

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
Campus DIVINÓPOLIS
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECATRÔNICA

Thomás Henrique Lopes Silva

ESTUDO DAS CONFIGURAÇÕES GEOMÉTRICAS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS
COM VISTAS A OBTENÇÃO DE MELHORIAS NO CAMPO ELÉTRICO

Divinópolis
2021

Thomás Henrique Lopes Silva

ESTUDO DAS CONFIGURAÇÕES GEOMÉTRICAS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS
COM VISTAS A OBTENÇÃO DE MELHORIAS NO CAMPO ELÉTRICO

Monografia de Trabalho de Conclusão de Curso apresentada ao Colegiado de Graduação em Engenharia Mecatrônica como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Engenheiro Mecatrônico.

Áreas de integração: Elétrica e Computação.

Orientador: Prof. Ms. André Luiz Paganotti

Co-orientador: Prof. Ms. Mariana Guimarães dos Santos

Divinópolis
2021

Thomás Henrique Lopes Silva

ESTUDO DAS CONFIGURAÇÕES GEOMÉTRICAS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS
COM VISTAS A OBTENÇÃO DE MELHORIAS NO CAMPO ELÉTRICO

Monografia de Trabalho de Conclusão de Curso
apresentada ao Colegiado de Graduação em En-
genharia Mecatrônica como parte dos requisitos
exigidos para a obtenção do título de Engenheiro
Mecatrônico.

Áreas de integração: Elétrica e Computação.

Comissão Avaliadora:

Prof. Ms. André Luiz Paganotti
CEFET/MG *Campus V*

Prof. Ms. Mariana Guimarães dos Santos
IFMG *Campus Formiga*

Prof. Ms. Mariele Jordane Silva
CEFET/MG *Campus V*

Divinópolis
2021

A MINHA FAMÍLIA, QUE SEMPRE
ESTEVE JUNTO A MIM NESTA CA-
MINHADA.

Agradecimentos

À minha mãe Tânia pela vida e por todo amor;
ao meu pai Carlos pela vida e ajuda;
ao meu irmão Lucas por toda força e inspiração;
aos demais membros da minha família;
ao prof. André por todo empenho e paciência nesse um ano e meio de orientação;
ao meu amigo Renê que iniciou esta caminhada comigo e fortalecemos nossa amizade;
ao meu amigo Raul pelo aprendizado conjunto e a fundação de uma amizade vital;
ao meu amigo Paulo Victor por todos os anos de moradia e companhia;
ao meu amigo Lucas Dias pelos ensinamentos e risadas;
à minha amiga Samara pelos momentos inesquecíveis e boas conversas;
ao meu amigo Wanderson pelas diversões e boas conversas;
ao meu amigo Vito por todo apoio e companhia;
às demais amizades fundadas durante a graduação;
à todos os amigos que de alguma forma contribuíram nesta jornada;
à todos os professores por compartilharem sua sabedoria;
à todas as pessoas que acreditam no conhecimento como a única verdade libertadora;
aos membros da comissão avaliadora pelas contribuições.

“O cosmos está dentro de nós. Somos feitos de estrelas. Somos uma maneira de o universo se conhecer.”

Carl Sagan

Resumo

Este trabalho de conclusão de curso visa estudar as configurações geométricas de linhas de transmissão aéreas com elevada capacidade de transmissão empregadas no Brasil. Tal estudo é realizado por meio de um levantamento das características físicas e elétricas destes equipamentos. Analisaram-se os efeitos Joule e Corona, além dos elementos físicos que compõem as LT's como condutores, isoladores, cabos para-raios e os tipos de estruturas de sustentação. A metodologia para cálculo dos campos elétricos é descrita, são estabelecidos os pontos de avaliação, definida a densidade de carga elétrica do condutor por meio do Método das Imagens e utiliza-se este modelo para calcular o campo elétrico ocasionado por cada condutor mediante a Lei de Gauss. Obtém-se o cômputo do campo elétrico ao nível do solo baseado no Método das Imagens e também o cálculo do campo elétrico superficial por meio do Método das Imagens Sucessivas. A validação é realizada utilizando comparações entre os algoritmos desenvolvidos com resultados disponíveis na literatura referência do assunto para configurações com um, dois, três e quatro cabos por fase. Em seguida, formula-se o problema de otimização restrito, por meio do Algoritmo de Evolução Diferencial e justifica-se a escolha desta técnica. Obtém-se por este método configurações geométricas que acarretam em melhorias para o sistema elétrico no qual a LT está inserida. Todos os requisitos delineados pela norma brasileira NBR 5422 de linhas aéreas de transmissão são levados em consideração. Logo, obtém-se uma ferramenta computacional para o cálculo e a minimização dos níveis de campo elétrico superficial e ao nível do solo.

Palavras-chave: Linhas de Transmissão Aéreas, Campo Elétrico ao Nível do Solo, Campo Elétrico Superficial, Algoritmo de Evolução Diferencial.

Abstract

This completion of course work aims to study the geometric configurations of overhead transmission lines with high transmission capacity used in Brazil. Such a study is carried out by means of a survey of the physical and electrical characteristics of this equipment. The Joule and Corona effects were analyzed, as well as the physical elements that make up the TL's such as conductors, insulators, lightning rods and the types of support structures. The methodology for calculating the electric fields is described, the evaluation points are established, the density of the electric charge of the conductor is defined using the Image Method and this model is used to calculate the electric field caused by each conductor by means of the Law of Gauss. The computation of the electric field at ground level is obtained based on the Image Method and also the calculation of the superficial electric field using the Successive Image Method. The validation is performed using comparisons between the algorithms developed with results available in the reference literature of the subject for configurations with one, two, three and four cables per phase. Then, the restricted optimization problem is formulated, using the Differential Evolution Algorithm and the choice of this technique is justified. Geometric configurations are obtained by this method, resulting in improvements to the electrical system in which the TL is inserted. All requirements outlined by the Brazilian standard NBR 5422 for overhead transmission lines are taken into account. Therefore, a computational tool is obtained for calculating and minimizing the levels of surface electric field and at ground level.

Keywords: Overhead Transmission Lines, Ground Level Electric Field, Superficial Electric Field, Differential Evolution Algorithm.

Sumário

Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xiv
Lista de Acrônimos e Notação	xv
1 Introdução	1
1.1 Definição do Problema	2
1.2 Motivação	2
1.3 Objetivos do Trabalho	2
1.3.1 Objetivos Gerais	2
1.3.2 Objetivos Específicos	2
1.4 Metodologia	3
1.5 Organização do Documento	3
2 Fundamentos	5
2.1 Revisão Bibliográfica	5
2.2 Estado da Arte	7
2.3 Fundamentação Teórica	9
2.3.1 Sistema Elétrico de Potência	9
2.3.2 Efeito Joule	10
2.3.3 Efeito Corona	11
2.3.4 Elementos Físicos	12
2.3.5 Condutores	14
2.3.6 Isoladores	15
2.3.7 Cabos de Guarda ou Para-Raios	17
2.3.8 Estruturas das Torres	17
3 Metodologia de Cálculo do Campo Elétrico de Linhas de Transmissão Aéreas Trifásicas	21
3.1 Pontos de Avaliação	21
3.2 Densidade de Carga do Condutor	22
3.3 Campo Elétrico de Uma Linha de Transmissão Aérea	27
3.4 Cálculo do Campo Elétrico ao Nível do Solo	30
3.5 Cálculo do Campo Elétrico Superficial	34
3.5.1 Coeficiente de Irregularidade	41
3.5.2 Campo Elétrico Crítico	41

4	Metodologia de Minimização do Campo Elétrico ao Nível do Solo	43
4.1	Formulação do Problema de Otimização	43
4.1.1	Vetor de Projeto	44
4.1.2	Função Objetivo	44
4.1.3	Restrições de Projeto	45
4.1.4	Tratamento das Restrições	48
4.2	Algoritmo de Evolução Diferencial	49
4.2.1	Definição do Problema	50
4.2.2	Inicialização	50
4.2.3	Mutação Diferencial	51
4.2.4	Recombinação	52
4.2.5	Seleção	53
4.2.6	Fator de Mutação Modificado	54
4.3	Simetria da Configuração Geométrica	56
5	Resultados e Discussões	58
5.1	Validação do Modelo Matemático Campo Elétrico ao Nível do Solo	58
5.1.1	Exemplo: Campo Elétrico Pontual e Diâmetro Equivalente	58
5.1.2	Caso 1: Configuração com Um Condutor por Fase	62
5.1.3	Caso 3: Configuração com Três Condutores por Fase	63
5.2	Validação do Modelo Matemático Campo Elétrico Superficial	64
5.2.1	Caso 1: Configuração com Um Condutor por Fase	64
5.2.2	Caso 5: Configuração com Quatro Condutores por Fase	65
5.3	Análise da Variação de Parâmetros Geométricos em Linhas de Transmissão	67
5.3.1	Variação da Altura das Fases	67
5.3.2	Variação da Distância Entre Fases	71
5.3.3	Variação do Raio dos Condutores	75
5.4	Minimização do Campo Elétrico ao Nível do Solo	78
5.4.1	Caso 1: Configuração com Um Condutor por Fase	80
5.4.2	Caso 2: Configuração com Dois Condutores por Fase	81
5.4.3	Caso 3: Configuração com Três Condutores por Fase	82
5.4.4	Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase	84
6	Considerações Finais	86
6.1	Síntese do Trabalho e Conclusões	86
6.2	Propostas de Continuidade	87
	Referências Bibliográficas	88
A	Cálculo do Vetor Campo Elétrico ao Nível do Solo para Um Condutor	92
B	Obtenção da Distância Delta	94
C	Validação do Modelo Matemático Campo Elétrico ao Nível do Solo	98
C.1	Caso 2: Configuração com Dois Condutores por Fase	98
C.2	Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase	99
C.3	Caso 5: Configuração com Três Condutores por Fase em Diâmetro Equivalente	100

D	Validação do Modelo Matemático Campo Elétrico Superficial	102
D.1	Caso 2: Configuração com Dois Condutores por Fase	102
D.2	Caso 3: Configuração com Três Condutores por Fase	104
D.3	Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase	106
E	Análise da Variação de Parâmetros Geométricos em Linhas de Transmissão	108
E.1	Variação da Altura das Fases	108
E.1.1	Caso 3: Configuração com Três Condutores por Fase	108
E.1.2	Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase	111
E.2	Variação da Distância Entre Fases	115
E.2.1	Caso 1: Configuração com Um Condutor por Fase	115
E.2.2	Caso 2: Configuração com Dois Condutores por Fase	118
E.2.3	Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase	120
E.3	Variação do Raio dos Condutores	124
E.3.1	Caso 1: Configuração com Um Condutor por Fase	124
E.3.2	Caso 3: Configuração com Três Condutores por Fase	126
E.3.3	Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase	131
F	Erro Percentual Médio Global	138
G	Algoritmo Implementado	139

Lista de Figuras

2.1	Configurações das LT's analisadas pela bibliografia. Fonte: REGIS (2005).	6
2.2	Subsistemas do SEP. Fonte: SANTOS (2017).	9
2.3	Temperatura média em relação à densidade de corrente para alumínio e cobre. Fonte: OLIVARES-GALVAN <i>et al.</i> (2010).	11
2.4	Arco elétrico produzido pelo efeito Corona. Fonte: < http://blog.hubbellpowersystems.com/corona-discharge >. Acesso em: 8/9/2020.	12
2.5	Principais elementos das linhas de transmissão. Fonte: LABEGALINI <i>et al.</i> (1992).	13
2.6	Foto de uma torre de transmissão. Fonte: < https://pixabay.com/photos/electric-power-pylon-high-voltage-273648/ >. Acesso em: 22/3/2020.	13
2.7	Cabos de alumínio com alma de aço. Fonte: LABEGALINI <i>et al.</i> (1992).	15
2.8	Protótipo de isoladores compactos. Fonte: PAGANOTTI (2012).	16
2.9	Grampo de suspensão sob vista lateral (esquerda) e vista frontal (direita). Fonte: PAGANOTTI (2012).	16
2.10	Elementos da cadeia de suspensão em "V". Fonte: LABEGALINI <i>et al.</i> (1992).	16
2.11	Estruturas comumente urbanas.	18
2.12	Estruturas metálicas.	19
2.13	Estruturas metálicas de disposição horizontal.	19
3.1	Visão lateral dos cortes transversais. Fonte: SANTOS (2017).	21
3.2	Visão frontal dos cortes transversais. Fonte: SANTOS (2017).	22
3.3	Sistema real (lado esquerdo) e sistema equivalente (lado direito). Fonte: SANTOS (2017).	23
3.4	Método das imagens para dois condutores e suas imagens. Fonte: EPRI (2005).	25
3.5	Método das imagens para três condutores e suas imagens.	25
3.6	Vetor campo elétrico gerado em um ponto entre duas regiões simétricas. Fonte: SANTOS (2017).	28
3.7	Superfície Gaussiana de um condutor cilíndrico. Fonte: SANTOS (2017).	28
3.8	Área da superfície de um cilindro.	29
3.9	Sistema cartesiano físico equivalente. Fonte: SANTOS (2017).	31
3.10	Sistema trifásico com um condutor por fase. Fonte: SANTOS (2017).	32
3.11	Representação de dois condutores distantes do solo. Fonte: SANTOS (2017).	35
3.12	Representação das cargas imagens no condutor A. Fonte: SANTOS (2017).	36
3.13	Representação das cargas imagens considerando o efeito do solo. Fonte: SANTOS (2017).	36
3.14	Representação das cargas imagens no condutor A (segundo estágio ou segunda ordem). Fonte: SANTOS (2017).	37

3.15	Representação das imagens sucessivas de ordem quatro. Fonte: SANTOS (2017).	38
3.16	Ordem da imagem sucessiva relacionada com a distância entre a imagem e o centro do condutor. Fonte: SARMA; JANISCHEWSKYJ (1969).	38
3.17	Sistema físico resultante da aplicação do MIS. Fonte: PAGANOTTI (2012).	39
3.18	Pontos de avaliação do campo elétrico superficial. Fonte: SANTOS (2017).	40
4.1	Restrições geométricas de uma LT trifásica. Fonte: RESENDE (2019).	46
4.2	Procedimento de algoritmo evolutivo geral. Fonte: FLEETWOOD (2004).	49
4.3	Procedimento de inicialização do algoritmo evolutivo geral. Fonte: FLEETWOOD (2004).	50
4.4	LT com população inicial do terceiro condutor sinalizada.	51
4.5	Procedimento de mutação do algoritmo evolutivo geral. Fonte: FLEETWOOD (2004).	51
4.6	Procedimento de recombinação do algoritmo evolutivo geral. Fonte: FLEETWOOD (2004).	52
4.7	Ilustração do processo de recombinação. Fonte: STORN; PRICE (1997).	53
4.8	Procedimento de seleção do algoritmo evolutivo geral. Fonte: FLEETWOOD (2004).	53
4.9	Fluxograma do Algoritmo de Evolução Diferencial.	55
4.10	LT com configuração sinalizada.	56
5.1	Representação da LT exemplo e do ponto de avaliação P .	59
5.2	Representação da configuração geométrica dos condutores.	62
5.3	Campo elétrico ao nível do solo caso 1.	62
5.4	Representação da configuração geométrica dos condutores.	63
5.5	Campo elétrico ao nível do solo caso 3.	63
5.6	Representação da configuração geométrica dos condutores.	64
5.7	Campo elétrico superficial condutor um caso 1.	64
5.8	Campo elétrico superficial condutor dois caso 1.	65
5.9	Campo elétrico superficial condutor três caso 1.	65
5.10	Representação da configuração geométrica dos condutores.	66
5.11	Campo elétrico superficial condutor cinco caso 5.	66
5.12	Representação da configuração geométrica dos condutores: caso 1.	67
5.13	Campo elétrico ao nível do solo alteração na altura dos condutores: caso 1.	67
5.14	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor um caso 1.	68
5.15	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor dois caso 1.	68
5.16	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor três caso 1.	68
5.17	Representação da configuração geométrica dos condutores: caso 2.	69
5.18	Campo elétrico ao nível do solo alteração na altura dos condutores: caso 2.	69
5.19	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor um caso 2.	70
5.20	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor dois caso 2.	70
5.21	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor três caso 2.	70
5.22	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor quatro caso 2.	70

5.23	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor cinco caso 2.	71
5.24	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor seis caso 2.	71
5.25	Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 3.	72
5.26	Campo elétrico ao nível do solo alteração na distância entre fases: caso 3.	72
5.27	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor um caso 3.	73
5.28	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor dois caso 3.	73
5.29	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor três caso 3.	73
5.30	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor quatro caso 3.	73
5.31	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor cinco caso 3.	73
5.32	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor seis caso 3.	73
5.33	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor sete caso 3.	74
5.34	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor oito caso 3.	74
5.35	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor nove caso 3.	74
5.36	Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 2.	75
5.37	Campo elétrico ao nível do solo alteração no raio dos condutores: caso 2.	75
5.38	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor um caso 2.	76
5.39	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor um caso 2.	76
5.40	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor dois caso 2.	76
5.41	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor dois caso 2.	76
5.42	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor três caso 2.	76
5.43	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor três caso 2.	76
5.44	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor quatro caso 2.	77
5.45	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor quatro caso 2.	77
5.46	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor cinco caso 2.	77
5.47	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor cinco caso 2.	77
5.48	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor seis caso 2.	77
5.49	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor seis caso 2.	77
5.50	Representação das configurações geométricas: caso 1.	80
5.51	Campo elétrico ao nível do solo otimização: caso 1.	80
5.52	Representação das configurações geométricas: caso 2.	81
5.53	Campo elétrico ao nível do solo otimização: caso 2.	81
5.54	Representação das configurações geométricas: caso 3.	83
5.55	Campo elétrico ao nível do solo otimização: caso 3.	83
5.56	Representação das configurações geométricas: caso 4.	84
5.57	Campo elétrico ao nível do solo otimização: caso 4.	84
B.1	Sistema de dois condutores distantes do solo. Fonte: SANTOS (2017).	94
B.2	Sistema de dois condutores distantes do solo e suas respectivas distâncias. Fonte: SANTOS (2017).	95

B.3	Representação de uma circunferência equipotencial no plano médio 1. Fonte: SANTOS (2017).	96
C.1	Representação da configuração geométrica dos condutores.	98
C.2	Campo elétrico ao nível do solo caso 2.	98
C.3	Representação da configuração geométrica dos condutores.	99
C.4	Campo elétrico ao nível do solo caso 4.	99
C.5	Representação da configuração geométrica dos condutores equivalentes.	101
C.6	Campo elétrico ao nível do solo caso 5.	101
D.1	Representação da configuração geométrica dos condutores.	102
D.2	Campo elétrico superficial condutor um caso 2.	102
D.3	Campo elétrico superficial condutor dois caso 2.	103
D.4	Campo elétrico superficial condutor três caso 2.	103
D.5	Campo elétrico superficial condutor quatro caso 2.	103
D.6	Campo elétrico superficial condutor cinco caso 2.	103
D.7	Campo elétrico superficial condutor seis caso 2.	103
D.8	Representação da configuração geométrica dos condutores.	104
D.9	Campo elétrico superficial condutor um caso 3.	104
D.10	Campo elétrico superficial condutor dois caso 3.	105
D.11	Campo elétrico superficial condutor três caso 3.	105
D.12	Campo elétrico superficial condutor quatro caso 3.	105
D.13	Campo elétrico superficial condutor cinco caso 3.	105
D.14	Campo elétrico superficial condutor seis caso 3.	105
D.15	Campo elétrico superficial condutor sete caso 3.	105
D.16	Campo elétrico superficial condutor oito caso 3.	106
D.17	Campo elétrico superficial condutor nove caso 3.	106
D.18	Representação da configuração geométrica dos condutores.	107
D.19	Campo elétrico superficial condutor três caso 4.	107
E.1	Representação da configuração geométrica dos condutores: caso 3.	108
E.2	Campo elétrico ao nível do solo alteração na altura dos condutores: caso 3.	108
E.3	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor um caso 3.	109
E.4	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor dois caso 3.	109
E.5	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor três caso 3.	109
E.6	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor quatro caso 3.	109
E.7	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor cinco caso 3.	110
E.8	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor seis caso 3.	110
E.9	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor sete caso 3.	110
E.10	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor oito caso 3.	110
E.11	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor nove caso 3.	110
E.12	Representação da configuração geométrica dos condutores: caso 4.	112

E.13	Campo elétrico ao nível do solo alteração na altura dos condutores: caso 4.	112
E.14	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor um caso 4.	113
E.15	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor dois caso 4.	113
E.16	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor três caso 4.	113
E.17	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor quatro caso 4.	113
E.18	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor cinco caso 4.	113
E.19	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor seis caso 4.	113
E.20	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor sete caso 4.	114
E.21	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor oito caso 4.	114
E.22	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor nove caso 4.	114
E.23	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor dez caso 4.	114
E.24	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor onze caso 4.	114
E.25	Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor doze caso 4.	114
E.26	Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 1.	116
E.27	Campo elétrico ao nível do solo alteração na distância entre fases: caso 1.	116
E.28	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor um caso 1.	117
E.29	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor dois caso 1.	117
E.30	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor três caso 1.	117
E.31	Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 2.	118
E.32	Campo elétrico ao nível do solo alteração na distância entre fases: caso 2.	118
E.33	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor um caso 2.	119
E.34	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor dois caso 2.	119
E.35	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor três caso 2.	119
E.36	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor quatro caso 2.	119
E.37	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor cinco caso 2.	119
E.38	Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor seis caso 2.	119
E.39	Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 4.	120
E.40	Campo elétrico ao nível do solo alteração na distância entre fases: caso 4.	120

E.41 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor um caso 4.	121
E.42 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor dois caso 4.	121
E.43 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor três caso 4.	122
E.44 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor quatro caso 4.	122
E.45 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor cinco caso 4.	122
E.46 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor seis caso 4.	122
E.47 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor sete caso 4.	122
E.48 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor oito caso 4.	122
E.49 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor nove caso 4.	123
E.50 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor dez caso 4.	123
E.51 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor onze caso 4.	123
E.52 Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor doze caso 4.	123
E.53 Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 1. .	124
E.54 Campo elétrico ao nível do solo alteração no raio dos condutores: caso 1. . .	124
E.55 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor um caso 1.	125
E.56 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor um caso 1.	125
E.57 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor dois caso 1.	125
E.58 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor dois caso 1.	125
E.59 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor três caso 1.	126
E.60 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor três caso 1.	126
E.61 Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 3. .	127
E.62 Campo elétrico ao nível do solo alteração no raio dos condutores: caso 3. . .	127
E.63 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor um caso 3.	127
E.64 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor um caso 3.	127
E.65 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor dois caso 3.	128
E.66 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor dois caso 3.	128
E.67 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor três caso 3.	128
E.68 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor três caso 3.	128
E.69 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor quatro caso 3.	128
E.70 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor quatro caso 3.	128
E.71 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor cinco caso 3.	129
E.72 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor cinco caso 3.	129
E.73 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor seis caso 3.	129
E.74 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor seis caso 3.	129
E.75 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor sete caso 3.	129
E.76 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor sete caso 3.	129
E.77 Campo elétrico superficial com raio maior: condutor oito caso 3.	130
E.78 Campo elétrico superficial com raio menor: condutor oito caso 3.	130

E.79	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor nove caso 3.	130
E.80	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor nove caso 3.	130
E.81	Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 4. .	132
E.82	Campo elétrico ao nível do solo alteração no raio dos condutores: caso 4. . .	132
E.83	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor um caso 4.	133
E.84	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor um caso 4.	133
E.85	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor dois caso 4.	133
E.86	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor dois caso 4.	133
E.87	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor três caso 4.	133
E.88	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor três caso 4.	133
E.89	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor quatro caso 4.	134
E.90	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor quatro caso 4.	134
E.91	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor cinco caso 4.	134
E.92	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor cinco caso 4.	134
E.93	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor seis caso 4.	134
E.94	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor seis caso 4.	134
E.95	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor sete caso 4.	135
E.96	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor sete caso 4.	135
E.97	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor oito caso 4.	135
E.98	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor oito caso 4.	135
E.99	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor nove caso 4.	135
E.100	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor nove caso 4.	135
E.101	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor dez caso 4.	136
E.102	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor dez caso 4.	136
E.103	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor onze caso 4.	136
E.104	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor onze caso 4.	136
E.105	Campo elétrico superficial com raio maior: condutor doze caso 4.	136
E.106	Campo elétrico superficial com raio menor: condutor doze caso 4.	136

Lista de Tabelas

2.1	Avaliação de custo. Fonte: REGIS (2005).	6
2.2	Extensão rede básica de transmissão. Fonte: < http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros >. Acesso em: 1 ^o /4/2020.	10
4.1	Número de elementos do vetor de projeto para cada caso.	56
5.1	Parâmetros adotados para a configuração do exemplo.	59
5.2	Tensões fase-neutro da LT.	60
5.3	Densidades de carga elétrica da LT.	61
5.4	Posições dos pontos no plano cartesiano estabelecido.	61
5.5	Resultados das componentes campo elétrico.	61
5.6	Parâmetros adotados para a configuração do caso 1.	62
5.7	Parâmetros adotados para a configuração do caso 3.	63
5.8	Parâmetros adotados para a configuração do caso 5.	66
5.9	Parâmetros adotados para a variação da altura: caso 1.	68
5.10	Parâmetros relacionados a variação da altura: caso 1 superficial.	69
5.11	Parâmetros adotados para a variação da altura: caso 2.	70
5.12	Parâmetros relacionados a variação da altura: caso 2 superficial.	71
5.13	Parâmetros adotados para a variação da distância entre fases: caso 3.	72
5.14	Parâmetros relacionados a variação da distância entre fases: caso 3 superficial.	74
5.15	Parâmetros adotados para a variação do raio: caso 2.	75
5.16	Parâmetros relacionados a variação do raio: caso 2 superficial.	78
5.17	Parâmetros adotados para as restrições geométricas de projeto.	79
5.18	Parâmetros adotados para as duas configurações: caso 1.	80
5.19	Parâmetros relacionados a otimização: caso 1 superficial.	81
5.20	Parâmetros adotados para as duas configurações: caso 2.	82
5.21	Parâmetros relacionados a otimização: caso 2 superficial.	82
5.22	Parâmetros adotados para as duas configurações: caso 3.	83
5.23	Parâmetros relacionados a otimização: caso 3 superficial.	84
5.24	Parâmetros adotados para as duas configurações: caso 4.	85
5.25	Parâmetros relacionados a otimização: caso 4 superficial.	85
C.1	Parâmetros adotados para a configuração do caso 2	99
C.2	Parâmetros adotados para a configuração do caso 4.	100
E.1	Parâmetros adotados para a variação da altura: caso 3.	109
E.2	Parâmetros relacionados a variação da altura: caso 3 superficial.	111
E.3	Parâmetros adotados para a variação da altura: caso 4.	112
E.4	Parâmetros relacionados a variação da altura: caso 4 superficial.	115

E.5	Parâmetros adotados para a variação da distância entre fases: caso 1.	116
E.6	Parâmetros relacionados a variação da distância entre fases: caso 1 superficial.	117
E.7	Parâmetros adotados para a variação da distância entre fases: caso 2.	118
E.8	Parâmetros relacionados a variação da distância entre fases: caso 2 superficial.	120
E.9	Parâmetros adotados para a variação da distância entre fases: caso 4.	121
E.10	Parâmetros relacionados a variação da distância entre fases: caso 4 superficial.	124
E.11	Parâmetros adotados para a variação do raio: caso 1.	125
E.12	Parâmetros relacionados a variação do raio: caso 1 superficial.	126
E.13	Parâmetros adotados para a variação do raio: caso 3.	127
E.14	Parâmetros relacionados a variação do raio: caso 3 superficial.	131
E.15	Parâmetros adotados para a variação do raio: caso 4.	132
E.16	Parâmetros relacionados a variação do raio: caso 4 superficial.	137

Lista de Acrônimos e Notações

AE	Algoritmo Evolutivo
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Cabos de Alumínio
CAA	Cabos de Alumínio com Alma de Aço
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEP	Condutor Elétrico Perfeito
Chesf	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
ED	Algoritmo de Evolução Diferencial
EMG	Erro Percentual Médio Global
FEX	Feixe Expandido
LPNE	Linha de Transmissão de Potência Natural Elevada
LT	Linha de Transmissão
MI	Método das Imagens
MIS	Método das Imagens Sucessivas
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PET	Planejamento de Expansão da Transmissão
SEP	Sistema Elétrico de Potência

H_{max}	Altura máxima
H_{min}	Altura mínima
E_{solo}	Campo elétrico ao nível do solo
E_{crit}	Campo elétrico crítico
E_{sup}	Campo elétrico superficial
e	Carga elementar
Q	Carga elétrica
K	Coefficiente de irregularidade
σ	Condutividade elétrica
CR	Constante de recombinação
ρ_l	Densidade linear de carga elétrica
ρ	Distância entre a fonte do campo elétrico e o ponto de avaliação
δ	Distância entre o centro do condutor e carga imagem
s	Distância entre o centro de dois condutores
D_f	Distância mínima entre fases diferentes
D_{max}	Distância máxima entre mesma fase
D_{min}	Distância mínima entre mesma fase
F	Fator de mutação
sF	Fator de mutação modificado

$f(\mathbf{x})$	Função objetivo
L_e	Limite lateral à esquerda
L_d	Limite lateral à direita
x_i^I	Limite inferior da região factível
x_i^S	Limite superior da região factível
n	Número de subcondutores
m	Número total de cargas imagens no sistema
k	Ordem do MIS
ε_0	Permissividade do vácuo $8,854 \times 10^{-12} F/m$
ε_r	Permissividade elétrica relativa
r	Raio do condutor
ρ_r	Resistividade elétrica
V_{FF}	Tensão fase-fase
I_p	Valor eficaz corrente de fase
I_l	Valor eficaz corrente de linha
V_p	Valor eficaz tensão de fase
V_l	Valor eficaz tensão de linha
$\mathbf{x}_{i,j,G}$	Vetor alvo
$\mathbf{v}_{j,G+1}$	Vetor doador
$\mathbf{u}_{i,j,G+1}$	Vetor experimental
\mathbf{x}	Vetor de projeto

Introdução

As linhas de transmissão (LT's) são elementos fundamentais do sistema elétrico de potência, elas fazem a conexão entre os centros geradores de energia e os centros de consumo. Estes circuitos são compostos basicamente por cabos metálicos por onde segue o fluxo de energia, suportados por estruturas mecânicas de sustentação (PAGANOTTI, 2012).

O Brasil é um país de dimensões continentais e por isso requer a utilização de LT's extensas. O estado de Minas Gerais, localizado na região sudeste do Brasil, é cortado por diversas destas linhas de transmissão advindas do próprio estado mineiro e de outras regiões do país. Vale ressaltar que boa parte delas foram construídas num período em que não se havia tanta preocupação com a utilização ótima dos recursos envolvidos, tanto para a obtenção de uma nova LT quanto da faixa de passagem necessária.

Atualmente é de grande interesse das concessionárias de energia, estudos que viabilizem o levantamento de possibilidades de novas configurações a serem adotadas pelos sistemas de transmissão de energia elétrica. Uma vez que a obtenção de novas faixas de passagem, para a construção de novas linhas de transmissão, tem esbarrado em problemas de caráter ambiental e de investimento financeiro.

Na região centro-oeste de Minas, onde o CEFET-MG *Campus* Divinópolis está localizado, tem-se trechos de linhas de transmissão aéreas de diversos níveis de tensão e de diferentes tipos de configurações geométricas. Sendo algumas delas pertencentes ao sistema da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e ao sistema de Furnas Centrais Elétricas.

Como trabalho de conclusão de curso, é proposto um estudo teórico detalhado das linhas de transmissão aéreas presentes em Minas Gerais, contemplando os tipos de cabos e as respectivas configurações geométricas adotadas. Da mesma forma, o nível de tensão adotado e os respectivos campos elétricos gerados pela LT. Inicia-se o trabalho pelo entendimento dos elementos que compõem a LT e quais os parâmetros físicos e elétricos que estão relacionados a determinação da carga elétrica do sistema. Em seguida, são estabelecidos o campo elétrico ao nível do solo e superficial através do modelo eletromagnético desenvolvido. Por fim, um estudo das técnicas de otimização para obter configurações geométricas do feixe que acarretem em redução dos níveis dos campos elétricos relacionados a linha de transmissão

sob estudo é apresentado.

1.1 Definição do Problema

Neste trabalho, busca-se relatar as diferentes configurações e parâmetros de LT's adotadas pelas concessionárias do estado de Minas Gerais. Realizar a modelagem eletromagnética dos campos elétricos gerados por elas e validar os modelos junto a bibliografia referência no assunto. Como resultado, apresentar novas configurações geométricas com campos elétricos reduzidos por meio da otimização da configuração atual, reduzindo perdas por efeito Corona.

1.2 Motivação

O estudo da transmissão de energia elétrica de maneira otimizada provém do aumento demanda por energia elétrica de maneira econômica e confiável. Com o desenvolvimento econômico local, mais pessoas tem acesso a equipamentos eletroeletrônicos, necessitando que este suprimento energético alcance-as de maneira eficaz. As concessionárias visam a importância do estudo dos ganhos de eficiência deste processo no ambiente eletromagnético, por razões econômicas e em relação à qualidade de vida da sociedade. Além disso, esta otimização cria a possibilidade de redução de impactos ambientais causados pela obtenção de novas faixas de passagem. Portanto, este trabalho propõe-se a atender a esta demanda via ferramentas científicas providas pela Engenharia Mecatrônica, tais como os conhecimentos em computação e em elétrica.

1.3 Objetivos do Trabalho

1.3.1 Objetivos Gerais

Compreender as particularidades da linha de transmissão de elevada capacidade, quais os campos elétricos por ela gerados e, aplicar uma metodologia de otimização para alcançar uma melhoria destes campos elétricos nas LT's estudadas.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Entender qual a função de cada elemento constituinte da linha de transmissão;
- Compreender quais os parâmetros da linha de transmissão são influenciados pela localização geométrica dos condutores;
- Estudar a NBR 5422 (1985) para que em todas as configurações analisadas bem como as distâncias de segurança sugeridas pela norma sejam avaliadas e respeitadas;

- Sugerir, por meio de uma metodologia de otimização evolucionária, modificações nas configurações das linhas de transmissão que acarretem em redução dos campos elétricos existentes.

1.4 Metodologia

De modo a possibilitar uma progressão eficiente no desenvolvimento do trabalho, a metodologia foi pensada de maneira que se possa contemplar os objetivos gerais e específicos da pesquisa e visou uma evolução gradativa no aprendizado das tarefas.

Inicialmente, foram feitas leituras de livros e materiais didáticos relacionados às linhas de transmissão com o intuito de desenvolver a capacidade de compreender quais são os elementos presentes em uma LT. Em seguida, por meio de outras referências bibliográficas, estudou-se de maneira particular o papel que as configurações geométricas dos condutores desempenham com relação ao funcionamento da LT por meio da modelagem matemática. Logo após, a norma NBR 5422 - Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão foi estudada para que se obtenha todos os parâmetros e expressões necessárias para a análise das estruturas já existentes na região Centro-Oeste e no estado de Minas Gerais.

Feito isso, foram desenvolvidas ferramentas computacionais no *software* MATLAB[®] para as modelagens eletromagnéticas estudadas. Com elas foram feitas validações junto à bibliografia e análises das configurações das LT's foram realizadas variando os parâmetros geométricos que influenciam nos valores de campos elétricos ao nível do solo e superficiais. Finalizou-se com a formulação do Algoritmo de Evolução Diferencial como técnica de otimização empregada para a minimização dos campos elétricos das LT's e com a apresentação dos resultados e das conclusões.

1.5 Organização do Documento

Este trabalho de conclusão de curso está dividido em seis capítulos. Este primeiro que se constitui da introdução, definição do problema, motivação do trabalho, objetivos a serem alcançados e metodologia. No próximo capítulo são apresentados a revisão bibliográfica, o estado da arte e a fundamentação teórica que rege as linhas de transmissão aéreas, assim como seus elementos físicos e elétricos. O terceiro capítulo se trata da metodologia de cálculo do campo elétrico ao nível do solo e na superfície dos condutores nos pontos de avaliação determinados. No quarto capítulo relata-se a formulação do problema de otimização restritivo, contendo o tratamento de restrições e os conceitos fundamentais do Algoritmo de Evolução Diferencial. O quinto capítulo apresenta os resultados finais e as discussões em relação ao que é desenvolvido nas simulações através das ferramentas computacionais produzidas, contendo as validações dos modelos, as análises da variação de parâmetros geométricos e as minimizações de campo elétrico obtidas. O sexto e último capítulo compõe as conclusões

finais e as propostas de continuidade para este TCC.

Fundamentos

Neste capítulo são relatados conceitos fundamentais relacionados as linhas de transmissão aéreas. Inicia-se por um histórico bibliográfico relacionado ao tema e prossegue-se para os estudos mais recentes que abordam a otimização da geometria dos feixes de condutores. Logo após, são apresentadas as bases teóricas para a produção deste trabalho.

2.1 Revisão Bibliográfica

Tendo em mente que o foco deste trabalho é o rearranjo otimizado dos feixes de condutores das LT's com o intuito de reduzir os níveis de campos elétricos existentes, realiza-se uma revisão bibliográfica na qual estudos referências neste assunto são abordadas. Os trabalhos são descritos de maneira sucinta evidenciando as relações existentes entre eles. Ao final, a bibliografia base adotada neste trabalho é apresentada.

De acordo com SALARI (1993), o uso dos feixes de condutores nas LT's foi inicialmente proposto nos trabalhos de THOMAS (1909a) e THOMAS (1909b). Neles, o autor apresentou a viabilidade de aumentar a potência natural da linha com uma dada queda de tensão por meio do uso dos feixes de condutores nas fases. Mas este resultado, economicamente, se mostrou inviável, além do acréscimo de complexidade nas estruturas das torres daquela época.

SALARI (1993) também cita que, aparentemente, esses empecilhos se mantiveram num período de 30 anos, porque não fora registrada nenhuma aplicação desta configuração. Após este intervalo, devido o desenvolvimento econômico, houve a necessidade de transmissão de grandes blocos de potência a longas distâncias. Com isso, os estudos a respeito das vantagens do uso de feixes foram retomados, inclusive com respeito a redução do efeito Corona e aumento da capacidade de transmissão por meio de modelagem analítica dos sistemas e uso de otimização.

No Brasil, com a expansão do sistema de transmissão de Furnas, surgiu o projeto de concepção de uma nova torre compacta que idealizou a tecnologia da Linha de Transmissão de Potência Natural Elevada (LPNE). Este artigo, basicamente, associa o aumento do nú-

mero de condutores em um feixe e a diminuição das distâncias de isolamento fase-fase com a equalização do campo elétrico superficial de cada condutor. Os dados deste sistema foram coletados experimentalmente e empregadas técnicas matemáticas, semi-determinística e estatística, para implementação da configuração ótima desejada (ESMERALDO *et al.*, 1999).

Preocupando-se com a otimização de torres já existentes, o artigo de REGIS (2005) relata a técnica do Feixe Expandido (FEX), baseada na tecnologia LPNE, proposta no artigo anterior. São evidenciados testes promissores para este método, realizados pela Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), localizada no estado de Pernambuco. Além disto, é mostrado um comparativo entre as configurações plana, LPNE e FEX, como apresentado na figura 2.1, respectivamente.

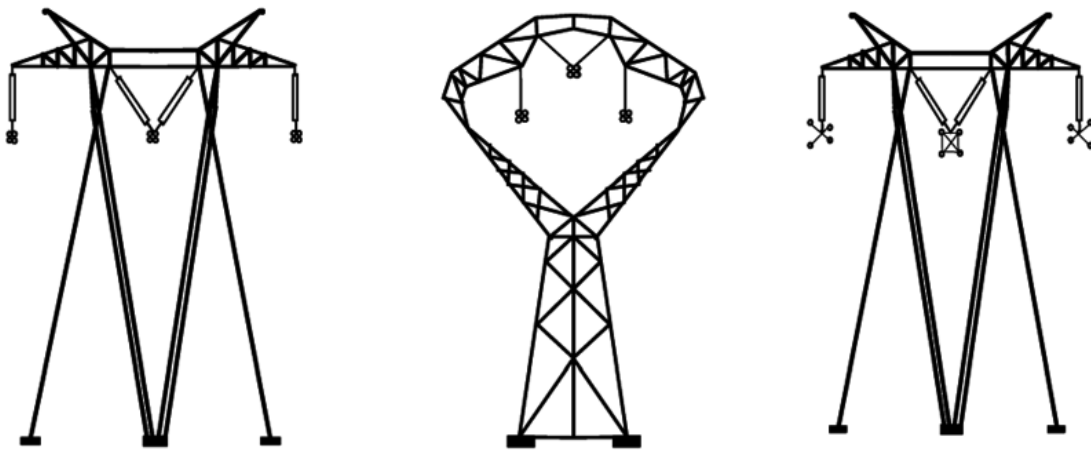


Figura 2.1: Configurações das LT's analisadas pela bibliografia. Fonte: REGIS (2005).

Concluiu-se também que o Feixe Expandido, mesmo que não necessitando toda uma nova construção, apresenta vantagens semelhantes a LPNE, além do seu melhor custo-benefício. A tabela 2.1 mostra a avaliação de custo entre as duas utilizando a mesma metodologia. Os valores são referentes ao câmbio de 1996 para uma conversão direta de 1 R\$ para 1 EUA \$.

Tabela 2.1: Avaliação de custo. Fonte: REGIS (2005).

Solução	EUA \$/km
Linha de Transmissão de Potência Natural Elevada	315000
Feixe Expandido	280350

A dissertação de MELO NETO (2007) apresenta outro estudo a respeito da viabilidade de minimização de campos elétricos e magnéticos através do rearranjo dos feixes de condutores, sua pesquisa é direcionada às LT's de 500 kV da Chesf. A justificativa a respeito de sua pesquisa se dá, principalmente, pelo crescimento populacional, porque a medida que se desenvolvem centros urbanos cria-se uma maior exposição das pessoas aos campos eletromagnéticos, gerando riscos à saúde. Em seu trabalho, ele constata que rearranjos voltados

a redução dos campos magnéticos não geram ganhos a potência natural da linha quanto a aplicação da técnica voltada a minimização do campo elétrico.

Uma abordagem ainda mais detalhada sobre o tema é relatada por PAGANOTTI (2012), sua dissertação apresenta a modelagem de campos elétricos ao nível do solo e ao nível superficial, diferente de MELO NETO (2007) que descreve apenas a primeira modelagem. No estudo de PAGANOTTI (2012) o efeito Corona é evidenciado, este sendo um grande responsável pelas perdas de energia elétrica que, além de trazer prejuízos às concessionárias, também são responsáveis por impactos socioambientais. Os rearranjos otimizados pelo Método do Gradiente são propostos para feixes de condutores das LT's de Minas Gerais e de Furnas.

Ainda no estado mineiro, outra dissertação apresenta-se com estudos mais aprofundados neste tema, do autor SANTOS (2017), que propõe uma pesquisa ainda mais detalhada das técnicas de recapacitação não convencionais das linhas de transmissão: LPNE e Feixe Expandido. Suas modelagens de campos elétricos são as mesmas de PAGANOTTI (2012), acrescentando a modelagem dos campos magnéticos ao nível do solo.

O livro EPRI (2005) aponta-se como a bibliografia base mais completa a respeito de linhas de transmissão aéreas de elevada capacidade. Trata-se de um compilado de vários estudiosos da área de transmissão de energia e aborda de forma específica a maioria dos assuntos relacionados. Da mesma forma, o livro dos autores LABEGALINI *et al.* (1992) que apresenta os estudos de projetos de LT's nacionais, mas com foco na área mecânica.

Como base para os estudos de modelagens eletromagnéticas dos condutores, tem-se o livro SADIKU (2014), que é amplamente utilizado por vários(as) autores(as) desta área visto sua didática e conteúdo. Para os estudos na área de otimização de engenharia destaca-se o livro RAO (2019), assim como o livro citado anteriormente, é largamente referido por estudiosos deste assunto. Ele apresenta uma ampla opção de métodos de otimização que podem atender ao objetivo de minimizar o campo elétrico ao nível do solo e superficial proposto neste trabalho.

2.2 Estado da Arte

Nesta seção são discutidos alguns trabalhos mais recentes nos estudos sobre a viabilidade de minimização de campos elétricos através da otimização das configurações geométricas das linhas de transmissão aéreas.

O artigo desenvolvido por ACOSTA; TAVARES (2018) propõe um modelo matemático a ser usado com computação evolucionária para a otimização da potência natural da linha. Este ganho é proporcionado pela mudança das posições dos condutores de cada fase, assim como desenvolvido nos trabalhos de ESMERALDO *et al.* (1999), REGIS (2005), MELO NETO (2007), PAGANOTTI (2012) e SANTOS (2017). Em sua pesquisa é utilizada a modelagem matemática do campo elétrico superficial por meio do Método das Imagens

(MIS) proposto por SARMA; JANISCHEWSKYJ (1969), assim como neste trabalho de conclusão de curso. Mas apesar de levar em consideração os níveis de campos elétricos ao nível do solo, o equacionamento deste caso em específico não é apresentado. Além disso, ele também levanta a importância e demonstra o cálculo do campo elétrico crítico do efeito Corona.

Ainda mais recente, a publicação de SALARI; REIS; ESTRELLA JR (2019) apresenta a integração de três programas computacionais de cálculo no Sistema ELEKTRA, desenvolvido no trabalho de SALARI FILHO; SILVA FILHO; DART (2006). Separadamente, estes três algoritmos realizam o cálculo das distâncias de isolamento, a otimização da geometria dos feixes e o cálculo do peso da estrutura e fundações. Nesta pesquisa são levados em consideração os limites de campo elétrico junto à superfície dos condutores e, diferente deste trabalho de conclusão de curso, os limites térmicos das LT's.

Outro trabalho publicado no mesmo ano por GHASSEMI (2019), levanta a importância de novas pesquisas a respeito da aplicação das Linhas de Potência Natural Elevada envolvendo, pela primeira vez, o Planejamento de Expansão da Transmissão (PET). A autora expõe dados científicos para formar uma estrutura útil e ponto de referência no desenvolvimento futuro de LT's que superam os projetos tradicionais em potência natural e tem perdas por efeito Corona reduzidas. Em sua pesquisa ela também apresenta que no Brasil existem 744 km de LPNE's 500 kV com quatro condutores por fase, resultado da pesquisa de ESMERALDO *et al.* (1999).

Por fim, a publicação de DUANE *et al.* (2020) apresenta uma nova estratégia de otimização para minimizar o campo elétrico ao nível do solo e maximizar a potência natural das LPNE's. É utilizado o método elipsoidal no rearranjo das posições dos condutores nos feixes das fases, mantendo-se a geometria de cada feixe constante durante o processo de otimização.

Após realizada a revisão bibliográfica somada a este estado da arte conclui-se que pesquisas a respeito de otimização de linhas de transmissão aéreas estão em crescente desenvolvimento no meio científico. São notáveis os trabalhos a respeito da relação de campos elétricos com as perdas por efeito Corona e a redução destes níveis através de técnicas de otimização para minimizar estas perdas. Dessa forma, este trabalho apresenta-se como uma nova publicação sobre este tema e propor uma possível nova metodologia de otimização das configurações geométricas dos feixes.

Na próxima seção é relatada toda fundamentação teórica em que se baseia este trabalho de conclusão de curso. São descritos conceitos fundamentais a respeito de linhas de transmissão aéreas, suas características mecânicas e elétricas e as modelagens para os campos elétricos.

2.3 Fundamentação Teórica

2.3.1 Sistema Elétrico de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é o conjunto de instalações e seus respectivos equipamentos elétricos com o objetivo de gerar e transportar energia elétrica dos centros de geração para os centros consumidores por meio do subsistema de transmissão, como mostra a figura 2.2. Assim, o SEP é composto por três subsistemas principais: geração, transmissão e distribuição (GOMES, 2012).



Figura 2.2: Subsistemas do SEP. Fonte: SANTOS (2017).

O subsistema de geração consiste em transformar outras fontes de energia (nuclear, hidráulica, solar, eólica, etc.) na energia elétrica a ser consumida. Depois, esta produção de energia em extra alta tensão é transportada pelo subsistema de transmissão através das linhas de transmissão (LT's) para o subsistema de distribuição, onde através das redes é transportada e, por motivos econômicos e de segurança, reduzida. Sendo média tensão (13800 V) para os consumidores industriais e baixa tensão (220/127 V) para os consumidores domésticos, por meio dos postes urbanos (SANTOS, 2017).

As distâncias envolvidas no transporte de energia podem ser muito longas e as linhas de transmissão podem atravessar uma variedade de ambientes. Elas devem ser capazes de operar de forma confiável em todas as condições que elas experienciam e devem ter menor impacto possível nesses ambientes (EPRI, 2005).

Cada linha de transmissão apresenta, para o sistema no qual está inserida, uma assinatura dada pelas suas características geométricas, mediante a localização de seus condutores e das distâncias entre os próprios condutores e entre os condutores e o solo (PAGANOTTI, 2012).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A tabela 2.2 apresenta os dados da extensão da rede básica de transmissão brasileira e a projeção para os próximos anos, fornecidos pelo *site* da ONS.

Tabela 2.2: Extensão rede básica de transmissão. Fonte: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 1º/4/2020.

Tensão (kV)	Extensão 2019 (km)	Projeção 2024 (km)	Ampliação (%)
800 CC	9204	9204	0
750	1722	1722	0
600 CC	9544	9544	0
500	51121	74558	45.84
440	6911	7130	3.16
345	9515	11031	15.93
230	53739	68339	27.17
Total	141756	181528	28.05

Analisando a tabela 2.2 têm-se que as projeções de ampliação para 2024 estão focadas nas linhas de transmissão de corrente alternada (CA) de tensão 500, 440, 345, 230 *kV* com uma expansão de 39772 *km* (28,05%) em suas extensões em relação à 2019. Com isso, conclui-se que são crescentes as demandas de novos projetos e construções de LT's, fazendo-se necessária a otimização das mesmas para que operem de maneira confiável e eficiente.

Neste trabalho o estudo é dirigido para linhas de transmissão CA, por exemplo, de acordo com a tabela 2.2 tem-se aproximadamente 123008 *km* de extensão de LT's CA e considerando-se um vão entre elas de em média 500 metros, tem-se aproximadamente 246016 torres, que representa um número baixo visto à extensão do território brasileiro. Por isso, qualquer melhoria em alguma destas torres representará ganhos relevantes para o SEP.

2.3.2 Efeito Joule

De acordo com FERREIRA (2013), na existência de um condutor elétrico a ser atravessado por uma corrente estacionária, a velocidade de deriva (velocidade média que uma partícula, tal como um elétron, alcança devido a um campo elétrico) mantém-se aproximadamente constante porque, apesar da aceleração provocada pelo campo elétrico, os elétrons chocam com os íons da rede metálica que os abrandam. Durante estes choques há transferência de energia dos elétrons acelerados pelo campo elétrico para os íons da rede metálica. Desta maneira, a energia interna do condutor aumenta, aumentando também a sua temperatura. Este fenômeno é conhecido como efeito Joule.

Desta forma, conclui-se que existe uma relação de crescimento proporcional entre a temperatura e a densidade de corrente elétrica de um condutor. Por exemplo, a medida que sua área de seção aumenta e/ou a corrente diminui, obtém-se uma temperatura média mais baixa devido a ocorrência de menos colisões entre os elétrons. O oposto a este exemplo também é válido. A figura 2.3 ilustra esta correlação para dois materiais submetidos a uma condição de curto-circuito com duração de 4 segundos.

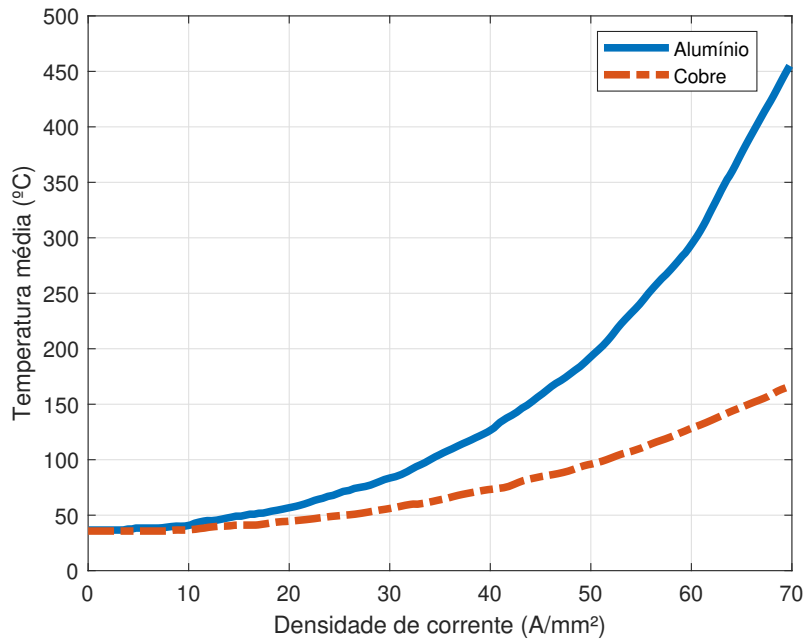


Figura 2.3: Temperatura média em relação à densidade de corrente para alumínio e cobre. Fonte: OLIVARES-GALVAN *et al.* (2010).

Observa-se na figura 2.3 que o cobre apresenta um crescimento de temperatura média em relação a densidade de corrente menor que o alumínio, mas apesar desta característica ele não é comumente adotado para condutores de linhas de transmissão aéreas. Esta afirmação é justificada na seção 2.3.5. Vale ressaltar que o modelo da LT desenvolvido neste trabalho é sem perdas, logo não são consideradas perdas pelo efeito Joule.

2.3.3 Efeito Corona

As descargas de Corona ocorrem nos condutores da linha de transmissão quando a intensidade do campo elétrico na superfície do condutor está acima de um certo valor crítico. Altos níveis de campo elétrico dão origem a uma cadeia de eventos de ionização no ar circundante que culmina na formação de descargas de Corona. Um número de efeitos como, perda de energia, interferência eletromagnética, ruído audível, efluentes gasosos e luz são produzidos devido à Corona em condutores (EPRI, 2005).

