dos condutores e dos cabos de blindagem são 0,7 cm e 1,13 cm, respectivamente. As simulações assumem comprimento de vão de 550 m.

A segunda torre de linha de transmissão simulada é de circuito simples estaiada, com nível de tensão 600 kV CC. A Figura 4.2 apresenta a vista frontal desta torre e suas principais dimensões. A torre tem 64 m de altura com dois cabos de blindagem e dois polos. Os raios dos condutores e dos cabos de blindagem são 0,7 cm e 1,13 cm, respectivamente. As simulações assumem um vão adjacente de cada lado da torre central, cada um deles com comprimento de 560 m.

Os aterramentos elétricos das linhas de transmissão foram representados como elementos concentrados com valor de impedância de pé de torre representada como a impedância impulsiva Z_p (VISACRO, S., 2016), variando entre 10 e 100 Ω . Destaca-se que as análises realizadas neste trabalho tem caráter paramétrico, ou seja, partiu-se do princípio de escolha de valores fixos de Z_p e não foram considerados os possíveis efeitos das características das descargas simuladas nos valores de impedância impulsiva resultante.

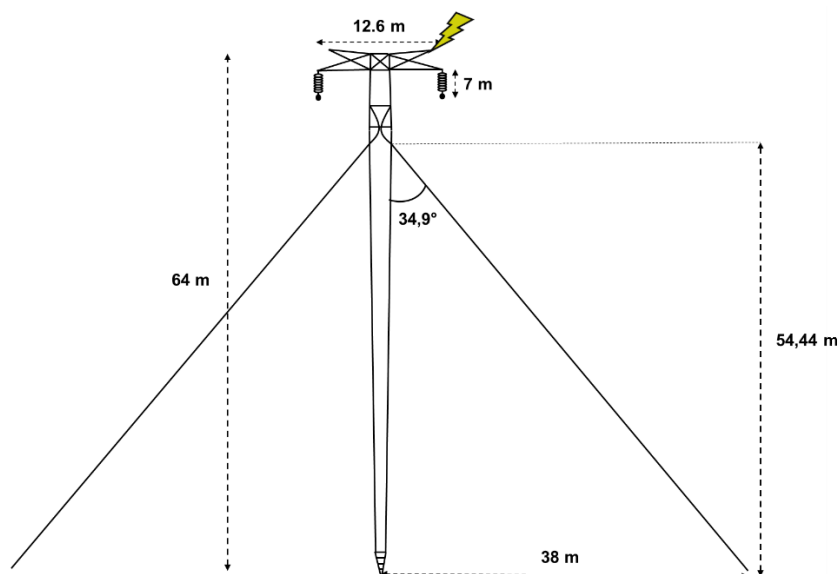


Figura 4.2 – Modelagem da torre da linha de transmissão estaiada de 600 kV CC, incluindo suas principais dimensões.

Também é importante destacar que a representação das torres centrais das linhas de transmissão no HEM consideram as principais partes metálicas, incluindo cruzetas e treliças. Simulações foram realizadas para se avaliar o efeito desta mesma representação para as torres adjacentes em comparação com uma representação simplificada. Os

resultados em termos de sobretensão na cadeia de isoladores da torre central e de corrente crítica não mostraram diferença relevante. Nesse contexto, como forma de simplificar o processo computacional, optou-se por representar as torres adjacentes de forma simplificada nas simulações, como um fio vertical condutor conectado ao solo por um elemento concentrado, com valor de impedância impulsiva Z_p igual ao da torre central.

No caso desta dissertação, todos os resultados desse trabalho consideram a simulação de incidência de descarga no cabo para-raios direito das torres. O efeito de atratividade dos polos da torre da linha de transmissão não foi considerado e admitiu-se que a probabilidade de ocorrência da incidência em todos os polos é a mesma.

4.3.2 Parâmetros da descarga e distribuição dos valores de pico de corrente

As simulações foram realizadas para dois tipos de descarga atmosférica descendentes, positiva e negativa, utilizando como base os valores médios dos dados das medições da Estação do Monte San Salvatore (MSS), como indicadas nas Figura 3.1 para a descarga negativa e na Figura 3.2 para a descarga positiva, e parâmetros indicados nas Tabela 4.1 e 4.2.

Supõe-se a incidência da descarga no topo de cada torre como ilustrado na Figura 4.1 e 4.2 em cada cenário.

Além disso, assim como os parâmetros da descarga, para determinar o desempenho da linha de transmissão pela probabilidade de ocorrência de *backflashover* nas linhas é necessário determinar a corrente crítica, I_{CRIT} , e as distribuições de pico de corrente de primeira descarga presentes em literatura.

A corrente crítica, I_{CRIT} , é determinada a partir do modelo LPM, *Leader Progression Model* (CIGRE, 1991). Esse modelo visa representar as principais etapas referentes ao processo de rompimento elétrico. Os desenvolvimentos desta dissertação consideraram a aplicação da equação 4.1, que se refere à velocidade de propagação do líder, dada em m/s, a partir de sua formação, em que k_0 é uma constante que depende da configuração do isolador, E_0 é o campo elétrico crítico e x é a posição do líder em cada instante. Essa equação é aplicada no Matlab em um processo iterativo determinado pelo rompimento, que acontece quando a posição do líder for igual ou maior que o

comprimento da cadeia de isoladores. $U(t)$ representa a tensão submetida à cadeia de isoladores.

$$\frac{dl}{dt} = k_0 \times U(t) \times \left[\frac{U(t)}{x} - E_0 \right] \quad [4.1]$$

Os valores de E_0 e k_0 para polaridades positivas e negativas de tensão são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Constantes E_0 e k_0 para o modelo de flashover do CIGRE. (CIGRE, 1991).

Polaridade	k_0 [m ² /V ² /s]	E_0 [kV/m]
+	1,2 x 10-6	520
-	1,3 x 10-6	600

As simulações realizadas neste trabalho consideraram a aplicação da distribuição acumulada dos picos de corrente do CIGRE, também conhecida como distribuição “two slope” para avaliação da probabilidade de ocorrência de *backflashover* para descargas negativas e a distribuição MSS (San Salvatore), com parâmetros medianos para descarga positiva para as avaliações relativas a este tipo de corrente (CIGRE, 1991). Os parâmetros da distribuição lognormal de ambas as distribuições estão indicados na Tabela 4.2.

A distribuição de duplo pico do CIGRE, “two-slope”, utilizada neste trabalho para a descarga negativa, é representado por duas distribuições log-normais em função do valor de corrente e dos seguintes parâmetros, sendo a mediana representada por μ , e o desvio padrão por β . Para a descarga positiva, foi utilizada a distribuição proveniente das medições de descarga positiva realizadas nas torres instrumentadas da Estação de San Salvatore (MSS), destacando os mesmos parâmetros.

Tabela 4.2 – Parâmetros da distribuição lognormal das distribuições de corrente da descarga negativa, para valores de corrente abaixo de 20 kA e valores entre 20 e 200 kA, e da descarga positiva.

Parâmetros	Descarga negativa (I < 20 kA)	Descarga negativa (20 < I < 200 kA)	Descarga positiva
μ (kA)	61	33,3	35
β	1,33	0,605	1,253

4.3.3 Configuração dos polos e efeito CC

Um fator que pode influenciar fortemente a probabilidade de ocorrência de *backflashover* em linhas de transmissão HVDC consiste na polaridade da tensão em cada polo (fase) da LT HVDC. Nesse trabalho, quatro arranjos de polos são considerados para análise da torre autoportante de 500 kV, como ilustrado na Figura 4.3:

- Configuração A: polos superiores com polaridade positiva, polos inferiores com polaridade negativa.
- Configuração B: polos superiores com polaridade negativa, polos inferiores com polaridade positiva.
- Configuração C: polos laterais com a mesma polaridade:
 - C1: polos laterais direitos com polaridade positiva; polos laterais esquerdos com polaridade negativa.
 - C2: polos laterais esquerdos com polaridade positiva; polos laterais direitos com polaridade negativa.
- Configuração D: polos com polaridade cruzada:
 - D1: polo superior direito e polo inferior esquerdo com polaridade positiva.
 - D2: polo superior direito e polo inferior esquerdo com polaridade negativa.

Configuração A	Configuração B	Configuração C1	Configuração C2	Configuração D1	Configuração D2
+	+	-	+	-	+
-	-	-	+	+	-
-	+	+	-	+	-
-	+	-	-	-	+

Figura 4.3 – Configurações dos polos da Torre da linha de transmissão autoportante de 500 kV.

Já para a torre estaiada de 600 kV, somente duas configurações são possíveis, levando em conta a presença de dois polos: polo esquerdo ou polo direito positivo.

4.4 Procedimento do cálculo

O procedimento de cálculo é baseado nas seguintes etapas, esquematizadas na Figura 4.4. Primeiro, a descarga que atinge o topo da torre é simulada pelo modelo HEM assumindo a forma de onda da corrente representada pela corrente de duplo pico para a descarga negativa e pela corrente positiva, como apresentado na seção 3.4. O HEM considera o cálculo da sobretensão em todas as cadeias de isoladores da torre da linha de transmissão HVDC para cada impedância impulsiva de pé da torre. Nessas primeiras simulações, o efeito da tensão CC não é considerado e é incluído como cálculo de pós-processamento, quando é adicionado o efeito CC às formas de tensão resultante. A equação 4.2 representa como é considerado o efeito CC no cálculo da tensão na cadeia de isoladores.

$$V_{est} - (V_{ind} + V_{CC}) = V_{isol} \quad [4.2]$$

Sendo:

V_{est} : Tensão resultante na estrutura da torre (calculada pelo modelo HEM).

V_{ind} : Tensão induzida resultante no polo (fase) da torre (calculada pelo modelo HEM).

V_{CC} : Tensão CC do polo da torre HVDC (+/- 500 kV para a torre autoportante e +/- 600 kV para a torre estaiada – varia conforme polaridade do polo).

V_{isol} : Tensão resultante na cadeia de isoladores.

A seguir, a corrente crítica (I_{CRIT}) correspondente a cada condição simulada é determinada pela aplicação do modelo LPM considerando as sobretensões calculadas da etapa anterior. Foi utilizado o software MATLAB para implementação do modelo. A porcentagem de correntes de descarga atmosférica cujos valores de pico excedem a corrente crítica é determinada de acordo com as distribuições cumulativas de correntes de pico do CIGRE (CIGRE Brochura 63, 1991) para descarga negativa e de MSS para descarga positiva. Este número corresponde à porcentagem de correntes de descarga atmosférica que levariam os isoladores da linha ao *backflashover*, denominada aqui como probabilidade de *backflashover*, BF (%).

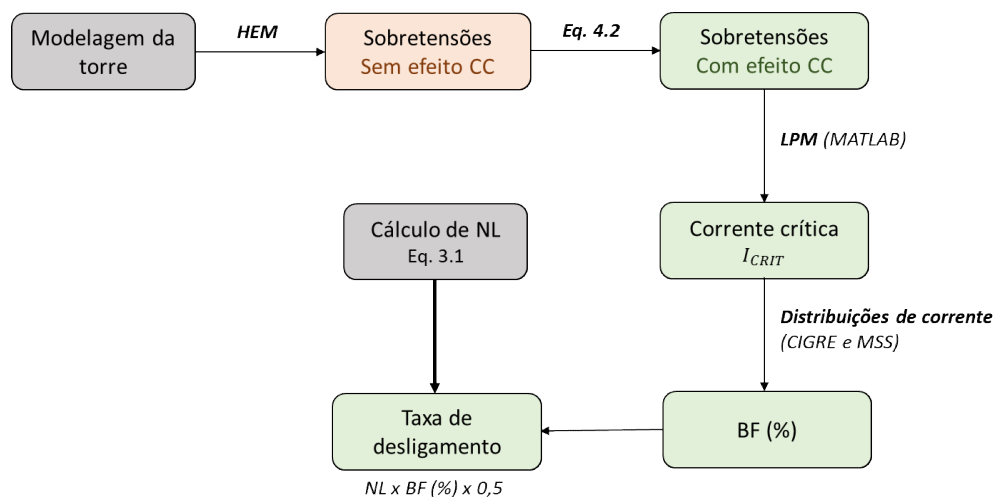


Figura 4.4 – Procedimento de cálculo de desempenho (Esquema simplificado).

5 Resultados e Análises

5.1 Introdução

Considerando a aplicação da metodologia indicada, os resultados da sobretensão na cadeia de isoladores e a corrente crítica correspondente para determinar o desempenho da linha HVDC para descargas negativas e positivas são apresentados a seguir. Primeiramente, são apresentados todos os resultados para a torre de circuito duplo autoportante de 500 kV CC e posteriormente todos os resultados para a torre de circuito simples estaiada de 600 kV CC.

5.2 Torre da linha de transmissão autoportante: Circuito duplo, quatro polos

5.2.1 Sobretensões na cadeia de isoladores sem efeito CC

Esta seção apresenta os resultados de sobretensão resultante na cadeia de isoladores sem a adição do efeito CC para a torre autoportante, para a incidência de descarga negativa e positiva.

5.2.1.1 Descarga negativa

A Figura 5.1 ilustra a sobretensão resultante na cadeia de isoladores como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre autoportante. Os resultados apresentados não consideram a tensão CC dos polos. A Tabela 5.1 resume os picos de sobretensão na cadeia de isoladores para cada polo (fase) como função da impedância de pé de torre.

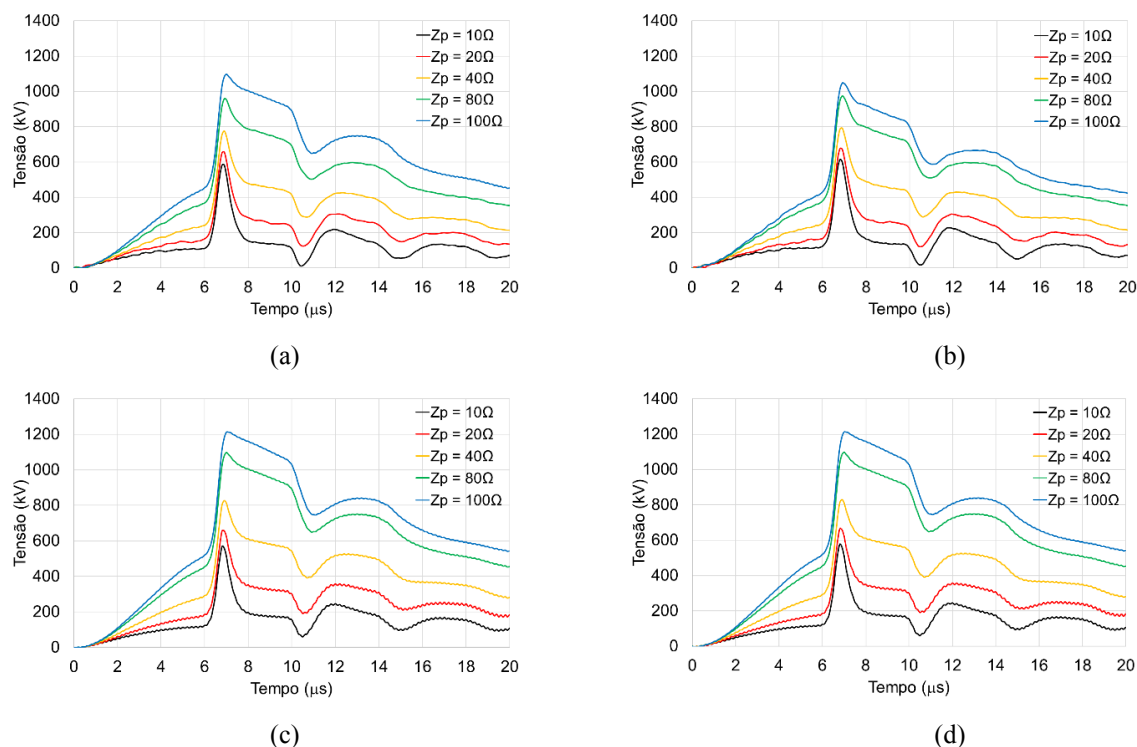


Figura 5.1 – Sobretensão na cadeia de isoladores sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre autoportante para uma descarga negativa. (a) Polo Superior Esquerdo, (b) Polo Superior Direito, (c) Polo Inferior Esquerdo, (d) Polo Inferior Direito. Efeito CC não considerado.

