

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

Rafael Maia Gomes

**CONTRIBUIÇÃO ORIGINAL PARA A REPRESENTAÇÃO DO EFEITO DA  
DISTRIBUIÇÃO DE INCIDÊNCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NO  
CÁLCULO DE DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Belo Horizonte

2021

TESE DE DOUTORADO Nº 361

**CONTRIBUIÇÃO ORIGINAL PARA A REPRESENTAÇÃO DO EFEITO DA  
DISTRIBUIÇÃO DE INCIDÊNCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NO  
CÁLCULO DE DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

**Rafael Maia Gomes**

DATA DA DEFESA: 05/05/2021

**Universidade Federal de Minas Gerais**

**Escola de Engenharia**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**CONTRIBUIÇÃO ORIGINAL PARA A REPRESENTAÇÃO DO  
EFEITO DA DISTRIBUIÇÃO DE INCIDÊNCIA DE DESCARGAS  
ATMOSFÉRICAS NO CÁLCULO DE DESEMPENHO DE LINHAS  
DE TRANSMISSÃO**

Rafael Maia Gomes

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

Orientador: Prof. Fernando Henrique Silveira

Belo Horizonte - MG

Maio de 2021

G633c Gomes, Rafael Maia.  
Contribuição original para a representação do efeito da distribuição de incidência de descargas atmosféricas no cálculo de desempenho de linhas de transmissão [recurso eletrônico] / Rafael Maia Gomes. - 2021.  
1 recurso online (92 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Fernando Henrique Silveira.  
Coorientador: Silvério Visacro Filho.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices: f. 90-92.

Bibliografia: f. 82-89.  
Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

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

CDU: 621.3(043)

Ficha catalográfica elaborada pela bibliotecária Roseli Alves de Oliveira CRB/6 2121  
Biblioteca Prof. Mário Werneck, Escola de Engenharia da UFMG

**"Contribuição Original Para A Representação do Efeito da Distribuição de Incidência de Descargas Atmosféricas No Cálculo de Desempenho de Linhas de Transmissão"**

**Rafael Maia Gomes**

Tese de Doutorado 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 Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 05 de maio de 2021.

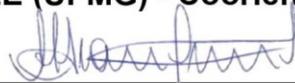
Por:



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



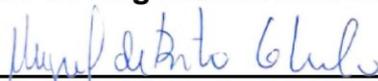
Prof. Dr. Silvério Visacro Filho  
DEE (UFMG) - Coorientador



Prof. Dr. Alexandre Piantini  
Instituto de Energia e Ambiente (USP)



Prof. Dr. Helder de Paula  
Faculdade de Engenharia Elétrica (UFU)



Prof. Dr. Miguel de Brito Guimarães Neto  
Departamento de Engenharia Elétrica (CEFET - MG)



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

# Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus pelo dom da vida. Agradeço a meus pais, Soraia e Fernando, por me proporcionar a oportunidade de uma boa qualificação. O incentivo e apoio de vocês foi fundamental para meu desenvolvimento. Agradeço a minha irmã Cynara pela compreensão em minhas ausências e por não ser tão presente da forma como gostaria. Agradeço a minha amada esposa Bárbara pelo incentivo, apoio e compreensão nesses mais de 10 anos de formação em que nos privamos de tantos eventos e viagens. Agradeço a todos os meus familiares que mesmo remotamente, torceram e vibraram com minhas conquistas. Agradeço aos professores e doutores Fernando Henrique Silveira e Silvério Visacro pelos ensinamentos, orientações e direcionamentos ao longo desses 7 anos de mestrado e doutorado. A vocês o meu mais sincero agradecimento.

Agradeço a meus amigos Listz, Mariana e Ana Laura pelo companheirismo, incentivo e conversas durante as realizações das atividades domésticas. Agradeço à Mariinha pelos momentos de descontração e desabafo. A todos os colegas do LRC que tornaram os lanches da tarde mais prazerosos com a corriqueira conversa na cozinha: Osis, Bárbara, Sany, Carlos, Frederico, Guilherme, Jayme e Júlio.

Agradeço ao Neverston, Guilherme Lima, Luiz e família pela amizade, à Suellen pelas valiosas dicas e ao José e Alexandre pelas parcerias e projetos aos domingos. Agradeço a todos que, ainda não citados explicitamente, contribuíram para a realização desse trabalho.

Por fim, agradeço à CAPES e ao CNPQ pelo apoio financeiro que, sem dúvida, foi essencial para que este trabalho se concretizasse.

# Resumo

Esta tese de doutorado apresenta como contribuição a proposição de uma metodologia de cálculo de desempenho de linhas de transmissão para a avaliação do efeito da distribuição de incidência de descargas atmosféricas ao longo do vão.

Tradicionalmente, as metodologias para a estimativa da taxa de desligamento de linhas consideram a aplicação de um fator de vão igual a 0,6, cujo embasamento matemático apresenta algumas simplificações para o seu desenvolvimento. Sendo assim, neste trabalho, propõem-se uma metodologia para representação do efeito da distribuição de incidências de descarga considerando uma abordagem por método de Monte Carlo para simulação de incidências em setores da linha com base nos modelos de atratividade de Love e Eriksson, a simulação da injeção de corrente em tais setores e o cálculo das sobretensões resultantes nas cadeias de isoladores das linhas pelo modelo HEM e a determinação das correntes críticas associadas a cada evento simulado utilizando-se o método DE. Tal metodologia considera o cálculo de distribuições do pico de corrente de descarga individuais para cada setor da linha de transmissão em análise.

A aplicação sistemática desta metodologia proporcionou a determinação dos fatores de vão para diversas condições de linha e do fenômeno descarga atmosférica, indicando tendências importantes para a análise de desempenho, tais como o seu aumento para maiores valores de impedância de aterramento e vãos extensos, bem como sua redução com o aumento da suportabilidade da cadeia de isoladores, além de ser indicada uma forte dependência do seu valor em relação ao modelo de atratividade adotado. No entanto, o desenvolvimento de casos-estudo revela uma tendência de fatores de vão constantes para cada nível de tensão de linha, com o decréscimo do valor para linhas de maior nível de tensão (de 0,8 - linhas de 138 kV – a 0,4 – linhas de 500 kV).

O trabalho também propõe o parâmetro corrente crítica modificada para determinação do desempenho de linhas de 138 kV de forma expedita, indicando um aumento de aproximadamente 20% nos valores de corrente crítica calculados para incidências de descarga concentradas na torre.

**Palavras-chave:** Fator de vão, Desempenho de Linhas de Transmissão, Método de Monte Carlo.

# Abstract

This doctoral dissertation presents a contribution to the effect of lightning strikes distribution along transmission lines in its performance evaluation by proposing a calculation methodology for representing such effect.

Traditionally, the methodologies for estimating the line performance of transmission lines consider the application of a span factor equal to 0.6, whose mathematical basis presents some simplifications in its developments. Therefore, this work proposes a methodology for representing the effect of the distribution of lightning strikes considering a Monte Carlo approach for simulating lightning strikes to line sectors based on Love's and Eriksson's attractiveness models, evaluating the current injection in such sectors and calculating the resulting overvoltages in the insulator strings using the HEM model and determining the critical currents associated with each simulated event using the DE method. This methodology calculates individual cumulative peak current distributions for each sector of the transmission line under analysis.

The systematic application of this methodology led to the determination of span factors for several line and lightning conditions, indicating important trends for the lightning performance analyses, such as the increase of the span factor for higher values of grounding impedance and long spans, as well as the decrease of the span factor for increasing values of line CFO. It is also indicated the dependence of the span factor with the adopted lightning attractiveness model. However, the development of case studies reveals the trend of constant span factors for each line voltage level, with the value decreasing for higher voltage levels (from 0.8 – 138-kV lines - to 0.4 – 500-kV lines).

This dissertation also proposes the modified critical current parameter for a prompt determination of the lightning performance of 138-kV lines, indicating an increase of approximately 20% in the critical current values calculated for lightning strikes concentrated only on the towers.

**Keywords:** Span Factor, Transmission Lines Performance, Monte Carlo Method.

## SUMÁRIO

1	Introdução.....	1
1.1	Relevância da investigação .....	1
1.2	Objetivo .....	3
1.3	Metodologia de desenvolvimento .....	4
1.4	Principais contribuições e produções bibliográficas.....	4
1.5	Organização do texto .....	6
2	Distribuições estatísticas dos parâmetros de corrente de descarga de interesse para o cálculo de desempenho de linhas.....	8
2.1	Introdução .....	8
2.2	Aspectos importantes associados ao fenômeno de descarga atmosférica	9
2.2.1	Classificação e tipificação .....	9
2.2.2	Caracterização da distribuição log-normal.....	11
2.2.3	Parâmetros de uma primeira descarga negativa descendente.....	12
2.3	Influência da torre na distribuição dos valores de pico de corrente.....	15
2.4	Comentários .....	19
3	Modelos de atratividade .....	21
3.1	Introdução .....	21
3.2	Breve descrição das etapas que antecedem a corrente de retorno .....	22
3.3	Modelos de atratividade tradicionais .....	23
3.3.1	Modelos Eletrogeométricos.....	23
3.3.2	Modelos de progressão do leader .....	26
3.4	Comparação entre os resultados providos pelos principais modelos de atratividade .....	31
4	Metodologia proposta para determinação do fator de vão .....	35

4.1	Introdução .....	35
4.2	Tensão resultante na cadeia de isoladores: Incidência em torres e no meio do vão .....	36
4.3	Metodologias tradicionais de cálculo de desempenho de linhas .....	38
4.4	Origem do fator de vão 0,6 .....	39
4.5	Metodologia proposta para determinação do fator de vão.....	42
4.5.1	Descrição geral do procedimento .....	42
5	Resultados e análises .....	46
5.1	Introdução .....	46
5.2	Configurações das linhas e formas de onda de corrente de descarga simuladas .....	46
5.3	Efeito de duas condições extremas de incidência: Descarga no topo da torre e descarga a meio de vão.....	48
5.4	Determinação das distribuições de incidência de descargas no vão em função dos modelos de atratividade.....	51
5.5	Correntes críticas associadas à distribuição de descargas em cada setor do vão .....	55
5.6	O impacto em se considerar a incidência distribuída de descargas ao longo do vão .....	56
5.6.1	Considerações preliminares.....	56
5.6.2	Sumário dos resultados simulados.....	58
5.6.3	Discussão sobre a influência de algumas variáveis no fator de vão	60
5.7	Determinação do fator de vão sob distribuições realistas de impedâncias de aterramento de torres: Estudos de caso .....	64
6	Parametrização de correntes críticas para linha de 138 kV.....	68
6.1	Introdução .....	68
6.2	Formulação para determinação da corrente crítica em função do local de incidência da descarga .....	69

6.3	Determinação da corrente crítica representativa de incidências distribuídas de descargas na linha: Corrente crítica modificada.....	73
7	Conclusões e propostas de continuidade.....	77
7.1	Considerações iniciais.....	77
7.2	Conclusões.....	78
7.3	Propostas de continuidade.....	81
8	Referências bibliográficas.....	82
Apêndice	.....	90

# 1 Introdução

## 1.1 Relevância da investigação

O desempenho de linhas de transmissão (LTs) de alta tensão frente a descargas atmosféricas é tema tradicional da Engenharia Elétrica, investigado há décadas. Como resultado dessas investigações, foram formuladas e consolidadas metodologias de avaliação de desempenho aplicáveis nas etapas de projeto e manutenção de linhas, notadamente aquelas descritas nos documentos (CIGRÉ, 1991), (IEEE, 1997) e (EPRI, 2004).

A experiência no tema tem apontado, ao longo do tempo, o descompasso entre as estimativas de desempenho obtidas com base em tais metodologias e o resultado real de desempenho das linhas em geral. Também, é muito frequente observar linhas de construção recente exibindo taxas de desligamento muito diversas das previstas por essas metodologias. Este quadro evidencia a existência de desafios científicos e tecnológicos a serem enfrentados no tema.

A equipe do LRC detectou tal quadro há algum tempo e vem atuando em profundidade na busca de contribuições para modificá-lo (MACEDO, 2021; VISACRO *et al.*, 2020; GOMES *et al.*, 2019; SILVEIRA *et al.*, 2019; ALMEIDA, 2020, SOUZA, 2013). A análise do tema revela os pontos críticos responsáveis pelo quadro, particularmente associados à falta de incorporação nas metodologias dos significativos avanços do conhecimento dos últimos anos nos tópicos de maior relevância para o desempenho das linhas, em destaque no que concerne às técnicas de cálculo de sobretensões, às descargas atmosféricas e à resposta transitória da linha submetida à incidência de descargas, em especial do aterramento elétrico das torres, elemento de maior influência nessa resposta, sobretudo na ocorrência de *backflashover*.

Sabendo-se que as abordagens tradicionais de cálculo de desempenho de linhas são pautadas em formulações analíticas e simplificações, existem ainda desafios científicos a serem superados para uma melhoria da qualidade dos resultados fornecidos por tais abordagens. Dentre esses desafios, cita-se uma melhor representação da forma de onda de corrente, bem

como uma análise do efeito em se considerarem incidências distribuídas ao longo do vão na taxa de desligamento da linha.

O fenômeno de maior impacto no cálculo do número de desligamentos em linhas de transmissão de até 500 kV instaladas em solos de resistividade moderada e alta é o mecanismo de *backflashover* (BFOR). Um procedimento comumente adotado na literatura para se avaliar a taxa de *backflashover* de linhas consiste em se calcular a sobretensão resultante na cadeia de isoladores em virtude da incidência de descarga em torres, permitindo a determinação de uma corrente crítica que levaria os isoladores à falha. Assumindo-se funções de distribuição acumulada do pico de corrente característico de descargas, estima-se o percentual de eventos com valores máximos superiores à corrente crítica, possibilitando uma estimativa da taxa de *backflashover* da linha. (CIGRÉ, 1991; IEEE, 1997; MARTINEZ, 2005; ENGELBRECHT, 2015). Tradicionalmente, tal estimativa considera apenas eventos relacionados à primeira descarga de retorno, uma vez que sua corrente de pico mediana é cerca de três vezes maior do que a verificada em descargas subsequente (VISACRO e SILVEIRA, 2014).

A abordagem tradicional para a avaliação do desempenho de LTs considera assumir todas as incidências de descarga na linha concentradas apenas na torre para a determinação do BFOR e, posteriormente, se aplicar um fator multiplicativo inferior a 1 para levar em consideração o efeito das descargas incidentes distribuídas ao longo do vão da LT no cabo de blindagem. Tal abordagem recomenda valor 0,6 para este fator, também conhecido como fator de vão. Assim, o BFOR resultante é calculado da seguinte forma:

$$BFOR = 0,6 \cdot N_L \cdot P(I > I_c) \quad (1.1)$$

onde  $N_L$  é o número de incidências por 100 km de linha, e  $P$  é a probabilidade estimada de picos de correntes de uma primeira descarga de retorno que excedem a corrente crítica  $I_c$ .

O percentual de incidência de descargas ao longo da linha não é uniforme, havendo uma tendência natural de um número maior de incidências na torre. Em princípio, espera-se que as descargas atmosféricas incidentes nos cabos de blindagem no meio do vão resultem em menores sobretensões nas cadeias de isoladores quando comparadas com as incidências no topo de torres. À medida que o ponto de incidência se desloca em direção ao meio do vão, a corrente que flui para o solo através da torre mais próxima se torna mais baixa diminuindo tanto a correspondente elevação do potencial (GPR) no aterramento de pé de torre quanto o surto de tensão ao longo da torre. Sendo assim, a elevação de potencial no topo da torre e na cadeia de

isoladores também diminui, contribuindo para a redução da probabilidade de ocorrência de *backflashover*.

A proposição do fator de vão igual a 0,6 foi realizada primeiramente por Anderson (1982). Posteriormente, Hileman (1999) apresentou o embasamento matemático que justificou a adoção de tal valor, a partir de uma abordagem analítica e com simplificações, como a consideração de uma forma de onda com crescimento linear e modelo de *flashover* baseado no pico de tensão. Além disso, alguns aspectos dos desenvolvimentos apresentados por Hileman não são muito claros ou explicitamente apresentados como, por exemplo, o efeito da impedância de aterramento da torre e comprimento do vão. Também, não é clara a modelagem adotada para se considerar a atratividade das torres e da linha. Tais dúvidas suscitam a necessidade de avaliação do valor do fator de vão tradicionalmente adotado na literatura.

Desde então, avanços significativos no conhecimento científico sobre as descargas atmosféricas e na modelagem dos componentes das linhas de transmissão vêm sendo apresentados. Esses avanços tornaram possível avaliar a recomendação de utilizar o fator de vão a fim de se contabilizar o efeito da distribuição de incidências ao longo do vão no cálculo da BFOR das linhas de transmissão. Essa avaliação é o foco desta tese de doutorado.

## 1.2 Objetivo

O objetivo desta tese de doutorado consiste na apresentação de uma contribuição original relativa à representação do efeito das incidências distribuídas de descarga ao longo do vão na determinação do desempenho de linhas de transmissão. Para isso, torna-se necessária a proposição de uma metodologia consistente de cálculo em que sejam considerados os efeitos dos principais parâmetros de influência no desempenho e, assumindo uma abordagem pelo método de Monte Carlo, simular a incidência de descargas para distintos modelos de atratividade. Com base nos resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta, buscase uma avaliação da consistência do fator 0,6 tradicionalmente adotado na literatura bem como a proposição de fatores de vão mais ajustados às condições típicas de linhas de transmissão reais com diferentes níveis de tensão.

### 1.3 Metodologia de desenvolvimento

A metodologia adotada para o desenvolvimento deste trabalho consistiu, inicialmente, na realização de revisão bibliográfica a respeito das principais distribuições dos parâmetros de corrente de descarga (com atenção especial aos valores medianos de pico de corrente obtidos em diferentes estações de pesquisa). Os principais modelos de atratividade difundidos na literatura são estudados de forma a subsidiar uma análise crítica comparativa de influência e sensibilidade na estimativa da taxa de desligamento de linhas de transmissão.

Além disso, metodologias tradicionais de cálculo de desempenho foram investigadas de maneira a proporcionar maiores informações a respeito dos procedimentos adotados pelas mesmas.

Os resultados do trabalho consideram a aplicação da metodologia original proposta, com base no método de Monte Carlo para a representação do efeito da incidência de descargas na linha em seu cálculo de desempenho, no desenvolvimento de simulações sistemáticas considerando diferentes configurações de linhas de transmissão com o intuito de se avaliar o impacto de diversos parâmetros como altura da linha, comprimento do vão, tensão de descarga disruptiva a 50% dos isoladores (CFO, do inglês *critical flashover overvoltage*), aterramento, além das características da forma de onda de corrente de descarga e modelos de atratividade nos resultados, possibilitando a definição de fatores de vão associados a tais condições.

Finalmente, são realizados estudos de caso com o intuito de se recomendarem fatores de vão de acordo com o nível de tensão da linha, considerando distribuições de aterramento típicas dessas linhas.

### 1.4 Principais contribuições e produções bibliográficas

Como resultado das investigações realizadas e seus naturais desdobramentos, um conjunto de trabalhos foi publicado em periódicos e congressos internacionais e nacionais, a citar:

1. **GOMES, R. M.**; SILVEIRA, F. H.; VISACRO, S., *Influence of the Distribution of Lightning Strikes along the Span of Transmission Lines on their Backflashover Rate: The Span Factor*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021. DOI: 10.1109/TPWRD.2021.3086406.
2. VISACRO, S., SILVEIRA, F. H., SILVA, B. P., **GOMES, R. M.**, *Constraints on the use of surge arresters for improving the backflashover rate of transmission lines*. Electric Power Systems Research, v. 180, p. 106064, 2020.
3. **GOMES, R. M.**, SILVEIRA, F. H., VISACRO, S., *On the assessment of the span factor for evaluations of backflashover occurrence of 138-kV and 500-kV transmission lines*. GROUND 2020/21 & 9<sup>th</sup> LPE, Belo Horizonte, june, 2021.
4. **GOMES, R. M.**; SILVEIRA, F. H.; VISACRO, S., *Influence of lightning strikes along the span on backflashover occurrence of transmission lines: A contribution on the span factor based on an advanced calculation procedure*. In: XV International Symposium on Lightning Protection (SIPDA 2019), 2019, São Paulo. Proceedings of XV International Symposium on Lightning Protection (SIPDA 2019), 2019. p. 1-5.
5. SILVEIRA, F. H., **GOMES, R. M.**, VISACRO, S., *The Impact of the Distribution of Lightning Strikes along the Span on Backflashover Rate of Transmission Lines*. In: 2018 34th International Conference on Lightning Protection (ICLP), 2018. p. 1-5.
6. VISACRO, S., SILVA, B. P., SILVEIRA, F. H., **GOMES, R. M.**, *Concerns on surge-arrester application for improving the backflashover rate of transmission lines*. In: 2018 34th International Conference on Lightning Protection (ICLP). IEEE, 2018. p. 1-4.
7. Silveira, Fernando H.; VISACRO, S.; **GOMES, R. M.**, *Avaliação do Efeito da Distribuição de Incidência de Descargas Atmosféricas ao Longo do Vão no Desempenho de Linhas de Transmissão: Análise Crítica da Forma Tradicional de Cômputo pelo Fator 0,6*. In: XXV Seminário Nacional De Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 2019, Belo Horizonte. Anais do XXV Seminário Nacional De Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 2019. p. 1-7.

## 1.5 Organização do texto

O texto desta tese de doutorado é dividido em sete capítulos, organizados da seguinte forma:

No presente capítulo (**capítulo 1**), é contextualizada a relevância do tema em investigação e os objetivos almejados por meio da realização desse trabalho.

No **capítulo 2**, são apresentados os parâmetros relevantes relativos à onda de corrente associada à incidência de descarga. É também discutido e avaliado o efeito de torres instrumentadas na caracterização das distribuições de pico de corrente.

Consistindo em uma etapa importante na determinação do número de incidências de descarga em linhas, no **capítulo 3** são apresentados diferentes modelos de atratividade tradicionalmente adotados na literatura. Nesse capítulo, os principais modelos de atratividade são confrontados e discutidos em termos da atratividade resultante e dos processos físicos que levam à proposição do modelo.

O **capítulo 4** dedica-se a apresentar a origem do fator de vão tradicionalmente adotado na literatura, bem como a metodologia proposta neste trabalho para representação do efeito da distribuição de incidências de descargas no cálculo de desempenho de linhas de transmissão. São também realizadas discussões acerca da metodologia de cálculo de desempenho proposta neste trabalho. O objetivo principal desse capítulo consiste em apresentar uma metodologia que, ao se recomendar um fator de vão específico, seja capaz de considerar a influência de parâmetros que impactam a escolha do referido fator.

No **capítulo 5**, são apresentados os resultados obtidos pela aplicação sistemática da metodologia descrita no capítulo 4 e a determinação de fatores de vão para diversas condições de comprimento de vão, impedância impulsiva de aterramento, forma de onda de corrente de descarga, considerando linhas com níveis de tensão de 138 a 500 kV e diferentes modelos de atratividade. Esse capítulo também considera o desenvolvimento de estudos de caso para determinação de fatores de vão para condições realísticas de distribuição de impedâncias impulsivas de aterramento de linhas de transmissão.

O **capítulo 6** apresenta a proposição de fórmulas expeditas para determinação do valor de corrente crítica em função do ponto de incidência de descarga na linha e do valor de impedância impulsiva de aterramento, considerando a linha de transmissão de 138 kV. Além disso, propõe-se o parâmetro “corrente crítica modificada”, que se refere ao valor mínimo de corrente capaz de levar os isoladores da linha ao *backflashover* considerando o efeito da distribuição de incidência de descargas ao longo do vão.

As considerações finais e as propostas de continuidade do trabalho são objeto do **capítulo 7**.

## 2 Distribuições estatísticas dos parâmetros de corrente de descarga de interesse para o cálculo de desempenho de linhas

### 2.1 Introdução

A estimativa da taxa de desligamentos por *backflashover* de uma linha de transmissão está associada à taxa de incidência de descargas na área de exposição da linha e à probabilidade de existência de eventos de descarga com valor de corrente superior ao das correntes críticas que resultam na falha dos isoladores.

A partir de medições de corrente em torres instrumentadas, é possível determinar diversos parâmetros, tais como o valor de pico da corrente de retorno, o tempo de frente, a carga transferida, a derivada máxima da onda de corrente, dentre outros, bem como caracterizar as distribuições estatísticas de tais parâmetros.

Tradicionalmente, os estudos de desempenho de linhas consideram como base a distribuição estatística dos parâmetros de corrente medidos na estação de *Monte San Salvatore - MSS* (Suíça), realizados por K. Berger *et al.* (1975) e, posteriormente, revisados por Anderson e Eriksson (1980). Trata-se da maior base de dados de correntes de descargas medidas em torres instrumentadas instaladas em regiões temperadas. Posteriormente, Takami e Okabe (2006) apresentaram um conjunto de parâmetros estatísticos referentes a 120 medições de primeiras descargas negativas incidentes em torres de uma linha de transmissão de 500 kV no Japão. Silveira e Visacro (2020) também apresentaram uma atualização dos parâmetros de descargas medidos na estação do Morro do Cachimbo, Brasil, complementando os dados anteriormente reportados em (VISACRO *et al.*, 2004; VISACRO, 2012a). Constituída por dados de 51 primeiras descargas e 77 descargas subsequentes, atualmente tal base de dados é a única obtida a partir de medições de descargas em torre instrumentada instalada em regiões tropicais que apresenta significância estatística.

Vale ressaltar que fatores como variações climáticas, altura da torre instrumentada e relevo circunvizinho influenciam os valores dos parâmetros obtidos nas distribuições estatísticas

(CIGRÉ, 2013). Dessa maneira, além da natureza estocástica intrínseca das descargas atmosféricas, medições realizadas em diferentes condições podem resultar em distribuições distintas dos parâmetros de descargas.

Este capítulo apresenta de forma sucinta parâmetros de descarga e suas distribuições para aplicação em avaliações de desempenho de linhas de transmissão referentes a três bases de dados. Além disso, o capítulo inclui uma discussão relativa ao efeito da torre instrumentada na determinação das distribuições de pico de corrente.

## 2.2 Aspectos importantes associados ao fenômeno de descarga atmosférica

### 2.2.1 Classificação e tipificação

As descargas atmosféricas são categorizadas conforme a polaridade da carga transferida para o solo e a direção de propagação do *leader* – canal ionizado precursor de descargas. Uma descarga pode apresentar polaridade positiva ou negativa e ser do tipo ascendente ou descendente.

Descargas do tipo ascendentes são mais comuns em estruturas elevadas bem como no topo de montanhas (VISACRO, 2005a; HILEMAN, 1999). Já as descargas negativas descendentes são de maior predominância na natureza (cerca de 90% das descargas nuvem-solo nessa categoria), constituindo grande parte das incidências de descarga em linhas e torres.

Uma descarga atmosférica pode apresentar diversos *strokes*<sup>1</sup> em um único evento. Antes da extinção total do canal ionizado, pode ocorrer seu reacendimento, propiciando o surgimento das descargas subsequentes. As correntes de primeira descarga e descarga subsequente apresentam características que as diferem significativamente. As correntes de descargas subsequentes são usualmente mais rápidas e de menor amplitude, ao passo que as correntes de primeiras descargas (ou descargas únicas) são normalmente mais lentas e com uma maior transferência de cargas (RAKOV e UMAN, 2003). Nesta tese será dada ênfase aos parâmetros relativos às primeiras

---

<sup>1</sup> *Return Stroke*: Propagação de uma intensa corrente por um canal ionizado, com transferência de cargas para o solo. Fonte: (VISACRO,2005)

descargas descendentes negativas em razão de sua maior relevância para o desempenho de linhas de transmissão frente ao mecanismo de *backflashover*.

A Figura 2.1 apresenta a forma de onda de corrente típica e os principais parâmetros de uma primeira descarga negativa. A descrição sucinta desses parâmetros é feita na Tabela 2.1.

