

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**MODELO HÍBRIDO NÃO LINEAR MULTISTÁGIO APLICADO AO
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA COM ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

PÂMELA RUGONI BELIN

FOZ DO IGUAÇU
2018

Pâmela Rugoni Belin

Modelo híbrido não linear multiestágio aplicado ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica com alocação de geração distribuída

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Roberto Mendonça da Rocha

Foz do Iguaçu
2018

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Belin, Pâmela Rugoni
Modelo híbrido não linear multiestágio aplicado ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica com alocação de geração distribuída / Pâmela Rugoni Belin; orientador(a), Carlos Roberto Mendonça da Rocha, 2018.
163 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2018.

1. Planejamento de Sistemas Elétricos. 2. Heurística.
3. Geração Distribuída. I. Rocha, Carlos Roberto Mendonça da . II. Título.

Modelo híbrido não linear multiestágio aplicado ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica com alocação de geração distribuída

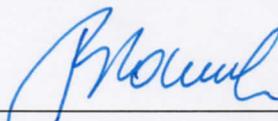
Pâmela Rugoni Belin

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:

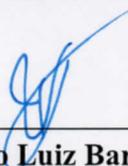
Data da defesa pública: 06/09/2018



Prof. Dr. **Carlos Roberto Mendonça da Rocha** – (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE



Prof. Dr. **Ruben Augusto Romero Lázaro**
Universidade Estadual Paulista – UNESP



Prof^º Dr. **Ricardo Luiz Barros de Freitas**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Resumo

O planejamento da expansão de redes de distribuição tem como objetivo determinar soluções para o crescimento da demanda de energia no sistema elétrico de potência. As topologias de expansão das redes elétricas precisam respeitar critérios técnicos e operacionais, a fim de disponibilizar energia com qualidade, confiabilidade e continuidade aos consumidores finais. Nos últimos anos, o sistema elétrico de potência essencialmente centralizado, vem sofrendo modificação com a maior penetração de sistemas distribuídos na rede. A inclusão desses sistemas descentralizados é uma tendência que contribui para a solução da expansão e atendimento da demanda futura. O desafio do planejamento está em combinar todas essas variáveis, representando-as o mais próximo possível da situação real. Desta forma, essa pesquisa apresenta um novo algoritmo para aplicação no planejamento da expansão de sistemas de distribuição, contemplando a alocação de geração distribuída. O algoritmo foi desenvolvido a partir de um modelo não linear para a representação da rede elétrica e cálculo de seu fluxo de potência, considerando o crescimento da demanda em diferentes estágios – planejamento multiestágio. Essas duas características (modelagem não linear e planejamento multiestágio) aproximam o modelo proposto do cenário real, e tornam os resultados mais fidedignos ao comportamento elétrico existente. A solução do modelo é feita por um algoritmo heurístico especializado, aplicado em dois cenários, um com indicador de sensibilidade pseudodinâmico e o segundo com indicador de sensibilidade dinâmico. O algoritmo propõe a construção de uma nova linha a cada interação, onde a linha escolhida é a que apresenta o menor valor proporcional a combinação: menor custo de construção e menores perdas. Com essa topologia discriminada, parte-se para a segunda parte do modelo, que indica o ponto ótimo para inserção de uma geração distribuída, em cada topologia, com vista a minimizar as perdas elétricas totais existentes no sistema. A instalação dessa geração distribuída é determinada a partir da capacidade ótima estabelecida. O método para estabelecer as variantes da geração distribuída é realizado por modelos analíticos. O modelo final foi testado computacionalmente em três sistemas testes adaptados da literatura especializada, permitindo a validação e avaliação de seu desempenho. Os resultados obtidos foram satisfatórios.

Palavras-chave: Planejamento de Sistemas Elétricos, Heurística, Geração Distribuída.

Abstract

The planning of expansion of distribution networks aims to set solutions for the energy growth demand in the electric power system. The expansion topologies of the electric networks must respect technical and operational criteria in order to provide quality energy, reliability and continuity to the final consumers. In recent years, the power system essentially centralized power has undergone modification due to a greater penetration of distributed systems in the network. The inclusion of these decentralized systems is a trend that contributes to the expansion solution and the future demand attendance. The planning challenge is to combine all these variables, representing them as close as possible to the real situation. Therefore, this research presents a new algorithm for the expansion planning application of distribution generation, contemplating the distributed generation allocation. The algorithm was developed from a nonlinear model for the representation of the electric network and calculation of its power flow, considering the demand growth in different stages - multistage planning. These two features (non-linear modeling and multistage planning) bring the proposed model to the real scenario, and make the results more reliable to the existing electrical pattern. The model is solved by a specialized heuristic algorithm, applied in two scenarios, the first one with a pseudodynamic sensitivity indicator and the second one with a dynamic sensitivity indicator. The algorithm suggests building a new line for each interaction, where the chosen line is the one with the lowest proportional value to the combination: lower building cost and lower losses. Once determined the topology, the second part of the model indicates the optimal point for insertion of a distributed generation, in each topology, in order to minimize the total electrical losses in the system. The installation of this distributed generation is determined from the optimum capacity established. The method for establishing variants of the distributed generation is performed by analytical models. The final model was computationally tested in three adapted test systems from the specialized literature, allowing the validation and evaluation of its performance. The results were satisfactory.

Keywords: Electrical System Planning, Heuristic, Distributed Generation

Dedico este trabalho à minha família.

Agradecimentos

Agradeço à Universidade Estadual do Oeste do Paraná e a todos os professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação (PGEEC), pela qualidade de ensino e suporte prestados. Em especial ao meu orientador, Professor Doutor Carlos Roberto Mendonça da Rocha, por toda dedicação, incentivo, orientação e apoio investidos em mim durante o desenvolvimento da minha dissertação, fundamental para o meu crescimento profissional e pessoal.

Agradeço aos meus amigos e colegas de profissão pela jornada percorrida juntos durante esses últimos anos, promovendo um excelente ambiente de pesquisa. Principalmente aqueles que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho, compartilhando de seus conhecimentos comigo.

Agradeço à minha família, que tornou tudo isso possível. À minha mãe, Maria Izabel Herradon Rugoni, por não medir esforços para que eu pudesse finalizar meus estudos. Ao meu namorado, Wagner Luiz David Dresch, pelo incentivo e confiança, principalmente nos dias difíceis. Sem vocês eu não teria sido capaz.

Por fim, agradeço ao importante apoio financeiro concedido pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Siglas	xvii
Capítulo 1 Introdução.....	1
1.1 Contexto.....	1
1.2 Objetivos.....	3
1.3 Justificativa	4
1.4 Estrutura do Trabalho	4
Capítulo 2 Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição	7
2.1 Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição.....	7
2.2 Modelagem Matemática	10
2.3 Função Objetivo.....	11
2.4 Restrições do Problema	12
2.5 Período de Planejamento	13
2.6 Métodos de Solução.....	14
2.7 Alocação de Geração Distribuída	16
Capítulo 3 Estado da Arte.....	19
3.1 Pesquisas correlatas	19
Capítulo 4 Formulação do problema	27
4.1 Software	27
4.2 Aspectos Gerais	27
4.3 Planejamento Multiestágio	28
4.4 Modelo Híbrido Não linear.....	31
4.5 Algoritmo Heurístico Construtivo	35
4.6 Método Analítico de Alocação de Geração Distribuída	37

4.7	Algoritmo Heurístico Construtivo Aplicado ao Modelo Híbrido Não Linear com Alocação de GD	39
4.7.1	Sistema de demonstração	41
Capítulo 5	Testes e Resultados.....	61
5.1	Sistema de 23 barras.....	61
5.1.1	Resultados cenário i	65
5.1.2	Resultados cenário ii	76
5.1.3	Considerações finais	85
5.2	Sistema de 33 barras.....	86
5.2.1	Resultados cenário i	90
5.2.2	Resultados cenário ii	99
5.2.3	Considerações finais	110
5.3	Sistema de 49 barras.....	110
5.3.1	Resultados cenário i	115
5.3.2	Resultados cenário ii	125
5.3.3	Considerações finais	135
Capítulo 6	Conclusões.....	137
	Referências Bibliográficas	139
	Apêndice A	145

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Fases do modelo de otimização.....	9
Figura 4.1 – Período de efetivação dos custos totais no problema multiestágio.	34
Figura 4.2 – Fluxograma para o AHC especializado.....	40
Figura 4.3 – Topologia do sistema de demonstração.	41
Figura 4.4 – Topologia radial para o estágio 1, sistema de demonstração i.	44
Figura 4.5 – Topologia radial para o estágio 2, sistema de demonstração i.	45
Figura 4.6 – Topologia radial para o estágio 3, sistema de demonstração i.	46
Figura 4.7 – Perfil de tensão com GD no ponto ótimo para o estágio 1, sistema i.	48
Figura 4.8 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de demonstração i.....	48
Figura 4.9 – Perfil de tensão com GD no ponto ótimo para o estágio 3, sistema i.	49
Figura 4.10 – Topologia radial para o estágio 1, sistema de demonstração ii.....	50
Figura 4.11 – Topologia radial para o estágio 2, sistema de demonstração ii.....	51
Figura 4.12 – Topologia radial para o estágio 3, sistema de demonstração ii.....	52
Figura 4.13 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 1, sistema ii.	54
Figura 4.14 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 2, sistema ii.	54
Figura 4.15 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 3, sistema ii.	55
Figura 4.16 – Topologia radial para o estágio 1, sistema de demonstração iii.....	56
Figura 4.17 – Topologia radial para o estágio 2, sistema de demonstração iii.....	57
Figura 4.18 – Topologia radial para o estágio 3, sistema de demonstração iii.....	57
Figura 4.19 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 1, sistema iii.	59
Figura 4.20 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 2, sistema iii.	60
Figura 4.21 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 3, sistema iii.	60
Figura 5.1 – Configuração inicial do sistema de 23 barras.	62
Figura 5.2 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 23 barras, cenário i.	65
Figura 5.3 – Configuração final do estágio 2 para o sistema de 23 barras, cenário i.	69
Figura 5.4 – Configuração final do estágio 3 para o sistema de 23 barras, cenário i.	70
Figura 5.5 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 23 barras, cenário i.	74
Figura 5.6 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de 23 barras, cenário i.	75
Figura 5.7 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 23 barras, cenário i.	75
Figura 5.8 – Perfil de tensão com e sem GD, barra 3, estágio 3, 23 barras, cenário i.....	76
Figura 5.9 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 23 barras, cenário ii.	78
Figura 5.10 – Configuração final do estágio 2 para o sistema de 23 barras, cenário ii.	79
Figura 5.11 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 23 barras, cenário ii.	81
Figura 5.12 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 23 barras, cenário ii.	84
Figura 5.13 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de 23 barras, cenário ii.	85
Figura 5.14 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 23 barras, cenário ii.	85

Figura 5.15 – Configuração inicial do sistema de 33 barras.	87
Figura 5.16 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 33 barras, cenário i.	91
Figura 5.17 – Configuração final do estágio 2 para o sistema de 33 barras, cenário i.	93
Figura 5.18 – Configuração final do estágio 3 para o sistema de 33 barras, cenário i.	94
Figura 5.19 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 33 barras, cenário i.....	98
Figura 5.20 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de 33 barras, cenário i.....	99
Figura 5.21 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 33 barras, cenário i.....	99
Figura 5.22 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 33 barras, cenário ii.	101
Figura 5.23 – Configuração final do estágio 2 para o sistema de 33 barras, cenário ii.	103
Figura 5.24 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 33 barras, cenário ii.	104
Figura 5.25 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 33 barras, cenário ii....	109
Figura 5.26 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de 33 barras, cenário ii....	109
Figura 5.27 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 33 barras, cenário ii....	110
Figura 5.28 – Configuração inicial do sistema de 49 barras.	111
Figura 5.29 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 49 barras, cenário i.	117
Figura 5.30 – Configuração final do estágio 2 para o sistema de 49 barras, cenário i.	118
Figura 5.31 – Configuração final do estágio 3 para o sistema de 49 barras, cenário i.	119
Figura 5.32 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 49 barras, cenário i.....	124
Figura 5.33 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de 49 barras, cenário i.....	124
Figura 5.34 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 49 barras, cenário i.....	125
Figura 5.35 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 49 barras, cenário ii.	127
Figura 5.36 – Configuração final do estágio 2 para o sistema de 49 barras, cenário ii.	128
Figura 5.37 – Configuração final do estágio 3 para o sistema de 49 barras, cenário ii.	129
Figura 5.38 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 49 barras, cenário ii....	134
Figura 5.39 – Perfil de tensão com GD, estágio 2, sistema de 49 barras, cenário ii.....	134
Figura 5.40 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 49 barras, cenário ii....	135

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Dados de demanda por barra para os 3 estágios.	42
Tabela 4.2 – Dados de comprimento de linha.	42
Tabela 4.3 – Dados de geração da subestação para os três estágios.....	43
Tabela 4.4 – Características do condutor a ser construído, sistema i.	43
Tabela 4.5 – Resultado das iterações do estágio 1, sistema de demonstração i.	44
Tabela 4.6 – Resultado das iterações do estágio 2, sistema de demonstração i.	45
Tabela 4.7 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, sistema i.	46
Tabela 4.8 – Capacidade ótima de geração, sistema i.	47
Tabela 4.9 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de demonstração, caso i.....	47
Tabela 4.10 – Características dos condutores a serem construídos, sistemas ii e iii.	49
Tabela 4.11 – Resultado das iterações do estágio 1, sistema de demonstração ii.	50
Tabela 4.12 – Resultado das iterações do estágio 2, sistema de demonstração ii.	51
Tabela 4.13 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, sistema ii.....	52
Tabela 4.14 – Dados de capacidade ótima de geração, sistema ii.	53
Tabela 4.15 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de demonstração, caso ii.....	53
Tabela 4.16 – Resultado das iterações do estágio 1, sistema de demonstração iii.	55
Tabela 4.17 – Resultado das iterações do estágio 2, sistema de demonstração iii.	56
Tabela 4.18 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, sistema iii.....	58
Tabela 4.19 – Dados de capacidade ótima de geração, sistema iii.	58
Tabela 4.20 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de demonstração, caso iii.	59
Tabela 5.1 – Dados dos tipos de condutores.	61
Tabela 5.2 – Dados dos circuitos candidatos ao sistema de 23 barras.	63
Tabela 5.3 – Dados de geração da subestação por estágio no sistema de 23 barras.....	63
Tabela 5.4 – Dados de demanda nas barras por estágio para o sistema de 23 barras.....	64
Tabela 5.5 – Dados da solução iterativa no estágio 1, 23 barras, cenário i.	66
Tabela 5.6 – Dados da solução iterativa no estágio 2, 23 barras, cenário i.	68
Tabela 5.7 – Dados da solução iterativa no estágio 3, 23 barras, cenário i.	70
Tabela 5.8 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 23 barras, cenário i.	71
Tabela 5.9 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 23 barras, cenário i.	72
Tabela 5.10 – Capacidade ótima de geração para o sistema de 23 barras, cenário i.	73
Tabela 5.11 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 23 barras, cenário i.	74
Tabela 5.12 – Dados da solução iterativa no estágio 1, 23 barras, cenário ii.....	76
Tabela 5.13 – Dados da solução iterativa no estágio 2, sistema de 23 barras, cenário ii.	80
Tabela 5.14 – Dados da solução iterativa no estágio 3, sistema de 23 barras, cenário ii.	80
Tabela 5.15 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 23 barras, cenário ii.	82
Tabela 5.16 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 23 barras, cenário ii.	82
Tabela 5.17 – Capacidade ótima de geração para o sistema de 23 barras, cenário ii.....	83
Tabela 5.18 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 23 barras, cenário ii.	84

Tabela 5.19 – Dados dos circuitos candidatos ao sistema de 33 barras.....	88
Tabela 5.20 – Dados de demanda nas barras por estágio para o sistema de 33 barras.	89
Tabela 5.21 – Dados da solução iterativa no estágio 1, 33 barras, cenário i.	90
Tabela 5.22 – Dados da solução iterativa no estágio 2, 33 barras, cenário i.	92
Tabela 5.23 – Dados da solução iterativa no estágio 3, 33 barras, cenário i.	93
Tabela 5.24 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 33 barras, cenário i.....	95
Tabela 5.25 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 33 barras, cenário i.	96
Tabela 5.26 – Capacidade ótima de geração, sistema de 33 barras, cenário i.	97
Tabela 5.27 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 33 barras, cenário i.	98
Tabela 5.28 – Dados da solução iterativa no estágio 1, sistema de 33 barras, cenário ii.....	100
Tabela 5.29 – Dados da solução iterativa no estágio 2, sistema de 33 barras, cenário ii.....	102
Tabela 5.30 – Dados da solução iterativa no estágio 3, sistema de 33 barras, cenário ii.....	105
Tabela 5.31 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 33 barras, cenário ii.....	105
Tabela 5.32 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 33 barras, cenário ii.....	107
Tabela 5.33 – Capacidade ótima de geração para o sistema de 33 barras, cenário ii.	107
Tabela 5.34 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 33 barras, cenário ii.....	108
Tabela 5.35 – Dados dos circuitos candidatos ao sistema de 49 barras.....	112
Tabela 5.36 – Dados de geração da subestação por estágio no sistema de 49 barras.	113
Tabela 5.37 – Dados de demanda nas barras por estágio para o sistema de 49 barras.	113
Tabela 5.38 – Dados da solução iterativa no estágio 1, sistema de 49 barras, cenário i.....	115
Tabela 5.39 – Dados da solução iterativa no estágio 2, sistema de 49 barras, cenário i.....	117
Tabela 5.40 – Dados da solução iterativa no estágio 3, sistema de 49 barras, cenário i.....	118
Tabela 5.41 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 49 barras, cenário i.....	119
Tabela 5.42 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 49 barras, cenário i.	121
Tabela 5.43 – Capacidade ótima de geração para o sistema de 49 barras, cenário i.	122
Tabela 5.44 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 49 barras, cenário i.....	124
Tabela 5.45 – Dados da solução iterativa no estágio 1, sistema de 49 barras, cenário ii.....	125
Tabela 5.46 – Dados da solução iterativa no estágio 2, sistema de 49 barras, cenário ii.....	127
Tabela 5.47 – Dados da solução iterativa no estágio 3, sistema de 49 barras, cenário ii.....	128
Tabela 5.48 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 49 barras, cenário ii.....	129
Tabela 5.49 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 49 barras, cenário ii.....	131
Tabela 5.50 – Capacidade ótima de geração para o sistema de 49 barras, cenário ii.	132
Tabela 5.51 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 49 barras, cenário ii.....	133
Tabela 6.1 – Dados da solução iterativa no estágio 1, 49 barras, cenário i.	145
Tabela 6.2 – Dados da solução iterativa no estágio 2, 49 barras, cenário i.	154
Tabela 6.3 – Dados da solução iterativa no estágio 3, 49 barras, cenário i.	154
Tabela 6.4 – Dados da solução iterativa no estágio 1, sistema de 49 barras, cenário ii.....	155
Tabela 6.5 – Dados da solução iterativa no estágio 2, sistema de 49 barras, cenário ii.....	163
Tabela 6.6 – Dados da solução iterativa no estágio 3, sistema de 49 barras, cenário ii.....	163

Lista de Siglas

SEP	Sistema Elétrico de Potência
GD	Geração Distribuída
PESD	Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição
NMSE	Novo Modelo do Setor Elétrico
AHC	Algoritmo Heurístico Construtivo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PIMQ	Programação Inteira Mista e Quadrática
PNLIM	Programa Não Linear Inteiro Misto
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PLBM	Programação Linear Binária Mista
CIF	Customer Interruption Frequency
CID	Customer Interruption Duration
EENS	Expected Energy Not Served
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
ASAI	Average System Availability Index
REN	Resolução Normativa
API	Application Programming Interface
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
SA	Simulated Annealing
AG	Algoritmos Genéticos
PSO	Particle Swarm Optimization

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é apresentado o contexto no qual a pesquisa está inserida, o objetivo geral e os específicos deste trabalho, a justificativa para sua realização, além da estrutura organizacional adotada ao longo do desenvolvimento do documento.

1.1 Contexto

O sistema elétrico de potência (SEP), composto por uma grande estrutura de geração, transmissão e distribuição, tem como função principal viabilizar a entrega de energia aos centros consumidores. Para que isso seja possível, o sistema deve garantir que todas as etapas do processo ocorram com qualidade, confiabilidade e continuidade (CAMINHA, 1977). Isso exige um balanço constante entre a energia total produzida e a energia total consumida, demandando um planejamento adequado, que seja capaz de atender os requisitos técnicos e operacionais da rede, com o menor custo possível.

O planejamento dos sistemas de energia é uma função indispensável para o SEP, entretanto, apresenta elevada complexidade, já que cada unidade presente no sistema, e seus equipamentos, influenciam no comportamento elétrico dos seus vizinhos. Desta forma, deve ser concebido para funcionar bem em conjunto com o resto do sistema sob uma variedade de condições adversas, como mudanças no padrão normal de cargas ou do estado dos equipamentos nas proximidades (WILLIS, 2004).

O constante e expressivo crescimento do consumo elétrico, somado a necessidade de garantia na segurança do fornecimento, faz com que a expansão da oferta de energia e ampliação dos sistemas de distribuição sejam considerados dentro do planejamento. Os sistemas de distribuição, tem como missão entregar energia até seus consumidores pronta para uso e suficiente para atender todas as demandas requeridas, inclusive as de pico (WILLIS, 2004).

Os sistemas de distribuição consideram as redes de forma radial, o que possibilita diversas alternativas no planejamento de sua expansão. O que se espera, é selecionar a melhor opção para atender as futuras demandas do mercado consumidor, garantindo que os níveis de energia sejam supridos com o menor custo possível, de forma confiável e com qualidade,

além de atender as normativas estabelecidas pelo órgão regulador (BARRETO, 2007; CANDIAN, 2008).

Um aspecto importante a ser definido dentro dos problemas de expansão, diz respeito ao período de tempo em que o planejamento vai abranger. O horizonte de planejamento pode ser determinado como de curto (de 1 a 5 anos) ou longo (de 5 a 12 anos) prazo e, ainda, como estático ou multiestágio (SOUZA, 2013).

O planejamento estático é desenvolvido a partir de uma demanda prevista ao final do horizonte. Já o multiestágio engloba todos os períodos do horizonte de planejamento ao mesmo tempo, onde os investimentos são feitos em períodos diferentes no decorrer deste planejamento, mas a decisão é tomada de forma dependente. O modelo multiestágio dinâmico é o que melhor representa o comportamento das redes elétricas (MILOCA, 2012; SOUZA, 2013).

Além dessas variáveis, a expansão de sistemas de médio porte pode contar com outro fator importante, que se encontra em constante ascensão: a geração distribuída. Geração distribuída (GD) é o nome dado à energia gerada próximo à carga, ou seja, na rede de distribuição ou no lado do consumidor. A GD representa uma alternativa para suprir ou contribuir com o suprimento da demanda no sistema elétrico. Sua utilização pode proporcionar uma série de benefícios, tanto técnicos como econômicos, como por exemplo, a redução das perdas nas linhas (SEVERINO, 2008).

Após a definição das variáveis que serão abordadas no processo de planejamento da expansão, faz-se necessário a determinação do método de resolução, que é dividido, basicamente, em dois grandes grupos: métodos de programação matemática e métodos heurísticos (BARRETO, 2007). Estes podem ainda ser modelados através de modelos lineares ou não lineares.

Os métodos de programação matemática englobam as metodologias tradicionais de resolução e, geralmente, encontram uma solução ótima global. Entretanto, seu tempo de processamento é relativamente alto, e, para problemas de grande complexidade, podem não convergir.

Com isso, os métodos heurísticos vêm se destacando neste cenário pela maior simplicidade em trabalhar com problemas de grande complexidade e com os não lineares, além de permitir, com mais facilidade, a introdução das perdas, confiabilidade e incertezas do sistema (BARRETO, 2007).

A modelagem através de programação linear possui a característica de apresentar apenas restrições e função objetivas lineares ou linearizadas. Na maioria das aplicações práticas, entretanto, um modelo linear representa apenas aproximações de situações reais, uma vez que grande parte dos fenômenos físicos são descritos como funções não lineares. Os modelos não lineares, por sua vez, apresentam um elevado grau de complexidade em sua resolução, geralmente relacionados à obtenção dos extremos locais da função objetivo (máximos e mínimos).

Nesta pesquisa, o problema da modelagem matemática, no contexto de Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição (PESD), está em representar o sistema da forma mais próxima da situação real a ser tratada. Assim, ele é formulado como um modelo híbrido de programação não linear, resolvido através do método heurístico construtivo, enquadrado de acordo com Khator & Leung (1997) na família de “modelos para um sistema de alimentadores”, com período de planejamento multiestágio, com horizonte de longo prazo. A função objetivo é representada por uma única função (mono-objetivo) que busca minimizar os custos totais (custo de investimentos e custos operacionais). As restrições a serem respeitadas dizem respeito ao atendimento da demanda em cada estágio, à magnitude das tensões, capacidade física do alimentador, além da radialidade do sistema. São utilizados sistemas conhecidos na literatura especializada para realização dos testes e validação do modelo.

Em um segundo momento o algoritmo introduz um prognóstico para geração distribuída na topologia de expansão determinada, indicando o melhor ponto para inserção de GD por estágio e a capacidade ótima desta para minimização das perdas do sistema. Essa função é introduzida por meio de expressões analíticas.

1.2 Objetivos

A proposta do trabalho de pesquisa consistiu em desenvolver um modelo capaz de encontrar soluções, de boa qualidade, para expansão do sistema de distribuição, com o menor custo de construção e as menores perdas nas linhas possíveis, considerando um horizonte de tempo em multiestágio, com indicativos para inserção de geração distribuída: melhor barra para alocação e capacidade ótima para minimizar perdas sistêmicas.

Para cumprir o objetivo geral foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Realizar uma revisão bibliográfica extensiva sobre o planejamento da expansão de sistemas de distribuição, modelagem matemática e métodos de solução;
- Aprender a linguagem utilizada no *software* escolhido para modelagem do problema (*General Algebraic Modeling System - GAMS*);
- Implementar um novo modelo matemático que representasse o problema de forma que atendesse as relações de potência elétrica (modelo não linear) e a periodicidade multiestágio (modelo dinâmico e pseudodinâmico);
- Adicionar uma metodologia analítica que indicasse a melhor barra para alocação de geração distribuída, assim como a capacidade de geração necessária para minimizar as perdas elétricas na operação;
- Aplicar o modelo desenvolvido em sistemas testes existentes na literatura especializada;
- Avaliar o desempenho computacional do algoritmo, validando o modelo desenvolvido.

1.3 Justificativa

A demanda de eletricidade cresce constantemente em todo país e é dever das concessionárias de distribuição de energia elétrica garantir seu suprimento de forma contínua e com qualidade a todos os seus consumidores. Para que isso seja possível, é necessário um planejamento adequado para expandir suas estruturas de fornecimento, realizado com auxílio de ferramentas computacionais. Desta maneira, é importante aperfeiçoar estas ferramentas de forma que o problema seja representado o mais próximo possível da situação real.

A principal contribuição desta pesquisa consiste na introdução do planejamento multiestágio em modelos não lineares que abordem geração distribuída. O modelo multiestágio, juntamente com a programação não linear, compreende a representação mais próxima do cenário real atual, com isso o desenvolvimento deste modelo pode auxiliar os engenheiros de planejamento em tomadas de decisões mais confiáveis para aplicações neste contexto.

Além disso, o setor de geração de energia elétrica brasileiro, seguindo os modais mundiais, vem sofrendo mudanças em todas as suas áreas de atuação, isto porque o país busca incentivar a diversificação da matriz energética, impulsionando a introdução de geração distribuída. Assim, o modelo proposto traz ainda informações indicativas de inserção de geração distribuída, permitindo que a conexão ocorra no melhor ponto para minimizar as perdas totais do sistema.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em seis capítulos, os quais são: (1) Introdução; (2) Planejamento da expansão de sistemas de distribuição; (3) Estudo da arte; (4) Formulação do problema; (5) Testes e resultados; e (6) Conclusão.

O objetivo do capítulo 1 foi apresentar o cenário no qual o trabalho está inserido, destacando os principais objetivos e justificativas que motivaram a sua realização.

No capítulo 2, realiza-se a contextualização do tema de pesquisa, incluindo opções de modelagens matemáticas, métodos de solução e técnica para determinar a inserção de geração distribuída em sistemas elétricos.

No capítulo 3, expõem-se algumas das principais bibliografias destinadas a esta linha de pesquisa, traçando cronologicamente a trajetória de importantes referências para o desenvolvimento científico do tema.

No capítulo 4 é realizado a formulação do problema, apresentando as premissas, modelagens, fluxogramas, equações e implementações realizadas para o desenvolvimento do trabalho.

No capítulo 5 é apresentado a aplicação do modelo proposto em sistemas testes existentes na literatura, analisa-se seu desempenho e se valida sua aplicação.

No capítulo 6, conclui-se a respeito da qualidade do modelo desenvolvido e são sugeridas propostas de trabalhos futuros.

Após o último capítulo, encontram-se as bibliografias utilizadas neste trabalho e posterior a ele encontram-se o apêndice com dados do processo iterativo do 3º sistema teste utilizado.

Capítulo 2

Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição

Neste capítulo são apresentadas as definições e características dos principais modelos matemáticos e técnicas de soluções aplicadas em problemas de PESD, disponíveis na literatura especializada, além de uma revisão bibliográfica de trabalhos utilizados como referência para o desenvolvimento da pesquisa.

2.1 Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição

O sistema de distribuição considera as redes de forma radial, o que possibilita diversas alternativas no planejamento de sua expansão, visando atender as futuras demandas do mercado consumidor, garantindo que os níveis de energia sejam supridos com o menor custo possível, de forma confiável e com qualidade, além de satisfazer as normativas estabelecidas pelo órgão regulador (BARRETO, 2007; CANDIAN, 2008).

A missão principal de um sistema de distribuição é fazer com que a energia chegue até seus consumidores, pronta para uso no seu lugar de consumo, ou seja, chegar a cada cliente com capacidade suficiente para atender a demanda de energia deste (WILLIS, 2004).

Sendo assim, o sistema de distribuição deve ser projetado para que a energia entregue ao consumidor tenha a capacidade suficiente de atender a todas as suas demandas, inclusive as de pico. Mais do que isso, esse serviço precisa ocorrer de forma contínua, garantindo a confiabilidade ao consumidor, proporcionando tensões estáveis e de qualidade, independentemente do nível ou das condições de carga (WILLIS, 2004).

Para que essa missão seja atendida é necessário um bom planejamento. O planejamento dos sistemas de energia compreende uma função complexa, pois cada unidade, e seus equipamentos, influenciam no comportamento elétrico dos seus vizinhos, e deve ser concebida para funcionar bem em conjunto com o resto do sistema sob uma variedade de

condições diferentes, independentemente das mudanças no padrão normal de cargas ou do estado dos equipamentos nas proximidades (WILLIS, 2004).

O sistema elétrico brasileiro passou por intensas modificações desde a década de 1990, quando foram privatizadas e desverticalizadas as companhias energéticas. Posteriormente, com a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico (NMSE), que forneceu maior robustez ao setor, permitiu-se a expansão da oferta energética com a reintrodução do planejamento (CPFL ENERGIA, 2014).

O alto crescimento do consumo elétrico vem gerando desafios para a expansão da matriz energética, aliada com a segurança de fornecimento, tornando necessária a expansão da rede de distribuição de energia (CPFL ENERGIA, 2014 e MILOCA, 2012).

O planejamento da expansão da rede de distribuição de energia consiste em adequar o sistema elétrico para as futuras demandas do mercado consumidor, garantindo que os níveis de energia sejam supridos com o menor custo possível, de forma confiável e com qualidade, além de atender as normativas estabelecidas pelo órgão regulador (CANDIAN, 2008).

O crescimento natural da demanda de carga gera a necessidade de expansão da rede de distribuição e estas ampliações requerem obras de altos custos. O planejamento busca então determinar tamanho, número e localização de novas subestações e os caminhos de conexões dos alimentadores, buscando minimizar os custos de instalação e de operação, de tal forma que atenda as limitações impostas pelas leis naturais e pelos órgãos normativos (MILOCA, 2012).

Assim, o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição tem como finalidade determinar as melhores soluções para atender a demanda de energia dos consumidores finais dispendendo a menor quantidade de recursos monetários possível, ou seja, trata-se de um problema de otimização destinado a minimizar os custos de investimento de adequação destes sistemas, a fim de que satisfaçam as condições de aumento de carga, respeitando os critérios técnicos. Assim, o PESD visa determinar quando, onde e em quais proporções devem ocorrer as modificações na rede de distribuição de energia.

De acordo com Khator & Leung (1997) o PESD busca determinar:

- A localização ideal de subestações;
- A localização ideal de alimentadores;
- Capacidade de alimentação individual ideal;
- Alocação ótima de carga; e/ou
- Alocação ótima da capacidade da subestação.

Para isso, é necessário determinar diversos fatores, como: o modelo utilizado, a técnica de solução, as restrições, os objetivos, o período, as simplificações e suas variáveis. Desta forma, o modelo de otimização segue uma sequência de passos (Figura 2.1) para a tomada da melhor decisão.

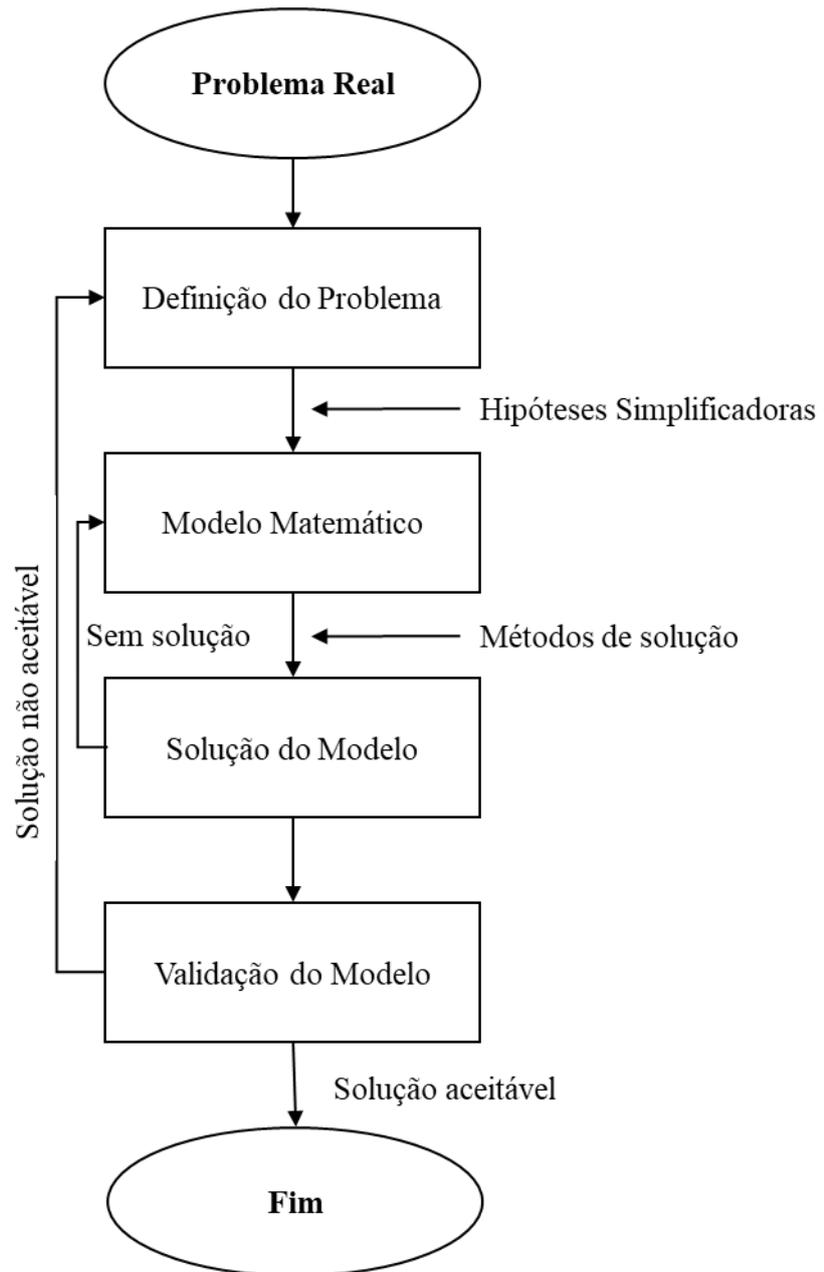


Figura 2.1 – Fases do modelo de otimização.
Fonte: Elaboração própria.

Conforme a Figura 2.1, o processo parte de um sistema real, definem-se os objetivos, restrições e possíveis alternativas do problema e na sequência são transcritas todas as definições para equações e/ou inequações, que contribuem para a construção do modelo matemático que representará o problema. Em seguida aplicam-se técnicas para resolução do modelo, momento em que se verifica se o resultado encontrado representa ou prevê, com precisão aceitável, o comportamento do sistema. Validado o modelo, a próxima fase consiste na implementação dos resultados (BELFIORE E FÁVERO, 2013).

A definição de arranjos que otimizem os sistemas de distribuição no seu processo de expansão compreende um problema clássico de otimização, que vem sendo pesquisado desde

a década de 60 até os dias atuais, com a finalidade de encontrar modelos mais confiáveis e que se aproximem cada vez mais do comportamento real em que está inserido. Desta forma, há uma vasta lista de bibliografias a respeito da temática que traz diversas técnicas de solução e de aperfeiçoamento de modelos (CAMARGO, 2014).

O problema de otimização de PESD pode ser aplicado em rede de distribuição primária (média tensão), rede de distribuição secundária (baixa tensão) e rede de distribuição primária e secundária combinadas. Além disso, pode ser modelado baseado em três premissas distintas: (1) considerando uma nova rede, assumindo que não existem linhas inicialmente construídas; (2) considerando a expansão de uma rede existente; e (3) a combinação das duas considerações anteriores (GEORGILAKIS & HATZIARGYRIOU, 2014).

As principais dificuldades para solucionar problemas de PESD estão relacionadas com a não linearidade do modelo matemático, sua natureza combinatória, extenso espaço de busca de solução (e suas diversas soluções ótimas locais) e sua estrutura multimodal (COSSI, 2008).

2.2 Modelagem Matemática

A representação de um problema inicia-se com a modelagem matemática, cuja finalidade é reproduzir uma situação real, por meio de uma série de equações e/ou inequações que delimitam as características físicas, operativas e comportamentais, de forma exata ou aproximada, descrevendo as relações de interdependência existente entre as variáveis envolvidas.

A estrutura geral de um modelo matemático segue um modelo padrão composto por função objetivo, critério de otimização (variáveis de decisão) e um conjunto de restrições, que podem ser definidos a partir da resposta das seguintes perguntas:

- Qual a finalidade do meu problema? (Objetivo);
- Quais são as possíveis alternativas para atingir o meu propósito? (Variáveis de decisão); e
- Quais condições devem ser respeitadas para que a decisão seja tomada? (Restrições).

Assim, a função objetivo visa minimizar ou maximizar uma solução factível para o problema. O critério de otimização engloba os fatores controláveis e qualificáveis (variáveis de decisão do problema) e os parâmetros gerais (dados de entrada – valores fixos conhecidos). As restrições são responsáveis por limitar as possibilidades de combinação de variáveis de solução.

Os modelos podem ser desenvolvidos a partir de dois tipos de programações, e suas variantes (LOESCH & HEIN, 2009):

- i. Programação linear: consiste em um conjunto de restrições e funções objetivas lineares (ou linearizadas), com variáveis reais (não necessariamente inteiros). Este tipo de modelo apresenta como vantagem a facilidade de resolução para qualquer tipo de problema, entretanto, não representa com precisão os fenômenos físicos reais, que, no geral, possuem comportamento não lineares;
- ii. Programação não linear: é a que mais se aproxima da representação real, composto por equações não lineares nas restrições e na função objetivo. A solução deste modelo, no entanto, acarreta em uma maior dificuldade, devido à complexidade na obtenção dos extremos locais da função objetivo (máximos e mínimos).

Autores como Knight (1960), Haffner et al. (2004, 2006), Paiva et al. (2005); Barreto (2007), Haffner et al. (2008a, 2008b), El-Fouly et al. (2008), Lotero & Contreras (2011), Rocha et al. (2012), Shu et al. (2012) e Pozos (2015) apresentaram modelagens matemáticas lineares. Já entre os modelos não lineares encontrados na literatura, pode-se citar os trabalhos de Bernal-Agustín (1998), Miguez et al. (2002), Asakura et al. (2003), Fletcher & Strunz (2007a; 2007b), Cossi (2008), Lavorato (2010), Pádua (2014) e Benitez et al. (2017).

2.3 Função Objetivo

A função objetivo é uma função matemática que tem por finalidade encontrar a solução de um problema, em função de variáveis de decisão e dos parâmetros envolvidos. Esta pode ser uma função de maximização (quando visar lucro, receita e/ou utilidade) ou minimização (quando visar custo, erro e/ou perdas) (BELFIORE & FÁVERO, 2013).

O problema de PESD tem como premissa que a topologia inicial e as demandas futuras, discriminadas por barras de consumo, são dados conhecidos. Desta forma, o objetivo do problema é encontrar qual modificação deve ser feita no sistema para atender as restrições operacionais e físicas impostas, e minimizar os custos de investimentos.

Desta forma, a função objetivo do planejamento da expansão busca minimizar os custos, que podem ser totais ou específicos. Como custos específicos, tem-se: (1) custo de investimento, que incluem adicionar, substituir ou reforçar subestações de energia, apenas; (2) custo de investimento e custo de perdas técnicas de energia; e (3) custos de investimentos, perdas e confiabilidade (BARRETO, 2007; MILOCA, 2012).

O custo total da função objetivo, por sua vez, é dividido em duas partes: custo de investimento e custo de operação. O custo de investimento está associado às alterações nos ramos e nos nós da rede e ocorre no início de cada estágio. Nesta parcela se considera a mudança de bitola de seções de alimentadores pré-existentes ou instalação de novas seções de alimentadores, além da ampliação de subestações pré-existentes ou instalação de novas subestações. O custo de operação, por sua vez, compreende o custo anual de operação e

manutenção dos ramos em uso da rede de distribuição, da energia não suprida e ao custo adicional pago pela energia fornecida proveniente da geração distribuída (BARRETO, 2007).

O custo é o fator determinante no planejamento de sistemas de energia. Espera-se encontrar a melhor solução para ampliação da capacidade do sistema com o menor custo e menores perdas elétricas. Desta forma, as perdas são adicionadas ao custo final.

As perdas representam a energia necessária para alimentar o sistema no seu funcionamento, e, portanto, são resultados de leis invioláveis naturais. Elas podem ser medidas, avaliadas e minimizadas, mas nunca eliminadas completamente (WILLIS, 2004).

Outro ponto a ser definido diz respeito à quantidade de funções objetivo utilizadas no modelo, que pode ser mono ou multiobjetivo. Os modelos considerados mono-objetivo, como o próprio nome indica, contam com apenas uma função objetivo trabalhando no espaço das variáveis e resultando em uma única solução. Os modelos multiobjetivos, por sua vez, são representados por duas ou mais funções objetivos que são simultaneamente otimizadas, resultando em um conjunto de soluções (CAMARGO, 2014).

2.4 Restrições do Problema

As restrições compreendem um conjunto de equações e/ou inequações que devem ser satisfeitas pelas variáveis de decisão do modelo. Estas são adicionadas ao problema com finalidade de considerar as limitações impostas pelo modelo na tomada de decisão (BELFIORE E FÁVERO, 2013).

As restrições de problemas de expansão estão associadas com limitações físicas e elétricas dos equipamentos utilizados, desta forma, busca-se, basicamente, que (MILOCA, 2012):

- Os equipamentos permaneçam dentro de seus limites de capacidade;
- O limite de capacidade das subestações seja respeitado;
- A tensão em cada barra permaneça dentro dos limites operacionais;
- A primeira lei de Kirchhoff seja atendida, ou seja, a corrente que chega a um nó deve ser igual à corrente que sai deste nó;
- A segunda lei de Kirchhoff seja atendida, ou seja, o somatório das quedas e elevações de tensão ao longo de um caminho fechado de um circuito é nulo; e
- A topologia da rede seja considerada como radial.

2.5 Período de Planejamento

O período de planejamento é uma das principais variáveis a ser determinada dentro do modelo matemático a implementar, esse período é discriminado em anos e deve-se definir claramente o tempo de planejamento considerado, que pode ser dividido em função do tempo de duração e do método de solução. O tempo de duração pode ser classificado como:

- Curto prazo: para períodos de tempo de 1 a 5 anos;
- Longo prazo: para períodos de tempo de 5 a 12 anos.

Já, o método de solução é classificado como (SOUZA, 2013; GEORGILAKIS & HATZIARGYRIOU, 2014; MILOCA, 2012):

- Estático: compreende uma única etapa de otimização, definindo o plano de expansão de acordo com uma previsão de demanda previamente determinada – em geral aplicados à problemas de curto prazo;
- Multiestágio: estabelece o plano de expansão em períodos de tempos segmentados de acordo com o crescimento gradativo da demanda, onde os investimentos são feitos em períodos diferentes no decorrer deste planejamento, mas a decisão é tomada de forma dependente, formulação na qual mais se aproxima do cenário real – em geral aplicado a problemas de longo prazo. Pode-se ainda, classifica-lo em dinâmico ou pseudodinâmico.
 - Multiestágio dinâmico: as tomadas de decisões de um período são determinadas simultaneamente com os períodos subsequentes, de forma que as decisões de cada período estejam diretamente relacionadas.
 - Multiestágio pseudodinâmico: resolve cada estágio de forma independente, utilizando seus resultados para alimentar os dados de entrada do próximo estágio.

Os primeiros modelos desenvolvidos para o PESD consideravam o planejamento estático (KNIGHT, 1960; SUN et al, 1982; EL-KADY, 1984; AOKI et al, 1990), a sua evolução consistiu no aparecimento de modelos multiestágio (GÖNEN & FOOTE, 1982; RAMÍREZ-ROSADO & GÖNEN, 1991; NARA et al, 1991; NARA et al, 1992; KUWABARA & NARA, 1997).

O modelo multiestágio considera um plano de expansão sucessivo, de acordo com os períodos (estágios) de planejamento determinados, ilustrando desta forma o curso natural de progressão de investimentos e ações. O modelo mais próximo da abordagem real consiste na implementação em modelagem dinâmica, no entanto, esta metodologia também é a mais complexa devido a interdependência existente entre os níveis (GEORGILAKIS & HATZIARGYRIOU, 2014).

2.6 Métodos de Solução

Diversos métodos e algoritmos foram desenvolvidos ao longo dos anos para descrever e solucionar o problema de PESD. A diferença entre eles está no grau de precisão, na complexidade e na aplicação final. Os métodos de solução para o problema podem ser divididos em duas grandes categorias:

- i. Métodos de programação matemática (algoritmos determinísticos – otimização clássica); e
- ii. Métodos Heurísticos.

Os métodos de otimização clássica representam técnicas de programação numérica que possuem como principal vantagem encontrar o ótimo global. Entretanto, em modelos muito complexos o tempo de processamento se torna elevado e em alguns casos podem não convergir. Como já mencionado, o sistema de distribuição real compreende um modelo não linear, todavia, técnicas de linearização são aplicadas com frequência neste tipo de problema a fim de reduzir os esforços computacionais e aplicar os métodos de solução clássica. Entre as técnicas conhecidas neste segmento encontradas na literatura, destaca-se o algoritmo de *Branch and Bound* (CAMARGO, 2014).

Entre as opções metodológicas existentes na literatura aplicada ao PESD com métodos de programação matemática como técnica de solução, pode-se citar os trabalhos de Haffner et al. (2006), Barreto (2007), Haffner et al. (2008a; 2008b;), onde todos os autores utilizaram a técnica de *Branch and Bound* como solução.

Os métodos heurísticos, por sua vez, compreendem uma metodologia inteligente de busca de soluções candidatas, que surgiu como alternativa aos métodos clássicos, com o objetivo de serem aplicados em problemas de alta complexidade dentro do ramo da otimização. Trata-se de um procedimento de busca guiada por regras, que não realiza uma varredura completa por todas as possibilidades, desta maneira, não há garantia de que se chegue à solução ótima global, mas, no geral, encontram soluções de boa qualidade (MILOCA, 2012; BELFIORE E FÁVERO, 2013).

Este método engloba estratégias, procedimentos e métodos aproximados, com tempo computacional razoável, geralmente, muito inferior aos das técnicas clássicas. Segundo Rich & Knight (1993), uma resolução eficiente de problemas difíceis requer o comprometimento das exigências de mobilidade e sistematicidade e a construção de uma estrutura de controle que garanta, quase sempre, encontrar respostas de ótima qualidade, mesmo sem a certeza de ser a ótima global. A heurística é uma técnica eficiente que auxilia neste processo de busca por uma solução, mas utilizá-la sacrifica as pretensões de contemplar todas as alternativas.

Segundo Diaz et al. (1996) existem alguns casos que tornam o uso da utilização de métodos heurísticos mais interessantes, a saber:

- Quando os métodos exatos não conseguem resolver o problema, ou seu tempo de processamento é muito elevado. Para estes casos é melhor oferecer uma boa resposta, do que não obter nenhuma solução;
- Quando não há a necessidade de obter a solução ótima;
- Quando os dados de entrada do problema são pouco confiáveis, uma vez que buscar a solução ótima para parâmetros aproximados, ainda não garantiria ser a solução ótima do problema real;
- Quando limitações de tempo e/ou dinheiro obriguem a utilizar métodos de resposta rápida;
- Quando deseja encontrar respostas de boa qualidade para inicializar outros algoritmos, potencialmente exatos, diminuindo o tempo de processamento do método final.

As heurísticas podem ser divididas, em termos pedagógicos, em construtivas, de melhoramento e meta-heurísticas. O Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC) busca encontrar um bom caminho partindo de uma solução vazia. A cada iteração o AHC toma a decisão de qual a melhor ação entre as permitidas, ou seja, dentre as opções obtidas naquela determinada etapa o algoritmo decidirá qual o melhor caminho para prosseguir, levando em consideração os objetivos almejados. Esta decisão influenciará nas decisões das próximas ações (CAMPELLO & MACULAN, 1994; ROCHA et al., 2012). A heurística construtiva é frequentemente utilizada em problemas de planejamento de sistemas de distribuição, buscando, entre outras coisas, minimizar os custos da construção de novas linhas/subestações e das perdas de energia do sistema.

