

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
INSTITUTO DE CIÊNCIAS EXATAS E APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ROTEAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO ORIENTADO
A CARACTERÍSTICAS GEOMÉTRICAS, ESTRUTURAIS E GEOGRÁFICAS**

IURI ABRAHÃO MONTEIRO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

JOÃO MONLEVADE, MG

2018

IURI ABRAHÃO MONTEIRO

**ROTEAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO ORIENTADO
A CARACTERÍSTICAS GEOMÉTRICAS, ESTRUTURAIS E GEOGRÁFICAS**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa

JOÃO MONLEVADE, MG

2018

M775r

Monteiro, Iuri Abrahão.

Roteamento de linhas de transmissão orientado a características geométricas, estruturais e geográficas [manuscrito] / Iuri Abrahão Monteiro. - 2018.

116f.: il.: color; grafs; tabs; mapas.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Energia elétrica - Transmissão. 2. Linhas elétricas. I. Barbosa, Carlos Henrique Nogueira de Resende. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.315



ANEXO IV - ATA DE DEFESA

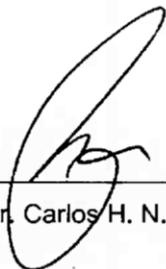
Aos dezenove dias do mês de fevereiro de 2018, às sete horas e trinta minutos, no bloco **B** deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo formando **Iuri Abrahão Monteiro** sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: **Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa**, **Dr. Juan Carlos Galvis Manso** e **Dr. Víctor Costa da Silva Campos**.

O candidato apresentou a monografia intitulada: **Roteamento de Linhas de Transmissão Orientado a Características Geométricas, Estruturais e Geográficas**. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO do candidato, com a nota média 9,3, de acordo com a Tabela 1. Na forma regulamentar, foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo formando.

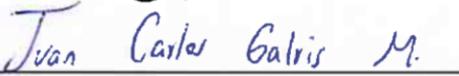
Tabela 1: Notas de avaliação da banca examinadora.

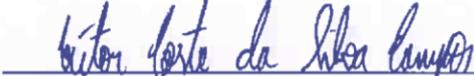
Banca Examinadora	Notas
Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa	9,2
Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso	9,3
Prof. Dr. Víctor Costa da Silva Campos	9,4
Média	9,3

João Monlevade, 19 de fevereiro de 2018.


Prof. Dr. Carlos H. N. R. Barbosa


Iuri Abrahão Monteiro


Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso


Prof. Dr. Víctor Costa da Silva Campos



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica



ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado **“Roteamento de Linhas de Transmissão Orientado a Características Geométricas, Estruturais e Geográficas”** é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 21 de fevereiro de 2018.

Iuri Abrahão Monteiro

À memória de minha avó Laura, meu anjo da guarda; sem ela este trabalho e muitos dos meus sonhos não se realizariam.

AGRADECIMENTOS

A Deus, o centro e o fundamento de tudo em minha vida, por renovar a cada momento a minha força e disposição e pelo discernimento concedido ao longo dessa jornada.

Aos meus pais, Alexandro e Denise, pelo amor incondicional, apoio irrestrito, carinho, por acreditarem em mim e por terem sido sempre meus patrocinadores oficiais, sem os quais este trabalho não poderia ter sido concluído em sua plenitude.

Ao meu irmão, Pedro Henrique, pelo companheirismo e por sempre me apoiar nos momentos de dificuldade, preocupando-se e zelando por mim.

À minha querida tia Raquel, pela constante torcida e por sempre vibrar em todas as minhas vitórias.

Aos irmãos da República A Casa Lar, em especial a velha-guarda, por terem sido a minha família fora de casa e por me ensinarem a ser alguém melhor.

Ao meu orientador, Professor Doutor Carlos H. N. R. Barbosa, pela incansável supervisão, pelo interesse e confiança, pelos conselhos e, especialmente, pela amizade.

Aos excelentes professores e professoras que tive, por compartilharem seus conhecimentos e experiências e por terem participado ativamente na minha formação como engenheiro.

Aos membros da banca examinadora, por terem aceitado o convite e por terem se disposto a engrandecer este trabalho.

Ao povo brasileiro, pela parcela dos inúmeros impostos que se transformou em meu suporte financeiro.

A todos que, de alguma maneira, se envolveram nessa jornada.

Muito obrigado.

*“Agradeço todas as dificuldades que enfrentei;
não fosse por elas, eu não teria saído do lugar.
As facilidades nos impedem de caminhar. Mesmo
as críticas nos auxiliam muito.”*

(Francisco Cândido Xavier)

RESUMO

O Roteamento de Linhas de Transmissão (RLT) é uma tarefa de engenharia que busca minimizar os custos de construção e manutenção das estruturas de uma linha de transmissão. Devido à sua alta complexidade, é improvável que uma abordagem manual encontre a solução ótima do problema. Desse modo, a utilização de técnicas de otimização tem se mostrado um poderoso recurso computacional de resolução, conforme demonstrado na literatura especializada. O presente trabalho tem como principal objetivo modelar o problema de RLT em termos de uma função matemática de otimização e determinar a solução ótima por meio de algoritmos compatíveis com a natureza da função. Os resultados obtidos para uma linha real de 500kV e 246km demonstraram a eficácia do modelo matemático empregado e das estratégias de busca GRASP e GA.

Palavras chaves: Roteamento de Linhas de Transmissão, Função de Otimização, Problema Mono-objetivo, GRASP, GA.

ABSTRACT

Transmission Line Routing (TLR) is an engineering task that aims at minimizing the use of transmission structures and, therefore, the overall costs to build or maintain a transmission line. Due to its complexity, it is unlikely that a conventional approach will be more effective to TLR than a systematic computational approach on finding optimal routes. Applying optimization techniques has demonstrated to be a powerful option according to the recent technical literature. The main objectives of this work are to model the TLR problem as a mathematical optimization function subject to restrictions, and to determine its optimal solution by means of search algorithms tailored to the features of TLR. Simulation results obtained from a real-world scenario have demonstrated that both the mathematical model and the chosen meta-heuristics have succeeded on achieving probable optima.

Keywords: Transmission Lines Routing, Optimization Function, Mono-objective, GRASP, GA.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 3.1: Modelo de uma linha de transmissão com parâmetros distribuídos.	26
Figura 3.2: Circuito equivalente de uma linha de transmissão curta.	27
Figura 3.3: Circuito equivalente de linhas de transmissão médias, modelo π -nominal.	28
Figura 3.4: Circuito equivalente de linhas de transmissão longas, modelo π -nominal.	29
Figura 3.5: Disposição de agrupamento de condutores para (a) dois condutores, (b) três condutores e (c) quatro condutores.	30
Figura 3.6: Espaçamento entre condutores de uma linha de agrupamento de condutores.	31
Figura 3.7: Método das imagens para o cálculo do campo elétrico de um condutor.	39
Figura 3.8: Condutor suspenso entre dois suportes de mesma elevação.	42
Figura 3.9: Condutor suspenso entre dois suportes de diferentes altitudes.	43
Figura 4.1: Camadas de dificuldades superpostas para o problema de RLT.	45
Figura 4.2: Representação matemática do cálculo da declividade.	48
Figura 4.3: Diagrama representativo do ângulo de deflexão entre torres, em que (a) representa a componente azimutal θ e (b) a componente zenital ϕ	50
Figura 4.4: Representação das possibilidades de ângulo azimutal.	51
Figura 5.1: Processo de filtragem na fase de diversificação da meta-heurística GRASP.	57
Figura 5.2: Representação dos indivíduos de uma população em um GA para o problema de RLT.	62
Figura 5.3: Estratégia de cruzamento de indivíduos desenvolvida para o problema de RLT.	64
Figura 5.4: Representação discreta e representação contínua de dados <i>raster</i>	67
Figura 6.1: Primeiro cenário de teste para o Algoritmo de Dijkstra, em que (a) é o <i>grid</i> original e (b) é a solução encontrada.	69
Figura 6.2: Segundo cenário de teste para o Algoritmo de Dijkstra, em que (a) é o <i>grid</i> original e (b) é a solução encontrada.	69
Figura 6.3: Função Easom para <i>benchmark</i> do GA.	72
Figura 6.4: Representação do melhor indivíduo ao longo das gerações para <i>benchmark</i> (Função Easom).	72
Figura 6.5: Função Rastrigin para <i>benchmark</i> do GA.	73
Figura 6.6: Representação do melhor indivíduo ao longo das gerações para <i>benchmark</i> (Função Rastrigin).	74
Figura 6.7: Característica de ocupação do terreno para o primeiro cenário de ensaio.	75
Figura 6.8: Característica altimétrica para os cenários de ensaio.	76

Figura 6.9: Soluções obtidas para o primeiro cenário de ensaio.....	76
Figura 6.10: Característica de ocupação do terreno para o segundo cenário de ensaio.	77
Figura 6.11: Soluções obtidas para o segundo cenário de ensaio.	78
Figura 7.1: Fluxograma representativo da metodologia de pós-otimização.	79
Figura 8.1: Resultados experimentais obtidos para a rota da linha de transmissão.	87
Figura 8.2: Geometria e configuração da linha de transmissão escolhida na metodologia de pós-otimização para o estudo de caso.....	94

ANEXOS

Figura A.1: Vista de perfil das geometrias utilizadas para 230 kV.	102
Figura A.2: Vista de perfil das geometrias utilizadas para 345 kV.	103
Figura A.3: Vista de perfil das geometrias utilizadas para 500 kV.	104
Figura A.4: Vista de perfil das geometrias utilizadas para 765 kV.	105
Figura A.5: Mapa das linhas de transmissão existentes e planejadas no Brasil.....	106
Figura A.6: Área de estudo no contexto brasileiro.....	107
Figura A.7: Dados de ocupação de terreno da área de estudo.	108
Figura A.8: Dados de altimetria da área de estudo.	109

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1: Níveis de tensão para transmissão de energia elétrica no Brasil.	18
Tabela 1.2: Níveis de tensão padronizados para transmissão de energia elétrica no Brasil.	19
Tabela 2.1: Síntese do referencial teórico.	24
Tabela 3.1: Valores de referência para intensidade de campo elétrico ao nível do solo.	40
Tabela 3.2: Valores de referência para intensidade de campo magnético ao nível do solo. ...	41
Tabela 4.1: Custos referentes à ocupação de terreno e a normalização adotada.	47
Tabela 4.2: Custos referentes à declividade e a normalização adotada.	48
Tabela 4.3: Custos referentes aos desvios no trajeto e a normalização adotada.	49
Tabela 5.1: Classes de Ocupação de Terreno adotadas e a correspondência às classes do IBGE.	66
Tabela 7.1: Critério de seleção do nível de tensão de operação de uma linha de transmissão.	80
Tabela 7.2: Valores de referência para os fatores de desempenho de uma linha de transmissão.	83
Tabela 8.1: Ajuste de parâmetros para o GA.	88
Tabela 8.2: Ajuste de parâmetros para o GRASP.	88
Tabela 8.3: Dados da linha de transmissão encontrada em comparação com a real.	88
Tabela 8.4: Configuração das linhas de transmissão candidatas.	89
Tabela 8.5: Condutores das linhas de transmissão candidatas.	90
Tabela 8.6: Parâmetros das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GA.	90
Tabela 8.7: Parâmetros das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GRASP.	91
Tabela 8.8: Fatores de desempenho das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GA.	92
Tabela 8.9: Fatores de desempenho das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GA.	92
Tabela 8.10: Estimativa de custo de investimento das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GA.	93
Tabela 8.11: Estimativa de custo de investimento das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GRASP.	93

ANEXOS

Tabela A.1: Classes de ocupação de terreno do banco de dados do IBGE.	112
Tabela A.2: Descrição dos itens do Problema da Mochila para 8 itens.	113
Tabela A.3: Descrição dos itens do Problema da Mochila para 15 itens.	113
Tabela A.4: Propriedades mecânicas de condutores ACSR.	114
Tabela A.5: Propriedades elétricas e preço de condutores ACSR.	115
Tabela A.6: Geometrias típicas de linhas de transmissão.	116
Tabela A.7: Geometrias típicas de linhas de transmissão (continuação).	116

LISTA DE ALGORITMOS

Algoritmo 5.1: Pseudocódigo do Algoritmo de Dijkstra.....	55
Algoritmo 5.2: Pseudocódigo de um GRASP.	56
Algoritmo 5.3: Pseudocódigo da fase de diversificação da meta-heurística GRASP.	57
Algoritmo 5.4: Pseudocódigo da fase de intensificação da meta-heurística GRASP.	59
Algoritmo 5.5: Pseudocódigo de um Algoritmo Genético.	61

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACSR	<i>Aluminium Conductor Steel-Reinforced</i>
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
CAA	Cabo de Alumínio com Alma de Aço
DP	<i>Dynamic Programming</i> (Programação Dinâmica)
ESRI	<i>Environmental Systems Research Institute</i>
FAHP	<i>Fuzzy Analytic Hierarchy Process</i>
GA	<i>Genetic Algorithm</i> (Algoritmo Genético)
GIS	<i>Geographic Information System</i> (Sistema de Informações Geográficas)
GRASP	<i>Greedy Randomized Adaptive Search Procedure</i>
GRD	<i>Geometric Mean Distance</i> (Distância Média Geométrica)
GRM	<i>Geometric Mean Radius</i> (Raio Médio Geométrico)
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
LCPA	<i>Least-Cost Path Analysis</i>
LT	Linha de Transmissão
MLTC	Modelo de Linhas de Transmissão Curtas
MLTL	Modelo de Linhas de Transmissão Longas
MLTM	Modelo de Linhas de Transmissão Médias
NBR	Norma Brasileira Registrada
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RCL	<i>Restricted Candidate List</i> (Lista Restrita de Candidatos)
RGB	<i>Red, Green, and Blue</i>
RLT	Roteamento de Linhas de Transmissão
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIL	<i>Surge Impedance Loading</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIF	<i>Tagged Image File Format</i>
UMA	Unidade Mínima de Área

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Contextualização	18
1.2	Motivação e Justificativa	19
1.3	Objetivos	20
1.4	Estrutura do Trabalho	20
2	REFERENCIAL TEÓRICO	22
3	MODELAGEM DO PROBLEMA	26
3.1	Apresentação	26
3.2	Modelagem da Linha de Transmissão	26
3.2.1	Linhas de Transmissão Curtas.....	27
3.2.2	Linhas de Transmissão Médias.....	28
3.2.3	Linhas de Transmissão Longas.....	29
3.3	Propriedades Elétricas de uma Linha de Transmissão	30
3.3.1	Agrupamento de Condutores.....	30
3.3.2	Reatância Indutiva.....	30
3.3.3	Impedância Série.....	31
3.3.4	Reatância Capacitiva.....	32
3.3.5	Admitância <i>Shunt</i>	32
3.3.6	Regulação de Tensão.....	33
3.3.7	Rendimento a Plena Carga.....	33
3.3.8	Fluxo de Potência.....	34
3.3.9	Perdas por Efeito Joule.....	34
3.3.10	Perdas por Efeito Corona.....	35
3.3.11	Surge Impedance Loading.....	35
3.3.12	Campo Elétrico.....	37

3.3.13	Campo Magnético	40
3.4	Propriedades Mecânicas de uma Linha de Transmissão	41
3.4.1	Flecha de um Condutor Suspenso	41
3.4.2	Comprimento dos Condutores	44
3.4.3	Máxima Carga Mecânica de um Condutor	44
4	MODELO MATEMÁTICO PARA O PROBLEMA DE ROTEAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	45
4.1	Apresentação	45
4.2	Função Objetivo	46
4.2.1	Custo de Ocupação de Terreno	47
4.2.2	Custo de Variação de Declividade	48
4.2.3	Custo de Desvios no Trajeto	49
4.3	Restrições	49
4.3.1	Ângulo Máximo de Deflexão	49
4.3.2	Vão Máximo	51
4.4	Formulação Matemática do Problema de Otimização	51
5	ESTRATÉGIAS DE OTIMIZAÇÃO APLICADAS AO PROBLEMA DE ROTEAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	53
5.1	Apresentação	53
5.1.1	Métodos Exatos e Métodos Aproximados	54
5.2	Algoritmo de Dijkstra	54
5.3	GRASP	56
5.3.1	Fase de Diversificação	57
5.3.2	Fase de Intensificação	59
5.4	Algoritmo Genético	60
5.4.1	Codificação do Indivíduo	61
5.4.2	População Inicial	62

5.4.3	Avaliação do Fitness de um Indivíduo	62
5.4.4	Seleção por Torneio Binário	63
5.4.5	Cruzamento	63
5.4.6	Mutações	64
5.4.7	A Próxima Geração	65
5.4.8	Convergência	65
5.5	Aspectos de Implementação	65
5.5.1	Ocupação do Terreno	66
5.5.2	Curvas de Nível	67
6	VALIDAÇÕES DOS ALGORITMO DE DIJKSTRA, GRASP E GA	68
6.1	Apresentação	68
6.2	Validação do Algoritmo de Dijkstra	68
6.2.1	Primeiro Cenário de Teste	68
6.2.2	Segundo Cenário de Teste	69
6.2.3	Conclusões	70
6.3	Validação do GRASP	70
6.3.1	O Problema da Mochila	70
6.3.2	Conclusões	71
6.4	Validação do Algoritmo Genético	71
6.4.1	Função Easom	71
6.4.1	Função Rastrigin	73
6.4.2	Conclusões	74
6.5	Ensaio dos Métodos de Otimização	74
6.5.1	Primeiro Cenário de Ensaio	75
6.5.2	Segundo Cenário de Ensaio	77
6.5.3	Conclusões	78

7	METODOLOGIA DE PÓS-OTIMIZAÇÃO APLICADA ÀS SOLUÇÕES DO ROTEAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	79
7.1	Introdução	79
7.2	Etapas da Metodologia Pós-Otimização	80
7.2.1	Determinação da Tensão de Operação.....	80
7.2.2	Determinação da Geometria da Linha de Transmissão.	81
7.2.3	Determinação dos Condutores	81
7.2.4	Verificação da Flecha Máxima e dos Níveis de Campo Elétrico	82
7.2.5	Cálculo de Parâmetros da Linha de Transmissão	83
7.2.6	Cálculo de Fatores de Desempenho.....	83
7.2.7	CrITÉrios de Desempate	83
7.3	Estimação do Custo de Projeto da Linha de Transmissão.....	83
8	RESULTADOS EXPERIMENTAIS.....	85
8.1	Apresentação	85
8.2	Caracterização da Área de Estudo para Emprego do Roteador de LTs.....	85
8.2.1	Dados de Ocupação de Terreno	86
8.2.2	Dados de Altimetria	86
8.3	Roteamento via Otimização	86
8.4	Metodologia de Pós-Otimização	88
8.4.1	Tensão de Operação	89
8.4.2	Configuração da Linha de Transmissão.....	89
8.4.3	Condutores	89
8.4.4	Flecha dos Condutores.....	90
8.4.5	Parâmetros da Linha de Transmissão	90
8.4.6	Fatores de Desempenho	91
8.4.7	Estimativa de Custo	92
8.4.8	CrITÉrio de Desempate	93

8.5	Conclusões	95
9	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS	96
9.1	Conclusões Gerais	96
9.2	Trabalhos Futuros	96
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
	APÊNDICE A – GEOMETRIAS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	102
	APÊNDICE B – MAPAS	106
	APÊNDICE C – PROCEDIMENTO DE OBTENÇÃO DE DADOS GIS	110
	ANEXO A – DADOS UTILIZADOS.....	112

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

As linhas de transmissão de energia elétrica são um dos elementos mais importantes em um Sistema Elétrico de Potência (SEP) (KIESSLING *et al.*, 2003). A conexão entre unidades geradoras de energia elétrica e os sistemas de distribuição é a principal função de um sistema de transmissão (DAS, 2006).

Nesse sentido, o sistema de transmissão foi desenvolvido a partir da necessidade de transportar grandes blocos de energia elétrica aos centros de consumo. É composto por uma rede de alta tensão, geralmente de 138 kV a 765 kV (GÖNEN, 2014), que conecta usinas de energia elétrica aos principais centros de carga e, por sistemas de subtransmissão, 13,8 kV a 138 kV, que conectam o sistema de transmissão a subestações de distribuição (GÖNEN, 2014).

Os níveis de tensão nominais das grandes unidades geradoras estão, segundo Stevenson e Grainger (1994), na faixa de 13,8 kV a 24 kV e são elevadas – por meio de transformadores elevadores – a níveis de transmissão. Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), os níveis de tensão para o sistema de transmissão, no Brasil, podem ser classificados conforme Tabela 1.1.

Tabela 1.1: Níveis de tensão para transmissão de energia elétrica no Brasil.

Níveis de Tensão para Transmissão de Energia Elétrica	
A1	≥ 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV

Ainda segundo a ABRADEE, a classe A1 é representativa do sistema de transmissão interligado ou Sistema Interligado Nacional (SIN). O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, padroniza níveis de tensão de transmissão vistos na Tabela 1.2.

Ao redor do mundo, existem linhas de transmissão em corrente contínua de até 533 kV e linhas em corrente alternada que operam em até 1200 kV, as quais são utilizadas em distâncias superiores a 1500 km (LINGS, 2005). Visto que a maioria das linhas de transmissão opera entre 230 kV e 345 kV, este trabalho concentra-se na análise de linhas de

transmissão aéreas em corrente alternada acima de 200 kV, que representa os padrões adotados tanto nas Américas (230 kV) quanto na Europa (220 kV).

Tabela 1.2: Níveis de tensão padronizados para transmissão de energia elétrica no Brasil.

Níveis de Tensão Padronizados para Transmissão de Energia Elétrica	
A1	230, 345, 440, 500, 600 ¹ , 750 e 800 ¹ kV

Fonte: Adaptado de ONS (2018).

1.2 Motivação e Justificativa

O Roteamento da Linha de Transmissão (RLT) é, segundo Monteiro *et al.* (2005), uma tarefa de engenharia que otimiza os custos associados à instalação e à manutenção de equipamentos, sujeitos a restrições técnicas, geográficas, ambientais, sociais e legais. É o estágio no qual o agente planejador decide o caminho e as áreas a serem percorridos pelas linhas de energia elétrica levando em consideração as restrições existentes.

Por se tratar de um problema que envolve uma série de diferentes condicionantes, o caminho escolhido pelo agente planejador pode não ser, necessariamente, o caminho de menor custo. Diversos estudos, ao considerarem diferentes objetivos, modelaram o problema de modo peculiar resultando em enfoques próprios. Por exemplo, enquanto alguns autores consideraram apenas aspectos relacionados à incidência de descargas elétricas – como Li *et al.* (2013) – outros contemplaram uma variedade de fatores geográficos, geológicos e antrópicos – como Bagli *et al.* (2011), Eroğlu e Aydin (2015) e Monteiro *et al.* (2005). O Capítulo 2 detalha parte dos estudos mais relevantes sobre o tema até então publicados na literatura especializada.

Em alguns países do mundo, o RLT é realizado de maneira manual: um grupo de especialistas se reúne e, de acordo com suas expertises, determina onde e como a linha deve ser construída. Apesar da funcionalidade e da capacidade de determinar uma solução subótima para o problema, essa metodologia é passível de falhas, requer um maior tempo de implementação e planejamento, além de admitir a geração de caminhos com custos mais elevados (LUEMONGKOL *et al.*, 2009). Exemplo disso é o estudo de De Lima *et al.* (2016), em que os autores compararam uma linha de transmissão real já construída – definida por meio das técnicas e metodologia convencionais – com o resultado de um projeto desenvolvido

¹ Níveis de transmissão em corrente contínua; a linha de 800 kV ainda não está em operação.

por meio de otimização, verificando que o método de otimização desenvolvido por eles “havia gerado bons resultados com rotas de menores comprimentos e custos mais baixos”.

Em síntese, uma vez que o problema a ser abordado pode ser modelado por meio de uma função de otimização sujeita a determinadas restrições, é oportuno se beneficiar de técnicas de otimização para minimizar os custos inerentes e obter uma solução ótima ou quase ótima. Além disso, o assunto é objeto de constante estudo pela academia, provando ser tema relevante ao campo da Engenharia Elétrica, na subárea de Sistemas Elétricos de Potência (BAGLI; GENELETTI; ORSI, 2011), (DE LIMA *et al.*, 2016), (EROĞLU; AYDIN, 2015), (MONTEIRO *et al.*, 2005), (SCHMIDT, 2009), (THIAM; DEMARCO, 2016), (YILDIRIM; NISANCI, 2010), (ZHANG; ARMSTRONG, 2008).

1.3 Objetivos

Os objetivos primários deste trabalho são: (i) propor um modelo matemático de otimização para o RLT, (ii) avaliar a influência de restrições, categorizadas em tipos, para a determinação da solução ótima, (iii) determinar rotas de linhas de transmissão por meio de algoritmos de otimização, (iv) implementar uma metodologia de pós-otimização para a escolha da solução final mais adequada e (v) estimar o custo de projeto e execução da linha de transmissão determinada.

1.4 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 1, uma breve introdução ao tema do trabalho é dada para contextualização, motivação e justificativas.

O Capítulo 2 traz uma revisão bibliográfica, o *estado da arte*, sobre as diferentes abordagens existentes para o problema de RLT.

O Capítulo 3 mostra uma breve revisão dos principais conceitos teóricos utilizados para desenvolver o presente trabalho, além de uma modelagem matemática típica de linhas de transmissão em condições balanceadas de carga.

O Capítulo 4 apresenta uma proposta de formulação matemática que será utilizada para determinar uma solução ótima para o problema de RLT a partir de técnicas de otimização.

O Capítulo 5 apresenta conceitos de otimização, três algoritmos de otimização que serão utilizados para solucionar o problema de RLT e aspectos da implementação de cada um desses no que se refere às particularidades do RLT.

O Capítulo 6 apresenta uma proposta de metodologia de pós-otimização que será utilizada para determinar parâmetros e características específicas das linhas de transmissão cujos traçados são determinados pela função de otimização.

O Capítulo 7 verifica a implementação dos algoritmos de otimização utilizados por meio da resolução de problemas de validação específicos a cada um e da aplicação em cenários de ensaios.

O Capítulo 8 ilustra a aplicabilidade do modelo e da metodologia de pós-otimização desenvolvidos por meio de um estudo de caso e da subsequente comparação com o traçado de uma linha de transmissão existente.

O Capítulo 9 apresenta as considerações finais e as propostas de trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O problema de RLT é clássico no estudo de sistemas elétricos de potência, podendo ser modelado de diversas maneiras. A literatura especializada dispõe de vários trabalhos que propõem abordagens para desenvolver o modelo matemático para o problema, bem como para determinar a rota ótima considerando diferentes aspectos.

Na bibliografia analisada, propõe-se a resolução do problema por meio de *Geographic Information Systems*² (GIS), que é definido por Bolstad (2016) como um sistema constituído por um conjunto de programas computacionais projetados para capturar, armazenar, manipular, analisar e gerenciar dados geográficos espacialmente referenciados a um sistema de coordenadas conhecido.

Acrescenta-se, ainda, que em Bagli, Geneletti e Orsi (2011), De Lima *et al.* (2016), Eroğlu e Aydın (2015), Li *et al.* (2013), Monteiro *et al.* (2005), Schmidt (2009) e Yildirim e Nisanci, (2010), os dados de GIS são apresentados em um formato de dados conhecido como células *raster*³. Os dados *raster* são, basicamente, estruturas matriciais compostas por células quadradas que representam uma área elementar cuja dimensão depende do nível de resolução (detalhamento) dos dados. A matriz corresponde a informações numéricas referentes a custos e aspectos geográficos (MONTEIRO *et al.*, 2005).

Em Yildirim e Nisanci, (2010), os autores utilizaram a *Least-Cost Path Analysis* (LCPA) e compararam o modelo de RLT desenvolvido com uma linha de transmissão já existente, verificando que, apesar de identificarem uma linha de maior comprimento, o modelo produzia uma rota que cruzava uma menor quantidade de áreas de importância social e ambiental. Entretanto, os autores não analisaram particularidades técnicas do RLT. Ainda que não explicitada, pode-se inferir que a função objetivo utilizada pelos autores correspondia à minimização dos custos acumulados de cruzamento de uma célula *raster* a outra.

Além da utilização do sistema de dados *raster* e da LCPA, em Schmidt (2009) aplicou-se também o método de avaliação multi-criterial conhecido como *Analytical Hierarchy Process* (AHP) para definir o percentual de influência de cada grupo de restrições no RLT. O AHP é uma ferramenta eficaz para lidar com processos de tomada de decisão complexos que auxilia a definir prioridades relativas. As opções de escolha são reduzidas a comparações pareadas e então sintetizadas em resultados considerando aspectos objetivos e

² Sistema Geográfico de Informação, em tradução livre.

³ Sem tradução para a língua portuguesa.

subjetivos (SAATY, 1980). O objetivo do método desenvolvido é determinar o menor custo acumulado de deslocamento de um ponto inicial a um ponto final.

Junto ao AHP, em Thiam e Demarco (2016) utilizou-se o *Delphi Process* – método estruturado de avaliação de critérios baseado na opinião de especialistas. Nesse trabalho, os autores visaram a introdução de restrições não-técnicas (como barreiras geográficas) ao RLT afirmando serem tão importantes quanto às restrições técnicas.

Embora o AHP seja um método eficiente de classificação de preferências nos critérios em análise, em Eroğlu e Aydin (2015) utilizou-se o *Fuzzy Analytical Hierarchy Process* (FAHP) por ser capaz de lidar com a incerteza presente nas decisões humanas e apresentar vantagens sobre o AHP clássico ao considerar a nebulosidade inerente ao problema de determinação de prioridades. Finalmente, utilizaram o algoritmo de Dijkstra para encontrar o caminho com menor custo acumulado.

Em Monteiro *et al.* (2005), os autores desenvolveram uma formulação inovadora para um roteamento direcional de linhas de transmissão ao modelar os custos adicionais que surgiam devido às variações na inclinação do terreno, sendo representados por uma parcela de custo na função objetivo que penalizava as variações de direção. Além de utilizar a LCPA e o AHP, os autores adotaram o método de Programação Dinâmica (DP) que resolvia complexos problemas de otimização ao particioná-los em subproblemas mais simples que eram resolvidos uma única vez e cujas soluções eram armazenadas na memória. Caso houvesse modificações, os subproblemas eram apenas revisados em lugar de serem completamente resolvidos outras vezes. A função objetivo consistia na minimização de custos acumulados de transição entre duas células *raster* vizinhas.

De Lima *et al.* (2016) apresentaram uma abordagem muito semelhante àquela adotada por Monteiro *et al.* (2005) diferindo, principalmente, na escolha do método de otimização utilizado. Enquanto aqueles utilizavam a DP, esses utilizaram o algoritmo de Dijkstra para determinar o caminho de menor custo. A função objetivo consistia na minimização dos custos de transição entre um nó e outro de um grafo direcional, na qual as variáveis de decisão eram binárias e representavam a inclusão ou não-inclusão de um nó no caminho de menor custo. Finalmente, compararam a utilização do AHP à adoção de critérios monetários e verificaram que o AHP havia demonstrado menor capacidade de representar os critérios adotados ao gerar uma rota com custo e comprimento maiores do que aquela gerada quando valores monetários eram considerados.

Em Li *et al.* (2013), foi realizado o RLT com a adoção do índice ceráunico por região em análise, uma vez que a incidência de raios sobre as linhas de transmissão pode causar falhas em todo o sistema. A função objetivo compreendia a adição de parcelas de custos relacionados à construção, à manutenção, às restrições legais e aos custos adicionais, que deviam ser minimizadas. Assim como De Lima *et al.* (2016) e Eroğlu e Aydin (2015), foi utilizado o algoritmo de Dijkstra.

Todo o referencial teórico supracitado está sintetizado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Síntese do referencial teórico.