Percebe-se que quando o campo elétrico (gradiente de potencial) é suficientemente intenso em algum ponto do fluido (ar), o mesmo se ioniza tornando-se um condutor. Se o gradiente de potencial é suficientemente grande para ionizar e provocar a ruptura dielétrica do gás em um volume tal que alcance um outro condutor distinto a menor potencial será produzido uma descarga resultando em um arco elétrico (SANTOS, 2017). A figura 2.4 apresenta uma fotografia da ocorrência deste fenômeno.

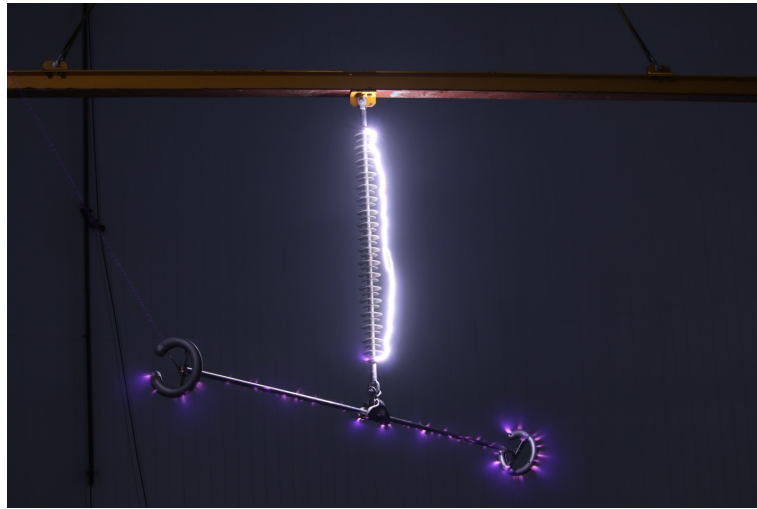


Figura 2.4: Arco elétrico produzido pelo efeito Corona. Fonte: <<http://blog.hubbellpowersystems.com/corona-discharge>>. Acesso em: 8/9/2020.

Assim, toda energia liberada ou irradiada ocasionadas por este efeito devem provir do campo elétrico da LT e proporcionam perdas de energia que devem ser supridas pelo sistema alimentador, gerando prejuízos à concessionária de energia. Os principais fatores para o acontecimento deste fenômeno estão relacionados com a geometria dos condutores, com a tensão de operação do sistema, com os campos elétricos superficiais existentes e também com as condições meteorológicas do ambiente em que a linha de transmissão está inserida (PAGANOTTI, 2012).

Algumas medidas podem ser tomadas a fim de minimizar tal efeito nos componentes do sistema de transmissão de energia elétrica: garantir que o campo elétrico superficial máximo seja inferior ao campo elétrico crítico; aumentar o diâmetro dos condutores; aumentar o número de condutores por fase; e aumentar a distância entre as fases (percebe-se que esta é uma ação contrária a maximização da potência natural das linhas). Estes são exemplos de critérios comumente considerados nos projetos (SANTOS, 2017).

Para que uma LT tenha um comportamento satisfatório minimizando as descargas de Corona é proposto que o campo elétrico na superfície dos condutores (E_{sup}) seja inferior ao valor do gradiente crítico visual (E_{crit}), dessa forma:

$$E_{sup} < E_{crit} \quad (2.1)$$

Portanto, na necessidade de antepor o efeito Corona, deve-se calcular os níveis de campo elétrico na superfície dos condutores e garantir que os valores máximos obtidos estejam abaixo do valor crítico.

2.3.4 Elementos Físicos

Uma linha de transmissão se compõe das seguintes partes principais: cabos condutores de energia e acessórios, estruturas isolantes, cabos de guarda ou para-raios, estruturas de

suporte, fundações, aterramentos e acessórios diversos (LABEGALINI *et al.*, 1992). A figura 2.5 apresenta um desenho esquemático dos principais elementos das linhas de transmissão.

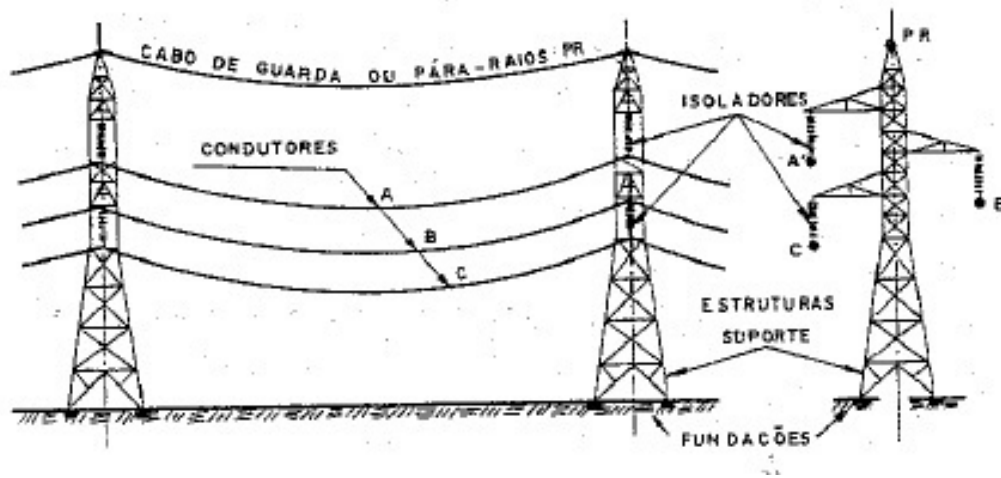


Figura 2.5: Principais elementos das linhas de transmissão. Fonte: LABEGALINI *et al.* (1992).

Já a figura 2.6 retrata uma torre de transmissão real com seus elementos físicos indicados por setas e enumerados, o elemento apontado como 1 consiste nos cabos condutores, como 2 nos isoladores, como 3 no cabo para-raios e como 4 na estrutura de suporte. O texto a seguir está estruturado para seguir em ordem crescente a esta numeração.

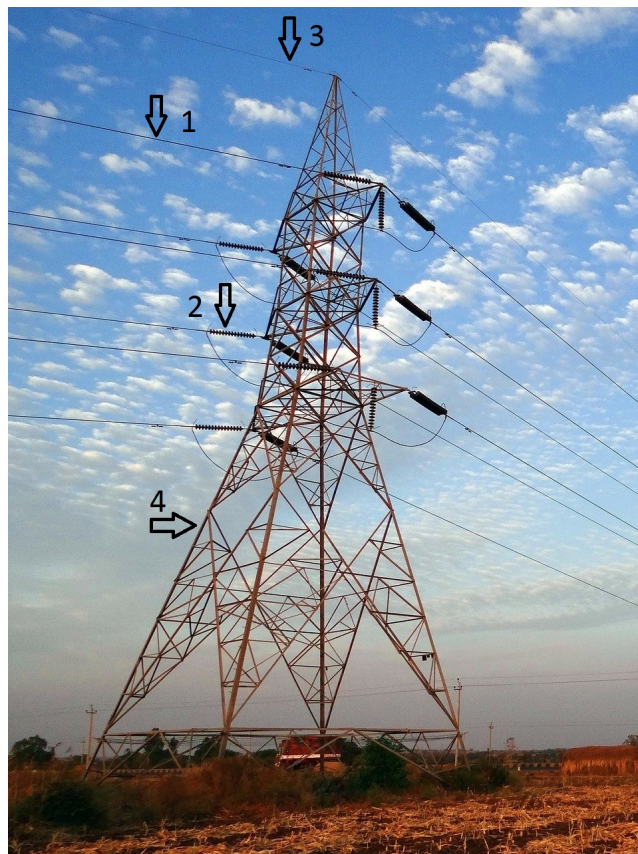


Figura 2.6: Foto de uma torre de transmissão. Fonte: <<https://pixabay.com/photos/electric-power-pylon-high-voltage-273648/>>. Acesso em: 22/3/2020.

2.3.5 Condutores

Os cabos condutores constituem os elementos ativos das linhas de transmissão. A determinação de qual tipo de condutor a ser utilizado é uma decisão de engenharia que leva em conta o nível de tensão adotado, a potência a ser transmitida e outros fatores econômicos relacionados às perdas elétricas que devem ser atendidos para que se possa adotar um condutor adequado para cada tipo de sistema (PAGANOTTI, 2012).

A Teoria da Transmissão mostra que os agentes do transporte de energia elétrica são os campos elétricos e os campos magnéticos, para os quais os condutores constituem “guias”. Sua escolha e dimensionamento corretos são decisivos na limitação das perdas de energia (por efeito Joule ou por Corona), como também para controlar os níveis de radiointerferência e ruídos acústicos (LABEGALINI *et al.*, 1992).

As perdas por efeito Joule são controladas pela escolha de condutores com área de seções transversais adequadas às correntes que deverão conduzir, concomitantemente com a escolha dos materiais com resistividade compatíveis. As correntes são proporcionais às potências a serem transmitidas. Já as manifestações do efeito Corona, que dependem do gradiente de potencial nas imediações dos condutores, aumentam com o nível das tensões e diminuem com o aumento nos diâmetros dos condutores. Este fator faz com que, principalmente em níveis de tensões acima de 200 kV, a escolha de dimensões dos condutores obedeça ao critério de minimização das manifestações do efeito Corona, já que existe consenso entre projetistas de linhas de que não se consegue, economicamente, sua total eliminação (LABEGALINI *et al.*, 1992). Para que este efeito ocorra dentro dos limites estabelecidos é fundamental a determinação do campo elétrico na superfície dos condutores, uma vez que é comprovada a relação entre estes dois fenômenos.

Condutores ideais são aqueles que apresentam alta condutibilidade elétrica, baixo custo, boa resistividade mecânica, baixo peso específico e alta resistência à oxidação e a corrosão por agentes poluentes. Os condutores empregados em linhas aéreas de transmissão são constituídos por cabos, estes são obtidos pelo “encordoamento” de fios metálicos. Os materiais mais utilizados na fabricação são o cobre e o alumínio. O primeiro mesmo possuindo uma condutividade alta, não é economicamente viável e vem sendo substituído pelo segundo, este por sua vez possui uma condutividade maior por unidade de peso e seu custo é mais baixo. Sua inviabilidade ocorre quando se leva em consideração a resistência mecânica e resistência à corrosão, mas podendo ser sanadas na sua associação com ligas adotadas para cada tipo de situação (LABEGALINI *et al.*, 1992).

Os cabos de alumínio (CA) são confeccionados com fios de pureza de 99,45% e temperatura, já os cabos de alumínio com alma de aço (CAA) são idealizados para suprir a falta de resistência mecânica à tração dos cabos de alumínio. Esta alma é constituída por um fio ou um cabo (múltiplos fios) de aço galvanizado. Em volta da alma são enrolados uma, duas ou mais camadas de fios de alumínio do mesmo tipo usado nos CA, estas composições são

apresentadas na figura 2.7 (LABEGALINI *et al.*, 1992).

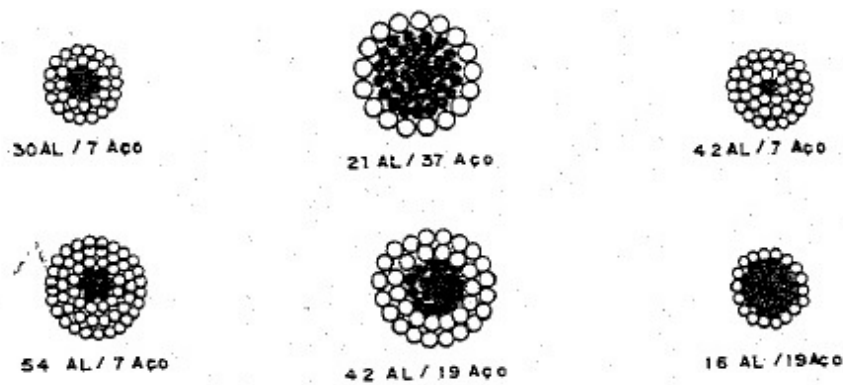


Figura 2.7: Cabos de alumínio com alma de aço. Fonte: LABEGALINI *et al.* (1992).

São aplicáveis também os cabos de ligas de alumínio para aumentar a resistência mecânica à tração e a estabilidade química do alumínio, recorre-se à adição de diversos elementos de liga como ferro, cobre, silício, manganês, magnésio, zinco, etc. Em locais de atmosfera agressiva desaconselha-se o uso do zinco como elemento de proteção do aço das almas do cabo, pode-se empregar fios aluminizados ou fios aço-alumínio. A fim de reduzir o gradiente de potencial nas imediações dos condutores das linhas, procura-se aumentar os diâmetros dos cabos, sem, no entanto, aumentar a quantidade de metal condutor (LABEGALINI *et al.*, 1992).

2.3.6 Isoladores

Os condutores das linhas de transmissão devem ser isolados eletricamente de seus suportes e do solo, o que nas linhas áreas é feito basicamente pelo ar que os envolve, auxiliado por elementos feitos de material dielétrico, denominados isoladores. Dessa estrutura isolante, que é dimensionada em função das solicitações elétricas a que são submetidas, depende as dimensões da parte superior dos suportes (LABEGALINI *et al.*, 1992).

Nas linhas aéreas de transmissão são empregados isoladores confeccionados com porcelana vitrificada, vidro temperado e material sintético composto. Além do material a ser empregado, a escolha do tipo de isolador a ser adotado na LT também é um fator importante, são três tipos básicos: isoladores de pino, isoladores tipo pilar ou coluna e isoladores de suspensão (LABEGALINI *et al.*, 1992). A figura 2.8 apresenta duas configurações empregadas para os isoladores de suspensão do tipo monocorpo (PAGANOTTI, 2012).

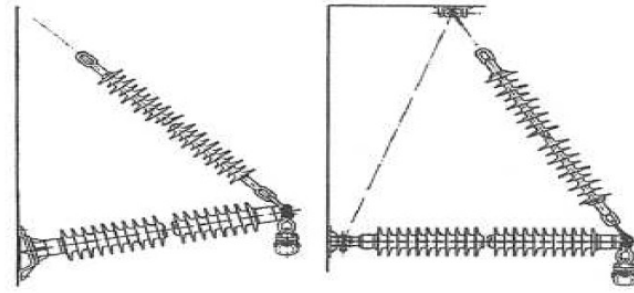


Figura 2.8: Protótipo de isoladores compactos. Fonte: PAGANOTTI (2012).

As cadeias de isoladores devem suportar os condutores e transmitir aos suportes todos os esforços recebidos destes às estruturas (EPRI, 2005). A figura 2.9 ilustra um grampo de suspensão usado para o contato entre isoladores e cabos condutores.

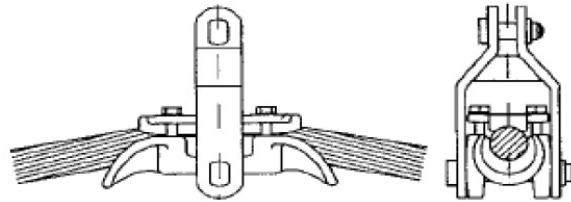


Figura 2.9: Grampo de suspensão sob vista lateral (esquerda) e vista frontal (direita). Fonte: PAGANOTTI (2012).

Para além de um condutor por isolador(es) temos o emprego de ferragem ou chapa multiplicadora, ilustrada na figura 2.10 que representa em detalhes uma cadeia em “V”. Sua distribuição geométrica é de suma importância na determinação dos níveis de campos elétricos existentes e que se relacionam com as perdas de energia por efeito Corona, mesmo em tensões relativamente baixas.

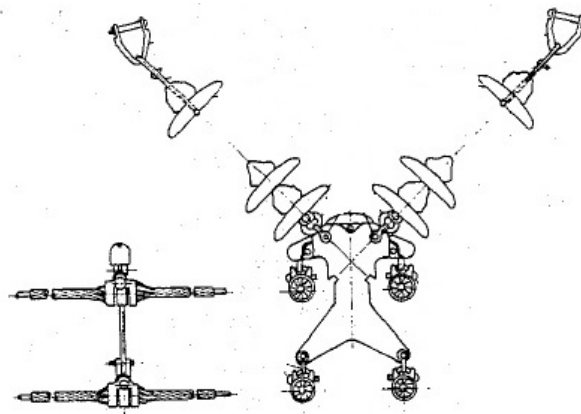


Figura 2.10: Elementos da cadeia de suspensão em “V”. Fonte: LABEGALINI *et al.* (1992).

2.3.7 Cabos de Guarda ou Para-Raios

As solicitações elétricas das estruturas isolantes são de origem interna ou externa aos sistemas elétricos das linhas, e se caracterizam pelas sobretensões que podem ocorrer. Estas são classificadas como: sobretensões de impulso devido às descargas atmosféricas, sobretensões internas de tipo impulso (designadas sobretensões de manobras ou chaveamento) e sobretensões senoidais de frequência industrial (LABEGALINI *et al.*, 1992).

As sobretensões de origens atmosféricas são aquelas que podem apresentar os valores mais elevados e sobre as quais não se tem controle algum. Os outros dois tipos são gerados pelo próprio sistema. A proteção mais eficiente das linhas contra as descargas atmosféricas consiste em evitar que as mesmas atinjam diretamente os cabos condutores, o emprego de cabos para-raios adequadamente localizados com relação aos condutores reduz sua exposição direta (LABEGALINI *et al.*, 1992). Usualmente, os cabos para-raios são mais finos que os condutores fase e adota-se na maioria dos casos um ou dois cabos, localizados na parte superior das estruturas de suporte e suas composições de materiais são semelhantes aos demais cabos presentes na torre de transmissão.

2.3.8 Estruturas das Torres

Também chamadas de suportes das LT's, as torres proporcionam os pontos de fixação e sustentação dos cabos condutores através de sua estrutura isolante, garantindo as distâncias de segurança entre condutores energizados, entre estes e partes do próprio suporte e entre os condutores e o solo. Outra função é amarrar, através de suas fundações, as linhas ao terreno, ao qual transmitem as forças resultantes de todas as solicitações a que são submetidos elementos que compõem a estrutura (LABEGALINI *et al.*, 1992).

Suas dimensões e formas dependem principalmente: disposição dos condutores; dimensões e formas dos isoladores; distância entre condutores; flechas dos condutores; altura de segurança; função mecânica; materiais estruturais; número de circuitos; forma de resistir; etc. Seu material de composição pode ser de madeira, concreto armado ou metais (aço e ligas de alumínio), levando em consideração a forma da estrutura a ser empregada, custo de fabricação e transporte, nível de tensão que serão submetidas e resistência ao ambiente (LABEGALINI *et al.*, 1992). As figuras 2.11a e 2.11b exemplificam os dois primeiros tipos de materiais empregados e as demais figuras a seguir se tratam de suportes metálicos.



(a) Estrutura de madeira. Fonte: <<https://pixabay.com/photos/communication-connection-113614/>>. Acesso em: 22/3/2020.



(b) Estrutura de concreto armado. Fonte: <<https://pixabay.com/photos/lap-transmission-towers-power-line-905492/>>. Acesso em: 22/3/2020.

Figura 2.11: Estruturas comumente urbanas.

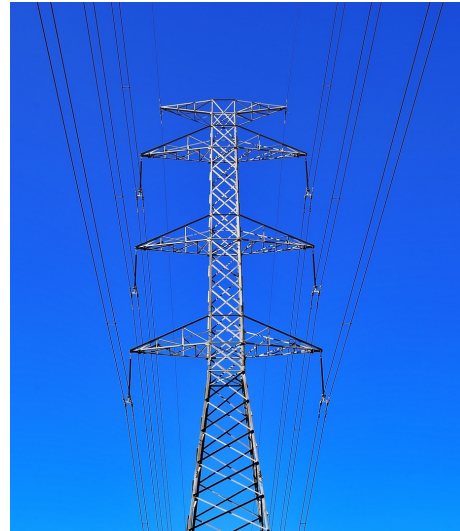
Dentre as principais disposições das estruturas temos triangular e em plano horizontal ou vertical, ilustradas nas figuras 2.12a, 2.13a e 2.12b, respectivamente. No primeiro caso os condutores são dispostos segundo os vértices de um triângulo, esse tipo de disposição é encontrado em todos os níveis de tensões. São empregados tanto para linhas de circuitos simples quanto para circuitos duplos, reduzindo as larguras das faixas de servidão.

Na disposição em plano horizontal, todos os condutores de fase de um mesmo circuito estão em um plano horizontal, empregada em todos os níveis de tensão, de preferência em linhas de circuito simples. É a disposição que exige estruturas de menor altura e são mais largas.

Na disposição em plano vertical, os condutores encontram-se em um mesmo plano vertical, é reservada em linhas a circuitos simples, quando estas sofrem limitações das larguras das faixas de servidão. É, tipicamente, o caso quando as linhas devem acompanhar vias públicas. São encontradas nos níveis de tensão até 500kV, tanto para linhas de circuito simples quanto para circuito duplo.



(a) Estrutura de disposição triangular. Fonte: <<https://pixabay.com/photos/power-electricity-line-ylon-1549115/>>. Acesso em: 22/3/2020.



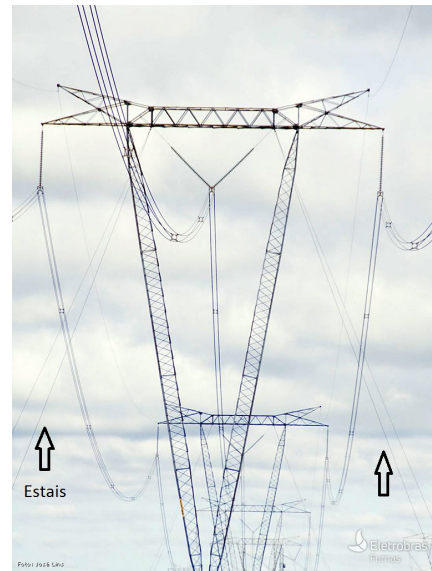
(b) Estrutura de disposição vertical. Fonte: <<https://pixabay.com/photos/power-lines-power-pole-1031462/>>. Acesso em: 22/3/2020.

Figura 2.12: Estruturas metálicas.

Levando em consideração a forma de resistir das estruturas, os esforços devem ser transmitidos ao solo. Dessa forma elas são classificadas em dois grupos: autoportantes e estaiadas, ilustradas nas figuras 2.13a e 2.13b, respectivamente. A primeira é dimensionada para transmitir todos os esforços ao solo através de suas fundações, já a segunda emprega tirantes ou estais compostos de aço galvanizado para absorver os esforços horizontais e longitudinais.



(a) Estrutura de disposição horizontal autoportante. Fonte: <<https://pixabay.com/photos/pylon-electricity-power-lines-83790/>>. Acesso em: 22/3/2020.



(b) Estrutura de disposição horizontal estaiada. Fonte: <https://farm5.staticflickr.com/4080/4808828480_43662f7828_b.jpg>. Acesso em: 22/3/2020.

Figura 2.13: Estruturas metálicas de disposição horizontal.

Para a escolha entre os dois grupos temos as estaiadas que são montadas mais rapidamente e são mais leves, por consequência são economicamente mais viáveis. Já as autoportantes necessitam de fundações, ou seja, demandam mais tempo de construção, além de contarem com uma quantidade maior de aço, acarretando num aumento de custo. Apesar disso, as estaiadas são menos empregadas porque requerem um solo de topografia favorável, demandam mais espaço e são mais suscetíveis à vandalismo (LABEGALINI *et al.*, 1992).

No próximo capítulo é demonstrada a metodologia de modelagem eletromagnética das linhas de transmissão aéreas trifásicas desenvolvida neste trabalho. Começando pela determinação dos pontos de avaliação e depois a obtenção da densidade de carga elétrica de cada cabo, em seguida é apresentado os cálculos relativos aos campos elétricos ao nível do solo e superficial.

Metodologia de Cálculo do Campo Elétrico de Linhas de Transmissão Aéreas Trifásicas

Após apresentadas as principais características de uma linha de transmissão, segue-se para a modelagem dos campos elétricos ao nível do solo e superficial por ela gerado, em baixa frequência (60 Hz). A obtenção destes campos é importante para a determinação do projeto e durante operação das LT's, eles são diretamente influenciados pelas características elétricas e geométricas das linhas de transmissão.

3.1 Pontos de Avaliação

Para iniciar o cálculo dos campos elétricos deve-se definir os pontos de avaliação de acordo com o modelo espacial estabelecido. Neste trabalho, será abordado o modelo bidimensional, considerando pontos de avaliação posicionados a um metro do nível do solo que formam um segmento de reta pertencente a um plano originado por meio de um corte transversal em relação às LT's, como pode ser visto nas figuras 3.1 e 3.2.

Para este modelo os pontos de avaliação (em vermelho nas figuras 3.1 e 3.2) dos campos elétricos ao nível do solo formam um segmento de reta transversal aos cabos da LT situado a um metro do nível do solo. Já os pontos de avaliação (em azul na figura 3.2) dos campos elétricos superficiais estão situados na superfície de cada condutor da LT.

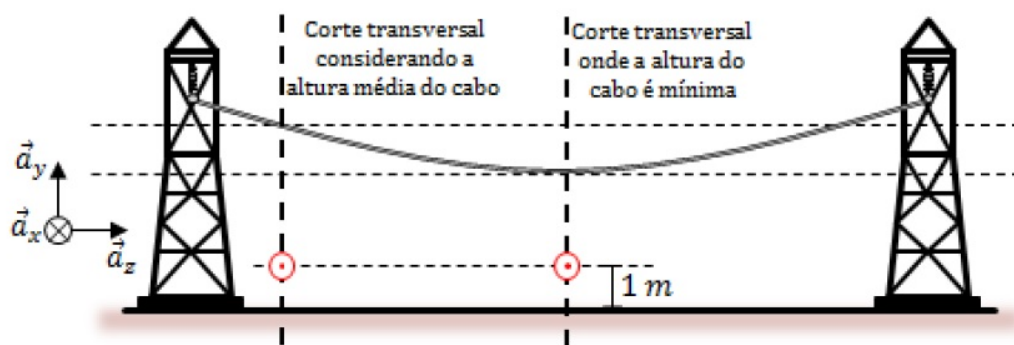


Figura 3.1: Visão lateral dos cortes transversais. Fonte: SANTOS (2017).

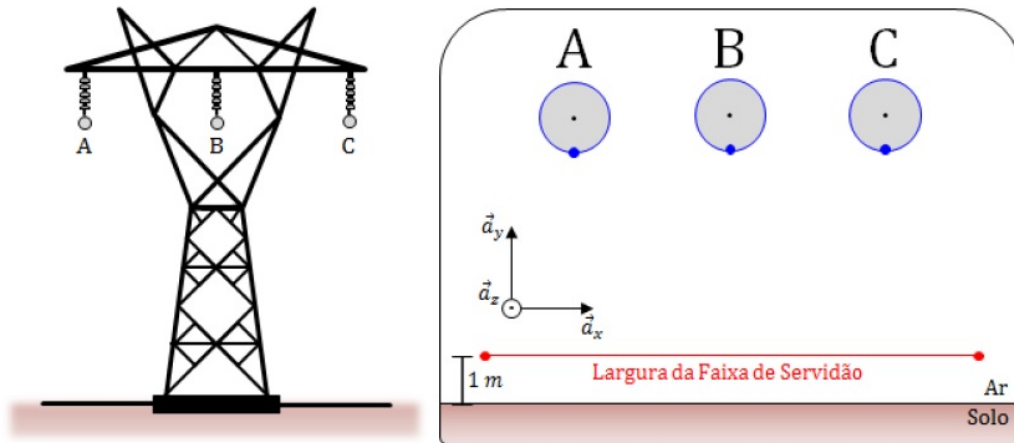


Figura 3.2: Visão frontal dos cortes transversais. Fonte: SANTOS (2017).

Neste modelo transversal bidimensional a catenária (curva formada pela posição e geometria dos cabos entre duas torres) não é considerada, assim, são abordados cortes transversais na altura média do cabo e na altura mínima para determinar o valor destes campos, ilustrado na figura 3.1. No contexto deste trabalho, quando os cabos apresentam altura mínima, tem-se a pior condição. Isto se justifica pelo fato de se aproximar o cabo condutor do ponto de avaliação, logo se tem uma intensidade de campo elétrico mais intensa.

3.2 Densidade de Carga do Condutor

De acordo com SADIKU (2014), uma carga pontual significa uma carga localizada em um corpo cujas dimensões são muito menores do que outras dimensões relevantes. Por exemplo, um conjunto de cargas elétricas em uma cabeça de alfinete pode ser considerada uma carga pontual. Cargas são geralmente medidas em Coulombs (C). Sendo um Coulomb aproximadamente 6×10^{18} elétrons, sabendo que a carga de um elétron é o valor da carga elementar $e = -1,6019 \times 10^{-19} C$.

Segundo SINGER; STEINBIGLER; WEISS (1974), para o cálculo das cargas elétricas dos respectivos condutores de uma linha de transmissão parte-se da relação matricial descrita em (3.1) para um condutor por fase.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{an} \\ \dot{V}_{bn} \\ \dot{V}_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \rho_{ta} \\ \rho_{tb} \\ \rho_{tc} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Do lado esquerdo desta equação temos os fasores de tensão, que são elementos fundamentais da aplicação de corrente alternada, e geralmente são fornecidos na caracterização das linhas. Do lado direito são os Coeficientes Potenciais de Maxwell que são alcançados por meio de uma relação logarítmica entre as distâncias dos condutores reais e imaginários que compõem a LT sob análise, representando a influência das posições dos cabos sob os níveis de campos elétricos. Esta matriz é multiplicada pelas densidades lineares de cargas elétricas

encerradas pela Superfície Gaussiana que envolve os cabos modelados como cilindros infinitamente longos e retos, esta determinada adiante. Ou seja, os níveis em Coulombs que cada uma das fases apresenta.

Considerando que as fontes e as cargas dos sistemas de transmissão estão conectadas em estrela, tem-se as relações para o valor eficaz tensão de fase (V_p) e de linha (V_l) e para o valor eficaz corrente de fase (I_p) e de linha (I_l), apresentadas nas equações (3.2) e (3.3), respectivamente. Vale ressaltar que a tensão de operação das LT's equivale ao valor eficaz da tensão de linha (EPRI, 2005).

$$V_p = \frac{V_l}{\sqrt{3}} \quad [V_{rms}] \quad (3.2)$$

$$I_p = I_l \quad [A_{rms}] \quad (3.3)$$

Sabendo que os sistemas de transmissão são considerados balanceados, as tensões de fase (fasores de tensão) para as LT's são (3.4):

$$\begin{cases} \dot{V}_{an} = V_p \\ \dot{V}_{bn} = V_p \angle -120^\circ \\ \dot{V}_{cn} = V_p \angle 120^\circ \end{cases} \quad (3.4)$$

A fim de obter um modelo mais próximo do real considera-se o efeito do solo no cálculo do campo elétrico, uma vez que os condutores da LT não estão inseridos num meio composto apenas por ar e isolado no espaço. Para isso, insere-se o efeito do solo por meio da aplicação do Método das Imagens (MI), ilustrado na figura 3.3 para uma carga pontual positiva Q (SANTOS, 2017).

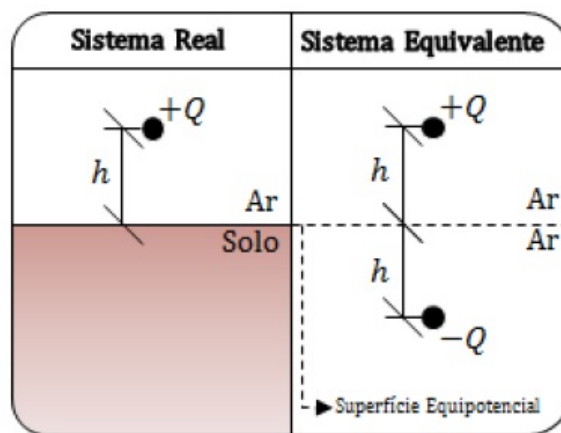


Figura 3.3: Sistema real (lado esquerdo) e sistema equivalente (lado direito). Fonte: SANTOS (2017).

O solo é considerado um Condutor Elétrico Perfeito (CEP), ou seja, resistividade elétrica nula ($\rho_r = 0$), ou condutividade infinita ($\sigma = \infty$). Portanto, assegura-se em considerar

campo elétrico nulo em seu interior e que ele se comporta como uma superfície equipotencial, ou seja, não há diferença de potencial entre dois pontos sobre este condutor (EPRI, 2005).

A Teoria das Imagens é desenvolvida com base nas condições de fronteira entre dois meios, e as relações entre os campos elétricos em cada um deles. Ela afirma que, dada configuração de uma carga próxima a um plano infinito CEP pode ser substituída pela própria configuração de carga, por sua imagem e por uma superfície equipotencial no lugar do plano condutor (SADIKU, 2014). A medida h denota a altura dos cabos em relação ao solo, por regra deve-se adotar o mesmo valor para a distância das imagens em relação ao solo.

Para o caso de uma LT aérea, o solo é o plano infinito CEP e a imagem é o resultado da reflexão representada por uma outra carga elétrica, simétrica e de sinal contrário à carga original (PAGANOTTI, 2012). Assim, para um sistema de condutores paralelos, os Coeficientes de Maxwell serão dados pela seguinte expressão (EPRI, 2005):

$$P_{kk} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left(\frac{4H_k}{d_k} \right) \quad (3.5)$$

$$P_{kl} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left(\frac{S'_{kl}}{S_{kl}} \right) \quad (3.6)$$

Em (3.5) e (3.6) temos que:

P_{kk} é o coeficiente potencial próprio do condutor k [m/F];

P_{kl} é o coeficiente potencial mútuo entre os condutores k e l [m/F];

d_k é o diâmetro do condutor k [m];

H_k é a altura acima do solo até o condutor k [m];

S_{kl} é a distância entre os condutores k e l [m];

S'_{kl} é a distância entre o condutor k e a imagem do condutor l [m];

$\epsilon_0 = 8,854 \times 10^{-12} F/m$ é a permissividade do vácuo.

Pode-se afirmar que a matriz dos Coeficientes Potenciais é simétrica: $P_{kl} = P_{lk}$. A figura 3.4 ilustra as distâncias convencionadas anteriormente entre condutores reais e suas imagens para dois condutores k e l .

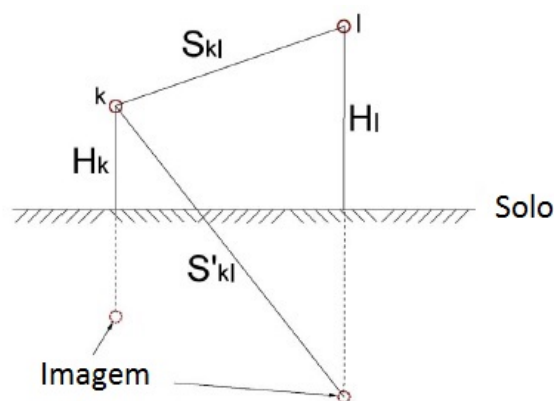


Figura 3.4: Método das imagens para dois condutores e suas imagens. Fonte: EPRI (2005).

Sabendo que as LT's possuem três fases e necessitam de no mínimo um condutor por fase, a figura 3.5 ilustra o método das imagens para este caso, sendo as cargas nomeadas por k , l e m .

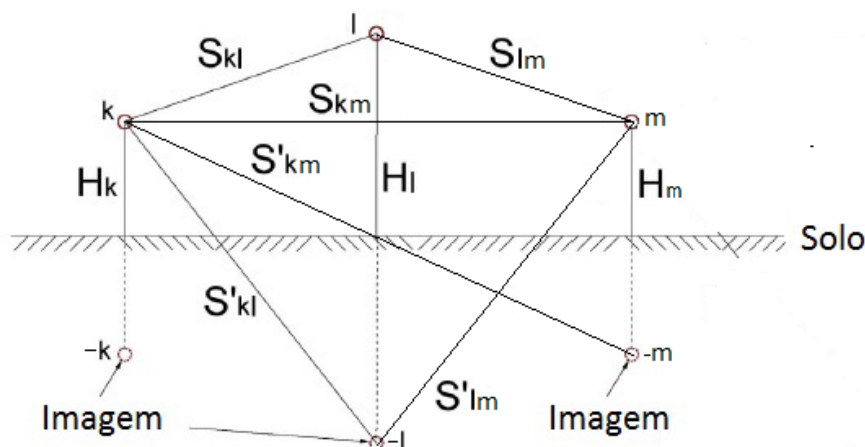


Figura 3.5: Método das imagens para três condutores e suas imagens.

Ainda analisando a figura 3.5, percebe-se que a matriz P de dimensão 3×3 , ou seja, esta dimensão pode ser obtida por meio do número de condutores (n), sendo assim $n \times n$. Afirma-se também que a partir de dois condutores na LT é empregado o princípio da superposição, onde se soma todas as componentes campo elétrico geradas pelas densidades de carga do sistema, já que elas interagem entre si.

No caso de um feixe de condutores, em vez de considerar cada condutor separadamente, um único condutor equivalente pode ser considerado geometricamente. O condutor equivalente retém a mesma carga que o feixe quando a mesma tensão é aplicada a ele. Este também pode ser pensado como o condutor com a mesma capacitância em relação ao solo.

O diâmetro de um único condutor equivalente a um feixe regular, isto é, a um feixe de condutores idênticos dispostos nos vértices de um polígono regular é (EPRI, 2005):

$$d_b = \frac{s}{\text{sen}(\pi/n_b)} \quad (3.7)$$

$$d_{eq} = d_b \cdot \sqrt[n]{\frac{n_b \cdot d}{d_b}} \quad (3.8)$$

Sendo:

d_{eq} o diâmetro equivalente [m];

d_b o diâmetro do feixe [m];

n_b o número de subcondutores no feixe;

d o diâmetro dos subcondutores [m];

s a distância entre os subcondutores [m].

Vale ressaltar que no estudo do campo elétrico na superfície dos condutores esta abordagem se torna inviável, porque deve-se atentar a influência de cada cabo separadamente. Retomando a relação matricial apresentada em (3.1), por meio do algebrismo matricial é possível alcançar a seguinte expressão:

$$[\rho_l] = [P]^{-1}[\dot{V}] \quad (3.9)$$

Considerando a natureza complexa da carga, sendo $[\rho_{l_{Re}}]$ e $[\rho_{l_{Im}}]$ a parcela real e imaginária da densidade de carga, respectivamente, temos as seguintes relações:

$$[\rho_l] = [\rho_{l_{Re}}] + j[\rho_{l_{Im}}] \quad (3.10)$$

$$[\rho_{l_{Re}}] = [P]^{-1}[\dot{V}_{Re}] \quad (3.11)$$

$$[\rho_{l_{Im}}] = [P]^{-1}[\dot{V}_{Im}] \quad (3.12)$$

Observa-se das equações matriciais (3.11) e (3.12) que em cada parcela tem-se um fasor de tensão correspondente, sendo $[\dot{V}_{Re}]$ para a parte real e $[\dot{V}_{Im}]$ para a parte imaginária. Assim, através destas duas expressões obtêm-se a parte real e imaginária das densidades de cargas elétricas dos condutores. Este cálculo é essencial para a obtenção dos campos elétricos gerados, apresentados na próxima seção.

Comparando a relação matricial (3.9) com a definição de capacitância $[Q] = [C][\dot{V}]$, nota-se que a inversa da matriz dos Coeficientes Potenciais de Maxwell é igual a matriz de capacitâncias de sequência positiva da linha como apresentada na equação (3.13) (PAGANOTTI, 2012).

$$[P]^{-1} = [C] \quad (3.13)$$

Portanto, suas unidades de medidas também são inversas, sendo para $[P]$ metro por Farad (m/F) e para $[C]$ Farad por metro (F/m). Justifica-se, então, a influência da mudança das posições dos condutores na magnitude da capacitância de uma linha de transmissão.

3.3 Campo Elétrico de Uma Linha de Transmissão Aérea

A seguir é demonstrada a aplicação da primeira equação de Maxwell, a Lei de Gauss, para determinar a expressão do campo elétrico utilizada na modelagem dos campos elétricos ao nível do solo e superficial. Reescrevendo de SADIKU (2014) temos a equação (3.14):

$$\oint_S \vec{D} \cdot d\vec{S} = Q_{encerrada} \quad (3.14)$$

Sendo:

$Q_{encerrada}$ a carga elétrica presente no interior da Superfície Gaussiana $[C]$;

\vec{D} a densidade de fluxo elétrico $[C/m^2]$;

$d\vec{S}$ o vetor diferencial de superfície.

Além desta equação fundamental, vale ressaltar de SADIKU (2014) a relação constitutiva apresentada em (3.15). Ela correlaciona (para meios lineares) o campo vetorial densidade de fluxo elétrico (\vec{D}) ao vetor campo elétrico (\vec{E}) utilizando a permissividade elétrica do meio (ε).

$$\vec{D} = \varepsilon \cdot \vec{E} \quad (3.15)$$

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \quad (3.16)$$

Sendo:

$\varepsilon_0 = 8,854 \times 10^{-12}$ é a permissividade elétrica do vácuo $[F/m]$;

ε_r é a permissividade elétrica relativa, ou seja, a razão entre a permissividade do meio e a do vácuo $[F/m]$.

Fisicamente, a densidade de fluxo elétrico é um campo vetorial definida como a quantidade de fluxo elétrico ($\psi_{total} = Q_{encerrada}$) que passa através da área de superfície unitária no espaço imaginado em ângulo reto com a direção do campo elétrico. Portanto, quanto maior for a permissividade elétrica do meio, maior será o campo elétrico (SADIKU, 2014).

Prosseguindo, dentre as leis fundamentais da eletrostática, tem-se uma que estabelece que o campo elétrico é gerado por uma carga elétrica e pode ser avaliado de uma distância entre

a carga e um ponto no espaço, levando em consideração também a característica elétrica do meio (SADIKU, 2014). Considere um condutor cilíndrico infinitamente longo e eletricamente carregado com cargas positivas, ilustrado na figura 3.6.

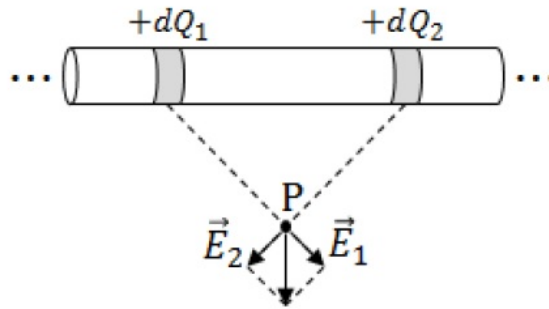


Figura 3.6: Vetor campo elétrico gerado em um ponto entre duas regiões simétricas. Fonte: SANTOS (2017).

Observando por um ponto no espaço em uma distância simétrica entre os elementos infinitesimais de carga elétrica $+dQ_1$ e $+dQ_2$ traça-se uma reta pontilhada e nessa direção geram-se dois vetores campo elétrico de mesmo módulo no sentido oposto ao corpo cilíndrico, respectivamente. Ao decompor estes vetores e somá-los tem-se o vetor resultante com direção perpendicular à linha de cargas e módulo igual ao dobro da componente vertical \vec{E}_1 ou \vec{E}_2 , com esta informação define-se a Superfície Gaussiana (SANTOS, 2017). Portanto, esta possui o mesmo formato cilíndrico dos condutores, ilustrado na figura 3.7.

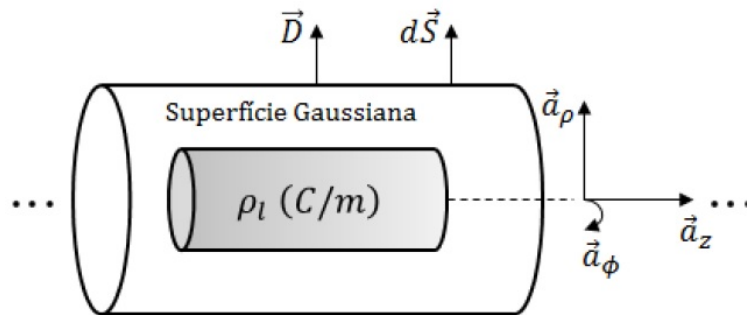


Figura 3.7: Superfície Gaussiana de um condutor cilíndrico. Fonte: SANTOS (2017).

Analisando a figura 3.7 temos \vec{D} , $d\vec{S}$ na direção definida pelo vetor \vec{a}_ρ e os vetores unitários do sistema de coordenadas cilíndricas (\vec{a}_ρ e \vec{a}_z) com sentido de “afastamento” da Superfície Gaussiana adotada. Considerando o condutor como sendo uma linha infinita uniformemente carregada pode-se desprezar os efeitos das bordas. Devido a perpendicularidade dos vetores \vec{D} e $d\vec{S}$ o produto escalar entre eles é nulo, assim, não há campo nas tampas da Superfície Gaussiana, apenas ao longo do comprimento l . Com isso, conclui-se que as componentes do campo elétrico possuem apenas direção perpendicular ao corpo, o mesmo do vetor \vec{a}_ρ (PAGANOTTI, 2012).

Para um melhor esclarecimento da área da Superfície Gaussiana adotada, observa-se a figura 3.8 que apresenta a planificação de um cilindro, nele temos a fórmula do arco ($C = 2\pi r$) e o comprimento da superfície (l).

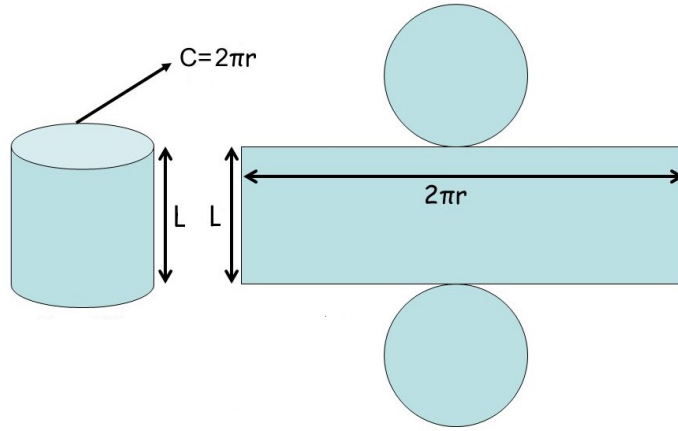


Figura 3.8: Área da superfície de um cilindro.

Calculando a integral em coordenadas cilíndricas da figura 3.8 subtraindo as áreas da base, ou seja, apenas a área lateral e sabendo que $\rho = r$. Obtém-se a seguinte equação 3.17:

$$\oint_0^l \oint_0^{2\pi} \rho d\phi dz = 2\pi \cdot r \cdot l \quad (3.17)$$

Partindo da Lei de Gauss e considerando para este problema o elemento diferencial de área $d\vec{S} = \rho d\phi dz$, que corresponde ao elemento diferencial de superfície na direção definida pelo vetor \vec{a}_ρ , tem-se a expressão apresentada em (3.18):

$$\oiint_S \vec{D} \cdot \rho d\phi dz = Q_{encerrada} \quad (3.18)$$

Analisando a figura 3.8 para definição dos limites de integração, considera-se que a componente $d\phi$ deve ser o arco completo, ou seja, varia de 0 a 2π , e ρ sendo o raio (r) da fórmula de comprimento do arco, tem-se (3.19):

$$\oint_{-z}^{+z} \oint_0^{2\pi} \vec{D} \cdot \rho d\phi dz = Q_{encerrada} \quad (3.19)$$

Já a componente dz corresponde ao comprimento do cilindro, logo, varia de 0 a l , alcança-se (3.20):

$$\oint_0^l \oint_0^{2\pi} \vec{D} \cdot \rho d\phi dz = Q_{encerrada} \quad (3.20)$$

Sabe-se que as grandezas \vec{D} e ρ são uniformes, ou seja, não variam com as variáveis de integração. Depois substitui-se a densidade de fluxo elétrico (\vec{D}) pela relação constitutiva apresentada em (3.15) para permissividade elétrica do vácuo ($\epsilon_r = 1$), obtém-se (3.21):

$$\varepsilon_0 \cdot \vec{E} \cdot \rho \oint_0^l \oint_0^{2\pi} d\phi dz = Q_{encerrada} \quad (3.21)$$

Aplicando as técnicas de integração para estes limites, sabendo que a densidade de carga equivale a carga encerrada sobre o comprimento, vista em (3.22), alcança-se a expressão do campo elétrico (3.23).

$$\rho_l = \frac{Q_{encerrada}}{l} \quad (3.22)$$

$$\vec{E} = \frac{\rho_l}{2\pi\varepsilon_0\rho} \vec{a}_\rho \quad (3.23)$$

Sendo:

ρ_l a densidade linear de carga elétrica [C/m];

ρ a distância entre a fonte do campo elétrico e o ponto de avaliação [m];

\vec{a}_ρ o vetor unitário indicando a direção do campo elétrico.

Uma vez concluída a modelagem de densidade de carga elétrica para os condutores da linha de transmissão e o campo elétrico gerado por um condutor, prossegue-se para a obtenção dos campos elétricos envolvidos neste sistema para diferentes pontos de avaliação. Inicia-se na próxima seção o memorial de cálculo do campo elétrico ao nível do solo e do superficial, baseados nos princípios abordados nesta seção.

3.4 Cálculo do Campo Elétrico ao Nível do Solo

Devido à simetria dos sistemas de transmissão que são analisados neste trabalho, semelhantes à observada na figura 3.3, a determinação do campo elétrico em um ponto genérico P acima do nível do solo, não tão próximo a fonte de campo $\pm Q$ para ser considerado superficial ($\rho/r_{cabo} \gg 10$), deve ser realizado através da substituição do sistema de coordenadas cilíndricas para coordenadas cartesianas, ilustrado na figura 3.9 (PAGANOTTI, 2012).

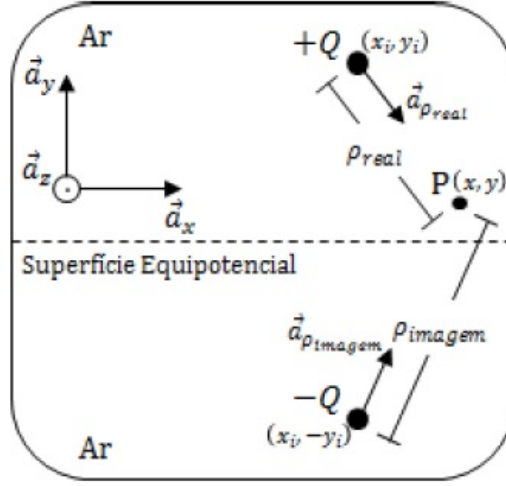


Figura 3.9: Sistema cartesiano físico equivalente. Fonte: SANTOS (2017).

Analisando a figura 3.9 temos a carga elétrica pontual real $+Q$ localizada em (x_i, y_i) , sua imagem $-Q$ localizada em $(x_i, -y_i)$ e o ponto de avaliação P localizado em (x, y) , todos ao longo do eixo z . O índice “i” indica os elementos fontes de campo elétrico. A seguir estão apresentadas as equações para a substituição das coordenadas cilíndricas para as cartesianas:

$$\rho_{real} = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \quad (3.24)$$

$$\vec{a}_{\rho_{real}} = \frac{(x - x_i)\vec{a}_x}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}} + \frac{(y - y_i)\vec{a}_y}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}} \quad (3.25)$$

$$\rho_{imagem} = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2} \quad (3.26)$$

$$\vec{a}_{\rho_{imagem}} = \frac{(x - x_i)\vec{a}_x}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2}} + \frac{(y + y_i)\vec{a}_y}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2}} \quad (3.27)$$

Sendo:

ρ_{real} a distância entre a carga real $+Q$ e o ponto de avaliação P [m];

$\vec{a}_{\rho_{real}}$ o vetor unitário que parte da carga real em direção ao ponto de avaliação P ;

ρ_{imagem} a distância entre a carga imagem $-Q$ e o ponto de avaliação P [m];

$\vec{a}_{\rho_{imagem}}$ o vetor unitário que parte da carga imagem em direção ao ponto de avaliação P .

Substituindo estas quatro últimas equações na expressão do campo elétrico (3.23) temos a equação apresentada em (3.28), os cálculos em detalhes encontram-se no apêndice A. A primeira parcela dentro dos parênteses ao lado direito da relação é a contribuição na

intensidade do campo elétrico devida à carga elétrica real e a segunda parcela devida à carga elétrica imagem.

$$\vec{E} = \frac{\rho_{l_{Re}} + j\rho_{l_{Im}}}{2\pi\epsilon_0} \left[\frac{(x - x_i)\vec{a}_x + (y - y_i)\vec{a}_y}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} - \frac{(x - x_i)\vec{a}_x + (y + y_i)\vec{a}_y}{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2} \right] \quad (3.28)$$

Para o caso tratado no contexto deste trabalho, onde as LT's possuem mais de um condutor, a mesma metodologia de cálculo do campo elétrico pode ser abordada. O lado esquerdo da figura 3.10 ilustra uma LT trifásica em visão frontal do corte transversal com um condutor por fase.

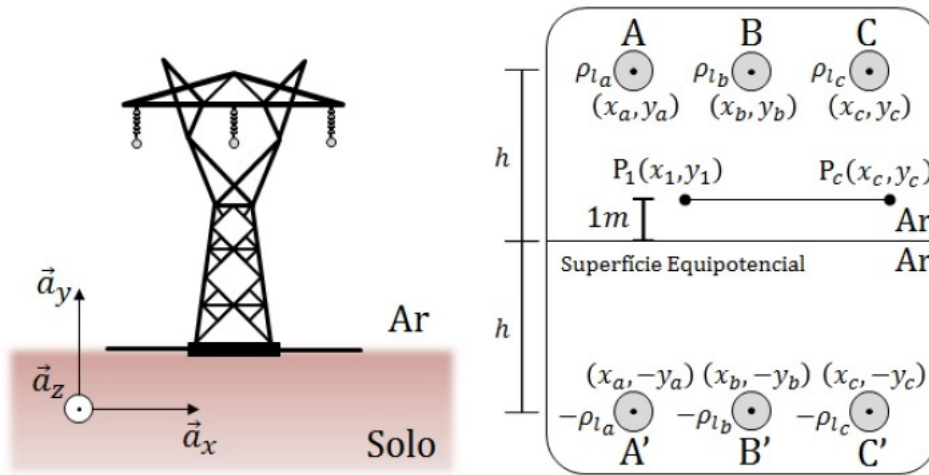


Figura 3.10: Sistema trifásico com um condutor por fase. Fonte: SANTOS (2017).

