

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Carlos Henrique Melo Moreira

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS CONVENCIONAIS E NÃO-
CONVENCIONAIS PARA MELHORIA DE DESEMPENHO DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

Belo Horizonte

2022

Carlos Henrique Melo Moreira

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS CONVENCIONAIS E NÃO-
CONVENCIONAIS PARA MELHORIA DE DESEMPENHO DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

Versão Final

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Fernando Henrique Silveira

Coorientador: Prof. Silvério Visacro Filho

Belo Horizonte

2022

M838a

Moreira, Carlos Henrique Melo.

Análise técnico-econômica de alternativas convencionais e não-convencionais para melhoria de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas [recurso eletrônico] / Carlos Henrique Melo Moreira. – 2022.

1 recurso online (104 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Fernando Henrique Silveira.

Coorientador: Silvério Visacro Filho.

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

Bibliografia: f. 98-104.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Raio - Teses. 3. Linha de transmissão - Teses. 4. Cabos elétricos - Teses. I. Silveira, Fernando Henrique. II. Visacro Filho, Silvério. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3(043)



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

FOLHA DE APROVAÇÃO

"ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS CONVENCIONAIS E NÃO-CONVENCIONAIS PARA MELHORIA DE DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS"

CARLOS HENRIQUE MELO MOREIRA

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 19 de julho de 2022. Por:

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

Prof. Dr. Silvério Visacro Filho
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Rafael Maia Gomes
(UNIBH)

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

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



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Henrique Silveira, Professor do Magistério Superior**, em 19/07/2022, às 15:59, 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 **1609875** e o código CRC **CB9C81E2**.



Referência: Processo nº 23072.242568/2022-71

SEI nº 1609875

*Dedico este trabalho aos meus pais, Luiz e
Kátia, e à minha esposa, Sany Alves*

Agradecimentos

Agradeço a Deus por essa oportunidade e por sempre prover para aqueles que tem fé.

Agradeço aos meus pais, Luiz e Kátia, por me apoiarem e pelos ensinamentos ao longo da vida.

Agradeço à minha esposa, Sany Alves, amiga e companheira em todas as jornadas, pela paciência, apoio e compreensão.

Agradeço à minha avó Lourdinha por sempre estar ao meu lado e por sempre me apoiar.

Agradeço à minha irmã Marina e ao meu cunhado Rodrigo pelos momentos de descontração e alegria.

Ao Professor Fernando Henrique Silveira, pela disponibilidade, ensinamentos, orientação e paciência ao longo da elaboração desse trabalho.

Ao Professor Silvério Visacro, coorientador, agradeço pelos ensinamentos e pela oportunidade de desenvolver esse trabalho no LRC.

Aos amigos do LRC, pela troca de conhecimento e pela boa convivência, principalmente à Lígia por contribuir no desenvolvimento desse trabalho.

Ao CNPQ (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo auxílio financeiro, o qual foi fundamental para elaboração desse trabalho.

Resumo

Grande parte dos desligamentos não programados em linhas de transmissão (LTs) ocorre devido à incidência direta de descargas atmosféricas no sistema. Esses desligamentos promovem a interrupção no fornecimento de energia, resultando em prejuízos para as companhias de energia elétrica e seus consumidores. Desta forma, a análise de desempenho de LTs é um procedimento de extrema relevância para a engenharia elétrica, e que pode prover elementos para que intervenções sejam feitas nas linhas de modo a adequar sua taxa de desligamentos a índices de desempenho estipulados por agências reguladoras.

Esse trabalho teve como objetivo avaliar alternativas convencionais e não convencionais de melhoria de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas por meio do desenvolvimento de uma análise técnico-econômica, considerando linhas de transmissão típicas de 138 kV, 230 kV e 500 kV. O trabalho foi desenvolvido utilizando as técnicas de aumento do comprimento de cabos contrapeso e a instalação de cabos *underbuilt*. Simulações computacionais sistemáticas foram realizadas com o modelo *Hybrid Electromagnetic Model* (HEM) para o cálculo de sobretensões nas cadeias de isoladores das linhas e o método *Disruptive Effect* (DE) para avaliação da ocorrência de *backflashover*. Os resultados obtidos proporcionaram o estabelecimento de referências que denotam o impacto de cada uma das técnicas de melhoria sobre o desempenho das linhas de transmissão.

A instalação de um cabo *underbuilt* levou a reduções na taxa de desligamentos de LTs de até 84%, 81% e 88% para linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV, respectivamente. Decréscimos da ordem de 95%, 94% e 94% foram obtidos para o uso de dois cabos *underbuilt*. Em termos da melhoria de desempenho proporcionada, o efeito do uso de um cabo *underbuilt* corresponde, aproximadamente, a se reduzir o valor da impedância impulsiva de aterramento para metade do seu valor, no caso da LT de 138 kV, e para 55% do seu valor, para as LTs de 230 kV e 500 kV.

As análises de sensibilidade consideraram diversas alturas para os cabos *underbuilt* e a avaliação dos efeitos de divergência da corrente e de acoplamento

eletromagnético para estabelecimento da melhoria de desempenho, indicando em quais condições eles se tornam mais relevantes.

A análise técnico-econômica considerou o Banco de Preços de Referência da ANEEL para determinação da viabilidade econômica das técnicas para diferentes valores de resistividade do solo. Os resultados indicaram que a técnica de cabos *underbuilt* se apresenta como uma solução economicamente viável para solos com elevados valores de resistividade.

Palavras-chave: *Backflashover*, Cabos *Underbuilt*, Cabos Contrapeso, Performance de Linhas de Transmissão Frente a Descargas Atmosféricas, Técnicas de Melhoria de Desempenho de Linhas de Transmissão.

Abstract

Most of the unscheduled transmission lines (TLs) outages occur due to direct lightning strikes to the electrical system. These outages promote the interruption in the energy supply, resulting in losses for electric power companies and their consumers. In this way, the analysis of the lightning performance of TLs is a very relevant procedure for electrical engineering, and that can provide elements for interventions to be made in TLs in order to adequate their outage rate to performance index stipulated by regulatory agencies.

This work aimed to evaluate conventional and unconventional alternatives for improving the lightning performance of transmission lines considering the development of a technical-economic analysis for typical transmission lines of 138 kV, 230 kV and 500 kV. The work was developed using the techniques of increasing the length of counterpoise wires and the installation of underbuilt wires. Systematic computational simulations were performed using the *Hybrid Electromagnetic Model* (HEM) to calculate the resulting overvoltages across TL insulator strings and the *Disruptive Effect* (DE) method to assess the occurrence of backflashover. The obtained results provided the establishment of references that denote the impact of each of the improvement techniques on the performance of transmission lines.

For 138 kV, 230 kV, and 500 kV transmission lines, respectively, the installation of one underbuilt wire resulted in the probability of backflashover occurrence reduction up to 84%, 81%, and 88%. The use of two underbuilt wires resulted in decreases of the order of 95%, 94%, and 94%. In terms of the improvement of the lightning performance, the effect of using one underbuilt wire corresponds, approximately, to decrease the tower-footing grounding impulse impedance to its half value, for the 138 kV TL, and to 55% of its value, for 230 kV and 500 kV TLs.

The sensitivity analyzes considered different heights for the installation of the underbuilt wires and the evaluation of the effects of current divergence and electromagnetic coupling to establish the lightning performance improvement, indicating in which conditions they become more relevant. The technical-economic analysis considered the ANEEL Reference Price Database to determine the economic viability of

the improvement techniques for different soil resistivity values. The results indicated that the underbuilt wire technique is an economically viable solution for high resistivity soils.

Keywords: Backflashover, Underbuilt Wire, Counterpoise Wire, Lightning Performance of Transmission Lines, Techniques for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines.

Lista de Figuras

Figura 2.1– Representação simplificada do mecanismo de <i>flashover</i>	27
Figura 2.2– Representação simplificada do mecanismo de <i>backflashover</i>	28
Figura 2.3 – Fluxograma do cálculo de desempenho	30
Figura 2.4 – Probabilidade acumulada de correntes de retorno de primeira descarga das distribuições IEEE, CIGRE, MCS e MSS.....	33
Figura 2.5 – Mapa Densidade de Descargas Atmosféricas 1998 até 2013 – ONS (Modificada de (ONS, 2022.a)).....	37
Figura 3.1– Representação do aterramento pelo seu circuito equivalente (Adaptada de (Visacro, 2007))	44
Figura 3.2 – Comportamento dos valores de permissividade e resistividade do solo com a variação da frequência (Adaptado de (Visacro, et al., 2011))	46
Figura 3.3 – Representação simplificada: Cabos contrapeso	48
Figura 3.4 – Representação estilizada da aplicação da técnica de falsos estais em uma linha de transmissão de 230 kV (Extraída de (Visacro, et al., 2004.a))	50
Figura 3.5 – Representação simplificada: Cabo <i>underbuilt</i> instalado em uma linha de transmissão	51
Figura 4.1 – Representação simplificada da configuração das torres das linhas de transmissão de (a) 138 kV, (b) 230 kV e (c) 500 kV.....	55
Figura 4.2 – Formas de onda de corrente duplo pico com parâmetros medianos de primeiras descargas negativas medidas no MCS e medidas no MSS (Extraída de (Silveira, et al., 2022)).....	56
Figura 4.3 – Posicionamento dos cabos <i>underbuilt</i> nas torres da linha de 138 kV na altura de 20,5 m	58
Figura 4.4 – Sobretensão na cadeia de isoladores inferior da LT de 138 kV sem cabo UW, com um cabo UW e com dois cabos UW instalados a 20,5 m de altura. Impedância impulsiva Z_p : (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω	58
Figura 4.5 – Posicionamento dos cabos <i>underbuilt</i> nas torres da linha de 138 kV, (1) e (2) cabos UW instalados a 20,5 m e (3) e (4) cabos UW instalados a 23,25 m.....	60

Figura 4.6 – Porcentagem de ocorrência de <i>backflashover</i> para a linha de transmissão de 138 kV com cabos <i>underbuilt</i> instalados a 20,5 m e 23,25 m considerando variação de Z_p : (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω	61
Figura 4.7 –Posicionamento dos cabos <i>underbuilt</i> nas torres da linha de 230 kV na altura de 28,0 m	62
Figura 4.8 – Sobretensão na cadeia de isoladores esquerda da LT de 230 kV sem cabo UW, com um cabo UW e com dois cabos UW instalados a 28,0 m de altura. Impedância impulsiva Z_p : (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω	63
Figura 4.9 – Posicionamento dos cabos <i>underbuilt</i> nas torres da linha de 230 kV, (1) e (2) cabos UW instalados a 28,0 m e (3) e (4) cabos UW instalados a 32,04 m.....	65
Figura 4.10 – Porcentagem de ocorrência de <i>backflashover</i> para a linha de transmissão de 230 kV com cabos <i>underbuilt</i> instalados a 28,0 m e 32,04 m considerando variação de Z_p : (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω	66
Figura 4.11 –Posicionamento dos cabos <i>underbuilt</i> nas torres da linha de 500 kV na altura de 40,8 m	67
Figura 4.12 – Sobretensão na cadeia de isoladores crítica da LT de 500 kV sem cabo UW, com um cabo UW e com dois cabos UW instalados na altura de 40,8 m: (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω	68
Figura 4.13 – Posicionamento dos cabos <i>underbuilt</i> nas torres da linha de 500 kV, (1) e (2) cabos UW instalados a 40,8 m e (3) e (4) cabos UW instalados a 36,2 m.....	70
Figura 4.14 – Porcentagem de ocorrência de <i>backflashover</i> para a linha de transmissão de 500 kV com cabos <i>underbuilt</i> instalados a 40,8 m e 36,2 m considerando variação de Z_p : (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω	71
Figura 4.15 – Representação simplificada de instalação do cabo <i>underbuilt</i> ortogonal à linha de transmissão	74
Figura 4.16 – Contribuição percentual dos efeitos de divergência de corrente e de acoplamento magnético na composição do valor da corrente crítica considerando o uso de um cabo <i>underbuilt</i> (LT de 138 kV).....	75
Figura 4.17 – Contribuição percentual dos efeitos de divergência de corrente e de acoplamento magnético na composição do valor da corrente crítica considerando o uso de um cabo <i>underbuilt</i> (LT de 230 kV).....	75

Figura 5.1 – Taxa de desligamentos em função da impedância de pé-de-torre para a LT de 230 kV	83
Figura 5.2 – Taxa de desligamentos em função da impedância de pé-de-torre para a LT de 500 kV	83
Figura 5.3 – Comportamento dos custos das técnicas de melhoria de desempenho em função da resistividade do solo para a LT de 230 kV	86
Figura 5.4 – Comportamento dos custos das técnicas de melhoria de desempenho em função da resistividade do solo para a LT de 500 kV	88

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Parâmetros da distribuição de (CIGRE, 1991) para primeiras descargas de retorno	34
Tabela 2.2 – Valor mediano e de desvio padrão das primeiras correntes de descargas medidas na estação do Morro do Cachimbo (MCS).....	35
Tabela 2.3 – Número máximo de desligamentos de um circuito por 100 km por ano determinado pelo ONS	40
Tabela 3.1 – Valores de <i>LEF</i> calculados para determinados valores de resistividade aparente do solo.....	47
Tabela 4.1 – Dados das linhas de transmissão simuladas.....	55
Tabela 4.2 – Valores de pico de tensão na cadeia de isoladores inferior da linha de transmissão de 138 kV.....	59
Tabela 4.3 – Valores de corrente crítica e de probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> para a linha de 138 kV (Corrente e Distribuição MCS).....	59
Tabela 4.4 – Valores de pico de tensão na cadeia de isoladores esquerda da linha de transmissão de 230 kV.....	63
Tabela 4.5 – Valores de corrente crítica e de probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> para a linha de 230 kV (Corrente e Distribuição MCS).....	64
Tabela 4.6 – Valores de pico de tensão na cadeia de isoladores crítica da linha de transmissão de 500 kV.....	68
Tabela 4.7 – Valores de corrente crítica e de probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> para a linha de 500 kV (Corrente e Distribuição MCS).....	69
Tabela 4.8 – Variação dos valores de probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> para as LTs de 138 kV, 230 kV e 500 kV.....	72
Tabela 4.9 – Variação dos valores de probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> para as LTs de 138 kV, 230 kV e 500 kV ao se deslocar o local de instalação do cabo UW	73
Tabela 4.10 – Parâmetros medianos de primeira corrente de retorno das ondas duplo-pico.....	76
Tabela 4.11 – Valores de corrente crítica para a linha de transmissão de 230 kV: Onda de corrente duplo pico com parâmetros medianos de MCS e MSS.....	77

Tabela 4.12 – Valores de probabilidade de ocorrência de <i>backflashover</i> para a linha de transmissão de 230 kV: Efeito das distribuições de probabilidade acumuladas MCS e CIGRE.....	77
Tabela 5.1 – Valor de custo dos materiais e valor de custo de execução para as LTs de 230 kV e 500 kV*	81
Tabela 5.2 – Valor de impedância de aterramento Z_p necessário para se alcançar a taxa de desligamento exigida para as situações sem e com cabos UW instalados nas LTs de 230 kV e 500 kV	83
Tabela 5.3 – Valor de impedância de aterramento das torres das LTs, juntamente com sua taxa de desligamento correspondente.....	84
Tabela 5.4 – Custos associados com cada técnica de melhoria de desempenho para a LT de 230 kV*	85
Tabela 5.5 – Custos associados com cada técnica de melhoria de desempenho para a LT de 500 kV*	88
Tabela 5.6 – Corrente críticas para N_g iguais a 1, 5 e 10 descargas/km ² /ano....	90
Tabela 5.7 – Valores de comprimento de CCP para valores de N_g iguais a 1, 5 e 10 descargas/km ² /ano para um solo com valor de resistividade de 8.000 Ω .m.....	90
Tabela 5.8 – Valores de comprimento de CCP para valores de N_g iguais a 1, 5 e 10 descargas/km ² /ano para um solo com valor de resistividade de 20.000 Ω .m.....	90

Sumário

1	Introdução.....	20
1.1	Relevância e Motivação.....	20
1.2	Objetivo	22
1.3	Metodologia.....	23
1.4	Organização do texto	23
2	Desempenho de Linhas de Transmissão Frente a Descargas Atmosféricas.	26
2.1	Introdução	26
2.2	Mecanismos de <i>Flashover</i> e <i>Backflashover</i>	26
2.2.1	Flashover	26
2.2.2	Backflashover	27
2.3	Etapas para o Cálculo de Desempenho de Linhas de Transmissão	29
2.3.1	Parâmetros <i>Ng</i> e <i>NL</i>	36
2.3.2	Fator de Vão	38
2.4	Índices de Desempenho - ANEEL e ONS	39
3	Alternativas Convencionais e Não Convencionais para Melhoria de Desempenho de Linhas de Transmissão.....	42
3.1	Introdução	42
3.2	Parâmetros que Qualificam o Aterramento Elétrico para a Análise de Desempenho da LT	43
3.3	Alternativas para Melhoria de Desempenho de Linhas de Transmissão	47
3.3.1	Aumento do comprimento dos cabos contrapeso	47
3.3.2	Dispositivos Para-Raios.....	48

3.3.3	Falsos Estais Conectados a Novo Sistema de Aterramento	50
3.3.4	Cabos Underbuilt (UW)	51
4	Resultados e Análises.....	54
4.1	Introdução	54
4.2	Metodologia de Desenvolvimento	54
4.3	Avaliação do Impacto do Uso de Cabos <i>Underbuilt</i> no Desempenho de Linhas de Transmissão.....	57
4.3.1	Linha de Transmissão de 138 kV	57
4.3.2	Linha de Transmissão de 230 kV	62
4.3.3	Linha de Transmissão de 500 kV	67
4.3.4	Comentários Gerais Sobre a Melhoria de Desempenho Promovida pela Técnica de Cabos Underbuilt	72
4.3.5	Efeito de Divergência X Efeito de Acoplamento	74
4.3.6	Impacto dos Parâmetros Medianos de Corrente e da Distribuição Acumulada dos Picos de Corrente na Melhoria de Desempenho Proporcionada pela Técnica de Cabos Underbuilt	76
5	Análise Técnico-Econômica	80
5.1	Introdução	80
5.2	Banco de Preços de Referência da ANEEL.....	80
5.3	Metodologia	81
5.3.1	Linha de Transmissão de 230 kV	84
5.3.2	Linha de Transmissão de 500 kV	87
5.3.3	Comentário em Relação ao Efeito da Densidade de Descargas (<i>Ng</i>) nos Resultados.....	89
6	Conclusões e Propostas de Continuidade.....	92
6.1	Introdução	92
6.2	Comentários gerais	93

6.3	Análise de Viabilidade Econômica.....	95
6.4	Proposta de Continuidade	96
	Referências Bibliográficas.....	98



1 Introdução

1.1 Relevância e Motivação

O desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas é um tema relevante para o bom funcionamento do sistema elétrico. A incidência direta de descargas atmosféricas é um dos principais fenômenos que leva ao desligamento não programado de linhas de transmissão, prejudicando os consumidores e resultando em multas e penalidades para as companhias de energia elétrica. Desta forma, o cálculo de desempenho fornece informações e elementos necessários para que sejam realizadas intervenções no sistema que garantam o atendimento das taxas de desligamentos exigidas pelos órgãos reguladores.

A incidência direta de uma descarga atmosférica em uma linha de transmissão pode resultar na interrupção elétrica da cadeia de isoladores, podendo causar o desligamento da linha. A incidência direta de descarga nos cabos condutores devido a uma falha de blindagem pode resultar no mecanismo de *flashover*. Por outro lado, a incidência direta de descarga nos cabos de blindagem ou na estrutura da torre pode resultar no mecanismo de *backflashover*, o qual ocorre devido à elevada diferença de potencial que surge entre a parte aterrada e a parte energizada do sistema (Visacro, 2005).

A ocorrência desses mecanismos depende de vários fatores e características das linhas, sendo o último mais relevante para linhas de transmissão com nível de tensão até 500 kV. Desta forma, o mecanismo de *backflashover* é de extrema relevância, pois afeta um grande grupo de linhas de transmissão. Sua ocorrência é principalmente influenciada pelo sistema de aterramento da linha, sendo esse sistema determinante para os valores de sobretensão que surgem nas cadeias de isoladores (Visacro, 2005).

Nesse contexto, diversas técnicas de melhoria de desempenho têm sido desenvolvidas a fim de melhorar o desempenho de linhas de transmissão devido à incidência direta de descargas atmosféricas. A técnica mais tradicionalmente utilizada consiste no aumento do comprimento dos cabos contrapeso, resultando na diminuição do

valor da resistência de aterramento de pé-de-torre e, conseqüentemente, do valor da impedância impulsiva associada. Essa redução do valor da resistência de aterramento leva à diminuição da sobretensão nas cadeias de isoladores e, conseqüentemente, resulta na melhoria de desempenho da linha (Hileman, 1999), (IEEE, 1997), (EPRI, 1982) e (Visacro, et al., 2015). Outra técnica usualmente utilizada consiste na instalação de dispositivos para-raios nas cadeias de isoladores das linhas de transmissão. Esse dispositivo limita o valor de sobretensão resultante, evitando que tal valor de tensão ultrapasse o valor suportado pela cadeia de isoladores (Visacro, et al., 2020).

Existem também as técnicas não convencionais que são utilizadas em situações específicas devido às dificuldades em algumas situações para se alcançar um valor reduzido de impedância de aterramento ou devido aos custos elevados relativos à instalação e manutenção de dispositivos para-raios. Uma delas consiste no uso de cabos metálicos estaiados que são conectados na estrutura metálica da torre e em um novo sistema de aterramento localizado em uma região adjacente com solo de baixo valor de resistividade (Visacro, et al., 2002), (Visacro, et al., 2004.c) e (Visacro, et al., 2004.a).

Outra também utilizada é a técnica de cabos *underbuilt* que são cabos instalados abaixo da fase inferior da torre, objetivando drenar parte da corrente de descarga e amplificar o efeito de acoplamento eletromagnético entre os condutores. Desta forma, esses dois efeitos promovem a diminuição do valor de sobretensão que surge na cadeia de isoladores e resultam na melhoria de desempenho da linha de transmissão (Visacro, et al., 2012), (Visacro, et al., 2021) e (Moreira, et al., 2021). Além de respeitar aspectos técnicos, a escolha da técnica de melhoria de desempenho a ser utilizada também precisa atender critérios de viabilidade econômica para que possa ser adotada.

Essa dissertação de mestrado aborda os aspectos relativos às soluções de melhoria de desempenho de aumento do comprimento dos cabos contrapeso e instalação de cabos *underbuilt*, sendo comparados os resultados providos por cada uma das soluções. Além disso, essas técnicas são aplicadas em linhas com diferentes níveis de tensão, buscando atender a taxa de desligamento exigida pelos órgãos reguladores em diferentes situações. Entretanto, além do requisito técnico, essas soluções precisam ser economicamente viáveis para serem adotadas. Desta forma, essa dissertação também contém uma análise de viabilidade econômica de utilização dessas técnicas de melhoria de desempenho,

utilizando como referência de custos o Banco de Preços de Referência da ANEEL (ANEEL, 2021).

Vale ressaltar que tal estudo de caso foi elaborado considerando que as linhas de transmissão estão instaladas em regiões parecidas com o centro-oeste brasileiro, onde não se encontram grandes limitações para o aumento do comprimento dos cabos contrapeso. Tal condições muitas vezes não ocorre em regiões montanhosas, onde a técnica de instalação de cabos *underbuilt* é recomendada como alternativa de melhoria de desempenho por impossibilidade de se realizar o aumento da extensão dos cabos contrapeso.

1.2 Objetivo

O objetivo desse trabalho é desenvolver uma análise técnico-econômica da aplicação de alternativas convencionais e não-convencionais de melhoria de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas. As soluções adotadas nesse trabalho consideram as técnicas de aumento do comprimento de cabos contrapeso (Visacro, et al., 2016) e de instalação de cabos *underbuilt* (Moreira, et al., 2021) em linhas de transmissão com diferentes níveis de tensão e características geométricas.

Busca-se verificar o impacto de cada solução de melhoria de desempenho com base no desenvolvimento de simulações computacionais sistemáticas com o uso do modelo *Hybrid Electromagnetic Model* (HEM) (Visacro, et al., 2005) para o cálculo das sobretensões resultantes nas cadeias de isoladores das linhas de transmissão pela simulação da incidência direta de descarga no topo da torre e a adoção do método de Efeito Disruptivo (*Disruptive effect method – DE*) (Hileman, 1999) para avaliação da corrente crítica capaz de resultar na ocorrência de *backflashover*.

Os desenvolvimentos dessa dissertação consistem primeiramente em investigar mais profundamente o impacto de utilização da técnica não convencional de instalação de cabos *underbuilt*, avaliando seu impacto sobre o sistema e na melhoria de desempenho provida. Logo em seguida, é elaborado um estudo de caso para se avaliar a viabilidade técnico-econômica de aplicação dessa solução.