As heurísticas de melhoramento, por outro lado, partem de uma solução factível, iniciando com uma solução que satisfaz todas as restrições presentes na formulação matemática. Desta forma, ela busca uma solução melhor do que a solução atual, através da realização de passos sucessivos (CORDENONSI, 2008).

Por fim, as meta-heurísticas são procedimentos que orientam outras heurísticas, geralmente de busca local, visando alcançar espaço de soluções além do ótimo local, explorando boas características das soluções encontradas e encontrando novas regiões promissoras. Esta técnica consiste em generalizar uma heurística para ser aplicada em diferentes problemas de otimização com poucas adaptações de um caso para outro (CORDENONSI, 2008; SUCUPIRA, 2004).

De acordo com Sucupira (2004) as meta-heurísticas, em geral, apresentam desempenho inferior aos algoritmos heurísticos especializados. Desta forma, sua vantagem de aplicação é notória para casos onde não se tem conhecimento de dados para aplicação de um algoritmo específico mais eficiente, assim, nestes cenários as meta-heurísticas são amplamente indicadas devido aos seus atributos de aplicabilidade em casos diversos. As meta-heurísticas mais conhecidas são: *Simulated Annealing* (SA), Busca Tabu (do inglês: *Tabu Search*), *Iterated Local Search* e Algoritmos Evolutivos.

Entre as opções metodológicas de heurísticas aplicadas ao PESD, pode-se citar os trabalhos de Celli et al. (2008), Lavorato et al. (2010), Celli et al. (2012), Millar et al. (2012) e Rocha et al. (2012), com aplicação de AHC. Já em Ramirez-Rosado & Dominguez-Navarro (2006) tem-se a aplicação de meta-heurísticas para solucionar o problema.

2.7 Alocação de Geração Distribuída

O sistema elétrico brasileiro é caracterizado predominantemente pela geração centralizada de energia, o que torna o planejamento da expansão do sistema de distribuição uma tarefa dispendiosa em termos técnicos e financeiros. Isso, aliado à tendência mundial de incentivo da inserção de fontes renováveis na matriz energética, fez com que a busca por novas alternativas dentro do planejamento crescesse. Assim, a geração distribuída ganha espaço nesse cenário e deve ser considerada em problemas de PESD.

Geração distribuída é o nome dado à energia gerada próximo à carga, ou seja, na rede de distribuição ou no lado do consumidor. De acordo com Severino (2008), considera-se que há caracterização de uma GD quando:

- i. A fonte de energia está conectada diretamente ao sistema de distribuição;
- ii. A fonte de energia está conectada junto a um consumidor, que por sua vez está conectado ao sistema elétrico; ou
- iii. A fonte de energia é responsável por atender a demanda de regiões eletricamente isoladas.

A GD representa uma alternativa para suprir ou contribuir com o suprimento da demanda no sistema elétrico. Sua utilização pode proporcionar uma série de benefícios, tanto técnicos como econômicos. As principais vantagens da GD frente às gerações centralizadas dizem respeito à economia em transmissão e a diminuição das perdas elétricas neste sistema. Desta forma, seu uso melhora a estabilidade do serviço, eficiência energética e confiabilidade (BARRETO, 2007).

Os conceitos de GD são antigos, contudo, sua popularização se iniciou com a concessão da miniaturização da energia, ou seja, o uso de micro e mini GD, que ocorreu a partir da publicação da Resolução Normativa (REN) nº482 de 2012 e se intensificou com a publicação da REN nº687 de 2015, ambas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), onde se ampliou os modais de arranjos energéticos permitidos (BELIN et al., 2017).

Para contemplar o maior número de benefícios oriundos da inserção da GD, é necessário realizar uma avaliação minuciosa de suas capacidades e limitações. O local onde será inserida, como e quando ocorrerá, a configuração implementada, a finalidade do seu uso, a fonte de energia e a tecnologia utilizada são fatores determinantes para otimizar os aspectos positivos e atender as necessidades dos consumidores e da concessionária.

Frente à necessidade de inclusão de GD em problemas de PESD algumas metodologias e algoritmos foram propostos ao longo dos anos, visando, principalmente, determinar o melhor ponto de conexão de GD na rede, no intuito de minimizar as perdas sistêmicas e definir a capacidade ótima de geração para esta unidade geradora. As principais metodologias utilizadas para esta finalidade, encontradas na literatura atual, podem ser agrupadas em duas categorias distintas, sendo elas:

- i. Abordagens analíticas; e
- ii. Meta-heurísticas;

A abordagem analítica consiste em expressões algébricas, que tem sua complexidade associada ao nível de precisão requerida, desta forma, estes modelos podem se tornar inviáveis para sistemas de maior dificuldade. Nestes casos é comum utilizar o modelo analítico em conjunto com outra técnica de aproximação.

Autores como Gozel et al. (2005), Acharya, Mahat & Mithulananthan (2006), Gozel & Hacaoglu (2009), Hung, Mithulananthan & Bansal (2010) e Benitez et al. (2017) utilizam métodos analíticos para solucionar o problema.

As meta-heurísticas utilizam do processo iterativo para solucionar o problema de alocação de GD, desta maneira, o método combina diferentes inteligências para encontrar soluções de boa qualidade que atendam às restrições e objetivos impostos. Geralmente aplicadas para solucionar problemas complexos, as técnicas mais utilizadas em PESD com GD são: *Simulated Annealing*, Algoritmos Genéticos (AG), Busca Tabu, Otimização por Enxame de Partículas (do inglês: *Particle Swarm Optimization* – PSO) e Colônia de Abelhas.

Autores como Nara et al. (2001), Golshan & Arefifar (2007), Falaghi & Haghifam (2007), El-Zonkoly (2011), Zamora et al., (2012) e Pereira (2014) utilizam meta-heurísticas como ferramenta de solução.

Há ainda autores que combinam técnicas diferentes (algoritmos híbridos) em sua metodologia, a fim de melhorar a qualidade da solução encontrada. Geralmente associam técnicas que geram um conjunto de boas soluções globais com técnicas eficientes em encontrar boas soluções locais, como o caso de Gadomkar, Vakilian & Ehsan (2005) que combinaram AG com SA para determinar a alocação ótima de GD em sistemas de distribuição.

Capítulo 3

Estado da Arte

Neste capítulo são apresentadas algumas das principais referências bibliográficas de pesquisa correlacionadas com o tema de estudo, utilizadas ao longo do trabalho.

3.1 Pesquisas correlatas

O primeiro trabalho desenvolvido sobre PESD disponível na literatura foi o de Knight (1960), que propôs a utilização da programação linear para resolver o problema, considerando que: o custo para construção e operação da rede fosse o menor possível; o fornecimento ocorresse de forma contínua, surpreendendo as cargas conectadas à rede; a extensão da rede estivesse dentro do comprimento possível; e o arranjo da rede não causasse risco de danos ao sistema ou à pessoas, em condições normais ou em condições de falhas.

Ponnaivaikko, Prakasa & Venkata (1987) propôs resolver a formulação do problema de PESD como uma Programação Inteira Mista e Quadrática (PIMQ) com dois estágios de planejamento. A técnica de solução empregada variou de um estágio para o outro. No primeiro estágio a solução foi obtida pela “técnica *Wolf*”, que utiliza o método *simplex*. No segundo estágio aplicou-se um algoritmo heurístico para garantir que o resultado do primeiro estágio seja valores numéricos inteiros. A pesquisa é direcionada para o dimensionamento de alimentadores e subestações, onde se busca minimizar a distância da localização das subestações, a potência instalada, o número de ramos e a bitola dos alimentadores que serão construídos em um sistema já existente.

Kathor & Leung (1997), fazem uma ampla revisão sobre modelos e métodos de soluções para o PESD, categorizando a pesquisa em duas partes, a primeira considerando o planejamento da distribuição para condições normais e a segunda para operação sob contingências. Eles abordam a predominância de resolução por métodos clássicos de programação matemática (programação linear, programação linear binária e programação não linear), mencionando também o uso de algumas heurísticas, como a *Branch Exchange*. Os autores ainda classificaram os modelos como: modelos de um único estágio e modelos multiestágios. Os modelos estáticos foram divididos ainda em: modelos com alimentadores individuais, modelos de sistemas de alimentadores, modelos em duas fases e modelos de

subestação/alimentadores. No artigo é avaliada também a qualidade das soluções obtidas por cada técnica

Bernal-Agustín (1998) formula o problema de PESD com programação não linear, mono-objetivo (visando minimizar os custos de investimentos e operação) e multiobjetivo (incluindo os custos de confiabilidade, avaliando a energia não suprida), com modelos estáticos e multiestágio, com solução por meio de Algoritmo Genético (heurística).

Miguez et al. (2002) modularam o problema de PESD como Programa Não Linear Inteiro Misto (PNLIM) com o objetivo de minimizar os custos de investimentos, os custos de de confiabilidade e os custos com as perdas elétricas, restrito a manter a topologia radial, respeitando o número anual de interrupções permitidas e o limite de queda de tensão. Como técnica de solução foi aplicada uma versão melhorada de *Branch Exchange* (heurística) visando encontrar a topologia ideal dos alimentadores e a potência instalada nas subestações.

Asakura et al. (2003), propõem resolver o PESD por meio de reconfiguração e geração de planos de construção. O método inicia buscando reconfigurar a rede por meio da alteração das posições da chave, caso haja violação das restrições operacionais após a reconfiguração, o método gera opções candidatas de construção de novas linhas, capazes de eliminar a restrição violada. A pesquisa considera o crescimento natural das cargas elétricas existentes e a entrada de grandes consumidores ao longo do processo, com o objetivo de minimizar as perdas elétricas. O período de planejamento considerado é de longo prazo, discretizados em anos, gerando um plano de expansão por ano considerado. Os resultados indicaram a aplicabilidade prática do método proposto.

Haffner et al. (2004) representaram o problema de PESD, como um modelo PLIM (formulação linear disjuntiva), estático, de curto prazo, considerando a inserção, remoção e/ou substituição de linhas de diferentes calibres. A função objetivo visou a minimização dos custos de investimento e manutenção, respeitando as restrições de limite máximo e mínimo permitido em cada barra e limite de capacidade das linhas e subestações. O modelo foi implementado no *software* GAMS, possibilitando a sua validação e a avaliação da sua eficiência, com testes em dois exemplos de sistemas de distribuição de média tensão, um de 5 nós e outro de 18 nós, com resultados conhecidos pela literatura, permitindo a comparação.

Diaz-Dorado & Pidre (2004), consideraram um método baseado em programação dinâmica para resolver o problema de PESD em redes com consumidores desequilibrados, em baixa e média tensão, em redes trifásicas e/ou monofásicas. A otimização de uma rede desequilibrada implica na distribuição ideal dos clientes monofásicos por fase. A pesquisa considerou diferentes tipos de condutores, perdas elétricas nas linhas, restrições de capacidade e queda de tensão e cargas determinísticas.

Em Acharya, Mahat & Mithulananthan (2006) foi proposto uma metodologia analítica para calcular o tamanho e a localização para alocar geração distribuída em uma rede de distribuição de energia com topologia previamente conhecida, a fim de minimizar as perdas de energia total sistêmica. A metodologia foi baseada na fórmula de perdas exatas e validada

em três sistemas de teste de distribuição com tamanho e complexidade variáveis. Os resultados obtidos foram comparados com métodos de fluxos de carga exaustivos e com métodos de perda por sensibilidade.

Barreto (2007) propôs um modelo de PESD multiestágio, considerando a possibilidade de aumento de capacidade e/ou instalação de novas subestações, alteração nos alimentadores e o uso de geração distribuída. O problema foi modelado com PLIM a partir da extensão da formulação linear disjuntiva, sendo resolvido por técnicas clássicas de programação matemática, como *Branch & Bound*, encontrando o ótimo global. A função objetivo buscou minimizar os custos de investimento, operação e manutenção do sistema, sujeita a restrições de limite de capacidade dos equipamentos e restrições para reduzir o espaço de busca de soluções. O modelo foi discretizado em três estágios, validado por meio de simulações em redes de distribuição de média tensão, submetido a cinco situações diferentes, a saber:

- i. Planejamento independente de cada um dos três estágios (multiestágio pseudodinâmico);
- ii. Planejamento multiestágio dinâmico;
- iii. Planejamento multiestágio com geração distribuída;
- iv. Planejamento multiestágio com geração distribuída e restrições de investimento;
- v. Planejamento multiestágio com geração distribuída considerando três níveis diferentes de carregamento.

Fletcher & Strunz (2007) propõem um planejamento de curto prazo, estático, englobando redes primárias e secundárias, que visa minimizar o custo das perdas elétricas, da confiabilidade e do investimento. O modelo proposto visa encontrar diversos cenários, a partir de hipóteses futuras obtidas de previsão espacial, considerando as cargas, geração distribuída e gestão da demanda. As restrições abrangem os limites de tensão, capacidade de carregamento dos transformadores e capacidade de corrente das redes, tanto primária quanto secundária. O problema foi resolvido utilizando o *software* Matlab.

Em Haffner et al. (2008a) é apresentado um modelo PLIM (formulação linear disjuntiva) para o PESD multiestágio, incluindo GD, que busca encontrar alternativas de expansão considerando o aumento de capacidade em subestações existentes, a instalação de novas subestações, mudanças nos alimentadores e o uso de geração distribuída, de forma que se minimize os custos de investimento, operação e manutenção da rede e da GD. O modelo foi submetido a restrições de limite de capacidade dos equipamento e limite de tensão, assim como restrições lógicas que reduzem o espaço de busca por soluções, que permite encontrar soluções ótimas a partir de técnicas de soluções de programação matemática, como *Branch & Bound*. A validade e eficiência do modelo é demonstrado em Haffner et al. (2008b). O mesmo modelo é proposto em Haffner et al. (2006).

Cossi (2008) também apresenta uma metodologia de PESD que integra o sistema de distribuição primário (média tensão) e o secundário (baixa tensão), entretanto, sua proposta

resolve cada um dos sistemas de forma separada e posteriormente integra-os por meio de uma heurística. Cada um dos sistemas foi modelado como um PNLIM, em um único estágio de planejamento, com duas funções objetivos (multiobjetivo) e resolvido pelo algoritmo *Tabu Search*. Neste encontra-se a fronteira ótima de Pareto por meio de soluções não dominadas, considerando múltiplos objetivos. As funções objetivos estão relacionadas com:

- i. Minimização dos custos de construção e/ou recondução de circuitos, ampliação e/ou construção de subestações, alocação de ramais e chaves de seccionadoras para interconexão entre alimentadores e minimização dos custos associados às perdas elétricas;
- ii. Minimização do custo de energia não suprida, ou seja, maximização da confiabilidade do sistema de distribuição.

Na rede secundária o modelo é resolvido em três fases. Inicialmente é feito o balanço das cargas por fase, na sequência determina-se o local, a capacidade e quantia de transformadores que integrarão a rede, e, por fim, na última fase definem-se quais as rotas e tipo dos cabos dos alimentadores secundários.

El-Fouly et al. (2008) apresentam um modelo de otimização de PESD formulado como um problema de Programação Linear Inteira Mista (PLIM). O trabalho buscou evitar o uso de programação não linear a fim de reduzir a possibilidade de o método de solução ficar preso em soluções locais. O modelo proposto tem como objetivo minimizar os custos totais e inclui diversas restrições elétricas, como quedas de tensão, limite de capacidade da subestação e do transformador, fluxo de energia e radialidade.

Gozel & Hacaoglu (2009) propõem um método para definir o tamanho e localização de geração distribuída, a partir de um fator de sensibilidade a fim de minimizar as perdas de energia do sistema. O método é baseado em fluxos de carga sucessivos e utiliza técnicas analíticas, sem uso de matriz admitância, sua inversa ou matriz Jacobiana, o que torna o método mais rápido e preciso do que os que necessitam do cálculo de alguma das matrizes.

Em Lavorato (2010) o PESD é modelado por meio de PNLIM, com planejamento estático, resolvido por meio de duas técnicas distintas: heurístico construtivo especializado; e algoritmo de *Branch & Bound* – não linear. O modelo foi desenvolvido como mono-objetivo para minimização dos custos de operação e construção, respeitando as restrições de limite de tensão nas barras, capacidade dos alimentadores e subestações, balanço de potência, controle de *taps* e radialidade do sistema. A técnica de solução incluiu pontos de melhoria local, que visaram refinar a solução inicial obtida pelo AHC, e técnicas de ramificação para garantir a factibilidade da operação.

Hung, Mithulananthan & Bansal (2010) apresentam uma metodologia analítica para determinar o tamanho ideal de GD, além do fator de potência indicado para quatro tipos de geração distribuída distintos, visando minimizar as perdas sistêmicas, solucionado pelo método exaustivo. A metodologia é um aperfeiçoamento às técnicas que consideram apenas

GD com fornecimento de ativos (fator de potência 1), neste modelo, além deste caso de fornecimento apenas de potência ativa, os autores consideram outros três:

- i. GD com fornecimento de potência ativa e reativa;
- ii. GD com fornecimento de potência ativa e absorção de potência reativa; e
- iii. GD com fornecimento apenas de potência reativa.

Em Lotero & Contreras (2011) o problema de PESD foi formulado como um PLIM, multiestágio. A função objetivo buscou minimizar os custos de investimento, operação (perdas) e manutenção. As restrições consideradas estão relacionadas com as leis de Kirchhoff, radialidade do sistema e limite de queda de tensão. O modelo resultou em soluções múltiplas, com topologias, custos e características distintas, onde a solução final foi determinada numa etapa subsequente, de acordo com índices de confiabilidade (*Customer Interruption Frequency* – CIF, *Customer Interruption Duration* – CID, *Expected Energy Not Served* – EENS, *System Average Interruption Frequency Index* – SAIFI, *System Average Interruption Duration Index* – SAIDI, *Average System Availability Index* – ASAI) que são associados ao custo discretizada por estágio simulado.

Rocha et al. (2012) apresentaram um novo modelo de algoritmo heurístico construtivo especializado (modelo híbrido linear) capaz de resolver problemas PESD, considerando uma rede com subestações com pontos de demanda e pontos de fornecimento. O modelo implementado considera o planejamento em um estágio (planejamento estático). As alterações permitidas foram a substituição de linhas existentes que excedem sua máxima capacidade ou adição de novas linhas ao sistema. Estes novos circuitos foram determinados através de um indicador de sensibilidade que levou em consideração, em cada interação, o valor da tensão nas barras de conexão, o custo fixo e a porcentagem de utilização das novas linhas. Para comprovar a eficiência do método, ele foi aplicado a uma adaptação de problema conhecido na literatura, demonstrando que apesar do modelo não fornecer uma garantia de que a solução encontrada seja a ótima global, este se compromete em apresentar soluções de boa qualidade. Além disso, o fato de utilizar a programação linear como metodologia básica, trouxe ao método rapidez na convergência e menor tempo de processamento.

Zamora et al. (2012) propuseram uma metodologia a partir de Algoritmos Genéticos a fim de analisar os impactos gerados pela inserção de GD em problemas de PESD. A metodologia inicialmente identifica pontos críticos nos sistemas de distribuição, por meio de diagnósticos aplicados ao fluxo de potência da rede em condições normais e sob contingências, com isso consegue definir os primeiros pontos de maior conveniência para inserção de GD. Dessa forma, os locais mais indicados são avaliados e determina-se uma capacidade de GD ótima para cada um deles, sendo necessário determinar as perdas técnicas, o carregamento por trecho e as tensões na barra. Os autores também apresentam a possibilidade de expansão guiada sobre o espaço geográfico, através da interface *Application Programming Interface* (API). Assim, a pesquisa avaliou:

- i. Planejamento da expansão com e sem GD;

- ii. Alocação ótima de GD; e
- iii. Aplicação sobre mapa e imagens do satélite.

Souza (2013) formulou o problema de PESD como dois modelos sequenciais de Programação Linear Binária Mista (PLBM) resolvida por programação matemática da otimização clássica. O primeiro modelo visou minimizar os custos de construção e operação para determinar a melhor topologia de expansão. No segundo modelo buscou-se melhorar o plano de expansão encontrado inicialmente, considerando os custos com alocação de ramais de interconexão entre alimentadores e chaves seccionadoras, capazes de estabelecer a restauração do sistema em caso de falhas na rede, elevando o nível de confiabilidade.

Pereira (2014) propôs dois modelos para o PESD, um para o horizonte de curto prazo e outro para o horizonte de longo prazo, ambos modelados como PNLIM, multiobjetivo e resolvidos pelo Algoritmo Genético Multiobjetivo Especializado. A primeira função objetivo do modelo buscou minimizar os custos com as perdas de energia e com a instalação de banco de capacitores, reguladores de tensão e redimensionamento de circuitos. A segunda função objetivo visou manter o perfil de tensão das barras próximo da referência.

Pádua (2014) propõe a formulação de três problemas de PESD como um PNLIM resolvidos por meio de Algoritmo de Busca Dispersa (meta-heurísticas), onde o objetivo é minimizar os custos para ampliação e/ou construção de novos circuitos, de forma a atender as condições físicas e operacionais do sistema. No primeiro modelo o planejamento foi feito para um horizonte de curto prazo, estático, mono-objetivo. Já no segundo, o modelo permaneceu mono-objetivo, entretanto, considerou um planejamento multiestágio dinâmico. O terceiro, por sua vez, considerou além do planejamento multiestágio dinâmico, a inserção de mais um objetivo, transformando o problema em multiobjetivo, minimizando também o custo de energia não suprida.

Camargo (2014) modelou o problema da PESD como um PNLIM, mono-objetivo, multiestágio dinâmico, onde a função objetivo visa minimizar os custos de investimento (construção, ampliação e/ou recondutoramento) e de operação (perdas resistivas e operacionalidade das subestações), respeitando as restrições físicas, operacionais e de continuidade, tanto para os indicadores de continuidade coletivos (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC), quanto para os indicadores de continuidade individuais (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – DIC e Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – FIC). As ações permitidas no modelo de planejamento são a construção e/ou recondutoramento de circuitos e a construção e/ou ampliação de subestações. O método de solução proposto foi um algoritmo genético especializado em conjunto com um algoritmo heurístico especializado. Os testes de validação foram feitos em sistemas presentes na literatura, em três etapas:

- i. Planejamento estático considerando apenas as restrições operacionais;
- ii. Planejamento multiestágio considerando apenas as restrições operacionais; e

- iii. Planejamento multiestágio considerando as restrições operacionais e as de confiabilidade.

Pozos (2015) apresentou dois modelos para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição, um com programação cônica de segunda ordem inteira mista e outro com programação linear inteira mista. Os modelos foram desenvolvidos para o planejamento de longo prazo, em abordagem dinâmica. O objetivo foi minimizar os custos inerentes aos investimentos e aspectos operacionais. Houve diversas opções dentro do modelo proposto, entre elas: aumento da capacidade de subestações, instalação de novas subestações, alocação de bancos de capacitores e/ou reguladores de tensão e instalação de novos circuitos. O modelo foi validado com testes em dois sistemas teste da literatura, um de 18 barras e outro de 24 barras.

Ahmadigorji & Amjady (2016) propõem um modelo para PESD de redes de média tensão, considerando a locação de GD – determinação do ponto de conexão e tamanho ótimo – discretizado em anos. O modelo inclui uma metodologia analítica para avaliar a confiabilidade da rede, com intuito de minimizar as perdas. Como técnica de solução os autores utilizaram o algoritmo evolutivo *Binary Chaotic Shark Smell Optimization*. O método foi testado e validado em sistemas testes da literatura especializada.

Rocha et al. (2017) apresentam uma proposta de solução do PESD de média tensão divididas em duas estratégias distintas, que consistem na associação de um Algoritmo Heurístico Especializado com *Branch and Bound*. O AHC é utilizado como estratégia inicial para encontrar uma solução de boa qualidade, o método trabalha com parâmetros e faz com que o tempo de convergência do problema seja menor. A segunda estratégia, utilizando a programação clássica, parte da solução encontrada pelo primeiro método, reduzindo o espaço de busca total da segunda técnica, e conseqüentemente diminuindo o tempo total de processamento, além de garantir a determinação da solução de melhor qualidade.

Benitez et al. (2017) propõem resolver o PESD de linhas aéreas de média tensão modeladas como programação não linear, estático, com indicação de alocação ótima de geração distribuída e sua capacidade equivalente. O algoritmo é dividido em duas etapas, a primeira etapa é responsável por determinar uma topologia de boa qualidade para atender as demandas futuras e critérios técnicos e operativos do sistema, solucionado por um AHC com indicador de sensibilidade especializado, a fim de minimizar os custos de investimentos para construção do sistema. Com a topologia final determinada, inicia-se a segunda etapa onde é determinada a melhor barra para conectar uma GD visando minimizar as perdas sistêmicas, além de estabelecer qual a capacidade de geração para que haja esse comportamento. A segunda etapa é implementada por meio de modelos analíticos. Foram feitos testes com modelos conhecidos na literatura e o resultado foi satisfatório, de rápida convergência e soluções factíveis.

Capítulo 4

Formulação do problema

Neste capítulo são apresentadas as características do modelo e a técnica de solução aplicada para o desenvolvimento do trabalho, incluindo a descrição do *software* escolhido, as características da modelagem matemática, informações sobre o algoritmo heurístico especializado e a metodologia para a definição de alocação de geração distribuída.

4.1 Software

Para implementação computacional do algoritmo utilizou-se o *software* GAMS que aplica a programação matemática para resolver problemas de planejamento da expansão de sistemas de distribuição.

O GAMS consiste em um ambiente de modelagem e solução de problemas de otimização. Ele é composto por três componentes básicos: linguagem algébrica (permite a modelagem de sistemas complexos), compilador (traduz as informações para o formato aceito pelo *solver*) e *solvers* (pacotes comerciais que resolvem o problema e disponibilizam os resultados).

Nesta pesquisa, para busca de solução do problema, foi aplicado o *solver* CONOPT para problemas de otimização com variáveis não lineares.

4.2 Aspectos Gerais

O desenvolvimento do problema de PESD desta pesquisa, no horizonte de longo prazo considerando o planejamento multiestágio foi formulado seguindo os aspectos a seguir:

- i. O modelo é dividido em duas etapas. A primeira consiste na determinação de topologias de expansão de sistemas de distribuição e a segunda na indicação de local e capacidade ótimos para alocação de geração distribuída;
- ii. A rede de distribuição é dividida em barras e linhas. As barras podem conter geração (barra da subestação) e/ou cargas (barras de demanda). As linhas representam o caminho que conecta os nós entre eles;

- iii. A topologia final respeita o princípio da radialidade dos sistemas de distribuição;
- iv. O planejamento multiestágio é dividido em t estágios, onde cada estágio tem duração de cinco anos. Todas as demais variáveis estão associadas ao menos a um desses estágios;
- v. Cada barra contém duas variáveis associadas: tensão (módulo e ângulo) e injeção de potência;
- vi. Cada linha contém duas variáveis associadas: fluxo de potência ativa e fluxo de potência reativa;
- vii. O investimento $c(t)_{ij}$ consiste nos custos de adição de uma nova linha conectando a barra i à barra j ;
- viii. A utilização das linhas disponíveis na rede de distribuição está associada a variáveis binárias, que recebem valor unitário quando as alternativas forem utilizadas no estágio t e zero quando não forem selecionadas;
- ix. As injeções de potência, tensões nodais e os fluxos de potências nos ramos são determinados através das duas Leis de Kirchhoff, onde a segunda Lei de Kirchhoff é aplicada apenas às linhas fixas e a primeira Lei de Kirchhoff tanto para as linhas fixas quanto às candidatas;
- x. Os limites de capacidade dos condutores e a capacidade da subestação são considerados em todos os estágios;
- xi. A função objetivo representa a minimização do valor presente dos custos de investimento e custos associados ao corte de carga;
- xii. O método de solução consiste em uma Heurística Construtiva que determina a construção de uma nova linha a cada nova iteração; e
- xiii. A segunda etapa do modelo só inicia com o término da primeira e é solucionada por modelo analítico.

4.3 Planejamento Multiestágio

O modelo matemático proposto nesta pesquisa consiste em um modelo híbrido não linear multiestágio. Este é baseado no trabalho desenvolvido por Benitez *et al.* (2017), que se difere principalmente pelo horizonte de planejamento considerado, antes estático e agora multiestágio.

Nesta formulação, o modelo é discretizado em estágios, onde o sistema busca otimizar o problema de acordo com o período específico considerado, elevando significativamente a complexidade de implementação e solução. A solução obtida é segmentada para cada estágio, assim, cada horizonte de planejamento apresenta um custo de investimento próprio. Com isso, os investimentos realizados pelas distribuidoras podem ocorrer de forma proporcional ao

crescimento da demanda em um horizonte de longo prazo, minimizando o planejamento devido ao dinamismo dos estágios.

O valor do investimento de todos os estágios é definido na primeira etapa, entretanto, após o investimento dessa primeira etapa ser executado, os demais estágios têm esse valor reavaliado por período subsequente, considerando a nova configuração implementada. Desta maneira, o horizonte apresenta um deslocamento dinâmico.

Um aspecto importante em problemas multiestágio consiste na valoração de investimentos futuro com o juro composto aplicado, conforme Equação (4.1):

$$FC(t) = (1 - i)^a \quad (4.1)$$

Sendo:

$FC(t)$ – Fator de conversão do investimento para o estágio t

i – Taxa de juro ao ano

a – Ano equivalente do estágio

t – Estágio atual

Nesta pesquisa, considera-se que o estágio inicial ($t = 1$) é representado por $a = 0$, a taxa de juro é de $i = 1,8879\%$ e os estágios $t = 2$ e $t = 3$ referem-se à $a = 5$ e $a = 10$ respectivamente. Isto posto, para os três estágios tem-se: $FC(1) = 1$, $FC(2) = 0,9091$ e $FC(3) = 0,8264$.

A discretização em vários estágios de investimento é considerada tanto na modelagem matemática do sistema, quanto na solução do problema. A maior influência do horizonte de planejamento está no indicador de sensibilidade das linhas candidatas. Utilizaram-se duas versões do indicador: a primeira – Equação (4.2) – escolhe a linha que deverá ser adicionada para um horizonte de planejamento pseudodinâmico; a segunda – Equação (4.3) – determina a linha adicionada no horizonte multiestágio dinâmico.

$$IS(t)_{ij_pseudo} = \left(\frac{X(t)_{ij}}{c(t)_{ij}FC(t)} \right) V(t)^B \quad (4.2)$$

$$IS(t)_{ij_dinâmica} = V(t)^B \sum_t^{t_f} \left(\frac{X(t)_{ij}}{c(t)_{ij}FC(t)} \right) \quad (4.3)$$

Sendo:

$IS(t)_{ij_pseudo}$ – Índice de sensibilidade para modelagem multiestágio pseudodinâmico no estágio t

$IS(t)_{ij_dinâmica}$ – Índice de sensibilidade para modelagem multiestágio dinâmica no estágio t

B – Conjunto de barras formado pelas linhas adicionadas;

$X(t)_{ij}$ – Porcentagem de uso de utilização da linha ij para o transporte de potência elétrica no estágio t

$c(t)_{ij}$ – Custo de construção da linha ij no estágio t

$V(t)^B$ – Magnitude da tensão na barra da linha ij que possui conexão com o sistema existente no estágio t , local onde a linha candidata se conectará, se for a escolhida

t_f – Número total de estágios

O indicador de sensibilidade pseudodinâmico difere-se do dinâmico por analisar apenas o estágio atual nas determinações das linhas candidatas, já o dinâmico avalia de forma combinada o estágio atual e os subsequentes, a fim de escolher a linha que terá mais aderência ao sistema como um todo. Os valores de magnitude da tensão na barra e porcentagem de uso da linha candidata são obtidos da solução do modelo matemático, detalhado mais a diante.

Todas as linhas que mantenham a radialidade do sistema são consideradas linhas candidatas à adição e terão um valor de índice de sensibilidade individual ($IS(t)_{i,j_pseudo}$ ou $IS(t)_{i,j_dinâmica}$). A linha adicionada será a que apresentar o maior índice entre elas, conforme Equação 4.4, avaliando de forma ponderada, a maior magnitude de tensão, maior capacidade de uso da linha e menor custo no momento presente.

$$\text{Ou} \quad \begin{aligned} IS(t) &= \max\{IS_{ij_pseudo}\} \\ IS(t) &= \max\{IS_{ij_dinâmica}\} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Sendo:

$IS(t)$ – Índice de sensibilidade para adição de linha no estágio t

4.4 Modelo Híbrido Não linear

O modelo matemático representa as equações básicas do fluxo de potência e é dito não linear em razão da modelagem implementada em função das potências elétricas – ativa, reativa e aparente. Essa abordagem aproxima o modelo do comportamento real do sistema de distribuição, não realizando aproximações e linearizações das funções não lineares que descrevem seu comportamento físico.

As barras com demanda são modeladas como barras de carga (PQ) e a subestação como barra de referência (Vθ) fixando o valor da tensão como o máximo permitido e o ângulo de tensão em 0 ($\theta = 0$ rad).

Desta forma, o modelo matemático é descrito como segue:

$$\text{Min } v = \sum_{t=1}^{t_f} \left(\sum_{(ij) \in U} c(t)_{ij} \cdot X(t)_{ij} \cdot FC(t) + \gamma(t)_i \sum_{i \in R} CC(t)_i \right) \quad (4.5)$$

s.a.:

$$S[fp(t)_{ij}^B + fp(t)_{ij}^U] + p(t)_i + CCp(t)_i = dp(t)_i \quad (4.6)$$

$$S[fq(t)_{ij}^B + fq(t)_{ij}^U] + q(t)_i + CCq(t)_i = dq(t)_i \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} fp(t)_{ij}^B - V(t)_i \cdot g_{ij}^B + V(t)_i \cdot V(t)_j \cdot g_{ij}^B \cos \theta(t)_{ij} \\ + V(t)_i \cdot V(t)_j \cdot b_{ij}^B \cdot \text{sen} \theta(t)_{ij} = 0 \end{aligned} \quad (4.8)$$

$$\begin{aligned} fq(t)_{ij}^B + V(t)_i \cdot b_{ij}^B - V(t)_i \cdot V(t)_j \cdot b_{ij}^B \cdot \cos \theta(t)_{ij} \\ + V(t)_i \cdot V(t)_j \cdot g_{ij}^B \cdot \text{sen} \theta(t)_{ij} = 0 \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$\sqrt{(fp(t)_{ij}^B)^2 + (fq(t)_{ij}^B)^2} \leq \overline{f_{ij}^B} \quad (4.10)$$

$$\sqrt{(fp(t)_{ij}^U)^2 + (fq(t)_{ij}^U)^2} \leq \overline{f_{i,j}^U} \cdot X(t)_{ij} \quad (4.11)$$

$$\underline{V(t)} \leq V(t) \leq \overline{V(t)} \quad (4.12)$$

$$s(t)_i - \sqrt{(p(t)_i)^2 + (q(t)_i)^2} = 0 \quad (4.13)$$

$$\underline{s(t)} \leq s(t) \leq \overline{s(t)} \quad (4.14)$$

$$0 \leq X(t)_{ij} \leq 1 \quad (4.15)$$

$$CC(t)_i - \sqrt{(CCp(t)_i)^2 + (CCq(t)_i)^2} = 0 \quad (4.16)$$

$$d(t)_i - \sqrt{(dp(t)_i)^2 + (dq(t)_i)^2} = 0 \quad (4.17)$$

$$CC(t)_i \leq d(t)_i \quad (4.18)$$

Sendo:

v – Custo total (função objetivo)

U – Conjunto das linhas candidatas a construção (adição)

Γ – Conjunto de barras com demandas de potência elétrica

B – Conjunto que representa as linhas existentes somadas às linhas adicionadas

(i, j) – Linha entre as barras i e j do sistema

$X(t)_{ij}$ – Porcentagem de utilização da linha ij no estágio t

$c(t)_{ij}$ – Custo de construção da linha ij no estágio t

$FC(t)$ – Fator de conversão do investimento para o estágio t

$\gamma(t)_i$ – Fator de penalização para corte de demanda na barra i no estágio t

$CC(t)_i$ – Corte de demanda de potência aparente na barra i no estágio t

S – Matriz incidência nó-ramo do sistema

$fp(t)_{ij}^B$ – Fluxo de potência ativa na linha ij do conjunto B no estágio t

$fp(t)_{ij}^U$ – Fluxo de potência ativa na linha ij do conjunto U no estágio t

$p(t)_i$ – Injeção de potência ativa na barra i no estágio t

$CCp(t)_i$ – Corte de demanda de potência ativa na barra i no estágio t

$dp(t)_i$ – Demanda de potência ativa na barra i no estágio t

$f_q(t)_{ij}^B$ – Fluxo de potência reativa na linha ij do conjunto B no estágio t

$f_q(t)_{ij}^U$ – Fluxo de potência reativa na linha ij do conjunto U no estágio t

$q(t)_i$ – Injeção de potência reativa na barra i no estágio t

$CCq(t)_i$ – Corte de demanda de potência reativa na barra i no estágio t

$dq(t)_i$ – Demanda de potência reativa na barra i no estágio t

$V(t)_i$ – Magnitude da tensão na barra i no estágio t

g_{ij}^B – Condutância da linha ij do conjunto B no estágio t

$V(t)_j$ – Magnitude da tensão na barra j no estágio t

$\theta(t)_{ij}$ – Diferença dos ângulos das tensões entre as barras ij no estágio t

b_{ij}^B – Susceptância da linha ij do conjunto B no estágio t

$\overline{f_{ij}^B}$ – Vetor com máxima capacidade de potência aparente na linha ij para conjunto B no estágio t

$\underline{V(t)}$ – Magnitude do limite mínimo para as tensões das barras no estágio t

$\overline{V(t)}$ – Magnitude do limite máximo para as tensões das barras no estágio t

$s(t)_i$ – Vetor com as injeções de potência aparente na barra i no estágio t

$\underline{s(t)}$ – Vetor com limite mínimo para injeções de potência aparente no estágio t

$\overline{s(t)}$ – Vetor com limite máximo para injeções de potência aparente no estágio t

$d(t)_i$ – Demanda de potência aparente na barra i no estágio t

A função objetivo (v) é dada pela Equação (4.5) que visa minimizar o somatório dos custos totais $C(t)$ de cada estágio, ou seja, $Min v = C(t)$. O custo de investimento total é executado no início de cada estágio (Figura 4.1) e corresponde aos custos associados à construção de novas linhas em topologia radial e ao custo de corte de carga.

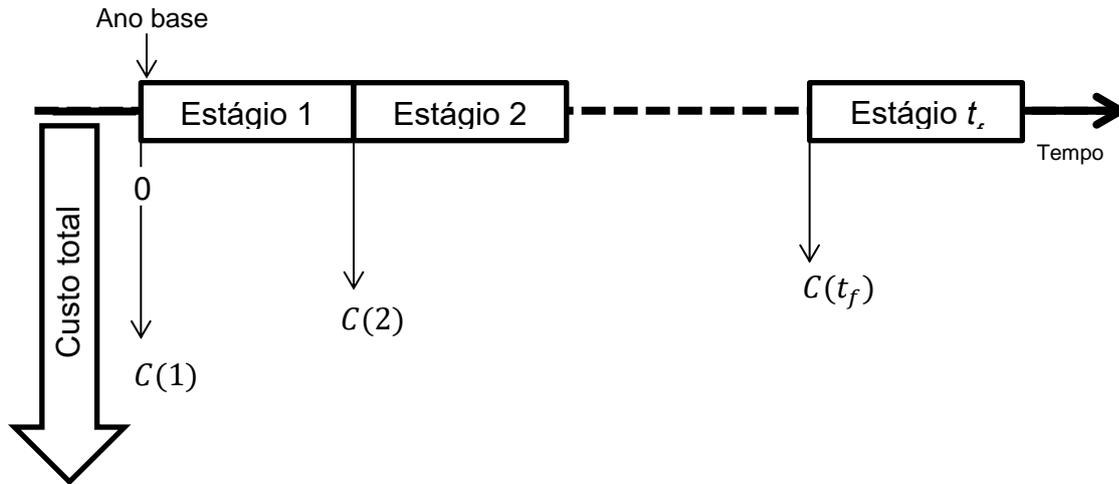


Figura 4.1 – Período de efetivação dos custos totais no problema multiestágio.

Fonte: Adaptado de Barreto (2007).

O custo de investimento na adição de novas linhas representa a primeira parcela da função objetivo e é dada em função do conjunto U , que representa a associação das linhas que podem ser adicionadas ao sistema (linhas candidatas). Esse custo é formado pelo somatório de todos os custos de adição de linhas no estágio t , calculado por $c(t)_{ij} \cdot X(t)_{ij} \cdot FC(t)$ que representa o produto do custo de construção da linha que conecta a barra i à barra j , pela sua capacidade de uso e o fator de conversão do respectivo estágio. A segunda parcela refere-se ao custo de corte de carga e é dada em função do conjunto Γ , composto por todas as barras com demanda. Essa parcela é obtida pelo produto de um fator de penalização pela existência de corte de carga $\gamma(t)_i$ e o somatório do valor do corte de carga na barra i $CC(t)_i$.

As Equações (4.6) à (4.18) representam as restrições nas quais a função objetivo deve satisfazer. As restrições são impostas ao cumprimento das Leis de Kirchhoff e aos limites físicos e operacionais dos equipamentos e do sistema.

A hibridização do modelo ocorre pelo relaxamento dessas restrições, uma vez que a primeira Lei de Kirchhoff (Lei dos nós), que garante o balanço de potência ativa e reativa nas barras, Equação (4.6) e (4.7) respectivamente, é aplicada tanto à rede fixa (Conjunto B), ou seja, às linhas que já foram construídas, quanto para as linhas candidatas (conjunto U). Já a segunda Lei de Kirchhoff (Lei das malhas), Equações (4.8) e (4.9), são aplicadas apenas para as linhas já construídas (Conjunto B). Essa é uma estratégia aplicada inicialmente em sistemas de distribuição pelo modelo apresentado em Rocha et al. (2012).

As Equações (4.10), (4.11), (4.13), (4.16) e (4.17) retratam a relação da potência ativa e reativa com a potência aparente para o fluxo de potência do conjunto de linhas fixas, para o fluxo de potência do conjunto de linhas candidatas, para a subestação, para o corte de carga e para a demanda nas barras, respectivamente. As Equações (4.12), (4.14) e (4.15) referem-se, nessa mesma ordem, aos limites inferiores e superiores impostos para a tensão, geração na

subestação e capacidade de uso da linha. E, por fim, a Equação (4.18) limita o valor de corte de carga ao valor de demanda da mesma barra.

Todas as equações estão em função de seu estágio t correspondente. Onde $t = 1, 2, \dots, t_f$.

4.5 Algoritmo Heurístico Construtivo

O algoritmo heurístico construtivo implementado para resolver o modelo matemático apresentado na seção anterior consiste na sequência de passos, descrito a seguir:

- i. **Inicialização:** Calcula-se o fluxo de potência para estabelecer as variáveis iniciais do modelo matemático e definem-se os atributos das variáveis do método de solução no estágio atual (t);
- ii. **Teste de convergência:** Verifica-se se há opções de novas adições no conjunto de linhas candidatas, caso contrário, se o conjunto estiver vazio, o processo é tido como finalizado e a solução incumbente atual passa a ser a solução ótima do problema para o esse estágio (t), iniciando o estágio seguinte ($t+1$) e liberando as variáveis fixadas no estágio anterior. Repete-se o processo até que o último estágio (t_f) seja finalizado;
- iii. **Seleção do candidato:** Identificam-se as linhas candidatas na iteração atual, calcula-se o indicador de sensibilidade da linha respectiva e escolhe-se para adição àquela que apresentar o melhor índice, retirando-a do conjunto de linhas candidatas no estágio concernente (t);
- iv. **Determinação do tipo de linha:** Define-se o tipo de linha a ser adicionado de acordo com a necessidade de capacidade da linha para atender o fluxo de potência imposto.
- v. **Sondagem iterativa:** Dentro de cada iteração analisam-se as seguintes condições:
 - a. Se a linha inserida não viola os limites de tensão ou capacidade;
 - b. Se a linha inserida não se torna irrelevante com a proibição de outros circuitos;
- vi. **Sondagem por estágio:** Ao término de cada estágio analisa-se se todas as linhas construídas estão ligadas ao terminal final com carga, caso isso não ocorra ela é retirada; e
- vii. **Topologia final:** Encontra-se a topologia final para todos os estágios do processo iterativo, apresentando os custos inerentes a cada um deles.

O modelo permite inicializar com uma topologia radial inicial já construída ou realizar uma nova construção a partir de uma subestação. O processo consiste em uma sequência de iterações, onde em cada iteração determina-se a melhor linha para ser construída, a fim de atender a demanda necessária, respeitando as restrições impostas pelo modelo matemático, com o menor custo de investimento possível.

A linha escolhida para adição é determinada por meio de um indicador de sensibilidade especializado que é atribuído para cada linha candidata naquele estágio. A linha com maior índice é escolhida para adição. Avalia-se então o tipo da linha que será adicionada de acordo com o fluxo de potência que passa por ela, priorizando as linhas de menor capacidade, devido ao custo inferior atribuído a ela.

O indicador de sensibilidade é definido de acordo com o horizonte de planejamento desejado, pseudodinâmico (Equação 4.2) ou dinâmico (Equação 4.3).

Com a linha construída e a nova topologia gerada é necessário avaliar se esta não viola os limites de capacidade e tensão. Isso é feito por meio da análise do fluxo total passando pelas linhas construídas. A demanda do estágio inicial deve ser inferior ao seu estágio subsequente, desta forma o fluxo total que passa por suas linhas também deve ser inferior. A análise é feita através do somatório do fluxo total que passa pelas linhas existentes em cada estágio. Se um estágio apresentar fluxo total inferior ao seu estágio anterior significa que a maior quantidade de fluxo está passando por linhas não construídas e isso demonstra que há violação de capacidade. Assim, essa linha construída deve ser proibida e retirada, inicializando uma nova iteração.

A segunda avaliação diz respeito à irrelevância da linha construída para o sistema, uma vez que o índice de sensibilidade determina se a linha será construída antes de estabelecer se haverá proibição por não atender aos limites. Com isso, quando uma linha é proibida as outras podem se tornar irrelevantes.

O processo se repete até que não haja mais necessidade de construção no estágio, ou seja, o fluxo existente já atende à demanda de todas as barras de carga. Quando isso ocorre, encontra-se a topologia final para a expansão desse estágio, assim como seu custo de construção, dando início ao estágio subsequente que repete o mesmo processo sempre considerando os estágios posteriores a ele.

Há ainda uma última sondagem ao término do processo iterativo de cada estágio, onde se verifica se a topologia final do estágio não apresenta ramos vazios, ou seja, se não houve construção de linhas onde a barra mais distante não apresenta demanda naquele estágio. Quando isso ocorre a linha construída é retirada, uma vez que sua construção nos estágios subsequentes é mais econômica.

4.6 Método Analítico de Alocação de Geração Distribuída

As grandes distâncias que separam geradoras e/ou subestações dos centros de carga culminam no aumento de perdas elétricas no sistema. Além disso, no horário de ponta o consumo de energia é ainda maior, o que facilita a sobrecarga do ramal principal, reduzindo a confiabilidade do sistema. A alocação adequada da GD contribui para minimizar essas resultantes, no entanto, é necessário determinar o melhor local para sua inserção e sua capacidade ótima de geração. Esses são os objetivos dessa etapa da modelagem do problema.

A modelagem é feita por formulações matemáticas que indicam a capacidade ideal de inserção de GD em cada barra e qual a barra que minimiza as perdas sistêmicas com essa capacidade instalada, considerando a topologia estabelecida na etapa de execução anterior (conjunto B).

As equações visam determinar os efeitos da conexão da geração distribuída em redes de distribuição inicialmente sem a sua adição. Elas são estabelecidas a partir da injeção de potência nas barras e o fluxo de potência ativa e reativa nas linhas.

O modelo analítico utilizado para a segunda etapa da modelagem foi desenvolvido por Acharya, Mahat e Mithulananthan, (2006). Assim o tamanho ótimo ($PDG(t)_i^B$) da geração distribuída para cada barra i do conjunto B é determinado pela Equação (4.19).

$$PDG(t)_i^B = dp(t)_i - \frac{1}{\alpha(t)_{ii}} \left[\sum_{j=1, j \neq i}^N (\alpha(t)_{ij}P(t)_j - \beta(t)_{ij}Q(t)_j) \right] \quad (4.19)$$

Onde:

$$\alpha(t)_{ij} = \frac{r(t)_{ij}}{V(t)_i V(t)_j} \cos \theta(t)_{ij} \quad (4.20)$$

$$\beta(t)_{ij} = \frac{r(t)_{ij}}{V(t)_i V(t)_j} \sin \theta(t)_{ij} \quad (4.21)$$

$$r(t)_{ij} + jx(t)_{ij} = Z(t)_{ij} \quad (4.22)$$

Sendo:

$r(t)_{ij}$ – Resistência da linha entre a barra i e a barra j no estágio t

$x(t)_{ij}$ – Reatância da linha entre a barra i e a barra j no estágio t

$V(t)_i$ – Tensão na barra i no estágio t

$V(t)_j$ – Tensão na barra j no estágio t

$\theta(t)_{ij}$ – Diferença dos ângulos das tensões entre as barras ij no estágio t

$P(t)_j$ – Potência ativa injetada na barra j no estágio t

$Q(t)_j$ – Potência reativa injetada na barra j no estágio t

$dp(t)_i$ – Demanda de potência ativa na barra i no estágio t

$Z(t)_{ij}$ – ij -ésimo termo da matriz de impedância (Z_{bus}) no estágio t

Na Equação (4.19) o conjunto N contém o número de barras existentes no sistema no estágio t , os parâmetros $P(t)_j$ e $Q(t)_j$ representam as injeções líquidas de potência ativa e reativa, respectivamente, na barra j do sistema e equivalem, na mesma ordem, às Equações (4.23) e (4.24).

$$P(t)_j = -dp(t)_j \quad (4.23)$$

$$Q(t)_j = -dq(t)_j \quad (4.24)$$

Os parâmetros $\alpha(t)_{ij}$ e $\beta(t)_{ij}$, conforme as Equações (4.20) e (4.21), são coeficientes determinados através de variáveis fornecidas pela solução do modelo matemático proposto na primeira parte da implementação e variáveis oriundas da matriz de impedâncias (Z_{bus}), que são obtidas, por sua vez, pela inversa da matriz de admitâncias (Y_{bus}) retirando a linha e coluna referente a subestação da topologia radial, para cada estágio simulado.