Trabalho	Autores	Função Obj. Critérios	Método	Restrições
Developing a Geospatial Model for Power Transmission Line Routing in Turkey	V. Yildirim, R. Nisanci	Minimização de custos acumulados. Função objetivo não explicitada	GIS <i>raster</i> + Caminho de menor custo	Aspectos geográficos, geológicos e antrópicos
Implementing a GIS Methodology for Siting High Voltage Electric Transmission	A. Schmidt	Minimização de custos acumulados. Função objetivo não explicitada	GIS <i>raster</i> + Caminho de menor custo + AHP + Análise de superfície	Aspectos geográficos, geológicos e antrópicos
Automated Transmission Expansion and Routing Incorporating Electric and Geographic Criteria	F. Thiam, C. DeMarco	Minimização de custos acumulados. Função objetivo não explicitada	GIS + Delphi Process + AHP	Aspectos geográficos, geológicos, antrópicos e técnicos
Optimization of Electrical Power Transmission Lines Routing Using AHP, Fuzzy AHP, and GIS	H. Eroğlu, M. Aydin	Minimização de custos acumulados. Função objetivo não explicitada	GIS <i>raster</i> + Caminho de menor custo + FAHP + AHP + Dijkstra	Aspectos geográficos, geológicos e antrópicos
Least-cost Path Analysis and Multi-Criteria Assessment for Routing Electricity Transmission Lines	R. de Lima, R. Osis, A. Queiroz, A. Santos	Mínimização dos custos de ir do nó fonte ao nó dreno. Sujeito a restrições estruturais	GIS <i>raster</i> + Caminho de menor custo + AHP + Dijkstra	Aspectos geográficos, geológicos e antrópicos
GIS Spatial Analysis Applied to Electric Line Routing Optimization	C. Monteiro, I. Rosado, V. Miranda, P. Santamaria, E. Garrido, L. Jimenez	A função objetivo é a soma dos custos não-geográficos, de declividade, de atravessar terrenos e de variação direcional, e deve ser minimizada	GIS <i>raster</i> + Caminho de menor custo + AHP + Programação dinâmica	Aspectos geográficos, geológicos e antrópicos
Optimization of Transmission-Line Route Based on Lightning Incidence Reported by the Lightning Location System	Y. Li, Q. Yang, W. Sima, J. Li, T. Yuan	Minimização de custos acumulados. Cada termo da função objetivo representa uma categoria de custos (manutenção, construção, legais)	GIS <i>raster</i> + Caminho de menor custo + AHP + Dijkstra	Aspectos geológicos

Nota: Exemplos de aspectos geográficos: declividade de terreno, presença de flora e fauna, lagos e rios, zonas geladas. Exemplos de aspectos geológicos: sujeição a terremotos, deslizamentos de terra e avalanches. Aspectos

antrópicos: tudo o que é produzido e criado pela atividade do homem. Exemplos de aspectos técnicos: fluxo de corrente, amplitude de tensão, susceptância da linha, perdas elétricas, poluição eletromagnética, efeito corona.

3 MODELAGEM DO PROBLEMA

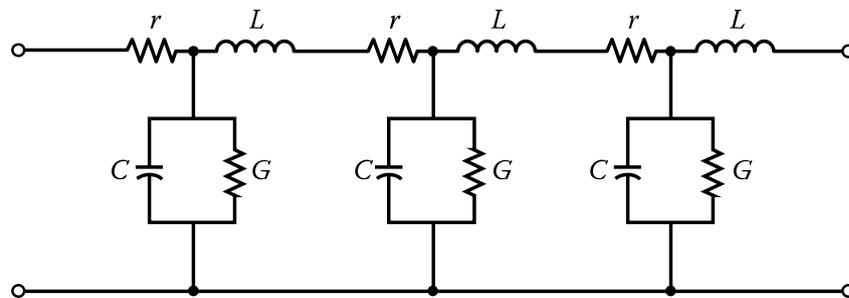
3.1 Apresentação

Neste capítulo, apresentam-se os três modelos de linhas de transmissão e algumas das propriedades elétricas e mecânicas que afetam o projeto de uma linha.

3.2 Modelagem da Linha de Transmissão

Uma linha de transmissão aérea pode ser modelada em função de suas constantes quilométricas: resistência r , indutância L , capacitância C e condutância de dispersão G , conforme mostrado na Figura 3.1.

Figura 3.1: Modelo de uma linha de transmissão com parâmetros distribuídos.



Fonte: GÖNEN (2014, p. 217).

Três modelos de linha podem ser considerados quando se trata de efeitos da capacitância. Para linhas de transmissão aéreas de comprimento máximo igual a 80 km, utiliza-se o Modelo de Linhas de Transmissão Curtas (MLTC). Para as linhas de transmissão de comprimento que varia de 80 km a 240 km, aplica-se o Modelo de Linhas de Transmissão Médias (MLTM). Quanto às linhas de comprimento superior a 240 km, utiliza-se o Modelo de Linhas de Transmissão Longas (MLTL). Os MLTC e MLTM assumem que os quatro parâmetros r , L , G e C sejam concentrados. O MLTL admite que os quatro parâmetros sejam distribuídos uniformemente ao longo da linha – o que o torna mais complexo dentre os três modelos (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

Stevenson e Grainger (1994) afirmam que redes lineares, passivas e bilaterais com dois pares de terminais (quadripolos) podem ser modeladas por constantes $ABCD$ generalizadas de linhas de transmissão. Em geral, elas são números complexos. A e D são adimensionais e iguais se a linha for a mesma quando vista dos dois terminais. As dimensões de B e C são Ohms e Siemens, respectivamente. Quando tratadas dessa maneira, a relação expressa pela Equação (3.1) pode ser aplicada.

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix}, \quad (3.1)$$

em que,

V_S é a tensão de fase do terminal de entrada da linha, em Volts;

V_R é a tensão de fase do terminal de saída da linha, em Volts;

I_S é a corrente de fase do terminal de entrada da linha, em Ampères;

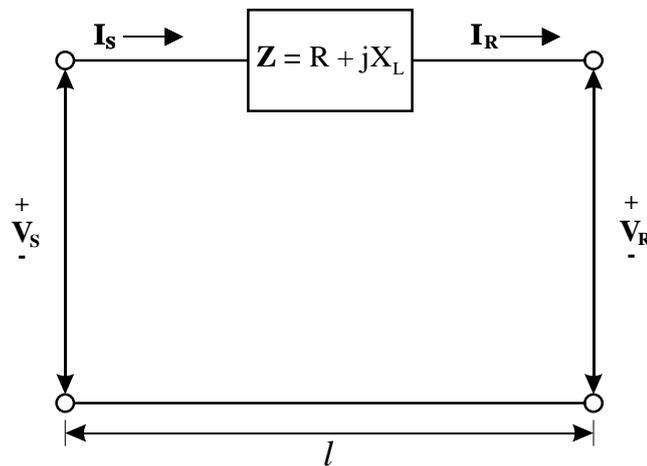
I_R é a corrente de fase do terminal de saída da linha, em Ampères.

A seguir, apresenta-se, ainda que brevemente, cada um dos modelos de linhas de transmissão. Maiores detalhes podem ser encontrados em Gönen (2014), Kiessling *et al.* (2003) e Stevenson e Grainger (1994).

3.2.1 Linhas de Transmissão Curtas

Dentre os modelos analisados, o MLTC é o mais simples, uma vez que desconsidera os efeitos da capacitância *shunt* por serem pequenos e, assim, não afetarem a precisão do modelo (STEVENSON; GRAINGER, 1994). Desse modo, a linha é representada, simplesmente, por uma impedância série (GÖNEN, 2014). A Figura 3.2 apresenta o MLTC.

Figura 3.2: Circuito equivalente de uma linha de transmissão curta.



Fonte: GÖNEN (2014, p. 217).

em que,

Z é a impedância série total por fase, em Ohms;

R é a resistência total de um condutor por fase, em Ohms;

X_L é a reatância indutiva total de um condutor por fase, em Ohms;

l é o comprimento da linha, em quilômetros.

Ainda de acordo com Gönen (2014), os parâmetros do terminal de saída da linha de transmissão são determinados a partir da expressão matricial:

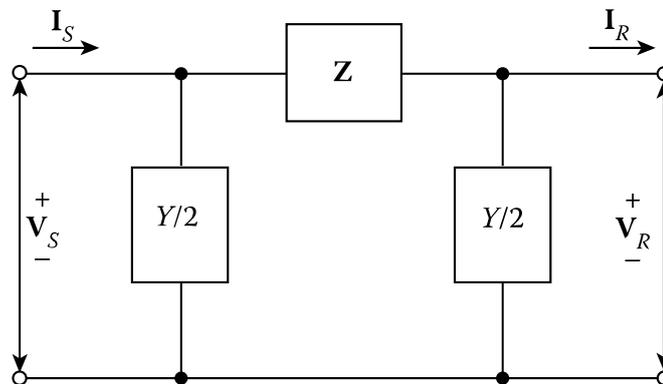
$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix}, \quad (3.2)$$

para a qual os parâmetros $ABCD$ são $A = D = 1$, $B = Z$ e $C = 0$.

3.2.2 Linhas de Transmissão Médias

À medida que o comprimento da linha e a tensão de operação aumentam, a formulação considerada para o MLTC passa a apresentar resultados imprecisos. Dessa forma, os efeitos da corrente de dispersão que flui através da capacitância devem ser levados em consideração. O MLTM considera, portanto, o modelo π -nominal representado na Figura 3.3,

Figura 3.3: Circuito equivalente de linhas de transmissão médias, modelo π -nominal.



Fonte: GÖNEN (2014, p. 229).

em que Y é a admitância *shunt* total de um condutor por fase ao neutro, em Siemens por quilômetro (GÖNEN, 2014).

A representação da Figura 3.3 recebe o nome de π -nominal por assumir que a admitância total em derivação é dividida em duas partes iguais colocadas junto aos terminais de entrada e saída da linha (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

Ainda de acordo com Gönen (2014), os parâmetros do terminal de saída da linha de transmissão são encontrados a partir da expressão matricial:

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{1}{2}YZ & Z \\ Y + \frac{1}{4}Y^2Z & 1 + \frac{1}{2}YZ \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix}, \quad (3.3)$$

para a qual os parâmetros $ABCD$ são $A = D = 1 + \frac{1}{2}YZ$, $B = Z$ e $C = Y + \frac{1}{4}Y^2Z$.

3.2.3 Linhas de Transmissão Longas

Gönen (2014) afirma que uma análise mais realista de linhas de transmissão requer que os parâmetros das linhas sejam distribuídos uniformemente por todo o comprimento da linha. Entretanto, é possível obter um circuito equivalente de linhas de transmissão longas e representá-las com precisão por uma rede de parâmetros concentrados, desde que apenas os valores terminais sejam de interesse (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

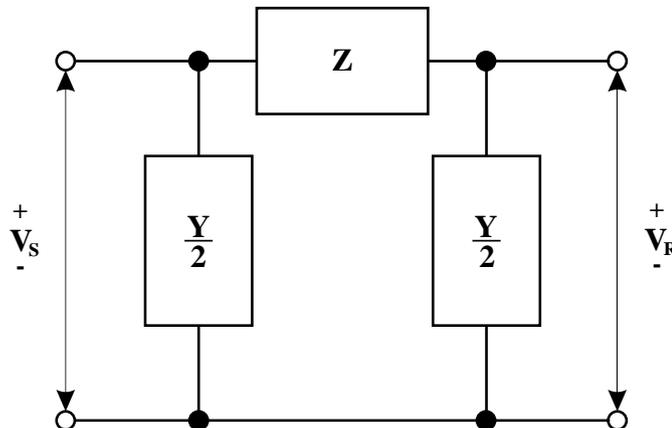
Os parâmetros do terminal de saída de uma linha de transmissão longa podem ser encontrados a partir da seguinte expressão matricial:

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{1}{2}YZ & Z \left(1 + \frac{1}{6}YZ\right) \\ Y \left(1 + \frac{1}{6}YZ\right) & 1 + \frac{1}{2}YZ \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix}, \quad (3.4)$$

para a qual os parâmetros $ABCD$ são $A = D = 1 + \frac{1}{2}YZ$, $B = Z \left(1 + \frac{1}{6}YZ\right)$ e $C = Y \left(1 + \frac{1}{6}YZ\right)$.

O circuito equivalente de uma linha de transmissão longa, considerando o modelo π , é apresentado na Figura 3.4.

Figura 3.4: Circuito equivalente de linhas de transmissão longas, modelo π -nominal.



Fonte: GÖNEN (2014, p. 250).

3.3 Propriedades Elétricas de uma Linha de Transmissão

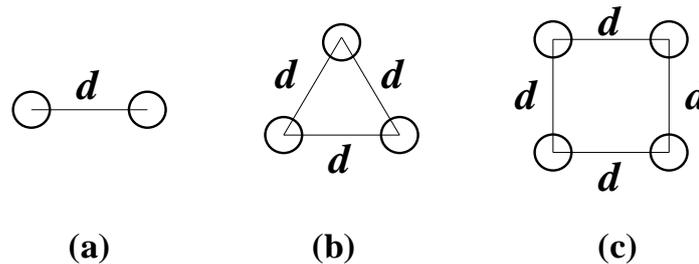
3.3.1 Agrupamento de Condutores

Um agrupamento de condutores é um conjunto de condutores individuais conectados em paralelo e dispostos em uma configuração geométrica uniforme que constitui uma fase de uma linha em corrente alternada (KIESSLING *et al.*, 2003).

É uma prática comum para linhas de nível de tensão A1 utilizar agrupamentos de condutores, uma vez que reduzem o nível de campo elétrico na superfície dos condutores, perdas de potência ativa, interferência com sistemas de telecomunicações, ruído audível e a reatância série de uma linha (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012).

Por serem mais comuns (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012), o presente trabalho considera as configurações de agrupamento de condutores apresentadas na Figura 3.5.

Figura 3.5: Disposição de agrupamento de condutores para (a) dois condutores, (b) três condutores e (c) quatro condutores.



3.3.2 Reatância Indutiva

Para um agrupamento assimétrico de condutores encordoados em uma linha de transmissão trifásica, nos quais todos os fios sejam idênticos e conduzam igual parcela de corrente, definem-se, por Stevenson e Grainger (1994),

$$D_s^b = \sqrt{D_s \times d}, \quad (3.5)$$

$$D_s^b = \sqrt[3]{D_s \times d^2}, \quad (3.6)$$

$$D_s^b = 1,09 \sqrt[4]{D_s \times d^3}, \quad (3.7)$$

em que D_s^b é o raio médio geométrico (GMR, do inglês *Geometric Mean Radius*) do agrupamento de condutores, em metros; D_s é o GMR dos condutores individuais que

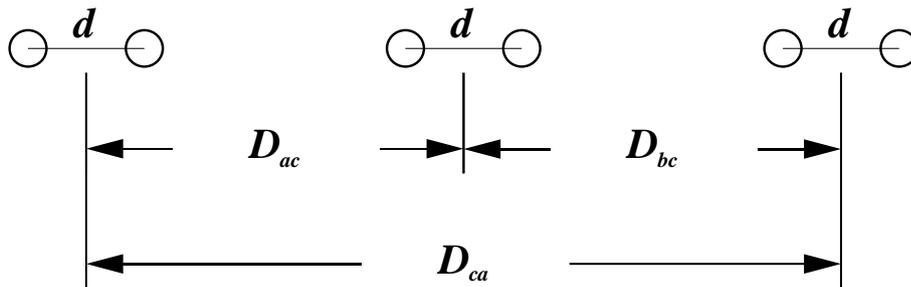
compõem o condutor encordoado, em metros; e d é o espaçamento entre cada condutor encordoado, em metros. A Equação (3.5) se aplica a dois condutores. A Equação (3.6) aplica-se a três condutores e a Equação (3.7) é própria para a quatro condutores.

Ainda, define-se

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}}, \quad (3.8)$$

em que D_{eq} denota a distância média geométrica (GMD, do inglês *Geometric Mean Distance*) entre os agrupamentos de condutores que formam a linha trifásica, em metros; e D_{ab} , D_{bc} e D_{ca} representam as distâncias entre os centros dos agrupamentos de condutores das fases a , b e c , em metros. A Figura 3.6 apresenta um exemplo de representação do espaçamento entre condutores de uma linha de agrupamento de condutores.

Figura 3.6: Espaçamento entre condutores de uma linha de agrupamento de condutores.



Por fim, a reatância indutiva x_L , em Ohms por quilômetro, a 60 Hz, é

$$x_L = 0,0754 \times \ln\left(\frac{D_{eq}}{D_s^b}\right), \quad (3.9)$$

em que D_{eq} é o GMD entre os agrupamentos de condutores que formam a linha trifásica, em metros; e D_s^b é o GMR do agrupamento de condutores, em metros.

3.3.3 Impedância Série

A parcela real da impedância série z de uma linha de transmissão (ver Figura 3.4 e Equação (3.10)) é composta pela resistência dos condutores, sendo a principal causa de perda de energia ativa das linhas de transmissão. De modo geral, os fabricantes dos condutores fornecem tabelas das características elétricas de seus condutores. A Tabela A.5 é um exemplo dos dados disponíveis.

$$z = r + jx_L, \quad (3.10)$$

em que z é a impedância série total por fase, em Ohms por quilômetro; r é a resistência total de um condutor por fase, em Ohms por quilômetro; e x_L é a reatância indutiva total de um condutor, em Ohms por quilômetro, determinada conforme a Equação (3.9).

3.3.4 Reatância Capacitiva

Levando em consideração os aspectos apresentados na Seção 3.3.2, definem-se, por Stevenson e Grainger (1994),

$$D_{SC}^b = \sqrt{r \times d}, \quad (3.11)$$

$$D_{SC}^b = \sqrt[3]{r \times d^2}, \quad (3.12)$$

$$D_{SC}^b = 1,09 \sqrt[4]{r \times d^3}, \quad (3.13)$$

em que D_{SC}^b é o GRM do agrupamento de condutores, em metros; r é o raio externo dos condutores individuais que compõem o condutor encordoado, em metros; e d é o espaçamento entre cada condutor encordoado, em metros. A Equação (3.11) se aplica a dois condutores, a Equação (3.12), a três condutores e a Equação (3.13), a quatro condutores.

A reatância capacitiva *shunt* x_C , em Ohms quilômetro, a 60 Hz, é

$$x_C = 4,77 \times 10^4 \ln \left(\frac{D_{eq}}{D_{SC}^b} \right), \quad (3.14)$$

em que D_{eq} é o GMD entre os agrupamentos de condutores que formam a linha trifásica, em metros; e D_{SC}^b é o GRM do agrupamento de condutores, em metros.

3.3.5 Admitância Shunt

A admitância *shunt*, majoritariamente capacitiva, afeta a corrente de carga da linha injetando potência reativa no sistema de potência (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012). A parcela real da admitância *shunt*, a condutância G , para linhas aéreas é muito pequena e pode ser desprezada (KIESSLING *et al.*, 2013). Assim,

$$y = j \frac{1}{x_C}, \quad (3.15)$$

em que y é a admitância *shunt* de uma linha de transmissão, em Siemens por quilômetro; e x_C é a reatância capacitiva, em Ohms quilômetro, dada pela Equação (3.14).

3.3.6 Regulação de Tensão

Stevenson e Grainger (1994) definem a regulação de tensão para linhas de transmissão como o aumento de tensão na barra receptora, dado como percentual da tensão de plena carga, quando toda a carga, a um determinado fator de potência, é retirada da linha, mantendo-se constante a tensão do terminal de entrada. O cálculo da regulação de tensão $VR_{\%}$ é apresentado na Equação (3.16)

$$VR_{\%} = \frac{\frac{|V_S|}{|A|} - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \times 100, \quad (3.16)$$

em que $|V_S|$ é a amplitude da tensão no terminal de entrada, em Volts; $|V_{R,FL}|$ é a amplitude de tensão no terminal de saída a plena carga, em Volts; e A é a constante A generalizada do circuito.

É importante notar que a regulação de tensão pode ser pequena, ou até mesmo negativa, quando a carga é majoritariamente capacitiva. Por outro lado, quando a carga tem caráter indutivo, a regulação de tensão pode apresentar altos valores, indicando que a tensão sem presença carga no terminal de saída $|V_S|/|A|$ excede a tensão a plena carga $|V_{R,FL}|$ em uma grande quantidade (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012).

3.3.7 Rendimento a Plena Carga

O rendimento de uma linha de transmissão a plena carga η é calculado conforme a Equação (3.17) (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012),

$$\eta = \frac{P_R}{P_S}, \quad (3.17)$$

em que η é adimensional; P_R é a potência ativa a plena carga no terminal de saída, em Watts; e P_S é a potência ativa fornecida pelo terminal de envio, em Watts.

Glover, Sarma e Overbye (2012) afirmam que, embora quedas de tensão mais severas possam ser toleradas em alguns casos, uma linha de transmissão em plena carga com $\eta \geq 0,95$ é, geralmente, considerada em operação segura.

3.3.8 Fluxo de Potência

Uma abordagem utilizada para o cálculo do fluxo de potência em uma linha de transmissão considera os parâmetros $ABCD$. Os resultados apresentados a seguir foram demonstrados por Stevenson e Grainger (1994) e por Glover, Sarma e Overbye (2012).

Considerando os parâmetros $ABCD$, a potência ativa entregue, em regime permanente, ao terminal de saída é

$$P_R = \frac{|V_S| |V_R|}{|B|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|A| |V_R|^2}{|B|} \cos(\beta - \alpha). \quad (3.18)$$

Similarmente, a potência reativa entregue pode ser expressa como

$$Q_R = \frac{|V_S| |V_R|}{|B|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|A| |V_R|^2}{|B|} \sin(\beta - \alpha). \quad (3.19)$$

em que $A = |A| \angle \alpha$, $B = |B| \angle \beta$, $V_R = |V_R| \angle 0^\circ$ e $V_S = |V_S| \angle \delta$.

A máxima transferência de potência ativa ocorre quando o ângulo $\delta = \beta$, resultando em

$$P_{R,max} = \frac{|V_S| |V_R|}{|B|} - \frac{|A| |V_R|^2}{|B|} \cos(\beta - \alpha). \quad (3.20)$$

Analogamente, para a Equação (3.19)(3.18),

$$Q_{R,max} = -\frac{|A| |V_R|^2}{|B|} \sin(\beta - \alpha). \quad (3.21)$$

3.3.9 Perdas por Efeito Joule

As perdas ôhmicas, ou perdas por Efeito Joule, podem ser calculadas conforme

$$P_J = 3 R_{AC} I^2, \quad (3.22)$$

em que R_{CA} é a resistência CA do condutor de fase na temperatura de operação e I é a corrente que flui pela linha (KIESSLING *et al.*, 2003).

A resistência CA de um condutor representa a distribuição não-uniforme de corrente que surge quando um condutor é sujeito a correntes alternadas. À medida em que a frequência aumenta, a corrente em condutor sólido tende a se concentrar na superfície do condutor, fazendo com que haja uma menor densidade de corrente no centro do condutor (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012). Desse modo, como a perda de potência elétrica ativa é maior quando submetido a correntes alternadas, o cômputo das perdas ôhmicas deve considerar a resistência CA de um condutor na temperatura de operação (KIESSLING *et al.*, 2003).

3.3.10 Perdas por Efeito Corona

O Efeito Corona é uma descarga luminosa que ocorre devido à ionização do ar que circunda um condutor energizado, causando perdas de potência elétrica. Os fatores que afetam o efeito corona incluem a configuração das linhas, o tipo de condutor utilizado e o clima. A fim de minimizá-lo, a linha de transmissão deve ser projetada para operar abaixo da tensão crítica de ruptura – o menor valor de tensão para o qual a ionização do ar ocorre (GÖNEN, 2014).

De maneira simplificada, a tensão crítica de ruptura V_0 , em kV, pode ser calculada como

$$V_0 = 21,1 r \ln \frac{D_{eq}}{r}, \quad (3.23)$$

em que r é o GRM do agrupamento de condutores, em centímetros; e D_{eq} é o GMD entre os agrupamentos de condutores, em centímetros, calculado conforme a Equação (3.8) (GÖNEN, 2014).

Já a perda por corona, em kW/km, pode ser calculada, também segundo Gönen (2014)

$$P_{corona} = 0,20485 \sqrt{\frac{r}{D_{eq}}} (V - V_0)^2, \quad (3.24)$$

em que V é a tensão de fase de operação, em kV.

3.3.11 Surge Impedance Loading

Lings (2005) define a impedância de surto Z_0 de uma linha de transmissão como

$$Z_0 = \sqrt{X_L X_C}, \quad (3.25)$$

em que X_L e X_C são, respectivamente, as reatâncias indutiva e capacitiva por quilômetro. A impedância de surto é um caso especial da impedância característica quando se considera um sistema sem perdas, isto é, tanto a resistência série quanto a condutância *shunt* são iguais a zero.

O *Surge Impedance Loading* (SIL), ou *potência natural* da linha, é um estado de carregamento ideal e teórico que ocorre quando a linha de transmissão é conectada a uma carga, em estrela, de impedância equivalente à impedância de surto da linha. Nessa situação, a potência reativa gerada pela capacitância da linha compensa exatamente a potência reativa absorvida pela indutância da linha. Ainda que corresponda a um caso ideal, o SIL fornece um importante parâmetro de capacidade de carga, uma vez que considera os efeitos das reatâncias, queda de tensão e estabilidade (LINGS, 2005).

Para linhas de transmissão trifásicas, o SIL é calculado conforme a Equação (3.26)

$$SIL_{3\phi} = \frac{V_{LL}^2}{Z_0}, \quad (3.26)$$

sendo V_{LL} a tensão de linha de uma linha de transmissão, em Volts; e Z_0 a impedância de surto, em Ohms por quilômetro.

Enquanto linhas curtas (até 80 km de comprimento) são limitadas a 2 ou 2,5 vezes o SIL e, portanto, precisam de potência reativa para ajudar a manter o nível de tensão, linhas longas (acima de 240 km de comprimento) podem ser limitadas a 1 vez o SIL, ou até menos (LINGS, 2005).

Glover, Sarma e Overbye (2012) afirmam que se a carga de uma linha de transmissão é igual ao SIL, o fluxo de potência reativa é igual a zero e a tensão na carga é igual à tensão do terminal de envio. Para cargas acima do SIL, a linha consome potência reativa e a amplitude da tensão na carga é menor do que a tensão no terminal de envio. Para cargas abaixo do SIL, a linha gera potência reativa e a tensão na carga é maior que a tensão no terminal de envio.

Uma vez que o processo de aquisição de terreno para a construção de novas linhas de transmissão é burocrático, uma série de esforços é realizada a fim de aumentar o SIL das linhas. Uma análise da Equação (3.26) indica que, como o SIL é função do quadrado da tensão de linha, dobrá-la pode aumentar consideravelmente a capacidade de carga da linha.

Outras maneiras de aumentar o SIL, de acordo com Kiessling *et al.* (2003), consistem na redução da impedância de surto através da redução do espaçamento entre as fases, do aumento do número de condutores por fase, do aumento do diâmetro dos condutores, dentre outras.

3.3.12 Campo Elétrico

A intensidade do campo elétrico ao nível do solo produzida por linhas de transmissão aéreas é uma preocupação crescente, uma vez que os níveis de tensão de transmissão têm aumentado com o passar dos anos. Kiessling *et al.* (2003), afirmam que o campo elétrico interage com as cargas elétricas superficiais que existem no corpo humano afetando o fluxo de corrente elétrica que nele circula. A título de exemplificação, um campo elétrico de 1 kV/m produz uma corrente de aproximadamente 0,015 mA no corpo humano para densidades de corrente entre 0,2 e 0,3 mA/m².

O método de cálculo da intensidade de campo elétrico ao nível do solo é descrito por Lings (2005) e é apresentado, de maneira simplificada, a seguir. Esse método baseia-se nas seguintes suposições:

1. Os campos elétricos na proximidade de linhas de transmissão CA são calculados assumindo-se que não há cargas espaciais, estando todas as cargas na superfície dos condutores, no solo e sobre objetos no solo. O Efeito Corona, quando presente, afeta o nível de campo elétrico de maneira insignificante;
2. As linhas de transmissão são representadas por um conjunto de condutores cilíndricos com comprimento infinito, paralelos uns aos outros em relação à terra;
3. Assume-se que a terra é um condutor perfeito uma vez que o tempo necessário para que as cargas se redistribuam sobre a superfície da terra sob uma variação do campo elétrico aplicado é extremamente pequena (entre 0,1 e 100ns);
4. O meio dielétrico entre os condutores e a terra é o ar, cuja permissividade é praticamente independente de condições climáticas e é igual à permissividade no vácuo, $\epsilon = 8,854 \times 10^{-12}$ F/m;
5. Uma vez que a presença da terra é considerada ao usar a imagem dos condutores, os campos elétricos variantes no tempo gerados pelas linhas de transmissão podem ser tratados como quase-estáticos, isto é, um campo essencialmente estático porque o comprimento de onda é muito maior que as dimensões em consideração.

As cargas elétricas distribuídas sobre a superfície de um condutor são simuladas por uma carga no centro do condutor. As cargas sobre a superfície terrestre são simuladas por imagem de cargas iguais em magnitude, mas com polaridades opostas às cargas sobre os condutores. Essas imagens são colocadas sob a superfície da terra como se a terra fosse um espelho perfeito refletindo os condutores. Esse sistema de cargas cria campos elétricos no espaço entre os condutores e a terra que são iguais àqueles criados pela distribuição real das cargas. O campo elétrico em um ponto qualquer no espaço pode ser calculado a partir das cargas. As cargas, por sua vez, são calculadas conhecendo-se a tensão V_k aplicada a cada condutor k e a geometria do problema. Assim,

$$[Q] = [P]^{-1} [V] \quad (3.27)$$

em que $[Q]$ é a matriz das linhas de carga, em Coulombs/metro; $[V]$ é a matriz das tensões nos condutores, em Volts; e $[P]$ é a matriz simétrica dos coeficientes potenciais de Maxwell, em metros por Farad.

Os coeficientes potenciais de Maxwell para um sistema de condutores paralelos são obtidos a partir das seguintes equações

$$P_{kk} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{4h_k}{d_k} \quad (3.28)$$

$$P_{kl} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{S'_{kl}}{S_{kl}} \quad (3.29)$$

sendo P_{kk} é o coeficiente de potencial próprio do condutor k , em metros por Farad; P_{kl} é o coeficiente de potencial mútuo entre os condutores k e l , em metros por Farad; S_{kl} é a distância entre os condutores k e l , em metros; S'_{kl} é a distância entre o condutor k e a imagem do condutor l , em metros; h_k é a altura acima do solo do condutor k , em metros; d_k é o diâmetro do condutor k , em metros.

Finalmente, o cômputo da intensidade de campo elétrico E ao nível do solo é expresso pela Equação (3.30), sendo resultado da soma dos componentes do campo produzido por cada um dos k condutores, conforme a Equação (3.31). Considera-se, ainda, que tanto a tensão quanto a carga são grandezas alternadas e, portanto, podem ser expressas em termos de suas parcelas real e imaginária.