1.3 Metodologia

A metodologia utilizada nessa dissertação consiste em simulações sistemáticas utilizando o modelo computacional HEM - *Hybrid Electromagnetic Model* (Visacro, et al., 2005) para o cálculo das sobretensões resultantes nas cadeias de isoladores de linhas de transmissão típicas de 138 kV, 230 kV e 500 kV devido à incidência direta de descarga atmosférica no topo das torres. O método DE (Hileman, 1999) foi utilizado como critério de *flashover* para estimar a ocorrência de *backflashover* nas cadeias de isoladores das linhas analisadas. As simulações foram desenvolvidas considerando a variação da impedância impulsiva de aterramento na faixa de 10 Ω a 80 Ω , realizando a instalação de um e dois cabos *underbuilt* nas torres das linhas de transmissão. Além disso, foi desenvolvido um estudo de caso para se avaliar a viabilidade econômica de aplicação da técnica de instalação de cabos *underbuilt* em comparação com a técnica de aumento do comprimento de cabos contrapeso, sendo utilizado como base o Banco de Preços de Referência da ANEEL (ANEEL, 2021) de março do ano de 2021 para a análise de custos.

1.4 Organização do texto

O texto desta dissertação encontra-se organizado em 6 capítulos, sendo eles brevemente descritos a seguir.

O **Capítulo 1** consiste na introdução, objetivo e metodologia utilizados nesse trabalho, sendo apresentados os principais pontos adotados no desenvolvimento dessa dissertação.

No **Capítulo 2** são apresentados os principais mecanismos que resultam no desligamento de linhas de transmissão, sendo ainda descritas as etapas para o cálculo do desempenho de linhas frente a descargas atmosféricas para alcançar as taxas de desligamento exigidas pelos órgãos reguladores do Brasil.

No **Capítulo 3** são apresentadas algumas técnicas convencionais e não convencionais de melhoria de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas, sendo desenvolvida uma análise mais específica sobre o impacto do sistema de aterramento frente ao fenômeno.

O **Capítulo 4** contempla os resultados da análise de aplicação da técnica de cabos *underbuilt* na melhoria de desempenho de linhas de transmissão típicas de 138 kV, 230 kV e 500 kV frente a descargas atmosféricas.

O **Capítulo 5** contempla o desenvolvimento do estudo de caso para avaliação da viabilidade econômica de aplicação das técnicas de aumento do comprimento de cabos contrapeso e instalação de cabos *underbuilt* em linhas de 230 kV e 500 kV.

O **Capítulo 6** consiste nas principais conclusões deste trabalho, juntamente com propostas de continuidade sobre o referido tema. Além disso, são apresentadas as Referências Bibliográficas citadas e utilizadas no desenvolvimento dessa dissertação.

2 Desempenho de Linhas de Transmissão Frente a Descargas Atmosféricas

2.1 Introdução

A incidência direta de descargas atmosféricas em linhas de transmissão é um dos principais fenômenos responsáveis pelo desligamento do sistema elétrico e, conseqüentemente, pela interrupção do fornecimento de energia aos consumidores. Esses desligamentos não programados resultam em prejuízos para as companhias de energia elétrica que precisam atender valores limites solicitados pelos órgãos reguladores e para os consumidores que ficam desprovidos de energia elétrica (Visacro, 2005).

Desta forma, o cálculo de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas é de suma importância para prover elementos e adequações necessárias às linhas para que elas atendam as taxas de desligamento exigidas pelas agências reguladoras (ONS, 2020), sendo foco desse trabalho o desempenho frente à primeira descarga atmosférica negativa. Os principais mecanismos de desligamento, *flashover* e *backflashover*, devido à incidência direta de uma descarga atmosférica em uma linha de transmissão são apresentados a seguir.

2.2 Mecanismos de *Flashover* e *Backflashover*

2.2.1 *Flashover*

A incidência direta da descarga atmosférica sobre os condutores fase de linhas de transmissão pode levar ao mecanismo de *flashover*. Tal incidência pode ocorrer pela ausência de cabos de blindagem ou devido a uma falha de blindagem da linha de transmissão (Visacro, 2005).

A onda de corrente injetada no condutor fase se divide aproximadamente em duas ondas de mesma amplitude, que se propagam, juntamente com a onda de tensão correspondente, pela linha de transmissão até a estrutura aterrada mais próxima. Esse processo faz com que a cadeia de isoladores fique submetida a uma sobretensão elevada capaz de levar à ruptura de seu isolamento, resultando no estabelecimento de um arco elétrico, conforme ilustrado na Figura 2.1 (Visacro, 2005).

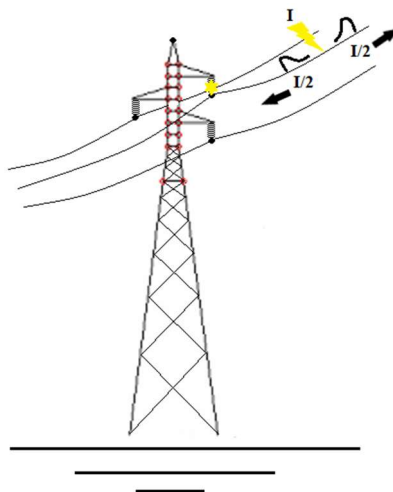


Figura 2.1– Representação simplificada do mecanismo de *flashover*

Esse arco resulta no fluxo de corrente de descarga da fase para a estrutura da torre em direção ao solo. Ele pode cessar rapidamente ou pode permanecer, sendo sustentado pela tensão de operação da linha, configurando o curto-circuito. Após um determinado período de tempo, os relés do sistema atuam no desligamento da linha de transmissão (Visacro, 2005).

O evento de *flashover* pode ser mitigado pela instalação de cabos de blindagem acima dos condutores fase e conectados ao solo pelo corpo metálico da torre (Visacro, 2005).

2.2.2 *Backflashover*

O mecanismo de *backflashover* ocorre quando se tem a incidência direta da descarga atmosférica sobre a estrutura metálica da torre ou sobre os cabos de blindagem. Os cabos de blindagem são conectados diretamente na estrutura das torres e cada uma

delas possui seu sistema de aterramento, o qual funciona como caminho para o fluxo da corrente de descarga, resultando em um sistema completamente aterrado (Visacro, 2005).

Essa incidência direta sobre a linha faz com que uma parcela da onda de corrente flua pelos cabos de blindagem e a outra parcela flua pela estrutura da torre em direção ao sistema de aterramento, conforme ilustrado na Figura 2.2. A conexão entre a estrutura da torre e o aterramento consiste em um ponto de descontinuidade, no qual ocorre a reflexão da onda de corrente e de sua onda de tensão associada. A intensidade dessa reflexão depende dos valores da impedância de surto da torre (Z_T) e do valor da impedância do aterramento (Z_g). A onda de tensão refletida no aterramento pode ser calculada com base no coeficiente de reflexão (Γ) definido por (Visacro, 2005):

$$\Gamma = \frac{Z_g - Z_T}{Z_g + Z_T} \quad (2.1)$$

A onda de tensão refletida é dada por:

$$V_r = \Gamma \cdot V_i \quad (2.2)$$

Onde V_r é a onda de tensão refletida e V_i é a onda de tensão incidente.

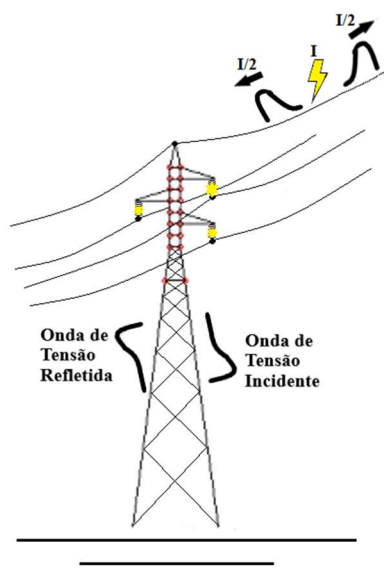


Figura 2.2– Representação simplificada do mecanismo de *backflashover*

Vale ressaltar que o valor de impedância do aterramento normalmente é menor que o valor de impedância de surto da torre, resultando em um coeficiente de reflexão de tensão negativo. Sendo assim, a impedância de aterramento é um parâmetro essencial para o desempenho da linha, pois quanto menor for o seu valor, maior será a contribuição dele para redução da sobretensão resultante na cadeia de isoladores (Visacro, 2005).

Este trabalho tem como foco investigar técnicas de melhoria de desempenho de linhas de transmissão devido ao mecanismo de *backflashover* proporcionado pela incidência direta de uma descarga atmosférica. A próxima seção aborda as etapas relativas ao cálculo de desempenho de linhas de transmissão no contexto desse mecanismo.

2.3 Etapas para o Cálculo de Desempenho de Linhas de Transmissão

O estudo de desempenho de linhas de transmissão (LT) frente a descargas atmosféricas usualmente considera a incidência direta da descarga sobre os condutores fase, estrutura da torre ou cabo de blindagem. Tais incidências podem resultar em sobretensões elevadas nas cadeias de isoladores. A depender do nível de isolamento da linha e dos valores dessas sobretensões, pode ocorrer a ruptura de isolamento, resultando em seu desligamento. Vale ressaltar que tensões induzidas por descargas atmosféricas que incidem nas regiões próximas da LT (Silveira, 2006) usualmente não geram tensões superiores à tensão crítica de *flashover* (CFO) de linhas de transmissão de nível de tensão superior a 230 kV. Sendo assim, o fenômeno de tensões induzidas não é considerado na análise de desempenho de linhas de transmissão.

A incidência de uma descarga atmosférica diretamente na estrutura da torre ou nos cabos de blindagem pode gerar sobretensões elevadas que levam à disrupção elétrica da cadeia de isoladores, resultando no mecanismo de *backflashover* (Visacro, 2005). Desta forma, o cálculo dos valores das sobretensões que aparecem nas cadeias de isoladores é de suma importância para avaliar o desempenho da linha frente a descargas atmosféricas.

Esse cálculo é extremamente complexo, pois precisa da modelagem de vários componentes do sistema sob análise. A onda de sobretensão resultante na cadeia de

isoladores depende da forma de onda da corrente de descarga, das características da linha e do ambiente em que tal linha se encontra inserida. Desta forma, a qualidade dos resultados de sobretensão na linha depende das abordagens assumidas para modelar cada um dos parâmetros de interesse do sistema.

Os métodos desenvolvidos para estimar o desempenho foram elaborados utilizando diferentes abordagens, sendo o desempenho avaliado pelo número de desligamentos da linha por 100 km por ano. O fluxograma ilustrado na Figura 2.3 apresenta o conjunto de etapas para realização do cálculo da taxa de desligamento pelo mecanismo de *backflashover* (Silveira, et al., 2016).

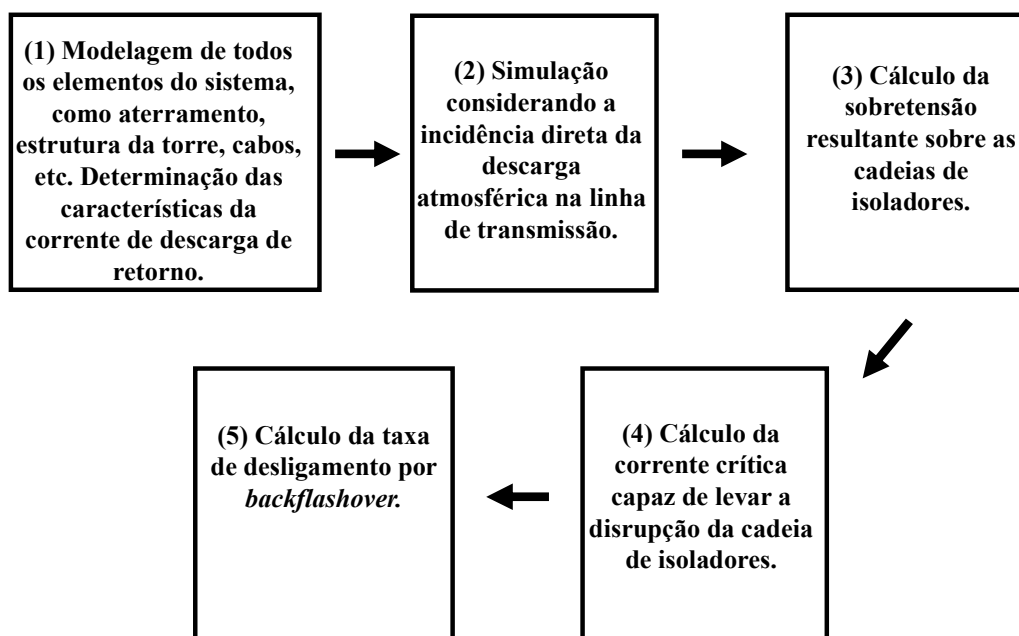


Figura 2.3 – Fluxograma do cálculo de desempenho

O fluxograma apresentado indica que o primeiro passo consiste em modelar os elementos que compõem o sistema para posteriormente calcular as sobretensões resultantes nas cadeias de isoladores em decorrência da incidência direta de descargas atmosféricas na linha. A literatura apresenta diversas abordagens para o cálculo do valor da sobretensão, sendo elas classificadas como analítica (CIGRE, 1991) e (IEEE, 1997), por parâmetros de circuitos (Engelbrecht, et al., 2015) e (Martinez, et al., 2005) e eletromagnética (Visacro, et al., 2005) e (CIGRE, 2019).

A abordagem analítica, considerada nas metodologias do CIGRE e IEEE, possibilita calcular as sobretensões nas cadeias de isoladores de forma simplificada e com menor necessidade de processamento. Entretanto, esse tipo de abordagem adota simplificações que podem levar a resultados imprecisos (Silveira, et al., 2017).

A abordagem por parâmetros de circuitos é realizada por meio de softwares de transitórios eletromagnéticos que consideram a modelagem dos sistemas por parâmetros de circuitos concentrados e distribuídos. Os resultados provenientes desse tipo de abordagem são em geral mais consistentes do que aqueles associados à abordagem analítica (Silveira, et al., 2017).

A terceira abordagem é baseada em campos eletromagnéticos, na qual os acoplamentos eletromagnéticos do sistema e os efeitos de propagação são considerados automaticamente. Tal abordagem adota menos simplificações que as outras duas anteriores, entretanto apresenta maior tempo de processamento (Silveira, et al., 2017).

Além da escolha do tipo de modelagem, é necessário determinar as características da onda de corrente da primeira descarga de retorno. Desta maneira, devem ser definidas a forma de onda, o tempo de frente e o valor de pico para a onda de corrente que será aplicada. Vale ressaltar que a representação da forma de onda da primeira descarga de retorno por suas características reais, como sua concavidade típica e presença de duplo pico, leva a resultados mais realistas (Visacro, 2004).

A segunda etapa do fluxograma considera a simulação da incidência direta da descarga atmosférica na linha de transmissão. A terceira etapa consiste no cálculo do valor da sobretensão resultante na cadeia de isoladores devido à incidência da descarga no topo da torre. Com base nos valores de sobretensão calculados, a quarta etapa consiste na aplicação de um critério de *flashover*, entre eles a Curva $v-t$, o método DE e o Modelo de Progressão de Líder (LPM), para determinar o valor de corrente crítica (I_c), que é definida como o valor mínimo de corrente capaz de levar à disrupção elétrica da cadeia de isoladores (Hileman, 1999).

A Curva $v-t$ é um modelo de cálculo de *flashover* que relaciona a sobretensão que leva à disrupção elétrica da cadeia de isoladores com o tempo no qual ocorre o *flashover*.

Essa relação é obtida de forma experimental por meio de ensaios laboratoriais de alta tensão (IEEE, 1997). É importante denotar que o método da curva $v-t$ não relaciona os pares de tensão-tempo ao mesmo instante de tempo. Por exemplo, para disrupções que ocorrem na cauda da onda de sobretensão, a curva $v-t$ relaciona o tempo de ocorrência do *flashover* com os valores de tensão da crista da onda (Silveira, et al., 2017).

O método DE, que teve suas primeiras proposições por WITZKE e BLISS (1950), é um método que considera a integração da forma de onda de tensão resultante na cadeia de isoladores durante um intervalo de tempo no qual a tensão instantânea é maior que um valor limite de tensão U_0 . Caso o valor da integração ultrapasse um valor base DE , o qual é determinado de forma experimental, assume-se ocorrência da ruptura de isolamento da cadeia de isoladores, sendo a equação do método apresentada pela equação 2.3,

$$DE = \int_{t_0}^t [U(t) - U_0]^k dt \quad (2.3)$$

onde $U(t)$ é a tensão aplicada, U_0 é o valor limite de tensão, t_0 é o instante de tempo no qual o valor de $U(t)$ ultrapassa o valor de U_0 e k é uma constante.

O modelo DE é usualmente utilizado para determinar a rigidez dielétrica da cadeia de isoladores diante de impulsos de tensão não padronizados, sendo que as constantes desse método são obtidas de forma laboratorial considerando formas de onda de tensão padronizadas (Hileman, 1999).

O Modelo LPM (CIGRE, 1991) consiste em representar fisicamente as principais etapas de desenvolvimento da disrupção elétrica na cadeia de isoladores, do fenômeno de corona, da propagação do *streamer* e da propagação do *leader*. O processo de disrupção elétrica começa quando o valor da sobretensão ultrapassa o valor de tensão de início de corona, desta forma se inicia a propagação dos canais de *streamer*. A manutenção dessa tensão permite que os canais de *streamer* completem o gap da cadeia de isoladores, levando ao início da propagação do *leader*. Desta forma, quando o *leader* completa o gap da cadeia de isoladores, se tem o mecanismo de *flashover*.

A quinta etapa do fluxograma apresentado na Figura 2.3 consiste em calcular a taxa de desligamento da linha por *backflashover*. Utilizando o valor de corrente crítica obtido na quarta etapa, estima-se o percentual de correntes de descarga com valores

superiores ao valor da corrente crítica - $P(\%I \geq I_c)$, considerando distribuições cumulativas dos picos de correntes de primeira descarga (CIGRE, 2013) e (CIGRE, 2021).

A literatura usualmente considera a base de dados de medições de Monte San Salvatore (MSS) (Berger, et al., 1975), na Suíça, composta por dados de medições realizadas em regiões temperadas, para o cálculo de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas.

Além da base de dados de medições MSS para regiões temperadas, existe também a base de dados da Estação do Morro do Cachimbo (MCS) (Silveira, et al., 2020) para regiões tropicais, sendo ambas as bases compostas por medições realizadas em torres instrumentadas. Ademais, utilizando a base de dados de medições de MSS, foram desenvolvidas novas bases de distribuições estendidas elaboradas pelo IEEE (1997) e CIGRE (1991), sendo elas compostas por medições em torres instrumentadas complementadas por medições em elos magnéticos. A Figura 2.4 apresenta os gráficos de probabilidade acumulada das correntes de retorno de primeira descarga descendente negativa das distribuições citadas.

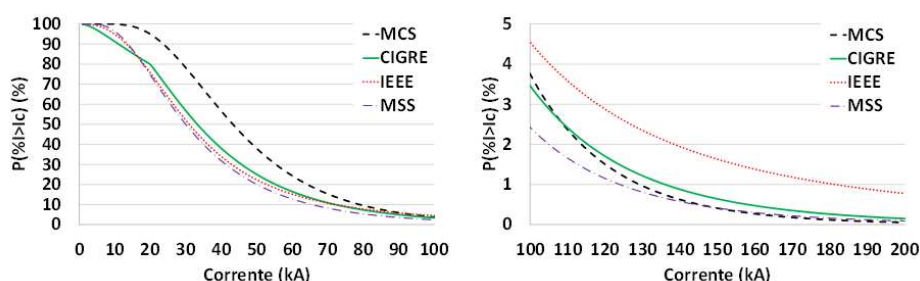


Figura 2.4 – Probabilidade acumulada de correntes de retorno de primeira descarga das distribuições IEEE, CIGRE, MCS e MSS

A distribuição do CIGRE é composta por 408 dados, sendo representada por duas diferentes distribuições de probabilidade lognormais, conforme a Tabela 2.1. A função de probabilidade da lognormal é apresentada pela equação 2.4 (CIGRE, 1991),

$$p(x) = \frac{1}{x \cdot \sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left(-\frac{(\ln(x)-\mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right) \quad (2.4)$$

onde μ representa o valor mediano e σ representa o desvio padrão.

Tabela 2.1 – Parâmetros da distribuição de (CIGRE, 1991) para primeiras descargas de retorno

I_c (kA)	μ (kA)	σ
I ≤ 20	61	1,33
I ≥ 20	33,3	0,605

A distribuição do IEEE é obtida pela equação 2.5 (IEEE, 1997). Segundo (CIGRE, 2021), essa distribuição também considera dados de descargas positivas e descargas ascendentes.

$$P_I = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2,6}} \quad (2.5)$$

Onde I é o valor do pico de corrente.

A distribuição atualizada dos picos de corrente da Estação do Morro do Cachimbo (MCS) foi apresentada recentemente no trabalho (Silveira, et al., 2020), considerando dados de medição de 51 primeiras correntes de descarga e de 77 descargas subsequentes. Essas medições vêm sendo realizadas desde 1985, sendo que os dados intermediários dessas medições são apresentados em (Visacro, et al., 2004) e (Visacro, et al., 2012)

Os dados de medição de MCS apresentam valores medianos de pico de corrente de primeira descarga e descarga subsequente 40% a 50% superiores àqueles referentes às medições de MSS (43,3 kA x 31,1 e 17,3 kA x 12 kA, respectivamente). Os valores máximos de pico de corrente de primeira descarga e descarga subsequente em MSS são, atualmente, de 153 kA e 65 kA, respectivamente (Silveira, et al., 2020).

Utilizando a base de dados de MCS, foram propostas expressões que correlacionam os valores de pico de corrente (primeiro e segundo pico) com os valores de tempo de frente (Td10 e Td30) para as correntes de primeira descarga de retorno. Além disso, foram desenvolvidas fórmulas expeditas para se representar distribuições cumulativas dos picos de corrente de primeira descarga e descarga subsequente (Silveira, et al., 2020) e (Silveira, et al., 2022).

Primeira descarga de retorno:

$$I_c < 95 \text{ kA: } P_I = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{43,3}\right)^{3,8}} \quad (2.6)$$

$$I_c \geq 95 \text{ kA}: \quad P_I = 352 \cdot e^{-0,0454 \cdot I} \quad (2.7)$$

Descarga subsequente:

$$P_I = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{17,3}\right)^{3,2}} \quad (2.8)$$

onde I é o valor do pico de corrente.

A Tabela 2.2 apresenta os valores medianos e os desvios padrões em uma distribuição lognormal dos principais parâmetros de interesse das correntes de primeira descarga.

Tabela 2.2 – Valor mediano e de desvio padrão das primeiras correntes de descargas medidas na estação do Morro do Cachimbo (MCS)

Parâmetros	Aproximação pela Distribuição Lognormal	
	Valor Mediano μ	Desvio Padrão β
I_{p_1} (kA)	37,6	0,46
I_p (kA)	43,3	0,47
$T_{d_{10}}$ (μ s)	6,4	0,41
$T_{d_{30}}$ (μ s)	4,2	0,50
T_{50} (μ s)	56,2	0,72

Com base no percentual de correntes que excede o valor de corrente crítica estimado para uma determinada distribuição acumulada dos picos de corrente, procede-se ao cálculo da taxa de desligamentos da LT. Essa taxa é tradicionalmente calculada pelo produto entre o fator de vão (FV), o parâmetro N_L , estimativa esperada de incidência média de descargas na linha de transmissão, e a probabilidade $P(\%I \geq I_c)$, conforme equação 2.9 (IEEE, 1997).

$$\text{Taxa de Desligamento} = FV \cdot N_L \cdot P(\%I \geq I_c) \quad (2.9)$$

Vale ressaltar que os parâmetros N_L e FV estão explicitados nos próximos tópicos.

2.3.1 Parâmetros N_g e N_L

A incidência direta de descargas atmosféricas nas linhas de transmissão depende das características físicas da linha e do ambiente no qual ela se encontra instalada. Existem parâmetros que mensuram o impacto do ambiente sobre o desempenho da linha e são de suma importância para as análises de engenharia.

O parâmetro de densidade de descargas por km² por ano (N_g) [Descargas/km²/ano] indica a densidade regional de descargas atmosféricas anual de uma determinada região, podendo ser estimado pela equação 2.10 (Eriksson, 1987),

$$N_g = 0,04 \cdot T_d^{1,25} \quad (2.10)$$

onde T_d é o número de dias de trovoadas por ano, sendo tal valor obtido por meio de mapas isoceráunicos.

