



AVALIAÇÃO DA SUPORTABILIDADE DIELÉTRICA DO ISOLAMENTO EM AR E COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Arthur Linhares Esteves dos Reis

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

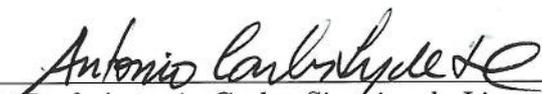
Rio de Janeiro
Março de 2018

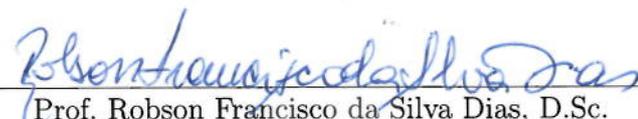
AVALIAÇÃO DA SUPORTABILIDADE DIELÉTRICA DO ISOLAMENTO EM
AR E COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

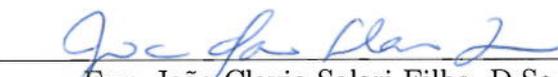
Arthur Linhares Esteves dos Reis

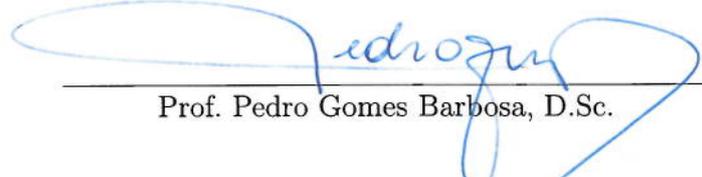
DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE
JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA
ELÉTRICA.

Examinada por:


Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.


Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.


Eng. João Clavio Salari Filho, D.Sc.


Prof. Pedro Gomes Barbosa, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2018

Reis, Arthur Linhares Esteves dos

Avaliação da suportabilidade dielétrica do isolamento em ar e coordenação de isolamento de linhas de transmissão/Arthur Linhares Esteves dos Reis. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XXI, 112 p.: il.; 29,7cm.

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 88 – 93.

1. Tensão crítica de isolamento. 2. Coordenação de isolamento. 3. Sobretensões de manobra. 4. Desempenho de linhas de transmissão aéreas. I. Lima, Antonio Carlos Siqueira de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Ao meu avô, Leonardo.

Agradecimentos

Todo e qualquer objetivo só é alcançado ao custo de muito trabalho e determinação. Aos que, de alguma maneira, contribuíram que este projeto fosse concluído, deixo aqui minha gratidão.

Aos meus pais e à minha irmã: Wellerson, Cleimar e Carol. Sem eles, nada teria sentido.

Aos professores do programa de engenharia elétrica da COPPE/UFRJ, em especial ao professor Antonio Carlos Siqueira de Lima, pela orientação.

Ao João Clavio, por todo o conhecimento compartilhado comigo ao longo dos últimos anos.

Aos vários amigos que fiz no CEPTEL, em especial: Felipe, Cristiano, Frederico, Ruyguara, João Borges, Carlos K. e Thiago.

Aos professores e amigos da UFJF, base da minha formação.

À Lívia, pelo apoio e companhia incondicional.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AValiação da Suportabilidade Dielétrica do Isolamento em Ar e Coordenação de Isolamento de Linhas de Transmissão

Arthur Linhares Esteves dos Reis

Março/2018

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Programa: Engenharia Elétrica

Analisa-se nesta dissertação a suportabilidade dielétrica de espaçamentos fase-terra e fase-fase de linhas de transmissão aéreas (LT) e o impacto do tipo da sua metodologia de cálculo no projeto dessas linhas. A partir de resultados de ensaios laboratoriais para configurações típicas, desenvolveram-se ao longo dos anos as equações tradicionalmente utilizadas para determinar a tensão crítica de descarga no ar para surtos de manobra. Porém, sabe-se que essa tensão crítica depende do formato dos eletrodos e da distribuição de campo elétrico ao longo do espaçamento, restringindo a aplicação com precisão às novas concepções geométricas de LT. Então, inicialmente nesta dissertação, investigou-se a viabilidade de métodos alternativos, implementando-se soluções mais genéricas para o cálculo da suportabilidade de linhas com feixes convencionais e não-convencionais. Um importante resultado foi o desenvolvimento de uma nova metodologia computacional para auxiliar no processo da coordenação de isolamento, estágio fundamental do projeto das LT. Nessa metodologia, as dimensões da torre são definidas de acordo com o risco máximo de falha, por um método estatístico de coordenação de isolamento. Com a sua aplicação, implementada no programa computacional CISOL, realizou-se uma análise de sensibilidade dos parâmetros influentes no projeto de exemplos de LT. Entre os resultados obtidos, observou-se que para LT com distribuição de campo elétrico superficial nos condutores otimizado, a adoção de métodos mais precisos de cálculo da coordenação de isolamento, como o aqui desenvolvido, indica uma redução ainda maior nos espaçamentos, e, conseqüentemente, um maior aprimoramento do projeto da linha. Assim, é possível minimizar os custos e impactos ambientais das linhas, além de melhorar o seu desempenho elétrico no sistema.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

EVALUATION OF DIELECTRICAL STRENGTH OF AIR GAPS AND INSULATION COORDINATION OF OVERHEAD TRANSMISSION LINES

Arthur Linhares Esteves dos Reis

March/2018

Advisor: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Department: Electrical Engineering

This dissertation analyzes the dielectric strength of phase-to-ground and phase-to-phase clearances of overhead transmission lines (TL) and the impact of its computation methodology on the design of these lines. From the results of laboratory tests for typical configurations, the equations traditionally used to determine the critical flashover voltage for switching surges have been developed over the years. However, it is known that this critical voltage depends on the shape of the electrodes and the electric field distribution along the gap, restricting their application with precision to the new geometric conceptions of TL. Therefore, initially in this dissertation, the feasibility of alternative methods was investigated, implementing more generic solutions for the computation of the dielectric strength of lines with conventional and non-conventional bundles. An important result was the development of a new computational methodology to aid in the process of insulation coordination, a fundamental stage of the TL design. In this methodology, the dimensions of the tower are defined according to the maximum risk of failure, by a statistical method of insulation coordination. With its application, implemented in the CISOL software, a sensitivity analysis of the influence in the TL design of some parameters was performed. Among the obtained results, it was observed that for TL with optimized electric field distribution on the conductors' surface, the adoption of more precise methodologies for the insulation coordination, as the one developed here, indicates an even greater reduction in the tower distances, and consequently, further enhancement of the line design. Thus, it is possible to minimize the costs and environmental impacts of the lines, as well as to improve their electrical performance in the system.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiv
Lista de Símbolos	xvi
Lista de Abreviaturas	xxi
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.1.1 Identificação do Problema	4
1.1.2 Motivação	5
1.2 Objetivos	6
1.3 Metodologia	6
1.4 Estrutura do documento	7
2 Fundamentação Teórica	9
2.1 Suportabilidade do isolamento em ar	9
2.1.1 O mecanismo da descarga	11
2.1.2 Determinação da suportabilidade de <i>gaps</i> haste-plano a impulsos de manobra	13
2.1.3 Fórmulas generalizadas para o fator de <i>gap</i> : configurações típicas de linhas de transmissão aéreas	14
2.1.4 Influência de parâmetros geométricos secundários	16
2.1.5 Influência do tempo de frente de onda	17
2.1.6 Isolamento fase-fase	20
2.1.7 Determinação da suportabilidade do isolamento em ar a impulsos atmosféricos	22
2.1.8 Determinação da suportabilidade do isolamento em ar para sobretensões temporárias	23
2.2 Métodos alternativos de cálculo da tensão crítica de isolamento a impulsos de manobra	26

2.2.1	Método do Fator de <i>Gap</i>	26
2.2.2	Método do Início de Líder	28
2.2.3	Método da Carga Crítica	31
3	Análise e comparação dos Métodos	34
3.1	Condutores simples e feixes convencionais	35
3.1.1	Validação dos métodos	35
3.1.2	Variação no número de condutores	37
3.2	Feixes não convencionais	39
3.2.1	Feixe circular expandido	39
3.2.2	Feixe elíptico	41
3.2.3	Feixe otimizado	42
3.3	Suportabilidade entre fases	44
3.3.1	Variação com a distância entre fases	44
3.3.2	Variação com a altura dos condutores	47
3.3.3	Linha compacta – arranjo otimizado	48
4	Desempenho da linha de transmissão frente a sobretensões	50
4.1	Solicitações esperadas do sistema	50
4.2	Coordenação de isolamento	52
4.2.1	Métodos de coordenação de isolamento	53
4.3	Cálculo do ângulo de balanço da cadeia de isoladores	58
4.3.1	Tratamento estatístico dos dados do vento	58
4.3.2	Parâmetros da velocidade do vento	59
4.3.3	Cálculo da velocidade do vento de projeto	60
4.3.4	Ação do vento nos condutores e cadeias	62
4.4	Fatores de correção ambiental	65
4.4.1	Correção ambiental a partir da localização geográfica	66
5	Aplicação da coordenação de isolamento	68
5.1	O Programa Computacional CISOL	68
5.2	Estudo de casos	71
5.2.1	Análise de sensibilidade da coordenação de isolamento	74
5.2.2	Exemplos de aplicação	76
5.2.3	Integração do programa CISOL com rotinas de otimização de projetos de linhas de transmissão	80
6	Conclusões gerais e propostas de continuidade	82
6.1	Conclusões gerais	82

6.1.1	Métodos de cálculo da suportabilidade dos isolamentos convencionais	82
6.1.2	Suportabilidade de feixes não-convencionais	83
6.1.3	Cálculo das distâncias mínimas da torre através do programa CISOL	85
6.2	Trabalho futuros	85
Referências Bibliográficas		88
A Método da Carga Crítica		94
A.1	Direção de campo elétrico máximo	94
A.2	Posicionamento de cargas e pontos de controle	97
A.3	Cálculo das cargas	99
A.4	Cálculo do potencial dos subcondutores	102
A.5	Verificação das condições de aceitação	103
B Interface do programa CISOL		106
B.1	Interface inicial	106
B.2	Menu principal	107
	B.2.1 Arquivo de dados	107
B.3	Tela de introdução dos dados	107
	B.3.1 Dados da estrutura	109
	B.3.2 Dados das sobretensões e dos isolamentos	109
	B.3.3 Dados das cadeias de isoladores	110
	B.3.4 Dados do vento	110
	B.3.5 Dados das condições climáticas	111
	B.3.6 Dados dos feixes de condutores	111
B.4	Tela de resultados	112

Lista de Figuras

1.1	Exemplos de silhueta de linha de transmissão aérea com feixe convencional (esquerda) e com potência natural elevada (direita).	3
2.1	Natureza estatística da suportabilidade de isolamentos autorrecuperantes.	10
2.2	Etapas do processo de descarga.	12
2.3	Configuração do ensaio haste-plano.	13
2.4	Forma de onda da tensão de impulso.	14
2.5	Detalhes da configuração de <i>gap</i> entre condutor e mastro da torre. . .	15
2.6	Detalhes da configuração de <i>gap</i> entre condutor e janela da torre. . .	16
2.7	Correção para o fator de <i>gap</i> devido à presença de acessórios na cadeia de isoladores.	17
2.8	Relação do tempo de frente da onda crítico da onda de sobretensão com o comprimento do <i>gap</i>	18
2.9	Relação da tensão crítica de isolamento com o o tempo de frente da onda crítico da onda de sobretensão.	19
2.10	Parâmetros de tempo e tensão em um ensaio de suportabilidade fase-fase [34].	21
2.11	Diagrama esquemático do gap feixe-estrutura.	29
2.12	Representação das zonas espaciais de carga.	32
2.13	Representação gráfica da distribuição de campo elétrico ao longo das zonas espaciais de carga.	33
3.1	Variação da tensão crítica de descarga fase-terra com o comprimento do <i>gap</i> – comparação entre os métodos, para condutores simples, com raio de 2 cm.	35
3.2	Variação da tensão crítica de descarga fase-terra com o comprimento do <i>gap</i> – comparação entre os métodos, para feixe de 6 subcondutores, com 60 cm de espaçamento.	36

3.3	Variação da tensão crítica de descarga com o aumento do número de subcondutores de um feixe convencional circular, com espaçamento de 45,7 cm.	37
3.4	Dimensões do feixe circular expandido, com 6 subcondutores regularmente espaçados.	39
3.5	Análise de sensibilidade da variação da tensão crítica de isolamento com o raio do feixe circular de 6 condutores.	40
3.6	Dimensões do feixe elíptico, com 6 subcondutores regularmente espaçados.	41
3.7	Análise de sensibilidade da variação da tensão crítica de isolamento com a razão entre os eixos da elipse.	42
3.8	Configuração convencional e otimizada de feixe com 8 subcondutores.	43
3.9	Variação da tensão crítica de isolamento com o comprimento do <i>gap</i> , para um feixe convencional e um feixe otimizado.	43
3.10	Variação da tensão crítica de descarga fase-fase com o comprimento do <i>gap</i> – comparação entre os métodos.	46
3.11	Silhueta da torre 500 kV de travessia do Rio Amazonas.	47
3.12	Arranjo da linha compacta otimizada [53].	48
4.1	Histograma das sobretensões.	51
4.2	Curva de distribuição de probabilidade de ocorrência de sobretensões.	52
4.3	Método determinístico de seleção de uma isolação sujeita a sobretensões.	53
4.4	Determinação estatística do risco de falha de uma isolação sujeita a sobretensões.	55
4.5	Relação entre o risco de falha e o coeficiente de segurança estatístico.	57
4.6	Visão superior da torre, para observação do ângulo de deflexão da linha e o ângulo de incidência do vento.	58
4.7	Fator de correção da velocidade do vento pelo tempo de integração média, para cada categoria de terreno [56].	62
4.8	Forças que influenciam no ângulo de balanço da cadeia de isoladores.	63
4.9	Definição de vão de peso e vão de vento.	64
5.1	Fluxograma do programa CISOL.	69
5.2	Métodos de coordenação de isolamento.	70
5.3	Tela com os resultados do programa CISOL, para uma linha de 138 kV.	71
5.4	Tela com os resultados do programa CISOL, para uma linha de 345 kV, estrutura vertical.	72
5.5	Tela com os resultados do programa CISOL, para uma linha de 345 kV, estrutura “cara de gato”.	72
5.6	Tela com os resultados do programa CISOL, para uma linha de 500 kV.	73
5.7	Tela com os resultados do programa CISOL, para uma linha de 765 kV.	73

5.8	Detalhe do parâmetro observado: a distância entre fases.	76
5.9	Esboço da coordenação de isolamento de uma linha de 525 kV (dimensões em metros) – entre parênteses as dimensões segundo o método estatístico.	78
5.10	Esboço da coordenação de isolamento da linha de transmissão 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas - Luziânia (dimensões em metros) – entre parênteses as distâncias que constam em [58].	80
5.11	Fluxograma do processo iterativo de projeto otimizado de linhas de transmissão.	80
A.1	Campo elétrico na direção normal à superfície (\vec{E}_n) do subcondutor j em um ponto $p(x, y)$ devido a carga q_i	95
A.2	Campo elétrico na direção normal à superfície (\vec{E}_n) do subcondutor j em um ponto $p(x, y)$ devido a carga q_i	96
A.3	Posicionamento de cargas e pontos de controle na zona de carga espacial.	98
A.4	Campo elétrico E_{ij} em (x_i, y_i) devido ao paralelepípedo com distribuição uniforme de carga, centralizado em (x_j, y_j)	100
B.1	Tela principal do programa CISOL.	106
B.2	Telas de introdução dos dados.	108
B.3	Interface gráfica do cálculo do risco de falha através do método estatístico.	110
B.4	Telas de resultados.	112

Lista de Tabelas

1.1	Classificações das solicitações de tensão para o projeto da coordenação de isolamento de linhas de transmissão em corrente alternada [8].	3
1.2	Alguns exemplos de linhas de transmissão 500 kV convencionais e não-convencionais construídas no Brasil [10].	5
2.1	Valores típicos de desvio-padrão da suportabilidade do isolamento para diferentes tipos de solicitação [18].	10
2.2	Equações de U_{50} fase-terra, configuração haste-plano.	14
2.3	Alguns fatores de <i>gap</i> obtidos por [23], para impulsos de manobra.	15
2.4	Distância de escoamento para seleção do número de isoladores [44].	25
3.1	Variação no fator de <i>gap</i> nos diferentes métodos simulados, para as configurações condutor-plano e feixe-plano.	37
3.2	Variação no fator de <i>gap</i> nos três métodos simulados, para diferentes números de subcondutores.	38
3.3	Variação na suportabilidade devido ao aumento no número de subcondutores, para <i>gaps</i> de 3 e 10 metros.	38
3.4	Variação no fator de <i>gap</i> nos três métodos simulados, para diferentes tamanhos de feixe.	41
3.5	Variação na suportabilidade devido à expansão do feixe, com relação ao feixe de 40 cm de raio, para <i>gaps</i> de 3 e 10 metros.	41
3.6	Comparação do fator de <i>gap</i> para feixe convencional e otimizado.	44
3.7	Diferença percentual nos métodos para suportabilidade fase-fase, em relação aos resultados experimentais do Cepel [34].	45
3.8	Fator de <i>gap</i> fase-fase.	45
3.9	Suportabilidade fase-fase do “Linhão de Tucuruí”.	47
3.10	Variação da tensão de isolamento com a consideração da terceira fase.	49
4.1	Categorias de terreno, de acordo com a classificação da NBR-5422 [9].	60
4.2	Fatores influenciados pela característica do terreno [56].	61
4.3	Condições ambientais de referência [21, 22].	65
4.4	Valores dos expoentes m e w , em função do parâmetro g [21, 22].	66

5.1	Efeito na dimensão da torre com a variação de alguns parâmetros. . .	76
5.2	Resultados do cálculo da coordenação de isolamento da linha 525 kV.	77
5.3	Resultados do cálculo da coordenação de isolamento da linha de transmissão 500 kV Barreiras II - Rio das Águas - Luziânia.	79

Lista de Símbolos

$(U^+ + U^-)_{50}$	Valor médio da suportabilidade fase-fase do isolamento para impulso de manobra, p. 20–22
A_{cad}	Ação do vento na cadeia de isoladores, p. 63
A_{cond}	Ação do vento nos condutores, p. 63
A_{def}	Tração na cadeia devido ao ângulo de deflexão da linha, p. 63
C_{xc}	Coefficiente de arrasto para condutores, p. 63, 64
C_{xi}	Coefficiente de arrasto para isoladores, p. 63, 64
E_0	Campo elétrico de início de corona, p. 99
E_∞	Campo elétrico no final do líder contínuo, p. 31
E_i	Campo elétrico no início do líder contínuo, p. 31
F_S	Fator de segurança do método determinístico de coordenação de isolamento, p. 53, 54
G_L	Fator de correção do vento devido ao comprimento do vão, p. 63, 64
G_c	Fator de vento combinado para condutores, p. 63, 64
G_t	Fator de vento combinado para cadeias de isoladores, p. 63, 64
K_1	Fator de correção estatístico, devido ao comprimento do condutor, p. 22, 44
K_a	Fator de correção atmosférico, p. 65, 67
K_{alt}	Fator de correção da velocidade do vento devido a altura de ação do vento, p. 61
K_{int}	Fator de correção da velocidade do vento devido ao tempo de integração da média, p. 61, 62

K_{rug}	Fator de correção da velocidade do vento devido a rugosidade do terreno, p. 61
L_{peso}	Comprimento do vão de peso da linha, p. 63, 64
L_{vento}	Comprimento do vão de vento da linha, p. 63, 64
N_g	Número de <i>gaps</i> considerados em paralelo, p. 56, 57
R	Risco de falha da isolação, p. 54, 55
R_t	Risco total de falha da isolação, incluindo uma série de <i>gaps</i> , p. 56, 57
T_2	Tempo de cauda da onda da sobretensão, p. 3, 4, 13, 14
T_f	Tempo de frente da onda da sobretensão, p. 3, 4, 13, 14, 17–19, 21
T_t	Duração da onda da sobretensão, p. 3
T_{cr}	Tempo de frente crítico, p. 17–19
T_{int}	Tempo de integração da média considerado da velocidade do vento, p. 61
T_{ret}	Período de retorno considerado da velocidade do vento, p. 59
$U_{50(h-p)}$	Valor médio da suportabilidade do isolamento para a configuração de <i>gap</i> haste-plano, p. 14, 27, 34
U_{100}	Nível de tensão abaixo do qual a probabilidade de descarga é desprezível, p. 10, 53
U_{50cr}	Valor médio da suportabilidade do isolamento, referente a onda com o tempo de frente crítico, p. 18, 19
U_{50}	Valor médio da suportabilidade do isolamento para impulso de manobra, p. 6, 7, 10, 11, 13, 14, 17–19, 26, 27, 31, 34–37, 39–43, 46, 47, 49, 53, 54, 65, 66, 77, 79, 83, 104, 105, 109
U_{90}	Nível de tensão com probabilidade de 90 % de suportar a descarga, p. 10, 56
$U_{50(cc)}$	Valor médio da suportabilidade do isolamento para tensão em corrente contínua, p. 24

$U_{50(\text{ff})}$	Valor médio da suportabilidade do isolamento para frequência fundamental, p. 24
$U_{50(\text{ia})}$	Valor médio da suportabilidade do isolamento para impulso atmosférico, p. 23
$U_{c\infty}$	Valor de saturação da tensão de início do líder contínuo, p. 28–30
U_{lc}	Tensão de início do líder contínuo, p. 28–30
V_{max}	Maior sobretensão representativa esperada no sistema, p. 51–54
V_{med}	Valor médio de sobretensão esperada no sistema, considerando uma distribuição de Gauss, p. 51–53
V_s	Nível de sobretensão com 2 % de probabilidade de ser excedido, p. 51, 52, 56
ΔU	Queda de tensão ao longo do líder contínuo, p. 31
Δt	Diferença de tempo entre a aplicação do impulso entre as duas fases, p. 52
α	Expoente do fator de correção da altura, p. 61
α	Razão entre o valor de pico do impulso negativo e a tensão fase-fase, p. 20–22, 44–47, 49, 51, 52, 109
β	Ângulo de incidência do vento nos condutores, p. 58, 63
δ	Densidade relativa do ar, p. 65, 66, 99
ℓ_{lc}	Comprimento do líder contínuo, p. 31
γ	Coefficiente de segurança estatístico, p. 56, 57
γ_e	Constante de Euler-Mascheroni, p. 59
λ	Constante do fator de correção do tempo de integração média, p. 61
∇V_m	Gradiente elétrico médio ao longo do <i>gap</i> , p. 24
ϕ	Ângulo de balanço da cadeia de isoladores, p. 62, 63
ρ	Massa específica do ar, p. 62

σ	Desvio-padrão da suportabilidade do isolamento, p. 10, 22, 28, 31, 35, 54, 56, 57
σ_s	Desvio-padrão da curva de probabilidade de sobretensões, p. 51, 56, 57
θ	Ângulo de deflexão da linha, p. 58, 63
ε_0	Permissividade elétrica do vácuo, p. 95
d	Comprimento do espaçamento (ou <i>gap</i>), p. 13–18, 20–24, 28–31, 34–43, 46, 47, 66, 67
d_e	Distância de escoamento específica, p. 25
f	Frequência elétrica da rede, p. 3
g	Constante para definição dos expoentes m e w , p. 66
h	Altura média do condutor em relação à terra, p. 15, 16, 21, 22, 30, 47, 61, 64
h	Umidade absoluta, p. 65, 66
h_0	Umidade absoluta de referência, p. 65
k	Fator de correção do espaçamento para impulsos de manobra, ou “fator de <i>gap</i> ”, p. 6, 14–19, 23, 24, 27, 34, 36, 38, 40, 49, 83
k_h	Fator de correção devido à umidade, p. 65, 66
$k_{(ff)}$	Fator de <i>gap</i> para frequência fundamental, p. 24
$k_{(ia)}$	Fator de <i>gap</i> para impulso atmosférico, p. 23
m	Expoente do fator de correção para a densidade do ar, p. 65, 66
m_i	Coefficiente de rugosidade do condutor de índice i , p. 99
n_s	Número de subcondutores do feixe, p. 2, 5, 16, 29, 37, 38, 63, 95
n_{iso}	Número de isoladores na cadeia, p. 63
p	Pressão atmosférica, p. 65

p_0	Pressão atmosférica de referência, p. 65
q_0	Pressão exercida pelo vento, p. 62, 63
r_f	Raio do feixe de condutores, p. 29, 30, 39, 40, 42
r_i	Raio externo do condutor de índice i , p. 29, 30, 63, 95, 99
r_{eq}	Raio do condutor equivalente ao feixe de condutores, p. 29, 30
t	Temperatura ambiente, p. 62, 65
t_0	Temperatura ambiente de referência, p. 65
v_p	Velocidade do vento de projeto, p. 60–62
v_{lc}	Velocidade de propagação do líder, p. 28
v_{ret}	Velocidade do vento para um determinado período de retorno ret , em anos, p. 59, 61
w	Expoente do fator de correção para a umidade, p. 65, 66
w	Largura média da estrutura da torre, p. 15, 16
x_0	Comprimento de propagação do líder, p. 28, 31

Lista de Abreviaturas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas, p. 4, 25, 65
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 52
ANSI	<i>American National Standards Institute</i> , p. 65
CA	Corrente Alternada, p. 1, 2, 4, 5, 24
CC	Corrente Contínua, p. 1, 2, 5, 24, 26, 86
CESI	<i>Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano</i> , p. 20, 44–46
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, p. 2, 5, 21, 22, 44–47, 82, 84, 86
EAT	Sistemas de Transmissão em Extra Alta Tensão, p. 5, 83
EDS	<i>Everyday Stress</i> , p. 64, 76, 78
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i> , p. 20, 22, 24, 44–47
EdF	<i>Électricité de France</i> , p. 21, 47
HVDC	Sistema de transmissão em alta tensão em corrente contínua (<i>High-Voltage Direct Current</i>), p. 86
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> , p. 25, 45, 65
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos, p. 25, 65
LPNE	Linhas de Potência Natural Elevada, p. 2, 4, 48, 78
LT	Linhas de Transmissão Aéreas, p. 1, 2, 5, 7, 8, 20, 22, 25, 39, 44, 47, 50, 52, 54, 55, 60, 65, 66, 69, 76, 81, 83–85
LabUAT	Laboratório de Ultra Alta Tensão Externo do Cepel, p. 5, 86
UAT	Sistemas de Transmissão em Ultra Alta Tensão, p. 1, 5, 13, 27, 83

Capítulo 1

Introdução

Um dos mais importantes desafios da engenharia elétrica é como transmitir otimamente uma grande quantidade de potência, das distantes fontes de energia até os centros consumidores. No Brasil, essa tarefa é ainda mais evidenciada devido as suas dimensões continentais e a predominância hidrelétrica em sua matriz energética. Linhas de transmissão aéreas são uma solução natural para este transporte de energia. Mas, para reduzir as inevitáveis perdas elétricas, o nível de tensão de transmissão deve ser o mais elevado possível, desde níveis em Alta Tensão (AT) até o recente nível em Ultra Alta Tensão (UAT).

Por outro lado, classes de tensão de transmissão mais elevadas demandam tipicamente maiores níveis de isolamento, torres com maiores dimensões, maior investimento em equipamentos e maior faixa de passagem ao longo do caminho da LT, conseqüentemente, maior custo de instalação por quilômetro.

Concomitantemente, existe uma necessidade de minimizar os custos do sistema e os impactos ambientais durante a busca pela melhor solução para um específico projeto de transmissão de energia. Isso pode ser obtido, por exemplo, com a redução das distâncias de isolamento da LT. Ou seja, com estruturas mais esbeltas, utiliza-se menos material estrutural em sua concepção, além da possibilidade de alcançar aspectos vantajosos secundários, tais como a redução faixa de passagem no solo.

1.1 Contextualização

O projeto de linhas de transmissão (LT) em corrente alternada (CA) ou contínua (CC) envolve diversos estudos de dimensionamento elétrico e mecânico, além da verificação do desempenho da LT, considerando o meio onde a mesma será inserida. Uma etapa fundamental do projeto é a coordenação de isolamento, que consiste basicamente na seleção da suportabilidade dielétrica da linha. No caso de LT aéreas, essa suportabilidade é representada pelos espaçamentos em ar e pelas cadeias de

isoladores. Deve-se realizar um projeto com um risco de falha das isolações aceitável, consistente às sobretensões esperadas do sistema.

A coordenação de isolamento deve levar em conta diversos aspectos específicos da LT a ser projetada, como as condições ambientais e os níveis de sobretensões exigidos. Isso mostra-se necessário para manter um equilíbrio entre o aspecto econômico e um nível adequado de segurança e de confiabilidade da linha em questão [1].

A principal tarefa da coordenação de isolamento de LT aéreas é a especificação de todas as dimensões e características da torre que afetam a confiabilidade da linha em termos de escorvamento do ar, tais como:

- as distâncias entre os condutores de fase (ou de polo, no caso de LT em CC) e as partes aterradas da torre;
- o comprimento das cadeias de isoladores;
- a quantidade e o tipo dos isoladores;
- a necessidade e o tipo de aterramentos adicionais na torre;
- a quantidade e a localização dos cabos para-raios;
- a distância fase-terra (ou polo-terra) no meio do vão;
- o espaçamento entre fases (ou entre polos);
- a necessidade, especificação e localização de para-raios de linha.

A capacidade de transmissão de potência no caso das longas LT em CA está relacionada, entre outros fatores, diretamente à sua potência natural (na sigla em inglês: SIL – *Surge Impedance Loading*). Além de elevar a tensão de transmissão, uma forma de aumentar essa capacidade é por meio da redução da impedância de surto da linha, seja por inserção de elementos de compensação reativa ou por elaboração de projetos com geometrias de feixes inteligentes [2]. O desenvolvimento de técnicas de otimização dos parâmetros elétricos das LT através do posicionamento espacial dos condutores criaram as denominadas Linhas de Potência Natural Elevada (LPNE), cuja teoria foi originalmente apresentada por pesquisadores russos [3, 4], e na sequência desenvolvidas no Brasil ao longo das últimas décadas pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), em conjunto com as demais empresas do grupo Eletrobras [5–7].

Algumas formas de se alcançar geometrias de feixes que propiciam uma maior potência natural da linha são: aumento do número de subcondutores por fase (n_s); melhoria da disposição espacial dos subcondutores; e menor espaçamento entre as fases. A Figura 1.1 mostra um exemplo do esboço da silhueta de uma LT convencional comparada com uma LT com potência natural elevada.

O projeto da coordenação de isolamento deve levar em consideração o estudo da suportabilidade do isolamento para diferentes tipos de sobretensões que o sistema

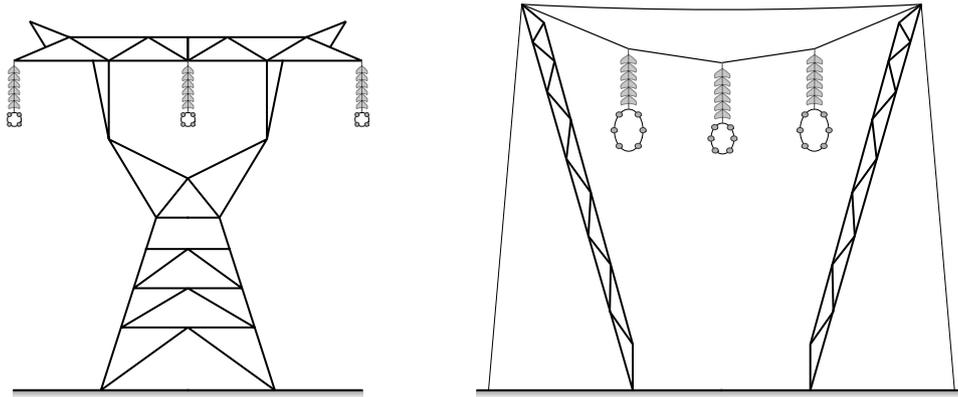


Figura 1.1: Exemplos de silhueta de linha de transmissão aérea com feixe convencional (esquerda) e com potência natural elevada (direita).

está suscetível, normalmente classificados quanto à duração e ao tempo de frente (ou quanto à frequência) das formas de onda esperadas. As sobretensões analisadas são classificadas como temporárias (à frequência fundamental de operação da rede) ou transitórias: de frente lenta (normalmente ocasionadas por surtos de manobra), frente rápida (por descargas atmosféricas) e frente muito rápida (pela operação de certos equipamentos ou faltas em subestações isoladas a gás) [8]. A Tabela 1.1 apresenta as classes e formas de onda das solicitações de tensão representativas.

Tabela 1.1: Classificações das solicitações de tensão para o projeto da coordenação de isolamento de linhas de transmissão em corrente alternada [8].

Classe	Sobretensão Temporária	Sobretensão Transitória		
		Frente lenta	Frente rápida	Frente muito rápida
Forma de onda				
Faixa	$10 < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \leq T_t \leq 3\,600 \text{ s}$	$20 < T_f \leq 5\,000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 < T_f \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 < f_2 < 300 \text{ kHz}$

T_t : duração da sobretensão; T_f : tempo de frente; T_2 : tempo de cauda; f : frequência de oscilação

Um surto de manobra é uma sobretensão ocasionada por alguma ação de chaveamento no sistema ou qualquer variação brusca na rede, ou seja, ocasionadas por elementos internos a rede elétrica. Algumas possíveis causas são, dentre outras: energização da linha, caso a tensão da linha esteja defasada com a tensão de energização; religamento de linha, após uma eliminação de falta; ou chaveamento de demais componentes do sistema, tais como transformadores, reatores e capacitores.

Os surtos de manobra podem ser representados por um impulso de frente lenta, com característica *tensão* \times *tempo* de uma dupla exponencial. O tempo para a tensão atingir o valor de pico da sobretensão é denominado tempo de frente (T_f) e o tempo necessário para decair a metade desse valor é denominado tempo de cauda (T_2). Os valores normalizados de T_f e T_2 para realização de ensaios são, respectivamente, 250 e 2 500 μs [8].

O estudo do isolamento a surtos de manobra é considerado um tema de grande interesse no projeto de linhas aéreas em CA. Isto se torna mais evidente com a elevação do nível de tensão do sistema de transmissão, porque a suportabilidade do isolamento a surtos de manobra cresce com uma razão menor do que a suportabilidade a impulsos atmosféricos em relação ao aumento do comprimento do *gap*¹. Além disso, as formas de onda das sobretensões associadas aos surtos de manobra podem ter seu tempo de frente correspondente com os valores de tempos críticos para algumas configurações típicas de *gaps* de ar em linhas de transmissão e subestações. Ou seja, os surtos de manobra tendem a exigir mais dos espaçamentos do que os surtos atmosféricos, para níveis de tensão mais elevados.

Dessa forma, o foco deste trabalho será, primeiramente, na análise, através de modelos analíticos, dos isolamentos em ar para feixes não convencionais submetidos a solicitações provenientes de surtos de manobra, ou seja, sobretensões transitórias de frente lenta.

1.1.1 Identificação do Problema

Atualmente, os métodos utilizados para se determinar as distâncias mínimas de isolamento de linhas de transmissão aéreas, de acordo com as normas brasileiras da ABNT vigentes, não levam em consideração o formato do eletrodo energizado [9]. Dessa forma, o diâmetro e tipo do condutor e a geometria da linha² não são considerados. Isto porque as distâncias mínimas de isolamento foram baseadas em resultados de ensaios com configurações de linhas tradicionais, como será detalhado na Subseção 2.1.2.

Assim, é importante notar que a aplicação de fórmulas genéricas apresentam uma boa eficácia somente para linhas de transmissão com condutores singelos ou feixes convencionais, ou seja, feixes circulares com espaçamento entre subcondutores na ordem de 45 cm. Dessa forma, essas fórmulas genéricas podem não ser muito precisas em aplicações não tradicionais, como, por exemplo, para LPNE; a não ser que ensaios específicos para obtenção de correlações para cada configuração de feixe otimizado fossem realizados, o que certamente seria muito custoso. Portanto, vê-se

¹ O termo em inglês “*gap*” é comumente utilizado neste trabalho, remetendo o significado de “espaçamento em ar”, ou “distância de isolamento”.

² Por “geometria da linha”, entende-se como distância e posição relativa de cada subcondutor.

que existe a necessidade de avaliar a determinação dos isolamentos mínimos, caso a caso, durante o projeto de linhas de transmissão não-convencionais.

Por exemplo, na Tabela 1.2 é possível observar as dimensões básicas de algumas LT de 500 kV construídas no Brasil ao longo dos anos. A potência natural vem atingindo valores cada vez mais elevados, principalmente devido ao encurtamento da distância entre as fases e aos feixes com formatos não-convencionais, sejam elípticos expandidos ou totalmente assimétricos, e, mais recentemente, ao aumento do número de subcondutores n_s .

Pode-se notar que a relação entre a distância entre fases e a extensão do feixe, que tradicionalmente era na ordem de mais de 20 vezes, apresenta, nas linhas mais recentes, uma relação menor do que 3 vezes (vide por exemplo a Figura 1.1). Essa aproximação realça a importância de um estudo mais aprofundado do isolamento das linhas de transmissão e, como consequência, surge a motivação da execução deste trabalho.

Tabela 1.2: Alguns exemplos de linhas de transmissão 500 kV convencionais e não-convencionais construídas no Brasil [10].

Ano	Linha de transmissão	n_s	Tipo de feixe	Potência Natural (MW)	Dimensões básicas (m)	
					Extensão do feixe	Distância fase-fase
70's	-	4	convencional	1 000	0,4572	11
1986	Tucuruí HPP	4	convencional	1 200	0,4572	6
2000	Pres. Dutra - Fortaleza	4	assimétrico	1 200	1,41/0,89	11
2002	Tucuruí - V. do Conde	4	convencional	1 200	0,4572	5,5
2008	Norte-Sul III	4	expandido	1 200	0,95	10,4
2016	Açailândia - Miranda	4	expandido	1 450	1,2	6,3
2016	Gilbués - S.J.Piauí	6	expandido	1 450	1,2	6,2
2016	Barreiras - Luziânia	6	expandido	1 670	2,58/1,39	6,5

1.1.2 Motivação

Portanto, viu-se que, para que um projeto de linha de transmissão aérea em alta tensão com configurações de feixes não-convencionais seja otimizado, dados precisos sobre a rigidez dielétrica de longos espaçamentos em ar são necessários, principalmente para sistemas em Extra e Ultra Alta Tensão (EAT e UAT). Informações sólidas sobre a suportabilidade do isolamento fase-fase e fase-terra podem ser obtidas através de ensaios com vãos energizados, em condições operativas.

Recentemente foi inaugurado, na unidade de Adrianópolis do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), o Laboratório de Ultra Alta Tensão Externo (LabUAT), com dimensões e capacidade para realização de ensaios compatíveis com sistemas de transmissão até 1100 kV em CA e até 800 kV em CC. Esse laboratório, com área

útil de ensaios elétricos de 15.400 m², foi concebido para atender as características dos projetos atuais de linhas de transmissão, que resultam em configurações de alto desempenho com forte acoplamento entre as fases e configurações de feixes otimizadas.

Porém, sabe-se que os ensaios experimentais requerem procedimentos e instalações altamente custosas, e que sempre apresentam limitações para simular as variações de todos os possíveis parâmetros da linha, tais como as configurações de feixe, distâncias entre fases, altura dos condutores acima do solo e formas de onda dos sinais de entrada.

Dessa forma, se torna útil lançar mão de um método confiável para o cálculo computacional da suportabilidade dielétrica do isolamento de longos *gaps* em ar para quaisquer configurações de feixe.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é realizar um estudo sobre a suportabilidade dielétrica de espaçamentos em ar, aplicado a linhas de transmissão aéreas. Nesse sentido, efetuar uma comparação e investigação da viabilidade de métodos alternativos às equações tradicionais, implementando soluções mais genéricas e precisas para o cálculo da suportabilidade dielétrica de linhas com feixes convencionais e não-convencionais. Assim, é feita uma análise do efeito da variação da configuração do feixe de condutores na determinação da suportabilidade do isolamento.

No âmbito de projeto de linhas de transmissão, foi desenvolvida uma nova metodologia de coordenação de isolamento, onde as dimensões da torre são definidas de acordo com o risco máximo de falha do isolamento devido às sobretensões, através de um método estatístico. Com isso, objetiva-se aprimorar o projeto da linha, indicando uma possível redução nos espaçamentos fase-terra e fase-fase, e, conseqüentemente, a minimização dos custos de instalação e impactos ambientais da linha, além de melhorar o seu desempenho elétrico no sistema.

1.3 Metodologia

Este trabalho apresenta uma revisão de três diferentes métodos de cálculo da tensão crítica de descarga (ou o valor médio da suportabilidade do isolamento, U_{50}) a surtos de manobra para linhas de transmissão aéreas: o Método do Fator de Gap [11], o Método do Início do Líder [12] e o Método da Carga Crítica [13].