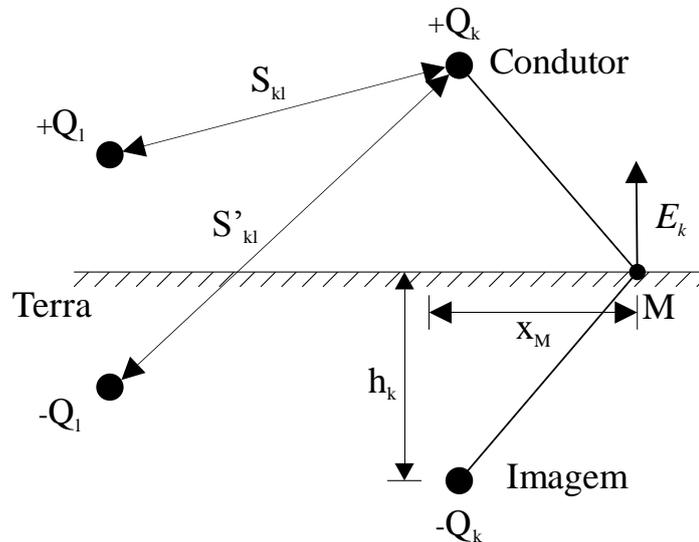
$$E = \sum_{k=1}^n E_k, \quad (3.30)$$

$$E_k = \frac{Q_{rk} + jQ_{ik}}{2\pi\epsilon} \frac{2h_k}{x_M^2 + h_k^2} \quad (3.31)$$

em que Q_{rk} é a parcela real da carga do condutor k , em Coulombs por metro; Q_{ik} é a parcela imaginária da carga do condutor k , Coulombs por metro; ϵ é a constante de permissividade elétrica, em Farad por metro; h_k é a altura acima do solo do condutor k , em metros; x_M é a distância horizontal do condutor k ao ponto de medição, em metros.

A Figura 3.7 apresenta as grandezas utilizadas nas equações anteriores.

Figura 3.7: Método das imagens para o cálculo do campo elétrico de um condutor.



Vale ainda ressaltar que, para linhas trifásicas, o campo elétrico de cada fase é calculado separadamente e depois somado. Além disso, ao nível do solo, as componentes horizontais dos campos elétricos gerados pelo condutor e por sua imagem se cancelam, sendo o campo elétrico resultante puramente vertical.

O valor máximo de intensidade de campo elétrico produzido ao nível do solo para determinados níveis de tensão é apresentado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Valores de referência para intensidade de campo elétrico ao nível do solo.

Tensão de Operação (kV)	Intensidade de Campo Elétrico ao nível do solo sob uma LT (kV/m)
70	1 a 1,5
123	1 a 2
245	2 a 3,5
420	4 a 8
525	5 a 9
765	8 a 13

Fonte: Adaptado de Kiessling *et al.* (2003), p. 35.

Como o nível máximo de intensidade de campo elétrico ao qual seres humanos e animais podem ser sujeitos, em exposições temporárias ou permanentes, é de 5 kV/m conforme Kiessling *et al.* (2003) e Radiation (1989), verifica-se, mediante análise da Tabela 3.1, que esse fator pode se tornar relevante ao projetar uma linha de transmissão.

3.3.13 Campo Magnético

De acordo com Kiessling *et al.* (2003) e Radiation (1989), o valor limite estabelecido para densidades de fluxo magnético produzido por linhas de transmissão é de 0,1 mT, considerando uma densidade de corrente de aproximadamente 2 mA/m². Já para densidades de corrente de 10 mA/m², o limite de fluxo magnético passa a 0,5 mT. A Tabela 3.2 apresenta valores típicos de densidade de fluxo magnético produzidos ao nível do solo por alguns níveis de tensão.

Ainda que exista um limite para a intensidade de campo elétrico nas proximidades de uma linha de transmissão, Kiessling *et al.* (2003) afirmam que a quantidade que pode ser produzida por linhas de transmissão não ultrapassa os valores limites.

Uma rápida análise da Tabela 3.2 confirma que, na pior das hipóteses, uma linha de transmissão produziria 32 µT de densidade de fluxo magnético. Esse valor, por outro lado, é cerca de 30 vezes menor que o valor limite de referência. Desse modo, os efeitos de campo magnético não são considerados por este trabalho.

Tabela 3.2: Valores de referência para intensidade de campo magnético ao nível do solo.

Tensão de Operação (kV)	Intensidade de Campo Magnético ao nível do solo⁴ sob uma LT (μT)
70	2 a 2,5
123	12 a 15
245	20 a 25
420	22 a 28
525	25 a 30
765	28 a 32

Fonte: Adaptado de Kiessling *et al.* (2003), p. 35.

3.4 Propriedades Mecânicas de uma Linha de Transmissão

3.4.1 Flecha de um Condutor Suspenso

Os condutores de uma linha de transmissão devem ser posicionados de modo que todas as possibilidades de causar danos a seres humanos sejam eliminadas. Condutores suspensos, no entanto, são propensos a se alongar, mudando o posicionamento original. Apesar dos efeitos do clima e carregamento de uma linha, os condutores devem permanecer a distâncias seguras de construções, objetos e pessoas ou veículos que passem sob as linhas. Para garantir essa segurança, a forma do terreno ao longo da faixa de servidão, a altura e a posição lateral dos condutores entre as torres de transmissão sob condições de vento e temperatura devem ser conhecidas (BEATY; FINK, 2012).

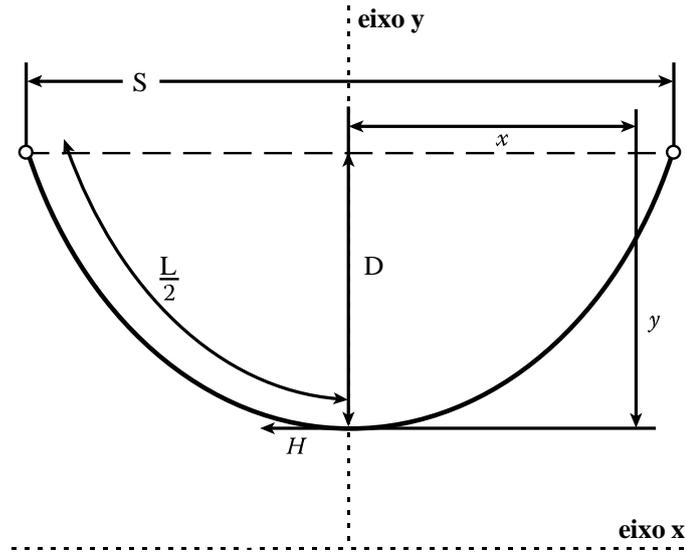
Os condutores de linhas aéreas são, de modo geral, flexíveis, garantindo que o peso seja distribuído uniformemente ao longo de seus comprimentos. Dadas essas características, eles assumem a forma de uma catenária entre as torres de transmissão, a qual varia com a temperatura do condutor, condições ambientais (vento e temperatura ambiente) e com o tempo. Além disso, Gönen (2014) afirma que, quando o condutor se apresenta fortemente esticado, a curva resultante pode ser representada por uma parábola.

O desenvolvimento, a seguir, das expressões para as curvas catenária e parabólica é o mesmo adotado por Beaty e Fink (2012), Gönen (2014) e Kiessling *et al.* (2003).

⁴ Para correntes de até 1000A por circuito.

A Figura 3.8 apresenta a catenária de um condutor para estruturas de apoio de mesma altitude. A forma de uma catenária é função do peso do condutor por unidade de comprimento w ; da componente horizontal H da tensão mecânica ao qual o condutor está sujeito, em Newtons; do vão S entre as torres de transmissão, em metros; e da flecha D do condutor, em metros.

Figura 3.8: Condutor suspenso entre dois suportes de mesma elevação.



Fonte: GÖNEN (2014, p. 784).

A equação exata de uma catenária utiliza funções hiperbólicas. Em relação ao ponto mais baixo da curva mostrada na Figura 3.8, a altura do condutor y acima do ponto mais baixo é dada por

$$y(x) = \frac{H}{w} \left[\cosh \left(\frac{wx}{H} \right) - 1 \right] \cong \frac{wx^2}{2H}, \quad (3.32)$$

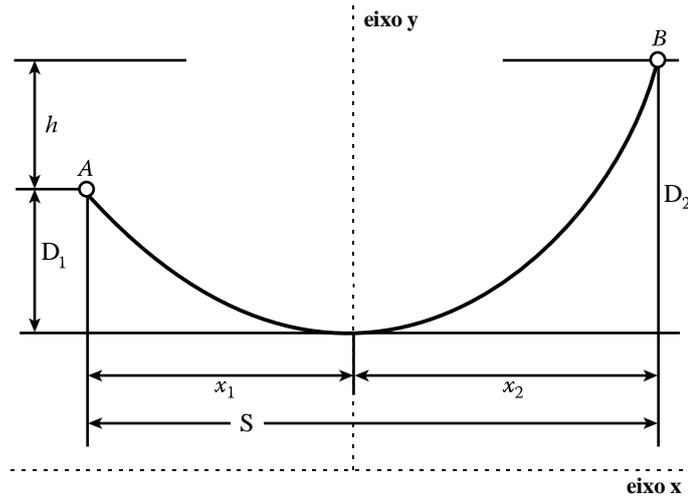
em que x tem valor positivo em qualquer direção a partir do ponto mais baixo da catenária. Para suportes de mesma altitude, o ponto mais baixo está no centro da curva e a flecha D é determinada, portanto, quando $x = S/2$,

$$D = \frac{H}{w} \left[\cosh \left(\frac{wS}{2H} \right) - 1 \right] \cong \frac{wS^2}{8H}, \quad (3.33)$$

A aproximação parabólica, expressão à direita nas Equações (3.32) e (3.33), apresenta resultados satisfatórios quando a flecha é menor ou igual a 5% do comprimento do vão (BEATY; FINK, 2012), (GÖNEN, 2014).

A diferença de altitude entre as estruturas de apoio afeta a forma da catenária do condutor. Dessa forma, ainda que as expressões sejam praticamente as mesmas, considera-se que o vão seja composto por duas seções separadas: uma à direita do ponto mais baixo e outra à esquerda, conforme apresentado na Figura 3.9. Em cada direção a partir do ponto mais baixo, a elevação do condutor $y(x)$ é dada pela Equação (3.32).

Figura 3.9: Condutor suspenso entre dois suportes de diferentes altitudes.



Fonte: GÖNEN (2014, p. 795).

Em cada porção do vão, a flecha se refere ao respectivo ponto de elevação. Assim, conforme demonstrado em Gönen (2014),

$$D_1 = \frac{wx_1^2}{2H}, \quad (3.34)$$

$$D_2 = \frac{wx_2^2}{2H}, \quad (3.35)$$

em que,

$$x_1 = \frac{S}{2} - \frac{Hh}{wS}, \quad (3.36)$$

$$x_2 = S - x_1. \quad (3.37)$$

3.4.2 Comprimento dos Condutores

O estiramento do condutor entre duas torres consecutivas não é total e, portanto, a distância euclidiana entre as torres de transmissão não representa corretamente o comprimento total do respectivo segmento de linha. A equação para o comprimento da catenária $L(x)$ é, segundo Beaty e Fink (2012),

$$L(x) = S \left(1 + \frac{S^2 w^2}{24H^2} \right) \cong S + \frac{8D^2}{3S}, \quad (3.38)$$

em que S é o vão entre as torres de transmissão, em metros; w é o peso do condutor por unidade de comprimento; H é a componente horizontal da tensão mecânica ao qual o condutor está sujeito, em Newtons; e D é a flecha do condutor, em metros.

3.4.3 Máxima Carga Mecânica de um Condutor

A Norma Brasileira Registrada (NBR) 5422 – Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica, de 1985, recomenda limites de carga mecânica de condutores de linhas de transmissão aéreas como uma porcentagem da tensão mecânica de ruptura nominal do condutor. A NBR 5422/85 recomenda, na hipótese de temperatura mínima e considerando o alongamento dos condutores devido à fluência dos mesmos num período mínimo de dez anos, que o esforço de tração axial nos cabos não ultrapasse 33% da carga de ruptura nominal.

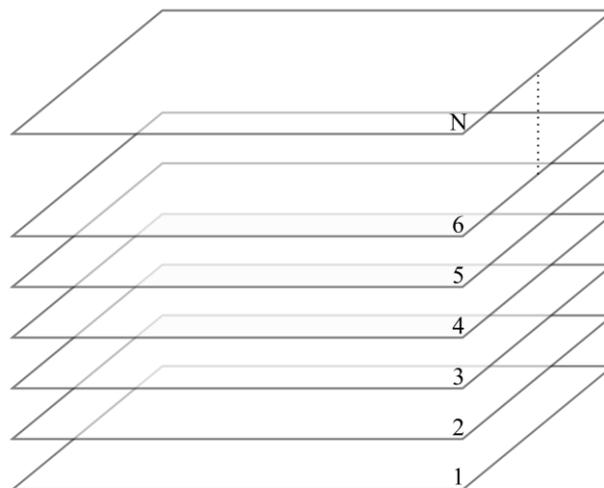
4 MODELO MATEMÁTICO PARA O PROBLEMA DE ROTEAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

4.1 Apresentação

O modelo matemático de otimização proposto considera que o espaço de busca é discreto, sendo composto por unidades mínimas de área (UMAs) cujas dimensões variam conforme a resolução dos dados a serem utilizados. Essa consideração é também adotada por outros trabalhos, tais como os de Monteiro *et al.* (2005), Thiam e DeMarco (2016) e De Lima *et al.* (2016).

A cada UMA são atribuídos valores que representam o custo de alocação de uma torre de transmissão conforme diferentes critérios ou auxiliam no cômputo desses custos. O diagrama de camadas da Figura 4.1 apresenta a superposição desses critérios, os quais impõem dificuldade à alocação de torres de transmissão. Cada uma das N camadas representadas corresponde a um diferente critério. Dentre eles, pode-se considerar a dificuldade atribuída à ocupação de terreno, à variação de altitude e a áreas de licença ambiental, além da dificuldade relacionada ao índice cerâmico, ao nível de resistividade do solo e a aspectos geológicos. Eroğlu e Aydin (2015), por exemplo, consideram 12 critérios diferentes.

Figura 4.1: Camadas de dificuldades superpostas para o problema de RLT.



O presente trabalho, por outro lado, considera apenas os diferentes tipos de ocupação de terreno e as curvas de nível da região em análise. Desse modo, a cada UMA são atribuídos dois valores: um referente à ocupação de terreno e outro com a respectiva altitude.

É importante ressaltar neste ponto, porém, que as considerações de segurança (flecha dos condutores suspensos e níveis de campo elétrico), as perdas por Efeito Joule e Efeito Corona, a capacidade de transferência de potência, a regulação de tensão entre os terminais de entrada e saída da linha, a eficiência a plena carga, a ampacidade dos condutores utilizados, os três modelos de linhas de transmissão (curtas, médias e longas) e a influência da geometria em cada um desses fatores serão considerados na metodologia pós-otimização, quando o trajeto da linha já tiver sido obtido.

4.2 Função Objetivo

A Função Objetivo definida por este trabalho para o problema de RLT é a minimização do somatório de custos associados à influência econômica de aspectos geográficos e antrópicos na alocação de torres de transmissão, sendo descrita como

$$\min Z = \sum_{i=1}^M w_{\text{terreno}} C_{\text{terreno},i} + w_{\text{declividade}} C_{\text{declividade},i} + w_{\text{desvio}} C_{\text{desvio},i}, \quad (4.1)$$

em que $C_{\text{terreno},i}$, $C_{\text{declividade},i}$ e $C_{\text{desvio},i}$ são os custos referentes à ocupação de terreno, à declividade e a desvios de rota, respectivamente; w_{terreno} , $w_{\text{declividade}}$ e w_{desvio} são os pesos atribuídos a cada um desses custos; e M é o número de torres alocadas.

A parcela $C_{\text{terreno},i}$ é representada diretamente na UMA. No que se refere às parcelas $C_{\text{declividade},i}$ e $C_{\text{desvio},i}$, são calculadas a partir da posição relativa entre pares de torres e do valor de altitude contido na UMA.

Ressalta-se, ainda, que a função objetivo modela apenas os custos da área sobre a qual a torre de transmissão será instalada. Os custos referentes à faixa de servidão e às áreas correspondentes aos vãos entre as torres de transmissão são considerados na metodologia de pós-otimização, quando da estimação do custo de investimento da linha de transmissão projetada.

Eroğlu e Aydin (2015) avaliam a influência de diversos aspectos no problema de RLT por meio da aplicação do FAHP – *Fuzzy Analytic Hierarchy Process*, método de avaliação multi-critério capaz de considerar a imprecisão das decisões humanas. Os resultados obtidos por eles para a ocupação de terreno e para a declividade foram normalizados e, posteriormente, utilizados para compor as respectivas parcelas.

Por outro lado, a parcela de custo de desvio de trajeto foi determinada a partir dos resultados do trabalho de Perera (2005). Nesse trabalho, o autor apresenta o peso médio de diferentes torres de transmissão e a indicação de uso de cada uma delas.

Uma vez que, segundo as Diretrizes para Elaboração de Orçamentos de Linhas de Transmissão da ANEEL (2005), o custo de uma torre de transmissão é proporcional ao seu peso, os resultados de Perera (2005) foram também normalizados e utilizados na composição do custo de desvio.

4.2.1 Custo de Ocupação de Terreno

A componente adimensional $c_{terreno,i}$ da Equação (4.1) representa o custo de ocupação de terreno da UMA sobre a qual é alocada a i -ésima torre de transmissão. A Tabela 4.1 apresenta os resultados de Eroğlu e Aydin (2015) – coluna FAHP – e a subsequente normalização adotada.

Tabela 4.1: Custos referentes à ocupação de terreno e a normalização adotada.

Tipo de Ocupação de Terreno	FAHP	Normalização
Áreas de pastagem	6,66	0,2754
Áreas agrícolas	12,15	0,5025
Áreas florestais	14,82	0,6129
Terrenos rochosos	17,37	0,7184
Áreas artificiais	24,18	1
Áreas intransponíveis	– ⁵	∞

West, Dwolatzky e Meyer (1997) afirmam, por exemplo, que é mais custoso construir uma linha de transmissão aérea em uma área montanhosa do que em uma área plana, uma vez que torres mais altas e resistentes são necessárias para manter as condições mecânicas do sistema. Além disso, afirmam que é mais custoso construir rotas cruzando florestas densas do que áreas abertas, porque uma porção da floresta deve ser desmatada em ambos os lados da linha de transmissão para prevenir curto circuitos provenientes do contato entre galhos e a linha.

⁵ Esse tipo de ocupação de terreno não é analisado por Eroğlu e Aydin (2015), mas é inserida no contexto deste trabalho por considerações práticas.

4.2.2 Custo de Variação de Declividade

A componente adimensional $c_{declividade,i}$ da Equação (4.1) representa o custo que é adicionado à alocação da i -ésima torre de transmissão decorrente da declividade entre essa torre e a seguinte. Assim como para a parcela anterior, a Tabela 4.2 apresenta os resultados de Eroğlu e Aydin (2015) – coluna FAHP – e a subsequente normalização adotada.

A Figura 4.2 apresenta uma representação matemática do cálculo da declividade entre as torres i e $i+1$, cujo cômputo, em porcentagem, é dado conforme a Equação (4.2).

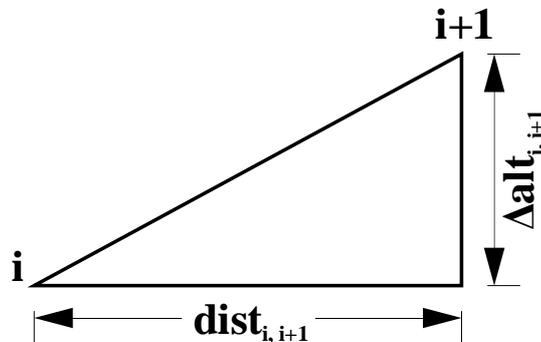
$$D = \frac{\Delta alt_{i,i+1}}{dist_{i,i+1}} \times 100 \quad \forall i = \{1, \dots, M - 1\}, \quad (4.2)$$

em que $\Delta alt_{i,i+1}$ é a cota entre a torre i e a torre $i+1$, em metros; $dist_{i,i+1}$ é a distância horizontal entre essas torres, também em metros; e D é a declividade, em porcentagem.

Tabela 4.2: Custos referentes à declividade e a normalização adotada.

Faixa de declividade [%]	FAHP	Normalização
< 10	12,13	0,6669
≥ 10 e < 20	12,89	0,7086
≥ 20 e < 30	13,22	0,7268
≥ 30 e < 40	13,35	0,7340
≥ 40 e < 50	14,62	0,8037
≥ 50 e < 60	15,55	0,8549
≥ 60	18,19	1

Figura 4.2: Representação matemática do cálculo da declividade.



4.2.3 Custo de Desvios no Trajeto

A parcela adimensional $c_{desvio,i}$ modela os custos adicionais que surgem devido aos desvios de direção do trajeto das LTs. De Lima *et al.* (2016) afirmam que ângulos de deflexão elevados exigem que as estruturas de sustentação sejam mais resistentes, ocasionando um aumento significativo no custo de implantação. A Tabela 4.3 apresenta os resultados de Perera (2005) – coluna peso médio – e a sequente normalização adotada.

Tabela 4.3: Custos referentes aos desvios no trajeto e a normalização adotada.

Torre de Transmissão	Faixa angular	Peso Médio	Normalização
<i>Suspension Tower</i> ⁶	0° a 2°	4 toneladas	0,3333
<i>D-Type Tension Tower</i> ⁷	30° a 60°	12 toneladas	1

4.3 Restrições

As restrições do modelo matemático de otimização proposto consideram aspectos mecânicos das LTs.

4.3.1 Ângulo Máximo de Deflexão

A fim de considerar o caráter tridimensional de uma LT real, o ângulo de deflexão entre duas torres consecutivas foi decomposto em suas componentes esféricas azimutal⁸ e zenital⁹. O diagrama da Figura 4.3 ilustra ambas as componentes do ângulo de deflexão que devem ser calculadas para que uma torre possa ser alocada. Os pontos $i-1$, i e $i+1$ correspondem, respectivamente, à penúltima torre alocada, à última torre alocada e a próxima a ser alocada.

Sejam \mathbf{A} , o vetor direcional entre as torres i e $i-1$ e \mathbf{B} , o vetor direcional entre as torres i e $i+1$, o ângulo de deflexão azimutal θ_i é obtido através de relações entre esses vetores, a saber

⁶ São torres projetadas para suportar apenas o peso dos condutores em posições retilíneas da LT (Perera, 2005).

⁷ São torres projetadas para suportar a tensão mecânica proveniente de mudanças de direção; o condutor é finalizado nessa torre e reconectado por um *jumper loop* para o resto do trajeto (Perera, 2005).

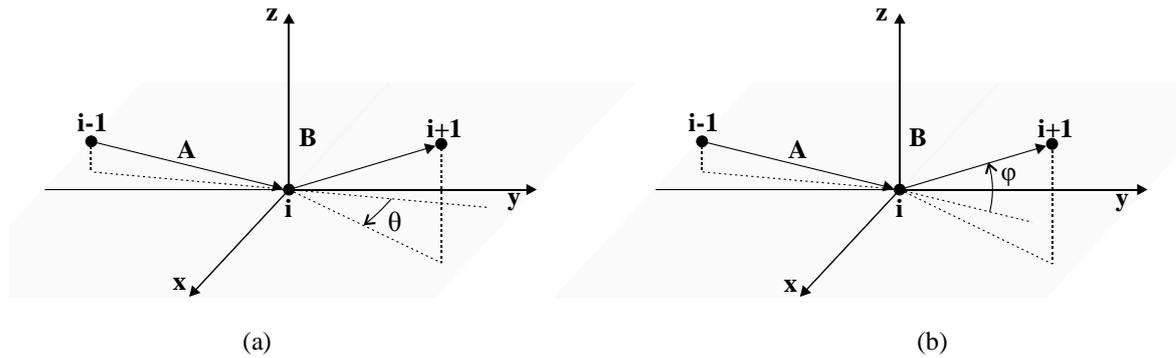
⁸ É o módulo da diferença entre o ângulo do vetor projeção de \mathbf{A} sobre o plano xy e o ângulo do vetor projeção de \mathbf{B} sobre esse mesmo plano.

⁹ É a diferença entre o ângulo entre \mathbf{B} e a sua projeção sobre o plano xy e o ângulo entre \mathbf{A} e a sua projeção sobre esse mesmo plano.

$$\theta_i = \left| \tan^{-1} \left(\frac{y_{i+1} - y_i}{x_{i+1} - x_i} \right) - \tan^{-1} \left(\frac{y_i - y_{i-1}}{x_i - x_{i-1}} \right) \right|, \quad (4.3)$$

em que x e y são as coordenadas geométricas das torres indicadas pelos índices.

Figura 4.3: Diagrama representativo do ângulo de deflexão entre torres, em que (a) representa a componente azimutal θ e (b) a componente zenital ϕ .



De acordo com De Lima *et al.* (2016), ângulos azimutais elevados exigem que as estruturas de sustentação sejam mais resistentes, ocasionando em um aumento significativo no custo de implantação. Desse modo e uma vez que o objetivo é a minimização de custos, considera-se a seguinte restrição

$$\theta_i \leq 60^\circ \quad \forall i = \{2, \dots, M - 1\} \quad (4.4)$$

De maneira similar, o ângulo de deflexão zenital ϕ_i entre esses vetores é

$$\phi_i = \cos^{-1} \left(\frac{\mathbf{B} \cdot \mathbf{C}}{\|\mathbf{B}\| \|\mathbf{C}\|} \right) - \cos^{-1} \left(\frac{\mathbf{A} \cdot \mathbf{D}}{\|\mathbf{A}\| \|\mathbf{D}\|} \right), \quad (4.5)$$

sendo $\|\cdot\|$ a norma de um vetor, \mathbf{C} a projeção vetorial do vetor \mathbf{A} sobre o plano xy ; e \mathbf{D} , a projeção vetorial do vetor \mathbf{B} sobre o plano xy . Ainda que não tenham sido encontradas referências em relação à parcela zenital, considera-se o mesmo valor limitante a título de praticidade.

$$\phi_i \leq 60^\circ \quad \forall i = \{2, \dots, M - 1\} \quad (4.6)$$

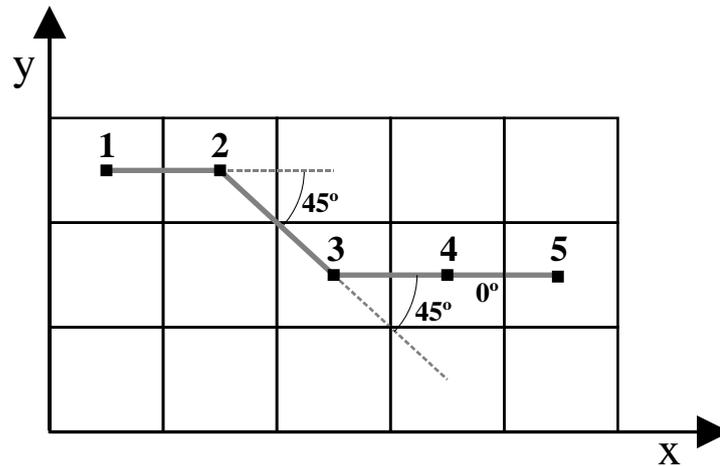
Apesar da Equação (4.4) representar a restrição azimutal que deve, de fato, ser adotada, no presente trabalho, devido ao seu caráter discreto, considera-se que só existem duas possibilidades para esse ângulo: 0° e 45° . Esse aspecto é ilustrado na Figura 4.4, na qual são

representadas cinco torres de transmissão (os quadrados em preto), um trecho de uma LT e os ângulos azimutais entre as torres 2 e 3 (45°), 3 e 4 (45°), e 4 e 5 (0°).

Portanto, a restrição expressa pela Equação (4.4) foi ajustada conforme apresentado

$$\theta_i \in \{0^\circ, 45^\circ\} \quad \forall i = \{2, \dots, M - 1\}. \quad (4.7)$$

Figura 4.4: Representação das possibilidades de ângulo azimutal.



4.3.2 Vão Máximo

Ainda que linhas de transmissão possam ter vãos que medem algumas centenas de metros (GONEN, 2014), é uma prática comum limitá-los a uma faixa de 100m a 600m (MOLBURG; KAVICKY; PICEL, 2007). Assim,

$$100 \leq v_i \leq 600 \quad \forall i = \{2, \dots, M\}, \quad (4.8)$$

sendo v_i a distância euclidiana entre as torres i e $i-1$.

4.4 Formulação Matemática do Problema de Otimização

Em síntese, o problema de otimização apresenta a seguinte formulação matemática,

$$\min Z = \sum_{i=1}^M w_{\text{terreno}} c_{\text{terreno},i} + w_{\text{declividade}} c_{\text{declividade},i} + w_{\text{desvio}} c_{\text{desvio},i} \quad (4.9)$$

sujeito a:

$$\theta_i \in \{0^\circ, 45^\circ\} \quad \forall i = \{2, \dots, M - 1\}, \quad (4.10)$$

$$\phi_i \leq 60^\circ \quad \forall i = \{2, \dots, M - 1\}, \quad (4.11)$$

$$200 \leq v_i \leq 400 \quad \forall i = \{2, \dots, M\}, \quad (4.12)$$

$$x_i, y_i \geq 0 \quad \forall i = \{1, \dots, M\}. \quad (4.13)$$

em que $c_{terreno,i}$, $c_{declividade,i}$ e $c_{desvio,i}$ são os custos referentes à ocupação de terreno, à declividade e a desvios de rota, respectivamente, da i -ésima torre alocada; $w_{terreno}$, $w_{declividade}$ e w_{desvio} são os pesos atribuídos a cada um desses custos; M é o número de torres alocadas; θ_i é a parcela azimutal do ângulo de deflexão da i -ésima torre de transmissão em relação à torre seguinte; ϕ_i é a parcela zenital do ângulo de deflexão da i -ésima torre de transmissão em relação à torre seguinte; v_i é o comprimento do vão entre da i -ésima torre de transmissão em relação à torre anterior; e x_i e y_i são as coordenadas geométricas da i -ésima torre de transmissão.

5 ESTRATÉGIAS DE OTIMIZAÇÃO APLICADAS AO PROBLEMA DE ROTEAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

5.1 Apresentação

O conceito de otimização é descrito por Luenberger e Yi (2008) como o ato de solucionar um problema de decisão complexo, que envolve a seleção de valores para variáveis de decisão inter-relacionadas a fim de solucionar um objetivo – maximização ou minimização – sujeito a restrições que podem limitar a seleção dos valores dessas variáveis de decisão.

Por outro lado, afirma-se em Haupt e Haupt (2004) que a otimização é o processo de tornar algo melhor por meio de variações de um conceito inicial e sucessivas melhorias com base em informações obtidas durante a busca. O objetivo de um processo de otimização é determinar a melhor solução que resolva determinado problema. O fato de existir uma melhor solução implica que existem outras soluções e que elas não têm, necessariamente, a mesma importância. Alguns problemas podem, por exemplo, apresentar diversas soluções em pontos estacionários – ditos ótimos locais – e, nesses casos, o conceito de melhor solução se torna relativo. Para um conjunto de pontos ótimos, é necessário que haja um processo decisório de pós-otimização para determinar qual das soluções obtidas realmente atende às preferências do agente decisor.

O problema de otimização apresentado neste trabalho consiste em um modelo que fora determinado de acordo com as características do problema de RLT e é, portanto, uma representação substitutiva da realidade. Goldbarb e Luna (2005) afirmam que “os modelos são representações simplificadas da realidade que preservam, para determinadas situações e enfoques, uma equivalência adequada” e é isso que se busca com o que foi proposto.

As relações expressas nas restrições, bem como a função objetivo das variáveis de decisão do modelo proposto, tornam o problema não-linear. Além disso, o modelo pode ser qualificado como combinatório (pois o espaço de busca apresenta quantidade finita de soluções), determinístico (não depende de variáveis estocásticas), restrito (sujeito a diversas restrições que limitam o espaço de busca), multivariável (mais de uma variável de decisão), multimodal (pode apresentar vários ótimos) e mono-objetivo (única função a ser otimizada).

Considerando a natureza do problema de otimização em questão, o presente trabalho propõe a solução do mesmo pela utilização do algoritmo de Dijkstra, de um GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) e de um algoritmo genético.

5.1.1 Métodos Exatos e Métodos Aproximados

Resende e Ribeiro (2016) definem métodos exatos como aqueles que apresentam, seguramente e em tempo finito, um ótimo global para um determinado problema de otimização e a respectiva prova de otimalidade; ou provam a inviabilidade de uma solução ótima, caso ela não exista. Dentre os diversos métodos exatos para resolver problemas combinatórios estão o plano de cortes, o rastreamento reverso (*backtracking*), a programação dinâmica, o *branch-and-bound* e a enumeração implícita.