A Figura 2.5 apresenta o mapa de densidade de descargas atmosféricas para o território brasileiro desenvolvido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2022.a). O mapa apresenta uma grande variação do parâmetro N_g ao longo do território, sendo que na região Nordeste e em algumas partes das regiões Norte e Sudeste há uma variação entre 1 e 5 e para as outras regiões no interior do país são observadas variações entre 5 e 17.

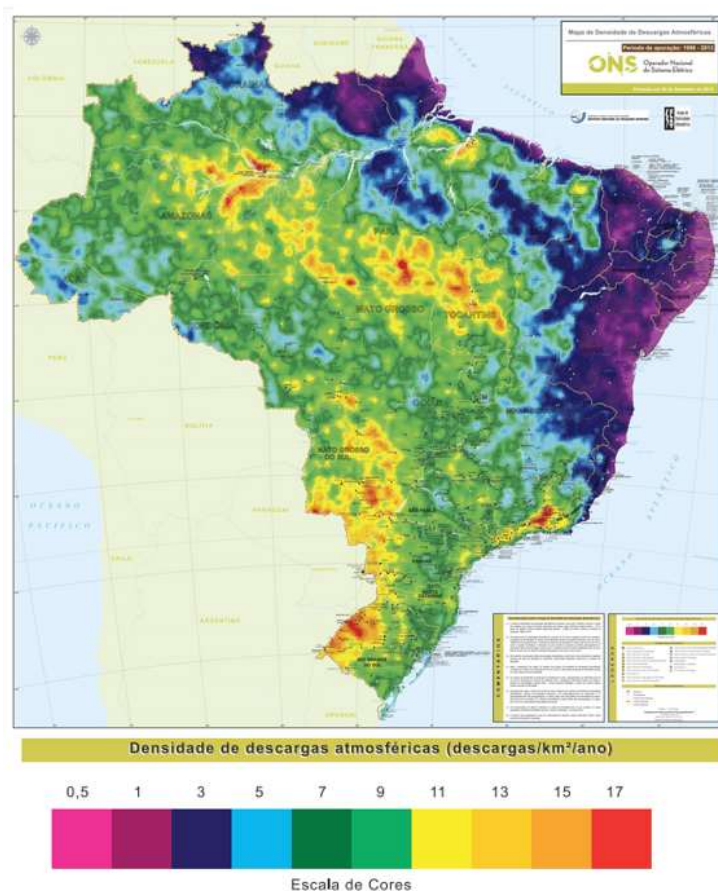


Figura 2.5 – Mapa Densidade de Descargas Atmosféricas 1998 até 2013 – ONS (Modificada de (ONS, 2022.a))

O parâmetro N_L indica uma estimativa esperada de incidência média de descargas na linha de transmissão, sendo expresso pelo número de descargas por 100 km de linha por ano. Existem diversas fórmulas para o cálculo desse parâmetro, sendo uma delas apresentada pela equação 2.11 (Eriksson, 1987):

$$N_L = \left(\frac{N_g}{10}\right) \cdot (28 \cdot (h^{0.6}) + b) \quad (2.11)$$

Onde N_g é a densidade regional de descargas atmosféricas, h é a altura da torre e b é a distância entre os cabos de blindagem da linha.

Outra formulação para o cálculo do valor N_L , proposta pelo IEEE (1985), consiste em utilizar a equação 2.12, com base nos dias de trovada ao ano T ,

$$N_L = 0,004 \cdot T^{1,25} (d_{PR} + 4 \cdot H_T^{1,09}) \quad (2.12)$$

onde H_T é a altura média da linha e d_{PR} é a distância entre os cabos de blindagem.

2.3.2 Fator de Vão

A incidência de descargas atmosféricas na linha de transmissão nem sempre proporcionada o mecanismo de *backflashover*, pois a tensão resultante na cadeia de isoladores pode não alcançar o limiar necessário para a ocorrência da disrupção elétrica. Quanto mais distante o ponto de incidência da descarga nos cabos de blindagem da linha estiver da torre, menor será o valor da sobretensão resultante na cadeia de isoladores e, conseqüentemente, menor será a probabilidade de ocorrência de *backflashover* (Gomes, 2021) e (Gomes, et al., 2021)

Esse comportamento se deve ao fato de que quanto mais próximo do meio do vão for o ponto de incidência da descarga atmosférica, menor é a corrente que flui para o aterramento da torre mais próxima e, conseqüentemente, menor é a elevação do potencial do solo (GPR). Desta forma, a sobretensão resultante na cadeia de isoladores também é menor, levando à diminuição da probabilidade de ocorrência de disrupção elétrica (Gomes, 2021).

O fator de vão é um parâmetro adotado para se levar em conta o efeito das descargas que incidem ao longo do vão no cálculo de desempenho das linhas frente às descargas atmosféricas. A sugestão de adoção do valor “0,6” como fator de vão foi primeiramente proposta por Anderson (1982). Seguidamente, Hileman (1999) apresentou desenvolvimentos matemáticos para embasar a adoção do referido valor, considerando uma abordagem analítica e com simplificações. Por exemplo, o efeito da impedância impulsiva de pé de torre, do comprimento do vão e forma da onda de corrente de descarga não tiveram sua influência explicitada nas demonstrações.

Recentemente, Gomes (2021) apresentou uma metodologia baseada no uso do método de Monte Carlo (Anderson, 1961) para a estimativa do fator de vão, considerando os efeitos relativos à impedância impulsiva de pé-de-torre, comprimento de vão, nível de isolamento da linha, forma de onda da corrente de descarga e modelo de atratividade. Análises de sensibilidade com essa metodologia revelaram o aumento do fator de vão

com o aumento do valor da impedância de aterramento e comprimento do vão da linha. Já o aumento do nível de isolamento da linha resulta na redução do valor do fator de vão.

A fim de se considerar as características específicas de cada linha de transmissão, nos estudos de caso desenvolvidos no contexto dessa dissertação de mestrado, são adotados os valores de fator de vão iguais a 0,6 e 0,4 para as LTs de 230 kV e 500 kV, respectivamente, segundo recomendação de Gomes (2021).

2.4 Índices de Desempenho - ANEEL e ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem a função de coordenar e controlar as operações dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) (ONS, 2022.b), sendo tais incumbências fiscalizadas e regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2022).

O ONS desenvolve uma séria de estudos e ações sobre o sistema elétrico brasileiro e seus agentes, objetivando gerenciar as diferentes fontes de energia e redes de transmissão. Essa função garante a segurança do suprimento contínuo em todo o país, promovendo a expansão gradual e sólida do SIN por meio das melhores condições e menores custos, além de promover a otimização do sistema elétrico brasileiro observando os padrões técnicos e critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela ANEEL (ONS, 2022.b).

A ANEEL tem como principal função fiscalizar e regular os sistemas de produção, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica por todo o território. Além disso, ela tem como papel desenvolver políticas no setor, gerir contratos, realizar leilões e concessões, desenvolver metodologia para o cálculo de tarifas, determinar regras e fiscalizar o fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2022).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelo conjunto de todos os sistemas de geração e transmissão conectados por todo o território nacional, sendo sua Rede Básica composta por todos os sistemas de transmissão, e referidos equipamentos, com tensão igual ou superior a 230 kV. A criação do SIN foi regulamentada pela resolução 351/98 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 1998), autorizando

o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a coordenar e controlar a geração e a transmissão desses sistemas interligados (ANEEL, 2022).

O ONS determina por meio do documento de *Procedimentos de Rede: Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos para Linhas de Transmissão* (ONS, 2020) a taxa máxima de desligamentos das linhas de transmissão. Ela é mensurada por meio do número total de desligamentos por 100 km por ano (desligamentos/100 km/ano) da linha em análise. A Tabela 2.3 indica o número máximo de desligamentos por descargas atmosféricas determinado pelo ONS para linhas de transmissão pertencentes a Rede Básica.

Vale ressaltar que o presente trabalho avalia apenas o fenômeno de *backflashover*, sendo que no submódulo 2.7 não há distinção da taxa de desligamento pelos mecanismos de *flashover* e *backflashover*.

Tabela 2.3 – Número máximo de desligamentos de um circuito por 100 km por ano determinado pelo ONS

Tipo de LT	Classe de Tensão (kV)	Número Máximo de Desligamentos de Um Circuito por 100 km por ano
LTA - CA	≥ 345	1
	230	2



3 Alternativas

Convencionais e Não Convencionais para Melhoria de Desempenho de Linhas de Transmissão

3.1 Introdução

A análise do desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas é de extrema importância para garantir o bom funcionamento do sistema elétrico. Existem dois principais mecanismos, *flashover* e *backflashover*, responsáveis pelo desligamento de linhas de transmissão devido à incidência direta de uma descarga atmosférica. A ocorrência desses eventos está relacionada, principalmente, com o nível de tensão e de isolamento da linha, suas características físicas e o valor de sua impedância de aterramento.

Desta forma, diversas técnicas de melhoria de desempenho foram desenvolvidas ao longo do tempo para aprimorar o desempenho de linhas de transmissão frente ao mecanismo de *backflashover*. A técnica mais tradicionalmente utilizada consiste em realizar o aumento do comprimento dos cabos contrapeso, resultando na diminuição do valor da resistência de aterramento de pé-de-torre e de sua impedância impulsiva associada. A outra técnica mais utilizada consiste na instalação de dispositivos para-raios que possuem a função de limitar a sobretensão resultante na cadeia de isoladores.

Entretanto, nem sempre é fácil alcançar um valor reduzido de resistência de aterramento. Além disso, os custos para obtenção e manutenção dos dispositivos para-

raios são extremamente elevados, além de também ser necessário o investimento em aterramentos elétricos de modo a garantir o funcionamento adequado de tais dispositivos (Visacro, et al., 2020). Desta forma, técnicas não convencionais vêm sendo desenvolvidas para aplicação nos casos em que as técnicas convencionais não são eficazes para assegurar a melhoria de desempenho das linhas de transmissão ou não são economicamente viáveis.

Uma das técnicas não convencionais apresentada em (Visacro, et al., 2004.a) consiste na instalação de cabos metálicos estaiados que são conectados na torre e em um novo sistema de aterramento localizado em uma região próxima com solo de baixo valor de resistividade. Outra técnica não convencional consiste no uso de cabos *underbuilt* que são cabos metálicos instalados abaixo dos condutores fase e que possuem o objetivo de drenar parte da corrente de descarga e amplificar o efeito de acoplamento eletromagnético (Visacro, et al., 2012).

Esse capítulo tem como objetivo apresentar os fundamentos relativos a cada uma das técnicas de melhoria de desempenho de linhas de transmissão aqui citadas.

3.2 Parâmetros que Qualificam o Aterramento Elétrico para a Análise de Desempenho da LT

O Capítulo 2 dessa dissertação de mestrado apresenta a importância do sistema de aterramento no estabelecimento dos mecanismos de *flashover* e *backflashover*. Esse sistema é composto pelos eletrodos que são enterrados, pelo solo circunvizinho a esses eletrodos e pelos condutores que conectam o sistema (Visacro, 2007). Ele pode ser representado por um circuito equivalente que considera os efeitos resistivos, capacitivos e indutivos, conforme a Figura 3.1.

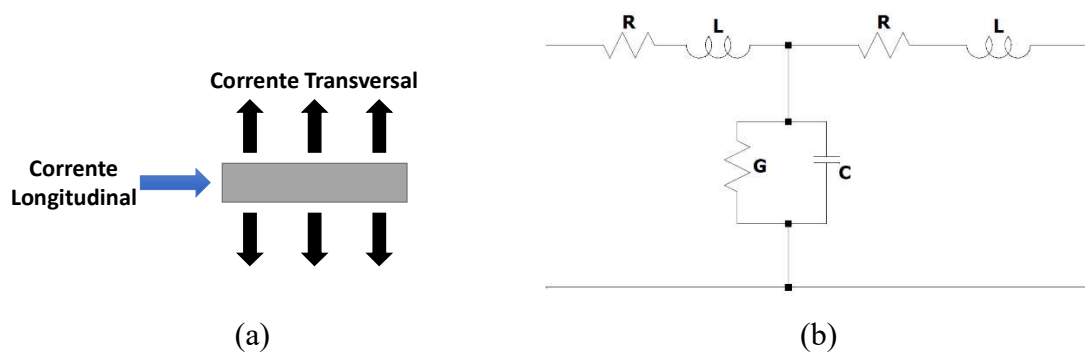


Figura 3.1– Representação do aterramento pelo seu circuito equivalente (Adaptada de (Visacro, 2007))

Nessa perspectiva, o comportamento do aterramento pode ser representado por meio de uma impedância equivalente para se ter em conta todos os efeitos eletromagnéticos do sistema. Entretanto, é muito comum o sistema ser representado apenas por sua resistência de baixa frequência, sendo desconsiderados os efeitos reativos do circuito. Desta forma, o valor dessa resistência pode ser calculado pela equação 3.1 (Visacro, 2007),

$$R_T = \frac{V_T}{I_T} \quad (3.1)$$

onde R_T é a resistência de aterramento, V_T é o valor de tensão em baixas frequências e I_T é o valor de corrente em baixas frequências.

Apesar dessa simplificação, o aterramento é usualmente representado por uma impedância. Ao se considerar fenômenos de alta frequência, como descargas atmosféricas, o aterramento tem de ser representado pela sua impedância complexa equivalente para computar os efeitos capacitivos, indutivos e resistivos. Desta forma, no domínio da frequência, um valor de impedância complexa de aterramento pode ser determinado para cada frequência específica, resultando na impedância equivalente do sistema (Visacro, 2007).

Um conceito importante referente aos aterramentos elétricos se refere à impedância impulsiva (Z_p), sendo esta calculada pela relação do valor de pico da onda de tensão sobre o valor de pico da onda de corrente injetada no aterramento, conforme equação 3.2 (Visacro, et al., 2016),

$$Z_p = \frac{V_p}{I_p} \quad (3.2)$$

onde V_p é o valor de pico da onda de tensão e I_p é o valor de pico da onda de corrente.

O conceito de impedância impulsiva apresenta importante aspecto prático, pois a partir do seu conhecimento é possível se determinar o valor resultante da elevação máxima de potencial no solo para qualquer corrente injetada no sistema. Além disso, a representação do aterramento elétrico de linhas de transmissão pelo seu valor de impedância impulsiva Z_p resulta em desempenho praticamente idêntico aquele obtido pela representação física de cabos contrapeso, constituindo-se em uma alternativa consistente de representação (Visacro, et al., 2016)

O comportamento dos eletrodos de aterramento se assemelha ao de uma linha de transmissão imersa em um meio com perdas. A onda de tensão associada à onda de corrente que se propaga ao longo dos eletrodos tem seu formato modificado, sofrendo atenuação a medida que se propaga, sendo que as componentes de alta frequência são mais rapidamente atenuadas (Visacro, et al., 2016).

Desta forma, existe um comprimento máximo de eletrodo capaz de contribuir para a atenuação da onda de tensão, sendo denominado de comprimento efetivo (Visacro, et al., 2016). Além desse comprimento, as componentes de alta frequência das ondas de tensão e corrente já estão atenuadas. Assim, comprimentos de eletrodo maiores do que o valor do comprimento efetivo não contribuem para a atenuação da onda (Visacro, et al., 2016).

É importante comentar que o valor do comprimento efetivo diminui com o aumento da condutividade do solo (e conseqüente redução da resistividade). Isso ocorre, pois quanto maior é a condutividade do solo, maiores são as perdas no meio, resultando no aumento da atenuação das ondas de tensão e corrente que se propagam pelo condutor.

Os trabalhos (Visacro, et al., 2011), (Visacro, et al., 2012) e (Alipio, et al., 2013) comprovam o efeito da variação dos parâmetros do solo com a frequência, demonstrando

que os valores da permissividade (ϵ) e da resistividade (ρ) do solo se alteram com as componentes de frequência do fenômeno, conforme ilustrado na Figura 3.2.

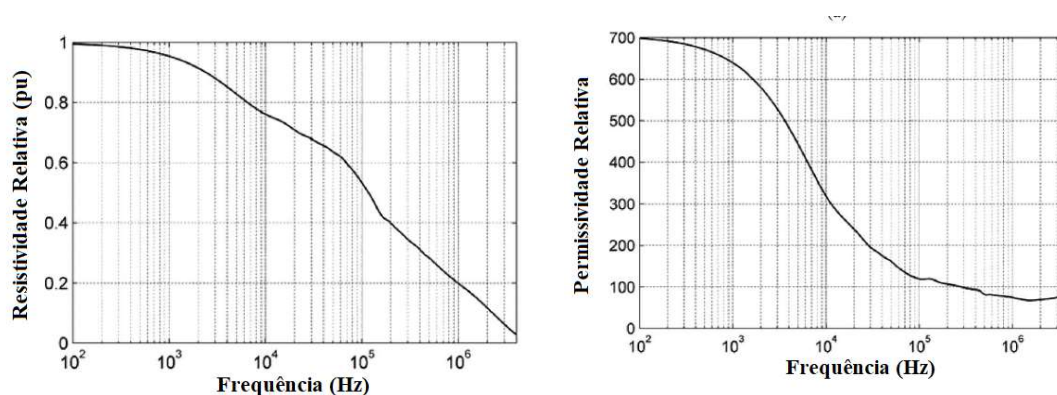


Figura 3.2 – Comportamento dos valores de permissividade e resistividade do solo com a variação da frequência (Adaptado de (Visacro, et al., 2011))

A Figura 3.2 demonstra que os valores de permissividade e de resistividade do solo se reduzem expressamente com o aumento da frequência. Desta forma, a incidência direta de uma descarga atmosférica, fenômeno que apresenta componentes de alta frequência, faz com que essas variáveis tenham os seus valores reduzidos significativamente.

Essa variação dos valores de permissividade (ϵ) e resistividade (ρ) com a frequência é uma consideração importante a ser realizada para que sejam evitados erros nos resultados. Em (Visacro, et al., 2012), indica-se que a consideração de parâmetros constantes do solo pode resultar em erros de 30% a 100% nos valores estimados de GPR. Além disso, o trabalho (Visacro, 2007) indica que a consideração da variação dos valores de resistividade e de permissividade com a frequência leva a reduções no valor de Z_p entre 10% e 30%, sendo esse efeito ainda maior para solos com elevados valores de resistividade.

Os resultados apresentados demonstram que a variação dos parâmetros do solo com a frequência é uma consideração importante para o estudo do comportamento do sistema de aterramento de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas e sua desconsideração pode resultar em erros significativos nos valores de GPR e de Z_p . Em (Visacro, et al., 2016), são apresentadas equações para obtenção dos valores de Z_p e de comprimento efetivo do cabo contrapeso (L_{EF}) em função da resistividade do solo, sendo

considerado o efeito da dependência com a frequência dos parâmetros do solo. As equações para obtenção desses parâmetros associados às correntes de primeira descarga são indicadas a seguir:

$$Z_p = 0,16 \cdot \rho_0 \cdot L^{-0,687} \text{ (para } 100 \leq \rho_0 \leq 600 \text{ } \Omega \cdot \text{m)} \quad (3.3)$$

$$Z_p = 0,4 \cdot \rho_0^{0,89} \cdot L^{-0,75} \text{ (para } 600 < \rho_0 \leq 4000 \text{ } \Omega \cdot \text{m)} \quad (3.4)$$

onde ρ_0 é o valor da resistividade do solo e L é o comprimento do cabo contrapeso.

$$L_{EF} = 17 + 0,042 \cdot \rho_0 - 2 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_0^2 \quad (3.5)$$

onde ρ_0 é o valor da resistividade do solo em baixas frequências.

A Tabela 3.1 indica uma estimativa dos valores de comprimento efetivo calculados utilizando a equação 3.5 para alguns valores de resistividade do solo.

Tabela 3.1 – Valores de L_{EF} calculados para determinados valores de resistividade aparente do solo

ρ_0 ($\Omega \cdot \text{m}$)	L_{EF} (m)
100	21
500	38
1000	57
2000	93
4000	153

3.3 Alternativas para Melhoria de Desempenho de Linhas de Transmissão

3.3.1 Aumento do comprimento dos cabos contrapeso

A Figura 3.3 ilustra um sistema de aterramento típico de linhas de transmissão, constituído por cabos contrapeso de comprimento L (Hileman, 1999). A técnica de aumento do comprimento de cabos contrapeso tem como objetivo reduzir os valores de resistência de aterramento em baixa frequência (R_{LF}) e de sua impedância impulsiva (Z_p) associada. Esses parâmetros são fundamentais para os valores de sobretensão

estabelecidos nas cadeias de isoladores das LTs devido à incidência direta de uma descarga atmosférica (Visacro, et al., 2015), (IEEE, 1997) e (CIGRE, 1991).

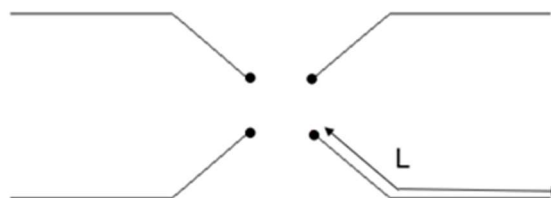


Figura 3.3 – Representação simplificada: Cabos contrapeso

Os valores de sobretensão nas cadeias de isoladores da LT são resultantes da corrente de descarga que se propaga pela estrutura da torre e da onda de tensão refletida pelo aterramento. O valor de impedância impulsiva do aterramento é menor que o valor de impedância de surto da torre, resultando em um coeficiente de reflexão negativo e contribuindo para redução do valor da sobretensão nas cadeias de isoladores das LTs. Desta forma, quanto menor for o valor de impedância impulsiva do aterramento, menor será o valor da sobretensão resultante (Visacro, et al., 2015), (IEEE, 1997) e (CIGRE, 1991).

Caso o valor da sobretensão na cadeia de isoladores ultrapasse o valor máximo de suportabilidade elétrica da linha, é possível que se tenha o mecanismo de *backflashover*, o qual consiste no estabelecimento de um arco elétrico na cadeia de isoladores, entre a estrutura da torre e os cabos fase (Visacro, et al., 2015), (IEEE, 1997) e (CIGRE, 1991).

A técnica de aumento do comprimento de cabos contrapeso é uma das técnicas mais tradicionalmente utilizadas na prática, porém nem sempre sua implementação é simples, principalmente devido a restrições ambientais e qualidade do tipo de solo.

3.3.2 Dispositivos Para-Raios

O dispositivo para-raios é um equipamento instalado em paralelo com a cadeia de isoladores capaz de limitar o valor da sobretensão que aparece sobre ela, inibindo a ocorrência de interrupção elétrica (EPRI, 2006) e (EPRI, 2004).

O dispositivo para-raios tem uma característica tensão versus corrente que apresenta comportamento de impedância elevada para valores baixos de tensão (funcionando nesse caso como uma chave aberta) e impedância muito baixa para valores de tensão que excedam um certo limiar, de modo a atuar como um curto-circuito (EPRI, 2006) e (EPRI, 2004).

Esse dispositivo pode ser utilizado em todas as fases da torre e é extremamente eficaz para se prevenir contra o fenômeno de *backflashover*. Entretanto, os custos de aquisição e manutenção dos dispositivos para-raios são elevados. Por exemplo, tomando como base o mês de julho de 2022, o custo de compra de um dispositivo para as LTs de 138 kV e de 230 kV é de aproximadamente R\$ 5.000,00 e R\$ 9.000,00, respectivamente*. Além disso, é necessário o investimento em aterramentos elétricos de modo a garantir o bom desempenho dos dispositivos para-raios. Assim, a sua aplicação é usualmente realizada naquelas torres que apresentam desempenho crítico, sendo instalado em poucas fases (EPRI, 2006) e (EPRI, 2004).

Em (Visacro, et al., 2020) é apresentado um estudo de análise de eficácia de uso desses dispositivos em diferentes condições para melhoria de desempenho de linhas de transmissão de 138 kV, circuito simples, e 230 kV, circuito duplo, frente a descargas atmosféricas. O estudo foi realizado considerando a instalação desses dispositivos em uma e duas cadeias de isoladores das linhas de transmissão para diversos valores de impedância de aterramento de pé-de-torre. As simulações foram realizadas utilizando o modelo computacional HEM e o método DE foi escolhido como critério de *flashover*.

Além disso, o artigo considera a possibilidade de ocorrência de interrupção elétrica das cadeias de isoladores das torres adjacentes. O estudo demonstrou que o uso de um dispositivo para-raios na LT de 138 kV levou a reduções da probabilidade de *backflashover* entre 19% e 29% e para dois dispositivos as reduções foram entre 33% e 44%, considerando o valor de Z_p entre 10 Ω e 40 Ω . Já para a linha de 230 kV com circuito duplo, o uso de dois dispositivos levou a reduções entre 26% e 57% e para quatro dispositivos essa redução foi entre 50% e 73%, considerando a mesma faixa de valores de Z_p .

*Para referência de custos, em julho de 2022, R\$ 1,00 = US\$ 0,20.