O primeiro foi baseado em resultados experimentais que levaram ao desenvolvimento de equações empíricas. O fator de *gap* (k) é a razão entre o U_{50} de uma

configuração de *gap* específico e o U_{50} da configuração padrão “haste-plano”, determinado através de ensaios.

O segundo e o terceiro métodos são baseados no cálculo da tensão necessária para a criação de um campo elétrico crítico na superfície e na vizinhança dos condutores que possibilita o desencadeamento de um processo de descarga entre os eletrodos. Em outras palavras, a ocorrência da disrupção está sujeita ao acúmulo de uma certa quantidade de energia, fornecida pelo campo elétrico.

Dados experimentais [14] demonstraram que o campo elétrico crítico na superfície do condutor é fornecido pela tensão de início de corona, dado pela Lei de Peek ou demais formulações [15, 16] e que o valor médio do campo elétrico ao longo de uma distância de 3 m do condutor é de aproximadamente 400 kV/m.

Vale ressaltar que o valor de U_{50} ainda deve ser corrigido por fatores ambientais, já que tanto os ensaios realizados quanto a LT a ser projetada apresentam suas próprias condições atmosféricas, incluindo por exemplo a umidade e a densidade relativa do ar.

Concomitantemente, foi desenvolvido neste trabalho uma nova metodologia de coordenação de isolamento, a fim de mostrar que é possível haver uma redução nas dimensões da torre com a utilização de feixes otimizados e com a adoção de métodos mais precisos de cálculo da coordenação de isolamento. Através de uma metodologia estatística, é realizada a determinação das dimensões básicas da estrutura da torre, incluindo, entre diversos outros dados de entrada referentes ao projeto da torre, os níveis de sobretensões esperados e o risco máximo de falha permitido.

Essa metodologia foi implementada na interface computacional CISOL, que compreende o processo de coordenação de isolamento, com a finalidade de desenhar a silhueta preliminar da torre. Com isso, é possível ter uma sensibilidade da influência de diversos parâmetros no projeto básico de linhas de transmissão e observar o efeito de diferentes métodos de cálculo do risco de falha devido às sobretensões.

1.4 Estrutura do documento

O Capítulo 1 trouxe uma introdução do trabalho desenvolvido nesta dissertação, incluindo uma contextualização, identificação do problema e motivação; e também os objetivos do trabalho e a metodologia desenvolvida, e, finalmente, a estruturação do texto desta dissertação.

O desenvolvimento deste trabalho foi estruturado em duas partes, distribuídas dentro dos capítulos seguintes.

a) Suportabilidade dos isolamentos

O Capítulo 2 faz um resumo da fundamentação teórica da suportabilidade dos isolamentos em ar sujeito a sobretensões. Primeiramente, apresenta o processo físico da ocorrência de descarga elétrica e as equações tradicionais para a determinação da tensão crítica de isolamento de um espaçamento em ar. Apresenta também, alguns fatores de correção, devido à influência de parâmetros secundários e do tempo de frente de onda da solicitação. Além disso, apresenta os métodos implementados e avaliados neste trabalho, de cálculo da tensão crítica de isolamento para espaçamentos genéricos, baseados em dados experimentais.

Os resultados das simulações envolvendo esses métodos são apresentados na sequência, no Capítulo 3. Neste capítulo, foi observado a influência no valor da suportabilidade devido à variação nos condutores, como por exemplo os possíveis ganhos com configurações de feixes com distribuição de campo elétrico otimizado.

b) Coordenação de isolamento

O Capítulo 4 traz as etapas do estudo da coordenação de isolamento e da avaliação do desempenho elétrico da linha. Além de apresentar os métodos de coordenação de isolamento, este capítulo ainda inclui os cálculos dos ângulos de balanço da cadeia de condutores devido ao vento e os cálculos dos fatores de correção ambiental, devido à atmosfera em que a linha se encontra.

O Capítulo 5 apresenta alguns casos estudados de coordenação de isolamento, através do programa computacional desenvolvido neste trabalho para o dimensionamento da silhueta da estrutura de uma linha de transmissão devido aos espaçamentos necessários para a operação adequada da LT.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as conclusões gerais e propostas de trabalhos futuros. Ademais:

- o Apêndice A apresenta detalhes do desenvolvimento do Método da Carga Crítica para o cálculo da tensão de isolamento;
- o Apêndice B traz detalhes da interface computacional desenvolvida para a aplicação de coordenação de isolamento, bem como uma especificação dos dados de entrada e saída do programa.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

Neste capítulo será apresentada a base teórica para a compreensão da suportabilidade dielétrica de espaçamentos em ar. A suportabilidade é descrita como uma distribuição de tensões com uma determinada probabilidade de ocorrer uma descarga disruptiva. Ela depende de diversos fatores, como questões ambientais e a configuração do espaçamento, e também quanto a forma de onda da tensão aplicada (vide Tabela 1.1).

2.1 Suportabilidade do isolamento em ar

A seguir, será apresentada uma síntese do processo físico da ocorrência da descarga em espaçamentos de ar (*gaps*) e, em seguida, algumas fórmulas empíricas desenvolvidas por diversas pesquisas ao longo dos anos. Essas equações foram obtidas através do resultado de inúmeros ensaios realizados aplicando impulsos de manobra em configurações típicas de *gaps*. Elas têm como finalidade a determinação do nível de suportabilidade para um determinado isolamento.

O espaçamento em ar é considerado uma isolação autorrecuperante, ou seja, suas propriedades isolantes podem ser completamente recuperadas após uma descarga disruptiva.

A suportabilidade de um isolamento autorrecuperante é um parâmetro estatístico, ou seja, não apresenta um valor simples e invariável. Ela depende de diversos parâmetros do instante da ocorrência, incluindo as condições atmosféricas locais, a polaridade e forma de onda da sobretensão, e a composição, forma e comprimento do dielétrico e dos eletrodos. A referência [17] traz uma visão geral desses fatores e como eles afetam a tensão crítica de descarga.

Em geral, essa probabilidade de descarga ($P_d(V)$) pode ser expressa de forma razoável por distribuições Gaussianas, como mostrado na Figura 2.1, truncadas em valores máximos e mínimos, em pontos que variam entre dois e três desvios-padrão do valor médio [18]. O valor médio representa a probabilidade de 50 % do isolamento

suportar a ocorrência da descarga (U_{50} , ou na sigla em inglês, *CFOV – Critical FlashOver Voltage*).

O conceito de tensão suportável de um isolamento pode ser definido como um valor de tensão de ensaio a ser aplicado durante o qual existe uma probabilidade especificada de suportar descargas disruptivas [19]. Para o valor de tensão suportável estatística U_{90} , por exemplo, a probabilidade de suportar a descarga é de 90 %. Para sobretensões abaixo da tensão suportável assumida convencional (U_{100} , ou na sigla em inglês, *CWSV – Critical WithStand Voltage*), a probabilidade de descarga é desprezível. Os valores de U_{90} e U_{100} são dados por:

$$U_{90} = U_{50} \cdot (1 - 1,3 \sigma) \quad (2.1)$$

$$U_{100} = U_{50} \cdot (1 - 3 \sigma) \quad (2.2)$$

onde σ é o desvio-padrão da suportabilidade do isolamento. Esse desvio-padrão é determinado após o levantamento da curva de suportabilidade (vide Figura 2.1), feito através de uma série de ensaios, em que aumenta-se o nível de tensão aplicado gradualmente e, assim, determinando a proporção de ocorrências de descargas para cada nível. A Tabela 2.1 traz alguns valores típicos encontrados para σ nos diferentes tipos de solicitações [18].

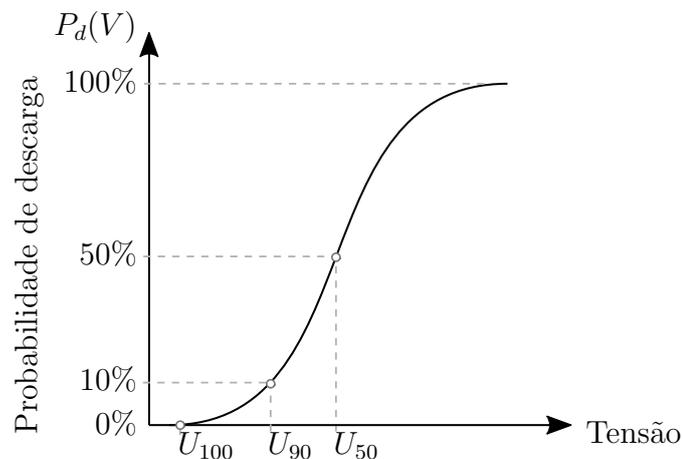


Figura 2.1: Natureza estatística da suportabilidade de isolamentos autorrecuperantes.

Tabela 2.1: Valores típicos de desvio-padrão da suportabilidade do isolamento para diferentes tipos de solicitação [18].

Tipo de solicitação	Desvio-padrão σ
Frequência fundamental	3 a 10 %
Surtos de manobra	3 a 5 %
Surtos atmosféricos	1 a 3 %

2.1.1 O mecanismo da descarga

O mecanismo descrito nessa seção é o conjunto do resultado de diversas pesquisas desenvolvidas nas últimas décadas, compilado por [18].

A distribuição do campo elétrico em variadas configurações de espaçamentos em linhas de transmissão aéreas tem uma característica não-uniforme, apresentando valores muito mais elevados na proximidade do eletrodo energizado do que do eletrodo aterrado. Isto ocorre porque, na maioria dos casos, o eletrodo aterrado é o plano terra ou uma grande estrutura metálica e as dimensões do eletrodo energizado, por sua vez, são bem menores. Como será descrito, o processo da descarga é iniciado por *streamers* (conjunto de filamentos), fenômenos estes que antecedem a descarga e partem do eletrodo energizado. Na formação dos *streamers*, pode ser observado que os elétrons, pela sua maior mobilidade, dirigem-se em direção à ponta através de um líder, deixando em seu rastro uma carga espacial positiva. É como se a ponta se estendesse ao longo do intervalo de ar, e esse diminuísse de tamanho no decorrer da formação do processo de descarga [20].

Dessa forma, nota-se que a suportabilidade a impulsos de manobra é altamente afetada pela polaridade do mesmo devido à assimetria na geometria da isolação e a diferença de mobilidade entre cargas positivas e negativas. É necessário ressaltar que os valores mais baixos de U_{50} ocorrem para os impulsos de polaridade positiva aplicados em superfícies salientes em direção ao plano. Como estatisticamente os surtos positivos e negativos ocorrem com a mesma frequência e amplitude, o isolamento das linhas de transmissão e subestações é projetado para suportar os surtos positivos, desprezando o efeito dos surtos de polaridade negativa.

Assim, a prática comum é conduzir ensaios de impulsos de manobra de polaridade positiva para avaliação da suportabilidade de isolamentos. Muitas pesquisas foram desenvolvidas para a determinação da mínima tensão que seria responsável pelo início do processo que termina induzindo a descarga completa no *gap*. Esse processo é dividido em uma série de estágios onde fenômenos físicos são observados, enquanto que a tensão aplicada vai sendo elevada até atingir certo valor de pico, como ilustrado na Figura 2.2, em um *gap* formado por um feixe de condutores energizados passando próximo a uma estrutura metálica aterrada.

Durante a primeira etapa não surge nenhuma descarga, representando o crescimento da tensão de zero até a tensão de início de corona. A partir de então, o estágio conhecido como primeira descarga de corona começa, sendo observado um conjunto de *streamers*, que começam de um ponto comum do eletrodo energizado e emitem luzes ultravioletas. Após isso, podem ser observados alguns períodos escuros seguidos do aparecimento de outros filamentos de corona. A propagação dos *streamers* depende altamente da não uniformidade do campo elétrico da região. A intensidade

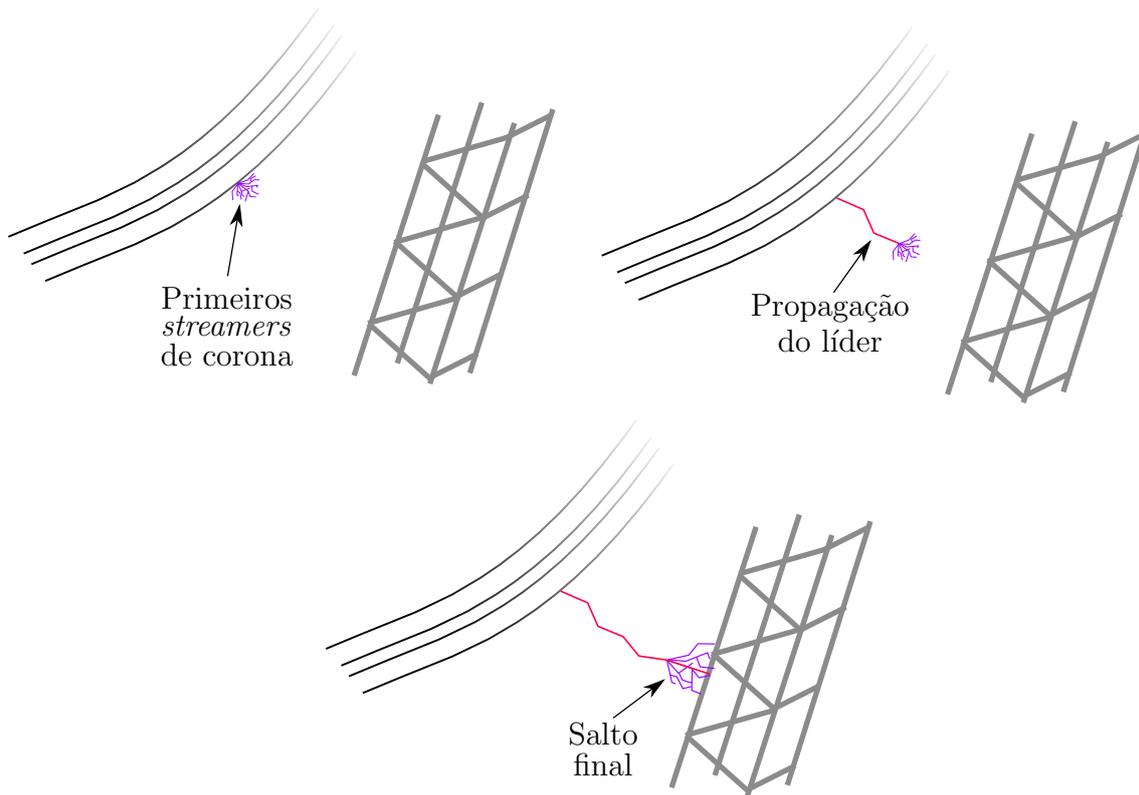


Figura 2.2: Etapas do processo de descarga.

de campo exigida para a propagação desses filamentos depende, em contrapartida, da configuração do eletrodo e da taxa de variação da sobretensão aplicada.

A parte mais importante do processo de descarga ocorre logo após a consolidação dos *streamers*. Um canal comum ao conjunto de *streamers*, altamente ionizado e com elevada condutividade, denominado líder, começa a ser formado. A propagação do líder ocorre através de um caminho sinuoso, caracterizado por súbitas paradas e recomeços, cuja trajetória se forma pelos saltos das cargas. O alto campo elétrico na ponta do líder faz com que os *streamers* sejam mantidos intensos na região, fornecendo o necessário para a continuação do processo de propagação do líder, a uma velocidade de aproximadamente 1 a 2 cm/ μ s, dentro das condições observadas.

O último estágio do processo de descarga é denominado salto final. A velocidade do líder cresce quase que instantaneamente quando esse atinge o comprimento de aproximadamente dois terços do comprimento total do *gap*, causando um salto final que termina na descarga em si. O evento da descarga é a disruptura do dielétrico, que, no caso, é a perda das propriedades isolante do ar. O campo elétrico na região do *gap* previamente à ocorrência do salto final é de aproximadamente 400 kV/m.

2.1.2 Determinação da suportabilidade de *gaps* haste-plano a impulsos de manobra

Ao longo dos anos, vários grupos de pesquisa realizaram ensaios para determinar a tensão crítica de isolamento fase-terra necessária para causar descarga em uma configuração típica, em que o eletrodo energizado é uma haste, perpendicular ao plano aterrado a uma distância variável d , como ilustrado na Figura 2.3.

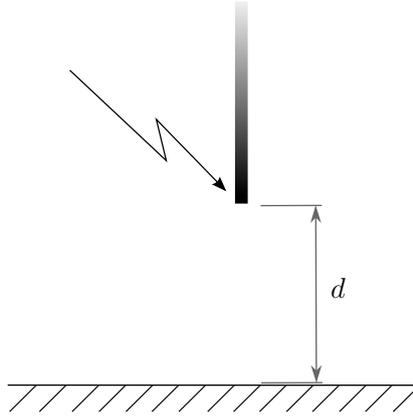


Figura 2.3: Configuração do ensaio haste-plano.

O sinal aplicado nos ensaios de suportabilidade a sobretensões transitórias é chamado de tensão de impulso. A tensão de impulso é definida como uma tensão transitória aperiódica, que usualmente cresce rapidamente a um valor de crista e depois cai lentamente até zero. Os impulsos de tensão são caracterizados principalmente pelo tempo de frente T_f (ou tempo até a crista) e pelo tempo de cauda T_2 (ou tempo até o meio valor), como indicado na Figura 2.4. Existem classificações de impulsos (vide Tabela 1.1), principalmente quanto a duração do tempo de frente da onda. Impulsos de frente rápida, ou seja, com T_f inferior a $20 \mu\text{s}$ são denominados tensão de impulso atmosférico, enquanto que impulsos de frente lenta, com T_f superior a $20 \mu\text{s}$, são impulsos de manobra [21, 22].

Basicamente, depois de uma exaustiva bateria de ensaios na configuração haste-plano, pode-se estabelecer uma correlação entre o nível de tensão de impulso de manobra com uma probabilidade de 50 % de descarga (U_{50}) e o comprimento do *gap* (d), ou seja: $U_{50} = f(d)$. Foi observado que essa relação é não-linear, pois quanto mais longo é o *gap*, menos sensível é a variação da tensão de descarga com a variação do comprimento do *gap*. Essa correlação pode ser ajustada em equações empíricas, como as presentes na Tabela 2.2, disponíveis na literatura. A equação proposta primeiramente por Paris [23] foi baseada em ensaios com o tempo de frente de $120 \mu\text{s}$. A partir de Gallet [24], comprimentos de *gap* mais longos foram ensaiados (de forma a abranger também sistemas em UAT) e as expressões de U_{50} são referentes ao tempo de frente crítico.

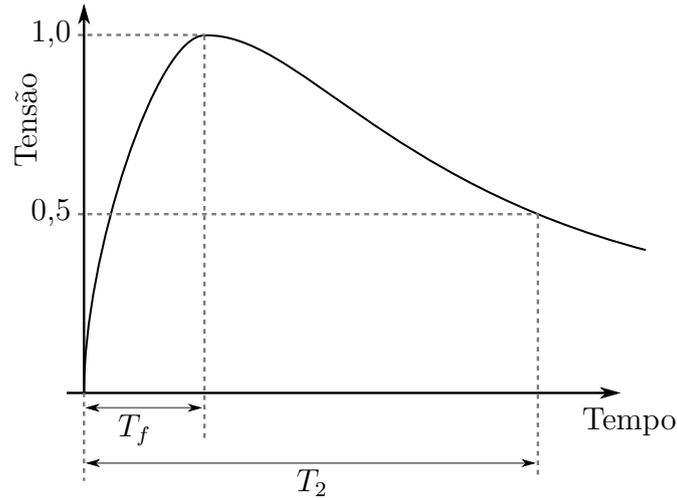


Figura 2.4: Forma de onda da tensão de impulso.

Tabela 2.2: Equações de U_{50} fase-terra, configuração haste-plano.

Referência	Equação	Validade*
(Paris e Cortina, 1968) [23]	$U_{50(h-p)} = 500 \cdot d^{0,6}$	2 a 7 m
(Gallet et al, 1975) [24]	$U_{50(h-p)} = \frac{3\,400}{1 + \frac{d}{8}}$	1 a 21 m
(Kishizima et al, 1984) [25]	$U_{50(h-p)} = 1\,080 \cdot \ln(0,46 \cdot d + 1)$	1 a 25 m
(Rizk, 1989) [26]	$U_{50(h-p)} = \frac{1\,830 + 59 \cdot d}{1 + \frac{3,89}{d}} + 92$	acima de 4 m

*A equação de Paris [23] foi obtida através de ensaios com impulsos padronizados, ou seja, tempo de frente de 120 μ s, e as demais são referentes ao U_{50} com tempo de frente crítico.

2.1.3 Fórmulas generalizadas para o fator de *gap*: configurações típicas de linhas de transmissão aéreas

Como explicado anteriormente, a distribuição de campo elétrico depende do formato dos eletrodos. Dessa forma, a tensão crítica de descarga de uma configuração específica (U_{50}) pode ser dada em função da tensão crítica da configuração padrão haste-plano ($U_{50(h-p)}$) [23], ou seja:

$$U_{50} = k \cdot U_{50(h-p)} \quad (2.3)$$

onde k é denominado o fator de correção do espaçamento (ou fator de *gap*), com valores tipicamente entre 1,00 e 1,90, conforme é mostrado na Tabela 2.3. Para impulsos de manobra de polaridade positiva, a variação do comprimento do *gap* e da forma de onda da sobretensão não afetam significativamente o valor de k [23, 27].

Tabela 2.3: Alguns fatores de *gap* obtidos por [23], para impulsos de manobra.

Configuração	k
haste-plano	1,00
condutor-plano	1,15
condutor-janela	1,20
condutor-estrutura (abaixo)	1,30
condutor-estrutura (lateral/acima)	1,35
condutor-braço da torre	1,55
condutor-haste (abaixo)	1,65
condutor-haste (acima)	1,90

No âmbito do projeto do isolamento de linhas de transmissão aéreas, as configurações presentes nos *gaps* seguem alguns padrões. Estudos [28] foram realizados para a determinação de fórmulas práticas para a cálculo de fatores de *gap* em configurações típicas de linhas de transmissão aéreas. As seguintes equações se aplicam a avaliação da tensão mínima de descarga para *gaps* de ar puro para impulsos de manobra de polaridade positiva e tempo de frente crítico, em condições atmosféricas padronizadas.

Configuração de *gap* entre condutor e mastro ou mísula da torre [28]

A Equação (2.4) calcula o fator de *gap* para um espaçamento de um condutor junto a estrutura da torre (mastro ou mísula da torre), aplicável para *gaps* de 2 a 10 m, e respeitando os intervalos $2 < h/d_1 < 10$; $0,1 < w/d_1 < 1$; e $1 < d_2/d_1 < 2$. As dimensões h , d_1 , d_2 e w estão indicadas na Figura 2.5.

$$k = 1,45 + 0,015 \cdot \left(\frac{h}{d_1} - 6 \right) + 0,35 \cdot \left(e^{-8 \cdot w/d_1} - 0,2 \right) + 0,135 \cdot \left(\frac{d_2}{d_1} - 1,5 \right) \quad (2.4)$$

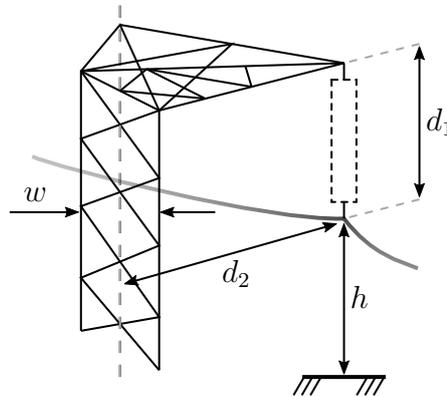


Figura 2.5: Detalhes da configuração de *gap* entre condutor e mastro da torre.

Configuração de *gap* entre condutor e janela da torre [28]

A Equação (2.5) calcula o fator de *gap* para um espaçamento entre o condutor envolto pela estrutura da torre (também conhecido como janela de torre), aplicável para *gaps* de 2 a 10 m, e respeitando os intervalos $2 < h/d < 10$ e $0,1 < w/d < 1$. As dimensões h , d e w estão indicadas na Figura 2.6.

$$k = 1,25 + 0,005 \cdot (h/d - 6) + 0,25 \cdot (e^{-8 \cdot w/d} - 0,2) \quad (2.5)$$

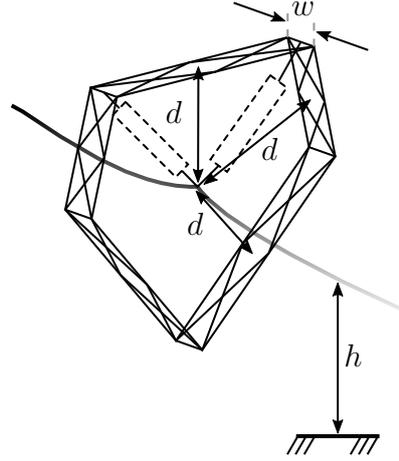


Figura 2.6: Detalhes da configuração de *gap* entre condutor e janela da torre.

2.1.4 Influência de parâmetros geométricos secundários

A seguir, a influência de parâmetros geométricos secundários é levada em consideração, através de termos de correção aplicados aos fatores de *gap*. Sendo uma questão de variação relativa, as expressões abaixo foram estabelecidas por [28] através de análises de sensibilidade de estudos de modelos matemáticos, mais especificamente utilizando o método do início de líder, como será visto na Subseção 2.2.2. A única exceção é a influência da presença dos isoladores, avaliados por expressões empíricas, baseadas em observações experimentais.

O fator de *gap* (k), relativo ao espaçamento d , cresce levemente com o aumento do número de subcondutores n_s , de acordo com a expressão:

$$k_{(\text{feixe})} = k + 0,01 \cdot (n_s - 2) \quad (2.6)$$

válido para $2 \leq n_s \leq 8$ e espaçamento entre os subcondutores entre 40 e 50 cm.

A presença de acessórios da cadeia de isoladores pode ser levada em consideração de acordo com as expressões abaixo (onde as dimensões l , l' , d e d' podem ser observados na Figura 2.7):

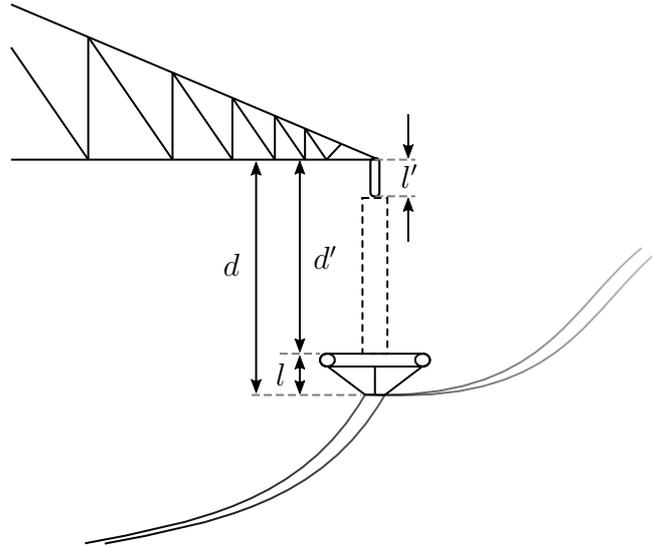


Figura 2.7: Correção para o fator de *gap* devido à presença de acessórios na cadeia de isoladores.

- Comprimento das ferragens de alta tensão – l (por exemplo, como na figura, anéis anticorona): Usar d' ao invés de d nas fórmulas, para o fator de *gap*, válido para a relação $l/d \leq 0,2$.
- Comprimento das ferragens aterradas – l' (por exemplo, como na figura, os suportes da cadeia de isoladores):

$$k_{(\text{ferr})} = k - 0,4 \cdot l'/d \quad (2.7)$$

válido para $l'/d \leq 0,2$.

- Influência dos isoladores:

$$k_{(\text{iso})} = k \cdot [0,85 + 0,15 \cdot e^{-(k-1)}] \quad (2.8)$$

válido para $1 \leq k \leq 1,5$.

2.1.5 Influência do tempo de frente de onda

A relação de dependência entre a tensão crítica de isolamento (U_{50}) e o formato de onda da sobretensão é difícil de ser obtida [18]. Existem metodologias de interrupção em isolamentos que levam em consideração a tensão aplicada no tempo [29]. Porém a principal característica da forma de onda é o tempo de frente (T_f), e algumas formulações representam o efeito desse na tensão crítica.

Foi observado que, enquanto T_f vai aumentando, a tensão de descarga vai decrescendo até atingir um valor mínimo, ou seja, o valor mais crítico, correspondendo ao tempo de frente crítico (T_{cr}). Após esse ponto crítico, a tensão de descarga começa

a subir novamente, formando uma curva com concavidade voltada para cima. O T_{cr} , em μs , em função do comprimento do *gap* (d) para impulsos constituídos de curvas duplo exponenciais pode ser expresso como [18, 30]:

$$T_{cr} = \begin{cases} 35d + 40, & \text{para } 1 \leq d < 5 \text{ m,} \\ 54d - 60, & \text{para } 5 \leq d \leq 15 \text{ m.} \end{cases} \quad (2.9)$$

Outra expressão (2.10) para o T_{cr} , em função de d e levando em consideração o fator de *gap* (k) foi obtida por [28]. O gráfico apresentando na Figura 2.8 faz um comparação visual entre as duas formulações, para o fator de *gap* $k = 1,20$ (configuração condutor-janela).

$$T_{cr} = [50 - 35 \cdot (k - 1)] \cdot d \quad (2.10)$$

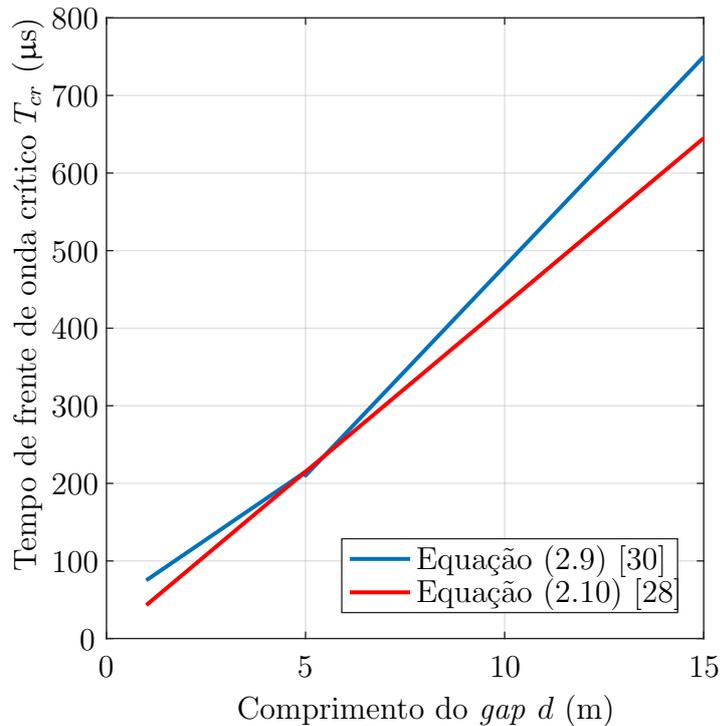


Figura 2.8: Relação do tempo de frente da onda crítica da onda de sobretensão com o comprimento do *gap*.

As expressões (2.11) [18, 31] e (2.12) [28] a seguir foram obtidas empiricamente como uma forma de determinar a tensão de ruptura do isolamento para sobretensões com frente de onda diferente do tempo crítico (U_{50}) com àquela referente ao tempo crítico (U_{50cr}); em função do fator de *gap* (k) e da relação entre o tempo de frente da sobretensão (T_f) e o tempo de frente crítica para o determinado *gap* (T_{cr}). O gráfico

da Figura 2.9 apresenta uma comparação entre as formulações, para um fator de *gap* igual a 1,20.

$$\frac{U_{50}}{U_{50cr}} = 1 + \frac{1}{k} \cdot \left[f_0 \left(\frac{T_f}{T_{cr}} \right) - 1 \right] \quad (2.11)$$

$$\frac{U_{50}}{U_{50cr}} = \frac{\left\{ [1,17 - 0,17 \cdot (k - 1)] \cdot \left(\frac{T_f}{T_{cr}} \right)^2 + 0,35 \cdot \left(\frac{T_f}{T_{cr}} \right) + \frac{3,8}{(2 - k)^{1,4}} \right\}}{\left(\frac{T_f}{T_{cr}} \right)^2 + \frac{4,3}{(2 - k)^{1,3}}} \quad (2.12)$$

válido para $\left(\frac{T_f}{T_{cr}} \right) \geq 1,5$.

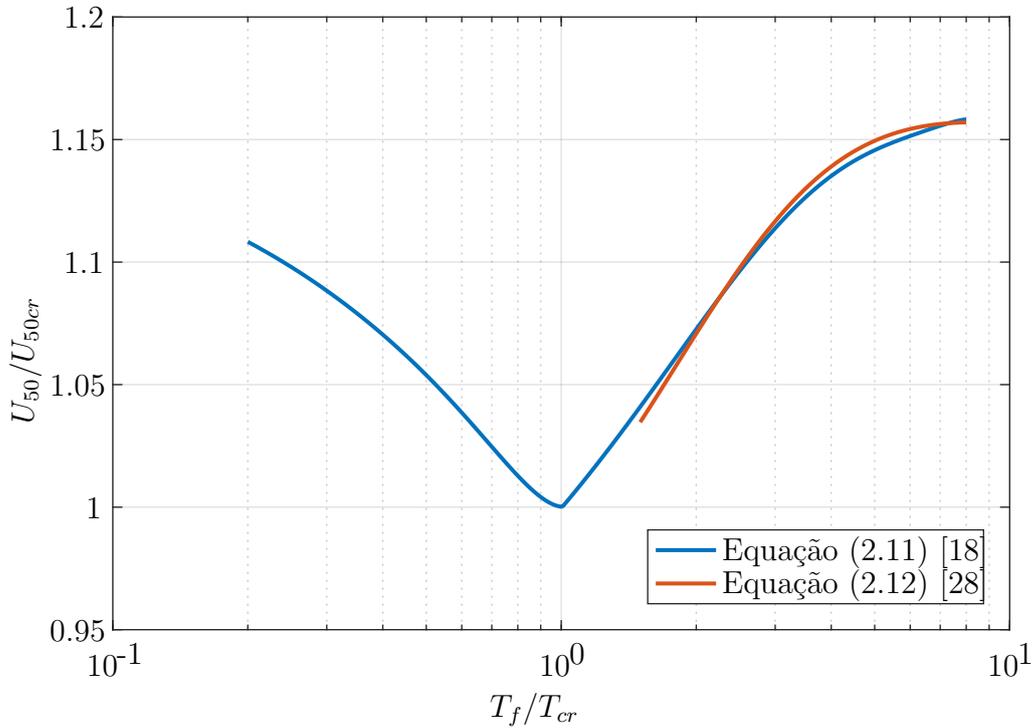


Figura 2.9: Relação da tensão crítica de isolamento com o o tempo de frente da onda crítico da onda de sobretensão.

Forma de onda

O trabalho desenvolvido por Nunes [32], através de uma técnica de análise de ondas por processamento de sinais, avaliou o efeito no risco de falha ao levar em consideração a influência das características individuais das ondas de sobretensão de manobra. Ou seja, como a formas de onda dos transitórios afetam as distâncias

mínimas requeridas na coordenação de isolamento, incorporando o efeito do tempo de frente e o impacto negativo de ressaltos nas ondas.

2.1.6 Isolamento fase-fase

A configuração de isolamento fase-fase mais importante é o espaçamento entre condutores de fases distintas. Como a compactação da LT (ou seja, a aproximação das fases) gera uma maior capacidade de transmissão, esse espaçamento mínimo deve ser detalhadamente analisado. Um fator importante é que a suportabilidade desse isolamento decresce com o aumento do comprimento do segmento dos condutores em questão. Isto ocorre pois, diferentemente da isolação fase-terra em que a descarga pode ocorrer somente junto a estrutura ou nas partes em que o condutor alcança alturas mais baixas no meio do vão, na isolação fase-fase a descarga pode ocorrer nos condutores ao longo de todo um trecho da linha.

A literatura traz diversos resultados de ensaios realizados com seções curtas de condutores, tais como os estudos realizados no EPRI (Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica, dos Estados Unidos). A Equação (2.13) [33], válida para distância entre fases de 4 a 10 m, foi gerada a partir do resultado de ensaios em um vão de 360 m, com altura média de 26 m. As fases eram constituídas de um feixe circular de diâmetro 1,22 m com 8 subcondutores. As sobretensões foram aplicadas com um tempo de frente igual a 1 000 μ s.

$$(U^+ + U^-)_{50} = 1708 + 532 \cdot (\alpha - 0,33) + 40,4 \cdot (\alpha - 0,33)^2 + 269 \cdot (d - 4) - 9,81 \cdot (d - 4)^2 + 139 \cdot (\alpha - 0,33) \cdot (d - 4) \quad (2.13)$$

onde d é o comprimento do *gap* (no caso, a distância entre as fases) em metros; e α é a razão entre a componente de polaridade negativa no instante em que a componente positiva é máxima (u^-) e a tensão fase-fase total, dado por (2.14).

Caso essas tenham a mesma amplitude ($u^- = U^+$), tem-se que $\alpha = 0,50$, para impulsos aplicados simultaneamente ($\Delta T = 0$). As formas de onda de um ensaio fase-fase são mostradas na Figura 2.10, onde a componente positiva é aplicada na ‘Fase 1’ e a negativa na ‘Fase 2’.

$$\alpha = \frac{u^-}{U^+ + u^-} \quad (2.14)$$

Outros estudos também encontraram expressões para a suportabilidade fase-fase. O estudo realizado pelo CESI [35] (na Itália) resultou na Equação (2.15), válido para altura média em relação ao solo bem maior que a distância entre os condutores, essa entre 5 e 18 m. Os impulsos nas duas fases foram aplicados no mesmo instante, com

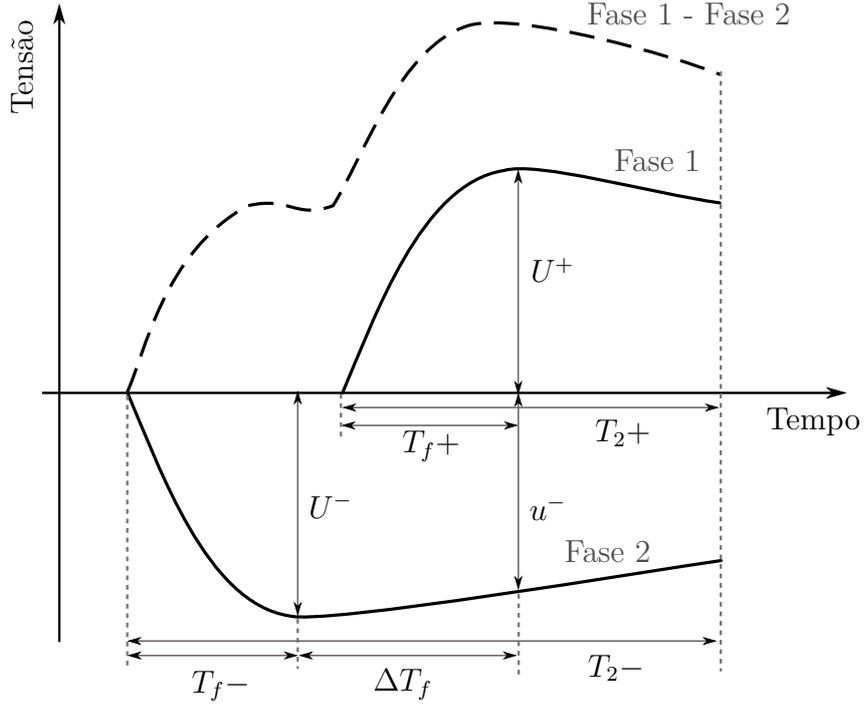


Figura 2.10: Parâmetros de tempo e tensão em um ensaio de suportabilidade fase-fase [34].

tempo de frente de 300 μs .

$$(U^+ + U^-)_{50} = \frac{640 d^{0,6} \cdot (1 - 0,25 d/h)}{1 - (0,14 - 0,54 d/h)} \quad (2.15)$$

Também foram realizados ensaios em *gaps* de condutores com 10 m de comprimento nos laboratórios da EdF [36] (na França), resultando na Equação (2.16), essa válida para distâncias entre 2 e 22 m. Essas formulações foram baseadas originalmente nas equações de Paris e Gallet, respectivamente (vide Tabela 2.2).

$$(U^+ + U^-)_{50} = \frac{3400}{1 + \frac{8}{d}} \cdot \left[(1,47 + 0,6 \alpha^2) - (0,52 - \alpha) \cdot \left(\frac{d}{h} - 0,5 \right) \right] \quad (2.16)$$

No Brasil, um trabalho realizado pelo Cepel [34], com o objetivo de investigar a influência de diversos fatores na determinação da suportabilidade fase-fase frente a surtos de manobra, elaborou uma nova formulação também baseada na equação de Gallet [24]. A Equação (2.17) foi desenvolvida para um tempo de frente de onda positiva igual a 250 μs , válida para espaçamentos entre fases de 1 a 15 metros, incorporando também o efeito da altura dos condutores em relação ao solo e um fator de correção que leva em consideração a diferença entre os comprimentos dos

condutores. Os feixes eram formados por 4 condutores, espaçados de 42 cm entre si.

$$(U^+ + U^-)_{50} = K_1 \cdot \frac{3400}{1 + \frac{8}{d}} \cdot \left[2,17 \left(\frac{d}{h} \right)^{-0,15} \cdot (0,5 - \alpha) + 3,24 \cdot \alpha \right] \quad (2.17)$$

onde d e h são respectivamente a distância entre fases e a altura média em relação a terra, ambos dados em metros; e K_1 é um fator de correção estatístico devido ao comprimento do condutor, dado por:

$$K_1 = (1 - n \cdot \sigma_{k1}) \quad (2.18)$$

onde σ_{k1} é o desvio-padrão do fator de correção estatístico, com valor de 4 % para $\alpha = 0$ e de 3,3 % para $0,33 \leq \alpha \leq 0,5$; e n é o número de desvios-padrão abaixo do valor médio considerando seções paralelas de 75 m de cabo. Esse número pode ser dado por uma tabela de distribuição normal, onde a relação entre as probabilidades é calculada por $p_{75} = 1 - 0,5^{75/l}$, onde l é o comprimento da seção da linha, em metros [18].