Tabela 5.1 – Picos de sobretensão na cadeia de isoladores sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre autoportante para uma descarga negativa. Variação de percentual em relação a Z_p igual a $10\ \Omega$ em parênteses.

$Z_p(\Omega)$	V_P (kV) – Isoladores			
	SUPERIOR		INFERIOR	
	Esquerdo	Direito	Esquerdo	Direito
10	582,3	614,8	568,0	575,28
20	656,0 (+12,7%)	675,8 (+9,9%)	655,7 (+15,4%)	663,5 (+15,3%)
40	775,1 (+33,1%)	792,5 (+28,9%)	826,4 (+45,5%)	830,0 (+44,3%)
80	957,4 (+64,4%)	974,8 (+58,6%)	1097,8 (+93,3%)	1098,2 (+90,9%)
100	1034,4 (+77,6%)	1046,8 (+70,3%)	1211,4 (+113,3%)	1211,0 (+110,5%)

Como esperado, para valores crescentes de impedância de pé da torre, há um aumento dos picos de sobretensão nas cadeias de isoladores. O valor da sobretensão é maior para a cadeia de isoladores posicionada do lado direito da torre, já que está logo abaixo do ponto de incidência da descarga. Além disso, as sobretensões para uma mesma altura são praticamente iguais, como nota-se na Tabela 5.1.

Os resultados da Figura 5.1 e da Tabela 5.1 também demonstram que as mais elevadas sobretensões ocorrem nos isoladores superiores para valores de Z_p igual a $10\ \Omega$ e $20\ \Omega$, e nos isoladores inferiores para $40\ \Omega$, $80\ \Omega$ e $100\ \Omega$. É importante considerar esse

comportamento quando da aplicação de práticas de proteção para melhora do desempenho contra descargas atmosféricas para esse tipo de linha de transmissão, como investigado em (MANDULEY, 2021). Adicionalmente, outro comportamento observado corresponde a diferença entre as tensões máximas nos isoladores superiores e inferiores que tendem a aumentar com o aumento da impedância de pé de torre. A sobretensão nas cadeias de isoladores inferiores é cerca de 6% menor e 16% maior para valores de Z_p igual a 10Ω e 100Ω , respectivamente, em relação a seu correspondente na cadeia superior.

A sobretensão resultante na cadeia de isoladores depende diretamente do comportamento das sobretensões manifestadas nas cruzetas da torre e nos condutores de fase. Para objetivos comparativos, as Tabelas 5.2 e 5.3 apresentam os picos de sobretensão na estrutura (cruzetas) e nos condutores de fase (polo) como função da impedância de pé de torre e considerando cada posição através da torre. O percentual de crescimento correspondente em relação ao caso da impedância de pé de torre de 10Ω é incluído em parênteses.

Tabela 5.2 – Picos de sobretensão na estrutura da torre como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga negativa. Variação de percentual em relação a Z_p igual a 10Ω em parênteses.

$Z_p(\Omega)$	V_p (kV) - Estrutura			
	SUPERIOR		INFERIOR	
	Esquerdo	Direito	Esquerdo	Direito
10	1010,3	1029,8	823,0	832,4
20	1137,2 (+12,6%)	1152,0 (+11,9%)	956,3 (+16,2%)	958,8 (+15,2%)
40	1334,2 (+32,6%)	1352,7 (+31,4%)	1177,7 (+43,1%)	1180,6 (+41,8%)
80	1645,4 (+62,9%)	1656,6 (+60,9%)	1535,1 (+86,5%)	1534,0 (+84,3%)
100	1781,3 (+76,3%)	1789,4 (+73,8%)	1682,9 (+104,5%)	1681,8 (+102,0%)

Tabela 5.3 - Picos de sobretensão no condutor de fase da torre como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga negativa. Variação de percentual em relação a Z_p igual a 10Ω em parênteses.

$Z_p(\Omega)$	V_p (kV) - Fase			
	SUPERIOR		INFERIOR	
	Esquerdo	Direito	Esquerdo	Direito
10	428,0	429,1	265,0	264,3
20	481,2 (+12,4%)	480,2 (+11,9%)	300,8 (+13,5%)	298,6 (+13,0%)
40	559,1 (+30,6%)	560,2 (+30,6%)	351,3 (+32,6%)	350,6 (+32,7%)
80	692,8 (+61,9%)	692,7 (+61,4%)	437,3 (+65,0%)	435,8 (+64,9%)
100	746,9 (+74,5%)	745,8 (+73,8)	472,4 (+78,3%)	470,9 (+78,2%)

O efeito da impedância impulsiva de pé de torre é similar para sobretensões resultantes na parte superior da torre para a estrutura e para a fase. Quando se considera

a parte inferior da torre, o maior aumento é percebido para sobretensões na estrutura em comparação à fase. Isso pode ser explicado pelos mecanismos que governam essas sobretensões. Enquanto as sobretensões nas estruturas são determinadas principalmente pela elevação potencial na torre e no aterramento, as sobretensões nas fases são basicamente dependentes do acoplamento eletromagnético em relação ao cabo de blindagem. Como as fases inferiores estão mais distantes dos cabos de blindagem, a tendência é reduzir as sobretensões nas fases inferiores em relação às fases superiores. As sobretensões na cadeia de isoladores são dadas pela diferença entre a sobretensão na fase e a sobretensão na estrutura e acompanham seu comportamento. Percebe-se, também, que as sobretensões mais altas ocorrem na cadeia de isoladores para impedâncias de pé de torre a partir de 40Ω .

5.2.1.2 Descarga positiva

Para a incidência de uma descarga positiva, a sobretensão resultante na cadeia de isoladores em função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante é ilustrada na Figura 5.2. Os resultados apresentados não consideram a tensão CC dos polos. A Tabela 5.4 resume os picos de sobretensão para cada polo como função da impedância de pé de torre. O percentual de crescimento correspondente em relação ao caso da impedância de pé de torre de 10Ω é incluída em parênteses.

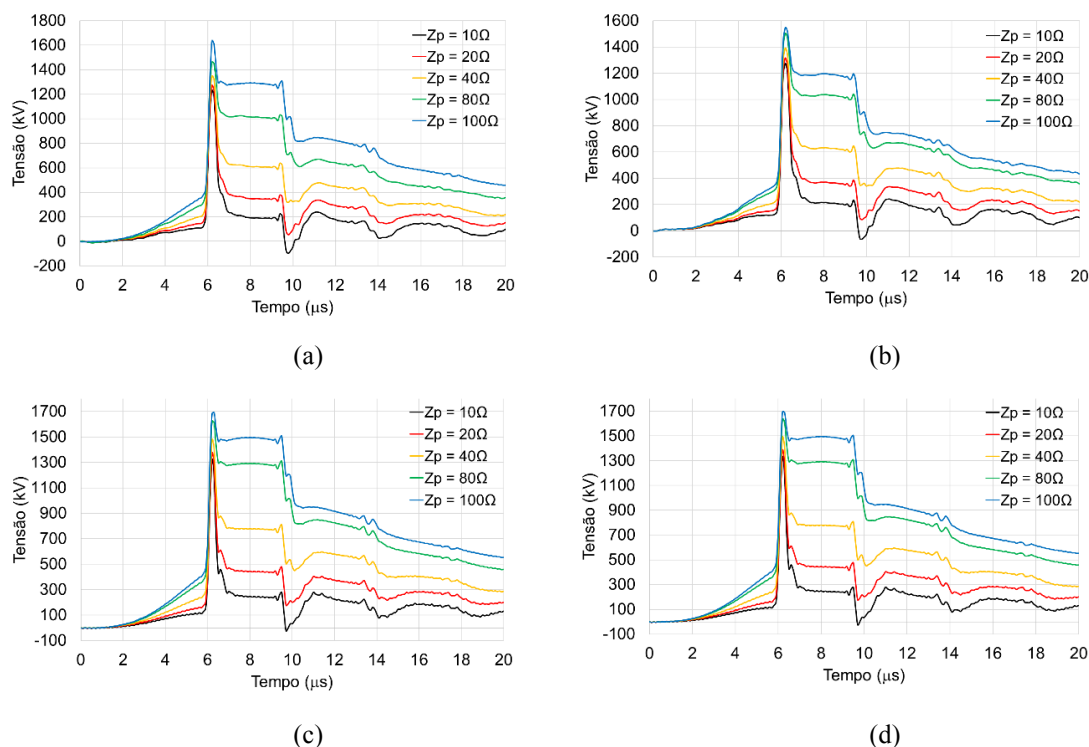


Figura 5.2 – Sobretensão na cadeia de isoladores sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga positiva. (a) Polo Superior Esquerdo, (b) Polo Superior Direito, (c) Polo Inferior Esquerdo, (d) Polo Inferior Direito. Efeito CC não considerado.

Tabela 5.4 – Picos de sobretensão na cadeia de isoladores sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga positiva. Variação de porcentagem em relação ao Z_p de 10 Ω .

$Z_p(\Omega)$	V_p (kV) – Isoladores			
	SUPERIOR		INFERIOR	
	Esquerdo	Direito	Esquerdo	Direito
10	1257,8	1226,3	1320,6	1307,6
20	1302,7 (+3,5%)	1271,0 (+3,4%)	1379,6 (+4,3%)	1366,8 (+4,3%)
40	1383,9 (+9,3%)	1352,2 (+9,1%)	1483,7 (+11,3%)	1473,4 (+11,0%)
80	1496,6 (+16,3%)	1464,5 (+16,0%)	1635,4 (+19,4%)	1621,8 (+19,3%)
100	1541,0 (+18,7%)	1508,8 (+18,4%)	1694,0 (+22,6%)	1689,2 (+22,0%)

Para a descarga positiva, o comportamento dos picos de sobretensão nos isoladores é similar ao de descarga negativa, com as sobretensões aumentando à medida que se aumenta o valor da impedância de pé de torre Z_p . Esse aumento, contudo, é consideravelmente menor para a descarga positiva, com variações de 3.5%, para 20 Ω , a quase 23%, para 100 Ω , em relação ao resultado para valores de Z_p de 10 Ω , comparado aos 10% e 113% da descarga negativa, respectivamente. Além disso, assim como na descarga negativa, para uma mesma altura os resultados de pico de sobretensão são bem similares, como indica a Tabela 5.4.

Contudo, diferentemente dos resultados para descarga negativa, os maiores valores de sobretensão nos isoladores acontecem para os polos inferiores para todas as impedâncias de pé de torre analisadas, sendo o maior pico para o polo inferior esquerdo.

A sobretensão nos isoladores é diretamente dependente da sobretensão na estrutura e nos condutores de fase. Nesse contexto, para fins comparativos, são apresentadas nas Tabelas 5.5 e 5.6 os picos de sobretensão na estrutura da torre e nos condutores de fase em função da impedância de pé de torre e posição na torre.

Tabela 5.5 – Picos de sobretensão na estrutura da torre sem efeito DC como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga positiva. Variação de porcentagem em relação ao Z_p de 10 Ω .

$Z_p(\Omega)$	V_p (kV) – Estrutura			
	SUPERIOR		INFERIOR	
	Esquerdo	Direito	Esquerdo	Direito
10	2092,6	2156,2	1912,7	1936,1
20	2183,6 (+4,2%)	2230,3 (+3,3%)	1989,2 (+3,8%)	2012,6 (+4,0%)
40	2330,8 (+10,2%)	2363,1 (+8,8%)	2121,1 (+9,8%)	2144,7 (+10,8%)
80	2553,5 (+18,0%)	2585,8 (+16,6%)	2331,7 (+18,0%)	2344,1 (+21,1%)
100	2640,9 (+20,8%)	2673,2 (+19,3%)	2440,4 (+21,6%)	2443,3 (+26,2%)

Tabela 5.6 – Picos de sobretensão nos condutores de fase sem efeito DC como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre autoportante para descarga positiva. variação de porcentagem em relação ao Z_p de 10 Ω .

$Z_p(\Omega)$	V_p (kV) – Fase			
	SUPERIOR		INFERIOR	
	Esquerdo	Direito	Esquerdo	Direito
10	906,4	918,8	591,5	602,3
20	948,3 (+4,4%)	960,7 (+4,4%)	615,3 (+3,9%)	625,9 (+3,8%)
40	1009,8 (+10,2%)	1022,2 (+10,1%)	646,3 (+8,5%)	657,3 (+8,4%)
80	1104,4 (+17,9%)	1116,8 (+17,7%)	719,8 (+17,8%)	725,2 (+16,9%)
100	1141,3 (+20,6%)	1153,7 (+20,4%)	749,0 (+21,0%)	754,4 (+20,2%)

Assim como para a descarga negativa, ambas as sobretensões se elevam com o aumento de Z_p , porém na estrutura a tensão apresentou um aumento maior do que a tensão na fase, indicando o aumento constante da sobretensão dos isoladores com valores maiores.

5.2.2 Sobretensões na cadeia de isoladores com o efeito CC

Esta seção apresenta os resultados de sobretensão resultante pela cadeia de isoladores ao adicionar o efeito CC a torre autoportante em diferentes configurações, para a incidência de descarga negativa e positiva.