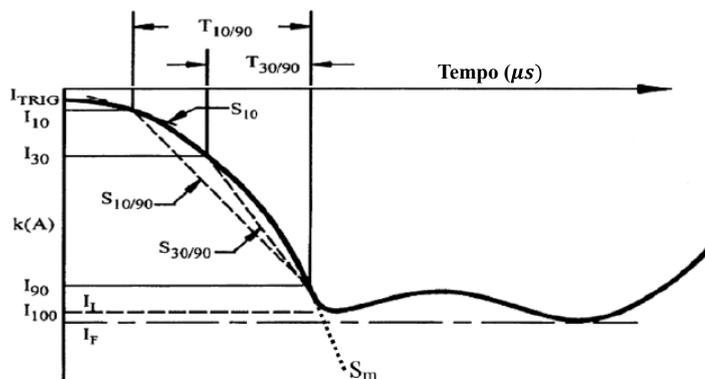


Figura 2.1 - Forma de onda ilustrativa de uma corrente de retorno [adaptado de (CIGRÉ, 2013)].

Tabela 2.1 – Parâmetros associados à corrente de retorno [adaptado de (CIGRÉ, 2013)].

PARÂMETRO	DESCRIÇÃO
$I_{10}$	10% do valor de pico da corrente
$I_{30}$	30% do valor de pico da corrente
$I_{90}$	90% do valor de pico da corrente
$I_{100}, I_I$ ou $Ip1$	Pico inicial da onda de corrente
$I_F$ ou $Ip2$	Pico final ou absoluto da onda de corrente
$T_{10/90}$	Tempo entre os interceptos $I_{10}$ e $I_{90}$
$T_{30/90}$	Tempo entre os interceptos $I_{30}$ e $I_{90}$
$S_{10}$	Inclinação instantânea em $I_{10}$
$S_{10/90}$	Inclinação média (entre $I_{10}$ e $I_{90}$ )
$S_{30/90}$	Inclinação média (entre $I_{30}$ e $I_{90}$ )
$S_m$	Máxima taxa de crescimento - tipicamente em $I_{90}$
$td_{10/90}$ ou $Td10$	Tempo de frente equivalente – relação $I_F/S_{10/90}$
$td_{30/90}$ ou $Td30$	Tempo de frente equivalente – relação $I_F/S_{30/90}$
$t_m$	Tempo de frente equivalente – relação $I_F/S_m$
$Q_I$	Carga associada (integração temporal da corrente)

Por se tratar de um evento de natureza estocástica, os parâmetros apresentados na Tabela 2.1 são modelados com base em dados de medições, segundo uma distribuição estatística que melhor representa sua variabilidade. No item a seguir, é caracterizada a distribuição amplamente adotada na literatura para representação dos parâmetros associados à corrente de retorno.

### 2.2.2 Caracterização da distribuição log-normal

Os parâmetros de descarga são tradicionalmente representados por distribuições estatísticas do tipo log-normal (CIGRÉ, 2013; IEEE, 2010; HILEMAN, 1999; BERGER *et al.*, 1975). A função densidade de probabilidade (PDF) genérica  $f$  do tipo log-normal de uma variável aleatória (VA)  $x$  é apresentada na equação (2.1)

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta x} e^{-\frac{1}{2}\left[\frac{\ln(\frac{x}{M})}{\beta}\right]^2} \quad (2.1)$$

em que  $M$  consiste no valor mediano da distribuição log-normal e  $\beta$  seu desvio padrão logarítmico. Portanto, tal distribuição é totalmente caracterizada pelo valor mediano da VA e por seu respectivo desvio padrão logarítmico<sup>2</sup>.

Com o intuito de se obter a probabilidade de um parâmetro genérico de descarga exibir valores superiores a  $x_0$ , realiza-se a integração da função densidade de probabilidade a partir de  $x_0$ , englobando todos os valores superiores a este, conforme apresentado na equação (2.2):

$$F(x > x_0) = \int_{x_0}^{\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta x} e^{-\frac{1}{2}\left[\frac{\ln(\frac{x}{M})}{\beta}\right]^2} dx = 1 - \Phi(x_0) \quad (2.2)$$

de modo que  $\Phi(x)$  consiste na função densidade de probabilidade acumulada (CDF), ou a probabilidade do parâmetro genérico apresentar valores inferiores ou iguais a  $x_0$ , e  $F$  é a função CDF que indica a probabilidade de um evento aleatório resultar em valores superiores a  $x_0$ . É importante salientar que, ao serem somadas as funções  $F$  e  $\Phi$ , obtém-se a unidade, ou seja,

---

<sup>2</sup>Na literatura, é também encontrado o desvio padrão logaritmo na base 10 ao invés de se utilizar a base natural. Nessa situação, a mudança da base natural para a base decimal se resume em dividir  $\beta$  por  $\ln(10) = 2,3026$ . Todos os valores de  $\beta$  apresentados nesse trabalho foram calculados na base natural.

quaisquer que sejam os valores de  $x_0$ , a probabilidade de um evento gerar valores superiores ou inferiores a esse limiar é de 100%, sendo os intervalos mutuamente excludentes.

### ***2.2.3 Parâmetros de uma primeira descarga negativa descendente***

Tradicionalmente, os estudos de desempenho de sistemas elétricos frente aos efeitos das descargas atmosféricas consideram os parâmetros obtidos a partir das medições realizadas em Monte San Salvatore (MSS) realizadas por K. Berger e colaboradores (BERGER *et al.* 1975). Tais medições foram obtidas no período de 1963 a 1971 e seus dados são considerados em normas e documentos internacionais para aplicação na engenharia de proteção de sistemas elétricos.

Em Anderson e Eriksson (1980), os dados de medição de Berger são revisitados e as análises estatísticas são estendidas a um número maior de parâmetros de descarga, sendo apresentados os valores medianos e desvios-padrão associados.

Posteriormente, Takami e Okabe (2007) apresentam parâmetros de descarga referentes a 120 medições diretas de corrente realizadas no Japão, obtendo valores similares àqueles fornecidos por Berger *et al.* (1975).

As bases de dados destacadas anteriormente se referem às medições realizadas em regiões temperadas. Atualmente, a única base de dados com significância estatística obtida a partir de medições em regiões tropicais é aquela proveniente das medições realizadas na torre instrumentada da estação de medição do Morro do Cachimbo, situada nos arredores de Belo Horizonte, Minas Gerais. A estação, que teve o início de suas atividades em 1985, possui uma torre estaiada de 60 m de altura, sustentada por cabos isolados, e se situa a 1430 m acima do nível do mar. Medições diretas da corrente de descarga são atualmente realizadas por meio de duas bobinas de Pearson instaladas na base da torre e conectadas a placas de aquisição de dados capazes de detectar correntes entre 5 A e 200 kA, com um intervalo de amostragem de 16,7 ns. Todo o sistema de medição é descrito em (VISACRO *et al.*, 2017 e GUIMARAES *et al.*, 2017).

A comparação entre os principais parâmetros obtidos dessas três bases de dados é apresentada na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Parâmetros associados à corrente de retorno apresentados na literatura. Os desvios-padrão logarítmicos apresentados são calculados na base e.

PARÂMETRO	Monte San Salvatore (MSS) (CIGRE, 2013)		Linhas de transmissão (Montanhas Ridge) (TAKAMI e OKABE, 2007)		Estação Morro do Cachimbo (MCS) (SILVEIRA e VISACRO, 2020)	
	Valor mediano	Desvio padrão	Valor mediano	Desvio padrão	Valor mediano	Desvio padrão
$I_{P1} (kA)$	27,7	0,46	27,7	0,644	37,6	0,46
$I_{P2} (kA)$	31,1	0,48	29,3	0,644	43,3	0,47
$Td10 (\mu s)$	5,6	0,58	4,8	0,391	6,4	0,41
$Td30 (\mu s)$	3,8	0,55	3,2	0,414	4,2	0,50

Com base na Tabela 2.2, verifica-se que o valor mediano de pico de uma corrente de descarga medida na estação do Morro do Cachimbo é 44% maior que o valor fornecido por Berger e 47,8% maior que o valor sugerido por Takami e Okabe (2007). Além disso, o tempo de frente mediano ( $Td30$ ) medido em MCS é 10,5% maior que aquele fornecido por Berger e 31% superior àquele sugerido por Takami e Okabe (2007). Os valores obtidos por Berger e Takami e Okabe para o valor de pico mediano de corrente se diferem apenas em 6%, apontando para uma similaridade entre os resultados obtidos. Em documentos de referência do CIGRE e IEEE, são apresentadas distribuições dos picos de corrente de descarga para aplicação em estudos de desempenho de sistemas elétricos com base nos dados de medição de Berger e complementados por dados de medição obtidos de forma indireta e com menor precisão obtidos através de elos magnéticos (CIGRE, 2013). Esse tipo de abordagem tinha como propósito a apresentação de distribuições consideradas globais. No entanto, conforme ilustrado na Figura 2.2, a despeito das distribuições do CIGRE e IEEE apresentarem uma região de concordância entre si, não demonstram serem representativas dos dados de medição obtidos em regiões tropicais como a proveniente da estação do Morro do Cachimbo.

A distribuição proposta pelo CIGRE é reproduzida com base em duas retas, sendo também denominada de distribuição *two-slope*. A referida distribuição pode ser reproduzida com base em duas distribuições log-normais, cujos parâmetros são apresentados na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Distribuição de valor de pico conforme faixa de corrente (CIGRÉ, 1991).

<b>PARÂMETRO</b>	<b><math>I &lt; 20 \text{ kA}</math></b>	<b><math>I &gt; 20 \text{ kA}</math></b>
$M$	61,1	33,3
$\beta$	1,33	0,605

A distribuição proposta pelo IEEE (1997) apresenta uma formulação de simples implementação, conforme reproduzida na equação (2.3)

$$P_I = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2,6}} \quad (2.3)$$

sendo  $P_I$  a probabilidade da descarga incidente apresentar um valor de pico superior à corrente  $I$  (kA).

Com base nos dados de medição da estação do Morro do Cachimbo, Silveira e Visacro (2020) também propuseram uma expressão matemática nos moldes da expressão do IEEE para determinação da probabilidade acumulada dos picos de corrente de primeira descarga. Esta expressão é apresentada na equação (2.4).

$$P_I = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{43,3}\right)^{3,8}} \quad (2.4)$$

Na Figura 2.2, são apresentadas as probabilidades acumuladas dos picos de corrente segundo as distribuições do CIGRE, IEEE e MCS. Nota-se uma concordância, para uma ampla faixa de correntes, entre as duas primeiras distribuições.

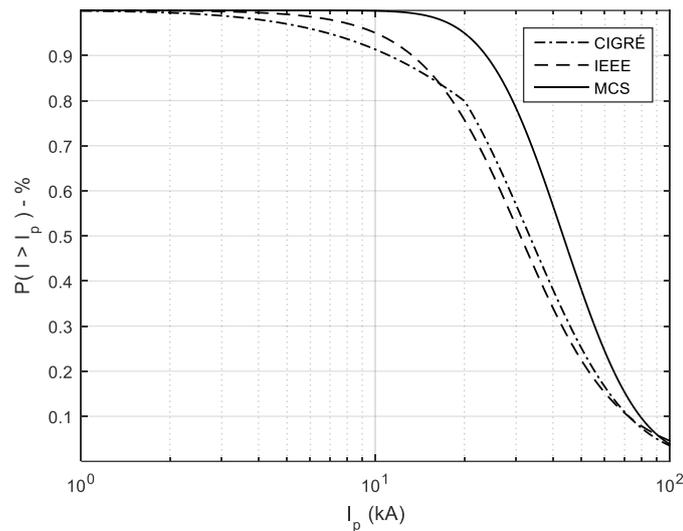


Figura 2.2 – Probabilidade de uma primeira descarga negativa apresentar pico de corrente superior a  $I_p$  segundo o CIGRÉ, IEEE e MCS.

### 2.3 Influência da torre na distribuição dos valores de pico de corrente

Tradicionalmente, a análise de desempenho de linhas de transmissão considera parâmetros estatísticos de corrente de descarga referentes a medições realizadas em torres instrumentadas. Nessa análise, não se considera o fato de que as torres da linha de transmissão possam apresentar alturas distintas daquelas das torres instrumentadas de medição de corrente e estarem, conseqüentemente, sujeitas a parâmetros diferentes daqueles de torres instrumentadas.

Na literatura, alguns autores defendem a influência da altura de torres na determinação dos parâmetros estatísticos do pico de corrente de descarga, destacando que a presença de estruturas elevadas contribui para incidências de descargas com valor de corrente de maior amplitude (RIZK, 1994a; PETTERSSON, 1991).

Estudos com o objetivo de se quantificar o efeito da altura das torres na distribuição estatística dos parâmetros de uma corrente de descarga são apresentados em (BORGHETTI *et al.*, 2004; RIZK, 1994ab; PETTERSSON, 1991; MOUSA e SRIVASTAVA, 1989). Nos trabalhos de (BROWN, 1978) e (RIZK, 1994a) são apresentadas as relações das distribuições estatísticas log-normais para a incidência de descargas em torres, condutores e ao nível do solo. A equação (2.5) apresenta a relação entre as distribuições estatísticas dos picos de corrente no nível do solo ( $f_g$ ) a partir de uma distribuição calculada, tendo-se como base medições realizadas em estruturas elevadas ( $f_x$ ).

$$f_g(I_p) = \frac{f_x(I, h)}{r^k(h, I) \int_0^\infty f_x(I)/r^k(h, I) dI} \quad (2.5)$$

onde  $f_x$  corresponde à função densidade de probabilidade relativa às incidências em torres ou condutores horizontais;  $r(h, I_p)$  corresponde ao raio de atração que, por sua vez, é função da altura da estrutura ( $h$ ) e do valor de pico da corrente  $I_p$  e  $k$  é uma constante igual à unidade quando relativa à condutores horizontais e igual a 2 quando associada a torres instrumentadas (BROWN, 1978).

Apesar da equação (2.5) relacionar a função densidade de probabilidade do valor de pico de corrente de descargas incidentes no solo a partir dos valores medidos em estruturas elevadas, seu cálculo não é direto. Torna-se necessário, primeiramente, a escolha de um modelo de atratividade que tenha em conta os efeitos da altura da estrutura e do valor de pico da corrente de descarga para que seja realizado esse cálculo. Em seguida, uma vez determinados os respectivos raios de atração para todos os possíveis valores de pico de corrente, procede-se à integração no denominador de (2.5). Detalhes sobre modelos de atratividade e o cálculo do raio de atração são apresentados no capítulo 3 desta tese.

Visando simplificar os procedimentos para obtenção da função densidade de probabilidade dos parâmetros de descarga ao nível do solo, em (PETTERSSON, 1991) é apresentada a equação (2.6), capaz de estimar parâmetros ao nível do solo a partir de medições em torres instrumentadas. Na obtenção do referido equacionamento, são assumidas relações exponenciais entre o valor de pico da corrente e o raio de atração relativo à torre instrumentada ou entre a carga contida no canal e sua altura em relação ao solo.

$$\beta_g = \beta_s \quad M_g = M_s \cdot \exp(-2 \cdot b \cdot \beta_g^2) \quad (2.6)$$

no qual  $\beta_g$  e  $\beta_s$  são os desvios-padrão das distribuições log-normais ao nível do solo e na torre, respectivamente, e  $M_g$  e  $M_s$  os valores medianos da distribuição referenciada no solo e relativa à estrutura, respectivamente.

Um dos trabalhos pioneiros em que a atratividade de estruturas é avaliada em função de sua altura é apresentado em (SARGENT, 1972). Neste, Sargent relaciona a atratividade de estruturas e sua dependência com a altura na determinação dos parâmetros estatísticos dos valores de pico de corrente, apontando para uma relação direta entre o aumento da altura com a elevação

dos valores medianos da distribuição. Com base nas medições de Berger e considerando uma igual atratividade entre os elementos (torre, cabos e solo), Sargent apresenta uma distribuição log-normal dos picos de corrente ao nível do solo com valor mediano de 13 kA.

Mousa e Srivastava (1989) apontam incoerências nos resultados de Sargent (1972), tanto no que se refere à utilização de descargas do tipo ascendentes quanto na adoção da mesma formulação de atratividade para cabos, torres e solo. A partir do valor mediano de corrente igual a 30 kA (ANDERSON e ERIKSSON, 1980), considerando a flecha descrita pelos condutores de uma linha de transmissão e uma atratividade distinta para torres, Mousa e Srivastava apontam um valor de 24 kA como representativo de uma incidência ao nível do solo. Tal valor, situado entre os valores medianos associados à distribuição relativa a torres apresentados por Anderson e Eriksson (1980) e aqueles referenciados ao nível do solo por Sargent (1972) é apenas 4% inferior ao valor de 25 kA sugerido por Golde (1945).

Então, Mousa e Srivastava sugerem como estimativa razoável a consideração da atratividade de torres 20% superiores àquelas associadas ao condutor da linha. Quando considerada uma altura típica de torres entre 10-100 m, concluem que a variação máxima dos valores medianos de corrente é de 6,6%, sendo praticamente indistinguível por parte dos sistemas de medição utilizados à época.

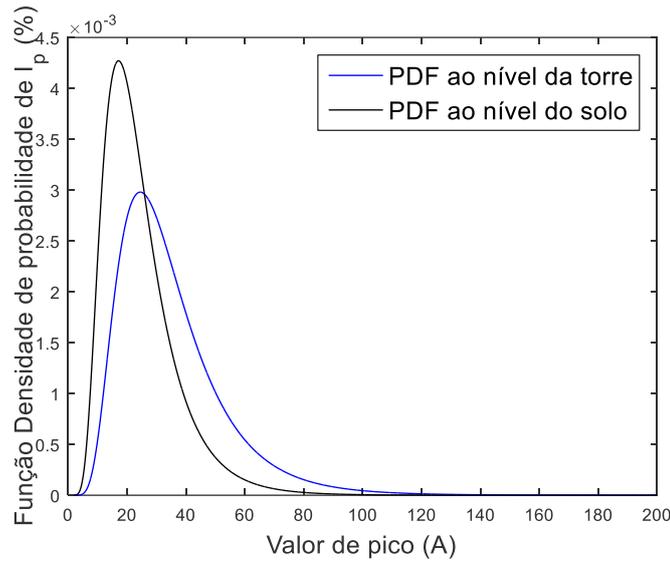
Por fim, em (BORGHETTI *et al.*, 2004) é investigada a influência do raio de atração no cálculo da densidade de probabilidade dos picos de corrente referenciados ao nível do solo. Considerando os valores de pico de corrente de primeira descarga apresentados em (ANDERSON e ERIKSSON, 1980), Borghetti propõe um modelo de cálculo baseado na equação (2.5) e na aplicação do método de Monte Carlo para determinação dos picos de corrente no nível do solo. Os valores de corrente referenciados no nível do solo com base nos modelos de Love e Eriksson são apresentados na Tabela 2.4, indicando uma diferença de, aproximadamente, 5% entre eles

Comparando-se os resultados fornecidos por Mousa e Srivastava e Borghetti, o valor mediano de corrente obtido ao nível do solo ao se considerar (MOUSA e SRIVASTAVA, 1989), 24 kA, é 4,3% maior em relação àquele apresentado por Borghetti quando da utilização do modelo de (LOVE, 1973), 23 kA.

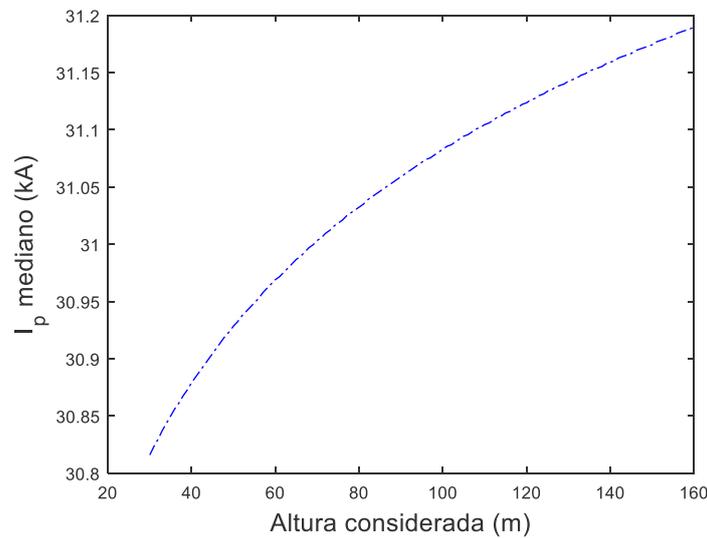
Tabela 2.4 - Parâmetros calculados ao nível do solo com base na distribuição apresentada por (ANDERSON E ERIKSSON, 1980).

Parâmetro	Raio de atração	$M_g$	$\beta_g$
$I_F$ (kA)	Love (1973)	23,0	0,21
	Eriksson (1987a)	21,8	0,21

A fim de se avaliar a influência de diferentes alturas de torres na distribuição de picos de corrente, procedeu-se ao seguinte desenvolvimento com base na equação (2.5): Primeiramente, considerando uma torre de 70 m de altura, valor mediano de pico de corrente de 31,1 kA e o modelo de atratividade de Eriksson (1987a), procedeu-se à determinação da função de densidade de probabilidade dos picos de corrente referenciada ao nível do solo. A altura escolhida e o valor mediano de pico de corrente são aqueles referentes ao trabalho de medição de Berger. A Figura 2.3 ilustra a distribuição dos picos de corrente medida por Berger e aquela referenciada ao nível do solo por meio da eq. (2.5). Posteriormente, determinada a distribuição do pico de corrente no solo, procedeu-se ao cálculo do valor mediano do pico de corrente das distribuições que estariam associadas a torres de diferentes alturas com base na distribuição referente ao nível do solo. Logo, na Figura 2.3b são calculados os valores de pico medianos para torres de diferentes alturas com base no valor mediano de 21,63 kA referenciado ao nível do solo (Figura 2.3a). Com base na Figura 2.3b, nota-se uma variação de apenas 0,37 kA no valor mediano do pico de corrente para estruturas de 30 a 160 m de altura, indicando uma pequena diferença nas distribuições para a faixa de altura considerada.



(a)



(b)

Figura 2.3 – Funções densidade de probabilidade associadas ao do pico de corrente para incidências em torre e ao nível do solo a) e valores medianos do pico de corrente em torres de diferentes alturas b).

## 2.4 Comentários

Conforme apresentado neste capítulo, os parâmetros de descarga relativos a regiões temperadas e tropicais podem apresentar diferenças significativas entre si. Comparando-se os resultados de medição de Berger (na Suíça) e de Takami e Okabe (no Japão), valores medianos concordantes são observados. Contudo, os dados de medição obtidos na estação do Morro do Cachimbo apontam para uma maior severidade do fenômeno em regiões tropicais.

Além disso, estudos dedicados a se estimar os valores de pico de corrente no nível do solo indicam uma diminuição dos valores em relação àqueles obtidos a partir de torres instrumentadas. Mousa e Srivastava (1989) indicam uma variação no valor mediano do pico de corrente de até 6,6% quando comparadas distribuições de correntes em torres de 10 m a 100 m. Apesar da pequena diferença entre os valores obtidos para torres de diferentes alturas, é senso comum se considerar valores medianos de pico de corrente para incidências ao nível do solo inferiores àqueles obtidos em torres instrumentadas.

Segundo CIGRÉ (2013), não existe evidência experimental capaz de demonstrar que a altura da torre instrumentada contribua para a modificação dos valores de pico de corrente de descarga. Popolansky (1990) *apud* CIGRÉ (2013) reporta um valor mediano de pico de corrente de 30 kA para estruturas de 15 m a 55 m e 27 kA para estruturas de 56 m a 65 m, indo de encontro à dependência esperada com a altura. Sendo assim, a utilização de valores de pico de corrente “descontaminados”, ou seja, o referenciamento de valores advindos de estações de medição para valores ao nível do solo com posterior recálculo para alturas relativas a torres e linhas, torna-se irrelevante do ponto de vista de incidências diretas em LT's. Com isso, a utilização dos parâmetros de descarga medidos em torres instrumentadas no cálculo de desempenho de linhas de transmissão não resulta em erros que comprometam a qualidade do resultado obtido.

Esta tese de doutorado também contribui com este tópico de pesquisa ao apresentar resultados de distribuições de descarga em linhas de transmissão calculados segundo uma abordagem pelo Método de Monte Carlo, considerando linhas com diferentes características de altura e vão, como base para o estabelecimento de fatores de vão a serem utilizados em cálculos de desempenho de linhas de transmissão. Este é objeto do capítulo 5 desta tese de doutorado.

# 3 Modelos de atratividade

## 3.1 Introdução

A determinação do número de descargas que atinge a linha de transmissão é uma etapa importante do cálculo de desempenho de linhas. A realização desta etapa depende da adoção de métodos que buscam modelar o processo de atratividade entre o canal descendente de descarga e as estruturas.

Diversos modelos de atratividade são apresentados na literatura. Basicamente, duas abordagens principais são adotadas para se avaliar a atratividade de linhas de transmissão:

- (a) Modelo Eletrogeométrico (EGM, de *Electrogeometric Model*), que utiliza o conceito de *striking distance* – SD, que aqui será denominado como distância de indução do canal ascendente de descarga (VISACRO, 2005), associado ao valor de pico de corrente de primeira descarga de retorno. Trata-se de um método de simples implementação, largamente utilizado em avaliações de desempenho de linhas de transmissão frente às descargas atmosféricas.
  
- (b) Modelo de Progressão do *Leader* (LPM, de *Leader Progression Method*), que busca simular o processo de conexão (*attachment*) da descarga atmosférica com objetos aterrados. Esse tipo de modelo utiliza o conceito de *attractive radius* (raio de atratividade) para descrever a distância para conexão da descarga com torres e condutores aéreos. Esse tipo de método busca considerar características físicas associadas à evolução do canal descendente de descarga, sendo mais complexo do que o modelo eletrogeométrico.

Este capítulo tem por objetivo apresentar os modelos de atratividade mais difundidos na literatura, servindo como base para os desenvolvimentos desta tese de doutorado. Vale a pena destacar que os modelos de atratividade aqui discutidos se referem tão somente às primeiras descargas descendentes negativas.

### 3.2 Breve descrição das etapas que antecedem a corrente de retorno

Após o estabelecimento de um canal ionizado e altamente condutivo a partir da nuvem de tempestade e atendidas as condições de campo necessárias para sua manutenção, este pode vir a se estender em passos com uma direção predominantemente vertical em direção ao solo, sendo denominado *downward stepped leader* (ou canal precursor de descargas). Com a evolução desse canal em direção ao solo, o campo elétrico próximo a estruturas aterradas também é intensificado, a ponto de criar canais ascendentes provenientes de tais estruturas.

Caso os canais apresentem condições suficientes para sua sustentação e evolução, esses se propagam um em direção ao outro e, momentos antes da conexão tem-se o chamado salto final (que consiste na última etapa que antecede a corrente de retorno ou corrente de descarregamento do canal). Nessa última etapa, fica caracterizado um raio de atração ou *attractive radius* ( $R$ ), que consiste na distância horizontal entre canal descendente e a estrutura para a qual houve o fechamento entre os canais. No caso de linhas de transmissão, o raio de atração é também denominado distância lateral quando avaliados os condutores que a compõem.

Conforme definição apresentada por Cooray (2010), a distância na qual são satisfeitas as condições necessárias para a ruptura do ar entre o *leader* descendente e estruturas aterradas é denominada *striking distance* ( $r$ ). Em virtude da literatura não ser tão clara quanto ao uso das expressões *striking distance* e *attractive radius* (e muitas vezes utilizá-las como sinônimos), na Figura 3.1 são ilustrados os dois parâmetros em questão adotados neste trabalho. É necessário reforçar que, o termo raio de atração ( $R$ ) representa a distância lateral entre o canal e a estrutura com a qual se espera o fechamento entre os canais, sendo usualmente inferior ao valor correspondente ao *striking distance*.