O lado direito da figura 3.10 ilustra os três condutores denotados por A , B e C em visão frontal do corte transversal e suas respectivas imagens denominadas A' , B' e C' . Sendo cada posição dos condutores representada por um ponto (x, y) de índice respectivo, por exemplo, para o cabo A' temos o ponto $(x_a, -y_a)$. Vale ressaltar do Método das Imagens que o solo é a superfície equipotencial ao longo de $(x, 0)$ e h é a distância entre os cabos e o solo. Nota-se também que cada condutor tem sua variável de carga elétrica na ilustração e sua respectiva imagem possui o mesmo valor com sinal oposto, por exemplo, para o cabo A sua variável é ρ_{l_a} e para sua imagem a variável é $-\rho_{l_a}$.

Observa-se que nesta nova abordagem deve-se atentar ao campo elétrico gerado por cada condutor. Assim, para solucionar este problema, emprega-se o princípio da superposição para obtenção do campo elétrico resultante das cargas reais e suas respectivas imagens, apresentado no lado direito da figura 3.10. Para isto, consideram-se as cargas elétricas como sendo filamentosas e localizadas no centro dos condutores e que o meio onde se encontram seja linear, homogêneo e isotrópico (PAGANOTTI, 2012).

Segundo as definições de SADIKU (2014), um meio é linear quando a densidade de fluxo elétrico (\vec{D}) e o campo elétrico (\vec{E}) variam linearmente no sistema. Meios onde a permissividade elétrica do meio (ϵ) não varia na região considerada e é, portanto, o mesmo

em todos os pontos (ou seja, independente de x , y ou z) são considerados homogêneos. Por fim, meios onde \vec{D} e \vec{E} estão na mesma direção são definidos como isotrópicos. A relação entre essas variáveis é vista na expressão 3.15.

Analisando o lado direito da figura 3.10, os pontos de avaliação são posicionados ao longo da faixa de servidão a um metro do solo com sua extensão desde a localização do condutor mais à esquerda $P_1(x_1, y_1)$ até a localização do condutor mais à direita $P_n(x_n, y_n)$. Assim, o campo elétrico resultante ao nível do solo para este caso é dada pela equação (3.29):

$$\vec{E} = \sum_{p=1}^c \sum_{i=1}^n \frac{\rho_{l_{i_{Re}}} + j\rho_{l_{i_{Im}}}}{2\pi\epsilon_0} \left[\frac{(x_p - x_i)\vec{a}_x + (y_p - y_i)\vec{a}_y}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2} - \frac{(x_p - x_i)\vec{a}_x + (y_p + y_i)\vec{a}_y}{(x_p - x_i)^2 + (y_p + y_i)^2} \right] \quad (3.29)$$

Sendo:

n o número de condutores;

c o número de pontos de avaliação.

Para este caso são considerados três condutores ($n = 3$). Lembrando que para cada tipo de LT estudada, a expressão (3.29) é adaptada através da aplicação do princípio da superposição.

Nota-se que a equação (3.29) se trata de uma função vetorial, tendo uma parcela ao longo do eixo x e outra ao longo do eixo y . Além disso, o campo elétrico determinado possui natureza complexa, assim como a densidade de carga elétrica (SANTOS, 2017). Portanto, surge a possibilidade de manipulação desta equação para obter o campo elétrico em função escalar, como segue abaixo. Agrupando a relação (3.29) em termos das coordenadas cartesianas x e y , considerando as parcelas real e imaginária (índices Re e Im , respectivamente), obtemos a equação (3.30).

$$\vec{E} = (E_{x_{Re}} + jE_{x_{Im}})\vec{a}_x + (E_{y_{Re}} + jE_{y_{Im}})\vec{a}_y \quad (3.30)$$

As parcelas real e imaginária de cada parênteses podem ser agrupadas formando uma resultante espacial na direção x e na direção y , como mostra a expressão (3.31).

$$\vec{E} = \left(\sqrt{E_{x_{Re}}^2 + E_{x_{Im}}^2} \right) \vec{a}_x + \left(\sqrt{E_{y_{Re}}^2 + E_{y_{Im}}^2} \right) \vec{a}_y \quad (3.31)$$

Agora, calculando o módulo do vetor campo elétrico da equação (3.31), obtemos a expressão (3.32).

$$E_{rms} = \sqrt{E_{x_{Re}}^2 + E_{x_{Im}}^2 + E_{y_{Re}}^2 + E_{y_{Im}}^2} \quad (3.32)$$

Cada termo ao lado direito da equação (3.32) pode ser substituído pela expressão campo elétrico ao nível do solo obtida em (3.29), respeitando a coordenada (x, y) representada em

seus índices. Atentando-se também a parcela de natureza complexa a qual está designada. Logo, têm-se as seguintes relações:

$$E_{x_{Re}} = \sum_{p=1}^n \sum_{i=1}^c \frac{\rho_{l_{i_{Re}}}}{2\pi\epsilon_0} \left[\frac{(x_p - x_i)}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2} - \frac{(x_p - x_i)}{(x_p - x_i)^2 + (y_p + y_i)^2} \right] \quad (3.33)$$

$$E_{x_{Im}} = \sum_{p=1}^n \sum_{i=1}^c \frac{\rho_{l_{i_{Im}}}}{2\pi\epsilon_0} \left[\frac{(x_p - x_i)}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2} - \frac{(x_p - x_i)}{(x_p - x_i)^2 + (y_p + y_i)^2} \right] \quad (3.34)$$

$$E_{y_{Re}} = \sum_{p=1}^n \sum_{i=1}^c \frac{\rho_{l_{i_{Re}}}}{2\pi\epsilon_0} \left[\frac{(y_p - y_i)}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2} - \frac{(y_p + y_i)}{(x_p - x_i)^2 + (y_p + y_i)^2} \right] \quad (3.35)$$

$$E_{y_{Im}} = \sum_{p=1}^n \sum_{i=1}^c \frac{\rho_{l_{i_{Im}}}}{2\pi\epsilon_0} \left[\frac{(y_p - y_i)}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2} - \frac{(y_p + y_i)}{(x_p - x_i)^2 + (y_p + y_i)^2} \right] \quad (3.36)$$

Substituindo os termos acima na equação (3.32) alcança-se o valor eficaz do campo elétrico gerado por linhas de transmissão com n condutores em p pontos de avaliação a um metro do nível do solo. Sendo sua unidade de medida Volts rms por metro $[V_{rms}/m]$.

No Brasil, a legislação federal (BRASIL, 2009) e a NBR 25415 (ABNT, 2016) (ICNIRP, 2010) estabelecem os níveis de referência para a exposição do público ocupacional e do público em geral a campos elétricos de $8.33 \text{ kV}/m$ e $4.16 \text{ kV}/m$, respectivamente. Este nível de exposição ao público é definido nos limites da faixa de servidão da LT, independentemente da exposição ocupacional, que é aplicável através de toda a extensão ao longo da faixa da linha. Diferente da altura de 1 m proposta por EPRI (2005), este trabalho adota o padrão brasileiro definido em 1.5 m de altura, sugerida por ANEEL (2014).

Por conseguinte, foi finalizado o demonstrativo de cálculo do campo elétrico ao nível do solo para linhas de transmissão aéreas trifásicas, a validação computacional encontra-se no capítulo seguinte. Na seção a seguir é apresentado o memorial de cômputo do campo elétrico na superfície dos condutores da LT.

3.5 Cálculo do Campo Elétrico Superficial

Neste trabalho a obtenção do campo elétrico na superfície dos condutores baseia-se no Método das Imagens Sucessivas que, de acordo com SARMA; JANISCHEWSKYJ (1969) e PAGANOTTI (2012), atinge resultados mais aguçados respeitando as condições reais impostas. Sendo possível considerar o efeito do solo, sistemas de transmissão com mais de um cabo (cabos das fases e cabos para-raios), sistemas com condutores distribuídos de forma assimétrica e sistemas com distribuição não uniformes de cargas na superfície dos condutores (SANTOS, 2017).

Partindo da abordagem do cálculo de densidade de carga do condutor demonstrado na seção 3.2 percebe-se que este não aponta resultados mais precisos na análise de campo elétrico superficial. Assim, para alcançar um sistema equivalente que respeite as condições de contorno do sistema real, ou seja, onde as superfícies dos condutores e a superfície do solo são superfícies equipotenciais adota-se uma metodologia baseada na distribuição de linhas de cargas no interior de cada condutor (PAGANOTTI, 2012). O termo que quantifica a distância entre o centro do condutor e a linhas de carga correspondentes é denotado como δ e sua demonstração está disposta no apêndice B.

Prosseguindo para avaliação do campo elétrico, considere um sistema de transmissão de energia composto por dois condutores cilíndricos A e B , distantes do solo, seções circulares de raio r , carregados eletricamente com uma carga elétrica $+Q$, equidistantes em relação à origem do sistema de coordenadas e separados por uma distância s entre eixos, como apresentado na figura 3.11.

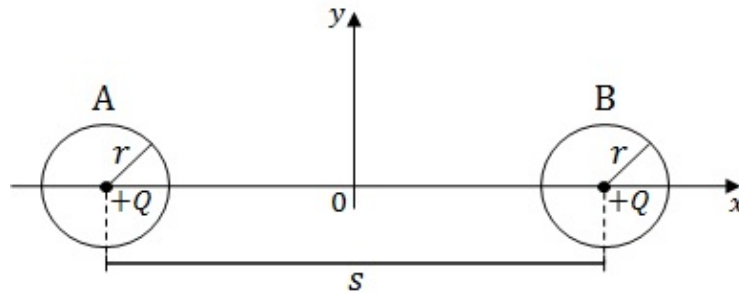


Figura 3.11: Representação de dois condutores distantes do solo. Fonte: SANTOS (2017).

De acordo com SANTOS (2017), a condição de contorno para o cálculo do campo elétrico superficial é que o potencial elétrico de cada condutor é uniforme e, conseqüentemente, o campo elétrico tangencial em todos os pontos da superfície dos condutores é nulo. Ademais, impõe-se que a quantidade de carga no interior de cada condutor é $+Q$, independentemente da distribuição de cargas imagens obtidas pelo Método das Imagens Sucessivas. Dessa forma, considera-se que as duas cargas complementares dos dois condutores são iguais à $-Q$ e juntas formam uma carga $-2Q$ localizada a uma distância infinitamente grande dos condutores reais. No entanto, se a relação s/r alcance valores suficientemente altos, no cômputo do campo elétrico nas regiões entorno do condutor A pode assumir a carga $+Q$ do condutor B localizada no centro do mesmo. A recíproca deste caso é válida.

Agora considere a ilustração da figura 3.12 que faz uma representação da análise do campo elétrico superficial para o condutor A . Como explicado anteriormente, para que a superfície do condutor A seja equipotencial, a carga $-2Q$ posicionada no infinito deve gerar uma imagem $+2Q$ disposta no centro deste mesmo condutor. Além disso, uma carga $+Q$ posicionada no centro do condutor B gera uma imagem $-Q$ localizada no condutor A a uma distância $\delta_1 = r^2/s$ em relação à carga $+2Q$. Um sistema análogo de cargas ocorre para o condutor B fazendo com que o mesmo também tenha uma superfície equipotencial

(PAGANOTTI, 2012).

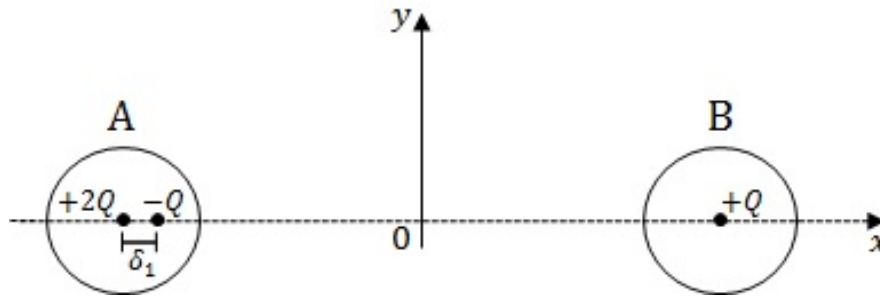


Figura 3.12: Representação das cargas imagens no condutor A. Fonte: SANTOS (2017).

Em seguimento, a influência do solo no cálculo do campo elétrico superficial é levada em consideração através da aplicação do Método das Imagens, sendo o solo um CEP e os condutores reais paralelos à ele. Assim, gerando cargas imagens que traduzem as condições de contorno de potencial nulo do solo. Neste sistema percebe-se que os condutores imagens de carga $-Q$ geram cargas iguais à $-2Q$ no centro do condutor A ou B e cargas imagens $+Q$ deslocadas de r^2/s do centro, sobre a reta que liga o centro do condutor A ou B com o centro do condutor imagem respectivo. Nota-se que a quantidade de carga no centro do condutor é nula e que o mesmo possui três cargas imagens deslocadas de seu centro. Este sistema está representado na figura 3.13.

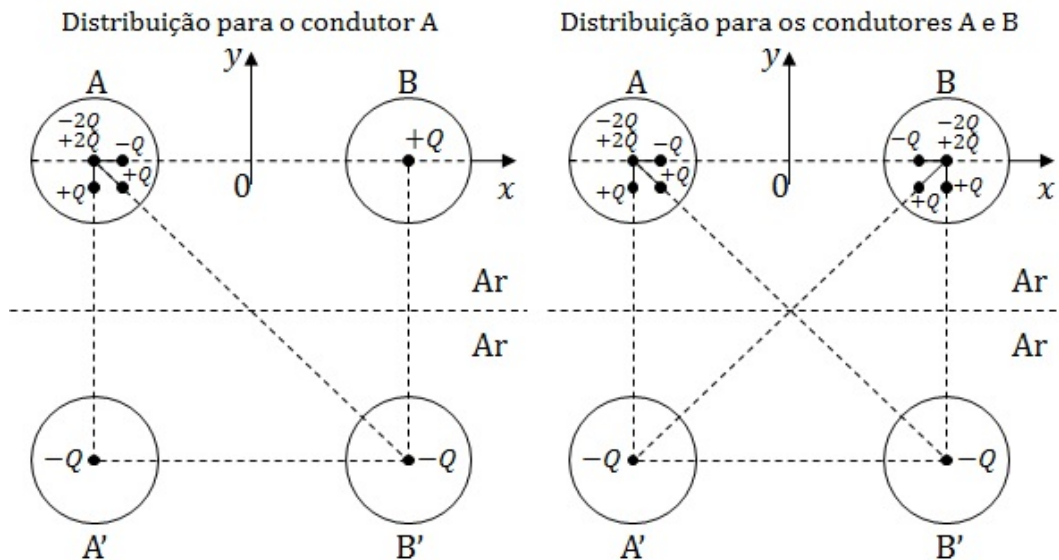


Figura 3.13: Representação das cargas imagens considerando o efeito do solo. Fonte: SANTOS (2017).

Ainda analisando a figura 3.13, é possível concluir que para um sistema de condutor múltiplo com n cabos, considerando a presença do solo, haverá em cada condutor $(2n - 1)$ cargas imagens. Conclui-se também que, após feita a distribuição de cargas imagens em todos condutores do sistema, o valor de carga em cada condutor é igual ao que foi calcu-

lado inicialmente por meio dos fasores de tensão e dos Coeficientes Potenciais de Maxwell (SARMA; JANISCHEWSKYJ, 1969) (PAGANOTTI, 2012).

No entanto, para os sistemas onde a relação $s/r < 10$ (condição que determina qual metodologia deverá ser aplicada na avaliação) o cômputo do campo elétrico superficial demonstrado acima é insuficiente. Logo, o Método das Imagens Sucessivas se mostra como solução, funcionando da seguinte maneira: são posicionadas cargas imagens em sequência até que as condições de contorno impostas pelas equipotenciais sejam atendidas. Considera-se novamente o sistema apresentado na figura 3.12, mas desta vez são introduzidas duas cargas lineares $+2Q$ e $-Q$ no condutor B , além disso as cargas imagens no condutor A são posicionadas da maneira como apresentada na figura 3.14.

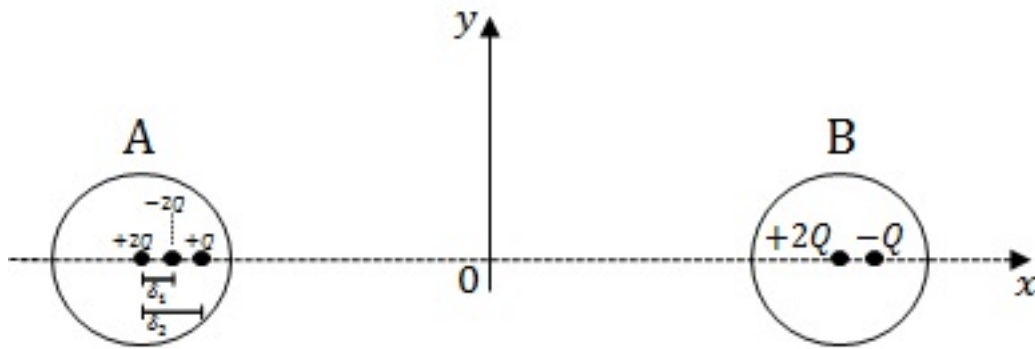


Figura 3.14: Representação das cargas imagens no condutor A (segundo estágio ou segunda ordem). Fonte: SANTOS (2017).

Este processo descrito acima se repete até que se alcance uma distribuição de cargas satisfatória (SARMA; JANISCHEWSKYJ, 1969) (SANTOS, 2017). Nota-se que a precisão desta distribuição aumenta à medida que a distância entre as imagens sucessivas diminui. Assim, o valor da distância entre as cargas imagens sucessivas e o centro do condutor é obtido através da equação 3.37, sendo k a ordem do MIS.

$$\delta_i = \frac{r^2}{s - \delta_{i-1}}, \quad i = 1, 2, \dots, k \quad (3.37)$$

A figura 3.15 ilustra uma distribuição com quatro cargas imagens em um condutor.

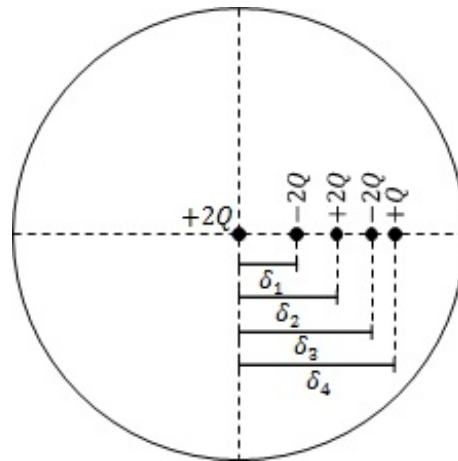


Figura 3.15: Representação das imagens sucessivas de ordem quatro. Fonte: SANTOS (2017).

Dessa forma, para uma LT de n cabos sem considerar o efeito do solo, o número de cargas imagens em cada condutor será igual a n^k . E considerando o efeito do solo este valor será igual a $(2n - 1)^k$ (SARMA; JANISCHEWSKYJ, 1969) (PAGANOTTI, 2012).

O gráfico apresentado na figura 3.16, demonstra o número de imagens sucessivas necessárias para uma linha de transmissão trifásica em função da relação s/r .

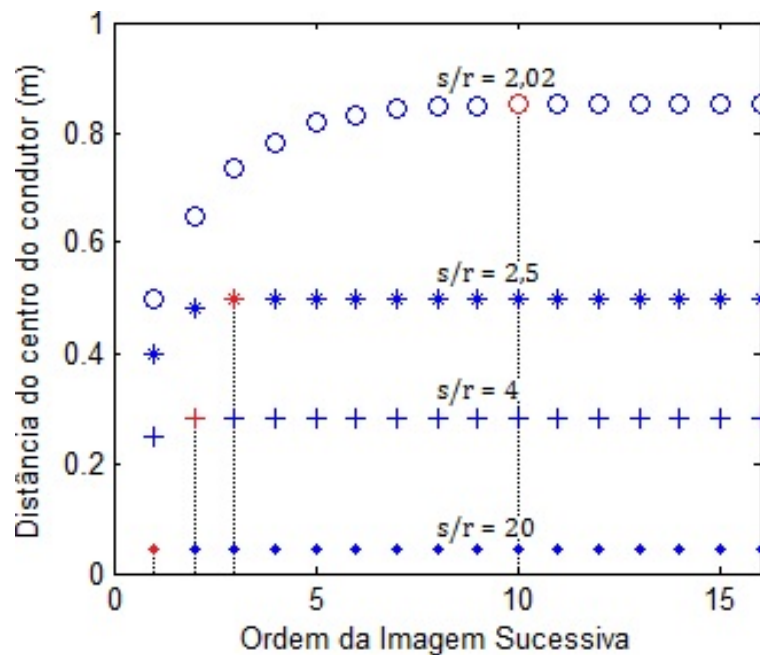


Figura 3.16: Ordem da imagem sucessiva relacionada com a distância entre a imagem e o centro do condutor. Fonte: SARMA; JANISCHEWSKYJ (1969).

Analisando a figura 3.16 observa-se que para valores $s/r > 10$, uma única carga imagem ($k = 1$) é suficiente para se alcançar resultados satisfatórios no cálculo do campo elétrico superficial. Já para valores $s/r < 10$ é necessário o emprego de uma ordem k cada vez maior e assim, mais imagens sucessivas. Os pontos em vermelho indicam o valor da ordem do MIS suficiente para que haja a convergência do resultado de campo elétrico superficial mais

adequado. Vale ressaltar que para este trabalho não serão tratados casos onde a ordem do MIS seja maior que 1 ($k > 1$).

A figura 3.17 apresenta uma configuração de dois condutores por fase após a aplicação do Método das Imagens Sucessivas. Nota-se que o número de cargas imagens em cada condutor é igual a 11 e que os sinais delas são opostos entre na comparação entre o cabo e sua imagem no plano.

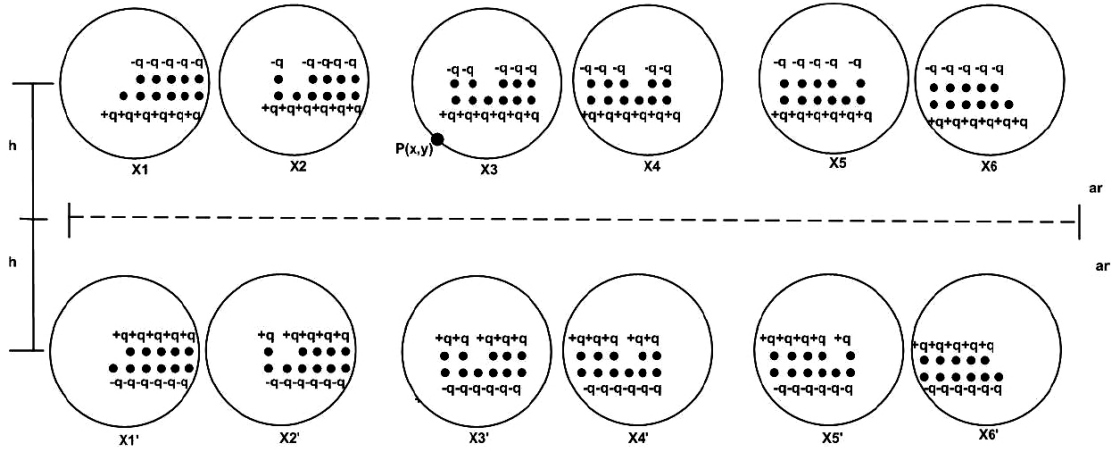


Figura 3.17: Sistema físico resultante da aplicação do MIS. Fonte: PAGANOTTI (2012).

Ainda observando a figura 3.17, ao realizar o somatório de cargas imagens dentro do condutor analisado, identifica-se que o sinal do resultado deve ser positivo para condutores reais e negativo para condutores imagens. Além disso, percebe-se a complexidade computacional envolvida nesta abordagem, aumentando a medida que o número de condutores por fase cresce.

Partindo da distribuição de cargas obtida e aplicando o princípio da superposição, o campo elétrico na superfície do condutor é dado por (SANTOS, 2017):

$$\vec{E} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{i=1}^m \frac{\rho_{l_i} \vec{r}_i}{r_i^2} \quad (3.38)$$

Sendo:

m o número total de cargas imagens no sistema;

ρ_{l_i} a densidade de carga elétrica das cargas imagens;

r_i a distância das cargas imagens ao ponto de avaliação;

\vec{r}_i o vetor de módulo r_i que aponta da carga imagem i ao ponto em que o campo é avaliado.

Com o intuito de aplicar a equação 3.38 em coordenadas cartesianas, as relações de transformação são dadas por:

$$r_i = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \quad (3.39)$$

$$\vec{r}_i = (x - x_i)\vec{a}_x + (y - y_i)\vec{a}_y \quad (3.40)$$

Portanto, após realizar as substituições das relações acima e manipulações algébricas adequadas na equação 3.38, obtém-se a expressão para campo elétrico resultante:

$$\vec{E} = \sum_{i=1}^m \frac{Q_i}{2\pi\epsilon_0} \left[\frac{(x - x_i)\vec{a}_x}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} + \frac{(y - y_i)\vec{a}_y}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right] \quad (3.41)$$

Nota-se que esta equação 3.41 é uma função vetorial com parcelas ao longo do eixo x e y , indicadas pelos vetores de índices x e y . Lembrando que o campo elétrico resultante também possui natureza complexa, assim como a carga. É viável a manipulação desta equação para alcançar as funções escalares que representem suas parcelas, de maneira semelhante ao que foi feito no cálculo do campo elétrico ao nível do solo a partir da equação 3.30.

Então, esta função tem como unidade de medida Volts por metro (kV/cm) e além deste cálculo para obtenção do campo elétrico superficial, bem como aplicação do Método das Imagens Sucessivas, deve-se definir os pontos de avaliação, como segue:

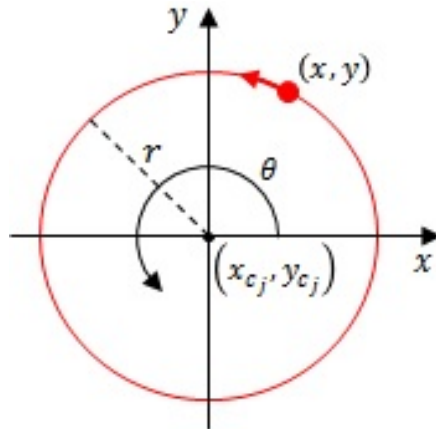


Figura 3.18: Pontos de avaliação do campo elétrico superficial. Fonte: SANTOS (2017).

Os pontos de avaliação destacados em vermelho da figura 3.18 são calculados através das seguintes expressões:

$$x = r_j \cos(\theta) + x_{c_j} \quad (3.42)$$

$$y = r_j \sin(\theta) + y_{c_j} \quad (3.43)$$

As equações 3.42 e 3.43 determinam as abscissas e as ordenadas, respectivamente, dos pontos de avaliação do campo elétrico superficial de cada condutor da LT. Sendo:

r_j o raio do condutor j ;

x_{c_j} a abscissa do ponto central do condutor j ;

y_{c_j} a ordenada do ponto central do condutor j ;

θ o ângulo que varia de 0 a 2π .

Após determinados os pontos de avaliação em torno da superfície do condutor e o cálculo do campo elétrico superficial por meio das equações até aqui descritas, também é importante descrever a obtenção do coeficiente de irregularidade e a expressão que determina o campo elétrico superficial crítico a partir do qual tem-se a ocorrência do efeito Corona.

3.5.1 Coeficiente de Irregularidade

De acordo com MACIEL; TAVARES (2017), sabe-se que um condutor energizado afeta a distribuição do campo elétrico superficial sobre os demais condutores. Ou seja, a medida que aumenta a densidade de carga elétrica e a proximidade entre os condutores, a irregularidade do campo elétrico superficial também aumenta. A equação 3.44 apresenta uma quantificação para este fenômeno, definido como a razão entre o campo elétrico máximo e o campo elétrico médio na superfície do condutor avaliado.

$$K = \frac{E_{max}}{E_{med}} \quad (3.44)$$

Sendo:

K o coeficiente de irregularidade;

E_{max} o campo elétrico superficial máximo [kV/cm];

E_{med} o campo elétrico superficial médio [kV/cm].

Desta forma, conclui-se que quanto mais próximo de 1 o coeficiente de irregularidade estiver, mais uniformemente distribuído está o campo em torno da superfície do condutor avaliado.

3.5.2 Campo Elétrico Crítico

Como já mencionado na subseção 2.3.3, o campo elétrico crítico (ou gradiente crítico visual, E_{crit}) é um valor de campo elétrico superficial (E_{sup}) limítrofe antes da ocorrência do efeito Corona ($E_{sup} < E_{crit}$), dado por (ACOSTA; TAVARES, 2018):

$$E_{crit} = 18.11 f_s \delta_{pa} \left(1 + \frac{0.54187}{\sqrt{R_1 \delta_{pa}}} \right) \left[rms \frac{kV}{cm} \right] \quad (3.45)$$

Sendo:

f_s o fator de superfície, normalmente igual a 0.82;

δ_{pa} a pressão atmosférica [*mm Hg*];

R_1 o raio externo do condutor [*cm*].

O limite deste campo é determinado pelas condições ambientais e as características de fabricação do cabo, especialmente seu raio externo. Esta equação é válida para um diâmetro externo maior que 0.935 cm e menor que 6.8 cm (ACOSTA; TAVARES, 2018).

A determinação do coeficiente de irregularidade e do campo elétrico crítico são essenciais para as análises realizadas mais adiante no capítulo de resultados. Portanto, finalizada a teoria da modelagem matemática para os campos elétricos ao nível do solo e superficial das linhas de transmissão aéreas, agora parte-se para a metodologia de otimização para a redução destes níveis no próximo capítulo.

Metodologia de Minimização do Campo Elétrico ao Nível do Solo

Neste capítulo são descritos os conceitos fundamentais ao processo de minimização dos níveis de campos elétricos em linhas de transmissão aéreas trifásicas. Primeiramente, introduz-se à definição e formulação do problema de otimização. Feito isto, é justificada a escolha do Algoritmo de Evolução Diferencial como ferramenta para alcançar o objetivo proposto neste trabalho. Finaliza-se por uma descrição do método diferencial evolutivo e de sua implementação para ao problema de minimização do campo elétrico ao nível do solo.

4.1 Formulação do Problema de Otimização

De acordo com RAO (2019), a otimização é o ato de obtenção do melhor resultado sob dadas circunstâncias. Em projeto, construção, e manutenção de qualquer sistema de engenharia, os profissionais devem tomar muitas decisões gerenciais e tecnológicas em vários estágios. O objetivo final destas decisões é minimizar ou maximizar a aplicação para o resultado desejado.

Tanto os requerimentos de projeto quanto as melhorias almeçadas em qualquer situação prática podem ser expressadas como uma função com certas variáveis de decisão, a otimização pode ser indicada como o processo de encontrar as condições que oferecem o valor máximo ou mínimo desta função. Sabendo disso, uma otimização ou um problema de programação matemática pode ser definido como segue (RAO, 2019):

$$\text{Encontre } \mathbf{x} = \begin{Bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{Bmatrix} \text{ que minimiza } f(\mathbf{x})$$

Sujeito às restrições:

$$\begin{aligned} g_j(\mathbf{x}) &\leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, m \\ l_j(\mathbf{x}) &= 0, \quad j = 1, 2, \dots, p \end{aligned} \tag{4.1}$$

Sendo \mathbf{x} um vetor n -dimensional chamado vetor de projeto, $f(\mathbf{x})$ é denominado função objetivo, e $g_j(\mathbf{x})$ e $l_j(\mathbf{x})$ são conhecidos como restrições de desigualdade e igualdade, respectivamente. O número de variáveis n e o número de restrições m e/ou p não precisam estar relacionadas de alguma forma.

O problema formulado na equação 4.1 é chamado problema de otimização restrita. Alguns problemas de otimização que não envolvem nenhum tipo de restrição são chamados problemas de otimização irrestrita, e as funções $g_j(\mathbf{x})$ e $l_j(\mathbf{x})$ não são declaradas. Além disso, se $f(\mathbf{x})$ é um valor escalar tem-se um problema mono-objetivo, e se $f(\mathbf{x})$ for um vetor tem-se um problema multi-objetivo (RAO, 2019).

4.1.1 Vetor de Projeto

Segundo RAO (2019), qualquer sistema ou componente de engenharia é definido por um conjunto de quantidades, algumas das quais são vistas como variáveis durante o processo de projeto. Em geral, certas quantidades são geralmente fixadas no início e são chamadas de parâmetros pré-atribuídos. Todas as outras quantidades são tratadas como variáveis no processo de projeto e são chamadas de variáveis de projeto ou de decisão x_i , $i = 1, 2, \dots, n$. As variáveis de projeto estão coletivamente representadas como o vetor de projeto $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}^T$.

Tendo em vista a adequação deste problema à minimização dos níveis de campos elétricos de LT's construídas, pode-se determinar que os parâmetros pré-atribuídos sejam a estrutura mecânica da torre, os esforços de sustentação mecânica, o raio dos condutores, o comprimento dos cabos, a tensão nominal, e os materiais dos componentes. Desta forma, as variáveis de projeto são as posições horizontais x e verticais y dos cabos condutores e podem ser representadas coletivamente por um vetor de projeto $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n, y_1, y_2, \dots, y_n\}^T$. Se um espaço cartesiano n -dimensional com cada eixo de coordenadas representando uma variável de projeto x_i e y_i , $i = 1, 2, \dots, n$ é considerada, o espaço é chamado espaço de variáveis de projeto ou simplesmente espaço de projeto. Cada ponto no espaço de projeto n -dimensional é chamado de ponto de projeto e representa uma solução possível ou impossível para o problema de otimização (RAO, 2019).

Percebe-se que, se não atribuídas limitações às escolhas de x e y , quaisquer valores podem constituir uma solução ótima. Visto que isto não é desejável neste caso, faz-se necessária a determinação da chamada região factível. Esta nada mais é que um espaço de projeto delimitado pelas restrições atribuídas, assim, espera-se que os pontos de projeto resultantes apresentem uma solução possível onde as restrições de projeto são atendidas.

4.1.2 Função Objetivo

Os procedimentos convencionais de projeto visam encontrar um projeto aceitável ou adequado que apenas satisfaça os requisitos essenciais do problema. Em geral, haverá mais de

um projeto aceitável e o objetivo da otimização é escolher o melhor entre os muitos projetos aceitáveis disponíveis. Assim, um critério deve ser escolhido para comparar os diferentes projetos alternativos aceitáveis e para selecionar o melhor. O critério com relação ao qual o projeto é otimizado, quando expresso em função das variáveis do projeto, é conhecido como critério ou mérito ou função objetivo. Portanto, a escolha da função objetivo parece ser direta na maioria dos problemas de projeto. No entanto, pode haver casos em que a otimização com relação a um determinado critério pode levar a resultados que podem não ser satisfatórios com relação a outro critério, nestes casos tem-se objetivos conflitantes se for um problema multi-objetivo ou restrições conflitantes de um problema mono-objetivo (RAO, 2019).

Uma vez que o problema formulado neste trabalho é a melhoria dos níveis de campos elétricos em linhas de transmissão aéreas, atribui-se como função objetivo o campo elétrico ao nível do solo apresentado na equação 3.32. Porque, como descrito por RAO (2019) no parágrafo anterior, este critério é satisfatório para comparar diferentes projetos e selecionar o melhor. Visto que apenas modificando as posições dos condutores (vetor de projeto, \mathbf{x}) é possível alterar o níveis de campos elétricos ao nível do solo e superficial. Logo, tem-se um problema mono-objetivo onde se deseja minimizar o campo elétrico ao nível do solo e que respeite a restrição de que o campo elétrico superficial máximo deve ser inferior ao campo elétrico superficial crítico.

4.1.3 Restrições de Projeto

Em muitos problemas práticos, as variáveis de projeto não podem ser escolhidas arbitrariamente. Em vez disso, elas devem satisfazer certas funcionalidades específicas e requisitos. As restrições que devem ser satisfeitas para produzir um projeto aceitável são chamadas coletivamente de restrições de projeto. As restrições que representam limitações no comportamento ou desempenho do sistema são chamadas de restrições comportamentais ou funcionais. As restrições que representam limitações físicas nas variáveis de projeto, como disponibilidade, capacidade de fabricação e transportabilidade, são conhecidas como restrições geométricas ou laterais (RAO, 2019).

No tratamento das linhas de transmissão aéreas, as restrições comportamentais tratam-se dos níveis de campos elétricos limítrofes impostos pela legislação federal BRASIL (2009) de 8.33 kV/m ao nível do solo, e do campo elétrico crítico (E_{crit}) na superfície dos condutores dado pela equação apresentada na subseção 3.5.2 para evitar a ocorrência do efeito Corona.

As restrições geométricas neste caso apresentam-se como os limites de posicionamento dos condutores nos eixos x e y e estão relacionadas com as limitações impostas pela estrutura física da LT, por exemplo: pontos de amarração dos feixes, torres (estruturas de suspensão e ancoragem), distâncias entre condutores, entre outros. A figura 4.1 ilustra os limites horizontais e verticais das restrições geométricas de uma LT aérea trifásica com dois condutores

por fase em vista frontal.

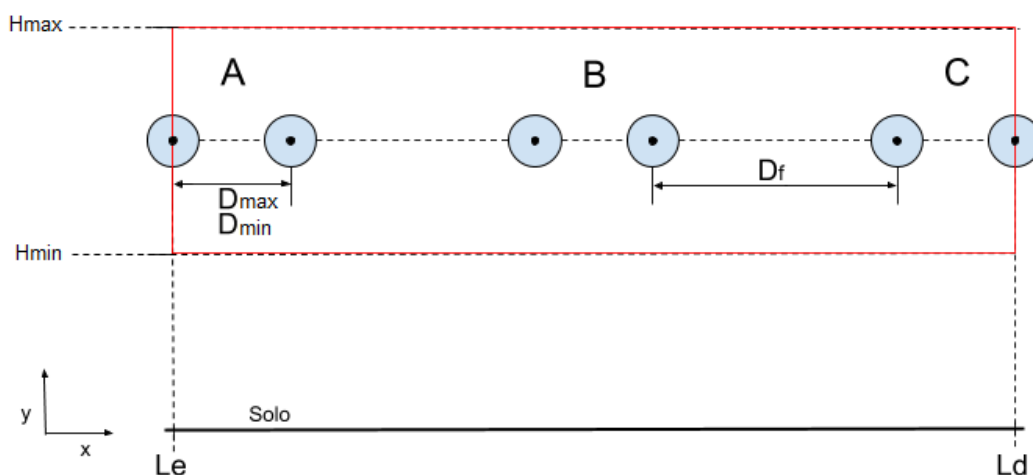


Figura 4.1: Restrições geométricas de uma LT trifásica. Fonte: RESENDE (2019).

Sendo, para os condutores:

H_{max} a altura máxima [m];

H_{min} a altura mínima [m];

L_e o limite lateral à esquerda [m];

L_d o limite lateral à direita [m];

D_f a distância mínima entre fases diferentes [m];

D_{max} a distância máxima entre mesma fase [m];

D_{min} a distância mínima entre mesma fase [m].

Analisando a figura 4.1 nota-se que o retângulo em vermelho traçado sobre os limites corresponde à região factível das posições dos condutores, qualquer resultado fora deste polígono não obedece as restrições impostas neste problema. A seguir são apresentadas as inequações que regem as limitações geométricas, divididas em tópicos.

- **Limites verticais** (H_{max} e H_{min}): a altura máxima adotada foi um metro acima das posições verticais originais, esta restrição é imposta pela limitação mecânica da torre. Já a altura mínima é delimitada pelas distâncias cabo-solo e adotou-se a recomendações de SALARI (1993). Considerando que y_i representa a altura do i -ésimo condutor da LT, têm-se:

$$\begin{aligned} y_i - H_{max} &\leq 0 \\ H_{min} - y_i &\leq 0 \end{aligned} \tag{4.2}$$

- **Limites horizontais** (L_e e L_d): as posições horizontais máximas à esquerda e à direita são determinadas pelas medidas no eixo x dos condutores da configuração original da LT, devido a limitação mecânica da torre. Considerando que x_i representa a posição horizontal do i -ésimo condutor, a inequação é dada por:

$$\begin{aligned} L_e - x_i &\leq 0 \\ x_i - L_d &\leq 0 \end{aligned} \quad (4.3)$$

- **Distância mínima fase-fase** (D_f): é prescrita para que as distâncias determinadas pela norma NBR 5422 (1985) sejam cumpridas. Nesta referência encontra-se a equação 4.4 para o cálculo deste limite, sendo D_U o valor em metro numericamente igual a tensão máxima de operação V_{FF} em kV_{rms} . Além disso, deve ser respeitado o mínimo de $D_f = 1.91 m$.

$$D_f = 0.22 + 0.01 \cdot D_U \quad (4.4)$$

Sabendo que os índices A , B e C representam as três fases do sistema e os índices i , j e k associados a cada condutor das fases, respectivamente. Pode-se considerar para uma LT com um condutor por fase:

$$\begin{aligned} -(x_i^A - x_j^B)^2 - (y_i^A - y_j^B)^2 + D_f^2 &\leq 0 \\ -(x_i^A - x_k^C)^2 - (y_i^A - y_k^C)^2 + D_f^2 &\leq 0 \\ -(x_j^B - x_k^C)^2 - (y_j^B - y_k^C)^2 + D_f^2 &\leq 0 \end{aligned} \quad (4.5)$$

- **Distância máxima entre subcondutores** (D_{max}): é definida segundo o limite mecânico de fabricação dos feixes. Assim como no tópico anterior, os índices A , B e C representam as três fases do sistema e os índices i e j , k e p , q e s associados a cada condutor das fases, respectivamente. Dada uma LT com um condutor por fase:

$$\begin{aligned} (x_i^A - x_j^A)^2 + (y_i^A - y_j^A)^2 - D_{max}^2 &\leq 0 \\ (x_k^B - x_p^B)^2 + (y_k^B - y_p^B)^2 - D_{max}^2 &\leq 0 \\ (x_q^C - x_s^C)^2 + (y_q^C - y_s^C)^2 - D_{max}^2 &\leq 0 \end{aligned} \quad (4.6)$$

- **Distância mínima entre subcondutores** (D_{min}): é imposta para evitar sobreposições dos cabos e optou-se seguir as dimensões pré-estabelecidas no projeto original da LT, apresentadas na tabela 5.17. Adotando que os índices A , B e C representam as três fases do sistema e os índices i e j , k e p , q e s associados a cada condutor das fases, respectivamente. Temos para uma LT com um condutor por fase as inequações:

$$\begin{aligned}
-(x_i^A - x_j^A)^2 - (y_i^A - y_j^A)^2 + D_{min}^2 &\leq 0 \\
-(x_k^B - x_p^B)^2 - (y_k^B - y_p^B)^2 + D_{min}^2 &\leq 0 \\
-(x_q^C - x_s^C)^2 - (y_q^C - y_s^C)^2 + D_{min}^2 &\leq 0
\end{aligned} \tag{4.7}$$

Uma vez estabelecidas as restrições comportamentais e geométricas, segue-se para a formulação da metodologia de barreiras e penalidades aplicada para o tratamento destas restrições.

4.1.4 Tratamento das Restrições

De acordo com TAKAHASHI (2007), no tratamento das restrições a ideia é modificar a função objetivo, acrescentando um termo que, dentro da região factível, afeta pouco a função, mas que nas proximidades da fronteira da região factível (no caso das barreiras) ou no exterior da região factível (no caso das penalidades) muda bastante a função, “impedindo” o algoritmo de otimização (otimizador) de sair da região factível.

Matematicamente, o problema de otimização original formulado na equação 4.1 é substituído pelo problema (TAKAHASHI, 2007):

$$\mathbf{x}^* = \underset{\mathbf{x}}{arg \min} f(\mathbf{x}) + F(\mathbf{x}) \tag{4.8}$$

A função $F(\cdot)$ deve ser muito pequena (ou zero) no interior da região factível, de forma que o ponto mínimo de $f(\cdot)$ seja muito parecido (ou igual) com o ponto mínimo de $f(\cdot) + F(\cdot)$.

No caso do método de barreiras, a função $F(\cdot)$ deve crescer rapidamente quando estamos perto da fronteira da região factível. Isto é, ao se aproximar desta fronteira, o otimizador nota um súbito aumento da função $f(\mathbf{x}) + F(\mathbf{x})$ que ele está otimizando, de tal forma que ele evite caminhar em direção a esta fronteira. Esse tipo de método é denominado de barreira porque a função $F(\cdot)$ cria uma espécie de “barreira”, impedindo que o algoritmo de otimização alcance a fronteira da região factível. É importante que o otimizador inicie sua busca dentro da região factível, assim ele fica sempre no seu interior.

O método de penalidades, por sua vez, a função $F(\cdot)$ deve crescer rapidamente do lado de fora da região factível, para valores que aumentam à medida em que nos afastamos desta região. Ou seja, fazer com que o otimizador, ao sair da região factível, verifique um crescimento da função $f(\mathbf{x}) + F(\mathbf{x})$ que ele está otimizando, de tal forma que ele tende a voltar ao interior da região. Esse tipo de método é denominado de penalidade porque a função $F(\cdot)$ faz com que o algoritmo de otimização seja penalizado caso ultrapasse a fronteira da região factível, sendo tanto maior a penalidade quanto mais o otimizador se afastar desta região.

Para a aplicação neste trabalho optou-se pelo uso do método de penalidades, devido sua praticidade de programação. Portanto, finaliza-se a formulação do problema de minimiza-

ção abordado neste TCC, a seguir é descrita a metodologia de otimização adotada para implementar e alcançar o resultado do problema desenvolvido.

4.2 Algoritmo de Evolução Diferencial

Tratando-se da minimização dos níveis de campos elétricos em linhas de transmissão aéreas, existem diversas abordagens técnicas de otimização possíveis para esta finalidade. Após realizadas pesquisas foram encontradas publicações como a de PAGANOTTI *et al.* (2017) que utiliza o Algoritmo de Evolução Diferencial (do inglês, *Differential Evolution*), especificamente o algoritmo de mutação diferencial com seleção local. Além deste, têm-se trabalhos de PAGANOTTI (2012) e de MACIEL; TAVARES (2017) que faz uso do Método do Gradiente, de SANTOS (2017) e de ACOSTA; TAVARES (2018) com o Algoritmo Genético, e de PAGANOTTI *et al.* (2015) e de DUANE *et al.* (2020) abordando o Método Elipsoidal.

Apesar de todos apresentarem soluções ótimas e executáveis para o problema tratado neste trabalho de conclusão de curso, optou-se por empregar nele o Algoritmo de Evolução Diferencial. Esta escolha deve-se à praticidade de implementação desta solução e uma oportunidade de melhoria aos resultados encontrados no artigo de PAGANOTTI *et al.* (2017), utilizando um Algoritmo de Evolução Diferencial modificado descrito no artigo de GAO (2010).

Partindo de PRICE (2013), o Algoritmo de Evolução Diferencial (ED) foi proposto primeiramente por STORN; PRICE (1997) e trata-se de um simples e efetivo algoritmo para otimização global (multimodal). O ED pertence à classe dos Algoritmos Evolutivos (AE's), assim chamados porque são métodos baseados em população que dependem de mutação, recombinação e seleção para desenvolver uma coleção de soluções candidatas em direção a um estado ótimo, a figura 4.2 apresenta um fluxograma deste processo.

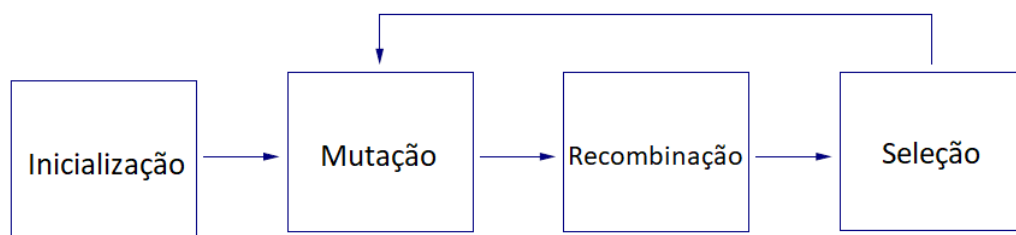


Figura 4.2: Procedimento de algoritmo evolutivo geral. Fonte: FLEETWOOD (2004).

Analisando a figura acima, a inicialização do algoritmo se dá pela formação de uma população primária estocástica limitada pela região factível, constituída de indivíduos. Depois disso, esta população passa por uma mutação diferencial gerando novos descendentes, estes grupos relacionam-se por meio de uma recombinação e por fim passam por uma seleção onde são escolhidos os melhores indivíduos para a solução, estes três últimos procedimentos

ocorrem até que um critério de parada seja satisfeito. Nas próximas subseções são tratadas estas etapas do procedimento em detalhes.

4.2.1 Definição do Problema

Dada uma função objetivo $f(\mathbf{x})$, o problema geral de otimização numérica pode ser declarado como (PRICE, 2013):

$$\text{Encontre } \mathbf{x}^* \mid f(\mathbf{x}^*) \leq f(\mathbf{x}) \quad \forall \quad \mathbf{x} \in M \subset \mathbb{R}^n, \quad (4.9)$$

sendo M a região factível e ambos \mathbf{x} e \mathbf{x}^* são vetores de n , parâmetros com valor real. As variáveis de projeto que compõem o vetor $\mathbf{x}_{j,G} = \{x_{1,j,G}, x_{2,j,G}, \dots, x_{n,j,G}\}^T$, $j = 1, 2, \dots, NP$ podem ser vistas como coordenadas no espaço n -dimensional. Um conjunto destes vetores de projeto (também chamados de indivíduos) constituem uma matriz população de dimensão NP e produzindo uma nova população a cada geração G , ambos escolhidos arbitrariamente.

Portanto, o problema é encontrar a localização na região factível em que a função atinge seu valor mínimo. Para encontrar o valor máximo deve-se alterar “ \leq ” para “ \geq ” na equação 4.9, ou multiplicar $f(\mathbf{x})$ por -1 .

4.2.2 Inicialização

O ED é uma busca direta estocástica que pode otimizar funções com base apenas em amostras de seu valor em locais isolados e estocasticamente escolhidos. A busca direta é particularmente valiosa quando a função objetivo não é diferenciável ou não tem descrição analítica. Seguindo o fluxograma da figura 4.3, parte-se pela inicialização do algoritmo com a seleção local.

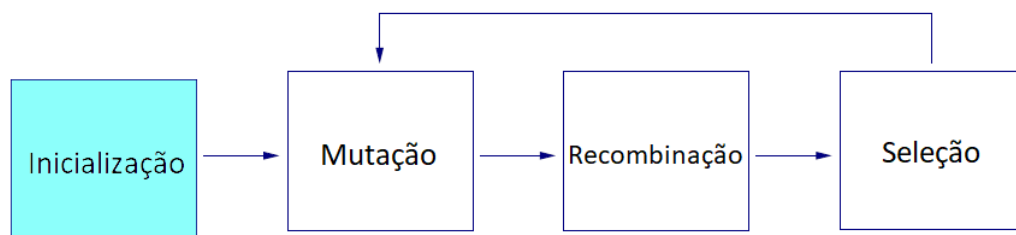


Figura 4.3: Procedimento de inicialização do algoritmo evolutivo geral. Fonte: FLEETWOOD (2004).

Primeiramente, são definidos os limites superior (S) e inferior (I) da região factível para cada indivíduo (ou variável de projeto) do vetor de projeto \mathbf{x} , como mostrado na equação 4.10:

$$x_i^I \leq x_{i,j,1} \leq x_i^S \quad (4.10)$$

Feito isso, são executadas NP caminhadas aleatórias em paralelo nestes intervalos estipulados $[x_i^I, x_i^S]$, $i = 1, 2, \dots, n$, ou seja, é formada a matriz da população inicial de dimensão $NP \times n$, ressalta-se que neste caso n é o número de variáveis de projeto. A figura 4.4 contém uma configuração geométrica de LT com um cabo por fase e ilustra os limites da região factível para o condutor da fase C com a população inicial gerada estocasticamente.

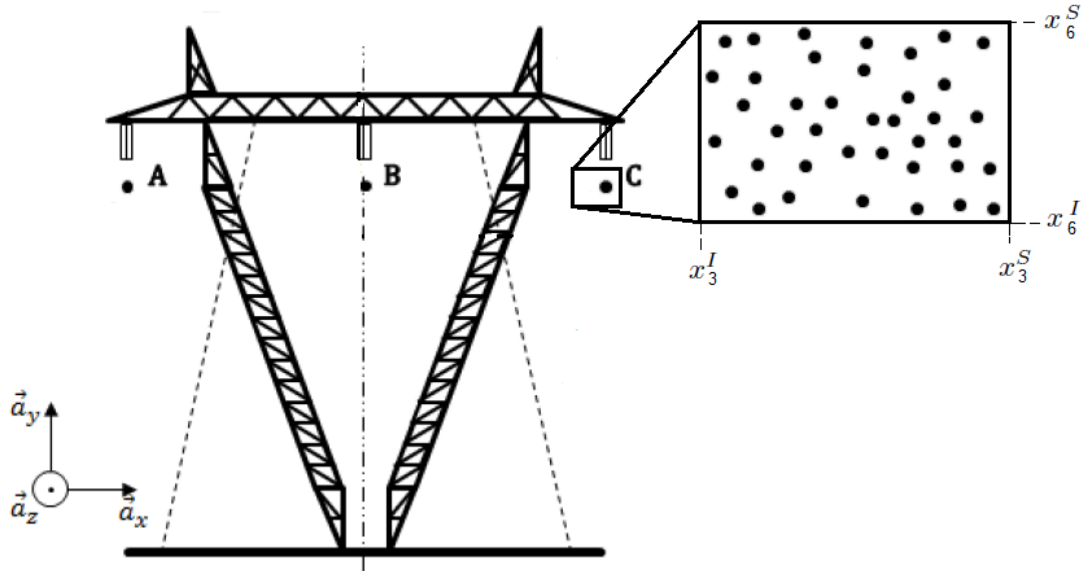


Figura 4.4: LT com população inicial do terceiro condutor sinalizada.