5.2.2.1 Descarga negativa

Como forma de analisar o impacto do efeito CC na sobretensão resultante na cadeia de isoladores da torre autoportante, simulações complementares assumem a soma e subtração de 500 kV aos polos positivos e negativos, respectivamente, nas sobretensões resultantes da incidência da descarga negativa ilustradas nas figuras a seguir, conforme configurações dos polos A, B, C1, C2, D1 e D2. Como a soma de 500 kV nos polos positivos faz com que as sobretensões destes polos sejam as mais críticas para o desempenho da linha de transmissão com descarga negativa incidente, as análises a seguir estão focadas no comportamento desses polos. As Figuras 5.3 a 5.6 ilustram as sobretensões resultantes considerando a impedância de pé de torre de 20 Ω .

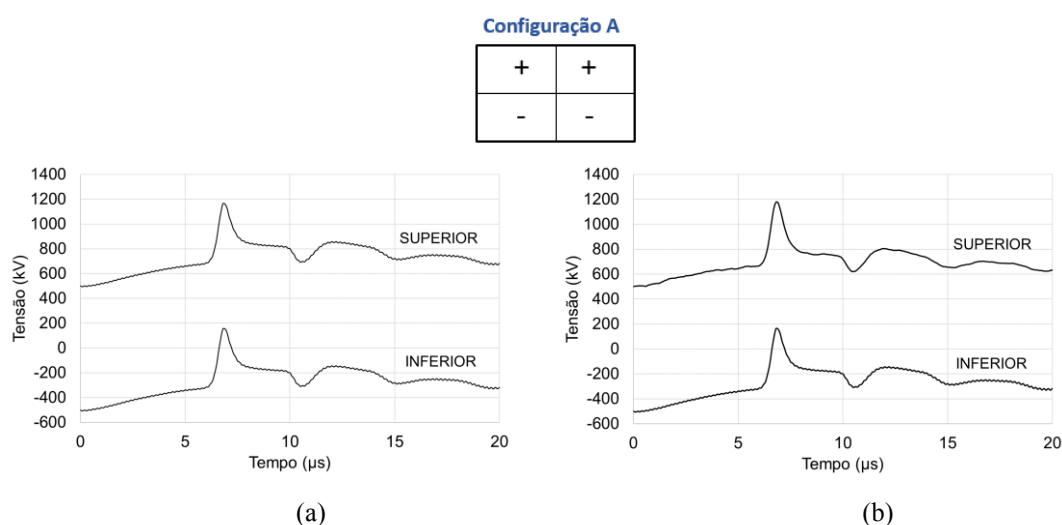


Figura 5.3 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC. Configuração A e impedância de pé de torre Z_p de 20 Ω . (a) Polos esquerdos e (b) Polos direitos.

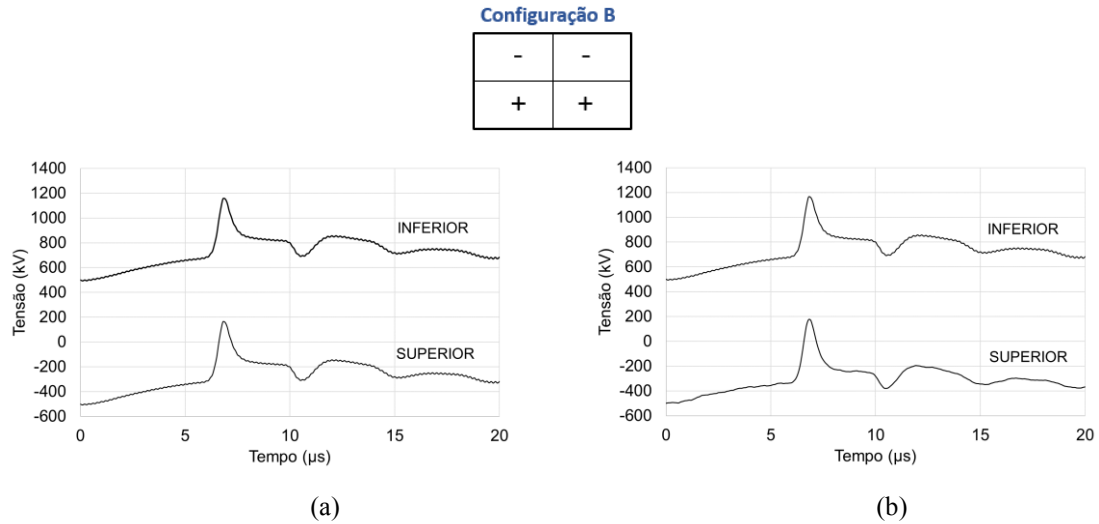


Figura 5.4 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC. Configuração B e impedância de pé de torre Z_p de 20Ω . (a) Polos esquerdos e (b) Polos direitos.

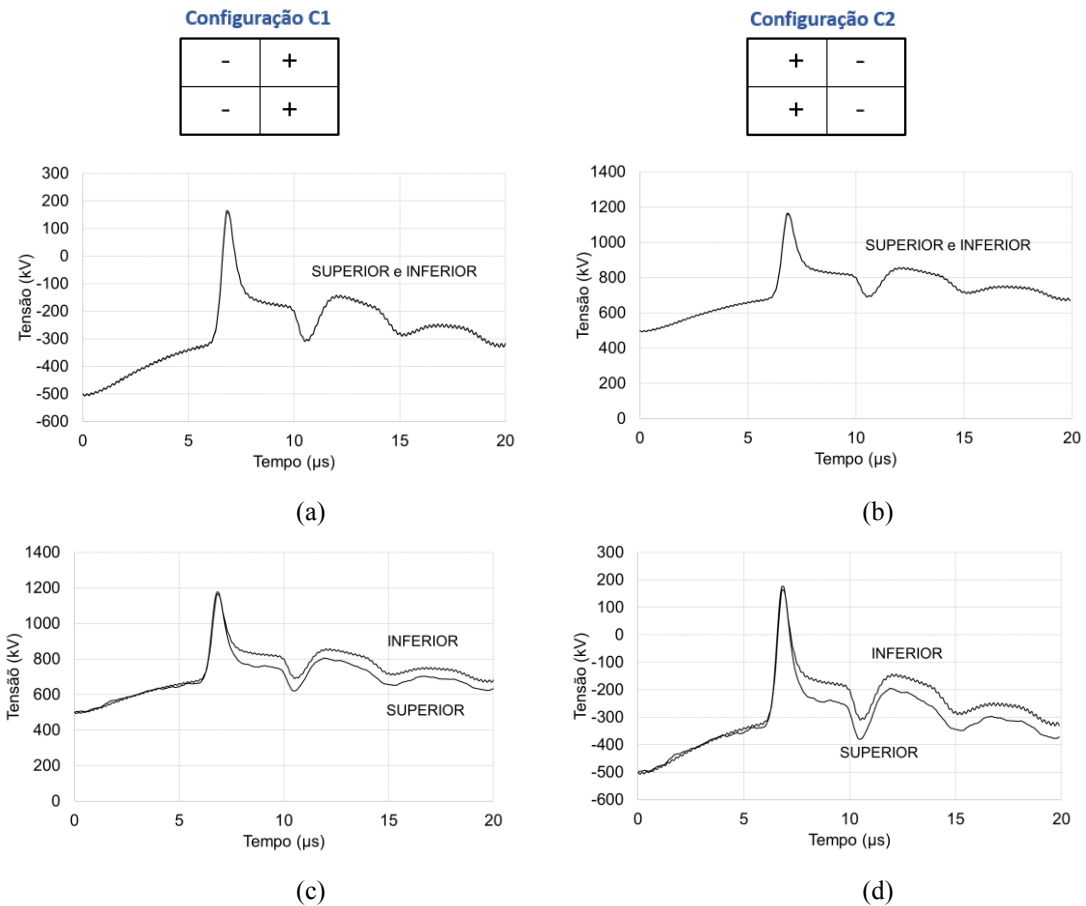


Figura 5.5 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC. Configurações C e impedância de pé de torre Z_p de 20Ω .

C1: (a) Polos esquerdos -, (c) Polos direitos +; C2: (b) Polos esquerdos +, (d) Polos direitos -.

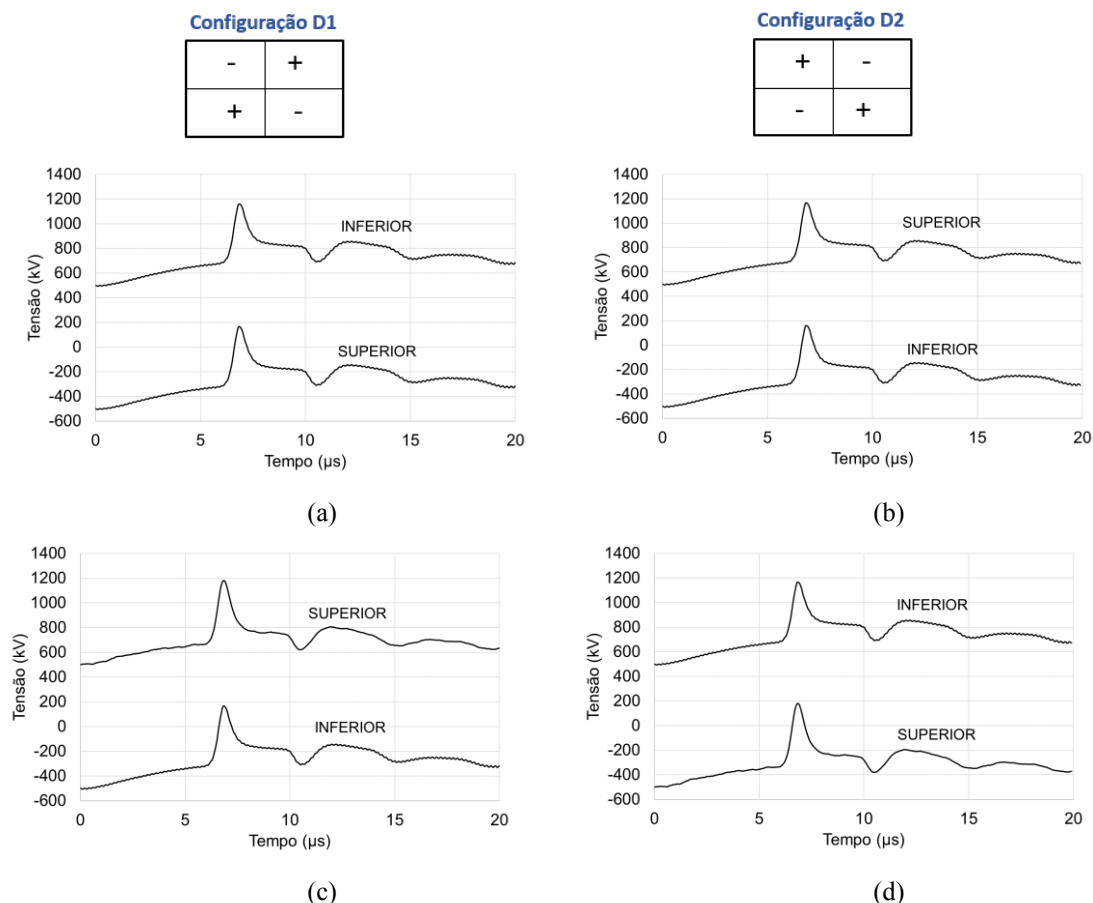


Figura 5.6 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC. Configurações D e impedância de pé de torre Z_p de 20Ω .

D1: (a) Polos esquerdos (com polo direito superior +), (c) Polos direitos (com polo direito superior +);
 D2: (b) Polos esquerdos (com polo direito superior -), (d) Polos direitos (com polo direito superior -).

Para as sobretensões sem efeito CC, o valor de sobretensão máxima variou do polo superior para o polo inferior dependendo da impedância de aterramento de pé de torre. Porém, quando o efeito CC é considerado, o valor de sobretensão máxima concentra-se em um nível específico da torre dependendo de onde o polo positivo está localizado.

A Tabela 5.7 resume os valores máximos das sobretensões nas cadeias de isoladores para as configurações A, B, C1, C2, D1 e D2 como função da impedância de pé de torre.

Tabela 5.7 – Valor de pico de sobretensão nos isoladores referentes ao polo positivo com o efeito CC em função da impedância impulsiva de pé de torre Z_p . Incidência de descarga negativa no topo da torre.

Z_p (Ω)	V_p (kV)					
	A	B	C1	C2	D1	D2
10	1144,8	1075,3	1144,8	1082,3	1144,8	1082,3
20	1175,8	1163,5	1175,8	1156,5	1175,8	1163,5
40	1292,5	1330,0	1330,0	1326,3	1292,5	1330,0
80	1474,8	1598,2	1598,2	1597,8	1474,8	1598,2
100	1546,8	1711,4	1711,0	1711,4	1546,8	1711,0

Comparando os resultados relacionados às configurações de polos A e B, a maior sobretensão com efeito CC ocorre na configuração A para valores de Z_p de 10 e 20 Ω , e na configuração B para 40, 80 e 100 Ω .

Para impedância impulsiva de 10 Ω , o valor de sobretensão máxima da Configuração A é 6% maior que o valor de sobretensão máxima da Configuração B e é quase a mesma para impedância de base de torre de 20 Ω . Para valores de Z_p de 40 Ω , as maiores sobretensões ocorrem na Configuração B, cerca de 3% maiores que as da Configuração A. Essa tendência se mantém para impedâncias de aterramento mais altas, com a Configuração B apresentando sobretensões quase 8% e 10% maiores que as da Configuração A, para impedâncias de aterramento da base da torre de 80 Ω e 100 Ω , respectivamente.

A comparação entre sobretensões para as configurações C1 e C2 revela o maior pico de sobretensão acontecendo em C1 para quase todos os valores analisados de Z_p (10 e 20 Ω), com exceção para 100 Ω em que C2 tem maior pico, apesar de muito próximos. A mesma análise é feita para as configurações D1 e D2 e indica o maior pico de sobretensão em D1 para valores menores de Z_p (10 e 20 Ω) e em D2 para as demais condições de impedância.

A diferença entre as sobretensões geradas nos polos superiores e inferiores é afetada pela posição dos polos positivos e negativos. Nas configurações C1 e C2, os polos positivos estão concentrados em um lado da torre. Dessa forma, o comportamento observado é o mesmo percebido para a simulação sem efeito CC: a diferença aumenta à medida que diminuem os valores de impedância de pé de torre. Contudo, para as configurações D1 e D2 em que as polaridades dos polos são cruzadas, ou seja, polos positivos nos polos superiores ou inferiores nos dois lados da torre, o comportamento é o oposto: enquanto a impedância de pé de torre cresce, a diferença entre as sobretensões diminui.

Para a Configuração A, na qual os polos superiores são positivos, o máximo valor de sobretensão aumenta cerca de 86% em relação ao caso sem o efeito CC, para uma impedância de pé de torre de 10 Ω . Quanto maior a impedância de pé de torre, menor a diferença entre a sobretensão com e sem efeito CC, com aumento de 76% para 20 Ω , 65% para 40 Ω , 52% para 80 Ω e 48% para 100 Ω .