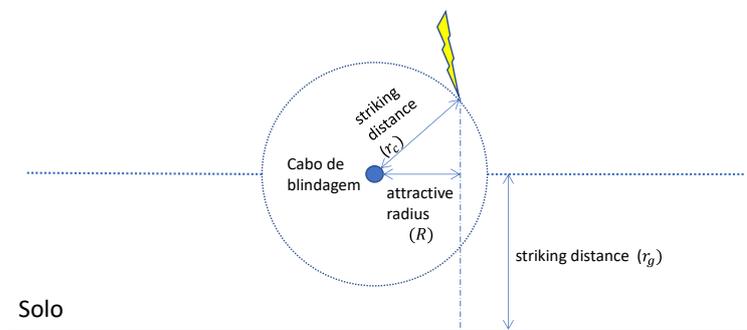


Figura 3.1 – Caracterização dos termos *striking distance* e *attractive radius*.

Os aspectos gerais dos dois principais modelos associados ao cálculo de atratividade de estruturas à luz do cálculo do desempenho de linhas de transmissão frente às descargas atmosféricas são apresentados a seguir.

### **3.3 Modelos de atratividade tradicionais**

#### **3.3.1 Modelos Eletrogeométricos**

O modelo eletrogeométrico é comumente empregado para se avaliar a possibilidade de uma descarga atingir linhas de transmissão, principalmente pela facilidade de sua aplicação e implementação computacional.

O desenvolvimento desse tipo de modelagem se baseia nas considerações físicas sobre o processo de formação de descargas apresentado em Scholand (1943). A primeira versão do EGM foi desenvolvida por Golde (1945) com o objetivo de se estimar o número de incidências de descargas atmosféricas em redes aéreas. Posteriormente, diversos trabalhos foram apresentados a fim de se promover melhorias e modificações no modelo inicial, avaliando-se diferentes aspectos, dentre eles:

- A efetividade da blindagem provida por cabos para-raios (YOUNG *et al.*, 1963);
- A calibração do EGM com base em observações em campo (GILMAN e WHITEHEAD, 1973);
- Melhorias na modelagem de incidências em projetos de LTs de extra e ultra alta tensões (LOVE, 1973);
- Relação de atratividade entre torres, condutores horizontais e solo (MOUSA e SRIVASTAVA, 1988; ERIKSSON, 1987b);
- Correção da relação de atratividade entre estruturas e solo (MOUSA e SRIVASTAVA, 1990);

Entretanto, os diferentes modelos EGM partem de considerações semelhantes em seus desenvolvimentos: todos assumem a propagação do canal descendente não afetada pela presença do solo, a despeito da influência que tal canal sofre ao ingressar na região de indução do canal ascendente (ERIKSSON, 1987a; LOVE, 1973). Os modelos que se baseiam no método

EGM também desconsideram os processos físicos originários na nuvem, bem como a evolução do canal descendente até o instante de indução de um canal ascendente. Assume-se também que os canais descendentes se aproximam verticalmente do solo segundo uma distribuição uniforme de incidência de descargas, ou seja, uma igual probabilidade de incidência da descarga em qualquer região no solo/estrutura.

Para a avaliação da distância de indução do canal ascendente utiliza-se uma função potência que relaciona a referida distância com o valor de pico da corrente de descarga (em kA), apresentada na equação (3.1)

$$r = AI^B \quad (3.1)$$

onde as constantes A e B são normalmente obtidas por meio de calibrações empíricas e  $r$  é a distância de indução do canal ascendente, em metros.

Formulações de atratividade baseadas no EGM apresentam como principal virtude uma obtenção expedita de SD sem a necessidade de realização de simulações extensivas, sendo amplamente empregadas em projetos referentes à blindagem de linhas de transmissão. Ademais, não é consenso na literatura a adoção de uma igual atratividade para cabos, torres e solo. Há autores que consideram a atratividade de cabos e estruturas ligeiramente superior àquela associada ao solo, principalmente quando avaliadas estruturas elevadas (ANDERSON, 1975; MOUSA e SRIVASTAVA, 1989). Posto isso, para se distinguir a atratividade de diferentes elementos será utilizado nesse trabalho o subíndice ‘g’ para caracterizar o parâmetro relativo ao solo e ‘c’ para caracterizar o parâmetro relativo a condutores.

A Tabela 3.1 apresenta os modelos de atratividade mais relevantes que se baseiam no EGM (CIGRÉ, 2017).

Tabela 3.1 – Modelos de atratividades baseados no modelo eletrogeométrico.

Autor(es)	<i>Striking distance</i> $r_g = k \cdot r_c$		
	A	B	k
Young <i>et al.</i> (1963)	27/k	0,32	1 para h<18 m $\frac{462-h}{444}$ para h>18m h: altura dos cabos de blindagem
Whitehead (1974)	9,4	0,67	1
Armstrong e Whitehead (1968)	6,7	0,80	0,9
Love (1973)	10	0,65	1
Anderson (1982)	8	0,65	0,64 para linhas UHV 0,8 para linhas EHV 1 para as demais
Golde (1945) <i>apud</i> Borghetti (2004)	3,3	0,78	1
Mousa e Srivastava (1988)	8	0,65	$0,9 < k < 1$

Com a evolução do conhecimento científico no tema, verificou-se a importância da altura da estrutura no processo de atratividade das descargas. Tal verificação incentivou o desenvolvimento de modelos que contemplassem tal variável no cálculo da distância de indução do canal ascendente. Dentre estes modelos, destaca-se o modelo de Eriksson (1979). Tal modelo é recomendado em (IEEE, 1997) para a cálculo da atratividade de linhas na estimativa do seu número de desligamentos.

Baseando-se nos trabalhos (GOLDE, 1945; ANDERSON, 1980), Eriksson (1987) demonstra que a conexão entre canais não deve ser somente avaliada em termos de um SD, mas também no sucesso de conexão entre os canais.

Em síntese, o modelo de Eriksson (também chamado na literatura de modelo EGM modificado) parte da mesma consideração inicial assumida por modelos eletrogeométricos mas, atendida a condição de indução de canais ascendentes, define-se o chamado *attractive radius*. Tal parâmetro consiste na menor distância lateral na qual um canal descendente será efetivamente capturado por um canal ascendente originário da estrutura avaliada. Algumas considerações importantes do modelo de Eriksson (1987) devem ser destacadas:

- A SD ilustrada na Figura 3.1 define uma área de exposição no entorno da estrutura avaliada. A aproximação de um canal descendente situado dentro do volume compreendido pela SD de uma estrutura não garante o fechamento dos canais para esta,

ou seja, a simples indução de canais ascendentes não garante a conexão entre os canais, mas sim o indício de uma região provável de incidência.

- A efetiva incidência da descarga na estrutura ocorre com o encontro dos canais descendentes e ascendentes, garantido por um raio de atração.
- O raio de atração é dependente da altura da estrutura, amplitude da corrente de descarga e tipo de captor (mastro ou condutores).

Sendo assim, o modelo de Eriksson define um raio de atração ( $R$ ) dependente do tipo de captor, de sua altura ( $h$ ) bem como do valor de pico da corrente de descarga ( $I_p$ ), resultando nas expressões apresentadas pelas equações (3.2) e (3.3).

$$R_t = 0,84 \cdot h^{0,6} \cdot I_p^{0,74} \quad (3.2)$$

$$R_s = 0,67 \cdot h^{0,6} \cdot I_p^{0,74} \quad (3.3)$$

onde  $R_t$  e  $R_s$  consistem nos raios de atração associados a torres e cabos, respectivamente. As expressões desenvolvidas por Eriksson (1987) apresentam validade para estruturas com alturas entre 10 e 60 m.

O aspecto mais importante pontuado pelo modelo de Eriksson consiste na relação entre a altura da estrutura avaliada e sua respectiva atratividade, conceituada pelo raio de atração, sendo assim considerado um modelo eletrogeométrico “modificado”.

### ***3.3.2 Modelos de progressão do leader***

Proposto por Deller e Garbagnati (1990), o chamado LPM baseia-se no método de simulação de cargas para se obter um raio de atração relativo a estruturas aterradas. Nesse modelo, todo o processo físico associado ao fenômeno de descarga, partindo-se do início do canal desenvolvido nas nuvens até seu fechamento com canais ascendentes (resultando na transferência de cargas para o solo) é considerado. Uma importante característica incorporada ao modelo consiste na evolução do canal ascendente e a simulação de cargas no canal ionizado a cada passo na sua evolução. Isto é, demanda-se uma rotina computacional para que, a cada deslocamento de carga proveniente da evolução do canal descendente, seja avaliado tanto o

campo elétrico na extremidade do canal descendente (avaliando sua continuidade ou desvanecimento) quanto próximo a estruturas aterradas ou canal ascendente formado nestas.

Outros fatores de importância na aplicação do método referem-se à relação entre as velocidades de propagação dos canais descendentes e ascendentes, à carga total (estimada pelo valor de pico da corrente de descarga), à forma de distribuição da carga no canal descendente e à forma com que cargas se encontram dispersas no interior das nuvens de tempestade. Todas essas características são discutidas com maiores detalhes em (DELLERA e GARBAGNATTI, 1990a).

A condição primordial para início do canal ascendente em estruturas aterradas foi desenvolvida com base em ensaios laboratoriais realizados por meio de ondas impulsivas aplicadas a uma configuração do tipo eletrodo-plano separados por um *gap* de ar. Carrara e Thione (1976), por meio de ensaios laboratoriais, demonstraram que, para a referida configuração, a tensão de ruptura seria quase independente do tamanho do eletrodo (avaliando-se pequenos eletrodos até eletrodos de raio inferior ao chamado raio crítico). Ademais, também provaram que a obtenção de uma tensão bem definida de ruptura era proveniente das características do canal, em específico, quando superada uma tensão de início do canal ascendente (semelhantemente ao pontuado por Rizk, 1990), sendo invariável com seu formato ou tamanho quando avaliados eletrodos de raio inferior a um raio crítico.

No programa computacional de Deller e Garbagnati (1990b), além da situação anteriormente descrita, os seguintes aspectos foram avaliados:

- Surgimento do canal ascendentes em estruturas elevadas, resultando as chamadas descargas ascendentes.
- Surgimento e evolução do canal descendente até o solo, formando as descargas descendentes para o solo.
- Surgimento e propagação do canal descendente e sua incidência na estrutura, quer seja quando o canal alcança a estrutura ou quando há o surgimento de um *leader* ascendente que interceptará o descendente.

A literatura acaba por englobar todos os modelos que consideram a evolução do canal (ascendente e descendente) por meio do uso do método de simulação de cargas como modelos LPM (SIMA *et al.*, 2014). Apesar da inclusão de processos físicos envolvidos no surgimento e

desenvolvimento do canal descendente, não há uma concordância na literatura quanto a alguns aspectos, tais como a sua distribuição de cargas. Há autores que consideram uma distribuição de cargas ao longo do canal descendente como uniforme (DELLERA e GARBAGNATTI, 1990a), outros com decaimento linear (HE et al., 2005) ou até exponencial (CHOWDHURI e KOTAPALLI, 1989). Esse fato resulta em modelos diferenciados, mesmo com a aplicação do LPM.

Dentre os modelos LPM mais difundidos, destacam-se os modelos de Deller e Garbagnati (1990), Rizk (1990) e Cooray e Becerra (2010). Apesar deste também se pautar no método de simulação de cargas e avaliar a tensão de início do canal ascendente, o modelo criado pelos autores é denominado *Self Consistent Leader Inception and Propagation Model (SLIM)*, incorporando ao modelo as transições que antecedem à formação do canal (corona *streamers*) até sua extensão e início efetivo de um *leader*.

Uma expressão geral que representa os diferentes modelos pautados no LPM é apresentada na eq. (3.4).

$$R = ah^{\beta}I^{\gamma} + \delta h^{\eta} \quad (3.4)$$

Na Tabela 3.2, são apresentados os principais modelos que, em partes ou em sua totalidade, adotam a técnica referente a esta seção da tese.

Tabela 3.2 – Modelos de atratividades baseados no método de progressão do *leader*.

Autor	Parâmetros				
	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$\delta$	$\eta$
Borghetti <i>et al.</i> (2004) baseado em (DELLERA e GARBAGNATI, 1990)	0,028	1	1	3	0,6
Cooray e Becerra (2010)	2,17	0,5	0,57 <sup>3</sup>	0	0
Petrov et al. (2000)	0,47	0,67	0,67	0	0

As expressões apresentadas na Tabela 3.2 consistem em aproximações obtidas por meio da aplicação do LPM. Apesar de se constituir de uma ferramenta mais atual para o cálculo da atratividade de estruturas, o cálculo computacional associado ao LPM em conjunto com o método de simulação de cargas e avaliação do processo de desenvolvimento dos canais é demasiadamente lento. Além do mais, a cada hipótese de surgimento de um novo canal

<sup>3</sup> Valor estimado para condutores de altura não superior a 50 m.

descendente em uma determinada região abaixo da nuvem, todo o processo de evolução dos canais deve ser novamente calculado a fim de se avaliar a efetiva incidência ou não em determinada estrutura. Da mesma maneira, é elevado o número de variáveis necessárias para aplicação do modelo, o que acaba por introduzir mais incertezas ao modelo.

Concomitantemente ao desenvolvimento do modelo proposto por Deller e Garbagnatti (1990), Rizk (1990) também apresenta um modelo de atratividade baseado na evolução física dos canais ascendente e descendente, avaliando a cada evolução do canal descendente o potencial necessário para início do canal ascendente, através da aplicação do método de simulação de cargas.

Com base em ensaios laboratoriais para a avaliação do processo de ruptura em longos gaps de ar, o grupo Les Renardières (1972) constatou que o processo de iniciação do canal positivo desempenhava um papel de suma importância na determinação do *striking distance* ou *attractive radius*, tal como postulado no modelo de Eriksson.

Enquanto no modelo de Eriksson a altura da estrutura era dada como um fator de influência na atratividade, em modelos EGM havia uma independência da altura. Essa diferença motivou a investigação de Gary e Hutzler (1989) *apud* (RIZK, 1989) nas quais se constatou em laboratório que o raio crítico associado a uma haste vertical sob um plano aterrado era bastante inferior ao raio crítico associado a planos horizontais, considerando-se o mesmo *gap*. Tais resultados geraram dúvidas a respeito da validade do modelo de Eriksson, haja vista as premissas envolvidas no processo de inicialização do canal ascendente em estruturas.

Como intuito de promover um modelo fisicamente consistente, incluindo observações experimentais, Rizk (1990) propõe o chamado *Leader Inception Model* (LIM), que pode ser classificado como modelo do tipo LPM. Em linhas gerais, esse modelo assume que o início da formação do canal positivo (que surge em estruturas/solo na ocorrência de uma descarga descendente negativa) ocorre quando a vizinhança de um eletrodo é submetida a campos elétricos intensos superiores a um limiar. Desse modo, para que surja o canal ascendente, o campo elétrico deve ser superior a um determinado limiar. Este limiar ( $E_{ic}$ ) corresponde ao somatório do campo produzido por cargas induzidas pelo canal descendente no entorno do elemento avaliado acrescido de um campo crítico ( $E_c$ ). Ou seja, não basta apenas que o campo externo proveniente do canal descendente supere o campo opositor gerado pelas cargas contidas na região de *streamer* (fase que antecede à disrupção do ar pelo *leader*), mas também a superação de um limiar de campo crítico. Atendida essa condição, o início da propagação do

canal ascendente é efetivado (RIZK,1990). Em se tratando de uma estrutura vertical de altura  $h$ , o potencial que deve ser superado para o início da formação do canal ascendentes ( $U_{ic}$ ) é apresentado pela eq. (3.5).

$$U_{ic} = \frac{1556}{1 + \frac{3,89}{h}} \quad (3.5)$$

onde  $U_{ic}$  é dado em kV e a altura  $h$  da estrutura dada em metros. Segundo a mesma abordagem, o potencial  $U_{ic}$  que deve ser superado para início do canal positivo em condutores horizontalmente dispostos a uma altura  $h$  (m) de um plano condutor horizontal é dado pela eq.(3.6) (RIZK,1990).

$$U_{ic} = \frac{2247}{1 + \frac{5,15-5,49 \cdot \ln(a)}{h \cdot \ln(2h/a)}} \quad (3.6)$$

correspondendo 'a' e  $h$ , respectivamente, ao raio do condutor e à altura dos condutores.

Em resumo, a condição para evolução do *leader* ascendente é basicamente função da altura da estrutura/cabos e independente do comprimento do gap. Tal constatação vai ao encontro dos experimentos de Gary e Hutzler (1989) realizados em laboratório, nos quais se obteve um reduzido raio crítico (em torno de 0,5 m a 1,0 m para hastes e condutores) mesmo considerando-se um gap de 3,0 m a 3,5 m.

O método de simulação de cargas é, então, adotado no cálculo da atratividade de estruturas e do solo. Parâmetros como a velocidade de propagação do *leader* ascendente e descendente, a distribuição de cargas ao longo do canal e a determinação do potencial em suas extremidades são discutidos com maiores detalhes em (RIZK, 1990). Na equação (3.7), é apresentado o raio de atração (distância lateral) associado a condutores horizontais ( $R_s$ ) em função da altura  $h$  (m) e do valor de pico da corrente de descarga (kA).

$$R_s = 1,57 \cdot h^{0,45} I^{0,69} \quad (3.7)$$

Apesar de pontuar a existência de uma dependência com a altura na determinação da atratividade de mastros ( $R_t$ ), Rizk (1990) não apresenta um equacionamento que correlacione altura de mastros para diversos valores de pico de corrente de descarga. Norteado por seus desenvolvimentos, Borghetti (2004) apresenta uma equação de ajuste (por meio do método dos mínimos quadrados) capaz de efetuar tal correlação, apresentado na eq. (3.8).

$$R_t = 4,27 \cdot h^{0,41} I^{0,55} \quad (3.8)$$

### **3.4 Comparação entre os resultados providos pelos principais modelos de atratividade**

Esta seção apresenta resultados comparativos entre os diferentes modelos EGM e LPM considerando estruturas de 30 e 60 m de altura. A escolha por esses limites é justificada pelas análises apresentadas em diferentes linhas de transmissão abordadas no capítulo 5 da presente tese.

Na Figura 3.2, é apresentado um comparativo entre os principais modelos de atratividade que se baseiam no EGM, considerando-se uma estrutura de 30 m de altura. Verifica-se que o modelo de Whitehead (1974) e Love (1973) apresentam resultados semelhantes para valores de pico de corrente de descarga até 40 kA e, para valores superiores, a tendência dos modelos é semelhante, com uma diferença máxima entre ambos de 14 m para um valor de pico de corrente de 200 kA.

Quando avaliado o modelo de Young (1963), verifica-se uma maior atratividade para correntes de descarga com picos inferiores a 20 kA. Contudo, para valores superiores a 103 kA, este se torna o modelo de menor atratividade. Dentre os modelos apresentados, (GOLDE, 1945) é aquele que apresenta a menor atratividade para correntes inferiores a 103 kA.

Por fim, o modelo de Mousa e Srivastava (1988) apresenta-se como um modelo de atratividade que exhibe uma distância de indução do canal ascendente de valor intermediário entre (WHITEHEAD, 1974), (LOVE, 1973) e (GOLDE, 1945).

Na Figura 3.3 são apresentados resultados referentes à atratividade de estruturas com base nos modelos de Eriksson (1987), Rizk (1990), Deller e Garbagnatti (1990) e Cooray e Becerra (2010), considerando torres de 30 m e 60 m. Apesar de não se basear no método LPM, os resultados obtidos pela aplicação do modelo de Love (1973) foram incluídos para fins comparativos. Ressalta-se que os valores referentes aos modelos LPM foram obtidos pela aplicação de fórmulas expeditas derivadas de resultados prévios deste tipo de modelagem.

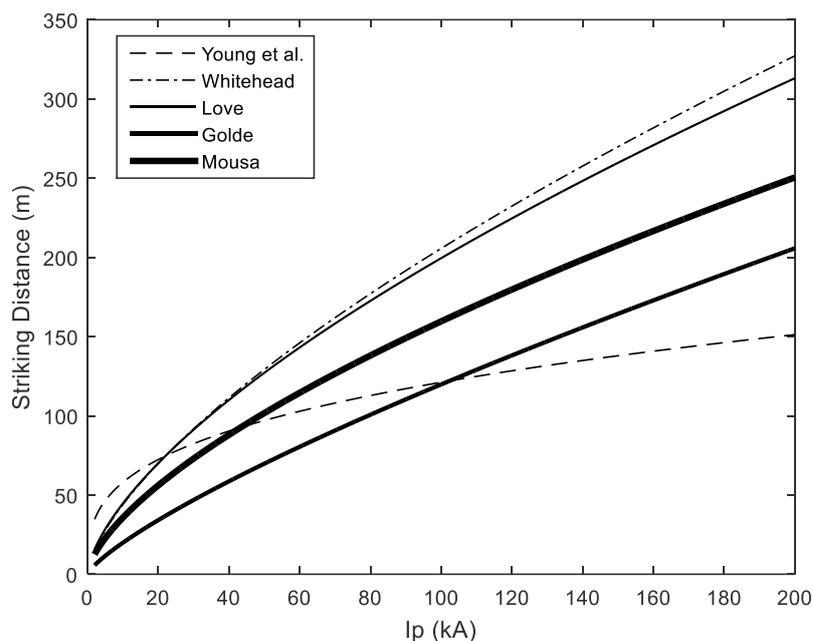
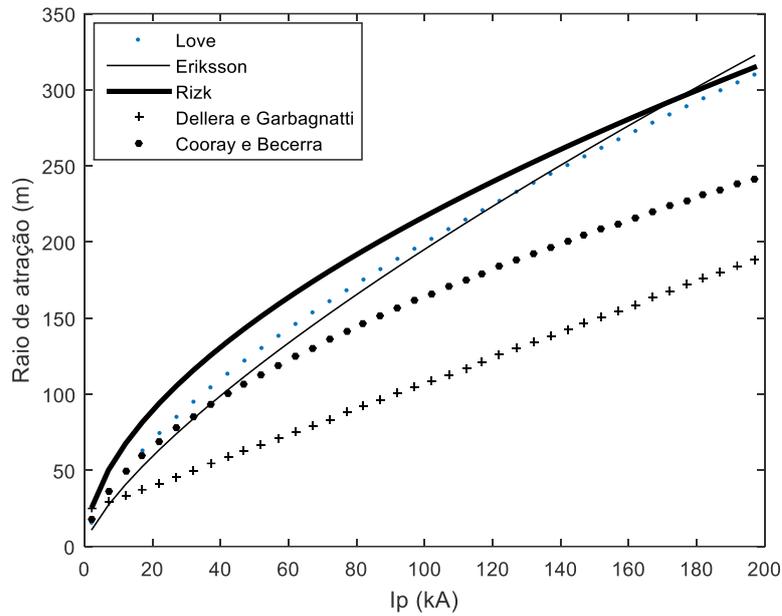


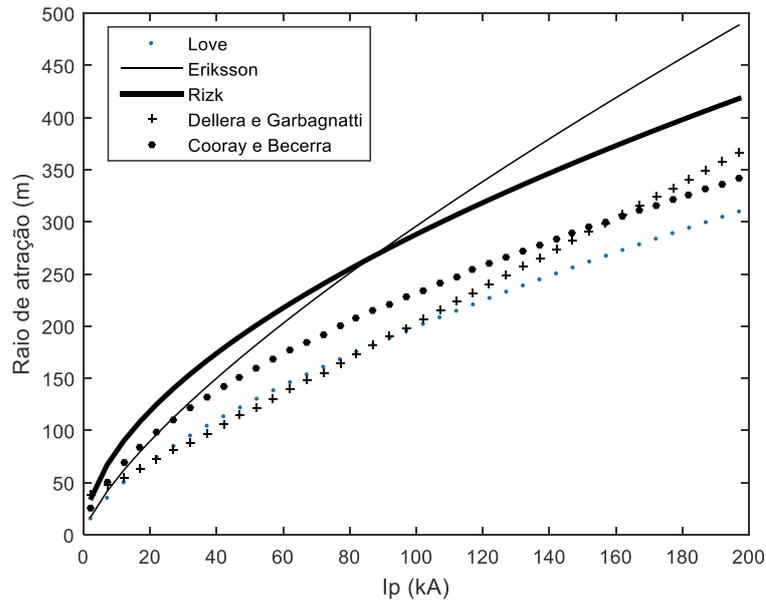
Figura 3.2 - Modelos de atratividades baseados no EGM.

Avaliando-se a atratividade calculada com o uso do modelo de Love com aqueles obtidos com a aplicação do modelo de Eriksson (relativo a torres), verifica-se uma similaridade entre os resultados quando considerada uma estrutura de 30 m de altura (Figura 3.3a). Entretanto, pelo fato de haver uma diferença percentual de 20% entre a atratividade de torres e linhas no modelo de Eriksson (eq.(3.2) e (3.3)), em virtude da elevação da corrente de pico, a atratividade entre estruturas e condutores tende a resultar em maiores diferenças.

Ainda com base em estruturas de 30 m, dentre os modelos apresentados, o modelo de Deller e Garbagnatti (1990) foi aquele que apresentou os menores valores de raio de atração, enquanto a aplicação do modelo de Rizk (1990) resultou nos maiores valores de raio de atração para quase toda a faixa de valores de pico de corrente de descarga. Considerando um valor mediano de corrente de descarga de 31 kA (IEEE, 1997), a diferença entre os raios calculados por esses modelos é da ordem de 235%, indicando uma diferença significativa entre os resultados.



a) Torre de 30 m de altura



b) Torre de 60 m de altura

Figura 3.3 – Raios de atração calculados por diferentes modelos do tipo LPM.

A Figura 3.3b apresenta os valores de raios de atração em uma linha com torres de 60 m de altura. Vale destacar a independência do modelo de Love com a altura. Sendo assim, a mesma curva referente a esse modelo é apresentada nas Figura 3.3a e b. Diferentemente do

observado para uma torre de 30 m (Figura 3.3a), no qual os resultados dos modelos de Rizk e Eriksson são muito próximos àqueles obtidos pelo modelo de Love, para uma torre de 60 m é observada uma maior discrepância entre esses resultados. Para essa altura de torre, são os resultados do modelo de Cooray e Becerra que se aproximam daqueles referentes ao modelo de Love para a faixa de correntes de pico até 120 kA. A comparação entre os modelos de Eriksson (1989) e Rizk (1990) revela uma menor dependência com a altura deste último. Apesar do equacionamento semelhante desses dois modelos, o método adotado para sua obtenção é distinto, sendo que o modelo de Rizk busca representar o efeito de se considerar um valor de tensão de início do canal ascendente e a existência de uma etapa anterior ao desenvolvimento do canal ionizado.

Nesta tese de doutorado, optou-se por adotar o modelo de Love como referência nos desenvolvimentos relativos à distribuição de incidência de descargas em linhas de transmissão. Tal escolha é justificada pela maior simplicidade do modelo e pela não dependência excessiva de certos parâmetros (a citar a velocidade de propagação de canais e tensão de início do canal ascendente) que, muitas vezes, acaba por introduzir incertezas que ainda não apresentam sólida comprovação científica. Além disso, os resultados apresentados neste capítulo indicam a aplicação do modelo de Love resultando em valores intermediários de raio de atração dentre os demais modelos de atratividade avaliados, consistindo, assim, em uma escolha conservadora e não tendenciosa quanto ao efeito da altura de torres de linhas de transmissão.

# 4 Metodologia proposta para determinação do fator de vão

## 4.1 Introdução

A incidência de descargas atmosféricas em linhas de transmissão pode ocorrer no topo das torres, nos cabos de blindagem ou nas fases, neste último caso em decorrência de falha de blindagem. A incidência direta de descargas no topo das torres ou em cabos de blindagem pode resultar no fenômeno de *backflashover*, sendo este o responsável pela maior parte dos desligamentos em linhas de transmissão de nível de tensão até 500 kV instaladas em solos de resistividade elétrica moderada e elevada (VISACRO, 2005; HILEMAN, 1999).