A impossibilidade de que existam métodos exatos eficientes capazes de lidar com problemas de grande porte de natureza similar àquele avaliado implica na utilização de métodos aproximados para a sua resolução. Em contraste com os primeiros, os últimos métodos, ainda que forneçam soluções factíveis, não garantem que sejam ótimas. Nesse sentido, a agilidade com a qual alguns algoritmos resolvem tais problemas aumenta a incerteza da otimalidade (RESENDE; RIBEIRO, 2016).

O algoritmo de Dijkstra é um método exato (CORMEN, 2009), mas o algoritmo genético e o GRASP não o são, podendo ser classificados como meta-heurísticas: um subgrupo de métodos dentre os métodos aproximados. “As meta-heurísticas são, genericamente, procedimentos de alto-nível que combinam heurísticas simples e regras para encontrar soluções de alta qualidade para problemas computacionalmente complexos”. (RESENDE; RIBEIRO, 2016). As Seções 5.4 e 5.3 apresentam as meta-heurísticas consideradas, aqui, para o problema de RLT.

5.2 Algoritmo de Dijkstra

O algoritmo de Dijkstra foi concebido e publicado pelo cientista da computação holandês Edsger W. Dijkstra, em 1959; é utilizado para solucionar problemas de caminho mínimo entre nós de grafos com fonte única.

De acordo com Goldbarg e Luna (2005), os problemas de caminho mínimo são problemas cujo objetivo resume-se a encontrar um caminho entre dois vértices (ou nós) quaisquer de um grafo arbitrário, de modo que a soma dos pesos das arestas que compõem esse caminho seja mínima. Além disso, mencionam que o problema de caminho mínimo está diretamente relacionado à solução de vários problemas combinatórios, como os de roteamento e programação e sequenciamento de tarefas.

Diferentemente de algoritmos de força-bruta – algoritmos que percorrem todo o espaço de busca exaustivamente para encontrar o ótimo global –, o algoritmo de Dijkstra

funciona de maneira gulosa calculando soluções ótimas parciais ao agir da melhor maneira em cada estágio a fim de reduzir o esforço total na busca (ZHANG; ARMSTRONG, 2006). Para grafos arbitrários, direcionados, de fonte única com pesos não-negativos, o algoritmo de Dijkstra é o algoritmo de caminho mínimo que, dentre todos conhecidos, é capaz de encontrar a resposta mais rapidamente (CORMEN, 2009). A proposta de Dijkstra utiliza indução e ajuste, é eficiente e de fácil implementação computacional.

No Algoritmo 5.1, que apresenta o algoritmo de Dijkstra, \mathbf{F} é o conjunto dos vértices já visitados, \mathbf{A} é o conjunto dos nós não visitados, t é o contador de iterações, \mathbf{V} representa o conjunto dos nós rotulados e abertos no grafo \mathbf{G} , r é o índice do vértice a ser fechado na iteração t , $\mathbf{C} = [c_{ij}]$ é a matriz de custos, representando a distância entre vértices ligados diretamente, d_{ij} é a distância entre os vértices x_i e x_j , d_{ij}^t é a distância calculada entre os vértices x_i e x_j na iteração t , $rot(i)$ é o vetor que guarda o vértice que deu origem à distância calculada para o vértice de índice i e $\Gamma^+(r)$ é o conjunto de vizinhos do vértice de índice r .

Algoritmo 5.1: Pseudocódigo do Algoritmo de Dijkstra.

Algoritmo de Dijkstra

Ler os dados de $G = (N, A)$ e alvo, onde d_{ij} é a distância entre os nós vizinhos de G

Inicializar variáveis

$d_{11} \leftarrow 0; \{d_{1i} \leftarrow \infty, \forall i \in N \setminus \{x_1\}\}; A \leftarrow \{N\}; F \leftarrow \emptyset; \{rot(i) \leftarrow 0, \forall i \in N\}$

enquanto alvo pertencer a A **faça**

$r \leftarrow x_i$ tal que $d_{1i} \leftarrow \min_{x_i \in A} \{d_{ij}\};$

$F \leftarrow F \cup \{r\};$

$A \leftarrow A \setminus \{r\};$

$V \leftarrow A \cap \Gamma^+(r);$

para $i \in V$, **faça**

$p \leftarrow \min\{d_{1i}^{t-1}, (d_{1r} + d_{ri})\}$

se $p < d_{1i}^{t-1}$, **então**

$d_{1i}^{t-1} \leftarrow p;$

$rot(i) \leftarrow r$

fim

fim

fim

Fonte: Adaptado de Goldberg e Luna (2005), p. 235.

Para maiores detalhes sobre o funcionamento e diferentes implementações do algoritmo de Dijkstra, referir-se a Cormen (2009), Goldberg e Luna (2005) ou Zhang e Armstrong (2008). Além disso, Ahuja, Magnanti e Orlin (1993) apresentam exemplos gráficos que ilustram todo o seu procedimento. Ainda, é importante ressaltar que esse

algoritmo não é capaz de encontrar caminhos mínimos em presença de arestas com pesos negativos, uma vez que, a cada iteração, o vértice examinado com menor distância acumulada é fechado, isto é, não permite que seja visitado novamente.

5.3 GRASP

Um GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure* ou, em tradução livre, Procedimento de Busca Guloso, Aleatório e Adaptativo) é uma meta-heurística iterativa que, segundo Goldberg e Luna (2005), visa diversificar as soluções encontradas por meio de um critério que equilibra uma estratégia inteligente de escolha e um procedimento aleatório de geração de soluções viáveis.

O GRASP foi desenvolvido em 1989 como resultado de uma parceria entre os engenheiros eletricitas Maurício Resende, brasileiro, e Thomas Feo, estadunidense. É descrito em Resende e Ribeiro (2016) como “um método que consiste em múltiplas aplicações de uma busca local, cada uma iniciando a partir de uma solução gerada de um procedimento de construção semi-guloso” – isto é, estocástico com viés guloso. Goldberg e Luna (2005), por outro lado, utilizam os termos diversificação e intensificação para se referir a essas duas fases de um GRASP – os quais expressam de modo mais direto o propósito de cada uma dessas fases. O Algoritmo 5.2 apresenta a estrutura básica de uma meta-heurística GRASP para minimização, conforme apresentado em Resende e Ribeiro (2016).

Algoritmo 5.2: Pseudocódigo de um GRASP.

Algoritmo de um GRASP

```

 $f^* \leftarrow \infty;$ 
enquanto condição de convergência não satisfeita faça
     $S \leftarrow$  construção semi-gulosa ();
    se  $S$  não é viável, então
         $S \leftarrow$  reparar ( $S$ );
    fim
     $S \leftarrow$  busca local ( $S$ );
    se  $f(S) < f^*$  então
         $S^* \leftarrow S;$ 
         $f^* \leftarrow f(S);$ 
    fim
fim
retorna  $S^*;$ 

```

No Algoritmo 5.2, $f(S)$ é o valor da função objetivo para a solução S e f^* é o valor da função objetivo da solução incumbente S^* . As etapas de um GRASP, bem como o modo como foram adaptadas para o problema de RLT, são apresentadas a seguir.

5.3.1 Fase de Diversificação

Na fase de diversificação, ou fase de construção, uma solução viável é iterativamente construída elemento a elemento. O Algoritmo 5.3 apresenta a estrutura básica da fase de diversificação. Nela, s representa a torre que será adicionada à solução.

Em cada iteração da construção, uma lista ordenada de candidatos é criada a partir de uma função semi-gulosa, que mede o benefício adquirido ao adicionar um determinado candidato à solução. A fim de criar uma solução viável, a lista ordenada de candidatos passa por uma série de filtragens, conforme apresentado na Figura 5.1.

Algoritmo 5.3: Pseudocódigo da fase de diversificação da meta-heurística GRASP.

GRASP: Fase de diversificação

$S \leftarrow \emptyset$;

enquanto a solução não está completa, **faça**

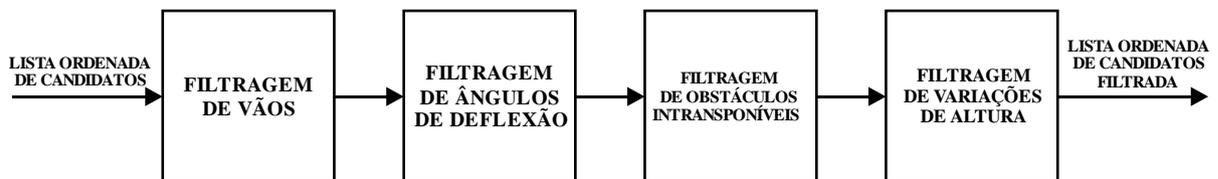
determinar o conjunto de elementos candidatos;
 calcular os custos incrementais dos elementos candidatos;
 construir a lista restrita de candidatos (RCL);
 selecionar um elemento s da RCL aleatoriamente;
 $S \leftarrow S \cup \{s\}$;

fim

retorna S ;

Fonte: Adaptado de Resende e Ribeiro (2010), p. 285.

Figura 5.1: Processo de filtragem na fase de diversificação da meta-heurística GRASP.



O processo de filtragem, ilustrado na Figura 5.1, representa como parte das restrições do modelo de otimização proposto foram trabalhadas, onde cada filtro corresponde a uma diferente restrição.

A filtragem de vãos visa atender aos critérios de vãos máximo e mínimo. Desse modo, todos os candidatos que extrapolam os limites de vãos, tanto inferior quanto superior, são eliminados da lista de candidatos. De maneira semelhante, ocorre a filtragem de ângulos de deflexão. Os candidatos, cujos ângulos azimutal e zenital, conforme apresentado na Seção 4.3.1, excederem os limites impostos pelo modelo também são eliminados.

A filtragem de obstáculos intransponíveis elimina os candidatos que forem eventualmente alocados fora do espaço de busca ou sobre áreas não permitidas. Já a filtragem de variações de altura retira da lista de candidatos aqueles que, porventura, fazem a linha de transmissão traspasar o solo.

A partir da lista ordenada de candidatos já filtrada, cria-se uma lista restrita de candidatos (RCL, do inglês *restricted candidate list*) com os melhores encontrados. A componente probabilística do GRASP surge a partir da escolha aleatória de um dos candidatos presentes na RCL, o qual não é, necessariamente, o candidato do topo da lista. Feo e Resende (1995) afirmam que essa componente permite a obtenção de diferentes soluções a cada iteração do GRASP.

A quantidade de elementos que serão adicionados à RCL é um parâmetro ajustável α , podendo ser limitada por um valor quantitativo (número de elementos a serem adicionados) ou por um valor qualitativo (qualidade dos elementos a serem adicionados). A implementação utilizada considerou a quantidade n de elementos a serem adicionados à RCL igual a $n = \max(1, \alpha \times N)$, em que N é o número de elementos existentes na lista de candidatos. O caso $\alpha = 0$ corresponde a um algoritmo guloso puro; já o caso $\alpha = 1$ é equivalente a uma construção aleatória.

Um GRASP pode ser visto como uma técnica de amostragem repetitiva. Cada iteração produz uma amostra de uma distribuição desconhecida de soluções, cuja média e variância são dependentes da natureza restritiva da RCL. Por exemplo, se a RCL é restrita a apenas um elemento, então a mesma solução será produzida em todas as iterações; a variância da distribuição será zero e a média será igual ao valor da solução gulosa. Por outro lado, se a RCL permite uma gama maior de elementos, então diferentes soluções são produzidas, implicando em uma grande variância. Uma vez que o fator probabilístico é mais presente nessa situação, o valor da solução média será pior do que o valor da solução gulosa. Entretanto, o valor da melhor solução encontrada se sobressai em relação ao valor médio e é, muito frequentemente, ótimo. Valores relativamente baixos de solução média, na presença de

uma variância relativamente alta, levam, frequentemente, a boas soluções. Tal caso acontece quando $\alpha = 0,2$ (RESENDE; RIBEIRO, 2010).

5.3.2 Fase de Intensificação

A fase de intensificação, ou fase de busca local, inicia-se a partir de uma solução viável e leva à visita de outras soluções (viáveis ou inviáveis) até que uma solução viável, e que não possa ser melhorada, seja encontrada. O Algoritmo 5.4 apresenta a estrutura básica da fase de intensificação. Nela, $N(S)$ representa a vizinhança de uma determinada solução S .

Algoritmo 5.4: Pseudocódigo da fase de intensificação da meta-heurística GRASP.

GRASP: Fase de intensificação

```

enquanto  $S$  não é um ótimo local, faça
  | encontrar  $S' \in N(S)$  com  $f(S') < f(S)$ ;
  |  $S \leftarrow S'$ ;
fim
retorna  $S$ ;

```

Fonte: Adaptado de Resende e Ribeiro (2010), p. 285.

A busca local funciona de maneira iterativa, com sucessivas substituições da solução atual por uma solução melhor existente na vizinhança. Ela termina quando nenhuma solução melhor é encontrada.

A estratégia de busca local implementada consiste na chamada *first-improving strategy* (estratégia de primeira melhoria), na qual a solução atual se move em direção ao primeiro vizinho cujo valor da função de custo é menor que o da solução atual. Essa estratégia foi escolhida em detrimento à chamada *best-improving strategy* (estratégia de melhor melhoria), uma vez que, na prática, a última costuma apresentar uma convergência prematura em região de mínimos locais e ser mais lenta (RESENDE; RIBEIRO, 2010). Na estratégia *best-improving strategy*, todas as vizinhanças são investigadas e a solução atual é substituída pelo melhor vizinho.

Para realizar uma busca local, segundo Resende e Ribeiro (2010), é necessário que um operador movimento seja definido. Normalmente, duas soluções vizinhas diferem em apenas alguns poucos elementos e o movimento de uma determinada solução atual S para outra vizinha S' consiste na mudança de um ou mais elementos da solução atual.

O movimento implementado neste trabalho consiste no sorteio de duas torres quaisquer existentes na solução fornecida pela fase de construção e no subsequente

roteamento entre essas duas torres. A estratégia de roteamento utilizada nessa fase é a mesma utilizada na fase de diversificação, porém com um valor menor de α . O processo de sorteio e roteamento se repetem até que o critério de convergência seja satisfeito.

5.4 Algoritmo Genético

Ainda que a concepção e desenvolvimento do Algoritmo Genético (GA) tenha sido resultado do esforço de diversos pesquisadores, o método é atribuído ao físico estadunidense John H. Holland, a partir da publicação do livro *Adaptation in Natural and Artificial Systems*, em 1975. Reeves (2010) afirma que esse livro foi “instrumental ao criar o que é agora um próspero campo de pesquisa e aplicação que vai muito além do próprio GA original”.

Haupt e Haupt (2004) descrevem o GA como uma técnica de otimização e busca baseada em princípios de genética e seleção natural. Um GA permite que uma população, composta por muitos indivíduos, evolua mediante regras de seleção específicas a um estado que minimiza a função de custo.

Além disso, Zhang e Armstrong (2008) destacam que os GAs são meios computacionalmente simples, mas poderosos, de buscar soluções ótimas ou quase ótimas associadas a problemas de otimização. Essas características, segundo os autores, fazem dos GAs uma ferramenta extremamente útil para problemas de otimização combinatória que têm um amplo espaço de busca.

O funcionamento de um GA é delineado por De Jong (2006), Haupt e Haupt (2004), Reeves (2010) e Zhang e Armstrong (2008); os quais podem ser consultados para maiores detalhes. A explicação a seguir é baseada nessas quatro referências e se faz breve devido ao escopo do presente trabalho.

Em um GA, as possíveis soluções de um problema são chamadas de cromossomos (ou indivíduos), que constituem uma população. Cada indivíduo recebe um valor de mérito (*fitness*, aptidão), que expressa o quão adaptado o referido indivíduo encontra-se em relação ao ambiente (função objetivo + restrições). Uma vez gerada a população inicial, o GA é executado iterativamente até que a condição de convergência seja satisfeita. A cada geração (iteração completa em GA), os indivíduos que apresentam os maiores valores de *fitness* têm maior probabilidade de serem selecionados para participarem do processo de reprodução e mutação na formação da população da próxima geração. Os GAs são capazes de encontrar soluções ótimas ou quase ótimas através da aplicação de recursos/operadores genéticos (elitismo, cruzamento e mutação) à população corrente.

O Algoritmo 5.5 apresenta a estrutura básica de um algoritmo genético (REEVES, 2010).

Algoritmo 5.5: Pseudocódigo de um Algoritmo Genético.

Algoritmo Genético

```

Gerar a população inicial
enquanto condição de convergência não satisfeita faça
  repita
    selecionar os indivíduos pais;
    escolher os parâmetros de cruzamento;
    realizar o cruzamento;
    se condição de mutação aceita então
      escolher a técnica de mutação aleatoriamente;
      realizar a mutação;
    fim
    calcular o fitness dos filhos
  até que um número suficiente de filhos seja criado;
  escolher melhores indivíduos entre pais e filhos para compor a elite;
  selecionar o resto da população;
fim

```

Fonte: Adaptado de Reeves (2010), p. 113.

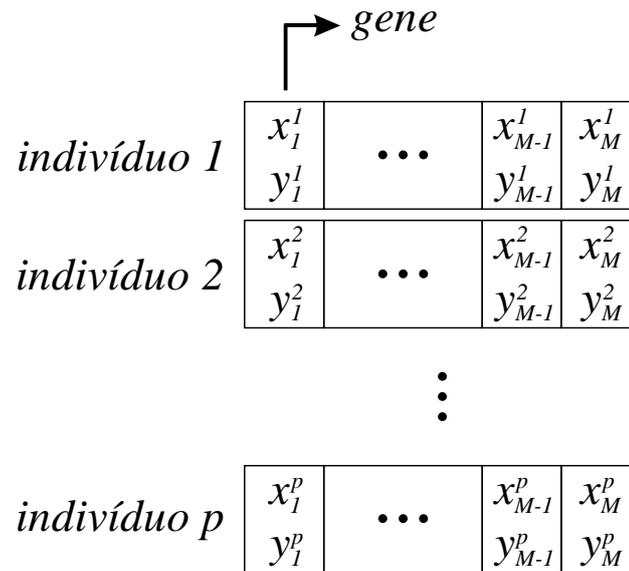
As etapas e características de um algoritmo genético, bem como o modo como foram adaptadas para o problema de RLT, são apresentadas a seguir.

5.4.1 Codificação do Indivíduo

No contexto do modelo de otimização proposto para o problema de RLT, as variáveis de decisão do problema são as coordenadas espaciais (x e y) das torres de transmissão alocadas, conforme apresentado na Seção 4.1. Dessa forma, cada gene de um cromossomo é a representação dessas variáveis de decisão.

A Figura 5.2 ilustra uma população genérica de indivíduos de tamanho M e os seus respectivos genes. Nela, o expoente e o índice de cada componente do gene de um indivíduo indicam, respectivamente, o indivíduo ao qual ele pertence e a posição dentro desse indivíduo. Cada um dos p indivíduos que compõem essa população é representado por um encadeamento de elementos. correspondentes ao posicionamento de todas as torres da linha de transmissão projetada.

Figura 5.2: Representação dos indivíduos de uma população em um GA para o problema de RLТ.



5.4.2 População Inicial

A primeira geração de um algoritmo genético depende de população inicial de tamanho p , a qual deve ser construída aleatoriamente. Dessa forma, cada elemento de um indivíduo da população inicial é alocado no espaço de busca de maneira aleatória. Dificilmente esse indivíduo gerado caracterizaria uma solução viável, isto é, uma que satisfizesse todas as restrições do modelo de otimização (tamanho máximo de vão, limites de ângulo de deflexão e assim por diante). Ainda que inviáveis, os indivíduos gerados são mantidos para as próximas etapas com o intuito de assegurar diversidade genética.

Ressalta-se, porém, que o primeiro e o último genes de um indivíduo correspondem, necessariamente, à origem e ao destino da rota de linha de transmissão a ser projetada.

5.4.3 Avaliação do Fitness de um Indivíduo

A fim de avaliar o *fitness* de um determinado indivíduo, as restrições do problema de otimização, bem como a função de custo, devem ser consideradas. Uma das maneiras de contabilizar as restrições é, segundo De Jong (2006), por meio de penalizações. Quando um indivíduo infringir uma determinada restrição, adiciona-se uma penalização ao custo proveniente da avaliação da função objetivo. As penalizações são dependentes e proporcionais ao tipo de restrição violada.

No presente trabalho, os indivíduos são penalizados pelas restrições de ângulo de deflexão azimutal e zenital, vãos máximo e mínimo e obstáculos intransponíveis conforme apresentado nas Equações (4.1), (4.2), (4.3) e (4.4), respectivamente.

$$penalidade_{ang_azimutal} = 10^2 \times |\theta_i - 45^\circ|, \quad (5.1)$$

$$penalidade_{ang_zenital} = 10^2 \times |\phi_i - 60^\circ|, \quad (5.2)$$

$$penalidade_{vãos} = \begin{cases} 10^4 \times (v_i - 600), & \text{se } v_i > 600\text{m} \\ 10^4 \times (100 - v_i), & \text{se } v_i < 100\text{m} \end{cases}, \quad (5.3)$$

$$penalidade_{obstáculo} = 10^5 \times NO, \quad (5.4)$$

em que θ_i é a componente azimutal do ângulo de deflexão da *i-ésima* torre de transmissão alocada; ϕ_i é a componente zenital do ângulo de deflexão da *i-ésima* torre de transmissão alocada; v_i é o comprimento do vão entre a *i-ésima* torre de transmissão e a anterior; e NO é o número de obstáculos intransponíveis que a linha de transmissão atravessa. Os pesos atribuídos a cada uma delas foram determinados arbitrariamente.

5.4.4 Seleção por Torneio Binário

Na fase de seleção, dois indivíduos (pais) são selecionados para produzirem outros dois novos indivíduos (filhos). A seleção dos indivíduos pais ocorre, no caso, por torneio binário. Sorteiam-se dois indivíduos e aquele que apresentar melhor *fitness* é eleito pai; o mesmo acontece para o outro indivíduo pai.

5.4.5 Cruzamento

Cruzamento, ou *crossover*, é a fase na qual um ou mais filhos são gerados a partir dos indivíduos pais selecionados. O método adotado neste trabalho determina qual das torres do indivíduo pai está mais próxima de uma determinada torre do outro indivíduo pai por meio do cálculo da distância de Manhattan. Assim, determinam-se dois pontos de cruzamento (um para cada indivíduo pai). O indivíduo filho, portanto, é composto por uma parcela referente ao primeiro indivíduo pai (do início ao ponto de cruzamento desse pai) e uma referente ao segundo indivíduo pai (do ponto de cruzamento desse pai ao final). A técnica utilizada para se determinar o ponto de cruzamento busca evitar que indivíduos inviáveis sejam gerados.

A Figura 5.3 é apresentada no intuito de ilustrar a estratégia de cruzamento desenvolvida. Para determinar os dois pontos de cruzamento, foram verificadas quais torres estão mais próximas. Neste exemplo, considera-se que as torres de coordenadas (x_5^1, y_5^1) e (x_9^2, y_9^2) são definidas como pontos de cruzamento. Dessa forma, o indivíduo filho gerado é aquele apresentado, em que cor vermelha representa a parcela proveniente do indivíduo pai um e a cor verde, a parcela proveniente do indivíduo pai dois.

Figura 5.3: Estratégia de cruzamento de indivíduos desenvolvida para o problema de RLT.

<i>indivíduo pai 1</i>	x_1^1	x_2^1	x_3^1	x_4^1	x_5^1	x_6^1	x_7^1	x_8^1	x_9^1	x_{10}^1
	y_1^1	y_2^1	y_3^1	y_4^1	y_5^1	y_6^1	y_7^1	y_8^1	y_9^1	y_{10}^1

<i>indivíduo pai 2</i>	x_1^2	x_2^2	x_3^2	x_4^2	x_5^2	x_6^2	x_7^2	x_8^2	x_9^2	x_{10}^2	x_{11}^2	x_{12}^2
	y_1^2	y_2^2	y_3^2	y_4^2	y_5^2	y_6^2	y_7^2	y_8^2	y_9^2	y_{10}^2	y_{11}^2	y_{12}^2

<i>indivíduo filho</i>	x_1^1	x_2^1	x_3^1	x_4^1	x_5^1	x_9^2	x_{10}^2	x_{11}^2	x_{12}^2
	y_1^1	y_2^1	y_3^1	y_4^1	y_5^1	y_9^2	y_{10}^2	y_{11}^2	y_{12}^2

5.4.6 Mutações

A mutação é, segundo Haupt e Haupt (2004), a segunda maneira com a qual o GA consegue explorar o espaço de busca, podendo introduzir traços ainda não presentes na população original e prevenindo o GA de uma convergência prematura. De acordo com Reeves (2010), a mutação ajuda a preservar um nível satisfatório de diversidade genética na população, permitindo ao método que escape de regiões sub-ótimas do espaço de busca.

O indivíduo gerado no cruzamento passa por um processo de mutação, no qual um número aleatório determina qual processo de mutação aquele indivíduo irá sofrer. É importante ressaltar que a mutação nem sempre ocorre, sendo dependente de uma probabilidade de ocorrência (taxa de mutação). Os tipos de mutação utilizados no presente trabalho são:

1. Um número aleatório de torres é removido do indivíduo;
2. Um número aleatório de torres é adicionado ao indivíduo;
3. Um número aleatório de torres é deslocado para a vizinhança do indivíduo;
4. O indivíduo é completamente preenchido com torres, de modo que a restrição de vãos seja atendida;

5. O processo de mutação constrói uma rota parcial entre duas torres quaisquer do indivíduo por meio da aplicação da técnica utilizada na fase de diversificação do GRASP desenvolvido.

5.4.7 A Próxima Geração

Uma vez realizada as mutações, os filhos, a população atual e os indivíduos mutados têm os custos (*fitness*) calculados e são, posteriormente, ordenados. A partir dessa ordenação, selecionam-se os indivíduos que irão compor o conjunto de elite; os demais indivíduos participarão de uma seleção de sobrevivência por roleta.

5.4.8 Convergência

Neste trabalho, exige-se que a mesma solução seja encontrada em 50 gerações subsequentes para que a convergência seja admitida.

5.5 Aspectos de Implementação

A função de otimização proposta, apresentada no Capítulo 4, considera que, para uma determinada região sobre a qual será traçada uma linha de transmissão, devem ser fornecidos informações sobre a ocupação do terreno e dados referentes à variação de altitude (curvas de nível).

Monteiro *et al* (2005) afirmam que as informações de um determinado terreno são melhor representadas quando associadas a pequenas áreas, denominadas células *raster*, ao invés de estruturas vetoriais de dados (com linhas e vértices). Segundo eles, estruturas *raster* são basicamente matrizes comuns de células quadradas, em que cada célula (ou pixel) representa uma área com sua respectiva posição geográfica. O nível de detalhamento dos dados depende do tamanho dessas células (resolução), podendo-se utilizar qualquer escala. Com essa estrutura, a análise espacial passa a se basear em operações matriciais, cada matriz correspondendo a uma determinada camada de dados (no caso, ocupação de terreno e curvas de nível).

A manipulação dos dados obtidos é realizada por um *software* de sistemas de informações geográficas (GIS, do inglês *Geographic Information System*), o ArcGIS® da empresa estadunidense ESRI (*Environmental Systems Research Institute*). Esse *software* fornece uma infraestrutura para criação de mapas e gerenciamento de informações geográficas.

A principal funcionalidade utilizada do referido *software* é a capacidade de exportar os dados manipulados para .TIF, um formato de arquivo que armazena estruturas *raster* em imagens. A imagem resultante fornece a descrição de cada pixel no padrão RGB (*Red, Green, and Blue*), que utiliza três números inteiros para representar as cores vermelho, verde e azul.

Arquivos no formato .TIF podem ser facilmente importados para o MATLAB®, *software* de simulações matriciais que será utilizado para testar a funcionalidade do modelo proposto.

5.5.1 Ocupação do Terreno

Os dados de ocupação de terreno podem ser obtidos por meio de um banco de dados fornecido pelo IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, o qual pode ser acessado pelo ArcGIS®.

O presente trabalho, entretanto, considera apenas seis classes diferentes. A relação entre as classes utilizadas pelo IBGE (Tabela A.1) e as aqui consideradas é apresentada na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Classes de Ocupação de Terreno adotadas e a correspondência às classes do IBGE.

Classes de Ocupação de Terreno adotadas	Classes de Ocupação de Terreno do IBGE
Áreas de Pastagem	Pastagem com Manejo
	Pastagem Natural
Áreas Agrícolas	Área Agrícola
	Mosaico de Área Agrícola com Remanescentes Florestais
Áreas Florestais	Vegetação Florestal
	Silvicultura
Terrenos Rochosos	– ¹⁰
Áreas Artificiais	Áreas Artificiais
Áreas Intransponíveis	Corpo d'água Continental

¹⁰ Não há correspondência com o banco de dados do IBGE.

5.5.2 Curvas de Nível

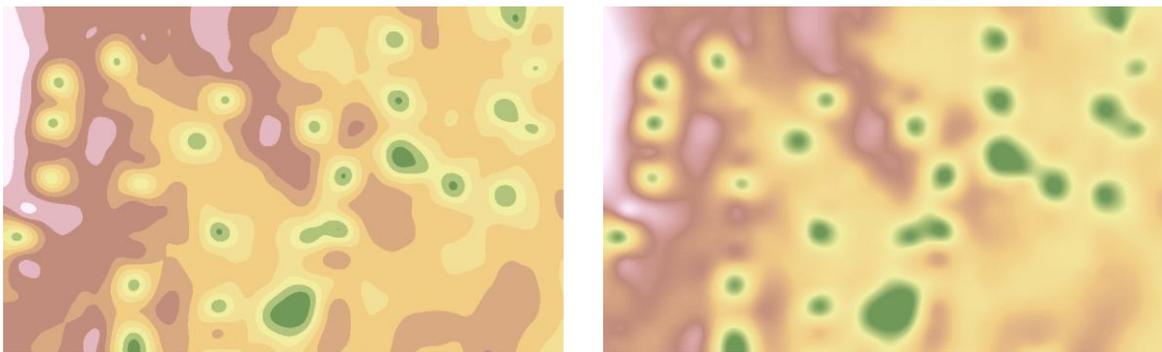
As curvas de nível podem ser obtidas através de um banco de dados da Embrapa (Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária), que as fornece já em formato *raster* para leitura no ArcGIS®. Entretanto, esses dados se limitam a pequenas áreas, as quais englobam, por exemplo, o perímetro de determinadas cidades.

Uma outra maneira de obtê-los, e que é utilizada neste trabalho, consiste na interpolação de amostras de altitude coletadas por meio do *software* Google Earth®, da Google. Esse *software* é capaz de apresentar um modelo tridimensional do globo terrestre construído a partir de um mosaico de imagens de satélite obtidas de diversas fontes.

Uma vez coletada as amostras de altitude de uma determinada área, esse conjunto de dados é exportado ao ArcGIS® que, por sua vez, interpola os dados em curvas de nível. Finalmente, exportam-se as curvas de nível resultantes para um arquivo .TIF.

As amostras de altitude representadas pelo arquivo .TIF gerado apresentam atributos discretos, o que prejudica a caracterização do terreno, uma vez que seria categorizado em um número finito de escalas. A fim de melhorar a qualidade dos dados coletados, converte-se a atribuição de dados a uma representação contínua. Desse modo, os dados são representados por uma escala de cor, na qual a altitude varia conforme as diferentes tonalidades. A Figura 5.4 representa a diferença visual entre as representações discreta e contínua.

Figura 5.4: Representação discreta e representação contínua de dados *raster*.



Apesar da menor nitidez visual da representação contínua dos dados apresentados na Figura 5.4, a ausência de categorização aumenta a representatividade dos dados.