3.3.3 Falsos Estais Conectados a Novo Sistema de Aterramento

Uma das técnicas não convencionais de melhoria de desempenho consiste no uso de Falsos Estais (FE) conectados a um novo sistema de aterramento, conforme ilustrado na Figura 3.4. Falsos estais são cabos metálicos conectados na estrutura da torre e em um sistema de aterramento distante que apresenta baixo valor de resistência. Essa técnica tem como objetivo alterar o tempo de chegada das ondas refletidas e reduzir a resistência de aterramento da torre, resultando na melhoria de desempenho da linha frente a descargas atmosféricas (Visacro, et al., 2004.a), (Visacro, et al., 2004.b), (Visacro, et al., 2004.c), (Visacro, et al., 2002) e (Visacro, et al., 2001).

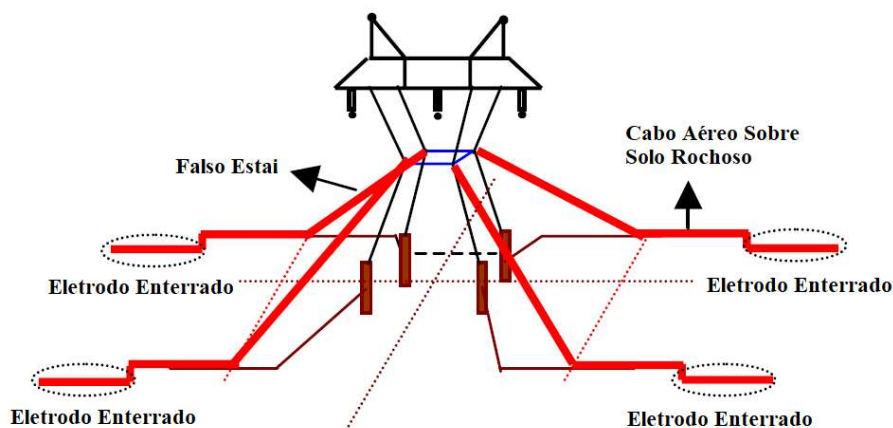


Figura 3.4 – Representação estilizada da aplicação da técnica de falsos estais em uma linha de transmissão de 230 kV (Extraída de (Visacro, et al., 2004.a))

No trabalho (Visacro, et al., 2004.a) é apresentado um estudo de utilização dessa técnica na melhoria de desempenho frente a descargas atmosféricas de uma linha de transmissão de 230 kV. Os resultados nesse estudo foram desenvolvidos utilizando o modelo computacional HEM para se determinar o valor da sobretensão nas cadeias de isoladores devido à incidência direta de uma descarga atmosférica.

As simulações foram realizadas considerando a modificação do sistema de aterramento, conforme apresentado na Figura 3.4, na qual os falsos estais estão conectados na estrutura da torre e em novos sistemas de aterramento compostos por eletrodos enterrados. Inicialmente, elas foram elaboradas considerando apenas os cabos contrapeso, resultando em um valor de resistência de aterramento do sistema de 500 Ω .

Posteriormente, foram feitas novas simulações considerando a instalação de falsos estais conectados em novos sistemas de aterramento com valores de resistência de 200 Ω , 150 Ω , 100 Ω e 50 Ω que resultaram na diminuição da resistência equivalente de aterramento do sistema e, conseqüentemente, proporcionaram a melhoria de desempenho. O estudo demonstrou que o uso dessa técnica possibilitou reduções entre 42% e 61% do valor de pico da sobretensão na cadeia de isoladores crítica da linha de transmissão de 230 kV para as situações propostas.

3.3.4 Cabos *Underbuilt* (UW)

Cabos *Underbuilt* (UW) são cabos metálicos conectados nas torres de linha de transmissão, abaixo da fase inferior, com o objetivo de se aumentar o efeito de acoplamento eletromagnético nos condutores fase e para fornecer um caminho alternativo para a parcela da corrente de descarga que se propaga pela torre. Ambos os efeitos contribuem para a redução da sobretensão resultante nas cadeias de isoladores da torre, melhorando o desempenho da linha frente a descargas atmosféricas (Visacro, et al., 2012).

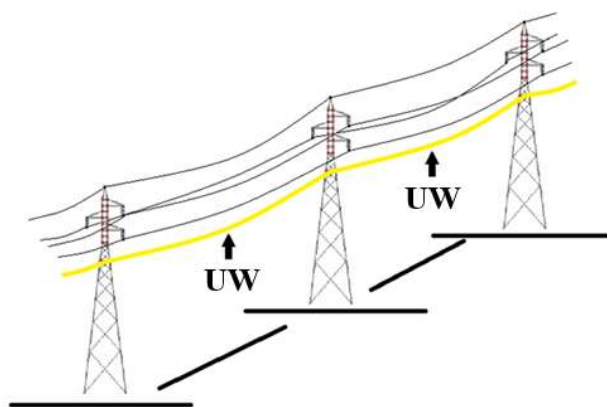


Figura 3.5 – Representação simplificada: Cabo *underbuilt* instalado em uma linha de transmissão

Esses cabos *underbuilt* podem ser instalados ao longo de toda a extensão da linha de transmissão ou em apenas trechos específicos, conforme ilustrado na Figura 3.5. Eles são preferencialmente utilizados em torres instaladas em solos de alta resistividade e, em alguns casos, sua aplicação melhora o desempenho da linha como se fosse reduzida a resistência de aterramento para metade de seu valor (Visacro, et al., 2012), (Moreira, et al., 2021) e (Moreira, et al., 2022). A aplicação desse tipo de técnica pode ser considerada

uma alternativa de melhoria intermediária entre o aumento do comprimento de cabos contrapeso e a instalação de dispositivos para-raios na linha.

A distância entre os condutores fase e o cabo *underbuilt* afeta diretamente o efeito de acoplamento eletromagnético e, conseqüentemente, modifica a sobretensão resultante nas cadeias de isoladores. A redução dessa distância contribui para o aumento do efeito de acoplamento e torna a técnica mais eficaz (Visacro, et al., 2012), (Moreira, et al., 2021) e (Moreira, et al., 2022).

O efeito de divergência de corrente também contribui para a melhoria de desempenho da linha de transmissão ao fornecer um novo caminho para o fluxo de corrente, reduzindo a parcela da corrente de descarga que flui pela torre até o sistema de aterramento. Essa diminuição contribui para a redução do efeito de elevação de potencial no solo (GPR) e resulta na diminuição da sobretensão que aparece nas cadeias de isoladores da linha (Visacro, et al., 2012), (Moreira, et al., 2021) e (Moreira, et al., 2022).

Uma aplicação prática do uso de cabos *underbuilt* é apresentada em (Visacro, et al., 2021), visando melhorar o desempenho da linha de transmissão de 230 kV da Jauru Transmissora S.A, localizada no estado de Mato Grosso, frente a descargas atmosféricas. O uso de dois cabos *underbuilt* resultou em uma melhoria de 53% no desempenho da linha frente a descargas atmosféricas.

4 Resultados e Análises

4.1 Introdução

Este capítulo destaca os principais resultados obtidos ao longo do desenvolvimento desta dissertação de mestrado, referentes à melhoria de desempenho frente a descargas de linhas de transmissão de nível de tensão de 138 kV, 230 kV e 500 kV, ao se considerar a instalação de um e dois cabos *underbuilt*. As análises apresentadas consideram comparações entre os valores de pico de sobretensão, corrente crítica e probabilidade de ocorrência de *backflashover* para as condições assumidas.

Os resultados apresentados neste capítulo são utilizados como base para o estudo de viabilidade econômica que é objeto do Capítulo 5, onde comparam-se as técnicas de aumento do comprimento de cabos contrapeso e de instalação de cabos *underbuilt* para linhas de transmissão típicas de 230 kV e 500 kV.

4.2 Metodologia de Desenvolvimento

As simulações computacionais para o cálculo de desempenho foram elaboradas utilizando o modelo computacional *Hybrid Electromagnetic Model* (HEM) (Visacro, et al., 2005) para calcular as sobretensões resultantes nas cadeias de isoladores de linhas de transmissão típicas de nível de tensão de 138 kV, 230 kV e 500 kV, em decorrência da incidência direta de descargas atmosféricas no topo das torres dessas linhas.

A Figura 4.1 e a Tabela 4.1 indicam as características das linhas utilizadas nesse trabalho.

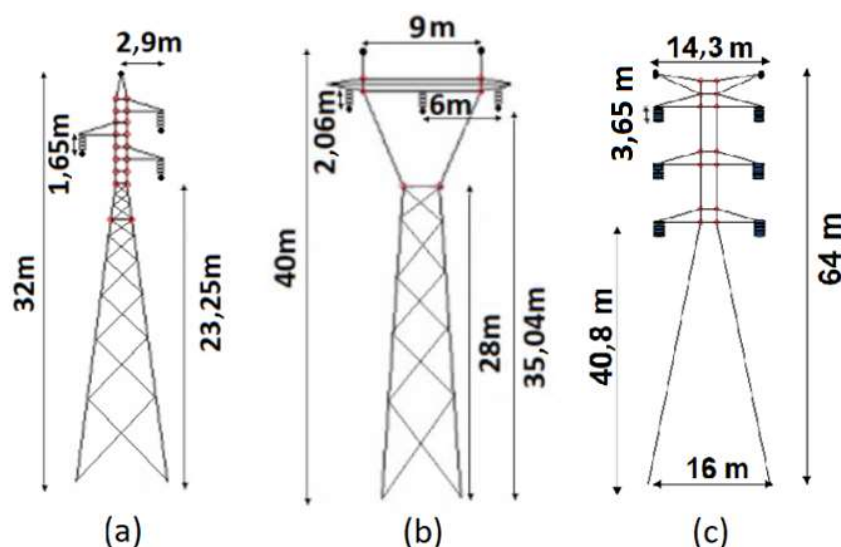


Figura 4.1 – Representação simplificada da configuração das torres das linhas de transmissão de (a) 138 kV, (b) 230 kV e (c) 500 kV.

Tabela 4.1 – Dados das linhas de transmissão simuladas

Linha	Vão (m)	CFO (kV)	Altura Torre (m)
138 kV	300	650	32
230 kV	500	1200	40
500 kV	500	1800	64

Todas as linhas de transmissão simuladas apresentam os condutores fase com raio de 1,13 cm e cabos de blindagem com raio de 0,4 cm. Além disso, todas as simulações levaram em consideração o efeito da tensão em regime permanente das linhas de transmissão, segundo abordagem proposta em (Almeida, et al., 2022).

As simulações foram realizadas utilizando o modelo HEM (Visacro, et al., 2005), no qual são desenvolvidas simulações de transitórios eletromagnéticos no domínio da frequência, determinando o comportamento do sistema para cada respectiva frequência escolhida na simulação. Ao final, as respostas de tensão e corrente no domínio do tempo são obtidas pela aplicação de Transformada Inversa de Fourier (Brigham, 1988).

Além disso, o Método DE é adotado como critério de *flashover* para se determinar a rigidez dielétrica das cadeias de isoladores das linhas de transmissão analisadas. O Método DE, conforme já apresentado, consiste em que cada configuração de cadeia de isoladores apresente um valor base *DE*. Desta forma, caso o valor da integração ultrapasse o valor base *DE*, o qual é determinado com base em resultados de ensaios em laboratórios

de alta tensão, existe a ocorrência da disrupção da cadeia de isoladores. A equação do método é apresentada abaixo (Hileman, 1999):

$$DE = \int_{t_0}^t [V(t) - V_0]^k dt \quad (4.1)$$

onde $V(t)$ é a tensão aplicada, V_0 é o valor limite de tensão para não ocorrência de *flashover*, t_0 é o instante em que o valor de $V(t)$ ultrapassa o valor de V_0 e k é uma constante (Hileman, 1999).

Esse método considera que a ocorrência da ruptura do isolamento é função da amplitude da onda de tensão e do tempo de duração da onda. Entretanto, o valor da constante K_d possibilita alterar a influência do valor da amplitude e do tempo de duração. Vale ressaltar que a literatura apresenta diversos valores para as constantes V_0 , K_d e DE_c , sendo que nesse trabalho foram adotados os valores $k = 1,36$ e $\frac{V_0}{CFO} = 0,77$, conforme proposto por (Hileman, 1999).

Esse trabalho utiliza as formas de onda de corrente representadas pela corrente do tipo duplo pico (De Conti, et al., 2007) e (Visacro, 2004) com parâmetros medianos associados às primeiras descargas negativas descendentes medidas na estação do Morro do Cachimbo e medidas na estação do Monte San Salvatore, sendo elas com valor mediano de pico de corrente de 43,3 kA e 31,1 kA, respectivamente, e tempo de frente Td30 de 4,2 μ s e 3,8 μ s, respectivamente (Silveira, et al., 2020) e (Berger, et al., 1975). A Figura 4.2 representa as formas de onda de corrente utilizadas nesse trabalho.

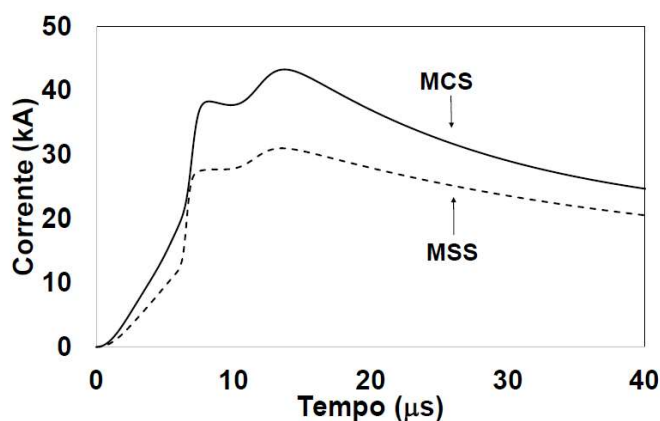


Figura 4.2 – Formas de onda de corrente duplo pico com parâmetros medianos de primeiras descargas negativas medidas no MCS e medidas no MSS (Extraída de (Silveira, et al., 2022))

A maioria dos casos de análise de desempenho apresentados nesse trabalho considera os parâmetros medianos e a distribuição cumulativa dos picos de corrente do Morro do Cachimbo. Realiza-se, também, uma avaliação do efeito de se considerar os parâmetros medianos de Monte San Salvatore e a distribuição cumulativa dos picos de corrente do CIGRE (Silveira, et al., 2020), (Silveira, et al., 2022) e (CIGRE, 1991).

Dentre todas as técnicas citadas no Capítulo 3 foram escolhidas como foco desse trabalho o uso da técnica de aumento do comprimento de cabos contrapeso e instalação de um e dois cabos *underbuilt* nas linhas de transmissão. Desta forma, foi elaborada uma análise comparando a melhoria de desempenho proporcionada por ambas as técnicas.

A análise de viabilidade econômica de aplicação das duas técnicas de melhoria de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas para as LTs de 230 kV e 500 kV, utilizando o Banco de Preços de Referência da ANEEL para o cálculo dos custos associados com cada técnica (ANEEL, 2021), é foco do Capítulo 5 dessa dissertação.

4.3 Avaliação do Impacto do Uso de Cabos *Underbuilt* no Desempenho de Linhas de Transmissão

4.3.1 Linha de Transmissão de 138 kV

4.3.1.1 Utilização de Cabos *Underbuilt* (UW)

Simulações foram realizadas considerando o posicionamento de um e dois cabos *underbuilt* na linha de transmissão de 138 kV na altura de 20,5 m. A Figura 4.3 indica o posicionamento de instalação do cabo *underbuilt* na linha em análise.

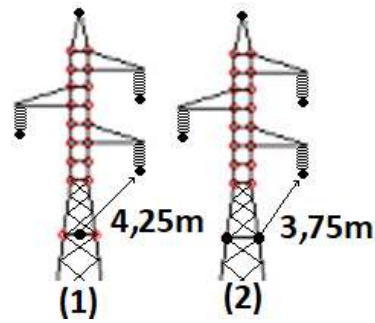


Figura 4.3 – Posicionamento dos cabos *underbuilt* nas torres da linha de 138 kV na altura de 20,5 m

As formas de onda de sobretensão resultante na cadeia de isoladores inferior (crítica) da linha de transmissão de 138 kV estão ilustradas na Figura 4.4. A Tabela 4.2 apresenta os correspondentes valores de pico da tensão.

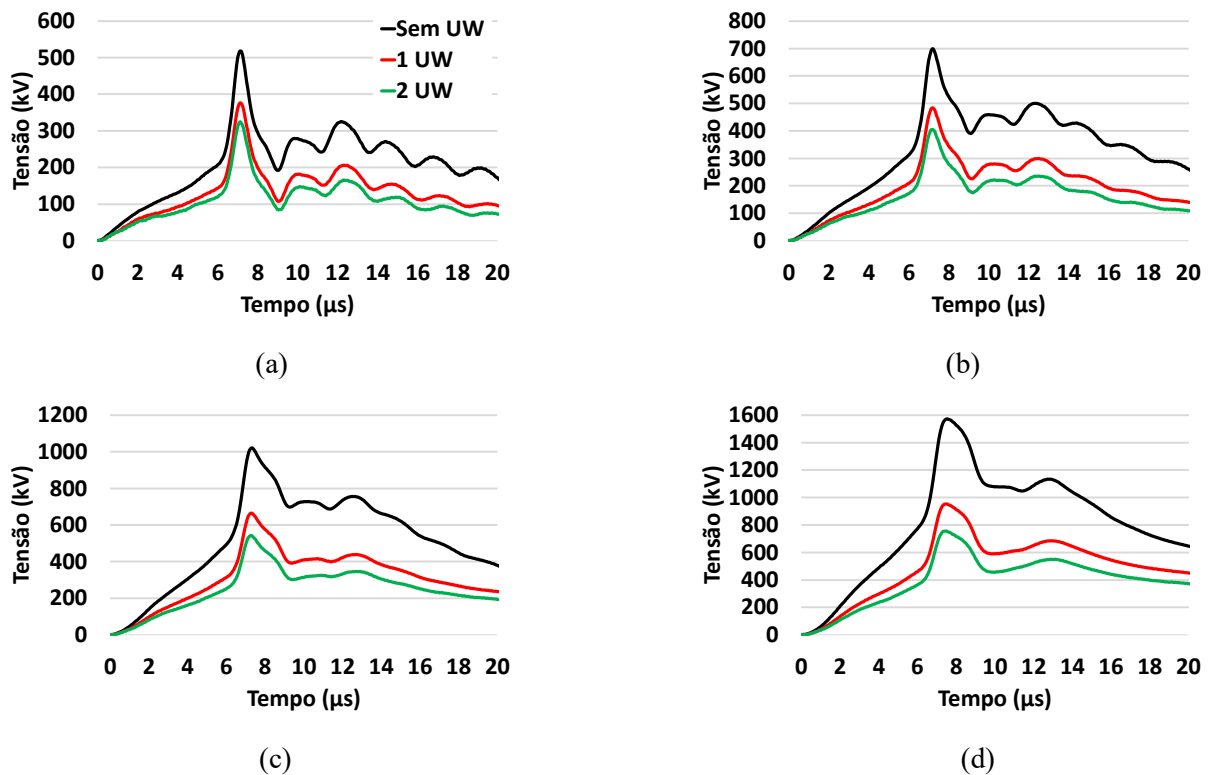


Figura 4.4 – Sobretensão na cadeia de isoladores inferior da LT de 138 kV sem cabo UW, com um cabo UW e com dois cabos UW instalados a 20,5 m de altura. Impedância impulsiva Z_p : (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω

Tabela 4.2 – Valores de pico de tensão na cadeia de isoladores inferior da linha de transmissão de 138 kV

Z_p (Ω)	V_p (kV)		
	Sem UW	1 UW (20,5 m)	2 UW (20,5 m)
10	518	376 (-27%)*	324 (-37%)*
20	699	483 (-31%)*	405 (-42%)*
40	1021	665 (-35%)*	542 (-47%)*
80	1573	953 (-39%)*	755 (-52%)*

*Redução percentual referente ao caso sem UW.

Os resultados indicam que o uso de um cabo *underbuilt* a 20,5 m leva a uma redução de 27% a 39% no valor de pico da sobretensão na cadeia de isoladores inferior da linha de transmissão de 138 kV para valores de Z_p no intervalo de 10 Ω a 80 Ω . Já no caso de dois cabos *underbuilt*, a redução do valor de pico da sobretensão foi de 37% a 52%. Desta forma, os dados indicam que quanto maior for a impedância de aterramento, maior será a redução do valor de pico da sobretensão devido à instalação dos cabos *underbuilt*.

A fim de se verificar o impacto dessa técnica nos valores de probabilidade de ocorrência de *backflashover*, o método DE foi aplicado nas formas de onda de sobretensão obtidas na cadeia de isoladores inferior. Os valores de corrente crítica (I_c) e de probabilidade de ocorrência de *backflashover* (BF(%)) são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Valores de corrente crítica e de probabilidade de ocorrência de *backflashover* para a linha de 138 kV (Corrente e Distribuição MCS)

Z_p (Ω)	Caso	I_c (kA)	BF (%)	Variação (%)*
10	Sem UW	81,9	8,75	-
	1 UW	122,3	1,36	-84%
	2 UW	147,0	0,47	-95%
20	Sem UW	51,5	35,61	-
	1 UW	82,3	8,59	-76%
	2 UW	101,7	3,46	-90%
40	Sem UW	32,4	73,14	-
	1 UW	54,1	31,78	-57%
	2 UW	67,8	17,00	-77%
80	Sem UW	20,9	93,94	-
	1 UW	35,0	67,46	-28%
	2 UW	44,2	48,25	-49%

*Redução percentual referente à BF (%).

A Tabela 4.3 indica que a instalação de um e dois cabos *underbuilt* resulta no aumento dos valores das correntes críticas e, conseqüentemente, na diminuição do percentual de ocorrência de *backflashover*. A instalação de apenas um cabo *underbuilt* na linha de 138 kV corresponde, aproximadamente, a diminuir o valor da impedância de aterramento da torre para metade de seu valor original.

Os valores de percentual de *backflashover* indicam reduções no valor de porcentagem de ocorrência de *backflashover* de 84%, 76%, 57% e 28% para um cabo *underbuilt* e de 95%, 90%, 77% e 49% para dois cabos *underbuilt*, considerando valores de Z_p na faixa de 10 Ω a 80 Ω .

O aumento do valor da corrente crítica ao se utilizar um ou dois cabos *underbuilt* foi influenciado pela impedância de aterramento da torre, sendo mais relevante para maiores valores de Z_p . Isso não é válido para a probabilidade de ocorrência de *backflashover*, pois a distribuição cumulativa de picos de corrente do Morro do Cachimbo adotada influencia no comportamento desses valores.

4.3.1.1.1 Instalação de Cabos *Underbuilt* a 23,25 m

A fim de se verificar mais profundamente o impacto da utilização de cabos *underbuilt*, simulações foram realizadas deslocando o cabo *underbuilt* para altura de 23,25 metros. A Figura 4.5 indica esse novo posicionamento de instalação do cabo *underbuilt* na linha de transmissão de 138 kV.

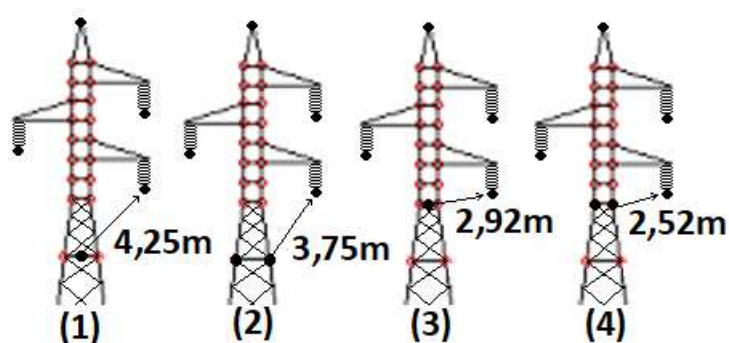


Figura 4.5 – Posicionamento dos cabos *underbuilt* nas torres da linha de 138 kV, (1) e (2) cabos UW instalados a 20,5 m e (3) e (4) cabos UW instalados a 23,25 m

O efeito de acoplamento eletromagnético está associado com o posicionamento geométrico dos cabos *underbuilt*. A redução da distância do cabo *underbuilt* e do cabo condutor fase da cadeia de isoladores inferior faz com que esse efeito se torne cada vez

mais relevante e, conseqüentemente, ajude a reduzir o valor da sobretensão que aparece sobre a cadeia de isoladores. A instalação do cabo *underbuilt* a 23,25 m busca verificar o impacto do efeito de acoplamento no desempenho da linha ao se aproximar esse cabo *underbuilt* do cabo fase.

O método DE foi aplicado nas formas de onda de sobretensão obtidas na cadeia de isoladores inferior, resultando nos gráficos de valores de probabilidade de *backflashover* presentes na Figura 4.6.