Nos procedimentos tradicionais de cálculo de desempenho de linhas, assume-se a incidência de todas as descargas no topo das torres e a aplicação de um fator de correção para que seja determinado o desempenho da linha considerando o efeito das descargas que incidem ao longo do vão. A proposição desse fator, denominado fator 0,6, foi feita pioneiramente por Anderson (1982), que considerava que 60% das incidências de descarga ocorriam no topo da torre e 40% incidiam ao longo do vão da linha. Posteriormente, Hileman (1999) apresenta o embasamento matemático que sustenta a adoção do fator sugerido por Anderson, a partir de uma abordagem analítica e com simplificações, como a consideração de uma forma de onda com crescimento linear e modelo de flashover baseado no pico de tensão. Além disso, alguns aspectos dos desenvolvimentos apresentados por Hileman não são muito claros ou explicitamente apresentados como, por exemplo, o efeito da impedância de aterramento da torre e comprimento do vão, além do tipo do modelo empregado para se representar a atratividade da linha e se diferentes atratividades foram consideradas para torre e cabos.

Com o intuito de melhor avaliar a influência de cada um dos parâmetros (modelo de atratividade, forma de onda da corrente de descarga, impedância impulsiva de aterramento, comprimento do vão, suportabilidade dos isoladores, dentre outros) na determinação do fator de vão, este capítulo apresenta a metodologia desenvolvida neste trabalho para se representar o

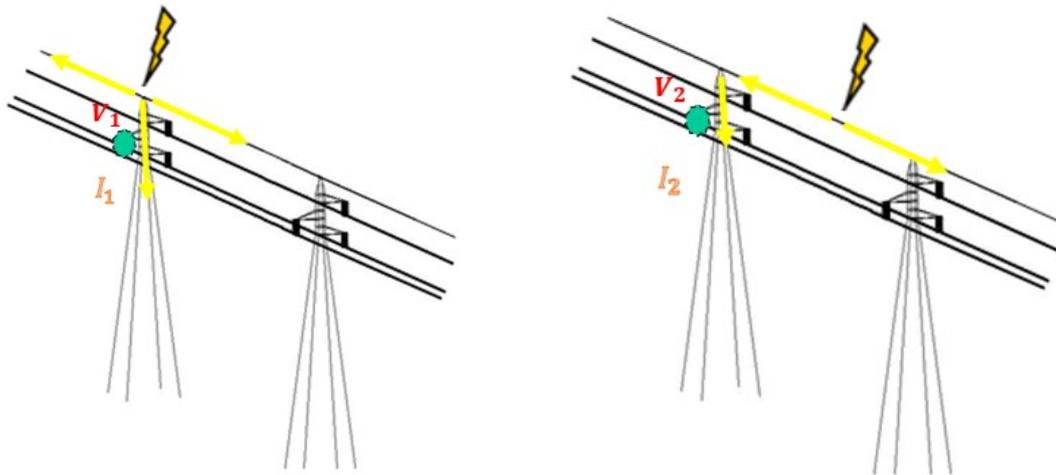
efeito da distribuição de incidências de descargas ao longo do vão no cálculo do desempenho de linhas de transmissão segundo uma abordagem pelo método de Monte Carlo.

## **4.2 Tensão resultante na cadeia de isoladores: Incidência em torres e no meio do vão**

Quando uma descarga incide no topo de torres, a corrente se divide em três componentes: duas componentes que se propagam em sentidos opostos em direção a torres adjacentes e a terceira componente que se propaga na torre em direção ao aterramento. A parcela que se propaga ao longo da torre em direção ao solo é representada na Figura 4.1a por  $I_1$ . O fluxo dessa corrente gera sobretensões nas cadeias de isoladores (representada por  $V_1$ ), podendo levá-las a uma falha de isolamento. Uma outra situação consiste na incidência de descargas no meio do vão, conforme representado na Figura 4.1b.

Para fins de análise, ao ser considerado um evento de mesmas características (forma de onda, valor de pico, tempo de frente) é sabido que o valor de pico da corrente  $I_2$  (Figura 4.1b) que se propaga na torre em virtude de uma incidência no meio do vão é inferior àquele representado por  $I_1$  na condição de incidência na estrutura. O efeito do local de incidência de descarga na redução da corrente  $I_2$  é justificado com base nos tempos de trânsito da onda de corrente de descarga. Por exemplo, ao se afastar da torre, o ponto de incidência se aproxima das torres adjacentes e, a depender do tempo de frente da onda de corrente e do comprimento do vão, essa aproximação pode contribuir para atenuação da corrente na torre (em razão das reflexões experimentadas nos aterramentos). Portanto, as sobretensões geradas nos isoladores devido a incidências no topo de torres ( $V_1$ ) são usualmente superiores àquelas advindas de incidências ao longo do vão ( $V_2$ ). A Figura 4.2 ilustra as tensões resultantes na cadeia de isoladores inferior de uma típica linha de transmissão de nível de tensão de 138 kV para incidências de descarga no topo da torre e no meio de vão. Verifica-se, nessa figura, o caráter oscilatório da tensão resultante na cadeia de isoladores, apresentando um pico de tensão para uma incidência no topo da torre 38% superior àquele originado no mesmo isolador quando da incidência no meio do vão. Tal comportamento oscilatório é justificado pelas reflexões

originadas no aterramento da torre que, a cada reflexão de onda, pode contribuir para a atenuação das sobretensões nos isoladores.



a) Incidência na torre

b) Incidência no vão

Figura 4.1– Incidência de descarga atmosférica em linhas de transmissão.

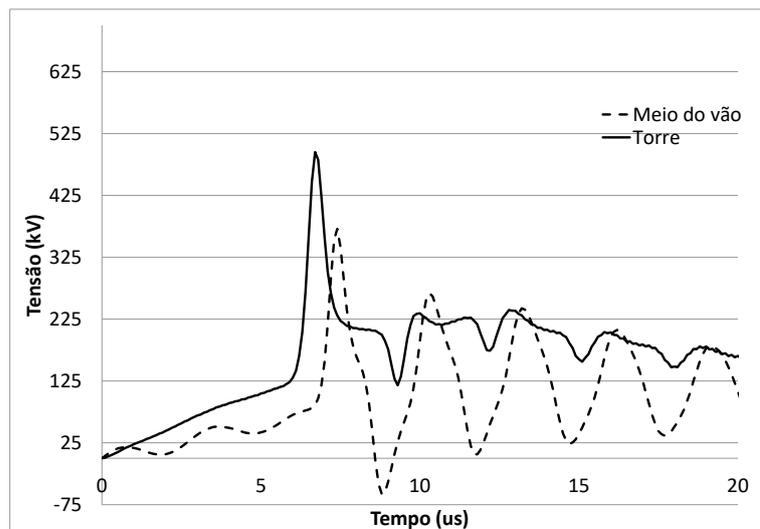


Figura 4.2 - Tensões resultantes no isolador inferior para incidências no topo da torre e no meio de vão. Onda de corrente duplo pico  $3,8/75\mu s$ , impedância impulsiva de aterramento de torres de  $10\ \Omega$  e comprimento de vão 400 m.

Sendo assim, o local de incidência de descarga no vão impacta diretamente a sobretensão resultante nos isoladores que, por consequência, acarreta desempenhos distintos da LT. Dessa maneira, quando consideradas apenas incidências de descarga no topo de estruturas no cálculo do desempenho, sugere-se a adoção de um fator menor que a unidade a fim de contabilizar descargas que venham a incidir no vão. Na seção seguinte, são avaliadas as metodologias tradicionais de desempenho, bem como a origem do fator 0,6 amplamente sugerido em literaturas tradicionais.

### 4.3 Metodologias tradicionais de cálculo de desempenho de linhas

Metodologias para o cálculo de desempenho de linhas de transmissão tradicionalmente empregadas na literatura (HILEMAN, 1999; CIGRE, 1991; IEEE, 1997) são baseadas em desenvolvimentos analíticos e simplificações referentes às modelagens dos componentes do sistema. Em linhas gerais, o procedimento para obtenção da probabilidade de desligamento por *backflashover* consiste no cálculo da sobretensão resultante na cadeia de isoladores e, com base na aplicação de um modelo de *flashover*, é determinado o valor de pico de corrente crítica capaz de provocar disrupção elétrica dos isoladores.

Conforme apresentado anteriormente, quanto mais distante da torre situam-se os pontos de incidência de descargas, menores serão os picos de correntes que fluem pelas torres e, conseqüentemente, menores as sobretensões nos isoladores. Dessa maneira, uma incidência de descarga na torre que resulte em *backflashover* pode não ocasionar o mesmo fenômeno caso incida no meio do vão. Portanto, tornou-se prática comum na literatura simular a totalidade das incidências em torres e aplicar um fator multiplicativo de 0,6 a fim de contabilizar possíveis incidências nos cabos de blindagem. Por fim, como a probabilidade de desligamento por *backflashover* (BFR) é função da densidade de descargas na linha ( $N_L$ ), o cálculo final das taxas de desligamento é apresentado na equação (4.1) (HILEMAN, 1999):

$$BFR = 0,6 N_L P(I \geq I_c) \quad (4.1)$$

em que  $P$  consiste na probabilidade de uma descarga superar o valor crítico que levaria a uma falha de isolamento.

Apesar do procedimento apresentado ser bastante utilizado, deve-se atentar para alguns pontos que merecem análise mais aprofundada. Primeiramente, os desenvolvimentos que resultaram na proposição do fator 0,6 foram avaliados segundo abordagens analíticas em uma época na qual as modelagens existentes e os recursos computacionais eram escassos. Tais desenvolvimentos foram baseados em uma forma de onda de corrente simplificada de crescimento linear (tipo rampa). Além disso, considerou-se modelo de *flashover* baseado apenas no valor de pico de tensão.

A próxima seção tem como objetivo apresentar os desenvolvimentos matemáticos que justificaram a recomendação do fator de vão igual a 0,6.

#### 4.4 Origem do fator de vão 0,6

Os desenvolvimentos matemáticos que deram suporte à recomendação do fator de vão 0,6 são discutidos em (HILEMAN,1999) e (CIGRE, 1991). Tais desenvolvimentos consideram um conjunto de simplificações no cálculo da sobretensão resultante na cadeia de isoladores de linhas, seguindo uma abordagem analítica, tais como a representação da torre por meio de um valor de impedância de surto igual à metade do valor da impedância de surto de cabos, a modelagem dos aterramentos por meio de resistências, além da consideração de formas de onda de corrente com crescimento linear na frente da onda e tempo de cauda infinito.

A primeira etapa para se determinar a influência de incidências distribuídas ao longo do vão consiste na comparação das tensões desenvolvidas nos isoladores em virtude de incidências no topo de torres e ao longo do vão. Sabe-se que as sobretensões na torre para incidências no vão são dependentes de parâmetros como o comprimento do vão e altura da torre, impactando diretamente o tempo de trânsito da onda. Em (HILEMAN, 1999), são calculadas as tensões resultantes no topo da torre ( $V_{TT}$ ) e apresentados os valores máximos de tensão em seu topo para ondas de corrente com diferentes tempos de frente associadas a descargas incidentes em diversos pontos ao longo no vão. A título ilustrativo, na

Figura 4.3 é apresentado um gráfico similar ao publicado por Hileman, no qual ondas de corrente triangulares com valor de pico de 31 kA e diversos tempos de frente são injetadas em diferentes pontos ao longo de um vão de 400 m de uma linha, cujas impedâncias impulsivas de aterramento das torres são iguais a  $20 \Omega$ .

Apesar dos resultados corresponderem às amplitudes das tensões obtidas com o uso de um *software* avançado de cálculo de sobretensões (HEM), tais valores vão ao encontro daqueles apresentados por Hileman.

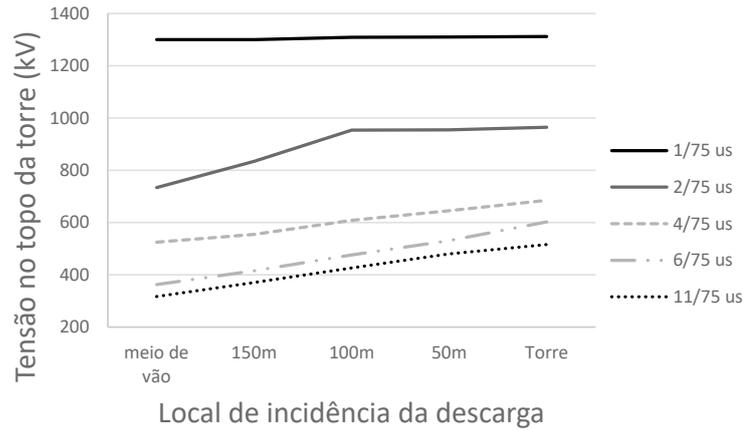


Figura 4.3 Tensões calculadas no topo da torre para ondas de corrente com diferentes tempos de frente e incidentes ao longo do vão.

Verifica-se que as tensões desenvolvidas no topo da torre em virtude de uma incidência a meio de vão são comumente inferiores àquelas originadas de incidências no topo de torres, conforme apresentado na seção 4.2. Contudo, tais tensões podem ser iguais para vãos de reduzido comprimento e/ou onda de corrente com tempos de frente extremamente curtos.

Semelhantemente ao apresentado por Hileman, a Figura 4.4 ilustra a razão entre as tensões desenvolvidas no topo da torre para a incidência de descarga no meio do vão e no topo da torre, aqui denominada razão  $K_{TT}$ .

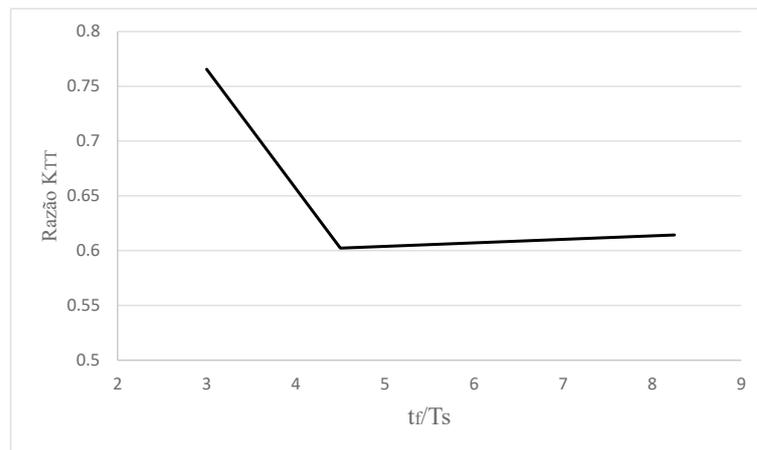


Figura 4.4 – Razão entre sobretensões calculadas no topo da torre para incidências a meio de vão e no topo de torres (razão  $K_{TT}$ ) para ondas com diferentes tempos de frente e impedância de aterramento de  $20 \Omega$ .  $t_f$  e  $T_s$  correspondem, respectivamente, aos tempos de frente da onda de corrente e tempo de propagação da onda no vão, respectivamente.

Apesar de a Figura 4.4 ilustrar a razão  $K_{TT}$  considerando-se apenas um valor de resistência de aterramento, em Hileman (1999) são apresentados os valores da razão  $K_{TT}$  para diferentes resistências de aterramento de torres e verificado que tal razão varia em uma faixa de 0,58 a 0,77 para resistências de aterramento com valores situados entre 20  $\Omega$  a 100  $\Omega$ , indicando o aumento do valor de  $K_{TT}$  com a resistência de aterramento. A suportabilidade da cadeia de isoladores é avaliada com base na tensão crítica disruptiva não padronizada ( $CFO_{NS}$ , do inglês *critical flashover overvoltage non-standard*). A corrente crítica capaz de levar os isoladores da linha ao flashover é definida com base na equação (4.2).

$$I_c = CFO_{NS}/K_{TT}(1 - C) \quad (4.2)$$

onde C é o fator de acoplamento entre fase e estrutura.

Com base na relação entre as tensões desenvolvidas na torre para incidências distribuídas ao longo dos cabos de blindagem, Hileman determina o fator de vão como  $K_s$  em função dos valores de corrente crítica. A relação é ilustrada na Figura 4.5.

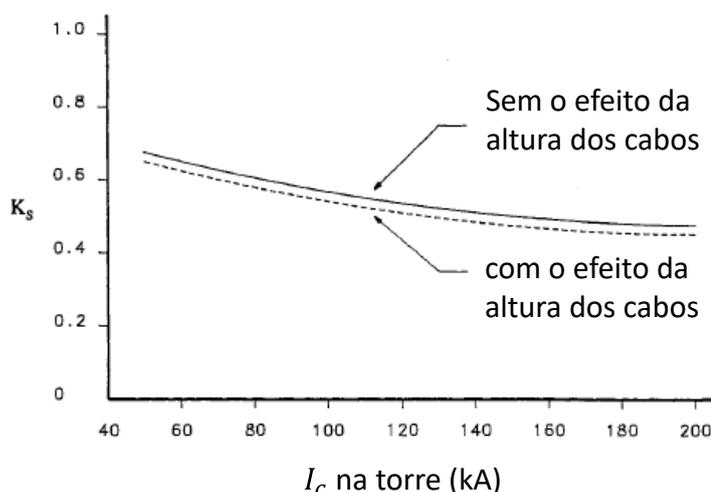


Figura 4.5 - Fator de vão ( $K_s$ ) em função da corrente crítica incidente no topo da torre [adaptado de (HILEMAN, 1999)].

Ao se assumir uma distribuição de incidências de descarga uniforme na linha e constatando-se uma dependência do fator de vão calculado com a altura dos cabos de blindagem e da tensão de operação da linha, Hileman apresenta uma variação do fator de vão na faixa de

0,63 a 0,42 e, de forma conservadora, sugere a utilização do fator multiplicativo 0,6 capaz de representar a distribuição de incidências de descargas ao longo do vão no cálculo da probabilidade de desligamentos por *backflashover* de linhas.

Contudo, além de algumas informações não serem apresentadas com clareza nos desenvolvimentos de Hileman, simplificações adotadas requerem uma análise mais minuciosa na determinação do fator de vão resultante.

Com isso, na seção seguinte, é proposta uma metodologia para determinação do fator de vão na qual são considerados desenvolvimentos recentes apresentados na literatura em relação ao fenômeno de descarga. Dentre os aspectos principais da metodologia sugerida, citam-se:

- Utilização de forma de onda de corrente mais representativa de descargas;
- Representação de aterramentos por sua impedância impulsiva;
- Avaliação do impacto de modelos de atratividades distintos;
- Simulação de incidências distribuídas pelo método de Monte Carlo;
- Adoção de critérios mais adequados para a avaliação da suportabilidade de isoladores.

## 4.5 Metodologia proposta para determinação do fator de vão

### 4.5.1 Descrição geral do procedimento

A primeira etapa para se avaliar o fator de vão consiste na distribuição de descargas ao longo da linha. Na metodologia proposta, representa-se um trecho da linha composto por uma torre central e torres adjacentes, conforme ilustrado na Figura 4.6a.

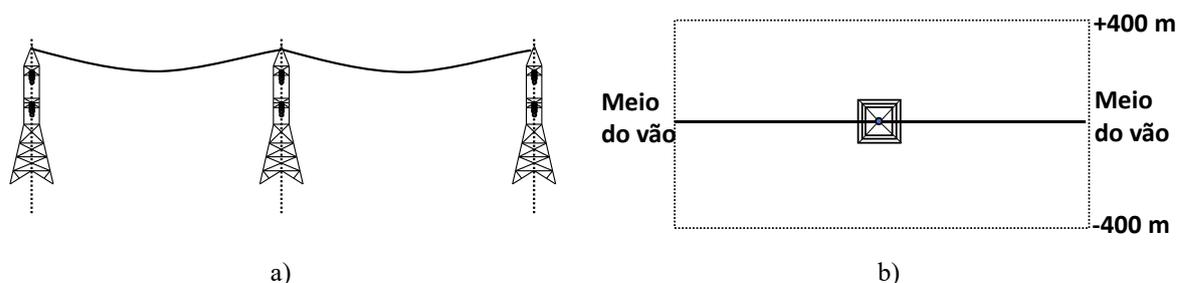


Figura 4.6 – Representação da configuração simulada a) e representação da área de avaliação de descargas b).

Com base no método de Monte Carlo (ANDERSON,1961) e na distribuição acumulada dos valores de pico associados a uma primeira descarga negativa sugerido pelo IEEE, procede-se à simulação de  $1 \times 10^6$  incidências uniformemente distribuídas em uma área de comprimento igual à extensão do vão e largura de 800 m.

As simulações realizadas desconsideraram correntes superiores a 200 kA em virtude de sua baixa probabilidade de ocorrência (inferior a 0,78%). Com isso, garante-se que o maior raio de atração relativo à corrente de 200 kA esteja compreendido dentro da área de interesse ilustrada na Figura 4.6b.

Na região de análise, a torre principal é posicionada no centro da área em estudo, com os cabos de blindagem se estendendo em ambos os sentidos até à metade do comprimento do vão, conforme ilustrado na Figura 4.6b (vista superior da configuração).

Para distribuir as descargas ao longo da linha, dividiu-se o vão em setores de 50 m de comprimento entre a torre e o meio do vão. O número de setores considerado depende do comprimento total do vão. Dois modelos de atratividade foram utilizados para se avaliar a incidência em cada setor, definidos pelas expressões de Love (1973) e Eriksson (1987), ambas descritas em detalhes no capítulo 3. A representação da flecha dos cabos de blindagem é também considerada (CIGRÉ, 2007). Não há um consenso na literatura quanto ao uso de atratividades distintas associadas a condutores horizontais e torres, em particular, quando se utiliza o modelo de Love (MOUSA e SRIVASTAVA,1989; CHOWDHURI e KOTAPALLI, 1989). Nos trabalhos de Mousa e Srivastava (1989), é recomendada a consideração de uma maior atratividade para torres em relação à associada para cabos. Assim, adotou-se nessa tese um fator  $k$  que relaciona a atratividade de estruturas e condutores, de modo a se avaliar a influência dessa consideração na determinação do fator de vão. Neste trabalho, dois valores para  $k$  foram considerados para o modelo de Love: 1, significando a mesma atratividade para a torre, os condutores e solo; e 0,9, representando condutores e o solo com uma atratividade 10% menor àquela associada para torres. Em relação ao modelo de Eriksson (1987), nesta tese foi adotado o raio de atração associado ao solo igual à atratividade de condutores.

Em seguida, os eventos de descarga incidentes em setores diametralmente opostos em relação à torre são agrupados e seus percentuais de incidência e registros de corrente simulada são reunidos. Dessa maneira, para cada setor são determinadas funções de distribuição acumulada (CDF, do inglês *cumulative density function*) dos picos de corrente.

Em uma segunda etapa do procedimento, são calculadas as sobretensões resultantes nos isoladores da torre central com a utilização do Modelo Eletromagnético Híbrido (HEM, do inglês *Hybrid Electromagnetic Model*) (VISACRO e SOARES, 2005), considerando duas formas de onda representativas da corrente de descarga: ondas triangulares e duplo pico (DE CONTI, 2007). A escolha pela utilização do HEM para o cálculo das sobretensões nos isoladores é justificada pela capacidade de se considerar os acoplamentos eletromagnéticos existentes entre os diversos segmentos condutores que representam o sistema.

O critério utilizado na avaliação de falhas nos isoladores é o Método do Efeito Disruptivo (DE, do inglês *Disruptive Effect*). O método DE considera a existência de um valor limiar de tensão ( $V_0$ ) a partir do qual processos que podem acarretar a ruptura do meio isolante são iniciados. A equação básica que rege este modelo é apresentada na equação (4.3) (WITZKE e BLISS, 1950).

$$DE = \int_{t_a}^{\infty} [V(t) - V_0]^k \quad (4.3)$$

onde  $v(t)$  é a tensão aplicada ao meio isolante,  $t_a$  o instante em que  $V(t)$  supera  $V_0$  e  $k$  uma constante. Quando a integração da onda de tensão (a partir de um limiar  $V_0$ ) supera um valor base (chamado  $DE_B$ ) o processo de integração é interrompido e considerada a ruptura do meio isolante. Os parâmetros adotados neste trabalho para aplicação do método DE correspondem a  $V_0 = 0,77 \times CFO$ , a constante  $k = 1,36$  e o valor base  $DE_B = 1,15 \cdot CFO^k$  conforme sugerido em (HILEMAN, 1999).

Com base no método DE, são então determinados os valores de pico de corrente (associados a cada forma de onda) que, provenientes de uma incidência de descarga em cada um dos diferentes setores, resultariam em sobretensões superiores à suportabilidade dos isoladores da linha, levando-os ao *flashover*.

Como próxima etapa, é calculada a probabilidade de ocorrência de flashover associada a cada setor com base na distribuição acumulada dos picos de corrente do referido setor.

Finalmente, determinada a probabilidade de desligamento referente às incidências em cada setor do vão (e torre), são atribuídos pesos a cada setor pela multiplicação do percentual de incidência de descargas relativo ao setor (dentre todas as descargas incidentes na linha). O fator de vão resultante é obtido pela soma de todos os percentuais de desligamento ponderados

pelos percentuais de incidência em cada setor e dividindo-se pelo percentual de desligamento ao se concentrar todas as incidências de descarga (anteriormente distribuídas no vão) no topo da torre, seguido da avaliação do percentual de desligamento também com base na CDF associada à torre. A Figura 4.7 apresenta o fluxograma das etapas presentes nas simulações deste trabalho.

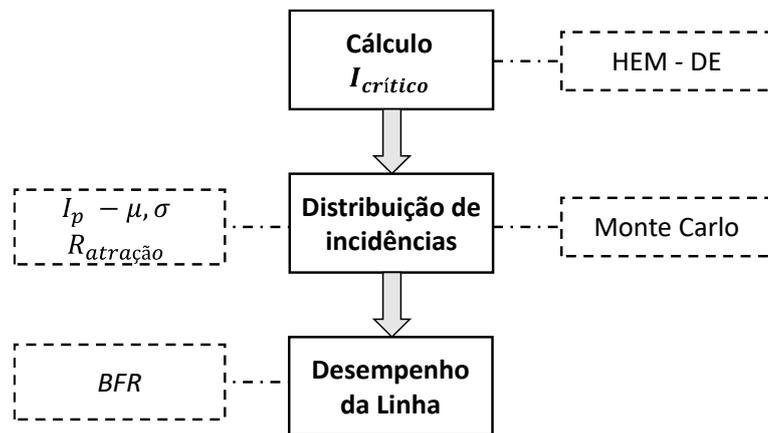


Figura 4.7 – Fluxograma do cálculo de desempenho de uma linha.  
Fonte: Autor.

## **5 Resultados e análises**

### **5.1 Introdução**

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação da metodologia proposta no capítulo 4 para a avaliação do efeito da distribuição de descargas ao longo do vão e a determinação do fator de vão.

Simulações sistemáticas foram realizadas considerando linhas com níveis de tensão de 138 kV, 230 kV, 345 kV e 500 kV. Será avaliada a influência de cinco variáveis na determinação do fator de vão: impedância de pé de torre, comprimento do vão, forma de onda da corrente de descarga, capacidade isolante da linha e modelos de atratividade.

Ao final do capítulo, são apresentados estudos de caso considerando linhas de transmissão de diferentes níveis de tensão e distribuições de impedância de pé de torre de modo a se estimar fatores de vãos referentes às condições práticas de aplicação.

### **5.2 Configurações das linhas e formas de onda de corrente de descarga simuladas**

As simulações consideraram as características típicas de quatro linhas de transmissão reais com níveis de tensão de 138 kV a 500 kV. Extensivas análises de sensibilidade são realizadas com base nas linhas de 138 kV e 230 kV, considerando-se vãos de 300 m, 400 m e 600 m. Os resultados referentes às linhas de 345 kV e 500 kV são apresentados no estudo de caso da seção 5.7. As geometrias simplificadas das torres de 138 kV e 230 kV são representadas na Figura 5.1.