Para a Configuração B, na qual os polos inferiores são positivos, a influência da impedância de aterramento da torre é semelhante à Configuração A. O valor máximo de sobretensão aumenta cerca de 88%, para 10 Ω , 76% para 20 Ω , 61% para 40 Ω , 46% para 80 Ω e 41% para 100 Ω , do caso sem efeito CC.

5.2.2.2 Descarga positiva

Para a incidência da descarga positiva, para se ter em conta o efeito CC na sobretensão resultante na cadeia de isoladores, assumiu-se a soma e subtração do valor de tensão 500 kV aos polos positivos e negativos, respectivamente, nas sobretensões ilustradas na Figura 5.4, conforme configurações, assim como realizado para as análises referentes à descarga negativa. As Figuras 5.7 a 5.10 ilustram as sobretensões resultantes considerando a impedância de pé de torre de 20 Ω para a incidência de descarga positiva no topo da torre.

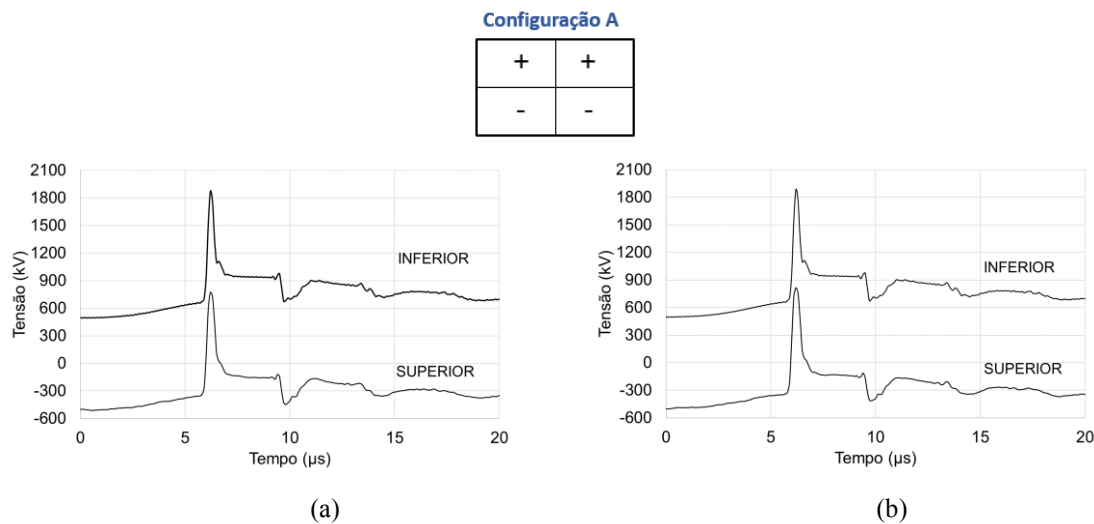


Figura 5.7 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga positiva. Configuração A e impedância de pé de torre Z_p de 20 Ω . (a) Polos esquerdos e (b) Polos direitos.

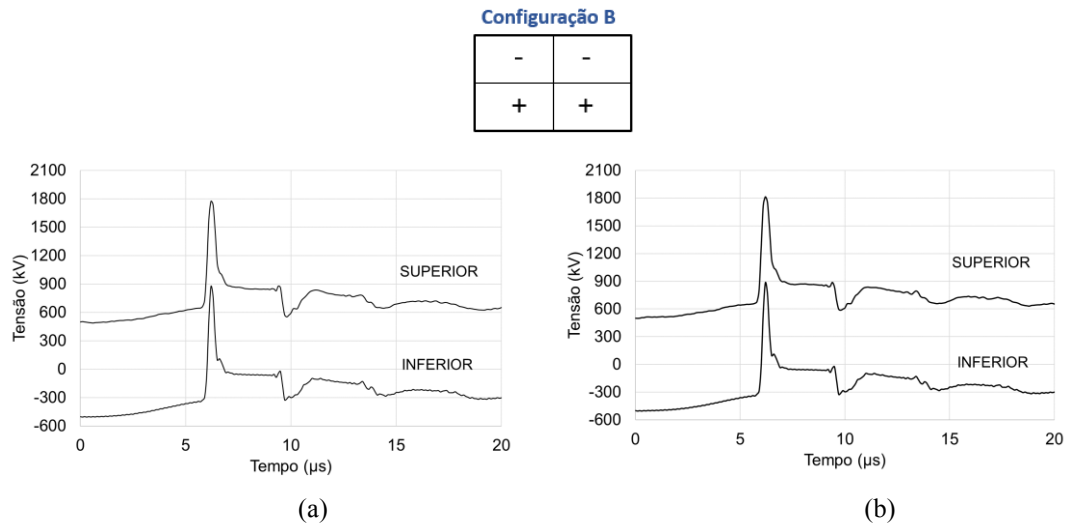


Figura 5.8 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga positiva. Configuração B e impedância de pé de torre Z_p de 20Ω . (a) Polos esquerdos e (b) Polos direitos.

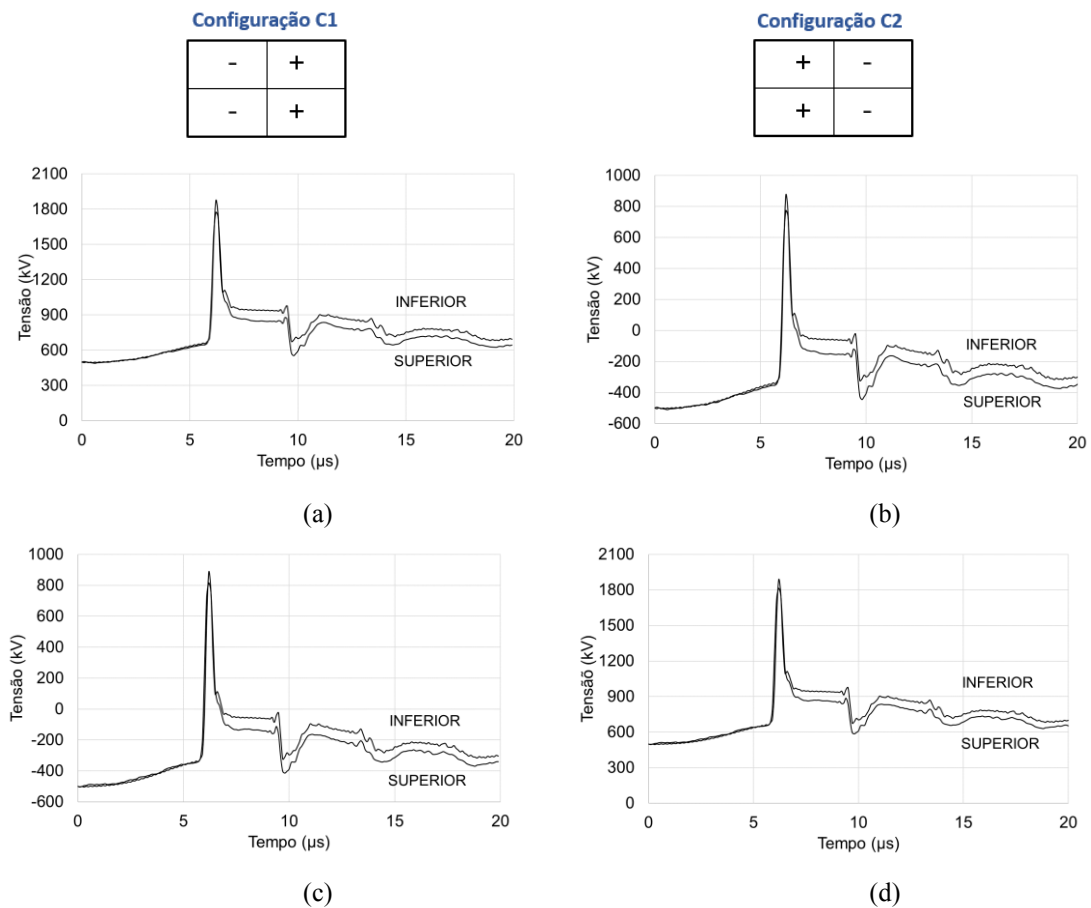


Figura 5.9 - Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga positiva. Configurações C e impedância de pé de torre Z_p de 20Ω .

C1: (a) Polos esquerdos -, (c) Polos direitos +; C2: (b) Polos esquerdos +, (d) Polos direitos -.

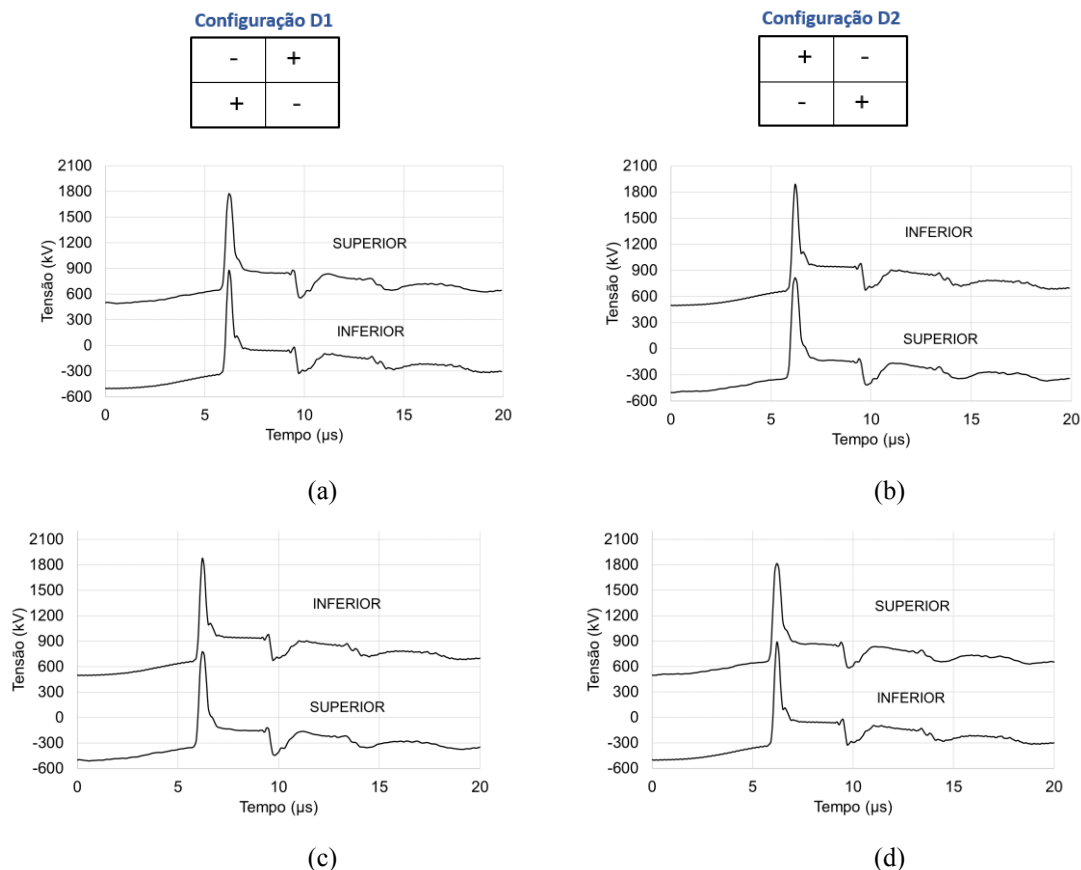


Figura 5.10 - Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga positiva. Configurações D e impedância de pé de torre Z_p de 20 Ω .
 D1: (a) Polos esquerdos (com polo direito superior +), (c) Polos direitos (com polo direito superior +);
 D2: (b) Polos esquerdos (com polo direito superior -), (d) Polos direitos (com polo direito superior -).

Considerando que o efeito CC foi determinado pela adição ou subtração de tensão positiva e negativa de 500 kV em cada polo conforme configuração, a cadeia de isoladores referente ao polo negativo apresentou o pior desempenho, ou seja, configura o polo determinante da torre.

Assim como observado para descarga negativa, a sobretensão varia conforme o valor da impedância de pé de torre. Na Tabela 5.8 é possível visualizar resumidamente os valores de pico de sobretensão na cadeia de isoladores do polo negativo com o efeito CC para descarga positivas, indicando os piores casos.

Tabela 5.8 – Valor de pico de sobretensão nos isoladores referentes ao polo positivo com o efeito CC em função da impedância impulsiva de pé de torre Z_p . Incidência de descarga positiva no topo da torre.

Z_p (Ω)	V_p (kV)					
	A	B	C1	C2	D1	D2
10	1833,8	1775,4	1821,2	1833,8	1833,8	1821,2
20	1886,7	1816,0	1873,8	1886,7	1886,7	1873,8
40	1987,4	1891,6	1974,8	1987,4	1987,4	1974,8
80	2136,0	2003,5	2123,4	2136,0	2136,0	2123,4
100	2194,9	2047,9	2191,3	2194,9	2194,9	2191,3

Entre as configurações A e B, os maiores picos de sobretensão aconteceram para a configuração A para todas as impedâncias de pé de torre. A diferença entre os picos de sobretensão de A e B aumenta à medida que Z_p aumenta, indo de uma diferença de 3% em 10 Ω e quase 7% em 100 Ω .

Já para a comparação entre as configurações C1 e C2, destaca-se a configuração C2, com polos esquerdos positivos e polos direitos negativos, com os maiores picos de sobretensão para todos os valores de Z_p . A diferença, contudo, entre C1 e C2 é consideravelmente menor do que a diferença verificada na comparação entre as configurações A e B, sendo menores que 1% para todas os valores de impedâncias de pé de torre.

A mesma comparação é feita entre as configurações D1 e D2, em que se destaca a configuração D1 como aquela apresentando maiores valores de pico de sobretensão e com diferenças similares àquelas apresentadas para as configurações C1 e C2.

Para as configurações A, C2 e D1, que possuem os maiores valores de pico de sobretensão nos isoladores, o polo que apresentou o maior pico de sobretensão foi o polo inferior direito com polaridade negativa.

Em relação às sobretensões sem efeito CC, para a configuração A, na qual os polos superiores são positivos, o valor de sobretensão máxima aumenta cerca de 28% em relação ao caso sem o efeito CC, para uma impedância de pé de torre de 10 Ω . Quanto maior a impedância de pé de torre, menor a diferença entre os valores de sobretensão com e sem efeito CC, com aumento de 27% para 20 Ω , 25% para 40 Ω , 23% para 80 Ω e 23% para 100 Ω .

Para a Configuração B, na qual os polos inferiores são positivos, a influência da impedância de aterramento da base da torre é semelhante à Configuração A. O valor de sobretensão máxima aumenta cerca de 26%, para 10 Ω , 24% para 20 Ω , 22% para 40 Ω e 18% para 80 Ω e 23% para 100 Ω , do caso sem efeito CC.