Desvio-padrão da suportabilidade fase-fase

Gallet [37] encontrou valores do desvio-padrão σ para configurações práticas de 5 %, para α entre 0,33 e 0,50. Porém, para condutores em paralelo, em que vários caminhos são possíveis para a descarga, o valor de σ cai para 3,5 % para os *gaps* ensaiados, tendendo a 2 % para longos comprimentos de vão. De acordo com essa gama de valores, os ensaios realizados no EPRI encontraram um desvio de 3 %, assim como os do Cepel, entre 3 e 4 %.

2.1.7 Determinação da suportabilidade do isolamento em ar a impulsos atmosféricos

Além das sobretensões de frente lenta devido aos surtos de manobra, que é o foco deste trabalho, outro parâmetro importante na determinação das dimensões mínimas da torre é a suportabilidade relacionada às sobretensões de frente rápida. Essas sobretensões podem ser causadas por surtos atmosféricos, devido às descargas elétricas de raios que caem direta ou indiretamente na linha de transmissão. Outros trabalhos foram desenvolvidos [29, 38] focando essencialmente no isolamento de LT a impulsos atmosféricos, bem como existem programas computacionais aplicados especificamente para posicionamento ideal de cabos pára-raios e análise do desempenho de linhas de transmissão frente às descargas atmosféricas. Aqui, serão apresentadas

apenas formulações simples utilizadas para o dimensionamento da torre no processo de coordenação de isolamento.

Para sobretensões transitórias de frente rápida, ou seja, impulsos atmosféricos (com tempo de frente de 0,1 a 20 μ s), a tensão crítica de isolamento ($U_{50(\text{ia})}$) a impulsos padronizados de polaridade positiva em função do comprimento e da configuração do espaçamento em ar pode ser dada pela expressão (2.19), obtida por Paris [23].

$$U_{50(\text{ia})} = k_{(\text{ia})} \cdot 530 d \quad (2.19)$$

onde $k_{(\text{ia})}$ é o fator de *gap* para impulsos atmosféricos, e pode ser relacionado ao fator de *gap* para impulsos de manobra (k) através da seguinte relação:

$$k_{(\text{ia})} = 0,74 + 0,26 k \quad (2.20)$$

2.1.8 Determinação da suportabilidade do isolamento em ar para sobretensões temporárias

Além de apresentar um bom desempenho quanto aos surtos de manobra e atmosféricos, uma linha de transmissão deve ser projetada para suportar estresses devido a tensões de mais longo termo, tais como sobretensões sustentadas e o nível mais alto da tensão de operação da linha. Essas situações dependem altamente das condições atmosféricas no momento da sobretensão. Podem ser citados dois eventos em que o risco de descarga é elevado devido à sobretensões na própria frequência da rede:

- devido a velocidade do vento máxima esperada em um longo período de retorno, a cadeia de isoladores pode apresentar elevados ângulos de balanço, aproximando os condutores das partes aterradas da estrutura. Por isso, deve-se estudar a suportabilidade crítica do isolamento em ar em condições de tempo limpo; e
- em condições de poluição, devido ao depósito de sais e outros elementos diversos na cadeia de isoladores, essa pode diminuir sua característica isolante. Portanto, deve-se projetar a cadeia de isoladores de forma a suportar sobretensões nas piores situações de poluição esperadas para o local da linha.

Condições de tempo limpo

Em condições atmosféricas limpas, as descargas devido a sobretensões a frequência fundamental da rede podem ocorrer diretamente entre os condutores energizados e as partes aterradas da estrutura. Dessa forma, é importante realizar um estudo que determina a suportabilidade do isolamento em ar para ondas senoidais de tensão

para linhas de transmissão em CA e também do isolamento a níveis em corrente contínua, para linhas em sistemas CC.

a) Suportabilidade em corrente alternada

A Equação (2.21) [39] traz uma relação entre o valor de pico com 50 % de probabilidade de descarga ($U_{50(\text{ff})}$) e o comprimento do *gap* (d), válida para espaçamentos maiores que 2 m. O desvio-padrão para a suportabilidade a frequência fundamental pode ser considerado igual a 2 % [18].

$$U_{50(\text{ff})} = k_{(\text{ff})} \cdot 750 \ln (1 + 0,55 d^{1,2}) \quad (2.21)$$

onde $k_{(\text{ff})}$ é o fator de *gap* para sobretensões a frequência fundamental, e pode ser relacionado ao fator de *gap* para impulsos de manobra (k) através da seguinte relação:

$$k_{(\text{ff})} = 1,35 k - 0,35 k^2 \quad (2.22)$$

Pesquisadores da China [40] também realizaram ensaios em curtos espaçamentos recentemente, encontrando uma relação linear, tal como a suportabilidade à tensões em corrente contínua (como será apresentado a seguir). Ou seja, a suportabilidade de configurações típicas de linhas de transmissão a tensões em corrente alternada varia proporcionalmente com o comprimento do *gap* em uma relação de 392 a 485 kV por m, nos *gaps* ensaiados, de 2 a 4,5 m.

b) Suportabilidade em corrente contínua

No caso de linhas de transmissão CC, resultados de ensaios nos Estados Unidos [41, 42] e na União Soviética [43] concluíram que o nível de tensão crítico para descarga no isolamento em ar ($U_{50(\text{cc})}$) é uma função aproximadamente linear com o comprimento do espaçamento, para *gaps* de até 2 m, como mostra a Equação (2.23). Notou-se também uma desprezível variação com a polaridade para *gaps* entre hastes, porém para configurações condutor-estrutura, a polaridade positiva apresenta resultados mais críticos, independentemente se em condições secas ou molhadas.

$$U_{50(\text{cc})} = \nabla V_m \cdot d \quad (2.23)$$

onde ∇V_m é o gradiente elétrico médio ao longo do *gap* para rompimento do dielétrico, dado em kV/m. A determinação do valor de ser feita através de ensaios específicos para o *gap* em questão. Ensaios realizados nos Estados Unidos (pelo EPRI) na década de 1960, por exemplo, encontraram valores de aproximadamente 450 kV/m para configuração condutor-torre, em ensaios de polaridade positiva sob condições de chuva [41].

Pesquisadores da China também realizaram ensaios nos últimos anos, confirmando essa relação linear da tensão disruptiva com o espaçamento. Foram encontrados, para espaçamentos de até 3 m, valores de gradiente crítico de aproximadamente 476 kV/m para os ensaios realizados em Pequim e 236 kV/m no Tibet, valores bem inferiores devido à elevada altitude [40].

Condições de poluição

Em condições atmosféricas adversas, existe a possibilidade da ocorrência de descarga ao longo da cadeia de isoladores. Portanto, os isoladores devem fornecer uma distância de escoamento suficiente para minimizar o fluxo de correntes de fuga durante a operação da linha em regime permanente, e ao mesmo tempo manter uma distância adequada entre os condutores e a torre, sob os efeitos climáticos adversos. Porém, a própria presença dos isoladores reduzem o isolamento necessário, principalmente quando sujeitos a fatores externos, como por exemplo em condições de poluição.

Fatores que contribuem de forma relevante para a redução da propriedade isolante da cadeia são, entre outros: neve, chuva (dependendo da taxa de precipitação e condutividade da água), névoa salina (principalmente em regiões costeiras), depósito de excremento de pássaros e de partículas condutivas (devido a proximidade de centros urbanos, indústrias ou incêndios).

Em sistemas de corrente alternada, a seleção da quantidade mínima de isoladores a serem utilizados para cada fase da LT, dada um nível máximo da tensão operativa (em $kV_{(rms)}$ fase-fase), é função da distância de escoamento específica (d_e). Esse parâmetro depende do nível de poluição que a linha estará sujeita. Atualmente no Brasil, os editais de leilões para construção de novas LT exigem um valor mínimo para a d_e . A Tabela 2.4 apresenta valores padronizados pela ABNT [44], em conformidade com as normas internacionais do IEEE e IEC.

Tabela 2.4: Distância de escoamento para seleção do número de isoladores [44].

Nível de poluição	d_e – Distância de Escoamento Específica ¹
0. Sem poluição	12 mm/kV _(rms)
1. Leve	16 mm/kV _(rms)
2. Moderado	20 mm/kV _(rms)
3. Alto	25 mm/kV _(rms)
4. Muito alto	31 mm/kV _(rms)

¹Relação entre a distância de escoamento medida entre fase-terra e o valor eficaz fase-fase da tensão máxima de operação

Para linhas de transmissão em CC, existem ainda fatores de correção com relação à suportabilidade e à poluição que devem ser incorporados aos valores descritos na Tabela 2.4 [45]. Dessa forma, as dimensões básicas dos isoladores, ou seja, a distância de escoamento e o comprimento total da cadeia não definem o desempenho do isolamento por si só. Portanto, recomenda-se que estudos específicos sejam feitos para determinar o desempenho, como os ensaios realizados por [41], que indicaram condições mais severas para tensões de polaridade negativa em ensaios sob chuva contaminada artificialmente.

2.2 Métodos alternativos de cálculo da tensão crítica de isolamento a impulsos de manobra

Como visto até aqui, as equações tradicionalmente utilizadas para a determinação da tensão crítica de isolamento foram baseadas em ensaios experimentais. Esses ensaios foram realizados em diversos laboratórios ao longo dos anos em configurações de *gap* típicos, ou seja, espaçamentos entre condutores singelos ou feixes regulares e planos aterrados ou estruturas típicas de linhas de transmissão. Uma simples extrapolação desses resultados para geometrias de linha não convencionais pode levar a soluções não otimizadas.

Esta seção tem como objetivo apresentar métodos alternativos de cálculo da tensão crítica de isolamento U_{50} a surtos de manobra para linhas de transmissão aéreas com configurações genéricas, baseados em observações experimentais. Existem diversos métodos propostos, que aqui serão apresentados e discutidos: o Método do Fator de *Gap*, o Método do Início de Líder e o Método da Carga Crítica. Esses métodos são baseados no cálculo da tensão necessária para a criação de um campo elétrico crítico na superfície e na vizinhança dos condutores que possibilita o desencadeamento de um processo de descarga.

A principal aplicação desses métodos seria na utilização de feixes expandidos e/ou não convencionais, ou seja, os condutores não estão regularmente espaçados ao longo de uma circunferência. Um projeto de linha de transmissão com características elétricas otimizadas deve levar em consideração o efeito da variação do feixe na sua suportabilidade dielétrica, e, portanto, maximizar a potência transmitida respeitando os limites de segurança da linha e reduzindo os custos de instalação.

2.2.1 Método do Fator de *Gap*

O Método do Fator de *Gap*, desenvolvido por Schneider e Weck [11], é um método baseado em observações empíricas que fornece uma especificação da rigidez dielétrica de *gaps* de configurações quaisquer. Dado um valor pelas equações de

suportabilidade haste-plano ($U_{50(h-p)}$), a tensão crítica de descarga para um *gap* genérico pode ser definida por uma aproximação linear, lançando mão do referido “fator de *gap*” (k), como foi indicado na Equação (2.3), aqui reproduzida:

$$U_{50} = k \cdot U_{50(h-p)}$$

Para se obter um critério geral para esse método, o estudo feito por [11] relacionou o valor do fator de *gap* à distribuição de campo elétrico ao longo dele. Diversos ensaios laboratoriais foram realizados em escala reduzida para se medir a distribuição do potencial elétrico. Tornou-se evidente que o formato do eletrodo energizado determina a não homogeneidade do campo elétrico. Além disso, viu-se que para maiores gradientes de campo elétrico, tem-se um menor fator de *gap*. O formato do eletrodo de terra determina a simetria da distribuição de campo; e quanto maior a simetria, maior o fator de *gap*.

A partir dessas informações e dos resultados dos ensaios realizados, foi observado que as condições para a propagação dos *streamers* são muito mais favoráveis quando existe uma grande diferença entre os potenciais elétricos a 40 % e a 90 % (respectivamente, V_{40} e V_{90}) do caminho mais curto desde o eletrodo aterrado até o eletrodo energizado. Foi desenvolvida então uma relação linear entre o fator de *gap* e a razão entre esses potenciais, expressa como:

$$k = 2,5 \cdot \frac{V_{40}}{V_{90}} + 0,45 \quad (2.24)$$

Soluções para o problema de cálculo da distribuição de campo elétrico foram desenvolvidas ao longo dos anos na forma de métodos analíticos e numéricos. Para análise de configurações simples, tais como na forma de cargas elétricas pontuais em relação a um plano aterrado, métodos analíticos podem ser usados, devido a sua precisão para análises genéricas. Porém, para geometrias mais complexas, tais métodos se tornam muito difíceis de serem aplicados, e portanto é comum a utilização de métodos numéricos (tais como o método da simulação de cargas e o método dos elementos finitos), por resultarem em boas aproximações da distribuição de campo ao longo de geometrias bem específicas.

O trabalho desenvolvido por [46] teve o objetivo de validar, através da comparação com resultados experimentais, a relação linear entre o fator de *gap* e a distribuição de campo elétrico (Equação (2.24)) em longos espaçamentos em ar, ou seja, para aplicação em projetos preliminares de linhas em UAT. Assim, é possível determinar as distâncias necessárias para o isolamento através da modelagem da linha em programas de análise de campo elétrico.

2.2.2 Método do Início de Líder

O Método do Início de Líder, desenvolvido por Carrara e Thione [12] e aperfeiçoado por Rizk [26, 47], é baseado no mecanismo da descarga, descrito na Subseção 2.1.1. Esse método parte das seguintes premissas, que foram resultados dos dados experimentais de [14]:

- Velocidade de propagação do líder: $v_{lc} = 1,5 \text{ cm}/\mu\text{s}$;
- O campo elétrico ao longo do líder contínuo:
 - Se inicia com o valor $E_i = 400 \text{ kV/m}$;
 - Decai para $E_\infty = 50 \text{ kV/m}$, com uma constante de tempo de $\tau = 50 \mu\text{s}$, correspondendo a um comprimento de propagação do líder de $x_0 = v_{lc} \tau = 75 \text{ cm}$;
- O campo elétrico no momento do salto final:
 - $E_s = 400 \text{ kV/m}$ (quando o eletrodo aterrado é o plano-terra ou uma estrutura); ou
 - $E_s = 500 \text{ kV/m}$ (quando o eletrodo aterrado é uma haste);
- O salto final ocorre a uma velocidade muito alta, e o seu intervalo de tempo pode ser desprezado.
- O desvio-padrão encontrado foi: $\sigma = 3 \%$ (para condutores) ou $\sigma = 5 \%$ (para hastes).

Cálculo da tensão de início de líder para cada configuração de *gap*

A tensão de início de líder contínuo (U_{lc}), foi determinada pela expressão [48]:

$$U_{lc} = \frac{U_{c\infty}}{1 + \frac{A}{R}} \quad (2.25)$$

onde $U_{c\infty}$ é o valor de saturação da tensão de início de líder, e os parâmetros A e R são funções que dependem da geometria do *gap* e das dimensões dos eletrodos.

Para a configuração haste-plano, a tensão de início de líder (U_{lc} , em kV) pode ser dada de acordo com a Equação (2.26), em função do comprimento do *gap* (d , em m) e da relação entre o potencial característico e o campo crítico. Essa relação (V_0/E_{cr}) foi determinada empiricamente a partir dos resultados de ensaios realizados [48].

$$U_{lc} = \frac{\frac{V_0}{E_{cr}} \cdot E_s}{1 + \frac{V_0}{E_{cr}} \cdot \frac{1}{d}} = \frac{1\,556}{1 + \frac{3,89}{d}} \quad (2.26)$$

Para configurações típicas de linhas de transmissão, ou seja, *gaps* entre feixes de condutores e estruturas (como mostrado na Figura 2.11), a relação entre os parâmetros A e R foi desenvolvida de acordo com os possíveis *gaps*. O valor de tensão máximo $U_{c\infty}$ foi encontrado igual a 2 247 kV.

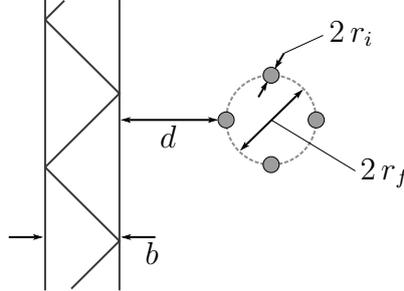


Figura 2.11: Diagrama esquemático do gap feixe-estrutura.

- para a configuração **condutor-plano**:

$$U_{lc} = \frac{2\,247}{1 + \frac{5,15 - 5,49 \cdot \ln r_i}{d \cdot \ln \frac{2d}{r_i}}} \quad (2.27)$$

onde d é o comprimento do *gap* e r_i o raio externo do condutor.

- para a configuração **feixe-plano**:

$$U_{lc} = \frac{2\,247}{1 + \frac{5,15 - 5,49 \cdot \ln r_{eq}}{d \cdot \ln \frac{2d + r_f + r_i}{r_{eq}}}} \quad (2.28)$$

onde r_{eq} é o raio do condutor (ao longo do eixo do feixe) equivalente ao feixe de n_s subcondutores e raio r_f . O raio equivalente é dado pela fórmula (2.29), válida para feixes com os subcondutores uniformemente espaçados ao longo da circunferência do feixe e em que a relação entre d e r_{eq} não seja muito pequena.

$$r_{eq} = \sqrt[n_s]{n_s \cdot r_i \cdot r_f^{(n_s-1)}} \quad (2.29)$$

Quando o eletrodo aterrado não é o plano terra, e sim a estrutura da torre, com uma largura igual a $2b$ (vide Figura 2.11), tem-se as seguintes expressões:

- para a configuração **feixe-estrutura lateral**:

$$U_{lc} = \frac{2247}{1 + \frac{(10,30 - 10,98 \cdot \ln r_{eq}) \cdot \Psi(d,b)}{(d+b) \cdot \ln \frac{2 \cdot (d+b) + r_f + r_i}{r_{eq}}}} \quad (2.30)$$

- para a configuração **feixe-janela**:

$$U_{lc} = \frac{2247}{1 + \frac{(15,66 - 16,69 \cdot \ln r_{eq}) \cdot \Psi(d,b)}{(d+b) \cdot \ln \frac{2 \cdot (d+b) + r_f + r_i}{r_{eq}}}} \quad (2.31)$$

A função $\Psi(d,b)$ é dada por:

$$\Psi(d,b) = \frac{2}{\pi} \int_0^\infty \frac{[K_0(n)]^2}{K_0\left(\frac{b}{b+d} \cdot n\right)} dn \quad (2.32)$$

onde $K_0(n)$ é a função de Bessel modificada de ordem 0 da variável de integração n .

Tensão de início de líder fase-fase

A tensão de início de líder contínuo fase-fase [49] pode ser determinada pela equação:

$$U_{lcf-f} = \frac{U_{c\infty} / (\beta_1 k + \beta_2)}{1 + \frac{A}{R_p} + 0,25 \left(\frac{\beta_2 k + \beta_1}{\beta_1 k + \beta_2} \right)^2 \cdot \frac{A}{R_n}} \quad (2.33)$$

onde $k = U_n/U_p$ (relação entre a tensão na fase negativa e a tensão na fase positiva) e os fatores geométricos β_1 , β_2 , A/R_p e A/R_n , para a configuração de *gap* condutor-condutor, são dados pelas equações (2.34) a (2.37).

$$\beta_1 = \frac{\ln(2h/r_i) \cdot \ln(\sqrt{d^2 + 4h^2}/d)}{[\ln(2h/r_i)]^2 - [\ln(\sqrt{d^2 + 4h^2}/d)]^2} \quad (2.34)$$

$$\beta_2 = \frac{[\ln(2h/r_i)]^2}{[\ln(2h/r_i)]^2 - [\ln(\sqrt{d^2 + 4h^2}/d)]^2} \quad (2.35)$$

$$\frac{A}{R_p} = (5,15 - 5,49 \cdot \ln r_i) \cdot \left[\frac{2 \cdot \Psi(r_i, d)}{d \cdot \ln(d/r_i)} + \frac{\ln(d/r_i)}{2h \cdot \ln(2h/r_i) \cdot \ln(2h/\sqrt{r_i d})} \right] \quad (2.36)$$

$$\frac{A}{R_n} = (5,15 - 5,49 \cdot \ln r_i) \cdot \left[\frac{2}{d \cdot \ln(d/r_i)} + \frac{\ln(d/r_i)}{2h \cdot \ln(2h/r_i) \cdot \ln(2h/\sqrt{r_i d})} \right] \quad (2.37)$$

Determinação da tensão crítica do isolamento

A tensão mínima de descarga é dada pela soma da tensão de início de líder contínuo com a queda de tensão ao longo do líder (ΔU), que por sua vez é calculada por:

$$\Delta U = \ell_{lc} E_{\infty} + x_0 E_{\infty} \cdot \ln \left[\frac{E_i}{E_{\infty}} - \frac{E_i - E_{\infty}}{E_{\infty}} \cdot e^{-\frac{\ell_{lc}}{x_0}} \right] \quad (2.38)$$

onde x_0 é o comprimento de propagação do líder, igual a 75 cm, e ℓ_{lc} é o comprimento do líder contínuo, que é dado pela diferença entre o comprimento do *gap* e a comprimento do salto final (h_s), ou seja:

$$\ell_{lc} = d - h_s = d - \frac{U_{lc}}{E_s} \quad (2.39)$$

Finalmente, para determinar a tensão com 50 % de probabilidade de descarga (U_{50}), três desvios-padrão (σ) são adicionados à tensão mínima, de acordo com a expressão:

$$U_{50} = \frac{U_{lc} + \Delta U}{1 - 3\sigma} \quad (2.40)$$

2.2.3 Método da Carga Crítica

O Método da Carga Crítica foi proposto por Alexandrov e Podporkin [13, 50]. Esse método é baseado no princípio da determinação das condições críticas que levam à ocorrência da disrupção da isolação. Em outras palavras, é feita uma análise da distribuição do campo elétrico na vizinhança do condutor, considerando a presença de cargas espaciais. As cargas espaciais são representadas por prismas triangulares infinitamente longos e paralelos aos subcondutores, na direção de máximo campo elétrico, como ilustrado na Figura 2.12. Esses prismas são então divididos em paralelepípedos (representado somente para um condutor da figura), onde as cargas são assumidas com uma distribuição uniforme.

A representação da configuração aqui analisada, ou seja, um conjunto de linhas infinitas sobre um plano, permite a simplificação do estudo para a análise da distribuição de campo em duas dimensões. Esse método foi baseado em ensaios que abrangeram sobretensões com tempos de frente de 1000 a 4000 μ s e distâncias fase-terra e fase-fase maiores que 4 m.

Com o intuito de se determinar alguns dos parâmetros das zonas de carga espacial, os pesquisadores russos realizaram um grande número de ensaios, nos quais foram utilizados feixes de condutores com diversas geometrias, variando-se ainda o número de subcondutores e os espaçamentos fase-terra e fase-fase.

A medição de cargas e tensões permitiu que se chegasse à determinação da distribuição do campo elétrico nas regiões de carga espacial, nas condições referentes

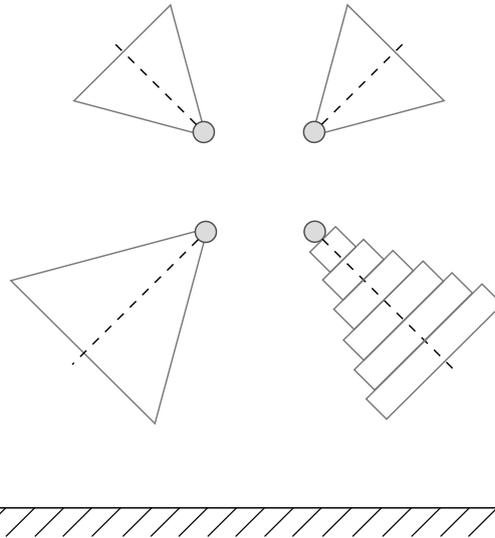


Figura 2.12: Representação das zonas espaciais de carga.

às tensões com 50 % de probabilidade de provocar a descarga. Essas condições estão representadas graficamente na Figura 2.13 e listadas abaixo.

- O campo elétrico na superfície dos condutores (E_0) se iguala ao campo de início de corona:
 - $E_0 =$ Campo elétrico de início de Corona;
- Ao longo das zonas de carga espacial, de comprimento l_z , o campo elétrico apresenta um valor constante, que depende da polaridade da carga (E_{q+} e E_{q-}):
 - $E_{q+} = +450$ kV/m (polaridade positiva) e
 - $E_{q-} = -800$ kV/m (polaridade negativa);
- Além disso, verificou-se que, independentemente da geometria do feixe e do comprimento do *gap*, o campo elétrico médio (E_m) ao longo de uma distância de 3,0 m de um subcondutor com condições críticas, na direção onde o campo é mais intenso:
 - $E_m = 400$ kV/m.

O conhecimento dos três valores de campo elétrico acima mencionados (campo na superfície dos condutores, campo nas zonas de carga espacial e campo ao longo de uma distância de 3 m do subcondutor) permite o desenvolvimento do método de cálculo da tensão crítica. Esse resume-se a encontrar os comprimentos das zonas de carga espacial para os quais a condição referente ao campo médio é satisfeita, devendo-se checar ainda se os subcondutores do feixe apresentam um mesmo potencial. Caso isso ocorra, esse potencial será igual à tensão crítica de descarga. O Apêndice A traz uma descrição mais detalhada da implementação do método.

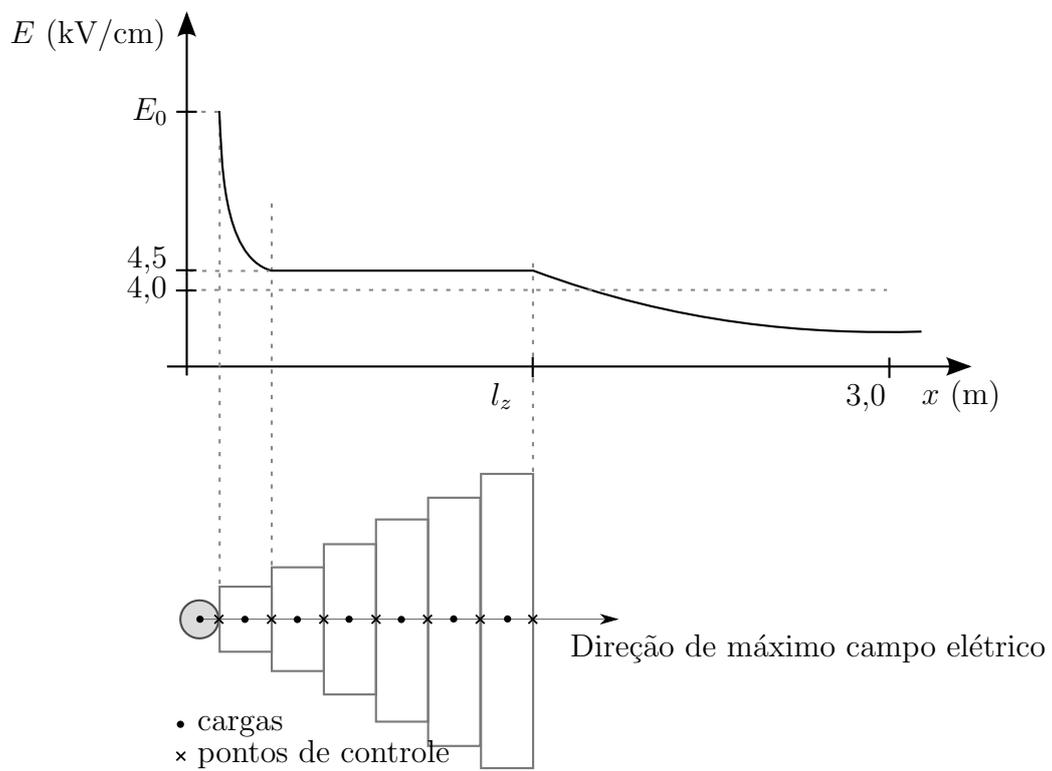


Figura 2.13: Representação gráfica da distribuição de campo elétrico ao longo das zonas espaciais de carga.

Capítulo 3

Análise e comparação dos Métodos

Os três modelos de cálculo da tensão crítica do isolamento (respectivamente o Método do Fator de *Gap*, o Método do Início de Líder e o Método da Carga Crítica, descritos na Seção 2.2) foram programados em Matlab¹ e algumas simulações foram realizadas. Essas simulações tiveram o objetivo de fazer a validação dos métodos, realizando uma comparação entre os resultados derivados dos métodos com resultados de ensaios obtidos na literatura, bem como as equações tipicamente utilizadas para feixes convencionais.

Além disso, foi realizada uma análise de sensibilidade da variação da tensão crítica de descarga (U_{50}), tanto na configuração fase-terra e como na fase-fase, com o tipo de eletrodo energizado, ou seja, condutores simples ou formados por feixes. No caso de feixe de condutores, alguns parâmetros relacionados à geometria do feixe são analisados, visando fornecer algumas conclusões preliminares com relação às distâncias de isolamento mínimas necessárias para linhas de transmissão aéreas com configurações de feixes não-convencionais.

Quando possível, a análise foi feita através de uma avaliação dos erros entre os valores encontrados em comparação com resultados experimentais. Foi calculado também o fator de gap (k) para cada configuração analisada, dividindo a tensão suportável encontrada por uma equação de suportabilidade fase-terra na configuração haste-plano ($U_{50(h-p)}$, vide Tabela 2.2). Esse valor pode servir como uma referência para cada tipo de configuração e é utilizado no projeto de novas linhas de transmissão. Portanto, aqui será calculado o valor de k segundo a Equação (3.1) e comparado com os valores praticados [25].

$$k = \frac{U_{50(\text{config.})}}{U_{50(h-p)}} = \frac{U_{50(\text{config.})}}{1080 \cdot \ln(0,46 \cdot d + 1)} \quad (3.1)$$

O tempo de processamento médio gasto foi, em todos os casos, consideravelmente curto. O Método da Carga Crítica, por apresentar uma característica iterativa, pro-

¹ MATLAB R2016b, desenvolvido MathWorks®: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>

cessa em aproximadamente 0,06 s um caso com 3 fases de 6 subcondutores. Já o Início de Líder, por se tratar de fórmulas expressas, ocorre na ordem de microssegundos. Portanto, as análises de sensibilidade feitas a seguir, variando alguns parâmetros como comprimento do *gap*, número de condutores, e comparando entre métodos e plotando gráficos demoram no máximo cerca de 5 segundos.

3.1 Condutores simples e feixes convencionais

3.1.1 Validação dos métodos

Os gráficos apresentados nas Figuras 3.1 e 3.2 mostram os resultados do cálculo da tensão crítica de isolamento fase-terra para impulsos de manobra, com comprimentos de *gap* variando entre 3 e 15 metros. Na simulação, foram utilizados condutores com 2 cm de raio, fator de irregularidade da superfície do condutor igual a 0,82 e densidade relativa do ar igual a 1,0. Os resultados medidos nos experimentos em [51] também estão representados no gráfico, e apontaram um valor de 2,5 % para o desvio padrão σ .

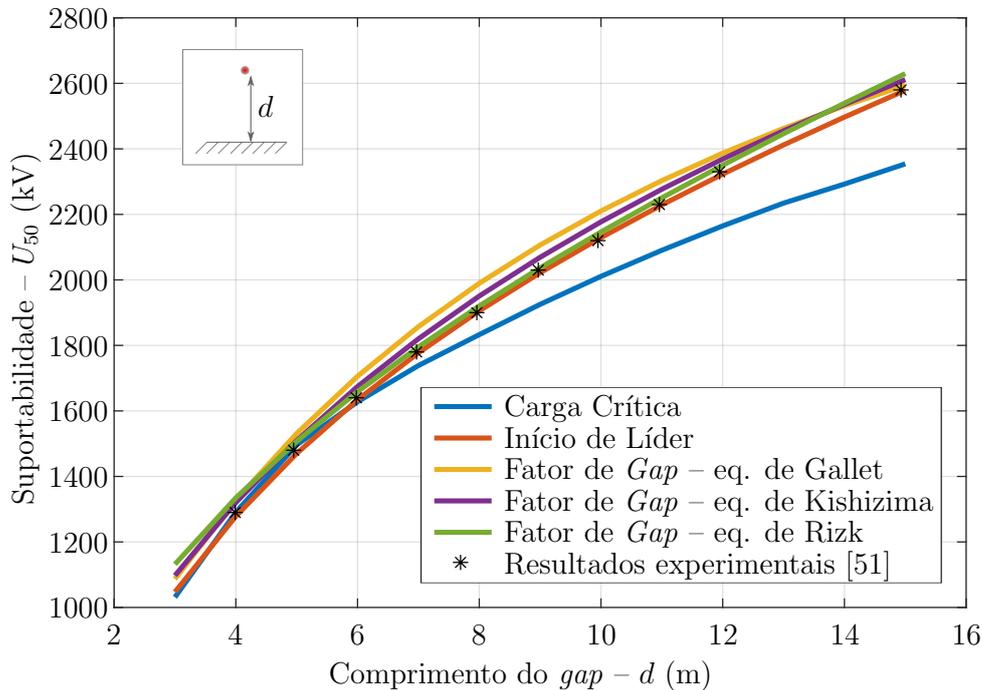


Figura 3.1: Variação da tensão crítica de descarga fase-terra com o comprimento do *gap* – comparação entre os métodos, para condutores simples, com raio de 2 cm.

A primeira simulação foi realizada para um condutor simples e a segunda para um feixe circular com 6 subcondutores, regularmente espaçados em 60 cm. Para o Método do Fator de *Gap*, as tensões críticas de descarga foram calculadas através

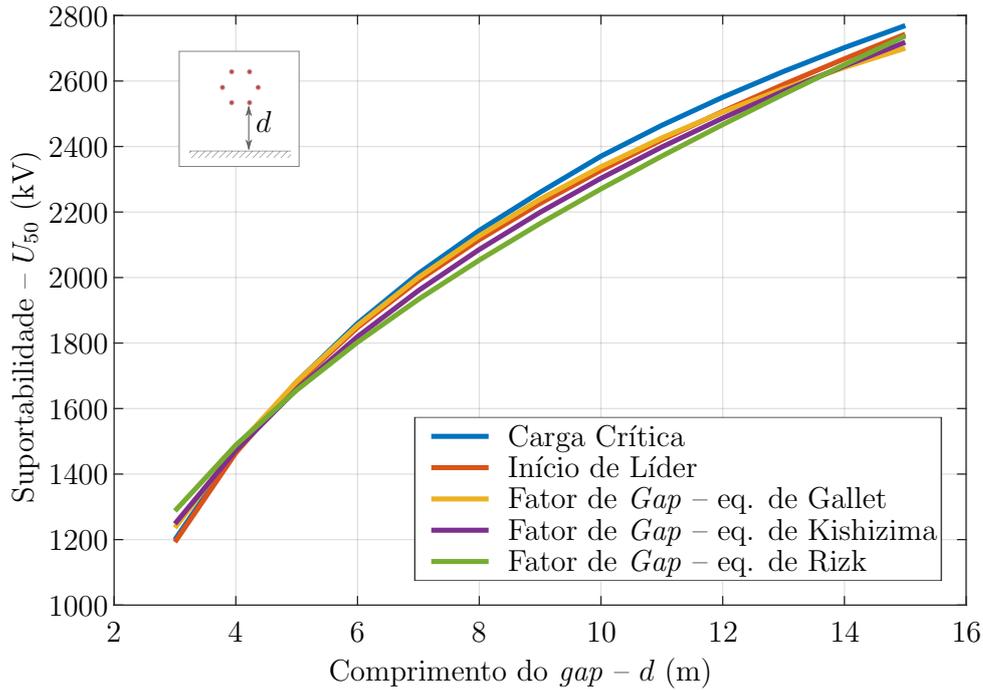


Figura 3.2: Variação da tensão crítica de descarga fase-terra com o comprimento do *gap* – comparação entre os métodos, para feixe de 6 subcondutores, com 60 cm de espaçamento.

das equações de suportabilidade haste-plano com tempo de frente crítico, ou seja, as equações de Gallet, Kishizima e Rizk (vide Tabela 2.2).

Essas simulações foram realizadas como uma forma de validação dos métodos utilizados. Nota-se pelas figuras que os métodos apresentaram resultados semelhantes. No caso de condutores simples, o Método da Carga Crítica foi o único a apresentar valores divergentes com os resultados experimentais, para *gaps* acima de 6 m. Portanto, esse método apresenta-se ser melhor aplicado no caso da representação de feixes de condutores, pois os resultados assemelham-se mais aos demais métodos. Para os demais métodos, o maior erro percentual encontrado na faixa considerada entre os resultados simulados e os resultados experimentais foi de 5 %.

Para a configuração condutor-plano, o valor de k segundo Paris [23] é igual a 1,15. Para a configuração feixe-plano, a variação no valor de k , como mostrado na Subseção 2.1.4 um centésimo para cada condutor além do segundo. Dessa forma, um feixe de 6 condutores aumenta o valor de k em 0,04, ou seja de 1,15 para 1,19. Vale ressaltar que o valor de k é, de forma geral, reduzido com o comprimento do *gap*. Isto ocorre pois o efeito da formato dos eletrodos passa a ser menos influente na distribuição de campo elétrico ao longo do *gap*. Os valores encontrados para o fator de *gap* estão resumidos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Variação no fator de *gap* nos diferentes métodos simulados, para as configurações condutor-plano e feixe-plano.

Configuração do <i>gap</i>	Carga Crítica		Início de Líder		Fator de <i>Gap</i>	
	4 m	10 m	4 m	10 m	4 m	10 m
Condutor-plano (1,15)	1,15	1,05	1,13	1,15	1,17	1,17
Feixe-plano (1,19)	1,28	1,24	1,27	1,23	1,32	1,22

3.1.2 Variação no número de condutores

Nesta seção foi verificada a influência do aumento do número de subcondutores presentes no feixe (n_s). A tensão crítica de isolamento foi plotada em função do comprimento do *gap* para uma variação de valores de n_s (de 1 a 8) e para os três métodos, como pode ser visto na Figura 3.3. Os feixes foram considerados circulares convencionais, ou seja, com um espaçamento constante entre condutores de 45,7 cm (equivalente a 18 polegadas).