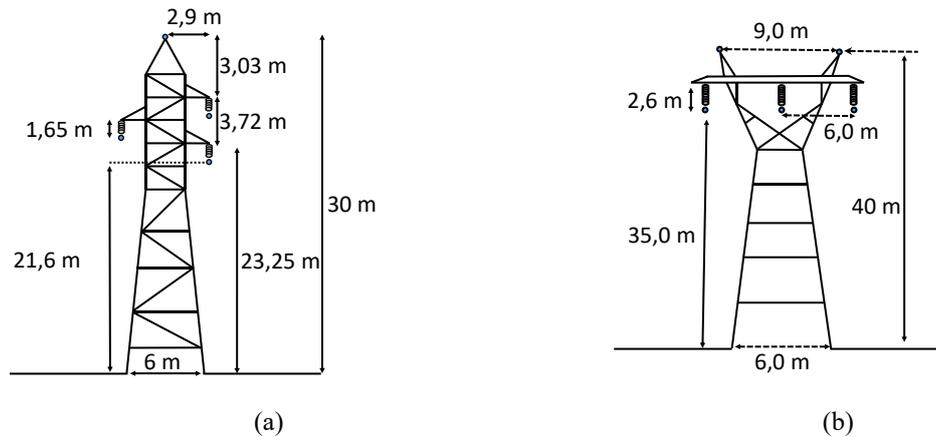


Figura 5.1 – Geometria das torres de (a) 138 kV, (b) 230 kV.

O sistema de aterramento das torres foi modelado como um elemento concentrado com o valor de sua impedância impulsiva ( $Z_p$ ) referente às correntes de primeira descarga de retorno, seguindo a representação recomendada em (VISACRO, 2018; VISACRO e SILVEIRA, 2015). A adoção desse tipo de representação resulta em desempenho da linha praticamente idêntico àquele obtido quando da representação física dos cabos contrapesos enterrados no solo. Os valores da impedância impulsiva de aterramento foram variados na faixa de  $10 \Omega$  a  $80 \Omega$  para a torre central, sendo o valor de  $Z_p$  para as torres adjacentes assumido como  $20 \Omega$ .

Duas formas de ondas de corrente de retorno foram utilizadas nas simulações. Apesar do formato distinto das mesmas, ambas são baseadas nos parâmetros medianos das primeiras correntes de retorno medidas por K. Berger (ANDERSON e ERIKSSON, 1980). A forma de onda denominada duplo pico (DE CONTI, 2007; VISACRO, 2004) foi escolhida como a representação mais realística das primeiras correntes de retorno. A forma de onda de corrente triangular, caracterizada pelo crescimento linear de sua frente de onda, foi utilizada por apresentar comportamento mais regular que permite perceber melhor o efeito das variáveis analisadas (em termos de sobretensões e correntes críticas associadas), embora não seja representativa das correntes de descargas reais. A Figura 5.2 ilustra as duas formas de onda de corrente simuladas.

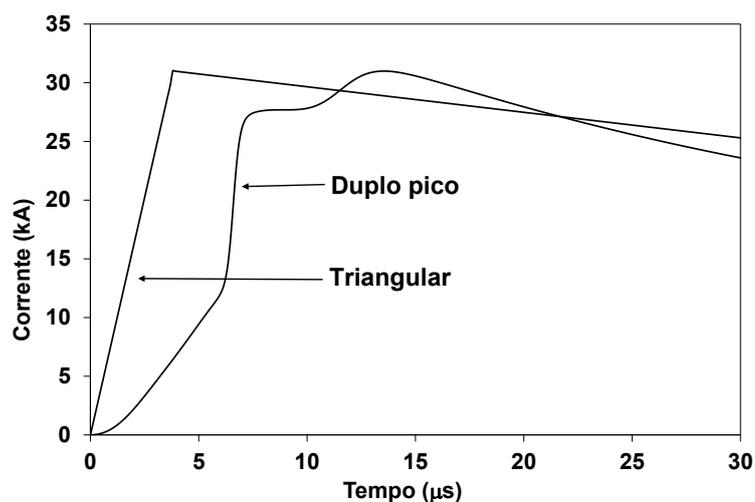


Figura 5.2 – Formas de onda baseadas nos valores medianos de corrente medidos na estação Monte San Salvatore.

### 5.3 Efeito de duas condições extremas de incidência: Descarga no topo da torre e descarga a meio de vão.

Esta seção aborda a questão básica relativa ao efeito de duas condições extremas de incidência em um vão de uma linha de transmissão (descargas na torre e no meio do vão) em termos das sobretensões resultantes nos isoladores da linha e a probabilidade de ocorrência de *backflashover* correspondente a cada uma dessas incidências.

O procedimento descrito no capítulo 4 foi aplicado para determinar a sobretensão resultante nas cadeias de isoladores das LTs correspondente à incidência de descargas no topo da torre e no cabo de blindagem a meio de vão, a fim de denotar sua diferença. A Figura 5.3 ilustra essa diferença considerando as sobretensões calculadas pelo modelo HEM para as linhas de transmissão de nível de tensão de 138 kV e 230 kV para valores específicos de impedância impulsiva de pé de torre e comprimentos de vão.

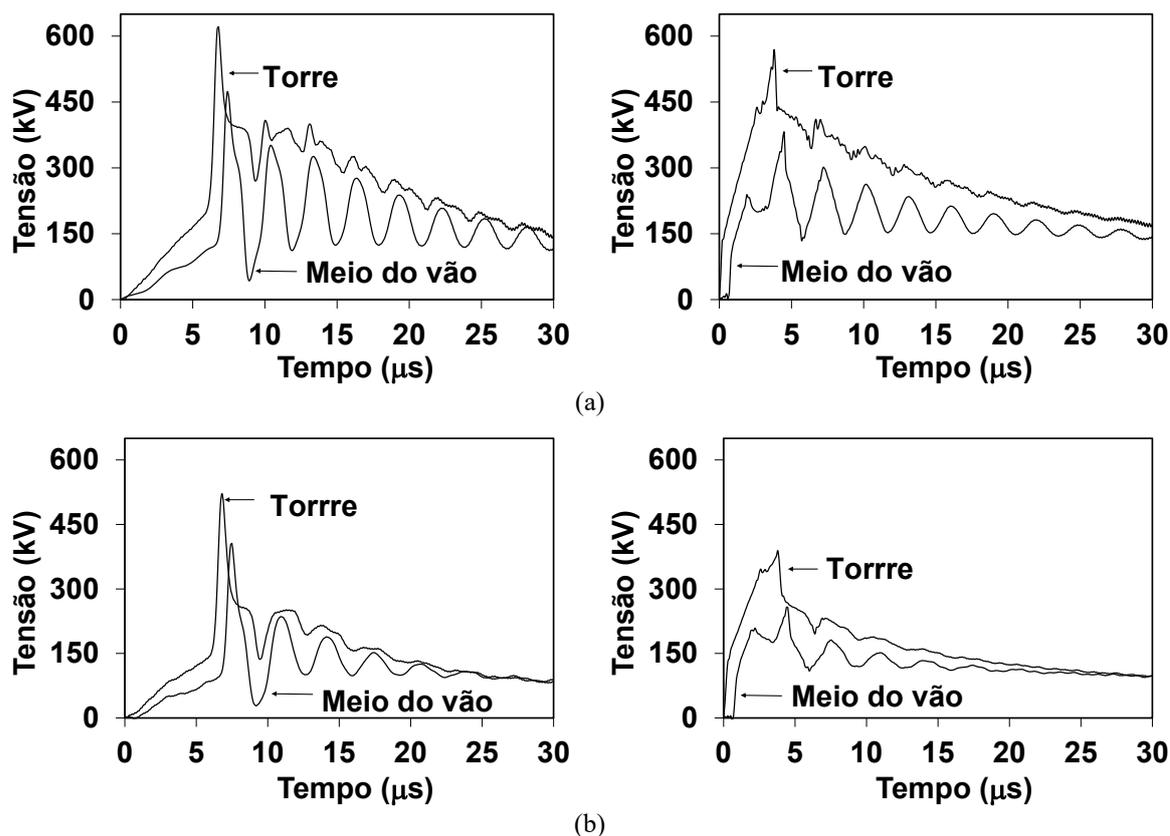


Figura 5.3 – Sobretensão na cadeia de isoladores inferior da linha de 138 kV(a), e da linha de 230 kV(b), ambas com um comprimento de vão de 400 m e  $Z_p$  20  $\Omega$ . Coluna esquerda: Forma de onda de corrente duplo pico. Coluna direita: Forma de onda de corrente triangular.

Como esperado, a amplitude das sobretensões é significativamente menor para incidências no meio de vão para ambas as formas de onda de corrente, embora este comportamento seja mais bem definido para a onda de corrente triangular. Considerando a LT de 138 kV, a amplitude da sobretensão nos isoladores para incidência no meio do vão é 24% e 33% menor do que as sobretensões provenientes da incidência na torre, respectivamente para as formas de onda de corrente duplo pico e triangular. O cenário é semelhante para a LT de 230 kV: Amplitudes cerca de 22% inferiores e 34% menores, respectivamente para as ondas duplo pico e triangulares.

Esse é um resultado geral que acarreta correntes críticas maiores para incidências a meio de vão e um menor percentual de *backflashover* em relação às incidências diretas na torre. As Tabelas 5.1 e 5.2 apresentam valores de corrente crítica e o correspondente percentual de *backflashover* referentes à aplicação do método DE nas sobretensões resultantes nas cadeias de isoladores, variando-se  $Z_p$  de 10 a 80  $\Omega$  e o comprimento do vão de 300 a 600 m, para as ondas de corrente do tipo duplo pico e triangular, respectivamente.

Tabela 5.1 – Expectativa de *backflashover* em LTs de 138 kV e 230 kV considerando incidências no topo da torre e no meio do vão (MS) e onda de corrente tipo duplo pico.

Vão(m)	Zp (Ω)	Incidência	LT de 138 kV			LT de 230 kV		
			Corrente crítica Ic (kA)	BFOR (%)	Razão BFOR	Corrente crítica Ic (kA)	BFOR (%)	Razão BFOR
300	10	Torre	87,73	6,3	-	203,67	0,74	-
		MS	103,54	4,2	0,67	240,3	0,49	0,65
	20	Torre	55,8	17,8	-	151,3	1,60	-
		MS	75,64	9,0	0,51	191,0	0,88	0,55
	40	Torre	36,89	38,9	-	109,4	3,63	-
		MS	53,94	19,2	0,49	146,9	1,72	0,47
80	Torre	25,73	61,88	-	80,0	7,81	-	
	MS	39,06	35,41	0,57	112,84	3,36	0,43	
400	10	Torre	84,01	7,2	-	197,78	0,80	-
		MS	101,99	4,4	0,61	235,6	0,51	0,63
	20	Torre	51,77	20,9	-	141,67	1,89	-
		MS	70,99	10,4	0,50	182,9	0,98	0,52
	40	Torre	33,17	45,6	-	98,58	4,71	-
		MS	48,67	23,6	0,52	136,09	2,09	0,44
80	Torre	22,63	69,39	-	69,13	11,05	-	
	MS	34,1	43,84	0,63	100,13	4,53	0,41	
600	10	Torre	79,67	7,9	-	190,96	0,88	-
		MS	85,26	6,7	0,85	223,82	0,58	0,66
	20	Torre	47,12	25,2	-	129,27	2,38	-
		MS	60,76	14,8	0,59	164,61	1,29	0,54
	40	Torre	29,14	54	-	86,18	6,55	-
		MS	41,23	32,3	0,60	116,56	3,10	0,47
80	Torre	18,91	78,33	-	59,21	15,68	-	
	MS	27,59	57,52	0,73	84,01	6,97	0,44	

Para as condições simuladas e a forma de onda de corrente do tipo duplo pico, a relação entre o percentual de backflashover resultante de incidências a meio de vão e torre (razão BFOR) varia na faixa de 0,4 a 0,85, com valor médio de 0,61 e 0,52 para LTs de 138 kV e 230 kV, respectivamente. Análise semelhante foi realizada considerando-se a forma de onda triangular, resultando uma razão BFOR variando na faixa de 0,33 a 0,66 com um valor médio de 0,45 e 0,36 para as LTs de 138 kV e 230 kV, respectivamente.

Tabela 5.2 – Expectativa de *backflashover* em LTs de 138 kV e 230 kV considerando incidências no topo da torre e no meio do vão (MV) e onda de corrente do tipo triangular.

Vão (m)	Zp (Ω)	Incidência	LT de 138 kV			LT de 230 kV		
			Corrente crítica Ic (kA)	BFOR (%)	Razão BFOR	Corrente crítica Ic (kA)	BFOR (%)	Razão BFOR
300	10	Torre	87,73	6,27	-	209,30	0,69	-
		MV	133,30	2,20	0,35	299,20	0,28	0,40
	20	Torre	53,94	19,20	-	148,80	1,67	-
		MV	86,80	6,43	0,33	216,70	0,63	0,38
	40	Torre	33,79	44,40	-	100,10	4,53	-
		MV	56,73	17,20	0,39	151,30	1,60	0,35
80	Torre	22,32	70,14	-	69,40	10,94	-	
	MV	37,82	37,40	0,53	106,60	3,87	0,35	
400	10	Torre	84,32	6,90	-	202,40	0,75	-
		MV	125,55	2,57	0,37	307,80	0,26	0,34
	20	Torre	50,53	21,90	-	138,90	1,99	-
		MV	81,22	7,56	0,35	213,30	0,65	0,33
	40	Torre	31,00	50,00	-	90,50	5,81	-
		MV	52,08	20,60	0,41	141,98	1,88	0,32
80	Torre	19,84	76,10	-	60,45	14,98	-	
	MV	33,79	44,40	0,58	95,17	6,03	0,40	
600	10	Torre	79,05	8,06	-	189,72	0,89	-
		MV	96,72	4,93	0,61	293,88	0,29	0,32
	20	Torre	46,19	26,17	-	126,79	2,50	-
		MV	70,68	10,50	0,40	191,89	0,87	0,35
	40	Torre	27,59	57,51	-	79,98	7,84	-
		MV	46,19	26,17	0,46	123,69	2,67	0,34
80	Torre	17,05	82,55	-	51,15	21,38	-	
	MV	28,83	54,70	0,66	78,43	9,22	0,43	

#### 5.4 Determinação das distribuições de incidência de descargas no vão em função dos modelos de atratividade

Com base na metodologia proposta no capítulo 4 dessa tese para representação da distribuição de incidências de descarga ao longo do vão e a consideração dos modelos de atratividade de Love e Eriksson, as distribuições percentuais de incidências de descargas a cada seção de 50 m do vão foram determinadas para as linhas de 138 kV e 230 kV e os comprimentos de vão de 300 m, 400 m e 600 m.

Os percentuais apresentados na Tabela 5.3 correspondem à relação entre o número de descargas atraído para cada setor de 50 m dos cabos de blindagem (ou para a torre) e o número total de descargas atraído pela linha para vãos e torres distintos.

A Tabela 5.3 denota que esta distribuição de incidências é fortemente afetada pelo modelo de atratividade adotado. Observe que a Tabela 5.3 exibe apenas o número de descargas para cada setor (em termos do percentual de descargas incidentes nos cabos de blindagem no vão).

Tabela 5.3 – Distribuição de descargas na linha ao longo do vão

LT	Setor (m)	Percentual de incidência <sup>A</sup>								
		Vão 300 m			Vão 400 m			Vão 600 m		
		Love k=1 <sup>B</sup>	Love k=0,9 <sup>C</sup>	Erikson	Love k=1	Love k=0,9	Erikson	Love k=1	Love k=0,9	Erikson
138 kV	0 (torre)	14,96	43,84	64,38	10,52	33,94	53,38	5,49	22,98	38,25
	0-50	20,04	3,39	1,41	16,31	2,73	1,21	12,84	2,09	1,04
	50-100	33,06	23,66	13,36	25,22	18,39	10,90	17,43	13,26	8,71
	100-150	31,94	29,11	20,85	24,38	22,60	16,78	16,65	15,75	12,77
	150-200	-	-	-	23,56	22,35	17,72	16,33	15,76	13,23
	200-250	-	-	-	-	-	-	15,72	15,17	13,07
	250-300	-	-	-	-	-	-	15,54	15,01	12,94
230 kV	0 (torre)	14,29	42,04	72,70	9,96	32,16	61,16	5,15	21,39	44,63
	0-50	19,99	3,44	0,62	16,11	2,72	0,50	12,46	2,06	0,42
	50-100	33,22	24,28	8,67	25,10	18,65	7,01	17,09	13,16	5,49
	100-150	32,50	30,24	18,01	24,71	23,23	14,32	16,68	15,94	10,67
	150-200	-	-	-	24,12	23,24	17,00	16,49	16,09	12,64
	200-250	-	-	-	-	-	-	16,15	15,76	13,00
	250-300	-	-	-	-	-	-	15,98	15,61	13,16

A – Razão entre o número de descargas no setor e o número total de descargas na LT.

B – Modelo de Love com k = 1 (igual atratividade para torres, condutores e solo).

C – Modelo de Love com k = 0,9 (torre com atratividade superior).

Em todos os casos simulados, quanto maior o comprimento do vão, menor é o percentual de incidências na torre. Considerando cada modelo de atratividade, a distribuição de descargas ao longo do vão é relativamente semelhante para as duas linhas de transmissão, já que as diferenças na altura de suas estruturas e condutores é de apenas 10 m.

Em particular, é importante denotar que na abordagem que considera o modelo de Love com fator k igual a 1 apenas um pequeno percentual das descargas atinge a torre, de cerca de 14% (vão 300 m) a 5% (vão 600 m), enquanto este percentual tende a um número bastante superior para as duas outras abordagens (de 72% a 44% e 44% a 22%, respectivamente para as abordagens de Erikson e Love com fator k igual a 0,9). Considerando a maior atratividade para correntes de pico maiores, estas duas últimas abordagens implicariam um percentual de *backflashovers* ainda maior. Essa elevada concentração de descargas na torre parece um tanto inconsistente. Primeiramente, não existe evidência experimental da maior atratividade de torres em relação aos cabos de blindagem tratando-se de descargas negativas naturais nuvem-solo. Nos trabalhos de (ERIKSSON, 1987; MOUSA, 1990), avaliações experimentais em escala reduzida foram realizadas adotando-se diferentes configurações (plano/haste e plano/conductor

horizontal). Contudo, as condições de teste não reproduzem o efeito das cargas contidas no *leader* ao se aproximarem do solo, mas tão somente a representação das cargas contida nas nuvens.

O conhecimento atual dos processos envolvidos na formação e propagação dos canais de descarga indica que o efeito de acoplamento entre a parte inferior do *leader* negativo descendente e a estrutura / condutor aterrados é o mecanismo responsável pela distribuição das cargas induzidas nos elementos da linha de transmissão. A proximidade entre tais elementos e o *leader* descendente é o principal fator responsável por definir a parte da linha com a maior densidade de descarga e, conseqüentemente, maior intensidade de campo elétrico. Nesse sentido, para os casos nos quais o *leader* se aproxima do solo com uma maior proximidade dos condutores da linha, a torre exerceria o papel apenas de conduzir cargas que fluirão do solo ao ponto mais próximo ao *leader*. Com isso, inexistirá razão física para se considerar um desequilíbrio entre a atratividade de torres e condutores, sendo consistente a consideração de uma mesma atratividade para tais elementos

É importante destacar que, para cada um dos setores que compõem as linhas de transmissão em análise, procedeu-se, também, à determinação de uma distribuição específica dos picos de corrente em função dos três diferentes modelos de atratividade adotados nesse trabalho. Desta forma, 384 distribuições de pico de corrente foram determinadas e processadas para fornecer os resultados referentes às torres de 138 kV e 230 kV.

Como exemplo, a Figura 5.4 apresenta as funções de distribuições acumuladas (CDF) do pico de corrente para cada um dos setores da LT de 138 kV com vão de 400 m, calculadas segundo os modelos de atratividade de Love (para  $k$  igual a 1 e 0,9) e de Eriksson. Um destaque é dado aos valores medianos do pico de corrente nas CDF's para incidências na torre e no trecho de 0 a 50 m.

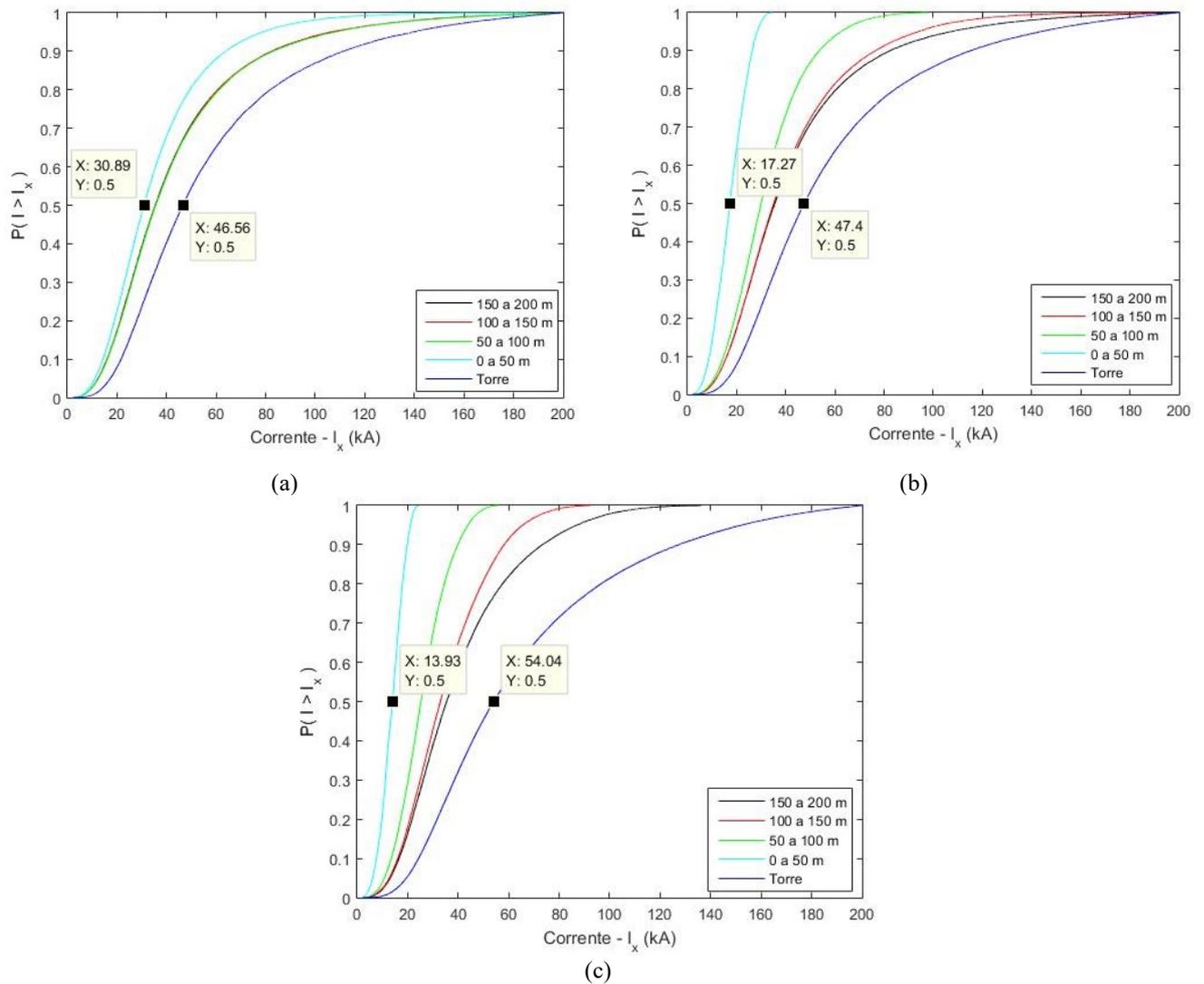


Figura 5.4 – Funções de distribuição acumulada associadas a cada setor de 50 m e à torre considerando a) Modelo de Love ( $k=1$ ), b) Modelo de Love ( $k=0,9$ ) e c) Modelo de Eriksson.

Considerando o modelo de Love com  $k$  igual a 1, as CDF's associadas aos setores mais afastados da torre são bem próximas, conforme apresentado na Figura 5.4a, com valores medianos referentes a cada distribuição exibidos na Figura 5.5. Apesar da mesma atratividade associada aos elementos, as maiores correntes são atraídas para a torre, contribuindo para a composição de uma CDF de valores medianos superiores comparados aos valores para incidências nos demais setores.

Na Figura 5.4b, em razão da atratividade distinta entre condutores e torre ( $k$  igual 0,9), o trecho que dista de 0 e 50 m da torre apresenta uma maior influência da atratividade da torre, incidindo nesse setor apenas descargas de pico de corrente reduzido, gerando uma CDF de valor mediano ainda menor (17,27 kA). Nos setores mais afastados da torre, os valores medianos se aproximam da distribuição inicialmente adotada (31,1 kA).

Por fim, ao ser considerado o modelo de Eriksson, verifica-se um comportamento semelhante ao visto para Love ( $k=0,9$ ): Uma elevação da corrente de pico mediana associada às incidências na torre com redução das incidências (tanto em intensidade quanto em número) no trecho de 0 a 50 m.

### 5.5 Correntes críticas associadas à distribuição de descargas em cada setor do vão

A corrente crítica que resulta em *backflashover* da cadeia de isoladores devido a incidências de descargas nos cabos de blindagem em diferentes setores do vão foi determinada. As simulações consideraram a incidência de descargas no centro de cada setor. Os resultados correspondentes são exibidos na Tabela 5.4, assumindo quatro valores de impedância impulsiva de aterramento e as duas formas de onda de corrente de descarga simuladas.

Tabela 5.4 – Corrente crítica associada a cada setor de 50 m ao longo do vão

Zp (Ω)	Setor do vão	Corrente Crítica: Ic (kA) LT de 138 kV						Corrente Crítica: Ic (kA) LT de 230 kV					
		Vão 300 m		Vão 400 m		Vão 600 m		Vão 300 m		Vão 400 m		Vão 600 m	
		Δ <sup>+</sup>	DP <sup>x</sup>	Δ	DP	Δ	DP	Δ	DP	Δ	DP	Δ	DP
10	0 (torre)	87,7	87,7	84,3	84,0	79,1	79,7	209,3	203,7	202,4	197,8	189,7	191,0
	0-50	94,2	89,5	89,1	86,0	80,8	80,1	227,7	212,4	218,7	205,1	199,5	196,2
	50-100	108,5	93,7	99,2	89,7	84,9	80,8	259,3	225,4	246,3	216,2	213,6	203,2
	100-150	123,4	99,6	108,9	93,7	87,9	81,7	285,8	235,0	268,8	224,0	224,1	207,2
	150-200	-	-	119,5	98,9	89,6	82,6	-	-	293,9	231,7	237,6	211,0
	200-250	-	-	-	-	92,0	83,6	-	-	-	-	255,3	214,2
	250-300	-	-	-	-	95,0	84,7	-	-	-	-	279,8	219,9
20	0 (torre)	53,9	55,8	50,5	51,8	46,2	47,1	148,8	151,3	138,9	141,7	126,8	129,3
	0-50	58,0	58,1	53,4	53,6	47,7	48,0	160,1	157,9	147,6	146,5	131,9	132,1
	50-100	67,6	63,6	59,9	57,4	51,1	49,8	182,0	170,7	164,5	156,1	140,7	137,3
	100-150	79,3	70,9	67,2	62,0	54,5	51,8	204,6	183,8	226,3	194,4	148,8	142,6
	150-200	-	-	75,9	67,7	57,9	53,8	-	-	187,6	164,0	157,8	147,9
	200-250	-	-	-	-	62,1	56,2	-	-	-	-	168,6	153,1
	250-300	-	-	-	-	67,4	59,1	-	-	-	-	183,4	160,3
40	0 (torre)	33,79	36,89	31,00	33,2	27,6	29,1	100,1	109,4	90,5	98,6	80,0	86,2
	0-50	36,58	38,81	32,80	34,5	28,6	29,9	107,3	114,9	95,6	102,1	82,6	88,0
	50-100	42,94	43,39	36,79	37,6	30,8	31,4	122,5	126,2	106,2	109,9	87,7	91,9
	100-150	51,62	49,70	41,67	41,3	33,2	33,1	140,9	139,5	118,3	119,0	93,3	96,1
	150-200	-	-	48,03	45,9	36,0	34,8	-	-	133,5	130,0	99,8	100,8
	200-250	-	-	-	-	39,4	36,9	-	-	-	-	107,7	106,0
	250-300	-	-	-	-	43,7	39,7	-	-	-	-	118,0	112,7
80	0 (torre)	22,32	25,73	19,84	22,6	17,0	18,9	69,4	80,0	60,5	69,1	51,2	59,2
	0-50	24,03	27,28	20,93	23,6	17,7	19,5	74,1	84,2	63,7	72,4	52,6	60,6
	50-100	28,21	31,00	23,56	25,7	18,9	20,6	84,6	93,6	70,4	78,9	55,5	63,7
	100-150	34,26	36,12	26,97	28,5	20,3	21,7	98,6	105,9	78,4	86,0	58,9	67,3
	150-200	-	-	31,31	32,1	21,4	23,1	-	-	89,1	95,0	62,9	71,1
	200-250	-	-	-	-	23,7	24,7	-	-	-	-	68,1	75,5
	250-300	-	-	-	-	27,3	26,5	-	-	-	-	74,7	80,9

Δ<sup>+</sup>: Forma de onda da corrente triangular.