Observando a figura acima nota-se que no tratamento de LT's, como explicado na subseção 4.1.1, é exigida a declaração das posições nos eixos x e y , necessitando também que sejam admitidos limites da região factível para estas duas variáveis de projeto. Por exemplo, para o condutor da fase C as posições do vetor de projeto $(x_{i,j,1})$ serão a terceira $(x_{3,j,1})$ e a sexta $(x_{6,j,1})$, sendo esta última representando o parâmetro no eixo das ordenadas.

4.2.3 Mutação Diferencial

Finalizada a inicializa o do processo de ED, segue-se para a segunda etapa chamada muta o diferencial, como apresentado na figura 4.5.

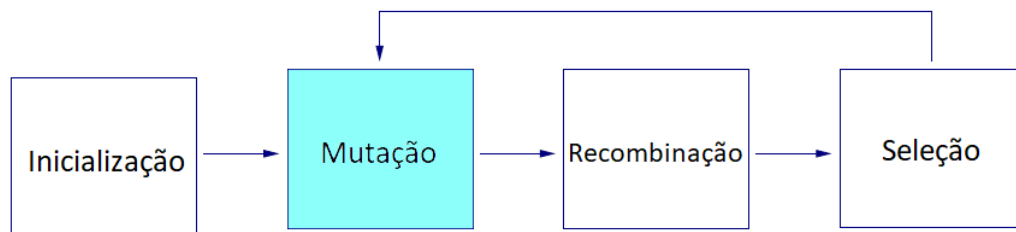


Figura 4.5: Procedimento de muta o do algoritmo evolutivo geral. Fonte: FLEETWOOD (2004).

Cada um dos NP indivíduos $\mathbf{x}_{j,G}$ passa por muta o, recombina o e sele o. A muta o atua na expansão do espaço de busca dentro da região factível e funciona da seguinte maneira:

cada vetor de parâmetros $\mathbf{x}_{j,G}$ compete contra um vetor doador $\mathbf{v}_{j,G+1}$ uma vez por geração pelo direito de permanecer na população. O ED gera $\mathbf{v}_{j,G+1}$ pelo processo conhecido como mutação diferencial, que adiciona $\mathbf{x}_{r_1,G}$ a um vetor diferencial $\mathbf{x}_{r_2,G} - \mathbf{x}_{r_3,G}$ que fundamenta o nome do método. Este vetor diferencial é ponderado pelo fator de mutação F que pertence ao intervalo $[0, 2]$, tem-se a equação 4.11 (PRICE, 2013):

$$\mathbf{v}_{j,G+1} = \mathbf{x}_{r_1,G} + F \cdot (\mathbf{x}_{r_2,G} - \mathbf{x}_{r_3,G}); \quad r_1, r_2, r_3 \in 1, 2, \dots, NP; \quad r_1 \neq r_2 \neq r_3 \neq j \quad (4.11)$$

Os indivíduos r_1 , r_2 e r_3 são selecionados aleatoriamente dentro da população, desde que $r_1 \neq r_2 \neq r_3 \neq j$, e para satisfazer esta condição o número de populações deve ser maior que quatro. Na terminologia do ED, $\mathbf{x}_{j,G}$ — o vetor que está competindo para permanecer na população — é chamado de vetor alvo, enquanto $\mathbf{x}_{r_2,G}$ e $\mathbf{x}_{r_3,G}$ são conhecidos como os vetores diferenciais. Já $\mathbf{x}_{r_1,G}$ que é adicionado ao vetor diferencial ponderado é conhecido como vetor base.

4.2.4 Recombinação

A fim de aumentar a diversidade dos vetores de projeto perturbados, é introduzido o processo de recombinação (ou cruzamento), como sinalizado na figura 4.6.

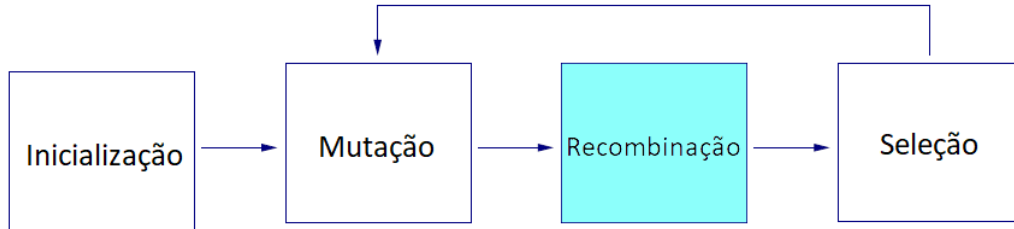


Figura 4.6: Procedimento de recombinação do algoritmo evolutivo geral. Fonte: FLEETWOOD (2004).

Nesta etapa o vetor experimental $\mathbf{u}_{j,G+1}$   desenvolvido por meio dos elementos do vetor alvo $\mathbf{x}_{j,G}$ e os elementos do vetor doador $\mathbf{v}_{j,G+1}$, como mostra a equação 4.12 a seguir (STORN; PRICE, 1997):

$$\mathbf{u}_{i,j,G+1} = \begin{cases} \mathbf{v}_{i,j,G} & \text{se } rand_{i,j} \leq CR \text{ ou } i = I_{rand} \\ \mathbf{x}_{i,j,G} & \text{se } rand_{i,j} > CR \text{ e } i \neq I_{rand} \end{cases} \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad j = 1, 2, \dots, NP \quad (4.12)$$

Sendo:

$CR \in [0, 1]$ a constante de recombinação determinada pelo usuário;

$rand_{i,j} \in [0, 1]$ um número racional aleatório atribuído para cada elemento do i -ésimo indivíduo da j -ésima população;

$I_{rand} \in [1, 2, \dots, NP]$ um número inteiro aleatório, assegurando que $\mathbf{v}_{j,G+1} \neq \mathbf{x}_{j,G}$.

O processo descrito na equação 4.12 pode ser visualizado no desenho esquemático disposto na figura 4.7.

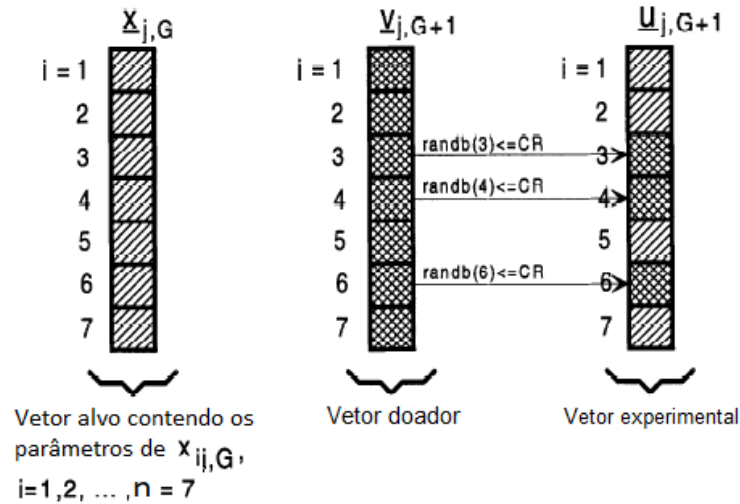


Figura 4.7: Ilustração do processo de recombinação. Fonte: STORN; PRICE (1997).

Analisando a figura acima temos sete variáveis de projeto ($n = 7$) neste exemplo. Nota-se que, após realizada a recombinação, as posições 1, 2, 5 e 7 do vetor experimental ($\mathbf{u}_{i,j,G+1}$) são compostas pelos valores do vetor alvo ($\mathbf{x}_{i,j,G}$). O restantes das posições são constituídas do vetor doador ($\mathbf{v}_{j,G+1}$), por meio da comparação do número racional aleatório ($rand_{i,j}$) com a constante de recombinação (CR).

4.2.5 Seleção

Uma vez desenvolvido o vetor experimental $\mathbf{u}_{j,G+1}$, segue-se para a etapa de seleção, como pode ser visto na figura 4.8.

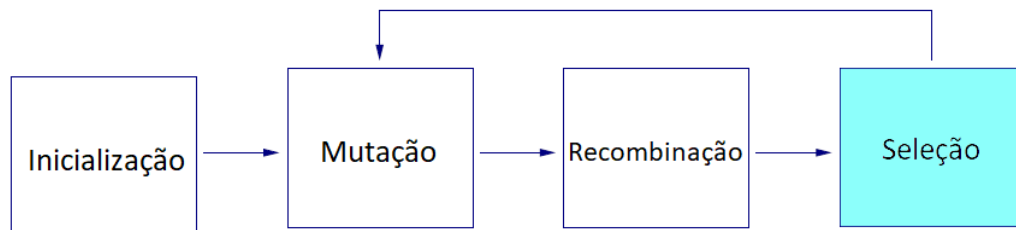


Figura 4.8: Procedimento de seleção do algoritmo evolutivo geral. Fonte: FLEETWOOD (2004).

Sua função   decidir quem irá pertencer ou não a próxima geração ($G + 1$), o vetor experimental $\mathbf{u}_{j,G+1}$   comparado ao vetor alvo $\mathbf{x}_{j,G}$ utilizando um critério ambicioso. Se o

vetor $\mathbf{u}_{j,G+1}$ apresentar um valor menor de função objetivo em relação ao vetor $\mathbf{x}_{j,G}$, então $\mathbf{u}_{j,G+1}$ será admitido para $\mathbf{x}_{j,G+1}$. Caso contrário, o antigo valor de $\mathbf{x}_{j,G}$ é mantido (STORN; PRICE, 1997). Assim, tem-se a equação 4.13:

$$\mathbf{x}_{j,G+1} = \begin{cases} \mathbf{u}_{j,G+1} & \text{se } f(\mathbf{u}_{j,G+1}) \leq f(\mathbf{x}_{j,G}) \\ \mathbf{x}_{j,G} & \text{se } f(\mathbf{u}_{j,G+1}) > f(\mathbf{x}_{j,G}) \end{cases} \quad j = 1, 2, \dots, NP \quad (4.13)$$

Uma vez terminado este passo, todo o ciclo de mutação, recombinação e seleção continuam até que o critério de parada determinado pelo usuário seja alcançado. Para o problema atribuído a este trabalho, o algoritmo interrompe no momento em que os cinco últimos indivíduos da população atual são iguais.

4.2.6 Fator de Mutação Modificado

De acordo com GAO (2010), usualmente a escolha mais popular para o fator de mutação F é o intervalo $[0.4, 1]$ e é um valor real e constante. No entanto, um fator de escala adaptativo sF é proposto para substituir F na etapa de mutação diferencial do DE básico, como mostrado na equação 4.14.

$$sF = \begin{cases} 1 - 0.6 \sqrt[n]{\frac{f(V_{j,G})}{f(x_{best,G})}} & \text{se } \max f(\mathbf{x}) \\ 1 - 0.6 \sqrt[n]{\frac{f(x_{best,G})}{f(V_{j,G})}} & \text{se } \min f(\mathbf{x}) \end{cases} \quad (4.14)$$

Sendo:

$f(x_{best,G})$ o resultado da função objetivo do melhor indivíduo da população;

$f(V_{j,G})$ o resultado da função objetivo do indivíduo atual;

$\max f(\mathbf{x})$ o problema de otimização é encontrar o valor máximo da função objetivo;

$\min f(\mathbf{x})$ o problema de otimização é encontrar o valor mínimo da função objetivo.

O objetivo da raiz n é aumentar a razão de diferença do vetor diferencial $\mathbf{x}_{r_2,G} - \mathbf{x}_{r_3,G}$ que pode tornar mais rápido encontrar a otimização da função objetivo. Teoricamente, o intervalo de n é 0 até $+\infty$. Na verdade, ele pode ser atribuído na faixa $[2, 4]$ e o valor adequado pode ser escolhido de forma adaptativa no processo do algoritmo. Nas primeiras iterações da mutação, os indivíduos de uma população se distribuem aleatoriamente na região factível da função objetivo. Deve-se selecionar o indivíduo que tem o maior sF . O coeficiente de 0.6 é para assegurar sF no intervalo $[0.4, 1]$.

De acordo com a equação 4.14, a probabilidade de gerar um indivíduo superior na próxima geração irá aumentar ou diminuir se o sF do indivíduo atual é grande ou pequeno, respectivamente. A fórmula 4.14 pode garantir o caráter de busca geral e evitar a otimização

local, alterando a chance de mutação dos indivíduos de forma adaptativa. Assim, a equação 4.11 é substituída pela seguinte:

$$\mathbf{v}_{j,G+1} = \mathbf{x}_{r_1,G} + sF \cdot (\mathbf{x}_{r_2,G} - \mathbf{x}_{r_3,G}); \quad r_1, r_2, r_3 \in 1, 2, \dots, NP; \quad r_1 \neq r_2 \neq r_3 \neq j \quad (4.15)$$

A utilização do sF traz excelentes resultados e são especialmente interessantes porque ele trabalha com um fator de escala não-linear adaptativo para resolver o problema de precisão, reduzir a probabilidade de otimização local e acertar a descoberta do valor de otimização global (GAO, 2010).

Portanto, está finalizada a descrição da metodologia de otimização selecionada para minimização dos níveis de campos elétricos em LT's. Na figura 4.9 a seguir é apresentado o fluxograma do algoritmo ED desenvolvido para esta finalidade.

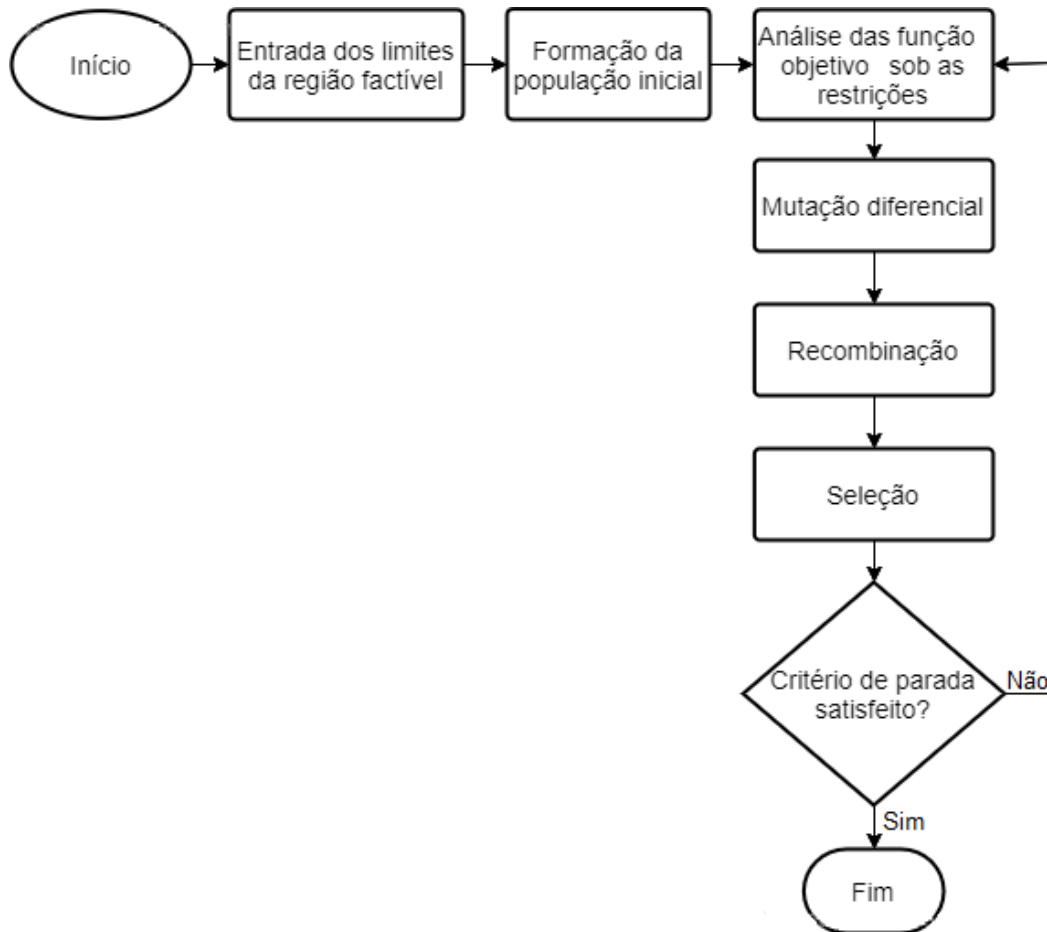


Figura 4.9: Fluxograma do Algoritmo de Evolução Diferencial.

Inicia-se o programa pela entrada dos limites da região factível, depois é formada a primeira população estocasticamente, feita a análise da função objetivo de cada indivíduo sob as restrições, realizada a metodologia de evolução diferencial com mutação, recombinação e seleção, finaliza-se com a verificação do critério de parada, se não satisfeito o processo é retomado pela análise da função objetivo. O apêndice G apresenta o algoritmo implementado neste trabalho.

4.3 Simetria da Configuração Geométrica

Nas estruturas das torres das LT's existem esforços mecânicos impostos pelas cargas dos feixes de condutores. É comum que a disposição das fases seja simétrica em relação a vista frontal da estrutura, para que os esforços sejam uniformemente distribuídos e evitem acidentes. Sabendo disto, é introduzido ao algoritmo desenvolvido uma técnica de espelhamento da configuração geométrica dos cabos.

A estratégia consiste em selecionar os condutores do lado direito do arranjo e, após realizada a otimização, a configuração resultante é espelhada para o lado esquerdo. Sendo o número de condutores pares é feita a divisão em partes iguais e, em números ímpares o condutor ao centro é mantido na origem do eixo x e espelhados os restantes. Este processo além de garantir a distribuição uniforme dos esforços, também diminui o tempo de processamento do programa, já que o número de elementos do vetor de projeto são reduzidos. A tabela 4.1 exhibe a quantidade de parâmetros para cada configuração.

Tabela 4.1: Número de elementos do vetor de projeto para cada caso.

$V_{FF} [kV]$	Nº total de condutores	Nº de elementos de entrada
138	3	2
345	6	3
500	9	5
500	12	6

A figura 4.10 ilustra uma configuração geométrica de LT com três cabos por fase e exemplifica o procedimento.

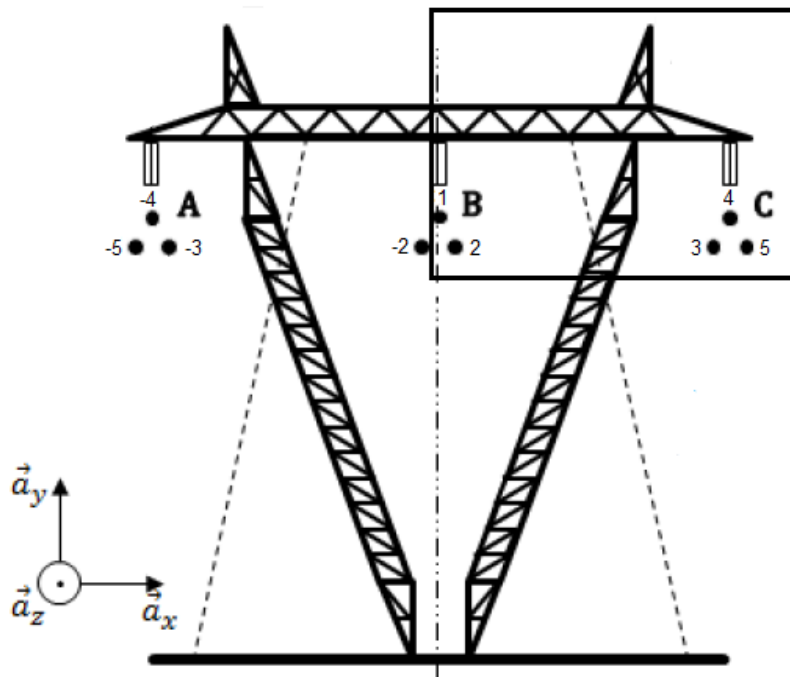


Figura 4.10: LT com configuração sinalizada.

Analisando a figura acima nota-se que este arranjo contém 9 condutores no total e, durante a aplicação da técnica, exige que o condutor ao centro do eixo das abscissas mantenha-se na origem. Assim, para este caso o número de elementos do vetor de projeto é igual a 5 e o retângulo sinaliza os cabos que são trabalhados pelo Algoritmo de Evolução Diferencial e depois espelhados ao lado negativo do eixo x , ou seja, espelhado horizontalmente.

Terminada a fundamentação teórica envolvida no problema de redução dos níveis de campos elétricos ao nível do solo em linhas de transmissão aéreas, segue-se para o capítulo de resultados e discussões.

Resultados e Discussões

Com base nas metodologias demonstradas nos capítulos 3 e 4, nesta parte são relatados os resultados finais alcançados para este trabalho de conclusão de curso. São descritas as validações computacionais desenvolvidas baseadas na bibliografia, a análise da variação de parâmetros geométricos e a otimização das configurações geométricas das LT's estudadas neste trabalho. Devido a grande quantidade de gráficos a serem apresentados, alguns resultados são dispostos em apêndices devidamente identificados ao longo das seções deste capítulo.

5.1 Validação do Modelo Matemático Campo Elétrico ao Nível do Solo

Nas subseções a seguir são apresentadas as simulações computacionais a fim de validar matematicamente a modelagem do campo elétrico ao nível do solo descrita na seção 3.4.

5.1.1 Exemplo: Campo Elétrico Pontual e Diâmetro Equivalente

Considere a linha de transmissão trifásica representada na figura 5.1, o campo elétrico é calculado em um ponto 20 m da linha central e 2 m acima do solo. Toma-se como a origem do sistema cartesiano o ponto de interseção entre o solo e a linha central da visão frontal da torre. Este sistema é obtido a partir de EPRI (2005) e os cálculos foram realizados por meio de um algoritmo desenvolvido na ferramenta computacional MATLAB®.

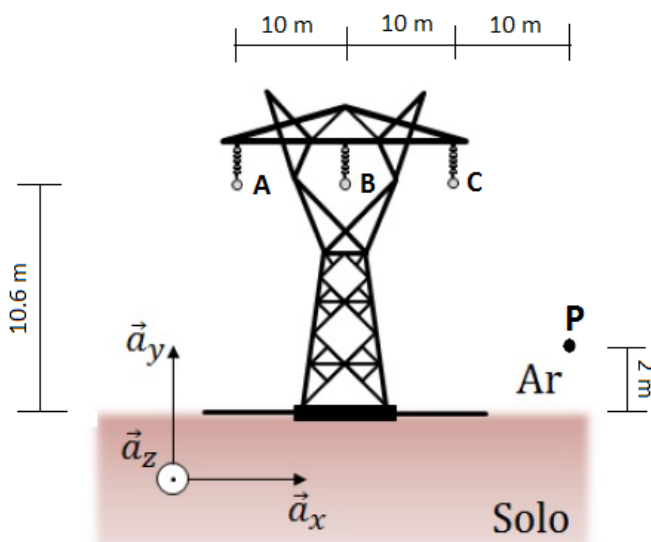


Figura 5.1: Representação da LT exemplo e do ponto de avaliação P .

A tabela 5.1 a seguir apresenta a medida em metro do raio dos subcondutores, a posição horizontal em metros do condutor ($X [m]$), a posição vertical em metros do condutor ($Y [m]$), o nível de tensão fase-fase adotado (V_{FF}) e o número de subcondutores por fase (n).

Tabela 5.1: Parâmetros adotados para a configuração do exemplo.

Fase	Condutor	Raio $[m]$	$X [m]$	$Y [m]$	$V_{FF} [kV_{rms}]$	n
A	1	1.65×10^{-3}	-10.45	10.60	525	3
	2		-10			
	3		-9.55			
B	4		-0.45			
	5		0		$525 \angle 120^\circ$	3
	6		0.45			
7	9.55					
C	8		10		$525 \angle -120^\circ$	3
	9		10.45			

Neste caso é possível adotar a metodologia de diâmetro equivalente apresentada nas equações (3.7) e (3.8), porque o feixe simétrico e o ponto de avaliação encontra-se distante da superfície dos condutores ($s/r \gg 10$). Assim, cada fase é reduzida para um condutor equivalente de diâmetro d_{eq} :

$$d_b = 0,5196 \text{ m}$$

$$d_{eq} = 0,2989 \text{ m}$$

Os coeficientes potenciais próprios são obtidos pela equação (3.5), sendo a altura dos condutores $y = 10.6 \text{ m}$ e o diâmetro do condutor equivalente de cada fase $d_{eq} = 0.2989 \text{ m}$, obtêm-se os seguintes resultados:

$$P_{AA} = P_{BB} = P_{CC} = 8.9059 \times 10^{10} \text{ m/F}$$

Já os coeficientes potenciais mútuos são alcançados pela equação (3.6), sendo $S_{kl} = 10 \text{ m}$ e $S'_{kl} = 23.4401 \text{ m}$ entre as fases A e B , iguais também entre as fases B e C :

$$P_{AB} = P_{BA} = P_{BC} = P_{CB} = 1.5312 \times 10^{10} \text{ m/F}$$

Da mesma forma, entre as fases A e C sendo $S_{kl} = 20 \text{ m}$ e $S'_{kl} = 29.1451 \text{ m}$:

$$P_{AC} = P_{CA} = 6.7687 \times 10^9 \text{ m/F}$$

Logo, os Coeficientes Potenciais de Maxwell $[P]$ formam a matriz simétrica de ordem 3×3 :

$$[P] = \begin{bmatrix} 8.9059 & 1.5312 & 0.6768 \\ 1.5312 & 8.9059 & 1.5312 \\ 0.6768 & 1.5312 & 8.9059 \end{bmatrix} \times 10^{10} \text{ m/F}$$

Para prosseguir com a obtenção da densidade de carga elétrica referente a equação (3.9), aplica-se a propriedade $[C] = [P]^{-1}$ que resulta na matriz a seguir, também simétrica:

$$[C] = \begin{bmatrix} 11.5971 & -1.8984 & -0.5549 \\ -1.8984 & 11.8813 & -1.8984 \\ -0.5549 & -1.8984 & 11.5971 \end{bmatrix} \times 10^{-12} \text{ F/m}$$

Desta matriz extrai-se os termos:

$$C_{AA} = C_{CC} = 1.1597 \times 10^{-11} \text{ F/m}$$

$$C_{BB} = 1.1881 \times 10^{-11} \text{ F/m}$$

$$C_{AB} = C_{BA} = C_{BC} = C_{CB} = -1.8984 \times 10^{-12} \text{ F/m}$$

$$C_{AC} = C_{CA} = -5.5490 \times 10^{-13} \text{ F/m}$$

As componentes reais e imaginárias das tensões a serem utilizadas nas equações (3.11) e (3.12) são apresentadas na tabela 5.2 a seguir:

Tabela 5.2: Tensões fase-neutro da LT.

Fase	Parcela real [kV_{rms}]	Parcela imaginária [kV_{rms}]
A	-151.60	262.50
B	303.10	0
C	-151.60	-262.50

Agora as densidades de carga elétrica para cada condutor equivalente podem ser calculadas através das equações (3.11) e (3.12):

Tabela 5.3: Densidades de carga elétrica da LT.

Fase	Parcela real [C/m]	Parcela imaginária [C/m]
A	-2.2489×10^{-6}	3.1898×10^{-6}
B	4.1767×10^{-6}	0
C	-2.2489×10^{-6}	-3.1898×10^{-6}

A partir destes resultados e do ponto de avaliação estabelecido pelo problema, é determinado o cálculo do campo elétrico ao nível do solo através da equação (3.32). A tabela 5.4 apresenta as posições no plano cartesiano do ponto de avaliação P e dos condutores equivalentes das fases A , B e C .

Tabela 5.4: Posições dos pontos no plano cartesiano estabelecido.

Ponto	$X[m]$	$Y[m]$
Fase A	-10	10.6
Fase B	0	
Fase C	10	
P	20	2

Com base nestes dados obtêm-se os seguintes resultados para as equações (3.33), (3.34), (3.35) e (3.36), respectivamente:

Tabela 5.5: Resultados das componentes campo elétrico.

Componente	Calculado [kV_{rms}/m]	(EPRI, 2005) [kV_{rms}/m]
$E_{x_{Re}}$	-0.3804	-0.381
$E_{x_{Im}}$	-0.9387	0.939
$E_{y_{Re}}$	1.7496	1.75
$E_{y_{Im}}$	4.4381	4.438
E_{rms}	4.8769	4.877

Observando a tabela 5.5 percebe-se que os resultados estão bem próximos aos apresentados por EPRI (2005). Após este exemplo segue-se para a validação onde o ponto de interesse passa a ser ao longo da faixa de servidão a 1 m acima do solo ao longo do eixo x , apresentado na figura 3.10. Nas próximas seções são relatados diferentes casos de configurações geométricas dos condutores nas linhas de transmissão trifásicas horizontais em visão frontal sem a adoção de condutores equivalentes por fase.

As grandezas dos parâmetros adotados foram retirados dos projetos das concessionárias e os resultados obtidos são comparados às simulações apresentadas por PAGANOTTI (2012), estas extraídas do documento e transcritas em vetores no eixo x e y utilizando o *software* WebPlotDigitizer[®]. As ferramentas computacionais desenvolvidas neste trabalho para o

cálculo do campo elétrico ao nível do solo e superficial são elaboradas no *software* MATLAB®. A fim de assegurar a validação dos algoritmos implementados foi calculado o Erro Percentual Médio Global (EMG). A equação e os conceitos denotados a respeito deste recurso podem ser encontrados no apêndice F.

5.1.2 Caso 1: Configuração com Um Condutor por Fase

Nesta validação é proposta a linha de transmissão Janaúba-Salinas de 138 kV da CEMIG (2006), com um cabo por fase, cuja configuração geométrica pode ser vista na figura 5.2 e logo após na figura 5.3 é o resultado alcançado para este caso.

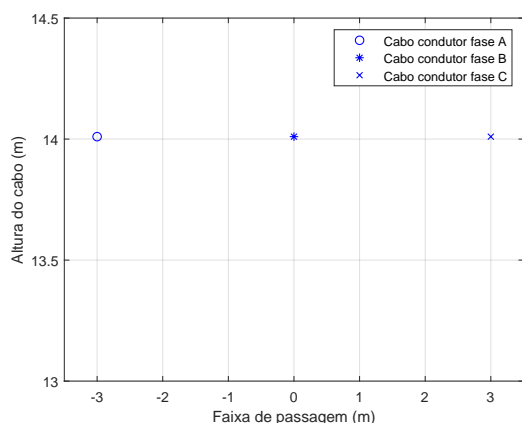


Figura 5.2: Representação da configuração geométrica dos condutores.

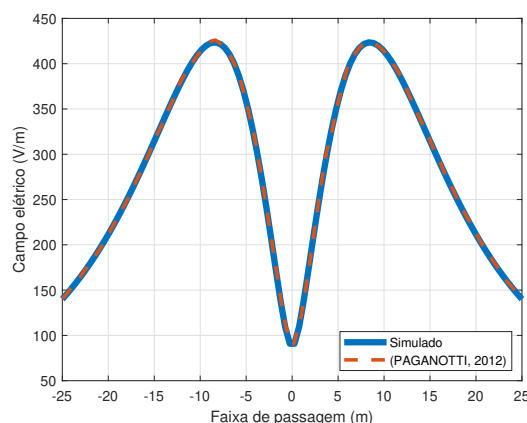


Figura 5.3: Campo elétrico ao nível do solo caso 1.

A faixa de passagem no eixo das abscissas na figura 5.3 é um vetor de 100 pontos igualmente espaçados entre o intervalo de -25 a 25 metros. A tabela 5.6 apresenta as dimensões físicas e elétricas consideradas para esta abordagem.

Tabela 5.6: Parâmetros adotados para a configuração do caso 1.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m]	Y [m]	V_{FF} [kV_{rms}]	n
A	1	9.155×10^{-3}	-3	14.01	138	1
B	2		0		$138 \angle 120^\circ$	1
C	3		3		$138 \angle -120^\circ$	1

Observa-se na figura 5.3 que a curva campo elétrico ao nível do solo simulada (contínua) segue o mesmo perfil da curva (pontilhada) apresentada por PAGANOTTI (2012). Da mesma forma, os valores máximos de campo elétrico (eixo das ordenadas) entre as duas estão muito próximos. O valor do EMG para a LT sob estudo neste caso é igual a 2.4563 %, mostrando-se um resultado aceitável.

5.1.3 Caso 3: Configuração com Três Condutores por Fase

Nesta abordagem é usada a LT São Gonçalo do Pará-Ouro Preto “2” de 500 kV da CEMIG (1988a), com três condutores por fase, sua configuração geométrica é apresentada na figura 5.4 e na figura 5.5 o resultado atingido para este caso.

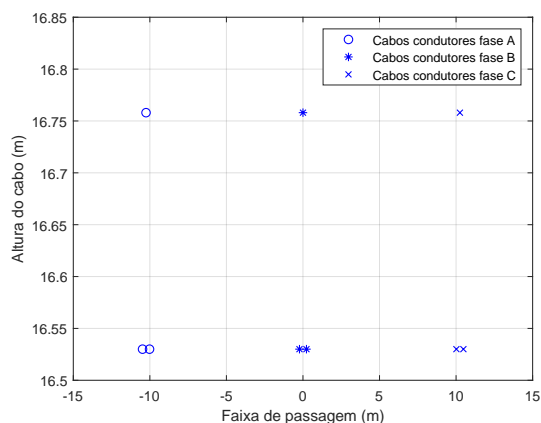


Figura 5.4: Representação da configuração geométrica dos condutores.

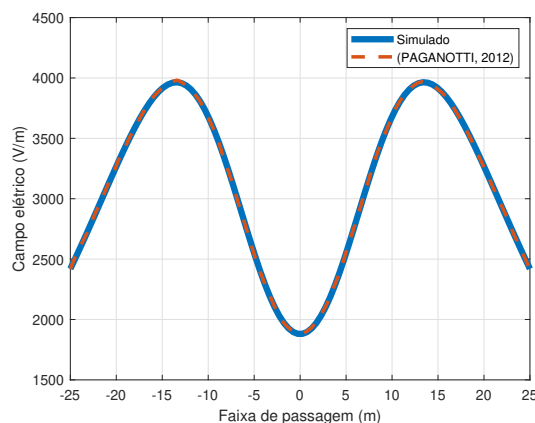


Figura 5.5: Campo elétrico ao nível do solo caso 3.

A faixa de passagem no eixo das abscissas na figura 5.5 é um vetor de 100 pontos igualmente espaçados entre o intervalo de -25 a 25 metros, assim como nos casos 1 e 2. As dimensões físicas e elétricas consideradas para esta configuração são visualizadas na tabela 5.7.

Tabela 5.7: Parâmetros adotados para a configuração do caso 3.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m]	Y [m]	V_{FF} [kV_{rms}]	n
A	1	14.37×10^{-3}	-10.478	16.530	500	3
	2		-10.250	16.758		
	3		-10.021	16.530		
B	4		-0.228	16.530	$500 \angle 120^\circ$	3
	5		0	16.758		
	6		0.228	16.530		
C	7		10.021	16.530	$500 \angle -120^\circ$	3
	8		10.250	16.758		
	9		10.478	16.530		

Nota-se na figura 5.5 que a simulação da curva (contínua) de intensidade de campo elétrico ao nível do solo também segue com concordância a curva (pontilhada) relatada em PAGANOTTI (2012), além dos valores máximos do campo elétrico que apresentam grande proximidade. O valor calculado para o EMG é igual a 1.2467%, ou seja, consideravelmente baixo.

Em comparação ao caso 2, percebe-se um ganho de aproximadamente $1 kV_{rms}/m$ nestes resultados, isto se deve principalmente ao aumento da tensão fase-fase. Verifica-se a simetria

na distribuição do campo elétrico ao nível do solo, conforme esperado, devido a simetria da distribuição dos condutores em relação a altura dos mesmos.

Os casos 2, 4 e 5 desta validação do modelo matemático campo elétrico ao nível do solo estão relatados no apêndice C. Uma vez finalizada, parte-se para a abordagem de análise do campo elétrico na superfície dos condutores por meio do Método das Imagens Sucessivas. Na seção a seguir são apresentadas as simulações computacionais a fim de validar matematicamente esta modelagem descrita na seção 3.5.

5.2 Validação do Modelo Matemático Campo Elétrico Superficial

As configurações geométricas das LT's e as referências bibliográficas utilizadas estão especificadas em cada subseção. Assim como na validação anterior, as ferramentas computacionais desenvolvidas neste trabalho para o cálculo do campo elétrico superficial são elaboradas no *software* MATLAB[®]. O Erro Percentual Médio Global também é obtido para todos os casos desta validação.

5.2.1 Caso 1: Configuração com Um Condutor por Fase

Inicia-se esta validação utilizando a configuração com um cabo por fase da LT Janaúba-Salinas de 138 kV da CEMIG (2006), a mesma proposta na validação do campo elétrico ao nível do solo. A configuração geométrica é apresentada na figura 5.6 e os níveis de campo elétrico superficial de cada um de seus condutores podem ser observados nas figuras 5.7, 5.8 e 5.9.

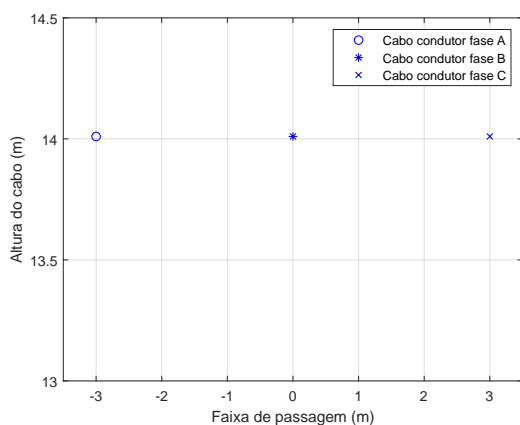


Figura 5.6: Representação da configuração geométrica dos condutores.

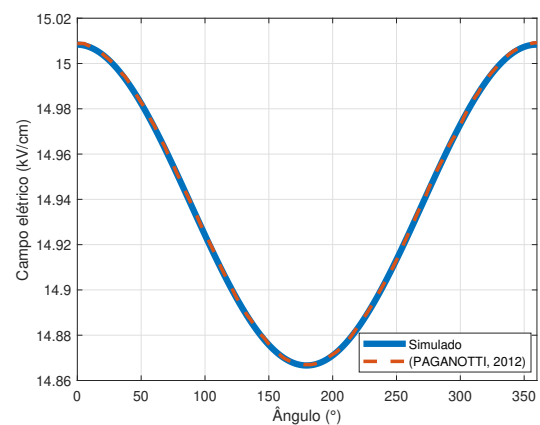


Figura 5.7: Campo elétrico superficial condutor um caso 1.

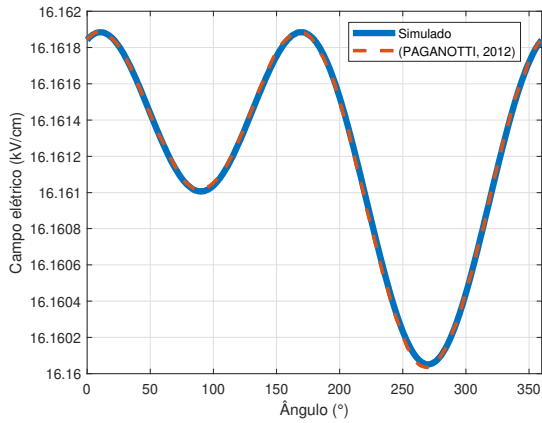


Figura 5.8: Campo elétrico superficial condutor dois caso 1.

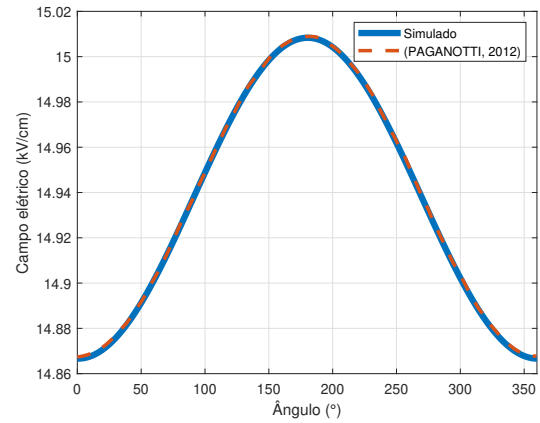


Figura 5.9: Campo elétrico superficial condutor três caso 1.

Os pontos de avaliação desta análise foram definidos como um vetor de 360 pontos igualmente espaçados entre o intervalo de 0 a 360 graus em volta da superfície de cada condutor avaliado. As dimensões físicas e elétricas consideradas para este caso podem ser observadas na tabela 5.6. De acordo com PAGANOTTI (2012), para que se tenha as situações de maiores intensidades de campos elétricos superficiais utiliza-se a tensão operativa do sistema, que neste caso é 145 kV .

Analisando as figuras 5.7, 5.8 e 5.9 nota-se que os resultados de simulação alcançados (linha contínua) pela ferramenta computacional desenvolvida seguem estritamente os perfis apresentados pela referência (linha pontilhada). O EMG foi calculado para o condutor três desta configuração e é igual a 0.0051% .

Para o condutor um e três observa-se uma simetria na curva dos níveis de campos elétricos superficiais, isto é causado pelo posicionamento simétrico das cargas imagens neste caso. Para o primeiro, já que a posição das cargas imagens encontram-se mais à direita de seu centro, a medida que os pontos de avaliação tendem a se distanciar destas cargas os níveis de campo elétrico reduzem, vide valor mínimo em 180° . Da mesma forma, ao se aproximarem têm-se um aumento gradativo destes níveis. Esta análise também é válida para o condutor três que se encontra no lado direito do plano cartesiano e suas cargas imagens estão posicionais mais à esquerda de seu centro, tendo em vista o valor máximo em 180° .

5.2.2 Caso 5: Configuração com Quatro Condutores por Fase

Para esta análise adotou-se a LT de 735 kV da concessionária Hydro-Québec situada no Canadá e sua configuração geométrica foi retirada do artigo de SARMA; JANISCHEWSKYJ (1969). A representação gráfica da disposição geométrica dos condutores é apresentada na figura 5.10 e a resposta obtida para o condutor cinco observa-se na figura 5.11.

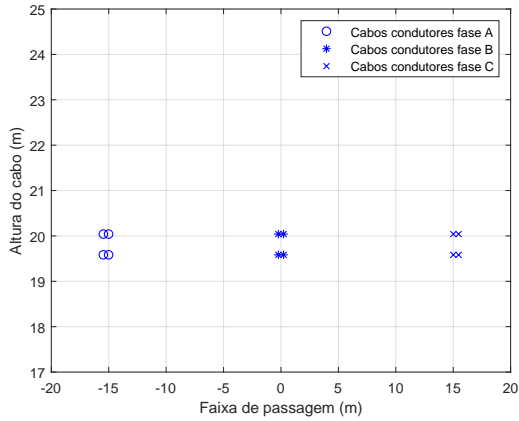


Figura 5.10: Representação da configuração geométrica dos condutores.

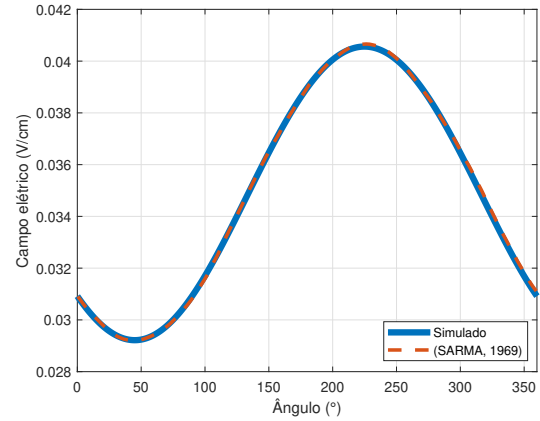


Figura 5.11: Campo elétrico superficial condutor cinco caso 5.

Da mesma forma que no caso anterior, os pontos de avaliação desta análise foram definidos como um vetor de 360 pontos igualmente espaçados entre o intervalo de 0 a 360 graus em volta da superfície do condutor avaliado. As dimensões físicas e elétricas consideradas para este caso podem ser observadas na tabela 5.8 a seguir, lembrando que n é o número de condutores no feixe da fase. Portanto, para esta análise utilizou-se uma tensão de $1 V$ para a fase do meio (B) e as fases externas (A e C) atribui-se $-0.5 V$, justificando os níveis de campos elétricos superficiais tão baixos apresentados na figura 5.11.

Tabela 5.8: Parâmetros adotados para a configuração do caso 5.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m]	Y [m]	V_{FF} [V_{rms}]	n
A	1	17.526×10^{-3}	-15.4686	19.5834	$1 \angle 120^\circ$	4
	2		-15.4686	20.0406		
	3		-15.0114	19.5834		
	4		-15.0114	20.0406		
B	5		-0.2286	19.5834	1	4
	6		-0.2286	20.0406		
	7		0.2286	19.5834		
	8		0.2286	20.0406		
C	9		15.0114	19.5834	$1 \angle -120^\circ$	4
	10		15.0114	20.0406		
	11		15.4686	19.5834		
	12		15.4686	20.0406		

Nota-se na figura 5.11 que o resultado obtido (linha contínua) pelo algoritmo desenvolvido para este trabalho segue estritamente a resposta (linha pontilhada) apresentada por SARMA; JANISCHEWSKYJ (1969). O valor do EMG para o condutor analisado é igual a 0.3495 %.

Os casos 2, 3 e 4 desta validação do modelo matemático campo elétrico superficial estão dispostos no apêndice D. Terminada, a seguir é apresentada a análise da variação de parâmetros geométricos em LT's e sua influência sob os níveis de campos elétricos.

5.3 Análise da Variação de Parâmetros Geométricos em Linhas de Transmissão

Nas subseções logo abaixo estão dispostas análises dos níveis de campos elétricos ao nível do solo e superficial aplicando a alteração dos parâmetros geométricos das LT's, tais como: altura dos condutores; distância entre fases; raio dos condutores. Além disso, compara-se o nível de campo elétrico ao nível do solo com o valor determinado pela legislação federal BRASIL (2009). Diferentemente da faixa de servidão de 1 m adotada para a validação do algoritmo, nestes ensaios ela foi considerada como 1.5 m acima do solo, seguindo o padrão brasileiro mencionado ao fim da seção 3.4.

Para o campo elétrico superficial verifica-se além da variação dos parâmetros anteriores, o coeficiente de irregularidade e o campo elétrico crítico. Estas mudanças foram aplicadas em quatro casos de configurações geométricas de LT's brasileiras, inicia-se com um, dois, três e quatro cabos por fase. Os resultados são obtidos através da ferramenta computacional desenvolvida no *software* MATLAB®.

5.3.1 Variação da Altura das Fases

Como primeira análise foi realizada a alteração na altura dos feixes condutores de todas as fases (eixo y), sendo feita a elevação e a descensão em 2 m dos mesmos. A figura 5.12 apresenta a configuração adotada para o caso com um cabo por fase da LT Janaúba-Salinas de 138 kV da CEMIG (2006), e a figura 5.13 o resultado obtido para esta avaliação.

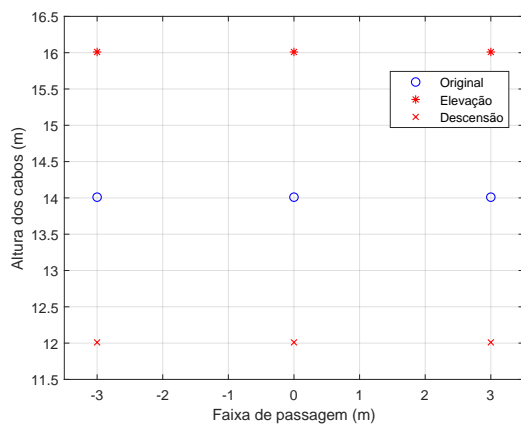


Figura 5.12: Representação da configuração geométrica dos condutores: caso 1.

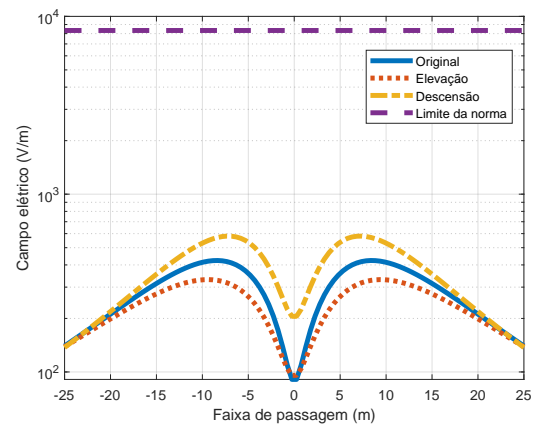


Figura 5.13: Campo elétrico ao nível do solo alteração na altura dos condutores: caso 1.

As dimensões físicas e elétricas consideradas para esta investigação podem ser observadas na tabela 5.9. Voltando a observação para o resultado nota-se que, como esperado pelo modelo ao nível do solo, a medida que os condutores são aproximados ou afastados da faixa de servidão, há uma alteração dos níveis de campos elétricos. Ou seja, quando houve a descensão dos cabos os valores aumentaram e com seu inverso ocorreu o contrário. Conclui-

se também que os níveis para as três configurações estão abaixo do limite estipulado pela NBR 25415 (ABNT, 2016).

Tabela 5.9: Parâmetros adotados para a variação da altura: caso 1.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m]	Y [m] - Elevação	Y [m] - Descensão	$V_{FF} [kV_{rms}]$	n
A	1	9.155×10^{-3}	-3	16.01	12.01	138	1
B	2		0			$138 \angle 120^\circ$	1
C	3		3			$138 \angle -120^\circ$	1

Utilizando esta mesma configuração, a seguir são relatadas as respostas alcançadas para esta análise ao nível da superfície dos condutores da LT, representadas nas figuras 5.14, 5.15 e 5.16.

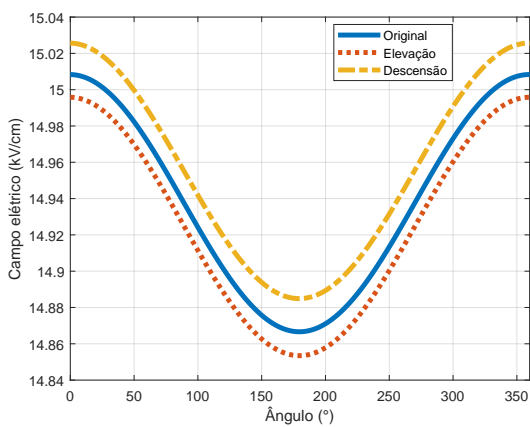


Figura 5.14: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor um caso 1.

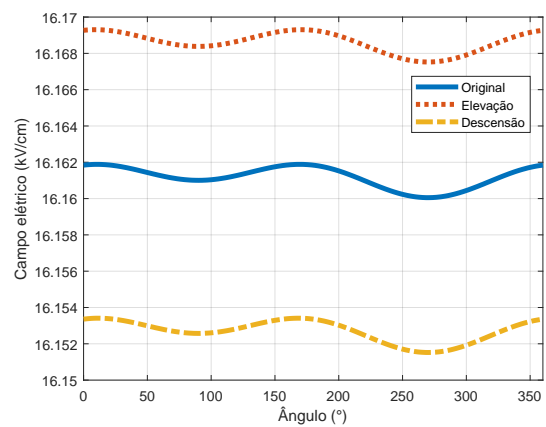


Figura 5.15: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor dois caso 1.

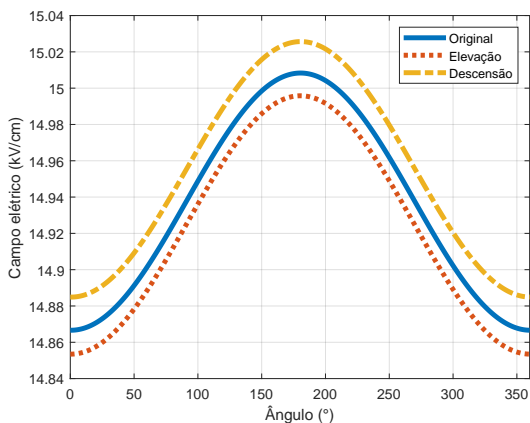


Figura 5.16: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor três caso 1.

Assim como no modelo ao nível do solo, o campo elétrico superficial também sofre alterações quando há uma modificação na configuração geométrica da LT. Mas diferente do

primeiro, a variação na altura não afeta em um grau tão elevado e os valores praticamente se mantêm os mesmos. Optou-se por não incluir no gráfico o parâmetro de campo elétrico crítico para assegurar a visualização mais precisa das curvas. A tabela 5.10 a seguir exibe os valores obtidos para o campo elétrico crítico (E_{crit}) do raio dos condutores deste caso e o coeficiente de irregularidade (K) para cada um deles em sua respectiva configuração. Vale ressaltar que a tensão adotada corresponde a tensão operativa do sistema que é igual a 145 kV .

Tabela 5.10: Parâmetros relacionados a variação da altura: caso 1 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K - Original	K - Elevação	K - Descensão
A	1	9.155×10^{-3}	19.9775	1.0047	1.0048	1.0047
B	2			1	1	1
C	3			1.0048	1.0048	1.0047

Comparando os níveis de campos elétricos das respostas e o valor obtido para o E_{crit} observa-se que não há uma violação deste parâmetro, ou seja, existe uma baixa probabilidade a ocorrência do efeito Corona. Olhando para os coeficientes de irregularidade têm-se uma variação pequena em relação a cada configuração para o mesmo condutor, isto se deve a baixa alteração dos níveis de campos elétricos para a variação de altura dos cabos. Além disso, nota-se que a distribuição destes níveis é uniforme para o condutor dois e irregular para as fases externas.

Prossegue-se esta análise da variação de altura dos cabos para a LT São Gotardo-Três Marias “2” de 345 kV da CEMIG (1988b) com dois condutores por feixe de fase. Esta configuração pode ser observada na figura 5.17 e os resultados obtidos pelo modelo ao nível do solo na figura 5.18.