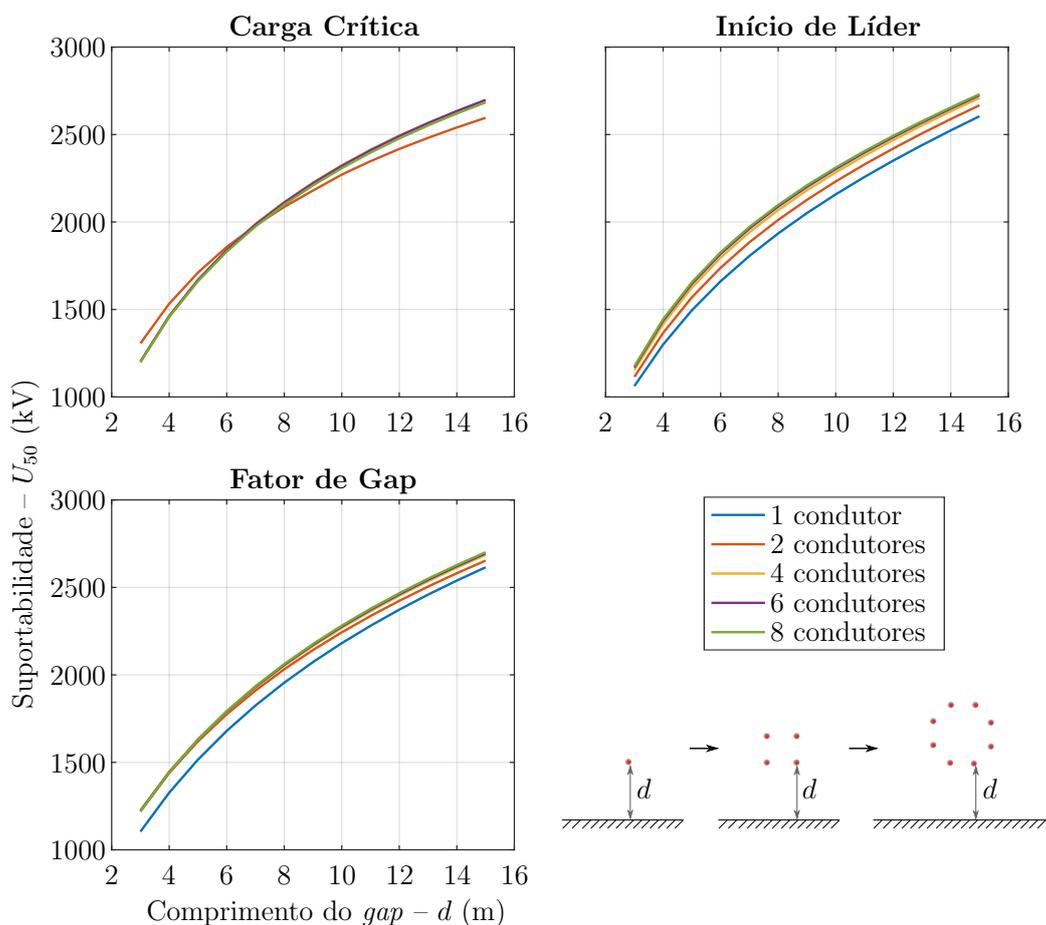


Figura 3.3: Variação da tensão crítica de descarga com o aumento do número de subcondutores de um feixe convencional circular, com espaçamento de 45,7 cm.

Pôde-se observar que, independente do método considerado, existe um aumento no nível de suportabilidade com o incremento no número de condutores, como foi

visto na Subseção 2.1.4. A Equação (2.6) indicava um aumento da ordem de um centésimo no valor do fator de *gap* para cada subcondutor adicionado, além do segundo. Ou seja, o valor de k para 2, 4, 6 e 8 condutores é, respectivamente, 1,15, 1,17, 1,19 e 1,21. A Tabela 3.1 apresenta a variação do fator de *gap* calculado para cada um dos três métodos analisados, para comprimentos de *gap* de 3 e 10 metros.

Tabela 3.2: Variação no fator de *gap* nos três métodos simulados, para diferentes números de subcondutores.

Quantidade de subcondutores	Carga Crítica		Início de Líder		Fator de <i>Gap</i>	
	3 m	10 m	3 m	10 m	3 m	10 m
2 condutores (1,15)	1,39	1,16	1,19	1,20	1,28	1,21
4 condutores (1,17)	1,28	1,21	1,23	1,23	1,28	1,22
6 condutores (1,19)	1,28	1,21	1,25	1,24	1,28	1,23
8 condutores (1,21)	1,28	1,21	1,26	1,25	1,28	1,23

Porém, os métodos apresentaram um aumento mais substancial na suportabilidade de 1 para 2 até 4 subcondutores, do que nos adicionais (apresentando uma característica de saturação nesse efeito, para um elevado número de subcondutores). Por exemplo, o método do Início de Líder apresentou aumentos na suportabilidade devido a consideração de feixes na ordem de 3,4 a 10,7 %, para feixes respectivamente de 2 a 8 subcondutores e *gaps* de comprimento 3 a 10 m. Essas variações estão detalhadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Variação na suportabilidade devido ao aumento no número de subcondutores, para *gaps* de 3 e 10 metros.

Comprimento do <i>gap</i>	$n_s = 2$	$n_s = 4$	$n_s = 6$	$n_s = 8$
$d = 3$ m	4,9 %	8,6 %	10,0 %	10,7 %
$d = 10$ m	3,4 %	5,8 %	6,7 %	7,1 %

Uma observação quanto ao Método da Carga Crítica, é que não apresentou resultados convergentes com os demais para o caso de condutores singelos (ocultado nessa análise); e, para o caso de um feixe constituído de 2 subcondutores, esse método apresentou uma suportabilidade superior do que feixes mais numerosos, para *gaps* inferiores a 6 m. Porém, para feixes acima de 2 subcondutores, apresentou-se com resultados mais próximos aos demais métodos.

Conclui-se que esta análise comparativa reforça que um projeto de linha deve levar em consideração a utilização de feixes ao invés de condutores simples, na questão do dimensionamento das distâncias de isolamento mínimas necessárias.

3.2 Feixes não convencionais

Como dito anteriormente, os métodos empíricos amplamente utilizados para a determinação da tensão crítica de descarga a surtos de manobra para linhas de transmissão aéreas não distinguem o formato do eletrodo energizado, i.e., o número de subcondutores e a configuração do feixe. Essa não distinção pode influenciar no projeto da linha, visto que uma otimização da geometria do feixe pode acarretar menores distâncias entre fases, e portanto, uma possível melhoria no desempenho da linha.

Para investigar esse efeito, foi realizada uma análise da variação da tensão crítica U_{50} relacionada com a mudança de alguns parâmetros do feixe, usando os métodos supracitados.

3.2.1 Feixe circular expandido

A utilização de feixes de condutores possibilita uma maior capacidade de transmissão de potência para a linha, sem que haja a necessidade de aumentar excessivamente a bitola dos condutores em si. Portanto, é comum a utilização de mais de um condutor por fase, convencionalmente com um espaçamento de 40 a 50 centímetros entre eles. Porém, atualmente existe uma tendência de aumento desses espaçamentos com as linhas de transmissão com potência natural elevada, pois a redução das distância de isolamento entre fases e o aumento do raio equivalente do feixe, de maneira geral, diminuem a impedância característica da LT. Uma avaliação da variação da tensão de isolamento com o tamanho do feixe é importante para a determinação das distâncias mínimas de isolamento entre os condutores e a estrutura da torre.

Dessa forma, para análise do efeito da expansão do feixe na suportabilidade, foi considerado nos cálculos um feixe de 6 condutores, como o ilustrado na Figura 3.4. O raio do feixe circular (r_f), que pelas características de um hexágono regular tem a mesma dimensão do espaçamento entre os subcondutores, foi variado de 40 cm a 1,00 m. A tensão crítica U_{50} foi plotada na Figura 3.5 com relação ao comprimento do *gap* (d), de 3 a 10 m, de acordo com os três métodos analisados.

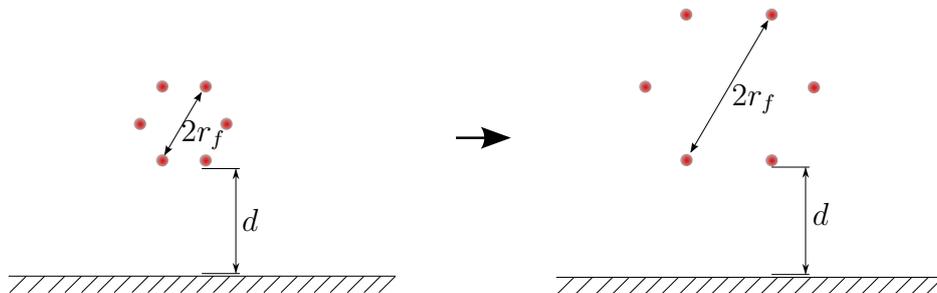


Figura 3.4: Dimensões do feixe circular expandido, com 6 subcondutores regularmente espaçados.

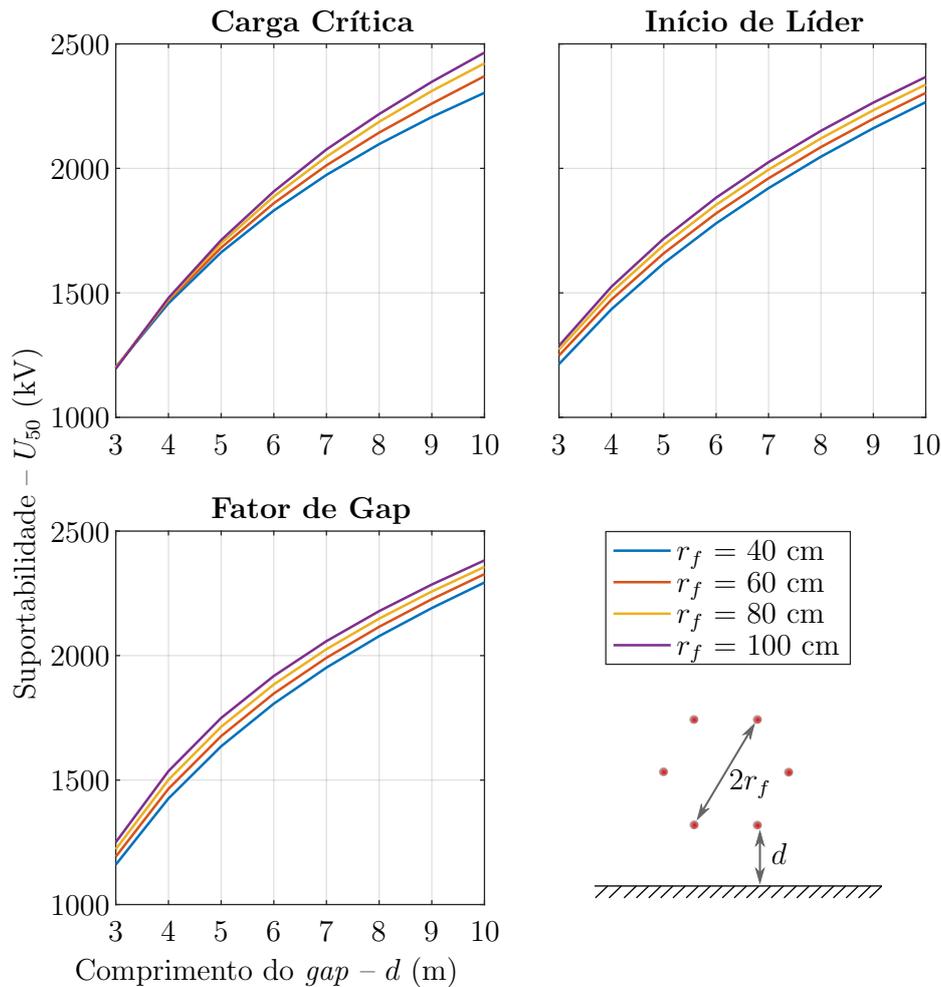


Figura 3.5: Análise de sensibilidade da variação da tensão crítica de isolamento com o raio do feixe circular de 6 condutores.

Os três métodos indicaram um aumento na suportabilidade U_{50} com feixes mais expandidos. Lembrando que essa característica não é contemplada pelas fórmulas tradicionais de cálculo das distâncias mínimas das torres. Ou seja, o valor utilizado para k em configurações condutor-plano é de 1,15, e considerando os 6 condutores do feixe, esse valor sobe para 1,19. A Tabela 3.4 apresenta os valores de k encontrados de acordo com os métodos analisados. Observa-se em todos os casos um aumento no valor de k , indicando uma possível redução nos riscos de descarga, mantendo-se a mesma distância. Outra observação é que para comprimentos de *gap* maiores (no caso 10 m), o efeito da expansão do feixe passa a ser menos considerável, pois a influência do feixe na distribuição do campo elétrico diminui com a distância para a terra.

Complementando a análise, na Tabela 3.5 é apresentado ganho percentual na suportabilidade dos feixes expandidos com relação ao feixe de 40 cm. Pôde-se notar uma variação na faixa de -0,5 a 7,8 % nas tensões críticas de descarga, dependendo do método analisado, para feixes com diâmetros superiores a 1 m.

Tabela 3.4: Variação no fator de *gap* nos três métodos simulados, para diferentes tamanhos de feixe.

Raio do feixe	Carga Crítica		Início de Líder		Fator de <i>Gap</i>	
	4 m	10 m	4 m	10 m	4 m	10 m
40 cm	1,29	1,24	1,27	1,22	1,26	1,23
60 cm	1,30	1,27	1,30	1,24	1,30	1,25
80 cm	1,31	1,30	1,33	1,26	1,33	1,27
100 cm	1,31	1,32	1,35	1,27	1,36	1,28

Tabela 3.5: Variação na suportabilidade devido à expansão do feixe, com relação ao feixe de 40 cm de raio, para *gaps* de 3 e 10 metros.

Raio do Feixe	Carga Crítica		Início de Líder		Fator de <i>Gap</i>	
	3 m	10 m	3 m	10 m	3 m	10 m
60 cm	-0,2 %	2,9 %	2,8 %	1,6 %	2,8 %	1,5 %
80 cm	-0,3 %	5,1 %	4,8 %	3,1 %	5,3 %	2,7 %
100 cm	-0,5 %	7,0 %	6,0 %	4,5 %	7,8 %	3,9 %

3.2.2 Feixe elíptico

A seguir, foi investigado o comportamento da tensão crítica U_{50} para feixes elípticos. Uma elipse pode ser expressada por dois parâmetros: a , o comprimento do eixo horizontal; e b , o comprimento do eixo vertical. Define-se então a “razão entre os eixos da elipse” a/b , e aumentando essa relação resulta em um maior esticamento da elipse, paralelamente ao plano terra, como pode ser visto na Figura 3.6.

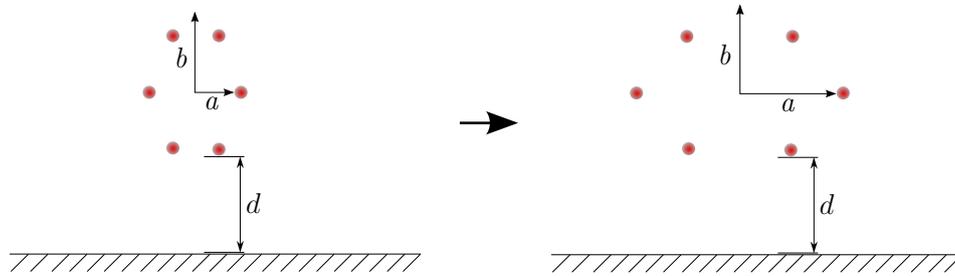


Figura 3.6: Dimensões do feixe elíptico, com 6 subcondutores regularmente espaçados.

O gráfico da Figura 3.7 mostra uma análise de sensibilidade da tensão crítica em relação a variação da razão a/b . A distância entre o condutor inferior e o plano terra foi mantido constante em 4 m. Da mesma forma, da análise anterior, as linhas contínuas representam o Método da Carga Crítica e as linhas tracejadas o Método do Fator de *Gap*. O Método do Início de Líder foi elaborado inicialmente apenas para feixes circulares, portanto esse não foi simulado para esta análise.

É possível perceber que há um ligeiro aumento da tensão crítica de descarga com o aumento da razão a/b para os dois métodos analisados. A suportabilidade pelo

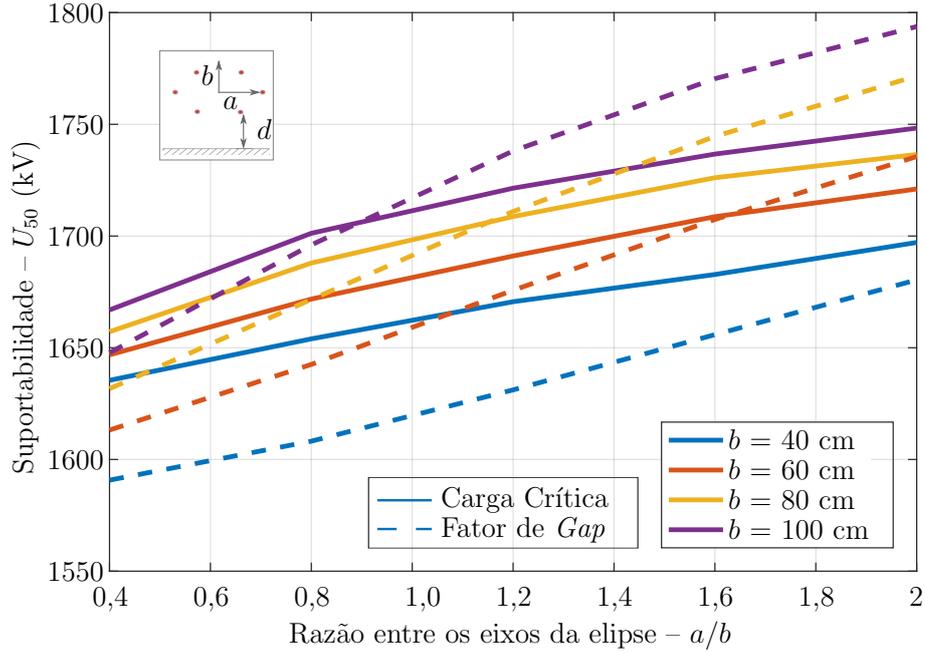


Figura 3.7: Análise de sensibilidade da variação da tensão crítica de isolamento com a razão entre os eixos da elipse.

Método do Fator de *Gap* apresentou um aumento mais acentuado que pelo Método da Carga Crítica. Porém, ainda assim não são valores muito expressivos, porém consideráveis. Por exemplo, para um valor de $b = 1,00$ m e $a = 1,60$ m, tem-se um aumento de 3,0 % e 1,5 % com relação a um feixe circular de raio $r_f = 1,00$ m, respectivamente nos dois métodos citados. Isto mostra que o alongamento da elipse tem o efeito de aumentar a tensão suportável, ou então apresentar um risco de falha mais baixo, caso a distância fase-terra até a torre tenha sido dimensionada através dos equacionamentos tradicionais.

3.2.3 Feixe otimizado

A configuração do feixe apresentado na Figura 3.8 foi determinado através de técnicas de otimização com relação a tensão de suportabilidade a surtos de manobra condutor-plano, proposto por Alexandrov [52]. À esquerda, é possível visualizar o feixe convencional com 8 subcondutores regularmente espaçados em uma circunferência de raio igual a 60 cm e à direita o feixe otimizado.

A Figura 3.9 apresenta os resultados da simulação através do Método da Carga Crítica, com *gaps* condutor-plano variando de 3 a 10 metros. Pôde-se realizar uma comparação entre os valores encontrados e os resultados experimentais [52]. A simulação apresentou para o feixe otimizado níveis de suportabilidade considerados conservativos, de 3 a 7 % abaixo dos resultados experimentais. Para o feixe conven-

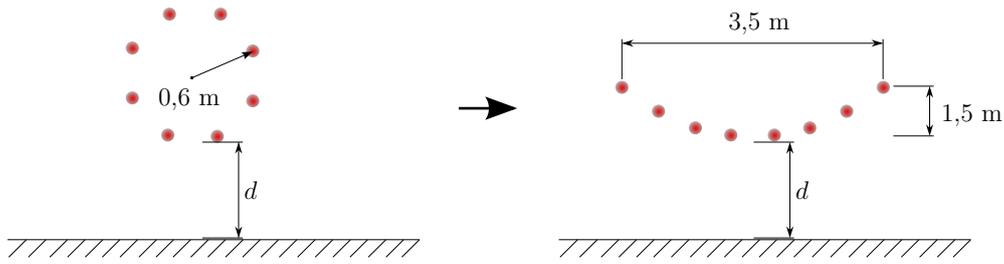


Figura 3.8: Configuração convencional e otimizada de feixe com 8 subcondutores.

cional, ocorreu uma maior “aproximação” entre as duas, com um erro máximo de 1,5 % até *gaps* de 8 metros.

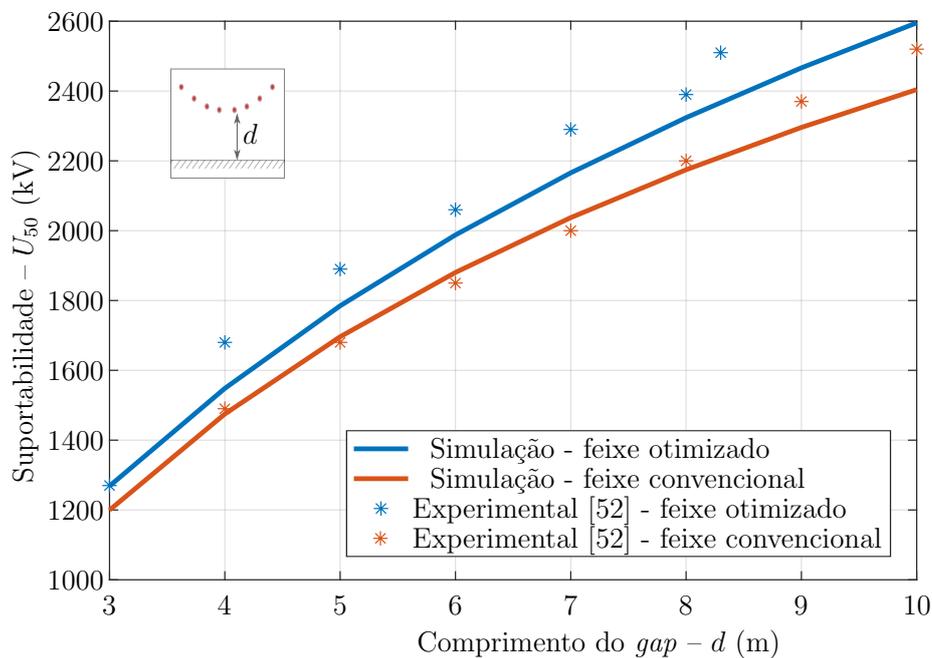


Figura 3.9: Variação da tensão crítica de isolamento com o comprimento do *gap*, para um feixe convencional e um feixe otimizado.

Nota-se que o feixe otimizado apresentou realmente uma melhoria na tensão crítica de isolamento com relação ao feixe convencional. Os resultados experimentais apresentaram uma melhoria em média de 12 % no nível de suportabilidade. Já a simulação do Método da Carga Crítica apresentou uma melhoria de 5 a 8 % (aumento progressivo com o comprimento do *gap*). Os valores respectivos calculado para o fator de *gap* estão apresentados na Tabela 3.6, comparando os feixes convencional e otimizado, para distâncias de isolamento de 3 e 10 m.

Tabela 3.6: Comparação do fator de *gap* para feixe convencional e otimizado.

Configuração do feixe	Carga Crítica	
	3 m	10 m
Feixe convencional	1,28	1,29
Feixe otimizado	1,35	1,39

3.3 Suportabilidade entre fases

Dando continuidade aos estudos comparativos entre os métodos e a avaliação do efeito na suportabilidade dos isolamentos a partir da variação de alguns parâmetros nos eletrodos, esta seção irá analisar as sobretensões fase-fase que podem afetar a linha de transmissão. Essas sobretensões são importantes no dimensionamento da linha à medida que as distâncias mínimas entre fases distintas da linha devem ser respeitadas. Isto se torna ainda mais evidente em casos que não há estruturas aterradas entre as fases, como por exemplo em LT compactas.

A Subseção 2.1.6 deste trabalho apresentou uma série de equações que correspondem a suportabilidade fase-fase, todas baseadas em resultados de ensaios realizados em diversos laboratórios. Será feita uma comparação dos resultados obtidos pelo Método da Carga Crítica¹ e esses resultados experimentais. E também uma avaliação da suportabilidade de feixes, convencionais ou genéricos, estudando-se a variação das distâncias entre fases, o efeito da altura dos condutores em relação a terra e o efeito do parâmetro α (que representa a razão entre a componente de polaridade negativa e a tensão fase-fase total, vide Equação (2.14)).

3.3.1 Variação com a distância entre fases

Para a determinação do valor médio da suportabilidade fase-fase em função da distância entre as fases compostas por feixes convencionais de condutores, foram examinadas as curvas das equações elaboradas pelo EPRI (2.13), CESI (2.15) e Cepel (2.17). Conjuntamente, foi simulado através do Método da Carga Crítica dois feixes (com raio de 42 cm) de 4 condutores e distância entre fases variando de 4 a 15 m. Como o comprimento da seção de condutores é relevante na suportabilidade encontrada, utilizou-se do fator de correção (K_1 , vide Equação (2.18)) para que os comprimentos dos condutores estivessem todos padronizados em 75 m.

Para efeito de comparação, os resultados encontrados foram plotados na Figura 3.10, para a mesma altura média e comprimento de vão, e para α igual a 0,50

¹ O método do Início de Líder não levou em consideração em seu estudo a variação do feixe de condutores, aplicando somente a suportabilidade entre condutor/condutor. Já o Método do Fator de *Gap* foi elaborado empiricamente apenas para configurações de estudo fase-terra. Portanto, nessa seção, apenas o Método da Carga Crítica será analisado.

e 0,33. Observa-se que houve uma característica uniforme entre as metodologias, porém em relação aos resultados do Cepel que foram intermediários, a suportabilidade dos ensaios realizados pelo EPRI foram maiores (entre 2 e 8 %); e os resultados do CESI foram menores para *gaps* de até 12 m (até -10 % para *gaps* de 5 m).

Essa diferença, no caso do EPRI, entre outros motivos, foi devido ao tempo de frente dos impulsos serem maiores (1000 μ s contra 250 μ s) e também os feixes serem expandidos (feixe de 1,22 m contra 0,42 m). Ambas as características tornam a suportabilidade do espaçamento maior, e, portanto, os resultados do Cepel apresentam-se mais conservativos. Outros fatores que geram algumas incerteza nas medidas, como o intervalo de tempo de aplicação entre as ondas de sobretensões positivas e negativas, e a influência de questões climáticas não foram levadas em consideração, sendo também responsáveis por essas diferenças.

Os resultados da simulação do Método da Carga Crítica também apresentaram valores próximos com os decorrentes dos ensaios realizados no Cepel [34], permanecendo sempre dentro de uma faixa de menos de 4 % de diferença. A Tabela 3.7 resume as diferenças percentuais entre o método simulado e as demais fórmulas, em relação aos valores do Cepel.

Tabela 3.7: Diferença percentual nos métodos para suportabilidade fase-fase, em relação aos resultados experimentais do Cepel [34].

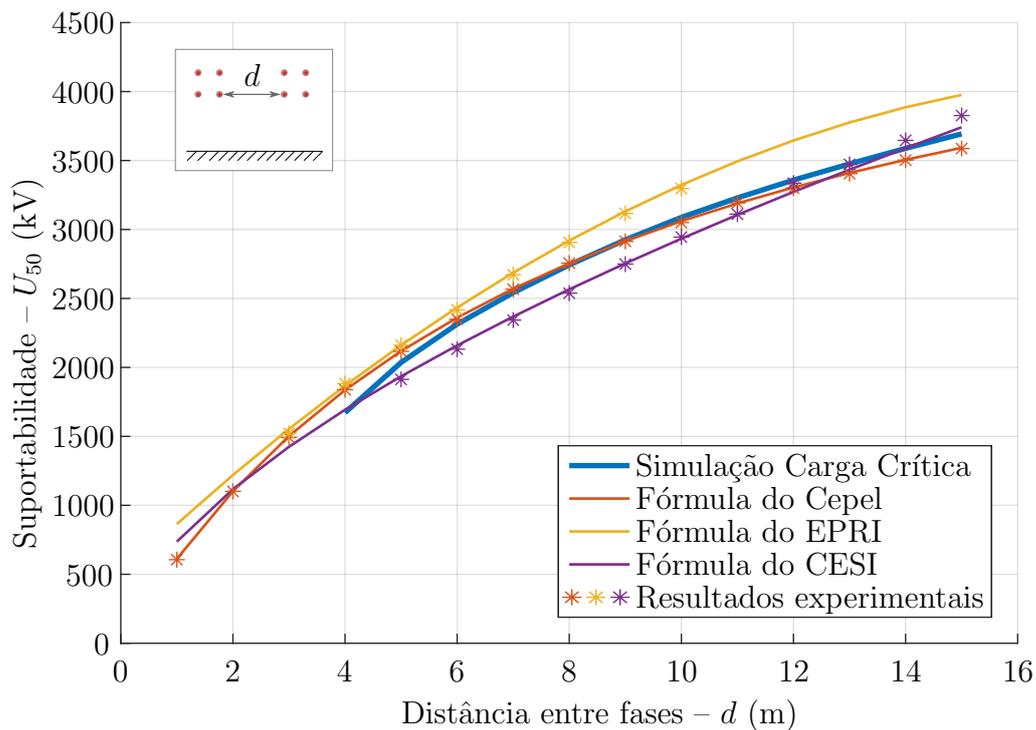
Parâmetro alfa	Carga Crítica		Fórmula EPRI		Fórmula CESI	
	5 m	10 m	5 m	10 m	5 m	10 m
$\alpha = 0,50$	-3,7 %	1,3 %	2,1 %	8,1 %	-8,6 %	-3,4 %
$\alpha = 0,33$	-1,3 %	0,3 %	4,6 %	11,4 %	-9,6 %	-4,1 %

A Tabela 3.8 resume os fatores de *gap*, calculados utilizando a Equação (3.1), correspondentes à suportabilidade fase-fase para feixes convencionais de acordo o Método da Carga Crítica. Como comparação, são mostrados também os valores recomendados por norma IEC [39], para a configuração condutor-condutor.

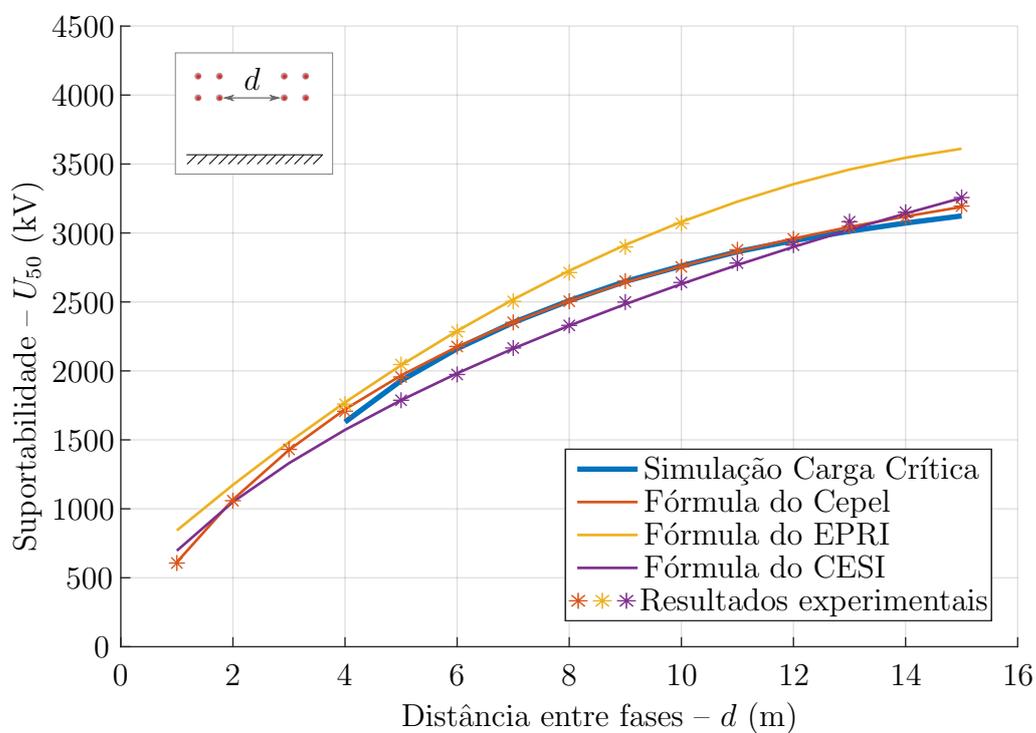
Tabela 3.8: Fator de *gap* fase-fase.

Parâmetro alfa	Carga Crítica		Norma IEC [39]
	5 m	10 m	
$\alpha = 0,50$	1,58	1,66	1,62
$\alpha = 0,33$	1,50	1,48	1,52

A diferença na suportabilidade entre *gaps* de condutores e feixes de condutores foi encontrada muito pequena pelos experimentos do Cepel [49], aproximadamente 1 %. A mesma conclusão foi encontrada nas considerações teóricas realizadas por Rizk [47], desde que o tamanho dos condutores não seja maior que o raio crítico, que é uma função do comprimento do *gap*.



(a) Para $\alpha = 0,50$.



(b) Para $\alpha = 0,33$.

Figura 3.10: Variação da tensão crítica de descarga fase-fase com o comprimento do *gap* – comparação entre os métodos.

3.3.2 Variação com a altura dos condutores

A Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, mais conhecida como Linhão de Tucuruí, é uma LT de 500 kV na Amazônia, apresentando circuito duplo e feixe convencional circular de 4 condutores (circunferência com 47,5 cm de raio). Cada circuito tem uma fase superior e duas inferiores, com uma distância entre fases de $d = 9$ m e uma altura mínima para o solo básica de $h = 23$ m, como pode ser visualizado na Figura 3.11. Porém, especialmente para o vão de travessia de mais de 2 km do Rio Amazonas, apresenta uma altura junto à torre de 313 m. Dessa forma, aqui é analisado o efeito dessa altura na suportabilidade fase-fase a surtos de manobra.

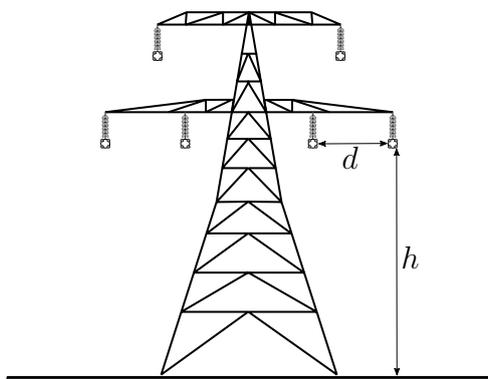


Figura 3.11: Silhueta da torre 500 kV de travessia do Rio Amazonas.

Foi realizada a simulação do método da Carga Crítica e uma comparação com as demais equações de determinação da suportabilidade fase-fase, em que os resultados estão apresentados na Tabela 3.9, para sobretensões de mesmo módulo nas fases positivas e negativas (ou seja, $\alpha = 0,50$).

Tabela 3.9: Suportabilidade fase-fase do “Linhão de Tucuruí”.

	Carga Crítica		Fórmula EPRI [33]	Fórmula EdF [36]	Fórmula Cepel [34]
	23 m	313 m			
U_{50}	3 142 kV	3 176 kV	3 018 kV	2 920 kV	2 916 kV

Foi observado um aumento de apenas 1 % na suportabilidade fase-fase devido a variação da altura na configuração simulada, enquanto que as demais equações não apresentaram alterações. Para um valor de α igual a 0,33, entretanto, observou-se um aumento de 4,4% segundo a equação do EdF e de 13% segundo a equação do Cepel. O experimento do EPRI não verificou nenhuma variação com relação a altura. Vale ressaltar também que nenhuma dessas equações foram validadas para alturas tão elevadas quanto a do Linhão. Apenas medições em situações semelhantes podem realmente indicar alguma afirmação mais concreta.

De qualquer forma, portanto, todas equações se encontraram conservativas, ou seja, apresentaram um nível de suportabilidade inferior ao do método simulado. O efeito da consideração das elevadas alturas torna o isolamento ainda mais conservativo, por um pequeno aumento observado no nível de suportabilidade. Isto indica que as distâncias determinadas para o isolamento junto à torre satisfazem os mínimos exigidos devido à elevação da altura da torre.

Um estudo mais elaborado de coordenação de isolamento deve ser realizado para o cálculo do efeito da variação da suportabilidade devido a uma aproximação entre as fases no meio do vão, causada por um balanço assíncrono dos condutores em consequência da incidência de ventos irregulares.

3.3.3 Linha compacta – arranjo otimizado

As linhas de transmissão com potência natural elevada (LPNE) apresentam configurações não convencionais de feixes e arranjos de fases compactas. Um arranjo proposto por [53] através da otimização do campo elétrico superficial, com o objetivo de maximizar a potência natural, levando em conta a exequibilidade de fabricação das ferragens, resultou em uma geometria com um feixe assimétrico de 6 subcondutores Rail por fase. A Figura 3.12 apresenta os melhores arranjos geométricos dos feixes, nas estruturas e no meio dos vãos. Observa-se que junto a torre o espaçamento entre condutores era reduzido, de forma a minimizar os custos estruturais.

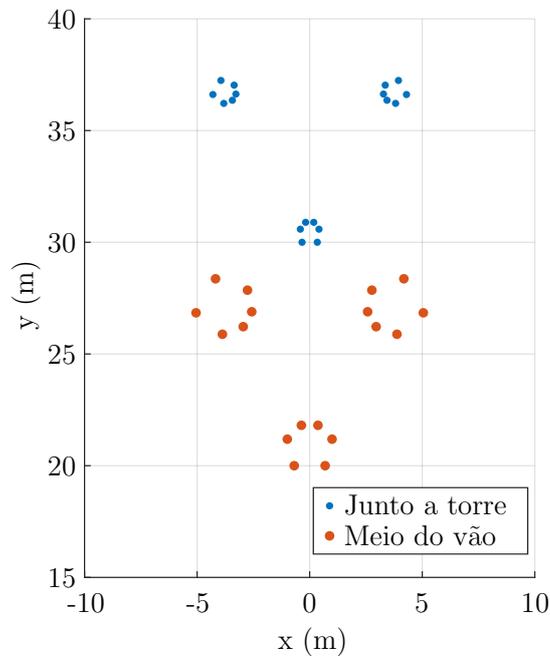


Figura 3.12: Arranjo da linha compacta otimizada [53].

Foi realizado mais uma vez a simulação da configuração proposta através do método da Carga Crítica. A configuração mais crítica é no meio do vão, para $\alpha = 0,50$, pois os condutores de fases distintas se tornam mais próximos. Os resultados da tensão de isolamento a impulsos de manobra são apresentados na Tabela 3.10.

Tabela 3.10: Variação da tensão de isolamento com a consideração da terceira fase.

Considerando	Suportabilidade U_{50}	Fator de <i>gap</i> k
2 fases	2 123 kV	1,625
3 fases	1 941 kV	1,485

Considerando apenas duas fases, teve-se como resultado um fator de *gap* igual a $k = 1,625$, muito próximo ao valor encontrado para feixes convencionais. Portanto, a forma não convencional do feixe e a disposição de fases em “delta invertido” não alteraram de forma considerável o nível de suportabilidade. Para aplicações práticas, a influência da terceira fase e da diferença entre as configurações entre fases horizontais e verticais podem ser desprezadas [34]. Porém, segundo o método simulado, ao se considerar a terceira fase, houve uma diminuição do fator de *gap* para $k = 1,485$, ou seja, redução de 8,6 % no nível de isolamento. A presença da terceira fase é uma característica que deve ser melhor explorada.

Capítulo 4

Desempenho da linha de transmissão frente a sobretensões

O estudo do desempenho de linhas de transmissão se dá basicamente através de um confronto entre as possíveis sobretensões a que o sistema está sujeito com as tensões que os isolamentos conseguem suportar, para as específicas condições ambientais que a LT está sujeita. No caso de LT aéreas, o isolamento elétrico é representado pelas cadeias de isoladores e pelos espaçamentos em ar entre os condutores e a estrutura da torre ou demais elementos aterrados.

A coordenação de isolamento deve levar em conta diversos aspectos específicos da LT a ser projetada, como questões ambientais e os níveis de sobretensões exigidos. Isso mostra-se necessário para manter um equilíbrio entre o aspecto econômico, um nível adequado de segurança e a confiabilidade da linha em questão [1].

Na realidade, todos os parâmetros envolvidos nessa questão apresentam um comportamento probabilístico. Ou seja, as solicitações podem ocorrer em diversos níveis de tensão diferentes, da mesma forma que a natureza do isolamento suportar ou não a descarga tem um caráter estatístico, como foi visto na Seção 2.1. E essas afirmações também valem para os parâmetros ambientais, tais como a velocidade do vento e as condições climáticas. Esta seção aborda os aspectos estatísticos das sobretensões e as principais etapas de cálculo da coordenação de isolamento.

4.1 Solicitações esperadas do sistema

Uma das fases do projeto de uma LT é o estudo das solicitações (em termos de sobretensões) às quais a linha estará submetida, incluindo as máximas tensões de operação, os surtos provenientes de operações de manobra e de descargas atmosféricas. No caso das sobretensões a frequência fundamental, são comparados os máximos valores operativos com as maiores velocidades do vento (o efeito do balanço

da cadeia de isoladores será discutido na Seção 4.3). Ou seja, as isolações devem suportar esse pior caso, pois está dentro dos limites de operação da linha.

Porém, no caso de sobretensões transitórias, pode ser realizado um estudo estatístico, de forma a evitar um dimensionamento da torre baseado no pior dos casos em todos os aspectos, ou seja, baseado somente no mais alto nível de sobretensão que o sistema está sujeito e na suportabilidade mínima dos isolamentos. A partir dessa análise surgiu o método de coordenação de isolamento estatístico, como será visto na Seção 4.2.