DP<sup>x</sup>: Forma de onda da corrente duplo pico.

Conforme esperado, os resultados denotam o aumento do valor de corrente crítica com o aumento da distância entre o setor do vão e a torre, bem como a conseqüente diminuição do percentual de *backflashover* para ambas as formas de onda de corrente. Por outro lado, a corrente crítica de um mesmo setor da LT se torna menor para vãos mais extensos.

## **5.6 O impacto em se considerar a incidência distribuída de descargas ao longo do vão**

### **5.6.1 Considerações preliminares**

Considerando os percentuais de descargas incidentes em cada setor do vão (Tabela 5.3), determinados a partir da aplicação do método de Monte Carlo e do modelo de atratividade, e a corrente crítica associada às incidências nos cabos de blindagem em cada setor do vão (de acordo com a Tabela 5.4) torna-se possível uma melhor compreensão do motivo pelo qual ocorre a diminuição da taxa de *backflashover* para a abordagem que considera as descargas distribuídas na LT ao longo do vão em relação à representação que considera todas as descargas concentradas na torre. Para ilustrar isso, a Figura 5.5 exibe parte do resultado desenvolvido pelo procedimento descrito acima, especificamente para o vão de 400 m da LT 138 kV, aplicando o Modelo de Love com fator  $k$  igual a 1 e assumindo a forma de onda de corrente triangular. Note que os dados correspondentes para essa análise estão destacados em cinza na Tabela 5.3 e Tabela 5.4.

A Figura 5.5a apresenta como a distribuição das descargas incidindo ao longo do vão resulta na diminuição da taxa de *backflashover*. Observe que, além do aumento da corrente crítica, a corrente de pico mediana associada a cada setor do vão diminui com o aumento da distância dos setores até a torre. Ambos os comportamentos influenciam na diminuição do número de eventos de *backflashover* referentes à abordagem distribuída de descargas em relação à suposição de descargas concentradas na torre (Figura 5.5b). Além disso, especificamente para as descargas que incidem na torre sob a abordagem distribuída, a corrente de pico mediana apresenta um valor mais elevado em comparação com aqueles referentes à abordagem concentrada (46,6 kA versus 35,6 kA). Assim, a probabilidade de *backflashover* na torre tenderia a ser maior, já que a corrente crítica é a mesma para ambas as abordagens.

Entretanto, esta maior probabilidade se aplica apenas a 10,5% das incidências na linha, não afetando o percentual de *backflashover* resultante da abordagem distribuída.

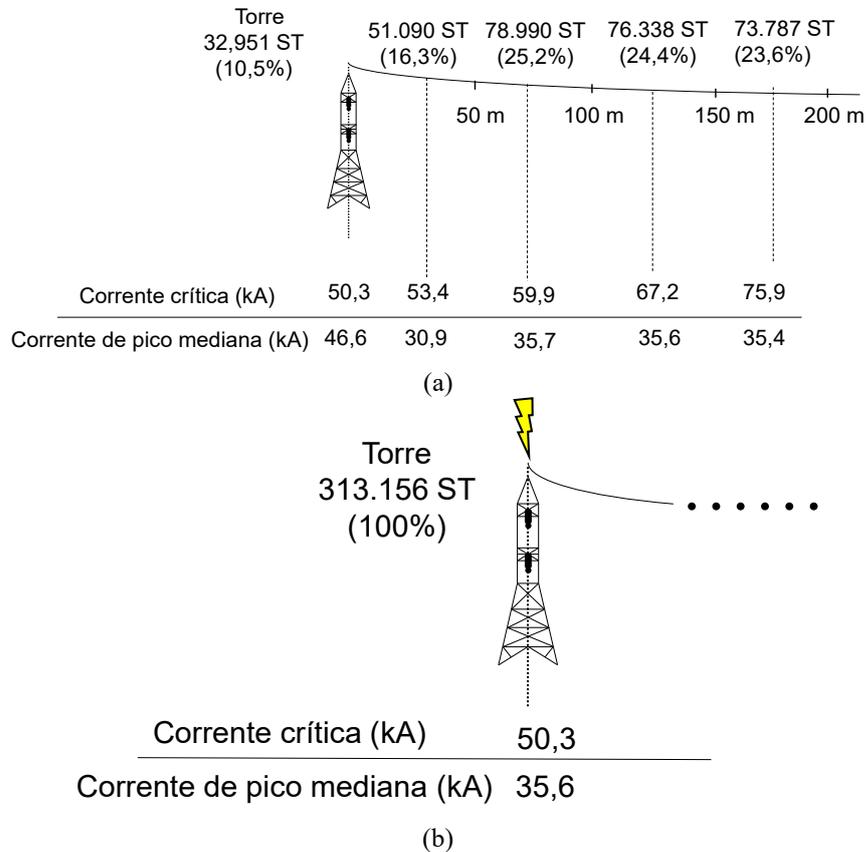


Figura 5.5 - Representação da distribuição das descargas ao longo dos setores do vão de 400 m (a) e concentrada na torre (b) resultante da aplicação do modelo Love com fator  $k$  igual a 1 à LT de 138 kV. A corrente de pico mediana da distribuição das descargas para cada setor é indicada juntamente com a respectiva corrente crítica (assumindo a forma de onda triangular e  $Z_p$  de 20  $\Omega$  para as torres central e adjacentes). ST representa os *strikes* em cada trecho.

Embora a análise acima tenha sido desenvolvida para um caso específico, esse comportamento qualitativo tem validade geral.

Nas subseções seguintes, são apresentados os valores de fator de vão obtidos para diferentes condições simuladas em termos da impedância impulsiva de aterramento, do comprimento do vão, do modelo de atratividade e da suportabilidade da cadeia de isoladores. Em seguida, são apresentados resultados das análises de sensibilidade realizadas para interpretar a influência das variáveis mais relevantes que afetam o fator de vão da LT.

### 5.6.2 Sumário dos resultados simulados

Após serem determinadas a corrente crítica associada às descargas incidentes nos cabos de blindagem em cada setor do vão (Tabela 5.4) e a distribuição da corrente de pico resultante das incidências em tais setores, procedeu-se ao cálculo do número de eventos que resultaram em *backflashover* relacionados ao setor para cada condição analisada. Considerando os números calculados para cada setor, foi possível determinar o total de desligamentos para as descargas incidentes na linha ao longo do vão. Em seguida, todas as descargas anteriormente distribuídas entre setores do vão e torre, com seus respectivos valores de pico de correntes, foram assumidas concentradas na torre para se determinar o número de eventos que resultaram em *backflashover*. Posteriormente, foi determinada a relação entre o número de eventos de descarga que resultaram em *backflashover* calculados para a abordagem distribuída e para a abordagem que considera todas as descargas concentradas na torre.

Este procedimento foi seguido para as condições analisadas: duas LTs (138 kV e 230 kV), três modelos de atratividade, três distintos comprimentos de vão e duas formas de onda de corrente. Os resultados da aplicação desse procedimento para valores de impedância impulsiva de aterramento de 10 a 80  $\Omega$ , descritos em termos do fator de vão, são apresentados na Tabela 5.5 e Tabela 5.6 para as formas de onda de corrente triangular e duplo pico.

Tabela 5.5 – Síntese dos fatores de vão calculados em uma LT de 138 kV.

Onda de corrente	$Z_p$ ( $\Omega$ )	Fator de vão								
		Vão de 300 m			Vão de 400 m			Vão de 600 m		
		Love k=1	Love k=0,9	Eriksson	Love k=1	Love k=0,9	Eriksson	Love k=1	Love k=0,9	Eriksson
Triangular	10	0,64	0,85	1	0,63	0,77	0,93	0,78	0,82	0,89
	20	0,67	0,79	0,92	0,68	0,75	0,85	0,72	0,75	0,80
	40	0,73	0,79	0,86	0,75	0,78	0,84	0,78	0,80	0,83
	80	0,83	0,85	0,89	0,86	0,87	0,90	0,90	0,91	0,92
Duplo Pico	10	0,85	0,92	1,00	0,82	0,88	0,95	0,93	0,94	0,96
	20	0,78	0,86	0,94	0,78	0,82	0,89	0,82	0,84	0,87
	40	0,79	0,84	0,90	0,80	0,83	0,88	0,85	0,86	0,88
	80	0,84	0,86	0,90	0,99	0,96	0,91	0,91	0,92	0,93

Tabela 5.6 – Síntese dos fatores de vão calculados em uma LT de 230 kV.

Onda de corrente	Z <sub>P</sub> (Ω)	Fator de vão								
		300 m span			400 m span			600 m span		
		Love k=1	Love k=0,9	Eriksson	Love k=1	Love k=0,9	Eriksson	Love k=1	Love k=0,9	Eriksson
Triangular	10	-	-	-	-	-	-	0,15 <sup>+</sup>	0,53	0,61
	20	0,43	0,51	1	0,4	0,74	0,83	0,49	0,59	0,61
	40	0,61	0,69	1	0,60	0,72	0,83	0,63	0,66	0,64
	80	0,67	0,74	1	0,66	0,73	0,83	0,71	0,72	0,71
Duplo Pico	10	-	-	-	0,25 <sup>+</sup>	0,77	0,83	0,16 <sup>+</sup>	0,53	0,61
	20	0,58	0,64	1	0,54	0,80	0,83	0,66	0,69	0,61
	40	0,68	0,74	1	0,68	0,77	0,83	0,71	0,72	0,65
	80	0,71	0,77	1	0,69	0,76	0,83	0,72	0,73	0,70

- Não ocorrência de backflashover para incidência distribuída ou concentrada (tal comportamento resulta na indeterminação de um fator de vão).

+ Valores reduzidos de fator de vão.

Aparentemente, os resultados mostrados na Tabela 5.5 e Tabela 5.6 sugerem uma ampla variação do fator de vão em função das cinco variáveis consideradas (impedância de aterramento, forma de onda de corrente, comprimento de vão e modelo de atratividade). Para a LT de 138 kV, este fator varia de 0,64 a 0,96, ao passo que na LT de 230 kV a variação é de 0,15 a 1. A maior variação verificada no caso da linha de 230 kV é discutida a seguir.

Um fator de vão unitário significa que tanto a abordagem distribuída como a abordagem concentrada resultam no mesmo número de eventos de *backflashover*. Este tipo de resultado foi encontrado especificamente para um vão de 300 m ao se aplicar o modelo de atratividade de Eriksson, responsável por concentrar todas as descargas do vão na torre. Ainda que em um vão de reduzida dimensão, esta grande concentração de descarga não é realista e carece de consistência física.

Além disso, há casos de fatores indeterminados (indicados pelo símbolo "-") especificamente para Z<sub>P</sub> de 10 Ω na LT de 230 kV. Eles correspondem aos casos em que se obteve um número nulo de eventos de *backflashover* na torre (levando a zero o denominador da razão) como resultado do valor muito baixo da impedância de aterramento e da alta suportabilidade dos isoladores (CFO de 1,2 MV). Também, há casos de fatores de valor extremamente baixos (de 0,15 a 0,25), indicados pelo símbolo (+).

Finalmente, foram obtidos valores extremamente baixos dos fatores de vão (de 0,15 a 0,25), indicados pelo símbolo (+), somente para a LT de 230 kV. Nessas condições específicas, as o número de descargas atraídas para a torre sob a abordagem distribuída é muito menor do que o número de eventos assumidos concentrados na torre. Sendo assim, a razão entre as

respectivas taxas de backflashover tende a ser muito baixa. Considerando-se, por exemplo, o fator de vão de 0,15 para a forma de onda triangular e um vão de 600 m.

Sob a abordagem distribuída, cerca de 5% das descargas são atraídas para a torre, embora sua corrente de pico mediana tenda a ser maior do que aquela obtida assumindo todas as descargas concentradas na torre. Assim, o percentual calculado das descargas para o vão que resulta em *backflashover* é de 0,03% (0,029% atraídos para a torre e 0,001% no setor 0-50 m), ao passo que o percentual correspondente da mesma distribuição assumida concentrada na torre é de 0,2%. Tais relações resultam em um fator de vão de 0,15.

### **5.6.3 Discussão sobre a influência de algumas variáveis no fator de vão**

Uma vez explicada a fonte dos valores incomuns do fator de vão, é importante se avaliar a influência de cada uma das cinco variáveis (impedância de pé de torre, comprimento do vão, forma de onda da corrente de descarga, capacidade isolante da linha e modelos de atratividade) no estabelecimento do valor desse fator. Esse é o foco desta subseção.

Para avaliar essa influência, esta subseção toma como referência os resultados obtidos para a onda de corrente triangular. Embora essa forma de onda de corrente não represente apropriadamente a forma de onda de correntes de descargas reais, ela permite analisar melhor o efeito de cada variável devido à regularidade dos resultados correspondentes em termos de sobretensão e fatores de vão. A ocorrência de *backflashover*, notadamente para descargas nos cabos ao longo do vão, é muito influenciada pelo tempo de trânsito da onda de corrente em direção à torre e das ondas refletidas na torre adjacente. Esse efeito de sobreposição da corrente incidente e refletida é bem definido para a forma de onda triangular e isso leva a certa regularidade em seus resultados, diferentemente do caso da onda do tipo duplo pico.

A fim de se avaliar o impacto das cinco variáveis consideradas nos valores dos fatores de vão, foram selecionados alguns valores específicos da Tabela 5.5 e da Tabela 5.6, conforme destacados. Esses dados se referem ao caso de 400 m de vão na LT de 138 kV e ao modelo de atratividade de Love com fator  $k$  igual a 1 (que corresponde a assumir a mesma atratividade tanto para a torre quanto para os cabos de blindagem). De acordo com a Figura 5.5(a), para essa condição específica, apenas cerca de 11% das descargas na linha atingiram a torre. Para as descargas nos setores, esse percentual aumenta para cerca de 16%, 25%, 24% e 24%, para cada um dos setores de 50 m afastados da torre, respectivamente.

**a) O efeito do valor de impedância impulsiva de aterramento.**

A Tabela 5.7 apresenta a relação entre o número de eventos de *backflashover* sob a abordagem de incidências distribuída nos cabos de blindagem e as mesmas descargas concentradas na torre (resultando no fator de vão) considerando-se uma impedância impulsiva de aterramento da torre central variando de 10  $\Omega$  a 80  $\Omega$  e as das torres adjacentes iguais a 20  $\Omega$ .

Tabela 5.7 – Fator de vão em função da impedância impulsiva de aterramento (LT de 138 kV, vão 400 m – Modelo de Love com fator  $k=1$ )

Zp ( $\Omega$ )	Fator de vão	
	Triangular	Duplo Pico
10	0,63	0,82
20	0,68	0,78
40	0,75	0,80
80	0,86	0,99

Considerando os resultados para onda de corrente triangular, observa-se que o fator de vão apresenta um valor médio de 0,73. Nos valores usuais de impedância de aterramento de torres (inferior a 20  $\Omega$  para uma LT de 138 kV), o fator de vão tem valor próximo a 0,6. Esse fator tende a aumentar com o aumento da impedância de aterramento de torres, chegando a 0,86 para Zp de 80  $\Omega$ . Os fatores de vão obtidos para a forma de onda duplo pico também foram incluídos apenas para denotar que seus valores não acompanham o aumento regular com aumento de Zp observado para a onda triangular, oscilando em torno de um maior valor médio de 0,85. Na Tabela 5.6 são apresentados os fatores de vão calculados para a LT de 230 kV, indicando uma tendência de aumento do fator vão com o aumento do valor da impedância de aterramento.

**b) O efeito do comprimento do vão.**

A Tabela 5.8 apresenta os fatores de vão calculados para a LT de 138 kV considerando as duas formas de onda de corrente e diferentes comprimentos de vão, possibilitando uma melhor explicação do impacto do comprimento do vão sobre o fator de vão.

Tabela 5.8 – Impacto da forma de onda no fator de vão (TL de 138 kV – Modelo de Love com fator k =1)

Z <sub>p</sub> (Ω)	Fator de vão – LT de 138 kV					
	Vão de 300 m		Vão de 400 m		Vão de 600 m	
	Triangular	Duplo pico	Triangular	Duplo pico	Triangular	Duplo pico
10	0,64	0,85	0,63	0,82	0,78	0,93
20	0,67	0,78	0,68	0,78	0,72	0,82
40	0,73	0,79	0,75	0,80	0,78	0,85
80	0,83	0,84	0,86	0,99	0,90	0,91

Observa-se que, para uma mesma forma de onda de corrente, os resultados são muito semelhantes para os vãos de 300 e 400 m. Entretanto, o fator de vão apresenta uma tendência de aumento para vãos mais extensos (600 m). Há apenas uma única exceção a esta regra, observada especificamente para a forma de onda duplo pico e o valor extremamente elevado de Z<sub>p</sub> (80 Ω). Esta tendência parece contraditória: embora se tenha um maior número de descargas incidentes nos cabos com o aumento do comprimento do vão, o fator de vão tende a se elevar. Presumidamente, esse efeito é atribuído ao aumento do tempo necessário para que as ondas negativas refletidas nas torres adjacentes, para vãos mais longos, alcancem a torre central.

Outro resultado regular que merece ser mencionado consiste no fato de que o aumento contínuo dos fatores de vão com o aumento da impedância de aterramento não é observado para a onda do formato duplo pico. Para esta forma de onda o fator de vão resulta em um valor mínimo para Z<sub>p</sub> de 20 Ω e valores crescentes à medida que a impedância é aumentada ou diminuída. Como mostrado na Tabela 5.6, este comportamento não é observado para a LT de 230 kV.

### c) Efeito do modelo de atratividade

Os resultados da Tabela 5.9 ilustram o efeito significativo do modelo de atratividade no fator de vão resultante.

Tabela 5.9 – Impacto do modelo de atratividade no fator de vão resultante (LT de 138 kV – vão 400 m, onda de corrente triangular)

Z <sub>p</sub> (Ω)	FATOR DE VÃO		
	Love k=1	Love k=0,9	Eriksson
10	0,63	0,77	0,93
20	0,68	0,75	0,85
40	0,75	0,78	0,84
80	0,86	0,87	0,90

O aumento do fator de vão para modelos de “maior atratividade” é evidente. Valores médios de 0,73, 0,79 e 0,88 foram encontrados para os modelos de Love com fator k igual a 1

e 0,9 e para o modelo Erikson, respectivamente. Observe que, de acordo com a Tabela 5.3, com uma maior atratividade do modelo, o percentual de descargas incidentes na torre sob a abordagem distribuída aumenta (de 11% para 34% e 53% para um vão de 400 m). De acordo com esse resultado, um aumento no fator de vão é esperado. Como a maioria das incidências se concentram na torre, há uma conseqüente diminuição do número de descargas distribuídas ao longo do vão. Tais descargas incidentes ao longo do vão resultariam em sobretensões com menores amplitudes nos isoladores da torre. Assim, sua influência para reduzir o fator de vão é diminuída. Esse comportamento geral é observado para ambas as formas de onda de corrente. Como mostrado na Tabela 5.6, ele também é válido para as LTs de 230 kV, com exceção do vão mais longo (600 m). Nesse caso específico, os fatores de vão apresentam valores similares.

#### d) Influência da suportabilidade da cadeia de isoladores (CFO)

A influência do nível de isolamento da LT foi considerada comparando-se os resultados obtidos para a LT de 138 kV (CFO de 650 kV) e para a LT de 230 kV (CFO de 1,2 MV), como indicado na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Impacto da suportabilidade do isolamento de LTs no fator de vão resultante (Vão de 400 m, onda de corrente triangular).

Z <sub>p</sub> (Ω)	Fator de vão – Vão 400 m					
	LT de 138 kV CFO = 650 kV			LT de 230 kV CFO = 1,2 MV		
	Love k=1	Love k=0,9	Eriksson	Love k=1	Love k=0,9	Eriksson
10	0,63	0,77	0,93	-	-	-
20	0,68	0,75	0,85	0,4 <sup>+</sup>	0,74	0,83
40	0,75	0,78	0,84	0,60	0,72	0,83
80	0,86	0,87	0,90	0,66	0,73	0,83

- Não ocorrência de backflashover para incidência distribuída ou concentrada (tal comportamento resulta na indeterminação de um fator de vão).

+ Valores reduzidos de fator de vão.

Os resultados revelam algumas características interessantes. Primeiramente, os valores do fator de vão são significativamente menores para a LT com CFO mais elevado com base no modelo de Love (k=1). Para os outros modelos de atratividade, os fatores de vão são semelhantes.

Um valor de CFO muito elevado (tal como o da LT 230 kV) levou a valores indeterminados do fator de vão (destacado pelo símbolo "-"), especificamente para baixos valores de impedância de aterramento (10 Ω). Como explicado anteriormente, esse resultado

corresponde a um número nulo de *backflashover* tanto para a abordagem concentrada de descargas quanto para a distribuída.

Um baixo fator de vão (0,4) para a torre da LT de 230kV foi especificamente observado para o modelo de Love com fator k igual 1 e uma impedância de aterramento de  $20 \Omega$ . Para uma melhor compreensão desse resultado, primeiro é importante considerar que, com o alto CFO da LT de 230 kV a probabilidade de *backflashover* é relativamente pequena. Tal probabilidade é menor para incidências ao longo do vão devido a dois efeitos concomitantes: o aumento da corrente crítica em virtude da maior distância do ponto de incidência em relação à torre e o menor valor de pico da corrente mediana do setor em relação ao obtido para a torre. Assim, na abordagem distribuída, o número total de eventos de *backflashover* é muito próximo do número referente à incidência na torre e este número é muito inferior àquele correspondente ao se considerar todas as descargas concentradas na torre. Em particular, para os casos em que os eventos de *backflashover* da abordagem distribuída ocorrem apenas para a incidência na torre (motivado pelo baixo valor de  $Z_p$  [ $10 \Omega$ ]), o fator de vão pode ser tão baixo quanto 0,15 (ver Tabela 5.6 - primeira linha do caso 600-m).

## **5.7 Determinação do fator de vão sob distribuições realistas de impedâncias de aterramento de torres: Estudos de caso**

Na seção 5.6.2, os resultados apresentados na Tabela 5.5 e Tabela 5.6 sugerem uma aparente ampla variação do fator de vão para as LTs de 138 kV e 230 kV. Para LT de 138 kV, este fator varia de 0,64 a 0,96, enquanto uma variação de cerca de 0,15 a 1 é observada para a LT de 230 kV. Vale mencionar que esses resultados se referem a valores específicos de impedância de aterramento, incluindo alguns valores extremos. Assim, em princípio, eles não refletem o valor esperado do fator de vão sob condições realistas das linhas de transmissão (que compreendem uma distribuição de valores da impedância aterramento com um valor mediano inferior à impedância de limiar da linha que garantiria taxas de desligamento recomendadas para o nível de tensão específico da TL).

Esta seção tem como objetivo apresentar a determinação do fator de vão para um conjunto de distribuições de impedância de pé de torre, considerando linhas de níveis de tensão de 138 kV a 500 kV. As análises aqui apresentadas consideram as torres das linhas de

transmissão de 138 kV e 230 kV ilustradas na Figura 5.1, além das torres das linhas de 345 kV e 500 kV indicadas na Figura 5.6.

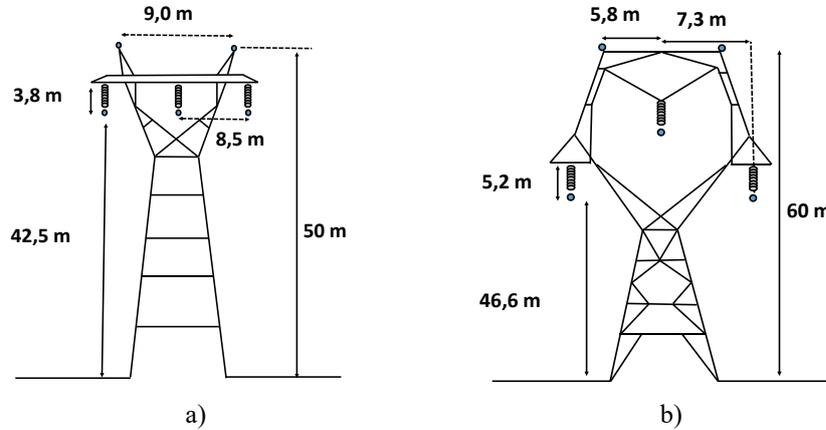


Figura 5.6 – Torres de a) 345 kV e b) 500 kV simuladas.

As variações das distribuições de impedância impulsiva de aterramento objetivam a representação das condições das LTs instaladas sobre solos de resistividade moderada, moderada e alta e moderada e baixa. Essas condições geralmente se assemelham às mesmas distribuições de impedância de aterramento em condições de solo tipicamente brasileiras. Em todas as análises apresentadas nessa seção, adotou-se como referência o modelo de Love com um fator  $k$  de 1 e a forma de onda dupla pico por ser mais realista para a representação de ondas de primeiras correntes de retorno. Na Tabela 5.11, são apresentados os fatores de vão calculados com base em diferentes cenários nos quais são adotadas uma mesma composição de impedâncias impulsivas de aterramento para as quatro linhas investigadas no contexto.

Nota-se uma variação muito estreita do fator de vão para as três distribuições de impedância de aterramento da torre para cada LT (menos de 1% em torno do valor médio). Isso reforça a sugestão em se adotar um fator de vão único na avaliação do BFOR das linhas de transmissão ao invés da aplicação de um procedimento trabalhoso que considere a simulação da distribuição de incidências de descarga ao longo do vão da linha.