Para a topologia inicial, sem inserção de GD, considerando apenas a demanda nas barras, tem-se um consumo de potência ativa ou uma injeção negativa de potência ativa, uma vez que $PDG(t)_i = 0$. Para o caso de inserção de GD com potência instalada equivalente a demanda da barra na qual foi alocada, a injeção de potência ativa na barra será nula, já que $PDG(t)_i = dp(t)_i$, assim todo carregamento da barra é atendido pela geração local. Isso faz com que o fluxo de potência na linha seja reduzido e conseqüentemente as perdas elétricas diminuam e o perfil de tensão melhora.

Há ainda a opção de inserção de GD com capacidade instalada superior a demanda da barra de alocação. Neste caso, onde $PDG(t)_i > dp(t)_i$, ocorre excesso de injeção de potência ativa na rede, gerando fluxo reverso de potência ativa através da linha conectada a essa barra. Desta forma, as demais demandas não dependem apenas da geração da subestação, tornando a confiabilidade do sistema maior, além de reduzir os custos com transmissão e com aquisição de energia elétrica das grandes centrais geradoras.

Após calcular a capacidade ótima de injeção de potência ativa da GD para cada barra, encontra-se o melhor local para conexão da GD, visando minimizar as perdas elétricas totais da topologia radial determinada na etapa inicial. O valor das perdas $P(t)_L$ é estimado através da Equação (4.25) para o estágio t .

$$P(t)_L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [\alpha(t)_{ij}(P(t)_i P(t)_j + Q(t)_i Q(t)_j) + \beta(t)_{ij}(Q(t)_i P(t)_j - P(t)_i Q(t)_j)] \quad (4.25)$$

O modelo analítico simplifica as simulações, uma vez que, para calcular o valor exato seria necessária a solução do modelo matemático no número de vezes equivalente ao total de barras existentes na topologia radial final determinada. Ao contrário disso, o modelo proposto utiliza os dados obtidos da última iteração da primeira etapa do modelo matemático para estimar a capacidade ótima – Equação (4.19) – da conexão e o local de melhor alocação para minimização das perdas totais – Equação (4.25).

As perdas totais calculadas (perdas aproximadas) são utilizadas apenas para identificação da localização da melhor barra para inserção da GD, uma vez que essas apresentam o mesmo comportamento das perdas totais exatas. Após o conhecimento da barra que resulta nas menores perdas com a conexão da GD, o modelo matemático é solucionado mais uma vez, considerando agora a inserção dessa geração distribuída (tamanho e localização ótimos), determinando assim as perdas totais exatas.

4.7 Algoritmo Heurístico Construtivo Aplicado ao Modelo Híbrido Não Linear com Alocação de GD

O algoritmo implementado para resolver o PESD, produto desenvolvido neste trabalho, opera para três estágios distintos e entrega dois resultados dividido em duas etapas. O fluxograma dado pela Figura 4.2 representa, de forma resumida, as etapas de execução do algoritmo.

A primeira etapa é dedicada a encontrar uma topologia radial de boa qualidade para o problema de planejamento da expansão de sistema de distribuição de energia elétrica por estágio considerado, atendendo as restrições técnicas, a demanda futura prevista e minimizando o custo de investimento. A segunda etapa é dedicada em avaliar as topologias encontradas e entregar um prognóstico de alocação de geração distribuída para cada uma delas, indicando a melhor barra para inserção de GD e seu respectivo tamanho ótimo para otimizar a redução de perdas totais no sistema.

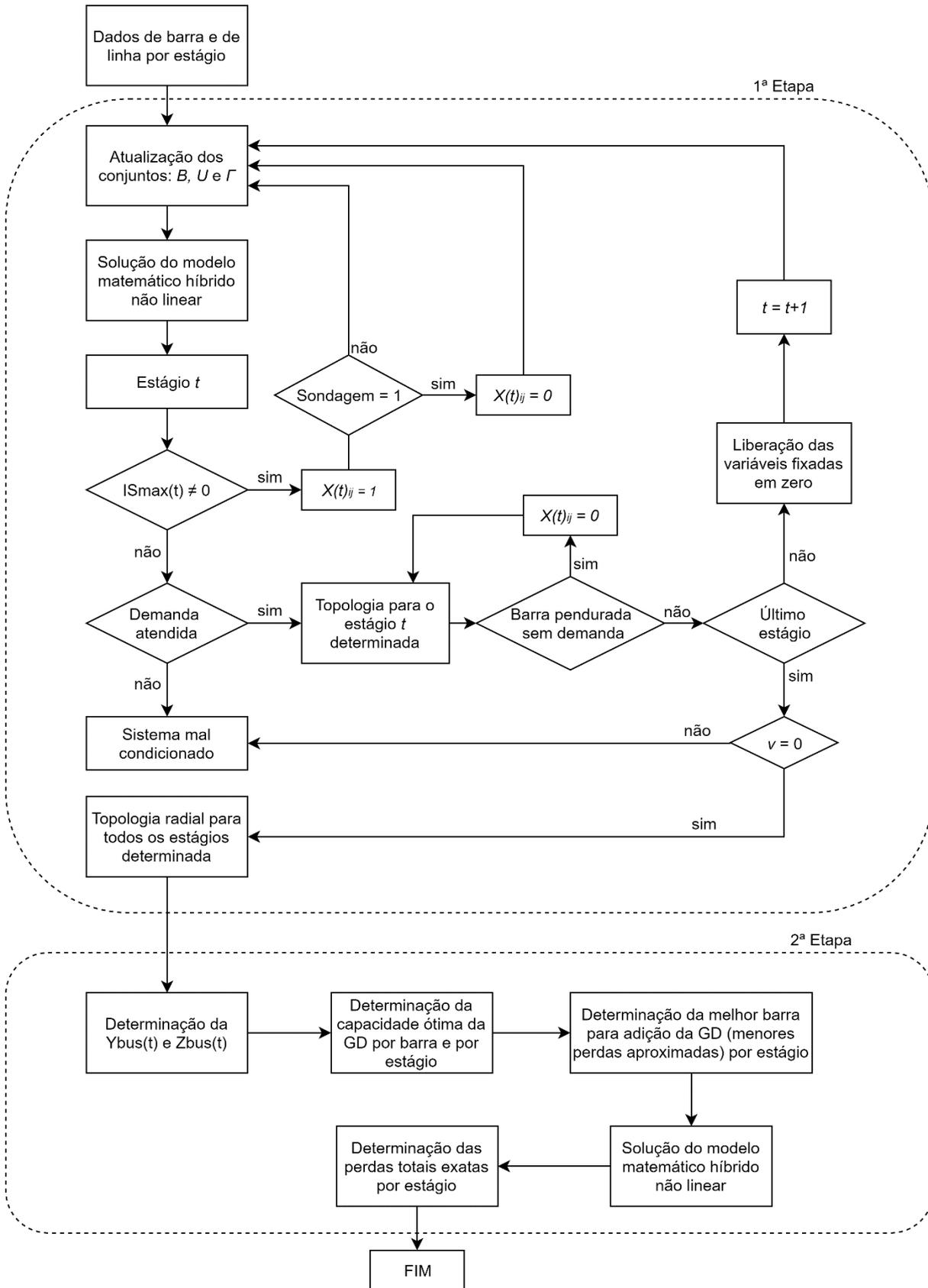


Figura 4.2 – Fluxograma para o AHC especializado.
 Fonte: Elaboração própria.

A primeira etapa é solucionada pelo AHC especializado considerando o planejamento multiestágio, ora dinâmico, ora pseudodinâmico, para o modelo matemático híbrido não linear. A solução por estágio é construída de forma iterativa, onde o indicador de sensibilidade específico (dinâmico ou pseudodinâmico) determina qual a melhor linha para ser adicionada em cada iteração, de acordo com os dados obtidos da solução do modelo matemático. O processo é encerrado quando a melhor topologia radial do modelo é encontrada por estágio, finalizando a primeira etapa.

A segunda etapa de execução inicia-se calculando analiticamente a capacidade ótima de geração distribuída para cada barra existente na topologia encontrada na etapa anterior. Considerando essas gerações, calculam-se então as perdas resultantes do sistema com a inserção da geração em cada uma das barras e escolhe-se a geração que resultar menores perdas aproximadas totais. Para calcular essas grandezas utilizam-se os valores obtidos na última iteração da primeira etapa do modelo desenvolvido. Após determinado o local de inserção as perdas totais são recalculadas, agora de forma exata, solucionando mais uma vez o modelo matemático e atualizando as variáveis.

4.7.1 Sistema de demonstração

Para demonstrar o funcionamento de forma simplificada do modelo proposto, o AHC especializado é aplicado a um sistema teste de 6 barras, 1 subestação, 7 possibilidades de construção de linhas e 3 estágios. Considerou-se que nenhuma linha está inicialmente construída. A topologia do sistema com as linhas candidatas é ilustrada através da Figura 4.3.

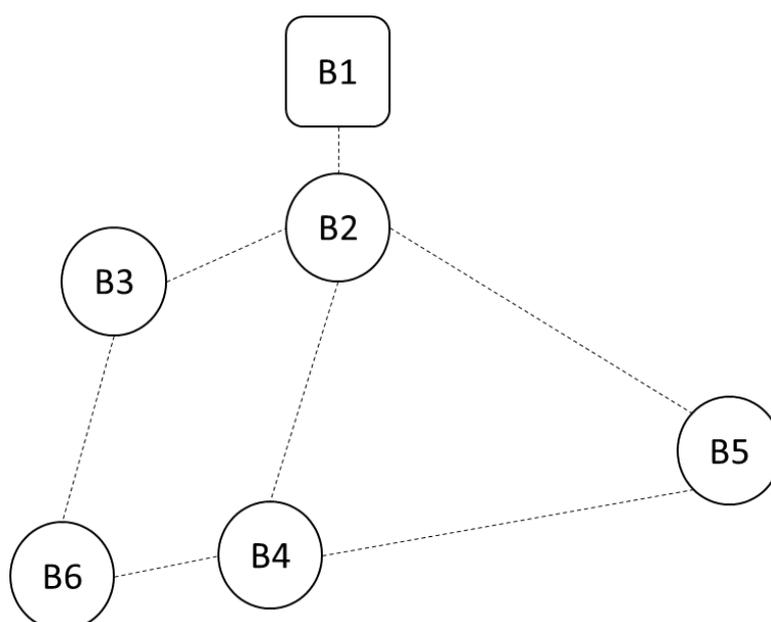


Figura 4.3 – Topologia do sistema de demonstração.
Fonte: Elaboração própria.

O sistema possui tensão nominal de 13,8 kV por fase, com tolerância operativa de $\pm 3\%$ (limite inferior de 13,386 kV e limite superior de 14,214 kV), custo de corte de carga de \$5.000.000,00 e fator de potência igual a 0,9 (indutivo). Os dados de demanda dos barramentos por estágio são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Dados de demanda por barra para os 3 estágios.

Barra	Demanda (VA)		
	T ₁	T ₂	T ₃
B1	0	0	0
B2	0	172.500	172.500
B3	640.000	640.000	725.000
B4	0	256.500	256.500
B5	0	172.500	172.500
B6	0	356.000	356.000

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 4.2 são expressas as sete possibilidades de conexão para construção do sistema de distribuição proposto e seu respectivo comprimento, dados em quilômetros.

Tabela 4.2 – Dados de comprimento de linha.

Barra De	Barra Para	Comprimento (km)
B1	B2	0,20209
B2	B3	0,59260
B2	B4	1,85962
B2	B5	1,96862
B3	B6	1,59628
B4	B5	2,10000
B4	B6	0,65260

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 4.3 são apresentados os dados de capacidade de geração da subestação para cada estágio previsto.

Tabela 4.3 – Dados de geração da subestação para os três estágios.

Barra associada à subestação	Geração (VA)		
	T ₁	T ₂	T ₃
B1	10.000.000	20.000.000	20.000.000

Fonte: Elaboração própria.

Para o sistema em questão considerou-se três situações de problemas:

- i. Sistema com apenas uma opção de condutor e indicador de sensibilidade em multiestágio dinâmico;
- ii. Sistema com três opções de condutores e indicador de sensibilidade em multiestágio dinâmico; e
- iii. Sistema com três opções de condutores e indicador de sensibilidade em multiestágio pseudodinâmico.

Para o sistema i, que conta com apenas uma opção de linha para construção, as características da linha são apresentadas pela Tabela 4.4, trata-se de um condutor de alumínio 1/0.

Tabela 4.4 – Características do condutor a ser construído, sistema i.

Linha	Cap (A)	R (Ω /km)	X (Ω /km)	Custo (\$/km)
L1	230	0,6045	0,429	16.000

Fonte: Elaboração própria.

Para o estágio 1, o resultado obtido consiste na construção de duas linhas. Na primeira iteração há conexão da subestação (B1) à rede através da única possibilidade disponibilizada, por meio da barra 2 (B2). Com isso a possibilidade de conexão B1.B2 deixa o conjunto de linhas candidatas (Conjunto U) e é incluído no conjunto de linhas existentes (Conjunto B). Esse processo de mudança de linhas nos conjuntos se repete nas demais iterações, até que o conjunto de linhas candidatas esteja vazio. A tensão na barra 2 assume o valor de 35.532,3 V.

Na segunda iteração, a linha conectada é a de maior índice de sensibilidade (B2.B3), e representa a conexão da única barra com demanda no estágio, a barra 3 (B3) assume uma tensão de 35.524,536V.

Com isso, encerra-se o estágio 1. Os resultados do indicador de sensibilidade e o custo de construção por iteração são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Resultado das iterações do estágio 1, sistema de demonstração i.

Iteração	Candidatos Radiais	Indicador de sensibilidade	Circuito escolhido para adição	Custo da construção
1	B1.B2	4,093	B1.B2	\$ 3.233,44
2	B2.B3	0,958	B2.B3	\$ 9.481,60
	B2.B4	0,059		

Fonte: Elaboração própria.

A topologia final para esse primeiro estágio é representada na Figura 4.4.

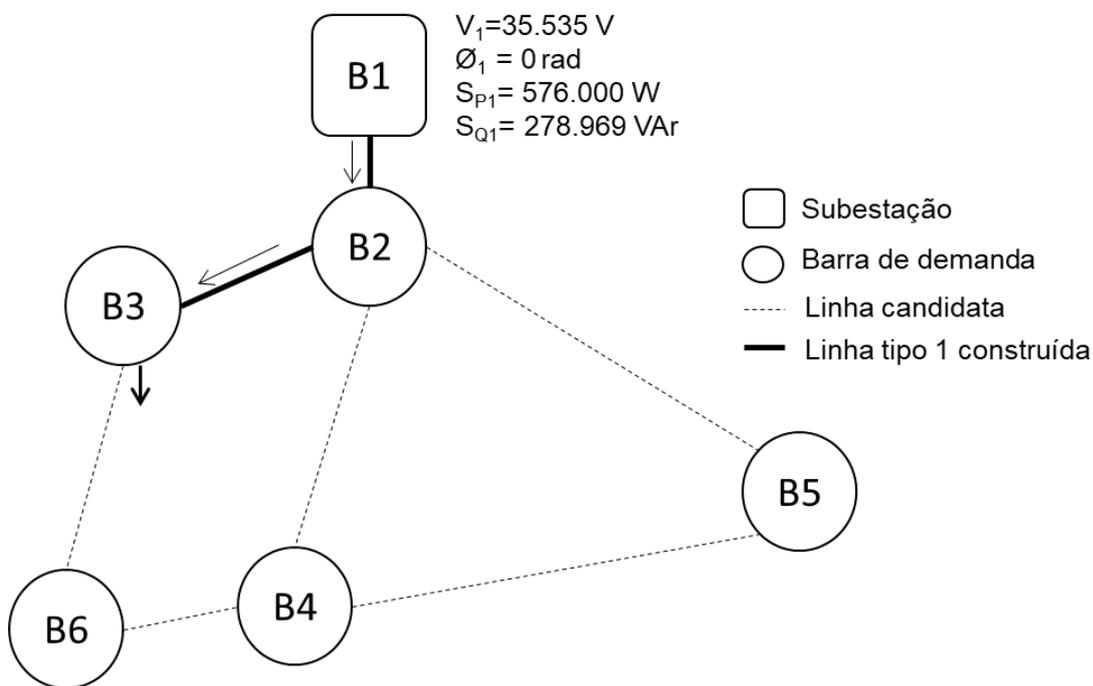


Figura 4.4 – Topologia radial para o estágio 1, sistema de demonstração i.

Fonte: Elaboração própria.

Inicia-se então o estágio 2, na primeira iteração há três opções de linhas candidatas (B2.B4, B2.B5 e B3.B6). A linha de maior índice de sensibilidade que foi escolhida para adição consiste na interligação entre as barras 3 (B3) e 6 (B6). Na iteração sucessiva, entre três possibilidades, a linha adicionada conecta a barra 4 (B4) à barra 6 (B6). E por fim, com uma única opção de construção, a terceira iteração adiciona ao sistema a linha B2.B5 e finaliza o segundo estágio. Os resultados do indicador de sensibilidade e o custo de construção por iteração são apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Resultado das iterações do estágio 2, sistema de demonstração i.

Iteração	Candidatos Radiais	Indicador de sensibilidade	Circuito escolhido para adição	Custo da construção
1	B2.B4	0,043	B3.B6	\$ 23.218,85
	B2.B5	0,038		
	B3.B6	0,117		
2	B2.B4	0,023	B4.B6	\$ 9.492,46
	B2.B5	0,038		
	B4.B6	0,081		
3	B2.B5	0,038	B2.B5	\$ 28.634,76

Fonte: Elaboração própria.

Considerando a inclusão de demandas nas barras 4 (B4), 5 (B5) e 6 (B6) a topologia final para o estágio atual (T2) é ilustrada através da Figura 4.5.

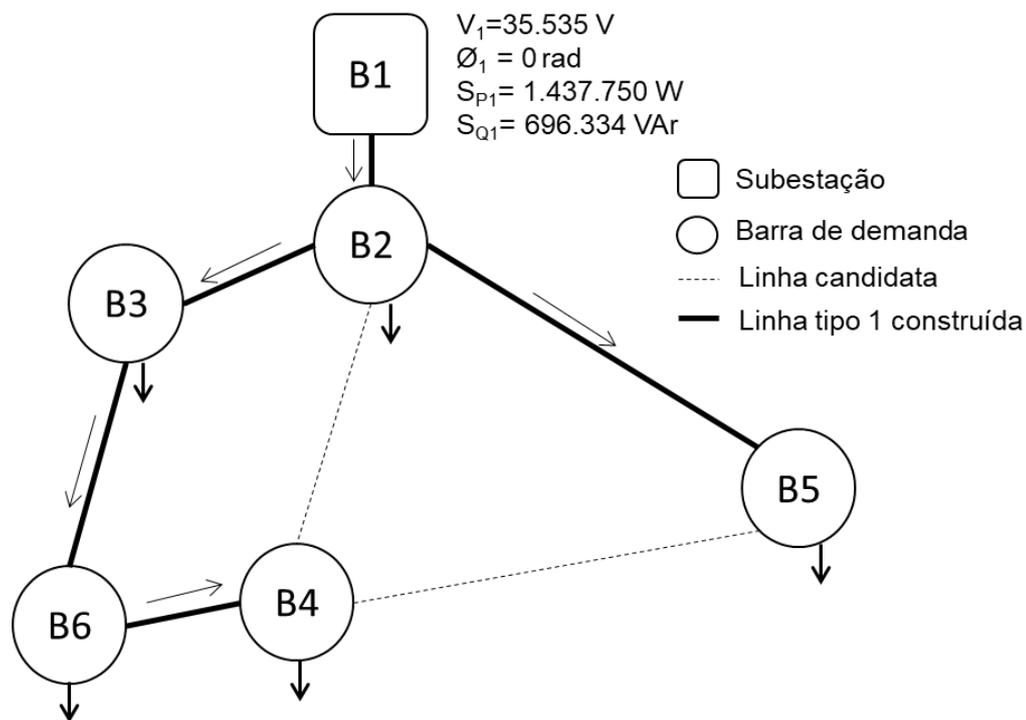


Figura 4.5 – Topologia radial para o estágio 2, sistema de demonstração i.

Fonte: Elaboração própria.

Para o estágio 3, não houve inclusão de novas demandas, apenas a ampliação dessas grandezas com relação ao estágio anterior, nesse caso a topologia para o estágio (T3), apresentada pela Figura 4.6, é mantida igual ao estágio anterior (T2), não havendo necessidade de construção de novas linhas, uma vez que a topologia encontrada anteriormente já foi determinada com capacidade para atender os estágios sucessores. A diferença nesse

estágio encontra-se no fluxo de potência existente nas linhas, que pode ser observado pela quantidade de potência injetada pela subestação, maior que no estágio anterior.

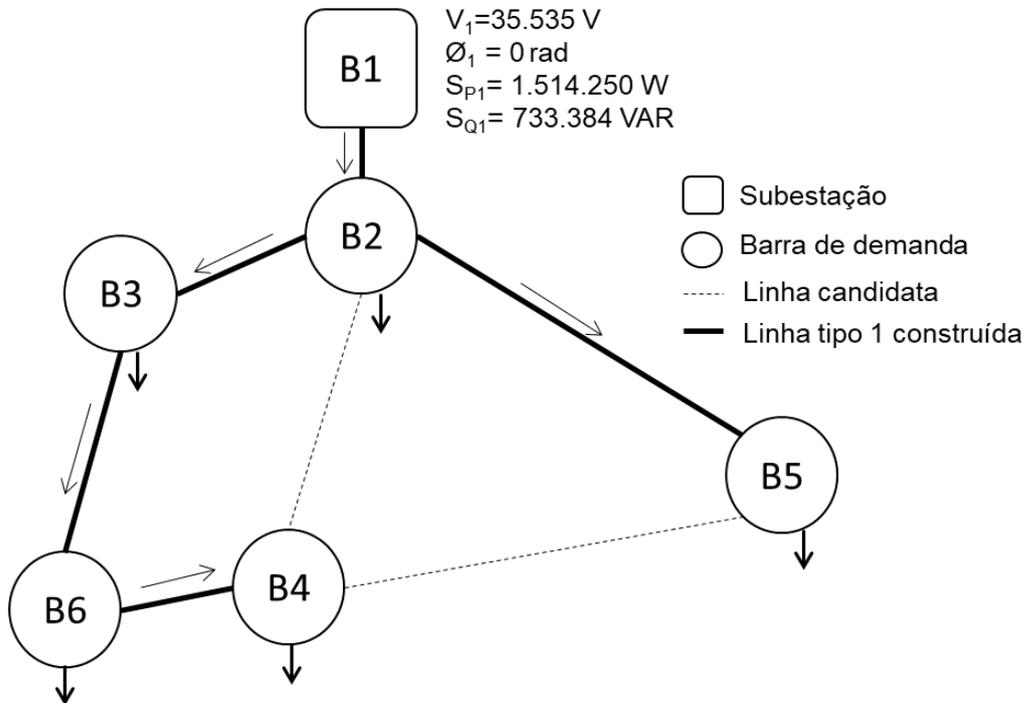


Figura 4.6 – Topologia radial para o estágio 3, sistema de demonstração i.
Fonte: Elaboração própria.

Os valores de tensão para as barras construídas em cada um dos estágios são apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, sistema i.

Barra	Tensão (V)		
	T1	T2	T3
B1	35.535	35.535	35.535
B2	35.532,339	35.528,358	35.528,005
B3	35.524,536	35.513,086	35.511,696
B4	0	35.489,511	35.488,120
B5	0	35.521,371	35.521,017
B6	0	35.492,959	35.491,569

Fonte: Elaboração própria.

O processo para determinar uma topologia radial de boa qualidade para cada um dos estágios previstos no sistema de demonstração consistiu em 5 iterações construtivas, 2 no primeiro estágio e 3 no segundo estágio, totalizando um investimento acumulado de \$ 74.061,11. Nota-se, por inspeção, que as linhas mais caras apresentaram indicador de sensibilidade menor e, conseqüentemente, não foram construídas, conforme se esperava da estratégia utilizada pelo AHC especializado proposto.

Com as três topologias determinadas, uma para cada estágio, inicia-se a 2ª etapa do algoritmo, referente à alocação de geração distribuída. O passo preliminar consiste no cálculo da capacidade ótima de geração para cada uma das barras conectadas ao sistema (Tabela 4.8)

Tabela 4.8 – Capacidade ótima de geração, sistema i.

Barra	Potência ativa (kW)		
	T1	T2	T3
B2	576,116	1.438,531	1.515,093
B3	576,000	1.206,516	1.283,013
B4	0	653,440	673,403
B5	0	274,732	281,861
B6	0	768,857	794,271

Fonte: Elaboração própria.

O passo seguinte consiste em determinar o melhor local para inserção da geração referida como capacidade ótima, a fim de minimizar as perdas totais do sistema. No estágio 1, a barra que gerou as menores perdas sistêmicas foi a barra 2 (B2), considerando uma GD de 576,116 kW. Nos estágios 2 e 3 a barra que otimiza as perdas foi, para ambos, a barra 6 (B6), considerando uma GD de 768,857 kW para o estágio 2 e 794,271 kW para o estágio 3.

Considerando a alocação da geração distribuída no melhor local indicado no sistema de demonstração e com sua capacidade ótima, o resultado das perdas por estágio foi melhorado, como mostra a Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de demonstração, caso i.

	Perdas elétricas totais (kW)		
	T1	T2	T3
Perdas sem GD	0,155	1.029,219	1.118,865
Perdas aproximadas com GD	0,123	351,023	395,039
Perdas exatas com GD	0,123	350,685	394,659

Fonte: Elaboração própria.

A adição da geração distribuída nos três estágios gerou redução das perdas elétricas totais, totalizando uma diminuição de 20,61% no primeiro estágio, de 65,92% no segundo estágio e 64,72% no terceiro estágio.

A inserção de GD com capacidade maior do que a demanda na barra ($PDG(t)_i > dp(t)_i$) em todos os estágios alterou o fluxo de potência no sistema (otimização), melhorando a distribuição das correntes elétricas e o perfil de tensão na rede, como observado nas Figuras 4.7, 4.8 e 4.9, para o estágio 1, 2 e 3, respectivamente. Com isso, houve alívio de carga nos alimentadores e menor solicitação de potência à subestação.

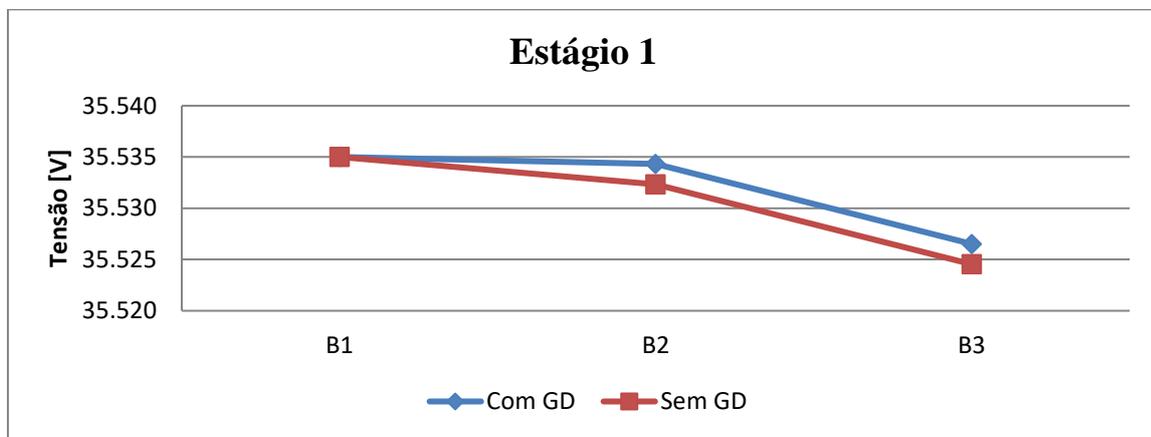


Figura 4.7 – Perfil de tensão com GD no ponto ótimo para o estágio 1, sistema i.
Fonte: Elaboração própria.

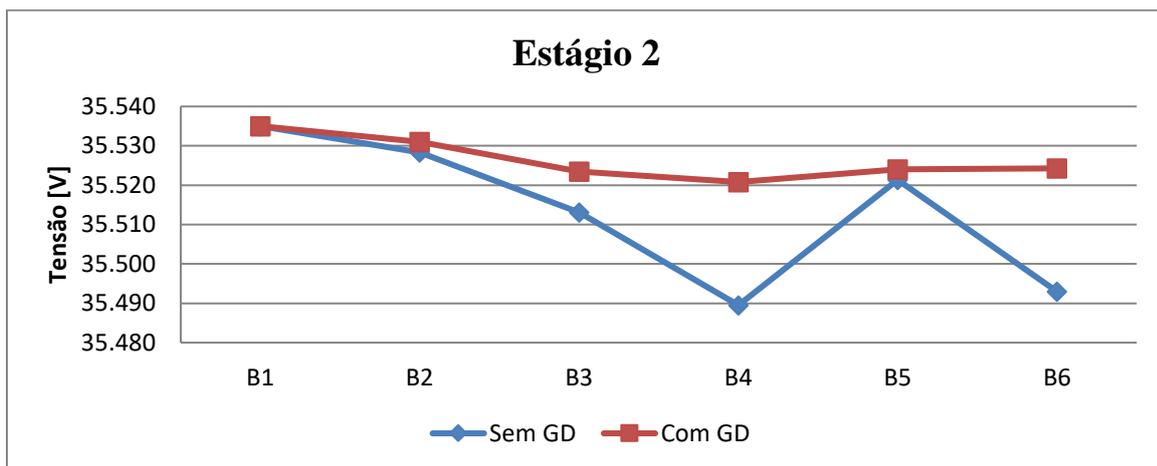


Figura 4.8 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de demonstração i.
Fonte: Elaboração própria.

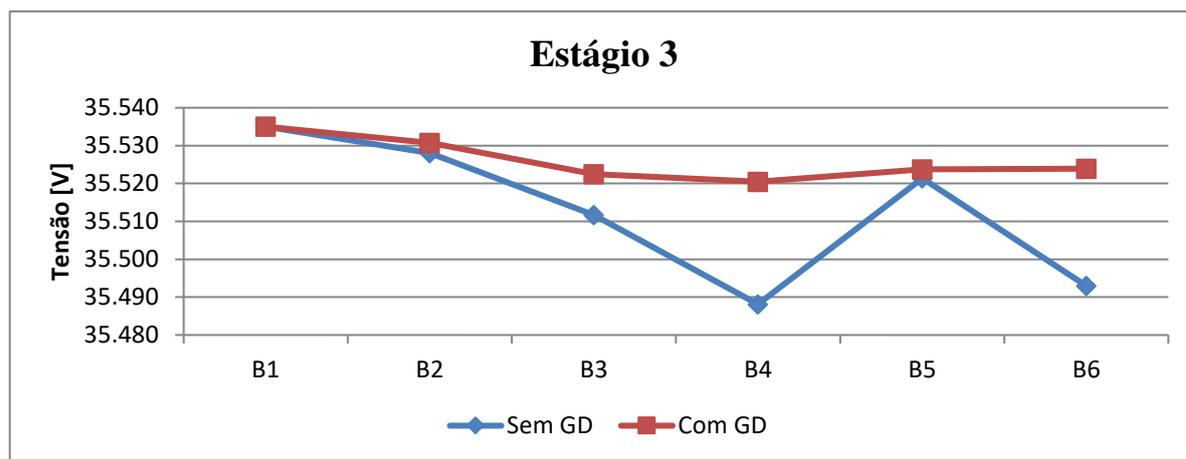


Figura 4.9 – Perfil de tensão com GD no ponto ótimo para o estágio 3, sistema i.
Fonte: Elaboração própria.

Os sistemas ii e iii, foram concebidos para optarem por três variantes de condutores para construção das linhas. Por se tratar de um sistema ilustrativo, as capacidades das linhas dos condutores 1 (L1) e 2 (L2) foram definidas a fim de permitir que comportamento da escolha de linha para esse sistema fosse atendida, não se preocupado com as características reais de um sistema de distribuição, como apresentado na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Características dos condutores a serem construídos, sistemas ii e iii.

Linha	Cap (A)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Custo (\$/km)
L1	10	0,9052	0,5249	10.000
L2	20	0,6850	0,4441	13.000
L3	230	0,6045	0,4290	16.000

Fonte: Elaboração própria.

No sistema ii, o indicador de sensibilidade utilizado é multiestágio dinâmico, idem ao sistema i. Com a opção de escolha de condutores para adição por iteração, o comportamento esperado é de redução de investimentos, uma vez que, em alguns casos, um condutor de menor capacidade, e conseqüentemente menor custo, atende as necessidades de fluxo de potência para o problema em questão.

Para o estágio 1, a escolha das linhas adicionadas, assim como o condutor associado a elas, foi o mesmo apresentado pela simulação do sistema i, como mostra a Tabela 4.11. Isso demonstra, que para essas duas linhas os condutores de menor capacidade disponibilizados não atendem as necessidades operativas requeridas.

Tabela 4.11 – Resultado das iterações do estágio 1, sistema de demonstração ii.

Iteração	Candidatos Radiais	Indicador de sensibilidade	Circuito escolhido para adição	Tipo de linha adicionada	Custo da construção
1	B1.B2	6,14	B1.B2	L3	\$ 3.233,44
2	B2.B3	1,437	B2.B3	L3	\$ 9.481,60

Fonte: Elaboração própria.

A topologia final para esse primeiro estágio é representada pela Figura 4.10.

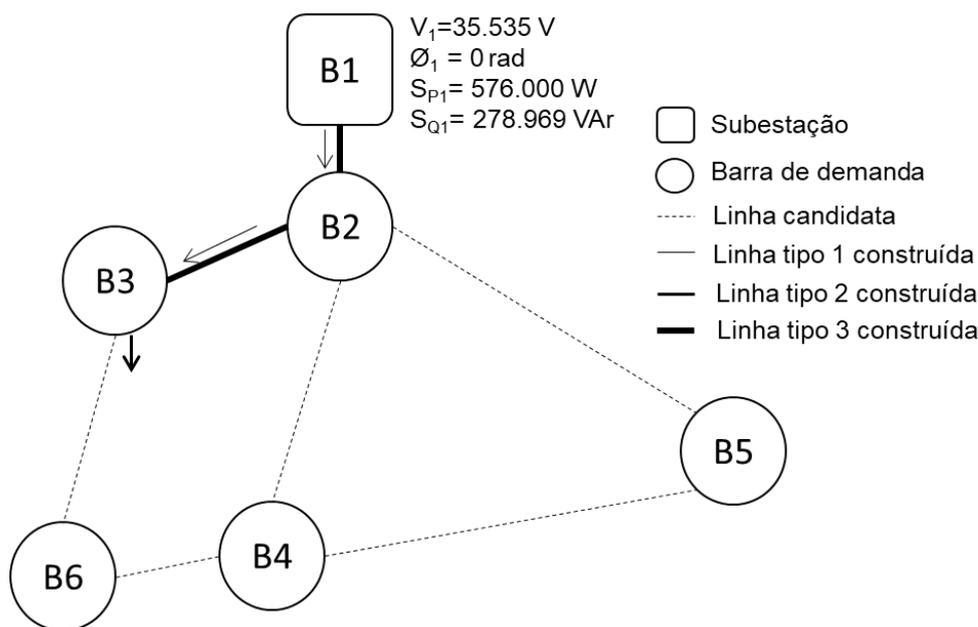


Figura 4.10 – Topologia radial para o estágio 1, sistema de demonstração ii.

Fonte: Elaboração própria.

No estágio 2, as linhas indicadas para inserção foram as mesmas encontradas no sistema i, comportamento esse já esperado, uma vez que o indicador de sensibilidade em ambos os casos foi o mesmo. A variação ocorreu na escolha do condutor, para as 3 iterações desse estágio, os condutores de menor capacidade atenderam as necessidades operativas solicitadas e foram escolhidos para adição. A adição da linha B3.B6 ocorreu com o condutor tipo 2 e a adição das linhas B4.B6 e B2.B5 ocorreram com o condutor tipo 1. Os indicadores de sensibilidade e os custos inerentes a essa construção estão expostos na Tabela 4.12.

A topologia final para o segundo estágio é representada pela Figura 4.11. Observa-se a diferença dos condutores construídos, representada por espessuras distintas.

Tabela 4.12 – Resultado das iterações do estágio 2, sistema de demonstração ii.

Iteração	Candidatos Radiais	Indicador de sensibilidade	Circuito escolhido para adição	Tipo de linha adicionada	Custo da construção
1	B2.B4	0,089	B3.B6	L2	\$ 18.865,32
	B2.B5	0,057			
	B3.B6	0,144			
2	B2.B4	0,064	B4.B6	L1	\$ 5.932,79
	B2.B5	0,057			
	B4.B6	0,102			
3	B2.B5	0,057	B2.B5	L1	\$ 17.896,72

Fonte: Elaboração própria.

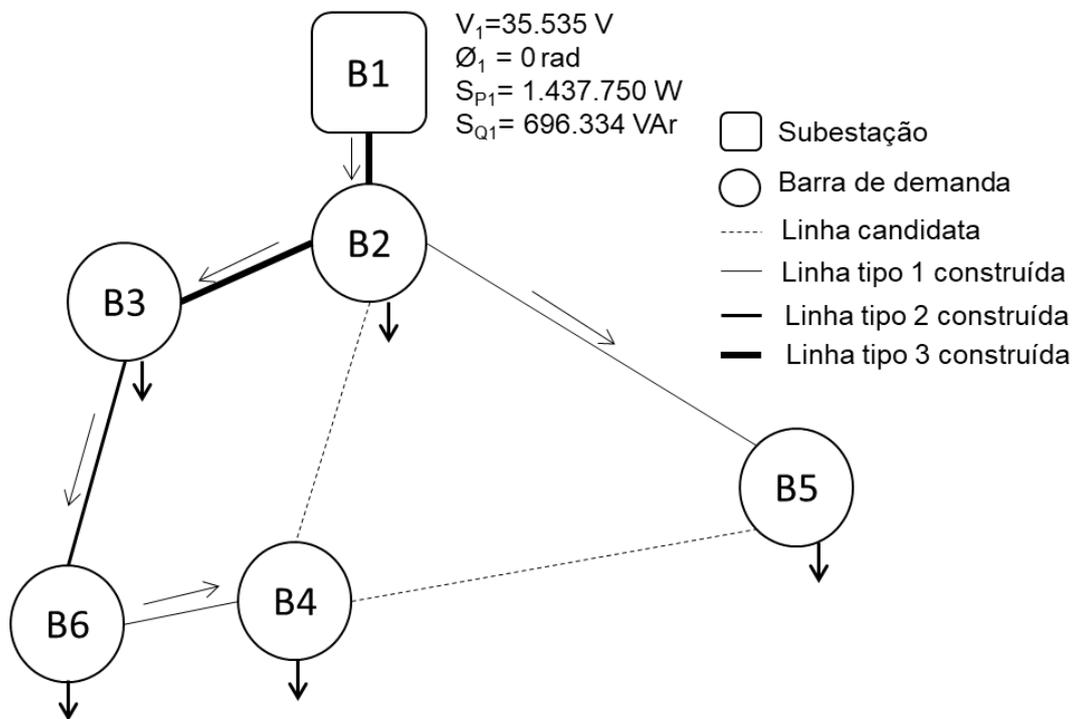


Figura 4.11 – Topologia radial para o estágio 2, sistema de demonstração ii.

Fonte: Elaboração própria.

Para o estágio 3, mais uma vez, por não haver inclusão de novas demandas, não ocorreu novas construções de linhas, mantendo a mesma topologia encontrada no estágio 2. A diferença nesse estágio encontra-se no fluxo de potência existente nas linhas, que pode ser observado pela quantidade de potência injetada pela subestação (Figura 4.12), maior que no estágio anterior.

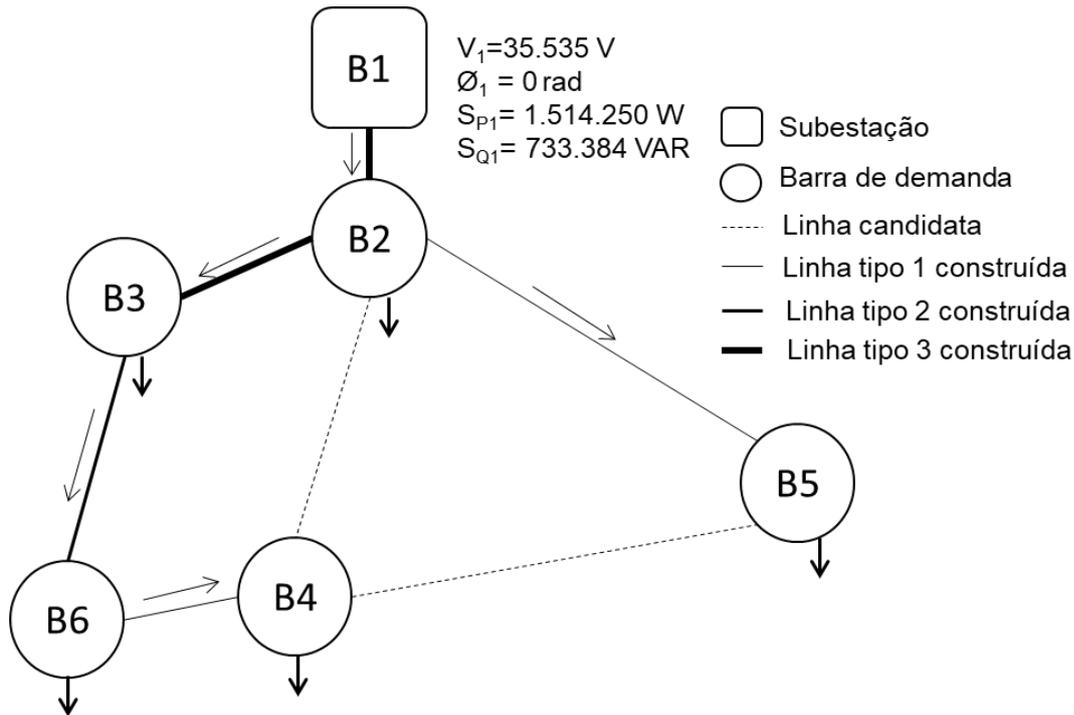


Figura 4.12 – Topologia radial para o estágio 3, sistema de demonstração ii.
Fonte: Elaboração própria.

Os valores de tensão para as barras construídas em cada estágio são apresentados na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, sistema ii.

Barra	Tensão (V)		
	T1	T2	T3
B1	35.535	35.535	35.535
B2	35.532,339	35.528,358	35.528,005
B3	35.524,536	35.513,086	35.511,696
B4	0	35.485,861	35.484,470
B5	0	35.518,385	35.518,031
B6	0	35.490,784	35.489,393

Fonte: Elaboração própria.

A topologia radial encontrada foi de boa qualidade, sendo obtida em 5 iterações construtivas, 2 no primeiro estágio e 3 no segundo estágio, totalizando um investimento acumulado de \$ 55.409,87.

Com as três topologias definidas, iniciou-se a 2ª etapa do algoritmo, referente à alocação de geração distribuída. O passo preliminar consiste no cálculo da capacidade ótima de geração para cada uma das barras conectadas ao sistema (Tabela 4.14).

Tabela 4.14 – Dados de capacidade ótima de geração, sistema ii.

Barra	Potência ativa (kW)		
	T1	T2	T3
B2	576,116	1.438,593	1.515,156
B3	576,000	1.206,568	1.283,066
B4	0	609,023	625,988
B5	0	237,586	242,498
B6	0	751,088	774,426

Fonte: Elaboração própria.

O melhor local para inserção da geração distribuída, visando minimizar as perdas totais do sistema, foi equivalente ao sistema i. No estágio 1, a barra que gerou as menores perdas sistêmicas foi a barra 2 (B2), considerando uma GD de 576,116 kW. Nos estágios 2 e 3 a barra que otimizou as perdas foi, para ambos, a barra 6 (B6), considerando uma GD de 751,088 kW para o estágio 2 e 774,426 kW para o estágio 3.

Considerando a alocação da geração distribuída no melhor local indicado no sistema de demonstração e com sua capacidade ótima, o resultado das perdas por estágio foi melhorado, como mostra a Tabela 4.15.

Tabela 4.15 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de demonstração, caso ii.

	Perdas elétricas totais (kW)		
	T1	T2	T3
Perdas sem GD	0,1552	1,0918	1,181
Perdas aproximadas com GD	0,1237	0,3869	0,432
Perdas exatas com GD	0,1237	0,3865	0,431

Fonte: Elaboração própria.

A adição da geração distribuída nos três estágios gerou redução das perdas elétricas totais, totalizando uma diminuição de 20,61% no primeiro estágio, de 64,59% no segundo estágio e 63,46% no terceiro estágio. A escolha de condutores de menores capacidade para o

atendimento da demanda do estágio 2 e 3, fez com que o custo fosse minimizado e as perdas elétricas incrementadas, com relação ao cenário anterior.

A inserção de GD com capacidade maior do que a demanda na barra ($PDG(t)_i > dp(t)_i$) em todos os estágios alterou o fluxo de potência no sistema (otimização), melhorando a distribuição das correntes elétricas e o perfil de tensão na rede, como observado nas Figuras 4.13, 4.14 e 4.15, para o estágio 1, 2 e 3, respectivamente. Com isso, houve alívio de carga nos alimentadores e menor solicitação de potência à subestação.

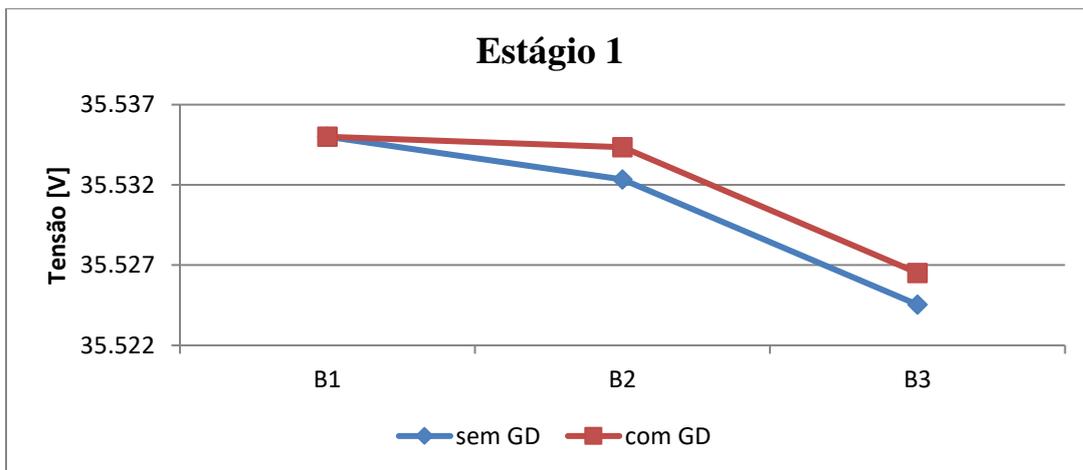


Figura 4.13 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 1, sistema ii.
Fonte: Elaboração própria.

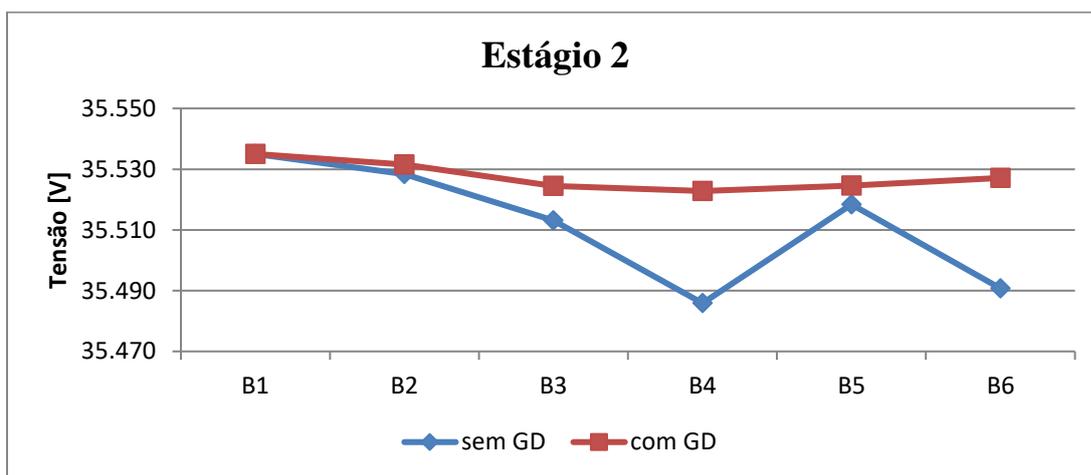


Figura 4.14 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 2, sistema ii.
Fonte: Elaboração própria.

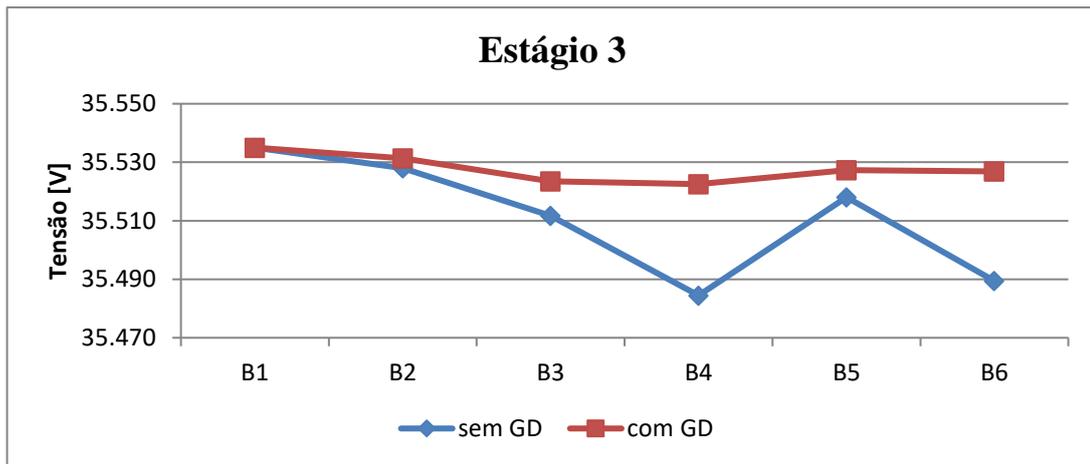


Figura 4.15 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 3, sistema ii.
Fonte: Elaboração própria.