Dessa forma, durante os estudos de sobretensões de manobra, devem ser consideradas todas as características aleatórias envolvidas na operação, tais como a dispersão entre os fechamentos dos disjuntores, o instante de fechamento na onda senoidal e as cargas e campos residuais nas linhas e equipamentos.

Os resultados desses estudos geralmente são dispostos em histogramas, como ilustrado na Figura 4.1. Eles podem ser montados a partir de um elevado número de simulações realizados, e agrupados em intervalos de amplitude ΔV . Ao final, tem-se uma visualização das possibilidades de ocorrência de cada nível de sobretensão, classificadas por amplitude.

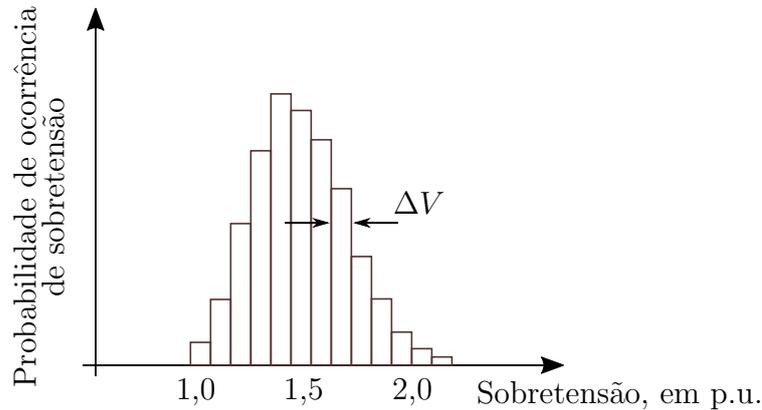


Figura 4.1: Histograma das sobretensões.

Aumentando-se o número de testes realizados, pode-se ter um intervalo de amplitudes cada vez menores, e enfim associar a uma curva contínua de densidade de probabilidade $p_s(V)$ de ocorrência de cada amplitude de sobretensão para esse sistema específico. Ocasionalmente, essa curva pode ser aproximada por uma distribuição de Gauss, como na Figura 4.2, com valor médio V_{med} e desvio-padrão σ_s . É considerada como a tensão de surto estatístico V_s , sobretensão cujo valor tem apenas 2 % da probabilidade de ser excedido. Já V_{max} é o maior valor esperado na gama de sobretensões.

No caso de isolamento fase-fase, além da amplitude da sobretensão entre fases $V = V^+ + V^-$, ainda deve-se levar em consideração a relação entre as componentes das duas fases (parâmetro α , descrito na Equação (2.14)) e a diferença de tempo

entre os instantes de aplicação das duas componentes (parâmetro Δt). Portanto, a densidade de probabilidade é uma função dos citados parâmetros: $p_s(V, \alpha, \Delta t)$.

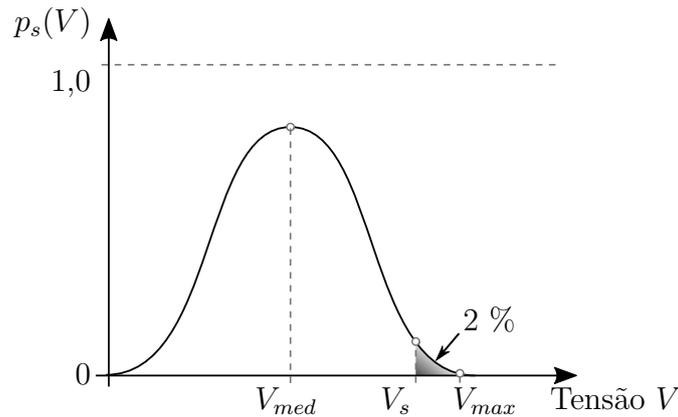


Figura 4.2: Curva de distribuição de probabilidade de ocorrência de sobretensões.

4.2 Coordenação de isolamento

A coordenação de isolamento envolve a determinação das sobretensões às quais as linhas de transmissão e os equipamentos estão submetidos, seguido da seleção das suportabilidades dielétricas e das distâncias de isolamento. Para isso, leva-se em consideração as características dos dispositivos de proteção disponíveis.

A principal tarefa da coordenação de isolamento de LT aéreas é a especificação de todas as dimensões e características da torre que afetam a confiabilidade da linha, tais como as distâncias entre os condutores de fase e as partes aterradas da torre, a definição da cadeia de isoladores, e espaçamento entre fases e fase-solo no meio do vão. Além disso, na coordenação de isolamento são especificadas quaisquer medidas mitigadoras de controle de sobretensões, como pára-raios e resistores de pré-inserção, se necessário.

Um projeto bem desenvolvido de coordenação de isolamento leva a um risco de falha da isolação abaixo dos limites previamente estipulados, otimizando-se os investimentos aplicados na construção da linha. Uma taxa de referência para o limite aceitável de risco amplamente utilizado nos leilões atuais de LT aéreas no Brasil pela ANEEL [10] é de que deve haver no máximo uma falha de isolamento por descargas atmosféricas a cada 100 km de linha por ano. Para desligamentos devido a realizações de manobras da linha, o risco de falha máximo de referência é na ordem de 10^{-3} ou 10^{-4} , ou seja, uma ocorrência de descarga a cada 1 000 ou 10 000 operações de manobra.

4.2.1 Métodos de coordenação de isolamento

Basicamente, existem dois métodos para se determinar a coordenação de isolamento em função das sobretensões: o determinístico e o estatístico. Ademais, na prática, é comum lançar mão de uma simplificação do método estatístico, obtendo resultados bons de forma mais ágil.

Um fator que deve ser considerado ainda, é que uma sobretensão tem a possibilidade de causar a descarga em diversos pontos diferentes, já que um condutor se aproxima de partes aterradas de várias estruturas em sequência. Nesta seção serão descritos os métodos de coordenação de isolamento, bem com a consideração da possibilidade de descarga em uma sequência de *gaps*.

Método determinístico

O método determinístico (ou convencional) de coordenação de isolamento consiste em selecionar o isolamento através do seu maior nível de suportabilidade, ou seja, a tensão suportável assumida convencional U_{100} (vide Equação (2.2)), com probabilidade desprezível de ocorrência de descarga. Portanto, a maior sobretensão representativa esperada (V_{max}) deve ser menor ou igual a menor suportabilidade do isolamento (U_{100}), como mostrado na Figura 4.3.

$$V_{max} \leq U_{100} \quad (4.1)$$

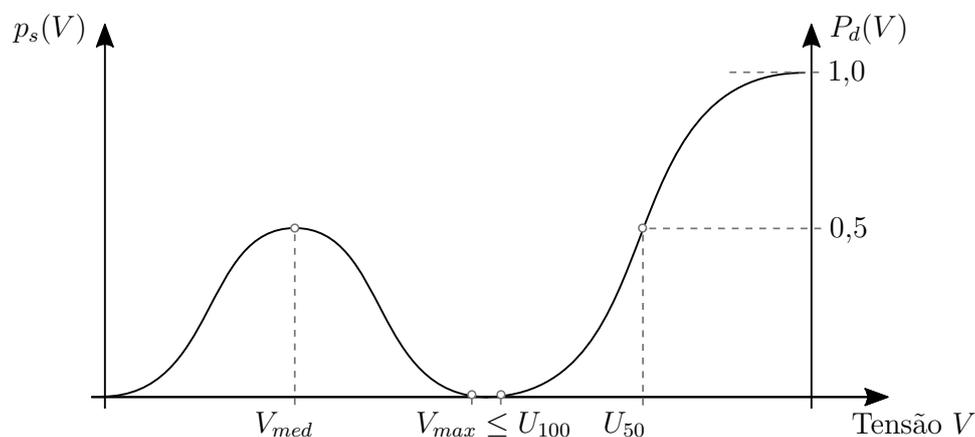


Figura 4.3: Método determinístico de seleção de uma isolação sujeita a sobretensões.

Dependendo do nível de confiabilidade esperado para o sistema, aliando-se o menor custo dentro dos padrões de segurança exigidos, é comum a utilização de um fator de segurança ($F_S \geq 1$) na determinação do nível de isolação exigido. Portanto, considerando um isolamento com distribuição normal truncada a 3 desvios-padrão, o valor médio da suportabilidade do isolamento é calculado em projetos de isolamento,

de acordo com o método determinístico, pela Equação (4.2).

$$U_{50} = \frac{F_S \cdot V_{max}}{1 - 3\sigma} \quad (4.2)$$

A experiência mostrou que linhas de transmissão projetadas de acordo com o método determinístico se apresentavam com distâncias de isolamento muito conservativas. Portanto, esses projetos costumam ser mais caros do que uma abordagem mais elaborada, através do método estatístico, como será visto a seguir. Atualmente, só são utilizados métodos determinísticos em fases iniciais de projeto, ou quando não há informação disponível das distribuições das sobretensões, especialmente em projeto de isolações não autorrecuperantes [18].

Método estatístico

Inicialmente, os isolamentos a sobretensões atmosféricas eram quem dimensionavam as dimensões básicas das torres. Porém, com o aumento do nível de tensão, os surtos de manobra passaram a exigir mais do isolamento e a coordenação convencional acabava por superdimensionar as distâncias de isolamento. Naturalmente, surgiu a necessidade da exploração da característica probabilística da ocorrência de determinados surtos de manobra. Esta abordagem quase sempre resulta em uma diminuição substancial na isolação da linha: levando a menores dimensões da torre, peso das estruturas e fundações, largura da faixa de passagem e custo.

O método estatístico (ou probabilístico) do cálculo do desempenho da linha se baseia na distribuição estatística real dos parâmetros envolvidos no cálculo. Dessa forma, a coordenação de isolamento é feita encontrando-se as menores dimensões possíveis para a torre, considerando-se os limites máximos exigidos para o risco de disrupção R (ou risco de falha) do isolamento da LT. Esse método é aplicado a isolamentos autorrecuperantes e determina as distâncias necessárias, sem que haja um superdimensionamento da isolação, já que, como citado, são exploradas as características probabilísticas dos fenômenos.

Supõe-se que V seja uma sobretensão aplicada ao isolamento, com densidade de probabilidade $p_s(V)$ de ocorrência, e que $P_d(V)$ seja a probabilidade de ocorrer disrupção do isolamento para valores inferiores a V . Então, a densidade de probabilidade de uma falha de isolação causada por sobretensões situadas em uma faixa entre V e $V + dV$ é dado pelo produto [54]:

$$dR = p_s(V) P_d(V) dV \quad (4.3)$$

Portanto, em termos de esperança matemática, o valor do risco de falha R para um evento do tipo considerado é dado pela Equação (4.4), considerando toda a gama

possível de sobretensões V . A Figura 4.4 ilustra um exemplo das curvas associadas, sendo o risco de falha a área hachurada sob a curva, ou seja, a integral de dR/dV .

$$R = \int_0^{\infty} p_s(V) P_d(V) dV \quad (4.4)$$

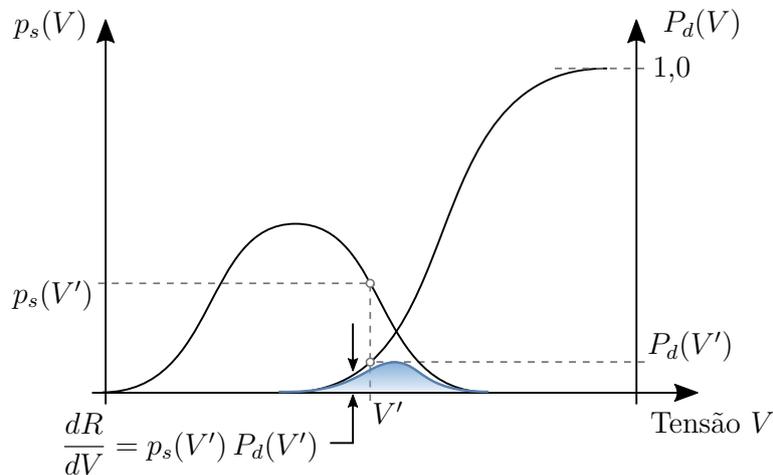


Figura 4.4: Determinação estatística do risco de falha de uma isolação sujeita a sobretensões.

Observa-se, por inspeção, que existem duas formas básicas de diminuir o risco de falha. A primeira seria deslocando a curva da probabilidade de descarga para a direita. Isso é o equivalente a aumentar o nível dos isolamentos (no caso de LT aéreas, equivalente a aumentar os espaçamentos em ar); ao mesmo tempo onerando o custo do projeto e deixando-o com maior confiabilidade.

Outra forma de diminuir o risco de falha é deslocando-se a curva de solicitações para a esquerda, ou seja, baixando-se o nível de sobretensões do sistema, por intermédio de medidas mitigadoras, como uso de disjuntores com resistores de pré-inserção em conjunto aos equipamentos de manobra ou técnicas de chaveamento controlado. Além disso, o uso de para-raios de linha leva ao truncamento das sobretensões no valor de tensão máxima de disparo do para-raios. Esse valor é representado como o limite superior da integral apresentada na Equação (4.4) [54].

Consideração de *gaps* em paralelo

O risco de falha descrito na seção anterior foi calculado para o caso de apenas um *gap* sofrer uma descarga disruptiva devido à sobretensão. Porém, o que ocorre é que, na realidade, vários *gaps* estão sujeitos aos efeitos da sobretensão simultaneamente, principalmente no caso de sobretensões de frente lenta. Isto ocorre porque o processo de propagação de sinais eletromagnéticos, de atenuação lenta e amplitudes razoáveis, atingem várias torres de transmissão a partir do ponto de manobra (naturalmente que há uma pequena variação do tempo de propagação entre as torres). Além

disso, na mesma torre existem caminhos diferentes para a descarga, representada por diferentes distâncias entre os condutores e a estrutura.

Associando-se a cada *gap* uma curva de distribuição, a probabilidade P_d de descarga considerando todos os *gaps* em paralelo, ou seja, supondo-se independência para todos os caminhos de descarga, é dada por:

$$P_d = 1 - \prod_{i=1}^{N_g} [1 - P_{di}(V_i)] \quad (4.5)$$

onde $P_{di}(V_i)$ é a probabilidade de descarga do “*i*-ésimo *gap*”, devido a sobretensão V_i e N_g é o total considerado de *gaps* em paralelo.

Se, para a análise em causa, a sobretensão em cada *gap* pode ser considerada aproximadamente com forma de onda e magnitude iguais para uma série de torres ao longo do trecho de uma linha, tem-se a nova equação para o risco de falha total:

$$R_t = \int_{-\infty}^{\infty} p_s(V) \left[1 - \left(1 - P_{dt}(V) \right)^{N_g} \right] dV \quad (4.6)$$

onde R_t é o risco total e $P_{dt}(V)$ é a probabilidade de descarga agregada em cada torre, obtido pela combinação da probabilidade de disrupção ao longo dos vários caminhos possíveis da descarga na mesma torre, como por exemplo, o *gap* do condutor para diferentes partes da estrutura, dos cabos para-raios e dos cabos estais.

Método estatístico simplificado

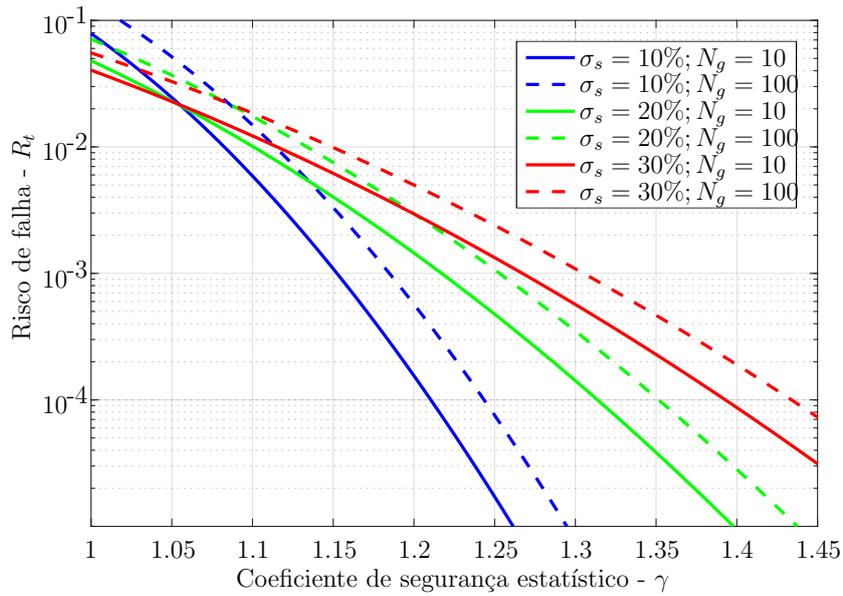
Devido à dificuldade de um cálculo preciso do risco de falha, podem ser feitas análises de sensibilidade e rápidas avaliações do desempenho do isolamento com base nos métodos estatísticos simplificados. Os cálculos são realizados considerando-se que as distribuições das sobretensões e da curva de suportabilidade são distribuições de Gauss com desvios-padrão conhecidos. Dessa forma, as curvas podem ser representadas por um único ponto cada e o risco de falha pode ser relacionado com a margem entre esses dois valores.

No método estatístico simplificado [54], os pontos considerados são denominados ‘surto estatístico’ e ‘tensão suportável estatística de impulso’, respectivamente a sobretensão com 2 % de probabilidade de ser excedida (V_s) e aquela a qual o isolamento possui uma probabilidade de 90 % de suportar a descarga (U_{90}). A relação entre elas é definida pelo coeficiente de segurança estatístico (γ), de acordo com a Equação (4.7).

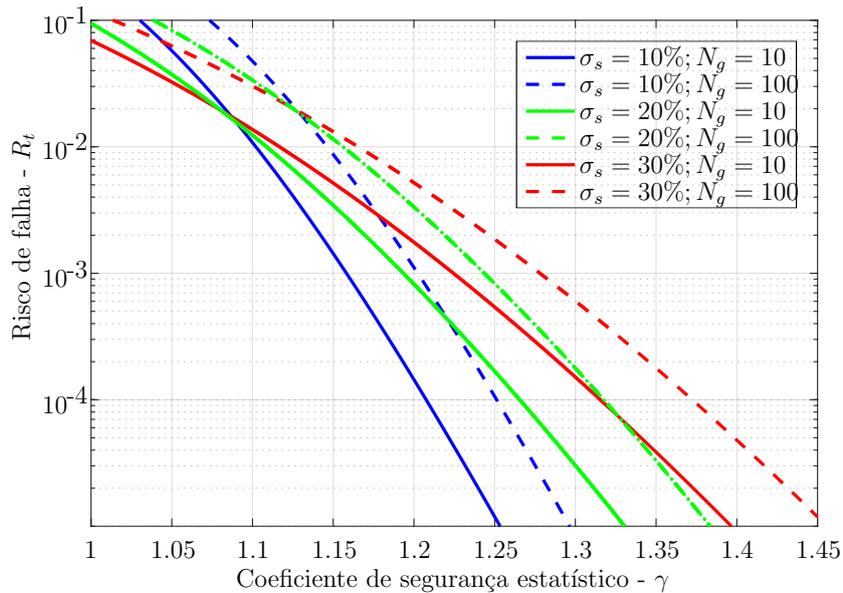
$$\gamma = \frac{U_{90}}{V_s} \quad (4.7)$$

Portanto, para cada par de desvios-padrão (σ_s para curva de solicitações e σ para curva de suportabilidade) e um número considerado de *gaps* em paralelo, pode-se

pré-calcular a interdependência entre o risco de falha e o coeficiente de segurança, através do método estatístico (vide Equação (4.6)). As figuras a seguir apresentam os resultados encontrados dessa relação entre o risco e o coeficiente para diferentes valores de desvio-padrão das solicitações e número de *gaps* considerados, para um desvio-padrão da suportabilidade do isolamento de 3 %, na Figura 4.5(a); e de 6 %, na Figura 4.5(b). Dessa forma, dado um risco de falha máximo aceitável para o projeto de um isolamento, é possível determinar-se rapidamente o nível de isolamento desejado, através de uma inspeção visual desses gráficos.



(a) Desvio-padrão da suportabilidade: $\sigma = 3\%$



(b) Desvio-padrão da suportabilidade: $\sigma = 6\%$

Figura 4.5: Relação entre o risco de falha e o coeficiente de segurança estatístico.

4.3 Cálculo do ângulo de balanço da cadeia de isoladores

Linhas de transmissão com cadeias de suspensão do tipo “T” estão sujeitas ao efeito da força do vento incidente sobre os condutores e sobre as cadeias de isoladores que fazem com que os condutores energizados se aproximem das partes aterradas da torre. Portanto, durante a determinação das distâncias de isolamento junto à estrutura, devem ser considerados os possíveis balanços das cadeias, que podem ocorrer simultaneamente às solicitações de sobretensão na linha.

Esta seção aborda as etapas de cálculo dos ângulos de balanço das cadeias. Primeiramente, devem ser realizados o tratamento estatístico dos dados e a determinação das velocidades do vento a serem consideradas no projeto. Então, realiza-se o cálculo do balanço da cadeia devido à ação do vento (que incide nos condutores a partir de um ângulo β) e também ao esforço nos condutores devido ao ângulo de deflexão da linha (θ). Esse ângulo representa a variação da direção da linha ao passar pela torre, como pode ser visualizado na Figura 4.6.

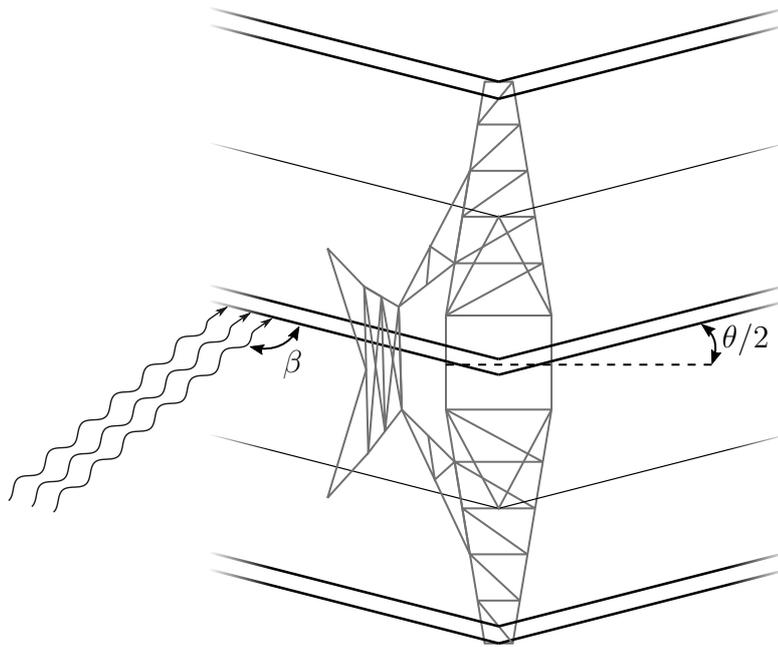


Figura 4.6: Visão superior da torre, para observação do ângulo de deflexão da linha e o ângulo de incidência do vento.

4.3.1 Tratamento estatístico dos dados do vento

Os dados de velocidade do vento, parametrizados em diferentes formas, são utilizados em várias análises do projeto básico, tais como [55]: na avaliação da capacidade de corrente em regime permanente do condutor; no estudo da coordenação

do isolamento das estruturas; na definição da largura da faixa de segurança; no cálculo mecânico dos cabos condutor e para-raios; e no dimensionamento mecânico das estruturas.

O primeiro passo para a utilização dos dados da velocidade do vento é tratar os valores adquiridos das estações meteorológicas de interesse do projeto. É adquirida, há pelo menos um número mínimo de anos de coleta de dados locais, a série das velocidades máximas anuais a partir dos registros contidos nos históricos de velocidade do vento, representadas pelo valor médio das velocidades máximas anuais e o respectivo coeficiente de variação de cada série.

A probabilidade de ocorrência das velocidades do vento utilizadas em projetos de linhas de transmissão podem então ser aproximadas por curvas de distribuição estatística de valores máximos de Gumbel [56]. Dessa forma, dado um valor médio \bar{v} e um desvio-padrão σ_v , pode-se obter o valor da velocidade dentro de um período de retorno T_{ret} através da Equação (4.8). A probabilidade de ocorrência de uma determinada velocidade máxima anual (v_{ret}) é expressa como o inverso do período de retorno T_{ret} , em anos.

$$v_{ret} = \bar{v} + \frac{\sigma_v}{C_1} \cdot \left[-\ln \left(-\ln \left(1 - \frac{1}{T_{ret}} \right) \right) - C_2 \right] \quad (4.8)$$

onde os coeficientes C_1 e C_2 são dados respectivamente pelo desvio-padrão e valor médio dos elementos z_i , de acordo com as equações (4.9) e (4.10), obtidos dependendo do número N de anos de coleta dos dados.

$$z_i = -\ln \left(-\ln \frac{i}{N+1} \right), \text{ para } 1 \leq i \leq N \quad (4.9)$$

$$\begin{cases} C_1 = \sigma_z = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (z_i - \bar{z})^2} \\ C_2 = \bar{z} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N z_i \end{cases} \quad (4.10)$$

Uma aproximação para um número infinito de anos observados ($N \rightarrow \infty$) é:

$$\begin{cases} C_1 = \pi/6 \approx 1,2855 \\ C_2 = \gamma_e \approx 0,577216 \end{cases} \quad (4.11)$$

4.3.2 Parâmetros da velocidade do vento

O valor da velocidade do vento dado é definido de acordo com alguns parâmetros, como, por exemplo, além do período de retorno, o tempo de integração e as características locais do terreno.

O tempo de integração corresponde ao intervalo da aquisição de dados para cálculo da média da velocidade do vento. Esse parâmetro é muito importante, pois indica se essa velocidade máxima ocorre durante um intervalo de tempo mínimo em que o efeito analisado seja relevante. Por exemplo, para efeito de cálculo estrutural das torres, leva-se em consideração os maiores ventos máximos, denominados tormentas elétricas. Esses ventos são caracterizados para um período de retorno altos, como 150 ou 250 anos (dependendo do nível de confiabilidade desejado), e são representados pelas médias rápidas, com tempo de integração de 3 segundos. Porém, para efeito de cálculo de ângulo de balanço, essas tormentas não são suficientes para o arrasto dos condutores e dos isoladores.

Portanto, os ventos com tempo de integração da média de 30 s são utilizados nos estudos de coordenação de isolamento [10]. Considerando que as sobretensões a frequência fundamental ocorrem com uma maior frequência, devido à própria característica de operação da LT, o período de retorno utilizado para a determinação da velocidade do vento para essas sobretensões é próximo ao período de duração do projeto da linha, ou no mínimo recomendado de 30 anos [55]. Para efeitos do ângulo de balanço para sobretensões de manobra, um vento mais frequente é utilizado, ou seja, com período de retorno menores, tais como 2 anos. Para sobretensões advindas de surtos atmosféricos, a prática é não considerar o vento, e o ângulo de balanço da cadeia é caracterizado apenas pelo esforço no cabo devido ao ângulo de deflexão da linha na torre em questão.

São definidas quatro diferentes categorias de terreno [9, 56], de acordo com as características presentes na Tabela 4.1. Essas categorias vão influenciar na correção dos valores do vento considerado no projeto da coordenação de isolamento, dado as características individuais da linha, como será visto a seguir.

Tabela 4.1: Categorias de terreno, de acordo com a classificação da NBR-5422 [9].

Categoria	Características do terreno
A	Vastas extensões de água; áreas planas costeiras; desertos planos
B	Terreno aberto com poucos obstáculos
C	Terreno com obstáculos numerosos e pequenos
D	Áreas urbanizadas; terrenos com muitas árvores altas

4.3.3 Cálculo da velocidade do vento de projeto

A estimativa das velocidades do vento para projeto (v_p) é obtida através da aplicação de uma sequência de fatores de correção ao vento para um período de

retorno a partir das séries de máximos anuais (v_{ret}), de acordo com a Equação (4.12).

$$v_p = v_{ret} \cdot (K_{rug} K_{alt} K_{int}) \quad (4.12)$$

onde os fatores de correção dependem das características do terreno e são explicitados a seguir:

- K_{rug} é o fator de correção de rugosidade (obtido na Tabela 4.2);
- K_{alt} é o fator de correção da altura, dado por:

$$K_{alt} = \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha \quad (4.13)$$

- h é a altura média do condutor, em metros;
 - α é o expoente do fator de correção da altura de acordo com a “lei da potência”, devido ao perfil exponencial da distribuição da velocidade do vento com a altura. Esse expoente é função de várias características climatológicas locais. Os valores recomendados pela norma brasileira NBR-5422 para cada categoria de terreno estão apresentados na Tabela 4.2.
- K_{int} é o fator de correção do tempo de integração da média, dado pela Figura 4.7, que pode ser aproximado por:

$$K_{int} = (1 + \lambda) \cdot \log_{10}(T_{int}) - \lambda \quad (4.14)$$

- T_{int} é o tempo de integração da média, em minutos;
- λ é uma constante que depende da característica do terreno (obtida na Tabela 4.2);

Tabela 4.2: Fatores influenciados pela característica do terreno [56].

Categoria do terreno	K_{rug}	α	λ
A	1,08	0,10 a 0,12	0,113
B	1,00	0,16	0,152
C	0,85	0,22	0,219
D	0,67	0,28	0,318

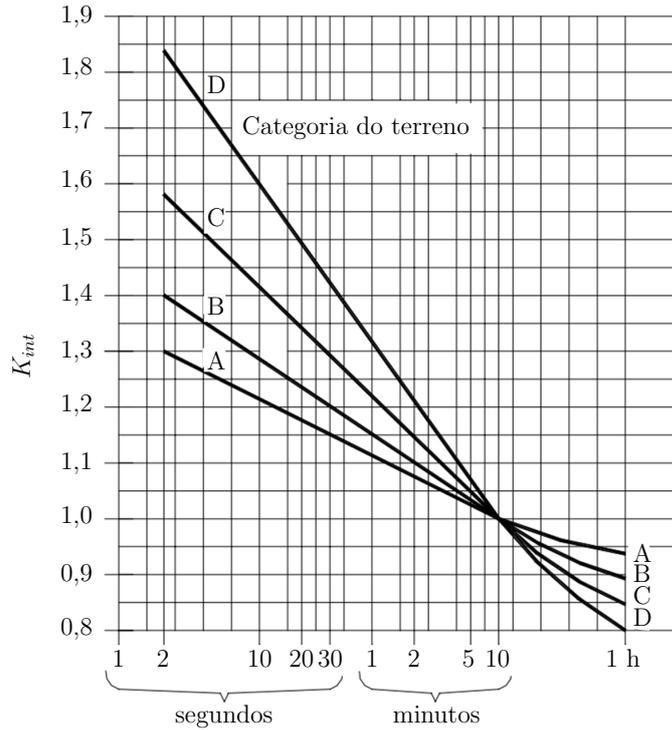


Figura 4.7: Fator de correção da velocidade do vento pelo tempo de integração média, para cada categoria de terreno [56].

Portanto, dada uma velocidade do vento de projeto, pela Equação (4.15), é possível calcular a pressão exercida pelo vento (q_0), em kgf/m^2 .

$$q_0 = \frac{\rho v_p^2}{2} \quad (4.15)$$

onde ρ é a massa específica do ar, em kg/m^3 , dada pela Equação (4.16) em função da temperatura ambiente (t , em $^\circ\text{C}$) e da altitude (alt , em m).

$$\rho = 1,225 \cdot \frac{288,15}{t + 273,15} \cdot e^{-1,2 \cdot 10^{-4} \cdot alt} \quad (4.16)$$

4.3.4 Ação do vento nos condutores e cadeias

A ação do vento nas linhas de transmissão provoca um balanço da cadeia de isoladores que faz com que os condutores energizados se aproximem das partes aterradas da estrutura. Por isso, deve-se calcular o ângulo de balanço da cadeia para os ventos obtidos na seção anterior. O ângulo de balanço (ϕ) é calculado de acordo com a Equação (4.17) através da razão entre o somatório das forças horizontais e verticais atuantes nas cadeias e nos cabos ao longo do vão, como pode ser observado na Figura 4.8. Note que no projeto de coordenação de isolamento, vai existir um ângulo de balanço ϕ para cada vento de projeto considerado, ou seja,

para isolamento em frequência fundamental, para sobretensões de manobra e para sobretensões atmosféricas.

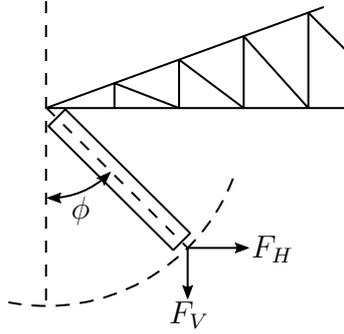


Figura 4.8: Forças que influenciam no ângulo de balanço da cadeia de isoladores.

$$\phi = \text{arc tg} \left(\frac{F_H}{F_V} \right) \quad (4.17)$$

As forças verticais são representadas pelo peso dos condutores e das cadeias (vide Equação (4.18)); enquanto que as forças horizontais atuantes são representadas pela ação do vento nos condutores (A_{cond}), pela ação do vento nas cadeias (A_{cad}) e pela tração exercida devido ao ângulo de deflexão da linha (A_{def}) (vide Equação (4.19)). Todos os parâmetros necessários serão explicados em sequência.

$$F_V = n_s P_{cond} L_{peso} + 0,5 \cdot (n_{iso} P_{iso} + P_{ferragens}) \quad (4.18)$$

$$sF_H = A_{cond} + A_{cad} + A_{def} \quad (4.19)$$

onde P_{cond} é o peso linear de cada um dos n_s condutores presentes no feixe, em kg/m, P_{iso} é o peso de cada uma das n_{iso} unidades de isoladores na cadeia, em kg, e $P_{ferragens}$ o peso das demais estruturas presentes na cadeia, em kg. A força de ação do vento em cada um dos elementos é calculada através das seguintes equações:

- Força do vento nos condutores:

$$A_{cond} = q_0 C_{xc} G_c G_L \cdot 2 r_i L_{vento} \cdot \text{sen}^2 \beta \cdot \cos \left(\frac{\theta}{2} \right) \quad (4.20)$$

- Força do vento na cadeia de isoladores:

$$A_{cad} = q_0 C_{xi} G_t S_i \quad (4.21)$$

- Força devido ao ângulo de deflexão (θ) (definido na Figura 4.6):

$$A_{def} = 2 n_s T \cdot \text{sen} \left(\frac{\theta}{2} \right) \quad (4.22)$$

onde C_{xc} e C_{xi} são os coeficientes de arrasto para condutores e isoladores, respectivamente considerados iguais a 1,00 e 1,20; G_c (Equação (4.23)) e G_t (Equação (4.24)) são os fatores combinados de vento para condutores e cadeias e dependem da categoria do terreno e altura média; G_L (Equação (4.25)) é o fator de correção com o comprimento do vão; S_i é a área de contato do vento nas cadeias de isoladores; T é a tração nos condutores em condições EDS¹.

$$G_c = \begin{cases} 0,2915 \cdot \ln(h), & \text{para terrenos categoria A} \\ 0,3733 \cdot \ln(h), & \text{para terrenos categoria B} \\ 0,4936 \cdot \ln(h), & \text{para terrenos categoria C} \\ 0,6153 \cdot \ln(h), & \text{para terrenos categoria D} \end{cases} \quad (4.23)$$

$$G_t = \begin{cases} -0,0002 h^2 + 0,0232 h + 1,4661, & \text{para terrenos categoria A} \\ -0,0002 h^2 + 0,0274 h + 1,6820, & \text{para terrenos categoria B} \\ -0,0002 h^2 + 0,0298 h + 2,2744, & \text{para terrenos categoria C} \\ -0,0002 h^2 + 0,0384 h + 2,9284, & \text{para terrenos categoria D} \end{cases} \quad (4.24)$$

$$G_L = 4 \cdot 10^{-10} \cdot L_{vento}^3 - 5 \cdot 10^{-7} \cdot L_{vento}^2 - 10^{-4} \cdot L_{vento} + 1,0403 \quad (4.25)$$

Os vãos de peso (L_{peso}) e vão de vento (L_{vento}) são, respectivamente, a distância entre os dois pontos mais baixos devido à flecha dos condutores e a média entre o vão a jusante e a montante da torre, como pode ser observado na Figura 4.9.

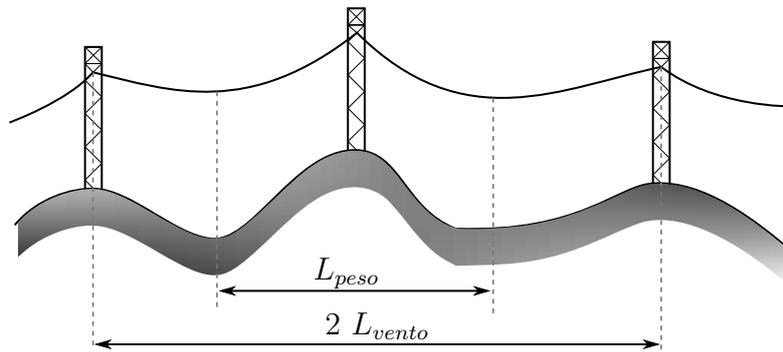


Figura 4.9: Definição de vão de peso e vão de vento.

¹ A sigla EDS vem o termo em inglês *everyday stress* e denota o esforço de trabalho de maior duração, ou a carga média a que o cabo é exposto – normalmente é considerado 15 % a 30 % da tração de ruptura do cabo.

4.4 Fatores de correção ambiental

Existem vários fatores que contribuem com a característica da suportabilidade do ar no momento que as sobretensões ocorrem. Os parâmetros que mais influenciam são a umidade e a densidade relativa do ar, pois elas alteram o processo de ionização do ar, no sentido de reduzir o caminho livre de cargas e contribuir à captura de cargas por moléculas de água. Conseqüentemente, a tensão crítica de isolamento, para uma dada distância de ar, de forma geral cresce com o aumento desses parâmetros [1].

As condições ambientais de referência padrão para os ensaios de suportabilidade dos isolamentos são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Condições ambientais de referência [21, 22].

Segundo ABNT/IEC e ANSI/IEEE	
Temperatura ambiente (t_0)	20 °C
Umidade absoluta (h_0)	11 g/m ³
Pressão atmosférica (p_0)	101,3 kPa*
*101,3 kPa é equivalente a 1013 mbar ou 760 mmHg	

Se as condições ambientais locais são diferentes desses valores, deve-se fazer as devidas correções, tanto para as sobretensões na LT, quanto para os níveis de suportabilidade dos isolamentos oriundos dos ensaios laboratoriais. Dessa forma, para o projeto do isolamento de LT, o valor considerado como média da suportabilidade corrigido pelas condições ambientais (U_{50}') de acordo com a recomendação das normas vigentes [21, 22] é dado pela equação:

$$U_{50}' = K_a U_{50} \quad (4.26)$$

Portanto, para valores genéricos de p pressão atmosférica (em kPa), t temperatura ambiente (em °C) e h a umidade absoluta (em g/m³); o fator de correção atmosférico K_a deve ser calculado por:

$$K_a = \delta^m k_h^w \quad (4.27)$$

onde δ é densidade relativa do ar, que pode ser calculada pela Equação (4.28) e k_h é o fator de correção devido à umidade.

$$\delta = \frac{p}{p_0} \cdot \frac{273,15 + t_0}{273,15 + t} \quad (4.28)$$

Os expoentes m e w da Equação (4.27) são dadas de acordo com a Tabela 4.4, em função de um parâmetro auxiliar g , dado pela expressão:

$$g = \frac{U_{50}}{500 d \delta k_h} \quad (4.29)$$

onde U_{50} é a tensão crítica de descarga, d é o comprimento do *gap*.

O fator de correção k_h depende do tipo de ensaio, calculado através das equações, válidas dentro do intervalo $1 < h/\delta < 15$ g/m³:

$$k_h = \begin{cases} 1 + 0,014 \cdot (h/\delta - 11) - 0,00022 \cdot (h/\delta - 11)^2, & \text{para ensaios CC} \\ 1 + 0,012 \cdot (h/\delta - 11), & \text{para ensaios CA} \\ 1 + 0,0096 \cdot (h/\delta - 11), & \text{para impulsos} \end{cases} \quad (4.30)$$

Tabela 4.4: Valores dos expoentes m e w , em função do parâmetro g [21, 22].

g	m	w
$< 0,2$	0	0
0,2 a 1,0	$g \cdot (g - 0,2)/0,8$	$g \cdot (g - 0,2)/0,8$
1,0 a 1,2	1,0	1,0
1,2 a 2,0	1,0	$(2,2 - g) \cdot (2,0 - g)/0,8$
$> 2,0$	1,0	0

Nota-se que as condições ambientais também apresentam características estatísticas, pois essas mudam ao longo do dia e das estações do ano. O efeito disso é que os fatores de correção atmosféricos encontrados são dados também por curvas de probabilidades. É comum na prática a utilização dos piores casos, de forma que o projeto da LT seja conservativo. Porém, assim como para a análise das sobretensões, essa consideração determinística pode levar a superdimensionamento dos isolamentos, levando a um custo elevado de projeto.