6 VALIDAÇÕES DOS ALGORITMO DE DIJKSTRA, GRASP E GA

6.1 Apresentação

Neste capítulo, as estratégias de otimização são validadas. O Algoritmo de Dijkstra é validado por meio da resolução de cenários de caminho mínimo óbvios; o Algoritmo Genético, por meio da minimização de duas funções de *benchmark*; e o GRASP, mediante a resolução de um problema clássico de otimização. Em seguida, a fim de demonstrar o desempenho dessas estratégias de otimização, a consistência da lógica programada e a abrangência de aplicação, foram realizados alguns ensaios em cenários de menor porte e maior complexidade.

6.2 Validação do Algoritmo de Dijkstra

Conforme apresentado na Seção 5.2 do presente trabalho, o Algoritmo de Dijkstra é especializado na resolução de problemas de caminho mínimo. Assim, uma das maneiras de verificar o funcionamento desse algoritmo é mediante a resolução de cenários cuja função de otimização e a subsequente solução ótima são de fácil percepção.

A função objetivo Z considerada é expressa na Equação (6.1),

$$\min Z = \sum_{i=1}^M \text{custo}_{i,i+1}, \quad (6.1)$$

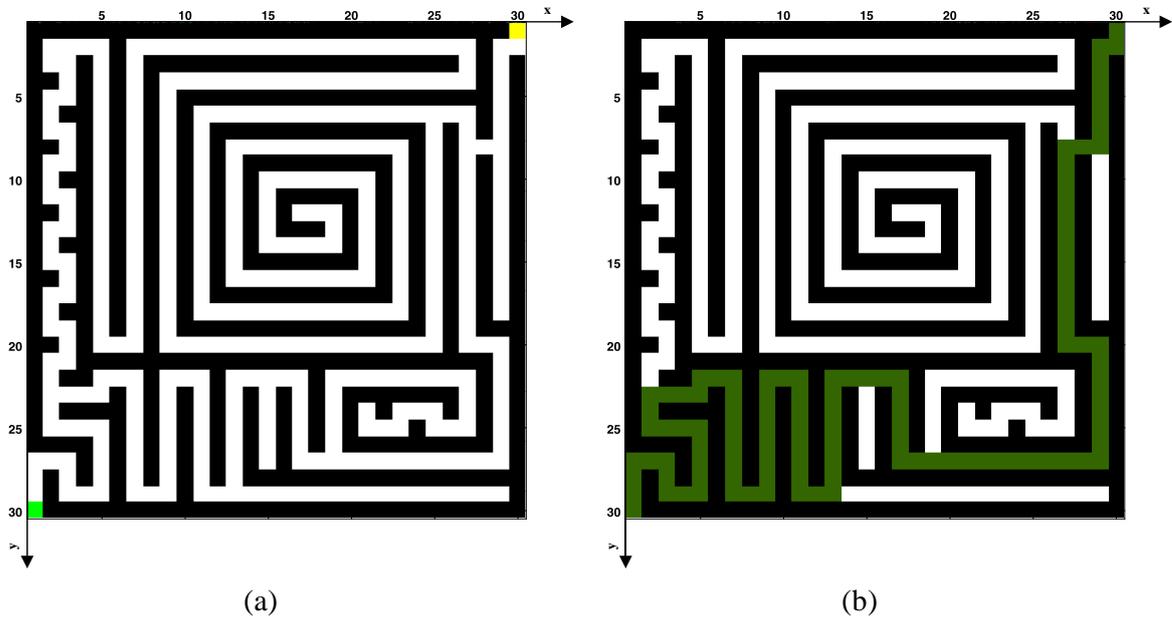
em que M é o conjunto de todos os i vértices que compõem a solução do problema; e $\text{custo}_{i,i+1}$ é o custo do deslocamento entre os vértices i e $i+1$, ao qual foi associado os valores um ou infinito. A única restrição imposta ao problema é a de que o caminho deve ser horizontal ou vertical, não sendo permitidos deslocamentos diagonais.

6.2.1 Primeiro Cenário de Teste

A Figura 6.1 apresenta o primeiro cenário de teste utilizado e a respectiva solução. A origem é o vértice (1, 30) e o destino, o vértice (30, 30).

Tanto para este cenário quanto para o próximo, utilizou-se a seguinte representação: a cor branca corresponde a um custo unitário de deslocamento; a cor preta, a um custo infinito de deslocamento, isto é, um obstáculo intransponível; a cor verde limão, à origem do caminho; a cor amarela, ao destino do caminho; e a cor verde escura, ao traçado escolhido.

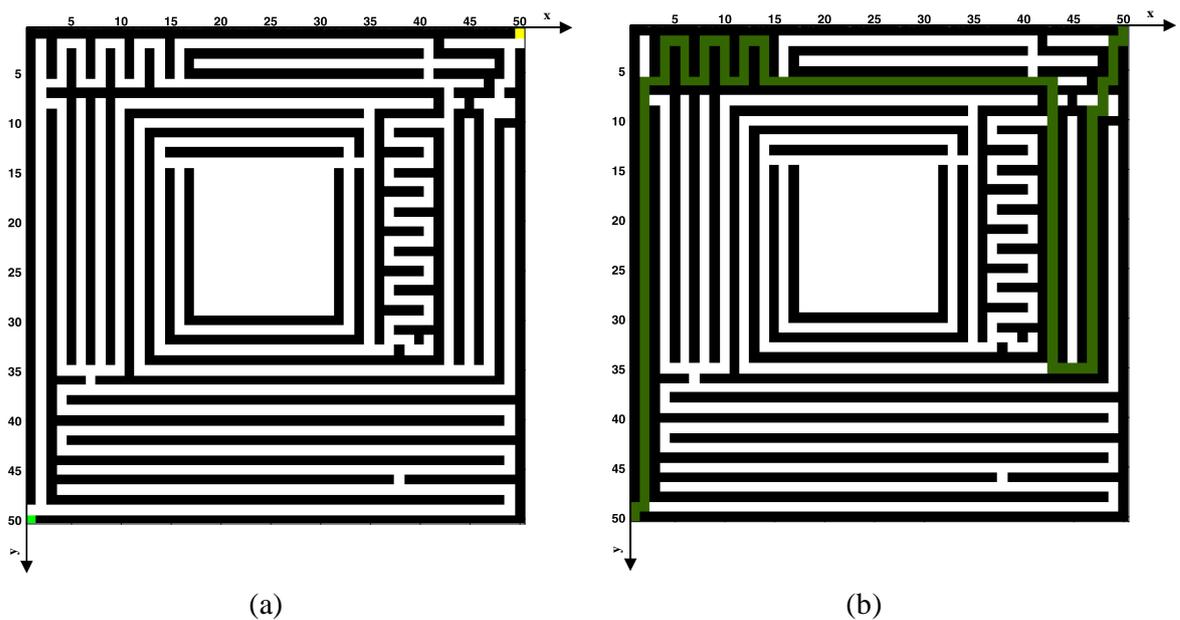
Figura 6.1: Primeiro cenário de teste para o Algoritmo de Dijkstra, em que (a) é o *grid* original e (b) é a solução encontrada.



6.2.2 Segundo Cenário de Teste

A Figura 6.2 apresenta o segundo cenário de teste utilizado e a respectiva solução. A origem é o vértice (1, 50) e o destino, o vértice (50, 50).

Figura 6.2: Segundo cenário de teste para o Algoritmo de Dijkstra, em que (a) é o *grid* original e (b) é a solução encontrada.



6.2.3 Conclusões

Verifica-se que o Algoritmo de Dijkstra foi capaz de encontrar o melhor caminho – solução ótima – para ambos os cenários de testes. Ainda que tenham sido criados para validação, é notório que os cenários apresentam solução ótima de fácil percepção.

6.3 Validação do GRASP

A validação do GRASP implementado se dará pela resolução de um problema clássico de otimização: o problema da mochila. Assim como a função de otimização proposta neste trabalho, o problema da mochila é discreto.

6.3.1 O Problema da Mochila

O problema da mochila, segundo Goldberg e Luna (2005), pode ser entendido como “o desafio de encher uma mochila sem ultrapassar um determinado limite de peso, otimizando a utilidade dos produtos carregados”. Pode ser formulado conforme a Equação (6.2),

$$\max Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j, \quad (6.2)$$

em que x_j representa o número de objetos do tipo j selecionados para serem incluídos em uma mochila; e c_j é a utilidade do item j . A restrição expressa na Equação (6.3) indica a capacidade total b da mochila,

$$\sum_{j=1}^n w_j x_j \leq b, \quad (6.3)$$

em que w_j é o peso do item j e $x_j \in \{0, 1\}$.

O GRASP foi aplicado em duas situações diferentes: a primeira para uma coleção de 8 itens, capacidade da mochila de 104 e benefício ótimo de 900; a segunda, para 15 itens, capacidade de 750 e benefício ótimo de 1458. Os dados referentes a essas duas situações foram obtidos em (MARTELLO; TOTH, 1990) e são apresentados na Tabela A.2 e na Tabela A.3.

Os parâmetros utilizados pelo GRASP para a primeira situação foram: $\alpha = 0,2$, número máximo de iterações = 100 e critério de parada o alcance do número máximo de

iterações ou do benefício ótimo. Foi encontrada a solução [1 0 1 1 1 0 1 1] com benefício de 900 em 2 iterações.

Para a segunda situação, utilizaram-se $\alpha = 0,2$, número máximo de iterações = 100 e critério de parada o alcance do número máximo de iterações ou do benefício ótimo. Foi encontrada a solução [1 0 1 0 1 0 1 1 1 0 0 0 0 1 1] com benefício de 1458 em 8 iterações.

6.3.2 Conclusões

A eficácia do GRASP implementado pôde ser comprovada pela resolução do problema da mochila unidimensional, no qual a solução ótima foi encontrada sem quaisquer dificuldades. Verifica-se, portanto, a capacidade do GRASP em solucionar problemas de âmbito semelhante àquele proposto neste trabalho.

6.4 Validação do Algoritmo Genético

O GA, ao contrário do Algoritmo de Dijkstra, pode ser utilizado para encontrar a solução ótima de funções de *benchmark* conhecidas. Assim sendo, a validação do GA implementado será realizada por esse meio. Algumas dessas funções, sugeridas para testes com GAs, podem ser encontradas em Haupt e Haupt (2004).

6.4.1 Função Easom

A função Easom é uma função de teste contínua, unimodal e multivariável, de variáveis x_1 e x_2 . O mínimo global dessa função corresponde a uma pequena área, se comparado ao espaço de busca. É apresentada analiticamente na Equação (6.4) e graficamente na Figura 6.3 (MOLGA; SMUTNICKI, 2005).

$$f(x_1, x_2) = -\cos x_1 \sin x_2 e^{-[(x_1-\pi)^2+(x_2-\pi)^2]} \quad (6.4)$$

É uma prática comum limitar a área de teste ao quadrado $-100 \leq x_1, x_2 \leq 100$ (MOLGA; SMUTNICKI, 2005). O mínimo global é $f(x_1^*, x_2^*) = -1$, e é obtido quando $(x_1^*, x_2^*) = (\pi, \pi)$.

Os parâmetros utilizados pelo GA para minimizar a função em questão foram: tamanho da população = 100, número de gerações = 200, dimensão do indivíduo = 2 e critério de parada o número máximo de gerações. A solução encontrada foi $x_1 \approx 3,1415$, $x_2 \approx$

3,1423 e $f(x_1, x_2) \approx -1$. A Figura 6.4 apresenta o custo do melhor indivíduo obtido ao longo das gerações; por simplicidade, são representadas as primeiras 60 gerações.

Figura 6.3: Função Easom para *benchmark* do GA.

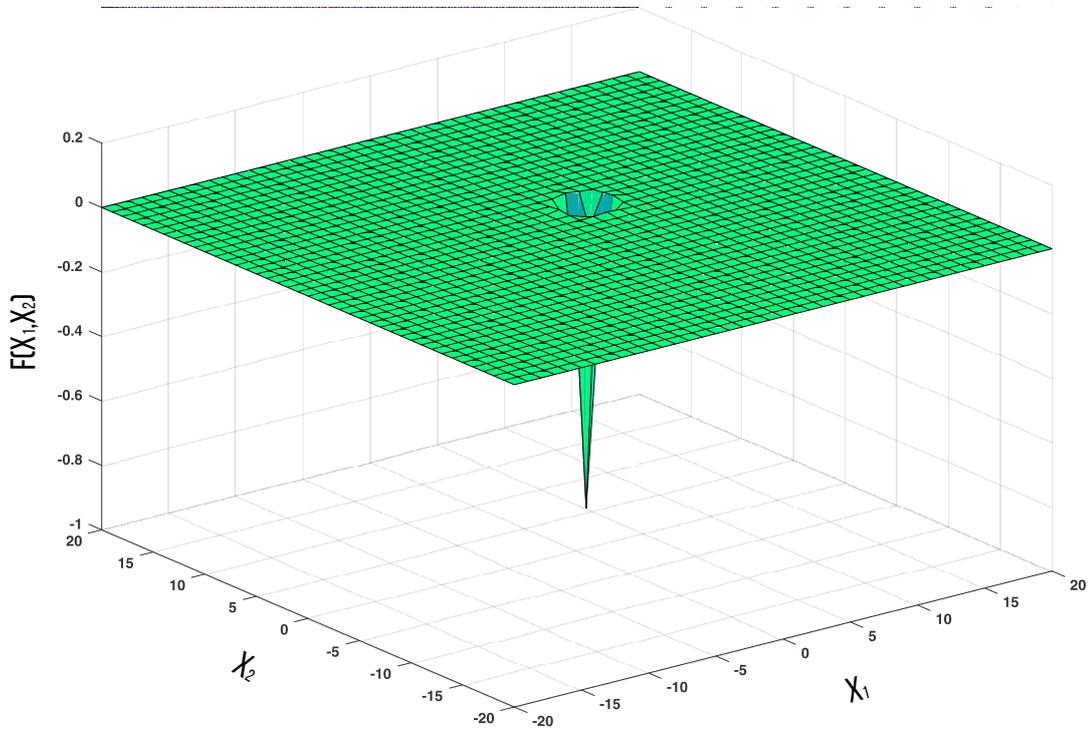
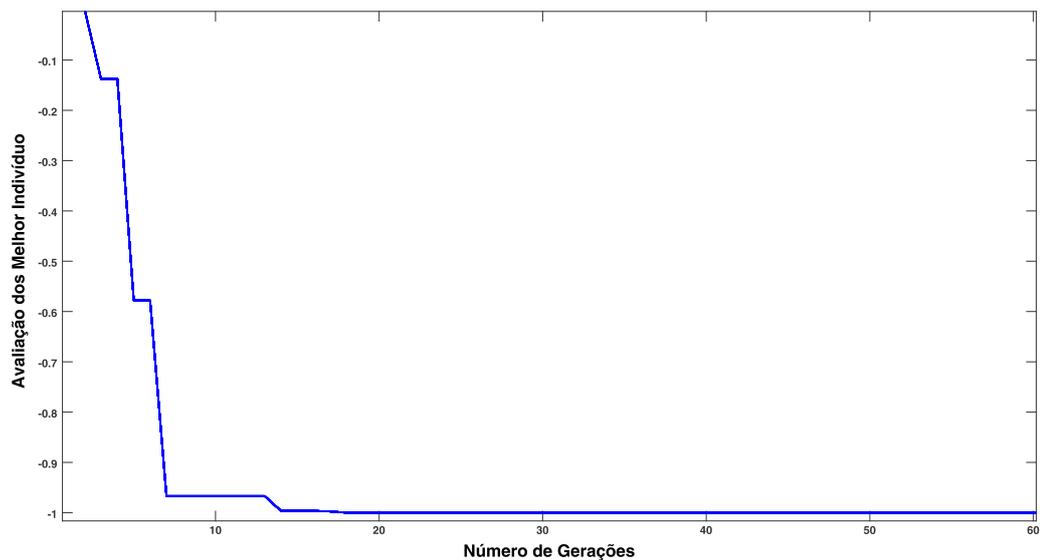


Figura 6.4: Representação do melhor indivíduo ao longo das gerações para benchmark (Função Easom).



6.4.1 Função Rastrigin

A função Rastrigin é uma função contínua, altamente multimodal e multivariável de n variáveis, cujos mínimos são regularmente distribuídos. É apresentada analiticamente na Equação (6.5) e graficamente na Figura 6.5 (MOLGA; SMUTNICKI, 2005).

$$f(x) = 10n + \sum_{i=1}^n [x_i^2 - 10 \cos(2\pi x_i)] \quad (6.5)$$

A área de teste é, geralmente, limitada ao hipercubo $-5,12 \leq x_i \leq 5,12$, $i = 1, \dots, n$ (MOLGA; SMUTNICKI, 2005). O mínimo global é $f(x^*) = 0$, e é obtido quando $x_i = 0$, $i = 1, \dots, n$. Para o caso em questão, considerou-se $n = 2$.

Os parâmetros utilizados pelo GA para minimizá-la foram: tamanho da população = 100, número de gerações = 200, dimensão do indivíduo = 2 e critério de parada o número máximo de gerações. A solução encontrada foi $x_1 \approx 3,12 \times 10^{-9}$, $x_2 \approx 3,53 \times 10^{-9}$ e $f(x_1, x_2) \approx 7,11 \times 10^{-15}$. A Figura 6.6 apresenta o custo do melhor indivíduo obtido ao longo das gerações; por simplicidade, são representadas as primeiras 60 gerações.

Figura 6.5: Função Rastrigin para *benchmark* do GA.

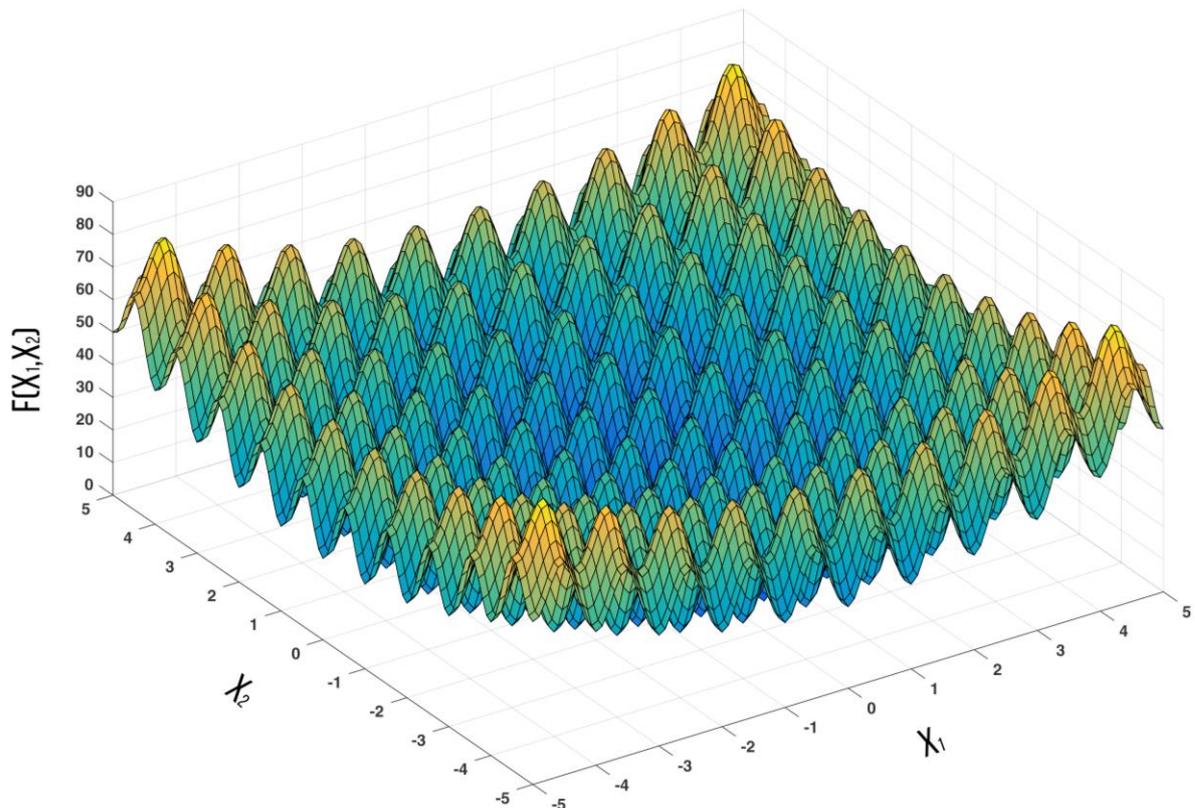
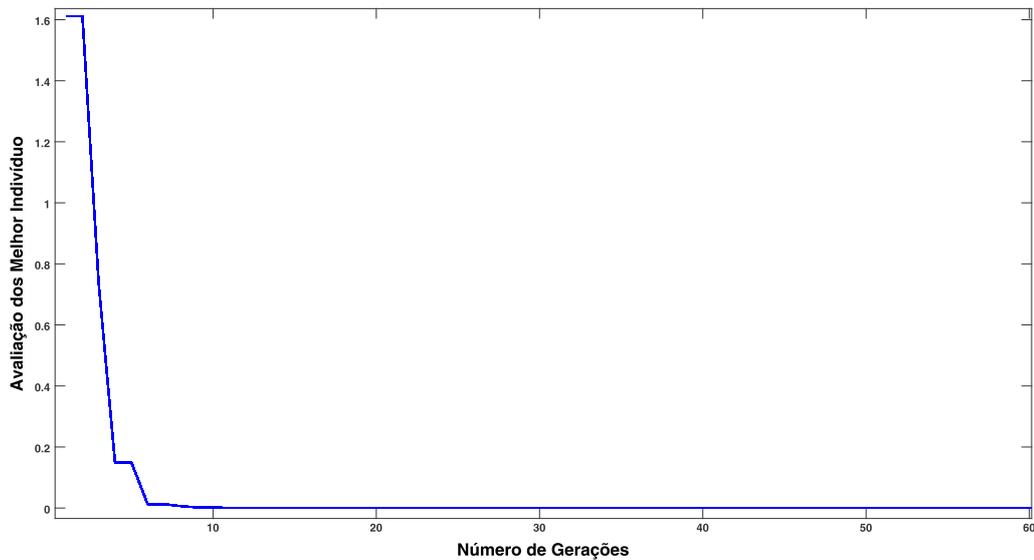


Figura 6.6: Representação do melhor indivíduo ao longo das gerações para *benchmark* (Função Rastrigin).



6.4.2 Conclusões

Nota-se que para as duas funções de *benchmark* utilizadas, o Algoritmo Genético foi capaz de determinar a solução ótima evitando a convergência a mínimos locais.

6.5 Ensaios dos Métodos de Otimização

Os ensaios foram realizados em *grids* de dimensões reduzidas (30 x 30), cujos pixels apresentam escala de 100m x 100m; isto é, o *grid* analisado corresponde a um tamanho real de 3000m x 3000m. Foram geradas duas matrizes quadradas com os referidos tamanhos: uma correspondendo ao uso de um terreno e a outra, a amostras de altitude desse mesmo terreno.

O valor de cada uma das células da matriz de uso de terreno foi escolhido, aleatoriamente, do conjunto {1, 2, 3, 4, 5, 6}. Nesse conjunto, cada elemento representa, respectivamente, áreas de pastagem, áreas agrícolas ou de plantações, florestas, terrenos rochosos, áreas residenciais e obstáculos intransponíveis.

Semelhantemente, a matriz de altitudes foi gerada a partir do sorteio de um número qualquer presente no intervalo fechado [0,5; 1]. Esse intervalo, podendo ser adaptado a uma escala desejada, corresponde às amostras de altitude do terreno.

A função de otimização proposta por este trabalho, bem como os métodos de otimização implementados, foi utilizada para solucionar os cenários de ensaio.

6.5.1 Primeiro Cenário de Ensaio

A Figura 6.7 apresenta a característica de ocupação de terreno do primeiro cenário de ensaio gerado. Já a Figura 6.8 apresenta os dados altimétricos utilizados para ambos os cenários. Na Figura 6.8, os eixos x e y foram omitidos por simplicidade. Os resultados obtidos pelos três métodos de otimização são apresentados na Figura 6.9.

No que se refere ao valor obtido por cada uma das soluções, têm-se que o Algoritmo de Dijkstra encontrou 297,64, ao passo que o Algoritmo Genético e o GRASP encontram, respectivamente, 328,19 e 315,47. A proximidade visual entre as soluções se justifica pela pequena diferença entre os valores encontrados ao avaliar a função objetivo.

Figura 6.7: Característica de ocupação do terreno para o primeiro cenário de ensaio.

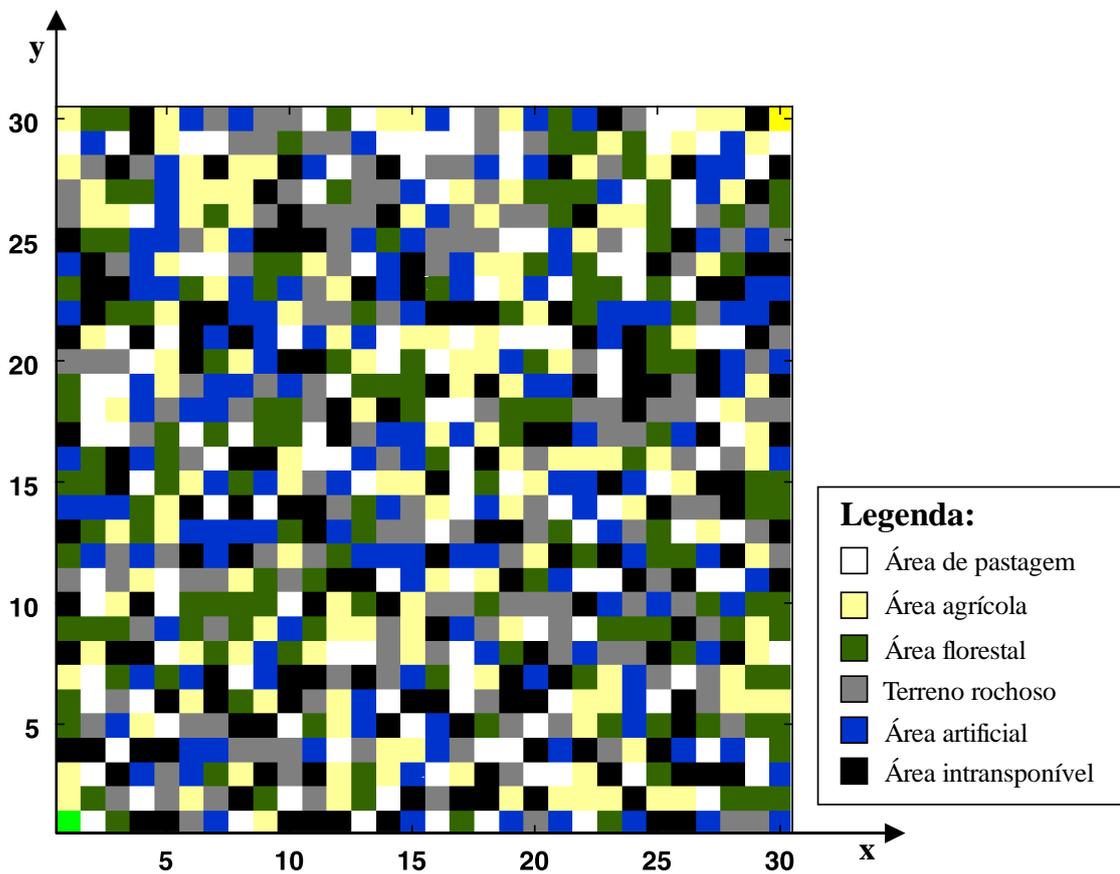


Figura 6.8: Característica altimétrica para os cenários de ensaio.

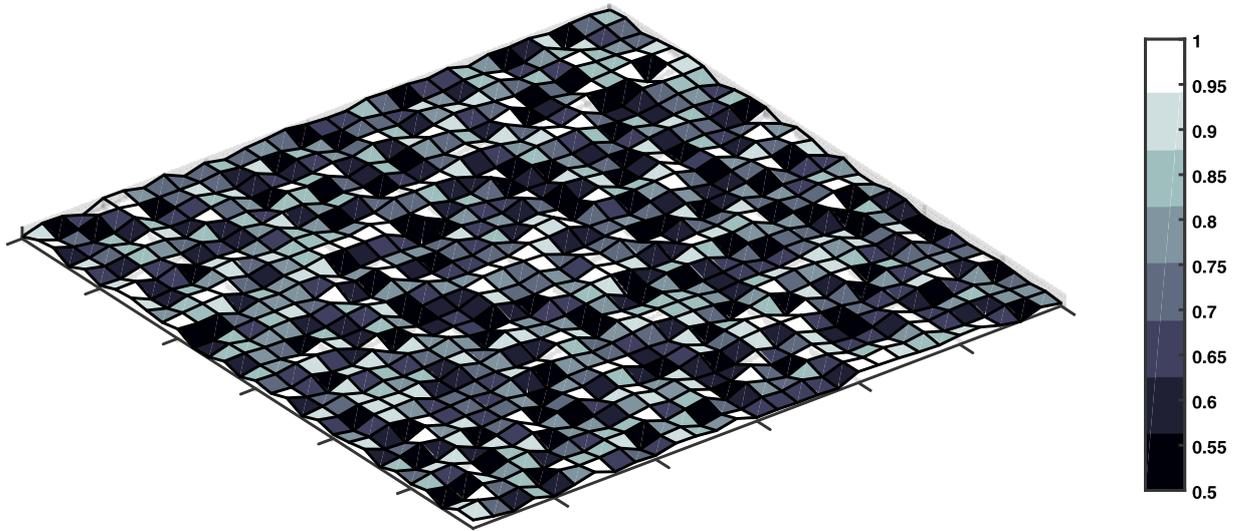
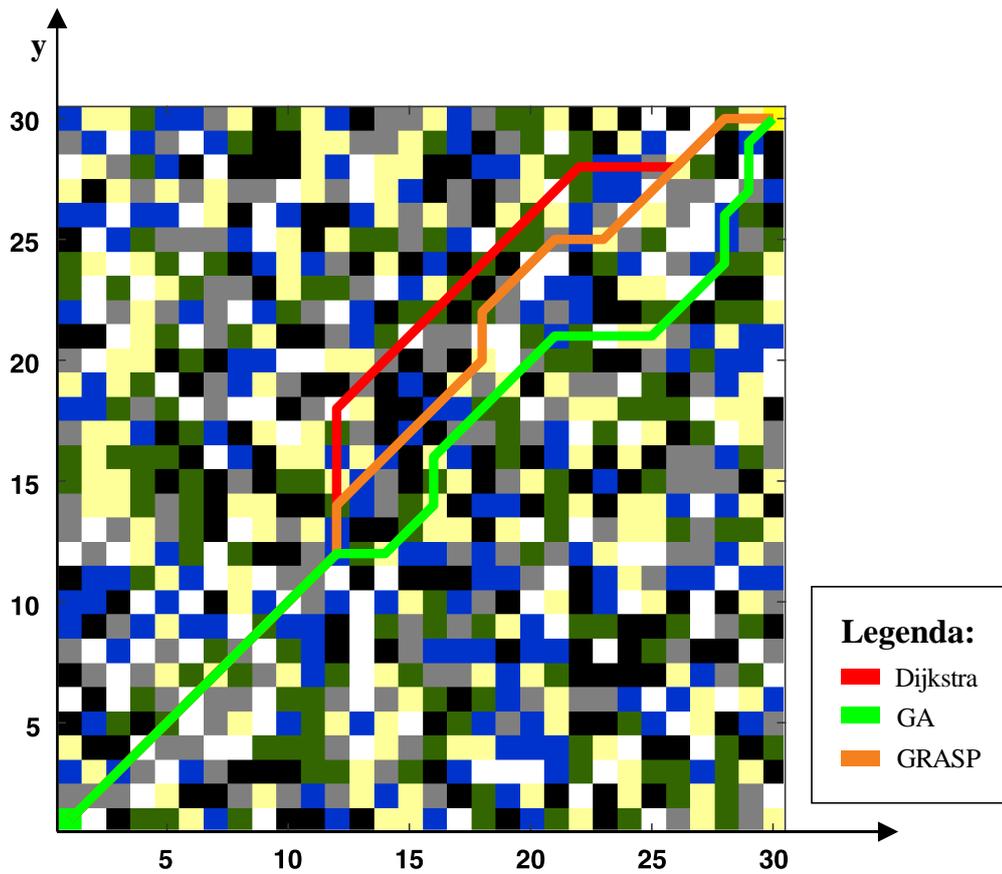


Figura 6.9: Soluções obtidas para o primeiro cenário de ensaio.