No sistema iii, a opção de adição de três tipos distintos de condutores nas linhas é o mesmo do problema ii, o que difere entre eles nesse caso é o indicador de sensibilidade utilizado (multiestágio pseudodinâmico). O indicador pseudodinâmico não leva em consideração os estágios subsequentes para escolha da melhor linha para adição, mas usa os resultados da etapa anterior como entrada da etapa atual. Neste caso, era esperado um resultado de pior qualidade em relação ao sistema ii.

Para o estágio 1, a escolha das linhas adicionadas, assim como o condutor associado a elas, foi o mesmo apresentado pela simulação do sistema i e ii, como mostra a Tabela 4.16, mesmo com a alteração do indicador de sensibilidade.

Tabela 4.16 – Resultado das iterações do estágio 1, sistema de demonstração iii.

Iteração	Candidatos Radiais	Indicador de sensibilidade	Circuito escolhido para adição	Tipo de linha adicionada	Custo da construção
1	B1.B2	0,886	B1.B2	L3	\$ 3.233,44
2	B2.B3	0,302	B2.B3	L3	\$ 9.481,60

Fonte: Elaboração própria.

A topologia final para esse primeiro estágio é representada pela Figura 4.16.

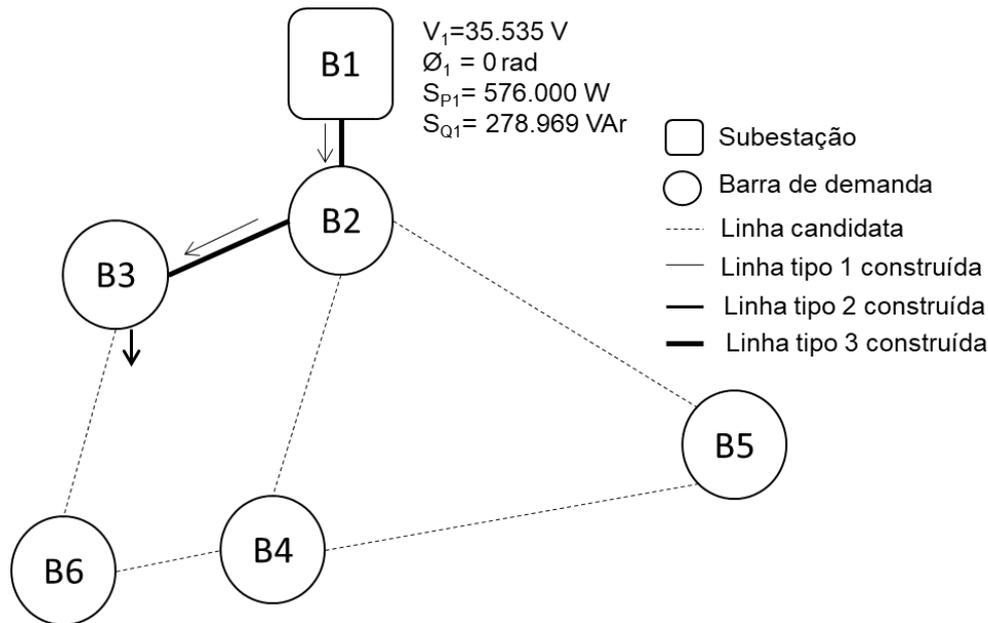


Figura 4.16 – Topologia radial para o estágio 1, sistema de demonstração iii.
 Fonte: Elaboração própria.

No estágio 2, a segunda iteração escolheu uma adição de linha diferente das apresentadas nos sistemas i e ii, construindo a linha B2.B4, o que demonstra a piora na qualidade da resposta gerada com esse indicador. As demais linhas indicadas para inserção se mantiveram iguais às encontradas anteriormente, assim como os condutores associados a elas. Os indicadores de sensibilidade e os custos inerentes a essa construção estão expostos na Tabela 4.17.

Tabela 4.17 – Resultado das iterações do estágio 2, sistema de demonstração iii.

Iteração	Candidatos Radiais	Indicador de sensibilidade	Circuito escolhido para adição	Tipo de linha adicionada	Custo da construção
1	B2.B4	0,068	B3.B6	L2	\$ 18.865,32
	B2.B5	0,043			
	B3.B6	0,11			
2	B2.B4	0,067	B2.B4	L1	\$ 16.905,81
	B2.B5	0,043			
	B4.B6	0,006			
3	B2.B5	0,043	B2.B5	L1	R\$ 17.896,72

Fonte: Elaboração própria.

A topologia final do segundo estágio é representada na Figura 4.17. Observa-se a diferença na configuração das linhas construídas.

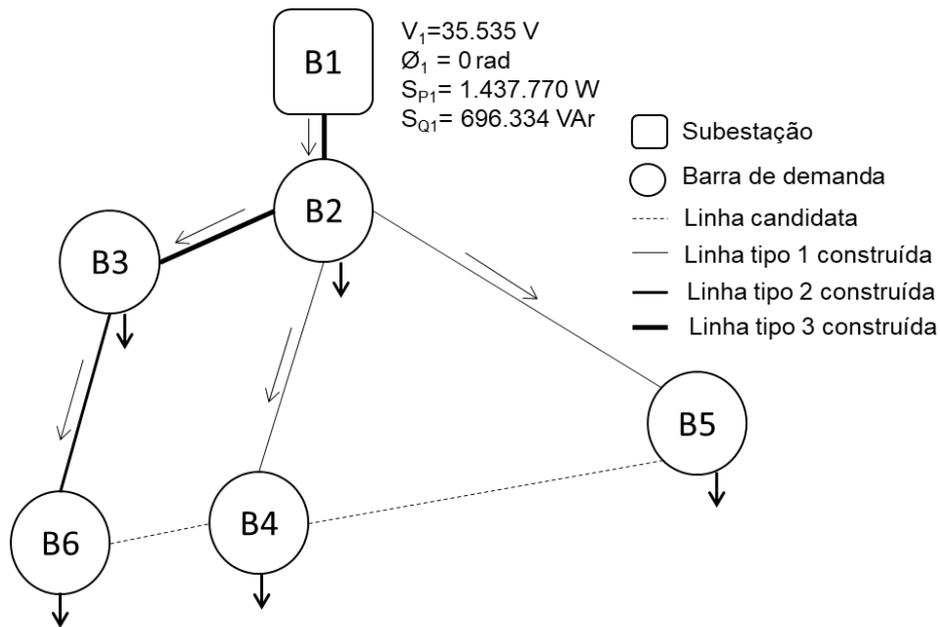


Figura 4.17 – Topologia radial para o estágio 2, sistema de demonstração iii.
 Fonte: Elaboração própria.

Para o estágio 3, mais uma vez, por não haver inclusão de novas demandas, não ocorreu novas construções de linhas, mantendo a topologia final do estágio 2. A diferença nesse estágio encontra-se no fluxo de potência existente nas linhas, que pode ser observado pela quantidade de potência injetada pela subestação (Figura 4.18), maior que no estágio anterior.

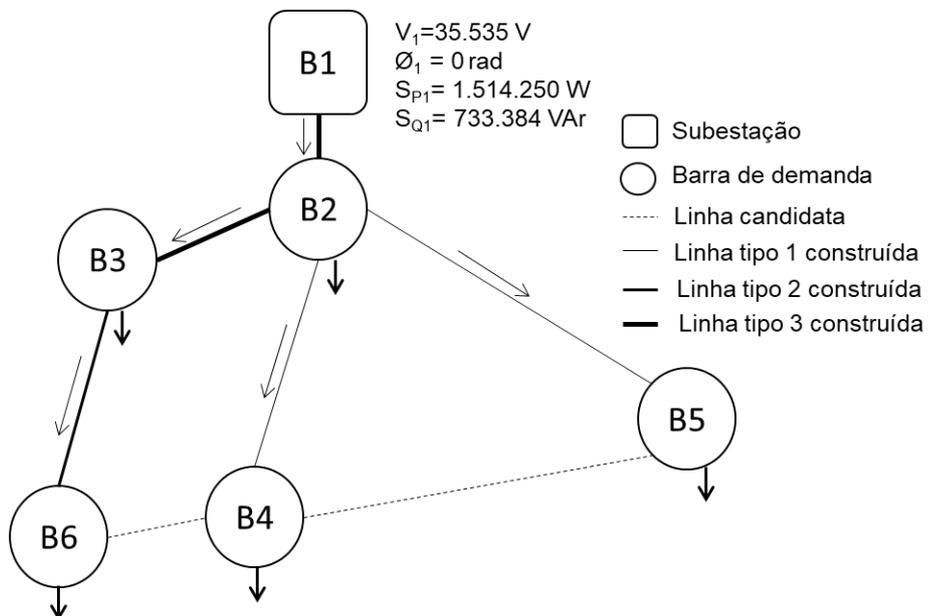


Figura 4.18 – Topologia radial para o estágio 3, sistema de demonstração iii.
 Fonte: Elaboração própria.

Os valores de tensão para as barras construídas em cada um dos estágios são apresentados na Tabela 4.18.

Tabela 4.18 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, sistema iii.

Barra	Tensão (V)		
	T1	T2	T3
B1	35.535	35.535	35.535
B2	35.532,339	35.528,358	35.528,005
B3	35.524,536	35516,214	35.514,824
B4	0	35.514,349	35.513,995
B5	0	35.518,385	35.518,031
B6	0	35.503,252	35.501,862

Fonte: Elaboração própria.

A topologia desse sistema para todos os estágios foi determinada em 5 iterações construtivas, 2 no primeiro estágio e 3 no segundo estágio, totalizando um investimento acumulado de \$ 66.382,886.

Com as topologias definidas, iniciou-se a 2ª etapa do algoritmo, referente à alocação de geração distribuída. O passo preliminar consiste no cálculo da capacidade ótima de geração para cada uma das barras conectadas ao sistema (Tabela 4.19).

Tabela 4.19 – Dados de capacidade ótima de geração, sistema iii.

Barra	Potência ativa (kW)		
	T1	T2	T3
B2	576,116	1.438,593	1.515,156
B3	576,000	1.206,568	1.283,066
B4	0	609,023	625,988
B5	0	237,586	242,498
B6	0	751,088	774,426

Fonte: Elaboração própria.

O melhor local para inserção de geração distribuída, para minimizar as perdas totais do sistema, foi modificado. No estágio 1, a barra que gerou as menores perdas sistêmicas foi mantida na barra 2 (B2), considerando uma GD de 576,116 kW. Nos estágios 2 e 3, no entanto, a barra que otimizou as perdas foi, para ambos, a barra 3 (B3), considerando uma GD de 1,206 MW para o estágio 2 e 1,283 MW para o estágio 3.

Considerando a alocação da geração distribuída no melhor local indicado no sistema de demonstração e com sua capacidade ótima, o resultado das perdas por estágio foi melhorado, como mostra a Tabela 4.20.

Tabela 4.20 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de demonstração, caso iii.

	Perdas elétricas totais (kW)		
	T1	T2	T3
Perdas sem GD	0,155	0,768	0,846
Perdas aproximadas com GD	0,12379	0,386	0,3761
Perdas exatas com GD	0,12378	0,361	0,3758

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que as perdas elétricas totais para esse sistema foram reduzidas, com relação ao sistema i e ii, isso porque a topologia definida nesse cenário totalizou menores distâncias elétricas em relação ao ponto mais distante da subestação. Entretanto, o custo para sua construção foi superior aos anteriores. A adição da geração distribuída nos três estágios gerou redução das perdas elétricas totais, totalizando uma diminuição de 20,61% no primeiro estágio, de 53,01% no segundo estágio e 55,57% no terceiro estágio.

A inserção de GD com capacidade maior do que a demanda na barra ($PDG(t)_i > dp(t)_i$) em todos os estágios alterou o fluxo de potência no sistema (otimização), melhorando a distribuição das correntes elétricas e o perfil de tensão na rede, como observado nas Figuras 4.19, 4.20 e 4.21, para o estágio 1, 2 e 3, respectivamente. Com isso, houve alívio de carga nos alimentadores e menor solicitação de potência à subestação.

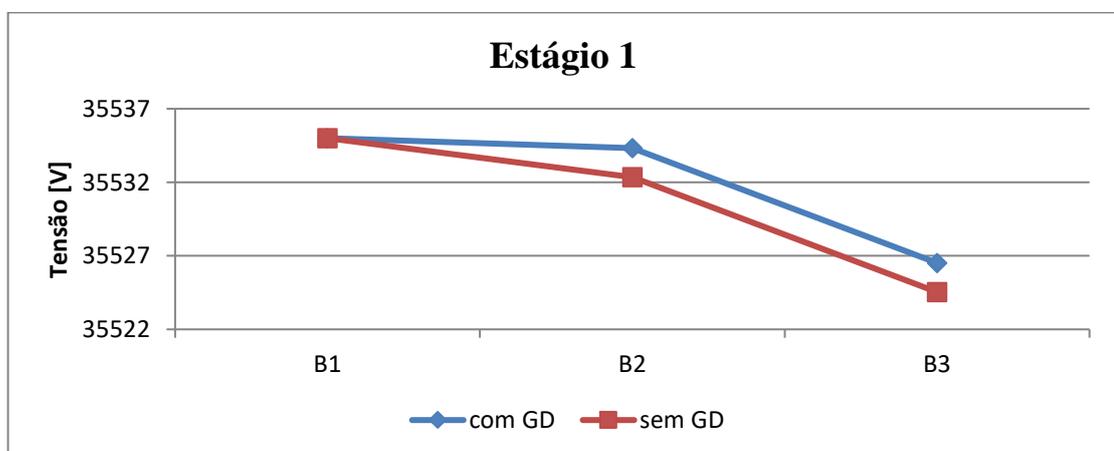


Figura 4.19 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 1, sistema iii.
Fonte: Elaboração própria.

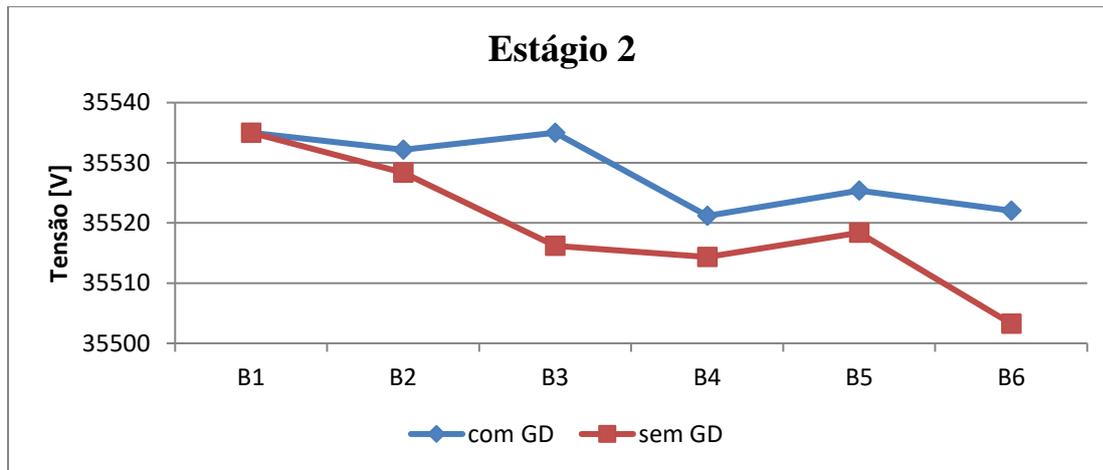


Figura 4.20 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 2, sistema iii.
Fonte: Elaboração própria.

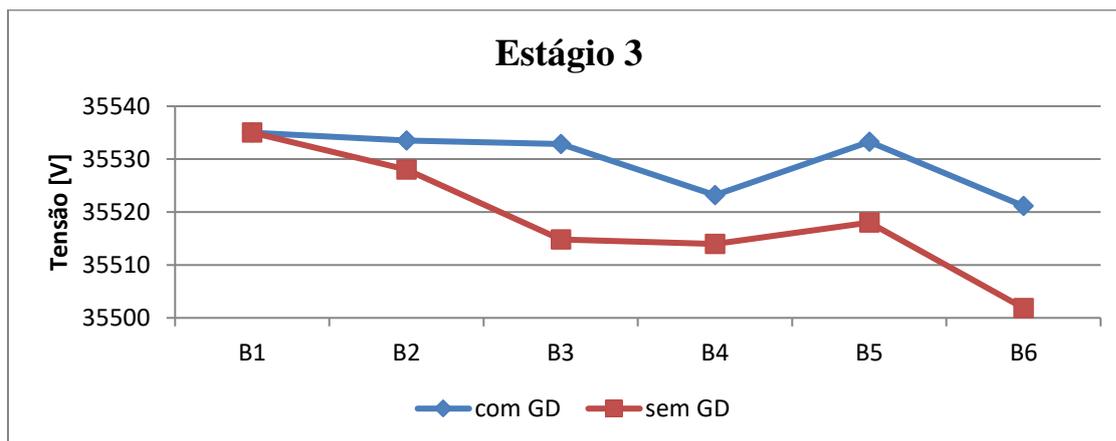


Figura 4.21 – Perfil de tensão com e sem GD no ponto ótimo para o estágio 3, sistema iii.
Fonte: Elaboração própria.

Comparando os três sistemas de demonstração, percebe-se que a opção de diferentes condutores possibilita a redução dos custos, sempre que um condutor de menor capacidade puder substituir um de maior superdimensionado. Além disso, ficou claro que o comportamento do indicador de sensibilidade multiestágio dinâmico é superior ao pseudodinâmico, encontrando topologias mais otimizadas.

Capítulo 5

Testes e Resultados

Neste capítulo são apresentados os casos utilizados para teste e validação do modelo proposto, assim como os resultados e conclusões obtidos com sua aplicação.

5.1 Sistema de 23 barras

O sistema teste 1 foi adaptado do sistema de 23 barras (Figura 5.1), utilizado por Gomez et al. (2004), Lavorato et al. (2010), Rocha et al. (2012), Mendonça (2014), Cuno (2016) e Benitez (2017). Trata-se de um sistema de distribuição de 34,5 kV, com limites operativos de $\pm 3\%$ (tensão mínima permitida de 33,465 kV e máxima de 35,535 kV), o fator de potência é igual a 0,9 e o sistema é alimentado por uma subestação de 10 MVA, que atende uma área de produção de petróleo com 21 nós com carga.

Considerou-se para a simulação desse sistema 2 cenários:

- i. Sistema com duas opções de condutores e indicador de sensibilidade em multiestágio dinâmico; e
- ii. Sistema com duas opções de condutores e indicador de sensibilidade em multiestágio pseudodinâmico.

As opções disponíveis para os condutores são alumínio 1/0 ou 4/0. Os aspectos construtivos das linhas para cada condutor são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Dados dos tipos de condutores.

Tipo	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Custo (\$/km)	Capacidade (A)
1/0	0,6045	0,429	10.000	230
4/0	0,3017	0,402	20.000	340

Fonte: Lavorato et al. (2010).

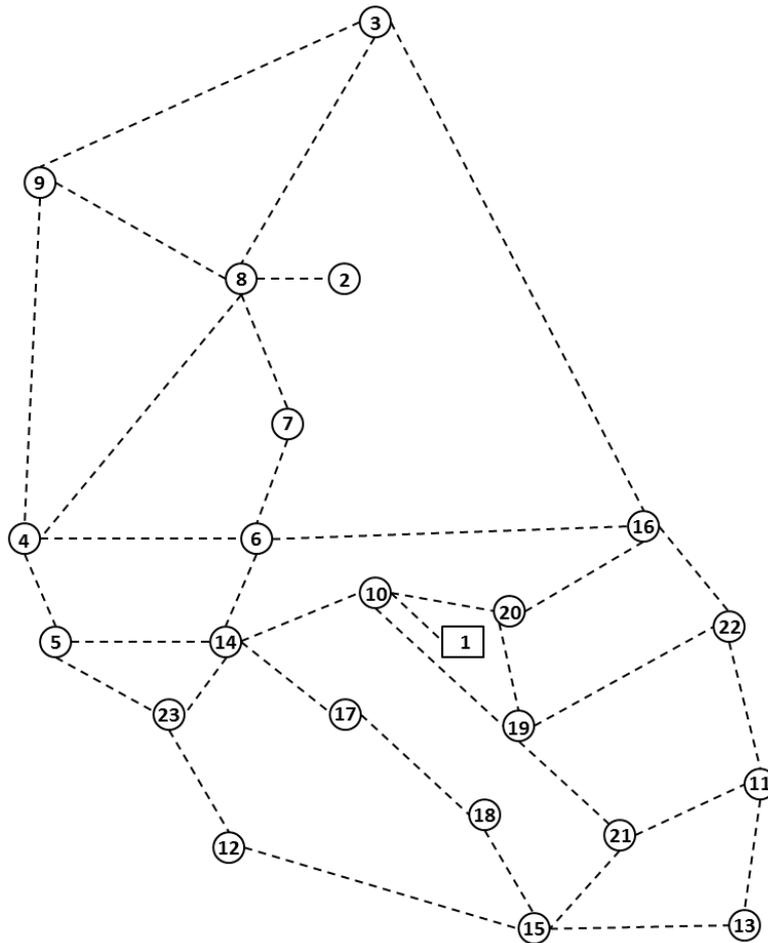


Figura 5.1 – Configuração inicial do sistema de 23 barras.
Fonte: Adaptado de Lavorato et al. (2010).

Conforme mostrado na Figura 5.1, o sistema admite 35 possibilidades de novas conexões. Os comprimentos das linhas candidatas à adição no sistema de 23 barras são apresentados na Tabela 5.2.

Os dados originais tanto de demanda nas barras, quanto de geração de energia na subestação, foram formulados para problemas destinados ao planejamento em um único estágio, desta forma, foi necessário adaptá-los para o planejamento em multiestágio. Para isso, os dados iniciais foram considerados como referência do último estágio (estágio 3 ou T3), ou seja, seu fator de conversão é unitário ($FC_{T3} = 1$). Os estágios anteriores foram estimados com base na regressão proporcional à taxa de expansão da região sul do país (3,4% a.a.), de acordo com o Plano Decenal Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), por meio do cálculo do valor futuro. Desta forma, o fator de conversão para o estágio 1 e para o estágio 2 são obtidos pelas Equações (5.1) e (5.2), respectivamente.

$$FC_{T1} = (1 - 0,034)^{10} = 0,707573 \quad (5.1)$$

$$FC_{T2} = (1 - 0,034)^5 = 0,841174 \quad (5.2)$$

Tabela 5.2 – Dados dos circuitos candidatos ao sistema de 23 barras.

Barra De	Barra Para	Comprimento (km)	Barra De	Barra Para	Comprimento (km)
B1	B10	0,20209	B10	B20	0,69728
B2	B8	0,0756	B11	B13	0,50527
B3	B8	2,7079	B11	B21	0,63941
B3	B9	1,8202	B11	B22	0,69245
B3	B16	4,2237	B12	B15	0,98085
B4	B5	0,9402	B12	B23	0,67855
B4	B6	1,5017	B13	B15	0,62291
B4	B8	2,3053	B14	B17	0,44821
B4	B9	3,4479	B14	B23	0,48604
B5	B14	1,0162	B15	B18	0,57114
B5	B23	0,64091	B15	B21	0,60687
B6	B7	0,81807	B16	B20	0,50185
B6	B14	0,81772	B16	B22	0,94829
B6	B16	1,1752	B17	B18	0,44113
B7	B8	0,68661	B19	B20	0,73027
B8	B9	2,0567	B19	B21	0,555
B10	B14	0,42971	B19	B22	0,58266
B10	B19	0,59489			

Fonte: Elaboração própria.

Utilizando o fator de conversão, foi possível estimar os dados do problema para o planejamento multiestágio, considerando a existência de três estágios distintos. A oferta de energia na subestação por estágio e as demandas em cada barra são expostos nas Tabelas 5.3 e 5.4, respectivamente.

Tabela 5.3 – Dados de geração da subestação por estágio no sistema de 23 barras.

Barra	Geração (VA)		
	T1	T2	T3
B1	7.075.730	8.411.736	10.000.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.4 – Dados de demanda nas barras por estágio para o sistema de 23 barras.

Barra	Demanda (VA)		
	T1	T2	T3
B1	0	0	0
B2	0	0	0
B3	452.847	538.351	640.000
B4	0	269.176	320.000
B5	226.423	269.176	320.000
B6	226.423	269.176	320.000
B7	0	0	320.000
B8	226.423	269.176	320.000
B9	226.423	269.176	320.000
B10	226.423	269.176	320.000
B11	226.423	269.176	320.000
B12	0	269.176	320.000
B13	226.423	269.176	320.000
B14	226.423	269.176	320.000
B15	0	269.176	320.000
B16	0	0	320.000
B17	226.423	269.176	320.000
B18	0	269.176	320.000
B19	226.423	269.176	320.000
B20	0	269.176	320.000
B21	226.423	269.176	320.000
B22	0	0	320.000
B23	226.423	269.176	320.000

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se, pela Tabela 5.4, que algumas demandas nas barras são consideradas nulas nos estágios 1 e 2. Essa situação foi proposta para possibilitar a demonstração da construção parcial de linhas por estágio.

5.1.1 Resultados cenário i

No cenário i, onde considera-se o indicador de sensibilidade em multiestágio dinâmico, a solução da primeira etapa do AHC especializado para o primeiro estágio foi obtida em 28 iterações, sendo 21 iterações para construção de linhas e 7 iterações para retirada de linhas pelo processo de sondagem. Os resultados são apresentados na Tabela 5.5 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.2. A ação identificada como “C” indica à construção de uma nova linha e a ação “R” a retirada da linha por não atender algum dos limites pré-estabelecidos.

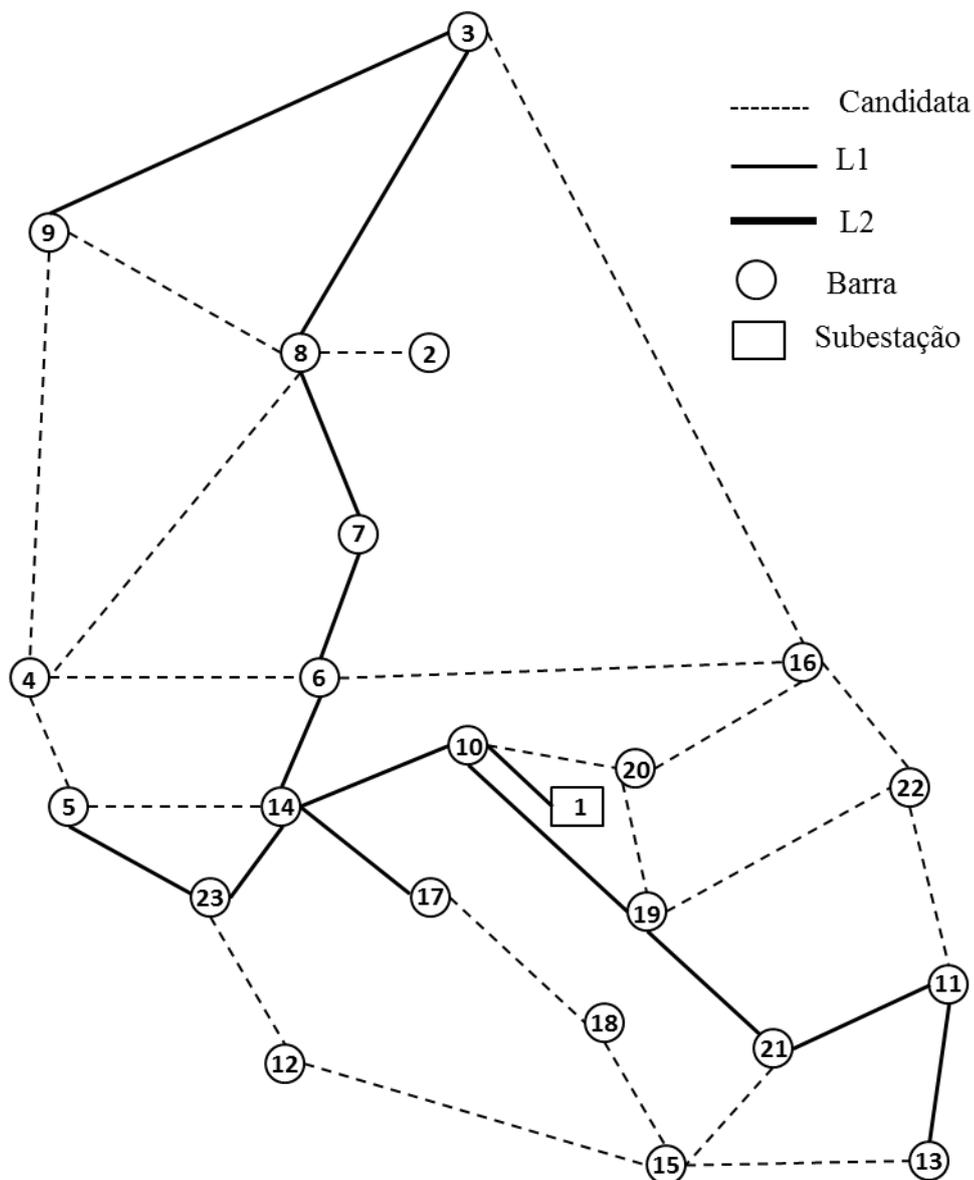


Figura 5.2 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 23 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.5 – Dados da solução iterativa no estágio 1, 23 barras, cenário i.

ESTÁGIO 1					
It.	Indicador de sensibilidade	Escolha	Linha	Custo (\$)	Ação
1	$IS(1)_{1-10} = 38,369$	B1.B10	L1	2.020,90	C
2	$IS(1)_{10-14} = 9,173;$ $IS(1)_{10-20} = 1,3$ $IS(1)_{10-19} = 4,33;$	B10.B14	L1	4.297,10	C
3	$IS(1)_{5-14} = 1,155;$ $IS(1)_{10-19} = 4,798;$ $IS(1)_{14-17} = 1,819;$ $IS(1)_{6-14} = 2,087;$ $IS(1)_{10-20} = 2,209;$ $IS(1)_{14-23} = 1,485$	B10.B19	L1	5.948,90	C
4	$IS(1)_{5-14} = 0,701;$ $IS(1)_{6-14} = 0,333;$ $IS(1)_{14-17} = 1,713;$ $IS(1)_{14-23} = 1,438;$ $IS(1)_{19-21} = 2,752;$ $IS(1)_{10-19} = 2,176$	B19.B21	L1	5.550,00	C
5	$IS(1)_{5-14} = 1,08;$ $IS(1)_{6-14} = 2,701;$ $IS(1)_{14-23} = 1,45;$ $IS(1)_{19-20} = 0,096;$ $IS(1)_{19-22} = 4,380$	B19.B22	L1	5.826,60	C
6	$IS(1)_{5-14} = 1,08;$ $IS(1)_{6-14} = 2,021;$ $IS(1)_{14-23} = 1,45;$ $IS(1)_{19-20} = 0,096;$ $IS(1)_{11-22} = 0,345;$ $IS(1)_{11-21} = 1,779;$ $IS(1)_{10-20} = 0,687;$ $IS(1)_{14-17} = 1,59;$ $IS(1)_{15-21} = 1,094;$ $IS(1)_{16-22} = 0,445$	B6.B14	L1	8.177,20	C
7	$IS(1)_{5-14} = 0,691;$ $IS(1)_{6-7} = 1,008;$ $IS(1)_{14-23} = 1,991;$ $IS(1)_{19-20} = 0,096;$ $IS(1)_{11-22} = 1,345;$ $IS(1)_{6-16} = 0,388$ $IS(1)_{11-21} = 0,779;$ $IS(1)_{10-20} = 0,687;$ $IS(1)_{14-17} = 1,59;$ $IS(1)_{15-21} = 1,094;$ $IS(1)_{16-22} = 0,445;$	B14.B23	L1	4.860,40	C
8	$IS(1)_{5-14} = 0,691;$ $IS(1)_{6-7} = 1,008;$ $IS(1)_{5-23} = 0,124;$ $IS(1)_{19-20} = 0,096;$ $IS(1)_{11-22} = 1,345;$ $IS(1)_{6-16} = 0,388;$ $IS(1)_{12-23} = 0,461$ $IS(1)_{4-6} = 0,379;$ $IS(1)_{11-21} = 0,779;$ $IS(1)_{10-20} = 0,687;$ $IS(1)_{14-17} = 1,53;$ $IS(1)_{15-21} = 1,094;$ $IS(1)_{16-22} = 0,445;$	B14.B17	L1	4.482,10	C
9	$IS(1)_{6-7} = 1,008;$ $IS(1)_{6-16} = 0,388$ $IS(1)_{5-23} = 1,582;$ $IS(1)_{11-22} = 1,345;$ $IS(1)_{11-21} = 0,444;$ $IS(1)_{19-20} = 0,000043;$ $IS(1)_{4-6} = 0,533;$ $IS(1)_{5-14} = 0,016;$ $IS(1)_{10-20} = 1,438;$ $IS(1)_{15-21} = 1,094;$ $IS(1)_{16-22} = 0,445;$ $IS(1)_{17-18} = 0,405$	B5.B23	L1	6.409,10	C
10	$IS(1)_{6-7} = 2,201;$ $IS(1)_{4-6} = 0,0000017;$ $IS(1)_{6-16} = 0,147;$ $IS(1)_{10-20} = 0,439;$ $IS(1)_{19-20} = 0,297;$ $IS(1)_{4-5} = 0,325;$ $IS(1)_{11-22} = 1,345;$ $IS(1)_{15-21} = 1,094;$ $IS(1)_{11-21} = 1,115;$ $IS(1)_{16-22} = 0,445$	B6.B7	L1	8.180,70	C
11	$IS(1)_{11-21} = 1,115;$ $IS(1)_{4-5} = 0,325;$ $IS(1)_{4-6} = 0,0000023;$ $IS(1)_{7-8} = 0,198;$ $IS(1)_{15-21} = 0,504;$ $IS(1)_{11-22} = 1,345;$ $IS(1)_{6-16} = 0,147;$ $IS(1)_{10-20} = 2,401;$ $IS(1)_{12-23} = 0,45;$ $IS(1)_{17-18} = 0,297;$	B10.B20	L1	6.972,80	C

	$IS(1)_{19-20} = 0,0001294;$	$IS(1)_{16-22} = 0,445$				
12	$IS(1)_{7-8} = 2,369;$ $IS(1)_{4-6} = 0,137;$ $IS(1)_{6-16} = 0,623;$ $IS(1)_{12-23} = 0,45;$ $IS(1)_{17-18} = 0,515;$ $IS(1)_{16-20} = 0,345;$	$IS(1)_{4-5} = 1,386;$ $IS(1)_{11-21} = 1,115;$ $IS(1)_{10-20} = 0,1292;$ $IS(1)_{11-22} = 0,888;$ $IS(1)_{15-21} = 0,504;$ $IS(1)_{16-22} = 0,445$	B7.B8	L1	6.866,10	C
13	$IS(1)_{3-8} = 0,3;$ $IS(1)_{4-5} = 0,325;$ $IS(1)_{4-6} = 0,0000041;$ $IS(1)_{4-8} = 0,0000007;$ $IS(1)_{6-16} = 0,147;$ $IS(1)_{12-23} = 0,45$	$IS(1)_{11-22} = 0,25;$ $IS(1)_{16-20} = 4,045;$ $IS(1)_{15-21} = 0,504;$ $IS(1)_{17-18} = 0,693;$ $IS(1)_{16-22} = 0,445;$	B16.B20	L1	5.018,50	C
14	$IS(1)_{3-8} = 0,049;$ $IS(1)_{4-6} = 0,216;$ $IS(1)_{4-8} = 0,201;$ $IS(1)_{11-21} = 1,115;$	$IS(1)_{3-16} = 0,262;$ $IS(1)_{4-5} = 1,639;$ $IS(1)_{15-21} = 0,442;$ $IS(1)_{11-22} = 0,25$	B4.B5	L1	9.402,00	C
15	$IS(1)_{3-8} = 0,148;$ $IS(1)_{3-16} = 0,0002;$ $IS(1)_{4-9} = 0,00001;$ $IS(1)_{8-9} = 0,189;$ $IS(1)_{11-21} = 1,273$	$IS(1)_{11-22} = 0,25$ $IS(1)_{12-23} = 0,45;$ $IS(1)_{15-21} = 0,508;$ $IS(1)_{17-18} = 0,623;$	B11.B21	L1	6.394,10	C
16	$IS(1)_{3-8} = 0,325;$ $IS(1)_{3-16} = 0,0002;$ $IS(1)_{4-9} = 0,00001;$ $IS(1)_{8-9} = 0,189;$	$IS(1)_{11-13} = 0,582;$ $IS(1)_{12-23} = 0,963;$ $IS(1)_{15-21} = 0,956;$ $IS(1)_{17-18} = 0,623$	B12.B23	L1	6.785,50	C
17	$IS(1)_{3-8} = 0,021;$ $IS(1)_{3-16} = 0,201;$ $IS(1)_{4-9} = 0,00001;$ $IS(1)_{8-9} = 0,189;$	$IS(1)_{12-15} = 0,562;$ $IS(1)_{11-13} = 0,582;$ $IS(1)_{15-21} = 0,139;$ $IS(1)_{17-18} = 1,954$	B17.B18	L1	4.411,30	C
18	$IS(1)_{3-8} = 0,159;$ $IS(1)_{3-16} = 0,2;$ $IS(1)_{4-9} = 0,00001;$ $IS(1)_{8-9} = 0,189;$	$IS(1)_{12-15} = 0,562;$ $IS(1)_{11-13} = 0,678;$ $IS(1)_{15-21} = 0,139;$ $IS(1)_{15-18} = 0,601$	B11.B13	L1	5.052,70	C
19	$IS(1)_{3-8} = 0,09;$ $IS(1)_{3-16} = 0,301;$ $IS(1)_{4-9} = 0,00001;$ $IS(1)_{8-9} = 0,00002$	$IS(1)_{15-18} = 0,306;$ $IS(1)_{12-15} = 1,258;$ $IS(1)_{13-15} = 0,822;$	B12.B15	L1	9.808,50	C
20	$IS(1)_{3-8} = 0,291;$ $IS(1)_{3-16} = 0,191;$	$IS(1)_{4-9} = 0,095;$ $IS(1)_{8-9} = 0,0001480$	B3.B8	L1	27.079,00	C
21	$IS(1)_{3-9} = 0,223;$ $IS(1)_{4-9} = 0,0000012$	$IS(1)_{8-9} = 0,000006;$	B3.B9	L1	18.202,00	C
22	-		B4.B5	L1	-9.402	R
23	-		B10.B20	L1	-6.972,8	R
24	-		B12.B15	L1	-9.808,50	R
25	-		B12.B23	L1	-6.785,5	R
26	-		B16.B20	L1	-5.018,5	R
27	-		B17.B18	L1	-4.411,3	R
28	-		B19.B22	L1	-5.826,6	R
TOTAL:					\$ 113.520,30	

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se, pela Figura 5.2 e Tabela 5.5, que houve 14 adições de novas linhas, suficientes para atender as 13 barras com demanda (B3, B5, B6, B8, B9, B10, B11, B13, B14, B17, B19, B21 e B23). Todas as adições foram construídas com o condutor tipo 1 (L1), visto que sua capacidade é suficiente para atender o limite de fluxo de potência existente e seu custo é inferior ao da segunda opção (L2). O custo total nesse estágio foi de \$ 113.520,30.

Com isso, inicia-se a solução do estágio 2. Nesse, o resultado foi obtido em 7 iterações, sendo 6 iterações destinadas à construção de linhas e 1 iteração para retirada de linhas pelo processo de sondagem. Os resultados do estágio 2 são apresentados na Tabela 5.6 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.3.

Tabela 5.6 – Dados da solução iterativa no estágio 2, 23 barras, cenário i.

ESTÁGIO 2						
It.	Indicador de sensibilidade	Escolha	Linha	Custo	Ação	
1	$IS(2)_{4-5} = 0,325;$ $IS(2)_{17-18} = \mathbf{0,693};$ $IS(2)_{4-8} = 0,00005209;$ $IS(2)_{19-20} = 0,000012$	$IS(2)_{12-23} = 0,45;$ $IS(2)_{13-15} = 0,00002;$ $IS(2)_{15-21} = 0,504;$	B17.B18	L1	4.010,313	C
2	$IS(2)_{4-5} = 0,182;$ $IS(2)_{4-6} = 0,088;$ $IS(2)_{4-8} = 0,0004532;$ $IS(2)_{4-9} = 0,0008;$ $IS(2)_{3-16} = 0,011;$ $IS(2)_{6-16} = 0,411;$ $IS(2)_{10-20} = 2,170;$	$IS(2)_{11-22} = 0,629;$ $IS(2)_{12-23} = 0,644;$ $IS(2)_{13-15} = 0,387;$ $IS(2)_{15-18} = 0,785;$ $IS(2)_{15-21} = 0,00001;$ $IS(2)_{19-20} = 0,048;$ $IS(2)_{19-22} = 0,393$	B10.B20	L1	6.338,972	C
3	$IS(2)_{4-5} = 0,324;$ $IS(2)_{15-18} = \mathbf{0,535};$	$IS(2)_{12-23} = 0,45;$ $IS(2)_{15-21} = 0,00001$	B15.B18	L1	5.192,234	C
4	$IS(2)_{4-5} = 0,182;$ $IS(2)_{4-6} = 0,088;$ $IS(2)_{4-8} = 0,0004532;$ $IS(2)_{16-20} = 0,000012;$ $IS(2)_{4-9} = 0,0008;$	$IS(2)_{12-15} = 0,0000199;$ $IS(2)_{12-23} = 0,45;$ $IS(2)_{3-16} = 0,011;$ $IS(2)_{19-22} = \mathbf{0,578};$ $IS(2)_{6-16} = 0,411$	B19.B22	L1	5.296,962	C
5	$IS(2)_{4-5} = 0,184;$ $IS(2)_{4-6} = 0,0000001;$	$IS(2)_{12-15} = 0,000004;$ $IS(2)_{12-23} = \mathbf{0376}$	B12.B23	L1	6.168,698	C
6	$IS(2)_{4-5} = \mathbf{0,550};$ $IS(2)_{4-9} = 0,0008;$ $IS(2)_{6-16} = 0,411;$ $IS(2)_{4-6} = 0,088$	$IS(2)_{16-20} = 0,000012;$ $IS(2)_{16-22} = 0,183$ $IS(2)_{3-16} = 0,011;$	B4.B5	L1	8.547,358	C
7	-	-	B19.B22	L1	-5.296,962	R
TOTAL:					\$ 30.257,58	

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.7 – Dados da solução iterativa no estágio 3, 23 barras, cenário i.

ESTÁGIO 3					
It.	Indicador de sensibilidade	Escolha	Linha	Custo	Ação
1	$IS(3)_{3-16} = 0,0000022$; $IS(3)_{16-20} = 0,637$; $IS(3)_{6-16} = 0,145$; $IS(3)_{19-22} = 0,0000035$; $IS(3)_{11-22} = 0,25$	B16.B20	L1	4.147,288	C
2	$IS(3)_{19-22} = 0,297$	B19.B22	L1	4.815,102	C
TOTAL:			\$ 8.962,391		

Fonte: Elaboração própria.

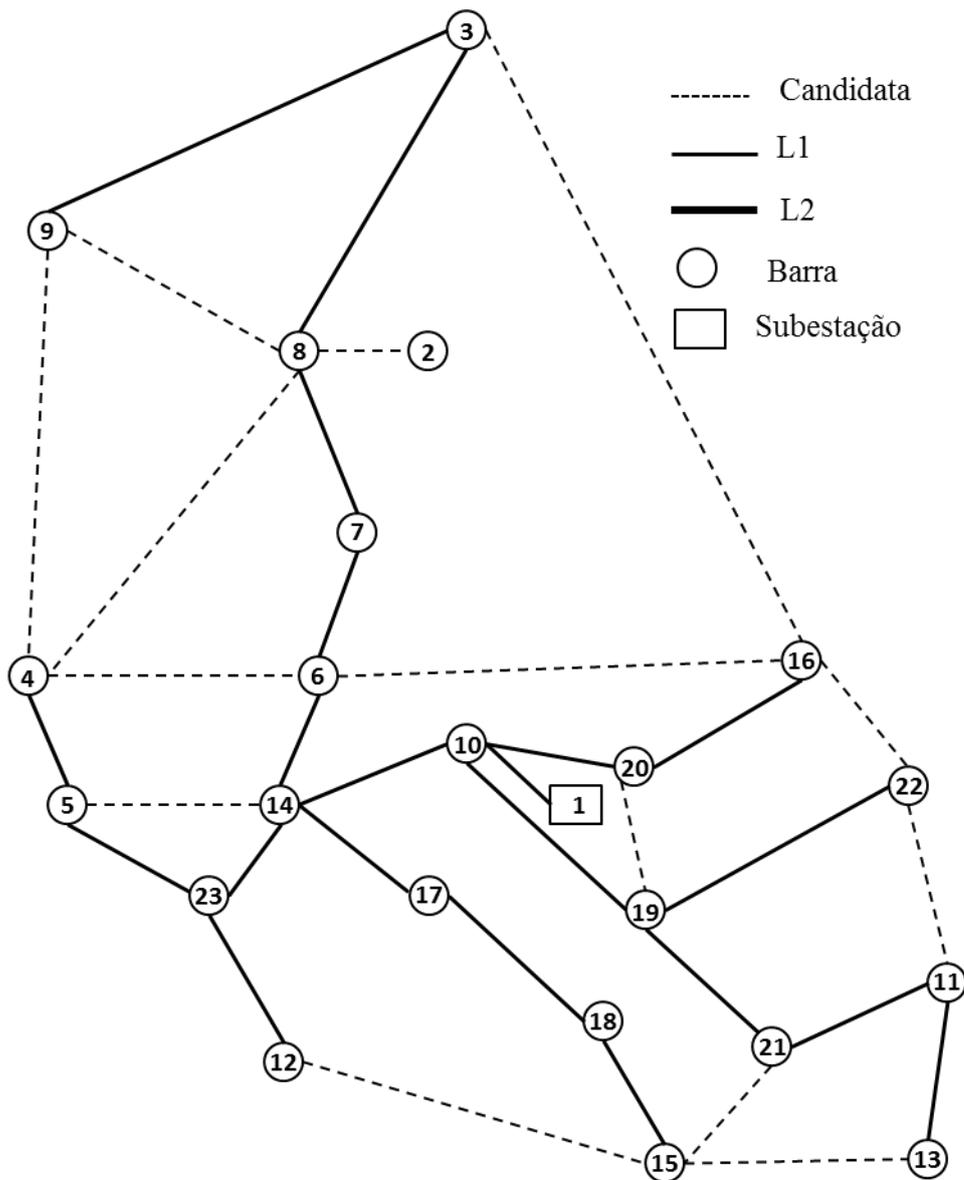


Figura 5.4 – Configuração final do estágio 3 para o sistema de 23 barras, cenário i.

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 5.7 a Figura 5.4 mostram a adição das últimas linhas necessárias para atender a nova demanda em 3 barras (B7, B16 e B22) no estágio 3, para isso houve a inserção de 2 novas linhas. A barra 7 (B7) já havia sido conectada anteriormente para atender a demanda de barras nas quais ela é interligada. Mais uma vez o condutor escolhido se restringiu ao tipo 1 (L1) e o custo desse estágio foi de \$ 8.962,391. A tensão em cada barra do sistema, por estágio, é apresentada na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 23 barras, cenário i.

Barra	Tensão (V)		
	T1	T2	T3
B1	35.535,00	35.535,00	35.535,00
B3	35.418,68	35.381,51	35.334,77
B4	0,00	35.459,67	35.438,61
B5	35.496,28	35.464,89	35.444,81
B6	35.484,73	35.460,10	35.433,70
B7	35.469,46	35.441,94	35.406,70
B8	35.456,65	35.426,69	35.388,55
B9	35.410,17	35.371,38	35.322,72
B10	35.521,82	35.513,74	35.505,73
B11	35.497,01	35.484,23	35.466,72
B12	0,00	35.468,24	35.448,79
B13	35.494,65	35.481,43	35.463,39
B14	35.503,80	35.482,79	35.466,10
B15	0,00	35.467,27	35.447,64
B16	0,00	0,00	35.493,24
B17	35.501,71	35.475,33	35.457,23
B18	0,00	35.470,43	35.451,41
B19	35.510,73	35.500,55	35.486,13
B20	0,00	35.509,87	35.496,54
B21	35.502,97	35.491,32	35.475,16
B22	0,00	0,00	35.482,29
B23	35.499,27	35.472,00	35.453,27

Fonte: Elaboração própria.

Sendo a barra 1 (B1) a barra de referência destinada a subestação, observa-se que a maior queda de tensão em todos os estágios ocorreu na barra 9 (B9), o que se justifica pela sua maior distância elétrica em relação a subestação. Essa queda de tensão foi na ordem de 0,47%, estando dentro dos limites de tensão aceitáveis.

A estratégia utilizada visou atender a demanda de cada estágio, de tal forma que os estágios subsequentes fossem incluídos no indicador de sensibilidade, possibilitando que a escolha estivesse coordenada com as demandas futuras. A barra selecionada representou a melhor opção que minimizasse a relação de menor custo e menores perdas sistêmicas. O resumo dos resultados é apresentado na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 23 barras, cenário i.

Estágio 1	Custo	\$ 113.520,30
	Número de Iterações	28
Estágio 2	Custo	\$ 30.257,58
	Número de Iterações	7
Estágio 3	Custo	\$ 8.962,391
	Número de Iterações	2
Total	Custo	\$ 152.740,266
	Número de Iterações	37

Fonte: Elaboração própria.

Conforme a Tabela 5.9, foram necessárias 37 iterações para a construção de 21 linhas, com um custo total de \$ 152.740,266. A não conexão da barra 2 (B2), demonstra a coerência do método, uma vez que a barra não apresentou inclusão de demanda em nenhum dos estágios.

Com as três topologias determinadas, uma para cada estágio, parte-se para a 2ª etapa do algoritmo, referente à alocação de geração distribuída, iniciando pelo cálculo da capacidade ótima de geração para cada uma das barras conectadas ao sistema (Tabela 5.10). A capacidade ótima representa o valor ideal para inserção de geração distribuída em cada barra, a fim de otimizar as perdas sistêmicas a partir daquele ponto de conexão.

Com a geração ótima determinada, o passo seguinte consiste em encontrar o melhor local para inserção da geração referida para minimizar as perdas totais do sistema. No estágio 1, a barra que gerou as menores perdas sistêmicas foi a barra 3 (B3), considerando uma GD de 896,74 kW. Nos estágios 2 e 3 a barra que otimizou as perdas foi, para ambos, a barra 14 (B14), considerando uma GD de 3,61 MW no estágio 2 e 4,77 MW no estágio 3.