4.4.1 Correção ambiental a partir da localização geográfica

Uma metodologia desenvolvida por [57] relacionou os fatores de correção atmosféricos com as coordenadas geográficas (latitude, longitude e altitude), válidas dentro do território brasileiro, a partir de bancos de dados meteorológicas de diversas estações. Essas formulações vieram da dificuldade de obtenção dos valores climatológicos reais com medições horárias, por períodos superiores a 10 anos, para a realização de projetos de linhas de transmissão.

O valor médio e desvio-padrão encontrados estão descritos a seguir, em função da latitude (lat , em graus), longitude (lon , em graus), altitude (alt , em metros) e distância de isolamento (d , em metros), classificados quanto ao tipo de solicitação.

a) Frequência Fundamental

$$K_{a(1m)} = 1,091 - 1,61 \cdot 10^{-3} \cdot lat + 1,42 \cdot 10^{-4} \cdot lon - 1,38 \cdot 10^{-4} \cdot alt \quad (4.31)$$

$$k_d = 0,987 e^{-0,0042 \cdot (d-1)} \quad (4.32)$$

$$\sigma_a = 1,96 e^{-0,161 \cdot (d-1)} \% \quad (4.33)$$

b) Impulsos

$$K_{a(1m)} = 1,061 - 1,27 \cdot 10^{-3} \cdot lat + 2,99 \cdot 10^{-4} \cdot lon - 1,41 \cdot 10^{-4} \cdot alt \quad (4.34)$$

$$k_d = 0,993 e^{-0,0050 \cdot (d-1)} \quad (4.35)$$

$$\sigma_a = 1,70 e^{-0,191 \cdot (d-1)} \% \quad (4.36)$$

onde $K_{a(1m)}$ é o valor médio do fator de correção atmosférica, válido para distâncias de 1 metro, σ_a o seu desvio-padrão e k_d uma correção para diferentes distâncias, aplicado da seguinte forma:

$$K_a = \begin{cases} K_{a(1m)} \cdot k_d, & \text{para } K_a \geq 1,0 \\ K_{a(1m)} / k_d, & \text{para } K_a < 1,0 \end{cases} \quad (4.37)$$

Capítulo 5

Aplicação da coordenação de isolamento

5.1 O Programa Computacional CISOL

Como explicado ao longo desta dissertação, a coordenação de isolamento é uma etapa fundamental do projeto de linhas de transmissão, essa que envolve diversos estudos de dimensionamento elétrico e mecânico, considerando o ambiente onde a linha será inserida. A coordenação de isolamento consiste basicamente na seleção da suportabilidade dielétrica da linha, que no caso de LT aéreas, é representada pelos espaçamentos em ar e pelas cadeias de isoladores. A suportabilidade deve ser consistente às sobretensões esperadas do sistema, levando-se em conta os fatores ambientais específicos a que a LT está sujeita. Por fim, mostra-se necessário manter um equilíbrio entre o aspecto econômico e um nível adequado de segurança e de confiabilidade da linha em questão.

Nesse contexto, desenvolveu-se no âmbito desta dissertação, uma metodologia e uma interface gráfica, implementadas do programa computacional CISOL, que objetiva fazer o estudo da Coordenação de Isolamento de linhas de transmissão aéreas. Pode-se analisar pelo programa CISOL, linhas de transmissão aéreas com feixes de condutores circulares, elípticos ou genéricos distintos em cada fase, e calcular:

- Fatores de correção atmosféricos, devido às condições ambientais locais;
- Comprimento e características das cadeias de isoladores devido à poluição;
- Valores de velocidade do vento, com períodos de retorno adequados aos ângulos de balanço;
- Ângulos de balanço das cadeias de isoladores devido ao vento;
- Os níveis de suportabilidade exigidos devido a surtos de manobra e atmosféricos, através do método estatístico de coordenação de isolamento;

- As distâncias mínimas de isolamento, de acordo com as equações tradicionais de determinação das tensões críticas de isolamento;
- As dimensões básicas mínimas da torre.

Para um entendimento geral do processo de cálculo implementado no programa CISOL, vide o fluxograma da Figura 5.1. Nele são descritos os diferentes dados necessários (nas caixas em azul), os métodos de cálculo (em verde) e os resultados das etapas (em laranja) – até o objetivo final que seria o dimensionamento da torre, representada pelo esboço da estrutura e coordenadas espaciais dos condutores.

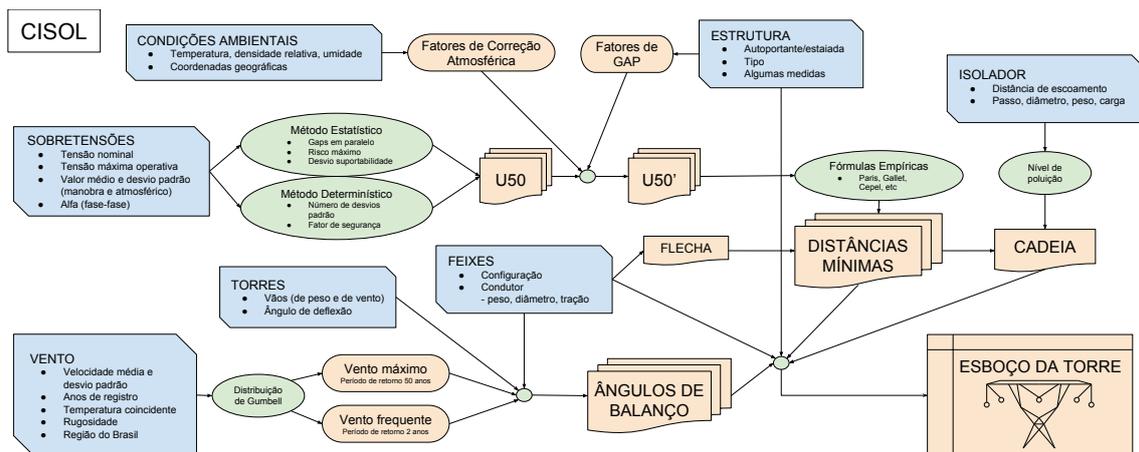


Figura 5.1: Fluxograma do programa CISOL.

Metodologia aplicada na coordenação de isolamento

A Figura 5.2 ilustra alguns diferentes métodos de coordenação de isolamento (como foram descritos na Subseção 4.2.1). Os métodos tradicionais, como o determinístico e o estatístico simplificado, estabelecem a suportabilidade necessária para o isolamento através da simples aplicação de um fator de segurança ou um coeficiente estatístico.

Já a metodologia aplicada no programa CISOL para o cálculo da suportabilidade é através do método estatístico, destacado na Figura 5.2. Nesse caso, a suportabilidade é calculada através de uma integração numérica do produto da função distribuição de probabilidade de ocorrência de sobretensões pela probabilidade de descarga (vide cálculo do risco, na Figura 4.4).

Portanto, diferentemente dos métodos convencionais, as distâncias de isolamento são definidas pelo risco máximo de falha permitido para a isolação. Essa consideração faz com que o isolamento resultante seja o valor necessário para alcançar o determinado risco de falha para o projeto da LT, e não um isolamento muito conservativo ou um valor aproximado.



Figura 5.2: Métodos de coordenação de isolamento.

Plataforma de desenvolvimento

O programa CISOL foi desenvolvido em linguagem de programação Java¹, através do ambiente de desenvolvimento integrado NetBeans², de código aberto. Portanto, para a execução do *software* é necessário apenas ter a Máquina Virtual Java instalada no computador em uso, independente do Sistema Operacional.

O tempo necessário para a execução de um estudo de caso pode ser considerado baixo, de forma que, para o usuário, a interface atualiza com os dados resultantes quase que instantaneamente. Na situação de se realizar uma série de simulações para a avaliação das dimensões da torre em função de cada condutor selecionado, o programa demora aproximadamente 10 segundos³ para varrer toda uma classe de condutores presente no banco de dados.

Interface de usuário

No Apêndice B são descritos os detalhes da interface gráfica de usuário desenvolvida, especificando os dados de entrada e de saída do programa CISOL, além do formato do arquivo de gravação de dados e outros aspectos da experiência de uso do programa.

¹ Java Platform, Standard Edition 8, desenvolvido por Oracle Corporation[®], obtido em: <http://www.oracle.com/technetwork/java/javase/overview/index.html>

² NetBeans IDE 8.2, patrocinado por Oracle Corporation[®], obtido em: <https://netbeans.org/features/index.html>

³ Processamentos realizados em um computador com processador Intel Core i7-6700 3,40 GHz

5.2 Estudo de casos

Nesta seção serão abordadas algumas execuções de casos-base do CISOL. Através do programa, pode-se realizar uma análise de possíveis ganhos com a redução de dimensões da estrutura da torre, em função do risco de falha máximo especificado e das características do sistema elétrico e do ambiente onde a linha está inserida.

Apresenta-se nas Figuras 5.3 a 5.7 exemplos de resultados obtidos para a análise de coordenação de isolamento de linhas de transmissão trifásicas em corrente alternada, para diversos níveis de tensão. Em cada caso, foram arbitrados os diferentes dados de entrada, ou seja as características básicas da linha. Portanto, houve uma variação no formato do feixe (raio do feixe e quantidade e tipo de condutores utilizados); uma variação nos dados ambientais (velocidade do vento, nível de poluição, fatores de correção atmosférico); no tipo de estrutura (autoportante/estaiada de tronco piramidal, cara de gato ou tipo “delta”); cadeias de isoladores de suspensão do tipo III ou IVI; entre outras características.

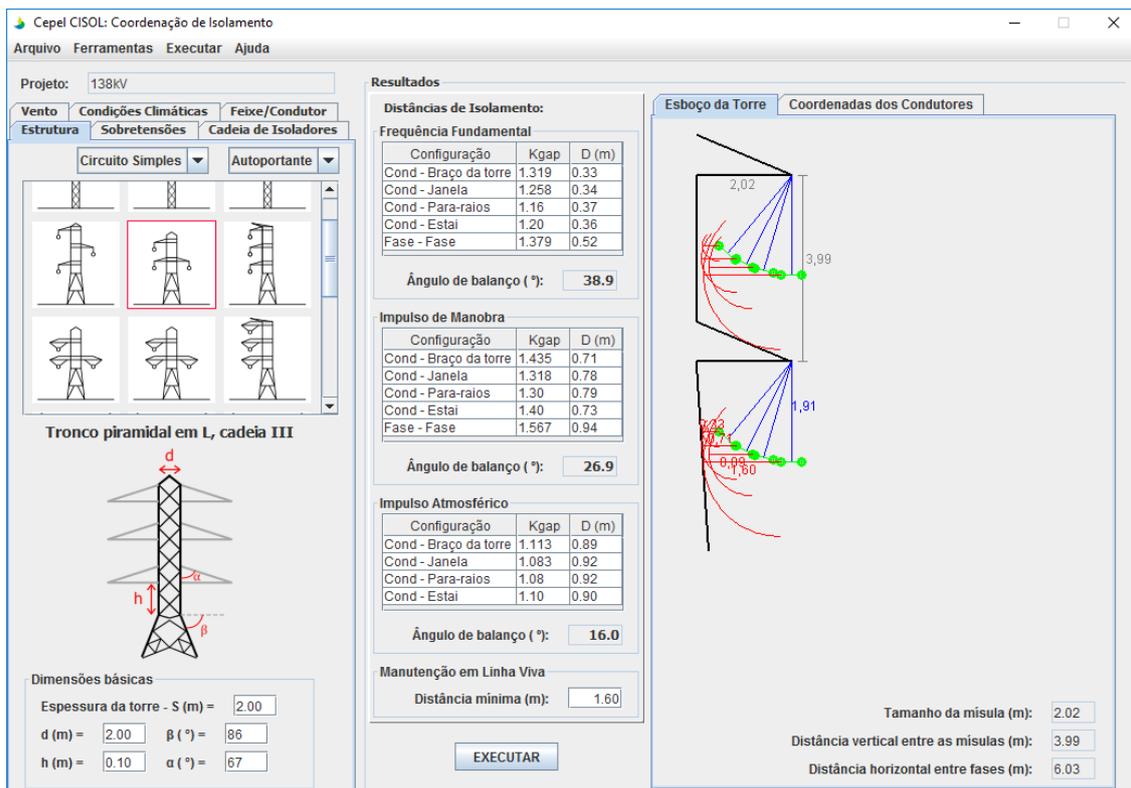


Figura 5.3: Tela com os resultados do programa CISOL, para uma linha de 138 kV.

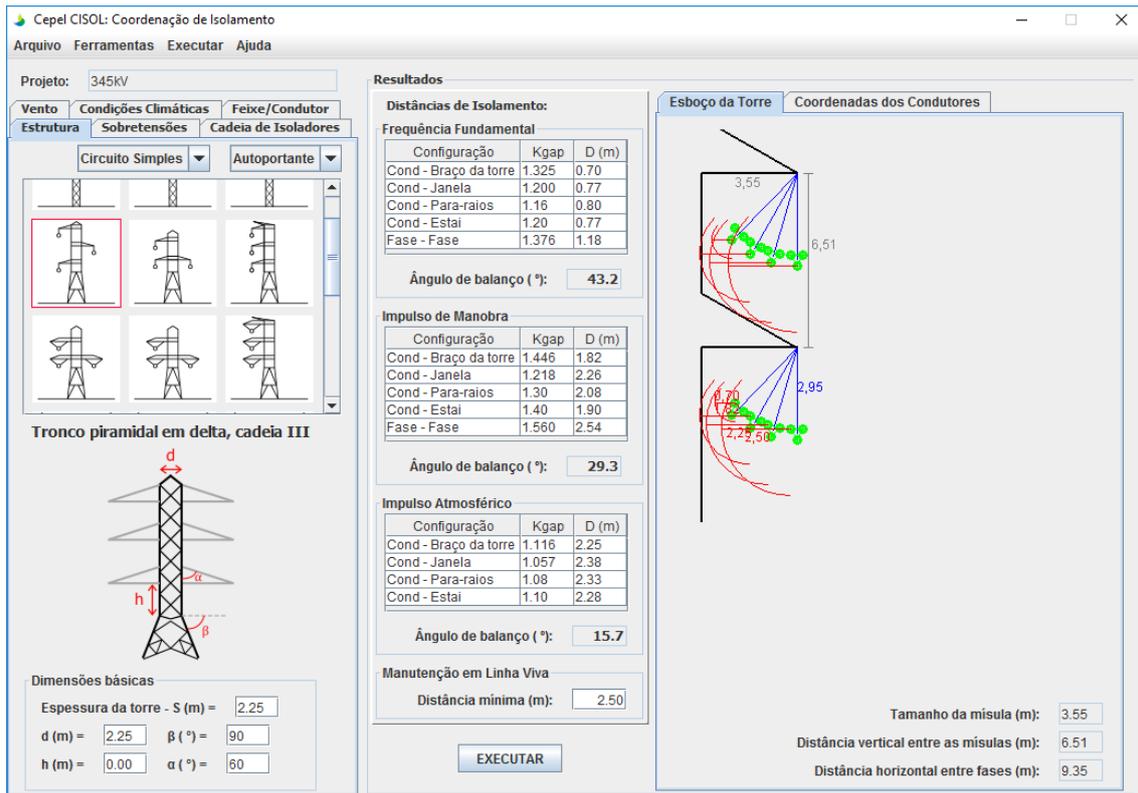


Figura 5.4: Tela com os resultados do programa CISOL, para uma linha de 345 kV, estrutura vertical.

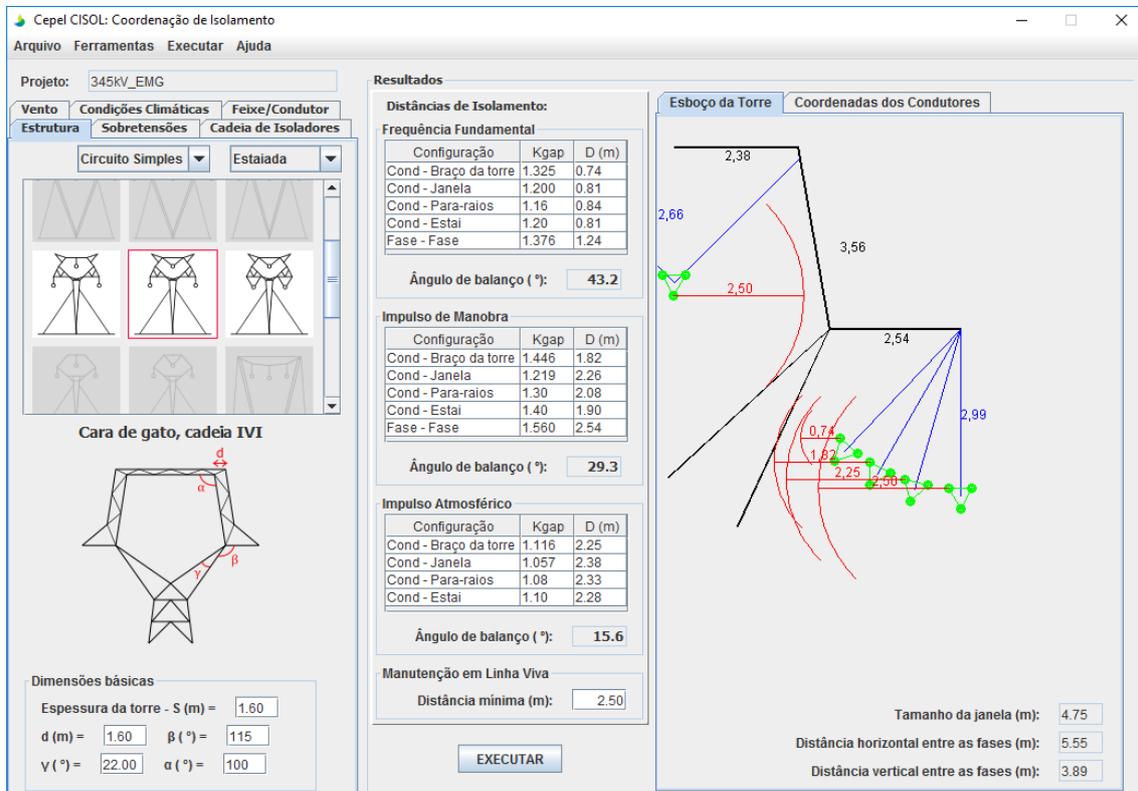


Figura 5.5: Tela com os resultados do programa CISOL, para uma linha de 345 kV, estrutura "cara de gato".

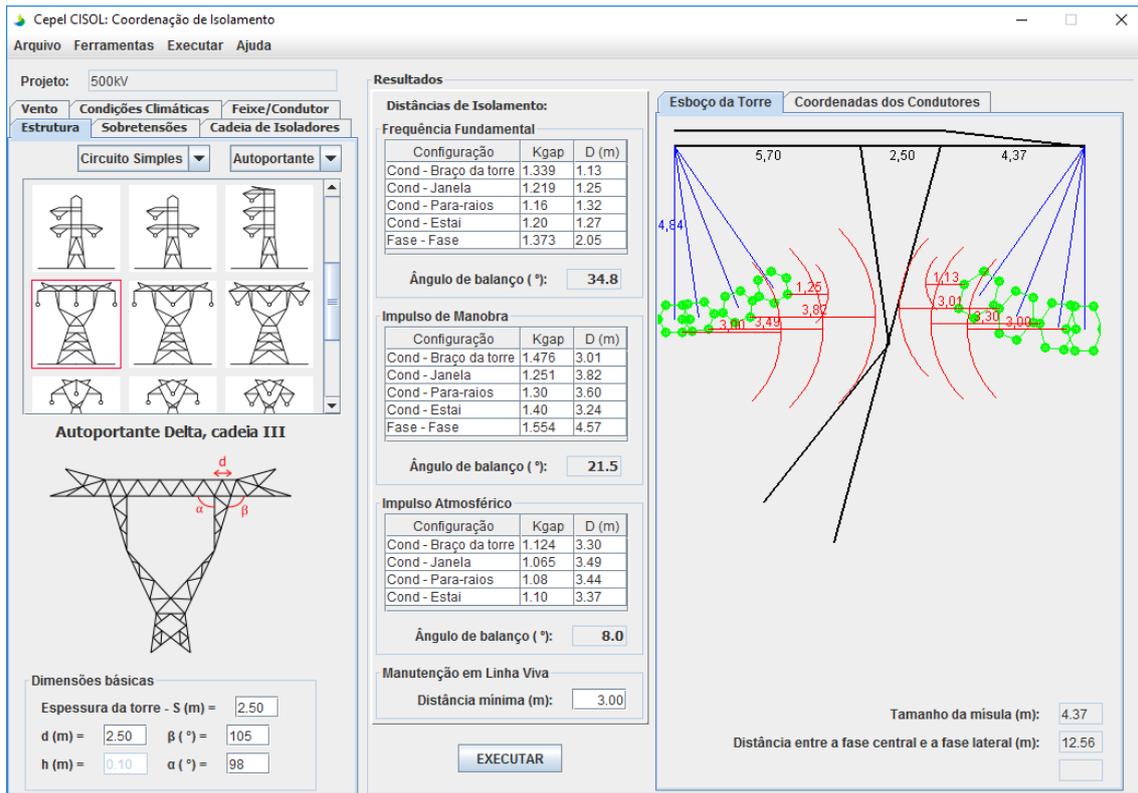


Figura 5.6: Tela com os resultados do programa CISOL, para uma linha de 500 kV.

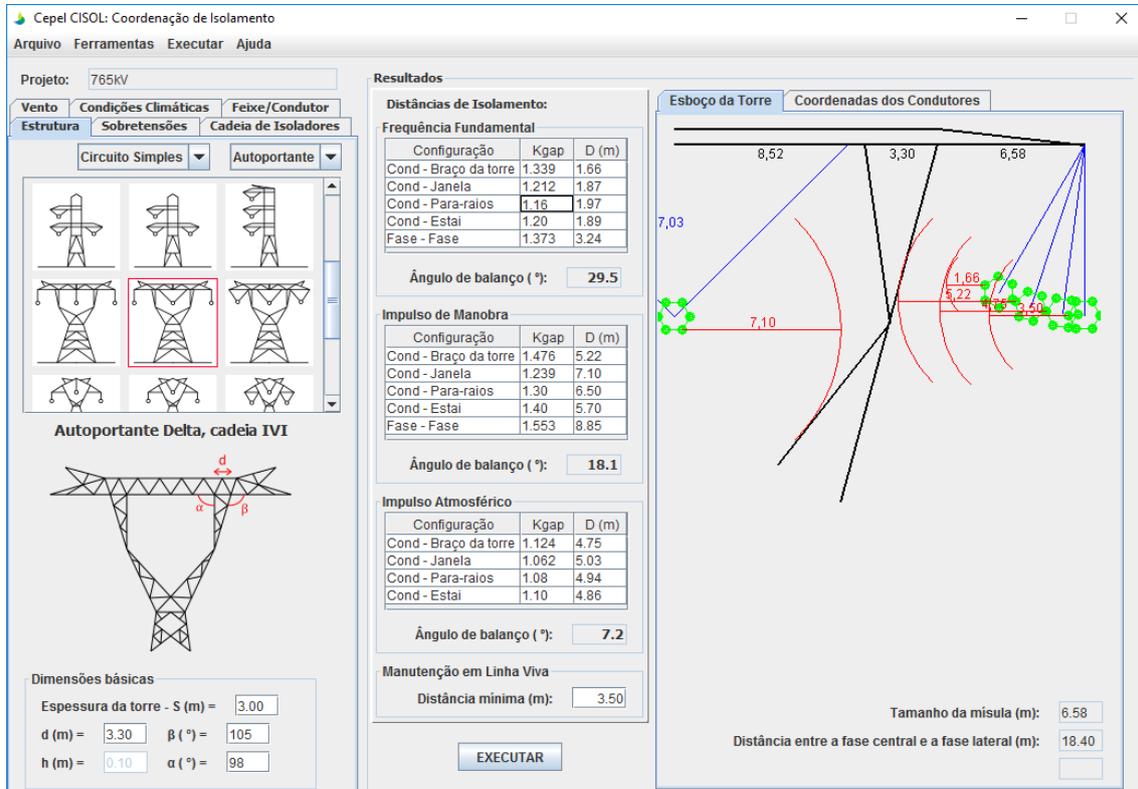


Figura 5.7: Tela com os resultados do programa CISOL, para uma linha de 765 kV.

5.2.1 Análise de sensibilidade da coordenação de isolamento

Após a execução dos casos apresentados, foi feita uma análise expedita dos parâmetros com maior sensibilidade na definição das dimensões básicas da estrutura da torre, para os diferentes tipos de estruturas e níveis de tensão.

A principal questão é qual das limitações são as críticas, ou seja, as distâncias mínimas condutor-estrutura são definidas por quais tipos de solicitações: devido a surtos de manobra, surtos atmosféricos ou sobretensões a frequência fundamental, além da distância mínima requerida devido a manutenção em linha viva.

No caso de linhas de até 138 kV (ver Figura 5.3), todas as solicitações exigiram valores de distância condutor-estrutura próximos. Nesses casos, frequentemente os espaçamentos são definidos pela distância mínima de segurança para operadores no serviço de manutenção em linha viva. Ou seja, a não ser que tenha algum parâmetro muito atípicos devido a localidade da linha, o tamanho dos braços da torre não são muito influenciados pelas sobretensões e/ou condições climáticas.

Para linhas de 345 kV foram analisadas estruturas em formato de tronco (distribuição vertical de fases, Figura 5.4) e estruturas em formato de “cara de gato” (Figura 5.5). A partir desse nível de tensão, com toda a série de parâmetros arbitrados para a simulação, a prevalência da suportabilidade a surtos de manobra na definição do comprimento do braço da torre começa a ser percebida. A configuração cara de gato apresenta comparativamente uma distância entre fases menor, resultando de uma otimização do sistema de transmissão: linhas mais compactas apresentam potências naturais mais elevadas, menos necessidade de compensação de reativos, menor faixa de passagem, entre outras vantagens. Porém, estruturas troncais têm a vantagem da utilização de circuitos duplos na mesma estrutura. Portanto, para cada aplicação, um formato de torre é o mais indicado.

Foi percebido que, para linhas com níveis de tensão a partir de 500 kV, em uma estrutura autoportante do tipo “delta” (ver Figura 5.6 e Figura 5.7), a suportabilidade a surtos manobra é mais influente do que os demais critérios na determinação das distâncias de isolamento. Dessa forma, é possível avaliar a influência dos demais parâmetros que envolvem o cálculo das dimensões da torre, afetando de certa forma o isolamento manobra:

- Influência do nível de sobretensões: o aumento do valor médio das sobretensões de manobra acarreta em um conseqüente aumento das distâncias mínimas exigidas. Considerando a probabilidade das sobretensões uma distribuição normal, com desvio padrão de 10 %, um valor médio de 1,75 pu levou a uma distância entre a fase central e a fase lateral de 11,48 m. Para sobretensões de 2,00 pu: uma distância de 12,86 m; para 2,25 pu: 14,36 m; e para 2,50 pu:

15,99 m – aproximadamente com um crescimento linear na série de valores analisada.

- Influência do fator de *gap*: o aumento de 10 % no valor considerado para o fator de *gap* (aumento considerado para um feixe de 6 subcondutores, como indicado na Tabela 3.3) fez a distância entre fases cair de 12,56 para 11,68 m;
- Influência do risco de falha: o nível máximo exigido, ou seja, a probabilidade de haver descarga ao se realizar uma operação de manobra na linha, altera a distâncias de fase no desenho final da silhueta da torre na seguinte ordem de grandeza: para um risco máximo igual a 10^{-2} , apresenta-se uma distância de 11,82 m; para um risco de 10^{-3} : 12,56 m; e para 10^{-4} : 13,25 m.
- Influência da velocidade do vento: considerando que o ângulo de balanço para suportabilidade manobra é definido pela velocidade máxima do vento em um período de retorno de 2 anos, e com tempo de integração média de 30 s, foi observado que: para um vento de 60 km/h, a distância entre fases atingida foi de 12,18 m; para um vento de 75 km/h: distância de 12,56 m; e para um vento de 90 km/h: 13,02 m.
- Influência do nível de poluição: a distância de escoamento específica, definida pelo nível de poluição (vide Tabela 2.4) influencia na quantidade de isoladores a ser adotada na cadeia. Portanto, quanto maior a poluição, maior acaba sendo a distância total entre a fase central e a fase lateral no desenho da torre. A relação entre o nível de poluição e a distância final foi de:
 - sem poluição: 12,13 m;
 - leve: 12,56 m;
 - médio: 13,78 m;
 - alto: 15,18 m;
 - muito alto: 17,32 m.
- Influência das condições climáticas: a variação desses parâmetros influencia nos fatores de correção atmosféricos, que ditam a suportabilidade média representativa para o local onde a linha está inserida. A variação da densidade relativa do ar de 0,9 para 1,0 reduziu a distância entre fases de 12,56 m para 11,61 m. Já a variação da umidade absoluta do ar de 11,5 para 13 g/m³ reduziu a distância de 12,56 m para 12,38 m.

A Tabela 5.1 resume as variações na dimensão da torre encontradas de acordo com a alteração nos parâmetros descritos acima, onde a variável analisada (D_{ff} – distância entre fases) está ilustrada na Figura 5.8.

Tabela 5.1: Efeito na dimensão da torre com a variação de alguns parâmetros.

Parâmetro	Alteração	Dff	Variação
Caso-base	-	12,56 m	-
Nível de sobretensões	de 1,95 para 2,25 pu	14,36 m	+14,3 %
Fator de <i>gap</i>	+10 %	11,68 m	-7,0 %
Risco de falha máximo	de 10^{-3} para 10^{-4}	13,25 m	+5,5 %
Velocidade do vento	de 75 para 90 km/h	13,02 m	+3,7 %
Nível de poluição	de Leve para Moderado	13,36 m	+6,4 %
	de Leve para Alto	14,03 m	+11,7 %
	de Leve para Muito Alto	15,24 m	+21,3 %
Densidade relativa	de 0,9 para 1,0	12,38 m	-1,4 %
Umidade	de 11,5 para 13,0 g/m ³	13,02 m	+3,7 %

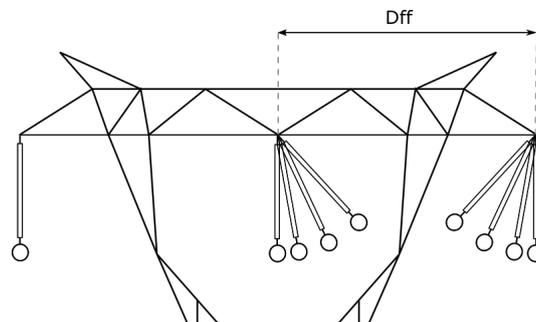


Figura 5.8: Detalhe do parâmetro observado: a distância entre fases.

5.2.2 Exemplos de aplicação

a) LT 525 kV convencional

O primeiro caso-exemplo de aplicação do programa CISOL foi escolhido para uma linha de transmissão de 525 kV, cujos parâmetros foram considerados típicos de projetos de LT e são listados a seguir:

- Estrutura autoportante em delta, circuito simples, com cadeias de suspensão do tipo IVI. Cada fase dispões de 4 condutores ACSR Dove 556,5 kmil, com espaçamento convencional de 45,7 cm, e tração máxima EDS de 20 %;
- Cadeia de isoladores: nível de poluição moderado ($20 \text{ mm/kV}_{(\text{rms})}$) e o isolador selecionado do tipo Vidro Padrão 160 kN, cuja distância de escoamento é igual a 400 mm e o passo igual a 170 mm;
- Vão médio de 500 m, relação entre vão de peso e vão de vento igual a 0,7, e ângulo de deflexão da torre de 2° (vide Figuras 4.6 e 4.9);
- Vento: velocidade máxima anual com valor médio de 68 km/h e desvio-padrão de 20 %, registrado em 2 anos, com temperatura coincidente de 20°C e terreno categoria C;

- Condições climáticas: densidade relativa do ar de 0,96 e umidade absoluta de 13 g/m³;
- Nível de sobretensões médio esperado para manobra 2,2 pu com desvio padrão de 5 %, e para atmosférico 4,0 pu com desvio-padrão de 10 %, e tensão máxima operativa de 550 kV.
- Desvio-padrão da suportabilidade dos isolamentos para frequência fundamental igual a 10 %, surtos de manobra 5 % e surtos atmosféricos 3 %;
- Fator de *gap* condutor-estrutura lateral igual a 1,35, para surtos de manobra;
- Distância mínima de isolamento para manutenção em linha viva de 3,70 m.

Os resultados devido às características climáticas locais levaram ao dimensionamento da cadeia devido à poluição com uma quantidade de 29 isoladores (vide metodologia na Subseção 2.1.8); aos valores de vento com período de retorno de 50 anos igual a 124,7 km/h e de 2 anos igual a 51,1 km/h (Seção 4.3); e aos fatores de correção ambiental iguais a 0,98 (Seção 4.4). Finalmente, a Tabela 5.2 apresenta os resultados referentes aos isolamentos a frequência industrial, a surtos de manobra e a surtos atmosféricos – os valores médios da suportabilidade, a distância condutor-estrutura e os ângulos de balanço. Vale notar que o cálculo da suportabilidade necessária para o isolamento considerador aqui foi pelo método determinístico de coordenação de isolamento (vide Seção 4.2).

Tabela 5.2: Resultados do cálculo da coordenação de isolamento da linha 525 kV.

Tipo de solicitação	Suportabilidade (U_{50})	Distância condutor-estrutura	Ângulo de balanço
Frequência fundamental	1,500 pu	1,06 m	40,8°
Surtos de manobra	3,277 pu	3,60 m	21,2°
Surtos atmosféricos	4,396 pu	3,23 m	9,0°

Agora, considerando o método estatístico para o isolamento manobra, com um risco de falha máximo de 10^{-3} e 110 *gaps* em paralelo, é obtido um novo valor para a suportabilidade: 2,993 pu. Dessa forma, a distância requerida para essa solicitação, antes de 3,60 m, passa a ser de 3,17 m e a dimensão total horizontal da torre, antes de 21,54 m, passa a ser de 20,48 (redução de mais de 1 m, ou 5 %, no tamanho da torre). Essas dimensões estão indicadas ilustrativamente na Figura 5.9, onde as novas distâncias devido ao método estatístico estão apresentadas entre parênteses. A distância de 3,70 m sem consideração de balanço das cadeias é referente à distância mínima para manutenção em linha viva.

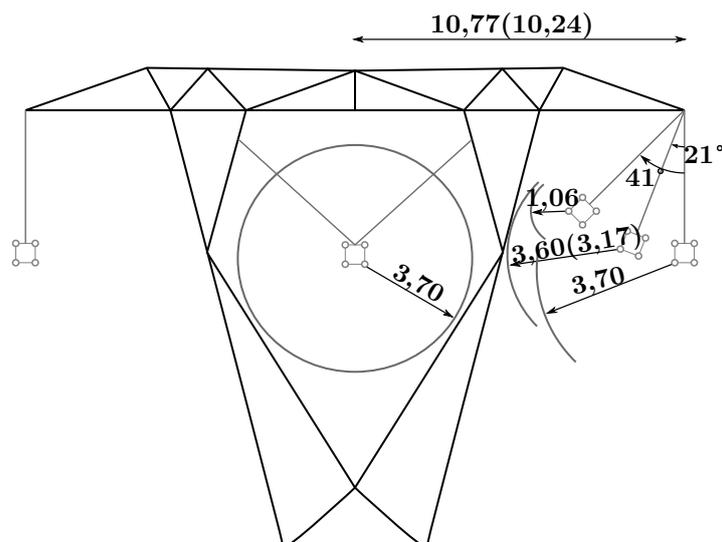


Figura 5.9: Esboço da coordenação de isolamento de uma linha de 525 kV (dimensões em metros) – entre parênteses as dimensões segundo o método estatístico.

b) LT 500 kV compacta, com feixe expandido

A linha de transmissão 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas - Luziânia apresenta características inovadoras no conceito de linhas de transmissão com potência natural elevada (LPNE), com capacidade de transmissão de energia 60 % maior do que uma LT 500 kV convencional [58]. Além da compactação das fases, sem estrutura da torre entre elas, é constituída por feixes não-convencionais, elípticos e expandidos.

Mais uma vez foi realizado projeto de coordenação de isolamento pelo programa CISOL, sendo que os parâmetros utilizados foram os valores típicos seguintes:

- Estrutura estaiada do tipo *cross-rope*, circuito simples, com cadeias de suspensão do tipo III. Cada fase dispõe de 6 condutores ACAR 850 kcmil, com tração máxima EDS de 20 %. Os condutores estão dispostos em feixe com formato elíptico, com dimensões (respectivamente vertical e horizontal) de 1,39 m e 0,96 m na fase central e 2,58 m e 2,10 m nas fases laterais;
- Cadeia de isoladores: devido ao nível de poluição leve (14 mm/kV_(rms)) e o isolador selecionado do tipo Vidro Padrão 160 kN, cuja distância de escoamento é igual a 400 mm e o passo igual a 170 mm;
- Vão médio de 500 m, relação vão de peso pelo vão de vento igual a 0,7, ângulo de deflexão da torre de 2°;
- Vento: velocidade máxima anual com valor médio de 55 km/h e desvio-padrão de 18 %, registrado em 8 anos, com temperatura coincidente de 20 °C e terreno categoria B;
- Condições climáticas: densidade relativa do ar de 0,9 e umidade absoluta de 9 g/m³;

- Nível de sobretensões esperado médio para manobra 1,74 pu, desvio padrão de 5 % (máximo estatístico 2,0 pu), e para atmosférico 4 pu, desvio-padrão de 10 %, e tensão máxima operativa 550 kV.
- Desvio-padrão da suportabilidade dos isolamentos para frequência fundamental 5 %, surtos de manobra 5 % e surtos atmosféricos 3 %;
- Fator de *gap* condutor-mastro igual a 1,45 e condutor-condutor igual a 1,62;
- Distância mínima de isolamento para manutenção em linha viva de 3,70 m.

Os resultados encontrados foram: cadeia com 22 isoladores; fatores de correção ambiental iguais a 0,89; vento com período de retorno de 50 anos igual a 86,1 km/h e de 2 anos igual a 50,1 km/h; e os dados dos isolamentos estão apresentados na Tabela 5.3. Para o cálculo da suportabilidade manobra (fase-terra e fase-fase) foi aplicado o método estatístico de coordenação de isolamento, com um risco de falha máximo de 10^{-4} e considerando 100 *gaps* em paralelo.

Tabela 5.3: Resultados do cálculo da coordenação de isolamento da linha de transmissão 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas - Luziânia.

Tipo de solicitação	Suportabilidade (U_{50})	Distância de isolamento	Ângulo de balanço
Frequência fundamental	1,294 pu	0,96 m	30,2°
Surtos de manobra	2,822 pu	2,68 m	22,5°
Surtos atmosféricos	4,396 pu	3,38 m	9,3°
Fase-fase	4,631 pu	4,28 m	–

A Figura 5.10 ilustra as dimensões, dadas em metros, encontradas para a estrutura da LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas - Luziânia. Entre parênteses, são mostradas as dimensões de projeto, assim descritas em [58]. Pode-se observar que através do emprego de uma metodologia mais arrojada com relação aos métodos tradicionais, como é o caso aqui aplicado, pode haver uma redução nas distâncias de isolamento de projeto da torre. Levando em conta as considerações aqui apresentadas, houve uma redução de 68 cm na distância entre os centro das fases adjacentes e de 6,56 m na distância entre os pontos superiores dos mastros da estrutura *cross-rope*, o que indica uma redução de mais de 20 % nas dimensões finais horizontais da torre.

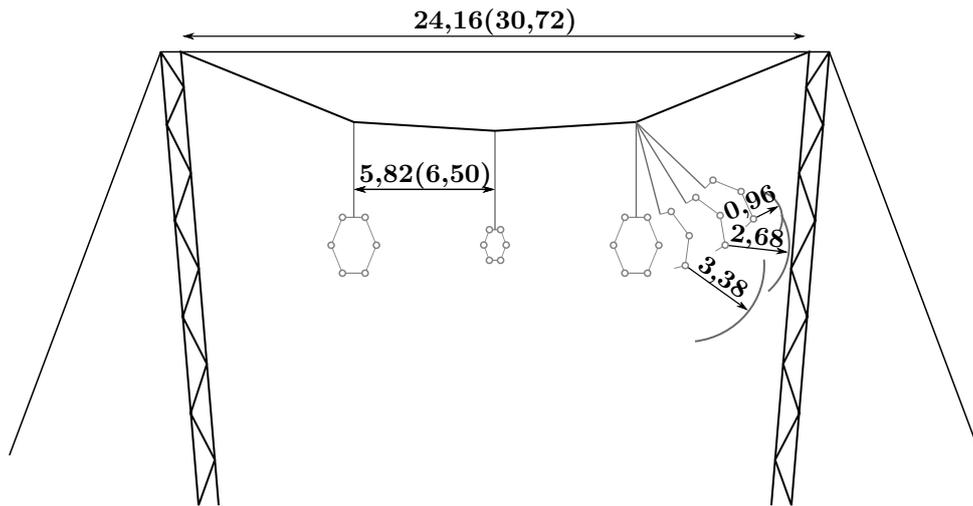


Figura 5.10: Esboço da coordenação de isolamento da linha de transmissão 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas - Luziânia (dimensões em metros) – entre parênteses as distâncias que constam em [58].