6.5.2 Segundo Cenário de Ensaio

A Figura 6.10 apresenta a característica de ocupação de terreno do segundo cenário de ensaio gerado. Os resultados obtidos pelos três métodos de otimização são apresentados na Figura 6.11.

Assim como o cenário anterior, a proximidade das soluções obtidas pelo GA e pelo GRASP em relação à solução obtida pelo Algoritmo de Dijkstra indica que os métodos apresentam resultados coerentes.

Em relação às soluções obtidas, o Algoritmo de Dijkstra encontrou 329,87, ao passo que o Algoritmo Genético e o GRASP encontraram, respectivamente, 398,47 e 351,91. A proximidade visual entre as soluções se justifica pela pequena diferença entre os valores encontrados ao avaliar a função objetivo.

Figura 6.10: Característica de ocupação do terreno para o segundo cenário de ensaio.

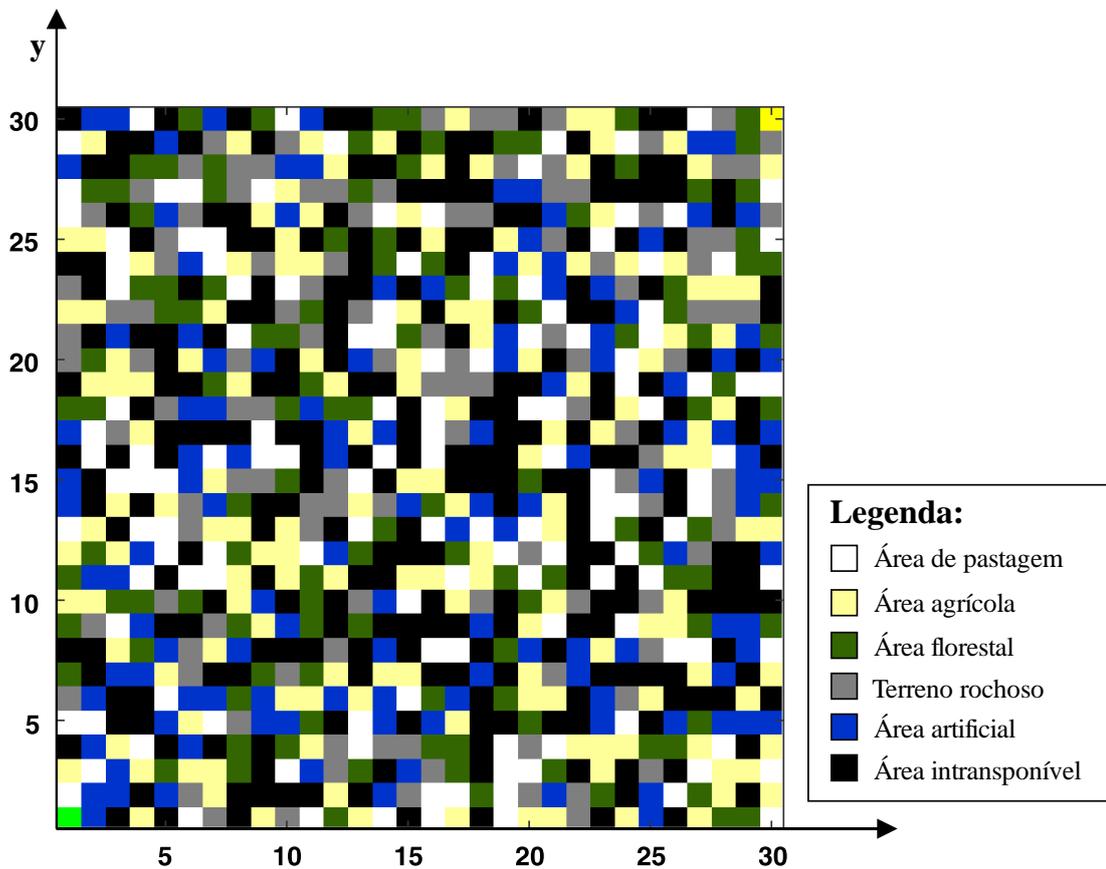
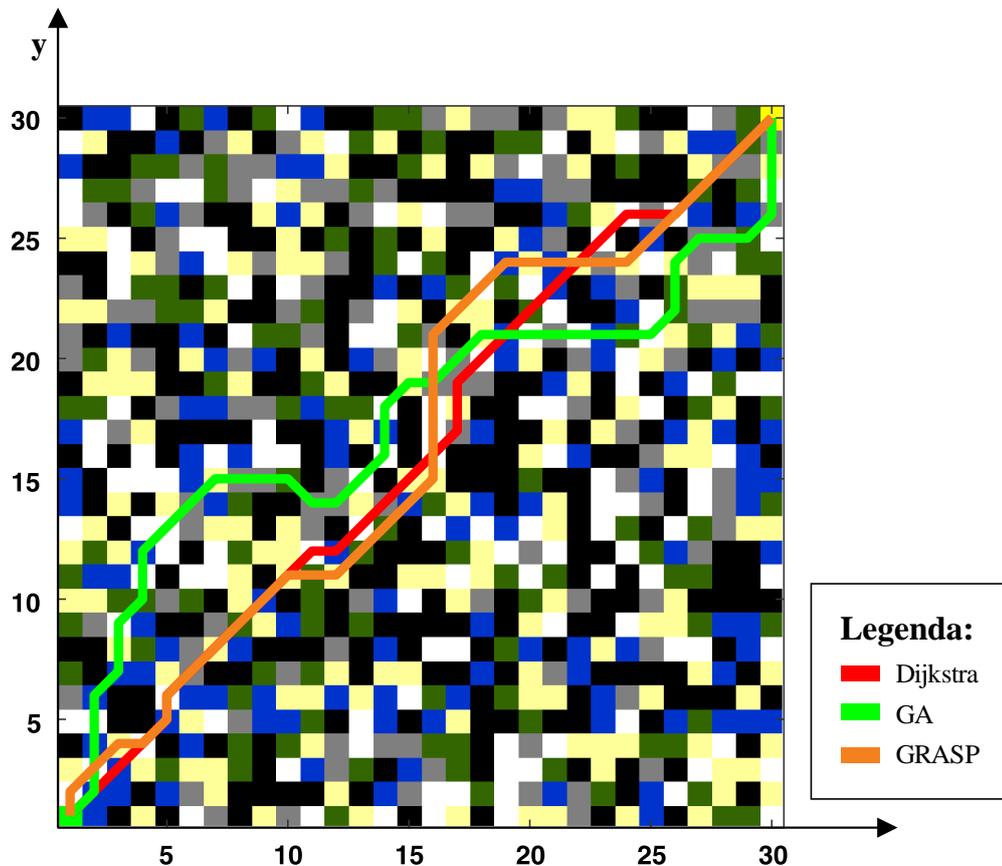


Figura 6.11: Soluções obtidas para o segundo cenário de ensaio.



6.5.3 Conclusões

Os ensaios realizados, ainda que simples, apresentaram uma complexidade elevada devido à aleatoriedade com que os obstáculos intransponíveis foram alocados. Dessa maneira, foi necessário que a linha de transmissão fizesse diversos desvios a fim de atender às restrições do problema e de alcançar o destino. Essa complexidade é ainda mais evidenciada no segundo cenário de ensaio.

A capacidade dos algoritmos de resolução desses cenários é um excelente indicativo de que conseguem, sem maiores dificuldades, solucionar cenários de maior porte. O Algoritmo de Dijkstra, devido ao seu caráter exato, requer um elevado tempo computacional para resolução de cenários de grande porte; assim sendo, a sua utilização é inviável para fins práticos.

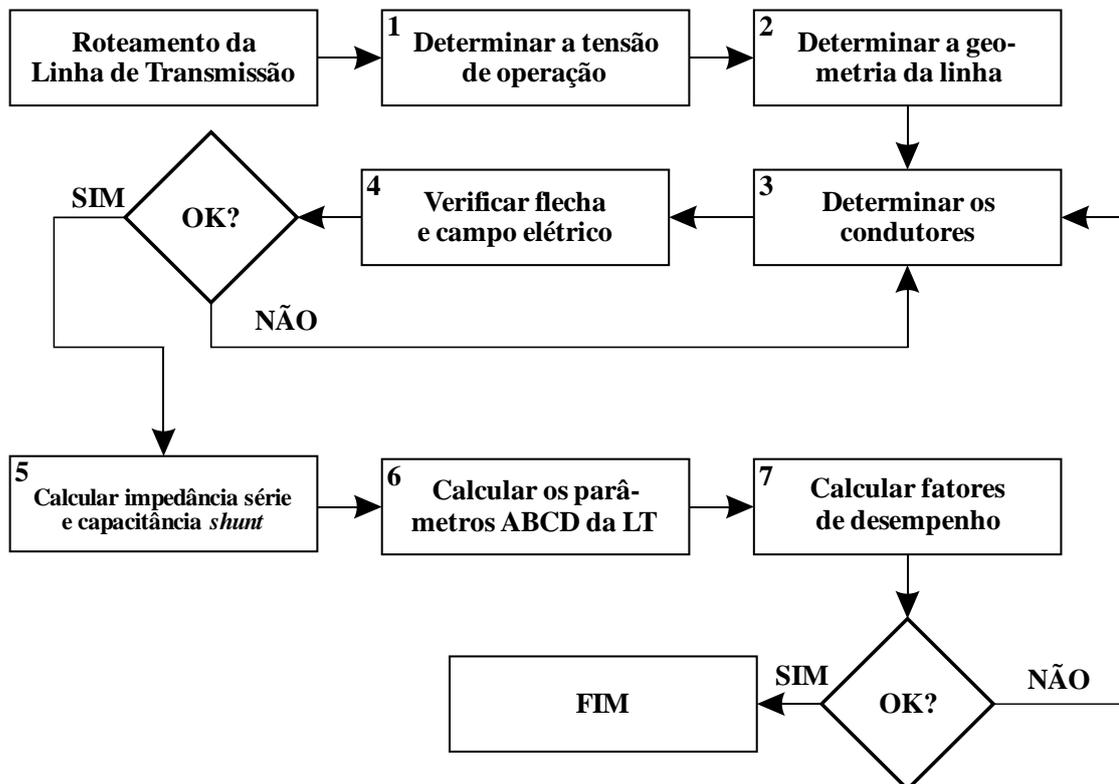
7 METODOLOGIA DE PÓS-OTIMIZAÇÃO APLICADA ÀS SOLUÇÕES DO ROTEAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

7.1 Introdução

Neste capítulo, apresenta-se a metodologia de pós-otimização desenvolvida. Por meio dela, visa-se determinar a geometria e as características dos condutores e estruturas que devem compor a linha de transmissão em análise. A metodologia considera que os dados da otimização da rota de uma linha de transmissão já tenham sido obtidos. Desse modo, as posições e tipos das torres de transmissão, bem como o tamanho dos vãos e o consequente comprimento total dos condutores, são parâmetros de entrada.

A metodologia de pós-otimização, apresentada no fluxograma da Figura 7.1, consiste em determinar linhas de transmissão candidatas. Para cada candidata, atribuem-se uma tensão de operação, uma geometria de linha e um condutor. Avaliam-se, por meio do cômputo de parâmetros da linha de transmissão candidata, fatores de desempenho elétricos e restrições mecânicas. Nas avaliações, caso valores de referência não sejam atendidos, o método elimina a linha de transmissão candidata. Esse processo itera-se até que todas as candidatas sejam testadas. Por fim, estima-se o custo de projeto e execução para todas as soluções viáveis.

Figura 7.1: Fluxograma representativo da metodologia de pós-otimização.



É importante evidenciar que a metodologia permite que mais de uma candidata viável sejam obtidas e que a solução final, para esses casos, deve, portanto, ser determinada através de critérios de desempate.

Ademais, a metodologia de pós-otimização considera quatro níveis de tensão, 28 condutores ACSR (*Aluminum Conductors Steel Reinforced*), quatro geometrias de linhas de transmissão (planar, delta, triangular simples e vertical) e quatro configurações de agrupamento de condutores (simples, duplo, triplo e quádruplo).

7.2 Etapas da Metodologia Pós-Otimização

7.2.1 Determinação da Tensão de Operação

Segundo Kiessling *et al* (2003), o nível de tensão de operação de uma linha de transmissão aérea é selecionado de acordo com a potência que deve ser transmitida e a distância entre os terminais de entrada e saída. A Tabela 7.1 apresenta a relação entre o nível de tensão, a potência a ser transmitida e a distância entre os terminais da linha de transmissão.

Tabela 7.1: Critério de seleção do nível de tensão de operação de uma linha de transmissão.

Nível de tensão (kV)	Potência transmitida ¹¹ (MVA)	Comprimento máximo ¹² da LT (km)
60 a 145	100 a 150	100
145 a 300	150 a 400	200
345	500 a 4000	300
500	500 a 4000	500
765	500 a 4000	700
800 a 1500	> 4000	2500

Fonte: Adaptado de Kiessling *et al.* (2013), p. 7.

Uma das vantagens de se utilizar altos níveis de tensão é evidenciada pelo aumento da capacidade de transferência de potência de uma linha, conforme apresentado na Seção 3.3.11, uma vez que o SIL é proporcional ao quadrado da tensão da linha.

¹¹ Por circuito.

¹² Aproximado.

7.2.2 Determinação da Geometria da Linha de Transmissão.

Pode-se afirmar, segundo Kiessling *et al.* (2003), que a seleção da geometria da linha de transmissão depende de vários parâmetros; dentre eles, destacam-se o nível de tensão, o número de circuitos por torre e o tipo de condutor. A geometria influencia diretamente na intensidade de campo elétrico que será produzida pela linha de transmissão, sendo um fator determinante à segurança.

Apesar da contínua evolução no projeto de linhas de transmissão, certas dimensões mantêm-se constante em relação ao nível de tensão da linha, da geometria da linha e do número de circuitos. Dentre especialistas, é suficiente referir-se a uma linha mencionando apenas esses três parâmetros (LINGS, 2005). A Tabela A.6 e a Tabela A.7 apresentam algumas das geometrias mais comumente utilizadas segundo (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012) e (LINGS, 2005).

As Figuras A.1 a A.4 apresentam a vista de perfil das referidas geometrias. Nas figuras, o eixo das abscissas corresponde a distâncias horizontais em relação ao centro da torre de transmissão (reta $x = 0$), em metros; o eixo das ordenadas representa a altura dos condutores, em metros; e as marcações em X representam o centro do agrupamento de condutores.

7.2.3 Determinação dos Condutores

A seleção dos condutores, bem como o dimensionamento de suas bitolas e configuração, é uma etapa importante no projeto de uma linha de transmissão, uma vez que os condutores representam de 30 a 50% do investimento total¹³ do projeto (KIESSLING *et al.*, 2003).

Os condutores de cobre são raramente utilizados em linhas de transmissão de alta tensão porque a densidade do cobre é três vezes a do alumínio, ao passo que a condutividade é duas vezes menor (LINGS, 2005). Ao longo dos anos, os condutores de cobre, os primeiros a serem utilizados em linhas de transmissão, foram substituídos pelos de alumínio devido ao alto custo e ao peso elevado, o que dificultava a instalação em grandes vãos. Os condutores de alumínio, por outro lado, eram frágeis e logo foram descartados. O advento dos condutores ACSR ou CAA (Condutores de Alumínio com Alma de Aço), combinou as propriedades elétricas relativamente boas dos condutores de alumínio e a alta robustez do aço a preços acessíveis (BEATY; FINK, 2012).

¹³ Considerando-se o valor de compra e o custo de instalação dos condutores.

Alguns fatores que impactam na escolha do condutor são a ampacidade, ou a máxima temperatura que um condutor pode atingir sem afetar as condições de segurança, visto que, ao esquentar, o condutor se alonga; e o SIL que, conforme Seção 3.3.11, deve ser maior que a quantidade de potência a ser transferida.

As propriedades mecânicas, diâmetro (mm), área transversal (mm²), raio geométrico médio (m), tensão nominal de ruptura (kN) e peso total (kg/km), e as propriedades elétricas, capacidade máxima de corrente (A), resistência CA a 25°C e a 75°C (Ω/km) e reatâncias indutiva (Ω/km) e capacitiva (MΩ/km) dos condutores considerados são apresentadas na Tabela A.4 e na Tabela A.5, respectivamente. O preço desses condutores também é apresentado na Tabela A.5.

7.2.4 Verificação da Flecha Máxima e dos Níveis de Campo Elétrico

Kiessling *et al.* (2003) afirmam que os condutores devem ser selecionados de modo a reduzir os impactos elétricos sobre o meio ambiente e os seres humanos. Tais impactos incluem os níveis de campo elétrico produzido pela linha de transmissão, os quais devem ser reduzidos a limites toleráveis e o risco de acidentes decorrente da proximidade da linha a objetos, pessoas e construções.

Desse modo, considera-se que a intensidade de campo elétrico ao nível do solo, no limite da faixa de segurança, não deve ultrapassar 5 kV/m (NBR 5422, 1985) e que a distância máxima entre o condutor e o solo d_{min} , em metros, deve ser tal que atenda à Equação (7.1) (NBR 5422, 1985),

$$d_{min} = d_{básica} + 0,01 \times \left(\frac{d_U}{\sqrt{3}} - 50 \right) \quad (7.1)$$

em que $d_{básica}$ é a distância básica de segurança¹⁴, em metros; e d_U é a distância, em metros, numericamente igual à tensão de operação da linha de transmissão. A norma afirma, ainda, que a distância de segurança deve ser verificada nas condições mais desfavoráveis de aproximação do condutor ao obstáculo considerado.

¹⁴ Para o pior dos casos, considera-se a distância básica igual a 8 m (NBR 5422, 1985).

7.2.5 Cálculo de Parâmetros da Linha de Transmissão

O cálculo dos parâmetros da linha de transmissão (indutância, capacitância, impedância série e admitância *shunt*) e das constantes ABCD se dá por meio das equações apresentadas na Seção 3.2.

7.2.6 Cálculo de Fatores de Desempenho

A partir dos parâmetros da linha de transmissão, os fatores de desempenho que afetam a linha de transmissão são computados e avaliados. Conforme apresentado em Kiessling *et al.* (2013), os valores de referência são apresentados na Tabela 7.2.

Tabela 7.2: Valores de referência para os fatores de desempenho de uma linha de transmissão.

Fator de Desempenho	Valor de Referência
Regulação de Tensão ¹⁵	$\leq 10\%$
Rendimento a Plena Carga	$\geq 95\%$
Relação entre Potência Máxima e SIL	< 1
Perdas por Efeito Corona	$< 8 \text{ kW/km}$

7.2.7 Critérios de Desempate

Considerando a possibilidade de que uma ou mais candidatas atendam a todos os quesitos avaliados, os critérios de desempate se darão na seguinte ordem:

1. Menor custo total, estimado conforme será apresentado na Seção 7.3;
2. Caso a diferença entre custos seja menor que 10%, considera-se a candidata que apresentar maior SIL.

7.3 Estimação do Custo de Projeto da Linha de Transmissão

Nesta seção, determina-se o método de estimação de custo de projeto e execução de uma linha de transmissão, tomando como base as diretrizes orçamentárias descritas em (ANEEL, 2005). A estimação de custo desenvolvida considera os custos referentes ao investimento de uma linha de transmissão, sendo desconsiderados os custos de operação e

¹⁵ Em módulo.

manutenção. Segundo essa referência, o custo de investimento total, em reais, de um projeto de linha de transmissão se dá conforme a Equação (7.2).

$$\text{Custo de Investimento Total} = \text{Custos Diretos} + \text{Custos Indiretos} + \text{Custos Eventuais} \quad (7.2)$$

A parcela Custos Diretos engloba os custos com terrenos e faixa de servidão, aquisição de materiais (estruturas de aço e concreto, cabos e ferragens, estaiamento, fundações, cabos condutores, cabos para-raios, isoladores, ferragens e acessórios, aterramento e outros acessórios), inspeção de material, canteiro de obras, construção (limpeza de faixa, execução de fundações, montagem de estruturas, instalação dos cabos e aterramento e construção de acessos), serviços técnicos (topografia e geologia/sondagem), estudos de engenharia (projeto e execução), custos ambientais e fiscalização da obra.

Com relação à parcela de Custos Indiretos, estão envolvidos os custos com a administração central, isto é, aquela não envolvida diretamente com a execução da obra.

Já a parcela de Custos Eventuais é composta pelo custo com indenização de danos causados aos proprietários de terrenos ao longo da faixa de servidão, com desvio de entradas e com realocação de linhas de transmissão/distribuição ou redes de telecomunicações.

Apenas o cálculo de algumas das componentes da parcela de Custos Diretos será apresentado aqui. Para maiores detalhes, referir-se a (ANEEL, 2005). De maneira geral e simplificada,

$$\text{Custo com terreno e faixa de servidão [R\$]} = \text{área da faixa de servidão [m}^2\text{/km]} \times \text{R\$0,11 [m}^{-2}\text{]} \times \text{comprimento da linha [km]} \quad (7.3)$$

$$\text{Custo com estruturas [R\$]} = \text{peso total das torres [ton]} \times 1000 \times \text{R\$5,50/kg} \quad (7.4)$$

$$\text{Cabos condutores [R\$]} = \text{número de circuitos} \times \text{número de condutores [por fase]} \times 3 \text{ [fase]} \times \text{comprimento total do condutor [km]} \times \text{preço do condutor [R\$/km]} \quad (7.5)$$

As demais componentes da parcela referente aos Custos Diretos, bem como as parcelas associadas aos Custos Indiretos e Custos Eventuais terão os respectivos valores estimados, a fim de simplificação, conforme valores de referência apresentados em (ANEEL, 2005). O trabalho de Ribeiro (2014) descreve a metodologia de cálculo de custos de linhas de transmissão conforme ANEEL (2005) e pode ser consultado para maiores detalhes.

8 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

8.1 Apresentação

Tendo em vista a falta de informações sobre projetos de linhas de transmissão reais, bem como exemplos explícitos de funções de otimização, as abordagens existentes na literatura para o roteamento de linhas de transmissão não permitem uma comparação direta com o modelo proposto por este trabalho. Assim, o objetivo deste capítulo é ilustrar a aplicabilidade do modelo e da metodologia de pós-otimização desenvolvidos por meio de um estudo de caso e da subsequente comparação com o traçado de uma linha de transmissão existente.

A título de análise, considerou-se que a linha de transmissão a ser projetada deve conectar uma determinada unidade de geração a um centro de carga, cuja característica a plena carga é 700 MW, a um fator de potência de 0,99 capacitivo e abastecida a 95% da tensão nominal de transmissão.

8.2 Caracterização da Área de Estudo para Emprego do Roteador de LTs

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de geração e transmissão de energia elétrica que engloba as cinco regiões do Brasil. No que se refere à transmissão, o SIN apresenta aproximadamente 155.000 km de linhas de transmissão, sendo a maior parte delas operada em 500 kV (ONS, 2018). A Figura A.5 apresenta o mapa das linhas de transmissão existentes no Brasil.

Dentre as linhas de transmissão existentes, escolheu-se, arbitrariamente, a fins de comparação, a linha existente entre as subestações Paracatu 4, localizada em Paracatu/MG, e Pirapora 2, localizada em Pirapora/MG. Essa linha de transmissão, conforme consta em (ANEEL, 2006), é composta por um único circuito com tensão de operação de 500 kV, possui 246 km de extensão e, aproximadamente, 520 torres de transmissão. Além disso, o projeto determinou uma faixa de servidão de 60 metros de largura, sendo 30 metros para cada lado do eixo da linha.

A fim de delimitar a área de estudo, considerou-se uma área retangular de 181,82 km de largura por 256,99 km de comprimento, a qual contém a linha de transmissão existente. Ainda que essa área tenha sido selecionada, o tamanho do espaço de busca sobre o qual será submetida a função de otimização é de dimensões consideráveis. A Figura A.6 apresenta a área de estudo no contexto brasileiro.

8.2.1 Dados de Ocupação de Terreno

Os dados referentes à ocupação de terreno da área de estudo foram obtidos por meio de uma base de dados fornecida pelo IBGE e processados no ArcGIS®, conforme descrito na Seção 5.5.1. O mapa resultante é apresentado na Figura A.7. A resolução adotada para os dados de ocupação de terreno foi de 96m por 96m, isto é, a matriz de dados resultante apresenta dimensões de 1894 linhas por 2677 colunas.

8.2.2 Dados de Altimetria

Conforme descrito na Seção 5.5.2, as curvas de nível apresentadas na Figura A.8 são uma interpolação de amostras de altitude coletadas no Google Earth®. Em concordância com os dados de ocupação de terreno, os dados de altimetria também apresentam resolução de 96m por 96m.

8.3 Roteamento via Otimização

O modelo de otimização proposto por este trabalho foi utilizado para determinar a rota da linha de transmissão entre as subestações Paracatu 4 e Pirapora 2. Dessa maneira, várias simulações foram feitas de modo que os parâmetros do Algoritmo Genético (tamanho da população, dimensão inicial dos indivíduos, número de indivíduos que compõem a elite e taxa de mutação) e do GRASP (tamanho da RCL) fossem ajustados.

Os resultados encontrados pelo GRASP e pelo Algoritmo Genético, assim como a linha de transmissão real, são apresentados na Figura 8.1. Os parâmetros que levaram a esses resultados são mostrados na Tabela 8.1, para o GA; e na Tabela 8.2, para o GRASP.

A Tabela 8.3 apresenta os dados da linha de transmissão encontrada por cada um dos algoritmos em comparação com a linha de transmissão real.

Sejam S_1 a solução encontrada pelo GA, S_2 a solução encontrada pelo GRASP e f a função objetivo definida por este trabalho, têm-se que $f(S_1) \approx 4539$ e $f(S_2) \approx 4398$.

Figura 8.1: Resultados experimentais obtidos para a rota da linha de transmissão.

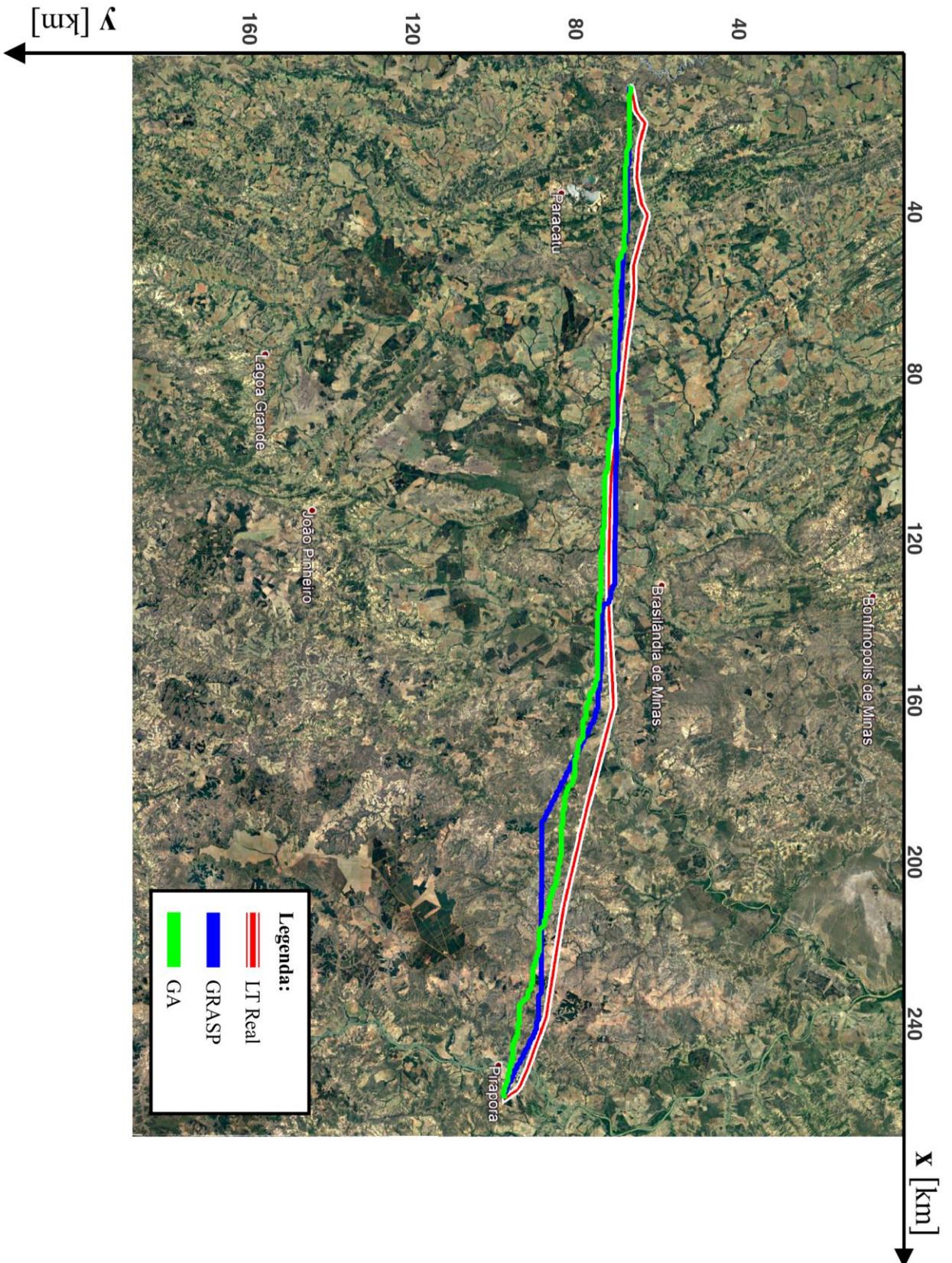


Tabela 8.1: Ajuste de parâmetros para o GA.

Parâmetro	GA
Tamanho da população	100 indivíduos
Número de gerações	400
Dimensão inicial dos indivíduos	Valor aleatório entre 100 e 200 torres
Número de indivíduos que compõem a elite	5
Taxa de mutação	30%

Tabela 8.2: Ajuste de parâmetros para o GRASP.

Parâmetro	GRASP
Tamanho da RCL na fase de diversificação	$\max(1, 0,2 \times N)$ ¹⁶
Tamanho da RCL na fase de intensificação	1

Tabela 8.3: Dados da linha de transmissão encontrada em comparação com a real.

Parâmetro da linha de transmissão	GA	GRASP	LT Real
Número de torres	480	462	520
Comprimento real	≈ 252,66 km	≈ 252,76 km	≈ 246 km
Vão médio	≈ 526 m	≈ 558 m	≈ 473 m
Declividade média	0,66 %	0,66 %	– ¹⁷

8.4 Metodologia de Pós-Otimização

As soluções encontradas para o problema de roteamento de linhas de transmissão, tanto pelo GA quanto pelo GRASP, foram submetidas à metodologia pós-otimização apresentada no Capítulo 7.

O objetivo dessa metodologia, conforme exposto, é determinar os parâmetros de uma linha de transmissão, determinar seus condutores e a respectiva configuração, avaliar fatores de desempenho e, por fim, estimar o custo de projeto e execução da linha de transmissão.

¹⁶ N é o tamanho da lista de candidatas.

¹⁷ Não há informações.