Tabela 5.10 – Capacidade ótima de geração para o sistema de 23 barras, cenário i.

Barra	Potência ativa (kW)		
	T1	T2	T3
B3	896,74	1.182,46	1.541,06
B4	0,00	1.220,17	1.561,25
B5	963,28	1.743,18	2.242,18
B6	1.632,13	2.260,02	3.055,54
B7	1.263,93	1.794,07	2.471,93
B8	1.159,44	1.601,98	2.164,60
B9	728,01	953,51	1.235,84
B10	4.114,62	4.609,18	6.346,67
B11	834,44	1.114,95	1.499,41
B12	0,00	1.625,43	2.098,75
B13	706,78	938,27	1.254,17
B14	2.023,22	3.617,23	4.774,11
B15	0,00	1.415,80	1.825,96
B16	0,00	0,00	1.305,12
B17	1.349,05	2.417,30	3.150,54
B18	0,00	1.856,58	2.403,75
B19	1.332,70	1.891,86	2.683,99
B20	0,00	1.223,38	1.872,67
B21	1.036,46	1.413,35	1.936,50
B22	0,00	0,00	1.672,00
B23	1.398,94	2.465,27	3.198,38

Fonte: Elaboração própria.

O resultado das perdas totais no sistema, admitindo a alocação da geração distribuída no melhor local indicado, aquele que gera as menores perdas, é apresentado na Tabela 5.11.

As perdas aproximadas, referem-se ao valor calculados analiticamente pelas Equações (4.19) e (4.25), responsáveis por determinar as perdas sem a necessidade de recalculer o fluxo de potência. As perdas exatas, por sua vez, consideram os resultados do fluxo de potência após a inserção da geração distribuída selecionada. Nota-se que os valores obtidos são muito próximos, com erro inferior a 0,25%, o que demonstra a confiabilidade do método proposto.

Tabela 5.11 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 23 barras, cenário i.

	Perdas elétricas totais (kW)		
	T1	T2	T3
Perdas sem GD	4,125	8,819	15,511
Perdas aproximadas com GD	1,932	4,849	8,589
Perdas exatas com GD	1,929	4,840	8,568

Fonte: Elaboração própria.

Com relação as perdas totais, a inserção de GD foi responsável por sua redução. No primeiro estágio a redução foi de 53,23%, no estágio 2 de 45,12% e no estágio 3 de 44,76%, o que representa um ganho significativo ao sistema.

A inserção de GD com capacidade maior do que a demanda na barra ($PDG(t)_i > dp(t)_i$) em todos os estágios, alterou o fluxo de potência no sistema (otimização), melhorando a distribuição das correntes elétricas e o perfil de tensão na rede, como observado nas Figuras 5.5, 5.6 e 5.7, para o estágio 1, 2 e 3, respectivamente. Com isso, além da redução das perdas, houve alívio de carga nos alimentadores e menor solitação de potência à subestação.

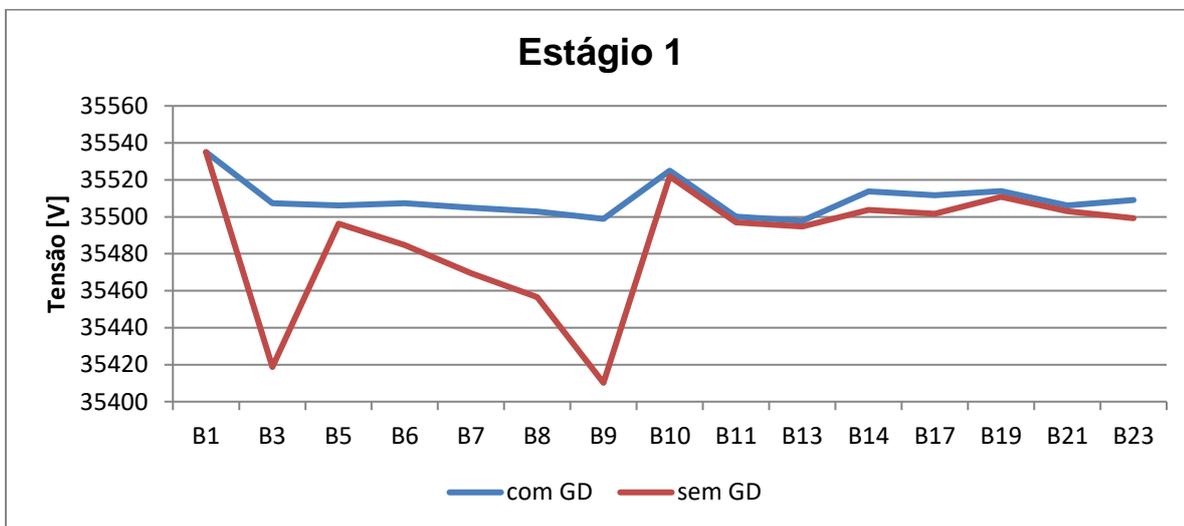


Figura 5.5 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 23 barras, cenário i.

Fonte: Elaboração própria.

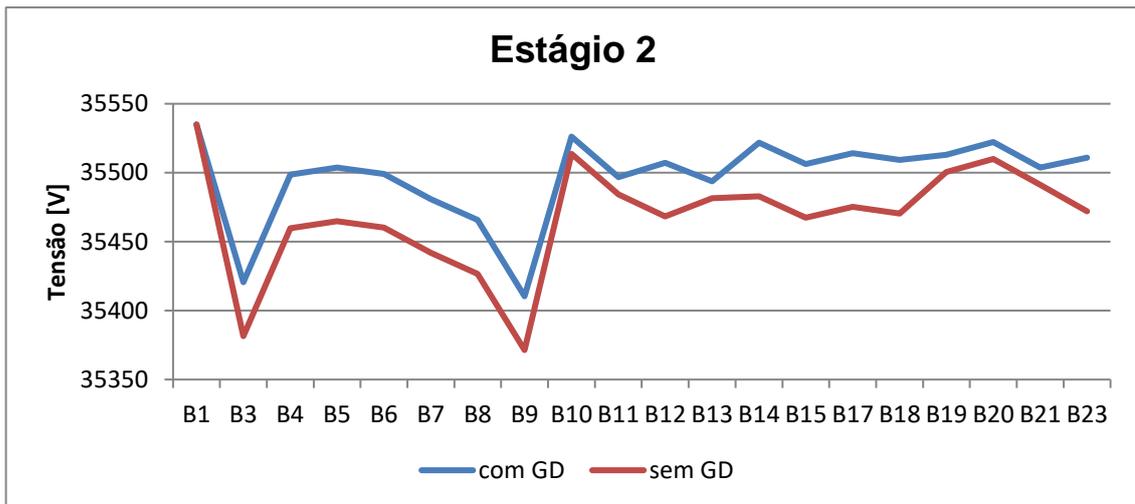


Figura 5.6 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de 23 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

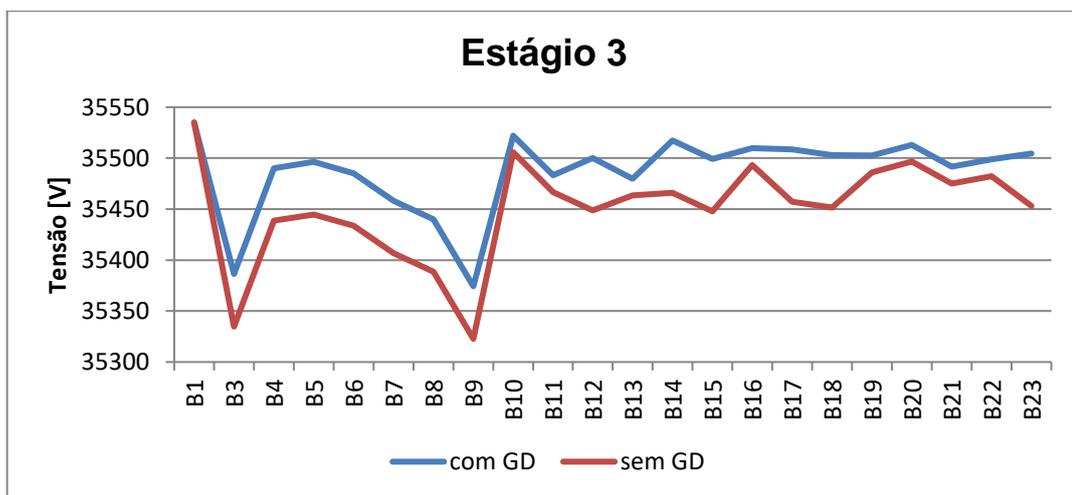


Figura 5.7 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 23 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que o perfil de tensão no estágio 2 e 3, apesar de ter apresentado melhora com relação ao comportamento do sistema sem GD, não otimizou o perfil de tensão no sistema, que ocorreria se alocado na barra com maior queda de tensão – barra 9 (B9). A metodologia utilizada determina a alocação da GD exclusivamente de acordo com a otimização de perdas sistêmicas totais. Quando se altera a ótica de escolha do ponto de conexão, considerando a ponderação das maiores quedas com as menores perdas, a indicação de melhor local de inserção pode ser alterada. Por exemplo, refazendo as simulações no estágio 3, considerando agora o ponto de inserção de GD que melhore o perfil de tensão, admitindo uma perda total no sistema maior, pode-se considerar a adição de GD na barra 3 com a capacidade ótima instalada, obteve-se o comportamento do perfil de tensão mostrado na Figura 5.8.

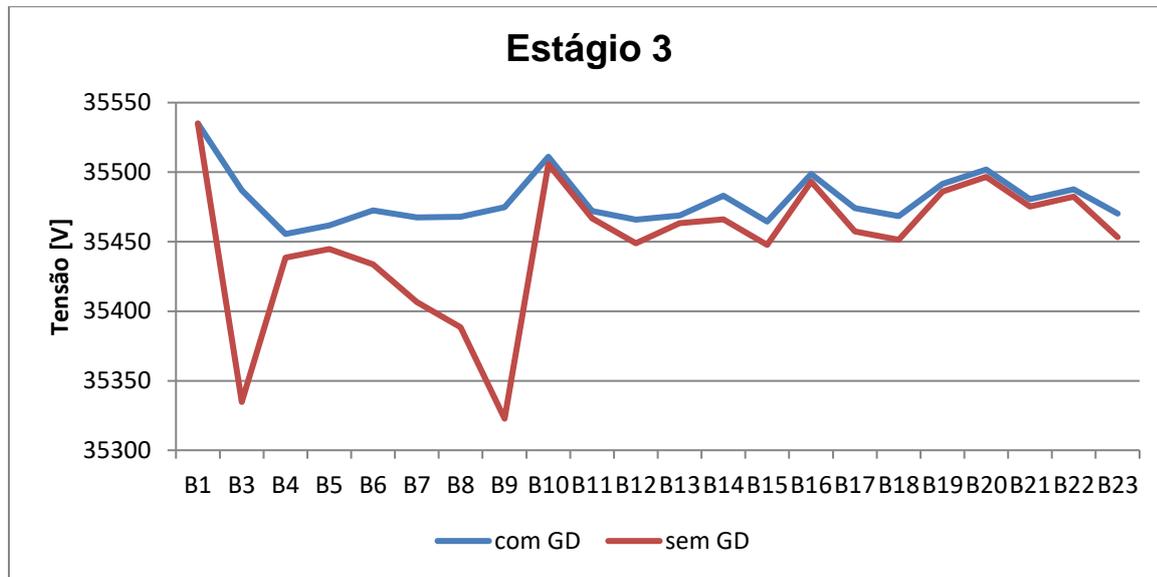


Figura 5.8 – Perfil de tensão com e sem GD, barra 3, estágio 3, 23 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

O comportamento do perfil de tensão foi nitidamente melhorado, entretanto, como já mencionado, as perdas totais aumentaram, atingindo 8,984 kW, valor superior ao ótimo com alocação na barra 14 de 8,568 kW. Assim, a ponderação entre a melhora no perfil de tensão e perdas totais seria um novo cenário interessante a ser estudado, mas não será considerado nesse trabalho.

5.1.2 Resultados cenário ii

Para o sistema ii, considerando as duas opções de condutores e um indicador pseudodinâmico, houve variação nos resultados. A solução para o estágio 1 foi obtida em 16 iterações, sendo 14 destinadas à construção de linhas e 2 para retirada de linha pelo processo de sondagem. Os resultados desse estágio são apresentados na Tabela 5.12 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.9.

Tabela 5.12 – Dados da solução iterativa no estágio 1, 23 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 1					
It.	Indicador de sensibilidade	Escolhida	Linha	Custo (\$)	Ação
1	$IS(1)_{1-10} = 0,002546$	B1.B10	L1	2.020,90	C
2	$IS(1)_{10-14} = 0,033$; $IS(1)_{10-19} = 0,226$; $IS(1)_{10-20} = 0,627$	B10.B20	L1	6.972,80	C
3	$IS(1)_{16-20} = 0,00017$; $IS(1)_{19-20} = 0,000005$; $IS(1)_{10-19} = 0,221$; $IS(1)_{10-14} = 0,558$	B10.B14	L1	4.297,10	C
4	$IS(1)_{10-19} = 0,231$; $IS(1)_{5-14} = 0,00008$; $IS(1)_{6-14} = 0,209$; $IS(1)_{19-20} = 0,000005$;	B10.B19	L1	5.948,90	C

	$IS(1)_{14-23} = 0,00003;$ $IS(1)_{14-17} = 0,153$	$IS(1)_{16-20} = 0,00049;$				
5	$IS(1)_{6-14} = 0,167;$ $IS(1)_{19-21} = \mathbf{0,185};$ $IS(1)_{14-17} = 0,153;$	$IS(1)_{5-14} = \mathbf{0,053};$ $IS(1)_{16-20} = 0,00049;$ $IS(1)_{14-23} = 0,00038$	B19.B21	L1	5.550,00	C
6	$IS(1)_{5-14} = 0,053;$ $IS(1)_{11-21} = 0,00054;$ $IS(1)_{14-23} = 0,00002;$	$IS(1)_{6-14} = 0,126;$ $IS(1)_{16-20} = \mathbf{0,137};$ $IS(1)_{14-17} = 0,076$	B16.B20	L1	5.018,50	C
7	$IS(1)_{5-14} = 0,053;$ $IS(1)_{6-14} = \mathbf{0,126};$ $IS(1)_{14-23} = 0,00001;$	$IS(1)_{3-16} = 0,000004;$ $IS(1)_{11-21} = 0,000004;$ $IS(1)_{14-17} = 0,076$	B6.B14	L1	8.177,20	C
8	$IS(1)_{3-16} = 0,025;$ $IS(1)_{14-17} = 0,076;$ $IS(1)_{11-21} = \mathbf{0,107};$	$IS(1)_{14-23} = 0,000004;$ $IS(1)_{5-14} = 0,00008;$ $IS(1)_{6-7} = 0,0000002$	B11.B21	L1	6.394,10	C
9	$IS(1)_{3-16} = 0,025;$ $IS(1)_{5-14} = 0,000005;$ $IS(1)_{14-17} = 0,0017;$	$IS(1)_{6-7} = \mathbf{0,084};$ $IS(1)_{11-13} = 0,053;$ $IS(1)_{14-23} = 0,000002;$	B6.B7	L1	8.180,70	C
10	$IS(1)_{3-16} = 0,025;$ $IS(1)_{5-14} = 0,00007;$ $IS(1)_{14-17} = 0,00001;$	$IS(1)_{7-8} = \mathbf{0,100};$ $IS(1)_{11-13} = 0,053;$ $IS(1)_{14-23} = 0,017$	B7.B8	L1	6.866,10	C
11	$IS(1)_{3-6} = 0,025;$ $IS(1)_{5-14} = 0,0005;$ $IS(1)_{11-13} = 0,00001;$ $IS(1)_{14-23} = 0,0003$	$IS(1)_{4-8} = 0,0000008;$ $IS(1)_{8-9} = 0,017;$ $IS(1)_{14-17} = \mathbf{0,076};$	B14.B17	L1	4.482,10	C
12	$IS(1)_{3-6} = 0,025;$ $IS(1)_{5-14} = 0,00007;$ $IS(1)_{11-13} = 0,054;$	$IS(1)_{4-8} = 0,0000002;$ $IS(1)_{8-9} = 0,017;$ $IS(1)_{14-23} = \mathbf{0,071}$	B14.B23	L1	4.860,40	C
13	$IS(1)_{3-16} = 0,025;$ $IS(1)_{5-14} = 0,00001;$ $IS(1)_{5-23} = 0,00002;$ $IS(1)_{15-21} = 0,0003;$	$IS(1)_{4-8} = 0,0000002;$ $IS(1)_{8-9} = 0,017;$ $IS(1)_{11-13} = \mathbf{0,068};$ $IS(1)_{17-18} = 0,00003$	B11.B13	L1	5.052,70	C
14	$IS(1)_{3-16} = 0,025;$ $IS(1)_{5-14} = \mathbf{0,034};$ $IS(1)_{13-15} = 0,00001;$ $IS(1)_{17-18} = 0,0003$	$IS(1)_{4-8} = 0,000001;$ $IS(1)_{5-23} = 0,016;$ $IS(1)_{15-21} = 0,017;$	B5.B14	L1	10.162,00	C
15	$IS(1)_{3-16} = 0,016;$ $IS(1)_{4-8} = 0,000001;$ $IS(1)_{13-15} = 0,00001;$ $IS(1)_{17-18} = 0,0003$	$IS(1)_{4-5} = 0,000007;$ $IS(1)_{8-9} = \mathbf{0,017};$ $IS(1)_{15-21} = 0,00006;$	B8.B9	L1	20.567,00	C
16	$IS(1)_{3-9} = \mathbf{0,026};$ $IS(1)_{4-8} = 0,000003;$ $IS(1)_{3-16} = 0,000002;$ $IS(1)_{16-22} = 0,00009;$	$IS(1)_{4-5} = 0,00003;$ $IS(1)_{4-9} = 0,00007;$ $IS(1)_{11-22} = 0,00006;$ $IS(1)_{19-22} = 0,00007$	B3.B9	L1	18.202,00	C
17	-	-	B10.B20	L1	-6.972,80	R
18	-	-	B16.B20	L1	-5.018,50	R
TOTAL:					\$ 110.761,20	

Fonte: Elaboração própria.

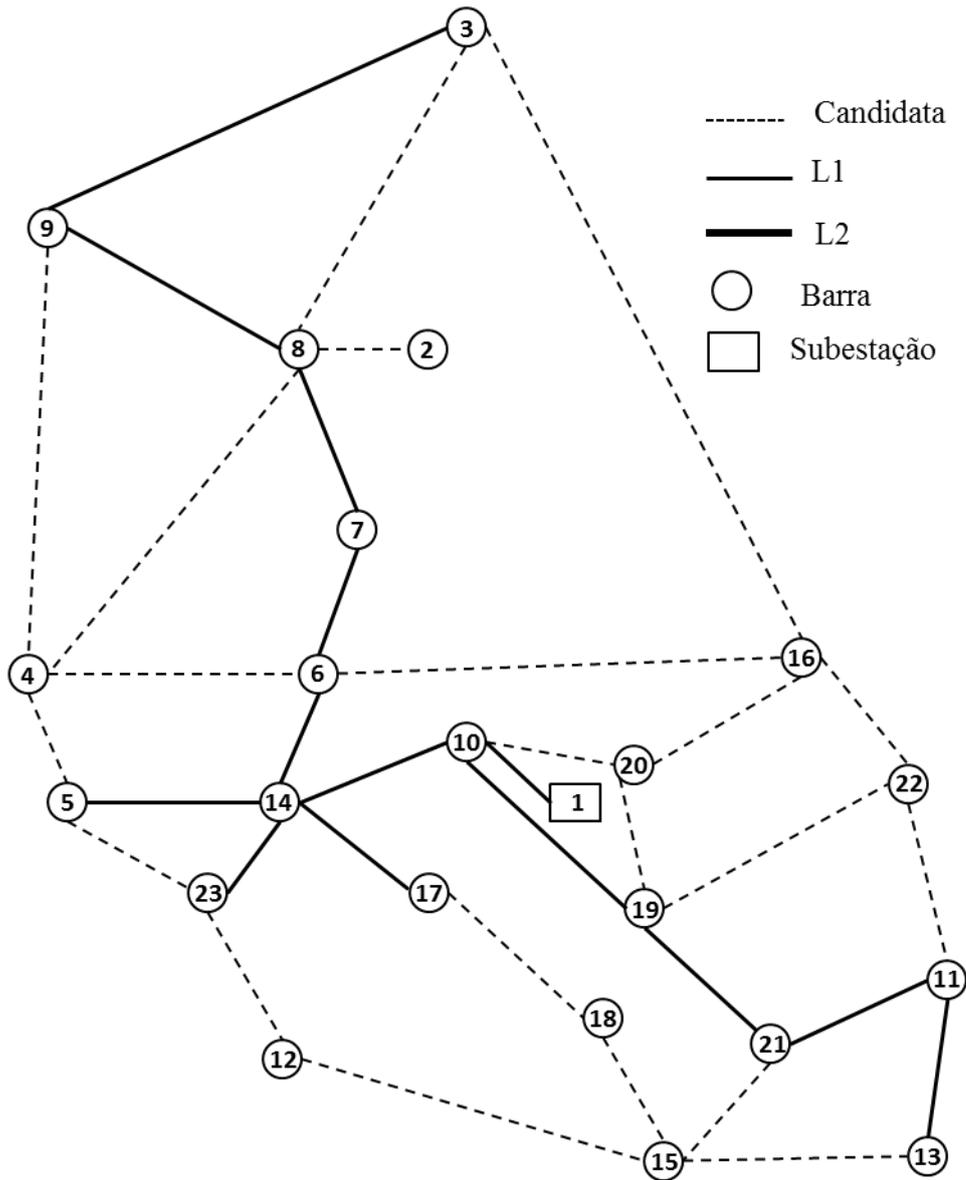


Figura 5.9 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 23 barras, cenário ii.
 Fonte: Elaboração própria.

Com o indicador de sensibilidade pseudodinâmico, a linha escolhida depende apenas das características do fluxo de potência do estágio atual, não admitindo as variações futuras para tomada de decisão. Nesse caso, no estágio 1 o custo total conseguiu ser melhor do que no cenário anterior, entretanto, geralmente o resultado final dos três estágios terá uma qualidade inferior.

Observa-se na Tabela 5.12 e na Figura 5.9, que foram necessárias 18 iterações para construção de 14 linhas, atendendo as 13 barras com demanda (B3, B5, B6, B8, B9, B10, B11, B13, B14, B17, B19, B21 e B23). Mais uma vez todas as adições foram feitas optando-se pelo condutor tipo I (L1). O custo total de construção nesse estágio foi de \$ 110.761,20.

Tabela 5.13 – Dados da solução iterativa no estágio 2, sistema de 23 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 2					
It.	Indicador de sensibilidade	Escolhida	Linha	Custo (\$)	Ação
1	$IS(2)_{13-15} = 0,00001$; $IS(2)_{4-5} = 0,099$; $IS(2)_{19-20} = 0,00002$ $IS(2)_{10-20} = 0,010$; $IS(2)_{17-18} = 0,203$; $IS(2)_{12-23} = 0,00009$; $IS(2)_{15-21} = 0,080$;	B17.B18	L1	4.010,313	C
2	$IS(2)_{4-5} = 0,099$; $IS(2)_{12-23} = 0,000001$; $IS(2)_{13-15} = 0,00006$; $IS(2)_{15-21} = 0,148$; $IS(2)_{10-20} = 0,129$; $IS(2)_{19-20} = 0,000003$	B15.B21	L1	5.517,055	C
3	$IS(2)_{10-20} = 0,129$; $IS(2)_{4-5} = 0,099$; $IS(2)_{12-23} = 132$; $IS(2)_{19-20} = 0,000003$	B12.B23	L1	6.168,698	C
4	$IS(2)_{4-5} = 0,099$; $IS(2)_{19-20} = 0,00003$; $IS(2)_{10-20} = 0,129$	B10.B20	L1	6.338,972	C
5	$IS(2)_{4-5} = 0,095$	B4.B5	L1	8.547,358	C
TOTAL:				\$ 30.582,397	

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, inicia-se a solução do último estágio (estágio 3). Nesse, o resultado foi obtido em 2 iterações destinadas à construção de linha. Os resultados do estágio 3 são apresentados na Tabela 5.14 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.11.

Tabela 5.14 – Dados da solução iterativa no estágio 3, sistema de 23 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 3					
It.	Indicador de sensibilidade	Escolhida	Linha	Custo (\$)	Ação
1	$IS(3)_{19-22} = 0,0001$; $IS(3)_{11-22} = 0,00008$; $IS(3)_{16-20} = 0,467$	B16.B20	L1	4147,288	C
2	$IS(3)_{11-22} = 0,00008$; $IS(3)_{19-22} = 0,00001$; $IS(3)_{16-22} = 0,123$	B16.B22	L1	7.836,669	C
TOTAL:				\$ 11.983,957	

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 5.14 e a Figura 5.11 mostram a adição das últimas linhas necessárias para atender as demandas em 3 barras (B7, B16 e B22) inseridas no estágio 3, com a construção de 2 novas linhas. A barra 7 (B7) já havia sido conectada anteriormente para atender a demanda de barras nas quais ela é interligada. Mais uma vez o condutor escolhido se restringe ao tipo 1 (L1) e o custo desse estágio foi de \$ 11.983,957, novamente superior ao cenário anterior. A tensão em cada barra do sistema, por estágio, é apresentada na Tabela 5.15.

Tabela 5.15 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 23 barras, cenário ii.

Barra	Tensão (V)		
	T1	T2	T3
B1	35.535,00	35.535,00	35.535,00
B3	35.410,83	35.374,55	35.326,50
B4	0,00	35.468,68	35.449,31
B5	35.499,06	35.473,89	35.455,52
B6	35.484,73	35.462,48	35.436,54
B7	35.469,46	35.444,32	35.409,53
B8	35.456,65	35.429,07	35.391,39
B9	35.427,84	35.394,80	35.350,61
B10	35.521,82	35.513,74	35.505,73
B11	35.497,01	35.477,86	35.463,06
B12	0,00	35.476,01	35.458,04
B13	35.494,65	35.475,05	35.459,73
B14	35.503,80	35.485,17	35.468,93
B15	0,00	35.481,58	35.467,50
B16	0,00	0,00	35.485,33
B17	35.501,71	35.480,19	35.463,01
B18	0,00	35.477,75	35.460,10
B19	35.510,73	35.497,26	35.486,13
B20	0,00	35.509,87	35.491,95
B21	35.502,97	35.484,95	35.471,50
B22	0,00	0,00	35.479,08
B23	35.501,53	35.479,78	35.462,52

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.16 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 23 barras, cenário ii.

Estágio 1	Custo	\$ 110.761,20
	Número de Iterações	18
Estágio 2	Custo	\$ 30.582,397
	Número de Iterações	5
Estágio 3	Custo	\$ 11.983,957
	Número de Iterações	2
Total	Custo	\$ 153.327,554
	Número de Iterações	25

Fonte: Elaboração própria.

Conforme a Tabela 5.16, foram necessárias 25 iterações para a construção de 21 linhas, com um custo total de \$ 153.327,554, um aumento de 0,38% com relação ao cenário anterior. A barra 2 (B2) mais uma vez não foi conectada, já que não apresenta demanda em nenhum dos estágios.

Com as três topologias determinadas, uma para cada estágio, inicia-se a 2ª etapa do algoritmo, referente à alocação de geração distribuída, iniciando pelo cálculo da capacidade ótima de geração para cada uma das barras conectadas ao sistema (Tabela 5.17).

Tabela 5.17 – Capacidade ótima de geração para o sistema de 23 barras, cenário ii.

Barra	Potência ativa (kW)		
	T1	T2	T3
B3	793,443	1.024,483	1.330,005
B4	0,00	1.120,567	1.447,612
B5	954,307	1.621,921	2.109,590
B6	1.517,285	2.188,212	2.970,096
B7	1.263,881	1.748,124	2.417,348
B8	1.159,421	1.566,751	2.122,718
B9	934,025	1.221,264	1.604,898
B10	2.856,000	4.608,836	6.346,144
B11	834,433	1.254,828	1.579,568
B12	0,00	1.436,495	1.874,186
B13	706,774	1.049,853	1.318,099
B14	2.161,823	3.452,432	4.577,941
B15	0,00	1.192,701	1.507,205
B16	0,00	0,00	1.729,772
B17	1.349,027	2.220,282	2.916,449
B18	0,00	1.646,673	2.154,200
B19	1.332,695	2.072,846	2.684,000
B20	0,00	1.223,570	2.095,750
B21	1.036,454	1.619,396	2.054,592
B22	0,00	0,00	1.088,580
B23	1.310,378	2.161,695	2.837,448

Fonte: Elaboração própria.

Com a geração ótima determinada, encontra-se o melhor local para inserção da geração referida para minimizar as perdas totais do sistema. No estágio 1, a barra que gera as menores perdas sistêmicas é a barra 8 (B8), considerando uma GD de 1,232 MW. Nos estágios 2 e 3 a barra que otimiza as perdas é, para ambos, a barra 14 (B14), considerando uma GD de 4,024 MW, para o estágio 2, e 5,257 MW, para o estágio 3.

Admitindo a alocação da geração distribuída no melhor local indicado e com sua capacidade ótima no sistema teste de 23 barras, o resultado das perdas é dado na Tabela 5.18.

Tabela 5.18 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 23 barras, cenário ii.

	Perdas elétricas totais (kW)		
	T1	T2	T3
Perdas sem GD	4,049	8,477	14,941
Perdas aproximadas com GD	1,943	4,862	8,517
Perdas exatas com GD	1,940	4,853	8,497

Fonte: Elaboração própria.

A diferença entre as perdas aproximadas e as perdas exatas, mais uma vez foi muito pequena, com erro inferior a 0,24%, o que demonstra a confiabilidade do método proposto. Com relação as perdas totais, a inserção de GD foi responsável por sua redução. No primeiro estágio a redução foi de 52,08%, no estágio 2 de 42,75% e no estágio 3 de 43,12%, o que representa um ganho significativo ao sistema.

A inserção de GD com capacidade maior do que a demanda na barra ($PDG(t)_i > dp(t)_i$) em todos os estágios alterou o fluxo de potência no sistema (otimização), melhorando a distribuição das correntes elétricas e o perfil de tensão na rede, como observado nas Figuras 5.12, 5.13 e 5.14, para o estágio 1, 2 e 3, respectivamente.

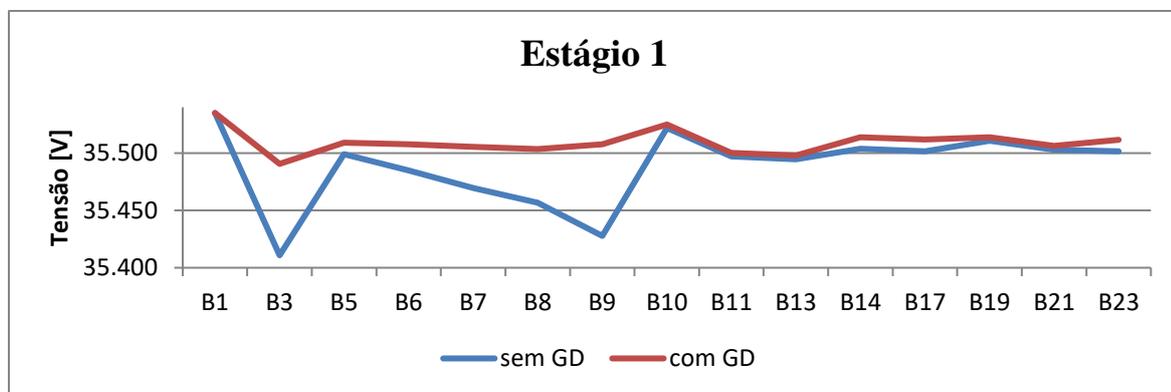


Figura 5.12 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 23 barras, cenário ii.

Fonte: Elaboração própria.

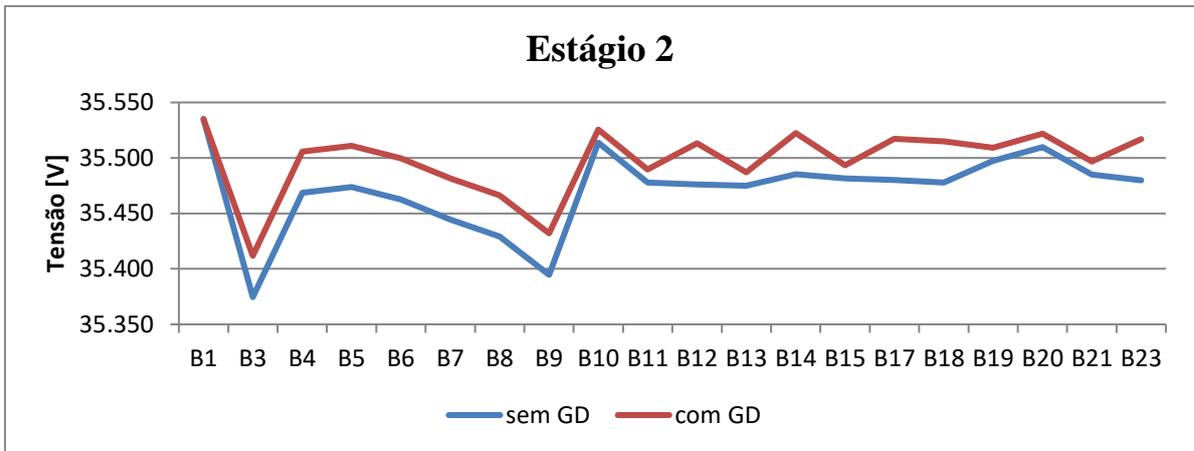


Figura 5.13 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de 23 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

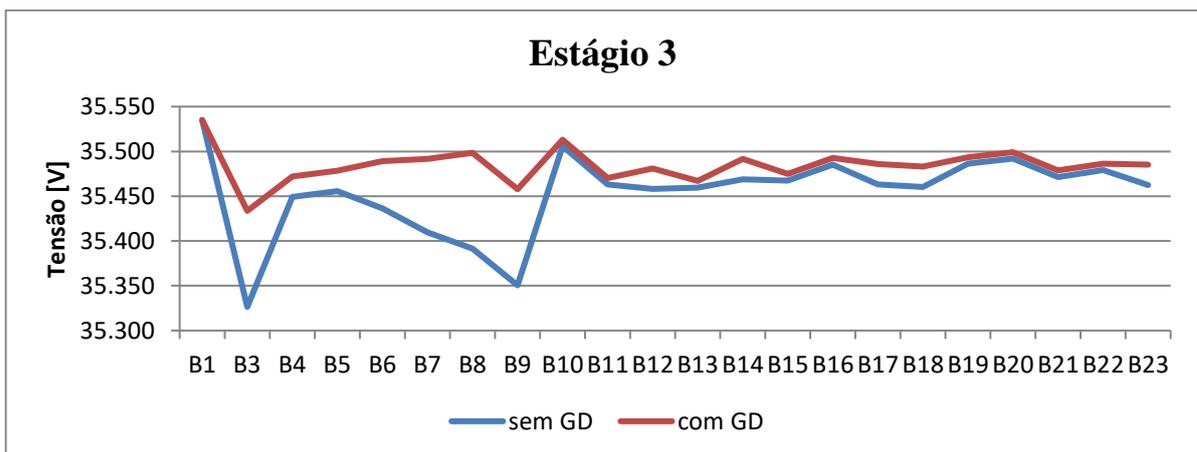


Figura 5.14 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 23 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que o perfil de tensão nos três estágios foi melhorado consideravelmente, além de reduzir as perdas sistêmicas.

5.1.3 Considerações finais

A simulação dos dois cenários para o sistema teste de 23 barras demonstrou que o planejamento em multiestágio dinâmico permite a obtenção de respostas de melhor qualidade, frente ao planejamento pseudodinâmico, com custo de construção total inferior.

Com relação aos demais autores que utilizaram o mesmo sistema teste para validação de seus algoritmos, tem-se uma predominância pelo planejamento estático e modelos lineares. Quando o modelo é alterado para o multiestágio, a exigência de atendimento de uma demanda

especifica no estágio atual pode forçar a inserção de uma barra diferente daquela escolhida para combinação de todas as demandas. Em Gomez et al. (2004) e Lavorato et al. (2010) o custo de construção foi de \$151.892,00, com perdas de 15,491 kW. Em Rocha et al. (2012), Mendonça (2014) e Cuno (2016), o custo de construção foi de \$151.727,00, com perdas de 16,921 kW. Em Benitez (2017), onde o modelo utilizado era não linear, situação que mais se aproxima do modelo proposto nesse trabalho, o custo de construção foi de \$ 160.370,70, com perdas de 14,610 kW.

Isso demonstra, que os resultados obtidos, tanto pelo modelo dinâmico, quanto pelo modelo pseudodinâmico, foram de boa qualidade. O modelo dinâmico obteve custo de construção de \$ 152.740,266, com 15,511 kW de perdas e o pseudodinâmico atingiu o custo de \$ 153.327,554, com 14,941 kW de perdas. O custo de construção do modelo dinâmico obteve uma diferença, com relação ao melhor valor encontrado, de apenas 0,67% para os modelos lineares e com relação as perdas totais dessa mesma topologia, o modelo aqui proposto obteve uma melhora de 8,33%. Comparando com o modelo não linear, o modelo multiestágio registrou uma redução no custo de construção de 4,76%, com um aumento nas perdas de 6,16%.

5.2 Sistema de 33 barras

O sistema teste 2 foi adaptado do sistema de 33 barras (Figura 5.15), utilizado por Mendonça (2014), Cuno (2016) e Benitez (2017) que se baseou no sistema original de Goswami & Basu (1992). Trata-se de um sistema de distribuição de 34,5 kV, com limites operativos de $\pm 3\%$ (tensão mínima permitida de 33,465 kV e máxima de 35,535 kV), fator de potência igual a 0,9 e alimentado por uma subestação (barra 1) de 10 MVA, que atende 32 nós de carga que, diferente do problema anterior, são não uniformes e apresenta menor número de linhas candidatas, com 36 opções de construção.

Considerou-se para a simulação deste sistema 2 cenários:

- i. Sistema com duas opções de condutores e indicador de sensibilidade em multiestágio dinâmico; e
- ii. Sistema com duas opções de condutores e indicador de sensibilidade em multiestágio pseudodinâmico.

As opções disponíveis para os condutores são as mesmas do problema anterior: alumínio 1/0 ou 4/0. Os aspectos construtivos das linhas para cada condutor estão contidos na Tabela 5.1.

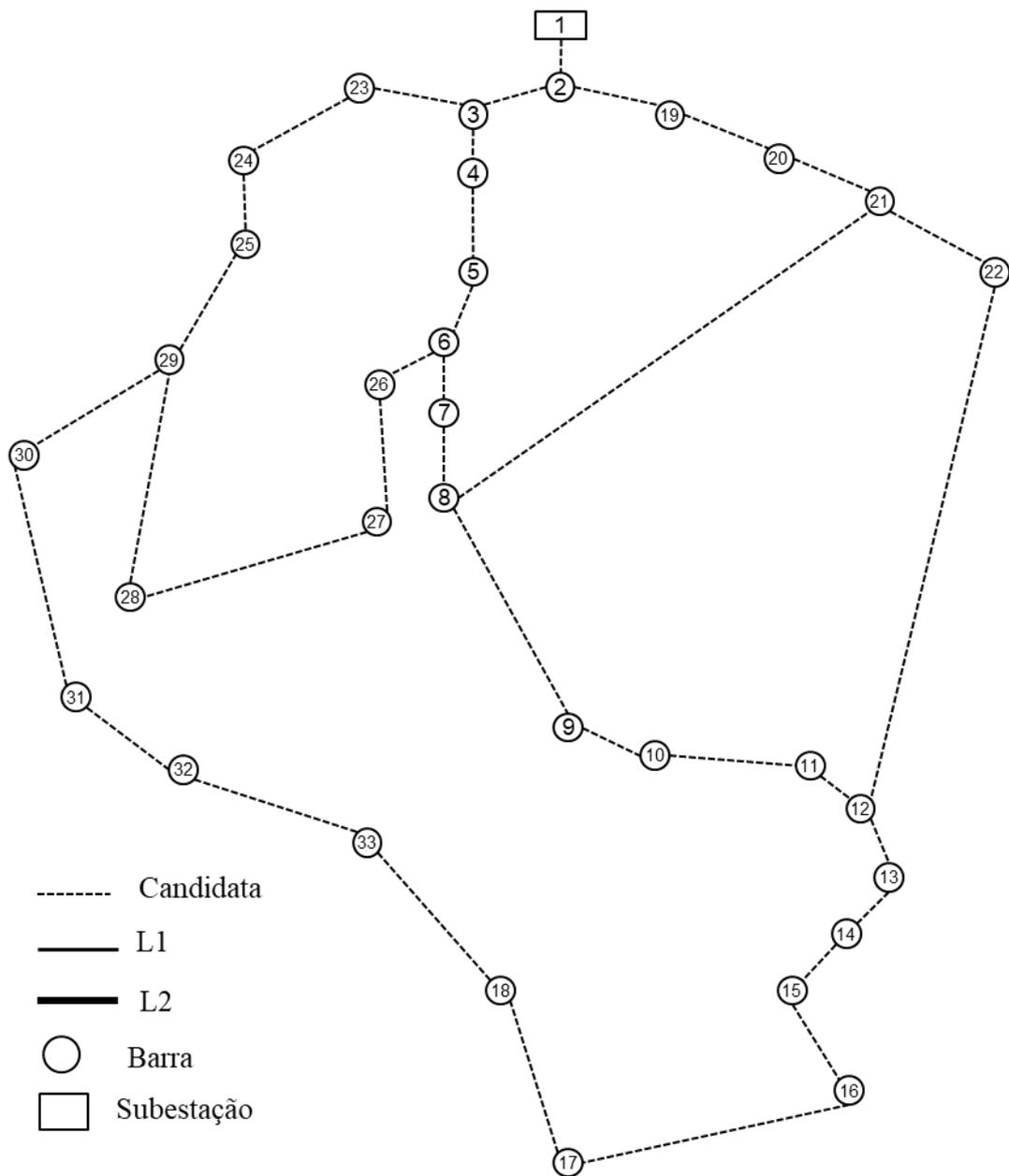


Figura 5.15 – Configuração inicial do sistema de 33 barras.
 Fonte: Adaptado de Benitez (2017).

Os comprimentos das linhas candidatas à adição no sistema de 33 barras são apresentados na Tabela 5.19.

Tabela 5.19 – Dados dos circuitos candidatos ao sistema de 33 barras.

Barra De	Barra Para	Comprimento (km)	Barra De	Barra Para	Comprimento (km)
B1	B2	0,1396	B14	B15	1,0673
B2	B3	0,7464	B15	B16	1,2467
B2	B19	0,3058	B16	B17	2,9008
B3	B4	0,5541	B17	B18	1,2549
B3	B23	0,7372	B18	B33	0,9539
B4	B5	0,577	B19	B20	2,7315
B5	B6	1,4596	B20	B21	0,8495
B6	B7	0,8722	B21	B22	1,5834
B6	B26	0,3073	B23	B24	1,5436
B7	B8	1,0108	B24	B25	1,5348
B8	B9	1,711	B25	B29	0,9539
B8	B21	3,8157	B26	B27	0,4302
B9	B10	1,7263	B27	B28	1,9047
B10	B11	0,2793	B28	B29	1,4389
B11	B12	0,532	B29	B30	0,7683
B12	B13	2,5199	B30	B31	1,8482
B12	B22	3,8157	B31	B32	0,6433
B13	B14	1,2078	B32	B33	0,8504

Fonte: Elaboração própria.

Assim como no problema anterior, os dados originais de demanda nas barras e geração de energia na subestação foram formulados para problemas destinados ao planejamento de um único estágio e necessitaram de adaptações para o planejamento em multiestágio, que seguiram os mesmos critérios apresentados no sistema teste de 23 barras. A oferta de energia na subestação é o mesmo contido na Tabela 5.3 e as demandas em cada barra são expostas na Tabela 5.20.

Nota-se que algumas demandas nas barras são consideradas nulas nos estágios 1 e 2. Essa situação foi proposta para possibilitar a demonstração da construção parcial de linhas por estágio.

Tabela 5.20 – Dados de demanda nas barras por estágio para o sistema de 33 barras.

Barra	Demanda (VA)		
	T1	T2	T3
B1	0	0	0
B2	82.517,17	98.097,66	116.620,00
B3	69.688,16	82.846,35	98.489,00
B4	102.046,18	121.314,06	144.220,00
B5	47.465,41	56.427,61	67.082,00
B6	0,00	0,00	63.246,00
B7	0,00	188.094,83	223.610,00
B8	158.220,40	188.094,83	223.610,00
B9	0,00	53.200,87	63.246,00
B10	0,00	0,00	63.246,00
B11	0,00	45.493,19	54.083,00
B12	0,00	58.429,60	69.462,00
B13	0,00	0,00	69.462,00
B14	0,00	121.314,06	144.220,00
B15	0,00	51.166,91	60.828,00
B16	0,00	53.200,87	63.246,00
B17	0,00	53.200,87	63.246,00
B18	0,00	0,00	98.489,00
B19	69.688,16	82.846,35	98.489,00
B20	0,00	82.846,35	98.489,00
B21	0,00	0,00	98.489,00
B22	69.688,16	82.846,35	98.489,00
B23	0,00	86.607,23	102.960,00
B24	0,00	0,00	465.190,00
B25	0,00	391.305,55	465.190,00
B26	45.992,25	54.676,28	65.000,00
B27	0,00	54.676,28	65.000,00
B28	44.751,16	53.200,87	63.246,00
B29	0,00	0,00	138.920,00
B30	0,00	0,00	632.460,00
B31	0,00	0,00	165.530,00
B32	0,00	0,00	232.590,00
B33	0	0,00	72.111,00

Fonte: Elaboração própria.

5.2.1 Resultados cenário i

No cenário i, com indicador de sensibilidade em multiestágio dinâmico, a solução do estágio 1 foi obtida em 16 iterações, 15 iterações para construção de linha e 1 iteração para retirada de linhas pelo processo de sondagem. Os resultados do estágio 1 são apresentados na Tabela 5.21 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.16. A ação identificada como “C” indica à construção de uma nova linha e a ação “R” a retirada da linha por não atender algum dos limites pré-estabelecidos.

Tabela 5.21 – Dados da solução iterativa no estágio 1, 33 barras, cenário i.

ESTÁGIO 1					
It.	Indicador de sensibilidade	Escolhida	Linha	Custo (\$)	Ação
1	$IS(1)_{1-2} = 1,896$	B1.B2	L1	1.396,00	C
2	$IS(1)_{2-3} = 0,370$; $IS(1)_{2-19} = 0,291$	B2.B3	L1	7.464,00	C
3	$IS(1)_{2-19} = 0,189$; $IS(1)_{3-4} = 0,206$; $IS(1)_{3-23} = 0,168$	B3.B4	L1	5.541,00	C
4	$IS(1)_{2-19} = 0,441$; $IS(1)_{4-5} = 0,758$	B4.B5	L1	5.770,00	C
5	$IS(1)_{2-19} = 0,441$; $IS(1)_{3-23} = 0,767$; $IS(1)_{5-6} = 0,279$	B3.B23	L1	7.372,00	C
6	$IS(1)_{2-19} = 0,441$; $IS(1)_{5-6} = 0,279$	B2.B19	L1	3.058,00	C
7	$IS(1)_{5-6} = 0,279$; $IS(1)_{19-20} = 0,034$	B5.B6	L1	14.596,00	C
8	$IS(1)_{6-7} = 0,367$; $IS(1)_{6-26} = 0,248$; $IS(1)_{19-20} = 0,034$	B6.B7	L1	8.722,00	C
9	$IS(1)_{6-26} = 0,248$; $IS(1)_{7-8} = 0,245$; $IS(1)_{19-20} = 0,034$	B6.B26	L1	3.073,00	C
10	$IS(1)_{7-8} = 0,245$; $IS(1)_{19-20} = 0,034$; $IS(1)_{26-27} = 0,112$	B7.B8	L1	10.108,00	C
11	$IS(1)_{8-21} = 0,00001$; $IS(1)_{19-20} = 0,034$; $IS(1)_{26-27} = 0,112$	B26.B27	L1	4.302,00	C
12	$IS(1)_{8-21} = 0,00001$; $IS(1)_{19-20} = 0,034$; $IS(1)_{27-28} = 0,014$	B19.B20	L1	27.315,00	C
13	$IS(1)_{8-21} = 0,00001$; $IS(1)_{20-21} = 0,071$; $IS(1)_{27-28} = 0,014$	B20.B21	L1	8.495,00	C
14	$IS(1)_{21-22} = 0,027$; $IS(1)_{27-28} = 0,014$	B21.B22	L1	15.834,00	C
15	$IS(1)_{27-28} = 0,014$	B27.B28	L1	19.047,00	C
16	-	B3.B23	L1	-7.372,00	R
TOTAL:				\$ 134.721,00	

Fonte: Elaboração própria.