5.2.3 Integração do programa CISOL com rotinas de otimização de projetos de linhas de transmissão

Os principais dados de saída do programa CISOL são as coordenadas espaciais de cada condutor. Portanto, o mesmo pode ser integrado com as demais etapas de projetos de linhas de transmissão, através de um processo iterativo (vide Figura 5.11). Dessa forma, considerando um processo mais agregado, torna-se possível a realização de projetos mais otimizados, levando em consideração as diversas características específicas exigidas de cada linha de transmissão. Algumas das vantagens dessa integração são descritas a seguir.

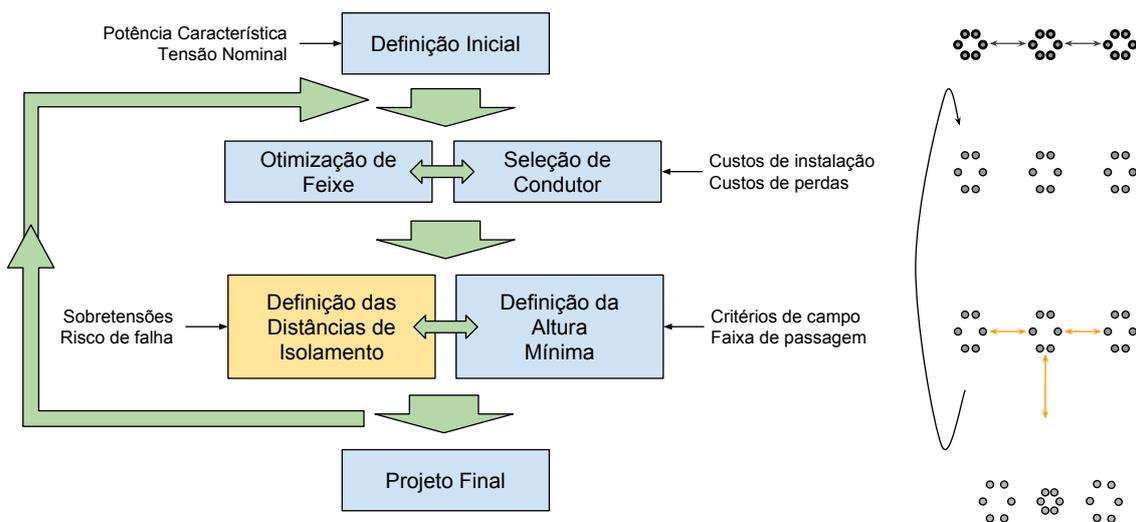


Figura 5.11: Fluxograma do processo iterativo de projeto otimizado de linhas de transmissão.

a) Otimização de feixes

A avaliação da suportabilidade dos isolamentos pode gerar um ganho na otimização da configuração de feixes, através da incorporação do cálculo da distância mínima entre condutores. Normalmente, nessas rotinas de otimização, essa distância é uma variável fixa de entrada. Visto que ela depende da configuração encontrada para o feixe, seria mais adequado a informação do nível de sobretensão máximo permitido, portanto resultando em um isolamento variável de acordo com o feixe.

b) Seleção ótima de condutores

A implementação do cálculo da coordenação de isolamento durante o projeto de linhas de transmissão pode melhorar a estimativa do custo de instalação da LT, tais como o sistema computacional Elektra [59]. Isto ocorre devido a possibilidade de utilização de estruturas mais esbeltas, com menor envergadura, que serão mais leves e mais baratas, sendo que as estruturas correspondem a uma grande parte do custo de instalação da LT. Além disso, a aproximação das fases ainda pode melhorar o desempenho elétrico da linha no sistema.

c) Análise de risco de falha

O programa CISOL calcula as dimensões mínimas de uma torre a partir das possíveis sobretensões e o risco de falha máximo esperado. Por outro lado, em algumas situações é desejado o cálculo do risco de falha de uma estrutura já existente sob determinadas condições operativas. Esta integração do cálculo do risco de falha é mais uma das alternativas de uso integrado do software.

d) Determinação da altura mínima dos condutores

O CISOL não considera as diversas condições que acabam definindo a altura da torre, como por exemplo os limites de campo eletromagnéticos na faixa de passagem. Portanto, os valores encontrados para a coordenada y dos condutores junto a torre são dimensionados a partir de uma altura mínima cabo-solo definida. Assim, dependendo da orografia do terreno, das restrições de campo e largura da faixa de passagem considerada, a altura dos condutores ainda deve ser corrigida para que essas restrições sejam respeitadas.

Capítulo 6

Conclusões gerais e propostas de continuidade

Este capítulo é dedicado a apresentar concisamente os resultados dentro de seus contextos e relacioná-los de maneira que o trabalho seja concluído. Por ser um trabalho com tema ainda bastante explorável, é natural que durante a execução do mesmo, ideias para implementações futuras surgissem. Ainda neste capítulo, serão apresentadas sugestões para a continuidade do trabalho.

6.1 Conclusões gerais

6.1.1 Métodos de cálculo da suportabilidade dos isolamentos convencionais

Deve-se sempre lembrar que, para qualquer configuração de *gap* condutor-estrutura aterrada, a determinação precisa do nível de suportabilidade do isolamento às diversas possíveis sobretensões só pode ser realizada através de ensaios laboratoriais em escala real. Porém, um cálculo da tensão crítica a partir de resultados consolidados anteriores e métodos desenvolvidos com base nas observações de algumas características físicas do fenômeno da descarga podem nos dar uma ideia aproximada da suportabilidade do isolamento em ar em questão.

Os métodos avaliados neste trabalho apresentaram de maneira geral valores relativamente próximos aos resultados experimentais encontrados na literatura, com diferenças entre os métodos na faixa de até 5 % para descargas fase-terra. No caso de sobretensões fase-fase, o Método da Carga Crítica apresentou valores com ainda menos divergências aos resultados experimentais realizados pelo Cepel. Esses ensaios são válidos para linhas de transmissão convencionais com elevadas distâncias entre fases e feixes com dimensões reduzidas.

Dessa forma, pôde-se validar a utilização dos mesmos no cômputo da suportabilidade de isolamentos em ar a impulsos de manobra para configurações convencionais. Isto posto, o próximo passo foi obter uma avaliação prévia dos possíveis ganhos devido a variações na geometria dos feixes da linha de transmissão, ou seja, para a suportabilidade de feixes não-convencionais.

6.1.2 Suportabilidade de feixes não-convencionais

A metodologia utilizada para determinar as distâncias de isolamento mínimas no projeto de linhas de transmissão aéreas segundo as atuais normas brasileiras [9] não consideram o formato do eletrodo energizado, isto é, a configuração dos condutores de fase. Como a maior parte das linhas de transmissão em projeto/construção no país são formadas por feixes, o estudo do isolamento deve ser particularmente avaliado, principalmente nos casos de feixes não convencionais.

Como foi visto no Capítulo 2, o desenvolvimento do processo que gera a descarga disruptiva depende de diversos fatores, principalmente da taxa de variação da sobretensão aplicada e da distribuição de campo elétrico ao longo do isolamento. Campos não uniformes contribuem com a propagação do líder, e portanto, tendem a apresentar baixo nível de isolamento, representado pelo valor médio da tensão crítica de descarga, U_{50} ou CFOV (*Critical Flashover Voltage*).

Em virtude da característica de saturação da curva de suportabilidade a sobretensões devido a surtos de manobra e dos altos níveis de solicitações que as linhas de mais alta tensão estão sujeitas, o isolamento manobra, de maneira geral, é determinante no projeto de LT aéreas em EAT e UAT. Isto é, ele é mais crítico do que o isolamento a sobretensões de frequência industrial ou atmosféricas no estabelecimento das dimensões mínimas da estrutura.

Baseado nos estudos apresentados neste trabalho, mais especificamente no Capítulo 3, é possível chegar às seguintes conclusões com relação a suportabilidade a surtos de manobra de isolamentos compostos por feixes não-convencionais:

- ao longo do Capítulo 3, foram apresentadas diversas análises da variação de parâmetros e o cálculo do fator de *gap* (k) para cada um dos casos – fator que serve como referência para cada configuração e pode ser utilizado no projeto de novas linhas de transmissão;
- o aumento do número de subcondutores do feixe acarreta um maior nível de isolamento. Esse incremento é mais substancial para os primeiros condutores e para *gaps* mais curtos. Por exemplo, um feixe de 6 subcondutores tem uma suportabilidade na ordem de 10 % mais alta do que para um condutor simples, para *gaps* de 3 m;

- o aumento do espaçamento entre subcondutores do feixe também altera a distribuição de campo elétrico ao longo do *gap*, causando de forma geral um acréscimo na tensão crítica de descarga, como pôde ser visto por meio dos métodos simulados. Por exemplo, feixes expandidos com raio de 1 m apresentaram de -0,5 a 7,8 % de aumento na suportabilidade em relação a feixes convencionais.
- o uso de feixes elípticos também pode resultar em um aumento na tensão crítica de descarga do isolamento, no sentido de que o diâmetro da elipse paralelo ao plano aterrado seja maior do que o diâmetro perpendicular. Esse efeito é um pouco ligeiro e apresentou ganhos de até 3 % para elipses com uma razão entre os eixos igual a 1,6. Isto portanto pode apresentar uma característica conservadora no dimensionamento do isolamento, caso a distância fase-terra até a torre tenha sido dimensionada através dos equacionamentos tradicionais;
- algumas formas de otimização da configuração do feixe podem ser aplicadas para a melhoria da suportabilidade do *gap*. Por exemplo, o feixe otimizado proposto por Alexandrov [52] apresentou uma melhoria de pelo menos 5 % no nível de suportabilidade do isolamento fase-terra;
- para o isolamento entre fases, o Método da Carga Crítica apresentou valores concordantes com os ensaios realizados pelo Cepel [34], com uma faixa de erro menor que 4 %. Os valores encontrados para o fator de *gap* através desse método ficaram próximos aos recomendados pelo norma IEC [39];
- a questão da altura dos condutores não altera em grandes proporções a suportabilidade fase-fase, desde que a distância entre as fases seja bem menor do que a distância condutor-solo;
- a presença da terceira fase próxima as demais deve ser explorada com mais atenção, principalmente no caso de LT compactas, devido a uma distribuição de campo elétrico mais intenso no interior delas.

Resumindo: configurações de feixes com distribuição de campo elétrico otimizado (como por exemplo feixes elípticos expandidos) tornam possível uma redução nas distâncias mínimas requeridas no projeto de linhas de transmissão, principalmente nos casos em que a suportabilidade a impulsos de manobra são determinantes no projeto das estruturas da torre, tanto para isolamento fase-terra quanto para fase-fase.

6.1.3 Cálculo das distâncias mínimas da torre através do programa CISOL

A interface computacional desenvolvida neste trabalho de estudo da coordenação de isolamento de linhas aéreas, denominada CISOL, apresentou-se muito útil na avaliação do efeito dos diversos parâmetros no projeto da LT. Através de uma concepção inovadora, onde as dimensões são definidas de acordo com o risco máximo de falha devido às sobretensões, através do método estatístico de coordenação de isolamento, o CISOL se torna uma ferramenta com grande potencial para o auxílio no estudo de projetos de LT mais eficientes e com menos impactos ao ambiente onde está inserida, como descrito no Capítulo 5.

A distância mínima entre as fases e a estrutura da torre é definida de acordo com uma série de fatores. Foi observado que a suportabilidade a surtos de manobra é normalmente a mais importante na definição dessas distâncias, principalmente para linhas a partir de 345 kV. Na Subseção 5.2.1, pôde ser observada a influência dos demais fatores no projeto da linha, tais como o risco de falha, velocidade do vento e condições climáticas. Contudo, a análise de sensibilidade mostrou que o nível de sobretensões é a principal característica que influencia o tamanho final da torre. Um aumento da ordem de 10 % no valor médio das sobretensões leva a um aumento na mesma ordem de grandeza na dimensão horizontal total da torre.

Portanto, medidas de mitigação das sobretensões de manobra devem ser cuidadosamente analisadas, pois uma redução dessas acarreta em uma maior confiabilidade da operação da linha, devido a uma menor probabilidade de ocorrência de descargas e consequentes desligamentos do sistema. Além disso, a redução dos níveis de sobretensão esperados cria a possibilidade de reduções nos custos de instalação da linha, bem como melhorias na capacidade de transmissão e operação da linha no sistema.

Outra conclusão importante obtida foi a possibilidade de redução das dimensões de torres de transmissão, considerando um projeto do isolamento feito através do método estatístico, como demonstrado nos exemplos de aplicação do programa CISOL, na Subseção 5.2.2.

6.2 Trabalho futuros

É extensa a gama de opções de métodos teóricos e práticos que podem ser utilizados para o aprimoramento dos cálculos de suportabilidade e coordenação de isolamento. Dessa forma, novos cálculos e ensaios podem ser realizados para que as especificidades de cada caso sejam cobertas com maior rigor. Algumas das sugestões para continuidade dos trabalhos desenvolvidos são listadas a seguir:

- Visto que os resultados simulados podem não ser totalmente precisos para os diversos tipos de isolamentos em ar analisados, ensaios laboratoriais devem complementar as análises realizadas. Para isso, o Laboratório de Ultra Alta Tensão do Cepel (LabUAT) será de ótima valia no estudo da suportabilidade fase-terra e fase-fase de feixes não convencionais.
- Avaliação da necessidade de cálculo da suportabilidade a sobretensões de frente lenta para linhas de alta tensão em corrente contínua (HVDC). Essas sobretensões podem ser advindas, por exemplo, de curto-circuitos ocorridos na rede ou também de situações como bloqueio de bipolo. Portanto, pode ser necessária a avaliação de ensaios combinados: aplicação de alta tensão CC em um pólo e mais um impulso de tensão no outro.
- Incorporação do cálculo da distância mínima entre condutores em uma rotina de otimização de feixes. Normalmente nessas rotinas, a distância mínima é uma variável fixa de entrada. Visto que ela depende da configuração encontrada para o feixe, seria mais adequado a informação do nível de sobretensão máximo permitido, portanto resultando em um isolamento variável de acordo com o feixe.
- Cálculo da tensão crítica de isolamento pelos métodos apresentados neste trabalho para configurações condutor-estrutura da torre utilizando simulações em programas de cálculo numérico da distribuição de campo elétrico em três dimensões (como por exemplo programas que usam o Método dos Elementos Finitos ou o Método da Simulação de Carga). Nesta nova metodologia em 3D seria possível a análise do efeito da inclusão da torre, das cadeias de isoladores e das ferragens.
- Para uma análise completa da coordenação de isolamento, é necessária a inclusão de um estudo de transitórios no sistema, ou seja, das variadas sobretensões esperadas. Dessa forma, um projeto de linha otimizado para essa aplicação específica pode ser realizado.
- Avaliação do risco de falha total da linha considerando o risco das três fases separadamente, pois a distribuição de sobretensões esperadas pode ser diferente para cada fase.
- Avaliação do efeito da variação do perfil de sobretensões ao longo da linha – determinação de uma quantidade de *gaps* equivalente que incorpore esse efeito.
- Integração da distribuição estatística das condições climáticas no cálculo da suportabilidade do isolamento, e não apenas valores conservativos.
- No âmbito do isolamento fase-fase, explorar a questão da variação dos possíveis parâmetros entre as duas componentes de tensão (vide Figura 2.10). Ou seja, a

suportabilidade não é função apenas do valor de pico das componentes positiva e negativa, mas também por exemplo da diferença de tempo de aplicação das mesmas. Além disso, avaliar o efeito da presença da terceira fase energizada.

- Inclusão dos métodos de cálculo da suportabilidade manobra simulados no estudo da coordenação de isolamento (programa CISOL).
- Implementação do estudo do desempenho atmosférico no programa CISOL – análise de dados cerâmicos e posicionamento dos cabos para-raios.
- Incorporação no CISOL da avaliação do risco de falha de estruturas já existentes, incluindo a checagem das distâncias mínimas dos condutores aos cabos estais e pára-raios. Ou seja, ao invés de se projetar a linha a partir de um valor máximo para o risco de falha, avaliar o risco de estruturas já projetadas em função das possíveis sobretensões.

Referências Bibliográficas

- [1] HILEMAN, A. R. *Insulation Coordination for Power Systems*. CRC Press, jun. 1999. ISBN: 978-1-4200-5201-5. Google-Books-ID: VRw4FY52WJsC.
- [2] CLARKE, E. *Circuit Analysis of A-C Power Systems...* Circuit Analysis of A-C Power Systems. J. Wiley & sons, Incorporated, 1943. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=ztANvgAACAAJ>>.
- [3] ALEXANDROV, G. N., PODPORKIN, G. V., SELEZNEV, Y. G. “Shape optimization of overhead transmission line bundled conductors”, *Electric technology U.S.S.R.*, pp. 1–14, jan. 1988.
- [4] ALEKSANDROV, G. N. “Scientific and Engineering Principles of Creating Compact Lines with Increased Natural Capacity”, *CIGRÉ*, pp. Seção 33–91, 1991.
- [5] SALARI FILHO, J. C. *Otimização da geometria dos feixes de condutores de linhas de transmissão*. Tese de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 1993.
- [6] GOMES JR, S. *Otimização de linhas aéreas de transmissão considerando novas concepções construtivas para os feixes de condutores*. Tese de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 1995.
- [7] DART, F. C., ARRUDA, C. K., GARCIA, R. W. S., et al. “High Capacity AC Transmission Lines - The Brazilian Experience”, *Cigre International Symposium*, out. 2015.
- [8] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60071-1: Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*. 2006.
- [9] ABNT. *Norma Técnica NBR 5422: Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica – Procedimentos*. Brasil, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1985.
- [10] “Editais de Transmissão - ANEEL”. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/transmissao4>>.

- [11] SCHNEIDER, K., WECK, K. “Parameters Influencing the Gap Factor”, *Electra*, , n. 35, 1974.
- [12] 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, pp. 512–524, mar. 1976. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/T-PAS.1976.32131.
- [13] ALEXANDROV, G. N., PODPORKYN, G. V., MENEMENLIS, H. “Further Improvement of the Critical Charge Method for the Theoretical Evaluation of the Breakdown Voltage of Conductor Bundle-To-Plane Gaps”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-99, n. 2, pp. 687–694, mar. 1980. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1980.319660.
- [14] LES RENARDIERES GROUP. “Research on Long Air Gap Discharges”, *Electra*, v. 23, pp. 10–53, 1972.
- [15] PEEK, F. *Dielectric Phenomena in High Voltage Engineering*. Read Books, 2007. ISBN: 978-1-4067-8337-7. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=mfX8RoguuX8C>>.
- [16] PORTELA, C. M. J. C. M., SANTIAGO, N. H. C. “Modelagem do Efeito Coroa em Linhas de Transmissão considerando Interação entre Fases ou Pólos e Cabos Pára-raios”, *XI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, 1991.
- [17] BOUTLENDJ, M., ALLEN, N. L. “Dielectric strength of air insulation for coordination of minimum clearances of overhead lines: a review”, *IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology*, v. 141, n. 6, pp. 449–463, nov. 1994. ISSN: 1350-2344. doi: 10.1049/ip-smt:19941313.
- [18] *EPRI AC Transmission Line Reference Book: 200 KV and Above, Third Edition*. Electric Power Research Institute, 2005. Google-Books-ID: B7mhGwAACAAJ.
- [19] ABNT. *Norma Técnica ABNT NBR 6939: Coodenação de Isolamento – Procedimento*. Brasil, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2000.
- [20] KUFFEL, E., ZAENGL, W. S., KUFFEL, J. *High Voltage Engineering: Fundamentals*. Newnes, 2000. ISBN: 978-0-7506-3634-6.

- [21] ABNT. *Norma Técnica ABNT NBR IEC 60060-1: Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão. Parte 1: Definições gerais de requisitos de ensaio*. Brasil, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.
- [22] “IEEE Standard for High-Voltage Testing Techniques”, *IEEE Std 4-2013 (Revision of IEEE Std 4-1995)*, pp. 1–213, maio 2013. doi: 10.1109/IEEESTD.2013.6515981.
- [23] PARIS, L., CORTINA, R. “Switching and Lightning Impulse Discharge Characteristics of Large Air Gaps and Long Insulator Strings”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-87, n. 4, pp. 947–957, abr. 1968. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1968.292069.
- [24] GALLET, G., LEROY, G., LACEY, R., et al. “General expression for positive switching impulse strength valid up to extra long air gaps”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 94, n. 6, pp. 1989–1993, nov. 1975. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/T-PAS.1975.32045.
- [25] KISHIZIMA, I., MATSUMOTO, K., WATANABE, Y. “New Facilities for Phase-to-Phase Switching Impulse Tests and Some Test Results”, *IEEE Power Engineering Review*, v. PER-4, n. 6, pp. 31–32, jun. 1984. ISSN: 0272-1724. doi: 10.1109/MPER.1984.5526086.
- [26] RIZK, F. A. M. “A model for switching impulse leader inception and breakdown of long air-gaps”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 1, pp. 596–606, jan. 1989. ISSN: 0885-8977. doi: 10.1109/61.19251.
- [27] PARIS, L. “Influence of Air Gap Characteristics on Line-to-Ground Switching Surge Strength”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-86, n. 8, pp. 936–947, ago. 1967. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1967.291917.
- [28] WORKING GROUP 03 – CIGRÉ STUDY COMMITTEE 33.03. “Evaluation of the Switching Impulse Strength of External Insulation”, *Electra*, v. 94, n. 1, pp. 77–95, maio 1984.
- [29] SALARI FILHO, J. C. *Efeito das Descargas Atmosféricas no Desempenho de Linhas de Transmissão - Modelagens nos Domínios do Tempo e da Frequência*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- [30] HARADA, T., AIHARA, Y., AOSHIMA, Y. “Influence of Switching Impulse Wave Shape on Flashover Voltages of Air Gaps”, *IEEE Transactions on*

Power Apparatus and Systems, v. PAS-92, n. 3, pp. 1085–1093, maio 1973. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1973.293675.

- [31] YASUI, M., MUROOKA, M. “Practical design of AC 1000 kV insulator assemblies”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 3, n. 1, pp. 333–340, jan. 1988. ISSN: 0885-8977. doi: 10.1109/61.4261.
- [32] NUNES, R. R. *Coordenação de isolamento para transitórios de manobra considerando a forma de onda das sobretensões*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, UFMG, Belo Horizonte, 2006.
- [33] *Transmission Line Reference Book: 345 KV and Above, Second Edition*. Electric Power Research Institute, 1982. Google-Books-ID: B7mhGwAACAAJ.
- [34] VAISMAN, R., FONSECA, J. R., ANDRADE, V. H. G., et al. “Switching impulse strength of compact transmission lines”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 3, pp. 1570–1578, jul. 1993. ISSN: 0885-8977. doi: 10.1109/TPWRD.1993.5742755.
- [35] CORTINA, R., NICOLINI, P., PIGINI, A., et al. “Space Occupation of EHV and UHV Transmission Line as Affected by the Switching Impulse Strength of Phase-to-Phase Insulation”, *Symposium CIGRÉ Stockholm*, 1981.
- [36] ARCHAMBAULT, J. J., MCGILLIS, D., SNIDER, L. A. *Phase-to-Phase Insulation Coordination in EHV and UHV System*. Relatório técnico, Canadian Electrical Association, Montreal, mar. 1980.
- [37] GALLET, G., HUTZLER, B., RIU, J. P. “Analysis of the Switching Impulse Strength of Phase-To-Phase Air Gaps”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-97, n. 2, pp. 485–494, mar. 1978. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1978.354509.
- [38] REIS, J. L. *Coordenação de isolamento para surtos de frente rápida utilizando o Método da Densidade Espectral de energia*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.
- [39] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60071-2: Insulation co-ordination – Part 2: Application Guide*. 1996.
- [40] LIU, Z. *Ultra-High Voltage AC/DC Grids*. Academic Press, dez. 2014. ISBN: 978-0-12-802360-0. Google-Books-ID: jJmKBAAAQBAJ.

- [41] HILL, H. L., RENNER, P. E., POLAND, M. G., et al. “BPA’s Extra High Voltage DC Tests: II - Outdoor Flashover”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-86, n. 10, pp. 1153–1160, out. 1967. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1967.291867.
- [42] *HVDC Transmission Line Reference Book*. EPRI, 1993. Google-Books-ID: y2x4HAAACAAJ.
- [43] RABINOVITCH, S. I. “A Discussion of Papers 407 and 417”, *Proceedings of 16th CIGRE Convention*, v. 1, pp. 727–729, 1956.
- [44] ABNT. *Norma Técnica ABNT IEC 60815: Guia para seleção de isoladores sob condições de poluição*. 1 ed. Brasil, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2005.
- [45] WORKING GROUP 303 – CIGRÉ STUDY COMMITTEE C4. “Outdoor Insulation in Polluted Conditions: Guidelines for Selection and Dimensioning - Part 2: The DC Case”, *Electra*, dez. 2012.
- [46] HILL, K. H. *Estimation of Positive Polarity Switching Surge Flashover Voltage of Compact Transmission Lines*. Master of Science, University of Manitoba, Winnipeg, Canada, abr. 1999.
- [47] RIZK, F. A. M. “Critical switching impulse breakdown of long bundle-conductor gaps”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 1, pp. 373–383, jan. 1996. ISSN: 0885-8977. doi: 10.1109/61.484037.
- [48] RIZK, F. A. M. “Switching impulse strength of air insulation: leader inception criterion”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 4, pp. 2187–2195, out. 1989. ISSN: 0885-8977. doi: 10.1109/61.35646.
- [49] RIZK, F. A. M. “Critical switching impulse strength of phase-to-phase air insulation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 3, pp. 1492–1506, jul. 1993. ISSN: 0885-8977. doi: 10.1109/61.252676.
- [50] PODPORKIN, G. V. “Calculating the switching surge critical flashover voltage of phase-to-ground and phase-to-phase bundle conductor gaps”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 10, n. 1, pp. 365–373, jan. 1995. ISSN: 0885-8977. doi: 10.1109/61.368377.
- [51] PIGINI, A., RIZZI, G., BRAMBILLI, R., et al. “Switching Impulse Strength of Very Large Air Gaps”, *Third International Symposium on High Voltage Engineering*, , n. 52-15, 1979.

- [52] ALEXANDROV, G. N., PODPORKYN, G. V. “Control of the Electric Strength of Long Air Gaps”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-101, n. 11, pp. 4395–4398, nov. 1982. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1982.317405.
- [53] AMON, J. F., GABAGLIA, C. P. R., TAVARES, G., et al. “Otimização de Linha de Transmissão não Convencional de Alta Capacidade em 500 kV”, maio 2009.
- [54] D’AJUZ, A., FURNAS CENTRAIS ELETRICAS. *Transitorios eletricos e coordenação de isolamento: aplicação em sistemas de potencia de alta-tensão*. Niteroi, RJ; Rio de Janeiro (RJ), EDUFF : FURNAS, 1987. ISBN: 978-85-228-0069-8.
- [55] *Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão*. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2013.
- [56] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60826: Design criteria of overhead lines*. 2003.
- [57] AZEVEDO, R. M., SILVA FILHO, J. I., ANDRADE, V. H., et al. “Fatores de Correção Atmosféricos Aplicados ao Dimensionamento de Isolamentos em Ar – Nova Metodologia de Cálculo”, *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, n. XVII SNPTEE, out. 2003.
- [58] GUIMARÃES, R. P., NAKAMURA, R. S., CAMPOS, P. C., et al. “LT 500 kV CS Barreiras II - Rio das Éguas - Luziânia: Solução eletromecânica estrutural para SIL de 1670 MW”, *XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, out. 2015.
- [59] SALARI FILHO, J. C. “O Sistema computacional ELEKTRA - Integração de Modelos Matemáticos para o Dimensionamento Otimizado de Linhas de Transmissão com Feixes Convencionais e Não Convencionais”, *X SEPOPE*, 2006.
- [60] ELLIS, M. F. *Cálculo da Tensão Crítica de Isolamento em Linhas de Transmissão com Potência Natural Elevada*. Relatório Técnico, CEPEL, jul. 1995.
- [61] ARRUDA, C. K. C. *Modelagem de efeito coroa em linhas de transmissão em corrente contínua*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, mar. 2012.

Apêndice A

Método da Carga Crítica

Este apêndice traz um maior detalhamento da implementação do Método da Carga Crítica, proposto por Alexandrov e Podporkin [13, 50] e implementado originalmente no programa TENCRI [60]. O algoritmo foi refeito neste trabalho em código Matlab, com algumas pequenas adaptações e refinamentos.

O objetivo do método é a determinação da tensão com 50 % de probabilidade de romper o isolamento em ar, utilizada para *gaps* entre um feixe de condutores e um plano aterrado, como citado na seção 2.2.3. O método é dividido em 5 etapas: a determinação da direção de campo elétrico máximo, posicionamento de cargas e pontos de controle, cálculo das cargas, cálculo do potencial dos subcondutores e verificação das condições de aceitação.

A teoria aplicada nesta implementação se trata de uma solução em duas dimensões, na qual os condutores são tratados por linhas de carga infinitas e paralelas ao solo. Ela é sustentada basicamente pelas duas equações matriciais seguintes. Elas relacionam a interação entre o campo elétrico $[E]$, o potencial $[U]$ e as cargas $[q]$ através de matrizes de parâmetros geométricos, que a seguir serão detalhados, respectivamente $[b]$ e $[\alpha]$.

$$[E] = [b] \times [q] \tag{A.1}$$

$$[U] = [\alpha] \times [q] \tag{A.2}$$

A.1 Direção de campo elétrico máximo

Para que as zonas de carga espacial tenham suas direções definidas, deve-se determinar, para cada subcondutor, o ponto de sua superfície onde o campo elétrico apresenta o seu valor máximo (\vec{E}_{max_i}). Essas direções podem ser mais facilmente ca-

racterizadas através do ângulo ϕ_{m_i} que elas formam com o eixo horizontal, conforme é mostrado na figura A.1.

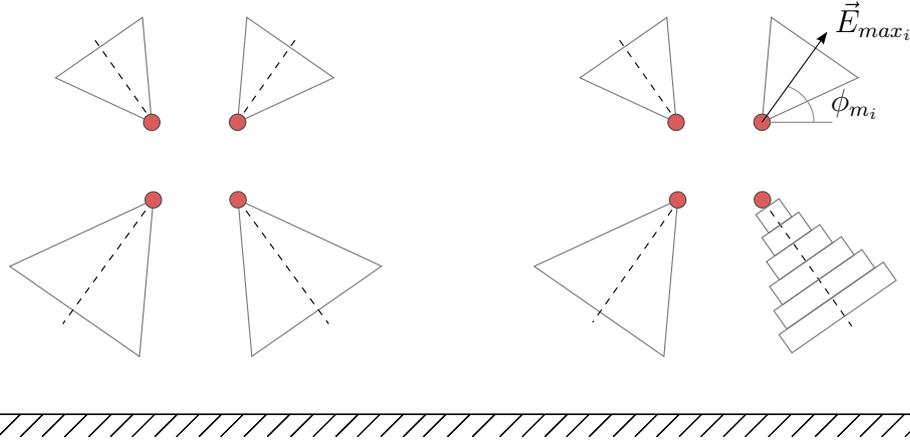


Figura A.1: Campo elétrico na direção normal à superfície (\vec{E}_n) do subcondutor j em um ponto $p(x, y)$ devido a carga q_i .

Em um primeiro momento, deve-se determinar os valores de tensão de cada subcondutor, onde um deles é arbitrado (U_1) pode ser arbitrado, e o valor dos demais ($U_{2...n_s}$) referenciados a partir do mesmo. Ou seja, subcondutores pertencentes ao mesmo feixe apresentam o mesmo valor de tensão e os que estão em feixes distintos seguem a proporção definida de aplicação de impulsos em cada fase. Então, as cargas¹ de cada subcondutor podem ser calculadas através da relação matricial (A.2), ou seja:

$$[q] = [\alpha]^{-1} \times [U]$$

onde os elementos da matriz de potenciais de Maxwell $[\alpha]$ são dados por:

$$\alpha_{i,j} = \begin{cases} \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2y_i}{r_i}, & \text{para } i = j \\ \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}}{\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2}}, & \text{para } i \neq j \end{cases} \quad (\text{A.3})$$

onde (x_i, y_i) são as coordenadas cartesianas da posição dos condutores, r_i o raio externo de cada condutor, ϵ_0 a permissividade elétrica do vácuo e os índices i, j variam de 1 até o número de subcondutores n_s .

Com os valores de carga dos condutores, é possível então calcular o campo elétrico na direção normal à superfície e em vários pontos $p(x, y)$ ao longo dos mesmos, através da relação matricial (A.1) e verificar onde ele atinge seu valor máximo. Essa “varredura” que abrange a superfície do subcondutor i pode ser feita através da

¹Essas cargas não apresentam os valores reais, já que as tensões foram arbitradas. Porém, as mesmas guardam as proporções com a realidade, e portanto, são suficientes nessa etapa do processo, que é apenas a determinação da direção de campo máximo. Além disso, aqui ainda não é considerada a presença das cargas espaciais.

variação do ângulo ϕ , cobrindo o intervalo de 0° a 360° . Os valores de x e y , que dão a posição do ponto onde o campo é calculado, podem ser obtidos a partir de ϕ através das seguintes equações:

$$\begin{aligned} x &= x_i + r_i \cos \phi \\ y &= y_i + r_i \sin \phi \end{aligned} \quad (\text{A.4})$$

O método aqui utilizado para o cálculo do campo elétrico é uma variação do método da carga centrada, ou seja, a primeira aproximação do Método das Sucessivas Imagens. Nesse método, considera-se que, na superfície do subcondutor onde o campo está sendo calculado, a componente do campo produzido pelas cargas dos demais subcondutores e das imagens de todos os subcondutores na direção normal à essa superfície deve ser duplicada. Essa duplicação não é realizada, entretanto, para o campo produzido pela própria carga do subcondutor onde o cálculo é feito.

Para se calcular a componente na direção normal (\vec{E}_n) do campo elétrico em um ponto $p(x, y)$ na superfície do subcondutor j , produzido por uma carga q_i em (x_i, y_i) , deve-se achar a influência das suas componentes ortogonais no ângulo de varredura ϕ . As equações a seguir podem ser retiradas por observação da figura A.2.

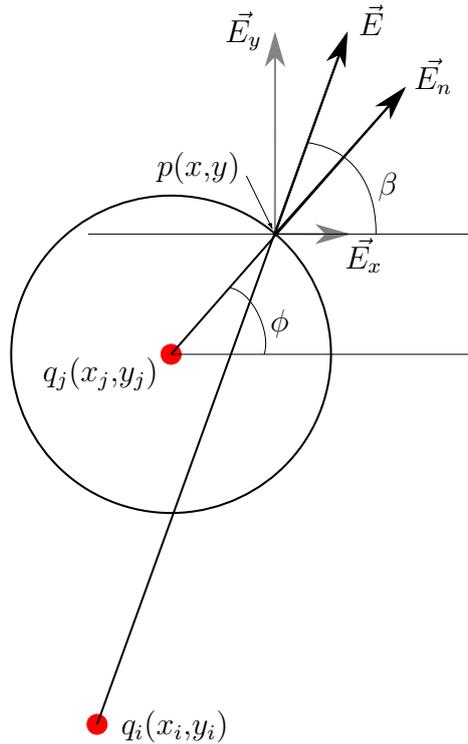


Figura A.2: Campo elétrico na direção normal à superfície (\vec{E}_n) do subcondutor j em um ponto $p(x, y)$ devido a carga q_i .

$$\begin{aligned} |\vec{E}_n| &= E_x \cos \phi + E_y \sin \phi \\ &= |\vec{E}| \cos \beta \cos \phi + |\vec{E}| \sin \beta \sin \phi \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

onde β é o ângulo de inclinação do vetor \vec{E} no ponto $p(x, y)$:

$$\begin{aligned}\cos \beta &= \frac{x - x_j}{\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}} \\ \text{sen } \beta &= \frac{y - y_j}{\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}}\end{aligned}\tag{A.6}$$

e a amplitude do campo elétrico $|\vec{E}|$ é dada por:

$$|\vec{E}| = \frac{q_j}{2\pi\epsilon_0} \frac{1}{\sqrt{(x - x_j)^2 + (y - y_j)^2}}\tag{A.7}$$

Assim, considerando que o campo elétrico total é resultante dos efeitos das cargas dos n subcondutores e de suas imagens e, levando em conta que o presente método de cálculo assume que os efeitos de todas as cargas externas ao subcondutor i são duplicados, o campo total em $p(x, y)$, na direção normal à superfície do subcondutor i , pode ser determinado pela seguinte equação:

$$|\vec{E}_i| = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left\{ \begin{aligned} & q_i \left[\frac{1}{r_i} - 2 \frac{(x - x_i) \cos \phi + (y + y_i) \text{sen } \phi}{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2} \right] + \\ & + 2 \sum_{j=1}^{n-1} q_j \left[\begin{aligned} & \frac{(x - x_j) \cos \phi + (y - y_j) \text{sen } \phi}{(x - x_j)^2 + (y - y_j)^2} - \\ & - \frac{(x - x_j) \cos \phi + (y + y_j) \text{sen } \phi}{(x - x_j)^2 + (y + y_j)^2} \end{aligned} \right] \end{aligned} \right\}\tag{A.8}$$

Portanto, deve-se arbitrar um determinado passo de variação para o ângulo ϕ e proceder o cálculo do campo nos pontos da superfície do subcondutor i correspondentes à essa variação. Em seguida, verifica-se em qual desses pontos é obtido o maior valor do campo elétrico e, finalmente, o ângulo ϕ_{m_i} correspondente à esse ponto será o ângulo que define a direção de campo máximo para o subcondutor i . O cálculo deve ser, então, realizado para todos os n_s subcondutores e, assim, determina-se para cada um deles um certo ângulo ϕ_{m_i} correspondente à direção onde o campo elétrico é máximo.

A.2 Posicionamento de cargas e pontos de controle

Tendo sido calculadas as direções de campo máximo para cada um dos subcondutores, as zonas de carga espacial podem ter, então, todos os seus parâmetros definidos. Para tanto, são feitas ainda as seguintes considerações quanto às suas características:

1. Cada zona de carga espacial é subdividida em m “paralelepípedos”, sendo $m = 20$ quando há apenas um condutor por fase e $m = 6$ quando a fase é composta por um feixe de condutores.
2. Todos os “paralelepípedos” de uma mesma zona de carga espacial possuem alturas iguais. Como altura, entende-se a dimensão do “paralelepípedo” ao longo do eixo de simetria da zona de carga espacial. Assim, a altura de cada “paralelepípedo” será definida por $d = l_z/m$, sendo l_z o comprimento total da zona de carga espacial. Conforme já foi visto, o comprimento das zonas de carga espacial deve ser estimado arbitrariamente, sugerindo-se aqui que, inicialmente, seja adotado um valor próximo a 1 metro para todas elas.
3. O triângulo que representa a zona de carga espacial é caracterizado por um ângulo $\varphi = 30^\circ$ em seu vértice mais próximo ao subcondutor.

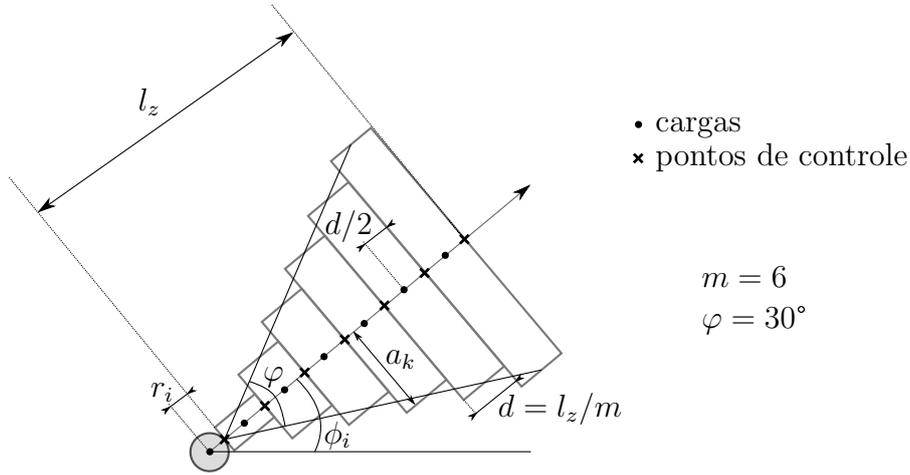


Figura A.3: Posicionamento de cargas e pontos de controle na zona de carga espacial.