As subseções a seguir visam apresentar, de maneira mais detalhada e clara, os resultados obtidos em cada etapa.

8.4.1 Tensão de Operação

Dado que a linha de transmissão deve transmitir, a plena carga, 700 MW de potência ativa a um fator de potência de 0,99 capacitivo, verifica-se, conforme a Tabela 7.1, que os possíveis níveis de tensão de operação são 345 kV, 500 kV e 765 kV. O último nível, porém, extrapola consideravelmente o comprimento da linha de transmissão obtida e será, portanto, desconsiderado.

8.4.2 Configuração da Linha de Transmissão

Dentre as configurações de linhas de transmissão consideradas (planar, delta, triangular simples e vertical), as determinadas pela metodologia de pós otimização são apresentadas na Tabela 8.4.

Tabela 8.4: Configuração das linhas de transmissão candidatas.

Solução GA				Solução GRASP			
345 kV	500 kV			345 kV	500 kV		
Vertical	Delta	Triangular simples	Vertical	Vertical	Delta	Triangular simples	Vertical

Ao passo que somente a configuração vertical atendeu às restrições para 345 kV, para 500 kV, as configurações delta, triangular simples e vertical atenderam.

8.4.3 Condutores

Dentre o conjunto de condutores considerado (ver Tabela A.4 e Tabela A.5), a metodologia escolheu, para cada uma das situações em análise, os condutores apresentados na Tabela 8.5. Neste ponto, dentre os possíveis condutores, a metodologia determinou aquele com menor custo total.

Tabela 8.5: Condutores das linhas de transmissão candidatas.

Solução GA				Solução GRASP			
345 kV	500 kV			345 kV	500 kV		
Vertical	Delta	Triangular simples	Vertical	Vertical	Delta	Triangular simples	Vertical
2 x <i>Chukar</i>	3 x <i>Rook</i>	3 x <i>Grosbeak</i>	3 x <i>Kingbird</i>	2 x <i>Chukar</i>	3 x <i>Rook</i>	3 x <i>Grosbeak</i>	3 x <i>Kingbird</i>

8.4.4 Flecha dos Condutores

Para todos os cenários apresentados na Tabela 8.5, a flecha dos condutores escolhidos atendeu à restrição de segurança expressa pela Equação (7.1).

8.4.5 Parâmetros da Linha de Transmissão

A Tabela 8.6 e a Tabela 8.7 apresentam os parâmetros calculados para cada uma das situações das soluções encontradas pelo GA e pelo GRASP, respectivamente.

Tabela 8.6: Parâmetros das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GA.

Solução GA				
Parâmetro	345 kV	500 kV		
	Vertical	Delta	Triangular simples	Vertical
Reatância indutiva (Ω)	81,36	78,63	77,40	81,69
Reatância capacitiva ($M\Omega$)	575	538	531	555
Impedância série (Ω)	5,38 + j81,36	9,47 + j78,63	7,57 + j77,40	9,53 + j81,69
Admitância <i>shunt</i> (μS)	j120,27	j128,48	j130,20	j124,64
A	1 + j0,00032	0,99 + j0,00061	0,99 + j0,00049	0,99 + j0,00059
B (Ω)	5,36 + j81,22	9,44 + j78,50	7,54 + j77,28	9,50 + j81,56
C	-1,30E-8 + j1,20E-4	-2,61E-8 + j1,28E-4	-2,14E-8 + j1,30E-4	-2,47E-8 + j1,24E-4
D (S)	1 + j0,00032	0,99 + j0,00061	0,99 + j0,00049	0,99 + j0,00059

Tabela 8.7: Parâmetros das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GRASP.

Solução GRASP				
Parâmetro	345 kV	500 kV		
	Vertical	Delta	Triangular simples	Vertical
Reatância indutiva (Ω)	81,46	78,73	78,24	81,78
Reatância capacitiva ($M\Omega$)	576	538	536	556
Impedância série (Ω)	5,39 + j81,46	9,48 + j78,73	9,43 + j78,24	9,55 + j81,80
Admitância <i>shunt</i> (μS)	j120,42	j128,63	j129,10	j124,80
A	1 + j0,00032	0,99 + j0,00061	0,99 + j0,00061	0,99 + j0,00059
B (Ω)	5,37 + j81,32	9,45 + j78,60	9,40 + j78,11	9,51 + j81,66
C	-1,30E-8 + j1,20E-4	-2,62E-8 + j1,29E-4	-2,62E-8 + j1,29E-4	-2,48E-8 + j1,24E-4
D (S)	1 + j0,00032	0,99 + j0,00061	0,99 + j0,00061	0,99 + j0,00059

8.4.6 Fatores de Desempenho

Para cada uma das candidatas, foram avaliados os fatores de desempenho discutidos na Seção 7.2.6. A partir desses, é possível determinar qual situação será preferida. A Tabela 8.8 e a Tabela 8.9 apresentam, respectivamente, os fatores de desempenho para as linhas de transmissão candidatas encontradas pelo GA e pelo GRASP.

Tabela 8.8: Fatores de desempenho das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GA.

Solução GA				
Parâmetro	345 kV	500 kV		
	Vertical	Delta	Triangular simples	Vertical
Regulação de tensão (%)	8,76	2,54	2,51	2,66
Rendimento a plena carga (%)	97,40	97,08	97,09	97,06
SIL (MW)	1473,69	3195,58	3212,65	3087,97
Potência máxima entregue (MW)	1388,35	2570,53	2585,35	2488,76
Potência máxima entregue / SIL (%)	94,21	80,44	80,47	80,60
Perdas por Efeito Joule (MW)	18,60	21,06	20,94	21,18
Perdas por Efeito Corona (kW/km)	0,0416	5,70	5,82	4,89

Tabela 8.9: Fatores de desempenho das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GA.

Solução GRASP				
Parâmetro	345 kV	500 kV		
	Vertical	Delta	Triangular simples	Vertical
Regulação de tensão (%)	9,98	2,55	2,51	2,67
Rendimento a plena carga (%)	96,55	97,08	97,09	97,06
SIL (MW)	1447,21	3195,58	3212,65	3087,97
Potência máxima entregue (MW)	1355,63	2567,60	2582,43	2485,78
Potência máxima entregue / SIL (%)	93,67	80,35	80,38	80,50
Perdas por Efeito Joule (MW)	24,96	21,08	20,96	21,21
Perdas por Efeito Corona (kW/km)	0,0416	5,70	5,82	4,89

8.4.7 Estimativa de Custo

Para todas as linhas de transmissão candidatas, os custos de investimento estimados conforme descrito em (ANEEL, 2005) são apresentados na Tabela 8.10 e Tabela 8.11.

Tabela 8.10: Estimativa de custo de investimento das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GA.

Solução GA			
345 kV	500 kV		
Vertical	Delta	Triangular simples	Vertical
R\$230.506.293,41	R\$178.116.856,95	R\$180.204.118,54	R\$171.356.334,12

Tabela 8.11: Estimativa de custo de investimento das linhas de transmissão candidatas da solução encontrada pelo GRASP.

Solução GRASP			
345 kV	500 kV		
Vertical	Delta	Triangular simples	Vertical
R\$230.692.534,23	R\$178.229.115,90	R\$180.318.264,28	R\$171.463.463,50

8.4.8 Critério de Desempate

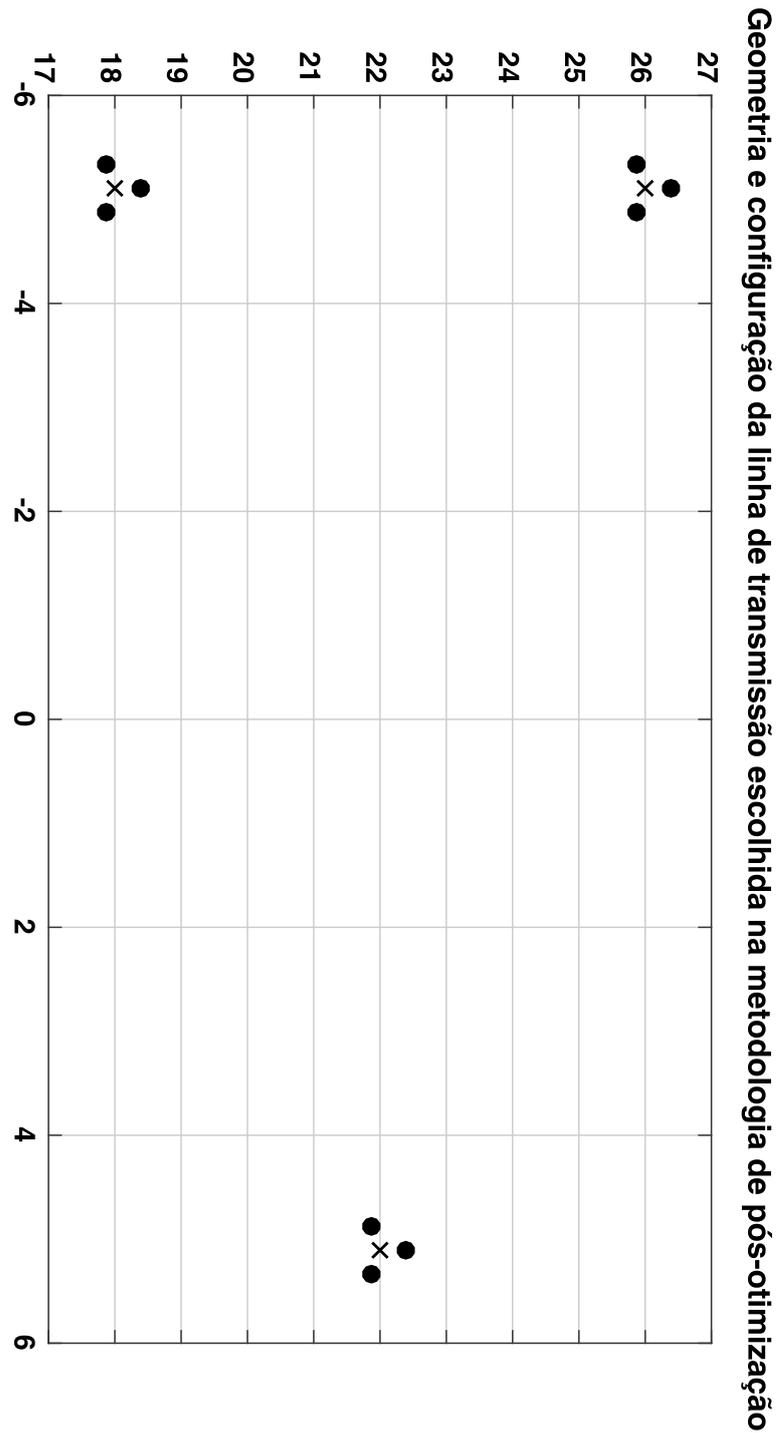
A partir da análise dos diversos fatores apresentados entre as Seções 8.4.1 e 8.4.7, é possível determinar qual das soluções deve ser escolhida. A primeira análise a ser considerada é baseada nas Tabelas 8.10 e 8.11, que se referem ao custo de projeto e implantação das linhas de transmissão. Uma vez que o custo das linhas de transmissão para nível de tensão de 345 kV é, em geral, 35% maior que o custo das linhas de 500 kV, essas candidatas são, obviamente, eliminadas. Uma possível explicação para esse elevado custo é a necessidade de se utilizar condutores mais robustos e que atendam aos fatores de desempenho adotados por este trabalho.

Por outro lado, todas as outras seis candidatas (configurações delta, triangular simples e vertical para 500kV obtidas pelo GA e pelo GRASP) apresentaram valores relativamente próximos, com variação máxima de custo de 5,26% entre a mais barata e a mais cara. Desse modo, deve-se considerar os fatores de desempenho para determinar a solução final.

Por meio das Tabelas 8.8 e 8.9, verifica-se que a linha de transmissão candidata com configuração triangular simples de 500 kV, obtida pelo GA apresenta os melhores indicadores – melhor rendimento, menores perdas por Efeito Joule, maior SIL e maior transferência de

potência ativa – e, portanto, é a escolhida. As correspondentes configuração e geometria são apresentadas na Figura 8.2, sendo X o centro dos agrupamentos de condutores; O, os condutores; o eixo das abscissas, a distância horizontal em relação ao centro da linha de transmissão (reta $x = 0$), em metros; e o eixo das ordenadas, a altura dos condutores, em metros.

Figura 8.2: Geometria e configuração da linha de transmissão escolhida na metodologia de pós-otimização para o estudo de caso.



8.5 Conclusões

Neste capítulo, apresentaram-se as soluções de roteamento obtidas pelo Algoritmo Genético e pelo GRASP em comparação ao traçado, obtido via análise de imagens de satélite, da linha de transmissão que interliga as subestações Paracatu 4 e Pirapora 2. Verificou-se, por esse meio, a eficácia do modelo de otimização proposto, visto que a solução de ambos os algoritmos de otimização se mostrou bastante próxima da linha de transmissão existente.

Ainda que as soluções obtidas pelos algoritmos fossem parecidas, um conjunto de linhas de transmissão candidatas resultou da metodologia pós-otimização, também proposta por este trabalho. Para cada uma das candidatas, avaliaram-se fatores de desempenho elétricos e o custo de projeto e implantação conforme diretrizes de elaboração de orçamentos fornecidas pela ANEEL em (ANEEL, 2005). A pequena variação de custo entre as candidatas fez com que os fatores de desempenho elétricos fossem utilizados para se determinar a solução final.

9 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

9.1 Conclusões Gerais

Neste trabalho, foram propostos um modelo matemático de otimização para resolução de problemas de roteamento de linhas de transmissão e uma metodologia pós-otimização. O modelo matemático considera as características geográficas, antrópicas e mecânicas intrínsecas à determinação da melhor rota, ao passo que a metodologia pós-otimização é responsável por inserir características elétricas e determinar a melhor configuração da linha de transmissão a ser projetada.

Nesse sentido, a aplicação dos métodos de otimização propostos mostrou-se satisfatória, haja vista que as soluções obtidas se encontraram bastante próximas à linha de transmissão real. A eficácia do método é evidenciada, também, pela semelhança entre as soluções encontradas por cada um dos algoritmos de otimização utilizados.

Um ponto que cabe ser destacado, porém, é a impossibilidade de avaliar se a solução encontrada por este trabalho é melhor ou pior do que a linha existente, uma vez que não há dados significativos que apontem as considerações utilizadas na realização do projeto da linha real.

Com relação à metodologia de pós-otimização, uma série de possíveis candidatos pode ser obtida, permitindo ao agente decisor a escolha da solução mais apropriada ao contexto de aplicação.

Por fim, o trabalho realizou uma estimativa de custo de projeto e execução da linha encontrada pelo método de otimização, caracterizada pela metodologia de pós-otimização em concordância com as diretrizes orçamentárias fornecidas pela ANEEL. Ainda que aproximada, a estimativa de custo indica a ordem de grandeza dos gastos envolvidos com linhas de transmissão e permite ao leitor situar-se no contexto deste trabalho.

9.2 Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros, sugerem-se os seguintes pontos de investigação:

1. Adaptar o modelo de otimização proposto a espaços de busca contínuos, permitindo um maior detalhamento espacial da linha de transmissão;
2. Utilizar um modelo de linha e torre de transmissão mais realísticos, que considerem que os parâmetros do modelo da linha de transmissão são distribuídos ao longo da linha;

3. Propor configurações e geometrias de linhas de transmissão, isto é, adaptar a metodologia de pós-otimização aos aspectos ilustrados pelas normas técnicas e, dessa forma, ampliar a gama de opções;
4. Avaliar metodologias de integração das linhas de transmissão traçadas ao Sistema Integrado Nacional;
5. Segmentar o modelo de otimização de modo mais apropriado à tensão de operação da linha, uma vez que diferentes níveis de tensão levam a diferentes restrições e a diferentes fatores limitantes;
6. Propor o problema como um problema de otimização linear e considerar a aplicação do método de Programação Dinâmica, a fim de segmentar o roteamento em uma série subproblemas;
7. Converter o problema proposto para um problema multiobjetivo a fim de avaliar cada um dos diferentes aspectos separadamente e, por fim, avaliar a importância relativa de cada um deles.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHUJA, R. K.; MAGNANTI, T. L.; ORLIN, J. B. Network Flows: Theory, Algorithms, and Applications. **Pretience Hall**, New Jersey, 1993.

ANEEL. Divisão de Engenharia de Transmissão. **Revisão das Diretrizes para Elaboração de Orçamentos de Linhas de Transmissão – OLT**, 2005.

ANEEL. Linhas de Transmissão 500kV: Paracatu 4 – Pirapora 2. Em **Características e Requisitos Técnicos Básicos das Instalações de Transmissão**, Anexo 6A, Lote A. v 3, 2006.

ABNT. **NBR 5422: Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 1985.

BAGLI, S.; GENELETTI, D.; ORSI F. Routing of power lines through least-cost path analysis and multicriteria evaluation to minimize environmental impacts. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 31, p. 234-239, 2011.

BEATY, H. W.; FINK, D. G. Standard Handbook for Electrical Engineers. **McGraw-Hill**, v. 16, 2012.

BELTON, V; STEWART, T. J. Multiple Criteria Decision Analysis: An Integrated Approach.

BERTSEKAS, D. P. Dynamic Programming and Optimal Control. **Athena Scientific**, v. 3, 2005.

BOLSTAD, P. GIS Fundamentals: A First Text on Geographic Information Systems. **Eider Press**, 5. ed., 2016.

CORMEN, T. H. Introduction to Algorithms. **The MIT Press**, v. 3, 2009.

DAS, D. Electrical Power Systems. New Delphi: New Age International (P) Ltd., Publishers, 2006.

DASGUPTA, S.; PAPADIMITRIOU, C. H.; VAZIRANI, U. V. Algorithms. **McGraw-Hill Education**, v. 1, 2006.

- DE JONG, K. A. *Evolutionary Computation: A Unified Approach*. **The MIT Press**, v. 3, 2006.
- DE LIMA, R. M.; OSIS, R.; DE QUEIROZ, A. R.; SANTOS, A. H. M. Least-cost path analysis and multi-criteria assessment for routing electricity transmission lines. **IET Generation, Transmission & Distribution**, p. 1-9, 2016.
- EROĞLU, H.; AYDIN, M. Optimization of electrical power transmission lines' routing using AHP, fuzzy AHP, and GIS. **Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Science**, v. 23, n. 5, p. 1418, 2015.
- FEO, T. A.; RESENDE, M. G. C. Greedy Randomized Adaptive Search Procedures. **Journal of Global Optimization**, v. 6, 1995.
- FRANA, P. L.; MISA, T. J. An interview with Edsger W. Dijkstra. **Communications of the ACM**, v. 53, n. 8, 2010, p. 41-47, 2010.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. *Power Systems Analysis and Design*. **Cengage Learning: Global Engineering**, 5 ed., 2012.
- GOLDBARG, M. C.; LUNA, H. P. L. *Otimização Combinatória e Programação Linear: Modelos e Algoritmos*. **Elsevier**, v. 2, 2005.
- GÖNEN, T. *Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design*. **CRC Press**, v. 3, 2014.
- HAUPT, R. L.; HAUPT, S. E. *Practical Genetic Algorithms*. **John Wiley & Sons**, v. 2, 2004.
- KIESSLING, F.; NEFZGER, P.; NOLASCO, J. F.; KAJNTZYK, U. *Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction*. **Springer-Verlag Berlin Heidelberg**, v. 1, 2003.
- LI, Y.; YANG, Q.; SIMA, W.; LI, J.; YUAN, T. Optimization of Transmission-Line Route Based on Lightning Incidence Reported by the Lightning Location System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 3, p. 1460-1468, 2013.
- LINGS, R. *EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*. **The Electric Power Research Institute (EPRI)**, v. 3, 2005.

LUEMONGKOL, T.; WANNAKOMOL, A.; KULWORAWANICHPONG, T. Rerouting Electric Power Transmission Lines by Using Satellite Imagery. **WSEAS Transactions on Environment and Development**, v. 5, n. 2, 2009.

LUENBERGER, D. G.; YE, YINYU. Linear and Nonlinear Programming. **Springer Science Business Media, LLC**, 2008.

MARTELLO, S.; TOTH, P. Knapsack Problems: Algorithms and Computer Implementations. **Wiley Series in Discrete Mathematics and Optimization**, 1990.

MOLBURG, J. C.; KAVICKY, J. A.; PICEL, K. C. The Design, Construction, and Operation of Long-Distance High-Voltage Electricity Transmission Technologies. **Argonne National Laboratory**, 2007.

MOLGA, M.; SMUTNICKI, C. Test functions for optimization needs. **Test functions for optimization needs**, v. 101, 2005.

MONTEIRO, C.; RAMIREZ-ROSADO, I.; MIRANDA, V.; ZORZANO-SANTAMARIA, P.; GARCIA-GARRIDO, E.; FERNANDEZ-JIMENEZ, L. GIS Spatial Analysis Applied to Electric Line Routing Optimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 2, p.934-942, 2005.

ONS: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O SIN em números** [online]. Disponível na Internet via WWW. URL: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Arquivo capturado em 06 de fevereiro de 2018.

PERERA, G. R. V. An Overview of the Recent Design and Construction of High Voltage Transmission Lines in Sri Lanka. **Engineer**, v. 38, n. 2, p. 67-73, 2005.

RADIATION HEALTH SERIES. Interim Guidelines on Limits of Exposure to 50/60 Hz Electric and Magnetic Fields. **Australian Radiation Laboratory**, n. 30, 1989.

REEVES, C. R. Genetic Algorithms. Em Handbook of Metaheuristics. **Springer**, v. 146, 2010.

RESENDE, M. G. C.; RIBEIRO, C. C. Optimization by GRASP: Greedy Randomized Adaptive Search Procedures. **Springer**, 2016.

RESENDE, M. G. C.; RIBEIRO, C. C. Greedy Randomized Adaptive Search Procedures: Advances, Hybridizations, and Applications. Em *Handbook of Metaheuristics*. **Springer**, v. 146, 2010.

RIBEIRO, M. G. *Metodologia de Cálculo de Custos em Linhas de Transmissão no Brasil*. 2014. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

SAATY, T. L. *The Analytic Hierarchy Process*. **McGraw-Hill**, 1980.

SCHMIDT, A. J. Implementing a GIS Methodology for Siting High Voltage Electric Transmission Lines. **Saint Mary's University of Minnesota, University Central Services Press**, v. 11, 2009.

STEVENSON, W. D.; GRAINGER, J. J. *Power System Analysis*. **McGraw-Hill**, 1994.

THIAM, F. B.; DEMARCO, C. L. Automated Transmission Expansion and Routing Incorporating Electric and Geographic Criteria. **IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference**, p. 1-5, 2016.

WEST, N. A.; DWOLATZKY, B.; MEYER, A.S. Terrain-Based Routing of Distribution Cables. **IEEE Computer Applications in Power**, p. 42-46, 1997.

YILDIRIM, V.; NISANCI, R. Developing a Geospatial Model for Power Transmission Line Routing in Turkey. **FIG Congress 2010**, p. 11-16, 2010.

ZHANG, X; ARMSTRONG, M. P. Genetic Algorithms and the Corridor Location Problem: Multiple Objectives and Alternative Solutions. **Environment and Planning B: Planning and Design**, v. 35, p148-168, 2008.

APÊNDICE A – GEOMETRIAS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Figura A.1: Vista de perfil das geometrias utilizadas para 230 kV.

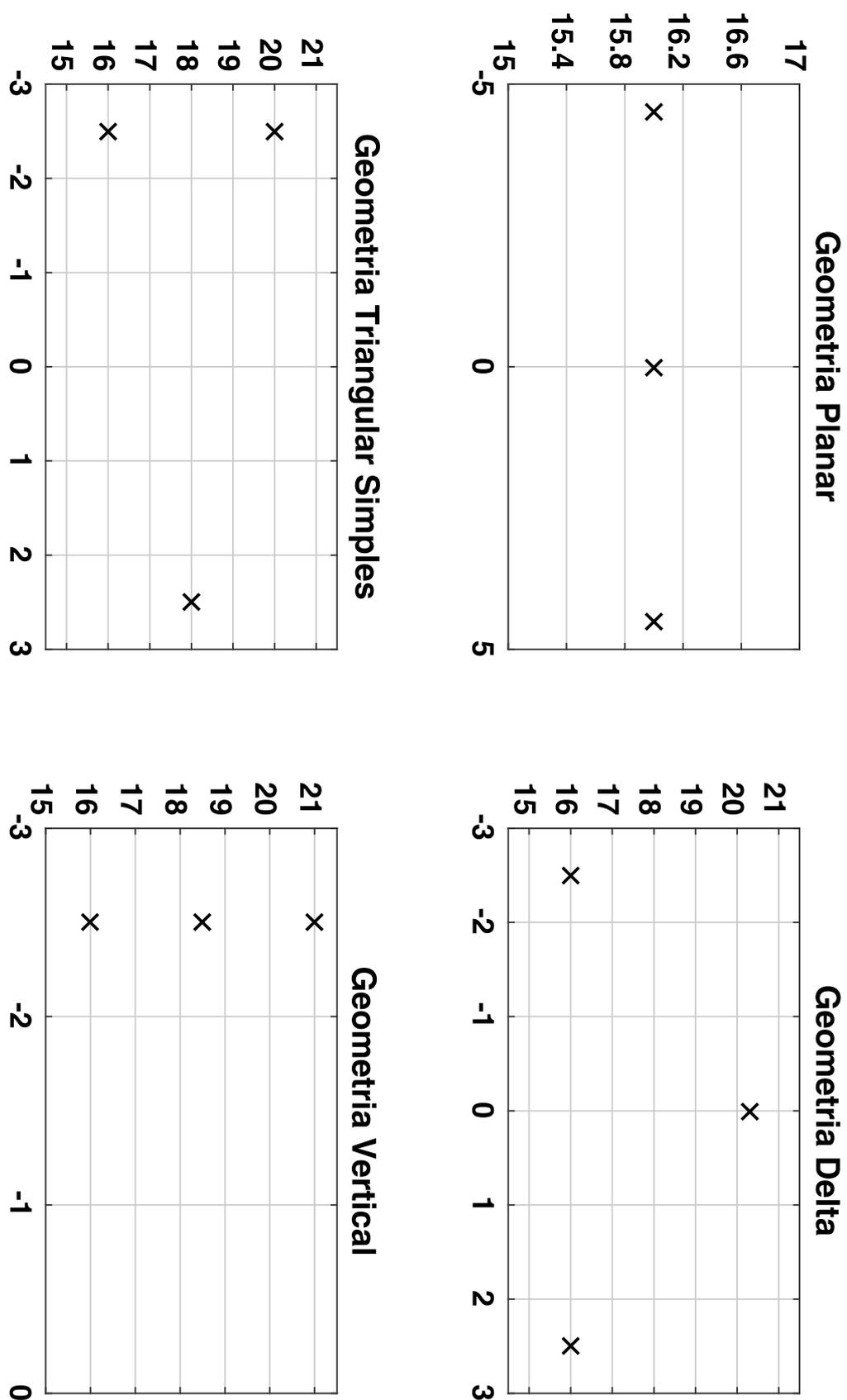


Figura A.2: Vista de perfil das geometrias utilizadas para 345 kV.

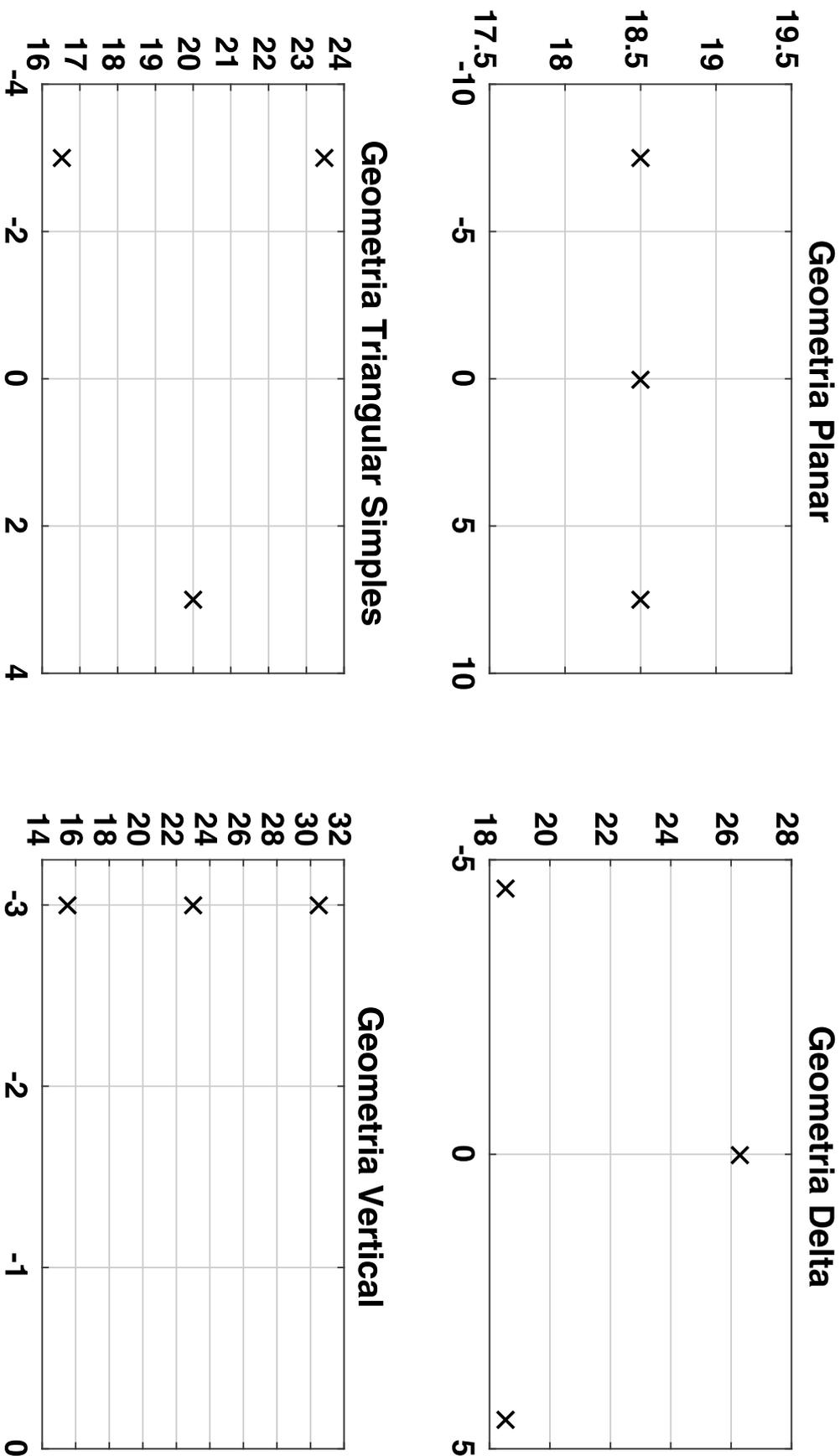


Figura A.3: Vista de perfil das geometrias utilizadas para 500 kV.