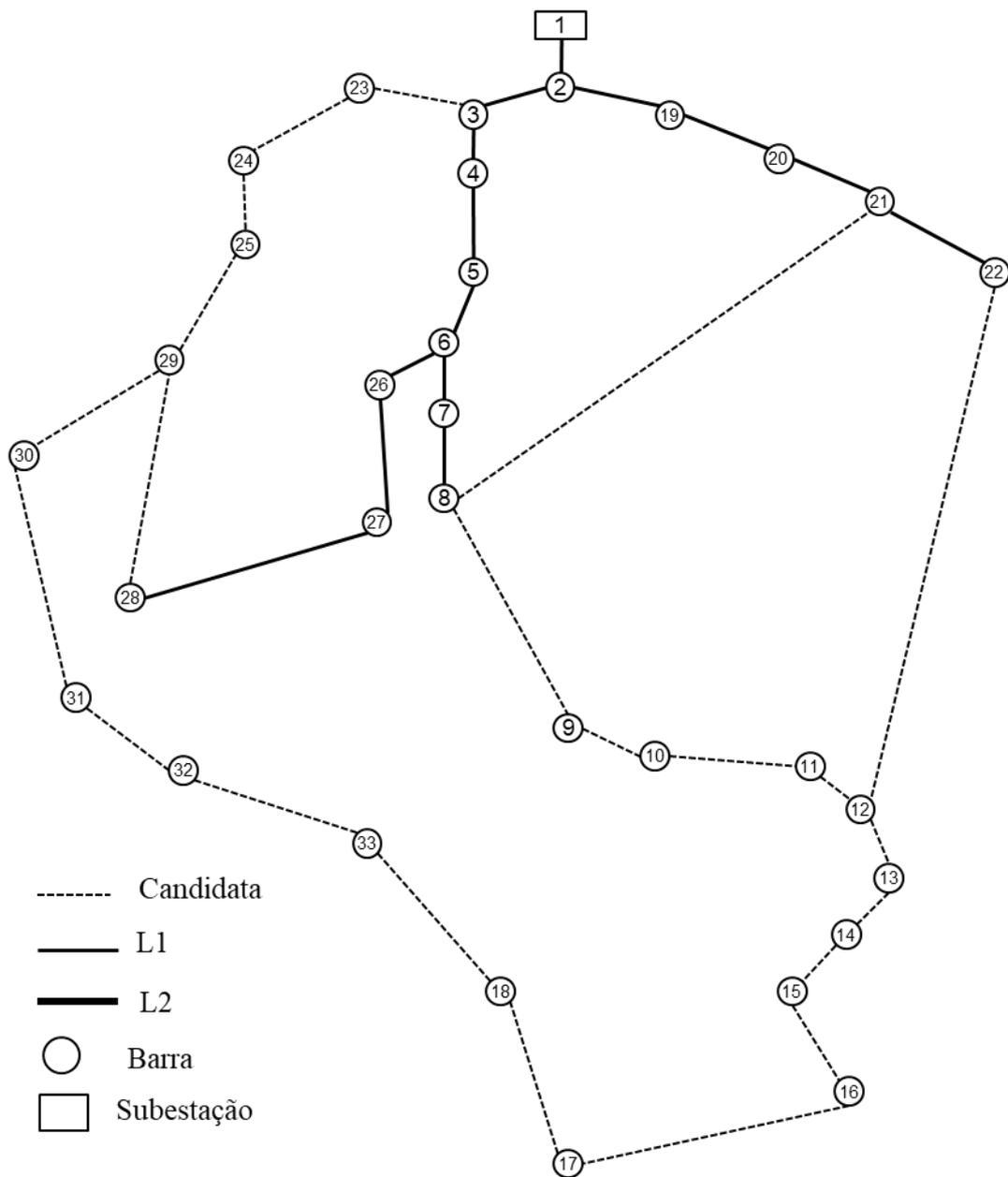


Figura 5.16 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 33 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

Nota-se, pela Tabela 5.21 e Figura 5.16, que houve 14 adições de novas linhas, suficientes para atender as 9 barras com demanda (B2, B3, B4, B5, B8, B19, B22, B26 e B28). Todas as adições foram feitas com o condutor tipo 1 (L1), resultando em um custo total nesse estágio de \$ 134.721,00.

Com isso, inicia-se a solução do estágio 2. Nesse, o resultado foi obtido em 16 iterações para construção de linha. Os resultados do estágio 2 são apresentados na Tabela 5.22 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.17.

Tabela 5.22 – Dados da solução iterativa no estágio 2, 33 barras, cenário i.

ESTÁGIO 2						
It.	Indicador de sensibilidade		Escolhida	Linha	Custo (\$)	Ação
1	$IS(2)_{3-23} = 0,161;$ $IS(2)_{12-22} = 0,027;$	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{28-29} = 0,300$	B28.B29	L1	13.081,04	C
2	$IS(2)_{3-23} = 0,161;$ $IS(2)_{12-22} = 0,027;$ $IS(2)_{29-30} = 0,334$	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{25-29} = 0,157;$	B29.B30	L1	6.984,615	C
3	$IS(2)_{3-23} = 0,161;$ $IS(2)_{12-22} = 0,027;$ $IS(2)_{30-31} = 0,077$	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{25-29} = 0,157;$	B3.B23	L1	6.701,885	C
4	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{23-24} = 0,055;$ $IS(2)_{30-31} = 0,078$	$IS(2)_{12-22} = 0,027;$ $IS(2)_{25-29} = 0,157;$	B25.B29	L1	8.671,905	C
5	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{30-31} = 0,078$	$IS(2)_{12-22} = 0,027;$	B30.B31	L1	16.801,986	C
6	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{31-32} = 0,182$	$IS(2)_{12-22} = 0,027;$	B31.B32	L1	5.848,24	C
7	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{32-33} = 0,110$	$IS(2)_{12-22} = 0,024;$	B32.B33	L1	7.730,986	C
8	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{18-33} = 0,110$	$IS(2)_{12-22} = 0,015;$	B18.B33	L1	8.671,905	C
9	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{17-18} = 0,069$	$IS(2)_{12-22} = 0,015;$	B17.B18	L1	11.408,296	C
10	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{16-17} = 0,030$	$IS(2)_{12-22} = 0,009;$	B16.B17	L1	26.371,173	C
11	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{15-16} = 0,053$	$IS(2)_{12-22} = 0,009;$	B15.B16	L1	11.333,75	C
12	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$ $IS(2)_{14-15} = 0,043$	$IS(2)_{12-22} = 0,009;$	B14.B15	L1	9.702,824	C
13	$IS(2)_{8-9} = 0,029;$	$IS(2)_{12-22} = 0,009$	B8.B9	L1	15.554,701	C
14	$IS(2)_{9-10} = 0,017;$	$IS(2)_{12-22} = 0,009$	B9.B10	L1	15.693,793	C
15	$IS(2)_{10-11} = 0,143$		B10.B11	L1	2.539,116	C
16	$IS(2)_{11-12} = 0,042$		B11.B12	L1	4.836,412	C
TOTAL:					\$ 171.932,63	

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se, pela Tabela 5.22 e Figura 5.17, que nesse 2º estágio houve a adição de 12 linhas, todas com o condutor tipo 1 (L1), atendendo as novas demandas de 13 barras (B7, B9, B11, B12, B14, B15, B16, B17, B20, B23, B25, B27, B33). O custo total do estágio foi de \$ 171.932,63.

Por fim, inicia-se a solução do último estágio (estágio 3). Nesse, o resultado foi obtido em 2 iterações destinadas à construção de linha. Os resultados do estágio 3 são dados na Tabela 5.23 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.18.

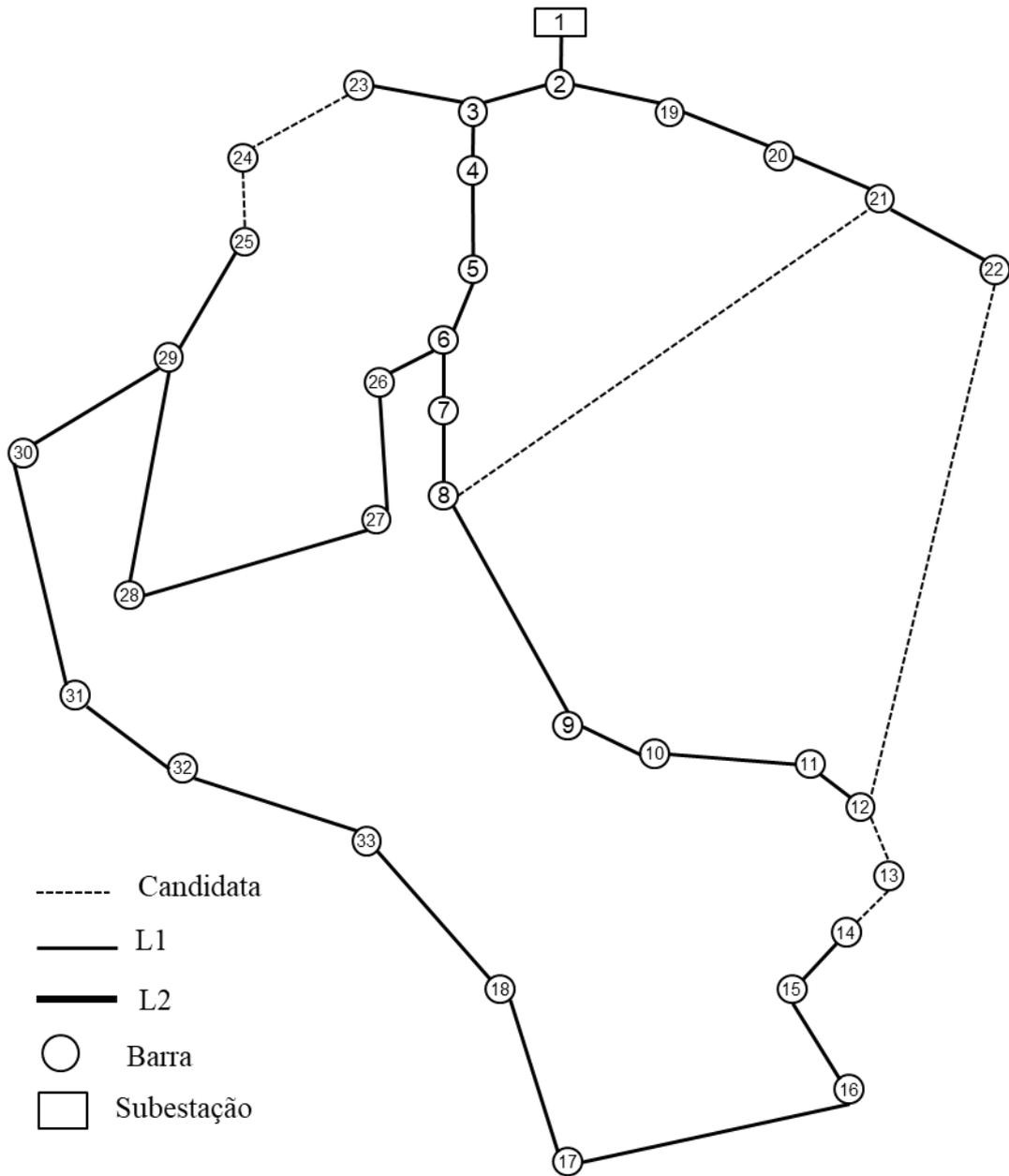


Figura 5.17 – Configuração final do estágio 2 para o sistema de 33 barras, cenário i.
 Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.23 – Dados da solução iterativa no estágio 3, 33 barras, cenário i.

ESTÁGIO 3					
It.	Máximo indicador de sensibilidade	Escolhida	Linha	Custo (\$)	Ação
1	$IS(3)_{13-14} = 0,010$; $IS(3)_{24-25} = 0,055$	B24.B25	L1	12.683,59	C
2	$IS(3)_{13-14} = 0,010$	B13.B14	L1	9.981,26	C
TOTAL:				\$ 22.664,85	

Fonte: Elaboração própria.

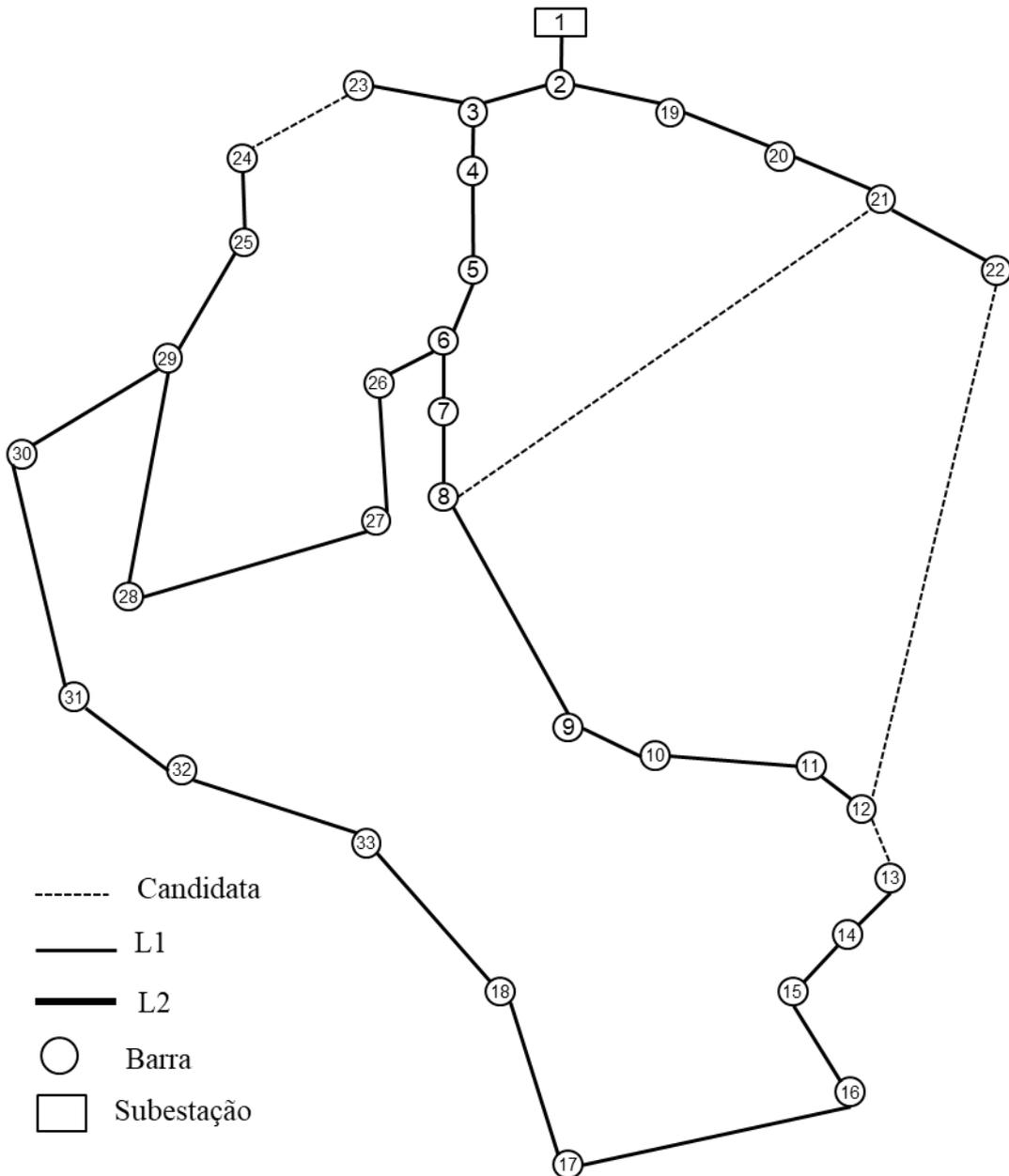


Figura 5.18 – Configuração final do estágio 3 para o sistema de 33 barras, cenário i.
 Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 5.23 a Figura 5.18, mostram a adição das últimas linhas necessárias para atender a demanda de 10 barras (B6, B10, B13, B18, B21, B24, B29, B30, B31 e B32) inserida no estágio 3 com a construção de 2 novas linhas. Mais uma vez o condutor escolhido se restringiu ao tipo 1 (L1) e o custo desse estágio foi de \$ 22.664,85. A tensão em cada barra do sistema, por estágio, é apresentada na Tabela 5.24.

Tabela 5.24 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 33 barras, cenário i.

Barra	Tensão (V)		
	T1	T2	T3
B1	35.535,00	35.535,00	35.535,00
B2	35.533,02	35.529,08	35.521,94
B3	35.525,83	35.502,77	35.459,91
B4	35.521,29	35.485,16	35.416,09
B5	35.517,77	35.468,25	35.372,11
B6	35.510,29	35.427,15	35.262,76
B7	35.507,45	35.417,56	35.250,15
B8	35.504,15	35.410,35	35.240,22
B9	0,00	35.404,80	35.231,34
B10	0,00	35.401,10	35.224,65
B11	0,00	35.400,50	35.223,94
B12	0,00	35.399,86	35.223,17
B13	0,00	0,00	34.892,55
B14	0,00	35.309,47	34.894,31
B15	0,00	35.312,15	34.899,09
B16	0,00	35.316,61	34.906,26
B17	0,00	35.330,16	34.926,78
B18	0,00	35.337,40	34.937,31
B19	35.532,14	35.527,52	35.519,46
B20	35.528,23	35.518,21	35.502,85
B21	35.527,01	35.516,76	35.499,40
B22	35.524,74	35.514,06	35.496,19
B23	0,00	35.501,46	35.458,35
B24	0,00	0,00	34.997,93
B25	0,00	35.358,88	35.012,85
B26	35.509,71	35.421,87	35.244,51
B27	35.509,32	35.414,97	35.219,52
B28	35.507,56	35.386,52	35.111,41
B29	0,00	35.366,60	35.031,38
B30	0,00	35.362,17	35.005,69
B31	0,00	35.351,52	34.968,26
B32	0,00	35.347,81	34.957,45
B33	0,00	35.342,90	34.947,28

Fonte: Elaboração própria.

Sendo a barra 1 (B1) a barra de referência destinada a subestação, observa-se que a maior queda de tensão no estágio 1 foi na barra 8 (B8), no estágio 2 na barra 14 (B14) e no estágio 3 na barra 13 (B13), o que se justifica pela sua maior distância elétrica em relação a subestação. Essa queda de tensão foi de 0,09%, 0,63% e 1,81% para o estágio 1, 2 e 3, respectivamente, estando dentro dos limites de tensão aceitáveis.

A barras selecionadas para adição foram aquelas que representaram a melhor opção para minimizar a relação menor custo e menores perdas sistêmicas. O resumo dos resultados é apresentado na Tabela 5.25.

Tabela 5.25 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 33 barras, cenário i.

Estágio 1	Custo	\$ 134.721,00
	Número de Iterações	16
Estágio 2	Custo	\$ 171.932,628
	Número de Iterações	16
Estágio 3	Custo	\$22.664,846
	Número de Iterações	2
Total	Custo	\$ 329.318,475
	Número de Iterações	34

Fonte: Elaboração própria.

Conforme a Tabela 5.25 foram necessárias 34 iterações, para a construção de 32 linhas, com um custo total de \$ 329.318,475.

Com as três topologias determinadas, uma para cada estágio, parte-se para a 2ª etapa do algoritmo, referente à alocação de geração distribuída, iniciando pelo cálculo da capacidade ótima de geração para cada uma das barras conectadas ao sistema (Tabela 5.26).

O passo seguinte consiste em determinar o melhor local para inserção da geração referida como capacidade ótima para minimizar as perdas totais do sistema. No estágio 1, a barra que gera as menores perdas sistêmicas é a barra 8 (B8), considerando uma GD de 251,67 kW. Nos estágios 2 a barra que otimiza as perdas é a barra 29 (B29) considerando uma GD de 972,69 kW e no estágio 3 a barra que otimiza as perdas é a barra 30 (B30) considerando uma GD de 2,762 MW.

Admitindo a alocação da geração distribuída no melhor local indicado e com sua capacidade ótima no sistema teste de 33 barras, o resultado das perdas é dado na Tabela 5.27.

Tabela 5.26 – Capacidade ótima de geração, sistema de 33 barras, cenário i.

Barra	Potência ativa (kW)		
	T1	T2	T3
B2	621,28	1.859,15	4.135,41
B3	452,95	1.595,20	3.742,15
B4	416,66	1.516,93	3.640,43
B5	373,78	1.449,59	3.554,66
B6	310,90	1.356,96	3.434,01
B7	277,09	1.180,83	2.870,30
B8	251,67	1.016,55	2.408,79
B9	0,00	804,67	1.879,94
B10	0,00	665,06	1.543,75
B11	0,00	647,46	1.499,64
B12	0,00	614,51	1.420,04
B13	0,00	0,00	1.369,25
B14	0,00	514,65	1.452,00
B15	0,00	538,70	1.526,77
B16	0,00	567,26	1.622,18
B17	0,00	643,60	1.898,73
B18	0,00	682,75	2.052,17
B19	280,85	736,29	1.539,59
B20	93,30	231,43	444,42
B21	86,85	198,33	388,03
B22	80,03	163,38	303,50
B23	0,00	906,09	2.084,60
B24	0,00	0,00	2.321,73
B25	0,00	902,98	2.665,93
B26	292,28	1.307,57	3.364,39
B27	266,55	1.245,48	3.277,75
B28	196,11	1.060,04	3.019,80
B29	0,00	972,69	2.898,11
B30	0,00	906,02	2.762,12
B31	0,00	786,87	2.416,84
B32	0,00	754,94	2.315,54
B33	0,00	718,14	2.183,73

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.27 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 33 barras, cenário i.

	Perdas elétricas totais (kW)		
	T1	T2	T3
Perdas sem GD	0,261	5,554	43,504
Perdas aproximadas com GD	0,0982	2,098	12,170
Perdas exatas com GD	0,0981	2,087	11,890

Fonte: Elaboração própria.

A diferença entre as perdas aproximadas e as perdas exatas, mais uma vez foi muito pequena, com erro inferior a 2,35%, o que demonstra a confiabilidade do método proposto. Com relação as perdas totais, a inserção de GD foi responsável por sua redução. No primeiro estágio a redução foi de 62,45%, no estágio 2 de 62,42% e no estágio 3 de 72,67%, o que representa um ganho significativo ao sistema.

A inserção de GD com capacidade maior do que a demanda na barra ($PDG(t)_i > dp(t)_i$) em todos os estágios alterou o fluxo de potência no sistema (otimização), melhorando a distribuição das correntes elétricas e o perfil de tensão na rede, como observado nas Figuras 5.19, 5.20 e 5.21, para o estágio 1, 2 e 3, respectivamente. Com isso, houve alívio de carga nos alimentadores e menor solicitação de potência à subestação.

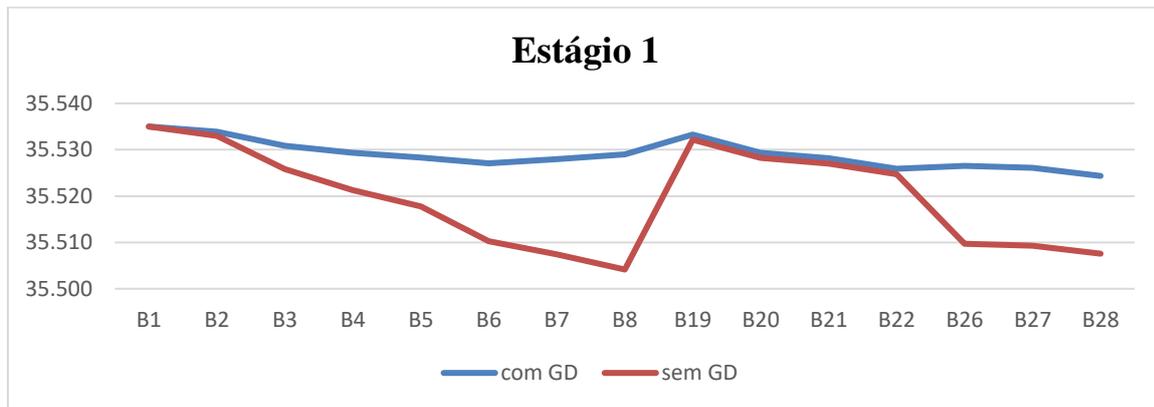


Figura 5.19 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 33 barras, cenário i.

Fonte: Elaboração própria.

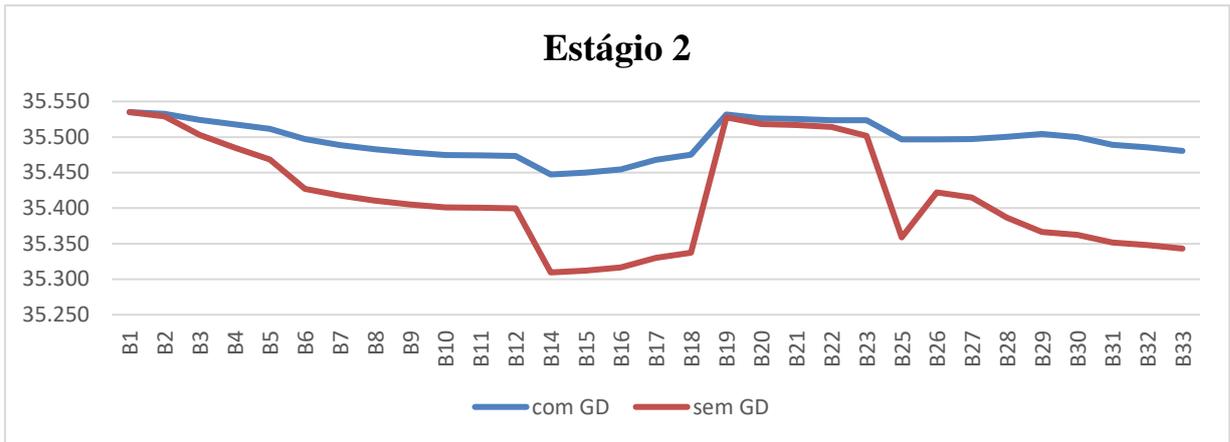


Figura 5.20 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de 33 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

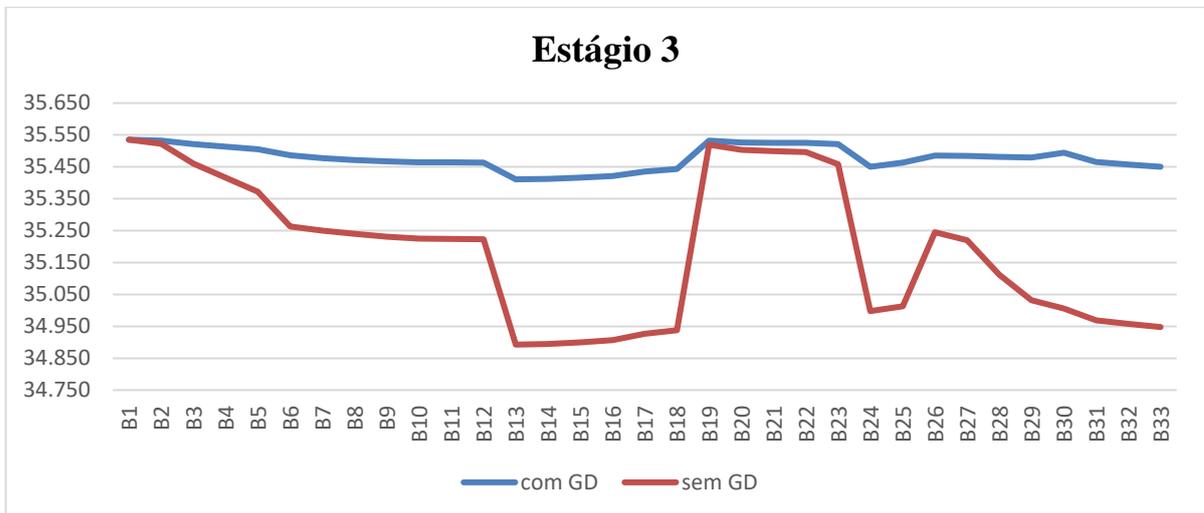


Figura 5.21 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 33 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que o perfil de tensão foi otimizado em todos os estágios com a inserção da geração distribuída.

5.2.2 Resultados cenário ii

Para o sistema ii, considerando o indicador pseudodinâmico, houve variação nos resultados. A solução do estágio 1 foi obtida em 15 iterações destinadas à construção de linhas e 2 para retirada de linhas pelo processo de sondagem. Os resultados do estágio 1 são dados na Tabela 5.28 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.22.

Tabela 5.28 – Dados da solução iterativa no estágio 1, sistema de 33 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 1					
It.	Indicador de sensibilidade	Escolhida	Linha	Custo (\$)	Ação
1	$IS(1)_{1-2} = 0,125$	B1.B2	L1	1.396,00	C
2	$IS(1)_{2-3} = 0,026;$ $IS(1)_{2-19} = 0,112$	B2.B19	L1	3.058,00	C
3	$IS(1)_{2-3} = 0,050;$ $IS(1)_{19-20} = 0,017$	B2.B3	L1	7.464,00	C
4	$IS(1)_{3-4} = 0,054;$ $IS(1)_{3-23} = 0,009;$ $IS(1)_{19-20} = 0,012$	B3.B4	L1	5.541,00	C
5	$IS(1)_{3-23} = 0,009;$ $IS(1)_{4-5} = 0,028;$ $IS(1)_{19-20} = 0,012$	B4.B5	L1	5.7 70,00	C
6	$IS(1)_{3-23} = 0,009;$ $IS(1)_{5-6} = 0,006;$ $IS(1)_{19-20} = 0,012$	B19.B20	L1	27.315,00	C
7	$IS(1)_{3-23} = 0,009;$ $IS(1)_{5-6} = 0,005;$ $IS(1)_{20-21} = 0,041$	B20.B21	L1	8.495,00	C
8	$IS(1)_{3-23} = 0,009;$ $IS(1)_{5-6} = 0,005;$ $IS(1)_{8-21} = 0,006;$ $IS(1)_{21-22} = 0,007$	B3.B23	L1	7.372,00	C
9	$IS(1)_{5-6} = 0,005;$ $IS(1)_{8-21} = 0,006;$ $IS(1)_{21-22} = 0,007;$ $IS(1)_{23-24} = 0,004$	B21.B22	L1	15.834,00	C
10	$IS(1)_{5-6} = 0,005;$ $IS(1)_{8-21} = 0,006;$ $IS(1)_{12-22} = 0,000001;$ $IS(1)_{23-24} = 0,004$	B8.B21	L1	38.157,00	C
11	$IS(1)_{5-6} = 0,005;$ $IS(1)_{7-8} = 0,00008;$ $IS(1)_{8-9} = 0,00002;$ $IS(1)_{12-22} = 0,00001;$ $IS(1)_{23-24} = 0,004$	B5.B6	L1	14.596,00	C
12	$IS(1)_{6-7} = 0,00001;$ $IS(1)_{6-26} = 0,045;$ $IS(1)_{7-8} = 0,00001;$ $IS(1)_{8-9} = 0,000005;$ $IS(1)_{12-22} = 0,0000002$	B6.B26	L1	3.073,00	C
13	$IS(1)_{6-7} = 0,00001;$ $IS(1)_{7-8} = 0,00001;$ $IS(1)_{26-27} = 0,016$	B26.B27	L1	4.302,00	C
14	$IS(1)_{6-7} = 0,000001;$ $IS(1)_{7-8} = 0,000001;$ $IS(1)_{8-9} = 0,0000003;$ $IS(1)_{12-22} = 0,000001;$ $IS(1)_{27-28} = 0,004$	B27.B28	L1	19.047,00	C
15	$IS(1)_{8-9} = 0,00006;$ $IS(1)_{12-22} = 0,00005;$ $IS(1)_{28-29} = 0,00007$	B28.B29	L1	14.389,00	C
16		B3.B23	L1	-7.372,00	R
17		B28.B29	L1	-14.389,00	R
TOTAL:				\$ 154.048,00	

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se, pela Tabela 5.28 e Figura 5.22, que houve 15 adições de novas linhas, suficientes para atender as 9 barras com demanda (B2, B3, B4, B5, B8, B19, B22, B26 e B28). Todas as adições foram feitas com o condutor tipo 1 (L1), resultando em um custo total nesse estágio de \$ 154.048,00.

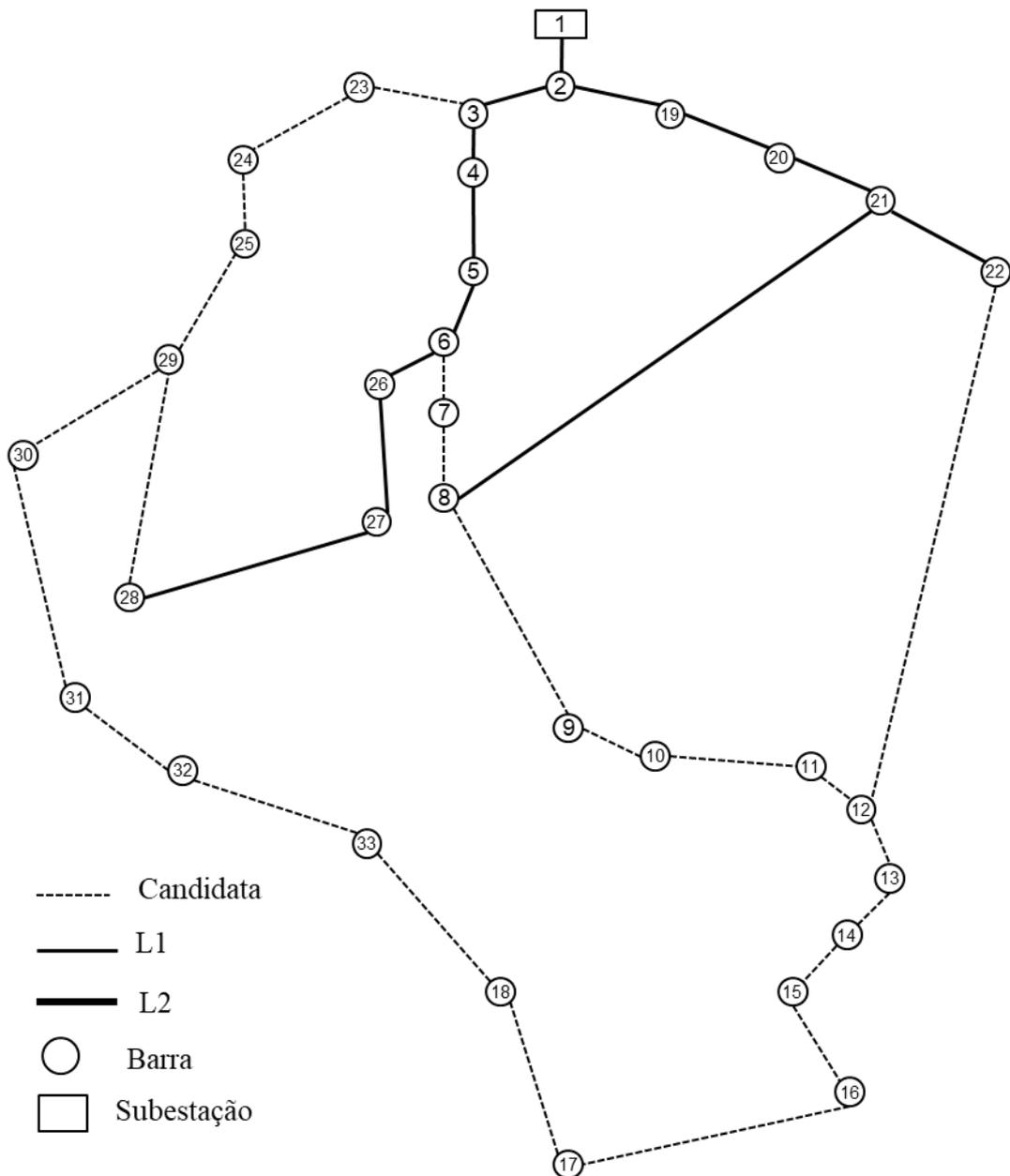


Figura 5.22 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 33 barras, cenário ii.
 Fonte: Elaboração própria.

Com isso, inicia-se a solução do estágio 2. Nesse, o resultado foi obtido em 13 iterações para construção de linhas e 1 para retirada de linha pelo processo de sondagem. Os resultados do estágio 2 são dados na Tabela 5.29 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.23.

Tabela 5.29 – Dados da solução iterativa no estágio 2, sistema de 33 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 2						
It.	Indicador de sensibilidade	Escolhida	Linha	Custo (\$)	Ação	
1	$IS(2)_{3-23} = 0,039;$ $IS(2)_{7-8} = 0,00003;$ $IS(2)_{12-22} = 0,025;$	$IS(2)_{6-7} = 0,072;$ $IS(2)_{8-9} = 0,019;$ $IS(2)_{28-29} = 0,103$	B28.B29	L1	13.081,040	C
2	$IS(2)_{3-23} = 0,039;$ $IS(2)_{7-8} = 0,00002;$ $IS(2)_{12-22} = 0,024;$ $IS(2)_{29-30} = 0,026$	$IS(2)_{6-7} = 0,072;$ $IS(2)_{8-9} = 0,019;$ $IS(2)_{25-29} = 0,136;$	B25.B29	L1	8.671,905	C
3	$IS(2)_{3-23} = 0,039;$ $IS(2)_{7-8} = 0,000001;$ $IS(2)_{12-22} = 0,024;$	$IS(2)_{6-7} = 0,072;$ $IS(2)_{8-9} = 0,019;$ $IS(2)_{29-30} = 0,026$	B6.B7	L1	7.929,17	C
4	$IS(2)_{3-23} = 0,039;$ $IS(2)_{12-22} = 0,024;$	$IS(2)_{8-9} = 0,019;$ $IS(2)_{29-30} = 0,026$	B3.B23	L1	6.701,885	C
5	$IS(2)_{8-9} = 0,019;$ $IS(2)_{29-30} = 0,026$	$IS(2)_{12-22} = 0,024;$	B29.B30	L1	6.984,615	C
6	$IS(2)_{8-9} = 0,019;$ $IS(2)_{30-31} = 0,014$	$IS(2)_{12-22} = 0,022$	B12.B22	L1	34.688,529	C
7	$IS(2)_{8-9} = 0,019;$ $IS(2)_{12-13} = 0,030;$	$IS(2)_{11-12} = 0,00008;$ $IS(2)_{30-31} = 0,010$	B12.B13	L1	22.908,411	C
8	$IS(2)_{8-9} = 0,010;$ $IS(2)_{13-14} = 0,062;$	$IS(2)_{11-12} = 0,028;$ $IS(2)_{30-31} = 0,010$	B13.B14	L1	10.980,110	C
9	$IS(2)_{8-9} = 0,010;$ $IS(2)_{14-15} = 0,032;$	$IS(2)_{11-12} = 0,028;$ $IS(2)_{30-31} = 0,010$	B14.B15	L1	9.702,824	C
10	$IS(2)_{8-9} = 0,010;$ $IS(2)_{15-16} = 0,028$	$IS(2)_{11-12} = 0,028;$	B11.B12	L1	4.836,412	C
11	$IS(2)_{8-9} = 0,010;$ $IS(2)_{15-16} = 0,028$	$IS(2)_{10-11}$ $= 0,000001;$	B15.B16	L1	11.333,75	C
12	$IS(2)_{8-9} = 0,010;$ $IS(2)_{16-17} = 0,006$	$IS(2)_{10-11}$ $= 0,00001;$	B8.B9	L1	15.554,701	C
13	$IS(2)_{9-10} = 0,000001;$ $IS(2)_{16-17} = 0,006$	$IS(2)_{10-11}$ $= 0,00001;$	B16.B17	L1	26.371,173	C
14			B29.B30	L1	-6.984,615	R
TOTAL:					\$ 172.759,909	

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, inicia-se a solução do último estágio (estágio 3). Nesse, o resultado foi obtido em 7 iterações destinadas à construção de linha. Os resultados do estágio 3 são dados na Tabela 5.30 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.24.

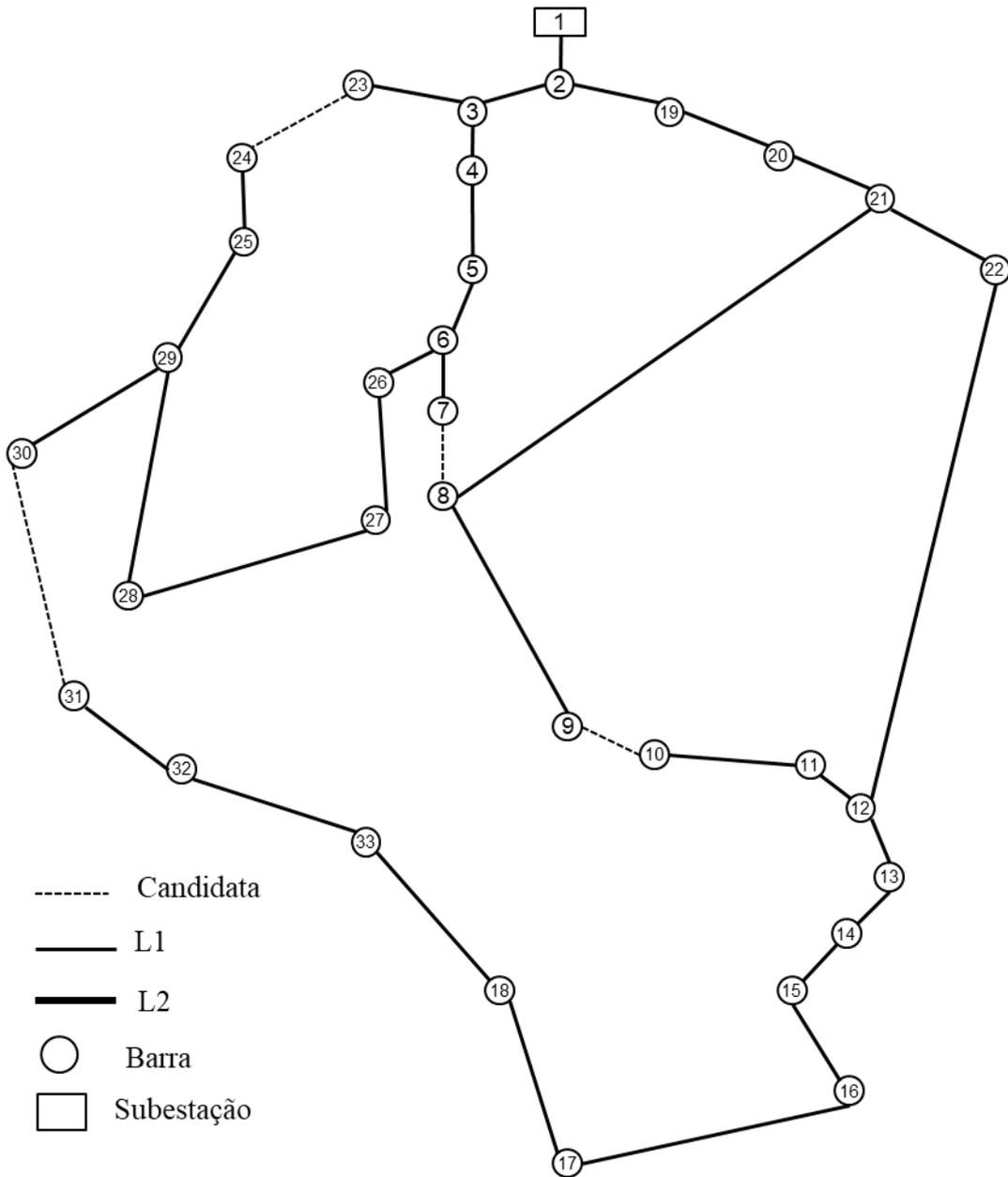


Figura 5.24 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 33 barras, cenário ii.
 Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.30 – Dados da solução iterativa no estágio 3, sistema de 33 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 3					
It.	Indicador de sensibilidade	Escolhida	Linha	Custo (\$)	Ação
1	$IS(3)_{10-11} = 0,082;$ $IS(3)_{17-18} = 0,117;$ $IS(3)_{23-24} = 0,110;$ $IS(3)_{24-25} = 0,0006;$ $IS(3)_{29-30} = 0,378$	B29.B30	L1	6.349,231	C
2	$IS(3)_{10-11} = 0,082;$ $IS(3)_{17-18} = 0,117;$ $IS(3)_{23-24} = 0,110;$ $IS(3)_{24-25} = 0,0006;$ $IS(3)_{30-31} = 0,033$	B17.B18	L1	10.370,494	C
3	$IS(3)_{10-11} = 0,082;$ $IS(3)_{18-33} = 0,116;$ $IS(3)_{23-24} = 0,110;$ $IS(3)_{24-25} = 0,0006;$ $IS(3)_{30-31} = 0,033$	B18.B33	L1	7.883,030	C
4	$IS(3)_{10-11} = 0,082;$ $IS(3)_{23-24} = 0,0002;$ $IS(3)_{24-25} = 0,110;$ $IS(3)_{30-31} = 0,032;$ $IS(3)_{32-33} = 0,099$	B24.B25	L1	12.683,587	C
5	$IS(3)_{10-11} = 0,082;$ $IS(3)_{30-31} = 0,023;$ $IS(3)_{32-33} = 0,122$	B32.B33	L1	7.027,706	C
6	$IS(3)_{10-11} = 0,082;$ $IS(3)_{30-31} = 0,022;$ $IS(3)_{31-32} = 0,036$	B10.B11	L1	2.308,135	C
7	$IS(3)_{31-32} = 0,093$	B31.B32	L1	5.316,231	C
TOTAL:				\$ 51.938,414	

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 5.30 e a Figura 5.24, mostram a adição das últimas linhas necessárias para atender a demanda de 10 barras (B6, B10, B13, B18, B21, B24, B29, B30, B31 e B32) inserida no estágio 3, com a construção de 7 novas linhas. Mais uma vez o condutor escolhido se restringiu ao tipo 1 (L1) e o custo desse estágio foi de \$ 51.938,414. A tensão em cada barra do sistema, por estágio, é apresentada na Tabela 5.31.

Tabela 5.31 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 33 barras, cenário ii.

Barra	Tensão (V)		
	T1	T2	T3
B1	35.535,00	35.535,00	35.535,00
B2	35.533,02	35.529,08	35.521,94
B3	35.528,26	35.512,36	35.482,08
B4	35.525,52	35.501,87	35.454,76
B5	35.523,88	35.492,38	35.428,01
B6	35.521,15	35.470,08	35.362,29
B7	0,00	35.466,69	35.358,26
B8	35.501,92	35.447,84	35.361,20
B9	0,00	35.445,96	35.358,97

B10	0,00	0,00	35.249,60
B11	0,00	35.420,98	35.249,96
B12	0,00	35.421,48	35.251,26
B13	0,00	35.406,98	35.200,58
B14	0,00	35.400,02	35.178,00
B15	0,00	35.396,55	35.161,23
B16	0,00	35.393,81	35.143,21
B17	0,00	35.390,62	35.105,08
B18	0,00	0,00	35.090,22
B19	35.531,15	35.523,59	35.510,37
B20	35.518,34	35.479,20	35.412,60
B21	35.514,35	35.466,82	35.383,83
B22	35.512,08	35.451,63	35.342,78
B23	0,00	35.511,04	35.480,52
B24	0,00	0,00	35.180,39
B25	0,00	35.425,37	35.195,23
B26	35.520,58	35.466,57	35.350,25
B27	35.520,18	35.462,14	35.333,97
B28	35.518,43	35.444,69	35.264,42
B29	0,00	35.433,07	35.213,66
B30	0,00	0,00	35.203,57
B31	0,00	0,00	35.071,60
B32	0,00	0,00	35.073,82
B33	0,00	0,00	35.080,87

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que a maior queda de tensão no estágio 1 foi de 0,09% na barra 8 (B8), no estágio 2 de 0,41% na barra 17 (B17) e no estágio 3 de 1,30% na barra 31 (B31), o que se justifica pela sua maior distância elétrica em relação a subestação, estando dentro dos limites de tensão aceitáveis. O resumo dos resultados é apresentado na Tabela 5.32.

Tabela 5.32 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 33 barras, cenário ii.

Estágio 1	Custo	\$ 154.048,00
	Número de Iterações	17
Estágio 2	Custo	\$ 172.759,909
	Número de Iterações	14
Estágio 3	Custo	\$ 51.938,414
	Número de Iterações	7
Total	Custo	\$ 378.746,323
	Número de Iterações	38

Fonte: Elaboração própria.

Conforme a Tabela 5.32 foram necessárias 38 iterações, para a construção de 32 linhas, com um custo total de \$ 378.746,323.

Com as três topologias determinadas, uma para cada estágio, inicia-se a 2ª etapa do algoritmo, referente à alocação de geração distribuída, iniciando pelo cálculo da capacidade ótima de geração para cada uma das barras conectadas ao sistema (Tabela 5.33).

Tabela 5.33 – Capacidade ótima de geração para o sistema de 33 barras, cenário ii.

Barra	Potência ativa (kW)		
	T1	T2	T3
B2	621,27	1.857,42	4.121,95
B3	332,90	1.119,38	2.627,13
B4	288,00	1.007,37	2.448,37
B5	241,19	924,82	2.328,71
B6	174,21	816,79	2.176,05
B7	0,00	686,87	1.779,81
B8	184,44	485,96	971,18
B9	0,00	407,48	807,39
B10	0,00	0,00	1.217,23
B11	0,00	500,22	1.249,78
B12	0,00	526,15	1.314,41
B13	0,00	467,97	1.220,30
B14	0,00	447,97	1.182,13
B15	0,00	424,95	1.144,09
B16	0,00	398,39	1.101,89
B17	0,00	343,01	1.016,83

B18	0,00	0,00	984,18
B19	378,70	1.122,49	2.435,18
B20	229,50	769,14	1.693,10
B21	224,35	741,05	1.647,85
B22	178,72	650,09	1.501,88
B23	0,00	646,38	1.476,01
B24	0,00	0,00	1.535,84
B25	0,00	562,45	1.737,96
B26	166,69	790,90	2.137,73
B27	153,79	755,98	2.087,39
B28	118,45	645,01	1.930,35
B29	0,00	589,11	1.852,50
B30	0,00	0,00	1.733,64
B31	0,00	0,00	911,04
B32	0,00	0,00	933,98
B33	0,00	0,00	957,95

Fonte: Elaboração própria.

Com a geração ótima determinada, o passo seguinte consiste em encontrar o melhor local para inserção da geração referida para minimizar as perdas totais do sistema. No estágio 1, a barra que gera as menores perdas sistêmicas é a barra 8 (B8), considerando uma GD de 184,44 kW. No estágio 2 a barra que otimiza as perdas é a barra 25 (B25) considerando uma GD de 562,45 kW e no estágio 3 a barra que otimiza as perdas é a barra 29 (B29), considerando uma GD de 1,852 MW.

Admitindo a alocação da geração distribuída no melhor local indicado e com sua capacidade ótima no sistema teste de 33 barras, o resultado das perdas é apresentado na Tabela 5.34.

Tabela 5.34 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 33 barras, cenário ii.

	Perdas elétricas totais (kW)		
	T1	T2	T3
Perdas sem GD	0,247	3,817	29,813
Perdas aproximadas com GD	0,1197	2,520	17,170
Perdas exatas com GD	0,1196	2,509	16,854

Fonte: Elaboração própria.

A diferença entre as perdas aproximadas e as perdas exatas, mais uma vez foi muito pequena, com erro inferior a 1,9%, o que demonstra a confiabilidade do método proposto. Com relação as perdas totais, a inserção de GD foi responsável por sua redução. No primeiro estágio a redução foi de 51,69%, no estágio 2 de 33,73% e no estágio 3 de 43,46%, o que representa um ganho significativo ao sistema.

A inserção de GD com capacidade maior do que a demanda na barra ($PDG(t)_i > dp(t)_i$) em todos os estágios alterou o fluxo de potência no sistema (otimização), melhorando a distribuição das correntes elétricas e o perfil de tensão na rede, como observado nas Figuras 5.25, 5.26 e 5.27 para o estágio 1, 2 e 3, respectivamente. Com isso, houve alívio de carga nos alimentadores e menor solicitação de potência à subestação.