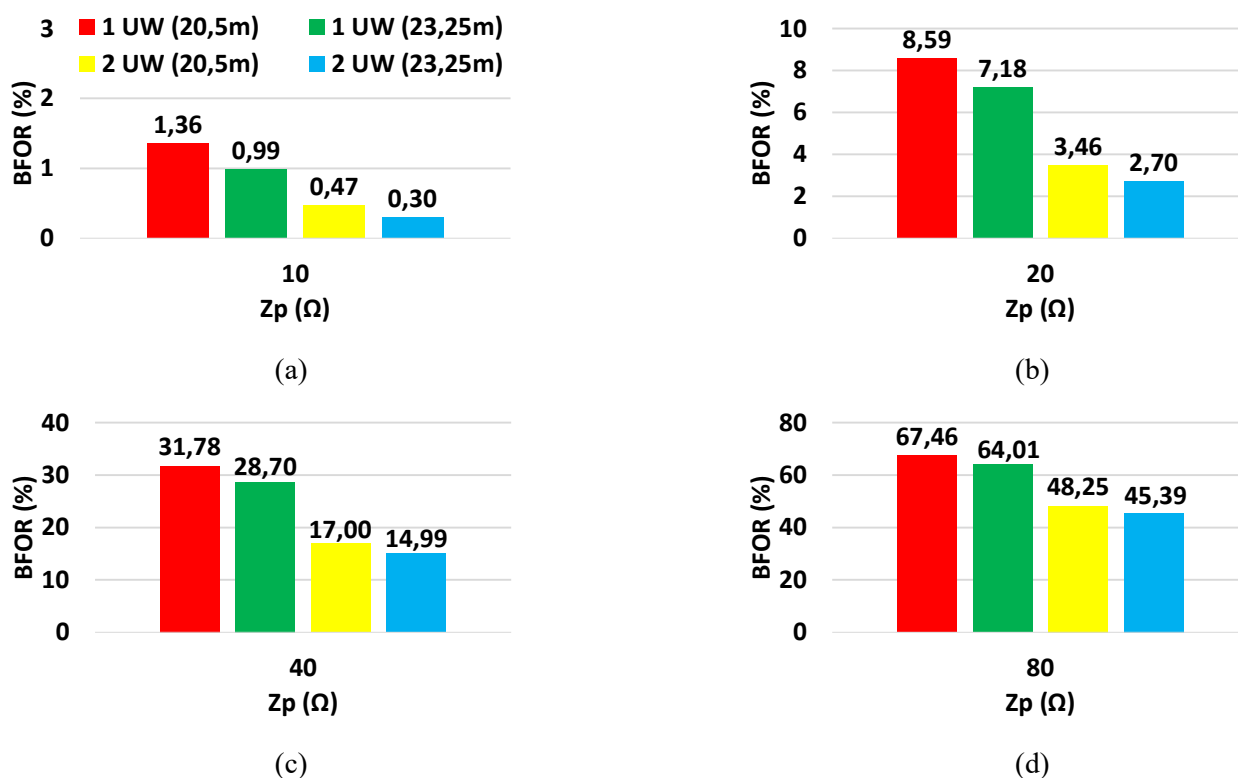


Figura 4.6 – Porcentagem de ocorrência de *backflashover* para a linha de transmissão de 138 kV com cabos *underbuilt* instalados a 20,5 m e 23,25 m considerando variação de Z_p : (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω .

Conforme esperado, a instalação de cabos *underbuilt* mais próximos dos condutores fase resulta na redução de probabilidade de ocorrência de *backflashover*. Variações percentuais de 27%, 16%, 10% e 5% para o caso com um cabo *underbuilt* e de 36%, 22%, 12% e 6% para dois cabos *underbuilt*, considerando a faixa de 10 Ω até 80 Ω para valores de Z_p .

4.3.2 Linha de Transmissão de 230 kV

4.3.2.1 Utilização de Cabos *Underbuilt* (UW)

As simulações da linha de transmissão de 230 kV foram realizadas considerando, inicialmente, a instalação de um e dois cabos *underbuilt* na altura de 28 m. A Figura 4.7 indica o posicionamento de instalação do cabo *underbuilt* na LT de 230 kV.

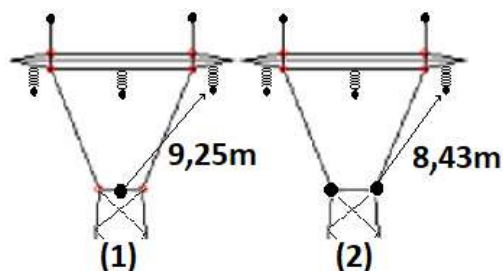


Figura 4.7 –Posicionamento dos cabos *underbuilt* nas torres da linha de 230 kV na altura de 28,0 m

A Figura 4.8 indica a forma de onda da tensão resultante na cadeia de isoladores esquerda (crítica) da linha de transmissão de 230 kV. Além disso, a Tabela 4.2 denota os valores correspondentes de pico de tensão para cada onda resultante.

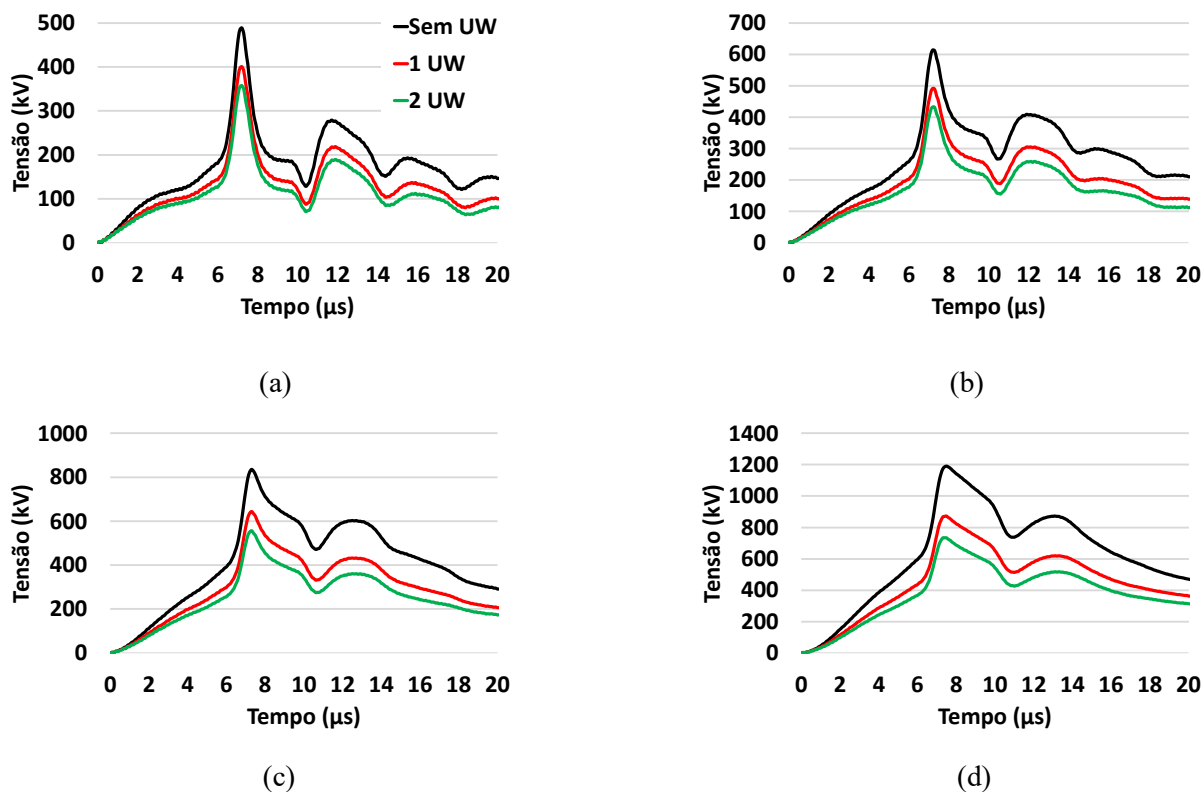


Figura 4.8 – Sobretensão na cadeia de isoladores esquerda da LT de 230 kV sem cabo UW, com um cabo UW e com dois cabos UW instalados a 28,0 m de altura. Impedância impulsiva Z_p : (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω

Tabela 4.4 – Valores de pico de tensão na cadeia de isoladores esquerda da linha de transmissão de 230 kV

Z_p (Ω)	V_p (kV)		
	Sem UW	1 UW (28,0 m)	2 UW (28,0 m)
10	489	401 (-18%)*	358 (-27%)*
20	614	491 (-20%)*	432 (-30%)*
40	836	644 (-23%)*	557 (-33%)*
80	1190	872 (-27%)*	734 (-38%)*

*Referente à situação sem UW.

Os resultados indicam que o uso de um cabo *underbuilt* a 28 m resulta em reduções de 18% a 27% no valor de pico da sobretensão na cadeia de isoladores esquerda da linha de transmissão de 230 kV para valores de Z_p no intervalo de 10 Ω a 80 Ω . Já no caso de dois cabos *underbuilt*, a redução do valor de pico da sobretensão foi de 27% a 38%. Desta forma, os dados indicam o mesmo comportamento entre as LTs de 138 kV e 230 kV, demonstrando que quanto maior for a impedância de aterramento, maior será a redução do valor de pico da sobretensão devido à instalação dos cabos *underbuilt*.

A Tabela 4.5 apresenta os valores de corrente crítica (I_c) e de probabilidade de ocorrência de *backflashover* (BF (%)) relativos à cadeia de isoladores esquerda da linha de 230 kV.

Tabela 4.5 – Valores de corrente crítica e de probabilidade de ocorrência de *backflashover* para a linha de 230 kV (Corrente e Distribuição MCS)

Z_p (Ω)	Caso	I_c (kA)	BF (%)	Variação (%)*
10	Sem UW	172,6	0,16	-
	1 UW	215,7	0,03	-81%
	2 UW	245,0	0,01	-94%
20	Sem UW	116,6	1,75	-
	1 UW	152,4	0,37	-79%
	2 UW	176,8	0,14	-92%
40	Sem UW	75,4	11,87	-
	1 UW	102,1	3,40	-71%
	2 UW	120,8	1,45	-88%
80	Sem UW	49,5	38,73	-
	1 UW	69,0	16,10	-58%
	2 UW	82,3	8,59	-78%

*Redução percentual referente à BF (%).

A Tabela 4.5 indica o mesmo comportamento verificado para a linha de 138 kV, na qual a instalação de um e dois cabos *underbuilt* resulta no aumento do valor das correntes críticas e, conseqüentemente, na redução do percentual de ocorrência de *backflashover*. A instalação de apenas um cabo *underbuilt* na linha de 230 kV corresponde, aproximadamente, a diminuir a impedância de aterramento da torre para 55% de seu valor original e uma redução para 45% do seu valor para a situação com dois cabos *underbuilt*.

Os resultados presentes na Tabela 4.5 indicam que para a linha de 230 kV em análise houve reduções no valor de probabilidade de ocorrência de *backflashover* de 81%, 79%, 71% e 58% para um cabo *underbuilt* e de 94%, 92%, 88% e 78% para dois cabos *underbuilt*, considerando valores de Z_p na faixa de impedância de aterramento de 10 Ω a 80 Ω .

Conforme verificado nas simulações da linha de 138 kV, a LT de 230 kV apresentou o mesmo comportamento para os valores de corrente crítica e de probabilidade de ocorrência de *backflashover* em relação à variação do valor de Z_p . O aumento do valor

da corrente crítica ao se utilizar um ou dois cabos *underbuilt* foi influenciado pela impedância de aterramento da torre, sendo mais relevante para maiores valores de Z_p . Entretanto, esse comportamento não é válido para a probabilidade de ocorrência de *backflashover* devido à influência da distribuição cumulativa de picos de corrente do Morro do Cachimbo.

4.3.2.1.1 Instalação de Cabos *Underbuilt* a 32,04 m

Conforme elaborado para a LT de 138 kV, simulações foram realizadas deslocando o cabo *underbuilt* para altura de 32,04 m na LT de 230 kV, conforme ilustrado na Figura 4.9.

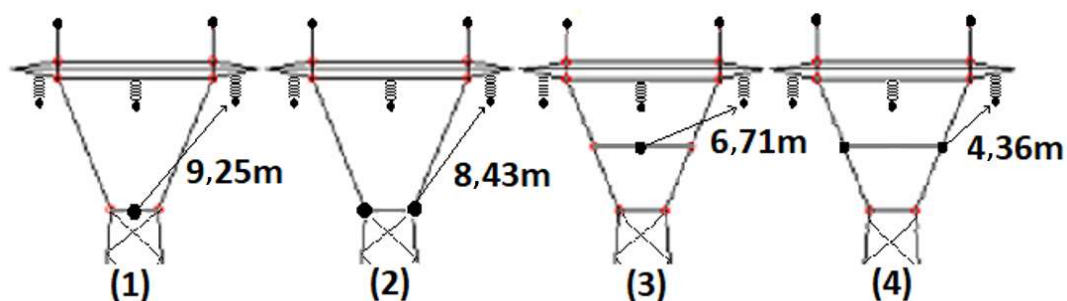


Figura 4.9 – Posicionamento dos cabos *underbuilt* nas torres da linha de 230 kV, (1) e (2) cabos UW instalados a 28,0 m e (3) e (4) cabos UW instalados a 32,04 m.

Desta forma, o método DE foi aplicado nas formas de onda de sobretensão obtidas na cadeia de isoladores esquerda, resultando nos gráficos presentes na Figura 4.10.

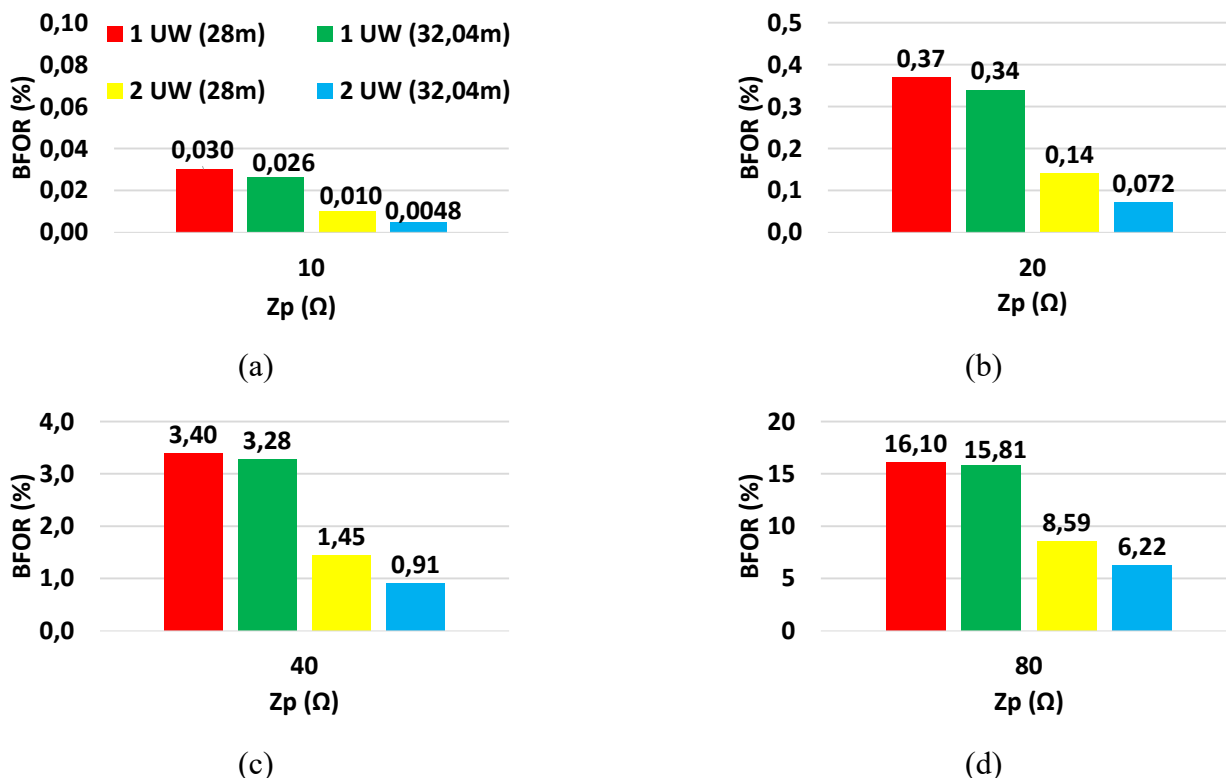


Figura 4.10 – Porcentagem de ocorrência de *backflashover* para a linha de transmissão de 230 kV com cabos *underbuilt* instalados a 28,0 m e 32,04 m considerando variação de Z_p : (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω .

A Figura 4.10 indica que instalação de cabos *underbuilt* mais próximos dos condutores fase resulta na redução do percentual de ocorrência de *backflashover*. Os resultados denotam variações percentuais de 13%, 8%, 4% e 2% para o caso com um cabo *underbuilt* e de 52%, 48%, 37% e 28% para dois cabos *underbuilt*, considerando valores de Z_p entre 10 Ω e 80 Ω .

A situação com apenas um cabo *underbuilt* resultou em menores variações, pois ao deslocar o cabo da altura de 28,0 m para 32,04 m a distância entre o cabo *underbuilt* e o cabo fase da cadeia de isoladores esquerda passou de 9,25 m para 6,71 m, sendo uma variação de 27%. Já no caso de dois cabos *underbuilt*, a distância entre os cabos passou de 8,43 m para 4,36 m, resultando em uma variação de 49%.

4.3.3 Linha de Transmissão de 500 kV

4.3.3.1 Utilização de Cabos *Underbuilt* (UW)

As simulações da linha de transmissão de 500 kV foram realizadas considerando a instalação de um e dois cabos *underbuilt* na altura de 40,8 m. A Figura 4.11 indica o posicionamento de instalação do cabo *underbuilt* na LT de 500 kV.

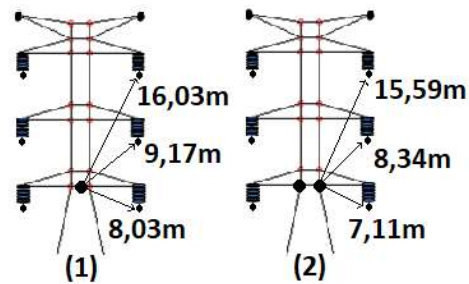


Figura 4.11 –Posicionamento dos cabos *underbuilt* nas torres da linha de 500 kV na altura de 40,8 m

A Figura 4.12 e a Tabela 4.6 apresentam as formas de onda de sobretensão resultantes na cadeia de isoladores crítica, sendo ela a cadeia de isoladores média para valores de Z_p iguais a 10 Ω e 20 Ω e a cadeia de isoladores inferior para valores de Z_p iguais a 40 Ω e 80 Ω , bem como os valores de pico de tais sobretensões.

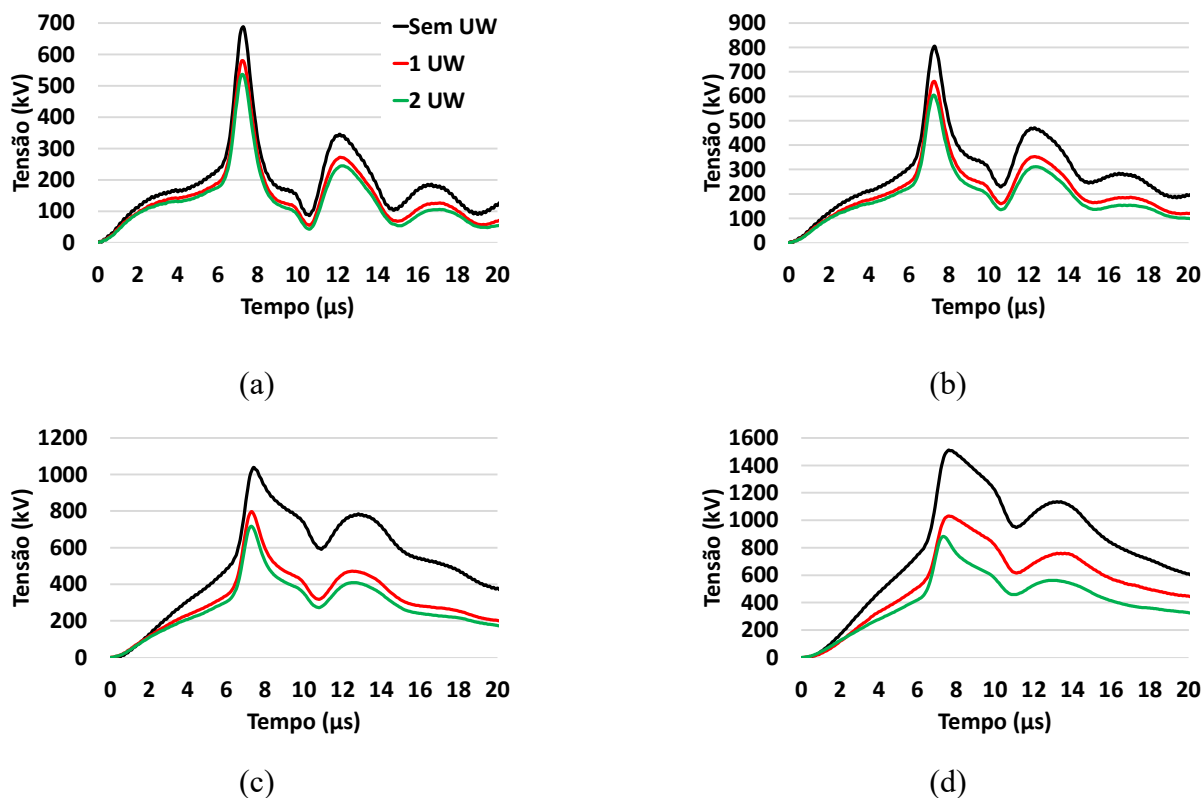


Figura 4.12 – Sobretensão na cadeia de isoladores crítica da LT de 500 kV sem cabo UW, com um cabo UW e com dois cabos UW instalados na altura de 40,8 m: (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω

Tabela 4.6 – Valores de pico de tensão na cadeia de isoladores crítica da linha de transmissão de 500 kV

Z_p (Ω)	V_p (kV)		
	Sem UW	1 UW (40,8 m)	2 UW (40,8 m)
10	687	579 (-16%)*	536 (-22%)*
20	805	660 (-18%)*	603 (-25%)*
40	1038	797 (-23%)*	717 (-31%)*
80	1511	1031 (-32%)*	881 (-42%)*

*Redução percentual referente ao caso sem UW.

Os resultados indicam que o uso de um cabo *underbuilt* a 40,8 m leva a uma redução de 16% a 32% no valor de pico da sobretensão na cadeia de isoladores crítica da linha de transmissão de 500 kV para valores de Z_p no intervalo de 10 Ω a 80 Ω . Já no caso de dois cabos *underbuilt*, a redução do valor de pico da sobretensão foi de 22% a 42%. Desta forma, os resultados denotam que o impacto da técnica de instalação de cabos *underbuilt* é maior para as situações com valores elevados de Z_p .

A Tabela 4.7 apresenta os valores de corrente crítica (I_c) e de probabilidade de ocorrência de *backflashover* (BF(%)) para a LT de 500 kV.

Tabela 4.7 – Valores de corrente crítica e de probabilidade de ocorrência de *backflashover* para a linha de 500 kV (Corrente e Distribuição MCS)

Z_p (Ω)	Caso	I_c (kA)	BF (%)	Variação (%)*
10	Sem UW	197,8	0,06	-
	1 UW	237,4	0,015	-76%
	2 UW	258,3	0,007	-88%
20	Sem UW	139,1	0,65	-
	1 UW	190,9	0,08	-88%
	2 UW	211,9	0,04	-94%
40	Sem UW	88,8	6,33	-
	1 UW	127,6	1,07	-83%
	2 UW	152,0	0,38	-94%
80	Sem UW	57,5	27,26	-
	1 UW	85,4	7,44	-73%
	2 UW	102,5	3,34	-88%

*Redução percentual referente à BF (%).

A Tabela 4.7 indica para a LT de 500 kV o mesmo comportamento verificado para LT de 230 kV, onde o uso de apenas um cabo *underbuilt* corresponde, aproximadamente, a diminuir a impedância de aterramento da torre para 55% de seu valor original e uma redução para 45% do seu valor para a situação com dois cabos *underbuilt*.

Os resultados presentes na Tabela 4.7 indicam que o uso da técnica de cabos *underbuilt* na linha de transmissão de 500 kV resultou em reduções no valor de porcentagem de ocorrência de *backflashover* de 76%, 88%, 83% e 73% para um cabo *underbuilt* e de 88%, 94%, 94% e 88% para dois cabos *underbuilt*, considerando valores de Z_p na faixa de impedância de aterramento de 10 Ω a 80 Ω .