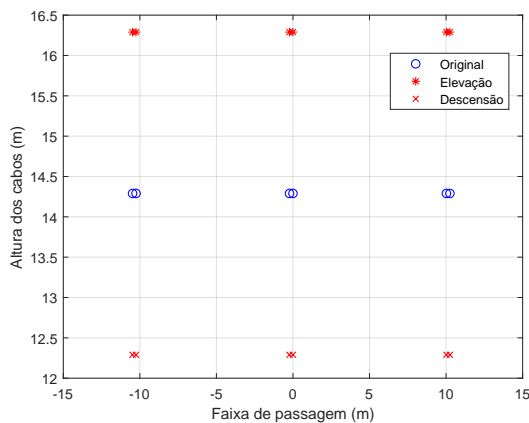


Figura 5.17: Representação da configuração geométrica dos condutores: caso 2.

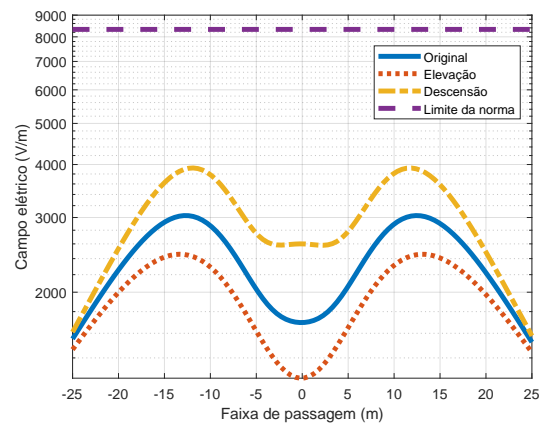


Figura 5.18: Campo elétrico ao nível do solo alteração na altura dos condutores: caso 2.

As dimensões físicas e elétricas adotadas para este ensaio podem ser observadas na tabela 5.11. Analisando a resposta da figura anterior, assim como no caso 1, os níveis de campos

elétricos decrescem ao se distanciarem da faixa de servidão e crescem ao se aproximarem. O limite estabelecido pela lei também não é violado para este caso.

Tabela 5.11: Parâmetros adotados para a variação da altura: caso 2.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m]	Y [m] - Elevação	Y [m] - Descensão	$V_{FF} [kV_{rms}]$	n
A	1	14.37×10^{-3}	-10.478	16.290	12.290	345	2
	2		-10.25				
B	3		-0.228			345 $\angle 120^\circ$	2
	4		0				
C	5		10.022			345 $\angle -120^\circ$	2
	6		10.25				

Usando as mesmas configurações geométricas segue-se para a análise no modelo campo elétrico superficial, as respostas são apresentadas nas figuras 5.19 a 5.24. Vale lembrar que a tensão operativa deste sistema é igual a 362 kV e foi aplicada neste caso.

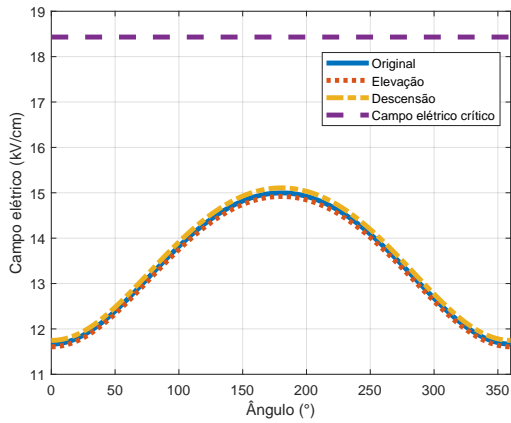


Figura 5.19: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor um caso 2.

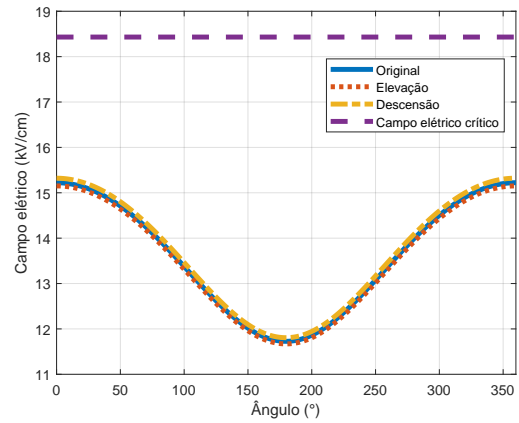


Figura 5.20: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor dois caso 2.

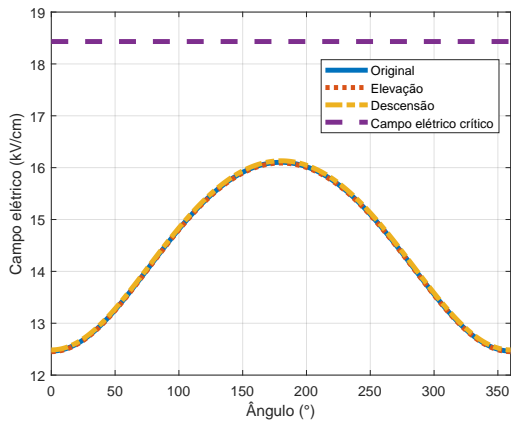


Figura 5.21: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor três caso 2.

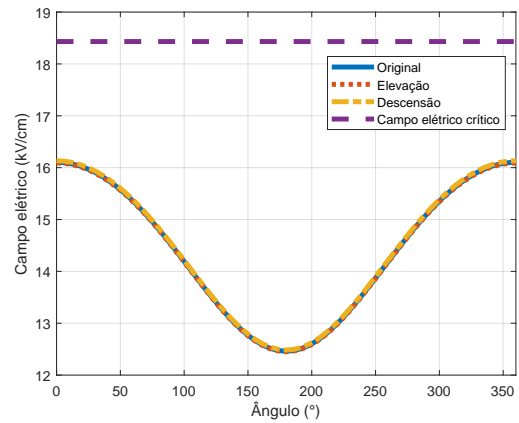


Figura 5.22: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor quatro caso 2.

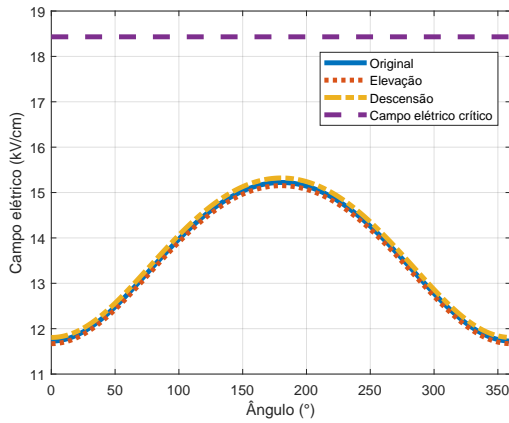


Figura 5.23: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor cinco caso 2.

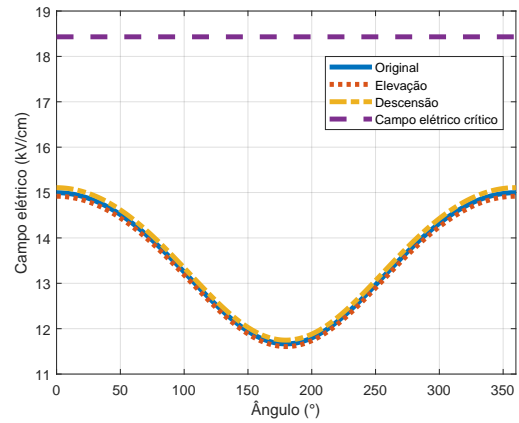


Figura 5.24: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor seis caso 2.

Assim como esperado, os níveis de campos elétricos superficiais não se alteraram com relevância quando houve a variação da altura dos feixes condutores. Destaque para o feixe ao centro da LT que praticamente não houve alteração devido sua simetria em relação às cargas imagens do sistema. A tabela 5.12 apresenta os valores obtidos para o campo elétrico crítico e o coeficiente de irregularidade para estas configurações.

Tabela 5.12: Parâmetros relacionados a variação da altura: caso 2 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K - Original	K - Elevação	K - Descensão
A	1	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1164	1.1163	1.1165
	2			1.1204	1.1205	1.1203
B	3			1.1189	1.1189	1.1189
	4			1.1181	1.1181	1.1181
C	5			1.1212	1.1213	1.1211
	6			1.1156	1.1155	1.1157

Analisando os resultados da tabela acima nota-se que há pouca variação entre os coeficiente de irregularidade em relação a cada configuração e que todos eles não apresentaram uma distribuição uniforme dos níveis de campos elétricos. Conclui-se também que todos os condutores, mesmo que em altos níveis, não violam o campo elétrico crítico calculado.

Os casos 3 e 4 deste ensaio também tratados neste trabalho estão relatados no apêndice E.1. Portanto, foi finalizada a análise da variação dos parâmetros geométricos da altura dos cabos. Na próxima subseção é realizada uma avaliação similar, mas agora é feita a redução da distância entre as fases externas e a fase central no eixo x .

5.3.2 Variação da Distância Entre Fases

Como segunda análise é proposta uma alteração na distância entre os condutores, aproximando as fases externas à fase central da LT em 1 m e 2 m . A seguir é apresentado o

caso com três condutores por fase, as configurações com um, dois e quatro cabos podem ser encontradas no apêndice E.2.

Utilizando a LT São Gonçalo do Pará-Ouro Preto “2” de 500 kV da CEMIG (1988a), com três condutores por fase. O arranjo original e os alterados são mostrados na figura 5.25 e as curvas obtidas para o cômputo do campo elétrico ao nível do solo na figura 5.26.

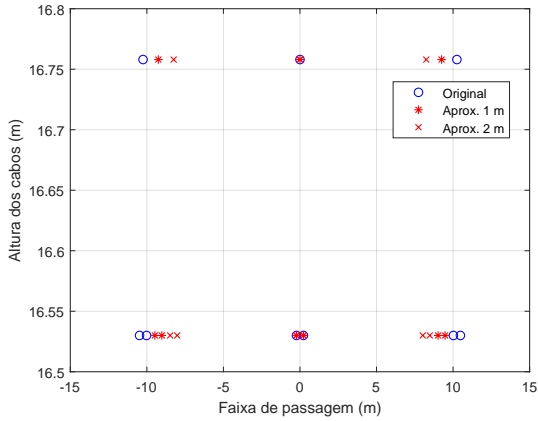


Figura 5.25: Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 3.

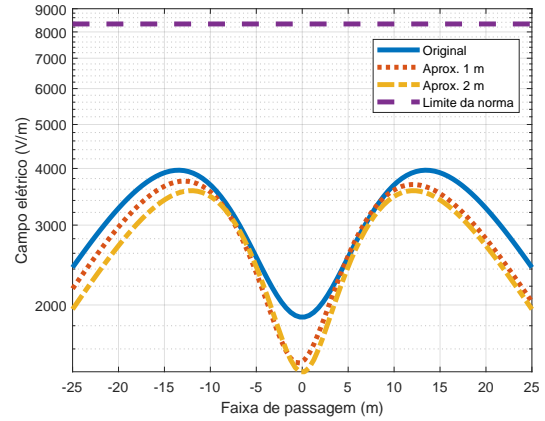


Figura 5.26: Campo elétrico ao nível do solo alteração na distância entre fases: caso 3.

A tabela 5.13 a seguir dispõe as dimensões físicas e elétricas envolvidas nesta análise. A respeito dos perfis apresentados pela figura 5.26, mais uma vez nota-se uma redução conforme se espera que ocorra com a compactação entre as fases da LT.

Tabela 5.13: Parâmetros adotados para a variação da distância entre fases: caso 3.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m] - Aprox. 1 m	X [m] - Aprox. 2 m	Y [m]	V_{FF} [kV _{rms}]	n
A	1	14.37×10^{-3}	-9.478	-8.478	16.530	500	3
	2		-9.25	-8.25	16.758		
	3		-9.021	-8.021	16.530		
B	4		-0.228	-0.228	16.530	500 $\angle 120^\circ$	3
	5		0	0	16.758		
	6		0.228	0.228	16.530		
C	7		9.021	8.021	16.530	500 $\angle -120^\circ$	3
	8		9.25	8.25	16.758		
	9		9.478	8.478	16.530		

Agora parte-se para o modelo campo elétrico na superfície dos condutores da LT avaliada usando as configurações mostradas na tabela 5.13 acima. A tensão operativa deste sistema é igual a 525 kV. Os resultados do algoritmo estão dispostos nas figuras 5.27 a 5.35 e na tabela 5.14, assim segue.

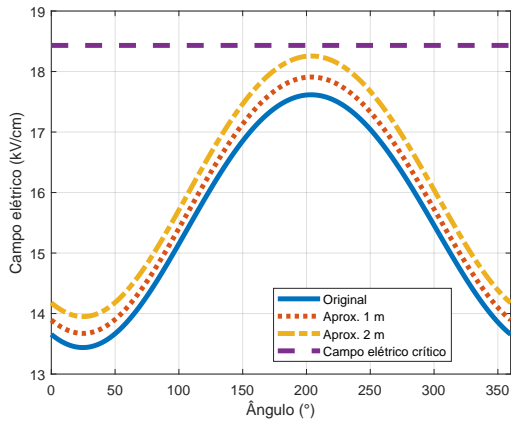


Figura 5.27: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor um caso 3.

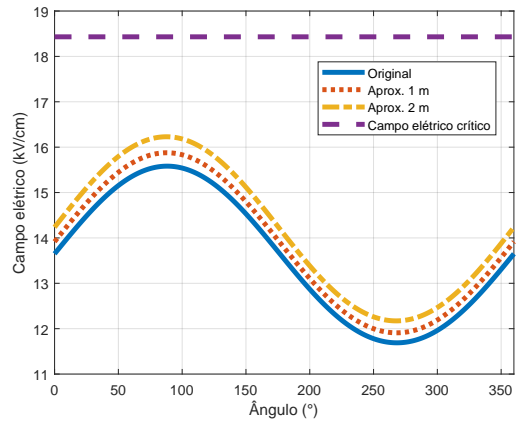


Figura 5.28: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor dois caso 3.

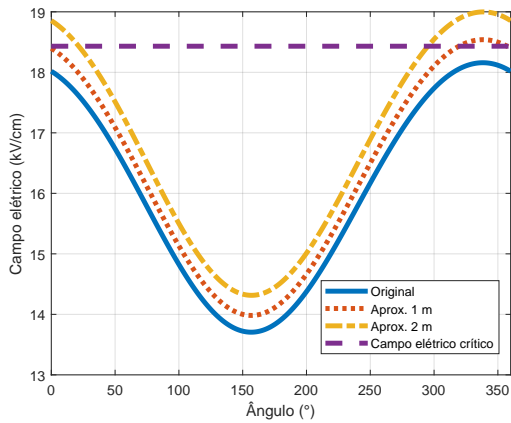


Figura 5.29: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor três caso 3.

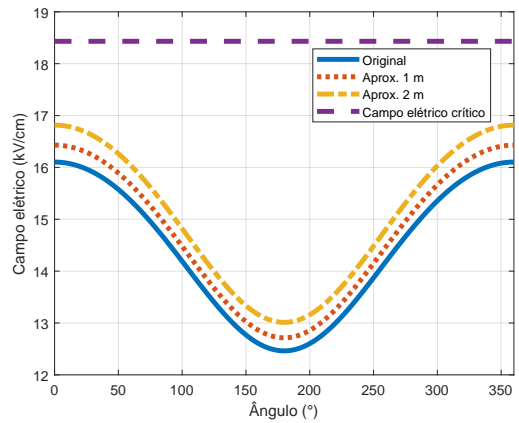


Figura 5.30: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor quatro caso 3.

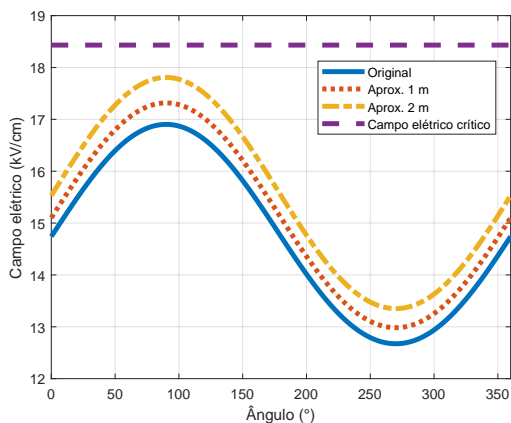


Figura 5.31: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor cinco caso 3.

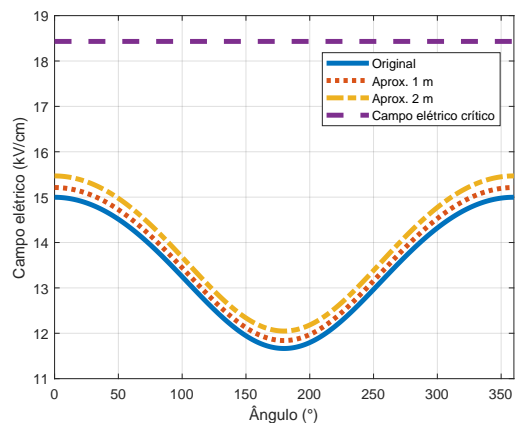


Figura 5.32: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor seis caso 3.

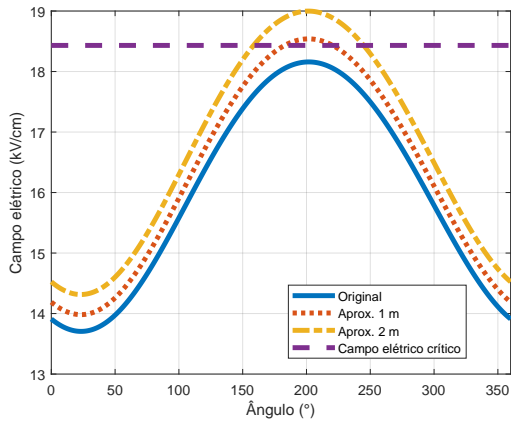


Figura 5.33: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor sete caso 3.

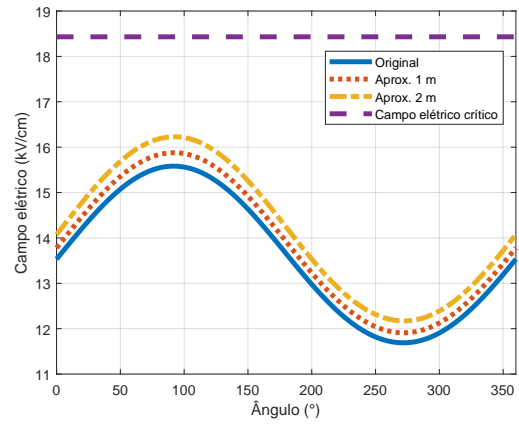


Figura 5.34: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor oito caso 3.

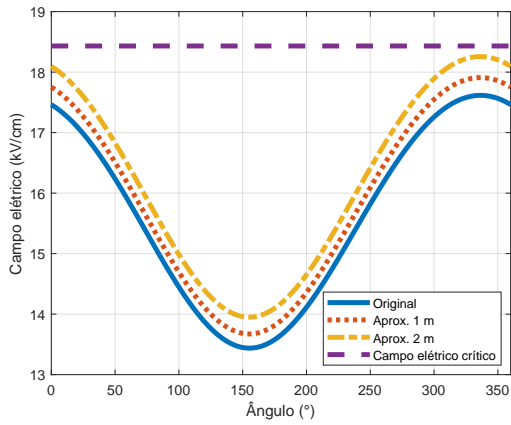


Figura 5.35: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor nove caso 3.

Através da avaliação destes perfis nota-se a interferência da aproximação dos condutores no aumento dos níveis de campos elétricos, de acordo com o grau da distância envolvida. A tabela 5.14 denota o valor calculado para o campo elétrico crítico (E_{crit}) e os coeficientes de irregularidade (K) para este caso.

Tabela 5.14: Parâmetros relacionados a variação da distância entre fases: caso 3 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K - Original	K - Aprox. 1 m	K - Aprox. 2 m
A	1	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1296	1.1292	1.1288
	2			1.1446	1.1447	1.1447
	3			1.1343	1.1347	1.1351
B	4			1.1325	1.1325	1.1326
	5			1.1448	1.1448	1.1448
	6			1.1317	1.1317	1.1318
C	7			1.1351	1.1355	1.1360
	8			1.1446	1.1447	1.1447
	9			1.1288	1.1285	1.1280

Observando os dados da tabela acima conclui-se que, da mesma forma que na análise da variação da altura, o aumento do número de cabos trouxe uma piora na distribuição dos campos elétricos na superfície dos condutores com relação ao caso 2. Com isso, terminada a análise da variação de parâmetros da distância entre as fases. Na próxima subseção é proposta uma outra investigação, desta vez variando o raio dos cabos.

5.3.3 Variação do Raio dos Condutores

Como última análise são apresentadas as respostas dos modelos campo elétrico ao nível do solo e superficial das LT's sob a alteração no raio dos cabos. Foram realizadas as escolhas dos novos cabos com base no catálogo disponibilizado pela NEXANS (2020), sendo um de raio menor e outro maior para cada caso. No apêndice E.3 estão dispostas as análises das configurações com um, três e quatro cabos por fase.

Para o caso com dois condutores por feixe, a configuração foi baseada na LT São Gotardo-Três Marias “2” da CEMIG (1988b). Os cabos selecionados foram: Thrasher para o raio maior e Chickadee para o raio menor. A figura 5.36 mostra uma representação do arranjo e a figura 5.37 a resposta apresentada pelo modelo ao nível do solo.

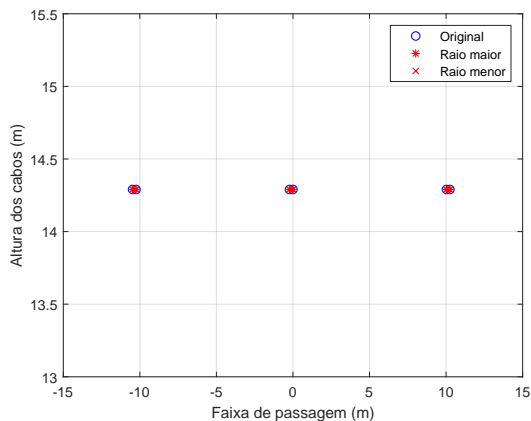


Figura 5.36: Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 2.

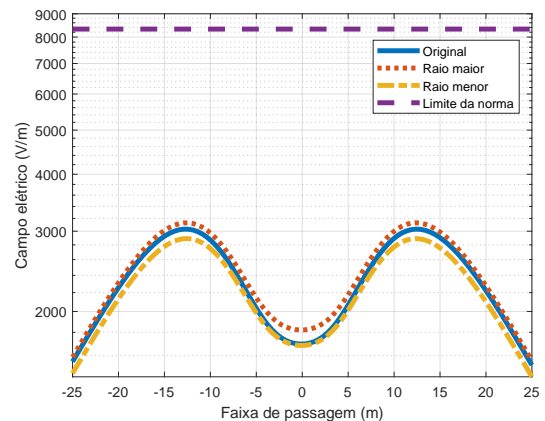


Figura 5.37: Campo elétrico ao nível do solo alteração no raio dos condutores: caso 2.

A tabela 5.15 dispõe as dimensões físicas e elétricas empregadas para estas configurações. Da mesma forma que no caso 1, não houve expressivas alterações nos níveis de campo elétrico ao nível do solo neste caso para as mudanças de raio.

Tabela 5.15: Parâmetros adotados para a variação do raio: caso 2.

Fase	Condutor	Raio original [m]	Raio maior [m]	Raio menor [m]	X [m]	Y [m]	V_{FF} [kV_{rms}]	n
A	1	14.37×10^{-3}	18.15×10^{-3}	7.33×10^{-3}	-10.478	14.29	345	2
	2				-10.25			
B	3				-0.228			
	4				0			
C	5				10.022		345 $\angle -120^\circ$	
	6				10.25			

Utilizando estas mesmas medidas dispostas na tabela acima, foi feita a análise para o modelo do campo elétrico superficial, assim segue. As respostas do algoritmo estão relatadas nas figuras 5.38 a 5.49. A tensão máximas operativa deste sistema é igual a 362 kV .

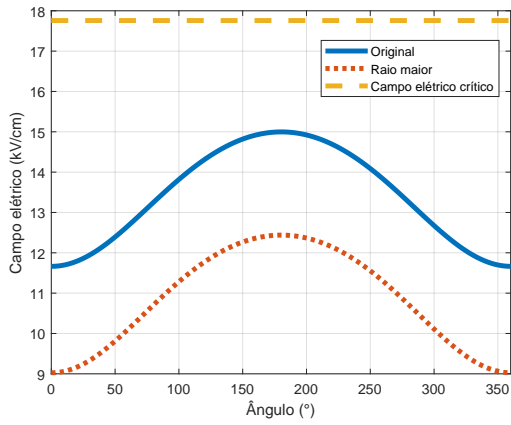


Figura 5.38: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor um caso 2.

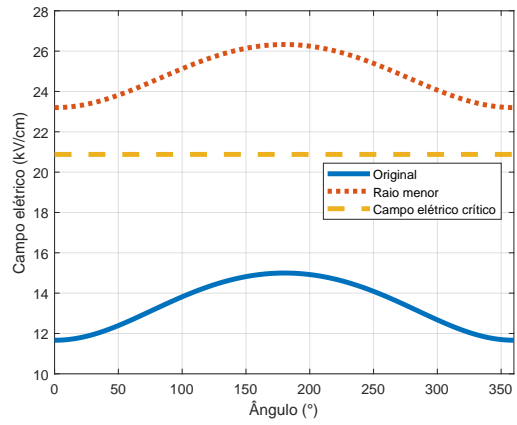


Figura 5.39: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor um caso 2.

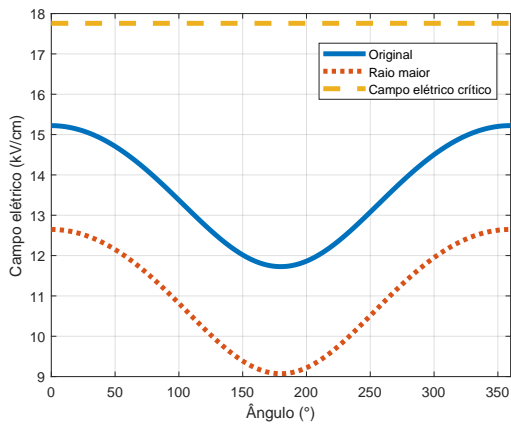


Figura 5.40: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor dois caso 2.

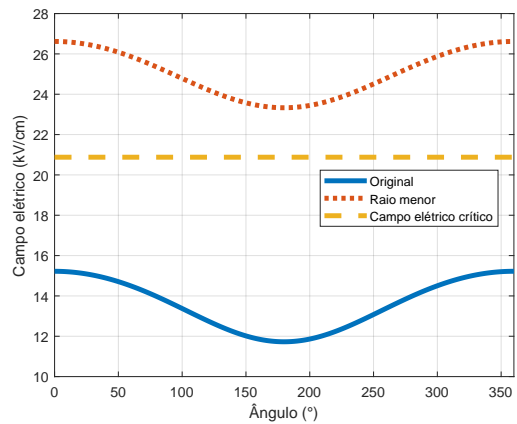


Figura 5.41: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor dois caso 2.

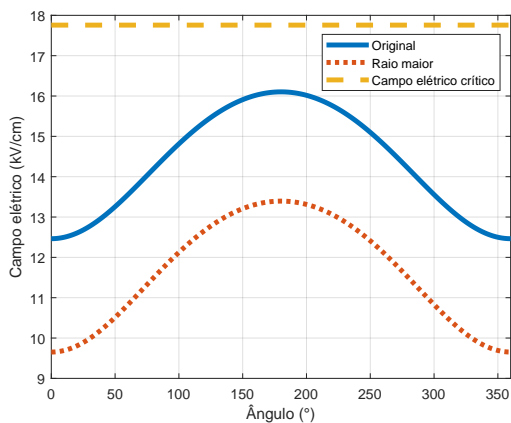


Figura 5.42: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor três caso 2.

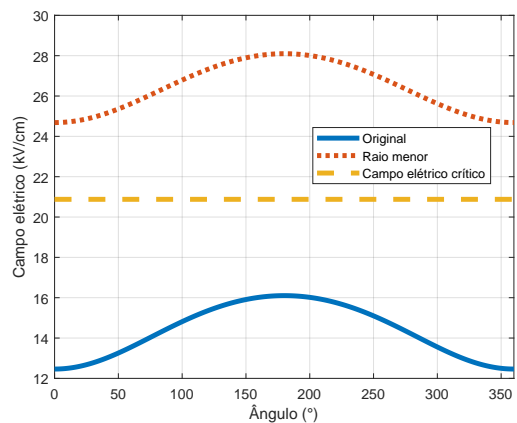


Figura 5.43: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor três caso 2.

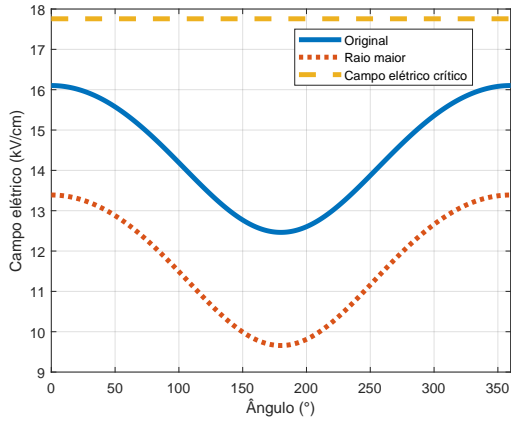


Figura 5.44: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor quatro caso 2.

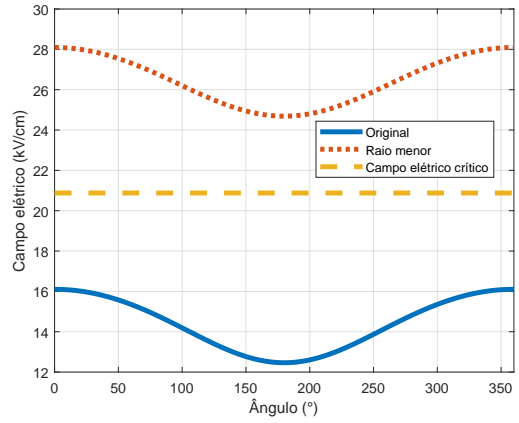


Figura 5.45: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor quatro caso 2.

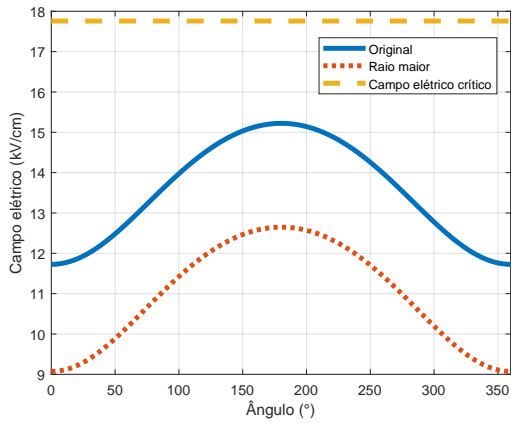


Figura 5.46: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor cinco caso 2.

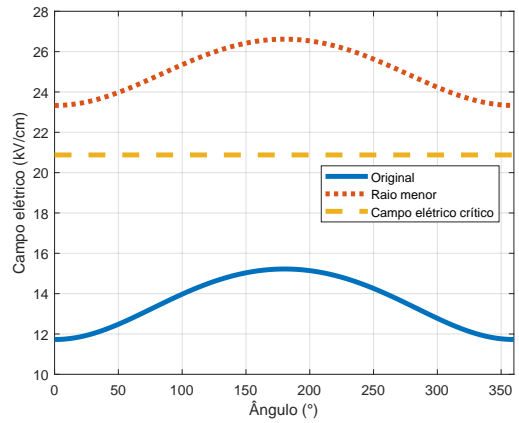


Figura 5.47: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor cinco caso 2.

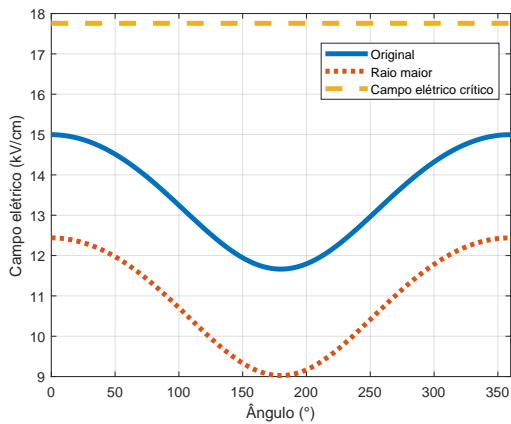


Figura 5.48: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor seis caso 2.

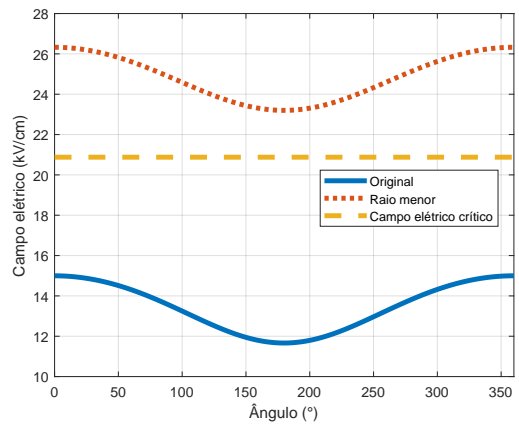


Figura 5.49: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor seis caso 2.

Tendo em vista os resultados apresentados para esta análise, em comparação ao primeiro caso, os aspectos das curvas estão mais nítidos. Isto permite a percepção de que as formas

dos perfis de raio alterado se mantiveram muito similares às originais. No mais, os comportamentos dos níveis de campos elétricos seguiram de acordo com o esperado: elevando ou decaindo a medida que o raio do condutor é menor ou maior, respectivamente. A próxima tabela expõe os valores de E_{crit} e K calculados.

Tabela 5.16: Parâmetros relacionados a variação do raio: caso 2 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K
A	1	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1164
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1447
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0611
	2	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1204
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1496
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0634
B	3	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1189
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1482
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0627
	4	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1181
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1467
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0621
C	5	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1212
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1506
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0638
	6	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1156
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1437
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0608

Como já esperado, os níveis de campo elétrico crítico variaram de acordo com o raio, sendo inversamente proporcional. Já o K respondeu de maneira proporcional a este valor, apontando uma melhor distribuição para os cabos de raio menor.

Assim, são concluídas as análises de variações de parâmetros das linhas de transmissão aéreas trifásicas com o intuito de demonstrar as influências que certas alterações na configuração geométrica geram nos níveis de campo elétrico.

5.4 Minimização do Campo Elétrico ao Nível do Solo

Nas subseções a seguir são relatados os resultados alcançados pelo Algoritmo de Evolução Diferencial para redução dos níveis de campos elétricos das LT's estudadas com um, dois, três e quatro condutores por fase, respectivamente. Baseando-se na metodologia descrita ao longo do capítulo 4. Assim como na seção 5.3 de análise da variação de parâmetros geométricos, os parâmetros são analisados ao longo da faixa de servidão da LT a uma altura de 1.5 m acima solo, conforme o padrão brasileiro ANEEL (2014).

As respostas apresentadas para o campo elétrico ao nível do solo são comparadas com o limite exigido pela legislação federal BRASIL (2009), e as soluções para o campo elétrico

superficial das novas configurações são correlacionadas com seu respectivo campo elétrico crítico para cada caso, a fim de verificar se houve o atendimento das restrições comportamentais.

Análises e discussões são feitas ao longo das subseções, juntamente com as tabelas contendo as dimensões físicas e elétricas das configurações originais e das novas obtidas pela ferramenta computacional desenvolvida no *software* MATLAB[®]. Ressalta-se que os índices *orig* e *otim* citados ao longo desta seção significam: original e otimizado, respectivamente.

Vale lembrar que a função objetivo é a equação 3.32 e as restrições de projeto levadas em consideração estão descritas na seção 4.1.3. Visto que as medidas convencionadas para estas restrições são diferentes para cada configuração de LT, as distâncias de projeto utilizadas neste trabalho são apresentadas na tabela 5.17 a seguir. Além disso, a norma não especifica valores de distância mínima vertical fase-fase no mesmo circuito. Ressalta-se que V_{FF} é a tensão máxima de operação fase-fase e n é o número de subcondutores por fase.

Tabela 5.17: Parâmetros adotados para as restrições geométricas de projeto.

$V_{FF} [kV_{rms}]$	n	$H_{max} [m]$	$H_{min} [m]$	$L_e [m]$	$L_d [m]$	$D_f [m]$	$D_{max} [m]$	$D_{min} [m]$
145	1	15.010	7.00	-3.000	3.000	1.91	-	-
362	2	15.290	7.50	-10.364	10.364	3.84	1.50	0.228
525	3	17.758	8.50	-10.478	10.478	5.47	2.20	0.228
525	4	25.950	10.00	-8.975	8.975	5.47	2.20	0.456

Ressalta-se que:

V_{FF} é a tensão máxima de operação fase-fase;

n é o número de subcondutores por fase;

H_{max} é a altura máxima;

H_{min} é a altura mínima;

L_e é o limite lateral à esquerda;

L_d é o limite lateral à direita;

D_f é a distância mínima entre fases diferentes;

D_{max} é a distância máxima entre mesma fase;

D_{min} é a distância mínima entre mesma fase.

5.4.1 Caso 1: Configuração com Um Condutor por Fase

Inicia-se pela linha de transmissão Janaúba-Salinas de 138 kV da CEMIG (2006), constituída de um cabo por fase, sendo suas configurações geométricas original e otimizada apresentadas na figura 5.50 devidamente sinalizadas. Na imagem 5.51 ao lado está disposta a resposta do campo elétrico ao nível do solo para estes dois arranjos.

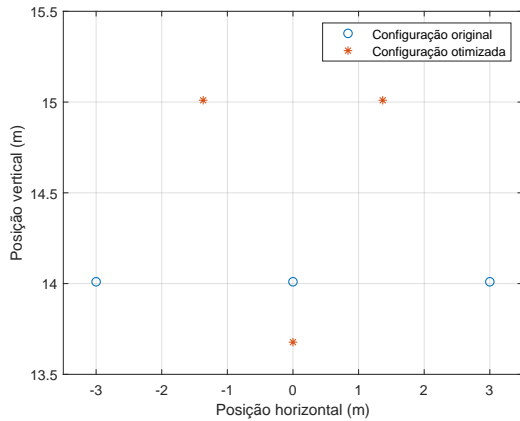


Figura 5.50: Representação das configurações geométricas: caso 1.

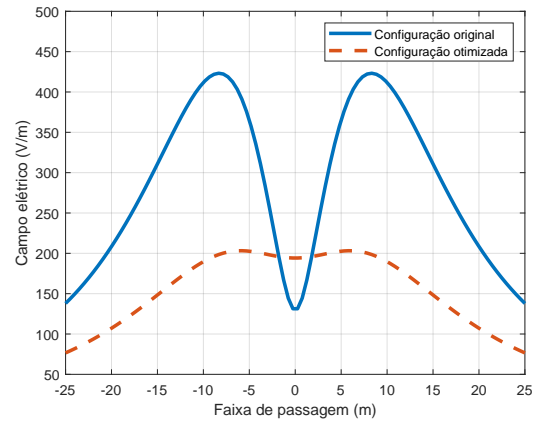


Figura 5.51: Campo elétrico ao nível do solo otimização: caso 1.

A tabela 5.18 abaixo mostra as dimensões físicas e elétricas consideradas para a geometria original, juntamente com o resultado entregue pelo Algoritmo de Evolução Diferencial para este caso. Analisando a resposta da otimização, nota-se que houve uma significativa redução nos níveis de campo elétrico ao nível do solo. Isto se deve principalmente ao distanciamento dos cabos com relação ao solo e também à aproximação das fases externas em relação à fase central, assim como foi discutido na seção 5.3 de análise de parâmetros geométricos. Além disso, o limite estipulado pela NBR 25415 não foi violado pelo novo arranjo (ABNT, 2016).

Tabela 5.18: Parâmetros adotados para as duas configurações: caso 1.

Fase	Condutor	Raio [m]	X_{orig} [m]	X_{otim} [m]	Y_{orig} [m]	Y_{otim} [m]	V_{FF} [kV _{rms}]
A	1	9.155×10^{-3}	-3	-1.3748	14.01	15.0100	138
B	2		0	0		13.6815	138 $\angle 120^\circ$
C	3		-3	1.3748		15.0100	138 $\angle -120^\circ$

Com o uso das mesmas configurações apresentadas na tabela 5.18 acima, segue-se para a análise dos resultados obtidos pelo modelo campo elétrico superficial a fim de analisar se a restrição comportamental do campo elétrico crítico foi atendida. Lembrando que neste cálculo utiliza-se a tensão máxima operativa do circuito, que neste caso é igual a 145 kV.

A tabela 5.19 apresenta alguns dados coletados de cada condutor das duas configurações para comparação, como: campo elétrico crítico, campo elétrico superficial máximo e coeficiente de irregularidade.

Tabela 5.19: Parâmetros relacionados a otimização: caso 1 superficial.

Fase	Condutor	E_{crit} [kV/cm]	E_{orig} [kV/cm]	E_{otim} [kV/cm]	K - Orig.	K - Otim.
A	1	19.9775	15.0083	16.6014	1.0047	1.0077
B	2		16.1619	17.5421	1.0000	1.0067
C	3		15.0083	16.6014	1.0048	1.0077

Analisando a tabela 5.19 acima percebe-se que os níveis de campo elétrico superficial se elevaram após otimizado devido a aproximação dos condutores. Mas isto não se revela como um problema, já que ainda encontram-se em inferioridade ao E_{crit} deste caso. Conclui-se também que, da mesma forma que os níveis de E_{sup} , o K também se elevou, contribuindo para uma piora na distribuição dos campos ao longo da superfície.

5.4.2 Caso 2: Configuração com Dois Condutores por Fase

Prosseguindo para uma nova LT com dois cabos por feixe, tem-se a São Gotardo-Três Marias “2” de 345 kV da CEMIG (1988b). Assim como no caso anterior, a figura 5.52 apresenta as geometrias original e otimizada, já a figura 5.53 a resposta para o modelo campo elétrico ao nível do solo.

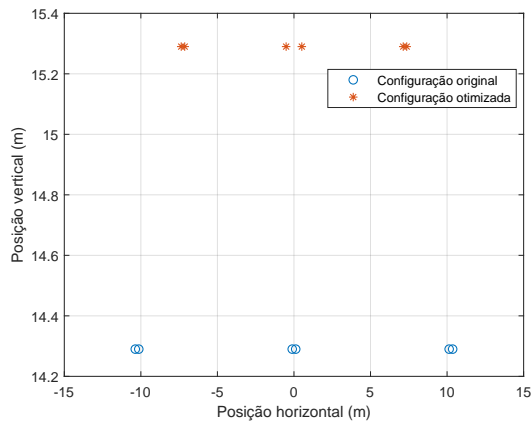


Figura 5.52: Representação das configurações geométricas: caso 2.

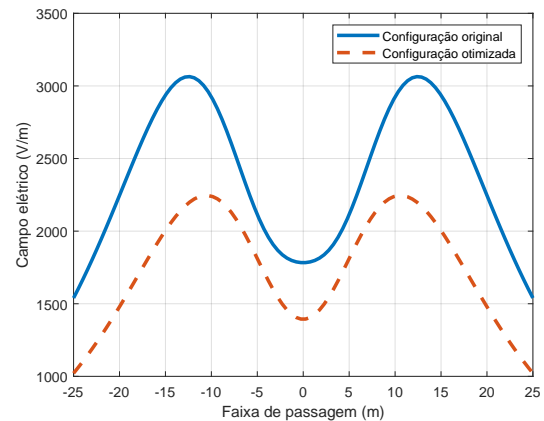


Figura 5.53: Campo elétrico ao nível do solo otimização: caso 2.

A tabela 5.20 a seguir exibe as dimensões elétricas e físicas desta LT, tanto para o arranjo original quanto para o otimizado. Observando estes resultados percebe-se uma minimização no E_{solo} acompanhada pela elevação e aproximação dos condutores. Nota-se também que o limite estabelecido pelos órgãos federais não foi ultrapassado.

Tabela 5.20: Parâmetros adotados para as duas configurações: caso 2.

Fase	Condutor	Raio [m]	X_{orig} [m]	X_{otim} [m]	Y_{orig} [m]	Y_{otim} [m]	V_{FF} [kV_{rms}]
A	1	14.37×10^{-3}	-10.364	-7.3643	14.29	15.29	345
	2		-10.136	-7.1358			
B	3		-0.114	-0.5123			345 $\angle 120^\circ$
	4		0.114	0.5123			
C	5		10.136	7.1358			345 $\angle -120^\circ$
	6		10.364	7.3643			

Utilizando as mesmas configurações da tabela 5.20, são apresentadas as respostas para o cálculo do campo elétrico superficial na tabela 5.21. Ressalta-se que a tensão máxima operativa do sistema é igual a 362 kV.

Tabela 5.21: Parâmetros relacionados a otimização: caso 2 superficial.

Fase	Condutor	E_{crit} [kV/cm]	E_{orig} [kV/cm]	E_{otim} [kV/cm]	K - Orig.	K - Otim.
A	1	18.4316	14.9973	15.8336	1.1164	1.1146
	2		15.2219	16.2245	1.1204	1.1218
B	3		16.1031	17.5108	1.1189	1.0609
	4		16.1031	17.5108	1.1181	1.0605
C	5		15.2219	16.2245	1.1212	1.1226
	6		14.9973	15.8336	1.1156	1.1139

Investigando a tabela acima afirma-se que houve um relativo acréscimo nos níveis de E_{sup} , graças à aproximação destes feixes de fases, mas não ao ponto da violação do E_{crit} neste caso. Tratando-se do K observa-se uma melhora neste parâmetro na configuração nova para os condutores da fase central, já para os demais as mudanças são mínimas.

5.4.3 Caso 3: Configuração com Três Condutores por Fase

Nesta abordagem o problema é aplicado a configuração com três condutores por fase da LT São-Gonçalo do Pará-Ouro Preto “2” de 500 kV da CEMIG (1988a). A figura 5.54 apresenta as duas configurações original e otimizada, ao lado as respostas para o modelo campo elétrico ao nível do solo na figura 5.55.

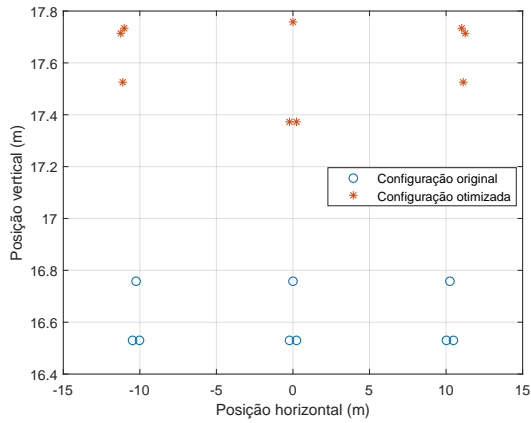


Figura 5.54: Representação das configurações geométricas: caso 3.

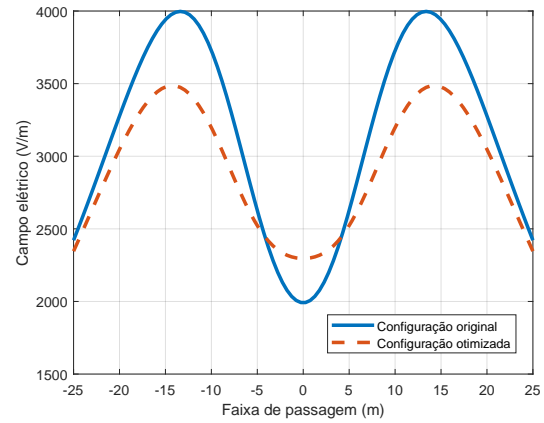


Figura 5.55: Campo elétrico ao nível do solo otimização: caso 3.

A tabela 5.22 detêm as dimensões físicas e elétricas consideradas e obtidas para esta geometria. Pelos resultados obtidos conclui-se que a minimização do campo elétrico ao nível do solo foi atingida, uma vez que os condutores foram elevados em relação ao solo. Alega-se também que esta redução não foi tão significativa em relação aos dois casos anteriores, já que os cabos não puderam ser aproximados, como veremos a seguir. Além do mais, o limite de exposição proposto pela norma não foi violado (ABNT, 2016).

Tabela 5.22: Parâmetros adotados para as duas configurações: caso 3.

Fase	Condutor	Raio [m]	X_{orig} [m]	X_{otim} [m]	Y_{orig} [m]	Y_{otim} [m]	V_{FF} [kV _{rms}]
A	1	14.37×10^{-3}	-10.478	-11.117	16.530	17.526	500
	2		-10.25	-11.250	16.758	17.714	
	3		-10.021	-11.021	16.530	17.734	
B	4		-0.228	-0.228	16.530	17.373	$500 \angle 120^\circ$
	5		0	0	16.758	17.758	
	6		0.228	0.228	16.530	17.373	
C	7		10.021	11.021	16.530	17.734	$500 \angle -120^\circ$
	8		10.25	11.250	16.758	17.714	
	9		10.478	11.117	16.530	17.526	

Usando estas mesmas configurações apresentadas na tabela 5.22 foi realizado o cálculo para o modelo campo elétrico superficial, a tabela 5.23 exhibe os resultados para comparação. Vale ressaltar que a tensão adotada para este cômputo corresponde a tensão máxima operativa do sistema que é igual a 525 kV .

Tabela 5.23: Parâmetros relacionados a otimização: caso 3 superficial.

Fase	Condutor	E_{crit} [kV/cm]	E_{orig} [kV/cm]	E_{otim} [kV/cm]	K - Orig.	K - Otim.
A	1	18.4316	17.6156	17.1076	1.1296	1.2083
	2		15.5816	16.8959	1.1446	1.2058
	3		18.1587	17.2184	1.1343	1.2098
B	4		19.3875	18.2219	1.1325	1.1086
	5		16.9027	18.1163	1.1448	1.1087
	6		19.3874	18.2219	1.1317	1.1080
C	7		18.1587	17.2183	1.1351	1.2110
	8		15.5816	16.8959	1.1446	1.2045
	9		17.6155	17.1076	1.1288	1.2084

Como pode ser visto na tabela 5.23 acima, com o novo arranjo alcançado pela técnica de otimização foi possível determinar que os condutores quatro e seis deixem de violar o E_{crit} para este problema. Em contraponto, neste caso, em específico, foi necessário que os limites horizontais fossem estendidos em 1 m além das posições originais dos condutores laterais. Desta vez, o coeficiente de irregularidade apontou um aumento considerável para as fases laterais, assim como um decréscimo na fase central.

5.4.4 Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase

Tratando o problema da configuração de quatro cabos por fase da LT do sistema de Furnas de 500 kV, retirada de PAGANOTTI (2012). A figura 5.56 abaixo à esquerda exibe o esquema do arranjo original e do otimizado, a figura 5.57 à direita trata-se das respostas do modelo campo elétrico ao nível do solo para os dois.

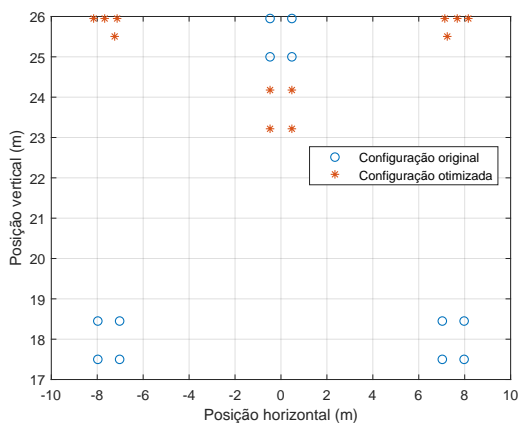


Figura 5.56: Representação das configurações geométricas: caso 4.

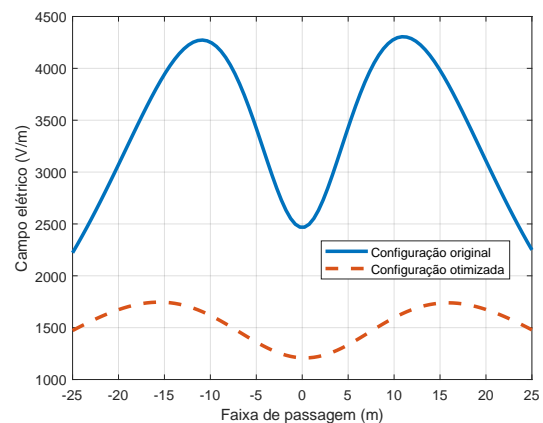


Figura 5.57: Campo elétrico ao nível do solo otimização: caso 4.

A tabela 5.24 abaixo contém as dimensões elétricas e físicas da configuração original, assim como da nova configuração a fim de comparação. Analisando as respostas acima, percebe-se uma redução expressiva nos níveis de E_{solo} em razão da elevação dos feixes em

relação ao solo e aproximação dos condutores na própria fase. Ademais, o limite da norma não foi ultrapassado (ABNT, 2016).

Tabela 5.24: Parâmetros adotados para as duas configurações: caso 4.

Fase	Condutor	Raio [m]	X_{orig} [m]	X_{otim} [m]	Y_{orig} [m]	Y_{otim} [m]	V_{FF} [kV_{rms}]
A	1	15.98×10^{-3}	-7.975	-7.6763	17.5	25.9500	500
	2		-7.975	-7.2408	18.45	25.5051	
	3		-7.025	-7.1334	17.5	25.9500	
	4		-7.025	-8.1577	18.45	25.9500	
B	5		-0.475	-0.4750	25	24.1768	$500 \angle 120^\circ$
	6		-0.475	-0.4750	25.95	23.2163	
	7		0.475	0.4750	25.95	23.2163	
	8		0.475	0.4750	25	24.1768	
C	9		7.025	8.1577	18.45	25.9500	$500 \angle -120^\circ$
	10		7.025	7.1334	17.5	25.9500	
	11		7.975	7.2408	18.45	25.5051	
	12		7.975	7.6763	17.5	25.9500	

É importante indicar que neste caso o limite de altura máxima (H_{max}) é dado pela posição 1 m acima do feixe mais alto, e não para cada fase separada. Por meio destas configurações acima descritas na tabela 5.24 foi feito o cômputo do modelo campo elétrico superficial, logo abaixo a tabela 5.25 apresenta as respostas dadas pelo algoritmo desenvolvido. Lembrando que a tensão máxima operativa para este sistema é dada por 525 kV.