Apesar do comportamento similar em relação aos resultados com descarga negativa, nota-se que tanto as configurações quanto os valores de impedância de pé de torre parecem ter menor influência nas sobretensões resultantes quando se trata da incidência de descarga positiva.

Adicionalmente, percebe-se que, para os resultados da descarga positiva comparados aos resultados da descarga negativa, as sobretensões são consideravelmente maiores, chegando a ser 35% maior para valores de Z_p igual a 10 Ω na configuração B,

por exemplo. Isso é esperado, já que a corrente positiva injetada na torre tem amplitude maior comparada a corrente injetada de descarga negativa.

5.2.3 Estimativa do desempenho da linha HVDC em relação ao *backflashover*

A avaliação do desempenho da linha HVDC com incidência da descarga em termos de probabilidade de ocorrência de *backflashover* foi desenvolvida assumindo a aplicação do Modelo de Progressão do Líder (CIGRE brochura 839, 2021) para determinar a corrente crítica I_{CRIT} a partir da aplicação de um loop iterativo no MATLAB e a distribuição de probabilidade cumulativa de duas inclinações CIGRE e da MSS para avaliar a porcentagem de correntes que excedem a corrente crítica. Essa porcentagem consiste na probabilidade de ocorrência de *backflashover*. Os dois parâmetros foram determinados para cada cenário simulado em termos de impedância de pé de torre e configuração de polos.

5.2.3.1 Descarga negativa

A Tabela 5.9 resume a comparação em relação à influência do efeito CC nos resultados de corrente crítica e ocorrência de *backflashover* obtidos para descargas negativas.

Tabela 5.9 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* sem e com efeito CC para cada impedância de pé de torre Z_p . Incidência de descarga negativa no topo da torre.

$Z_p(\Omega)$	Sem efeito CC		Com efeito CC		Porcentagem de redução de I_{CRIT} (%)
	I_{CRIT} (kA)	BF%	I_{CRIT} (kA)	BF%	
10	223,8	0,1	95,5	4,1	-57,3%
20	176,7	0,3	84,0	6,3	-52,5%
40	121,2	1,6	68,5	11,7	-43,5%
80	80,6	7,2	53,3	21,8	-33,9%
100	71,0	10,5	49,0	26,2	-31,0%

Os resultados da Tabela 5.9 confirmam que o efeito CC contribui significativamente para a redução da corrente crítica e, conseqüentemente, para o aumento da probabilidade de ocorrência de *backflashover*. A corrente crítica reduz entre 31%-57% de 100 a 10 Ω quando o efeito CC é adicionado nos polos, com grande aumento percentual para valores mais baixos de impedância de pé de torre. Isso significa que para

valores mais altos de impedância, menos influente seria o efeito CC para o desempenho da linha contra descargas.

A Tabela 5.10 resume a influência da configuração de polos na corrente crítica resultante e a probabilidade de *backflashover* como função da impedância de pé de torre. Os polos que apresentam a maior probabilidade de *backflashover* para a configuração em análise determinam o desempenho da torre. Eles estão indicados em cinza na Tabela 5.11.

Tabela 5.10 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* para a linha simulada de 500 kV HVDC para cada configuração de polos. Incidência de descarga negativa no topo da torre.

Zp (Ω)	Configurações de polos											
	A		B		C1		C2		D1		D2	
	I _{CRIT} (kA)	BF%	I _{CRIT} (kA)	BF%	I _{CRIT} (kA)	BF%	I _{CRIT} (kA)	BF%	I _{CRIT} (kA)	BF%	I _{CRIT} (kA)	BF%
10	95,5	4,1	96,1	4,0	95,5	4,1	96,1	4,0	95,5	4,1	96,1	4,0
20	86,8	5,7	84,0	6,3	84,0	6,3	84,3	6,2	84,3	6,2	84,0	6,3
40	74,1	9,3	68,5	11,7	68,5	11,7	68,5	11,7	68,5	11,7	68,5	11,7
80	60,5	16,2	53,3	21,8	53,3	21,8	53,3	21,8	53,3	21,8	53,3	21,8
100	56,1	19,4	49,0	26,2	49,0	26,2	49,0	26,2	49,0	26,2	49,0	26,2

Tabela 5.11 – Polo que determina o desempenho da linha HVDC para cada configuração. Incidência de descarga negativa no topo da torre.

A		B		C1		C2		D1		D2	
+	+	-	-	-	+	+	-	-	+	+	-
-	-	+	+	-	+	+	-	+	-	-	+

*somente para valores de Zp de 10 Ω.

Os resultados confirmam que os polos positivos determinam o desempenho da linha nesse caso. Esse comportamento é esperado para esse caso considerando a análise para a incidência de descarga negativa.

Adicionalmente, quando os polos positivos estão posicionados em níveis diferentes da torre, superior e inferior, o desempenho do polo inferior prevalece, exceto para as configurações C1 e D1 com a impedância de pé de torre Zp de 10 Ω. Os polos superiores são responsáveis pelo desempenho da torre somente quando são positivos e o valor de Zp é consideravelmente baixo, perto de 10 Ω.

A probabilidade da ocorrência de *backflashover* varia de 4% a 26%, aproximadamente, considerando impedância de pé de torre no intervalo de 10-100 Ω, para as configurações B, C1, C2, D1 e D2. Para a configuração A, essas probabilidades variam de 4% a 19%.

Além disso, observe-se que os valores de I_{CRIT} variam de 95,5 kA a 56,1 kA, para a configuração A e de 96,1 kA a 48,9 kA para a configuração B, no intervalo de 10-100 Ω . Além disso, os valores de corrente crítica para a configuração B e Z_p de 20 Ω a 100 Ω , são cerca de 10% inferiores aos valores da configuração A.

As configurações B e C1, em geral, podem ser consideradas como a configuração com os piores desempenhos de descarga atmosférica para as condições simuladas deste trabalho. O cenário com impedância de pé de torre de 10 Ω é o único que apresentou melhor desempenho para a Configuração B em comparação aos outros cenários.

A comparação entre probabilidades de *backflashover* relacionadas às configurações C e D e suas variantes C1, C2, D1 e D2 revela praticamente o mesmo comportamento.

A configuração que apresenta o melhor desempenho é a configuração A, exceto quando se assume uma impedância de pé de torre de 10 Ω . Ademais, os piores desempenhos entre os casos avaliados ocorrem quando pelo menos um dos polos positivos está posicionado na seção inferior da torre.

5.2.3.2 Descarga positiva

A Tabela 5.12 resume a comparação em relação a influência do efeito CC nos resultados de corrente crítica e ocorrência de *backflashover* obtidos para descargas positivas, considerando somente o polo com o pior desempenho, maior probabilidade de ocorrência de *backflashover* em cada cenário.

Tabela 5.12 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* sem e com efeito CC.
Incidência de descarga positiva no topo da torre.

$Z_p(\Omega)$	Sem efeito CC		Com efeito CC		Porcentagem de redução de I_{CRIT} (%)
	I_{CRIT} (kA)	BF%	I_{CRIT} (kA)	BF%	
10	145,6	2,4	81,9	24,9	-77,8%
20	125,3	3,5	71,8	28,3	-74,5%
40	92,1	7,5	58,5	34,1	-57,4%
80	63,0	17,8	45,2	41,9	-39,4%
100	56,0	22,8	41,3	44,7	-35,6%

Com esses resultados, percebe-se um comportamento similar àquele apresentado pelos resultados com descarga negativa, sendo indicada uma redução considerável dos valores de corrente crítica ao se acrescentar o efeito CC. Contudo, essa redução varia de cerca de 36% a 78%, valores superiores àqueles indicados para a incidência da descarga

negativa. Infere-se, então, que o desempenho de linhas de transmissão HVDC frente à incidência direta de descargas positivas tende a ser pior.

Também é importante destacar que a porcentagem de redução da corrente crítica é menor à medida que se aumenta a impedância de pé de torre, indicando que quanto maior o valor de Z_p , menor o impacto de se considerar o efeito CC no aumento dos valores de sobretensão na torre.

A Tabela 5.13 indica os valores de corrente crítica e as probabilidades de ocorrência de *backflashover*, BF%, para cada configuração de polos, A, B, C1, C2, D1 e D2 para diferentes impedâncias de pé de torre analisadas.

Tabela 5.13 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* para a linha simulada de 500 kV HVDC para cada configuração de polos. Incidência de descarga positiva no topo da torre.

Zp (Ω)	Configurações de polos											
	A		B		C1		C2		D1		D2	
	ICRIT (kA)	BF%	ICRIT (kA)	BF%	ICRIT (kA)	BF%	ICRIT (kA)	BF%	ICRIT (kA)	BF%	ICRIT (kA)	BF%
10	83,3	24,4	81,9	24,9	83,3	24,4	83,3	24,9	82,9	24,6	81,9	24,9
20	72,1	28,2	73,8	27,6	72,1	28,2	72,1	28,3	71,8	28,3	72,1	28,2
40	58,5	34,1	63,3	31,8	58,5	34,1	58,5	34,1	58,5	34,1	58,5	34,1
80	45,2	41,9	51,1	38,1	45,2	41,9	45,2	41,9	45,2	41,9	45,2	41,9
100	41,3	44,7	47,6	40,3	41,3	44,7	41,3	44,7	41,3	44,7	41,3	44,7

Tabela 5.14 - Polo que determina o desempenho da linha HVDC para cada configuração. Incidência de descarga positiva no topo da torre.

A		B		C1		C2		D1		D2	
+	+	-	-	_*	+	+	-	_*	+	+	-
-	-	+	+	-	+	+	-	+	-	-	+

*somente para valores de Z_p de 10 Ω.

Percebe-se que os polos negativos da configuração foram os polos determinantes do desempenho da torre para a injeção de descarga positiva, ou seja, a cadeia de isoladores associada a esses polos apresenta o pior desempenho, contrário do que foi verificado para a descarga negativa, como esperado.

Em relação à Tabela 5.14, o polo determinante para cada configuração se manteve o mesmo em relação ao caso com injeção de descarga negativa, com o desempenho do polo inferior se sobressaindo em relação ao superior quando ambos são positivos, assim como, com o comportamento distinto em Z_p de 10 Ω para as configurações C1 e D1.

Assim como para uma descarga negativa, para as configurações de polos A, C1, C2, D1 e D2, a probabilidade de ocorrência de *backflashover* varia de, aproximadamente

7% a 32%, enquanto para a configuração B, essa probabilidade varia de, aproximadamente, 7% a 25%.

Os valores de corrente crítica resultantes para a configuração A são cerca de 5% menores que os valores resultantes para a configuração B para valores de Z_p de 20 a 100 Ω . Para impedância de 10 Ω , a corrente crítica para a configuração A, 83,3 kA, é maior que para a configuração B, 81,9 kA.

A configuração D1, em geral, pode ser considerada a configuração com o pior desempenho de descarga atmosférica para as condições simuladas deste trabalho.

A configuração que apresenta o melhor desempenho também é a configuração B, exceto para a impedância de pé de torre de 10 Ω . Ademais, os piores desempenhos entre os casos avaliados ocorrem quando pelo menos um dos polos negativos está posicionado na seção inferior da torre.

É importante mencionar que, em termos qualitativos, os resultados obtidos estão conforme aqueles apresentados em (MANDULEY, N., 2021) para ambas as descargas, porém considerando um procedimento de cálculo diferente para determinar o desempenho das linhas de transmissão HVDC.

5.3 Torre da linha de transmissão estaiada: Circuito simples, dois polos

5.3.1 Sobretensões na cadeia de isoladores sem efeito CC

Esta seção apresenta os resultados de sobretensão resultante na cadeia de isoladores da torre estaiada sem adicionar o efeito CC, para a incidência de descarga negativa e positiva. Para maior objetividade, foram apresentados somente os piores casos para cada cenário.

5.3.1.1 Descarga negativa

A Figura 5.11 apresenta as sobretensões na cadeia de isoladores da torre estaiada ainda sem a aplicação do efeito CC somente para o polo direito onde está o ponto de incidência da descarga negativa aplicada para diferentes impedâncias de pé de torre, Z_p .

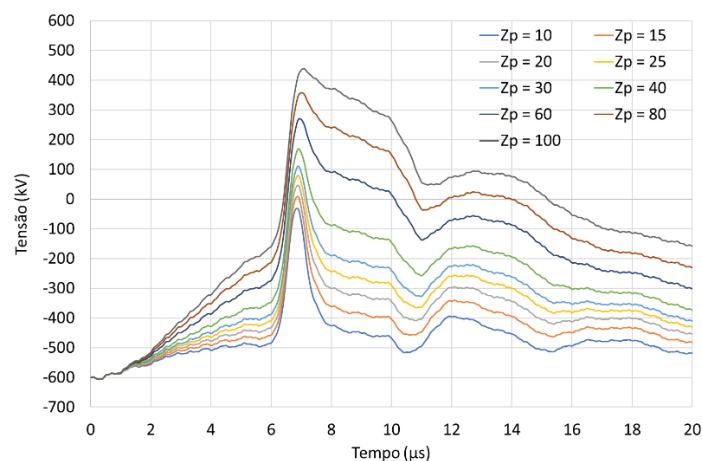


Figura 5.11 – Sobretensão sem efeito CC na cadeia de isoladores do polo direito da linha HVDC para a torre estaiada para cada valor de impedância de pé de torre simulada. Incidência de descarga negativa no topo da torre.

Tabela 5.15 – Picos de sobretensão na estrutura, fase e isoladores da torre sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre estaiada. Incidência de descarga negativa no topo da torre. Entre parêntesis: Variação percentual em relação ao caso referente a Z_p de 10 Ω .

$Z_p(\Omega)$	V_p (kV)		
	Estrutura	Fase	Isoladores
10	933,4	367,4	566,0
20	1062,8 (+12,2%)	417,0 (+11,9%)	645,8 (+12,4%)
40	1261,9 (+26,0)	492,7 (+25,4%)	769,1 (+26,4%)
80	1573,5 (40,7%)	616,1 (+40,4%)	957,4 (+40,9%)
100	1700,4 (44,6%)	663,0 (+44,6%)	1037,6 (+45,4%)

Percebe-se, como esperado, um aumento contínuo da sobretensão na cadeia de isoladores à medida que se aumenta a impedância de pé de torre, Z_p , de 10 a 100 Ω . Para o pico de sobretensão na cadeia de isoladores, esse aumento varia de cerca de 12% para 20 Ω até 45% para 100 Ω em relação ao pico em 10 Ω . Há um aumento considerável da sobretensão em impedâncias mais elevadas, principalmente a partir de 80 Ω .

5.3.1.2 Descarga positiva

A Figura 5.12 apresenta as sobretensões na cadeia de isoladores da torre estaiada ainda sem a aplicação do efeito CC para as diferentes impedâncias de pé de torre, Z_p . São apresentadas as sobretensões resultantes somente para o polo direito, lado de incidência no cabo de blindagem agora para uma descarga positiva.