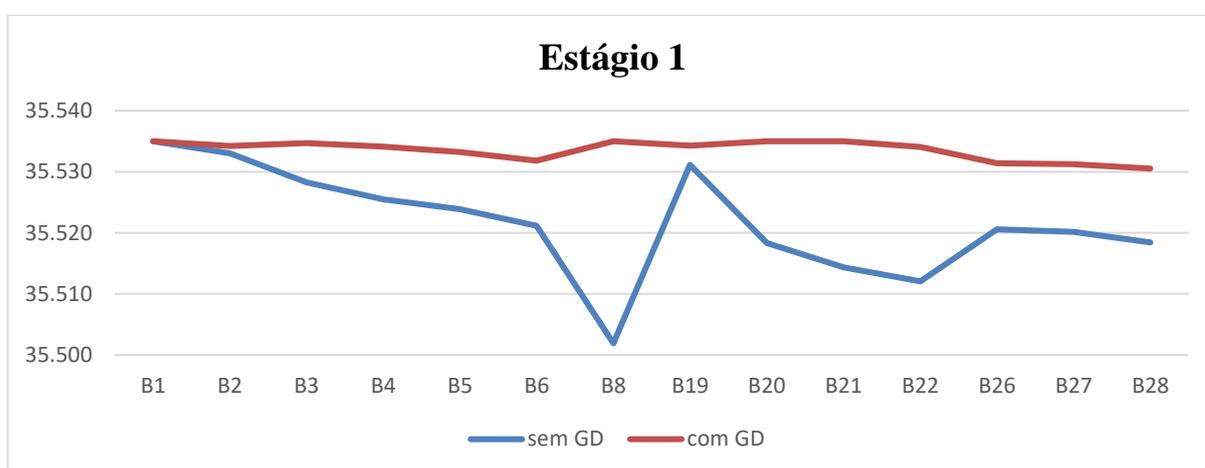


Figura 5.25 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 33 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

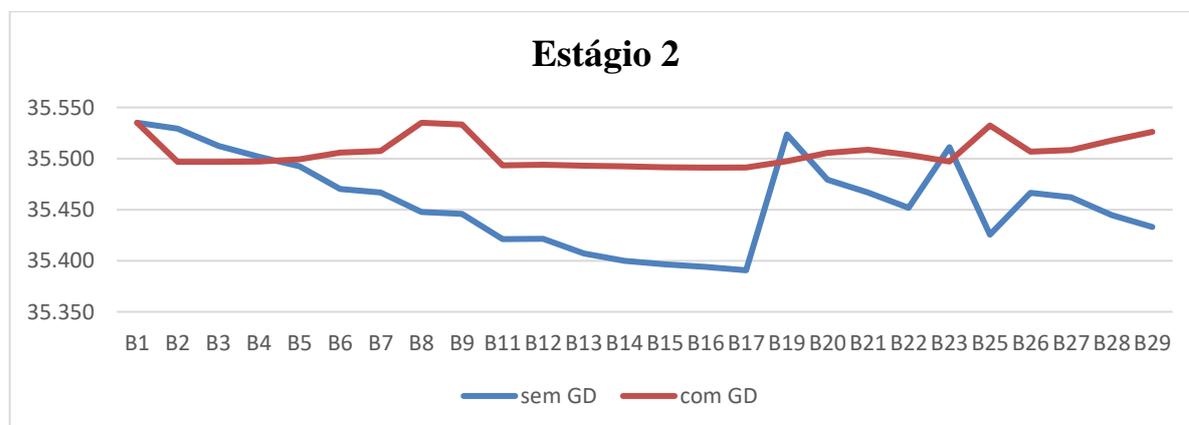


Figura 5.26 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de 33 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

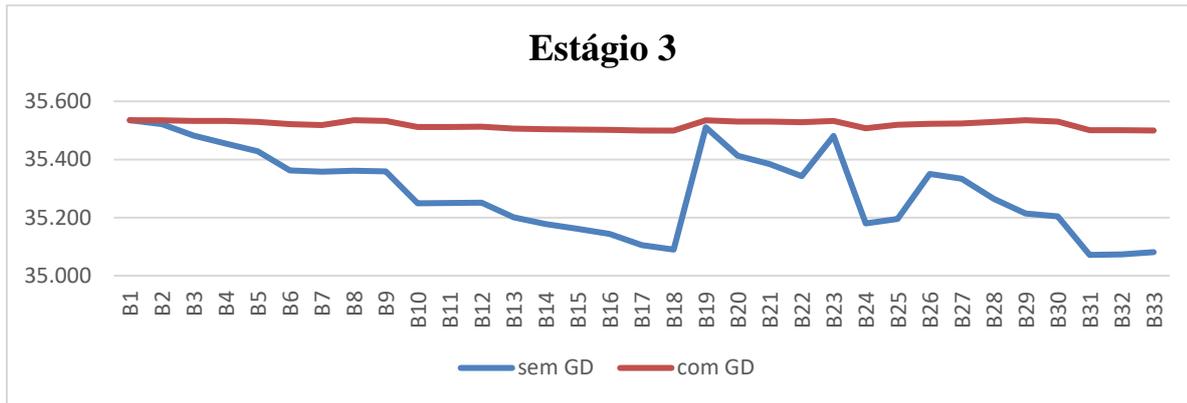


Figura 5.27 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 33 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

A inserção de geração distribuída apresentou melhora significativa no perfil de tensão para a topologia dos três estágios.

5.2.3 Considerações finais

A simulação dos dois cenários para o sistema teste de 33 barras demonstrou que o planejamento em multiestágio dinâmico permite a obtenção de respostas de melhor qualidade frente ao planejamento pseudodinâmico, com custo de construção total inferior.

Com relação aos demais autores que utilizaram o mesmo sistema teste para validação de seus algoritmos, todos eles, Mendonça (2014), Cuno (2016) e Benitez (2017), obtiveram o mesmo custo de construção de \$343.851,00 com perdas de 22,5 kW, custo esse superior ao encontrado pelo modelo dinâmico aqui proposto de \$ 329.318,475. Essa redução de 4,22% foi possível devido ao retardo dos desembolsos ocorridos por estágios. Isso demonstra, que os resultados obtidos foram de boa qualidade.

5.3 Sistema de 49 barras

O sistema teste 3 consiste no sistema de 49 barras (Figura 5.28) utilizado em Cuno (2016) e Benitez (2017), adaptado do sistema original de 136 barras de Lavorato et al. (2010). Considera-se uma alimentação em média tensão de 34,5 kV, com limites operativos de $\pm 3\%$ (tensão mínima permitida de 33,465 kV e máxima de 35,535 kV), com fator de potência igual a 0,9 atrasado, alimentado por uma subestação (barra 1) de 25 MVA. Há 76 possibilidades de conexão de linhas, onde nenhuma está inicialmente construída.

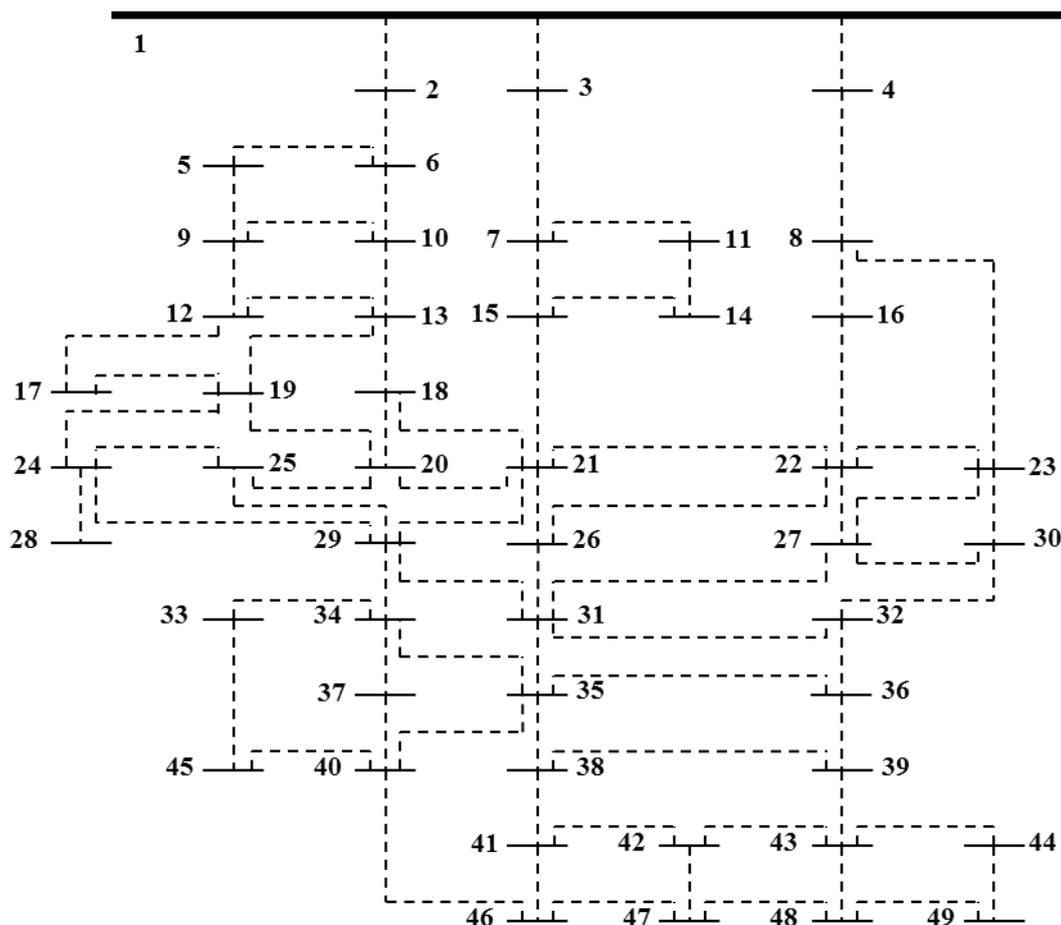


Figura 5.28 – Configuração inicial do sistema de 49 barras.

Fonte: Adaptado de Lavorato et al. (2010).

Nesse problema há apenas uma possibilidade de condutor para construção de linhas. O condutor tem capacidade de 230A, resistência de $0,040680 \Omega/\text{km}$, reatância de $0,030376 \Omega/\text{km}$ e custo de 4.000,00 US\$/km.

Considerou-se para a simulação desse sistema 2 cenários, a saber:

- i. Sistema com uma opção de condutor e indicador de sensibilidade em multiestágio dinâmico; e
- ii. Sistema com uma opção de condutor e indicador de sensibilidade em multiestágio pseudodinâmico.

Os comprimentos das linhas candidatas à adição no sistema de 49 barras são apresentados na Tabela 5.35.

Tabela 5.35 – Dados dos circuitos candidatos ao sistema de 49 barras.

Barra De	Barra Para	Comprimento (km)	Barra De	Barra Para	Comprimento (km)
B1	B2	0,7522	B23	B30	1,0101
B1	B3	0,7522	B24	B25	0,7501
B1	B4	0,7522	B24	B28	0,4954
B2	B6	0,4954	B24	B29	0,8901
B3	B7	0,7522	B25	B29	0,4954
B4	B8	0,7522	B26	B31	1,0101
B5	B6	0,7501	B27	B30	0,7501
B5	B9	0,4954	B27	B31	1,2532
B6	B10	0,4954	B29	B31	1,2532
B7	B15	0,4954	B29	B34	1,1533
B7	B11	0,4954	B30	B32	0,4954
B8	B16	0,4954	B31	B32	1,2455
B8	B23	1,6125	B31	B35	0,4954
B9	B10	0,7501	B32	B36	0,4954
B9	B12	0,4954	B33	B34	0,7501
B10	B13	0,4954	B33	B45	1,6648
B11	B14	0,4954	B34	B35	1,2582
B12	B13	0,7501	B34	B37	0,4954
B12	B17	0,4954	B35	B36	1,2455
B13	B18	0,4954	B35	B38	0,4954
B13	B19	1,2689	B35	B40	1,6125
B14	B15	0,4954	B36	B39	0,4954
B15	B21	1,0101	B37	B40	0,4954
B16	B22	1,0101	B38	B39	1,2455
B17	B19	0,4954	B38	B41	0,4954
B18	B20	0,4954	B39	B43	0,4954
B18	B21	1,2689	B40	B45	0,4954
B19	B20	0,7501	B40	B46	1,2582
B19	B24	0,4954	B41	B42	0,7501
B20	B21	1,1533	B41	B46	0,7501
B20	B25	0,4954	B42	B43	0,4954

B21	B22	0,7501	B42	B47	0,4954
B21	B26	0,4954	B43	B44	0,4954
B21	B29	1,5866	B43	B48	0,4954
B22	B23	0,4954	B44	B49	0,4954
B22	B26	0,8901	B46	B47	0,7922
B22	B27	0,4954	B47	B48	0,4954
B23	B27	0,7501	B48	B49	0,4954

Fonte: Adaptado de Cuno (2016).

Assim como nos sistemas testes anteriores, os dados de demanda nas barras e geração de energia na subestação são originalmente formulados para problemas destinados ao planejamento de um único estágio e passaram por adaptações para o planejamento em multiestágio, respeitando as Equações (4.26) e (4.27) mostradas na seção anterior.

Os dados estimados pelo fator de conversão para o problema, considerando o planejamento em multiestágio em três estágios distintos, tanto para a oferta de energia na subestação, quanto para as demandas em cada barra, são expostos nas Tabelas 5.36 e 5.37, respectivamente.

Tabela 5.36 – Dados de geração da subestação por estágio no sistema de 49 barras.

Barra	Geração (VA)		
	T1	T2	T3
B1	17.689.325,48	21.029.339,91	25.000.000,00

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.37 – Dados de demanda nas barras por estágio para o sistema de 49 barras.

Barra	Demanda (VA)		
	T1	T2	T3
B1	0	0	0
B2	106.135,95	1.261,76	1.500,00
B3	1.061,36	1.261,76	1.500,00
B4	0,00	1.261,76	1.500,00
B5	66.268,67	78.781,21	93.656,30
B6	237.068,80	281.831,01	335.045,00
B7	0,00	0,00	160.219,30
B8	181.751,24	216.068,64	256.865,70

B9	47.441,71	56.399,43	67.048,50
B10	94.877,97	112.792,38	134.089,30
B11	106.735,41	126.888,68	150.847,20
B12	0,00	105.748,56	125.715,50
B13	189.769,88	225.601,33	268.198,30
B14	221.848,84	263.737,28	313.534,90
B15	0,00	274.959,71	326.876,30
B16	0,00	0,00	231.811,30
B17	151.228,87	179.783,19	213.729,00
B18	0,00	43.255,25	51.422,50
B19	32.403,24	38.521,46	45.794,90
B20	0,00	28.208,50	33.534,70
B21	181.913,77	216.261,86	257.095,40
B22	0,00	0,00	67.071,70
B23	181.913,77	216.261,86	257.095,40
B24	0,00	8.282,11	9.845,90
B25	46.014,46	54.702,70	65.031,40
B26	0,00	46.889,46	55.742,90
B27	58.752,90	69.846,34	83.034,40
B28	108.991,93	129.571,27	154.036,30
B29	178.336,00	212.008,55	252.039,00
B30	56.871,54	67.609,75	80.375,50
B31	0,00	0,00	94.832,20
B32	61.180,65	72.732,50	86.465,50
B33	0,00	0,00	418.381,00
B34	0,00	418.755,82	497.823,30
B35	0,00	1.039.072,81	1.235.265,60
B36	69.073,49	82.115,62	97.620,30
B37	190.403,30	226.354,35	269.093,50
B38	187.404,25	222.789,03	264.855,00
B39	0,00	79.771,18	94.833,20
B40	215.070,85	255.679,51	303.955,70
B41	108.546,16	129.041,33	153.406,30
B42	0,00	274.502,79	326.333,10

B43	73.810,41	87.746,94	104.314,90
B44	109.530,25	130.211,23	154.797,10
B45	76.990,81	91.527,85	108.809,70
B46	309.166,95	367.542,39	436.940,00
B47	55.314,95	65.759,25	78.175,60
B48	0,00	0,00	5.461,80
B49	0,00	21.087,89	25.069,60

Fonte: Elaboração própria.

Note que algumas demandas nas barras são consideradas nulas nos estágios 1 e 2. Essa situação foi proposta para possibilitar a demonstração da construção parcial de linhas por estágio.

5.3.1 Resultados cenário i

No cenário i, com apenas uma opção de linha e indicador de sensibilidade em multiestágio dinâmico, a solução do estágio 1 foi obtida em 47 iterações, 45 iterações para construção de linha e 2 iterações para retirada de linhas pelo processo de sondagem. Os resultados obtidos nesse estágio são apresentados na Tabela 5.38 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.29. Os valores dos indicadores de sensibilidade das linhas candidatas não escolhidas para adição, por iteração, estão disponíveis no Apêndice A.

Tabela 5.38 – Dados da solução iterativa no estágio 1, sistema de 49 barras, cenário i.

ESTÁGIO 1				
It.	Máximo indicador de sensibilidade	Circuito escolhido	Custo (\$)	Ação
1	$IS(1)_{1-4} = 0,001$	B1.B4	3.008,80	C
2	$IS(1)_{1-2} = 9,187$	B1.B2	3.008,80	C
3	$IS(1)_{2-6} = 17,323$	B2.B6	1.981,80	C
4	$IS(1)_{6-10} = 17,970$	B6.B10	1.981,80	C
5	$IS(1)_{10-13} = 16,10$	B10.B13	1.981,60	C
6	$IS(1)_{4-8} = 14,931$	B4.B8	3.008,80	C
7	$IS(1)_{8-16} = 13,332$	B8.B16	1.981,60	C
8	$IS(1)_{13-18} = 12,026$	B13.B18	1.981,60	C
9	$IS(1)_{18-20} = 9,389$	B18.B20	1.981,60	C
10	$IS(1)_{20-25} = 9,251$	B20.B25	1.981,80	C
11	$IS(1)_{25-29} = 8,877$	B25.B29	1.981,60	C
12	$IS(1)_{16-22} = 7,006$	B16.B22	4.040,40	C
13	$IS(1)_{22-27} = 13,146$	B22.B27	1.981,80	C
14	$IS(1)_{27-31} = 4,976$	B27.B31	5.012,80	C

15	$IS(1)_{31-35} = 12,321$	B31.B35	1.981,80	C
16	$IS(1)_{35-38} = 8,588$	B35.B38	1.981,60	C
17	$IS(1)_{38-41} = 7,668$	B38.B41	1.981,60	C
18	$IS(1)_{1-3} = 3,263$	B1.B3	3.008,80	C
19	$IS(1)_{3-7} = 3,292$	B3.B7	3.008,80	C
20	$IS(1)_{29-34} = 3,121$	B29.B34	4.613,20	C
21	$IS(1)_{34-37} = 3,720$	B34.B37	1.981,60	C
22	$IS(1)_{7-15} = 2,738$	B7.B15	1.981,80	C
23	$IS(1)_{41-42} = 2,560$	B41.B42	3.000,40	C
24	$IS(1)_{14-15} = 2,014$	B14.B15	1.981,80	C
25	$IS(1)_{37-40} = 1,992$	B37.B40	1.981,80	C
26	$IS(1)_{41-46} = 1,853$	B41.B46	3.000,40	C
27	$IS(1)_{42-43} = 1,800$	B42.B43	1.981,60	C
28	$IS(1)_{22-23} = 1,651$	B22.B23	1.981,60	C
29	$IS(1)_{12-13} = 1,307$	B12.B13	3.000,40	C
30	$IS(1)_{12-17} = 1,373$	B12.B17	1.981,60	C
31	$IS(1)_{43-44} = 1,060$	B43.B44	1.981,60	C
32	$IS(1)_{7-11} = 0,969$	B7.B11	1.981,80	C
33	$IS(1)_{24-25} = 0,768$	B24.B25	3.000,40	C
34	$IS(1)_{24-28} = 0,990$	B24.B28	1.981,60	C
35	$IS(1)_{27-30} = 0,7$	B27.B30	3.000,40	C
36	$IS(1)_{40-45} = 0,699$	B40.B45	1.981,60	C
37	$IS(1)_{30-32} = 0,554$	B30.B32	1.981,60	C
38	$IS(1)_{21-22} = 0,541$	B21.B22	3.000,40	C
39	$IS(1)_{42-47} = 0,502$	B42.B47	1.981,60	C
40	$IS(1)_{5-6} = 0,397$	B5.B6	3.000,40	C
41	$IS(1)_{35-36} = 0,328$	B35.B36	4.982,00	C
42	$IS(1)_{9-10} = 0,284$	B9.B10	3.000,40	C
43	$IS(1)_{22-26} = 0,200$	B22.B26	3.560,40	C
44	$IS(1)_{36-39} = 0,198$	B36.B39	1.981,80	C
45	$IS(1)_{19-24} = 0,199$	B19.B24	1.981,80	C
46	-	B22.B26	-3.560,40	R
47	-	B36.B39	-1.981,80	R
TOTAL			\$ 109.217,20	

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se, pela Tabela 5.38 e Figura 5.29, que houve 43 adições de novas linhas, suficientes para atender as 30 barras com demanda (B2, B3, B5, B6, B8, B9, B10, B11, B13, B14, B17, B19, B21, B23, B25, B27, B28, B29, B30, B32, B36, B37, B38, B40, B41, B43, B44, B45, B46 e B47) . O custo total nesse estágio foi de \$ 109.217,20.

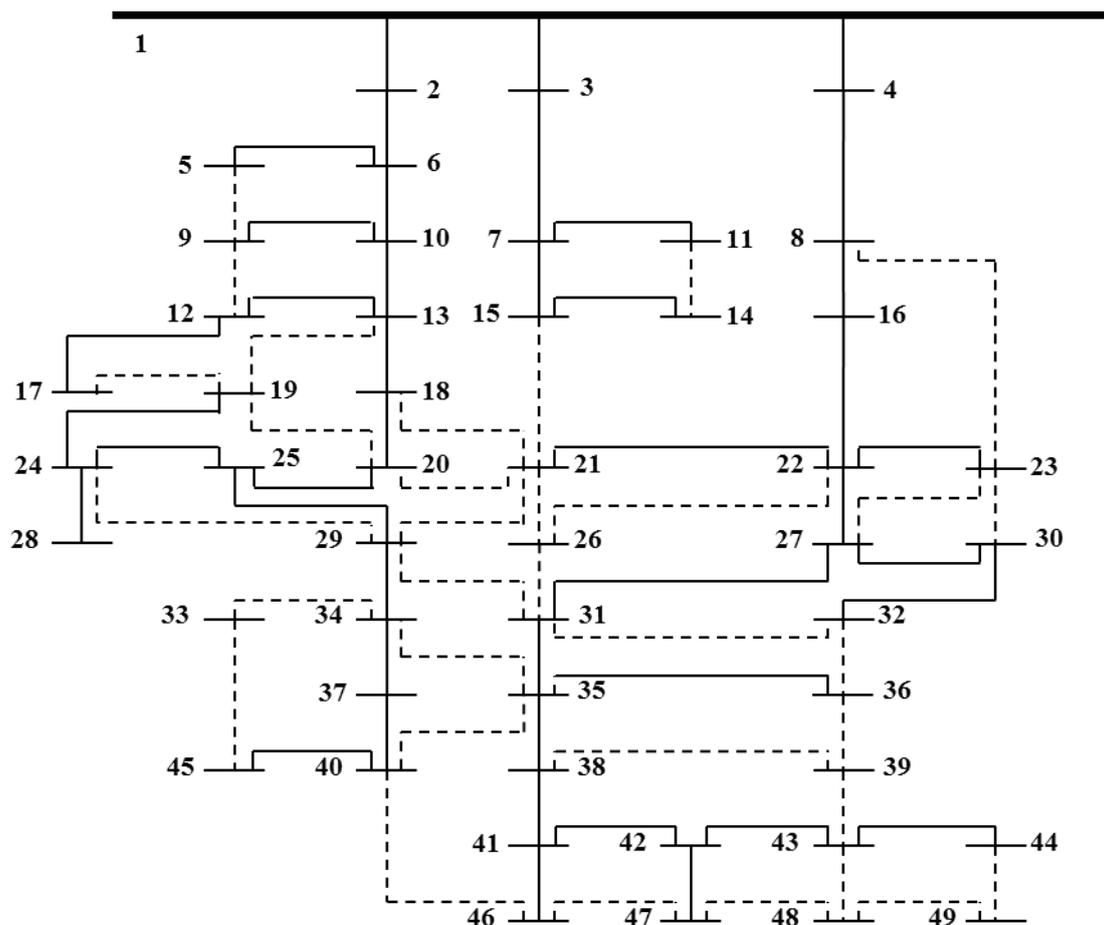


Figura 5.29 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 49 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

Com isso, inicia-se a solução do estágio 2. Nesse, o resultado foi obtido em 5 iterações, 4 iterações para construção de linha e 1 iteração para retirada de linhas pelo processo de sondagem. Os resultados do estágio 2 são dados na Tabela 5.39 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.30.

Tabela 5.39 – Dados da solução iterativa no estágio 2, sistema de 49 barras, cenário i.

ESTÁGIO 2				
It.	Máximo indicador de sensibilidade	Circuito escolhido	Custo (\$)	Ação
1	$IS(2)_{44-49} = 0,356$	B44.B49	1.801,473	C
2	$IS(2)_{33-45} = 0,340$	B33.B45	6.053,879	C
3	$IS(2)_{21-26} = 0,269$	B21.B26	1.801,473	C
4	$IS(2)_{39-43} = 0,259$	B39.B43	1.801,473	C
5	-	B33.B45	-6.053,879	R
TOTAL			\$ 5.404,418	

Fonte: Elaboração própria.

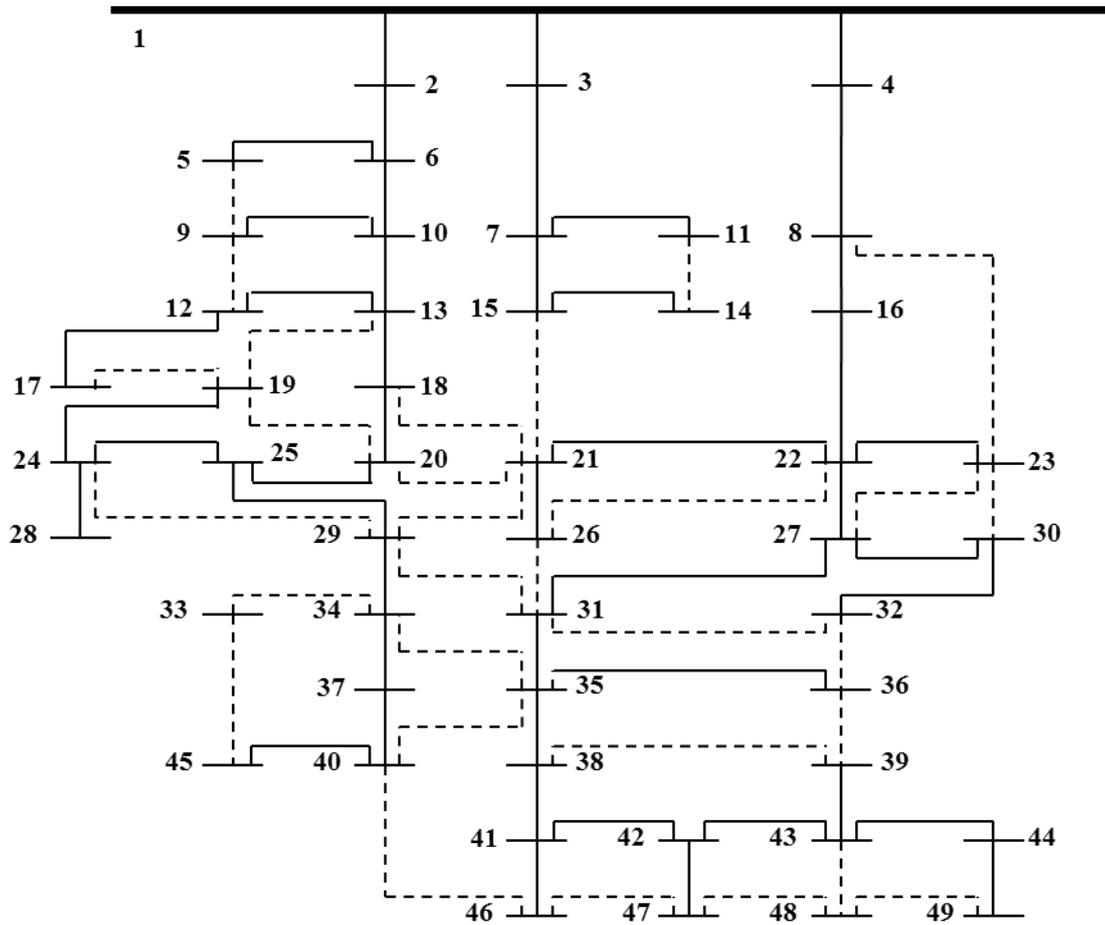


Figura 5.30 – Configuração final do estágio 2 para o sistema de 49 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se, pela Tabela 5.39 e Figura 5.30, que nesse 2º estágio houve a adição de 3 linhas, atendendo as novas demandas de 12 barras (B4, B12, B15, B18, B20, B24, B26, B34, B35, B39, B42 e B49). O custo total do estágio foi de \$ 5.404,418.

Por fim, inicia-se a solução do último estágio (estágio 3). Nesse, o resultado foi obtido em 2 iterações destinadas à construção de linha. Os resultados do estágio 3 são dados na Tabela 5.40 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.31.

Tabela 5.40 – Dados da solução iterativa no estágio 3, sistema de 49 barras, cenário i.

ESTÁGIO 3				
It.	Máximo indicador de sensibilidade	Circuito escolhido	Custo (\$)	Ação
1	$IS(3)_{33-34} = 0,755$	B33.B34	2.479,531	C
2	$IS(3)_{48-49} = 0,008$	B48.B49	1.637,594	C
TOTAL			\$ 4.117,125	

Fonte: Elaboração própria.

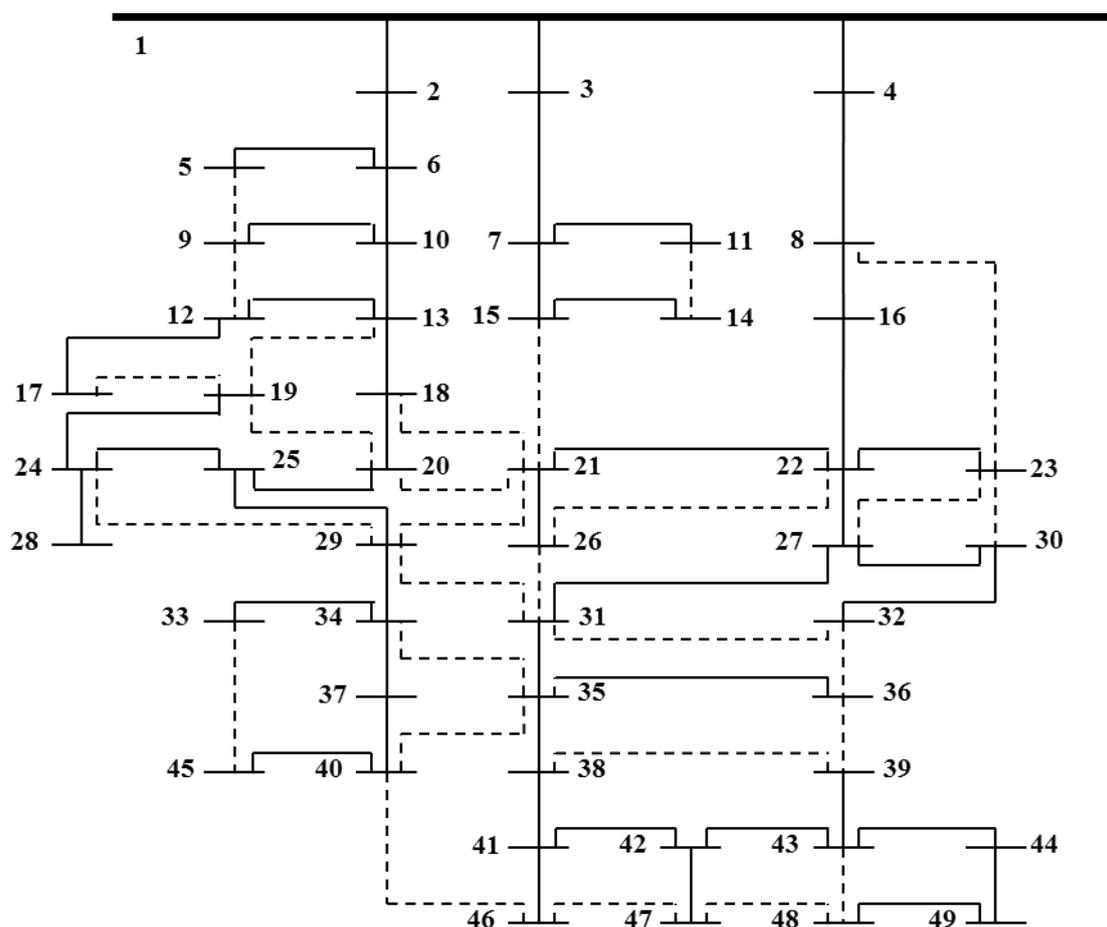


Figura 5.31 – Configuração final do estágio 3 para o sistema de 49 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 5.40 e a Figura 5.31 mostram a adição das últimas linhas necessárias para atender a demanda de 6 barras (B7, B16, B22, B31, B33 e B48) inseridas no estágio 3 com a construção de 2 novas linhas. O custo desse estágio foi de \$ 4.117,125. A tensão em cada barra do sistema, por estágio, é apresentada na Tabela 5.41.

Tabela 5.41 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 49 barras, cenário i.

Barra	Tensão (V)		
	T1	T2	T3
B1	35.535,00	35.535,00	35.535,00
B2	35.533,27	35.532,31	35.531,36
B3	35.534,65	35.534,30	35.533,99
B4	35.533,27	35.531,41	35.530,31
B5	35.532,07	35.530,46	35.528,87

B6	35.532,14	35.530,54	35.528,97
B7	35.534,31	35.533,59	35.532,99
B8	35.531,55	35.527,81	35.525,61
B9	35.531,16	35.528,96	35.526,80
B10	35.531,21	35.529,02	35.526,87
B11	35.534,23	35.533,51	35.532,89
B12	35.530,23	35.527,32	35.524,55
B13	35.530,39	35.527,62	35.524,91
B14	35.534,00	35.533,04	35.532,33
B15	35.534,15	35.533,22	35.532,55
B16	35.530,54	35.525,59	35.522,70
B17	35.530,12	35.527,19	35.524,40
B18	35.529,80	35.526,57	35.523,37
B19	35.528,45	35.524,34	35.520,14
B20	35.529,21	35.525,55	35.521,87
B21	35.528,29	35.520,80	35.516,76
B22	35.528,48	35.521,07	35.517,09
B23	35.528,35	35.520,92	35.516,91
B24	35.528,47	35.524,37	35.520,17
B25	35.528,62	35.524,55	35.520,39
B26	0,00	35.520,76	35.516,72
B27	35.527,72	35.519,19	35.514,78
B28	35.528,39	35.524,28	35.520,07
B29	35.528,16	35.523,72	35.519,11
B30	35.527,60	35.519,04	35.514,60
B31	35.526,12	35.514,79	35.509,37
B32	35.527,55	35.518,99	35.514,54
B33	0,00	0,00	35.516,08
B34	35.527,38	35.522,11	35.516,52
B35	35.525,48	35.513,06	35.507,30
B36	35.525,36	35.512,91	35.507,13
B37	35.527,04	35.521,71	35.516,05
B38	35.524,90	35.512,10	35.506,16
B39	0,00	35.510,32	35.504,03

B40	35.526,84	35.521,47	35.515,76
B41	35.524,44	35.511,29	35.505,20
B42	35.524,19	35.510,60	35.504,37
B43	35.524,06	35.510,38	35.504,10
B44	35.523,98	35.510,27	35.503,97
B45	35.526,78	35.521,41	35.515,68
B46	35.524,11	35.510,91	35.504,74
B47	35.524,15	35.510,55	35.504,31
B48	0,00	0,00	35.503,95
B49	0,00	35.510,26	35.503,95

Fonte: Elaboração própria.

Sendo a barra 1 (B1) a barra de referência destinada a subestação, observa-se que a maior queda de tensão no estágio 1 ocorreu na barra 44 (B4), no estágio 2 na barra 49 (B49) e no estágio 3 nas barras 48 (B48) e 49 (B49), o que se justifica pela sua maior distância elétrica em relação a subestação. Essa queda de tensão foi na ordem de 0,1%, estando dentro dos limites de tensão aceitáveis. O resumo dos resultados é apresentado na Tabela 5.42.

Tabela 5.42 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 49 barras, cenário i.

Estágio 1	Custo	\$ 109.217,20
	Número de Iterações	47
Estágio 2	Custo	\$ 5.404,418
	Número de Iterações	5
Estágio 3	Custo	\$ 4.117,125
	Número de Iterações	2
Total	Custo	\$ 118.738,742
	Número de Iterações	54

Fonte: Elaboração própria.

Conforme a Tabela 5.42 foram necessárias 54 iterações, para a construção de 48 linhas, com um custo total de \$ 118.738,742.

Com as três topologias determinadas, uma para cada estágio, inicia-se a 2ª etapa do algoritmo, referente à alocação de geração distribuída, iniciando pelo cálculo da capacidade ótima de geração para cada uma das barras conectadas ao sistema (

Tabela 5.43).

Tabela 5.43 – Capacidade ótima de geração para o sistema de 49 barras, cenário i.

Barra	Potência ativa (kW)		
	T1	T2	T3
B2	1.472,486	2.294,579	3.104,731
B3	296,685	600,179	857,710
B4	1.471,965	3.067,231	4.006,138
B5	941,752	1.459,325	1.970,214
B6	1.472,064	2.294,024	3.104,005
B7	296,205	599,601	857,013
B8	1.471,901	3.066,382	4.004,983
B9	987,644	1.554,434	2.111,354
B10	1.394,279	2.201,506	2.993,959
B11	246,630	479,368	678,361
B12	1.024,777	1.649,556	2.243,182
B13	1.322,567	2.116,212	2.892,507
B14	257,873	504,898	687,174
B15	272,292	571,168	787,492
B16	1.431,347	3.017,903	3.947,260
B17	898,413	1.438,006	1.951,564
B18	1.221,233	1.978,469	2.728,713
B19	846,023	1.375,697	1.917,674
B20	1.150,986	1.877,005	2.608,052
B21	1.145,362	2.423,439	3.112,669
B22	1.389,977	2.968,325	3.818,167
B23	1.216,686	2.576,353	3.311,289
B24	936,456	1.524,161	2.125,416
B25	1.099,422	1.799,147	2.515,455
B26	0,000	2.146,245	2.756,170
B27	1.332,125	2.893,439	3.700,973
B28	852,892	1.383,863	1.927,381
B29	1.040,166	1.715,155	2.415,571
B30	1.116,053	2.405,705	3.075,105
B31	1.197,629	2.723,698	3.454,080
B32	1.005,423	2.161,687	2.762,577

B33	0,000	0,000	1.981,580
B34	910,073	1.538,629	2.205,651
B35	1.162,157	2.678,903	3.380,882
B36	951,376	2.179,730	2.749,867
B37	869,900	1.452,314	2.071,250
B38	1.127,441	2.554,924	3.216,998
B39	0,000	1.981,888	2.486,499
B40	822,644	1.363,583	1.938,930
B41	1.084,855	2.434,714	3.060,214
B42	991,552	2.237,208	2.808,154
B43	936,885	2.108,215	2.645,303
B44	884,881	1.985,879	2.491,547
B45	768,238	1.271,056	1.805,975
B46	998,355	2.209,090	2.774,204
B47	929,267	2.093,162	2.627,086
B48	0,000	0,000	2.218,337
B49	0,000	1.870,993	2.347,622

Fonte: Elaboração própria.

Com a geração ótima determinada, o passo seguinte consiste em determinar o melhor local para inserção da geração referida como capacidade ótima para minimizar as perdas totais do sistema. No estágio 1, a barra que gera as menores perdas sistêmicas é a barra 41 (B41), considerando uma GD de 1,084 MW. Nos estágios 2 e 3 a barra que otimiza as perdas é, para ambos, a barra 35 (B35), considerando uma GD de 2,678 MW para o estágio 2 e 3,380 MW para o estágio 3.

Admitindo a alocação da geração distribuída no melhor local indicado e com sua capacidade ótima no sistema teste de 49 barras, o resultado das perdas é dado na Tabela 5.44.

A diferença entre as perdas aproximadas e as perdas exatas, mais uma vez foi muito pequena, com erro inferior a 0,05%, o que demonstra a confiabilidade do método proposto. Com relação as perdas totais, a inserção de GD foi responsável por sua redução. No primeiro estágio a redução foi de 43,45%, no estágio 2 de 55,21% e no estágio 3 de 51,67%, o que representa um ganho significativo ao sistema.

Tabela 5.44 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 49 barras, cenário i.

	Perdas elétricas totais (kW)		
	T1	T2	T3
Perdas sem GD	0,545	2,200	3,749
Perdas aproximadas com GD	0,30827	0,9856	1,8111
Perdas exatas com GD	0,30824	0,9853	1,8112

Fonte: Elaboração própria.

A inserção de GD com capacidade maior do que a demanda na barra ($PDG(t)_i > dp(t)_i$) em todos os estágios alterou o fluxo de potência no sistema (otimização), melhorando a distribuição das correntes elétricas e o perfil de tensão na rede, como observado nas Figuras 5.32, 5.33 e 5.34, para o estágio 1, 2 e 3, respectivamente. Com isso, houve alívio de carga nos alimentadores e menor solicitação de potência à subestação.

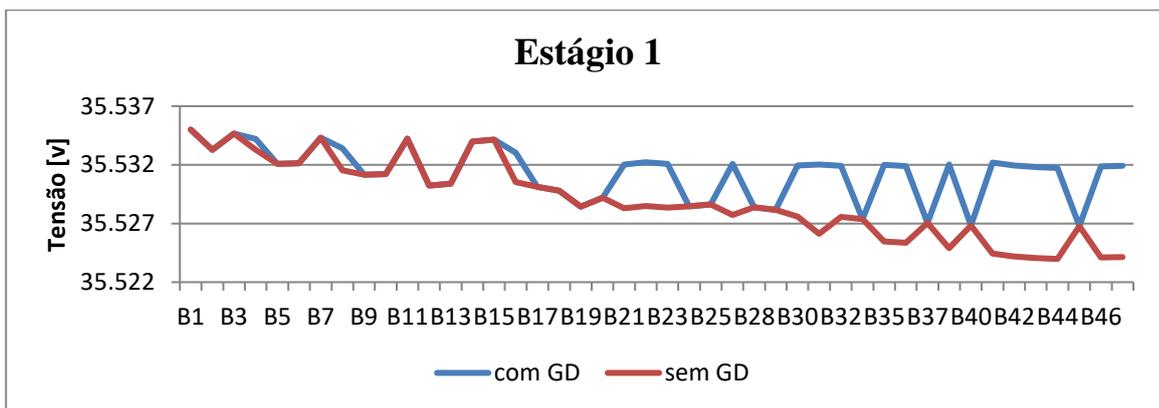


Figura 5.32 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 49 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

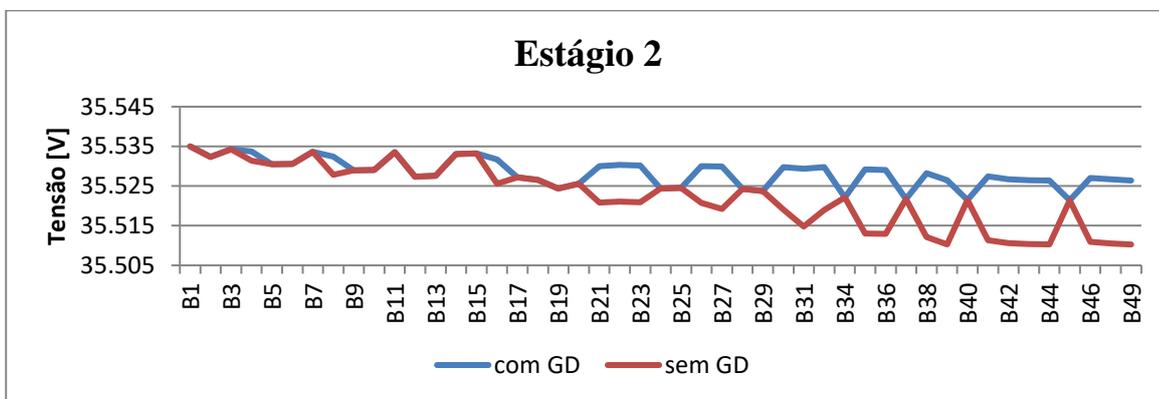


Figura 5.33 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 2, sistema de 49 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

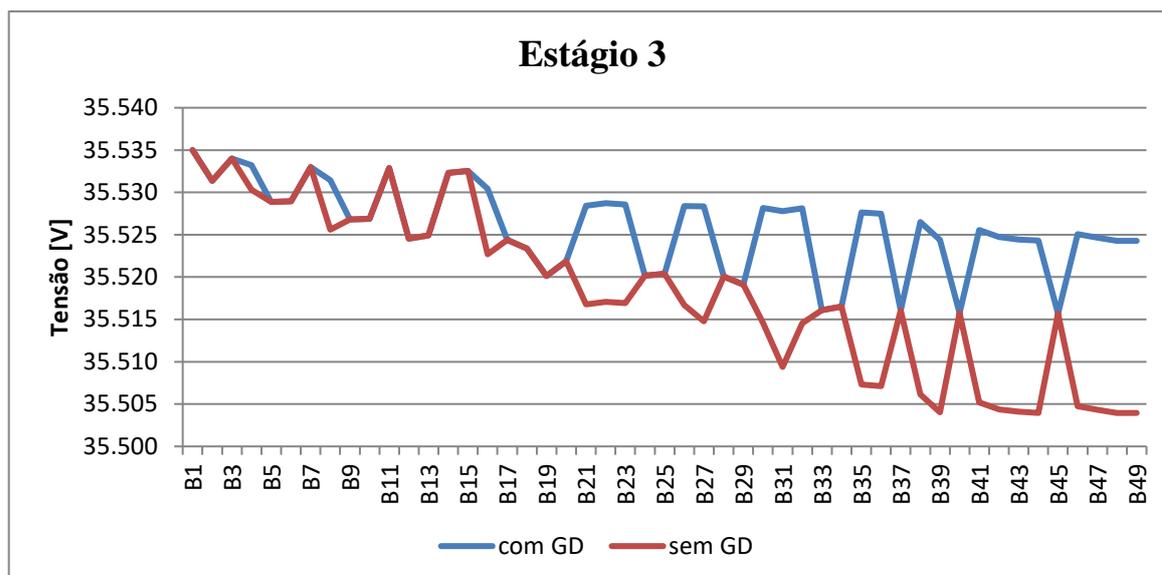


Figura 5.34 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 49 barras, cenário i.
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se a melhora no perfil de tensão para as topologias dos três estágios com a inserção de geração distribuída.

5.3.2 Resultados cenário ii

No cenário ii, com apenas uma opção de linha e indicador de sensibilidade em multiestágio pseudodinâmico, a solução do estágio 1 foi obtida em 42 iterações destinadas à construção de linhas. Os resultados obtidos nesse estágio são apresentados na Tabela 5.45 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.35. Os valores dos indicadores de sensibilidade das linhas candidatas não escolhidas para adição, por iteração, estão disponíveis no Apêndice A.

Tabela 5.45 – Dados da solução iterativa no estágio 1, sistema de 49 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 1				
It.	Máximo indicador de sensibilidade	Circuito escolhido	Custo (\$)	Ação
1	$IS(1)_{1-4} = 0,001$	B1.B4	3.008,80	C
2	$IS(1)_{4-8} = 0,001$	B4.B8	3.008,80	C
3	$IS(1)_{8-16} = 3,566$	B8.B16	1.981,60	C
4	$IS(1)_{16-22} = 1,749$	B16.B22	4.040,40	C
5	$IS(1)_{22-27} = 3,566$	B22.B27	1.981,60	C
6	$IS(1)_{21-22} = 1,374$	B21.B22	3.000,40	C
7	$IS(1)_{27-31} = 0,971$	B27.B31	5.012,80	C
8	$IS(1)_{31-35} = 2,457$	B31.B35	1.981,60	C
9	$IS(1)_{35-38} = 1,367$	B35.B38	1.981,60	C

10	$IS(1)_{1-2} = 0,947$	B1.B2	3.008,80	C
11	$IS(1)_{2-6} = 1,436$	B2.B6	1.981,60	C
12	$IS(1)_{38-41} = 0,944$	B38.B41	1.981,60	C
13	$IS(1)_{6-10} = 0,683$	B6.B10	1.981,60	C
14	$IS(1)_{27-30} = 0,635$	B27.B30	3.000,40	C
15	$IS(1)_{30-32} = 0,834$	B30.B32	1.981,60	C
16	$IS(1)_{32-36} = 0,695$	B32.B36	1.981,60	C
17	$IS(1)_{36-39} = 0,539$	B36.B39	1.981,60	C
18	$IS(1)_{39-43} = 0,539$	B39.B43	1.981,60	C
19	$IS(1)_{41-46} = 0,461$	B41.B46	3.000,40	C
20	$IS(1)_{10-13} = 0,429$	B10.B13	1.981,60	C
21	$IS(1)_{22-23} = 0,411$	B22.B23	1.981,60	C
22	$IS(1)_{20-21} = 0,329$	B20.B21	4.613,20	C
23	$IS(1)_{19-20} = 0,347$	B19.B20	3.000,40	C
24	$IS(1)_{17-19} = 0,342$	B17.B19	1.981,60	C
25	$IS(1)_{43-44} = 0,247$	B43.B44	1.981,60	C
26	$IS(1)_{19-24} = 0,255$	B19.B24	1.981,60	C
27	$IS(1)_{24-28} = 0,246$	B24.B28	1.981,60	C
28	$IS(1)_{15-21} = 0,246$	B15.B21	4.040,40	C
29	$IS(1)_{14-15} = 0,501$	B14.B15	1.981,60	C
30	$IS(1)_{35-40} = 0,203$	B35.B40	6.450,00	C
31	$IS(1)_{40-45} = 0,174$	B40.B45	1.981,60	C
32	$IS(1)_{7-15} = 0,201$	B7.B15	1.981,60	C
33	$IS(1)_{7-11} = 0,241$	B7.B11	1.981,60	C
34	$IS(1)_{34-35} = 0,169$	B34.B35	5.032,80	C
35	$IS(1)_{34-37} = 0,43$	B34.B37	1.981,60	C
36	$IS(1)_{21-29} = 0,126$	B21.B29	6.346,40	C
37	$IS(1)_{20-25} = 0,104$	B20.B25	1.981,60	C
38	$IS(1)_{5-6} = 0,1$	B5.B6	3.000,40	C
39	$IS(1)_{42-43} = 0,075$	B42.B43	1.981,60	C
40	$IS(1)_{42-47} = 0,098$	B42.B47	1.981,60	C
41	$IS(1)_{9-10} = 0,07$	B9.B10	3.000,40	C
42	$IS(1)_{1-3} = 0,07$	B1.B3	3.008,80	C
TOTAL			\$ 115.113,60	

Fonte: Elaboração própria.