Tabela 5.25: Parâmetros relacionados a otimização: caso 4 superficial.

Fase	Condutor	E_{crit} [kV/cm]	E_{orig} [kV/cm]	E_{otim} [kV/cm]	K - Orig.	K - Otim.
A	1	18.1155	14.6931	11.1985	1.0700	1.0494
	2		15.5402	15.5373	1.0756	1.1225
	3		15.0276	15.1338	1.0720	1.1279
	4		14.2724	15.7640	1.0670	1.0924
B	5		14.8046	17.5140	1.0680	1.0731
	6		14.8046	16.9405	1.0677	1.0696
	7		15.8174	16.9405	1.0747	1.0693
	8		15.8174	17.5140	1.0750	1.0728
C	9		15.5402	15.7640	1.0760	1.0918
	10		14.6931	15.1338	1.0697	1.1286
	11		14.2724	15.5373	1.0667	1.1229
	12		15.0276	11.1985	1.0724	1.0493

Examinando os resultados da tabela acima conclui-se que houve mudanças nos níveis de E_{sup} , mas se mantiveram abaixo da faixa de E_{crit} como foi proposta como restrição. A partir desta tabela 5.25 verifica-se uma melhora nas distribuições dos campo elétrico superficial ao longo dos condutores mais externos e na fase central, e uma relativa piora nas fases laterais.

Com isso, finaliza-se o capítulo de resultados e discussões proposto para este TCC. A seguir são apresentadas a síntese do trabalho, as conclusões a seu respeito e as propostas de continuidade.

Considerações Finais

Este capítulo descreve as considerações finais realizadas sobre o desenvolvimento deste trabalho de conclusão de curso. São apresentadas as principais conclusões do trabalho, objetivos alcançados e propostas de continuidade.

6.1 Síntese do Trabalho e Conclusões

Até o fim da produção deste TCC foram estudados os principais trabalhos da literatura sobre a melhoria do campo elétrico em linhas de transmissão aéreas trifásicas. Foram apresentados a revisão bibliográfica, o estado da arte e a fundamentação teórica, assim como seus elementos físicos e elétricos. Além disso, foram realizadas as modelagens matemáticas dos modelos do campo elétrico ao nível do solo e superficial, feitas as validações computacionais destas metodologias, bem como analisados os comportamentos dos níveis de campos elétricos após as variações dos parâmetros geométricos das LT's e comparados os resultados aos limites especificados pela norma e pela bibliografia. Por fim, foram relatadas a formulação do problema de otimização restrito, o tratamento de restrições pelos Métodos de Barreira e de Penalidade, a metodologia do Algoritmo de Evolução Diferencial, assim como a aplicação desta ferramenta às LT's analisadas. Desta forma, foram atendidos todos os objetivos gerais e específicos descritos no capítulo 1.

O desenvolvimento do algoritmo ED para execução da otimização nas LT's foi bem sucedido e tal algoritmo mostrou-se como uma excelente introdução à engenharia de otimização de sistemas, não apenas na elétrica, podendo ser utilizada em diversas áreas da engenharia. Pela análise dos resultados de minimização dos campos elétricos, conclui-se que todas as quatro configurações demonstraram uma relevante melhora nesses níveis e conseqüentemente promoverá menos perdas por efeito Corona se adotadas essas novas geometrias. Apesar dos resultados das simulações não serem aplicados nas LT's reais até a finalização deste trabalho, eles se mostraram plenamente possíveis de acordo com os projetos disponibilizados pelas concessionárias e citados ao longo do trabalho, visto que foi realizado o embasamento teórico adequado, fundamentado em medições e cálculos das referências bibliográficas. Estudos me-

cânicos e econômicos adicionais devem ser realizados para o projeto da viabilidade técnica de implementação das soluções obtidas.

6.2 Propostas de Continuidade

A partir dos estudos das publicações mais recentes sobre a minimização de campos elétricos em linhas de transmissão aéreas, verifica-se oportunidades para trabalhos futuros:

- Aplicação da otimização das configurações utilizando a geometria original dos feixes durante a otimização por meio de parametrização das geometrias, usando a ideia do centroide dos feixes;
- Adição do coeficiente de irregularidade como restrição no problema de otimização ou como função objetivo;
- Cálculo e maximização da potência natural da linha por meio de um algoritmo evolucionário.

Referências Bibliográficas

- ABNT. *NBR 25415 - Métodos de Medição e Níveis de Referência para Exposição a Campos Elétricos e Magnéticos na Frequência de 50 Hz a 60 Hz*. Rio de Janeiro, 2016.
- ACOSTA, J.; TAVARES, M. Enhancement of overhead transmission line capacity through evolutionary computing. In: IEEE PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION-LATIN AMERICA (T&D-LA), 2018. *Anais...* [S.l.: s.n.], 2018. p.1–5.
- ANEEL. *Resolução Normativa no. 616*. Brasília, DF, 2014.
- BRASIL. *Lei no. 11.934, de 5 de maio de 2009*. Brasília, DF, 2009.
- CEMIG, E.-L. *LT São Gonçalo do Pará-Ouro Preto "2", 500 kV – Características da Linha*. [S.l.]: Companhia Energética de Minas Gerais S.A., 1988.
- CEMIG, E.-L. *LT São Gotardo-Três Marias "2", 345 kV – Características da Linha*. [S.l.]: Companhia Energética de Minas Gerais S.A., 1988.
- CEMIG, E.-L. *LT Janaúba-Salinas, 138 kV – Características da Linha*. [S.l.]: Companhia Energética de Minas Gerais S.A., 2006.
- DUANE, I. A. M.; AFONSO, M. M.; OLIVEIRA SCHROEDER, M. A. de; GONÇALVES, S. T. M.; PAGANOTTI, A. L.; SALDANHA, R. R. A New Strategy for Optimizing HSIL Transmission Lines. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, [S.l.], v.31, n.5, p.1288–1297, 2020.
- EPRI, A. Transmission Line Reference Book–200 kV and Above. *Electric Power Research Institute*, [S.l.], 2005.
- ESMERALDO, P.; GABAGLIA, C.; ALEKSANDROV, G.; GERASIMOV, I. A.; EVDO-KUNIN, G. A proposed design for the new Furnas 500 kV transmission lines-the High Surge Impedance Loading Line. *IEEE transactions on power delivery*, [S.l.], v.14, n.1, p.278–286, 1999.

- FERREIRA, M. Potência elétrica e efeito de Joule. *Revista de Ciência Elementar*, [S.l.], v.1, n.1, 2013.
- FLEETWOOD, K. An introduction to differential evolution. In: MATHEMATICS AND STATISTICS OF COMPLEX SYSTEMS (MASCOS) ONE DAY SYMPOSIUM, 26TH NOVEMBER, BRISBANE, AUSTRALIA. *Proceedings...* [S.l.: s.n.], 2004. p.785–791.
- GAO, L. A modified differential evolution algorithm. In: CHINESE CONTROL CONFERENCE, 29. *Proceedings...* [S.l.: s.n.], 2010. p.1738–1741.
- GHASSEMI, M. High surge impedance loading (HSIL) lines: a review identifying opportunities, challenges, and future research needs. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [S.l.], v.34, n.5, p.1909–1924, 2019.
- GOMES, R. A gestão do sistema de transmissão do Brasil. *Rio de Janeiro: Editora FGV*, [S.l.], 2012.
- ICNIRP. *Guidelines for Limiting Exposure to Time-varying Electric and Magnetic Fields (1 Hz to 100 kHz)*. 2010.
- LABEGALINI, P. R.; LABEGALINI, J. A.; FUCHS, R. D.; ALMEIDA, M. T. de. *Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão*. [S.l.]: Editora Blucher, 1992.
- MACIEL, R.; TAVARES, M. Maximização da Potência Característica de Linhas de Transmissão. , [S.l.], 2017.
- MELO NETO, M. Tavares de. *Rearranjo otimizado dos feixes de condutores de linhas de transmissão com o foco centrado na minimização de impactos eletromagnéticos*. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Pernambuco.
- NBR 5422. 1985.
- NEXANS. *Cabos de Alumínio Nu com Alma de Aço - CAA (Série KCMIL)*. Acesso em: 03/11/2020, https://www.nexans.com.br/eservice/Brazil-pt_BR/navigate_213630/Cabos_de_Alum_nio_Nu_com_Alma_de_A_o_CAA_Serie_KCMIL_.html#products_and_services.
- OLIVARES-GALVAN, J.; LEON, F.; GEORGILAKIS, P.; ESCARELA-PÉREZ, R. Selection of Copper versus Aluminum Windings for Distribution Transformers. *Electric Power Applications, IET*, [S.l.], v.4, p.474 – 485, 08 2010.
- PAGANOTTI, A.; AFONSO, M.; SCHROEDER, M.; ALIPIO, R.; GONÇALVES, E. A non conventional configuration of transmission lines conductors achieved by an enhanced differential evolution optimization method. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ELECTROMAGNETIC FIELDS IN MECHATRONICS, ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERING (ISEF) BOOK OF ABSTRACTS, 2017. *Anais...* [S.l.: s.n.], 2017. p.1–2.

- PAGANOTTI, A. L. *Cálculo e Minimização de Campo Elétrico de Linhas de Transmissão*. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de São João Del-Rei.
- PAGANOTTI, A. L.; AFONSO, M. M.; SCHROEDER, M. A. O.; ALIPIO, R. S.; GONÇALVES, E. N.; SALDANHA, R. R. An adaptive deep-cut ellipsoidal algorithm applied to the optimization of transmission lines. *IEEE Transactions On Magnetics*, [S.l.], v.51, n.3, p.1–4, 2015.
- PRICE, K. V. Differential evolution. In: *Handbook of optimization*. [S.l.]: Springer, 2013. p.187–214.
- RAO, S. S. *Engineering optimization: theory and practice*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2019.
- REGIS, O. Increasing the transmission capacity of overhead lines-high surge impedance loading technique. *Electra*, [S.l.], n.221, 2005.
- RESENDE, P. C. *Abordagem Multicritério na Otimização de Linhas Aéreas de Transmissão*. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e Universidade Federal de São João Del-Rei.
- SADIKU, M. N. *Elements of electromagnetics*. [S.l.]: Oxford university press, 2014.
- SALARI FILHO, J. C.; SILVA FILHO, J.; DART, F. 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*, [S.l.], 2006.
- SALARI, J. *Otimização da geometria de feixes de condutores de linhas de transmissão*. 1993. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Tese de M. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- SALARI, J.; REIS, A.; ESTRELLA JR, L. METODOLOGIA SISTEMATIZADA PARA A OTIMIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA GEOMETRIA DOS FEIXES DE CONDUTORES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS. , [S.l.], 2019.
- SANTOS, P. H. d. C. *Recapacitação Não Convencional de Linhas Aéreas de Transmissão*. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de São João Del-Rei.
- SARMA, M. P.; JANISCHEWSKYJ, W. Electrostatic field of a system of parallel cylindrical conductors. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, [S.l.], n.7, p.1069–1079, 1969.

SINGER, H.; STEINBIGLER, H.; WEISS, P. A charge simulation method for the calculation of high voltage fields. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, [S.l.], n.5, p.1660–1668, 1974.

STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution—a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. *Journal of global optimization*, [S.l.], v.11, n.4, p.341–359, 1997.

TAKAHASHI, R. H. C. *Otimização Escalar e Vetorial*. Notas de Aula, Universidade Federal de Minas Gerais.

THOMAS, P. H. Output and regulation in long-distance lines. *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, [S.l.], v.28, n.6, p.483–508, 1909.

THOMAS, P. H. Calculation of the high-tension line. *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, [S.l.], v.28, n.6, p.509–554, 1909.

Cálculo do Vetor Campo Elétrico ao Nível do Solo para Um Condutor

A seguir é apresentado o memorial de cálculo para obtenção do vetor campo elétrico ao nível do solo no sistema de coordenadas cartesianas para um condutor. Primeiramente, separa-se a parcela \vec{a}_ρ/ρ da equação (A.1) para facilitar a visualização.

$$\vec{E} = \frac{\rho_{l_{Re}} + j\rho_{l_{Im}}}{2\pi\epsilon_0\rho} \vec{a}_\rho \quad (\text{A.1})$$

Reescrevendo as expressões de conversão de coordenadas cilíndricas para cartesianas a serem substituídos nesta equação, têm-se para a carga real e a carga imagem:

$$\rho_{real} = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \quad (\text{A.2})$$

$$\vec{a}_{\rho_{real}} = \frac{(x - x_i)\vec{a}_x}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}} + \frac{(y - y_i)\vec{a}_y}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}} \quad (\text{A.3})$$

$$\rho_{imagem} = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2} \quad (\text{A.4})$$

$$\vec{a}_{\rho_{imagem}} = \frac{(x - x_i)\vec{a}_x}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2}} + \frac{(y + y_i)\vec{a}_y}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2}} \quad (\text{A.5})$$

Após realizadas as substituições dos termos \vec{a}_ρ e ρ , aplica-se a regra matemática da divisão entre duas frações, sendo, ρ inverso multiplica \vec{a}_ρ . As equações alcançadas para a parcela da carga real são apresentadas a seguir:

$$\frac{\vec{a}_{\rho_{real}}}{\rho_{real}} = \left[\frac{(x - x_i)\vec{a}_x + (y - y_i)\vec{a}_y}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}} \right] \left[\frac{1}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}} \right] \quad (\text{A.6})$$

$$\frac{\vec{a}_{\rho_{real}}}{\rho_{real}} = \frac{(x - x_i)\vec{a}_x + (y - y_i)\vec{a}_y}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \quad (\text{A.7})$$

Agora, da mesma maneira, para a parcela da carga imagem:

$$\frac{\vec{a}_{\rho_{imagem}}}{\rho_{imagem}} = \left[\frac{(x - x_i)\vec{a}_x + (y + y_i)\vec{a}_y}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2}} \right] \left[\frac{1}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2}} \right] \quad (\text{A.8})$$

$$\frac{\vec{a}_{\rho_{imagem}}}{\rho_{imagem}} = \frac{(x - x_i)\vec{a}_x + (y + y_i)\vec{a}_y}{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2} \quad (\text{A.9})$$

Por fim, sabe-se que a contribuição de intensidade do campo elétrico da carga imagem é negativa, logo, ao ser substituída na equação (A.1) sua parcela subtrairá a parcela da carga real, como mostra o lado direito entre parênteses na equação (A.10):

$$\vec{E} = \frac{\rho_{l_{Re}} + j\rho_{l_{Im}}}{2\pi\epsilon_0} \left(\frac{(x - x_i)\vec{a}_x + (y - y_i)\vec{a}_y}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} - \frac{(x - x_i)\vec{a}_x + (y + y_i)\vec{a}_y}{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2} \right) \quad (\text{A.10})$$

Obtenção da Distância Delta

Para determinar a distribuição das linhas de cargas imagens aplica-se o Método das Imagens Sucessivas, este que baseia-se no Método das Imagens empregando ele a um sistema de condutores cilíndricos paralelos, de raios finitos e com nível de tensão conhecidos. Primeiramente, a figura B.1 apresenta duas linhas de cargas em forma de cilindros com seções infinitesimais; comprimentos finitos; paralelas entre si; separadas por uma distância s ; cada uma com densidade linear de carga elétrica de módulo ρ_l e de sinais opostos entre si; e suficientemente distantes do solo (SANTOS, 2017).

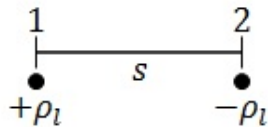


Figura B.1: Sistema de dois condutores distantes do solo. Fonte: SANTOS (2017).

Ainda abordando a figura anterior, o referencial potencial elétrico localizado no infinito está a uma distância r_1 da linha de cargas 1 e uma distância r_2 da linha de cargas 2. Agora tomando um ponto genérico P neste espaço, em coordenadas cartesianas, considera-se uma distância d_1 para a linha de cargas 1 e uma distância d_2 para a linha de cargas 2, como mostra a figura B.2.

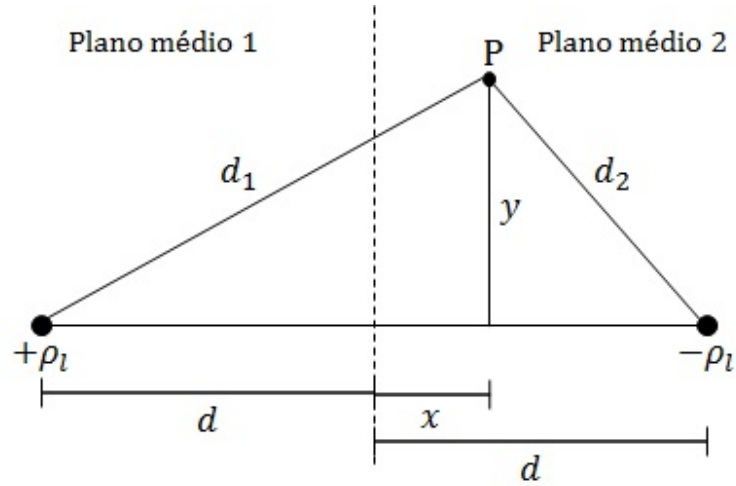


Figura B.2: Sistema de dois condutores distantes do solo e suas respectivas distâncias. Fonte: SANTOS (2017).

Assim, os potenciais elétricos V_1 e V_2 produzidos pelas duas linhas de carga 1 e 2 são dados por, respectivamente:

$$V_1 = \frac{\rho_l}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{r_1}{d_1}\right) \quad (\text{B.1})$$

$$V_2 = \frac{-\rho_l}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{r_2}{d_2}\right) \quad (\text{B.2})$$

Sabendo que o meio onde estão dispostas as linhas de cargas é linear, permite-se aplicar o princípio da superposição para o cálculo do potencial elétrico produzido pelas duas linhas de cargas no ponto genérico P , assim:

$$V = \frac{\rho_l}{2\pi\epsilon_0} \left[\ln\left(\frac{r}{d_1}\right) - \ln\left(\frac{r}{d_2}\right) \right] = \frac{\rho_l}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{d_2}{d_1}\right) \quad (\text{B.3})$$

$$(r_1 = r_2 = r \rightarrow \infty) \quad (\text{B.4})$$

Tomando o potencial elétrico V como constante e manipulando a equação B.3, com o intuito de determinar as linhas equipotenciais do sistema na figura B.1, tem-se:

$$\frac{d_2}{d_1} = e^{\frac{V2\pi\epsilon_0}{\rho_l}} = c \quad (\text{B.5})$$

$$d_2 = cd_1 \quad (\text{B.6})$$

Sendo c uma constante positiva para qualquer ponto do espaço adotado. Sendo assim, pelo Teorema de Pitágoras, as distâncias d_1 e d_2 são:

$$d_1 = \sqrt{(d+x)^2 + y^2} \quad (\text{B.7})$$

$$d_2 = \sqrt{(d-x)^2 + y^2} \quad (\text{B.8})$$

Realizando a substituição destes resultados acima na equação B.5, obtém-se:

$$\sqrt{(d-x)^2 + y^2} = c\sqrt{(d+x)^2 + y^2} \quad (\text{B.9})$$

Elevando ao quadrado e dividindo por $(c^2 - 1)$ os dois lados da equação anterior, tem-se:

$$(x+h)^2 + y^2 = r^2 \quad (\text{B.10})$$

Sendo:

$$h = d \left(\frac{c^2 + 1}{c^2 - 1} \right) \quad (\text{B.11})$$

$$r^2 = h^2 - d^2 \quad (\text{B.12})$$

Portanto, o lugar geométrico das equipotenciais são circunferências de raios r e centro igual a $(h, 0)$. Dessa forma, apresenta-se a figura B.3.

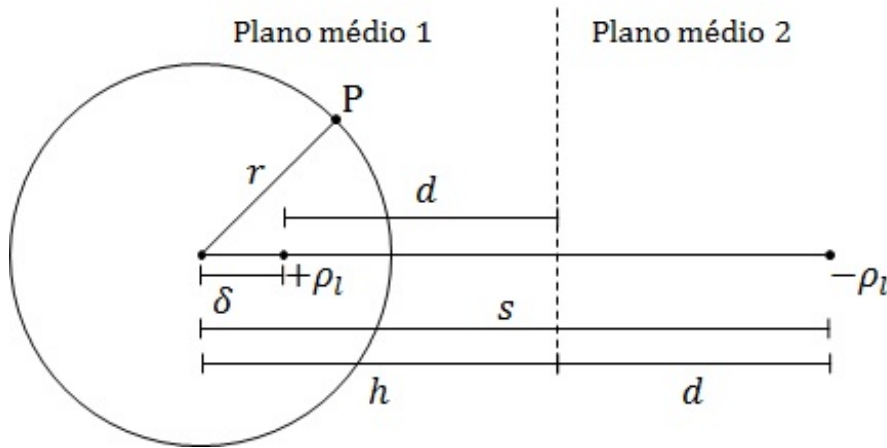


Figura B.3: Representação de uma circunferência equipotencial no plano médio 1. Fonte: SANTOS (2017).

Sendo:

s a distância entre a linha de cargas $-\rho_l$ e o centro da equipotencial;

h a distância entre a linha tracejada que separa os planos médios e o centro da equipotencial;

d a distância entre a linha tracejada que separa os planos médios e a linha de cargas $-\rho_l$;

r o raio da equipotencial.

Logo, pelas relações de distância, obtêm-se o seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} \delta = h - d \\ s = h + d \end{cases} \Rightarrow h = \frac{s + \delta}{2} \quad (\text{B.13})$$

Agora, com as equações B.12 e B.13, permite-se correlacioná-las:

$$\delta = h - d \rightarrow \delta = h - \sqrt{h^2 - r^2} \quad (\text{B.14})$$

$$h - \delta = \sqrt{h^2 - r^2} \rightarrow (h - \delta)^2 = h^2 - r^2 \quad (\text{B.15})$$

$$h^2 - 2h\delta + \delta^2 = h^2 - r^2 \rightarrow \delta^2 - 2h\delta + r^2 = 0 \quad (\text{B.16})$$

$$\delta^2 - 2\left(\frac{s + \delta}{2}\right)\delta + r^2 = 0 \rightarrow \delta^2 - \delta^2 - s\delta + r^2 = 0 \quad (\text{B.17})$$

$$\delta = \frac{r^2}{s} \quad (\text{B.18})$$

Portanto, o δ apresentado na equação B.18 evidencia que a distribuição das cargas imagens originadas das linhas de cargas de um sistema, define as superfícies equipotenciais. Assim, esta demonstração matemática desenvolvida acima é uma das bases do Método das Imagens Sucessivas para determinar o posicionamento das cargas imagens nos condutores de uma linha de transmissão aérea.

Validação do Modelo Matemático Campo Elétrico ao Nível do Solo

C.1 Caso 2: Configuração com Dois Condutores por Fase

Para esta análise é utilizada a LT São Gotardo-Três Marias "2", de 345 kV da CEMIG (1988b), com dois cabos por fase, sua configuração geométrica é apresentada na figura C.1 e logo após na figura C.2 o resultado obtido para este caso.

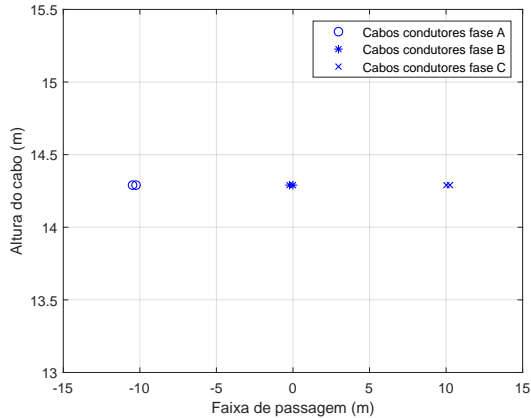


Figura C.1: Representação da configuração geométrica dos condutores.

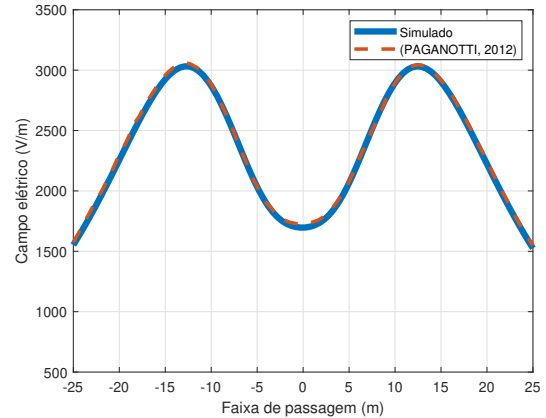


Figura C.2: Campo elétrico ao nível do solo caso 2.

A faixa de passagem no eixo das abscissas na figura C.2 é um vetor de 100 pontos igualmente espaçados entre o intervalo de -25 a 25 metros, assim como no caso anterior. As grandezas físicas e elétricas consideradas para este caso são apontadas na tabela C.1.

Tabela C.1: Parâmetros adotados para a configuração do caso 2

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m]	Y [m]	$V_{FF} [kV_{rms}]$	n	
A	1	14.370×10^{-3}	-10.478	14.290	345	2	
	2		-10.250				
B	3		-0.228		0		$345 \angle 120^\circ$
	4		0				
C	5		10.021		10.250		$345 \angle -120^\circ$
	6		10.250				

Percebe-se na figura C.2 que a curva simulada de intensidade de campo elétrico ao nível do solo (contínua) se aproxima com conformidade a curva (pontilhada) apresentada por PAGANOTTI (2012). Nota-se também que os valores máximos de campo elétrico para as duas simulações estão próximos. O resultado para o EMG é igual a 0.1170% para este caso.

Vale ressaltar que, em comparação ao caso 1, temos um grande salto na intensidade do campo elétrico. Ou seja, a adição de um condutor em cada fase e o aumento do diâmetro do cabo, já eleva significativamente os valores máximos de campo elétrico. Isso se deve ao fato também da configuração adotada, já que as superfícies destes condutores estão muito próximos uns dos outros, gerando interações eletromagnéticas mais intensas entre eles.

C.2 Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase

Para esta validação é empregada uma LT de 500 kV do sistema de Furnas, os dados foram retirados de PAGANOTTI (2012), contendo quatro condutores por fase, sua configuração geométrica pode ser observada na figura C.3 e na figura C.4 o resultado alcançado para este caso.

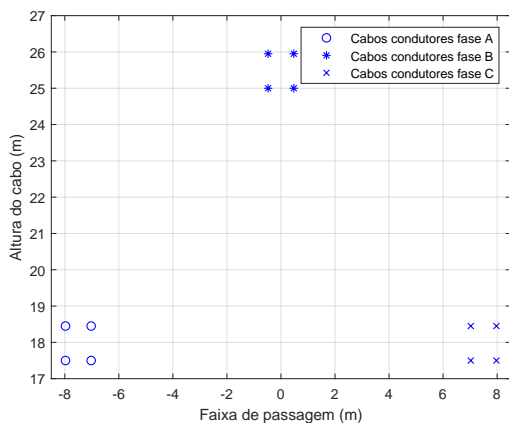


Figura C.3: Representação da configuração geométrica dos condutores.

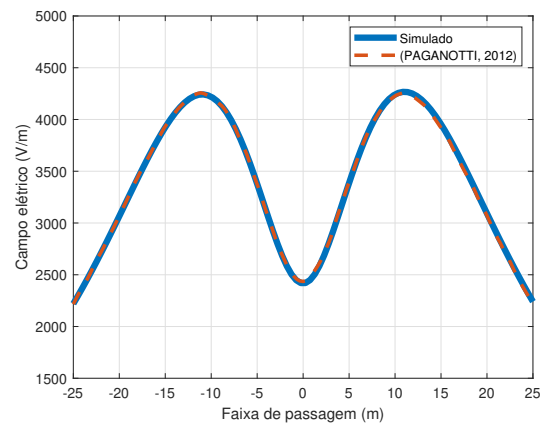


Figura C.4: Campo elétrico ao nível do solo caso 4.

A faixa de passagem no eixo das abscissas na figura 5.5 é um vetor de 100 pontos igualmente espaçados entre o intervalo de -25 a 25 metros, assim como nos três casos anteriores.

As dimensões físicas e elétricas consideradas para esta configuração são visualizadas na tabela C.2.

Tabela C.2: Parâmetros adotados para a configuração do caso 4.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m]	Y [m]	$V_{FF} [kV_{rms}]$	n
A	1	15.980×10^{-3}	-7.975	18.45	500	4
	2		-7.025	18.45		
	3		-7.025	17.50		
	4		-7.975	17.50		
B	5		-0.475	25.95	$500 \angle 120^\circ$	4
	6		0.475	25.95		
	7		0.475	25		
	8		-0.475	25		
C	9		7.025	18.45	$500 \angle -120^\circ$	4
	10		7.975	18.45		
	11		7.975	17.50		
	12		7.025	17.50		

Percebe-se na figura C.4 que, assim como nos resultados anteriores, neste caso o perfil simulado (contínuo) também segue com conformidade a curva (pontilhada) apresentada por PAGANOTTI (2012), da mesma forma os valores máximos de campo elétrico. O EMG calculado para esta configuração é igual a 1.2258 %.

Comparando este caso às abordagens anteriores, nota-se que não houve um aumento significativo no valor máximo de intensidade campo elétrico ao nível do solo, mesmo com a adição de um novo cabo em cada fase. Isto é explicado porque este arranjo de condutores, denominada de configuração triangular, é objeto de estudos relacionados a melhoria do comportamento do sistema de transmissão (PAGANOTTI, 2012).

C.3 Caso 5: Configuração com Três Condutores por Fase em Diâmetro Equivalente

Retomando o exemplo da subseção 5.1.1, nesta nova análise têm-se como pontos de avaliação a faixa de passagem sendo um vetor de 100 pontos igualmente espaçados no intervalo de 0 a 60 metros. Portanto, deixa de ser uma avaliação do campo elétrico pontual. As dimensões físicas e elétricas consideradas são as apresentadas na tabela 5.1 e foram retiradas de EPRI (2005). A figura C.5 mostra a configuração adotada depois de calculados os diâmetros equivalentes dos condutores e ao lado a figura C.6 apresenta o resultado alcançado para este caso.

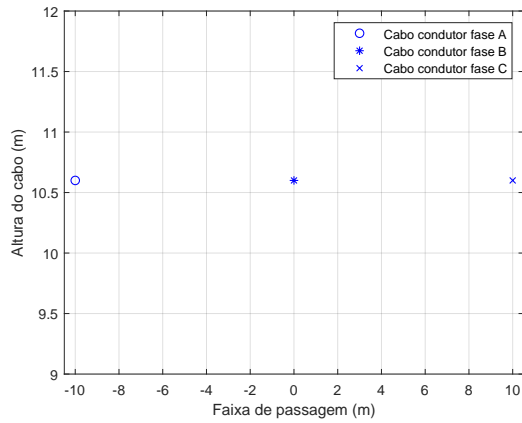


Figura C.5: Representação da configuração geométrica dos condutores equivalentes.

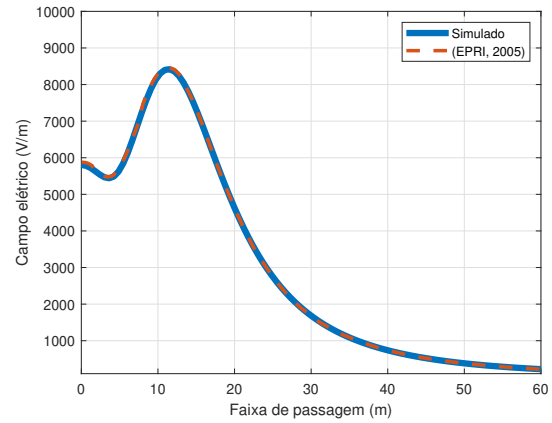


Figura C.6: Campo elétrico ao nível do solo caso 5.

Para esta simulação a tensão fase-fase (V_{FF}) foi alterada para seu valor nominal de $500 kV_{rms}$, dessa forma a curva (contínua) obtida pela ferramenta computacional desenvolvida segue estritamente o perfil (pontilhado) da simulação apresentada pelo livro EPRI (2005), como pode ser observada na figura C.6. O valor do EMG desta LT sob estudo nesta seção é igual a 4.2699%. Nota-se também que, em comparação ao caso 3, a intensidade de campo elétrico é mais alta, isto se deve a altura dos cabos que estão mais próximos ao solo, mesmo que a distribuição geométrica dos feixes e a tensão fase-fase seja a mesma.

Validação do Modelo Matemático Campo Elétrico Superficial

D.1 Caso 2: Configuração com Dois Condutores por Fase

Para a validação descrita a seguir utilizou-se da configuração geométrica proposta pela LT São Gotardo-Três Marias "2" de 345 kV da CEMIG (1988b), contendo dois condutores por feixe de fase. A figura D.1 esboça uma representação da configuração geométrica dos condutores para este caso e as figuras D.2 até D.7 apresentam os resultados alcançados pela ferramenta computacional desenvolvida.

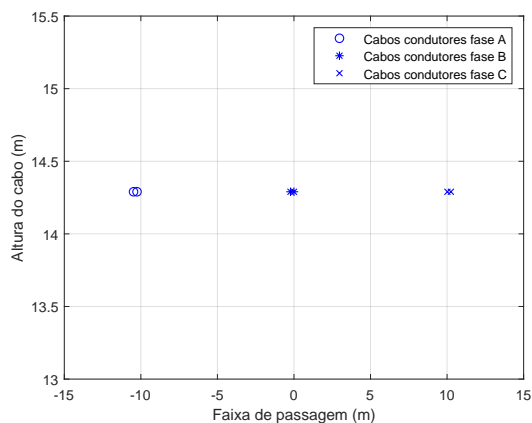


Figura D.1: Representação da configuração geométrica dos condutores.

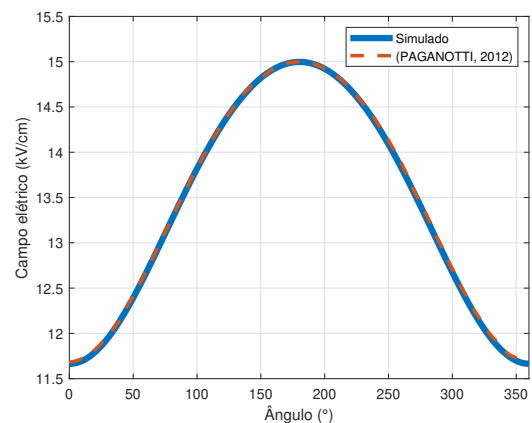


Figura D.2: Campo elétrico superficial condutor um caso 2.

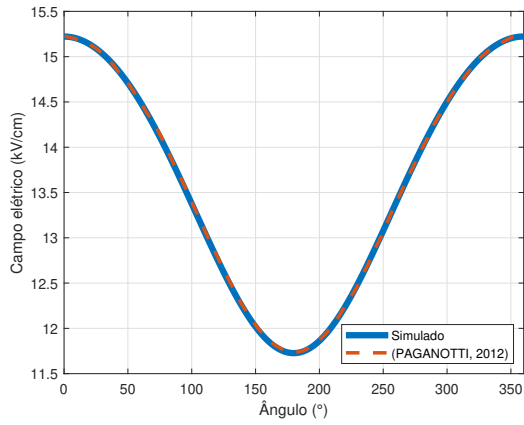


Figura D.3: Campo elétrico superficial condutor dois caso 2.

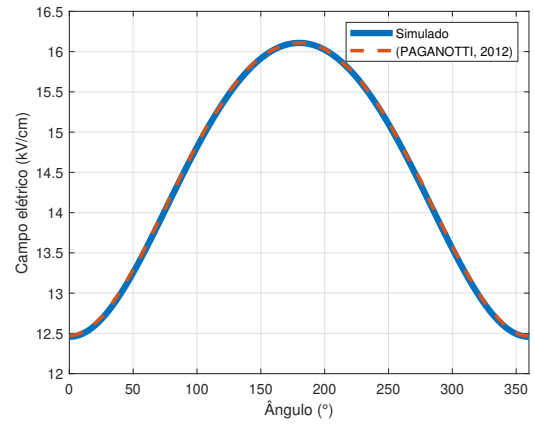


Figura D.4: Campo elétrico superficial condutor três caso 2.

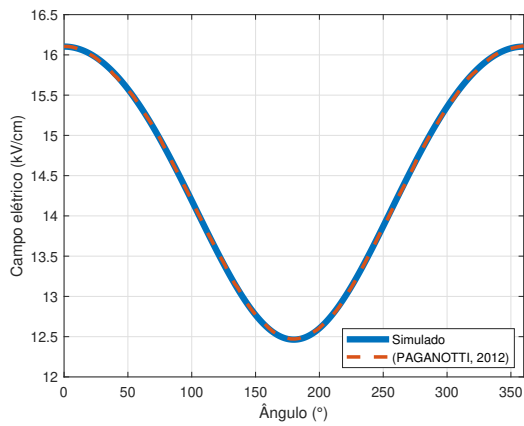


Figura D.5: Campo elétrico superficial condutor quatro caso 2.

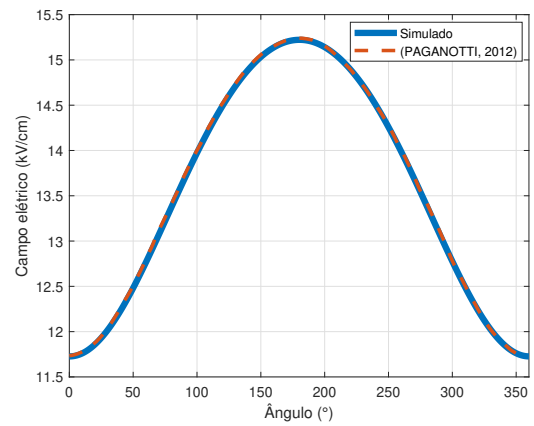


Figura D.6: Campo elétrico superficial condutor cinco caso 2.

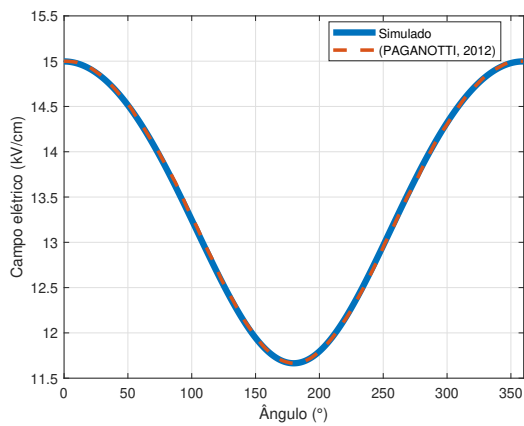


Figura D.7: Campo elétrico superficial condutor seis caso 2.

As dimensões físicas e elétricas consideradas para este caso podem ser observadas na tabela C.1. Da mesma forma que no caso 1, os pontos de avaliação desta análise foram

definidos como um vetor de 360 pontos igualmente espaçados entre o intervalo de 0 a 360 graus em volta da superfície de cada condutor avaliado. A tensão máxima operativa do sistema adotada é igual a 362 kV .

Analisando as figuras acima conclui-se que as respostas adquiridas pela simulação (linha contínua) atendem muito bem as curvas apresentadas por PAGANOTTI (2012) (linha pontilhada). O valor obtido para o EMG do condutor três desta LT é igual a 0.3597% .

No geral, devido a disposição simétrica dos condutores e por consequência posicionamento das cargas imagens da mesma forma, as curvas apresentaram simetria no decorrer dos pontos de avaliação. Diferentemente do caso 1, agora têm-se mais de um condutor nas fases, assim existe a influência significativa nos níveis de campos elétricos superficiais de um condutor no outro, já que, como concluído anteriormente, quanto mais próximos mais elevados serão estes valores contribuídos pela carga imagem respectiva.

D.2 Caso 3: Configuração com Três Condutores por Fase

Nesta avaliação relatada a seguir foi proposta a linha de transmissão São Gonçalo do Pará-Ouro Preto "2" de 500 kV da CEMIG (1988a), com três condutores por feixe de fase. Sua disposição geométrica de cabos está representada graficamente na figura D.8 e as respostas dos níveis de campos elétricos superficiais para cada um de seus condutores são apresentadas nas figuras D.9 a D.17.

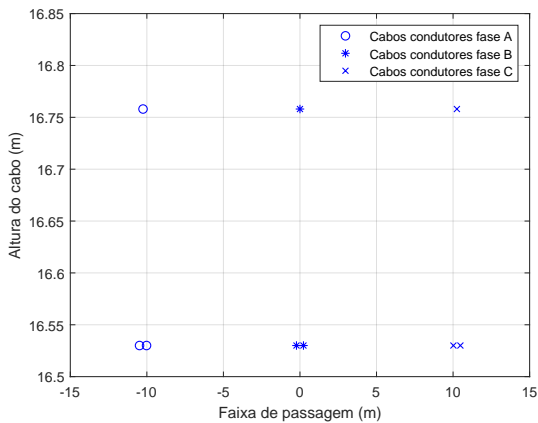


Figura D.8: Representação da configuração geométrica dos condutores.

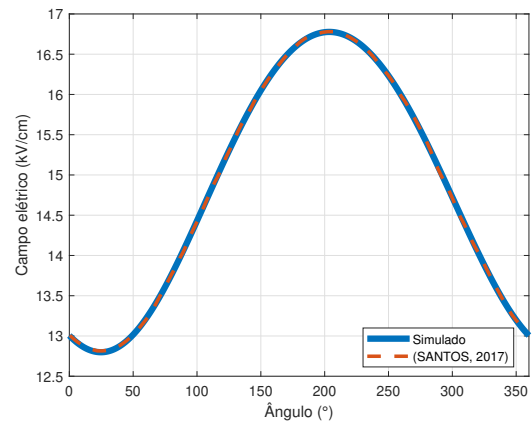


Figura D.9: Campo elétrico superficial condutor um caso 3.

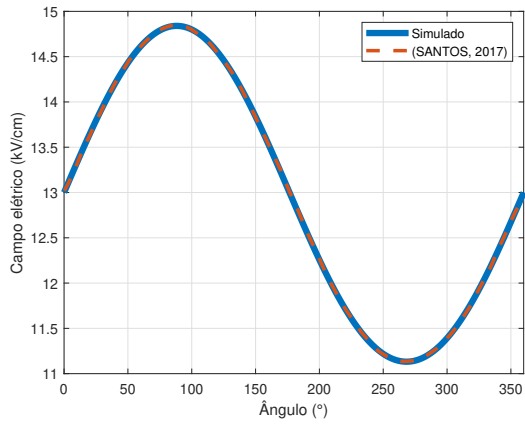


Figura D.10: Campo elétrico superficial condutor dois caso 3.

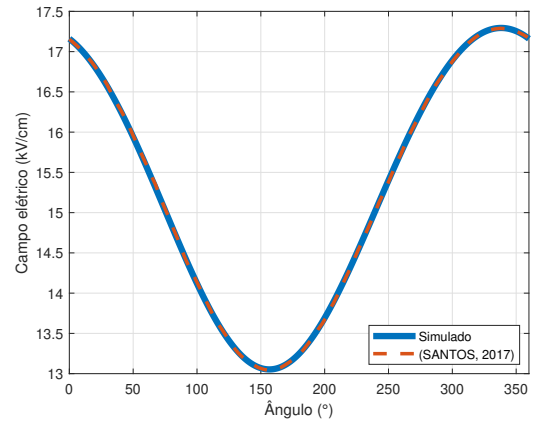


Figura D.11: Campo elétrico superficial condutor três caso 3.

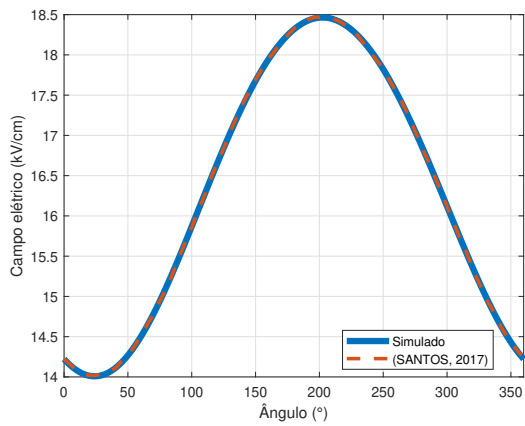


Figura D.12: Campo elétrico superficial condutor quatro caso 3.

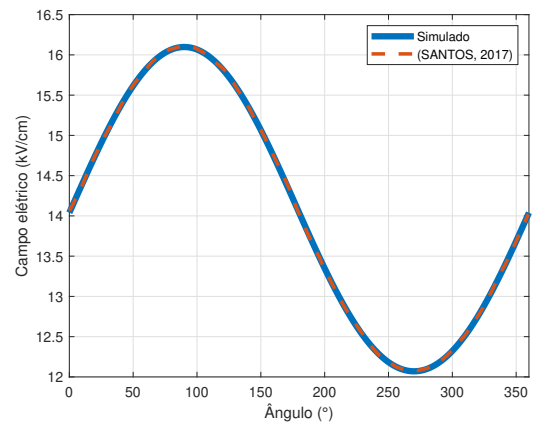


Figura D.13: Campo elétrico superficial condutor cinco caso 3.

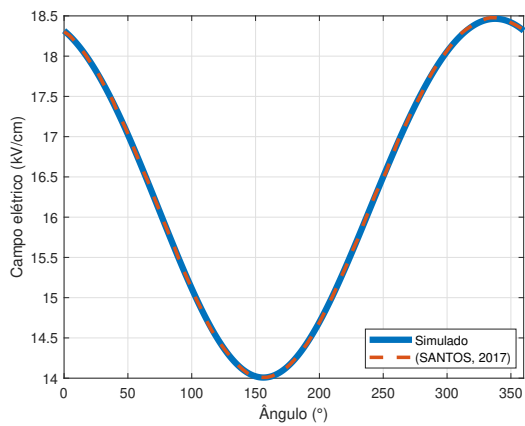


Figura D.14: Campo elétrico superficial condutor seis caso 3.

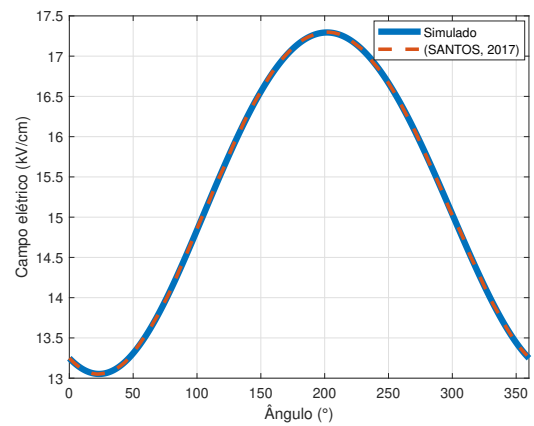


Figura D.15: Campo elétrico superficial condutor sete caso 3.

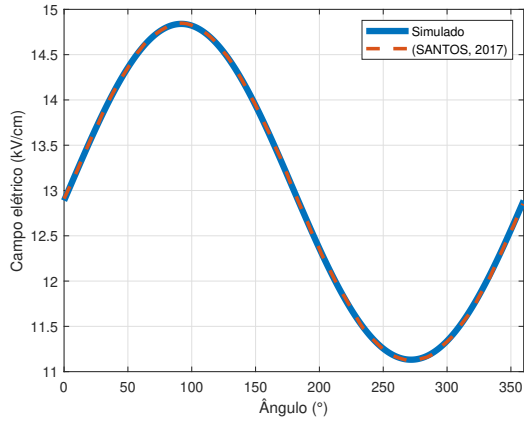


Figura D.16: Campo elétrico superficial condutor oito caso 3.

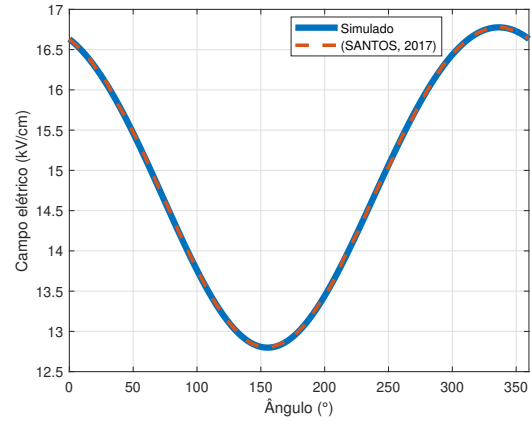


Figura D.17: Campo elétrico superficial condutor nove caso 3.

Esta é a mesma configuração utilizada na subseção 5.1.3 para validação do campo elétrico ao nível do solo, sendo assim as dimensões físicas e elétricas consideradas para este caso podem ser observadas na tabela 5.7. Da mesma forma que nos casos 1 e 2, os pontos de avaliação desta análise foram definidos como um vetor de 360 pontos igualmente espaçados entre o intervalo de 0 a 360 graus em volta da superfície de cada condutor avaliado. Para esta análise também utiliza-se a tensão máxima operativa do sistema que é igual a 525 kV .

Comparando os perfis obtidos (linha contínua) com os apresentados por SANTOS (2017) (linha pontilhada) para esta mesma configuração conclui-se que a ferramenta computacional desenvolvida atinge sua proposta. Além disto, o valor do EMG calculado para o condutor três é igual a 0.4055% .

Analisando os resultados observa-se mais uma vez a influência de um condutor ao outro quando estão mais próximos, mas desta vez não se tem uma distribuição plana no feixe, mas sim em triângulo. Assim, a forma das curvas não serão simétricas nos condutores externos do feixe, apenas para as que estão ao centro dele, como nota-se nas respostas dos condutores dois, cinco e oito. Para os cabos externos um, quatro e sete posicionados ao lado esquerdo do feixe, há um crescimento nos níveis de campos elétricos superficiais. E por simetria, como esperado, para os condutores externos três, seis e nove posicionados ao lado direito do feixe, têm-se um decréscimo destes níveis.

D.3 Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase

Para esta validação utilizou-se a LT de 500 kV do sistema de Furnas apresentada por PAGANOTTI (2012), composta por quatro condutores por feixe em uma disposição triangular das três fases. A figura D.18 apresenta a configuração adotada e a figura D.19 a resposta obtida para o condutor três.

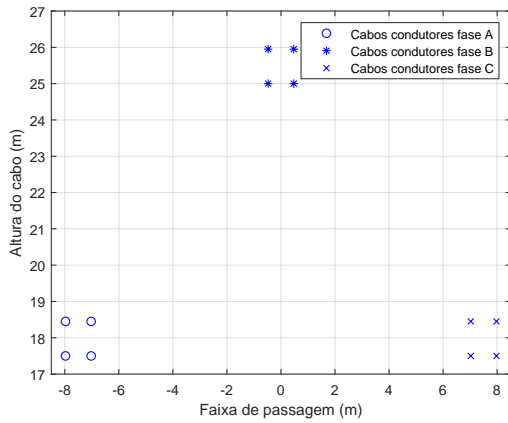


Figura D.18: Representação da configuração geométrica dos condutores.

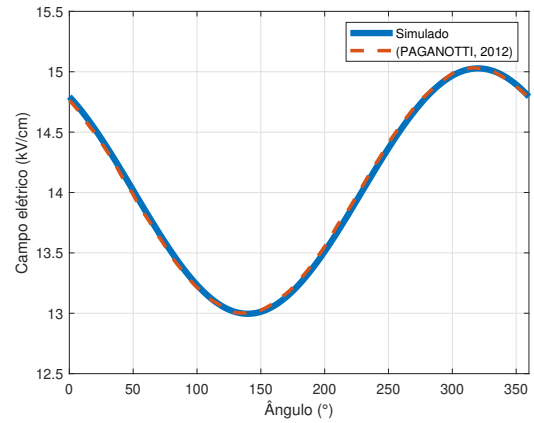


Figura D.19: Campo elétrico superficial condutor três caso 4.

As dimensões físicas e elétricas consideradas para esta configuração podem ser observadas na tabela C.2. Os pontos de avaliação desta análise foram definidos como um vetor de 360 pontos igualmente espaçados entre o intervalo de 0 a 360 graus em volta da superfície do condutor avaliado. A tensão máxima operativa do sistema adotada é igual a 525 kV .

Nesta abordagem não foram apresentadas todas as respostas dos doze condutores, apenas para o condutor três, visto que o intuito é a validação da ferramenta computacional desenvolvida e preferiu-se adotar uma outra configuração de quatro cabos retirada de outra referência para reforçar o funcionamento do algoritmo. Comparando a curva obtida (linha contínua) com a apresentada por PAGANOTTI (2012) (linha pontilhada) para esta mesma configuração nota-se uma conformidade entre as duas. O resultado do EMG para o condutor avaliado é igual 0.0783 %.

Análise da Variação de Parâmetros Geométricos em Linhas de Transmissão

E.1 Variação da Altura das Fases

E.1.1 Caso 3: Configuração com Três Condutores por Fase

Nesta análise propõe-se a linha de transmissão São Gonçalo do Pará-Ouro Preto "2" de 500 kV da CEMIG (1988a), com a configuração de três condutores por fase. A disposição original e as alteradas são apresentadas na figura E.1 e o resultado obtido pelo algoritmo do modelo ao nível do solo na figura E.2.

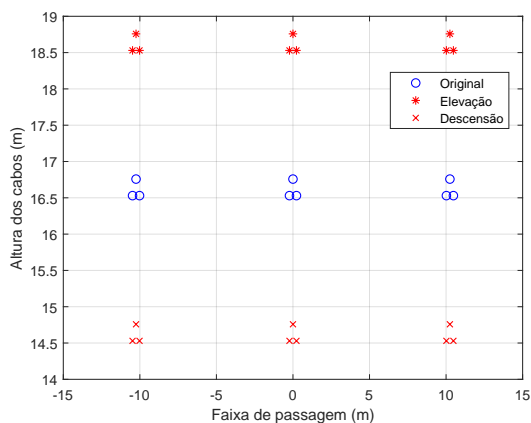


Figura E.1: Representação da configuração geométrica dos condutores: caso 3.