As características da zona de carga espacial acima definidas podem ser visualizadas na figura A.3, onde é apresentada a zona de carga espacial de um subcondutor pertencente a um feixe qualquer. Observa-se nessa figura que a base (largura) do k -ésimo “paralelepípedo”, contado a partir do subcondutor, é igual a $2a_k$, com a_k sendo dado por:

$$a_k = \left(k d - \frac{d}{2} \right) \operatorname{tg} \left(\frac{\varphi}{2} \right) \quad (\text{A.9})$$

Assim, com os parâmetros da zona de carga espacial definidos, as cargas e os pontos de controle onde o campo elétrico será calculado podem ser posicionados.

São colocados, então, $m + 1$ pontos de controle ao longo do eixo de simetria de cada uma das zonas de carga espacial, sendo que um desses pontos é localizado na superfície do subcondutor e os demais são posicionados na fronteira dos “paralelepípedos”.

A carga do subcondutor é representada por uma linha de carga colocada em seu centro, enquanto que as cargas espaciais são representadas por linhas de carga posicionadas no centro dos “paralelepípedos”. Assim, para cada subcondutor, são representadas $m + 1$ cargas. Deve-se mencionar que as cargas dos “paralelepípedos” não serão sempre representadas por linhas de carga, já que em algumas situações será considerada uma distribuição uniforme de carga na superfície de cada “paralelepípedo”.

A observação dessa figura permite concluir que, para a zona de carga espacial associada ao subcondutor i , as coordenadas (x_{ck}, y_{ck}) e (x_{pk}, y_{pk}) correspondentes, respectivamente, à linha de carga e ao ponto de controle do k -ésimo “paralelepípedo” são dadas por:

$$\begin{aligned} x_{ck} &= x_i + (r_i + k d - d/2) \cos \phi_i \\ y_{ck} &= y_i + (r_i + k d - d/2) \sen \phi_i \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

$$\begin{aligned} x_{pk} &= x_i + (r_i + k d) \cos \phi_i \\ y_{pk} &= y_i + (r_i + k d) \sen \phi_i \end{aligned} \quad (\text{A.11})$$

A.3 Cálculo das cargas

Estando definida a localização dos pontos de controle e das cargas, o valor dessas cargas pode ser, então, determinado através da relação matricial (A.2), ou seja:

$$[q] = [b]^{-1} \times [E]$$

Nessa equação, $[E]$ é um vetor cujos elementos representam o valor nos $n (m + 1)$ pontos de controle da componente do campo elétrico nas direções caracterizadas pelos ângulos ϕ_i . Os elementos de $[E]$ são todos conhecidos, já que o campo no interior das zonas de carga espacial é considerado constante, sendo igual a 450 kV/m para zonas de carga positiva e igual a 800 kV/m para zonas de carga negativa.

Além disso, considera-se que o campo nos pontos de controle localizados na superfície dos condutores é igual ao campo de início de corona, E_0 , que pode ser calculado através da já conhecida fórmula de Peek:

$$E_0 = 30 m_i \delta \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{\delta r_i}} \right) \quad (\text{A.12})$$

sendo δ a densidade relativa do ar e m_i o coeficiente de rugosidade do condutor. O trabalho realizado por Arruda [61] apresenta mais detalhamentos nas demais variações no cálculo do campo de início de Corona.

Para a determinação dos elementos da matriz $[b]$, deve-se notar que cada um deles (b_{ij}) relaciona o campo elétrico no ponto de controle i produzido pela carga j . Esses elementos serão calculados, então, de acordo com a localização do ponto de controle e com o tipo de carga que está sendo considerado. A figura A.4 mostra o campo produzido no ponto i pelo paralelepípedo cujo centro está localizado no ponto j , e todas as dimensões envolvidas.

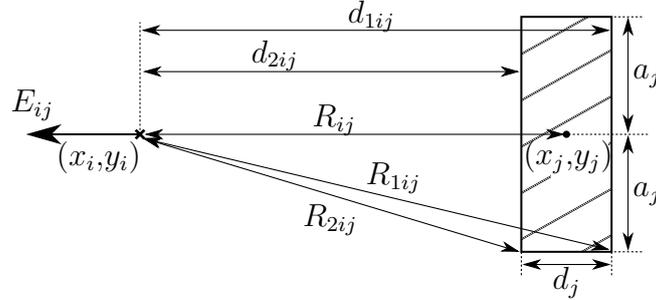


Figura A.4: Campo elétrico E_{ij} em (x_i, y_i) devido ao paralelepípedo com distribuição uniforme de carga, centralizado em (x_j, y_j) .

Inicialmente, assume-se que a carga de cada “paralelepípedo” está uniformemente distribuída em sua superfície. Assim, para um ponto de controle i localizado na mesma zona de carga espacial que um “paralelepípedo” cujo centro é o ponto j , o elemento b_{ij} é calculado pela expressão abaixo:

$$b_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0 (d_{1ij} - d_{2ij})} \left[\ln \left(\frac{R_{1ij}}{R_{2ij}} \right) + \frac{d_{1ij}}{a_j} \arctg \left(\frac{a_j}{d_{1ij}} \right) - \frac{d_{2ij}}{a_j} \arctg \left(\frac{a_j}{d_{2ij}} \right) \right] \quad (\text{A.13})$$

Quando a carga e o ponto de controle estão localizados em zonas de carga espacial diferentes, pode ser considerado que toda a carga do “paralelepípedo” está concentrada em uma linha de carga localizada no ponto (x_j, y_j) . Então, o coeficiente b_{ij} será dado por:

$$b_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \frac{1}{R_{ij}} \quad (\text{A.14})$$

Deve-se notar que, ao contrário da equação (A.13), que já está associada a um campo na direção do eixo de simetria da zona de carga espacial, a equação (A.14) fornece um valor de b_{ij} associado a um campo na direção da reta que une a carga j ao ponto i . É necessário, portanto, calcular a componente do campo na direção do eixo de simetria da zona de carga espacial à qual pertence o ponto i .

Para que isso seja feito, é necessário calcular inicialmente as componentes do campo nas direções dos eixos x e y e, em seguida, e em seguida, determinar as que estão da direção do eixo de simetria da zona de carga espacial, que será dada pela soma das projeções das componentes \vec{E}_x e \vec{E}_y nessa direção.

Portanto, quando o ponto de controle i e a carga j não pertencem à mesma zona de carga espacial, o elemento b_{ij} será dado por:

$$b_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \frac{(x_i - x_j) \cos \phi_i + (y_i - y_j) \sen \phi_i}{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (\text{A.15})$$

A influência das imagens das cargas dos subcondutores e das imagens das cargas espaciais são representadas como linhas de cargas com valores $-q_j$, localizada no ponto $(x_j, -y_j)$. Dessa forma, para que o efeito da imagem da carga j seja incorporado ao elemento b_{ij} , basta adicionar às equações (A.13) e (A.14) o termo b'_{ij} , assim definido:

$$b'_{ij} = -\frac{1}{2\pi\epsilon_0} \frac{(x_i - x_j) \cos \phi_i + (y_i + y_j) \sen \phi_i}{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2} \quad (\text{A.16})$$

Deve-se destacar aqui que, seguindo a metodologia de cálculo de campo elétrico descrita na Seção A.1, quando o ponto de controle i está localizado na superfície de um subcondutor qualquer e a carga j é externa a esse subcondutor, a influência dessa na componente de campo normal à superfície do subcondutor deve ser duplicada. Caso a carga j pertença ao subcondutor, seu efeito não precisa ser duplicado, sendo o elemento b_{ij} correspondente dado por:

$$b_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \frac{1}{r_i} \quad (\text{A.17})$$

As considerações a respeito do cálculo dos elementos b_{ij} expostas acima são resumidas a seguir, onde é indicada a expressão que deve ser utilizada para a determinação de b_{ij} , de acordo com a localização do ponto de controle i e da carga j :

1. Ponto i na superfície de um subcondutor e carga j no centro do próprio subcondutor:

$$b_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[\frac{1}{r_i} - 2 \frac{(x_i - x_j) \cos \phi_i + (y_i + y_j) \sen \phi_i}{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2} \right] \quad (\text{A.18})$$

2. Ponto i na superfície de um subcondutor e carga j na zona de carga espacial associada a esse subcondutor:

$$b_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} 2 \left\{ \frac{1}{d_{1ij} - d_{2ij}} \left[\ln \left(\frac{R_{1ij}}{R_{2ij}} \right) + \frac{d_{1ij}}{a_j} \arctg \left(\frac{a_j}{d_{1ij}} \right) - \frac{d_{2ij}}{a_j} \arctg \left(\frac{a_j}{d_{2ij}} \right) \right] - \frac{(x_i - x_j) \cos \phi_i + (y_i + y_j) \sen \phi_i}{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2} \right\} \quad (\text{A.19})$$

3. Ponto i na superfície de um subcondutor e carga j em uma zona de carga espacial associada a outro subcondutor ou no centro de outro subcondutor:

$$b_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} 2 \left[\frac{(x_i - x_j) \cos \phi_i + (y_i - y_j) \operatorname{sen} \phi_i}{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} - \frac{(x_i - x_j) \cos \phi_i + (y_i + y_j) \operatorname{sen} \phi_i}{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2} \right] \quad (\text{A.20})$$

4. Ponto i em uma zona de carga espacial e carga j em outra zona de carga espacial ou no centro de um subcondutor qualquer:

$$b_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[\frac{(x_i - x_j) \cos \phi_i + (y_i - y_j) \operatorname{sen} \phi_i}{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} - \frac{(x_i - x_j) \cos \phi_i + (y_i + y_j) \operatorname{sen} \phi_i}{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2} \right] \quad (\text{A.21})$$

5. Ponto i e carga j na mesma zona de carga espacial:

$$b_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{d_{1ij} - d_{2ij}} \left[\ln \left(\frac{R_{1ij}}{R_{2ij}} \right) + \frac{d_{1ij}}{a_j} \operatorname{arc\,tg} \left(\frac{a_j}{d_{1ij}} \right) - \frac{d_{2ij}}{a_j} \operatorname{arc\,tg} \left(\frac{a_j}{d_{2ij}} \right) \right] \\ - \frac{(x_i - x_j) \cos \phi_i + (y_i + y_j) \operatorname{sen} \phi_i}{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2} \end{array} \right\} \quad (\text{A.22})$$

Assim, cada um dos $n_s(m+1) \times n_s(m+1)$ elementos b_{ij} da matriz $[b]$ pode ser determinado através da utilização adequada de uma das equações (A.18) a (A.22). Estando, portanto, completamente definida, a matriz $[b]$ é invertida para que, finalmente, seja realizada a multiplicação de $[b]^{-1}$ por $[E]$. O resultado dessa multiplicação será o vetor $[q]$, cujos elementos representam os valores das $n_s(m+1)$ cargas.

A.4 Cálculo do potencial dos subcondutores

Estando determinado o vetor $[q]$, os potenciais em todos os pontos de controle podem ser calculados através da relação matricial (A.2), ou seja, $[U] = [\alpha] \times [q]$, onde $[\alpha]$ é a matriz dos coeficientes de potencial com $n_s(m+1) \times n_s(m+1)$ elementos α_{ij} , representando o potencial elétrico nos pontos de controle em (x_i, y_i) , devido a influência de uma carga em (x_j, y_j) .

Por uma análise análoga a realizada na seção anterior, é possível definir os termos α_{ij} como:

1. Quando o “paralelepípedo” com centro em (x_j, y_j) e o ponto de controle i pertencerem à mesma zona de carga espacial, temos que:

$$\alpha_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left\{ \frac{1}{d_{1ij} - d_{2ij}} \left[\begin{aligned} & d_{2ij} \ln(R_{2ij}) - d_{1ij} \ln(R_{1ij}) + \\ & + \frac{a_j}{2} \left[\operatorname{arc\,tg} \left(\frac{d_{2ij}}{a_j} \right) - \operatorname{arc\,tg} \left(\frac{d_{1ij}}{a_j} \right) \right] + \\ & + \frac{1}{2a_j} \left[d_{2ij}^2 \operatorname{arc\,tg} \left(\frac{a_j}{d_{2ij}} \right) - d_{1ij}^2 \operatorname{arc\,tg} \left(\frac{a_j}{d_{1ij}} \right) \right] + \\ & + \frac{3}{2}(d_{1ij} - d_{2ij}) \end{aligned} \right] + \right\} + \left. \begin{aligned} & + \ln \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2} \end{aligned} \right\} \quad (\text{A.23})$$

2. Caso o “paralelepípedo” e o ponto i pertençam a zonas de carga espacial diferentes, temos que:

$$\alpha_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left(\frac{\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2}}{\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}} \right) \quad (\text{A.24})$$

Lembrando que as variáveis que aparecem nas equações (A.23) e (A.24) têm o seu significado indicado na figura A.4.

Assim, todos os elementos α_{ij} podem ser determinados, e, portanto, os potenciais nos $n_s(m+1)$ pontos de controle podem ser calculados. Deve-se notar, entretanto, que o presente objetivo é calcular apenas o potencial dos subcondutores, ou seja, os únicos pontos de controle nos quais há interesse em se determinar o potencial são aqueles localizados na superfície dos n_s subcondutores.

A.5 Verificação das condições de aceitação

Conforme visto anteriormente, os n_s subcondutores pertencentes ao mesmo feixe devem estar sob o mesmo potencial, verificação essa que deve ser realizada uma vez encontrados os potenciais. Para tanto, deve-se calcular inicialmente um potencial médio para o feixe de condutores, assim definido:

$$\bar{U} = \frac{1}{n_s} \sum_{i=1}^{n_s} U_i \quad (\text{A.25})$$

Em seguida, deve-se verificar se a diferença entre o potencial de cada um dos subcondutores e o médio pode ser considerada desprezível. Com esse objetivo, define-se a seguinte expressão para a primeira condição de aceitação:

$$\sum_{i=1}^{n_s} (U_i - \bar{U})^2 \leq \epsilon_1 \quad (\text{A.26})$$

sendo ϵ_1 um valor pequeno, aqui sugerido igual a 10^{-6} .

Além de verificar se todos os subcondutores estão sob um mesmo potencial, deve-se considerar também a condição de aceitação referente ao campo elétrico médio até 3,0 metros do subcondutor sob condições mais críticas, que deve se igualar a 400 kV/m. O significado desse campo médio pode ser melhor compreendido com o auxílio da figura 2.13. Como o objetivo é determinar o seu valor médio, o campo crítico pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$E_{cr} = \frac{U_i(0) - U_i(3)}{3} \quad (\text{A.27})$$

sendo $U_i(0)$ o potencial na superfície do subcondutor i e $U_i(3)$ o potencial em um ponto localizado a 3 metros da superfície do mesmo, na direção onde o campo elétrico é mais intenso.

A determinação do campo crítico deve ser feita calculando-se, para cada subcondutor, o potencial em vários pontos nas proximidades do eixo de simetria da zona de carga espacial correspondente, situados a 3 metros da superfície do subcondutor. De todos os potenciais encontrados, aquele que apresentar o menor valor deverá ser utilizado na equação (A.27) para o cálculo do campo crítico. Para o cálculo desses potenciais, deve-se adotar as equações (A.23) e (A.24) apresentadas na Seção A.4, utilizando-se para (x_i, y_i) os valores das coordenadas dos pontos onde o potencial está sendo calculado.

Assim, para que essa condição de aceitação seja satisfeita, deve-se verificar se o campo crítico calculado é igual, ou bem próximo, a 400 kV/m. Essa segunda condição de aceitação pode ser representada pela seguinte expressão:

$$|E_{cr} - 400 \text{ kV/m}| \leq \epsilon_2 \quad (\text{A.28})$$

sendo ϵ_2 um valor pequeno, aqui sugerido igual a 10^{-4} .

Caso as duas condições de aceitação descritas pelas equações (A.26) e (A.28) sejam satisfeitas, o cálculo da tensão crítica de isolamento terá chegado ao fim, sendo essa tensão definida como:

$$U_{50} = \bar{U} \quad (\text{A.29})$$

Caso contrário, novos comprimentos para as zonas de carga espacial deverão ser estimados, o que acarretará a mudança da localização das cargas e dos pontos de controle. Assim, todos os cálculos descritos a partir da etapa referente ao posicionamento das cargas e pontos de controle (Seção A.2) terão que ser refeitos. Ao

final desses novos cálculos, as duas condições de aceitação serão novamente testadas e, caso ainda não sejam satisfeitas, deve-se proceder mais uma vez a realização dos referidos cálculos. Esse processo iterativo deve ser continuado até que as duas condições de aceitação sejam satisfeitas, o que levará à obtenção de U_{50} .

Para que seja feita uma estimativa adequada para os comprimentos das zonas de carga espacial a serem utilizados na próxima iteração, deve-se lembrar que, quanto maior for l_{z_i} , maior será a carga total associada ao subcondutor i e, consequentemente, maiores serão U_i e E_{cr} . Assim, quando U_i e E_{cr} forem menores do que \bar{U} e 400 kV/m, respectivamente, deve-se buscar o aumento dessas duas grandezas através do aumento de l_{z_i} . Se, por outro lado, U_i e E_{cr} forem maiores do que \bar{U} e 400 kV/m, o valor de l_{z_i} deverá ser reduzido. Seguindo esse raciocínio, sugere-se utilizar a seguinte expressão para a estimativa dos novos comprimentos das zonas de carga espacial:

$$l_{z_i}^{(k+1)} = l_{z_i}^{(k)} \left(\frac{\bar{U}}{U_i} \right)^2 \left(\frac{4,0}{E_{cr}} \right)^2 \quad (\text{A.30})$$

nessa expressão, o índice (k) refere-se à k -ésima iteração do processo de cálculo da tensão crítica de isolamento e, portanto, $(k + 1)$ refere-se à iteração seguinte.

Apêndice B

Interface do programa CISOL

Neste apêndice são descritos os detalhes da interface gráfica desenvolvida do programa CISOL, bem como uma especificação dos dados de entrada e saída.

B.1 Interface inicial

A Figura B.1 traz a interface principal de usuário do programa CISOL, após a sua correta instalação, validação e execução. Seguindo a padronização comum de *softwares* de aplicação específica, a janela principal do programa contém um menu, uma área de introdução de dados e de resultados, e serão apresentados a seguir.

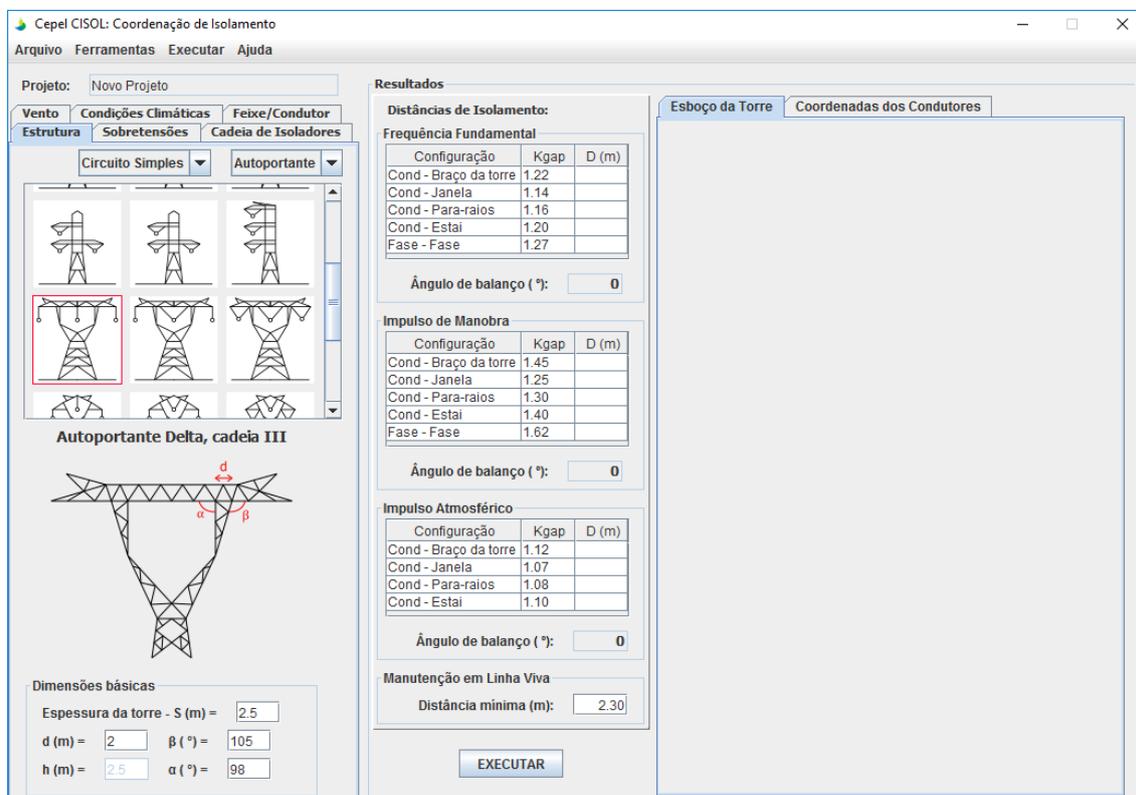


Figura B.1: Tela principal do programa CISOL.

B.2 Menu principal

Na parte superior desta tela há a barra de menu principal com os comandos básicos do programa, respectivamente:

- Arquivo: contém as opções de criação de um novo projeto, carregar projeto salvo em arquivo, salvar projeto atual ou sair da aplicação.
- Ferramentas: contém as opções de cálculo do programa, tais como os diferentes métodos de cálculo da coordenação de isolamento e dos demais parâmetros.
- Executar: contém a execução do programa, pressionando a opção Executar ou teclando-se a tecla-atalho *F5*.
- Ajuda: contém as informações básicas sobre o programa CISOL, tais como e-mail do suporte técnico, acesso à página do Cepel na Internet e acesso ao manual de uso do programa.

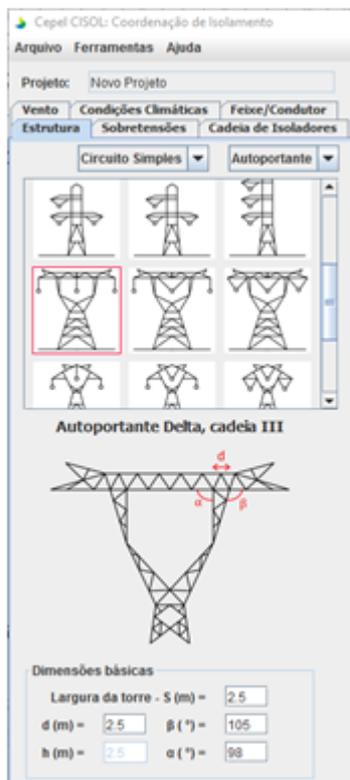
B.2.1 Arquivo de dados

O arquivo de entrada do programa CISOL é através do formato XML, sigla para o termo *eXtensible Markup Language*. Esse formato foi escolhido devido à simplicidade de leitura e armazenamento de dados em forma hierárquica e do compartilhamento de informações. O XML é recomendado pela W3C (*World Wide Web Consortium* – principal organização de padronização da Internet) para gerar linguagens de notação para necessidades especiais.

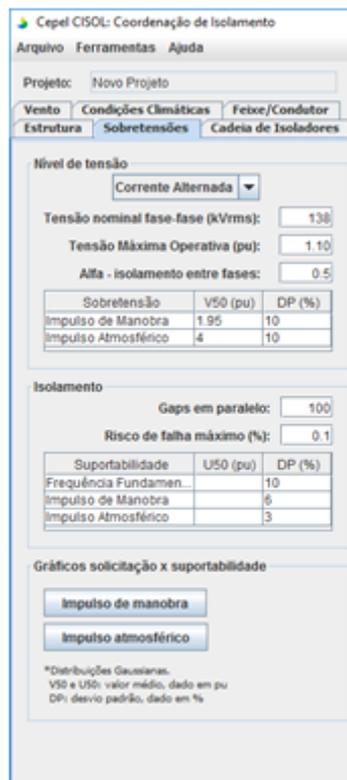
Durante a execução do programa CISOL, é possível salvar o caso em análise em um arquivo XML para carregá-lo automaticamente no futuro, facilitando o uso do programa. Como o arquivo é disponibilizado e aberto, existe a possibilidade de alteração dos dados através de um editor de arquivos de texto a critério do usuário. Porém, esse método não é aconselhado, já que erros na edição do arquivo podem inutilizá-lo. Dessa forma, aconselha-se apenas a alteração dos dados pela própria interface do CISOL.

B.3 Tela de introdução dos dados

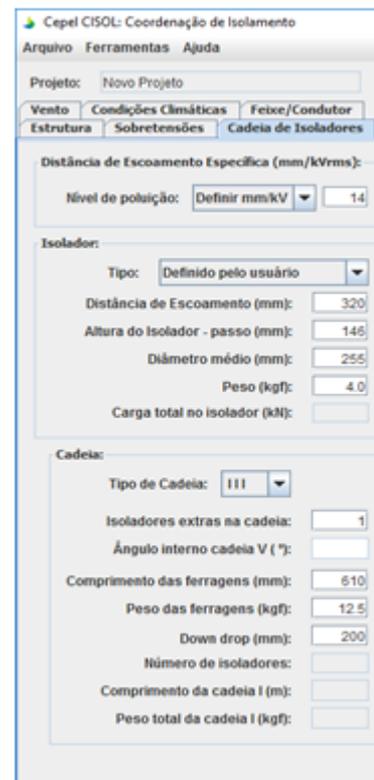
Os dados de entrada do programa CISOL se encontram à esquerda da tela principal e são divididos em abas do painel. No campo Projeto aparecerá o nome do arquivo em que o caso em análise foi salvo. Os resultados e gráficos gerados são listados no lado direito da tela principal. Cada aba será detalhada a seguir, com os respectivos dados necessários ao cálculo da coordenação de isolamento da LT (vide Figura B.2): dados da estrutura, das sobretensões, das cadeias de isoladores, do vento, das condições climáticas e dos feixes de condutores.



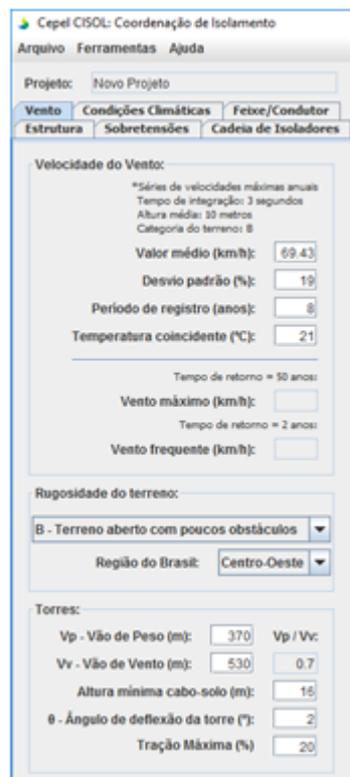
(a) Tipo de estrutura.



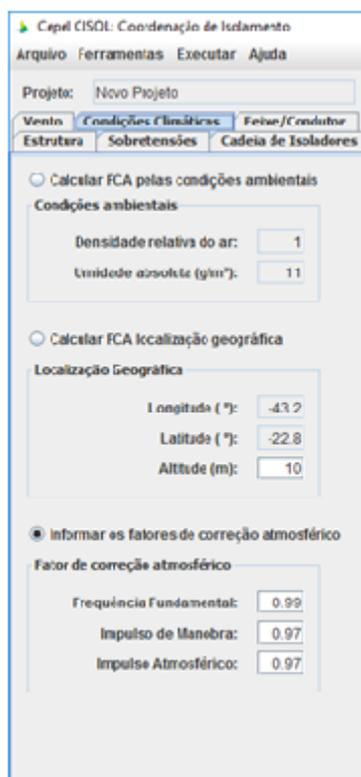
(b) Sobretensões.



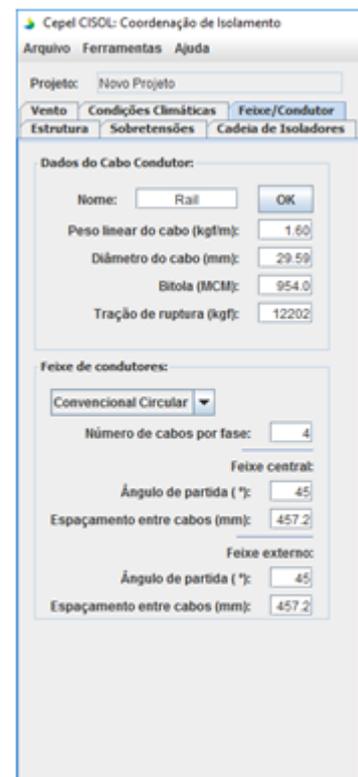
(c) Cadeias de isoladores.



(d) Características do vento.



(e) Condições climáticas.



(f) Feixes de condutores.

Figura B.2: Telas de introdução dos dados.

B.3.1 Dados da estrutura

A primeira aba, ilustrada na Figura B.2(a), coleta as informações para a seleção do tipo de estrutura a ser considerado no projeto. Primeiramente, devem ser selecionadas duas opções, nas seguintes caixas de seleção:

- Quantidade de circuitos: circuito simples ou duplo;
- Forma de resistir da estrutura: autoportante ou estaiada.

A seleção da silhueta básica da torre ocorre através das figuras selecionáveis e dependem da escolha das caixas de seleção anteriores e do tipo da tensão (corrente contínua ou corrente alternada). Após a seleção, o nome do tipo da torre aparece abaixo e um desenho maior com as características de dimensões básicas para o dimensionamento do restante da torre. As dimensões básicas (caso habilitadas) são: a largura da torre (na direção dos condutores) e mais uma ou duas outras dimensões, em metros, e mais um ou dois ângulos, em graus.

B.3.2 Dados das sobretensões e dos isolamentos

Nesta aba, ilustrada na Figura B.2(b), devem ser selecionados o tipo (corrente alternada ou contínua) e o nível de tensão nominal da linha (fase-fase ou polo-neutro). A partir desse valor, dado em kV, são informados os níveis esperados de sobretensões na linha, em pu¹. Esses valores são a tensão máxima operativa (limite superior de operação da linha), e os valores médios e desvios-padrão do valor de pico das sobretensões devido a impulso de manobra e atmosférico, para cálculo da coordenação de isolamento através do método estatístico. Ademais, deve ser informado a quantidade de *gaps* em paralelo considerados para o isolamento a manobra e o risco de falha máximo permitido (vide Subseção 4.2.1). Além disso, para isolamento entre fases, é necessário o valor de α , relação da componente negativa em relação à sobretensão total.

Para a determinação da suportabilidade, deve-se preencher somente os valores dos desvios-padrão. Os valores calculados para a tensão U_{50} dos *gaps* para frequência fundamental, manobra e atmosférico serão então apresentados na tabela. No caso da aplicação do método estatístico de coordenação de isolamento, é possível observar os gráficos de *solicitações* \times *suportabilidade*, como mostrado na Figura B.3.

¹ O sistema por unidade, ou simplesmente “pu”, é uma forma de expressar as grandezas elétricas de forma normalizada, com base em valores pré-determinados.

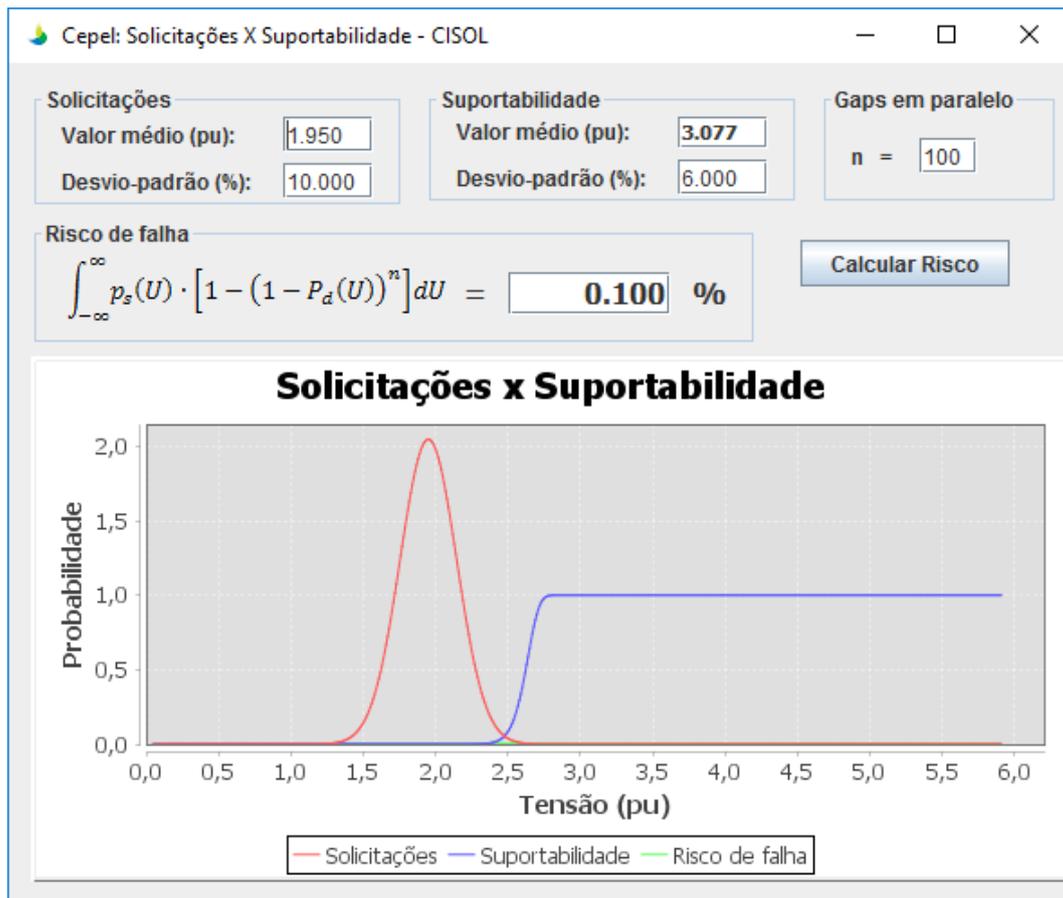


Figura B.3: Interface gráfica do cálculo do risco de falha através do método estatístico.

B.3.3 Dados das cadeias de isoladores

Os dados necessários para o dimensionamento da cadeia de isoladores estão presentes na aba apresentada na Figura B.2(c). Deve ser informado a distância de escoamento específica do projeto da linha (valor em mm por kV da tensão eficaz da linha) ou o nível de poluição, como mostrado na Tabela 2.4. As características individuais de cada isolador, tais como a distância de escoamento, passo, diâmetro médio, carga de ruptura e peso, devem ser informadas ou adquiridas no banco de dados incluído no programa. Além disso, mais algumas características das cadeias, como a presença de ferragens e acessórios também podem ser informadas nesta seção.

B.3.4 Dados do vento

Os dados da velocidade do vento são adquiridos através da série de velocidades máximas anuais do vento, com valores padrão de tempo de integração de 3 segundos, altura média de 10 metros e categoria do terreno tipo “B”. Esses dados são representados pelo: valor médio da série (em km/h), o desvio-padrão (em %), o período de registro dos dados (em anos) e a temperatura coincidente com a velocidade máxima

(em °C), como mostrado na Figura B.2(d). A partir desses dados são calculados os valores correspondentes aos ângulos de balanço para isolamento a frequência fundamental e impulsos de manobra, respectivamente, o vento máximo e o vento frequente; dados para as características do terreno onde a linha será construída.

Além disso, são necessários alguns parâmetros relativos a linha que influenciam no cálculo do ângulo de balanço das cadeias. São estas: o vão de peso e o vão de vento, a altura mínima cabo-solo, o ângulo de deflexão da torre, e a tração máxima, dada em função da tração de ruptura do cabo condutor utilizado.

B.3.5 Dados das condições climáticas

Os fatores de correção devido às condições ambientais podem ser diretamente informados ou então calculados no programa, e são inseridos na aba presente na Figura B.2(e). Esses fatores são calculados através da posição geográfica da linha (latitude e longitude) ou então pelos valores de umidade e densidade relativa do ar, pela metodologia apresentada na Seção 4.4.

B.3.6 Dados dos feixes de condutores

A Figura B.2(f) mostra a aba de identificação de dados dos condutores da linha de transmissão. Na parte superior, devem ser informadas as características básicas necessárias do condutor: peso linear (em kgf/m), diâmetro (em mm) e tração de ruptura (em kgf). Valores padronizados dos condutores são disponibilizados no bando de dados do programa. Dessa forma, para a utilização desses valores, só é necessário preencher o nome do cabo, que o programa CISOL carrega suas características próprias.

Além disso, é necessário informar os formatos dos feixes de condutores, ou seja, o número de subcondutores por fase (ou polo) e o tipo de feixe, da fase central e da fase externa, que pode ser:

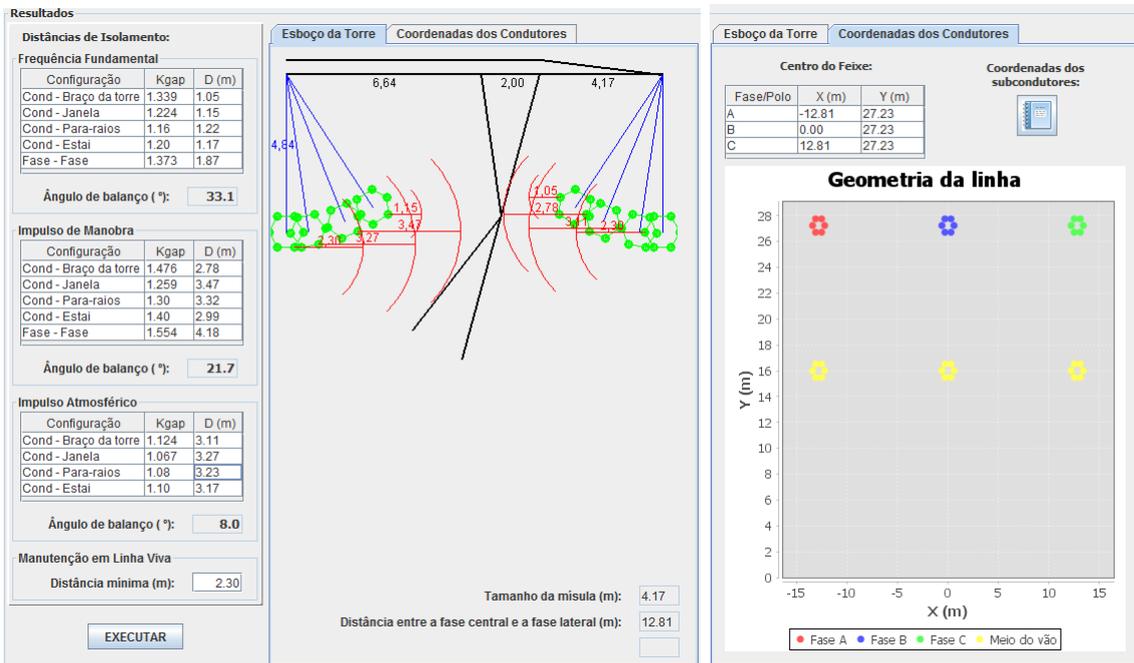
- Convencional circular: dispostos ao longo de uma circunferência com um espaçamento fixo entre cabos. Dados: Ângulo de partida (graus) e espaçamento entre cabos (em mm);
- Convencional elíptico: dispostos regularmente espaçados ao longo do formato de uma elipse. Dados: Ângulo de partida, raio do feixe (em mm) e fator de assimetria da elipse;
- Feixe genérico: dispostos em uma configuração qualquer. Dados: coordenadas cartesianas x e y de cada subcondutor dos feixes (em m).

B.4 Tela de resultados

Após a execução do programa CISOL, os resultados mais relevantes aparecem na interface principal (vide Figura B.4), da seguinte forma: ao centro da interface tabelas e campos indicando as distâncias mínimas de isolamento para os gaps típicos e os ângulos de balanço para frequência fundamental, impulso de manobra e impulso atmosférico aparecem na parte central da interface; e à direita, desenhos e gráficos apresentando uma visualização geral das dimensões, divididos em duas abas.

Na primeira aba, como pode ser visto na Figura B.4(a), um esboço da torre é desenhado, para a visualização das principais dimensões calculadas da estrutura, incluindo informações como o tamanho e altura da mísula e as distâncias entre as fases.

Já na segunda aba, vide Figura B.4(b), são apresentadas as coordenadas espaciais dos condutores em três formatos. Primeiro, uma tabela concentrando as posições do centro dos feixes de cada uma das fases (ou pólos). Segundo, graficamente através da representação de todos os subcondutores (tanto junto à torre, quanto no meio do vão). O último formato, em um arquivo de texto utilizado para comunicação externa com outros módulos de cálculo e dimensionamento de linhas de transmissão.



(a) Distâncias de isolamento e ângulos de balanço.

(b) Coordenadas dos subcondutores.

Figura B.4: Telas de resultados.