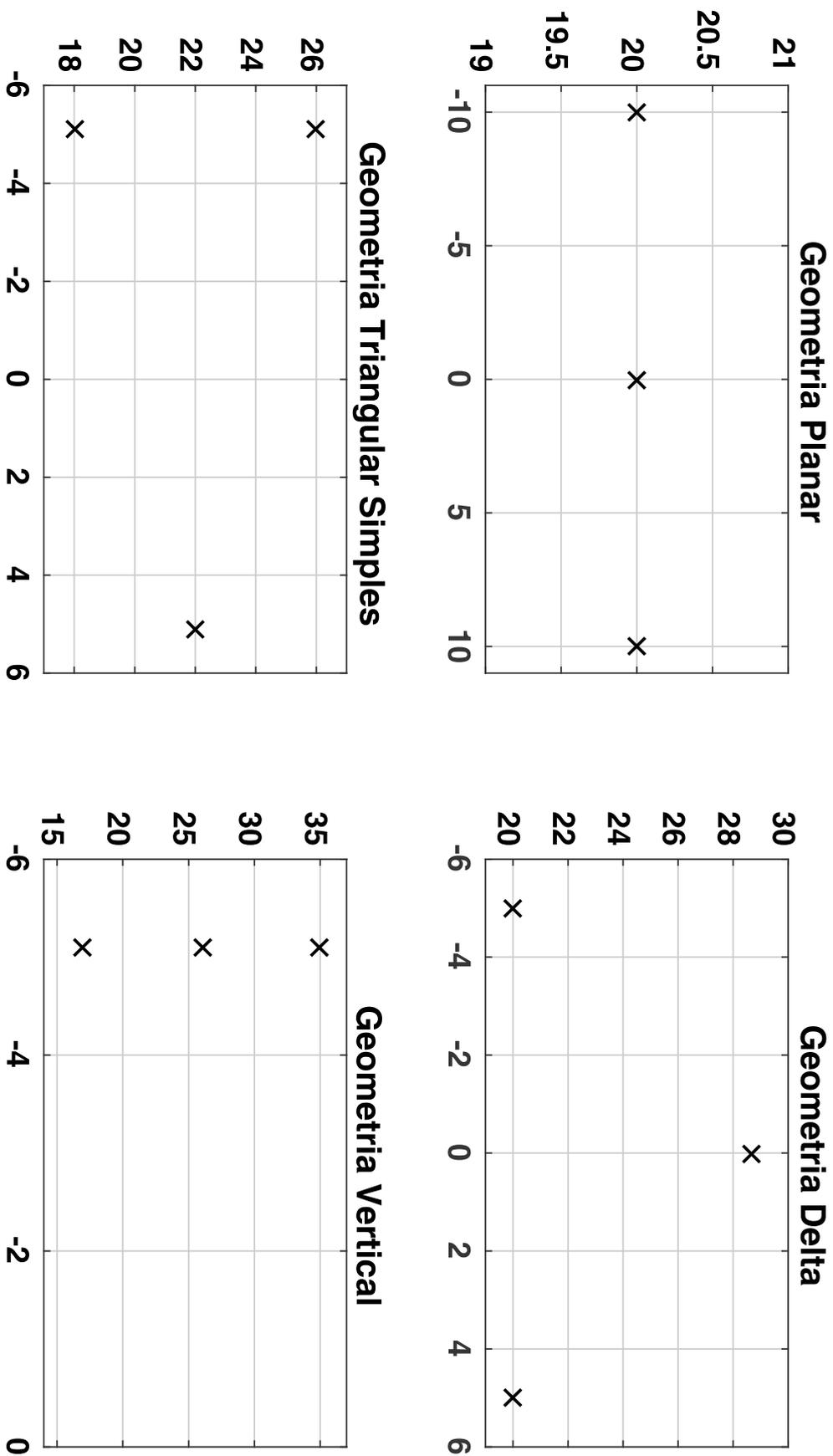
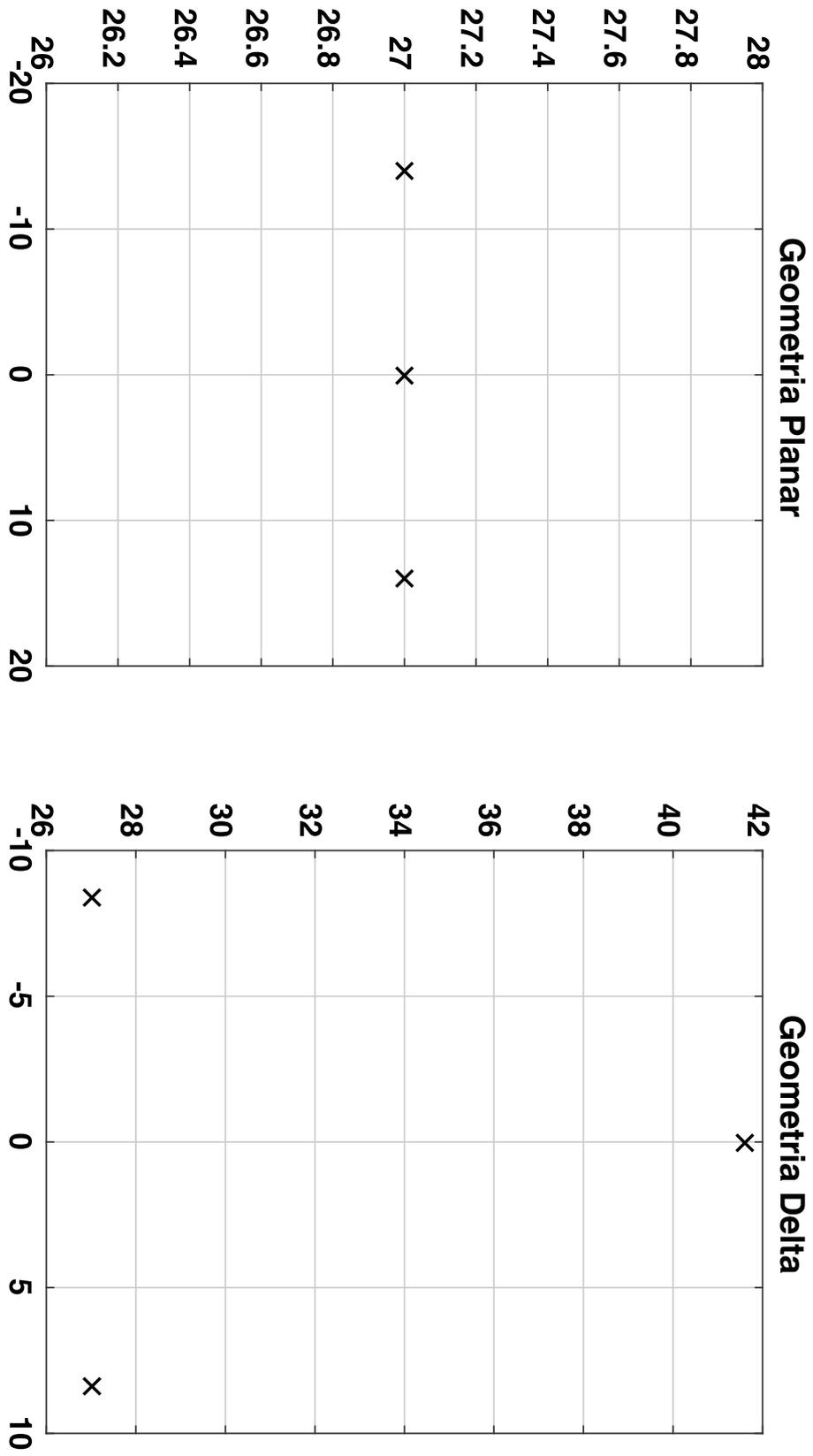


Figura A.4: Vista de perfil das geometrias utilizadas para 765 kV.



APÊNDICE B – MAPAS

Figura A.5: Mapa das linhas de transmissão existentes e planejadas no Brasil.

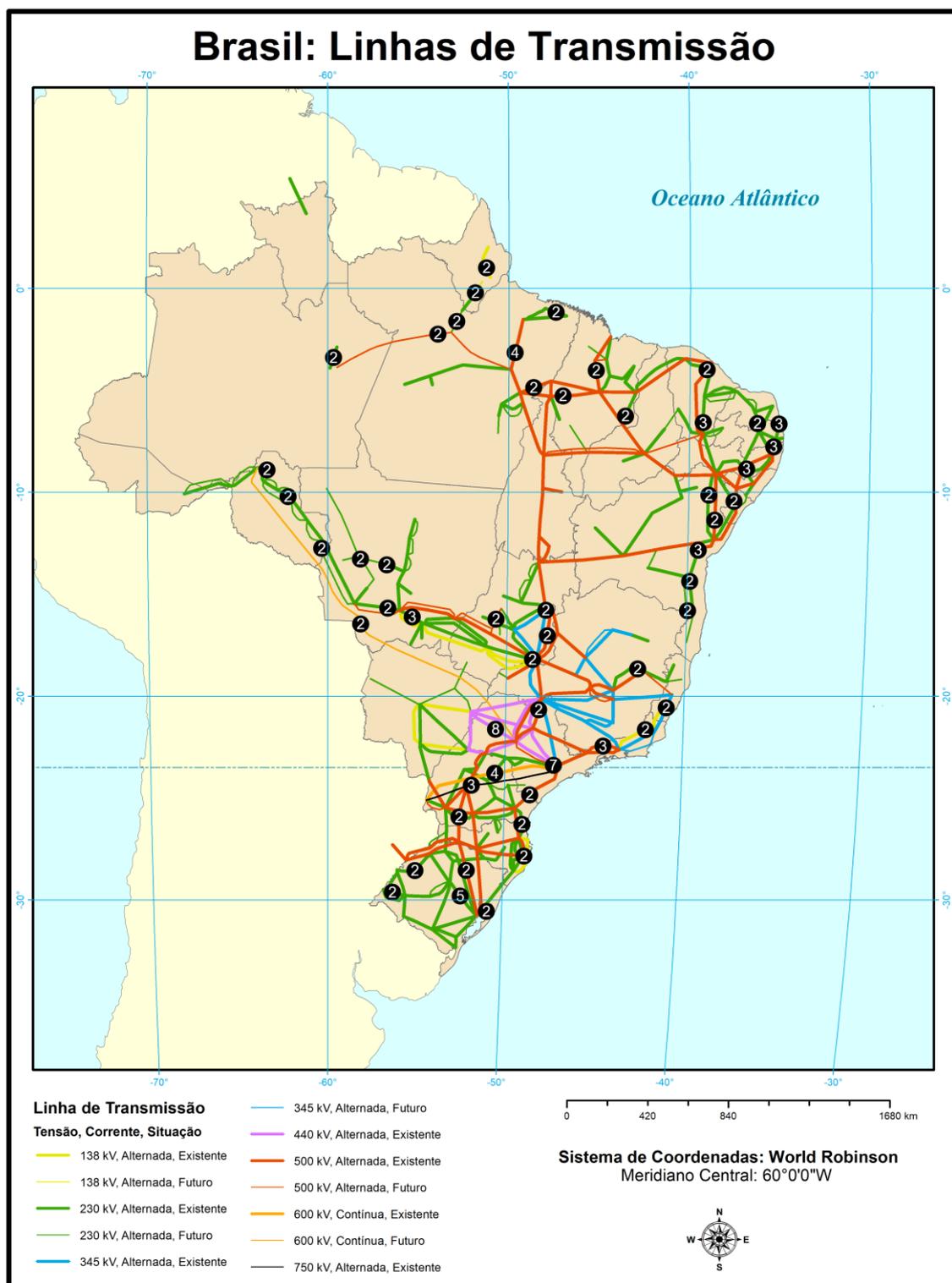


Figura A.6: Área de estudo no contexto brasileiro.



Figura A.7: Dados de ocupação de terreno da área de estudo.

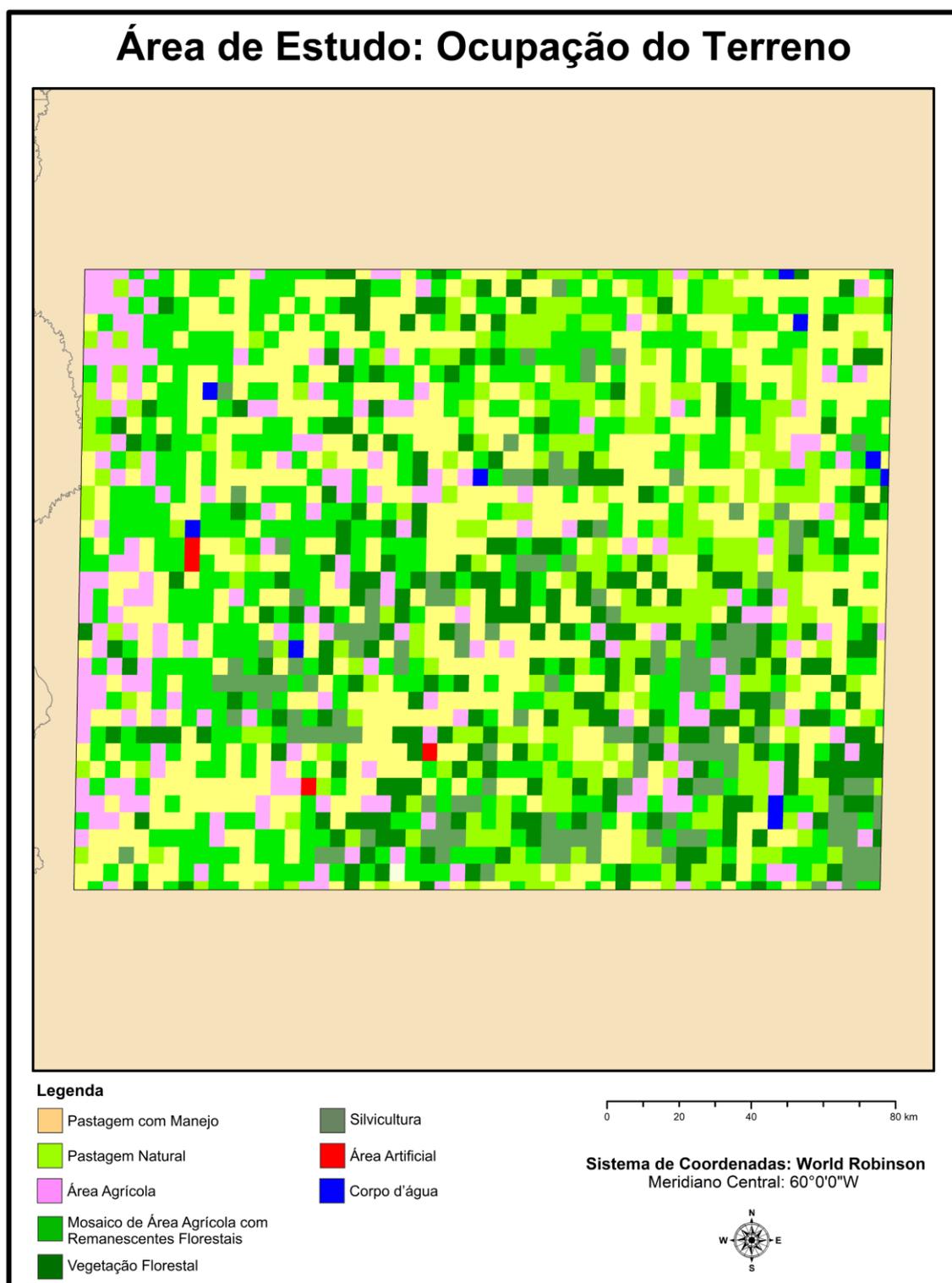
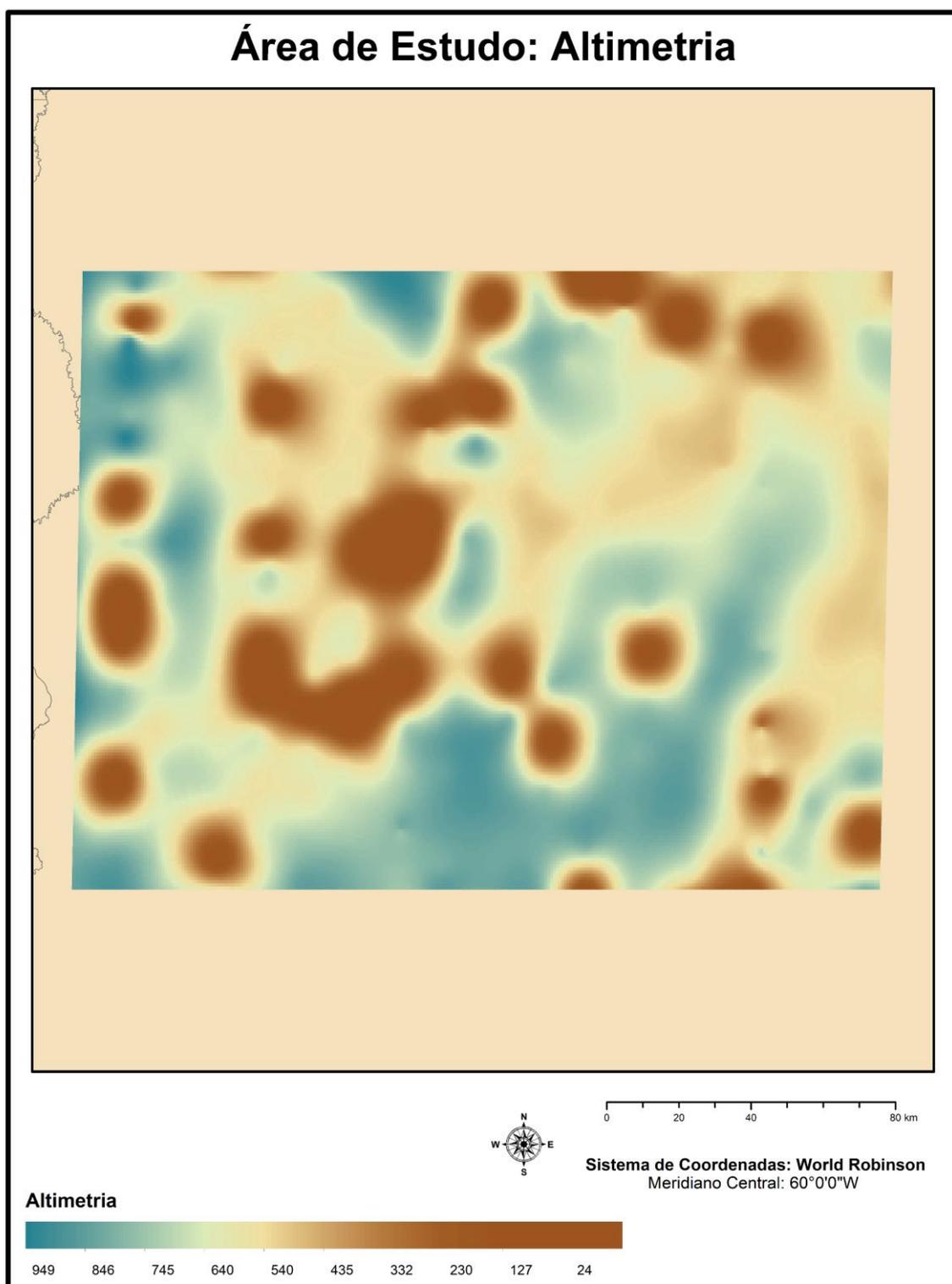


Figura A.8: Dados de altimetria da área de estudo.



APÊNDICE C – PROCEDIMENTO DE OBTENÇÃO DE DADOS GIS

A validação do modelo de otimização definido por este trabalho para o problema de Roteamento de Linhas de Transmissão requer informações geográficas da região em análise, uma vez que a função de custo depende do perfil de ocupação de terreno e das características altimétricas do espaço de busca. Dessa forma, faz-se necessário que os dados fornecidos ao problema sejam espacialmente referenciados e apresentem um determinado grau de detalhamento.

Dados geográficos referenciados espacialmente são manipulados por *softwares* como o ArcGIS® da empresa estadunidense ESRI (*Environmental Systems Research Institute*). Além da possibilidade de manipulá-los, esse *software* fornece uma infraestrutura para criação de mapas e gerenciamento de informações geográficas.

As seções a seguir descrevem, ainda que brevemente, o procedimento utilizado para obter os dados do problema. Neste trabalho, foram considerados os *softwares* ArcGIS® e Google Earth®.

Aspectos Gerais

1. A primeira etapa da obtenção dos dados consiste na definição da região de análise por meio da criação de um *shapefile*: um formato de dados utilizado para armazenar a posição, forma e atributos de feições geométricas. A construção de um *shapefile* é bastante simples e pode ser realizada por meio do ArcGIS®;
2. É importante observar que uma série de *shapefiles* (de cidades, estados, países e regiões) está disponível na Web;

Dados de Ocupação de Terreno

1. Os dados de ocupação de terreno do território brasileiro são fornecidos, anualmente, pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e podem ser acessados diretamente do banco de dados do ArcGIS®;
2. Uma vez obtidos os dados de ocupação de terreno, é necessário inseri-los no *shapefile* da região de interesse;
3. Por fim, exporta-se os dados para formato .TIF, o qual pode ser importado em ambiente MATLAB®;
4. Na etapa de exportação, faz-se necessário determinar a dimensão de cada célula *raster* retangular. As dimensões, entretanto, devem ser coerentes com a resolução dos dados;

5. O MATLAB®, por sua vez, reconhece as imagens .TIF como matrizes tridimensionais, em que cada dimensão representa uma camada do padrão RGB (*Red, Green, and Blue*). Recomenda-se transformar a matriz tridimensional obtida em uma matriz bidimensional a fim de facilitar a leitura e exibição dos dados.

Dados de Altimetria

1. Os dados de altimetria podem ser obtidos num banco de dados da Embrapa. Entretanto, esses dados correspondem a pequenas regiões (no contexto de transmissão de energia elétrica) visto a alta resolução que apresentam (cada célula *raster* pode apresentar até 30 m de precisão);
2. Uma forma de contornar o problema é por meio do Google Earth®;
3. O primeiro passo consiste na importação do *shapefile* da região de interesse para o ambiente Google Earth® (como o *shapefile* contém informações espacialmente referenciadas, o posicionamento real é precisamente representado no globo terrestre desse *software*);
4. Em seguida, é necessário coletar amostras de altitude na região ao redor e dentro do *shapefile* e exportá-las para o ArcGIS®;
5. No ambiente ArcGIS®, as amostras de altitude são interpoladas em curvas de nível por meio das ferramentas de georreferenciamento;
6. Por fim, exporta-se as curvas de nível resultantes para um arquivo no formato .TIF, que, por sua vez, pode ser importado no ambiente MATLAB®.

Traçado da Linha de Transmissão Real

1. A comparação entre a linha de transmissão real e as obtidas pelo modelo de otimização se faz possível quando o traçado da linha de transmissão real é conhecido. Entretanto, não há bancos de dados que forneçam, com precisão, qual o caminho e as áreas que são percorridos por quaisquer linhas de transmissão;
2. No ambiente Google Earth®, devido à alta resolução apresentada pelas imagens de satélite, é possível aproximar o traçado da linha de transmissão real por meio da criação de retas entre as torres de transmissão;
3. O traçado da linha de transmissão pode, uma vez obtido, ser exportado para arquivos de imagem e, posteriormente, ser importado em ambiente MATLAB®.

ANEXO A – DADOS UTILIZADOS

Tabela A.1: Classes de ocupação de terreno do banco de dados do IBGE.

Nome da Classe	Descrição
Área Artificial	Mais de 75% do polígono ocupado com uso urbano, estruturado por edificações e sistema viário, onde predominam superfícies artificiais não-agrícolas. Estão incluídas nesta categoria as metrópoles, cidades, vilas, áreas de rodovias, serviços e transportes, redes de energia, comunicações e terrenos associados, áreas ocupadas por indústrias, complexos industriais e comerciais e edificações que podem, em alguns casos, estar situadas em áreas peri-urbanas. Também inclui aldeias indígenas e áreas de lavra e mineração.
Área Agrícola	Mais de 75% do polígono é ocupado por lavouras temporárias e permanentes, sendo a terra utilizada para produção de alimentos, fibras e commodities do agronegócio.
Pastagem com Manejo	Área predominantemente ocupada por vegetação herbácea cultivada. São locais destinados ao pastoreio do gado e outros animais, sujeitos a interferências antrópicas de alta intensidade.
Pastagem Natural	Área ocupada por vegetação campestre (natural) sujeita a pastoreio e outras interferências antrópicas de baixa densidade.
Vegetação Florestal	Mais de 75% do polígono ocupado por florestas. Consideram-se florestais as formações arbóreas com porte superior a 5 metros de altura.
Silvicultura	Mais de 75% da área caracterizada pelo cultivo de floretas plantadas com espécies exóticas.
Mosaico de Área Agrícola com Remanescentes Florestais	Área que contenha mais de 50% e menos de 75% do polígono utilizado para agricultura, pastagens e/ou silvicultura e o restante ocupado por remanescentes florestais.
Corpo d'água Continental	Inclui todas as águas interiores, como rios, riachos, canais e outros corpos d'água lineares.

Tabela A.2: Descrição dos itens do Problema da Mochila para 8 itens.

Item	Peso	Utilidade
1	25	350
2	35	400
3	45	450
4	5	20
5	25	70
6	3	8
7	2	5
8	2	5

Tabela A.3: Descrição dos itens do Problema da Mochila para 15 itens.

Item	Peso	Utilidade
1	70	135
2	73	139
3	77	149
4	80	150
5	82	156
6	87	163
7	90	173
8	94	184
9	98	192
10	106	201
11	110	210
12	113	214
13	115	221
14	118	229
15	120	240

Tabela A.4: Propriedades mecânicas de condutores ACSR.

Nome do Condutor	Diâmetro (mm)	Área Transversal (mm²)	GRM (m)	Tensão Nominal de Ruptura (kN)	Peso Total (kg/km)
KINGBIRD	23,9	340,3	0,0988	69,8	1028
ROOK	24,8	364,1	0,1073	100,5	1219,1
GROSBEAK	25,1	374,7	0,1099	112,1	1302,4
FLAMINGO	25,4	381,7	0,1099	105,4	1278,2
TERN	27	430,6	0,4626	98,3	1333,1
COOT	26,4	413,9	0,1099	74,7	1197,5
CUCKOO	27,7	455	0,1184	124,1	1523,9
CONDOR	27,7	454,8	0,1207	125,4	1523,9
DRAKE	28,1	468,6	0,1230	140,1	1628,1
CANARY	29,5	515,1	0,1286	141,9	1724,8
RAIL	29,6	516,8	0,1263	115,2	1601,3
CARDINAL	30,4	545,9	0,1325	150,3	1829
ORTOLAN	30,8	559,5	0,1316	123,2	1732,2
CURLEW	31,6	591,2	0,1378	162,8	1979,3
BLUEJAY	32	603,2	0,1365	132,6	1867,6
BUNTING	33,1	645,8	0,1365	142,3	2000,1
BITTERN	34,2	689	0,1460	151,7	2134
PHEASANT	35,1	726,5	0,1529	193,9	2433,1
DIPPER	35,2	731,6	0,1506	161,0	2266,5
MARTIN	36,2	771,6	0,1575	205,9	2584,9
BOBOLINK	36,2	774,8	0,1549	170,4	2400,4
LAPWING	38,2	861,3	0,1631	187,7	2666,8
FALCON	39,2	907,7	0,1709	242,2	3041,8
CHUKAR	40,7	976,1	0,1752	226,8	3087,9
BLUEBIRD	44,8	1181,2	0,1929	268,2	3736,8
KIWI	44,1	1145,7	0,1870	221,5	3427,2
THRASHER	45,8	1235,1	0,1952	252,2	3759,1
JOREE	47,8	1343,6	0,2037	274,4	4091

Fonte: Adaptado de Lings (2005), p. 2-34.

Tabela A.5: Propriedades elétricas e preço de condutores ACSR.

Nome do Condutor	R _{CA} a 25°C (Ω/km)	R _{CA} a 75°C (Ω/km)	Capacidade Máxima de Corrente ¹⁸ (A)	Reatância Indutiva (Ω/km)	Reatância Capacitiva (Ω/km)	Preço (\$/US\$/km)
KINGBIRD	0,0913	0,1087	773	0,2641	0,0591	5776,61
ROOK	0,0907	0,1081	784	0,2579	0,0590	6647,15
GROSBEAK	0,0901	0,1075	789	0,2560	0,0587	6915,45
FLAMINGO	0,0864	0,1031	807	0,2560	0,0585	7608,37
TERN	0,0725	0,0739	887	0,2560	0,0585	7271,10
COOT	0,0739	0,0882	884	0,2560	0,0579	7130,91
CUCKOO	0,0727	0,0870	901	0,2498	0,0569	8200,07
CONDOR	0,0727	0,0870	889	0,2492	0,0569	8526,61
DRAKE	0,0727	0,0864	907	0,2479	0,0566	8450,49
CANARY	0,0646	0,0771	961	0,2442	0,0557	10348,85
RAIL	0,0618	0,0733	993	0,2454	0,0557	8540,22
CARDINAL	0,0611	0,0727	1010	0,2417	0,0552	10886,81
ORTOLAN	0,0573	0,0684	1043	0,2423	0,0551	9238,68
CURLEW	0,0565	0,0671	1047	0,2392	0,0545	11687,24
BLUEJAY	0,0534	0,0634	1092	0,2398	0,0542	9872,01
BUNTING	0,0534	0,0634	1139	0,2398	0,0542	10524,48
BITTERN	0,0472	0,0558	1184	0,2349	0,0531	11178,41
PHEASANT	0,0467	0,0559	1200	0,2312	0,0526	13324,61
DIPPER	0,0446	0,0527	1229	0,2324	0,0525	11818,24
MARTIN	0,0441	0,0522	1232	0,2287	0,0520	13848,13
BOBOLINK	0,0423	0,0500	1272	0,2305	0,0519	13602,56
LAPWING	0,0385	0,0453	1354	0,2262	0,0510	15175,56
FALCON	0,0380	0,0448	1380	0,2225	0,0505	17672,28
CHUKAR	0,0349	0,0409	1453	0,2206	0,0498	21615,95
BLUEBIRD	0,0296	0,0345	1623	0,2138	0,0481	25802,00
KIWI	0,0301	0,0349	1607	0,2162	0,0483	23093,47
THRASHER	0,0282	0,0328	1673	0,2125	0,0477	24265,16
JOREE	0,0264	0,0305	1751	0,2100	0,0470	25715,06

Fonte: Adaptado de Lings (2005), p. 2-34.

¹⁸ Dados apresentados em Glover, Sarma e Overbye (2012), para T = 75°C.

Tabela A.6: Geometrias típicas de linhas de transmissão.

Nível de Tensão (kV)		Geometria	Subcondutores em um grupo de condutores		
Nom.	Máx.		Número	Diâmetro (cm)	Espaçamento (cm)
230	242	Planar	1	3,42	
		Delta	1	3,42	
		Triangular simples	1	3,42	
		Vertical	1	3,42	
345	362	Planar	2	3,04	45,72
		Delta	2	3,04	45,72
		Triangular simples	2	3,04	45,72
		Vertical	2	3,04	45,72
500	550	Planar	3	2,96	45,72
		Delta	3	2,96	45,72
		Triangular simples	3	2,96	45,72
		Vertical	3	2,96	45,72
765	800	Planar	4	3,52	45,72
		Delta	4	3,52	45,72

Fonte: Adaptado de Lings (2005), p. A1-2.

Tabela A.7: Geometrias típicas de linhas de transmissão (continuação).

Nível de Tensão (kV)		Geometria	Fase A		Fase B		Fase C	
Nom.	Máx.		Altura (m)	Distância lateral (m)	Altura (m)	Distância lateral (m)	Altura (m)	Distância lateral (m)
230	242	Planar	16	-4,5	16	0	16	4,5
		Delta	16	-2,5	20,3	0	16	2,5
		Triangular simples	16	-2,5	18	2,5	20	-2,5
		Vertical	16	-2,5	18,5	-2,5	21	-2,5
345	362	Planar	18,5	-7,5	18,5	0	18,5	7,5
		Delta	18,5	-4,5	26,3	0	18,5	4,5
		Triangular simples	16,5	-3	20	3	23,5	-3
		Vertical	15,5	-3	23	-3	30,5	-3
500	550	Planar	20	-10	20	0	20	10
		Delta	20	-5	28,7	0	20	5
		Triangular simples	18	-5,1	22	5,1	26	-5,1
		Vertical	17	-5,1	26	-5,1	35	-5,1
765	800	Planar	27	-14	27	0	27	14
		Delta	27	-8,4	41,6	0	27	8,4

Fonte: Adaptado de Lings (2005), p. A1-3.