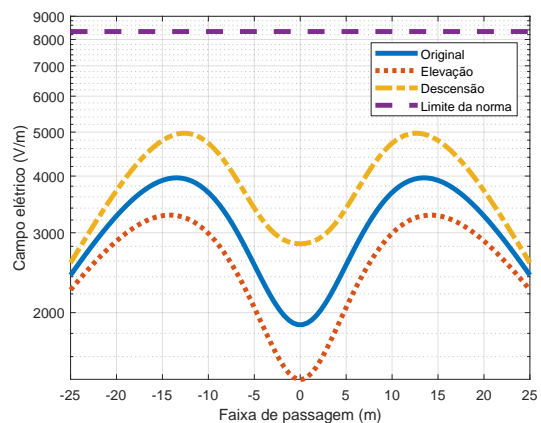


Figura E.2: Campo elétrico ao nível do solo alteração na altura dos condutores: caso 3.

As dimensões físicas e elétricas consideradas para esta investigação estão dispostas na tabela E.1. Através do resultado de campo elétrico ao nível do solo obtido nota-se o mesmo comportamento dos casos 1 e 2, onde existe um crescimento dos valores quando há uma aproximação dos condutores à faixa de servidão e o recíproco também sendo válido.

Tabela E.1: Parâmetros adotados para a variação da altura: caso 3.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m]	Y [m] - Elevação	Y [m] - Descensão	$V_{FF} [kV_{rms}]$	n
A	1	14.37×10^{-3}	-10.478	18.53	14.53	500	3
	2		-10.25	18.758	14.758		
	3		-10.021	18.53	14.53		
B	4		-0.228	18.53	14.53	$500 \angle 120^\circ$	3
	5		0	18.758	14.758		
	6		0.228	18.530	14.530		
C	7		10.021	18.53	14.53	$500 \angle -120^\circ$	3
	8		10.25	18.758	14.758		
	9		10.478	18.53	14.53		

Por meio destas mesmas configurações geométricas apresentadas na tabela acima, segue-se para o resultado do modelo campo elétrico superficial. As respostas obtidas estão relacionadas nas figuras E.3 a E.11 logo a seguir. Foi utilizada a tensão máxima operativa do sistema igual a 525 kV .

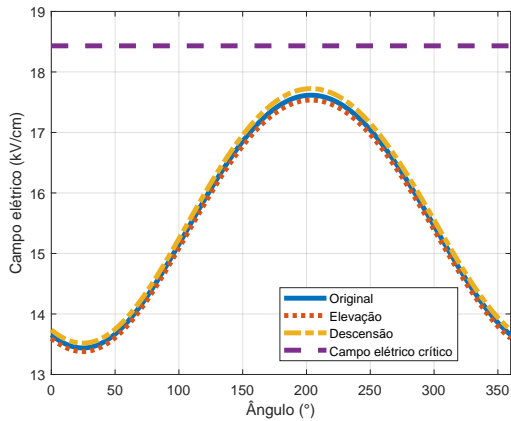


Figura E.3: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor um caso 3.

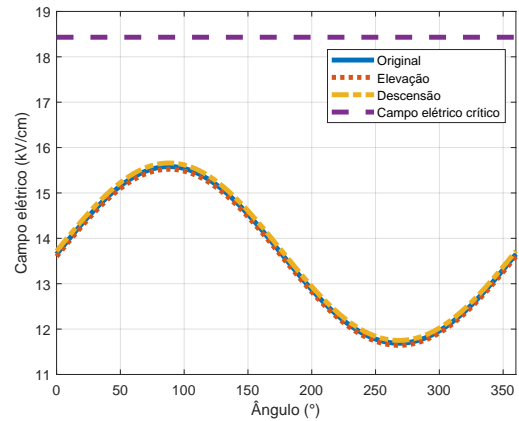


Figura E.4: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor dois caso 3.

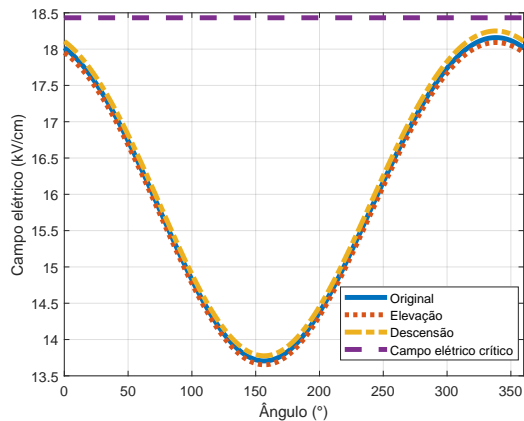


Figura E.5: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor três caso 3.

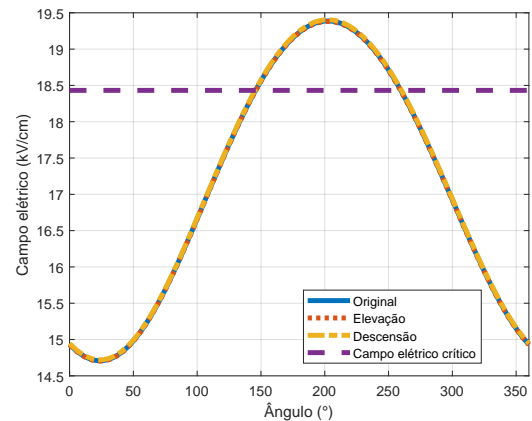


Figura E.6: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor quatro caso 3.

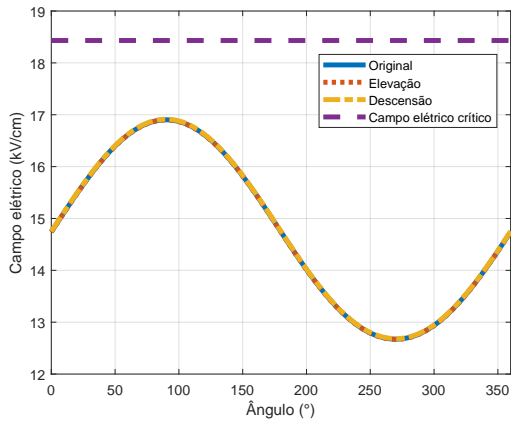


Figura E.7: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor cinco caso 3.

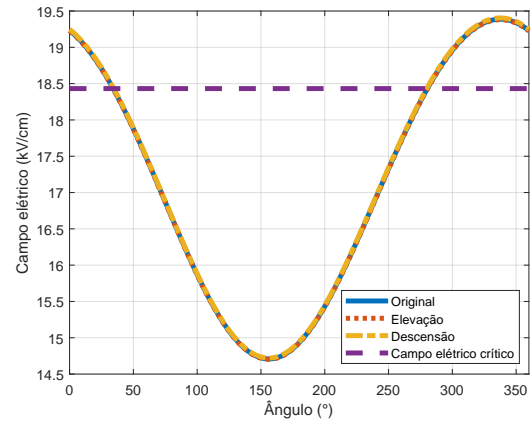


Figura E.8: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor seis caso 3.

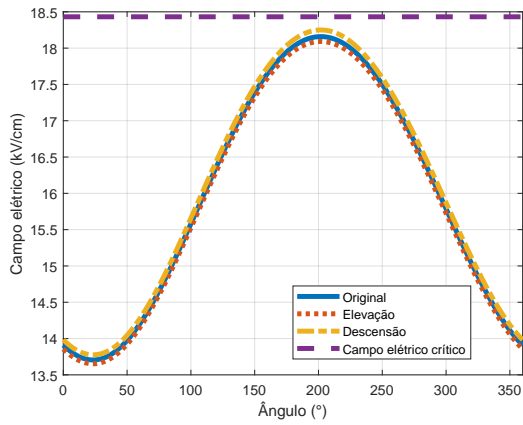


Figura E.9: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor sete caso 3.

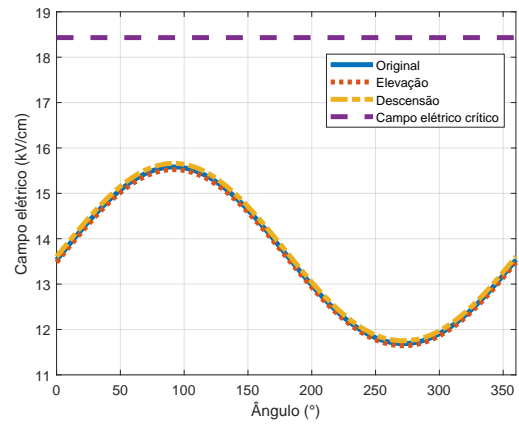


Figura E.10: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor oito caso 3.

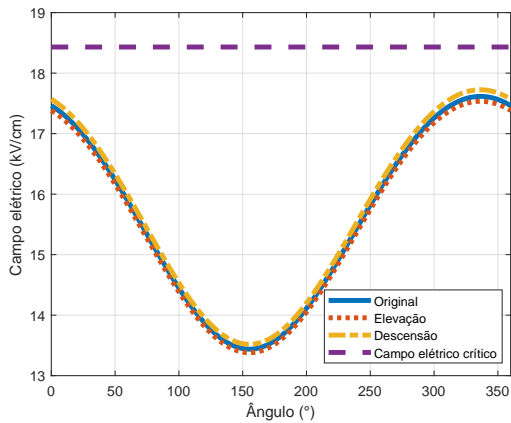


Figura E.11: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor nove caso 3.

Da mesma forma que nos casos 1 e 2, os níveis de campos elétricos superficiais praticamente não mudaram com a variação da altura dos feixes condutores. Novamente destaca-se a fase ao centro da LT que praticamente não houve alteração devido sua simetria em relação às cargas imagens do sistema. A tabela E.2 levanta os valores obtidos para o campo elétrico crítico e o coeficiente de irregularidade para estas configurações.

Tabela E.2: Parâmetros relacionados a variação da altura: caso 3 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K - Original	K - Elevação	K - Descensão
A	1	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1296	1.1295	1.1298
	2			1.1446	1.1447	1.1445
	3			1.1343	1.1343	1.1342
B	4			1.1325	1.1325	1.1325
	5			1.1448	1.1449	1.1448
	6			1.1317	1.1317	1.1317
C	7			1.1351	1.1351	1.1350
	8			1.1446	1.1447	1.1445
	9			1.1288	1.1287	1.1290

Observando a tabela E.2 acima, percebe-se que o resultado para E_{crit} se iguala ao da LT com dois condutores por fase, isso acontece devido a utilização do mesmo modelo de cabo. Em comparação, constata-se nas respostas apresentadas que houve o aumento dos níveis de campos elétricos superficiais (graças ao aumento do número de condutores e valor de tensão, como já explicado anteriormente) e por isso houve uma violação do campo elétrico crítico nos cabos quatro e seis. Com relação ao K nota-se que não houve uma mudança dos resultados mesmo para configurações diferentes, assim como no caso 2.

E.1.2 Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase

Por último, prossegue-se para a análise da configuração de com quatro condutores por fase da LT do sistema de Furnas retirada de PAGANOTTI (2012). O arranjo original e os alterados são apresentados na figura E.12 e o resultado do algoritmo do modelo nível do solo é exposto na figura E.13.

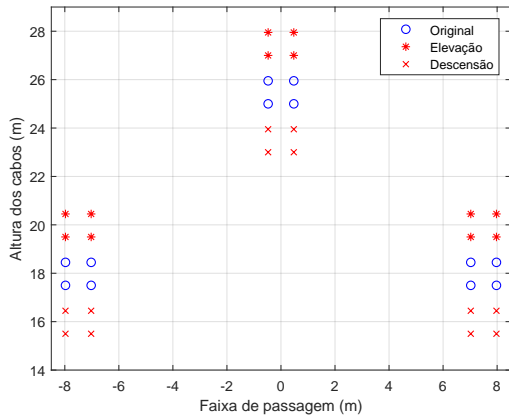


Figura E.12: Representação da configuração geométrica dos condutores: caso 4.

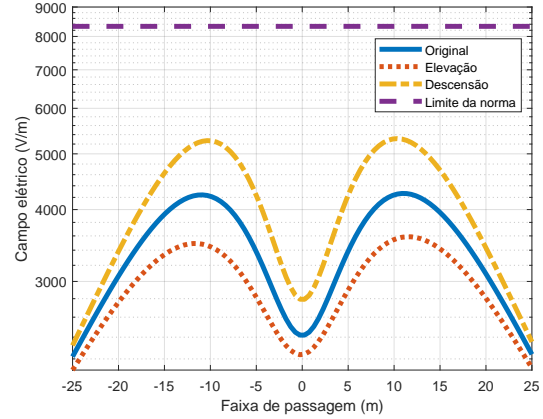


Figura E.13: Campo elétrico ao nível do solo alteração na altura dos condutores: caso 4.

As dimensões elétricas e físicas desta configuração são relatadas na tabela E.3. Voltando a observação para a resposta obtida nota-se que o comportamento dos perfis segue como esperado, mas devido ao maior número de condutores a análise de descensão mostra um aumento dos níveis ainda mais significativos em comparação aos casos anteriores.

Tabela E.3: Parâmetros adotados para a variação da altura: caso 4.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m]	Y [m] - Elevação	Y [m] - Descensão	V_{FF} [kV _{rms}]	n
A	1	15.98×10^{-3}	-7.975	20.45	16.45	500	4
	2		-7.025	20.45	16.45		
	3		-7.025	19.5	15.5		
	4		-7.025	19.5	15.5		
B	5		-0.475	27.95	23.95	$500 \angle 120^\circ$	4
	6		0.475	27.95	23.95		
	7		0.475	27	23		
	8		-0.475	27	23		
C	9		7.025	20.45	16.45	$500 \angle -120^\circ$	4
	10		7.975	20.45	16.45		
	11		7.975	19.5	15.5		
	12		7.025	19.5	15.5		

Por meio destas mesmas configurações apresentadas na tabela E.3 acima e na figura E.12 prossegue-se para a análise do modelo superficial. Os resultados alcançados estão dispostos nas figuras E.14 a E.25 a seguir. Para este sistema utiliza-se a tensão máxima operativa igual a 525 kV .

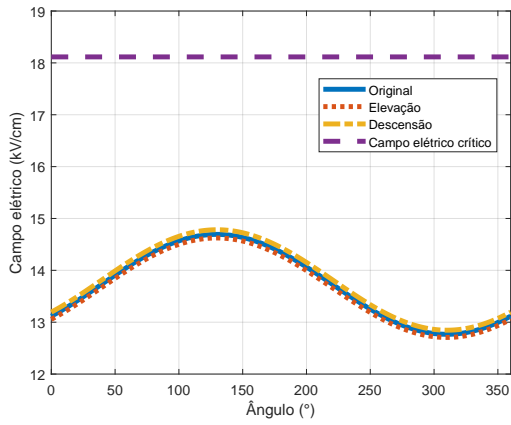


Figura E.14: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor um caso 4.

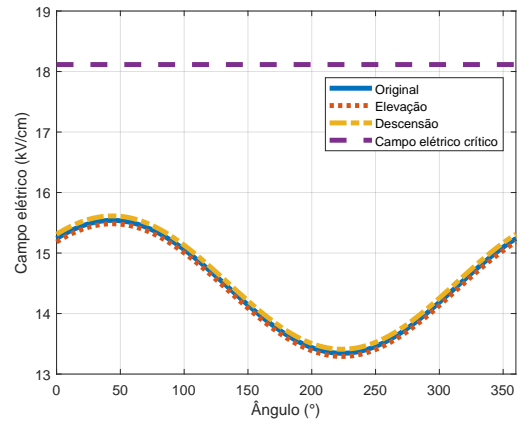


Figura E.15: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor dois caso 4.

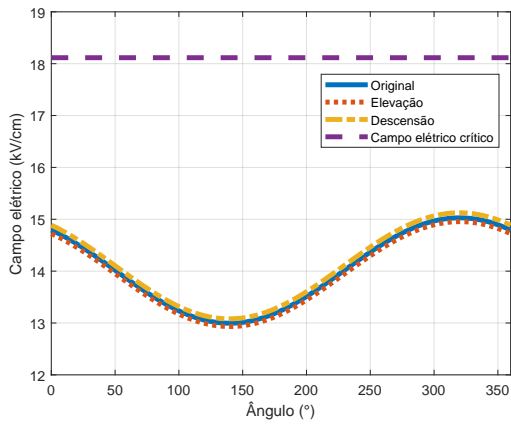


Figura E.16: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor três caso 4.

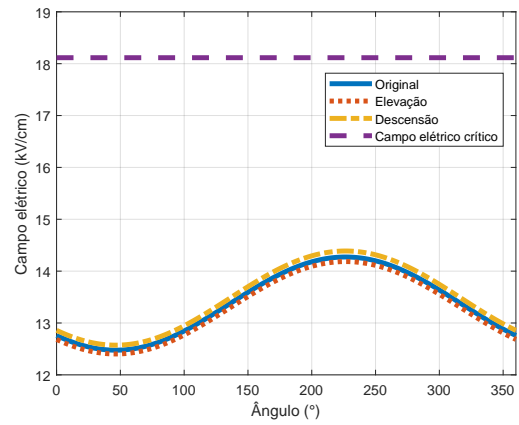


Figura E.17: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor quatro caso 4.

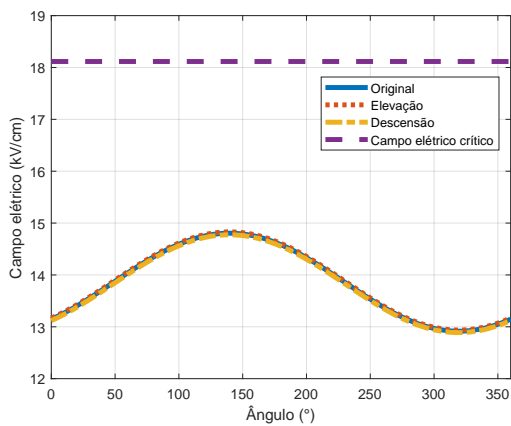


Figura E.18: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor cinco caso 4.

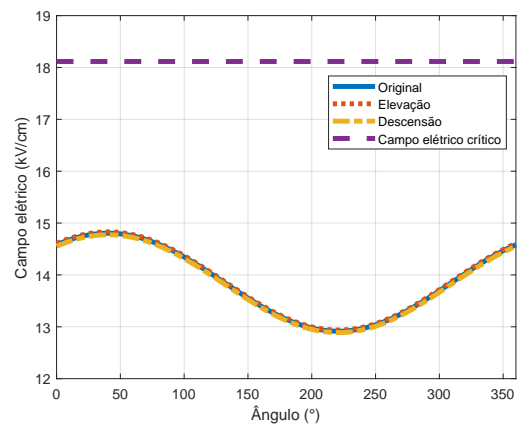


Figura E.19: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor seis caso 4.

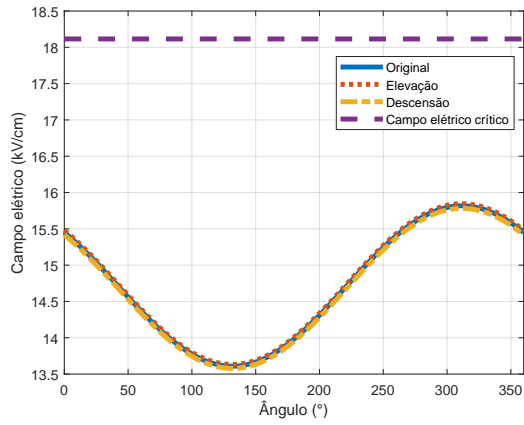


Figura E.20: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor sete caso 4.

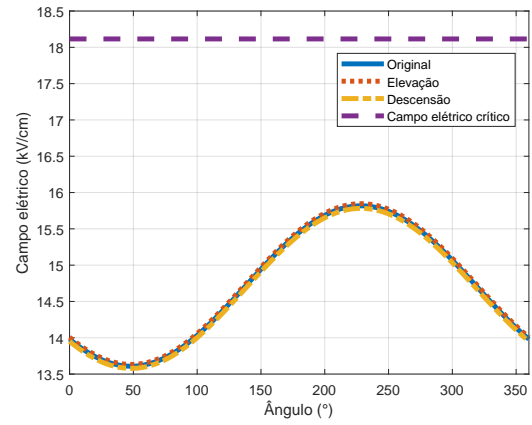


Figura E.21: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor oito caso 4.

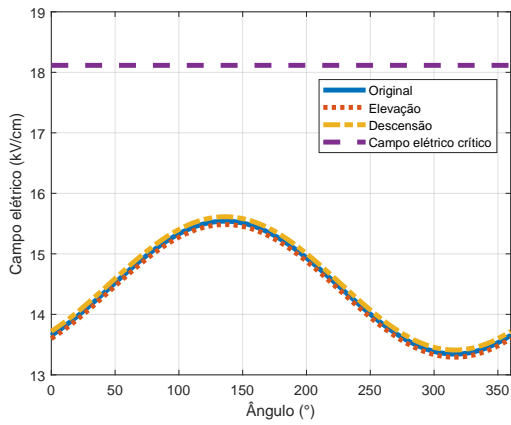


Figura E.22: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor nove caso 4.

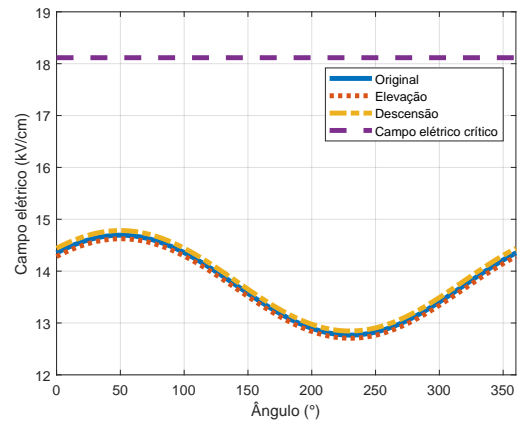


Figura E.23: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor dez caso 4.

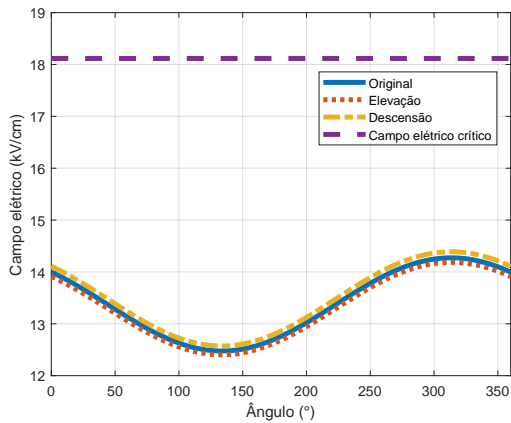


Figura E.24: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor onze caso 4.

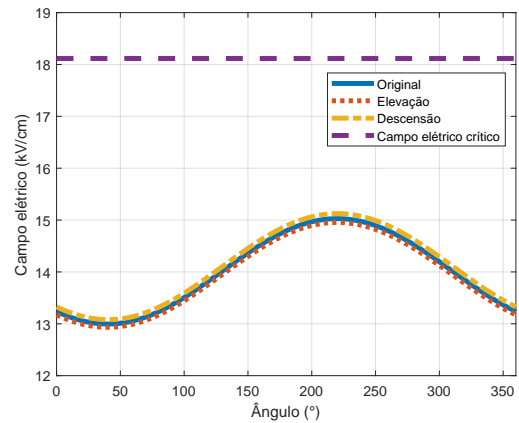


Figura E.25: Campo elétrico superficial alteração na altura dos condutores: condutor doze caso 4.

Novamente, por meio da análise dos resultados acima, os perfis das curvas seguem o padrão estipulado até aqui conforme os casos anteriores, assim como os condutores na fase central seguem com simetria mesmo alterados. Apesar disso, existe uma sutil diferença onde os cabos das fases externas ao serem abaixados crescem seus níveis de campos elétricos em maior grau, isto se deve ao maior número de cargas imagens presentes nos condutores imagens desta configuração. A tabela E.4 dispõe os valores obtidos para o campo elétrico crítico e o coeficiente de irregularidade.

Tabela E.4: Parâmetros relacionados a variação da altura: caso 4 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K - Original	K - Elevação	K - Descensão
A	1	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0700	1.0700	1.0699
	2			1.0756	1.0757	1.0755
	3			1.0720	1.0721	1.0720
	4			1.0670	1.0668	1.0672
B	5			1.0680	1.0680	1.0680
	6			1.0677	1.0677	1.0677
	7			1.0747	1.0747	1.0746
	8			1.0750	1.0750	1.0749
C	9			1.0760	1.0761	1.0758
	10			1.0697	1.0697	1.0697
	11			1.0667	1.0666	1.0669
	12			1.0724	1.0724	1.0724

A respeito do campo elétrico crítico, percebe-se que o seu valor é menor em relação aos casos 2 e 3, porque o raio dos condutores desta LT é maior. Além disso, mesmo possuindo mais cabos por fase os níveis de campos elétricos não ultrapassam a faixa do E_{crit} e, de acordo com o K , eles estão mais uniformemente distribuídos. Vale ressaltar que não existe uma mudança relevante para este último parâmetro de acordo com a alteração do arranjo, porque esta variação não possui grande influência no campo elétrico superficial.

E.2 Variação da Distância Entre Fases

E.2.1 Caso 1: Configuração com Um Condutor por Fase

A primeira linha de transmissão avaliada foi a Janaúba-Salinas de 138 kV da CEMIG (2006), a figura E.26 apresenta a configuração original e as alteradas, a figura E.27 dispõe o resultado obtido para o algoritmo do modelo campo elétrico ao nível do solo.

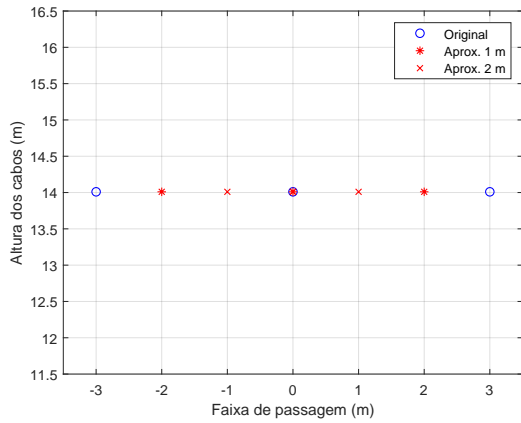


Figura E.26: Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 1.

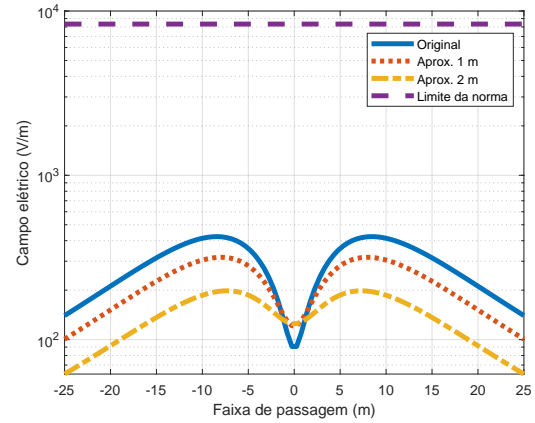


Figura E.27: Campo elétrico ao nível do solo alteração na distância entre fases: caso 1.

As dimensões físicas e elétricas consideradas para estas configurações são apresentadas na tabela E.5. Analisando a resposta da figura E.27 percebe-se que os níveis de campos elétricos ao nível do solo diminuiram a medida que houve uma redução da distância entre as fases. Além disso, o limite estipulado pela NBR 25415 não foi violado para nenhum dos arranjos (ABNT, 2016).

Tabela E.5: Parâmetros adotados para a variação da distância entre fases: caso 1.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m] - Aprox. 1 m	X [m] - Aprox. 2 m	Y [m]	V_{FF} [kV_{rms}]	n
A	1	9.155×10^{-3}	-2	-1	14.01	138	1
B	2		0	0		$138 \angle 120^\circ$	1
C	3		2	1		$138 \angle -120^\circ$	1

Com a utilização destas mesmas configurações mostradas na tabela E.5, parte-se para a análise dos resultados alcançados pelo modelo campo elétrico superficial. Estes podem ser observados nas figuras E.28, E.29 e E.30, vale lembrar que no cômputo na superfície dos condutores a literatura orienta a utilização da tensão máxima operativa do sistema, que neste caso é igual a $145 kV$.

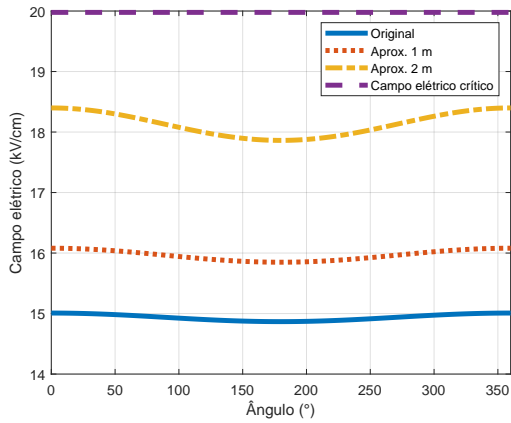


Figura E.28: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor um caso 1.

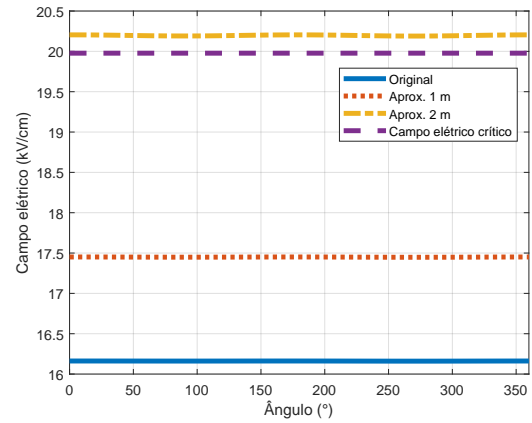


Figura E.29: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor dois caso 1.

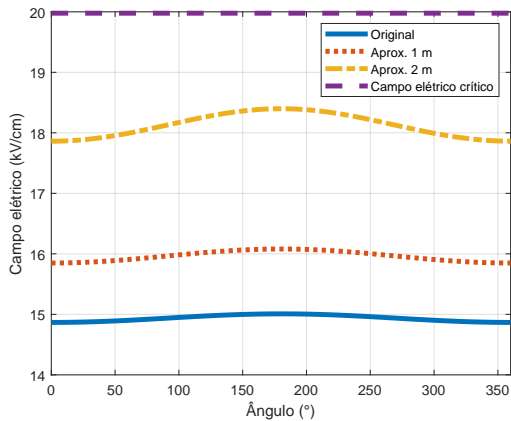


Figura E.30: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor três caso 1.

Observando as figuras acima nota-se como a influência da aproximação das fases aumenta significativamente os níveis de campos elétricos superficiais dos condutores. Comparando com a modificação na altura, percebe-se ainda mais esta diferença. A tabela E.6 dispõe os dados fornecidos pelo algoritmo desenvolvido para este ensaio.

Tabela E.6: Parâmetros relacionados a variação da distância entre fases: caso 1 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K - Original	K - Aprox. 1 m	K - Aprox. 2 m
A	1	9.155×10^{-3}	19.9775	1.0047	1.0073	1.0073
B	2			1.0000	1.0001	1.0001
C	3			1.0048	1.0073	1.0073

Como não houve alteração no raio do condutor, o campo elétrico crítico permanece o mesmo que na análise de alteração da altura e, intuitivamente, a medida que há uma aproximação das fases a violação deste parâmetro é ocorre no condutor dois. Já para os

coeficientes de irregularidade percebe-se um aumento neste valor em relação ao original, mas não ocorreu este fenômeno entre as diferentes aproximações.

E.2.2 Caso 2: Configuração com Dois Condutores por Fase

Uma vez finalizada esta investigação para o caso com um condutor por fase, parte-se para esta mesma análise agora sob a LT São Gotardo-Três Marias "2" de 345 kV da CEMIG (1988b) com dois cabos por feixe. A seguir a figura E.31 mostra a configuração original juntamente com as alteradas e a figura E.32 o resultado do modelo campo elétrico ao nível do solo.

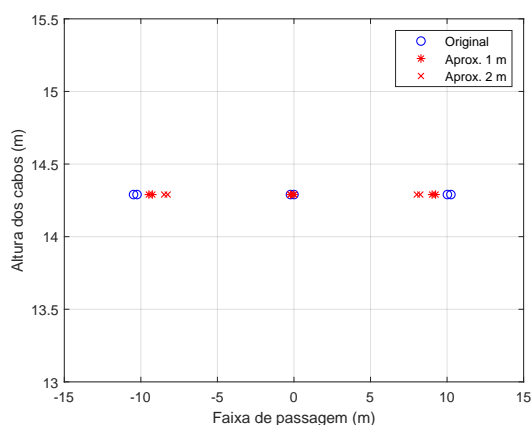


Figura E.31: Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 2.

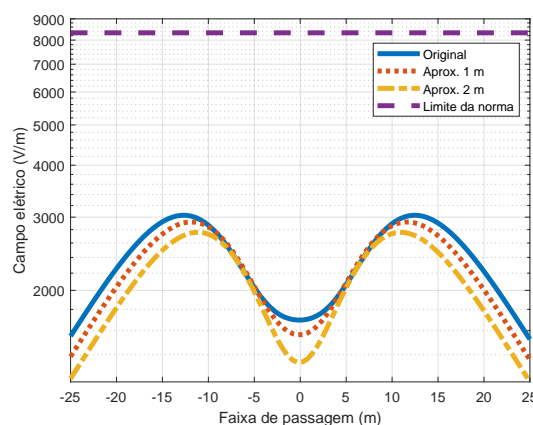


Figura E.32: Campo elétrico ao nível do solo alteração na distância entre fases: caso 2.

As medidas elétricas e físicas consideradas para estas configurações estão dispostas na tabela E.7. Pelo perfil obtido conclui-se que para o modelo ao nível do solo este tipo de alteração não atinge diferenças consideráveis em relação a mudança na altura dos cabos.

Tabela E.7: Parâmetros adotados para a variação da distância entre fases: caso 2.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m] - Aprox. 1 m	X [m] - Aprox. 2 m	Y [m]	V_{FF} [kV _{rms}]	n
A	1	14.37×10^{-3}	-9.478	-8.478	14.29	345	2
	2		-9.25	-8.25			
B	3		-0.228	-0.228		345 $\angle 120^\circ$	2
	4		0	0			
C	5		9.022	8.022		345 $\angle -120^\circ$	2
	6		9.25	8.25			

Por meio destes dados apresentados na tabela E.7 fundamenta-se a análise do campo elétrico superficial para este caso. A seguir nas figuras E.33 a E.38 são mostradas as respostas alcançadas pelo algoritmo desenvolvido. Como já adotada anteriormente, a tensão máxima operativa deste sistema é igual a 362 kV.

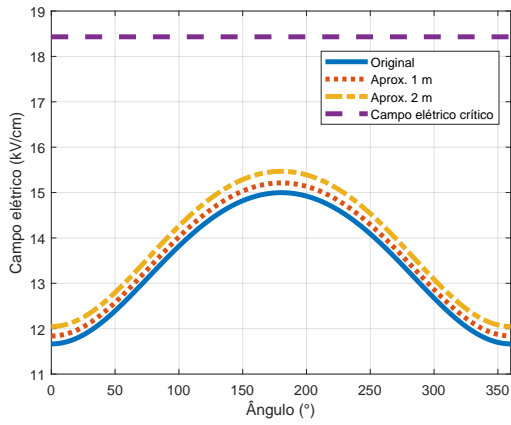


Figura E.33: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor um caso 2.

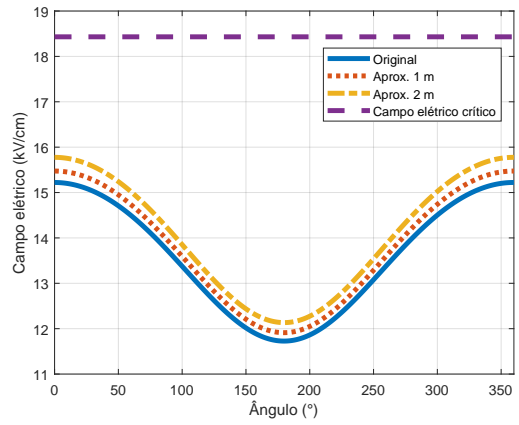


Figura E.34: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor dois caso 2.

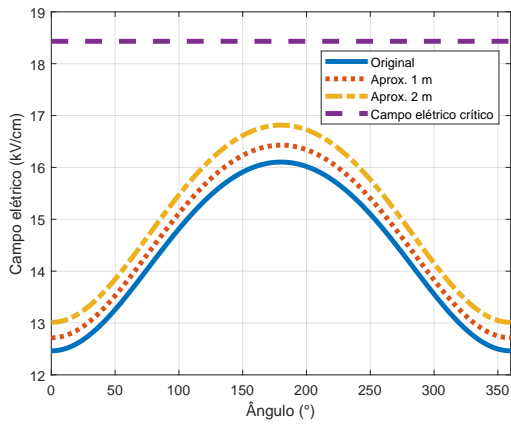


Figura E.35: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor três caso 2.

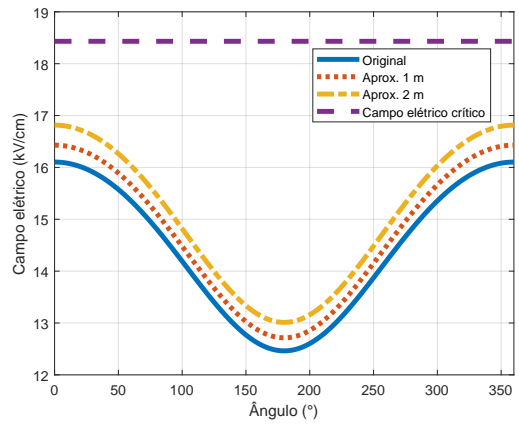


Figura E.36: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor quatro caso 2.

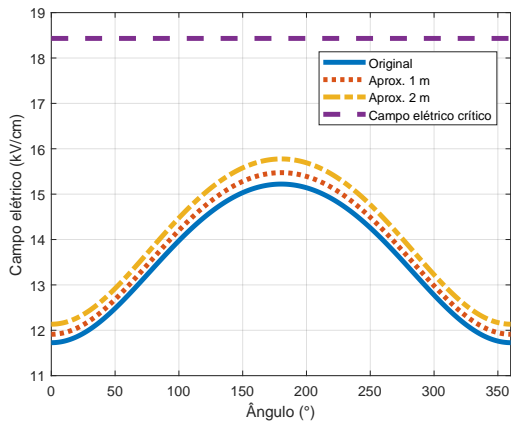


Figura E.37: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor cinco caso 2.

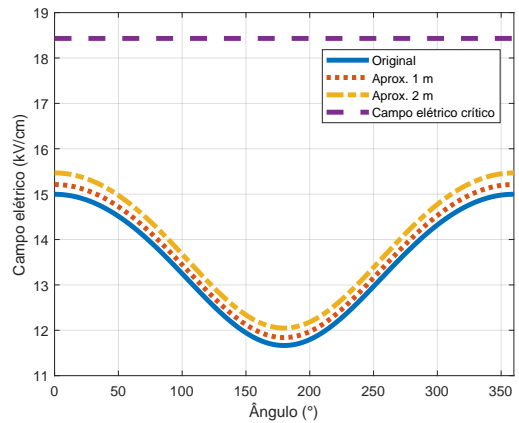


Figura E.38: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor seis caso 2.

Analisando as respostas obtidas reforça-se a influência da aproximação dos condutores sob os níveis de campos elétricos superficiais, vide comparação com os resultados da variação do parâmetro de altura para este mesmo caso. A tabela E.8 apresenta o campo elétrico crítico e os coeficientes de irregularidade calculados.

Tabela E.8: Parâmetros relacionados a variação da distância entre fases: caso 2 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K - Original	K - Aprox. 1 m	K - Aprox. 2 m
A	1	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1164	1.1160	1.1156
	2			1.1204	1.1208	1.1213
B	3			1.1189	1.1189	1.1190
	4			1.1181	1.1182	1.1182
C	5			1.1212	1.1216	1.1221
	6			1.1156	1.1153	1.1148

Sob o exame dos perfis anteriores constata-se que não houve a violação do E_{crit} , e verificando os K da tabela acima percebe-se que houve variações nas distribuições de campos elétricos quando comparados os valores para o mesmo condutor em configurações diferentes, esta afirmativa não foi válida para os cabos da fase central.

E.2.3 Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase

Agora parte-se para uma nova análise dos parâmetros para a alteração da distância entre fases, a LT considerada foi a 500 kV do sistema de Furnas, retirada de PAGANOTTI (2012), a mesma possui quatro condutores por feixe. A figura E.39 apresenta a configuração original e as alteradas, já a figura E.40 exibe a resposta do modelo campo elétrico ao nível do solo para estes arranjos.

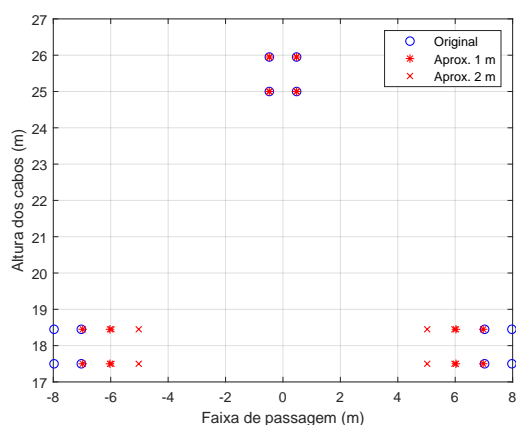


Figura E.39: Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 4.

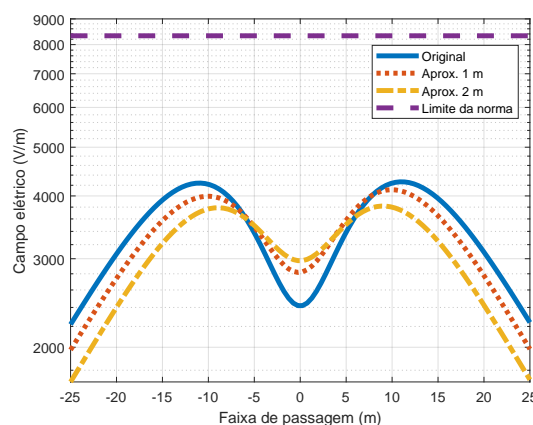


Figura E.40: Campo elétrico ao nível do solo alteração na distância entre fases: caso 4.

Este resultado, assim como no caso 2 e 3, houve uma baixa redução dos valores do campo elétrico ao nível do solo após realizada a compactação das fases. A tabela E.9 abaixo relata as medições físicas e elétricas consideradas para esta avaliação.

Tabela E.9: Parâmetros adotados para a variação da distância entre fases: caso 4.

Fase	Condutor	Raio [m]	X [m] - Aprox. 1 m	X [m] - Aprox. 2 m	Y [m]	V_{FF} [kV_{rms}]	n
A	1	15.98×10^{-3}	-6.975	-5.975	18.45	500	4
	2		-6.025	-5.025	18.45		
	3		-6.025	-5.025	17.5		
	4		-6.975	-5.975	17.5		
B	5		-0.475	-0.475	25.95	$500 \angle 120^\circ$	4
	6		0.475	0.475	25.95		
	7		0.475	0.475	25		
	8		-0.475	-0.475	25		
C	9		6.025	5.025	18.45	$500 \angle -120^\circ$	4
	10		6.975	5.975	18.45		
	11		6.975	5.975	17.5		
	12		6.025	5.025	17.5		

Por meio destas mesmas configurações apresentadas na tabela acima, segue-se para a análise dos resultados atingidos pelo algoritmo do modelo campo elétrico superficial para este caso, conforme as figuras E.41 a E.52. A tensão máxima operativa deste sistema é igual a 525 kV .

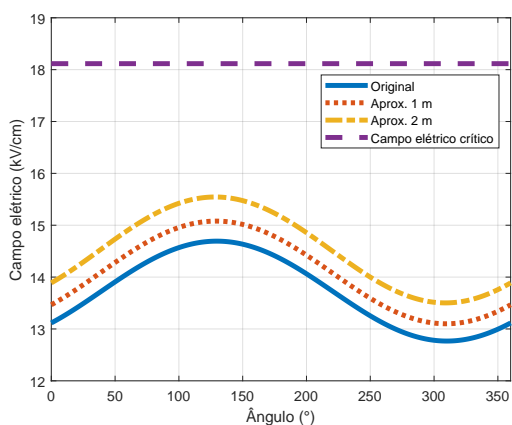


Figura E.41: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor um caso 4.

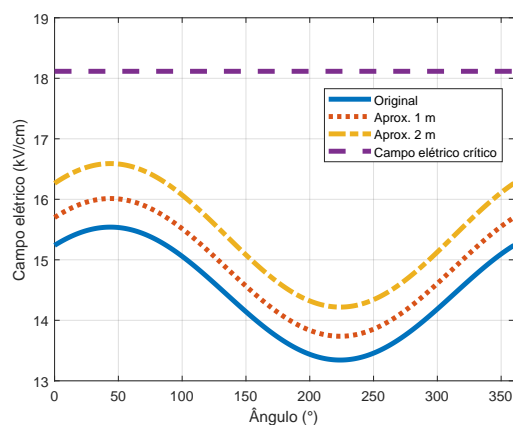


Figura E.42: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor dois caso 4.

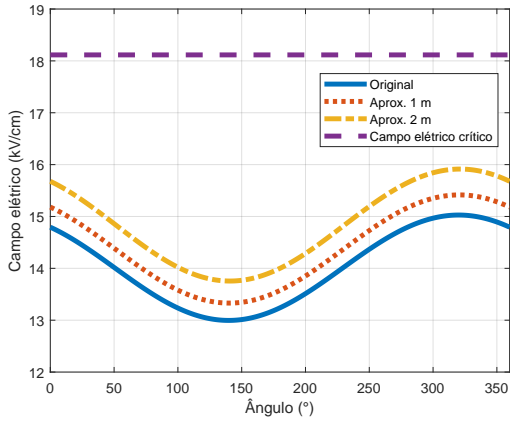


Figura E.43: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor três caso 4.

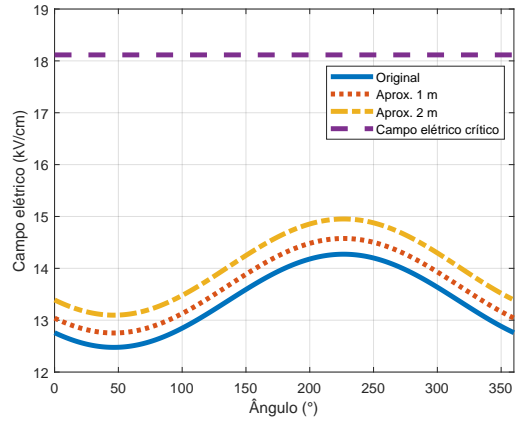


Figura E.44: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor quatro caso 4.

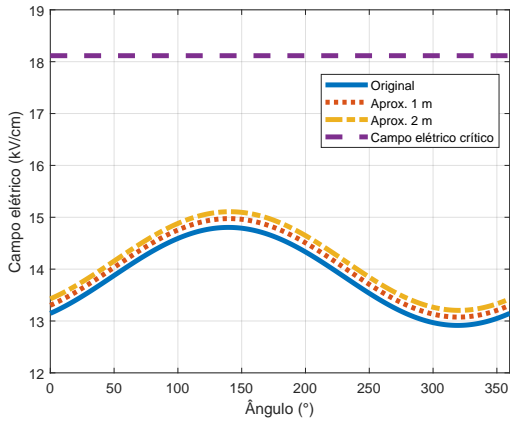


Figura E.45: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor cinco caso 4.

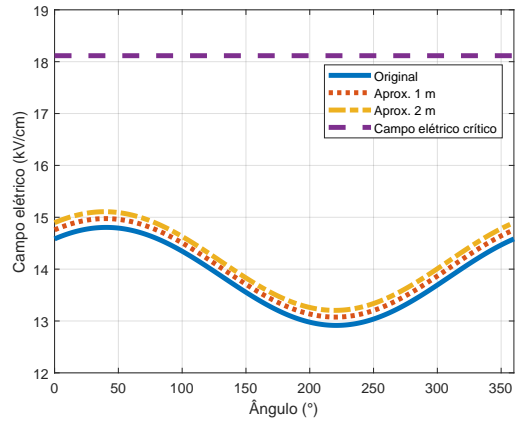


Figura E.46: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor seis caso 4.

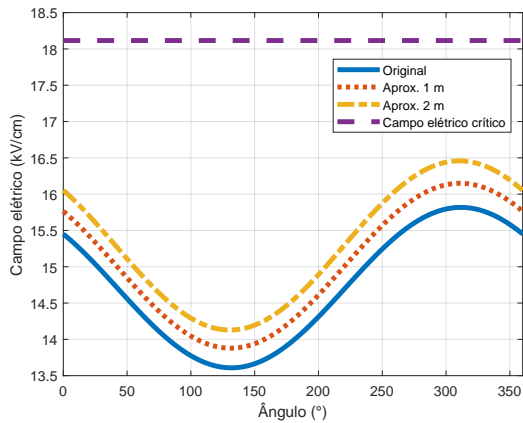


Figura E.47: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor sete caso 4.

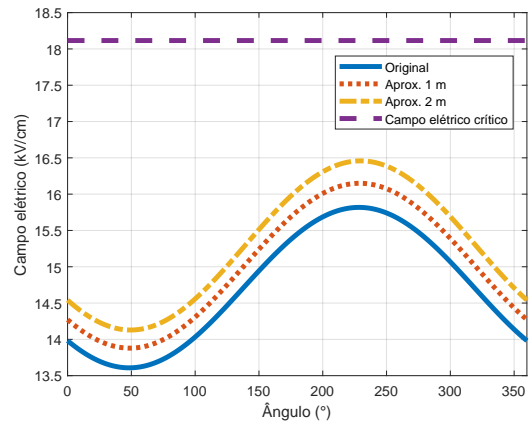


Figura E.48: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor oito caso 4.

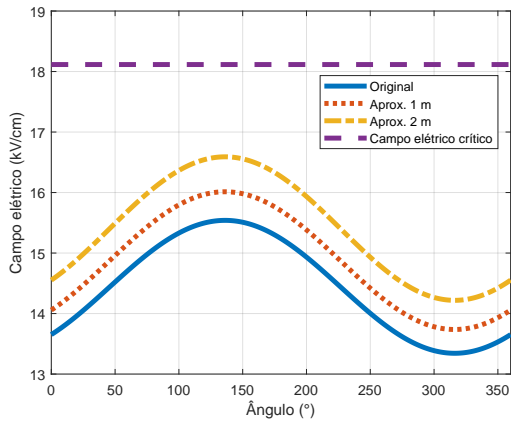


Figura E.49: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor nove caso 4.

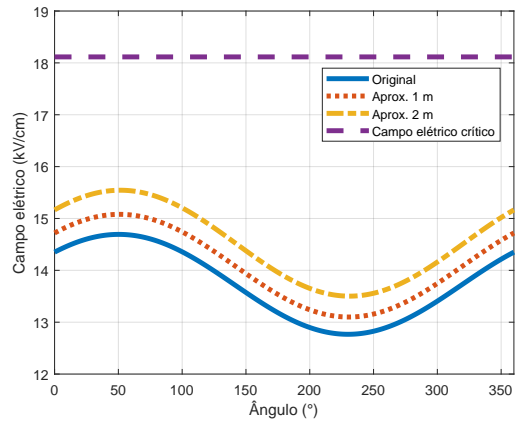


Figura E.50: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor dez caso 4.

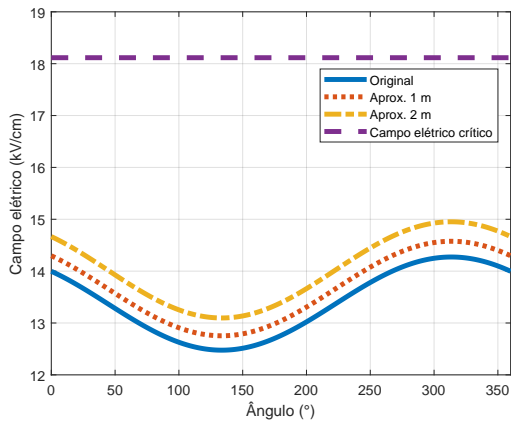


Figura E.51: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor onze caso 4.

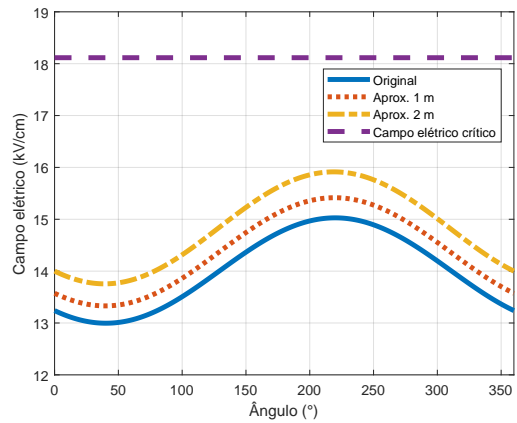


Figura E.52: Campo elétrico superficial alteração na distância entre fases: condutor doze caso 4.

Analisando as respostas até aqui descritas percebe-se que neste caso 4 a aproximação das fases gerou uma elevação nos níveis de campos elétricos superficiais mais significativa que em relação às outras análises. Isto é devido principalmente ao número de cabos e a configuração original disposta em triângulo já apresentar uma certa otimização destes níveis. A tabela E.10 denota os valores calculados pelo algoritmo para o campo elétrico crítico e os coeficientes de irregularidade.