Tabela 5.11 – Estudos de caso do fator de vão para três cenários de  $Z_p$  em linhas de transmissão de 138 kV a 500 kV (Modelo de Love  $k=1$  – Forma de onda de corrente duplo pico)

Participação dos valores de impedância na composição total da linha							LT 138 kV vão 300 m CFO: 0,65 MV	LT 230 kV vão 400 m CFO: 1,2MV	LT 345kV vão 470 m CFO: 1,5MV	LT 500kV vão 530 m CFO: 2MV	
$Z_p$	10 $\Omega$	15 $\Omega$	20 $\Omega$	25 $\Omega$	30 $\Omega$	40 $\Omega$	FATOR DE VÃO RESULTANTE				
Cenário 1	25%	40%	25%	8%	1%	1%	0,80	0,56	0,54	0,38	
Cenário 2	35%	40%	20%	3%	1%	1%	0,80	0,55	0,52	0,36	
Cenário 3	15%	40%	35%	8%	1%	1%	0,80	0,56	0,55	0,36	

Por outro lado, o valor do fator de vão variou significativamente de acordo com o nível de tensão da LT. Em linhas de 138 kV, obteve-se um fator de vão 33% superior ao fator 0,6 tradicionalmente empregado. Já em linhas de 500 kV, foram encontrados fatores de vão de até 0,36, valor este 40% inferior ao fator 0,6 recomendado por Hileman (1999). Esse cenário sugere a necessidade de adotar valores diferentes para o fator de vão de acordo com o nível de tensão da LT.

Por fim, a Tabela 5.12 apresenta os fatores de vão calculados para cenários específicos característicos de distribuição de impedância impulsiva de aterramento para cada nível de tensão da linha.

Tabela 5.12 – Estudo de caso Fator de vão para distribuições realistas de impedância impulsiva de aterramento em torres (Modelo de Love  $k=1$  – Forma de onda de corrente duplo pico)

$Z_p \Omega$	Cenários											
	LT 138 kV vão 300 m CFO: 0,65 MV			LT 230 kV vão 400 m CFO: 1,2MV			LT 345kV vão 470 m CFO: 1,5MV			LT 500kV vão 530 m CFO: 2MV		
10	25%	35%	15%	10%	10%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
15	40%	40%	40%	30%	40%	25%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
20	25%	20%	35%	40%	40%	40%	50%	40%	30%	5%	10%	20%
25	8%	3%	8%	15%	8%	20%	40%	40%	40%	50%	40%	30%
30	1%	1%	1%	3%	1%	3%	5%	10%	20%	40%	40%	40%
40	1%	1%	1%	2%	1%	2%	5%	10%	10%	5%	10%	10%
Fator de vão	0,80	0,80	0,80	0,57	0,56	0,58	0,60	0,61	0,62	0,56	0,56	0,56

Com base nas distribuições de impedância de aterramento apresentadas na Tabela 5.12 obteve-se um elevado fator de vão nos cenários investigados na linha de 138 kV e, na linha de

500 kV. Vale ressaltar que, além dos diferentes CFOs característicos de cada linha, o comprimento do vão assumido foi aquele que mais se aproxima do comprimento médio de cada LT. Entretanto, nas linhas de 230 kV a 500 kV constatou-se um fator de vão próximo ao valor sugerido pela literatura (0,6), indicando resultados gerais aplicáveis quando assumidas as distribuições de impedância e comprimentos de vão característicos de cada nível de tensão. Já em linhas de 138 kV, caracterizadas por um baixo CFO e comprimentos de vão mais reduzidos, caso seja optado pela escolha do fator de vão 0,6, o número de *backflashover* é subestimado em 25%.

# 6 Parametrização de correntes críticas para linha de 138 kV

## 6.1 Introdução

As análises realizadas no capítulo 5 desta tese de doutorado denotam a variação do valor do fator de vão frente a diversos parâmetros, tais como o comprimento do vão, a impedância impulsiva de aterramento, o modelo de atratividade e a forma de onda de corrente simulada.

Sendo assim, a obtenção de fórmulas simplificadas e de aplicação geral que considerem todos esses parâmetros na determinação do fator de vão não é tarefa trivial.

A alternativa proposta neste capítulo consiste no desenvolvimento de equacionamento para a representação do valor de corrente crítica responsável pela ocorrência de *backflashover* em linhas para uma ampla faixa de valores de impedância impulsiva de aterramento. Decidiu-se pelo desenvolvimento de tal equacionamento para a linha de 138 kV, uma vez que as análises apresentadas no capítulo 5 indicaram a existência de alguns casos específicos referentes à linha de 230 kV nos quais não se é possível a determinação do fator de vão (nos casos de baixa impedância impulsiva de aterramento [10  $\Omega$ ] e vãos curtos). De forma semelhante, as linhas de 345 kV e 500 kV também partilham deste comportamento, principalmente por causa dos seus elevados valores de CFO.

Dois desenvolvimentos são apresentados a seguir. O primeiro deles se refere à formulação para determinação do valor de corrente crítica em função do ponto de incidência de descarga na linha e valor de impedância impulsiva de aterramento. O segundo desenvolvimento permite a determinação do valor de corrente crítica que já considera o efeito da distribuição de incidência de descargas ao longo do vão. Este parâmetro é aqui denominado como “corrente crítica modificada”.

## 6.2 Formulação para determinação da corrente crítica em função do local de incidência da descarga

A Figura 6.1 apresenta o comportamento dos valores de corrente crítica em função do local de incidência de descarga ao longo do vão para condições distintas de aterramento com base nos resultados das simulações apresentadas no capítulo 5 para um vão de 400 m e forma de onda de corrente de descarga do tipo duplo pico.

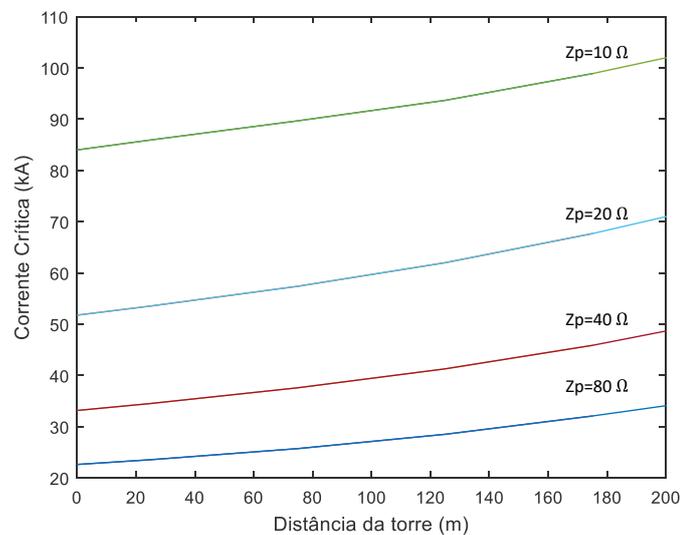


Figura 6.1 – Corrente crítica em função do ponto de incidência ao longo de um vão de 400 m. Onda de corrente simulada do tipo duplo pico, CFO dos isoladores de 650 kV e valor de impedância impulsiva de aterramento variando de 10 a 80 Ω.

Dentre as formas de se obter uma curva que melhor se ajuste aos dados simulados, optou-se pelo método dos mínimos quadrados (MILLER, 2006). Nesse método presume-se uma função de ajuste de maneira a correlacionar as duas variáveis em questão (corrente crítica e local de incidência) como sendo  $\bar{y} = f(x)$ . Em seguida, com base nos  $n$  pares de pontos  $(x_n, y_n)$  que serão utilizados para o referido ajuste, define-se uma função  $\delta$  correspondente ao somatório dos desvios quadráticos entre cada um dos  $y$ -ésimos pontos com seu respectivo valor ajustado (obtidos na curva  $\bar{y}$ ), resultando na equação (6.1).

$$\delta = \sum_{i=1}^n (\bar{y} - y_i)^2 \quad (6.1)$$

Por fim, para obtenção dos parâmetros de melhor ajuste ( $\bar{y}$ ), são escolhidos aqueles que resultam no menor desvio quadrático em relação a cada uma das variáveis de ajuste utilizadas em  $\bar{y}$ . Por exemplo, no caso de um ajuste linear e definindo-se  $\bar{y} = ax + b$ , os coeficientes  $a$  e  $b$ , devem ser calculados com base na equação(6.2) e (6.3).

$$\frac{d\delta}{da} = 0 \quad (6.2)$$

$$\frac{d\delta}{db} = 0 \quad (6.3)$$

Para o ajuste linear, tomado como exemplo, as equações (6.2) e (6.3) resultam nos equacionamentos (6.4)e (6.5) que permitem a obtenção dos valores de  $a$  e  $b$  que melhor se ajustam ao conjunto de dados.

$$\begin{aligned} \frac{d\delta}{da} &= \frac{d}{da} \sum_{i=1}^n (\bar{y} - y_i)^2 = \sum_{i=1}^n 2(ax_i + b - y_i)x_i = \\ &= \sum_{i=1}^n 2ax_i^2 + \sum_{i=1}^n 2bx_i - \sum_{i=1}^n 2y_ix_i = 0 \end{aligned} \quad (6.4)$$

$$\begin{aligned} \frac{d\delta}{db} &= \frac{d}{db} \sum_{i=1}^n (\bar{y} - y_i)^2 = \sum_{i=1}^n 2(ax_i + b - y_i) = \\ &= \sum_{i=1}^n 2ax_i + \sum_{i=1}^n 2b - \sum_{i=1}^n 2y_i = 0 \end{aligned} \quad (6.5)$$

De maneira que a obtenção do melhor ajuste se resume à solução do sistema de equações lineares apresentado em (6.6).

$$\begin{cases} 2a \sum_{i=1}^n x_i^2 + 2b \sum_{i=1}^n x_i = 2 \sum_{i=1}^n x_i y_i \\ 2a \sum_{i=1}^n x_i + 2bn = 2 \sum_{i=1}^n y_i \end{cases} \quad (6.6)$$

Diversas funções  $\bar{y}$  foram testadas e ajustadas aos dados, desde funções lineares (tal como apresentada no exemplo anterior) a funções polinomiais e exponencias. Levando-se em

conta a qualidade dos resultados e a simplicidade do modelo, a função teste que melhor se ajustou aos dados simulados é apresentada na eq. (6.7).

$$I_c(z, d) = A \cdot Z^B \cdot e^{C \cdot d} \quad (6.7)$$

onde A, B e C são constantes obtidas a partir do método dos mínimos quadrados e Z e d correspondem, respectivamente, à impedância impulsiva de aterramento e a distância de incidência da descarga em relação à torre.

A primeira abordagem desenvolvida para o ajuste da corrente crítica em função do local de incidência (Figura 6.1) consistiu em se modelar separadamente cada uma das condições de impedância impulsiva de aterramento simuladas e, posteriormente, buscar por uma expressão capaz de reunir os diferentes ajustes em função da impedância de aterramento a que se referem. Entretanto, tal abordagem resultou em parâmetros de extrema sensibilidade, sendo fortemente influenciados, por exemplo, pelo arredondamento associado às constantes do modelo.

Diante disso, uma segunda abordagem foi desenvolvida: obteve-se um ajuste capaz de representar o comportamento médio da variação da corrente crítica para incidências distribuídas ao longo do vão considerando-se todas as impedâncias de aterramento simuladas. Tal modelo, independente da impedância de aterramento, resultou na eq. (6.8).

$$I_{c_{med}}(d) = 47,57 \cdot e^{0,0014 \cdot d} \quad (6.8)$$

Em seguida, foi incorporado ao modelo um coeficiente multiplicativo em função da impedância impulsiva de aterramento a ser aplicado na eq. (6.8) de modo a permitir a determinação de todos os parâmetros descritos na eq. (6.7). Como resultado, obteve-se a equação (6.9) descrita a seguir:

$$I_c(z, d) = 294,89 \cdot Z^{-0,5752} \cdot e^{0,0014 \cdot d} \quad (6.9)$$

onde Z corresponde à impedância impulsiva de aterramento (em ohms) e d é a menor distância entre a torre e o local de incidência (em m). Vale lembrar que a validade de (6.9) é aplicável a qualquer modelo de atratividade, bastando, para tanto, a determinação dos percentuais de incidência em cada setor para que seja avaliado o desempenho da linha.

A Figura 6.2 apresenta, em traço contínuo, o comportamento da corrente crítica em função do local de incidência de descarga e da impedância de aterramento referente aos dados calculados no capítulo 5 desta tese. Na mesma figura, em tracejado, são ilustradas as respectivas aproximações oriundas da aplicação da equação (6.9).

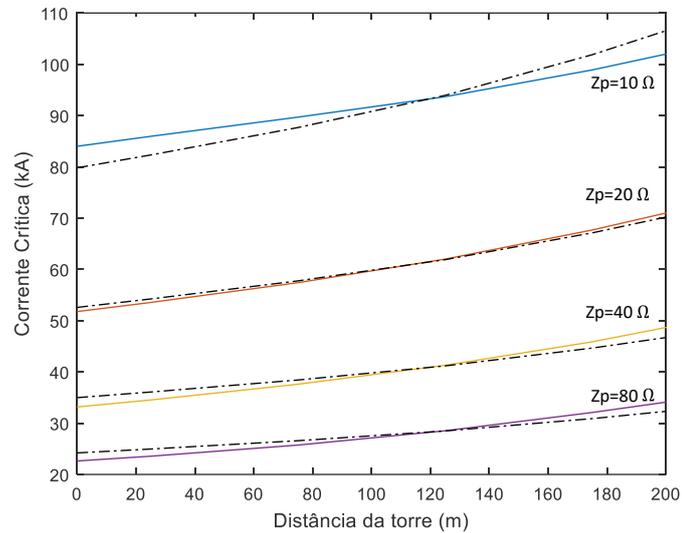


Figura 6.2 – Corrente crítica em função do local de incidência para um vão 400 m

O processo descrito anteriormente foi reproduzido, também, para os dados de corrente crítica referentes aos vãos de 300 m e 600 m. As formulações obtidas são apresentadas a seguir na forma das equações (6.10) e (6.11). A Figura 6.3 apresenta a comparação entre os dados obtidos no capítulo 5 e os resultados provenientes da aplicação das equações (6.10) e (6.11).

$$I_{c_{vão\ 300}}(z, d) = 269,47 \cdot Z^{-0,5216} \cdot e^{0,0018 \cdot d} \quad (6.10)$$

$$I_{c_{vão\ 600}}(z, d) = 303,08 \cdot Z^{-0,6141} \cdot e^{0,00067 \cdot d} \quad (6.11)$$

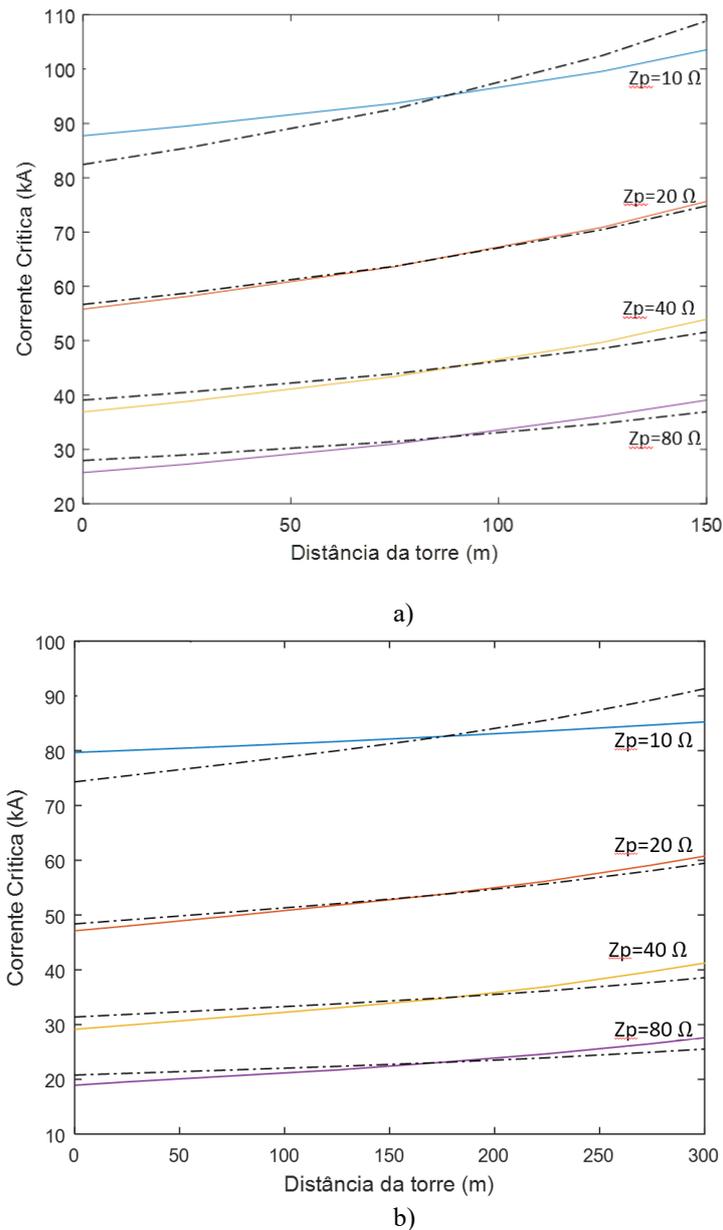


Figura 6.3 – Corrente crítica em função do local de incidência para vãos de a) 300 m e b) 600 m.

### 6.3 Determinação da corrente crítica representativa de incidências distribuídas de descargas na linha: Corrente crítica modificada

Esta seção propõe o conceito de corrente crítica modificada, que se refere ao valor mínimo de corrente capaz de levar ao *backflashover* da cadeia de isoladores e considera o efeito da distribuição de incidências de descargas ao longo do vão. Essa corrente pode ser entendida como aquela proveniente de um evento de descarga incidindo na torre que resultasse no mesmo

desempenho causado pela incidência distribuída de descargas ao longo do vão da linha, conforme metodologia descrita no capítulo 3.

A taxa de desligamentos da linha por backflashover (BFOR, do inglês *backflashover overvoltage rate*) é determinada como sendo:

$$BFOR = FV \times N_L \times P(I > I_C) \quad (6.12)$$

Onde  $FV$  corresponde ao fator de vão,  $N_L$  à densidade de descarga incidente na linha por km por ano e  $P$  a probabilidade de incidências de descarga na torre apresentarem valores superiores à corrente crítica que leva os isoladores ao backflashover ( $I_C$ ). A equação (6.12) pode ser reescrita, conforme apresentado na equação (6.13), de maneira a tornar a determinação do desempenho independente do  $N_L$  da linha.

$$\frac{BFOR}{N_L} = FV \times P(I > I_C) \quad (6.13)$$

Assim, com base nos fatores de vão calculados no capítulo 5 (obtidos para diversas condições de impedância impulsiva de aterramento e comprimento de vão), nos valores de corrente crítica e no percentual de  $I > I_C$  para as incidências na torre, são determinados os valores da relação “ $FV \times P(I > I_C)$ ”.

Com base no valor dessa relação, que nada mais é do que uma modificação nos valores de percentual de correntes maiores que  $I_{crítico}$ , e a consideração da distribuição acumulada dos picos de corrente do IEEE (utilizada neste trabalho), determina-se o valor de corrente nesta distribuição associado à relação “ $FV \times P(I > I_C)$ ”. Este valor de corrente é denominado “**Corrente Crítica Modificada**”.

Tais valores foram obtidos com base no modelo de atratividade de Love (considerando uma igual atratividade entre torres e condutores com  $k=1$ ), adotando-se formas de onda de corrente de descarga do tipo triangular e duplo pico, bem como o cálculo para diferentes valores de impedância impulsiva de aterramento na faixa de 10 a 80  $\Omega$  e três valores de CFO para a linha de 138 kV (650 kV, 850 kV e 1200 kV) para efeitos de análise de sensibilidade.

A razão entre os valores de corrente modificada e os valores de corrente crítica é apresentada nas Tabela 6.1 e Tabela 6.2. Vale destacar que os resultados apresentados nas referidas tabelas avaliam, também, a modificação no CFO da linha de 138 kV e seu impacto na

corrente crítica modificada. Tal razão permite, a partir do cálculo da corrente crítica de uma incidência de descarga na torre, aplicar um fator capaz de indicar o valor de corrente crítica que represente o mesmo desempenho de incidências distribuídas ao longo do vão.

Apesar do ajuste da corrente crítica incidente ao longo do vão (equação (6.9)) ser independente do modelo de atratividade, a determinação da corrente crítica modificada depende da distribuição de incidências de descarga ao longo do vão e, conseqüentemente, do modelo de atratividade adotado na análise.

Tabela 6.1 – Razão entre corrente crítica modificada e corrente crítica para incidência na torre considerando variações no comprimento do vão, na impedância impulsiva de aterramento e no comprimento do vão considerando a forma de onda de corrente do tipo triangular.

Vão (m)	$Z_p$ ( $\Omega$ )	$I_{c\text{modif}}/I_{c\text{torre}}$ CFO 650 kV	$I_{c\text{modif}}/I_{c\text{torre}}$ CFO 850 kV	$I_{c\text{modif}}/I_{c\text{torre}}$ CFO 1200 kV
300	10	1,20	1,25	1,48
	20	1,20	1,21	1,24
	40	1,20	1,21	1,21
	80	1,22	1,22	1,21
400	10	1,21	1,20	1,35
	20	1,20	1,22	1,24
	40	1,22	1,22	1,22
	80	1,22	1,23	1,22
600	10	1,11	1,13	1,21
	20	1,18	1,18	1,21
	40	1,22	1,21	1,21
	80	1,21	1,20	1,20

Tabela 6.2 – Razão entre corrente crítica modificada e corrente crítica para incidência na torre considerando variações no comprimento do vão, na impedância impulsiva de aterramento e no comprimento do vão considerando a forma de onda de corrente do tipo duplo pico.

Vão (m)	$Z_p$ ( $\Omega$ )	$I_{c_{modif}}/I_{c_{torre}}$ CFO 650 kV	$I_{c_{modif}}/I_{c_{torre}}$ CFO 850 kV	$I_{c_{modif}}/I_{c_{torre}}$ CFO 1200 kV
300	10	1,07 <sup>+</sup>	1,08 <sup>+</sup>	1,17
	20	1,12	1,13	1,15
	40	1,15	1,15	1,16
	80	1,17	1,17	1,17
400	10	1,08	1,11	1,20
	20	1,12	1,14	1,15
	40	1,16	1,6	1,16
	80	1,09	1,08	1,05 <sup>+</sup>
600	10	1,03 <sup>+</sup>	1,03 <sup>+</sup>	1,05 <sup>+</sup>
	20	1,10	1,11	1,12
	40	1,13	1,15	1,15
	80	1,16	1,15	1,15

Nas Tabelas 6.2 e 6.3, os valores em destaque com ‘+’ são provenientes de um fator de vão muito elevado (por exemplo, igual a 0,93 quando avaliado o CFO da linha de 650 kV em um vão de 600 m considerando uma impedância impulsiva de 10  $\Omega$ ). Tal comportamento vai ao encontro do esperado, pois, uma relação  $I_{c_{modif}}$  próxima da unidade indica que, a consideração ou não de uma distribuição de corrente ao longo do vão resulta em desligamentos semelhantes àqueles obtidos para incidências assumidas apenas no topo da torre. Em oposição, também foram obtidas em algumas situações uma relação  $I_{c_{modif}}/I_{c_{torre}}$  mais afastada da unidade, representadas na Tabela 6.3 com ‘-’. Destoando dos demais valores da coluna à qual pertencem (mesmos CFO e comprimento de vão), esses valores são representativos de uma situação em que a corrente crítica modificada incidente na torre é maior (35% ou 48%, respectivamente para vãos de 300 m e 400 m, para  $Z_p$  de 10  $\Omega$  e onda de corrente triangular) do que a corrente crítica na torre, indicando um maior impacto ao serem consideradas incidências distribuídas ao longo do vão da determinação do desempenho da linha.

Por fim, sugere-se a adoção de correntes críticas modificadas cerca de 21% superior e 14% superior àquela calculada para a incidência de descargas na torre para correntes do tipo triangular e duplo pico, respectivamente, para a linha de transmissão de 138 kV considerada nesse trabalho.

# 7 Conclusões e propostas de continuidade

## 7.1 Considerações iniciais

O principal objetivo desta tese de doutorado consistiu na apresentação de uma contribuição consistente relativa à representação do efeito da incidência de descargas atmosféricas distribuídas ao longo da linha no cálculo de seu desempenho. Para que tal objetivo fosse atingido, diversas atividades foram realizadas, levando a uma gama extensa de resultados e contribuições secundárias.

Inicialmente, uma revisão bibliográfica extensa relativa aos parâmetros de corrente associados a uma primeira descarga negativa, notadamente das distribuições de pico de corrente obtidas por meio de medições em torres instrumentadas e linhas de transmissão foi realizada, bem como a análise da influência da altura das torres na determinação de tais distribuições. Mostrou-se que, apesar do menor valor mediano de pico de corrente associado às incidências de descarga no solo, a variação do valor mediano dos picos de corrente é inferior a 2% para estruturas de 30 m a 160 m de altura. Esse comportamento justifica a adoção de uma mesma distribuição de picos de corrente em estruturas na referida faixa de alturas. Também, foram investigados os principais modelos de atratividade apresentados na literatura e realizada a análise crítica de seus resultados, levando à conclusão de que o modelo de Love pode ser considerado uma escolha razoável dentre os modelos de atratividades investigados, sendo ainda muito utilizados em razão de sua maior facilidade e capacidade em fornecer bons resultados sem uma dependência excessiva de certos parâmetros que acabam por introduzir incertezas aos resultados. Tal escolha é também motivada pela semelhante atratividade obtida em comparação ao modelo de Eriksson (para torres de 30 m) e resultados concordantes aos obtidos pelo modelo de Deller e Garbagnatti (para picos de corrente de até 120 kA) e concordantes com a atratividade calculada pelo modelo de Cooray e Becerra para correntes superiores a 120 kA. Tais desenvolvimentos deram subsídio para a primeira contribuição deste trabalho, que consistiu na proposição de metodologia para representação do efeito da incidência distribuída de descargas ao longo do vão no cálculo de desempenho de linhas de transmissão considerando:

uma abordagem por método de Monte Carlo para simulação de tal incidência em setores da linha com base nos modelos de atratividade de Love e Eriksson, a simulação da injeção de corrente em tais setores, o cálculo das sobretensões resultantes nas cadeias de isoladores das linhas com base na aplicação do modelo HEM e a determinação das correntes críticas associadas a cada evento simulado utilizando-se o método DE. Essa metodologia também considera o cálculo de distribuições do pico de corrente de descarga para cada setor de 50 m da linha de transmissão em análise.

A aplicação da metodologia proposta para a realização de análises de sensibilidade sistemáticas resultou na segunda contribuição desse trabalho que consistiu na apresentação de fatores de vão específicos para as condições simuladas, em termos do comprimento do vão, impedância impulsiva de aterramento, forma de onda de corrente de descarga, modelos de atratividade e nível de tensão da linha. O desenvolvimento de estudos de caso considerando distribuições reais de impedâncias de aterramento de linhas de 138 kV, 230 kV, 345 kV e 500 kV proporcionou a recomendação de fatores de vão para condições realísticas dessas linhas de transmissão.

O conjunto de dados gerados pela aplicação da metodologia também proporcionou a proposição de um novo parâmetro para determinação do desempenho de linhas de transmissão que consiste na aqui denominada “corrente crítica modificada”, que se refere ao valor mínimo de corrente capaz de levar os isoladores da linha ao backflashover considerando o efeito da distribuição de incidência de descargas ao longo do vão.

As principais conclusões e contribuições apresentadas neste trabalho são discutidas na seção 7.2. Por fim, as propostas de continuidade são apresentadas na seção 7.3.

## **7.2 Conclusões**

As análises de sensibilidade revelaram resultados relevantes para o cálculo de desempenho de linhas de transmissão. Primeiramente, foi demonstrado que, para incidências da descarga no meio do vão, verificaram-se sobretensões 22% e 34% inferiores, respectivamente para ondas de corrente triangular e duplo pico, àquelas desenvolvidas nos isoladores para incidências na torre de 138 kV. Com isso, as correntes críticas capazes de levar

os isoladores à falha são superiores para incidências distribuídas ao longo do vão, resultando em um menor percentual de *backflashover* para incidências de descarga no vão.