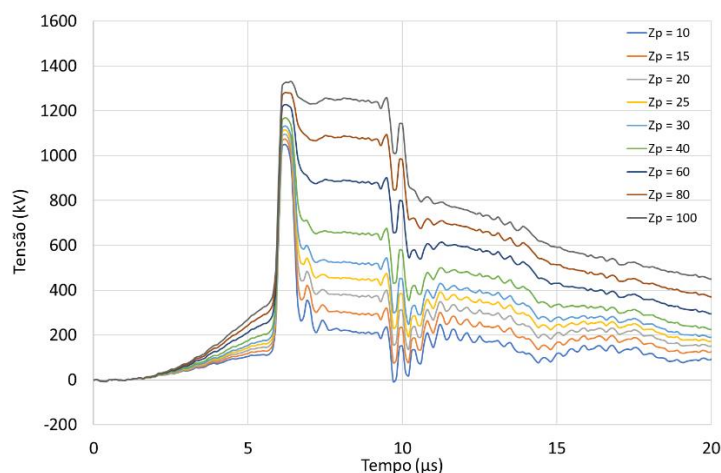


Figura 5.12 – Sobretensão sem efeito CC na cadeia de isoladores referente ao polo direito da linha HVDC para cada valor de impedância de pé de torre simulada. Incidência de descarga positiva no topo da torre.

Tabela 5.16 – Picos de sobretensão na estrutura, fase e isoladores da torre sem efeito CC como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre estaiada. Incidência de descarga positiva no topo da torre. Entre parêntesis: Variação percentual em relação ao caso referente a Z_p de 10 Ω .

$Z_p(\Omega)$	V_p (kV)		
	Estrutura	Fase	Isoladores
10	1813,0	782,8	1050,2
20	1897,8 (+4,5%)	818,1 (+4,3%)	1095,0 (+4,1%)
40	2030,3 (+10,7%)	871,5 (+10,2%)	1168,1 (+10,1%)
80	2227,9 (+18,6%)	948,9 (+17,5%)	1281,4 (+18,0%)
100	2304,1 (+21,3%)	978,5 (+20,0%)	1329,9 (+21,0%)

Percebe-se que, para a incidência de descarga positiva na torre, os valores de sobretensões são maiores do que os valores obtidos para a descarga negativa. Os picos de sobretensão nos isoladores variam de 1050,2 kV a 1329,9 kV para o resultado com a injeção da descarga positiva, e de 566 kV a 1037,6 kV para o resultado com descarga negativa, entre cerca de 22% a 46% maior.

Os picos de sobretensão também aumentaram conforme o aumento da impedância de pé de torre. Para os isoladores, a porcentagem desse aumento em relação ao pico de sobretensão em 10 Ω variou de 4,1% em 20 Ω e 21,0% em 100 Ω .

Contudo, para a incidência de descarga positiva, a variação de impedância de pé de torre demonstrou ser menos significativa para o pico de sobretensão do que para uma descarga negativa, considerando que o percentual de aumento com o aumento de impedância de pé de torre foi consideravelmente menor para a positiva, cerca de metade do percentual referente aos resultados para a descarga negativa.

5.3.2 Sobretensões na cadeia de isoladores com o efeito CC

Essa seção apresenta os resultados de sobretensão resultante pela cadeia de isoladores ao adicionar o efeito CC a torre estaiada em diferentes configurações, para a incidência de descarga negativa e positiva. Para maior objetividade, são apresentados somente os piores casos para cada cenário.

5.3.2.1 Descarga negativa

As sobretensões na cadeia de isoladores para a torre estaiada HVDC com o efeito CC de 600 kV para uma descarga negativa são indicadas na Figura 5.13. São apresentadas as sobretensões para o polo direito, lado de incidência da descarga no cabo de blindagem, quando está com polaridade negativa e quando está com polaridade positiva. São apresentados somente os resultados para as sobretensões em Z_p igual a 20Ω e Z_p igual a 100Ω . A Tabela 5.17 apresenta os picos de sobretensão nos isoladores para cada impedância de pé de torre.

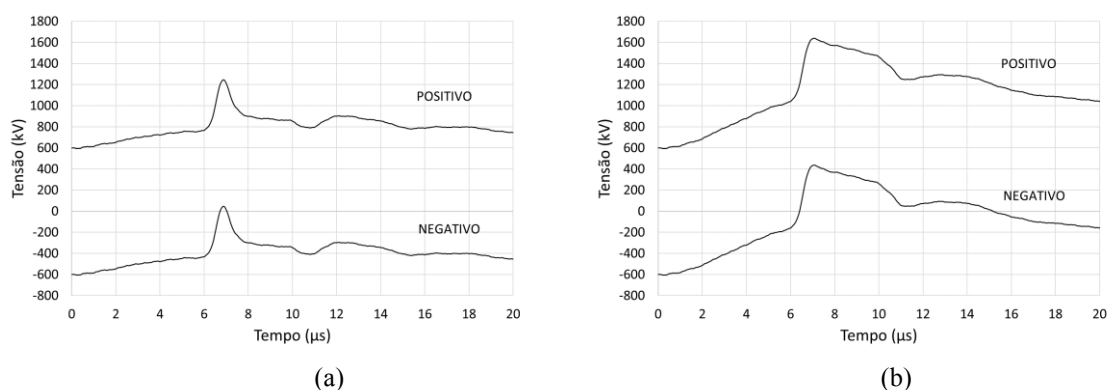


Figura 5.13 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga negativa para o polo com + 600 kV e com – 600 kV. (a) $Z_p = 20 \Omega$ e (b) $Z_p = 100 \Omega$.

Tabela 5.17 – Picos de sobretensão na cadeia de isoladores da torre com efeito CC de +600 kV como função da impedância de pé de torre Z_p para a torre estaiada. Incidência de descarga negativa no topo da torre. Variação de porcentagem em relação ao Z_p de 10Ω .

$Z_p(\Omega)$	V_p (kV) Isoladores
10	1166,0
20	1245,8 (+6,4%)
40	1369,1 (+14,8%)
80	1557,3 (+25,1%)
100	1637,6 (+28,8%)

Percebe-se a manutenção do polo positivo com o maior valor de sobretensão ao se adicionar o efeito CC e o aumento do pico de sobretensão na cadeia de isoladores com

o aumento da impedância de pé de torre. Em relação ao pico de sobretensão para o caso da impedância de pé de torre em 10Ω , o aumento da sobretensão vai de 6,4%, em 20Ω , para 28,8%, em 100Ω .

5.3.2.2 Descarga positiva

Assim como para a descarga negativa, são apresentadas as formas de onda das sobretensões nas cadeias de isoladores, Figura 5.14, para o polo de incidência da descarga com polaridade positiva e negativa para 20Ω e 100Ω para uma descarga positiva. Os picos de sobretensão para cada impedância de pé de torre são apresentados na Tabela 5.18.

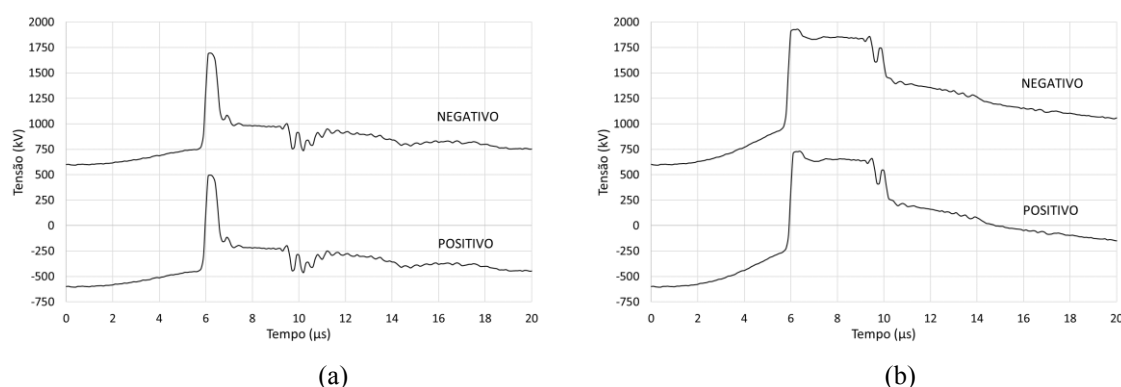


Figura 5.14 – Sobretensões na cadeia de isoladores HVDC considerando o efeito CC para descarga positiva para o polo com + 600 kV e com – 600 kV. (a) $Z_p = 20 \Omega$ e (b) $Z_p = 100 \Omega$.

Tabela 5.18 – Picos de sobretensão na cadeia de isoladores da torre com efeito CC de +600 kV como função da impedância de pé de torre Z_p para a Torre estaiada. Incidência de descarga positiva no topo da torre. Variação de porcentagem em relação ao Z_p de 10Ω .

$Z_p(\Omega)$	V_p (kV) Isoladores
10	1650,2
20	1695,0 (+2,6%)
40	1768,1(+6,7%)
80	1881,4 (+12,3%)
100	1929,9 (+14,5%)

O comportamento se mantém similar ao que vem sendo verificado em outras condições: o aumento da impedância de pé de torre resulta no aumento no pico de sobretensão, com uma elevação em relação a 10Ω , de 2,6% para 20Ω e 14,5% para 100Ω . Porém o polo determinante desse desempenho foi o polo negativo. Contudo, para a incidência de descarga positiva essa diferença é menor do que para a incidência de

descarga negativa. Isso indica que para a descarga positiva a impedância de pé de torre é menos influente na sobretensão resultante na cadeia de isoladores do polo.

5.3.3 Estimativa do desempenho da linha HVDC em relação ao *backflashover*

Para entender o desempenho de linhas de transmissão HVDC foi avaliada a probabilidade de ocorrência de *backflashover*. Essa taxa, assim como na torre autoportante, de 500 kV, foi calculada para a torre estaiada, de 600 kV, a partir da corrente crítica vinda do Modelo de Progressão do Líder, LPM. Com isso, determina-se essa taxa através da distribuição de probabilidade cumulativa do CIGRE, para cada cenário.

5.3.3.1 Descarga negativa

A Tabela 5.19 apresenta as correntes críticas e a probabilidade de ocorrência de *backflashover* sem efeito CC e com efeito CC, considerando os piores casos, ou menores valores de corrente crítica, para cada impedância de pé de torre Z_p , para a injeção de descarga negativa.

Tabela 5.19 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* sem e com efeito CC para cada impedância de pé de torre Z_p . Incidência de descarga negativa no topo da torre.

$Z_p(\Omega)$	Sem efeito CC		Com efeito CC		Porcentagem de redução de I_{CRIT} (%)
	I_{CRIT} (kA)	BF%	I_{CRIT} (kA)	BF%	
10	357,4	0,004	148,8	0,667	-58,4%
20	287,0	0,020	134,2	1,061	-53,2%
40	206,5	0,128	115,0	2,025	-44,3%
80	142,7	0,809	94,2	4,276	-33,9%
100	126,8	1,353	87,7	5,467	-30,8%

Percebe-se a redução da corrente crítica com o aumento da impedância de pé de torre e, conseqüentemente, o aumento da probabilidade de ocorrência de *backflashover*. Essa redução chega a 64,5% para I_{CRIT} em Z_p de 100 Ω em comparação a 10 Ω .

A adição do efeito CC resultou em uma redução considerável nas correntes críticas para todas as impedâncias. Essa redução foi cerca de 58% para 10 Ω , 53% para 20 Ω , 44% para 40 Ω , 34% para 80 Ω e chegando a 31% para 100 Ω , ou seja, houve uma diminuição nessa diferença com o aumento de Z_p , indicando maior relevância do efeito CC para menores valores de impedância de pé de torre.

Nesse contexto, a probabilidade de ocorrência de *backflashover* segue o comportamento inverso da corrente crítica, aumentando com o aumento da impedância e reduzindo com a inclusão do efeito CC. Para impedâncias pequenas, de 10 Ω e 20 Ω , essa taxa não chega a 0,1% sem efeito CC, porém aumenta consideravelmente em impedância maiores, chegando a mais de 1,3% em 100 Ω . Já com efeito CC, essa taxa vai de quase 0,7% em 10 Ω até aproximadamente 5,5% em 100 Ω , valor consideravelmente alto para esse parâmetro.

5.3.3.2 Descarga positiva

A Tabela 5.20 apresenta as correntes críticas e probabilidade de ocorrência de *backflashover* sem efeito CC e com efeito CC, considerando os piores casos, ou menores valores de corrente crítica, para cada impedância de pé de torre Z_p para a injeção de descarga positiva.

Tabela 5.20 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* sem e com efeito CC para cada impedância de pé de torre Z_p . Incidência de descarga positiva no topo da torre.

$Z_p(\Omega)$	Sem efeito CC		Com efeito CC		Porcentagem de redução de I_{CRIT} (%)
	I_{CRIT} (kA)	BF%	I_{CRIT} (kA)	BF%	
10	239,0	6,3	129,8	14,8	-45,7%
20	203,6	8,0	116,9	16,8	-42,6%
40	157,4	11,5	100,1	20,1	-36,4%
80	111,8	17,7	80,8	25,2	-27,7%
100	99,8	20,1	75,2	27,1	-24,6%

Assim como para a descarga negativa, a corrente crítica sofre redução e a probabilidade de ocorrência de *backflashover* aumenta à medida que a impedância de pé de torre aumenta. Para os resultados sem efeito CC, a corrente crítica passa de 239 kA em 10 Ω para menos de 100 kA em 100 Ω , uma redução de cerca de 58%. Já a probabilidade de ocorrência de *backflashover* eleva de 6,3% em 10 Ω a 20,1% em 100 Ω .

Quando adicionado o efeito CC, a corrente crítica reduz em uma taxa menor em relação ao aumento de impedância, indo de cerca de 130 kA em 10 Ω até cerca de 75 kA em 100 Ω , redução de cerca de 42%. Já para a probabilidade de *backflashover*, a elevação foi de 14,8% em 10 Ω a 27,1% em 100 Ω .

Percebe-se, assim como para a descarga negativa, redução da corrente crítica com a inclusão do efeito CC. Essa redução varia de cerca de 46% em 10 Ω a 25% em 100 Ω com o aumento da impedância de pé de torre, demonstrando a menor influência do efeito CC com o aumento de Z_p .

5.4 Desempenho da linha de transmissão: Comparativo HVAC x HVDC

Esta seção tem como objetivo apresentar uma comparação simplificada entre os desempenhos frente a descargas atmosféricas de LTs HVDC e HVAC que apresentem torres com a mesma geometria.

Foram considerados os resultados de corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* calculados nas seções anteriores para as LTs HVDC com torres autoportantes e estaiadas. Além disso, procedeu-se ao cálculo das correntes críticas referentes às LTs HVAC com base no procedimento proposto por (ALMEIDA, F., 2023), que consiste em corrigir as correntes críticas calculadas sem o efeito da tensão de fase pela multiplicação do fator 0,88 para se ter em conta este efeito. É importante destacar que o procedimento proposto em (ALMEIDA, F., 2023) considerou simulações com o método de Monte Carlo para representação do efeito da tensão de fase em linhas de transmissão CA trifásicas com torres que apresentam geometrias distintas àquelas desta dissertação de mestrado.