A Tabela 4.7 denota que a variação do valor da corrente crítica devido ao uso da técnica de cabos *underbuilt* foi mais relevante para elevados valores de Z_p . Entretanto, devido à distribuição cumulativa de picos de corrente do Morro do Cachimbo, isso não foi observado na probabilidade de ocorrência de *backflashover*, sendo o mesmo constatado para as outras LTs analisadas.

4.3.3.1.1 Instalação de Cabos *Underbuilt* a 36,2 m

Simulações foram realizadas deslocando o cabo *underbuilt* para altura de 36,2 m, conforme ilustrado na Figura 4.13.

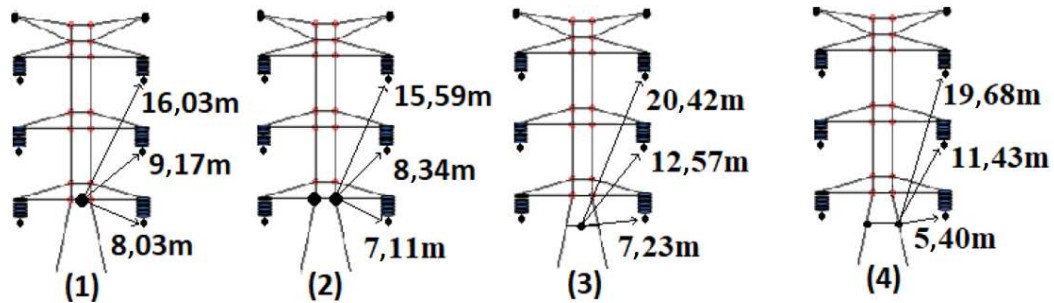


Figura 4.13 – Posicionamento dos cabos *underbuilt* nas torres da linha de 500 kV, (1) e (2) cabos UW instalados a 40,8 m e (3) e (4) cabos UW instalados a 36,2 m

O efeito de acoplamento eletromagnético está associado com o posicionamento geométrico dos cabos *underbuilt*. Desta forma, conforme as simulações realizadas para as LTs de 138 kV e 230 kV, o mesmo foi proposto para a linha de transmissão de 500 kV. Entretanto, a altura de instalação do cabo *underbuilt* foi reduzida, diferente em relação as outras duas situações, sendo deslocado o cabo *underbuilt* para a altura de 36,2 m.

O método DE foi aplicado nas formas de onda de sobretensão obtidas, resultando nos gráficos presentes na Figura 4.14.

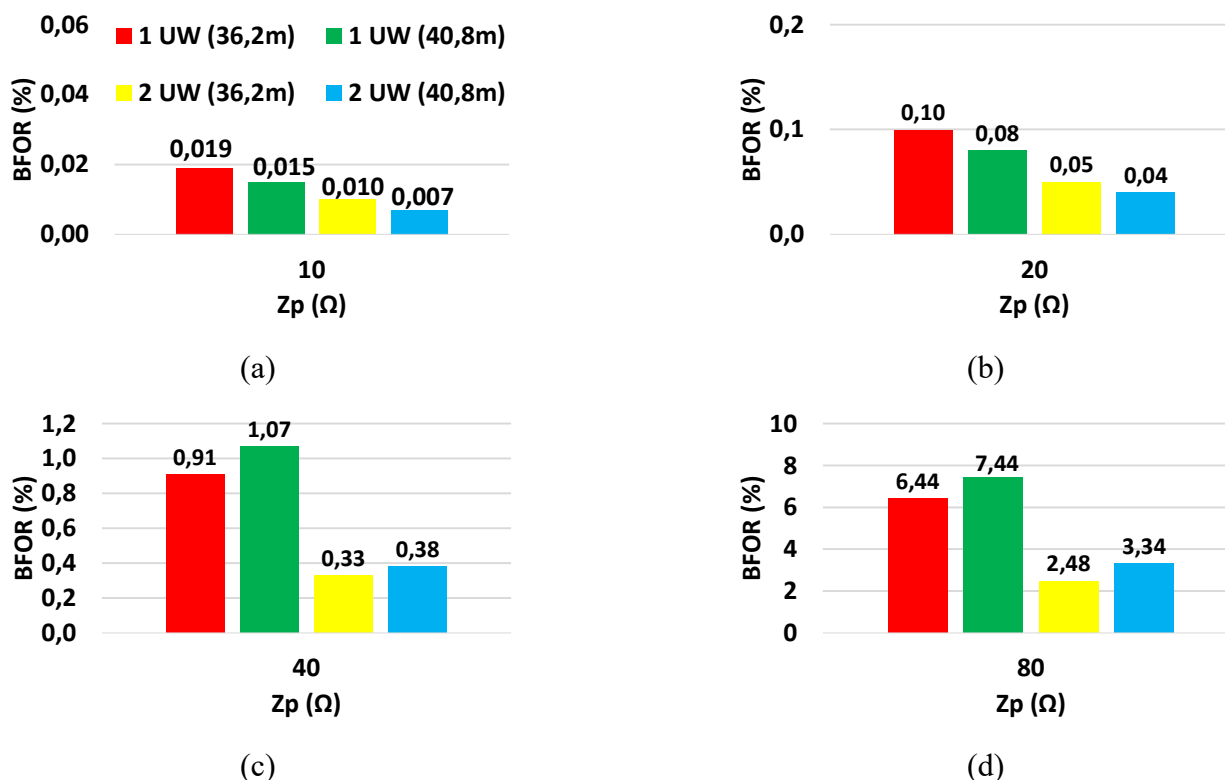


Figura 4.14 – Porcentagem de ocorrência de *backflashover* para a linha de transmissão de 500 kV com cabos *underbuilt* instalados a 40,8 m e 36,2 m considerando variação de Z_p : (a) 10 Ω ; (b) 20 Ω ; (c) 40 Ω e (d) 80 Ω .

A Figura 4.14 indica os valores de probabilidade de ocorrência de *backflashover* para as duas alturas de instalação de cabos *underbuilt*. A comparação entre os resultados denota variações percentuais de 27%, 25%, -15% e -13% para o caso com um cabo *underbuilt* e de 43%, 25%, -13% e -26% para dois cabos *underbuilt*, considerando valores de Z_p entre 10 Ω e 80 Ω .

Os gráficos presentes na Figura 4.14 apresentam um comportamento diferente para valores de Z_p iguais a 40 Ω e 80 Ω , pois os cabos *underbuilt* instalados a 40,8 m ficam mais distantes do condutor fase da cadeia de isoladores inferior em relação ao caso de instalação a 36,2 m, o que resulta na alteração de desempenho da LT. Isso difere das outras linhas, pois foi a redução da altura que resultou em uma maior aproximação dos cabos. Além disso, devido à geometria da linha, esse comportamento também se deve ao fato de que a alteração do valor de Z_p acarreta na variação da cadeia de isoladores responsável pelo desempenho da linha de transmissão, sendo que para valores de Z_p iguais a 10 Ω e 20 Ω a cadeia de isoladores crítica é a cadeia de isoladores média e para valores de Z_p iguais a 40 Ω e 80 Ω a cadeia de isoladores crítica é a inferior.

4.3.4 Comentários Gerais Sobre a Melhoria de Desempenho

Promovida pela Técnica de Cabos *Underbuilt*

Essa seção apresenta um comparativo da melhoria de desempenho proporcionada pela técnica de instalação de cabos *underbuilt* nas linhas de transmissão de 138 kV, 230 kV e 500 kV. A Tabela 4.8 indica os valores de variação percentual da probabilidade de ocorrência de *backflashover* das situações com um e dois cabos *underbuilt* instalados em relação à situação sem o uso da técnica, considerando valores de Z_p entre 10 Ω e 80 Ω .

Tabela 4.8 – Variação dos valores de probabilidade de ocorrência de *backflashover* para as LTs de 138 kV, 230 kV e 500 kV.

Linha de Transmissão	Altura UW (m)	Z_p (Ω)	Variação percentual do valor de BF(%)*	
			Uso de 1 UW	Uso de 2 UWs
138 kV	20,5	10	-84	-95
		20	-76	-90
		40	-57	-77
		80	-28	-49
230 kV	28,0	10	-81	-94
		20	-79	-92
		40	-71	-88
		80	-58	-78
500 kV	40,8	10	-76	-88
		20	-88	-94
		40	-83	-94
		80	-73	-88

*Redução percentual referente à situação sem cabo *underbuilt*.

Os resultados apresentados na Tabela 4.8 indicam que para Z_p igual a 10 Ω os valores de probabilidade de *backflashover* da linha de 138 kV foram os mais impactados pelo uso da técnica de cabos *underbuilt*, resultando em variações de 84% e 95% para o uso de um e dois cabos *underbuilt*, respectivamente. Já para Z_p igual a 20 Ω , a linha de transmissão de 500 kV apresentou as maiores variações para esses valores, resultando em reduções de 88% e 94% para um e dois cabos *underbuilt*, respectivamente. Já para Z_p igual a 40 Ω e 80 Ω , a linha de 500 kV também foi a mais impactada pela instalação dos

cabos *underbuilt*, apresentando variações de 83% e 73%, respectivamente, para um cabo *underbuilt* e variações de 94% e 88%, respectivamente, para dois cabos *underbuilt*.

Desta forma, o comportamento apresentado pela Tabela 4.8 indica que as linhas que apresentam os maiores valores de CFO são as mais impactadas pela técnica de instalação de cabos *underbuilt* para quase todos os valores de Z_p . Entretanto, as linhas que apresentam os menores valores de CFO são as mais impactadas por essa técnica para valores extremamente baixos de Z_p .

A Tabela 4.9 indica o impacto na variação do valor de probabilidade de ocorrência de *backflashover* ao se deslocar o local de instalação do cabo *underbuilt* nas linhas de transmissão simuladas.

Tabela 4.9 – Variação dos valores de probabilidade de ocorrência de *backflashover* para as LTs de 138 kV, 230 kV e 500 kV ao se deslocar o local de instalação do cabo UW

Linha de Transmissão	Variação da Altura UW (m)	Z_p (Ω)	Variação percentual do valor de BF(%)	
			Uso de 1 UW	Uso de 2 UWs
138 kV	20,5 m para 23,25 m	10	-27	-36
		20	-16	-22
		40	-10	-12
		80	-5	-6
230 kV	28 m para 32,04 m	10	-13	-52
		20	-8	-48
		40	-4	-37
		80	-2	-28
500 kV	40,8 m para 36,2 m	10	27	43
		20	25	25
		40	-15	-13
		80	-13	-26

Os resultados presentes na Tabela 4.9 indicam um impacto relevante no valor de probabilidade de ocorrência de *backflashover* para a maioria dos casos. Na linha de 230 kV é possível observar que para a situação com um *underbuilt* deslocado de 28 m para 32,04 m houve uma redução pouco relevante do valor de probabilidade, entre 2% e 13%. Isso se deve ao fato da distância entre o condutor fase e o cabo *underbuilt* ainda

permanecer elevada, resultando em uma menor variação do efeito de acoplamento eletromagnético.

No caso da linha de transmissão de 500 kV, ela apresenta um comportamento diferente em relação as outras duas linhas. Isso acontece por causa da geometria da torre de 500 kV que resulta na modificação da cadeia de isoladores responsável pelo desempenho da linha ao se variar o valor de Z_p .

4.3.5 Efeito de Divergência X Efeito de Acoplamento

A instalação de cabos *underbuilt* nas torres de linhas de transmissão promove o aumento do efeito de acoplamento eletromagnético entre os condutores da linha e também fornece um caminho alternativo para o fluxo de corrente que se propaga pela torre. Ambos os processos contribuem para a diminuição da sobretensão resultante na cadeia de isoladores da LT. A fim de se mensurar o impacto de ambos os efeitos na melhoria de desempenho da LT frente a descargas, simulações complementares foram realizadas considerando um arranjo do sistema que proporciona o desacoplamento magnético entre os condutores fase e o cabo *underbuilt*, mas mantém o efeito de divergência de corrente. Neste contexto, simulou-se o cabo *underbuilt* instalado de forma ortogonal aos condutores da linha de transmissão, conforme ilustrado na Figura 4.15. Este tipo de arranjo foi aplicado nas simulações para as linhas de transmissão de 138 kV e 230 kV.

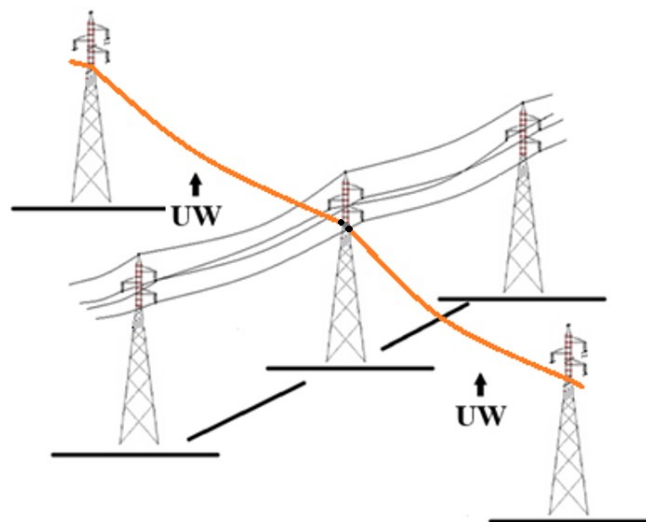


Figura 4.15 – Representação simplificada de instalação do cabo *underbuilt* ortogonal à linha de transmissão

Com base nos resultados de corrente crítica calculados para a configuração ilustrada na Figura 4.15 e aqueles que consideram o cabo *underbuilt* instalado de forma paralela aos condutores da LT, determinou-se a contribuição percentual dos efeitos de acoplamento eletromagnético e de divergência de corrente na composição dos valores de corrente crítica finais. Os resultados obtidos em função do valor da impedância impulsiva de aterramento Z_p estão apresentados nas Figuras 4.16 e 4.17 para as linhas de 138 kV e 230 kV, respectivamente.

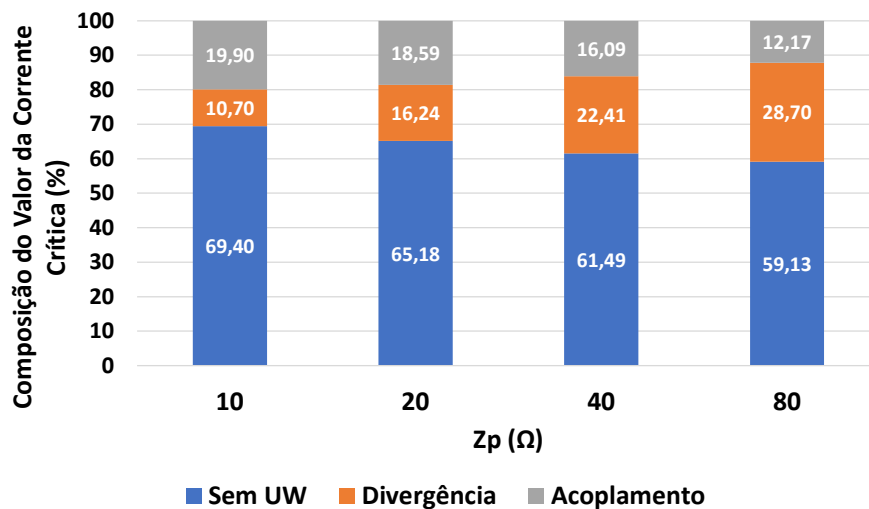


Figura 4.16 – Contribuição percentual dos efeitos de divergência de corrente e de acoplamento magnético na composição do valor da corrente crítica considerando o uso de um cabo *underbuilt* (LT de 138 kV).

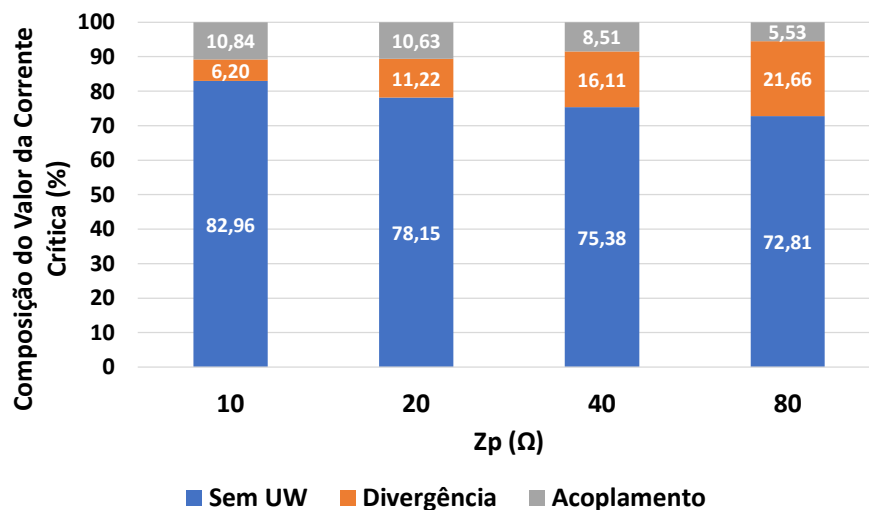


Figura 4.17 – Contribuição percentual dos efeitos de divergência de corrente e de acoplamento magnético na composição do valor da corrente crítica considerando o uso de um cabo *underbuilt* (LT de 230 kV).

Conforme observado, o aumento do valor de Z_p resultou em uma diminuição da contribuição do efeito de acoplamento magnético e em um aumento da contribuição do efeito da divergência da corrente.

No caso da LT de 138 kV, as contribuições percentuais dos efeitos de acoplamento magnético e divergência da corrente são de 20% e 11%, respectivamente, para Z_p igual a 10 Ω . Já para Z_p igual a 80 Ω , as contribuições percentuais são de 12% e 29%, respectivamente. No caso da LT de 230 kV, essas contribuições são de 11% e 6% para Z_p igual a 10 Ω e de 6% e 22% para Z_p igual a 80 Ω . Além disso, os dois gráficos indicam que o impacto no valor da corrente crítica proporcionado pela instalação de cabos *underbuilt* é maior com o aumento do valor de Z_p .

4.3.6 Impacto dos Parâmetros Medianos de Corrente e da

Distribuição Acumulada dos Picos de Corrente na Melhoria de Desempenho Proporcionada pela Técnica de Cabos *Underbuilt*

Essa seção tem como objetivo avaliar o efeito dos parâmetros medianos de corrente e da distribuição acumulada dos picos de corrente na melhoria de desempenho proporcionada pelo uso da técnica de cabos *underbuilt*. Para isso, considerou-se a linha de transmissão de 230 kV e o uso das distribuições de corrente de primeira descarga do Morro do Cachimbo (MCS) e do CIGRE (CIGRE, 1991) para determinação do percentual de *backflashover* associado às ondas de corrente de descarga do tipo duplo pico com parâmetros medianos de primeira corrente de retorno medidas nas estações do Morro do Cachimbo e de Monte San Salvatore (MSS) e ilustradas na Figura 4.2.

A Tabela 4.10 indica os valores dos parâmetros medianos de primeira corrente de retorno das duas ondas duplo-pico utilizadas nesse trabalho.

Tabela 4.10 – Parâmetros medianos de primeira corrente de retorno das ondas duplo-pico

Onda	I_p (kA) – Valor Mediano	T_{d30} (μ s) - Valor Mediano
MCS	43,3	4,2
MSS	31,1	3,8

As simulações foram realizadas considerando a injeção das ondas de corrente no topo da torre e a variação do valor de Z_p entre 10Ω e 80Ω para as situações sem cabo *underbuilt* e com a instalação de cabos *underbuilt* a 28 m de altura. As Tabelas 4.11 e 4.12 indicam os valores de corrente crítica e de probabilidade de ocorrência de *backflashover* para os casos propostos.

Tabela 4.11 – Valores de corrente crítica para a linha de transmissão de 230 kV: Onda de corrente duplo pico com parâmetros medianos de MCS e MSS.

Z_p (Ω)	Caso	MCS		MSS	
		Ic (kA)	Variação (%)	Ic (kA)	Variação (%)
10	Sem UW	172,6	-	167,3	-
	1 UW	215,7	25%	207,2	24%
	2 UW	245,0	42%	233,6	40%
20	Sem UW	116,6	-	117,5	-
	1 UW	152,4	31%	152,1	29%
	2 UW	176,8	52%	175,8	50%
40	Sem UW	75,4	-	77,1	-
	1 UW	102,1	35%	103,7	35%
	2 UW	120,8	60%	122,2	58%
80	Sem UW	49,5	-	51,0	-
	1 UW	69,0	39%	70,6	38%
	2 UW	82,3	66%	84,4	65%

Tabela 4.12 – Valores de probabilidade de ocorrência de *backflashover* para a linha de transmissão de 230 kV: Efeito das distribuições de probabilidade acumuladas MCS e CIGRE.

Z_p (Ω)	Caso	BF (%) - MCS	Variação (%)	BF (%) - CIGRE	Variação (%)
10	Sem UW	0,160	-	0,381	-
	1 UW	0,030	-81%	0,126	-67%
	2 UW	0,010	-94%	0,064	-83%
20	Sem UW	1,750	-	1,857	-
	1 UW	0,370	-79%	0,603	-68%
	2 UW	0,140	-92%	0,298	-84%
40	Sem UW	11,870	-	8,272	-
	1 UW	3,400	-71%	3,018	-64%
	2 UW	1,450	-88%	1,582	-81%
80	Sem UW	38,730	-	24,064	-
	1 UW	16,100	-58%	10,700	-56%
	2 UW	8,590	-78%	6,213	-74%

A Tabela 4.11 indica que o aumento percentual dos valores de corrente crítica ao se instalar cabos *underbuilt* foi de 25% a 39% para o caso de um cabo *underbuilt* e de 42% a 66% para o caso de dois cabos *underbuilt*, considerando valores de Z_p entre 10 Ω e 80 Ω e a aplicação da onda de corrente MCS. Já quando se considerou o uso da onda de corrente MSS, os aumentos percentuais observados foram de 24% a 38% para um cabo *underbuilt* e de 40% a 65% para dois cabos *underbuilt*. Estes resultados mostram que a variação dos parâmetros medianos da forma de onda de corrente duplo-pico pouco afetou a melhoria de desempenho proporcionada pela utilização de cabos *underbuilt*. Vale ressaltar que os resultados apresentados nas células marcadas em cinza das tabelas devem ser analisados com cautela, pois não existem registros de correntes de primeira descarga tão elevadas medidas em torres instrumentadas.

A Tabela 4.12 demonstra a variação dos valores da probabilidade de ocorrência de *backflashover* na linha de transmissão em análise de acordo com a distribuição acumulada dos picos de corrente. No caso do uso da distribuição de correntes MCS, a redução da probabilidade de *backflashover* foi de 81% a 58% ao considerar um cabo *underbuilt* e de 94% a 78% ao considerar dois cabos *underbuilt* para valores de Z_p entre 10 Ω e 80 Ω . Já para a distribuição proposta pelo CIGRE, as reduções percentuais foram de 67% a 56% para o caso de um cabo *underbuilt* e de 83% a 74% para o caso de dois cabos *underbuilt*. A Tabela 4.12 também denota que para menores valores de Z_p , o uso da técnica de cabos *underbuilt* apresenta uma melhoria mais significativa de desempenho ao se utilizar a distribuição MCS. Entretanto, com o aumento do valor de Z_p , as variações dos valores de probabilidade de *backflashover* se tornam muito próximas para as duas distribuições de picos de corrente. Isso demonstra que, para valores elevados de Z_p , a escolha da distribuição de picos de corrente pouco influencia a melhoria de desempenho proporcionada pela técnica de cabos *underbuilt*.

5 Análise Técnico-Econômica

5.1 Introdução

Esse capítulo apresenta o desenvolvimento de uma análise técnico-econômica referente à aplicação das alternativas de melhoria de desempenho de aumento do comprimento de cabos contrapeso e de instalação cabos *underbuilt* em linhas de 230 kV e 500 kV. Tal análise considerou o Banco de Preços de Referência da ANEEL (ANEEL, 2021) como base para os dados de custos de aquisição de materiais e de execução de instalação.

Desta forma, utilizando as informações de custos do banco de preços, juntamente com os dados de melhoria de desempenho apresentados no Capítulo 4, foi desenvolvido um estudo de caso para se verificar a viabilidade técnico-econômica dessas alternativas de melhoria para se alcançar o desempenho exigido pelos órgãos reguladores.

No presente trabalho a relação de custos em reais para custos em dólares foi considerado de R\$ 1,00 para US\$ 0,20, referente à cotação de Julho 2022.

5.2 Banco de Preços de Referência da ANEEL

O Banco de Preços de Referência da ANEEL, homologado primeiramente em janeiro de 2009, consiste em uma referência utilizada pela Agência para estimar os custos de expansão do setor de transmissão de energia elétrica, sendo ele utilizado nos processos de autorização, licitação para outorga de concessão e revisão das Receitas Anuais Permitidas (RAPs) das concessionárias de transmissão de energia elétrica (ANEEL, 2021) e (EPE, 2021).