Constatou-se também que o modelo de atratividade pode impactar fortemente os percentuais de incidência de descarga na estrutura e nos diversos setores do vão. Diferenças no fator de vão de até 100% foram encontradas com base nos modelos de atratividade avaliados. O conhecimento atual não permite considerar que um modelo específico esteja mais próximo da realidade. Todos eles permanecem no nível hipotético, apesar dos diferentes resultados fornecidos por eles. Isso implica que os esforços necessários para produzir resultados pautados em modelos mais elaborados e laboriosos (envolvendo um grande número de simulações segundo abordagem de Monte Carlo) são de alguma forma desnecessários. Esse quadro reforça o uso de um simples fator de vão como uma forma de se contabilizar a distribuição de incidências ao longo do vão de uma LT. Por outro lado, o uso de um fator de vão requer um refinamento do valor escolhido de acordo com as características da linha de transmissão.

Este trabalho, então, explorou o comportamento do fator de vão quando alteradas algumas características da linha e/ou do fenômeno atmosférico em si, a citar impedância de aterramento de pé torre, forma de onda de corrente de retorno, comprimento do vão, modelo de atratividade e CFO da linha. Em termos do impacto da variação de cada parâmetro específico, foram observadas as seguintes tendências, considerando especificamente os valores individuais da impedância de pé torre:

- O aumento da impedância de aterramento contribui para o aumento do fator de vão;
- Vãos mais extensos tendem a produzir maiores fatores de vão;
- O aumento do CFO da linha tende a reduzir o fator de vão;
- O modelo de atratividade de descarga adotado influencia o fator de vão;
- As quatro tendências acima são claramente observadas para uma forma de onda de corrente do tipo triangular e válidas para a forma de onda duplo pico, embora em alguns casos a tendência não seja tão clara.

Com base em uma linha de 138 kV e um vão de 400 m, verificou-se uma variação do fator de vão de 0,63 a 0,86 com o aumento da impedância impulsiva de aterramento de 10 para 80  $\Omega$ , respectivamente, quando adotada uma forma de onda triangular. Uma variação de 0,82 a 0,99 foi calculada para a mesma variação de  $Z_p$  quando assumida a forma de onda duplo pico. Nessa mesma LT e vão, quando simulado um valor de  $Z_p$  de 10  $\Omega$ , verificou-se uma maior

diferença no fator de vão (52%) conforme o modelo de atratividade adotado (Tabela 5.10). Considerando o maior valor de  $Z_p$  simulado, a diferença no fator de vão resultante dos modelos investigados foi de apenas 5,2%, que, ainda assim, foi no mínimo 43% superior ao fator 0,6 recomendado na literatura.

Ainda com base na linha de 138 kV, os fatores de vão calculados excursionaram na faixa de 0,75 a 0,87 e de 0,84 a 0,93, respectivamente para os modelos Love ( $k=0,9$ ) e Eriksson quando variado  $Z_p$  de 10  $\Omega$  a 80  $\Omega$ . Do mesmo modo, em uma linha de 230 kV (com base na mesma faixa de variação de  $Z_p$ ) foram calculados fatores de vão na faixa de 0,72 a 0,74 quando considerado o modelo de Love ( $k=0,9$ ) e 0,83 para o modelo de Eriksson. Tais resultados indicam uma dependência do fator de vão consoante ao modelo de atratividade adotado. Ainda assim, pautando-se na escolha do modelo que mais se aproximou do fator de vão 0,6 (modelo de Love para  $k=1$ ), fatores de vão até 65% superiores ao valor sugerido foram encontrados quando avaliados vãos de 300 m a 400 m e linhas de 138 kV e 230 kV.

Dentre os resultados relevantes deste trabalho, citam-se aqueles alcançados quando assumidas distribuições realísticas de impedância de pés de torre para as linhas testadas. Os fatores de vão calculados apresentaram uma variação estreita (da ordem de 1%) para uma mesma LT quando avaliado três cenários de composição de aterramento das torres, conforme apresentado na Tabela 5.12. Esse resultado reforça o uso de um fator de vão na avaliação do BFOR das linhas de transmissão. Com isso, foram obtidos fatores de vão de 0,80, 0,56, 0,54, e, 0,37 para linhas de 138 kV, 230 kV, 345 kV e 500 kV, respectivamente. Tais resultados demonstram que, em linhas de 138 kV a utilização de um fator de vão 0,6, como sugerido na literatura, acarretaria uma menor taxa de desligamento (33% inferior) em comparação aos desligamentos calculados por meio da metodologia proposta por esse trabalho.

Por fim, foram propostas fórmulas capazes de estimar a corrente crítica em função do ponto de incidência de descarga e da impedância impulsiva de aterramento para diferentes comprimentos de vão em uma linha de 138 kV. Além disso, definiu-se o parâmetro corrente crítica modificada, correspondendo ao valor mínimo de corrente responsável pela ocorrência de backflashover ao se considerar o efeito da distribuição de incidência de descargas ao longo do vão. Com base nos resultados obtidos, a corrente crítica modificada é aproximadamente 21% e 14% superior ao valor da corrente crítica associada à incidência na torre, considerando-se formas de onda de corrente do tipo triangular e duplo pico com parâmetros medianos típicos de correntes de primeira descarga, respectivamente.

### 7.3 Propostas de continuidade

As realizações deste trabalho suscitam a continuidade do tema em estudo na forma de um conjunto de propostas de continuidade a seguir descritas.

Um ponto a ser explorado consiste na inclusão da tensão nominal da linha na avaliação do fator de vão. Na metodologia de cálculo de desempenho proposta, tal inclusão torna-se factível.

Além disso, como proposta futura de trabalho e com base nos dados gerados nesta tese, cita-se uma extensão dos equacionamentos de corrente crítica modificada para as demais linhas investigadas nesta tese.

Nesse contexto, a consolidação da metodologia aqui desenvolvida, traduzida na forma de uma ferramenta computacional de interface gráfica amigável para o cálculo de desempenho de linhas, é também incentivada. Tal ação permitiria o desenvolvimento de análises de desempenho ajustadas aos efeitos de incidência distribuída de descarga de acordo com o nível de tensão e características físicas da linha, contribuindo para o enriquecimento desse tipo de análise.

Como continuação desse trabalho, propõe-se também a comparação e validação dos fatores de vão, calculados para as diferentes linhas, com dados históricos de desempenho de LT reais. Tais análises seriam ainda mais enriquecidas se realizadas em conjunto com a avaliação da taxa de incidência de descarga medidas na região da linha.

Por fim, como proposta de continuidade, cita-se a avaliação da influência do efeito corona, discutido em (SILVA, 2021; MACEDO, 2021), na estimativa do fator de vão em linhas de transmissão.

## 8 Referências bibliográficas

- ALMEIDA, F. S., Uma contribuição ao estudo de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas com base no método de Monte Carlo, 2020. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais.
- ANDERSON, J. G., Monte Carlo Computer Calculation of Transmission-Line Lightning Performance,” *Trans. American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, Vol.80, Issue: 3, p.414-419, Aug. 1961.
- ANDERSON, J. G., Lightning Performance of EHV-UFV lines”, Cap 12 – Transmission Line reference book -345 and above, EPRI, Palo Alto, 1975.
- ANDERSON, J. G., Lightning performance of transmission lines, in: Transmission Line Reference Book - 345 kV and above, *Electric Power Research Institute-EPRI*, California, Chapter 12, pp. 545-597. 1982.
- ANDERSON, R. B., ERIKSSON, A. J., A Summary of Lightning Parameters for Engineering Applications, CIGRE Paper No. 33-06, 12 p. 1980.
- ANDERSON, R. B., ERIKSSON, A. J., Lightning parameters for engineering application, *Electra*, vol.69, pp. 65-102, 1980
- ARMSTRONG, H. R.; WHITEHEAD, E. R., Field and analytical studies of transmission line shielding, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n. 1, p. 270-281, 1968.
- ATA, M. Y., A convergence criterion for the Monte Carlo estimates. *Simulation Modelling Practice and Theory*, v. 15, n. 3, p. 237-246, 2007.
- BERGER, K., Methoden und resultate der blitzforschung auf dem Monte San Salvator bei Lugano in den Jahren 1963-1971. *Bull. Schweiz Elektrotech.*, v. 63, p. 1403-1422, 1972.

- BERGER, K., ANDERSON, R. B., KRÖNINGER, H., Parameters of Lightning Flashes, *Electra*, no. 41, p. 23-37, julho, 1975.
- BORGHETTI, A., NUCCI, C. A., PAOLONE, M., Estimation of the Statistical Distributions of Lightning Current Parameters at Ground Level From the Data Recorded by Instrumented Towers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 19, n. 3, p. 1400–1409, jul. 2004.
- BROWN, G. W., Joint Frequency Distributions of Stroke Current Rates of Rise and Crest Magnitude to Transmission Lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-97, n. 1, p. 53–58, jan. 1978.
- CARRARA, G.; THIONE, L., Switching surge strength of large air gaps: a physical approach. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, v. 95, n. 2, p. 512-524, 1976.
- CHOWDHURI, P.; KOTAPALLI, A. K. Significant parameters in estimating the striking distance of lightning strokes to overhead lines. *IEEE Power Engineering Review*, v. 9, n. 7, p. 83-84, 1989.
- CIGRÉ TASK FORCE B2.12.3, Sag-Tension Calculation Methods for Overhead Lines, Technical Brochure 324, 2007.
- CIGRÉ WG C4.26, Evaluation of Lightning Shielding Analysis Methods for EHV and UHV DC and AC Transmission Lines, 2017.
- CIGRÉ, Lightning Parameters for Engineering Applications, WG C4.407, [s.l: s.n.]. Aug. 2013.
- CIGRÉ. Working Group 01 (lightning) Study Comitee 33 (Overvoltages and Insulation Coordinarion). Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines. Cigré Brochure 63, out. 1991.
- COORAY, V., BECERRA, M., Attractive radius and the volume of protection of vertical and horizontal conductors evaluated using a self-consistent leader inception and propagation model-SLIM. In: *2010 30th International Conference on Lightning Protection (ICLP)*. IEEE, 2010. p. 1-7.

- DE CONTI, A. and VISACRO, S., Analytical representation of single- and double-peaked lightning current waveforms, *IEEE Trans. Electromagn. Compat.*, vol. 49, no. 2, p. 448-451, may 2007.
- DELLERA, L., GARBAGNATI, E., Lightning stroke simulation by means of the leader progression model: Part I: Description of the model and evaluation of exposure of free-standing structures. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 4, p. 2009–2022, 1990a.
- DELLERA, L., GARBAGNATI, E., Lightning stroke simulation by means of the leader progression model--II: Exposure and shielding failure evaluation of overhead lines with assessment of application graphs. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 4, p. 2023–2029, 1990b.
- ENGELBRECHT, C. S., TANNEMAAT, I., HESEN, P. L. J., Insulation coordination and statistical evaluation of the lightning performance with ATP/EMTP. *Proc. 2015 Asia-Pacific Intern. Conf. on Lightning*, Nagoya, Japan, Jun 2015. pp. 793-798.
- EPRI, Handbook for Improving Overhead Transmission Line Lightning Performance, EPRI, Palo Alto, CA, Rep. 1002019, 2004.
- ERIKSSON, A. J., An improved electrogeometric model for transmission line shielding analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 2, n. 3, p. 871-886, 1987a.
- ERIKSSON, A. J., The incidence of lightning strikes to power lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 2, n. 3, p. 859–870, 1987b.
- ERIKSSON, A. J., The lightning ground flash: an engineering study. Tese de Doutorado, 1979.
- GARY, C., HUTZLER, B., Simulation en laboratoire de l'impact au sol, RGE, No. 3, pp.18-24, Março 1989.
- GILMAN, D. W. and WHITEHEAD, E. R., The Mechanism of Lightning Flashovers on High-Voltage and Ultra-High-Voltage Transmission Lines, *Electra*, No. 27, pp. 65-96, 1973.
- GOLDE, R. H., The frequency of occurrence and the distribution of lightning flashes to transmission lines. *Electrical Engineering*, v. 64, n. 12, p. 982–984, dec. 1945.

- GOMES, R. M.; SILVEIRA, F. H.; VISACRO, S., Influence of lightning strikes along the span on backflashover occurrence of transmission lines: A contribution on the span factor based on an advanced calculation procedure. *In: XV International Symposium on Lightning Protection (SIPDA 2019)*, 2019, São Paulo. Proceedings of XV International Symposium on Lightning Protection (SIPDA 2019), 2019. p. 1-5.
- GOMES, R. M.; SILVEIRA, F. H. ; VISACRO, S., Influence of the Distribution of Lightning Strikes along the Span of Transmission Lines on their Backflashover Rate: The Span Factor. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2021. DOI: 10.1109/TPWRD.2021.3086406
- GUIMARAES, M.; A, M.; VALE, M. H. M.; VISACRO, S., Unusual features of negative leaders' development in natural lightning, according to simultaneous records of current, electric field, luminosity, and high-speed video. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 122, n. 4, p. 2325-2333, 2017.
- HE, J. et al. Numeral analysis model for shielding failure of transmission line under lightning stroke. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 2, p. 815-822, 2005.
- HILEMAN, A. R. Insulation Coordination for Power Systems. Boca Raton: CRC Press, 1999.
- IEEE. Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines, IEEE Standard 1410, 2010.
- IEEE. Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines, IEEE Standard 1243-1997, Dec. 1997.
- LER RENARDIÉRES GROUP, Research on Long Air Gap Discharges at Les Renardières, *Electra*, No. 23, p. 933-936, 1972.
- LOVE, E. R., Improvements on lightning stroke modeling and applications to the design of EHV and UHV transmission lines, M.Sc., Univ. Colorado, Denver, CO, 1973.
- MACEDO, S. A., Contribuição relativa à influência do efeito corona no desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas. 2021. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais.

- MARTINEZ, J. A.; CASTRO-ARANDA, F., Lightning performance analysis of overhead transmission lines using the EMTP. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 3, p. 2200-2210, 2005.
- MILLER, S. J., The method of least squares. Mathematics Department Brown University, v. 8, p. 1-7, 2006.
- MOUSA, A. M., SRIVASTAVA, K. D., Modelling of Power Lines in Lightning Incidence Calculations, *IEEE Trans. On PWD*, Vol. 5, No. 1, Janeiro de 1990a.
- MOUSA, A. M.; SRIVASTAVA, K. D., The implications of the electrogeometric model regarding effect of height of structure on the median amplitude of collected lightning strokes. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 2, p. 1450–1460, 1989.
- MOUSA, A., SRIVASTAVA, K., The Distribution of Lightning Strokes to Towers and Along the Span of Shielded and Unshielded Power Lines, *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, Vol. 15, No. 3, pp. 115-122, 1990.
- MOUSA, A., SRIVASTAVA, K., A revised electrogeometric model for the termination of lightning strokes on ground objects, Proc. of the 1988 International Aerospace and Ground Conf. on Lightning and Static Electricity, Oklahoma, 19-22 April, 1988, pp. 342-352.
- MOUSA, A.M., A Study of the Engineering Model of Lightning Strokes and its Application to Unshielded Transmission Lines, a Ph.D. Thesis, University of British Columbia, Vancouver, Canada, August 1986
- PETROV, N. I.; PETROVA, G.; WATERS, R. T., Determination of attractive area and collection volume of earthed structures. In: *Proc. 25th Int. Conf. Lightning Protection*. 2000. p. 374-379.
- PETTERSSON, P., A unified probabilistic theory of the incidence of direct and indirect lightning strikes. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 3, p. 1301–1310, jul., 1991.

- POPOLANSKY, F. Lightning current measurement on high objects in Czechoslovakia. *In: Proceedings of the 20th International Conference on Lightning Protection*, Interlaken, Switzerland. 1990. p. 1-6.
- RAKOV, V., UMAN, M. A., Lightning physics and effects. New York: Cambridge University Press, 2003.
- RIZK, F. A. M. Modeling of lightning incidence to tall structures. II. Application. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 1, p. 172–193, 1994b.
- RIZK, F. A. M., Modeling of lightning incidence to tall structures. I. Theory. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 1, p. 162–171, 1994a.
- RIZK, F. A. M., Modeling of Transmission Lines Exposure to Direct Lightning Strokes, *IEEE Trans. On Power Delivery*, Vol. 5, No. 4, 1990.
- SARGENT, M. A. The frequency distribution of current magnitudes of lightning strokes to tall structures. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n. 5, p. 2224-2229, 1972.
- SCHOLAND, B. F. J., Thunderstorms and Their Electrical Effects, *Proceedings of the Physical Society*, London, England, Vol. 55, p. 445, 1943.
- SILVA, B. P., Novo Modelo Eletromagnético No Domínio do Tempo Para Cálculo da Resposta de Sistemas Elétricos Frente A Descargas Atmosféricas. Tese de doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais.
- SILVEIRA, F. H.; VISACRO, S., 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 Transactions on Electromagnetic Compatibility*, v. 62, n. 4, p. 1186-1191, 2020.
- SILVEIRA, F. H.; VISACRO, S.; GOMES, R. M., Avaliação do Efeito da Distribuição de Incidência de Descargas Atmosféricas ao Longo do Vão no Desempenho de Linhas de Transmissão: Análise Crítica da Forma Tradicional de Cômputo pelo Fator 0,6. *In: XXV Seminário Nacional De Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, 2019,

- Belo Horizonte. Anais do XXV Seminário Nacional De Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 2019. p. 1-7.
- SILVEIRA, F. H., GOMES, R. M., VISACRO, S., ONO, R. S., The Impact of the Distribution of Lightning Strikes along the Span on Backflashover Rate of Transmission Lines. *In: 2018 34th International Conference on Lightning Protection (ICLP)*. IEEE, 2018. p. 1-5.
- SIMA, W. et al. An analytical method for estimation of lightning performance of transmission lines based on a leader progression model. *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, v. 56, n. 6, p. 1530-1539, 2014.
- SOUZA, R. E. Avaliação de Metodologias para Análise de desempenho de Linhas de Transmissão frente às Descargas Atmosféricas, Dissertação de Mestrado, PPGEE-UFMG, Belo Horizonte, Jul.2013.
- SOUZA, R. E., Avaliação de metodologias para análise de desempenho de linhas de transmissão frente às descargas atmosféricas. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2013.
- TAKAMI, J.; OKABE, S., Observational results of lightning current on transmission towers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 1, p. 547-556, 2007.
- VISACRO, S., A representative curve for lightning current waveshape of first negative stroke, *Geophys. Res. Lett.*, vol. 31, L07112, Apr. 2004
- VISACRO, S., Descargas Atmosféricas: uma abordagem de engenharia. 1ª edição ed. São Paulo: Artliber, 2005a.
- VISACRO, S., SOARES, A., SCHROEDER, M. A. O., Statistical Analysis of Lightning Current Parameters: Measurements at Morro do Cachimbo Station. *Journal of Geophysical Research*, [S.l.]. v. 109, p. 1-11, 2004.
- VISACRO, S., et al. Updated statistics of lightning currents measured at Morro do Cachimbo Station. *Atmospheric Research*, [S.l.]. v.117, p.55 - 63, 2012a.

- VISACRO, S., The use of the impulse impedance as a concise representation of grounding electrodes in lightning protection applications. *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, v. 60, n. 5, p. 1602-1605, 2018.
- VISACRO, S., What Engineers in Industry Should Know about the Response of Grounding Electrodes Subject to Lightning Currents, *IEEE Trans. Industry and Applications*, [S.l]. vol. 51, no. 6, p.4943 – 4951, Nov/Dec. 2015.
- VISACRO, S.; GUIMARAES, M., MURTA, M. H. V., Features of upward positive leaders initiated from towers in natural cloud-to-ground lightning based on simultaneous high-speed videos, measured currents, and electric fields. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 122, n. 23, p. 12,786-12,800, 2017.
- VISACRO, S.; SILVEIRA, F. H. Lightning performance of transmission lines: requirements of tower-footing electrodes consisting of long counterpoise wires. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 4, p. 1524-1532, 2015.
- VISACRO, S.; SILVEIRA, F. H. Lightning performance of transmission lines: Methodology to design grounding electrodes to ensure an expected outage rate. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 1, p. 237-245, 2014.
- VISACRO, S.; SOARES, A. HEM: A model for simulation of lightning-related engineering problems. *IEEE Transactions on power delivery*, v. 20, n. 2, p. 1206-1208, 2005.
- WHITEHEAD, E. R. CIGRE survey of the lightning performance of extra high-voltage transmission lines. *Electra*, v. 33, p. 63-89, 1974.
- WITZKE, R. L.; BLISS, T. J. Co-ordination of lightning arrester location with transformer insulation level. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 69, n. 2, p. 964-975, 1950.
- YOUNG, F. S., CLAYTON, J. M., HILEMAN, A. R., Shielding of Transmission Lines, *IEEE Trans.*, Vol. S82, pp. 132-154, 1963.

# Apêndice

A despeito do elevado número de incidências de descargas simuladas ( $1 \times 10^6$ ), em todos os casos investigados avaliou-se o critério de parada associado ao método de Monte Carlo na determinação do percentual de incidência de descargas associados a cada setor do vão. O estimador adotado para o percentual de incidência em cada trecho é baseado no teorema dos grandes números (ATA, 2007). Este teorema postula que, quanto maior for o número de simulações  $N$ , mais próximo da esperança de uma variável aleatória  $X$  estará o resultado obtido, conforme apresentado na equação (1)

$$\lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N} (X_1 + \dots + X_N) = E[\hat{X}] \quad (1)$$

O erro relativo associado à estimativa do percentual de incidência em cada setor ao longo do vão é calculado conforme a equação (2).

$$ER = \frac{\sqrt{\text{Var}(\hat{X})}}{E[\hat{X}]} \quad (2)$$

Onde  $\text{Var}(\hat{X})$  é a variância da variável aleatória  $\hat{X}$  e  $E[\hat{X}]$  a esperança matemática relativa à variável aleatória  $\hat{X}$ .

Considerando  $1 \times 10^6$  incidências, o erro relativo da estimativa do percentual de incidência em cada um dos trechos foi inferior a 0,006 em todas as análises realizadas. A título ilustrativo, na Figura 1 é apresentado o erro relativo associado ao percentual de incidência de descargas atmosféricas no topo de uma torre de uma linha de 138 kV em função do número de simulações realizadas pelo método de Monte Carlo.

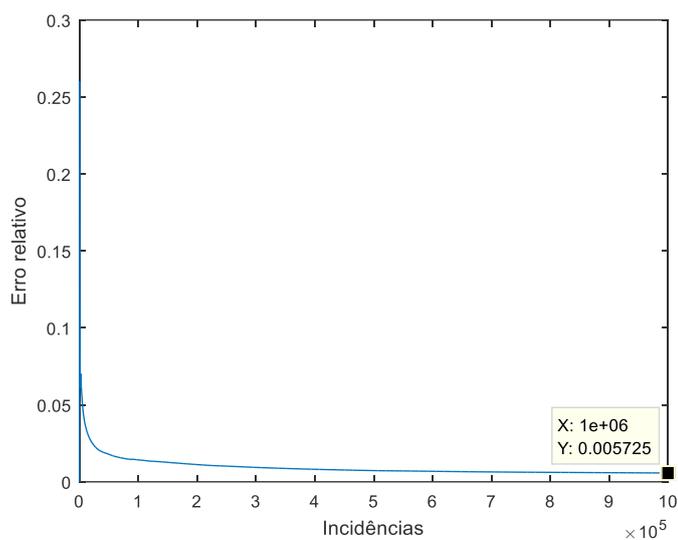


Figura 1 – Erro relativo em função do número de incidências simuladas no Método de Monte Carlo

Na Figura 2 são apresentados os percentuais de incidência em cada um dos trechos de uma linha de 138 kV de vão 300 m em função do número de incidências simuladas. Nos gráficos da esquerda são apresentados os resultados com até 1000 incidências simuladas e nos gráficos da direita, com até  $1 \times 10^6$ .

Sendo assim, em virtude do reduzido tempo de processamento demandado para a simulação de  $1 \times 10^6$  incidências na área de interesse, optou-se pela padronização desse número de realizações, ainda que a convergência do método de Monte Carlo fosse obtida para um número inferior de simulações.

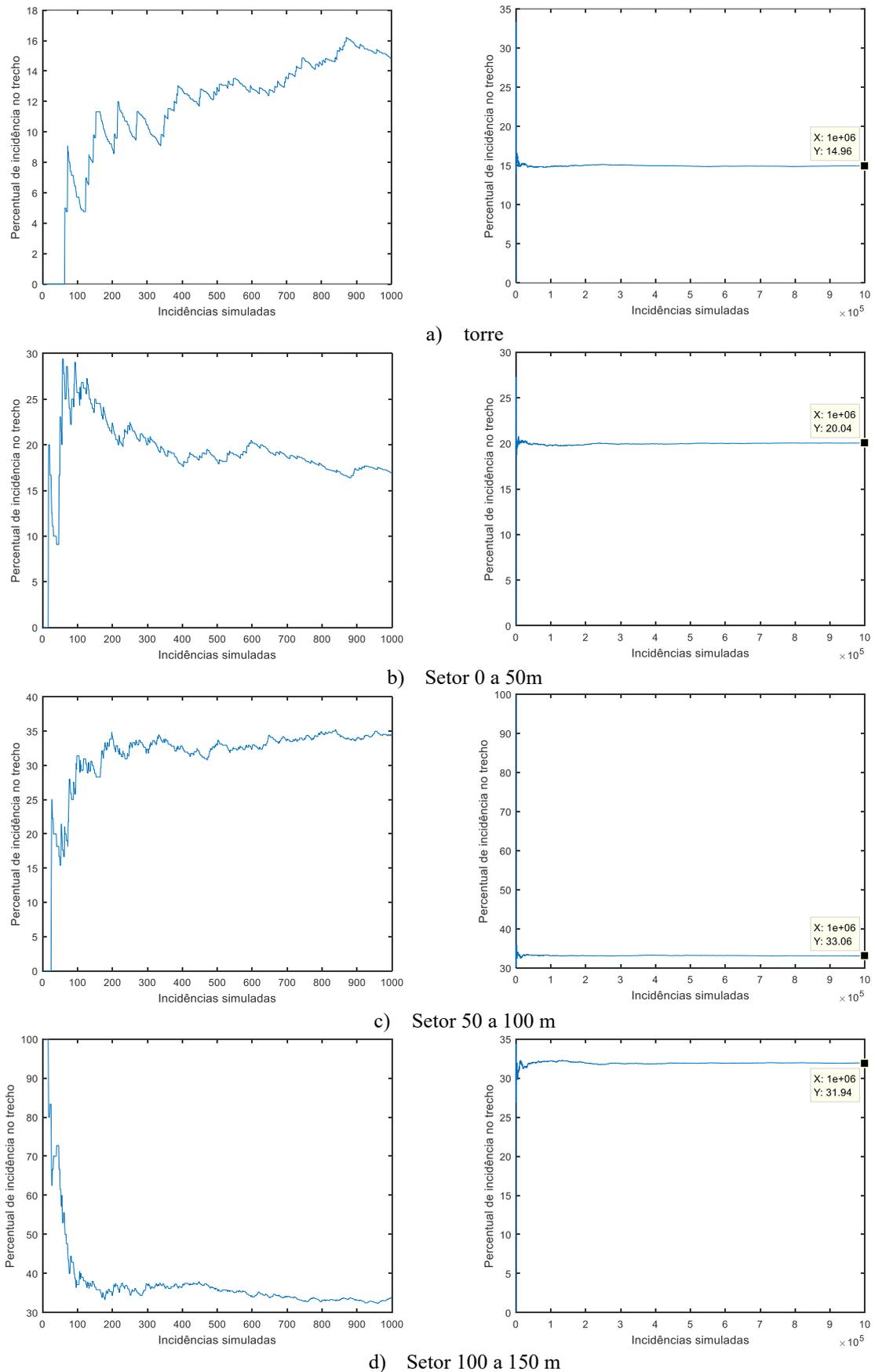


Figura 2 – Percentual de incidência de descargas na torre (a), no setor de 0 a 50 m (b), no setor de 50 a 100 m (c) e no setor de 100 a 150 m (d) em uma linha de 138 kV de vão 300 m.