Os resultados apresentados nesta seção se referem ao desempenho das LTs frente a correntes de descargas negativas.

5.4.1 Torre autoportante: 500 kV CC

A Tabela 5.21 apresenta os resultados de corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* em função do valor de impedância impulsiva de pé-de-torre para a torre autoportante. Os resultados referentes à linha HVDC se referem às configurações A, polos positivos nos polos superiores, e B, polos positivos nos polos inferiores, destacadas na Tabela 5.10.

Tabela 5.21 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* em HVAC e HVDC em função da impedância impulsiva Z_p (Torre autoportante).

Z_p (Ω)	HVAC		HVDC			
	I_{CRIT} (kA)	BF%	I_{CRIT} (kA)	BF%	I_{CRIT} (kA)	BF%
10	179,0	0,3	95,5	4,1	96,1	4,0
20	141,4	0,9	86,8	5,7	84,0	6,3
40	96,9	4,4	74,1	9,3	68,5	11,7
80	64,5	14,9	60,5	16,2	53,3	21,8
100	56,8	18,6	56,1	19,4	49,0	26,2

Percebe-se que em termos de corrente crítica e de probabilidade de ocorrência de *backflashover*, o sistema HVDC apresenta pior desempenho que o sistema HVAC. Os valores de corrente crítica em sistemas HVAC variam de 179 kA, em 10 Ω , a cerca de 57 kA, em 100 Ω , enquanto para sistemas HVDC, esses valores variam de aproximadamente 96 kA para 10 Ω a entre 49 kA e 56 kA para 100 Ω . A maior diferença entre os valores de corrente crítica das LTs HVAC e HVDC se dá para os casos de menor valor de impedância impulsiva Z_p . Em relação à probabilidade de ocorrência de *backflashover*, os percentuais variam entre 0,3% para 10 Ω e cerca de 19% para 100 Ω , no sistema HVAC, e entre 4%, e 19% a 26% para 10 e 100 Ω no sistema HVDC, respectivamente.

5.4.2 Torre estaiada: 600 kV CC

Para a torre estaiada, os resultados de corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* do sistema são apresentados na Tabela 5.22 para as cinco impedâncias de pé de torre analisadas.

Tabela 5.22 – Corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* em HVAC e HVDC em função da impedância impulsiva Z_p (Torre estaiada).

$Z_p(\Omega)$	HVAC		HVDC		Porcentagem de redução de I_{CRIT} (%)
	I_{CRIT} (kA)	BF%	I_{CRIT} (kA)	BF%	
10	314,5	0,01	148,8	0,67	-52,7%
20	249,9	0,04	134,2	1,06	-46,3%
40	181,7	0,25	115,0	2,02	-36,7%
80	125,6	1,41	94,2	4,28	-25,0%
100	111,6	2,28	87,7	5,47	-21,4%

Comportamento similar ao do caso da torre autoportante foi verificado para a torre estaiada. Para a corrente crítica, esses valores variam de, aproximadamente, 315 kA a 112 kA para o sistema HVAC e 149 kA a 88 kA para o sistema HVDC. Entre os sistemas, a redução da corrente crítica de um sistema HVAC para um sistema HVDC em condições semelhantes é de 53% para 10 Ω , 46% para 20 Ω , 37% para 40 Ω , 25% para 80 Ω e 21% para 100 Ω , ou seja, a diferença entre os tipos de sistema reduz com o aumento da impedância impulsiva Z_p . Já os percentuais de ocorrência de *backflashover* variam de 0,01% a 2,3% para o sistema HVAC e 0,7% a 5,5% para o sistema HVDC, relativos aos resultados de 10 Ω e 100 Ω , respectivamente.

5.5 Taxas de desligamento de Linhas de Transmissão:

HVAC x HVDC

O cálculo da taxa de desligamento frente a correntes de descargas negativas das Linhas de Transmissão HVDC é apresentado nesta seção em função do valor da impedância impulsiva de pé de torre Z_p para diversas condições de densidade de descarga, N_g , da região em que se encontram as linhas de transmissão analisadas. Essa análise considera que a LT está instalada em um terreno plano sem elevações próximas e um fator de vão igual a 0,5, seguindo os desenvolvimentos apresentados em (GOMES, R. M., 2023) que indicam fatores de vão desta ordem para LTs com vãos longos e nível de tensão de 500 kV. Para efeitos de comparação, também são apresentadas as taxas de desligamentos calculadas para LTs HVAC que porventura tivessem a mesma configuração de torre.

5.5.1 Torre autoportante

Os gráficos referentes as taxas de desligamento em função de Z_p para valores de N_g de 1, 2,5, 5, 8 e 10 descargas/km²/ano são apresentados na Figura 5.15 para a configuração de torre autoportante.

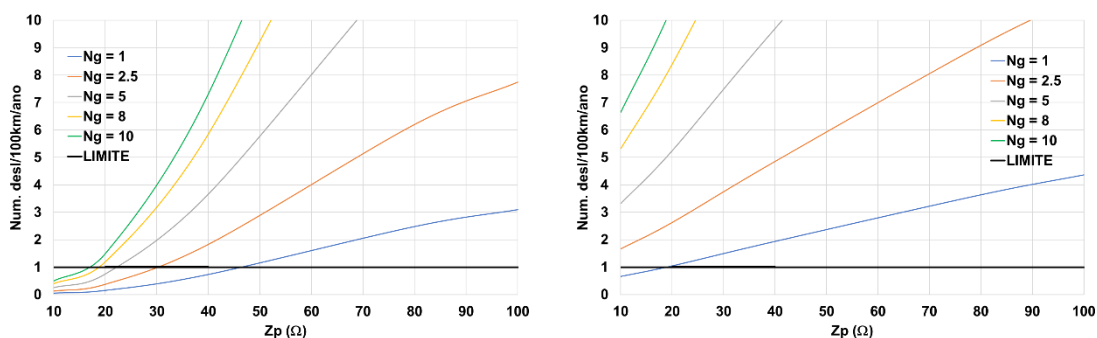


Figura 5.15 – Taxas de desligamento em função de Z_p para diferentes valores de N_g para a configuração da torre autoportante. (a) HVAC e (b) HVDC.

A Tabela 5.23 também indica os valores máximos de Z_p permitidos que garantiriam o desempenho exigido pelo ONS (ONS, 2022) para essas linhas de transmissão, de 1 desligamento/100 km/ano.

Tabela 5.23 – Valores máximos de impedância de pé de torre Z_p em função da densidade de descargas N_g para obtenção de taxa de 1 desligamento/100 km/ ano, considerando as LTs HVAC e HVDC na torre autoportante.

N_g	Z_p (Ω)	
	Torre HVAC	Torre HVDC
1	46,3	18,6
2,5	30,0	< 10
5	22,0	< 10
8	18,7	< 10
10	16,7	< 10

Percebe-se, como esperado, menores valores de Z_p limite necessários para se atingir os desempenhos analisados para maiores valores de N_g , com valor de Z_p de 46,3 Ω e 16,7 Ω para N_g igual 1 e 10 descargas/km²/ano, respectivamente para a LT HVAC. Para a LT HVDC, os valores de Z_p limite são menores do que para o HVAC, com 18,6 Ω para N_g igual 1 e valores menores que 10 Ω para as demais taxas de incidência analisadas.

5.5.2 Torre estaiada

Para a configuração da torre estaiada, os gráficos referentes as taxas de desligamento em função de Z_p para valores de densidade de incidência de descargas N_g de 1, 2,5, 5, 8 e 10 descargas/km²/ano são apresentados na Figura 5.16.

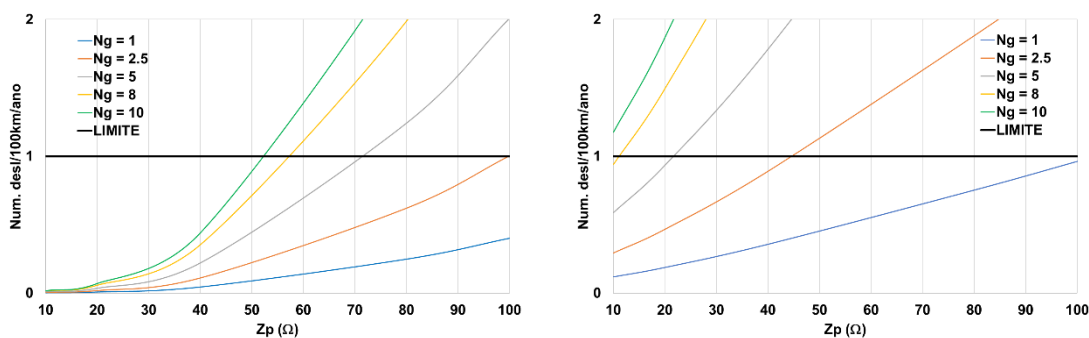


Figura 5.16 – Taxas de desligamento em função de Z_p para diferentes valores de N_g para a configuração da torre estaiada. (a) HVAC e (b) HVDC.

Tabela 5.24 – Valores máximos de impedância de pé de torre Z_p em função da densidade de descargas N_g para obtenção de taxa de 1 desligamento/100 km/ ano, considerando as LTs HVAC e HVDC com torre estaiada.

N_g	Z_p (Ω)	
	Torre HVAC	Torre HVDC
1	155,0	105,0
2,5	99,1	44,6
5	71,6	21,5
8	57,2	10,9
10	52,2	< 10

Como apresentados na tabela 5.24, para torres com a geometria similar a torre estaiada analisada, são necessários valores de Z_p variando de cerca de 155 a 52,2 Ω para N_g igual a 1 e 10 descargas/km²/ano, respectivamente para LT HVAC. Para um sistema HVDC, os valores limites de Z_p chegam a valores como 105 Ω para 1 descarga/km²/ano e valores inferiores a 10 Ω para 10 descargas/km² /ano, ou seja, para alcançar o valor exigido pelo ONS, de 1 desligamento/100 km/ano é necessário um valor menor de Z_p para o sistema HVDC em relação ao sistema HVAC.

Percebe-se que, para ambas as linhas autoportante e estaiadas, os valores de Z_p limite das linhas de transmissão HVDC são menores que para as LTs HVAC indicando que para uma mesma geometria de torre e solo, as linhas HVDC necessitariam de menores valores de impedância impulsiva de pé de torre e, conseqüentemente, maiores comprimentos de cabo contrapeso em um solo com as mesmas características para se atingir o desempenho exigido pelo ONS.

5.6 Considerações finais

Este capítulo apresentou um conjunto de análises de sensibilidade relativas ao desempenho de linhas de transmissão HVDC frente a descargas atmosféricas. Os principais resultados são destacados a seguir:

- **Condições de pior desempenho da LT com torre autoportante:** Para a torre autoportante, verificou-se a dependência do desempenho da linha com o posicionamento dos polos. Considerando os resultados referentes à descarga de polaridade negativa, os menores valores de corrente crítica (e as conseqüentes maiores probabilidades de *backflashover*) se referem às configurações B, C1 e D2, nas quais o polo inferior direito tem polaridade positiva. Por outro lado, ao

considerar a descarga de polaridade positiva, os piores desempenhos se referem às configurações A, C2 e D1 nas quais o polo inferior direito tem polaridade negativa. Em outras palavras, os piores desempenhos da linha estão associados à disposição dos polos de polaridade oposta à polaridade da corrente de descarga nas cadeias de isoladores inferiores da torre.

- **Condições de pior desempenho da LT com torre estaiada:** O polo com polaridade oposta ao da descarga incidente posicionado no lado de incidência da torre apresentando os menores valores de corrente crítica e maiores probabilidades de ocorrência de *backflashover*.
 - **Influência da impedância de pé de torre Z_p :** Assim como esperado, observou-se a piora do desempenho da linha de transmissão com o aumento dos valores de impedância impulsiva de pé de torre Z_p . Percebe-se que, quanto maior o valor de Z_p , menos influentes são as variações das características do sistema no desempenho da LT, como o posicionamento e a polaridade dos polos.
 - **HVAC x HVDC:** Em geral, percebe-se que o sistema em HVDC apresentou um pior desempenho do que o sistema em HVAC, para as duas topologias de torres. Adicionalmente, ao se considerar o desempenho exigido pelo ONS, de 1 desligamento/100 km/ano, nota-se que os valores limites de Z_p para se garantir tal taxa de desligamentos são menores para as linhas de transmissão HVDC em relação às linhas de transmissão HVAC, exigindo, assim, maiores comprimentos de cabos contrapeso para uma mesma condição de resistividade do solo.
 - **Autoportante x Estaiada:** Apesar dessa análise não ter sido apresentada diretamente neste capítulo, a comparação dos resultados referentes às LTs com torre autoportante e estaiada indica maiores valores de corrente crítica associados à torre estaiada, o que poderia indicar um melhor desempenho desse tipo de torre. A presença dos estais resulta em um efeito de menor impedância da torre, contribuindo para menores valores de tensão na cadeia de isoladores e o conseqüente melhor desempenho. Porém, é importante considerar que as análises realizadas nesta dissertação de mestrado levaram em conta o efeito da tensão da LT (estaiada com tensão de 600 kV e autoportante com tensão de 500 kV). Além disso, considerando que a torre estaiada possui maior comprimento de cadeia de isoladores, a tendência é que essa LT possua maior suportabilidade, o que contribui para o seu melhor desempenho.
-

6 Conclusões e Propostas de Continuidade

6.1 Conclusões

Essa dissertação de mestrado teve como objetivo apresentar uma contribuição ao estudo de desempenho de LTs HVDC frente a descargas atmosféricas, apresentando um conjunto de análises de sensibilidade considerando diferentes topologias de linha, posicionamento dos polos positivos e negativos e ampla faixa de valores de impedância impulsiva de pé de torre, considerando a incidência direta de descargas atmosféricas de polaridade negativa e positiva.

O trabalho levou em consideração dois tipos de torre de linha de transmissão, uma torre autoportante de 500 kV com quatro polos e configuração de circuito duplo e uma torre estaiada de 600 kV com dois polos e configuração de circuito simples. Além da análise do desempenho dessas LTs HVDC considerando o mecanismo de *backflashover*, foi realizado um estudo comparativo desse sistema com LTs HVAC torres de mesma geometria.

O trabalho considerou resultados obtidos a partir de simulações computacionais sistemáticas por meio do modelo *Hybrid Electromagnetic Model*, HEM, aplicado para cálculo de sobretensões atmosféricas e do Modelo de Progressão do Líder, LPM, para avaliar a ocorrência de *backflashover* na cadeia de isoladores das linhas de transmissão em função da impedância impulsiva Z_p de pé de torre. A análise concentrou-se em descargas descendentes primeiras negativas e positivas atingindo o topo da torre.