Esse banco de preços é homologado todos os anos para ser utilizado nos processos administrativos e licitatórios, sendo importante referência para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na elaboração de diversos relatórios técnicos, para o Plano Decenal de

Expansão de Energia (PDE) e para o Programa de Expansão da Transmissão/Plano de Expansão de Longo Prazo (PET/PELP) (ANEEL, 2021) e (EPE, 2021).

Além disso, ele apresenta informações detalhadas sobre os custos de materiais e de execução para o segmento de transmissão de energia elétrica. As informações extraídas dessa fonte de informação estão detalhadas no estudo de caso apresentado na próxima seção (ANEEL, 2021) e (EPE, 2021).

5.3 Metodologia

O estudo de caso foi desenvolvido utilizando os dados de custos presentes na Tabela 5.1, que apresenta os valores monetários para aquisição e execução das técnicas de melhoria de desempenho. É importante salientar que, de acordo com o Banco de Preços de Referência da ANEEL (ANEEL, 2021), valor do custo de execução deve ser considerado como sendo 53,72% do valor do custo relacionado com a compra de materiais.

Tabela 5.1 – Valor de custo dos materiais e valor de custo de execução para as LTs de 230 kV e 500 kV*

Alternativa de melhoria de desempenho	Item	230 kV		500 kV	
		Custo (R\$/km) - Material	Custo - Execução	Custo (R\$/km) - Material	Custo - Execução
Cabo <i>Underbuilt</i>	Cabo Bantam CAA (5,04 mm)	1.717,20	922,48	1.717,20	922,48
	Equipamentos**	493,28	264,98	478,46	257,02
Aterramento Elétrico	Cabo contrapeso	4.305,37	2.312,85	4.305,37	2.312,85

*R\$ 1,00 = US\$ 0.20 (Julho/2022).

**Corresponde à estrutura de Aço Autoportante Convencional

O estudo de caso foi realizado buscando atender o número máximo de desligamentos exigido pelo ONS, sendo ele de dois e um desligamentos/100 km/ano para as LTs de 230 kV e 500 kV, respectivamente. Assumi-se, *a priori*, que as linhas de transmissão possuíam cabos contrapeso de comprimento L igual a 50 m, conforme Figura 3.3, enterrados em solos de resistividade elétrica entre 8.000 Ω .m a 20.000 Ω .m. Tal consideração teve como objetivo verificar o impacto das alternativas de melhoria de aumento do comprimento de cabos contrapeso e de instalação de cabos *underbuilt* para

solos de altíssima resistividade. Todas as simulações do estudo de caso consideraram a variação dos parâmetros do solo com a frequência (Alipio, et al., 2014)

Assumindo uma condição severa de incidência de descargas atmosféricas, relacionada com uma densidade de descargas N_g igual a 5 descargas/km²/ano, e utilizando a fórmula de atratividade recomendada pelo IEEE (IEEE, 1997) como referência, o número de incidência de descargas nas linhas de 230 kV e 500 kV são estimadas em 132 e 177 descargas/100 km/ano, respectivamente. Desta forma, utilizando os dados de desempenho apresentados nas seções anteriores, foi utilizada a equação 5.1 para o cálculo da taxa de desligamento,

$$BF = SF \cdot N_L \cdot P(\%I \geq I_c) \quad (5.1)$$

onde o valor de SF corresponde ao valor de fator de vão, sendo ele de 0,6 e 0,4 para as LTs de 230 kV e 500 kV, respectivamente, segundo recomendação indicada em (Gomes, et al., 2021), N_L é o número de descargas que incidem na linha por 100 km por ano e $P(\%I \geq I_c)$ é a porcentagem de correntes com valores maiores que a corrente crítica, sendo assumida como a probabilidade de ocorrência de *backflashover*.

As Figuras 5.1 e 5.2 indicam as curvas de desligamento das LTs de 230 kV e 500 kV para as situações sem cabo *underbuilt* e com um e dois cabos *underbuilt* para as diferentes alturas de instalação analisadas. As taxas foram calculadas considerando que todas as torres das linhas de transmissão apresentam o mesmo valor de Z_p indicado nos gráficos.

A interseção entre a taxa de desligamento ideal e as curvas de desempenho indicadas nas Figuras 5.1 e 5.2 indica o valor máximo de impedância de aterramento de pé-de-torre permitido para se alcançar o número de dois e um desligamentos/100 km/ano para as LTs e 230 kV e 500 kV, respectivamente, para cada alternativa de melhoria de desempenho analisada, sendo esses valores indicados na Tabela 5.2.

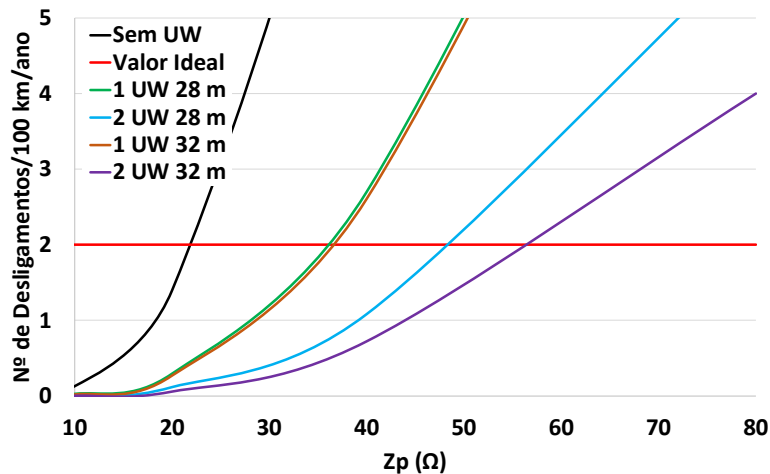


Figura 5.1 – Taxa de desligamentos em função da impedância de pé-de-torre para a LT de 230 kV

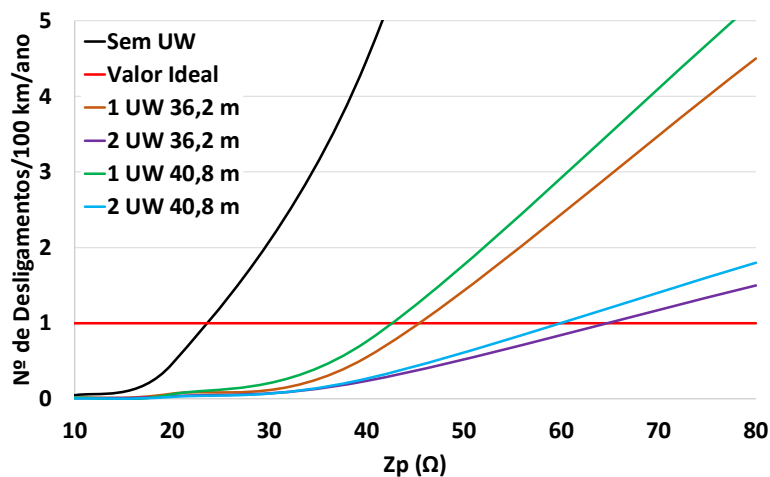


Figura 5.2 – Taxa de desligamentos em função da impedância de pé-de-torre para a LT de 500 kV

Tabela 5.2 – Valor de impedância de aterramento Z_p necessário para se alcançar a taxa de desligamento exigida para as situações sem e com cabos UW instalados nas LTs de 230 kV e 500 kV

Caso	Z_p (Ω)	
	230-kV LT 2 Desligamentos/100km/Ano	500-kV LT 1 Desligamento/100km/Ano
Sem UW	21,9	24,8
1 UW	35,8 (H = 28m)	46,1 (H = 36,2m)
	36,3 (H = 32m)	42,8 (H = 40,8m)
2 UW	49,4 (H = 28m)	65,5 (H = 36,2m)
	57,1 (H = 32m)	60,2 (H = 40,8m)

Vale a pena mencionar que, conforme a Tabela 5.2 e as Figuras 5.1 e 5.2, o uso de cabos *underbuilt* permite alcançar valores de Z_p mais elevados para atingir o desempenho exigido para as linhas de transmissão. Nos melhores cenários de melhoria de desempenho, o aumento do valor Z_p foi de 66% para um cabo *underbuilt* instalado a 32 m na LT de 230 kV e de 86% para um cabo *underbuilt* instalado a 36,2 m na LT de 500 kV. Já para dois cabos *underbuilt*, esse aumento foi de 161% e 164% para as LTs de 230 kV e 500 kV, respectivamente. Além disso, a Figura 5.1 demonstra que as curvas de desligamento para as situações com um *underbuilt* em diferentes alturas se alterou pouco, conforme já apresentado.

Posteriormente, foi elaborada a Tabela 5.3 que indica a taxa de desligamento e o valor de Z_p obtido para cada uma das situações propostas no estudo de caso. Essa tabela denota que as taxas de desligamento foram muito mais elevadas do que aquelas exigidas pelos órgãos reguladores e apresentados na Tabela 5.2, sendo 8 a 18 vezes maiores para a linha de 230 kV e 8 a 26 vezes maiores para a linha de 500 kV.

Tabela 5.3 – Valor de impedância de aterramento das torres das LTs, juntamente com sua taxa de desligamento correspondente

ρ ($\Omega\cdot\text{m}$)	Z_p (Ω) contrapeso 50 m	Taxa de desligamentos (100 km/ano)	
		LT 230 kV	LT 500 kV
8.000	53,2	16,1	8,3
10.000	61,6	20,6	11,7
12.000	69,1	24,5	15,2
16.000	81,9	30,8	21,1
20.000	92,6	35,7	26,3

5.3.1 Linha de Transmissão de 230 kV

A análise técnico-econômica referente à linha de transmissão de 230 kV foi desenvolvida utilizando os valores limites de Z_p apresentados na Tabela 5.2. Desta forma, foi calculado o valor de comprimento adicional de cabo contrapeso necessário, considerando (ou não) o uso de cabos *underbuilt*, para que os valores presentes na Tabela 5.3 alcancem a taxa de 2 desligamentos/100 km/ano. Além disso, utilizando o Banco de Preços de Referência da ANEEL, foram calculados os custos de material e de instalação de ambas as técnicas de melhoria de desempenho.

A Tabela 5.4 indica as intervenções técnicas necessárias para que a linha de transmissão de 230 kV atinja o desempenho almejado, considerando valores de resistividade do solo entre 8.000 Ω .m e 20.000 Ω .m. Além disso, a Figura 5.3 apresenta as curvas de custos de cada técnica, possibilitando verificar seu comportamento com o aumento da resistividade do solo.

Tabela 5.4 – Custos associados com cada técnica de melhoria de desempenho para a LT de 230 kV*

ρ (Ω .m)	Técnica	Altura UW (m)	Z_p Alvo (Ω)	Aumento do Comprimento de Cabos Contrapeso (ACC)		Cabo Underbuilt (UW)	Custo da Solução (R\$)
				ΔL (m)	Custo (R\$)	Custo (R\$)	
8.000	ACC	-	21,9	90,39	2.392,90	-	2.392,90
	ACC + 1 UW	28	35,8	29,90	791,43	3.400,00	4.191,43
		32	36,3	28,63	758,04	3.400,00	4.158,04
	ACC + 2 UW	28	49,4	5,22	138,28	6.800,00	6.938,28
32		57,1	0	0	6.800,00	6.800,00	
10.000	ACC	-	21,9	115,68	3.062,27	-	3.062,27
	ACC + 1 UW	28	35,8	44,70	1.183,43	3.400,00	4.583,43
		32	36,3	43,22	1.144,16	3.400,00	4.544,16
	ACC + 2 UW	28	49,4	15,65	414,25	6.800,00	7.214,25
32		57,1	5,67	150,14	6.800,00	6.950,14	
12.000	ACC	-	21,9	141,61	3.748,75	-	3.748,75
	ACC + 1 UW	28	35,8	58,72	1.554,54	3.400,00	4.954,54
		32	36,3	57,00	1.508,88	3.400,00	4.908,88
	ACC + 2 UW	28	49,4	25,00	661,89	6.800,00	7.461,89
32		57,1	13,47	356,49	6.800,00	7.156,49	
16.000	ACC	-	21,9	187,98	4.976,39	-	4.976,39
	ACC + 1 UW	28	35,8	83,85	2.219,64	3.400,00	5.619,64
		32	36,3	81,69	2.162,55	3.400,00	5.562,55
	ACC + 2 UW	28	49,4	41,80	1.106,59	6.800,00	7.906,59
32		57,1	27,48	727,43	6.800,00	7.527,43	
20.000	ACC	-	21,9	221,96	5.875,86	-	5.875,86
	ACC + 1 UW	28	35,8	104,01	2.753,48	3.400,00	6.153,48
		32	36,3	101,56	2.688,57	3.400,00	6.088,57
	ACC + 2 UW	28	49,4	56,11	1.485,37	6.800,00	8.285,37
32		57,1	39,74	1.051,93	6.800,00	7.851,93	

*R\$ 1,00 = US\$ 0,20 (Julho/2022).

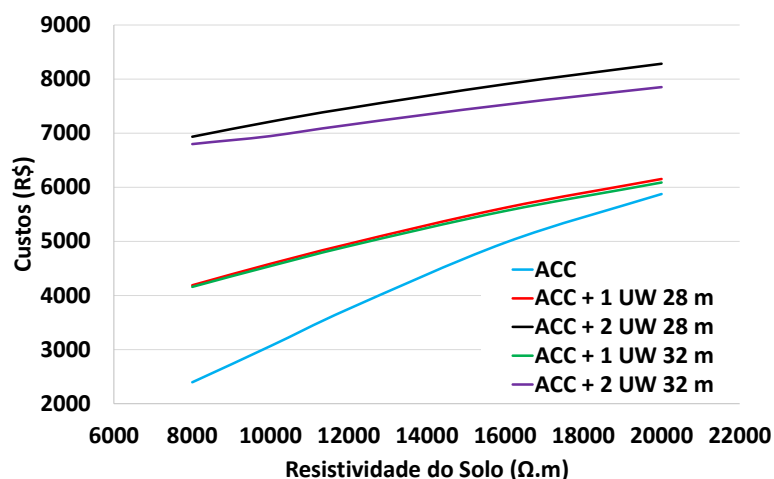


Figura 5.3 – Comportamento dos custos das técnicas de melhoria de desempenho em função da resistividade do solo para a LT de 230 kV

A Tabela 5.4 e a Figura 5.3 indicam que a utilização de um ou dois cabos *underbuilt* (ACC + 1 UW e ACC + 2 UW) resulta sempre em custos superiores em relação à técnica que considera somente o aumento do comprimento de cabos contrapesos. O uso de um *underbuilt* (ACC + 1 UW) apresenta custos superiores entre 4,7% e 75,1% para o cabo *underbuilt* a 28 m de altura e entre 3,6% e 73,8% para o cabo *underbuilt* a 32 m de altura. Já no caso de dois *underbuilt* (ACC + 2 UW), essas faixas foram de 41% até 190% e de 33,6% até 184,2%, respectivamente, para valores de resistividade do solo entre 8.000 Ω.m e 20.000 Ω.m.

Apesar da técnica que considera somente o aumento do comprimento de cabos contrapeso apresentar sempre valores de custos mais baixos, a utilização de um cabo *underbuilt* (ACC + 1 UW) a 28 m e a 32 m para um solo com valor de resistividade de 20.000 Ω.m resulta em custos maiores de apenas 4,7% e 3,6%, respectivamente. Desta forma, esse comportamento dos custos indica uma convergência dos valores monetários de cada uma das técnicas com o aumento do valor da resistividade do solo.

A Tabela 5.4 e a Figura 5.3 também indicam que a alteração da altura de instalação de apenas um cabo *underbuilt* para essa configuração específica de torre apresenta pouca influência na variação dos custos e na melhoria de desempenho da linha de transmissão frente a descargas atmosféricas. Isso ocorreu porque a distância direta entre o cabo *underbuilt* e o condutor fase permaneceu elevada, resultando em um pequeno aumento no efeito de acoplamento eletromagnético.

Embora a técnica de instalação de dois cabos *underbuilt* (ACC + 2 UW) apresente valores de custo sempre mais elevados, a alteração da altura do cabo *underbuilt* de 28 m para 32 m resulta em uma redução de custos na faixa de 2,0% a 5,2%, respectivamente, para valores de resistividade do solo entre 8.000 Ω .m e 20.000 Ω .m.

5.3.2 Linha de Transmissão de 500 kV

A análise técnico-econômica referente à linha de transmissão de 500 kV foi desenvolvida considerando as mesmas premissas assumidas na análise da linha de 230 kV. Entretanto, os órgãos reguladores exigem apenas 1 desligamento/100 km/ano para a LT de 500 kV.

A Tabela 5.5 indica os valores de custos das técnicas de melhoria de desempenho de aumento do comprimento de cabos contrapeso e de utilização de cabos *underbuilt* para a linha de transmissão 500 kV, sendo considerada a mesma faixa de resistividade do solo utilizada para análise da linha de 230 kV. Além disso, a Figura 5.4 apresenta as curvas de custos de cada técnica para essa linha.

Tabela 5.5 – Custos associados com cada técnica de melhoria de desempenho para a LT de 500 kV*

ρ ($\Omega.m$)	Técnica	Altura UW (m)	Z_p Alvo (Ω)	Aumento do Comprimento de Cabos Contrapeso (ACC)		Cabo <i>Underbuilt</i> (UW) Custo (R\$)	Custo da Solução (R\$)
				ΔL (m)	Custo (R\$)		
8.000	ACC	-	24,8	71,73	1.898,85	-	1.898,85
	ACC + 1 UW	36,2	46,1	9,78	258,93	3.380,00	3.638,93
		40,8	42,8	15,10	399,66	3.380,00	3.779,66
	ACC + 2 UW	36,2	65,5	0	0	6.760,00	6.760,00
		40,8	60,2	0	0	6.760,00	6.760,00
10.000	ACC	-	24,8	93,81	2.483,50	-	2.483,50
	ACC + 1 UW	36,2	46,1	21,02	556,61	3.380,00	3.936,51
		40,8	42,8	27,29	722,34	3.380,00	4.102,34
	ACC + 2 UW	36,2	65,5	0	0	6.760,00	6.760,00
		40,8	60,2	2,42	64,08	6.760,00	6.824,08
12.000	ACC	-	24,8	116,01	3.071,19	-	3.071,19
	ACC + 1 UW	36,2	46,1	31,23	826,65	3.380,00	4.206,65
		40,8	42,8	38,49	1.018,92	3.380,00	4.398,92
	ACC + 2 UW	36,2	65,5	4,18	110,59	6.760,00	6.870,59
		40,8	60,2	9,71	257,13	6.760,00	7.017,13
16.000	ACC	-	24,8	155,73	4.122,63	-	4.122,63
	ACC + 1 UW	36,2	46,1	49,54	1.311,53	3.380,00	4.691,53
		40,8	42,8	58,59	1.550,99	3.380,00	4.930,99
	ACC + 2 UW	36,2	65,5	15,98	422,92	6.760,00	7.182,92
		40,8	60,2	22,83	604,30	6.760,00	7.364,30
20.000	ACC	-	24,8	185,51	4.911,06	-	4.911,06
	ACC + 1 UW	36,2	46,1	64,95	1.719,30	3.380,00	5.099,30
		40,8	42,8	75,26	1.992,37	3.380,00	5.372,37
	ACC + 2 UW	36,2	65,5	26,56	703,13	6.760,00	7.463,13
		40,8	60,2	34,41	910,97	6.760,00	7.670,97

*R\$ 1,00 = US\$ 0,20 (Julho/2022).

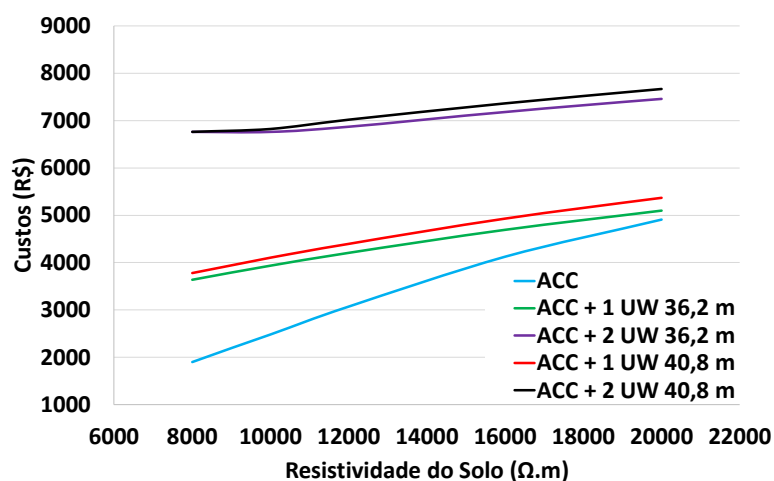


Figura 5.4 – Comportamento dos custos das técnicas de melhoria de desempenho em função da resistividade do solo para a LT de 500 kV

A Tabela 5.5 e a Figura 5.4, referentes à linha de transmissão de 500 kV, indicam um comportamento de custos muito parecido para aquele apresentado para a linha de 230

kV. A utilização de um ou dois cabos *underbuilt* (ACC + 1 UW e ACC + 2 UW) também apresentou custos superiores para todos as situações de uso dessa técnica em relação à técnica que considera somente o aumento do comprimento de cabos contrapeso.

A Tabela 5.5 denota um aumento de custo, para a LT de 500 kV, de 3,8% a 91,6% e de 52% a 256% para um e dois cabos *underbuilt* a 36,2 m, respectivamente, na faixa de resistividade do solo de 8.000 Ω .m a 20.000 Ω .m. Já para o caso do cabo *underbuilt* instalado a 40,8 m, a faixa de aumento de custos é de 9,4% a 99% e de 56% a 256% para um e dois cabos *underbuilt*, respectivamente.

A Tabela 5.5 também indica que a instalação de um cabo *underbuilt* (ACC + 1 UW) para valores de resistividade do solo iguais a 20.000 Ω .m resulta em um aumento de custos de 9,4% e 3,8% para o cabo *underbuilt* instalado a 40,8 m e a 36,2 m, respectivamente, em relação à técnica que considera somente o aumento do comprimento de cabos contrapeso. Isso demonstra o mesmo comportamento de convergência de custos apresentado para a linha de transmissão de 230 kV.

Além disso, foi verificado que a variação da altura de instalação (de 36,2 m para 40,8 m de altura) de um e dois cabos *underbuilt* resulta em um aumento de custo entre 3,9% e 5,4% e 1% e 2,8%, respectivamente, para valores de resistividade do solo entre 8.000 Ω .m a 20.000 Ω .m. Esse comportamento em termos de custos, que não foi evidenciado pela linha de 230 kV, ocorre devido à geometria da torre de 500 kV e a modificação da cadeia de isoladores responsável pelo desempenho da linha.

É importante acrescentar que as análises desenvolvidas não consideraram as dificuldades de instalação de cabos contrapeso em terrenos rochosos, nos quais qualquer intervenção no terreno seria difícil e onerosa.

5.3.3 Comentário em Relação ao Efeito da Densidade de Descargas

(N_g) nos Resultados

As análises desenvolvidas nesse capítulo consideraram a densidade de descargas por km^2 (N_g) igual a 5, Tal definição tem impacto nos resultados apresentados. A Tabela 5.6 apresenta os valores de corrente crítica associados às taxas exigidas de 2 e 1

desligamentos/100 km/ano das LTs de 230 kV e 500 kV para valores de N_g iguais a 1, 5 e 10 descargas/km²/ano.

Tabela 5.6 – Corrente críticas para N_g iguais a 1, 5 e 10 descargas/km²/ano

N_g	LT 230 kV - I_c (kA)	LT 500 kV - I_c (kA)
1	74,3	86,5
5	108	121
10	124	137

Conforme esperado, a maior taxa de incidência de descargas promove o aumento do limite inferior das correntes que garantem a taxa de desligamentos exigida. Utilizando os valores de corrente apresentados na Tabela 5.6, foram determinados os valores de Z_p que resultam na taxa de desligamento exigida. A partir desses valores de Z_p , foram calculados os valores de comprimento de cabo contrapeso para cada condição de N_g , sendo estes apresentados nas Tabelas 5.7 e 5.8 para cada uma das LTs instaladas em um solo de 8.000 Ω .m e 20.000 Ω .m, respectivamente.