Tabela E.10: Parâmetros relacionados a variação da distância entre fases: caso 4 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K - Original	K - Aprox. 1 m	K - Aprox. 2 m
A	1	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0700	1.0701	1.0701
	2			1.0756	1.0761	1.0765
	3			1.0720	1.0721	1.0723
	4			1.0670	1.0665	1.0659
B	5			1.0680	1.0675	1.0670
	6			1.0677	1.0672	1.0667
	7			1.0747	1.0752	1.0757
	8			1.0750	1.0755	1.0760
C	9			1.0760	1.0764	1.0769
	10			1.0697	1.0698	1.0699
	11			1.0667	1.0662	1.0657
	12			1.0724	1.0724	1.0727

Verificando os dados da tabela acima nota-se que as grandezas de K são mais reduzidas se comparadas às apresentadas pelos casos 2 e 3, este fenômeno aconteceu porque esta configuração já possui uma otimização em seu projeto. Constata-se também que o nível de E_{crit} não é ultrapassado em todos os condutores, de uma maneira análoga ao caso 2.

E.3 Variação do Raio dos Condutores

E.3.1 Caso 1: Configuração com Um Condutor por Fase

Inicia-se pela configuração de um cabo por fase da LT Janaúba-Salinas de 138 kV da CEMIG (2006), a figura E.53 exibe o posicionamento dos cabos para os três arranjos e a figura E.54 apresenta o resultado alcançado pelo algoritmo do modelo campo elétrico ao nível do solo.

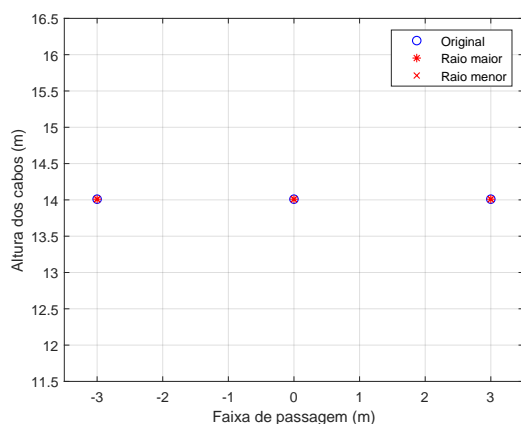


Figura E.53: Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 1.

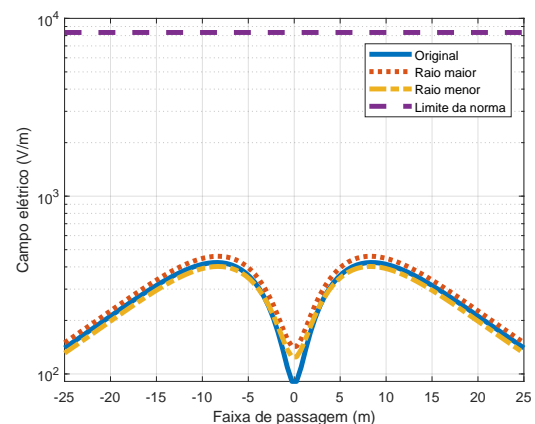


Figura E.54: Campo elétrico ao nível do solo alteração no raio dos condutores: caso 1.

A tabela E.11 a seguir relata as dimensões físicas e elétricas empregadas para estas configurações. Os cabos selecionados foram: Grackle para o raio maior e Waxwing para o raio menor. Olhando para o resultado da figura E.54 verifica-se que as mudanças em

relação ao raio dos condutores gera uma interferência quase imperceptível nos valores de campo elétrico ao nível do solo. Isto se deve ao próprio cálculo do modelo já que o raio só é computado na obtenção da matriz P .

Tabela E.11: Parâmetros adotados para a variação do raio: caso 1.

Fase	Condutor	Raio original [m]	Raio maior [m]	Raio menor [m]	X [m]	Y [m]	V_{FF} [kV _{rms}]	n
A	1	9.155×10^{-3}	13.76×10^{-3}	6×10^{-3}	-3	14.01	138	1
B	2				0		$138 \angle 120^\circ$	1
C	3				3		$138 \angle -120^\circ$	1

Segue-se para o cômputo do campo elétrico superficial deste caso, utilizando estes mesmos dados apresentados pela tabela E.11. As curvas obtidas estão expostas nas figuras E.55 a E.60. A tensão máxima operativa deste sistema é igual a 145 kV .

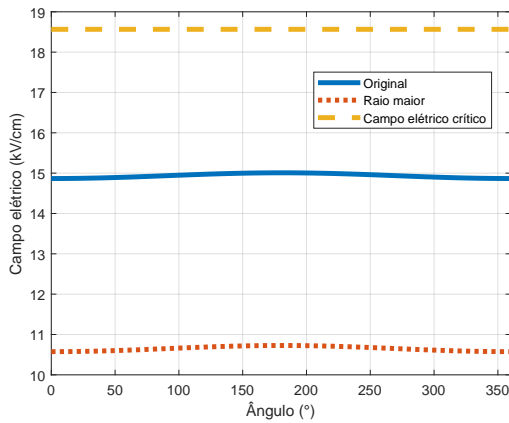


Figura E.55: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor um caso 1.

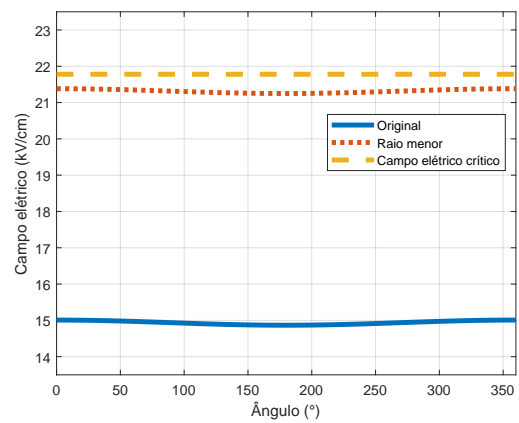


Figura E.56: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor um caso 1.

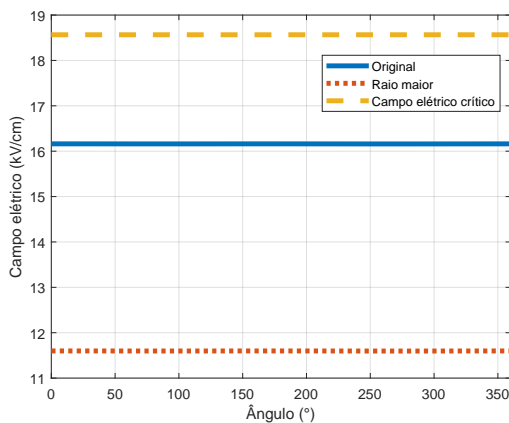


Figura E.57: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor dois caso 1.

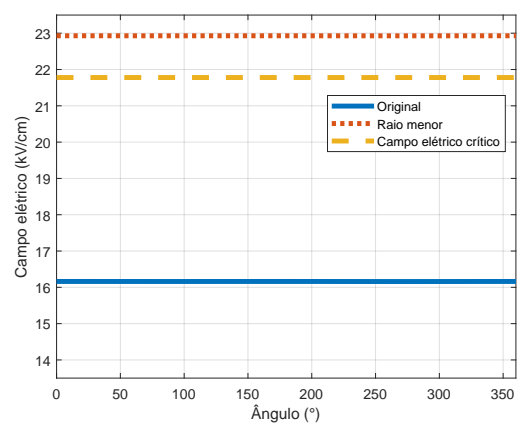


Figura E.58: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor dois caso 1.

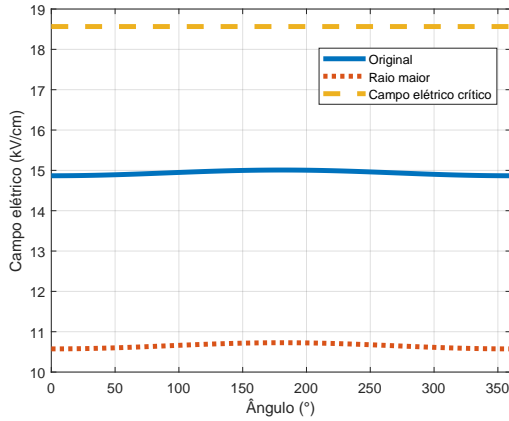


Figura E.59: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor três caso 1.

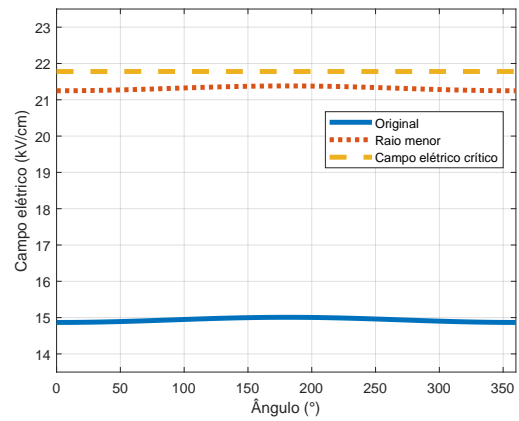


Figura E.60: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor três caso 1.

Por meio da análise dos resultados acima apresentados, conclui-se que o aumento do raio diminui os níveis de campo elétrico superficial, assim como a inversa desta afirmação também é válida. Percebe-se ainda a mudança que ocorre no parâmetro de campo elétrico crítico, seguindo a mesma lógica. A tabela E.12 dispõe as medidas para o E_{crit} de cada raio e os coeficientes de irregularidade para cada um dos condutores avaliados.

Tabela E.12: Parâmetros relacionados a variação do raio: caso 1 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K
A	1	9.155×10^{-3}	19.9775	1.0047
		13.76×10^{-3}	18.5657	1.0072
		6×10^{-3}	21.7794	1.0031
B	2	9.155×10^{-3}	19.9775	1.0000
		13.76×10^{-3}	18.5657	1.0001
		6×10^{-3}	21.7794	1.0000
C	3	9.155×10^{-3}	19.9775	1.0048
		13.76×10^{-3}	18.5657	1.0072
		6×10^{-3}	21.7794	1.0031

Observando a tabela E.12 nota-se a variação do campo elétrico crítico conforme concluído no parágrafo anterior. Além disso, percebe-se que nos condutores das fases externas ocorre um aumento do K a medida que o raio cresce, ou seja, houve uma piora na distribuição dos campos elétricos superficiais.

E.3.2 Caso 3: Configuração com Três Condutores por Fase

Para a esta análise da alteração do raio foi proposta a configuração com três condutores por fase da LT São Gonçalo do Pará-Ouro Preto "2" de 500 kV da CEMIG (1988a). Os cabos selecionados foram: Thrasher para o raio maior e Chickadee para o raio menor, iguais ao caso 2. A figura E.61 apresenta os três arranjos no plano cartesiano e a figura E.62 o resultado obtido para o modelo campo elétrico ao nível do solo.

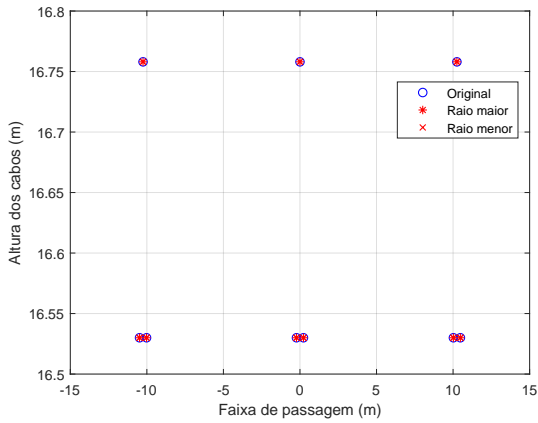


Figura E.61: Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 3.

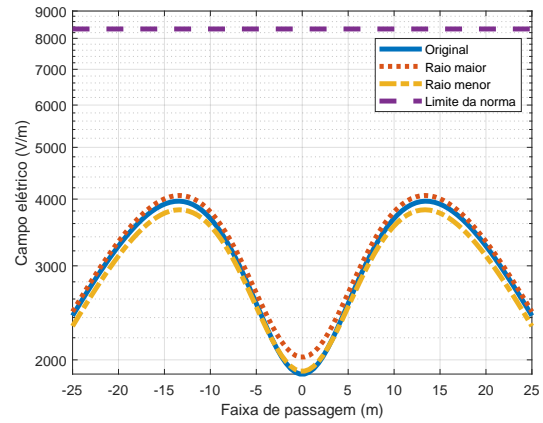


Figura E.62: Campo elétrico ao nível do solo alteração no raio dos condutores: caso 3.

Tal como os caso 1 e 2 para a variação do raio, os níveis de campo elétrico ao nível do solo não sofreram significativas alterações em seus valores. A seguir é exposta a tabela E.13 contendo as dimensões físicas e elétricas consideradas para esta análise.

Tabela E.13: Parâmetros adotados para a variação do raio: caso 3.

Fase	Condutor	Raio original [m]	Raio maior [m]	Raio menor [m]	X [m]	Y [m]	V_{FF} [kV _{rms}]	n			
A	1	14.37×10^{-3}	18.15×10^{-3}	7.33×10^{-3}	-10.478	16.530	500	3			
	2				-10.25	16.758					
	3				-10.021	16.530					
B	4							-0.228	16.530	$500 \angle 120^\circ$	3
	5				0	16.758					
	6				0.228	16.530					
C	7							10.021	16.530	$500 \angle -120^\circ$	3
	8				10.25	16.758					
	9				10.478	16.530					

Prosseguindo para os resultados do modelo campo elétrico superficial exibidos pelas figuras E.63 a E.80, foram utilizados os mesmos dados da tabela acima. A tensão máxima operativa adotada para este sistema é igual a 525 kV.

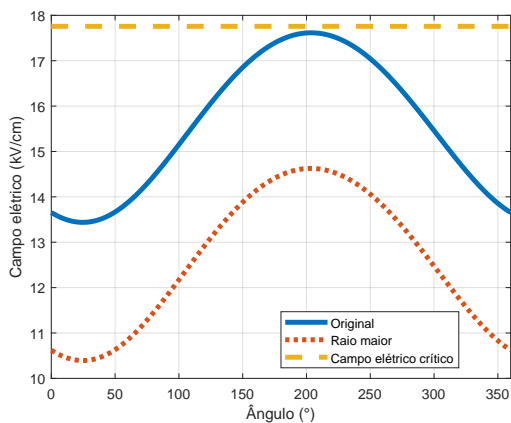


Figura E.63: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor um caso 3.

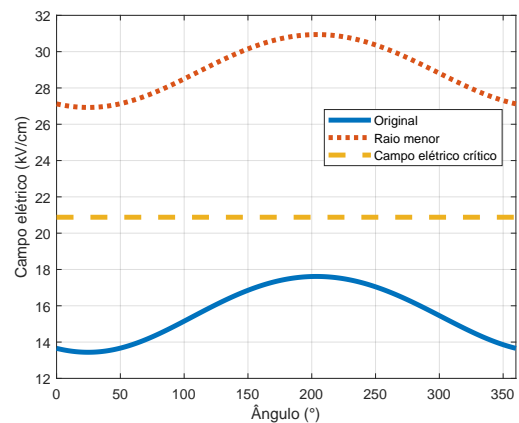


Figura E.64: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor um caso 3.

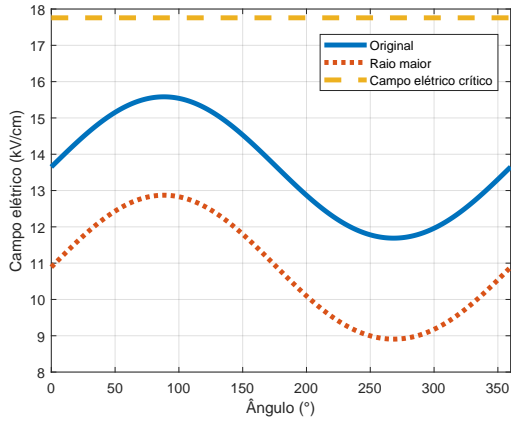


Figura E.65: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor dois caso 3.

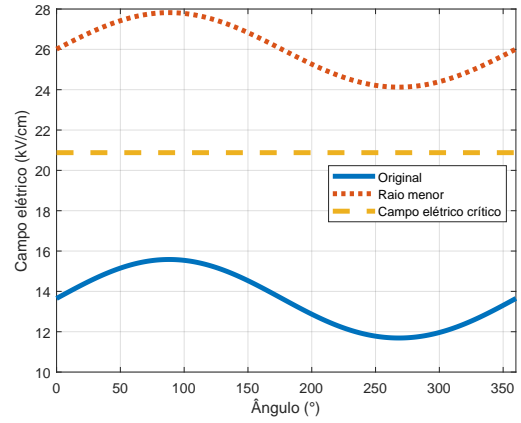


Figura E.66: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor dois caso 3.

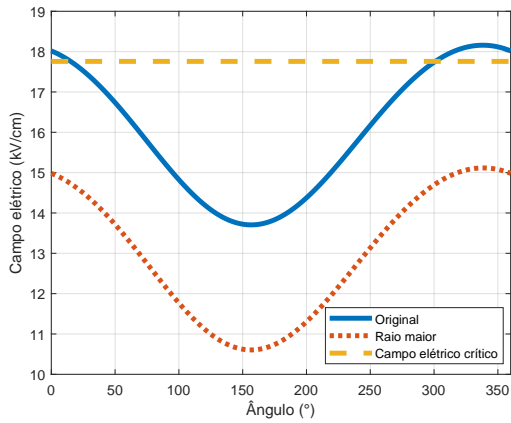


Figura E.67: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor três caso 3.

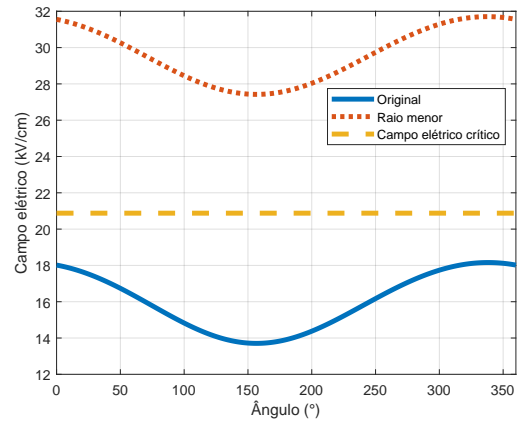


Figura E.68: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor três caso 3.

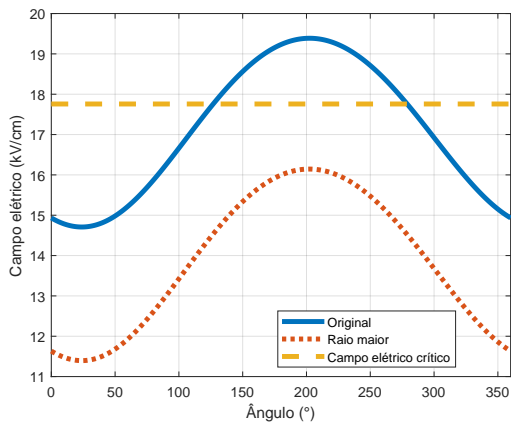


Figura E.69: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor quatro caso 3.

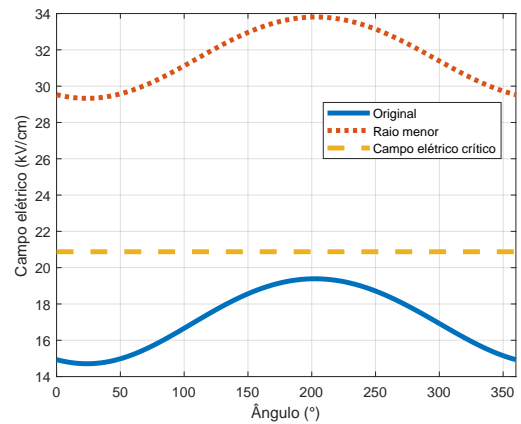


Figura E.70: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor quatro caso 3.

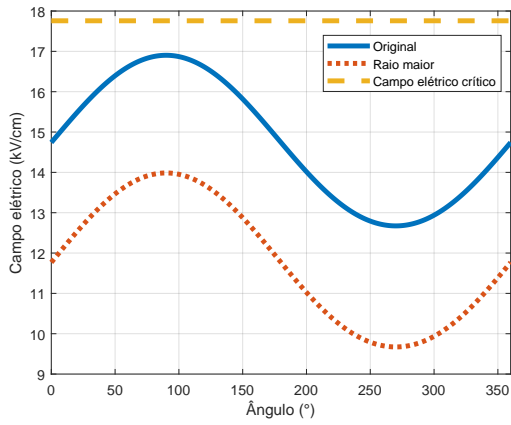


Figura E.71: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor cinco caso 3.

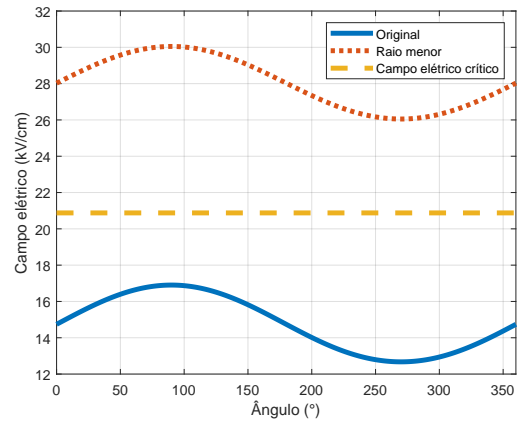


Figura E.72: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor cinco caso 3.

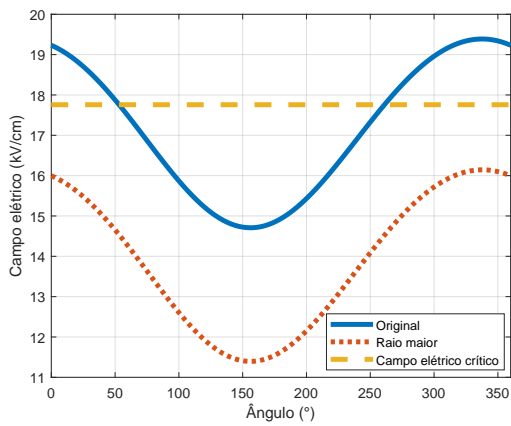


Figura E.73: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor seis caso 3.

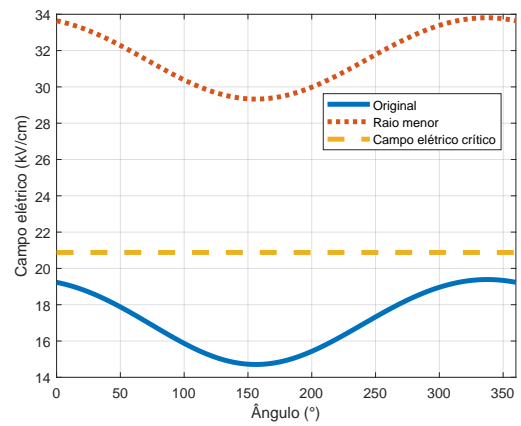


Figura E.74: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor seis caso 3.

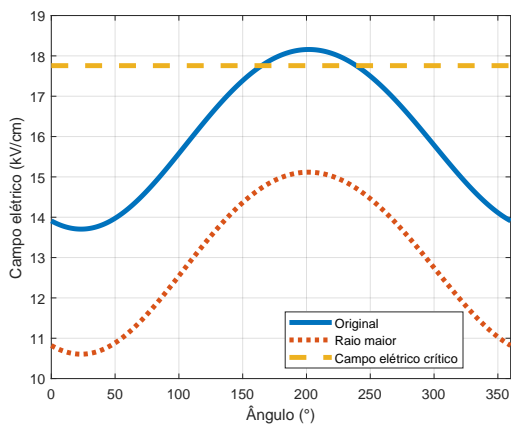


Figura E.75: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor sete caso 3.

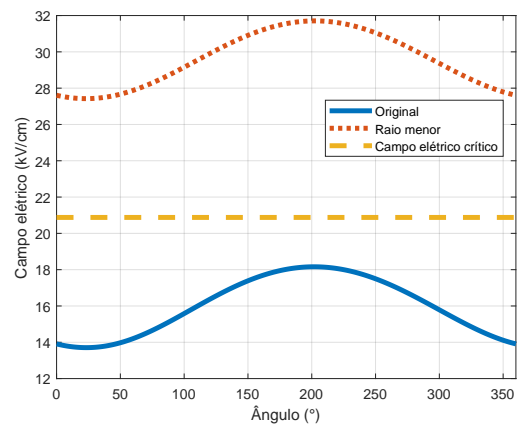


Figura E.76: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor sete caso 3.

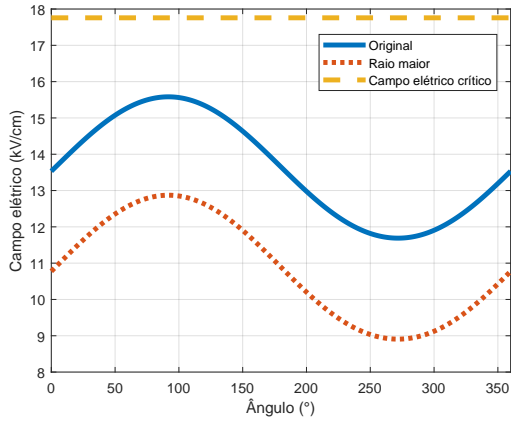


Figura E.77: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor oito caso 3.

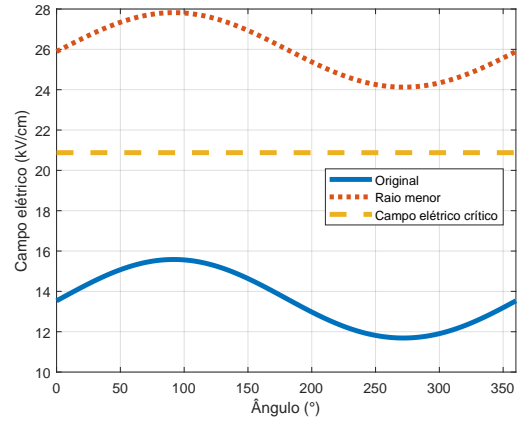


Figura E.78: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor oito caso 3.

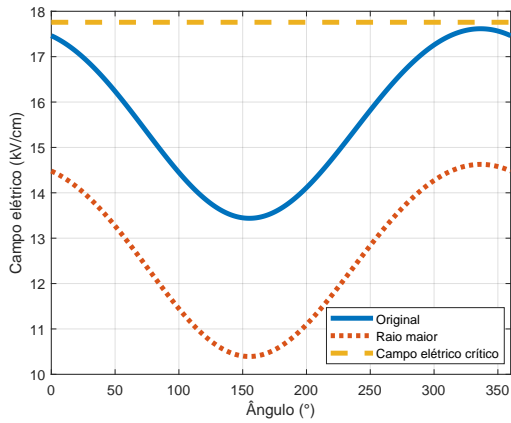


Figura E.79: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor nove caso 3.

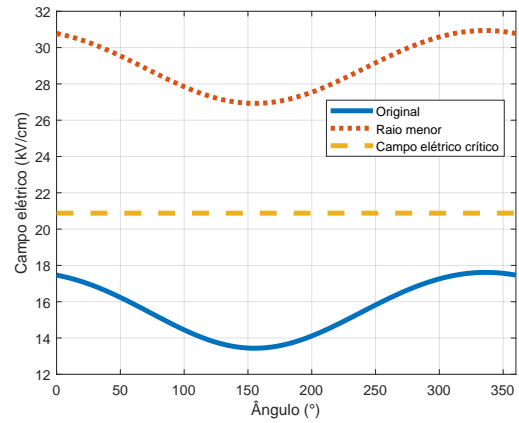


Figura E.80: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor nove caso 3.

Observando os resultados até aqui apresentados constata-se que as alterações no raio realizadas produziram os mesmos efeitos que nos casos anteriores 1 e 2. A tabela E.14 abaixo contém os dados obtidos de campo elétrico crítico e coeficiente de irregularidade para a configuração com três condutores por fase.

Tabela E.14: Parâmetros relacionados a variação do raio: caso 3 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K
A	1	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1296
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1611
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0682
	2	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1446
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1851
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0715
	3	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1343
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1666
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0710
B	4	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1325
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1645
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0698
	5	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1448
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1854
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0717
	6	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1317
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1635
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0695
C	7	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1351
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1677
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0714
	8	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1446
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1852
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0716
	9	14.37×10^{-3}	18.4316	1.1288
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.1601
		7.33×10^{-3}	20.8781	1.0679

Analisando os dados desta tabela conclui-se que ocorreu o mesmo fenômeno apresentado pelo caso 2, onde houve uma melhora na distribuição dos campos elétricos em torno da superfície dos condutores para a diminuição do raio, mas em compensação deu-se um aumento no nível de E_{sup} .

E.3.3 Caso 4: Configuração Triangular com Quatro Condutores por Fase

Por fim, para a última análise discutida nesta seção foi proposta a LT do sistema de Furnas de 500 kV extraída de PAGANOTTI (2012), contendo quatro cabos por fase em disposição triângulo. Os cabos selecionados foram: Thrasher para o raio maior e Brant para o raio menor, este primeiro possui o raio mais alto do catálogo. Nas figuras E.81 e E.82 a seguir estão a disposição dos arranjos no plano cartesiano e o resultado do algoritmo para o modelo ao nível do solo.

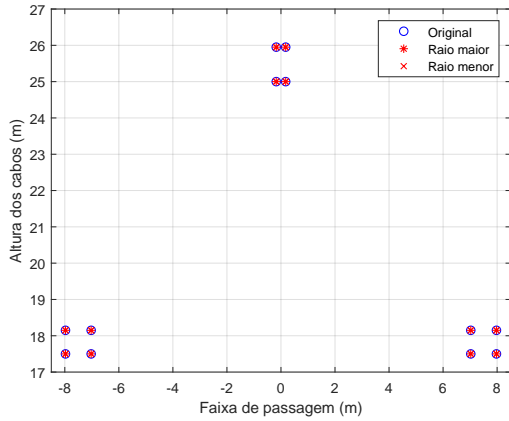


Figura E.81: Representação da configuração geométrica alterada dos condutores: caso 4.

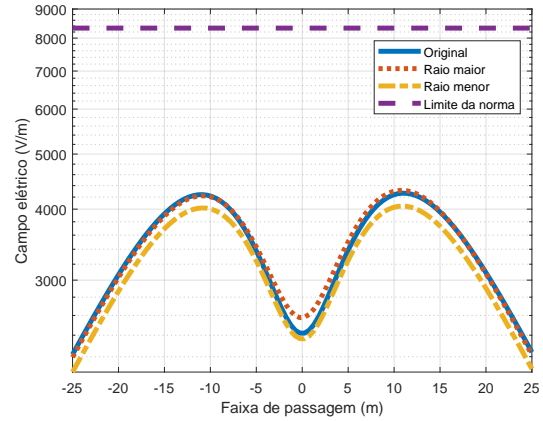


Figura E.82: Campo elétrico ao nível do solo alteração no raio dos condutores: caso 4.

As medidas elétricas e físicas consideradas para estas configurações propostas estão relatadas na tabela E.15. A respeito da resposta alcançada pelo programa nota-se outra vez que não existe uma considerável alteração nos valores de campo elétrico ao nível do solo.

Tabela E.15: Parâmetros adotados para a variação do raio: caso 4.

Fase	Condutor	Raio original [m]	Raio maior [m]	Raio menor [m]	X [m]	Y [m]	V_{FF} [kV_{rms}]	n
A	1	15.98×10^{-3}	18.15×10^{-3}	7.88×10^{-3}	-7.975	18.45	500	4
	2				-7.025	18.45		
	3				-7.025	17.5		
	4				-7.975	17.5		
B	5				-0.475	25.95	500 $\angle 120^\circ$	4
	6				0.475	25.95		
	7				0.475	25		
	8				-0.475	25		
C	9				7.025	18.45	500 $\angle -120^\circ$	4
	10				7.975	18.45		
	11				7.975	17.5		
	12				7.025	17.5		

Para finalizar, usou-se os parâmetros da tabela acima no cômputo do campo elétrico superficial destas configurações, além da tensão máxima operativa do sistema é igual a 525 kV. Os resultados obtidos para este modelo estão dispostos nas figuras E.83 a E.106.

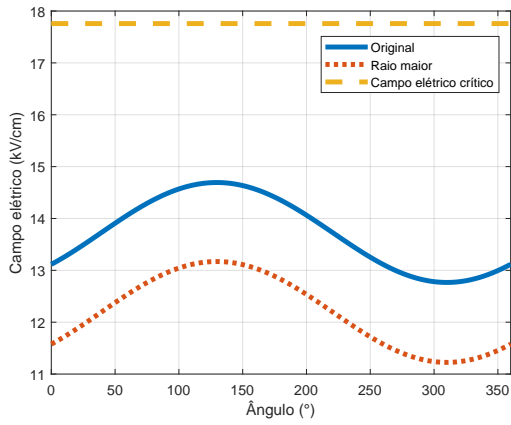


Figura E.83: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor um caso 4.

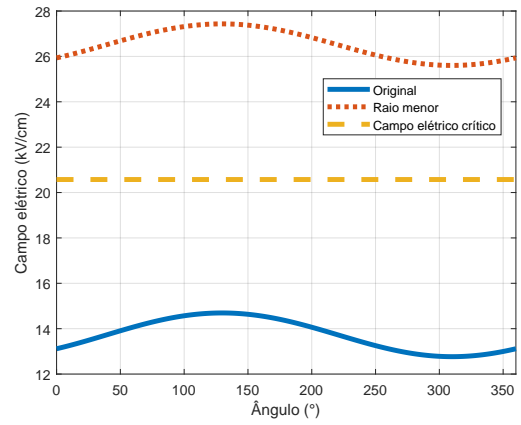


Figura E.84: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor um caso 4.

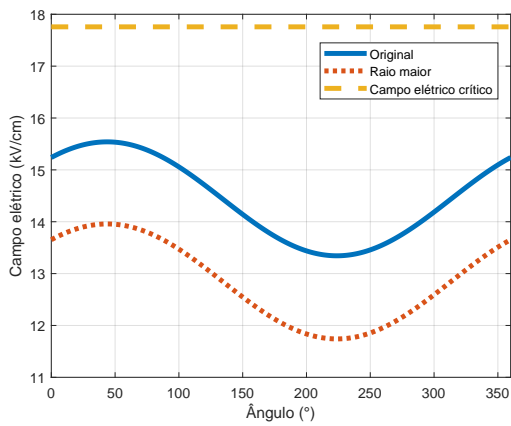


Figura E.85: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor dois caso 4.

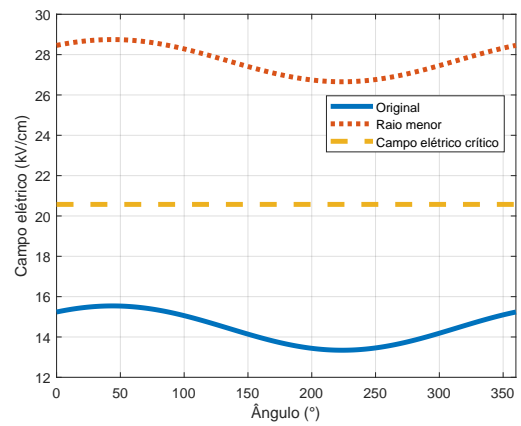


Figura E.86: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor dois caso 4.

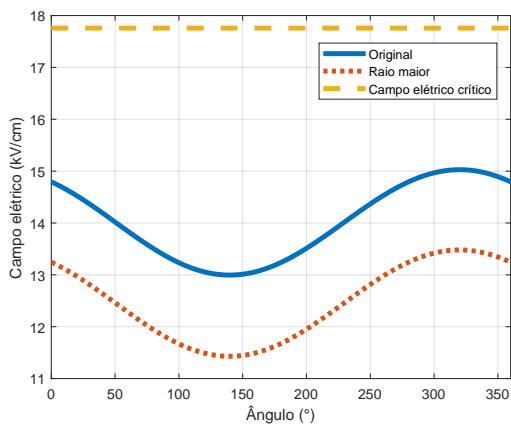


Figura E.87: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor três caso 4.

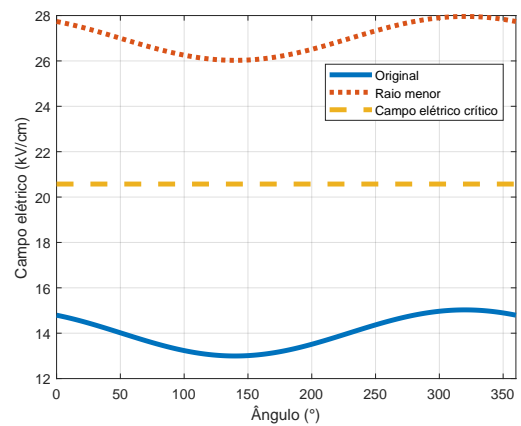


Figura E.88: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor três caso 4.

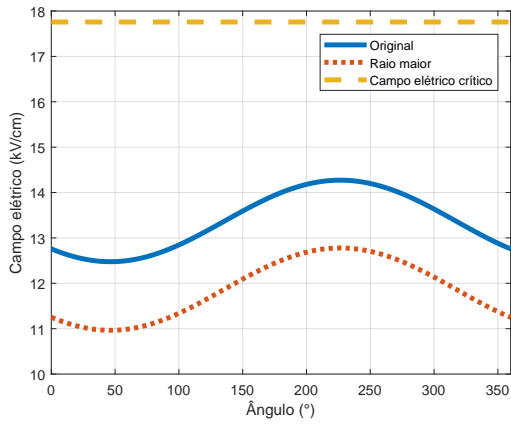


Figura E.89: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor quatro caso 4.

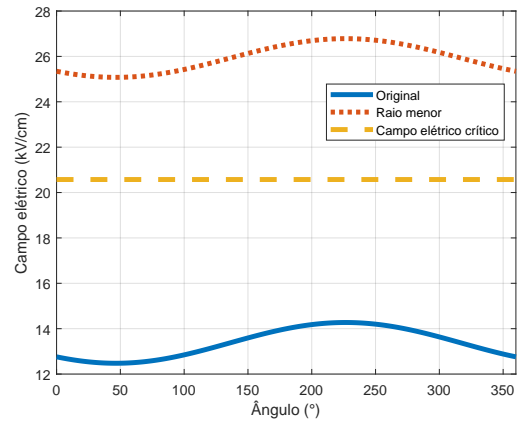


Figura E.90: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor quatro caso 4.

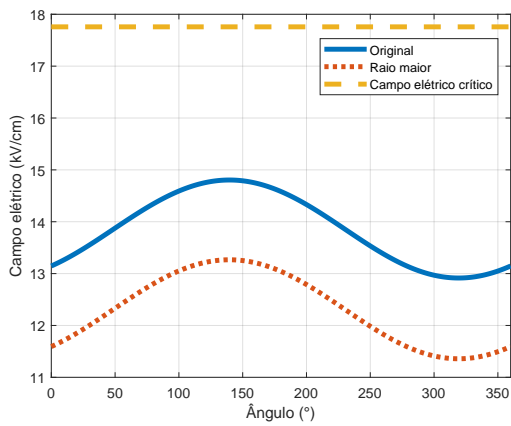


Figura E.91: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor cinco caso 4.

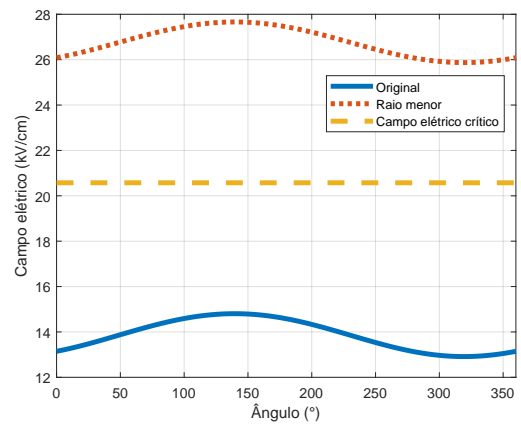


Figura E.92: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor cinco caso 4.

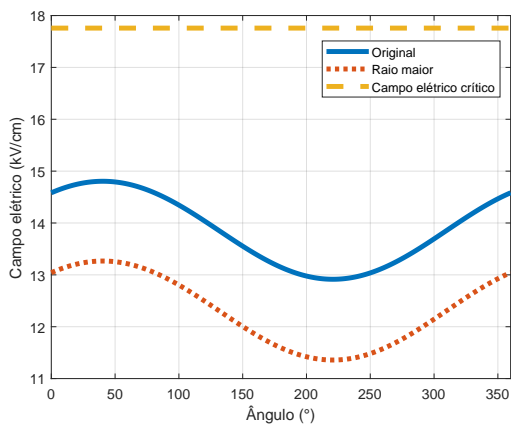


Figura E.93: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor seis caso 4.

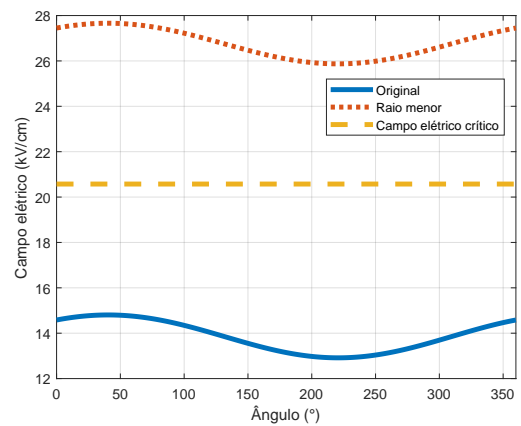


Figura E.94: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor seis caso 4.

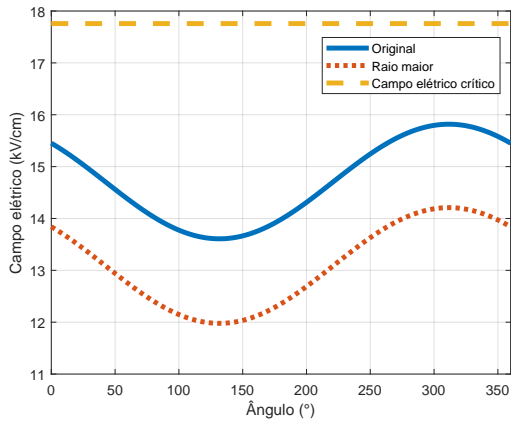


Figura E.95: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor sete caso 4.

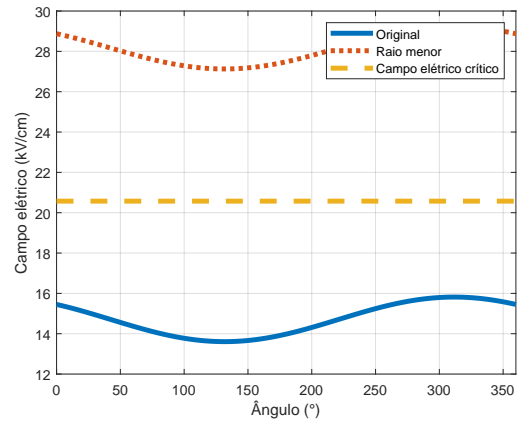


Figura E.96: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor sete caso 4.

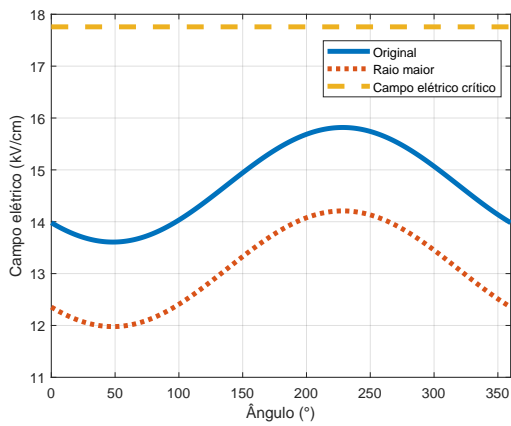


Figura E.97: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor oito caso 4.

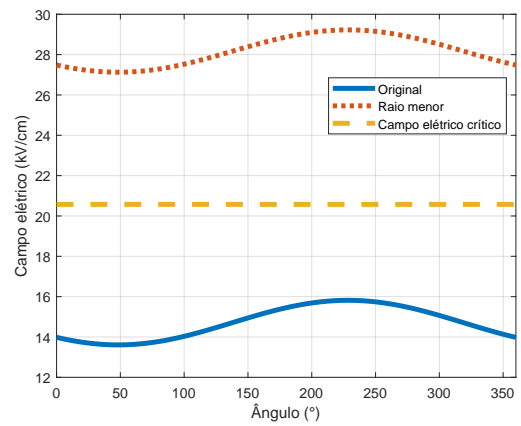


Figura E.98: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor oito caso 4.

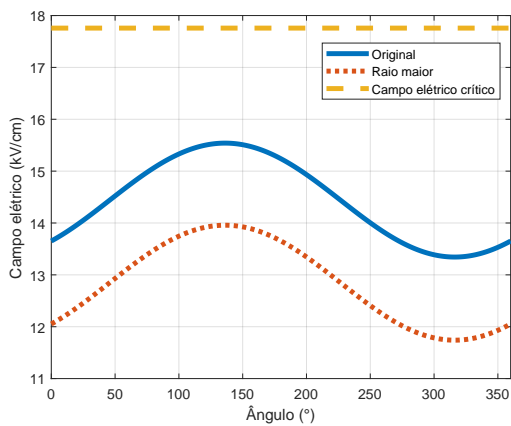


Figura E.99: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor nove caso 4.

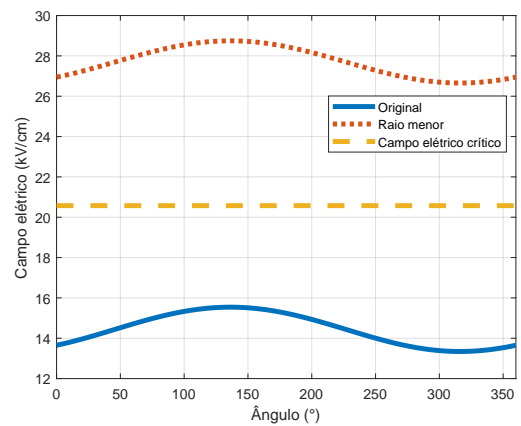


Figura E.100: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor nove caso 4.

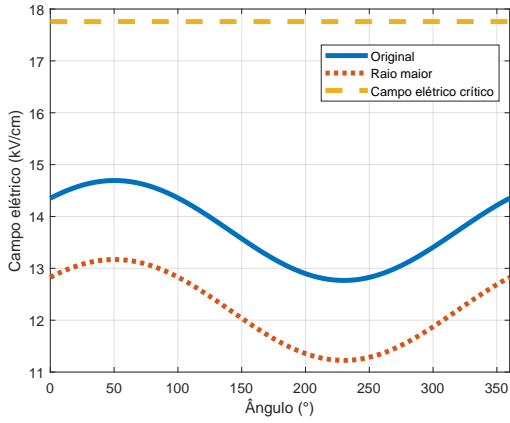


Figura E.101: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor dez caso 4.

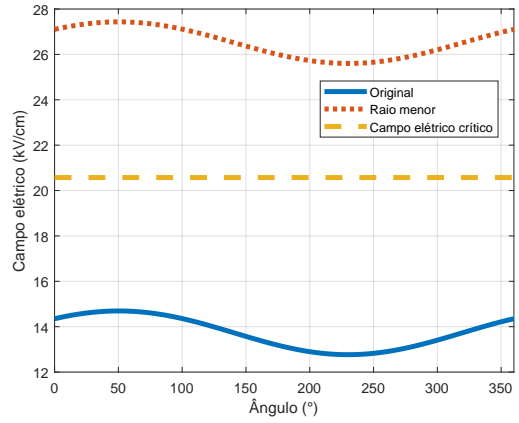


Figura E.102: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor dez caso 4.

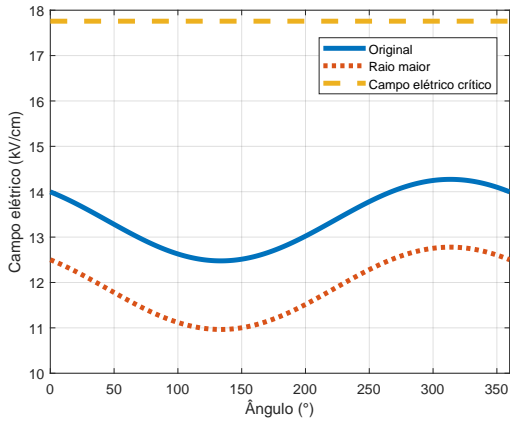


Figura E.103: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor onze caso 4.

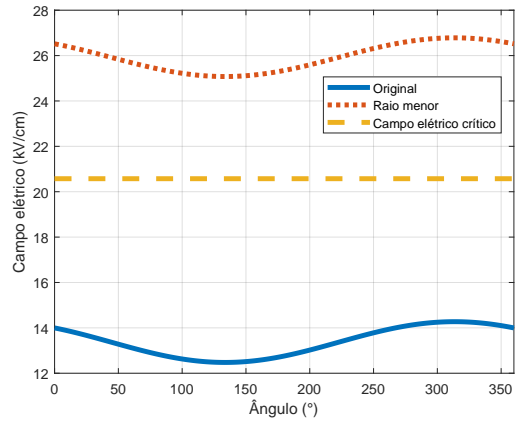


Figura E.104: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor onze caso 4.

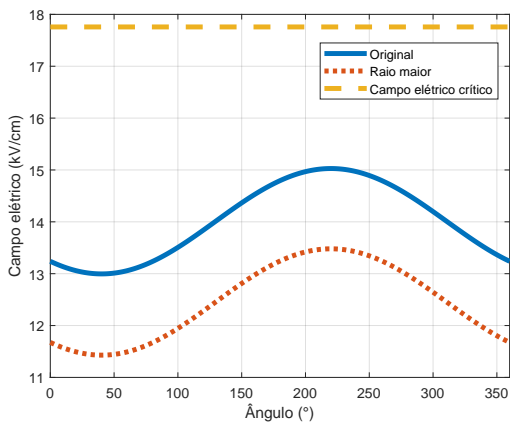


Figura E.105: Campo elétrico superficial com raio maior: condutor doze caso 4.

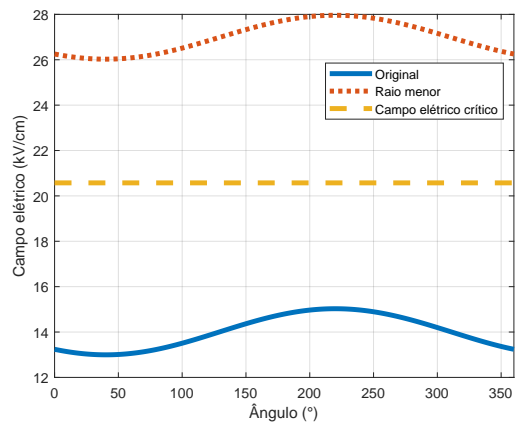


Figura E.106: Campo elétrico superficial com raio menor: condutor doze caso 4.

Da mesma maneira que no caso 2 e 3, o comportamento das curvas para este tipo de análise se manteve o mesmo. A tabela E.16 a seguir relata as medidas computadas para o E_{crit} de cada raio e o K de cada condutor da LT.

Tabela E.16: Parâmetros relacionados a variação do raio: caso 4 superficial.

Fase	Condutor	Raio [m]	E_{crit} [kV/cm]	K
A	1	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0700
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0795
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0345
	2	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0756
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0857
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0376
	3	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0720
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0817
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0357
	4	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0670
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0761
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0329
B	5	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0680
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0773
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0334
	6	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0677
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0769
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0333
	7	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0747
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0846
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0371
	8	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0750
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0850
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0372
C	9	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0760
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0861
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0378
	10	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0697
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0792
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0344
	11	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0667
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0758
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0328
	12	15.98×10^{-3}	18.1155	1.0724
		18.15×10^{-3}	17.7579	1.0821
		7.88×10^{-3}	20.5739	1.0358

Observando a tabela acima afirma-se que as respostas nela contidas para E_{crit} e K seguiram a mesma lógica apresentada pelos casos 2 e 3. Vale ressaltar que o valor de K está mais próximo de 1 em comparação a estas outras duas configurações. Além disso, nota-se que ao adotar um raio menor o campo elétrico superficial ultrapassa os níveis de E_{crit} em todos os cabos.

Erro Percentual Médio Global

O Erro Percentual Médio Global (EMG) entre os resultados é calculado pela norma euclidiana, conforme a equação F.1 a seguir. Este erro é aplicado na análise de resultados vetoriais e é caracterizado por evitar disparidades nos casos onde as soluções possuem valores muito pequenos ou muito grandes (SANTOS, 2017).

$$EMG(\%) = \left[\frac{\int_{\Omega} (S_{referencia} - S_{simulado})^2 d\Omega}{\int_{\Omega} (S_{referencia}) d\Omega} \right] \cdot 100\% \quad (F.1)$$

Na equação F.1, $S_{referencia}$ é a solução fornecida pela referência e $S_{simulado}$ é a solução obtida por meio da execução das ferramentas computacionais desenvolvidas que implementam as modelagens eletromagnéticas estudadas neste trabalho de conclusão de curso.

Algoritmo Implementado

Algoritmo 1: Evolução Diferencial

Resultado: $Best_i$ - Configuração geométrica otimizada

Requerido: NP, F, CR - Parâmetros de controle

GEN - Critério de parada

x_i^I, x_i^S - Limites inferior e superior

Inicializa a população $Pop_{i,j} \leftarrow rand_{i,j}[x_i^I, x_i^S]$

Avalia a função objetivo sob as restrições $E_{i,j} \leftarrow f(Pop_{i,j})$

para $g \leftarrow 1$ até GEN **faça**

para $j \leftarrow 1$ até NP **faça**

 Escolha aleatoriamente $r_{1,2,3} \in [1, \dots, NP]$, $r_1 \neq r_2 \neq r_3 \neq j$

 Cria um vetor experimental $\mathbf{X}_i \leftarrow \mathcal{S}(r_{1,2,3}, F, CR, Pop)$

 Verifica os limites inferior e superior **se** $x_i \notin [x_i^I, x_i^S]$ **então**

 | $x_i \leftarrow rand_i[x_i^I, x_i^S]$

fim

 Seleciona a melhor solução (\mathbf{X} ou $Pop_{i,j}$) **se** $f(\mathbf{X}_i) \leq f(Pop_{i,j})$ **então**

 | $Best_i \leftarrow \mathbf{X}_i$

senão

 | $Best_i \leftarrow Pop_{i,j}$

fim

fim

fim