Os resultados confirmaram a importância do posicionamento do polo no estabelecimento do desempenho da linha de transmissão. Foi demonstrado também que essa influência varia com o valor da impedância impulsiva de pé de torre indicada para a torre da linha de transmissão.

Para a descarga negativa, em termos de sobretensão, o efeito CC influencia o valor de sobretensão máxima resultante nas cadeias de isoladores e elas se concentram onde os polos positivos estão posicionados para ambas as torres. Essa influência também acontece para a descarga positiva, porém o valor de sobretensão máxima das cadeias de isoladores se concentra onde os polos negativos estiverem posicionados. Esse efeito também afeta o desempenho por *backflashover* dessas LTs.

Destaca-se o efeito não somente da polaridade dos polos, mas também de seu posicionamento na sobretensão resultante na cadeia de isoladores. Para ambos os casos, o menor acoplamento eletromagnético entre os polos inferiores e os cabos de blindagem contribui para o estabelecimento de maiores sobretensões em tais cadeias de isoladores.

As análises desenvolvidas neste trabalho para a descarga negativa indicaram piores desempenhos relacionados às configurações B, C1 e D2 na torre autoportante, com valores de corrente crítica variando de 96,1 a 49 kA e probabilidade de *backflashover* variando de cerca de 4% a 26% para a faixa de impedância de pé de torre de 10 a 100 Ω . Essas configurações são aquelas em que o polo que determina o desempenho é o polo inferior direito com polaridade positiva.

Já para o caso em que a incidência no topo da torre autoportante foi de uma descarga positiva, destacaram-se os piores desempenhos relacionados às configurações A, C2 e D1, com valores de corrente crítica variando entre 82,9 e 41,3 kA e probabilidade de ocorrência de *backflashover* variando de cerca de 25% a 46% para a impedância de pé de torre de 10 a 100 Ω . O polo determinante neste caso é o polo inferior direito com polaridade negativa.

Já para a torre estaiada de 600 kV, foram verificados, para a descarga negativa, valores de corrente crítica variando entre 148,8 e 87,7 kA e valores de probabilidade de ocorrência de *backflashover* variando entre 0,67% a 5,57% para impedâncias de pé de torre de 10 a 100 Ω , sendo o polo positivo o responsável pelo pior desempenho da LT. Já para a descarga positiva, valores de 128,8 a 75,2 kA para corrente crítica e 14,8% a 27,1% para a probabilidade de ocorrência de *backflashover* foram encontrados para o polo negativo, que apresentou o pior desempenho no cenário de descarga positiva.

Percebeu-se, para ambas as configurações de torres, que os resultados para uma descarga positiva apresentaram resultados de pior desempenho do que para uma descarga

negativa em HVDC. Contudo, é importante ressaltar que, apesar de levarem a um pior desempenho das LTs, as descargas positivas acontecem com pouca frequência, muito menor do que a frequência de descargas negativas. Dessa forma, apesar de uma linha individualmente atingida por uma descarga positiva apresentar pior desempenho que uma linha individualmente atingida por descarga negativa, na natureza, as descargas negativas acontecem com frequência muito mais elevada do que as descargas positivas, ou seja, a proporção de incidência, de forma realista, não é direta e, em geral, pode-se considerar que em uma aplicação real a incidência de descarga negativa seria determinante para o estabelecimento do desempenho da LT.

Adicionalmente, pelo comparativo entre os sistemas HVAC e HVDC, nota-se que o sistema HVDC apresentou pior desempenho em relação ao sistema HVAC quando ambas possuem a mesma configuração de torre, seja esta autoportante ou estaiada, em termos de probabilidade de ocorrência de *backflashover* e taxas de desligamento. Porém, essa diferença no desempenho em termos de *backflashover* entre os dois sistemas aparenta diminuir para maiores valores de impedância impulsiva de pé de torre, Z_p .

Finalmente, as taxas de desligamento calculadas para ambas as torres em HVAC e HVDC indicaram que as linhas HVDC, em comparação com linhas HVAC de mesma geometria, necessitariam de valores de impedância de pé de torre, Z_p , menores para atingir o desempenho exigido pelo ONS, e conseqüentemente, maiores comprimentos de cabo contrapeso, considerando que ambas as linhas estejam em um solo com as mesmas características.

Os resultados desenvolvidos neste trabalho consideraram uma análise paramétrica, na qual foram definidos valores fixos de impedância de pé de torre, Z_p , para se determinar o desempenho das LTs. Características específicas do aterramento da torre, bem como fenômenos como o processo de ionização do solo ou influência do tipo de descarga na impedância impulsiva, não foram considerados no estabelecimento dos resultados. Em uma aplicação considerando a representação física dos eletrodos de aterramento, por exemplo, não se pode garantir a priori o mesmo valor de impedância impulsiva de pé de torre para correntes de descargas negativas e positivas.

A análise quantitativa em termos das correntes críticas resultantes e da probabilidade de ocorrência de *backflashover* pode ser influenciada por alguns aspectos

como a forma de onda simulada da corrente de retorno e seus parâmetros, bem como a consideração da correlação entre o valor de pico de corrente de pico e o tempo de frente, podendo resultar em correntes críticas maiores e na diminuição da expectativa de *backflashover* (SILVEIRA, F. H., 2023). Além disso, a aplicação de modelos distintos de *flashover*, como o método de integração ou mesmo o uso de diferentes distribuições cumulativas de correntes de pico, pode influenciar os valores dos resultados obtidos nesta dissertação. Este conjunto de aspectos constitui algumas das propostas de continuidade deste trabalho. Contudo, a expectativa é que as conclusões aqui apresentadas permaneçam válidas de um ponto de vista qualitativo.

6.2 Propostas de Continuidade

Este trabalho tem como propostas de continuidade a expansão no entendimento do desempenho de linhas de transmissão HVDC para diferentes cenários daqueles apresentados nessa dissertação, como testes com diferentes configurações e geometrias de torres de transmissão, incluindo torres híbridas que compartilham com sistema HVAC e HVDC em uma mesma torre, além de testes considerando condições brasileiras para todos os parâmetros, como a distribuição dos picos de corrente e as referências de taxas de incidência das descargas.

Além disso, sugere-se a complementação das análises de desempenho aqui apresentadas incluindo o estudo de falha de blindagem, considerando diferentes modelos de atratividade que sejam capazes de representar o efeito da tensão de fase na formação dos canais ascendentes de descarga. Adicionalmente, para melhor caracterizar os estudos e com uma análise mais focada nas características do aterramento dessas torres, destaca-se a sugestão de representação física dos cabos contrapeso e análise das possíveis variações dos valores de impedância impulsiva de pé-de-torre decorrentes das características distintas das descargas atmosféricas incidentes no sistema.

Referências Bibliográficas

ALASSI, A., BAÑALES, S., ELLABBAN, O., ADAM, G., & MACIVER, C., “**HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook**”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 530–554, 2019.

ALMEIDA, F. S., “**Uma contribuição ao Estudo de Desempenho de Linhas de Transmissão Frente a Descargas Atmosféricas com Base no Método de Monte Carlo**”, UFMG, fevereiro 2020.

ALMEIDA, F. S.; SILVEIRA, F. H.; VISACRO, S., “**A New Approach for Considering the Effect of the Power-Frequency Voltage on the Calculated Lightning Performance of Transmission Lines**”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 38, p. 2141-2148, 2023

ARDELEAN, M.; MINNEBO, P., “**HVDC Submarine Power Cables in the World: State of the Art Knowledge.**”, EUR 27527. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2015.

ARRILLAGA, J.; LIU, Y. H.; WATSON, N. R., “**Flexible Power Transmission: The HVDC Options**”, Wiley, 2007.

BERGER, K.; ANDERSON, R. B.; KRÖNINGER, H., 1975. “**Parameters of lightning flashes**”. *Electra* 41, 23–37.

CIGRE Brochura 63 – **Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines**, outubro 1991.

CIGRE Brochura 785, **Electromagnetic Computation Methods for Lightning Surge Studies with Emphasis on the FDTD Method**, Working Group C4.37, dezembro 2019.

CIGRE Brochura 839 – **Procedures of Estimating Lightning Performance of Transmission Lines – New Aspects**, 2021.

DE CONTI, A., VISACRO, S., “**Analytical representation of single and double-peaked lightning current waveforms**”, IEEE Transactions Electromagnetic Compatibility, Vol. 49, No. 2, pp. 448-451, maio 2007.

GAMEROTA, W., ELISM’E, J., UMAN, M., RAKOV, V., “**Current Waveforms for Lightning Simulation**”, IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol. 54, no. 4, agosto 2012.

GOMES, R. M.; SILVEIRA, F. H.; VISACRO, S., “**Influence of the Distribution of Lightning Strikes Along the Span of Transmission Lines On Their Backflashover Rate: The Span Factor**”. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 37, p. 1403-1411, 2022.

MACKOW, A., KIZILCAY, M., POTKRAJAC, D., “**Backflashover Simulations of Multi-Circuit Transmission Tower with AC/DC systems**”, 11th International Conference on Power Systems Transients, Cvttat, Croatia, junho 2015.

MANDULEY, N., “**Contribution to Insulation Coordination Studies for VSC-HVDC Systems**”, Université Grenoble Alpes, dezembro 2020.

MANDULEY, N.; PACK, S.; XÉMARD, A.; TOURÉ, S.; RAISON, B.; POUILLAIN, S., “**Techniques for the improvement of the lightning back-flashover performance of double circuit HVDC lines**”, Electric Power Systems Research, vol.2, novembro 2021, 107486.

MORAES, A. A. C.; SILVEIRA, F. H.; VISACRO, S., “**Assessment of the lightning performance of HVDC transmission lines in terms of backflashover: A case study**”. In: GROUND2023 & 10th LPE - International Conference on Grounding & Lightning Physics and Effects, 2023. p. 277-281.

MOREIRA, C. H. M.; SILVEIRA, F. H.; BITTENCOURT, L. L.; VISACRO, S., “**Technical-economic analysis of conventional and non-conventional techniques to improve the lightning performance of transmission lines: Extended counterpoise grounding wires and underbuilt wires**”. Electric Power Systems Research, v. 214, p. 108805, 2023.

MURAWWI, E. A.; MOHSIN, M.; CHAAR, L. E.; LAMONT, L., “**Interconnection between two variant frequency systems using HVDC links**”. 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion, 2011.

ONS, “**Submódulo 2.7 – Requisitos mínimos para linhas de transmissão**”, Procedimentos de Rede, 2022, <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>, Acesso em: 08/08/2024.

PEREIRA, F., “**Linhas de Transmissão HVDC: Desafios relativos ao desempenho frente a Descargas Atmosféricas**”, Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), 2023.

RODRIGUES, E.; PONTES, R.; FERNANDES NETO, T. “**Lightning incidence model based on the electric field gradient: 3D electrostatic analyses**”. Em: IEEE CEFC 2016 Conference on Electromagnetic Field Computation, Miami, FL, USA, 13–16, novembro, 2016.

RODRIGUES, E.; PONTES, R.; FERNANDES NETO, T. “**Novel lightning incidence model based on the electric field gradient: 2D Electrostatic analyses**”. Em: International Conference on Grounding and Earthing & 7th International Conference on Lightning Physics and Effects, Porto de Galinhas, Brazil, 6–9 junho, 2016.

SILVA, B. P.; VISACRO, S.; SILVEIRA, F. H.; MACEDO, S., “**Assessing the impact of the Corona effect on the lightning response of transmission lines using the Time Domain Hybrid Electromagnetic Model (HEM-TD)**”. Electric Power Systems Research, v. 216, p. 109068, 2023.

SILVEIRA, F. H.; ALMEIDA, F. S.; VISACRO, S., “**Assessing the influence of peak current distributions of first return strokes on the lightning performance of transmission lines: Instrumented tower distributions versus standard distributions**”. Electric Power Systems Research, v. 214, p. 108822, 2023.

SILVEIRA, F. H.; BICHARA, P. M.; OLIVEIRA, J. M. C.; VISACRO, S., “**On the Effect of Peak Current-Front Time Correlation Expressions for the Assessment of the Lightning Performance of Transmission Lines**”. Em: CIGRE ICLPS-SIPDA -

International Colloquium on Lightning and Power Systems and International Symposium on Lightning Protection, Suzhou, 2023. pp. 1-5.

SILVEIRA, F. H.; SOUZA, R. E., “**Lightning performance of transmission lines: Assessing the quality of traditional methodologies to determine backflashover rate of transmission lines taking as reference results provided by an advanced approach.**” *Electric Power Systems Research*, v. 153, p. 60-65, 2017.

SILVEIRA, F. H.; VISACRO, S., “**Lightning Parameters of Tropical Region for Engineering Application: Statistics of 51 Flashes Measured at Morro do Cachimbo and Expressions for Peak Current Distributions**”, *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. 62, No. 4, agosto de 2020.

VISACRO, S., "A representative curve for lightning current waveshape of first negative stroke," *Geophys. Res. Lett.*, vol. 31, L07112, abril de 2004.

VISACRO, S.; MESQUITA, C.; DE CONTI, A.; SILVEIRA, F. H., “**Updated statistics of lightning currents measured at Morro do Cachimbo station**”, *Atmospheric Res.*, vol. 117, pp. 55–63, 2012.

VISACRO, S.; SCHROEDER, M. A. O.; SOARES Jr., A., CHERCHIGLIA, L. L. C., SOUZA, V. J., “**Statistical analysis of lightning current parameters: Measurements at Morro do Cachimbo Station**”, *J. Geophys. Res.*, vol. 109, 2004, Art. no. D01105.

VISACRO, S., SOARES, A., “**HEM: a model for simulation of lightning-related engineering problems**”, *IEEE Trans. Power Del.* 20 (2) (2005) 1524-1532.

VISACRO, S., SILVEIRA, F.H., "Lightning Performance of Transmission Lines: Requirements of Tower-Footing Electrodes Consisting of Long Counterpoise Wires", *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 31, No. 4, pp. 1524-1532, dezembro 2016.

VISACRO, S.; SILVEIRA, F. H.; PEREIRA, B.; GOMES, R. M., “**Constraints on the use of surge arresters for improving the backflashover rate of transmission lines.**” *ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH*, v. 180, p. 106064, 2020.

VISACRO, S.; VALE, M. H. M.; PEREIRA, B.; SILVEIRA, F. H., “**Differences in the response of transmission lines subjected to the currents of negative and positive**

lightning flashes: Influence of ground terminations". Electric Power Systems Research, v. 223, p. 109568, 2023.

XINGU RIO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A., "**Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2020 com relatório do auditor independente**", <https://stategrid.com.br/wp-content/uploads/2022/09/822671-DCR-Xingu-Rio-Transmissora-de-Energia.pdf>, acesso em: 13 de julho de 2024.