Tabela 5.7 – Valores de comprimento de CCP para valores de N_g iguais a 1, 5 e 10 descargas/km²/ano para um solo com valor de resistividade de 8.000 Ω .m

N_g	LT 230 kV – CCP (m)	LT 500 kV – CCP (m)
1	67	64
5	140	121
10	181	155

Tabela 5.8 – Valores de comprimento de CCP para valores de N_g iguais a 1, 5 e 10 descargas/km²/ano para um solo com valor de resistividade de 20.000 Ω .m

N_g	LT 230 kV – CCP (m)	LT 500 kV – CCP (m)
1	130	123
5	272	235
10	352	302

A Tabela 5.8 indica que, para a linha de 230 kV, ao se considerar N_g igual a 10 descargas/km²/ano, o valor de comprimento de cabo contrapeso necessário para que a linha tenha uma taxa de até 2 desligamentos/100 km/ano é de 352 m em um solo de 20.000 Ω .m, valor superior ao comprimento efetivo, aproximadamente 300 m, para esse solo. A Tabela 5.7 denota que esse comportamento não ocorre para o solo com valor de

resistividade de 8.000 Ω .m, pois o valor de comprimento efetivo (aproximadamente 200 m) é superior aos valores de comprimento de cabo contrapeso apresentados para a LT de 230 kV.

Sendo assim, para valor de N_g igual a 10 descargas/km²/ano e valores elevados de resistividade do solo, somente o uso da técnica que considera o aumento do comprimento de cabos contrapeso não atende a taxa de desligamento exigida para a LT 230 kV, sendo necessária a utilização de outra alternativa de melhoria de desempenho. O mesmo não foi verificado para a LT de 500 kV, pois os comprimentos de cabo contrapeso calculados nas Tabelas 5.7 e 5.8 são próximos ou menores que os valores de comprimento efetivo.

Desta forma, para um solo de 20.000 Ω .m, a técnica que considera somente o aumento do comprimento de cabos contrapeso permitiria a obtenção da taxa de desligamentos limite da LT de 230 kV, se o valor de N_g não ultrapassasse o valor de 6,5 descargas/km²/ano. Assim, tal técnica teria aplicação válida para valores máximos de N_g igual 6,5 e 10 descargas/km²/ano em LTs de 230 kV e 500 kV, respectivamente, considerando solos com valor de resistividade de 20.000 Ω .m.

6 Conclusões e Propostas de Continuidade

6.1 Introdução

Esse trabalho teve como objetivo o estudo de alternativas convencionais e não convencionais de melhoria de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas. Entre as diversas técnicas existentes foram escolhidas para desenvolvimento desse estudo a técnica convencional de aumento do comprimento de cabos contrapeso e a técnica não convencional de instalação de cabos *underbuilt*.

A avaliação do impacto de aplicação dessas alternativas no desempenho de linhas de transmissão típicas de 138 kV, 230 kV e 500 kV foi elaborada por meio de uma análise da variação dos valores de sobretensão nas cadeias de isoladores, dos valores de corrente crítica e dos valores de probabilidade de ocorrência de *backflashover*. Essa análise de melhoria de desempenho, referente a cada uma dessas técnicas, possibilitou a elaboração de um estudo de caso com o objetivo de se verificar a viabilidade técnico-econômica de aplicação dessas alternativas para diferentes condições de solo e de incidência de descargas atmosféricas.

Os desenvolvimentos do trabalho consideraram a realização de simulações computacionais sistemáticas com o modelo HEM para o cálculo de sobretensões nas cadeias de isoladores das linhas de transmissão e o método DE para avaliação das correntes críticas capazes de levar à ocorrência de *backflashover* nas linhas. Os resultados das simulações para cada alternativa de melhoria de desempenho proporcionaram o estabelecimento de referências que denotam o impacto de cada uma das técnicas sobre o desempenho das linhas de transmissão.

Utilizando os resultados de desempenho das simulações, juntamente com as informações de custos de materiais e de execução presentes no Banco de Preços de Referência da ANEEL, foi desenvolvido um estudo de caso de aplicação dessas técnicas.

Esse estudo foi elaborado buscando comprovar a viabilidade técnico-econômica de aplicação dessas alternativas em diversas condições. Além disso, esse estudo considera que as linhas de transmissão em análise estão instaladas em regiões onde não se encontram dificuldades em realizar o aumento do comprimento de cabos contrapeso, diferentes de regiões montanhosas, nas quais a técnica de cabos *underbuilt* é recomendada como solução.

6.2 Comentários gerais

Nesse trabalho os valores de sobretensão nas cadeias de isoladores, os valores de corrente crítica e de probabilidade de *backflashover* foram analisados para linhas de transmissão típicas de 138 kV, 230 kV e 500 kV, buscando verificar o impacto das técnicas de melhoria de desempenho de aumento do comprimento de cabos contrapeso e de instalação de cabos *underbuilt* sobre os diferentes cenários propostos. Foi considerada a incidência direta da descarga atmosférica no topo da torre das linhas de transmissão, sendo a onda de corrente representada pela forma de onda de corrente do tipo duplo pico com parâmetros medianos associados às primeiras descargas negativas descendentes medidas na estação do Morro do Cachimbo.

Primeiramente, os valores de sobretensão resultante nas cadeias de isoladores das linhas de transmissão foram analisados para as situações sem cabos *underbuilt* e com a instalação de um e dois cabos *underbuilt* para valores de impedância impulsiva de aterramento entre 10 Ω e 80 Ω . No caso da linha de 138 kV, um cabo *underbuilt* instalado a 20,5 m resultou em uma redução de 27% a 39% no valor de pico da sobretensão em relação à situação sem aplicação da técnica de melhoria de desempenho. Já no caso de dois cabos *underbuilt*, a redução do valor de pico da sobretensão foi de 37 % a 52 %. Tais reduções foram de 18% a 27% e de 27% a 38% para a linha de transmissão de 230 kV nas situações com um e dois cabos *underbuilt* a 28 m, respectivamente, em relação à situação sem o uso da técnica. No caso da LT de 500 kV, essas variações foram de 16% a 32% e de 22% a 42% para um e dois cabos *underbuilt* instalados a 40,8m, respectivamente.

A análise em termos do percentual de ocorrência de *backflashover* indicou, considerando valores de Z_p de 10 Ω , 20 Ω , 40 Ω e 80 Ω , respectivamente, para o caso da

linha de 138 kV, que o uso de cabos *underbuilt* a 20,5 m proporcionou reduções de 84%, 76%, 57% e 28% para 1 cabo *underbuilt* e de 95%, 90%, 77% e 49% para dois cabos *underbuilt*, em relação às simulações sem utilização dessa técnica. Esses valores foram de 81%, 79%, 71% e 58% para um cabo *underbuilt* e de 94%, 92%, 88% e 78% para dois cabos *underbuilt* instalados a 28 m para a linha de 230 kV e de 76%, 88%, 83% e 73% e de 88%, 94%, 94% e 88% para um e dois cabos *underbuilt*, respectivamente, instalados na linha de 500 kV a 40,8 m de altura, em relação à situação sem cabos *underbuilt*.

Além disso, buscando entender mais sobre a melhoria de desempenho proporcionada pela técnica de cabos *underbuilt*, foram realizadas simulações alterando a altura de instalação desses cabos. Os resultados de probabilidade de ocorrência de *backflashover* dessas novas simulações foram comparados com os valores obtidos com o cabo *underbuilt* instalado na altura anterior. No caso da linha de 138 kV, a altura do cabo *underbuilt* foi alterada de 20,5 m para 23,25 m resultando em variações percentuais de probabilidade de ocorrência de *backflashover*, entre as duas condições de instalação, de -27%, -16%, -10% e -5% para o caso com um cabo *underbuilt* e de -36%, -22%, -12% e -6% para dois cabos *underbuilt*, considerando o intervalo de 10 Ω a 80 Ω para os valores de Z_p . Já para a LT de 230 kV, a altura de instalação do cabo *underbuilt* foi modificada de 28 m para 32 m, resultando em variações de probabilidade de ocorrência de *backflashover* entre as duas situações de -13%, -8%, -4% e -2% e de -52%, -48%, -37% e -28% para um e dois cabos *underbuilt*, respectivamente. No caso da LT de 500 kV, essas variações percentuais foram de 27%, 25%, -15% e -13% e de 43%, 25%, -13% e -26% para um e dois cabos *underbuilt*, respectivamente, ao deslocar a altura de instalação de 40,8 m para 36,2 m.

A técnica de instalação de cabos *underbuilt* resulta na melhoria de desempenho de linhas de transmissão devido aos efeitos de divergência de corrente e de acoplamento eletromagnético. Desta forma, uma análise de contribuição de cada um desses efeitos no aumento do valor da corrente crítica foi desenvolvida para as LTs de 138 kV e 230 kV. Fica evidente que para as duas LTs em análise o aumento do valor Z_p resultou em uma diminuição da contribuição do efeito de acoplamento e em um aumento da contribuição do efeito da divergência. Por exemplo, no caso da LT de 138 kV, o efeito de acoplamento contribuiu com 20% do valor da corrente crítica e o efeito de divergência com 11% ao se

considerar o valor de Z_p igual a 10Ω . Já para Z_p igual a 80Ω , os valores de contribuição foram de 12% e 29%.

Além disso, foi desenvolvida também uma análise da variação da forma de onda de corrente injetada para verificar o impacto no desempenho das linhas. Entretanto, a variação da onda impactou muito pouco os valores de corrente crítica. Já no caso da escolha da distribuição de probabilidade, a sua alteração influenciou os valores de probabilidade de ocorrência de *backflashover*.

O uso da técnica de uso de cabos *underbuilt* se mostrou bastante eficaz na melhoria de desempenho das linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas. Os dados demonstram que o uso de apenas um cabo *underbuilt* na linha de 138 kV corresponde, aproximadamente, a diminuir a impedância de aterramento da torre para metade de seu valor original, sendo que para as LTs de 230 kV e 500 kV essa variação corresponde a reduzir a impedância de aterramento para 55% do seu valor.

6.3 Análise de Viabilidade Econômica

A análise de viabilidade econômica foi desenvolvida para as linhas de transmissão de 230 kV e 500 kV, utilizando o Banco de Preços de Referência da ANEEL para o cálculo dos custos de material e execução. O estudo de caso proposto foi desenvolvido considerando uma única torre de cada uma das LTs, variando o valor de resistividade do solo entre $8.000 \Omega.m$ a $20.000 \Omega.m$ e aplicando as técnicas de melhoria de desempenho de aumento do comprimento de cabos contrapeso e de instalação de cabos *underbuilt*, buscando atender a taxa de desligamento exigida pelos órgãos reguladores.

Os resultados do estudo de caso demonstram que a técnica de instalação de cabos *underbuilt* combinada com o aumento do comprimento de cabos contrapeso apresenta valores de custos superiores à técnica que considera somente a alteração do comprimento dos cabos contrapeso. No caso da LT de 230 kV, a solução que utiliza cabos *underbuilt* apresenta custos superiores na faixa de 4,7% a 75,1% e de 3,6% a 73,8% para um cabo *underbuilt* instalado a 28 m e 32 m, respectivamente. Já para dois cabos *underbuilt*, essas faixas foram de 41,0% a 190,0% e de 33,6% a 184,2%. No caso da LT de 500 kV, essas faixas foram de 3,8% a 91,6% e de 9,4% a 99% para um cabo *underbuilt* instalado a 36,2 m e 40,8 m, respectivamente, e para dois cabos *underbuilt* essas faixas foram de 52% a

256% e de 56% a 256%, respectivamente, para valores de resistividade do solo entre 8.000 Ω .m e 20.000 Ω .m.

A análise técnico-econômica desenvolvida nesse trabalho indica que os custos associados com a técnica que considera apenas o aumento do comprimento de cabos contrapeso tem um aumento maior com a variação da resistividade do solo em relação à solução que utiliza a técnica de cabos *underbuilt*. No caso do solo com valor de resistividade de 20.000 Ω .m, a diferença de custos entre as duas soluções para as duas linhas de transmissão foi de aproximadamente 4%. Desta forma, a técnica de cabos *underbuilt* se apresenta economicamente viável para solos com valores elevados de resistividade. Vale ressaltar que os valores de custo utilizados neste trabalho devem ser atualizados regularmente para manter a análise consistente com os custos de material e execução.

Além disso, o trabalho apresentou uma análise de sensibilidade do impacto do valor de N_g na viabilidade de se implementar o aumento do comprimento de cabos contrapeso como alternativa de melhoria de desempenho em solos com elevados valores de resistividade. Os resultados indicam que em solos de 20.000 Ω .m a técnica de aumento da extensão de cabos contrapeso é capaz de atender os limites de desligamentos de LTs de 230 kV e 500 kV para valores de N_g de até 6,5 e 10 descargas/km²/ano, respectivamente. Para valores de N_g superiores, há a necessidade de combinação da técnica que considera somente o aumento do comprimento de cabos contrapeso com outra técnica de melhoria de desempenho para alcançar a taxa de desligamento exigida pelos órgãos reguladores. Entretanto, no caso do solo com valor de resistividade de 8.000 Ω .m, para todos os valores de N_g analisados, em nenhuma situação houve comprimento de cabos contrapeso maiores que o comprimento efetivo, demonstrando que esses valores limites de N_g afetam situações com solos que apresentam valores muito elevados de resistividade.

6.4 Proposta de Continuidade

Esse trabalho apresenta uma análise técnico-econômica desenvolvida por meio da comparação entre a utilização da técnica de cabos *underbuilt* e a técnica de aumento do comprimento de cabos contrapeso na melhoria de desempenho de linhas de transmissão

frente a descargas atmosféricas. Além disso, a técnica de cabos *underbuilt* foi investigada mais profundamente, buscando esclarecer os impactos de utilização de tal alternativa na melhoria de desempenho das linhas.

A análise técnico-econômica desenvolvida nesse trabalho foi elaborada comparando as técnicas de aumento do comprimento de cabos contrapeso e de instalação de cabos *underbuilt*. É proposta de continuidade estender tal análise para outras técnicas convencionais e não convencionais de melhoria de desempenho. Além disso, em trabalhos futuros, existe a possibilidade de avaliar o impacto de instalação do cabo *underbuilt* em outras alturas para verificar a sua influência na melhoria de desempenho, já que para valores mais elevados de Z_p o efeito de divergência é o principal mecanismo responsável por alterar o desempenho da linha.

Existe também a possibilidade, em trabalhos futuros, de aplicação de métodos de otimização na localização de instalação dos cabos *underbuilt*, buscando aquela que resulta na melhor condição de melhoria de desempenho. Esses métodos também podem ser aplicados para encontrar o melhor cenário que relacione custos com melhoria de desempenho, podendo resultar em uma plataforma computacional capaz de entregar a melhor solução a partir de um conjunto de dados técnicos e econômicos.

Referências Bibliográficas

Alipio, R. e Visacro, S. 2013. Frequency dependence of soil parameters: Effect on the lightning response of grounding electrodes. *IEEE Trans. Electromagn. Compat.* 2013, Vol. 55, pp. 132–139.

—. **2014.** Modeling the frequency dependence of electrical parameters of soil. *IEEE Trans. Electromagn. Compat.* 5, 2014, Vol. 56.

Almeida, F. S., Silveira, F. H. e Visacro, S. 2022. Effect of the Power-Frequency Voltage on the Lightning Performance of Transmission Lines: Impact of Different Approaches on the Backflashover Rate. *IEEE Transactions on Power Delivery (submetido)*. 2022.

Anderson, J. G. 1982. *Lightning performance of transmission lines, in: Transmission Line Reference Book - 345 kV and above.* California : Electric Power Research Institute-EPRI, 1982.

—. **1961.** Monte Carlo Computer Calculation of Transmission-Line Lightning Performance. *Trans. American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems.* Agosto de 1961, Vol. 80, pp. 414-419.

ANEEL. 1998. <http://www2.aneel.gov.br/>. [Online] 1998. [Citado em: 22 de Março de 2022.] <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res1998351.pdf>.

—. **2021.** <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/transmissao3>. <https://www.gov.br/aneel/pt-br>. [Online] ANEEL, 01 de 03 de 2021. [Citado em: 12 de 12 de 2021.] <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/transmissao3>.

—. **2022.** <https://www.gov.br/aneel/pt-br>. [Online] ANEEL, 22 de Março de 2022. [Citado em: 22 de Março de 2022.] <https://www.gov.br/pt-br/orgaos/agencia-nacional-de-energia-eletrica>.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2021. *Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. Março. 2021.*

Berger, K., Anderson, R. B. e Kroninger, H. 1975. Parameters of lightning flashes. *Electra*. 1975, Vol. 80, pp. 223-237.

Brigham, E. Oran. 1988. The Fast Fourier Transform and its Applications. *Prentice Hall*. ISBN 0-13-307505-2, 1988.

CIGRE. 2019. *Electromagnetic Computation Methods for Lightning Surge Studies with Emphasis on the FDTD Method*. s.l. : Cigre brochure 786. Working Group C4.37, 2019.

— **1991.** *Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines*. s.l. : Cigre Brochure 63. Working Group 01 (Lightning) Study Committee 33 (Overvoltages and Isulation Coordination), 1991.

— **2021.** *Guide to Procedures for estimating the lightning Performance of Transmission Lines – New Aspects*. s.l. : CIGRE brochure 839. WG C4.23, 2021.

— **2013.** *Lightning parameters for engineering applications*. s.l. : CIGRE brochure 549. Working Group C4.407, 2013.

De Conti, A. e Visacro, S. 2007. Analytical representation of single and double-peaked lightning current waveforms. *IEEE Trans. Electromagn. Compat.* Maio de 2007, Vol. 49, pp. 448-451.

Engelbrecht, C.S., Tannemaat, I. e Hesem, P.L.J. 2015. Insulation coordination and statistical evaluation of the lightning performance with ATP/EMTP. *Asia-Pacific Intern. Conf. On Lightning (APL)*. 2015, pp. 793–798.

EPE. 2021. <https://www.epe.gov.br/pt>. [Online] EPE, 01 de 03 de 2021. [Citado em: 12 de 12 de 2021.] <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/banco-de-precos-de-referencia-da-aneel-atualizacao-dos-valores-para-a-data-base-marco-de-2021>.

EPRI. 2004. *Handbook for Improving Overhead Transmission Line Lightning Performance*. Technical Report. 2004.

—. **2006.** *Outline Guide for Application of Transmission Line Surge Arresters – 42 to 765 kV – Extended Outline.* 2006. Vols. EPRI Report 1012313 - Technical Update.

—. **1982.** *Transmission line reference book, 345 kV and above.* [ed.] Electric Power Research Institute. s.l. : Pittsfield, 1982.

Eriksson, A. J. 1987. The Incidence of Lightning Strikes to Power Lines. *IEEE Transactions on Power Delivery.* 1987, Vol. 2, pp. 859 - 870.

Gomes, R. M., Silveira, F. H. e Visacro, S. 2021. 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.* 2021.

Gomes, Rafael Maia. 2021. *Contribuição original para a representação do efeito da distribuição de incidência de descargas atmosféricas no cálculo de desempenho de linhas de transmissão.* Belo Horizonte : Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG. Tese de Doutorado, 2021.

Hileman, A. R. 1999. *Insulation coordination for power systems.* s.l. : CRC Press, 1999.

IEEE. 1985. A simplified method for estimating lightning performance of transmission lines. *IEEE Trans. Power Del.* Abril de 1985, pp. 919–932.

IEEE, Std 1243. 1997. *IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines.* 1997.

Martinez, J. A. e Castro-Aranda, F. 2005. Lightning performance analysis of overhead transmission lines using the EMTP. *IEEE Trans. Power Del.* 2005, Vol. 20, 3, pp. 2200–2210.

Moreira, C., et al. 2022. Análise técnico-econômica para definição de alternativas convencionais e não-convencionais de melhoria de desempenho de linhas de transmissão frente às descargas atmosféricas. *SNPTEE.* 2022.

Moreira, C., Silveira, F. H. e Visacro, S. 2021. Application of underbuilt wires on self-sustained towers to improve the lightning performance of transmission lines with

different voltage levels. *GROUND2020/21 & 9 th LPE International Conference on Grounding & Lightning Physics and Effects*. Junho de 2021, pp. 197-202.

ONS. 2022.a. <http://www.ons.org.br/>. [Online] ONS, 22 de Maio de 2022.a. [Citado em: 22 de Maio de 2022.] <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>.

—. **2020.** <http://www.ons.org.br/>. *Submódulo 2.7: Requisitos mínimos para linhas de transmissão. Procedimentos de Rede. Revisão: 2020.12*. [Online] ONS, Dezembro de 2020. [Citado em: 22 de Março de 2022.] <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.

—. **2022.b.** <http://www.ons.org.br/>. [Online] ONS, 22 de Março de 2022.b. [Citado em: 22 de Março de 2022.] <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>.

Silveira, F. H. e Visacro, S. 2020. Lightning Parameters of a Tropical Region for Engineering Application: Statistics of 51 Flashes Measured at Morro do Cachimbo and Expressions for Peak Current Distributions. *IEEE Trans. Electromagn. Compat.* Agosto de 2020, Vol. 62, pp. 1186 - 1191.

Silveira, F. H., Almeida, F. S. e Visacro, S. 2022. Avaliação do efeito dos parâmetros de corrente de descarga medidos no Brasil no desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas. *Anais do XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XXVI SNPTEE)*. Maio de 2022.

Silveira, F. H., Visacro, S. e Souza, R. E. 2016. 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*. 2016.

—. **2017.** 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*. 2017, Vol. 153, pp. 60-65.

Silveira, Fernando Henrique. 2006. *Modelagem para Cálculo de Tensões Induzidas por Descargas Atmosféricas*. Belo Horizonte : Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG. Tese de Doutorado, 2006.

Visacro, S. 2007. A Comprehensive Approach to the Grounding Response to Lightning Currents. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2007, Vol. 22, pp. 381 - 386.

— . **2004.** A Representative Curve for Lightning Current Waveshape of First Negative Stroke. *Geophys. Research Letter*. 2004, Vol. 31, L07112.

— . **2005.** *Descargas Atmosféricas. Uma Abordagem de Engenharia*. Belo Horizonte : Artliber, 2005.

Visacro, S. e Alipio, R. 2012. Frequency Dependence of Soil Parameters: Experimental Results, Predicting Formula and Influence on the Lightning Response of Grounding Electrodes. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2012, Vol. 27, pp. 927 - 935.

Visacro, S. e Silveira, F. H. 2015. Lightning performance of transmission lines: Methodology to design grounding electrodes to ensure an expected outage rate. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Fevereiro de 2015, Vol. 30, pp. 237-245.

— . **2016.** Lightning Performance of Transmission Lines: Requirements of Tower-Footing Electrodes Consisting of Long Counterpoise Wires. *IEEE Trans. Power Del.* Dezembro de 2016, Vol. 31, pp. 1524-1532.

Visacro, S. e Soares Jr, A. 2004.c. Enhance of Lightning Performance of Transmission Lines Through Non-Conventional Grounding Practices. *Proceedings of GROUND'2004– International Conference on Grounding and Earthing & First International Conference on Lightning Physics and Effects*. Novembro de 2004.c, pp. 257 - 261.

Visacro, S. e Soares, A. 2005. HEM: A Model for Simulation of Lightning-Related Engineering Problems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Abril de 2005, Vol. 20, pp. 1026-1208.

Visacro, S., et al. 2020. Constraints on the use of surge arresters for improving the backflashover rate of transmission lines. *Electric Power Systems Research*. Março de 2020.

Visacro, S., et al. 2004.b. Employment of special lightning protection techniques for a 500 kV circuit inside a hydro electrical power plant. *GROUND'2004 and 1° LPE*. Novembro de 2004.b.

Visacro, S., et al. 2021. Improvement of the lightning performance of transmission lines by combining conventional and non-conventional measures. *Electric Power Systems Research*. 2021.

Visacro, S., et al. 2004.a. Non-conventional measures for improvement of lightning performance of transmission lines. *Proc. 27th Int. Conf. Light. Protection*. Setembro de 2004.a, pp. 684-687.

Visacro, S., et al. 2004. Statistical analysis of lightning current parameters: measurements at Morro do Cachimbo Station. *J. Geophys.* 109, 2004.

Visacro, S., et al. 2001. The influence guyed towers on lightning performance of transmission lines. *SICEL*. 2001.

Visacro, S., et al. 2011. The Response of Grounding Electrodes to Lightning Currents: The Effect of Frequency-Dependent Soil Resistivity and Permittivity. *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*. 2011, Vol. 53, pp. 401 - 406.

Visacro, S., et al. 2012. Updated statistics of lightning currents measured at Morro do Cachimbo station. *Atmospheric Research*. 2012, Vol. 117, pp. 55-63.

Visacro, S., Felipe, M. A. e Oliveira, R. Z. 2002. Non-Conventional Methodology to Improve the Lightning Performance of Transmission Lines. *Proceedings of GROUND'2002 – International Conference on Grounding and Earthing & Workshop on Atmospheric Electricity*. Novembro de 2002.

Visacro, S., Silveira, F. H. e De Conti, A. 2012. The use of underbuilt wires to improve the lightning performance of transmission lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Outubro de 2012, Vol. 27, pp. 205-213.

Witzke, R. L. e Bliss, T. J. 1950. Co-ordination of lightning arrester location with transformer insulation level. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*. 1950, Vol. 69, 2, pp. 964-975.