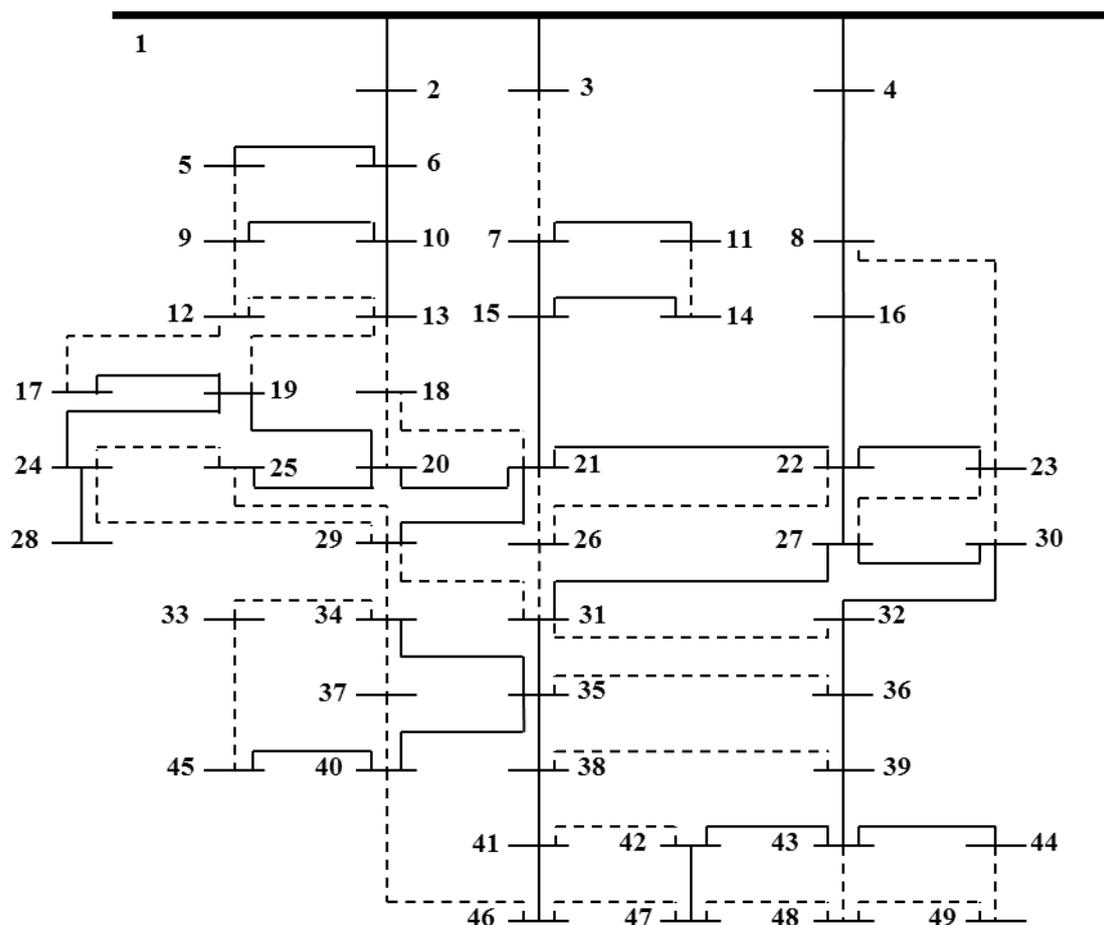


Figura 5.35 – Configuração final do estágio 1 para o sistema de 49 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

Nota-se, pela Tabela 5.45 e Figura 5.35, que houve 42 adições de novas linhas, suficientes para atender 30 barras com demanda (B2, B3, B5, B6, B8, B9, B10, B11, B13, B14, B17, B19, B21, B23, B25, B27, B28, B29, B30, B32, B36, B37, B38, B40, B41, B43, B44, B45, B46 e B47). O custo total nesse estágio foi de \$ 115.113,60.

Com isso, inicia-se a solução do estágio 2. Nesse, o resultado foi obtido em 4 iterações destinadas à construção de linhas. Os resultados do estágio 2 são apresentados na Tabela 5.46 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.36.

Tabela 5.46 – Dados da solução iterativa no estágio 2, sistema de 49 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 2				
It.	Máximo indicador de sensibilidade	Circuito escolhido	Custo (\$)	Ação
1	$IS(2)_{13-18} = 11.835$	B13.B18	1.801,473	C
2	$IS(2)_{9-12} = 0.199$	B9.B12	1.801,473	C
3	$IS(2)_{21-26} = 0,116$	B21.B26	1.801,473	C
4	$IS(2)_{44-49} = 0,052$	B44.B49	1.801,473	C
TOTAL			\$ 7.205,89	

Fonte: Elaboração própria.

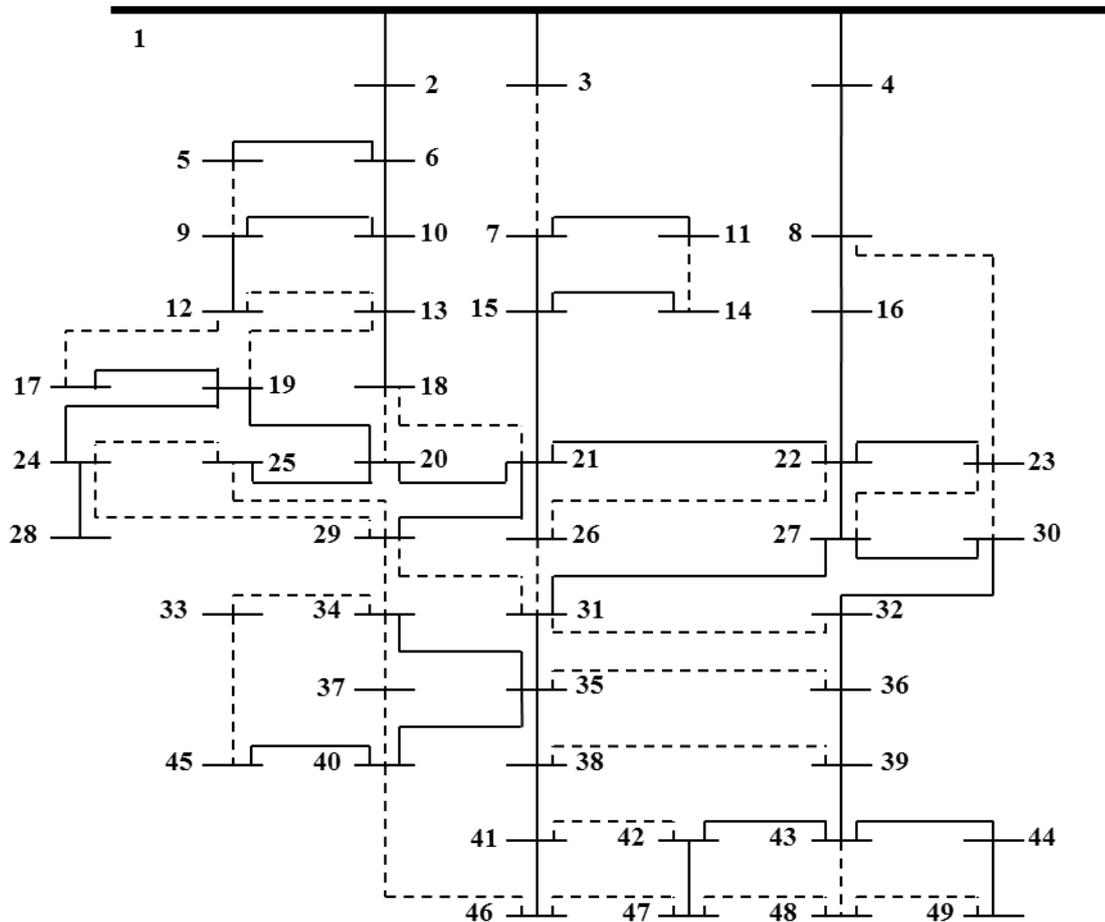


Figura 5.36 – Configuração final do estágio 2 para o sistema de 49 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se, pela Tabela 5.46 e Figura 5.36, que nesse 2º estágio houve a adição de 4 linhas, atendendo as novas demandas de 12 barras (B4, B12, B15, B18, B20, B24, B26, B34, B35, B39, B42 e B49). O custo total do estágio foi de \$ 7.205,89.

Por fim, inicia-se a solução do último estágio (estágio 3). Nesse, o resultado foi obtido em 2 iterações destinadas à construção de linhas. Os resultados do estágio 3 são dados na Tabela 5.47 e a topologia final encontrada é ilustrada na Figura 5.37.

Tabela 5.47 – Dados da solução iterativa no estágio 3, sistema de 49 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 3				
It.	Máximo indicador de sensibilidade	Circuito escolhido	Custo (\$)	Ação
1	$IS(3)_{33-34} = 0,755$	B33.B34	2.479,531	C
2	$IS(3)_{48-49} = 0,012$	B48.B49	1.637,594	C
TOTAL			\$ 4.117,125	

Fonte: Elaboração própria.

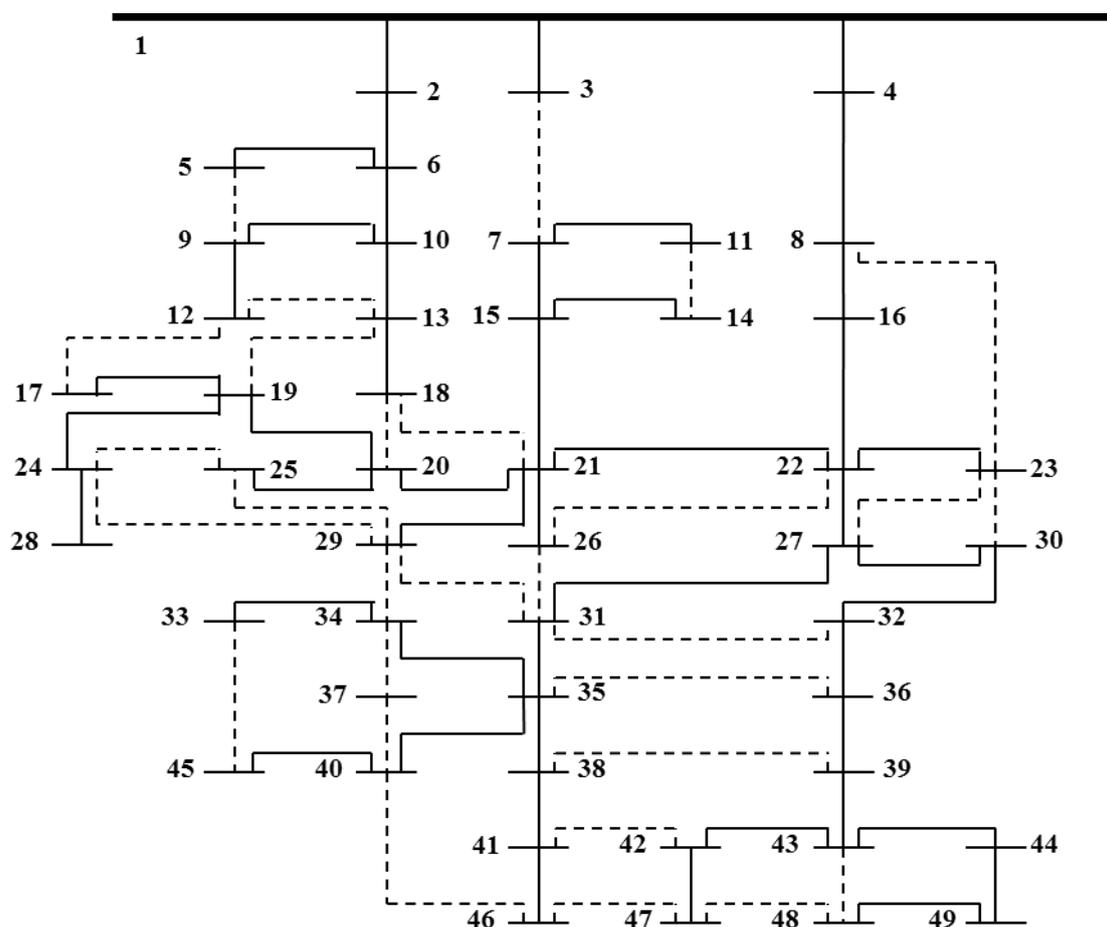


Figura 5.37 – Configuração final do estágio 3 para o sistema de 49 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 5.47 e a Figura 5.37 mostram a adição das últimas linhas necessárias para atender a demanda de 6 barras (B7, B16, B22, B31, B33 e B48) inseridas no estágio 3 com a construção de 2 novas linhas. O custo desse estágio foi de \$ 4.117,125. A tensão em cada barra do sistema, por estágio, é apresentada na Tabela 5.48.

Tabela 5.48 – Tensão nas barras construídas para os 3 estágios, 49 barras, cenário ii.

Barra	Tensão (V)		
	T1	T2	T3
B1	35.535,000	35.535,000	35.535,000
B2	35.534,328	35.534,044	35.533,864
B3	35.534,999	35.534,999	35.534,998
B4	35.531,873	35.528,969	35.526,798
B5	35.533,817	35.533,333	35.533,018

B6	35.533,887	35.533,416	35.533,117
B7	35.521,248	35.508,624	35.499,332
B8	35.528,746	35.522,937	35.518,596
B9	35.533,606	35.532,867	35.532,464
B10	35.533,656	35.533,038	35.532,667
B11	35.521,174	35.508,536	35.499,227
B12	0,000	35.532,794	35.532,377
B13	35.533,524	35.532,851	35.532,445
B14	35.521,168	35.508,529	35.499,330
B15	35.521,322	35.508,712	35.499,548
B16	35.526,812	35.519,115	35.513,371
B17	35.520,827	35.508,445	35.499,458
B18	0,000	35.532,821	35.532,409
B19	35.520,932	35.508,570	35.499,606
B20	35.521,240	35.508,945	35.500,052
B21	35.521,788	35.509,656	35.500,898
B22	35.522,870	35.511,320	35.503,045
B23	35.522,743	35.511,170	35.502,866
B24	35.520,856	35.508,474	35.499,492
B25	35.521,208	35.508,907	35.500,007
B26	0,000	35.509,624	35.500,859
B27	35.521,777	35.508,745	35.499,622
B28	35.520,780	35.508,384	35.499,385
B29	35.521,391	35.509,184	35.500,336
B30	35.521,328	35.507,817	35.498,513
B31	35.519,864	35.503,905	35.492,964
B32	35.521,072	35.507,251	35.497,836
B33	0,000	0,000	35.487,862
B34	35.518,771	35.500,852	35.488,303
B35	35.519,108	35.501,992	35.490,398
B36	35.520,858	35.506,735	35.497,219
B37	35.518,639	35.500,695	35.488,115
B38	35.518,687	35.501,492	35.489,802
B39	35.520,692	35.506,277	35.496,670

B40	35.518,447	35.501,206	35.489,463
B41	35.518,396	35.501,146	35.489,392
B42	35.520,488	35.505,637	35.495,906
B43	35.520,526	35.505,874	35.496,187
B44	35.520,450	35.505,769	35.496,058
B45	35.518,393	35.501,142	35.489,387
B46	35.518,071	35.500,759	35.488,931
B47	35.520,449	35.505,591	35.495,851
B48	0,000	0,000	35.496,033
B49	0,000	35.505,754	35.496,037

Fonte: Elaboração própria.

Sendo a barra 1 (B1) a barra de referência destinada a subestação, observa-se que a maior queda de tensão no estágio 1 foi na barra 46 (B46), no estágio 2 na barra 37 (B37) e no estágio 3 na barra 33 (B33), o que se justifica pela sua maior distância elétrica em relação a subestação. Essa queda de tensão foi na ordem de 0,15%, estando dentro dos limites de tensão aceitáveis. O resumo dos resultados é apresentado na Tabela 5.49.

Conforme a Tabela 5.49 foram necessárias 48 iterações, para a construção de 48 linhas, com um custo total de \$126.436,615.

Tabela 5.49 – Resumo dos resultados dos 3 estágios do sistema de 49 barras, cenário ii.

Estágio 1	Custo	\$ 115.113,60
	Número de Iterações	42
Estágio 2	Custo	\$7.205,89
	Número de Iterações	4
Estágio 3	Custo	\$4.117,125
	Número de Iterações	2
Total	Custo	\$126.436,615
	Número de Iterações	48

Fonte: Elaboração própria.

Com as três topologias determinadas, uma para cada estágio, inicia-se a 2ª etapa do algoritmo, referente à alocação de geração distribuída, iniciando pelo cálculo da capacidade ótima de geração para cada uma das barras conectadas ao sistema (Tabela 5.50).

Tabela 5.50 – Capacidade ótima de geração para o sistema de 49 barras, cenário ii.

Barra	Potência ativa (kW)		
	T1	T2	T3
B2	572,85	815,12	969,04
B3	0,96	1,14	1,35
B4	2.667,69	5.147,09	7.000,87
B5	379,92	535,41	636,50
B6	572,46	814,66	968,48
B7	1.675,28	3.212,89	4.344,46
B8	2.667,48	5.145,73	6.998,73
B9	358,72	548,84	652,47
B10	494,71	722,22	858,59
B11	1.539,49	2.946,44	3.982,56
B12	0,00	473,64	563,07
B13	423,02	615,93	732,23
B14	1.685,02	3.224,47	4.344,66
B15	1.839,28	3.534,68	4.766,56
B16	2.626,83	5.096,92	6.940,37
B17	1.476,18	2.765,56	3.701,31
B18	0,00	511,38	607,93
B19	1.593,40	2.993,31	4.008,25
B20	1.796,45	3.401,36	4.562,02
B21	2.253,98	4.323,44	5.817,24
B22	2.585,28	5.046,68	6.810,03
B23	2.243,07	4.361,00	5.880,35
B24	1.473,12	2.762,52	3.697,71
B25	1.635,71	3.094,35	4.149,55
B26	3.825,08	5.145,91	0,00
B27	2.419,84	4.804,15	6.473,02
B28	1.370,76	2.565,54	3.432,75
B29	1.632,73	3.097,05	4.158,23
B30	2.060,84	4.097,14	5.499,08
B31	2.040,24	4.190,52	5.664,28
B32	1.880,57	3.746,27	5.016,93
B33	0,00	0,00	4.161,22

B34	1.598,39	3.362,38	4.597,18
B35	1.940,14	4.028,66	5.442,90
B36	1.729,14	3.455,47	4.618,49
B37	1.497,51	3.139,08	4.289,30
B38	1.819,88	3.737,29	5.040,19
B39	1.598,48	3.208,49	4.281,22
B40	1.546,24	3.155,93	4.251,89
B41	1.705,33	3.476,25	4.682,47
B42	1.382,71	2.797,18	3.723,88
B43	1.488,58	2.995,03	3.990,76
B44	1.386,30	2.784,67	3.709,38
B45	1.446,86	2.949,11	3.972,37
B46	1.552,29	3.138,93	4.222,49
B47	1.291,35	2.609,52	3.473,47
B48	0,00	0,00	3.235,61
B49	0,00	2.595,12	3.457,03

Fonte: Elaboração própria.

Com a geração ótima determinada, o passo seguinte consiste em determinar o melhor local para inserção da geração referida como capacidade ótima para minimizar as perdas totais do sistema. No estágio 1, a barra que gera as menores perdas sistêmicas é a barra 41 (B41), considerando uma GD de 1,084 MW. Nos estágios 2 e 3 a barra que otimiza as perdas é, para ambos, a barra 35 (B35), considerando uma GD de 2,678 MW para o estágio 2 e 3,380 MW para o estágio 3.

Admitindo a alocação da geração distribuída no melhor local indicado e com sua capacidade ótima no sistema teste de 49 barras, o resultado das perdas é dado na Tabela 5.51.

Tabela 5.51 – Perdas elétricas nos 3 estágios do sistema de 49 barras, cenário ii.

	Perdas elétricas totais (kW)		
	T1	T2	T3
Perdas sem GD	0,993	3,923	7,130
Perdas aproximadas com GD	0,331	1,171	2,103
Perdas exatas com GD	0,331	1,170	2,100

Fonte: Elaboração própria.

A diferença entre as perdas aproximadas e as perdas exatas, mais uma vez foi muito pequena, com erro inferior a 0,14%, o que demonstra a confiabilidade do método proposto. Com relação as perdas totais, a inserção de GD foi responsável por sua redução. No primeiro estágio a redução foi de 66,62%, no estágio 2 de 70,17% e no estágio 3 de 70,53%, o que representa um ganho significativo ao sistema.

A inserção de GD com capacidade maior do que a demanda na barra ($PDG(t)_i > dp(t)_i$) em todos os estágios alterou o fluxo de potência no sistema (otimização), melhorando a distribuição das correntes elétricas e o perfil de tensão na rede, como observado nas Figuras 5.38, 5.39 e 5.40, para o estágio 1, 2 e 3, respectivamente. Com isso, houve alívio de carga nos alimentadores e menor solitação de potência à subestação.

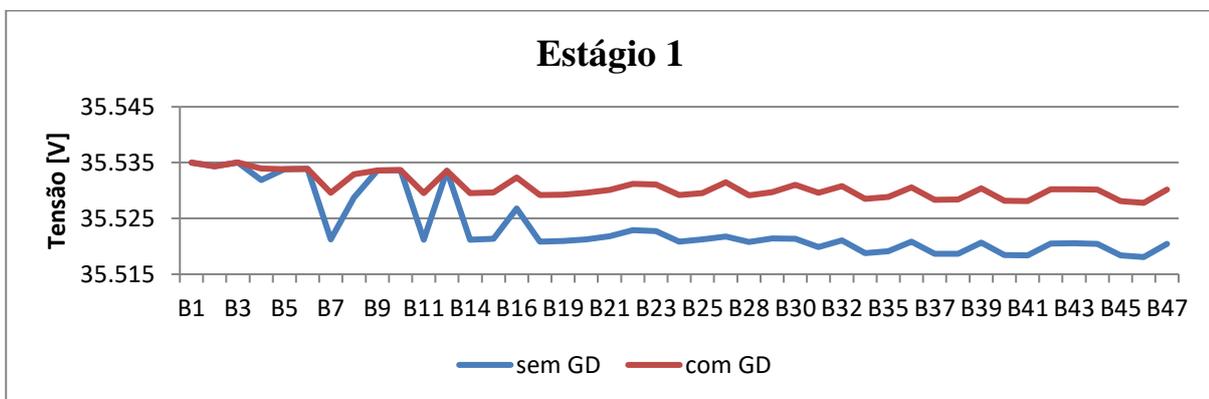


Figura 5.38 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 1, sistema de 49 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

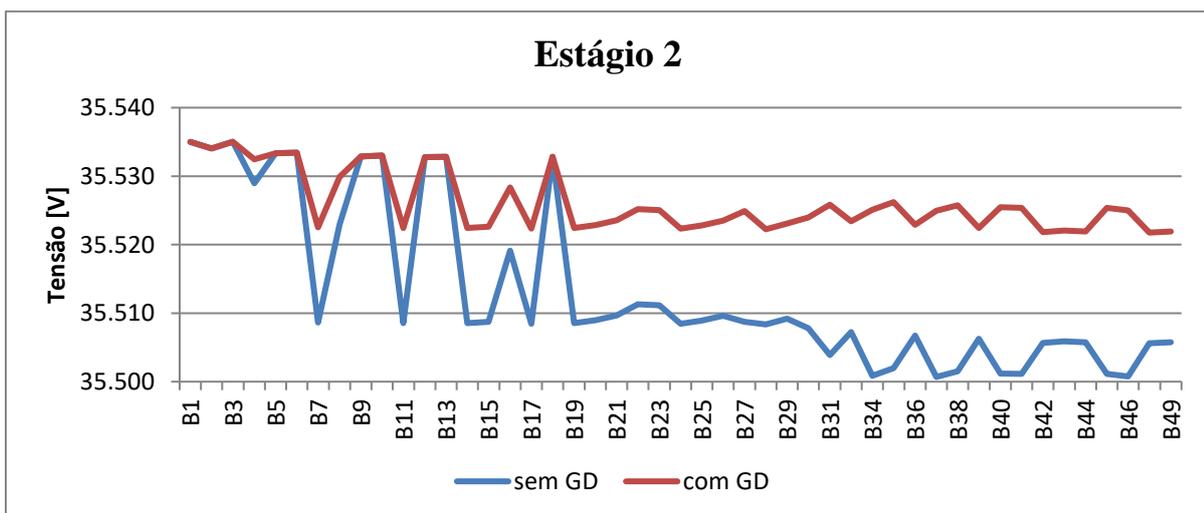


Figura 5.39 – Perfil de tensão com GD, estágio 2, sistema de 49 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

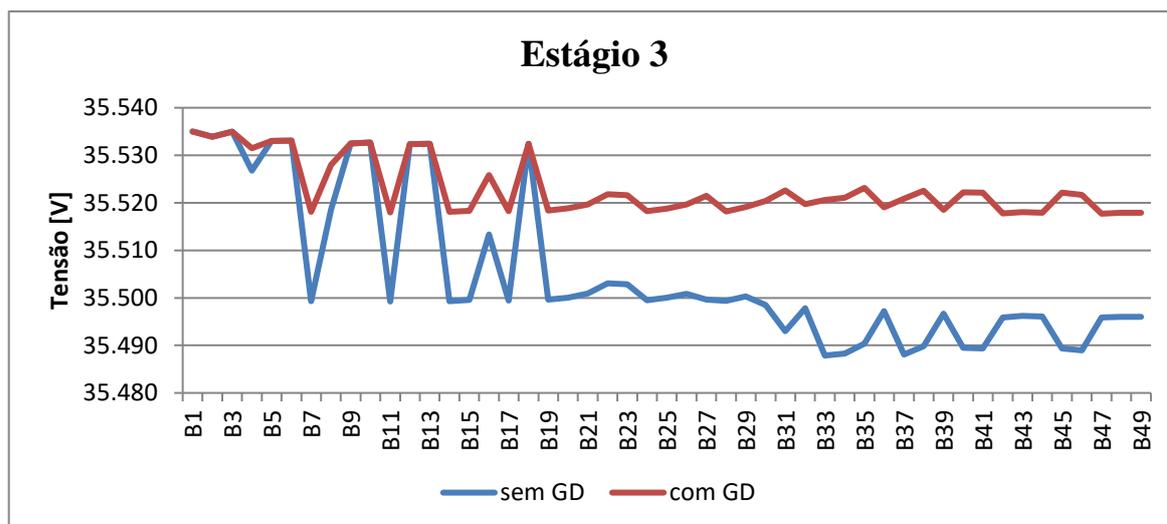


Figura 5.40 – Perfil de tensão com e sem GD, estágio 3, sistema de 49 barras, cenário ii.
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se a melhora no perfil de tensão para as topologias dos três estágios com a inserção de geração distribuída.

5.3.3 Considerações finais

A simulação dos dois cenários para o sistema teste de 49 barras demonstrou que o planejamento em multiestágio dinâmico permite a obtenção de respostas de melhor qualidade frente ao planejamento pseudodinâmico, com custo de construção total inferior.

Com relação aos demais autores que utilizaram o mesmo sistema teste para validação de seus algoritmos, Cuno (2016) obteve custo de construção de \$111.056,00 utilizando um modelo linear, e não levou em consideração as perdas, já Benitez (2017) aplicou um modelo não linear e obteve \$119.156,00 com 6,556 kW de perdas.

O modelo proposto nesse trabalho apresentou uma elevação do custo de 6,91% para o primeiro autor, entretanto os modelos exibem características bem distintas um do outro. Já em comparação com o segundo autor, que apresenta modelo com maior similaridade ao desenvolvimento nessa pesquisa, houve uma melhora de 0,35% no custo e redução de 42,81% nas perdas totais. Isso demonstra, que os resultados obtidos foram de boa qualidade.

Capítulo 6

Conclusões

Nesta pesquisa foi apresentado um novo algoritmo destinado ao planejamento da expansão de sistemas elétricos de distribuição, considerando a indicação de alocação ótima de geração distribuída. O modelo proposto buscou se aproximar o máximo possível da realidade, com isso, foi desenvolvido a partir de uma modelagem não-linear, que melhor representa os fenômenos físicos existentes, e com horizonte de planejamento em multiestágios. Desta forma, a topologia final não foi obtida em um único processo, e sim, como acontece na prática, construída ou ampliada conforme o crescimento da demanda ocorre no decorrer do tempo.

O método de solução utilizado consistiu em um algoritmo heurístico especializado, que determinou qual a melhor linha para inserção no sistema a cada iteração. O método foi implementado em dois cenários, um em multiestágio dinâmico, onde as demandas dos estágios subsequentes interferem na decisão do estágio atual, e outra em pseudodinâmico, onde apenas o estágio atual é analisado para seleção da linha candidata, mas seu resultado serve como parâmetro de entrada para o estágio sucessor.

Os indicadores de sensibilidade, tanto pseudodinâmico, quanto dinâmico, buscaram estabelecer a linha candidata que depreendesse, proporcionalmente, menor custo para ser construída e menores perdas elétrica totais. Para esse último, o indicador utilizou dados de tensão nos barramentos e porcentagem de uso dos circuitos candidatos, obtidos da solução do fluxo de potência do modelo não linear.

Ao término do processo iterativo, as resultantes foram topologias de boa qualidade que descrevessem a expansão do sistema para cada estágio pré-estabelecido. Com essas topologias definidas, determinou-se o ponto ótimo para inserção de geração distribuída, visando minimizar das perdas sistêmicas, por meio de uma metodologia analítica, que calculou a geração ótima em cada barra e a partir dessa geração estimou a barra na qual gerariam as menores perdas totais.

A validação do modelo ocorreu por meio de testes em três sistemas adaptados da literatura. A avaliação demonstrou que a topologia encontrada é de boa qualidade, atendendo as restrições operativas e técnicas. Comparando os resultados obtidos com outros autores, percebeu que o modelo se aproximou muito do ótimo conhecido e, quando contraposto a um

modelo não linear que utilizou o mesmo indicador de sensibilidade, demonstrou que o modelo multiestágio é mais vantajoso em relação ao estático. Foi possível observar também, que o indicador pseudodinâmico apresenta soluções de qualidade inferior ao dinâmico.

Por fim, foi possível comprovar que o modelo analítico utilizado para indicação da inserção de geração distribuída é confiável, apresentando resultados muito próximos dos valores exatos. A análise da inserção da GD demonstrou o impacto positivo para as perdas elétricas totais quando alocado de forma otimizada, atingindo níveis de redução de perdas, nos sistemas testes, de até 72,67%.

Como trabalhos futuros, sugere-se a implementação de sistemas que considere mais de uma subestação, alocação de banco de capacitores e quantificação monetária das perdas elétricas.

Referências Bibliográficas

ACHARYA, Naresh; MAHAT, Pukar; MITHULANANTHAN, N. **An Analytical Approach for DG Allocation in Primary Distribution Network**. *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 28, 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

AHMADJGORJI, M.; AMJADY, N. **A multiyear DG-incorporated framework for expansion planning of distribution networks using binary chaotic shark smell optimization algorithm**. *Energy* 102, 199-215p. 2016.

AOKI, K.; NARA, K.; SATOH, T.; KITAGAWA, M.; YAMANAKA, K. **New Approximate Optimization Method for Distribution System Planning**. *IEEE transactions on Power Systems*, vol 5, no 1, pp. 126–132, 1990.

ASAKURA, T. X.; YURA, T.; HAYASHI, N.; FUKUYAMA, Y. **Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration e generation of construction plans**. *IEEE transactions on Power Systems*, New York, v. 18, n. 3, p. 1196-1204. 2003.

BARRETO, Lucio. **Modelo de Otimização apara o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Geração Distribuída**. Porto Alegre: Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2007. 180 p. (Dissertação, Mestrado em Engenharia Elétrica).

BELFIORE, P., FÁVERO, L. **Pesquisa Operacional para Cursos de Engenharia**. Ed. Elsevier, 2013.

BELIN, P. R.; STILPEN, M. R.; ALVES, R. B.; LUCIO, L. T.; MARQUES, F. S. **O impacto do ICMS na viabilidade de projetos de geração distribuída – Estudo de caso aplicado ao biogás**. Congresso Brasileiro de Geração Distribuída, Fortaleza, 2017.

BENITEZ, E. E.; BELIN, P. R.; SOUZA, L. A.; ROCHA, C.; ALMEIDA, A. B. **Algoritmo Heurístico Construtivo aplicado ao Planejamento de Redes Aéreas de Média Tensão**

com a alocação de Geração Distribuída. Mar del Plata: 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission. 2017

BERNAL-AGUSTÍN, J. L. **Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica.** Zaragoza: Universidad de Zaragoza, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1998. 355p. (Tese, Doctoral Ingeniero Industrial).

CAMARGO, V. L. V. **Algoritmo Genético Especializado aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”, 2014, 179p. (Tese, Doutorado em Engenharia Elétrica).

CAMINHA, A. C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos.** São Paulo: Edgard Blücher LTDA, 1977.

CAMPELLO, C. R., MACULAN, N. **Algoritmos e Heurísticas.** Editora da Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 1994.

CANDIAN, Frederico. **Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Distribuição Considerando Fatores de Riscos em Análise Econômica.** Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2008. 76p. (Dissertação, Mestrado em Engenharia Elétrica).

CELLI, G.; GHIANI, E.; SOMA, G.G.; PILO, F. **Planning of Reliable Active Distribution Systems.** In: Proc. CIGRE, 2012.

CELLI, G.; PILO, F.; PISANO, G.; SOMA, G.G. **Optimal Planning of Active Networks.** In: Proc. PSCC, 2008.

CORDENONSI, A.Z. **Ambientes, Objetos e Dialogicidade: Uma Estratégia de Ensino Superior em Heurísticas e Metaheurísticas.** Tese de Doutorado: Programa de Pós-Graduação em Informática na Educação – UFRGS, 2008.

COSSI, Antônio M. **Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão.** Ilha Solteira: Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2008. 233p. (Tese, Doutorado em Engenharia Elétrica).

CPFL ENERGIA. **Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ou Estados Selecionados.** São Paulo, 2014.

DÍAZ-DORADO, E.; PIDRE, J. C. **Optimal planning of unbalanced networks using dynamic programming optimization.** IEEE Transactions on Power Systems, New York, v.19, n.4, p. 2077-2085. 2004.

DIAZ, A., GLOVER, F., GHAZIRI, H. M., GONZÁLEZ, J. L., LAGUNA, M. MOSCATO, P. e TSENG, F. T. **Optimización Heurística y Redes Neuronales.** Editorial Paraninfo, Espanha. 1996.

EL-FOULY, T.H.M.; ZEINELDIN, H.H.; EL-SAADANY, E.F.; SALAMA, M.M.A. **A New Optimization Model for Distribution Substation Sitting, Sizing, and Timing.** *Electrical Power Energy System*, vol. 30, 2008.

EL-KADY, M.A. **Computer-Aided Planning of Distribution Substation and Primary Feeders.** *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, PAS-103(6):1183–1189. 1984.

EL-ZONKOLY, A. M. **Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimisation.** *Generation, Transmission and Distribution*, IET: 5(7):760–71. 2011.

FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M. R. **ACO based algorithm for distributed generations sources allocation and sizing in distribution systems.** In: *Proceedings of IEEE Lausanne power technology*. University of Tehran; p. 555–60. 2011.

FLETCHER, R.H.; STRUNZ, K. **Optimal Distribution System Horizon Planning – Part I: Formulation.** *IEEE Transactions on Power System*, vol. 22, No 2, 2007a.

FLETCHER, R.H.; STRUNZ, K. **Optimal Distribution System Horizon Planning – Part II: Application.** *IEEE Transactions on Power System*, vol. 22, No 2, 2007b.

GADOMKAR, M.; VAKILIAN, M.; EHSAN, M. **A combination of genetic algorithm and simulated annealing for optimal DG allocation in distribution networks.** In: *Proceedings of Canadian conference on electrical and computer Engineering*. Saskatoon (SK); p.645–8. 2005.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. **A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research.** *Electric Power Systems Research* 121, 89–100p. 2014.

GOLSHAN, M. E. H.; AREFIFAR, S. A. **Optimal allocation of distributed generation and reactive sources considering tap positions of voltage regulators as control variables.** *European Transactions on Electrical Power*; 17: 219–39. 2007.

GOMEZ, J. F.; KHODR, H. M.; OLIVEIRA, P. M.; OCQUE, L.; YUSTA, J. M.; VILLSANA, R.; URDANETA, A. J. **Ant Colony System Algorithm for the Planning of Primary Distribution Circuits.** *IEEE Transactions on Power Systems*. 19 (2): 996–1004. 2004.

GOSWAMI, S. K.; BASU, S. K. **A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization.** *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, no. 3, pp. 1484-1491. 1992.

GÖNEN, T.; FOOTE, B. L. **Mathematical Dynamic Optimization Model for Electrical Distribution System Planning.** *Electrical Power & Energy Systems*, 4(2):129-136, 1982.

GOZEL, T.; HOCAOGLU, M. H.; EMINOGLU, U.; BALIKCI, A. **Optimal placement and sizing of distributed generation on radial feeder with different static load models.** In: *Proceedings of the international conference on future power system*; 2005.

GOZEL, T.; HOCAOGLU, M. H. **An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial distribution systems.** Electric Power Systems Research; 79:912–8. 2009.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. .; LEMOS, F. A.; LIMA, A. L.; BRIXIUS, C. A.; GIRON, L. R. **Optimization Model for Expansion Planning of Distribution Systems.** IEEE PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America. 2004.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. A.; PEREIRA, L. F.; BARRETO, L. Modelo multi-estágio de otimização para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição. Revista Controle & Automação/Vol.17 no.4. 2006.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L.F.A.; PEREIRA, L.A.; BARRETO, L.S. **Multistage Model for Distribution Expansion Planning with Distributed Generation – Part I: Problem Formulation,** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, No 2, 2008a.

HAFFNER, Sérgio; PEREIRA, L.F.A.; PEREIRA, L.A.; BARRETO, L.S. **Multistage Model for Distribution Expansion Planning with Distributed Generation – Part II: Numerical Results,** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, No 2, 2008b.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. C. **Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks.** IEE Transactions on Energy Conversion: 25(3):814–20. 2010.

KUWABARA, H.; NARA, K. **Multi-Year and Multi-State Distribution Systems Expansion Planning by Multi-Stage Branch Exchange.** IEEE Trans. Power Delivery, 12(1):457–463. 1997.

KHATOR, S. K. & LEUNG, L. C. **Power Distribution Planning: A Review of Models.** IEEE Transactions on Power Systems, vol.12, No.3, 1997.

KNIGHT, U. G. **The Logical Design of Electrical Networks Using Linear Programming Methods.** IEE Proceedings, 33:306-314. 1960.

LAVORATO, M.; RIDER, M.J.; GARCIA, A.V.; ROMERO, R. **A Constructive Heuristic Algorithm for Distribution System Planning.** IEEE Transactions on Power System, vol. 25, No 3, 2010.

LOESCH, C. & HEIN, N. **Pesquisa Operacional – Fundamentos e Modelos.** São Paulo: Saraiva, 2009.

LOTERO, R.C.; CONTRERAS, J. **Distribution System Planning with Reliability.** IEEE Transactions on Power System, vol. 26, No 4, 2011.

MENDONÇA, W. D. F. **Algoritmo Especializado Aplicado ao Planejamento da Expansão de Redes Aéreas de Sistemas de Distribuição.** Foz do Iguaçu: Universidade Estadual do Oeste do Paraná, UNIOESTE. 2014. (Dissertação, Mestrado em Engenharia Elétrica e Computação).

MILLAR, R.J.; KAZEMI, S.; LEHTONEN, M.; SAARIJÄRVI, E. **Impact of MV Connected Microgrids on MV Distribution Planning**. IEEE Transactions Smart Grid, vol. 3, No 4, 2012.

MILOCA, Simone. **Planejamento da Expansão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Indicadores de Confiabilidade e Base de Dados Georreferenciada**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 2012. 133 p. (Dissertação, Mestrado em Métodos Numéricos em Engenharia).

MIGUEZ, E.; CIDRAS, J.; DIAZ-DORADO, E.; GARCIA-DORNELAS, J. **An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning**. IEEE Transactions on Power Systems, Piscataway, v. 17, n. 4, p. 931–936, Nov. 2002.

NARA, K.; SATOH, T.; AOKI, K.; KITAGAWA, M. **Multi-Year Expansion Planning for Distribution Systems**. IEEE Trans. Power Systems, vol 6, no 3, pp. 952–958. 1991.

NARA, K.; SATOH, T.; AOKI, K.; KITAGAWA, M.; ISHIHARA, T. **Distribution Systems Expansion Planning by Multi-Stage Branch Exchange**. IEEE Trans. on P. Systems, 7(1):208–214. 1992.

NARA, K.; IKEDA, K.; HAYASHI, Y.; ASHIZAWA, T. **Allocation of Tabu search to optimal placement of distributed generators**. IEEE Power Engineering. Society Winter Meeting; 2:918–23. 2001.

PÁDUA, S. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de média tensão através de um algoritmo busca dispersa**. 2014. 192 f. (Tese, Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2014.

PAIVA, P. C.; KHODR, H. M.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A.; YUSTA, J. M.; URDANETA, A. J. **Integral Planning of Primary–Secondary Distribution Systems Using Mixed Integerlinear Programming**. IEEE Transactions on Power System, vol. 20, 2005.

PEREIRA-JUNIOR, B. **Planejamento de médio e longo prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos (GDs) considerando custos de confiabilidade, operação e expansão**. Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 194p. (Tese, Doutorado em Engenharia Elétrica). 2014.

PONNAVAIKKO, M.; PRAKASA RAO, K. S.; VENKATA, S. S. **Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach**. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 2, No. 4, pp. 1157-1163. 1987.

POZOS, A. T. **Planejamento Dinâmico a Longo Prazo de Ativos de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Considerando a Incorporação de Diferentes Tipos de Elementos Adicionais de Expansão**. Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 112p. (Dissertação, Mestrado em Engenharia Elétrica). 2015.

RAMÍREZ-ROSADO, I.J.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. **A new Multiobjective Tabu Search Algorithm for Fuzzy Optimal Planning of Power Distribution Systems.** IEEE Transactions on Power System, vol. 21, No 1, 2006.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; GÖNEN, T. **Pseudodynamic Planning for Expansion of Power Distribution Systems.** IEEE Trans. Power Systems, Vol. 6, No. 1, pp. 245–254. 1991.

RICH, E.; KNIGHT, K. **Inteligência Artificial.** Makron. 1993.

ROCHA, Carlos; CONTEGRAS, Javier; LOTERO, Roberto; MUÑOZ, José. **Um Modelo Híbrido Linear aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Goiânia, 2012.

SEVERINO, M. M. **Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia.** Brasília: Universidade de Brasília, 358p. (Tese, Doutorado em Engenharia Elétrica). 2008.

SHU, Jun; WU, Lei; LI, Zuyi; SHAHIDEHPOUR, Mohammad; ZHANG, Lizi; HAN, Bing. **A New Method for Spatial Power Network Planning in Complicated Environments.** IEEE Transactions on Power System, vol. 27, No 1, 2012.

SOUZA, João. **Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de um Modelo de Programação Linear Inteiro Misto (PLIM).** Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 112p. (Tese, Doutorado em Engenharia Elétrica). 2013.

SUCUPIRA, Igor Riberiro. **Métodos Heurísticos Genéricos: Meta-Heurísticas e Hiper-Heurísticas.** São Paulo: Universidade de São Paulo, 41 p. 2004.

SUN, D.I.; FARRIS, D. R.; COTE, P. J.; SHOUTS, R. R.; CHEN, M. S. **Optimal Distribution Substation and Primary Feeder Planning Via the Fixed Charge Network Formulation.** IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, PAS-101(3):602–609. 1982.

WILLIS, H. Lee. **Power Distribution Planning Reference Book.** Ed. CRC Press, 2004.

ZAMORA, F. H. P.; CUNHA, A. P.; GUARALDO, J. C; KAGAN, H.; GOUVÊA, M. R.; VICENTINI, E. **Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída.** Goiânia: Anais: IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. 2012.

Apêndice A

Tabela 6.1 – Dados da solução iterativa no estágio 1, 49 barras, cenário i.

ESTÁGIO 1					
It.	Linha	Indicador de sensibilidade			
1	B1.B2	0.000001	8	B9.B10	0.391
	B1.B3	0.000001		B12.B13	1.230
	B1.B4	0.001		B13.B18	12.027
2	B1.B2	9.187		B13.B19	0.520
	B1.B3	0.389		B1.B3	3.299
	B4.B8	1.616		B5.B6	0.395
3	B1.B3	14.678		B8.B23	2.361
	B2.B6	17.323		B9.B10	0.391
	B4.B8	6.762		B12.B13	1.230
4	B1.B3	3.299		B13.B18	12.026
	B4.B8	14.931		B13.B19	0.520
	B5.B6	0.649	B16.B22	6.723	
	B6.B10	17.970	B1.B3	3.299	
5	B1.B3	3.299	B5.B6	0.395	
	B4.B8	14.931	B8.B23	2.361	
	B5.B6	0.649	B9.B10	0.391	
	B9.B10	0.914	B12.B13	1.230	
	B10.B13	16.100	B13.B19	0.520	
6	B1.B3	3.299	B16.B22	7.245	
	B4.B8	14.931	B18.B20	9.389	
	B5.B6	0.649	B18.B21	0.646	
	B9.B10	0.914	B1.B3	3.299	
	B12.B13	0.675	B5.B6	0.395	
	B13.B18	12.025	B8.B23	2.361	
	B13.B19	0.520	B9.B10	0.391	
7	B1.B3	3.299	B12.B13	1.230	
	B5.B6	0.395	B13.B19	0.520	
	B8.B16	13.332	B16.B22	7.189	
	B8.B23	2.361	B18.B21	0.646	
			B19.B20	0.000001	
			B20.B25	9.251	
			11	B1.B3	3.299
				B5.B6	0.395
				B8.B23	2.361

	B9.B10	0.391
	B12.B13	1.230
	B13.B19	0.520
	B16.B22	7.012
	B18.B21	0.645
	B19.B20	0.000001
	B25.B29	8.877
12	B1.B3	3.299
	B5.B6	0.395
	B8.B23	2.361
	B9.B10	0.391
	B12.B13	1.230
	B12.B13	1.230
	B13.B19	0.520
	B16.B22	7.006
	B18.B21	0.645
	B19.B20	6
	B21.B29	692
	B29.B31	179
	B29.B34	3.150
13	B1.B3	3.299
	B5.B6	0.395
	B8.B23	2.361
	B9.B10	0.391
	B12.B13	1.230
	B13.B19	0.520
	B18.B21	0.645
	B19.B20	0.000001
	B21.B22	0.000001
	B21.B29	0.000001
	B22.B23	0.856
	B22.B27	13.146
	B29.B31	3,41E+02
	B29.B34	3.150
14	B1.B3	3.299
	B5.B6	0.395
	B8.B23	2.361
	B9.B10	0.391
	B12.B13	1.230
	B13.B19	0.520
	B18.B21	0.645
	B19.B20	0.000001
	B21.B22	0.000001
	B21.B29	0.000001

	B22.B23	1.199
	B23.B27	0.125
	B27.B31	4.976
	B29.B31	0.000001
	B29.B34	3.152
15	B1.B3	3.299
	B5.B6	0.395
	B9.B10	0.391
	B12.B13	1.230
	B13.B19	0.520
	B18.B21	0.645
	B19.B20	0.000001
	B21.B22	0.000001
	B21.B29	0.000001
	B22.B23	1.236
	B23.B27	0.191
	B29.B34	3.153
	B31.B35	12.321
16	B1.B3	3.299
	B5.B6	0.395
	B8.B23	0.099
	B9.B10	0.391
	B12.B13	1.307
	B13.B19	0.037
	B18.B21	0.571
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.158
	B22.B23	1.482
	B22.B26	0.150
	B23.B27	0.000001
	B24.B25	0.768
B24.B29	0.000001	
B26.B31	0.000001	
B27.B30	0.830	
B29.B34	3.121	
B31.B32	0.136	
B34.B35	0.000001	
B35.B36	0.533	
B35.B38	8.588	
B35.B40	0.203	
17	B1.B3	3.299
	B5.B6	0.395
	B8.B23	0.099

	B9.B10	0.391
	B12.B13	1.307
	B13.B19	0.037
	B18.B21	0.571
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.197
	B22.B23	1.482
	B23.B27	0.000001
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B26.B31	0.000001
	B27.B30	0.822
	B29.B34	3.121
	B31.B32	0.137
	B34.B35	0.000001
	B35.B36	0.222
	B35.B40	0.203
B38.B39	0.004	
B38.B41	7.668	
18	B1.B3	3.299
	B5.B6	0.395
	B8.B23	0.099
	B9.B10	0.391
	B12.B13	1.307
	B13.B19	0.037
	B18.B21	0.571
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.198
	B22.B23	1.482
	B23.B27	0.000001
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B26.B31	0.000001
	B27.B30	0.813
	B29.B34	3.121
	B31.B32	0.139
	B34.B35	0.000001
	B35.B36	0.222
B35.B40	0.203	
B38.B39	0.008	
B41.B42	2.560	
B41.B46	1.853	

	B1.B3	0.292	
	B5.B6	0.397	
	B8.B23	0.00003	
	B9.B10	0.284	
	B12.B13	1.307	
	B13.B19	0.037	
	B18.B21	0.484	
	B19.B20	0.048	
	B20.B21	0.000001	
	B21.B22	0.272	
	B22.B23	1.651	
	B22.B26	0.150	
	19	B23.B27	0.000001
	B24.B25	0.768	
	B24.B29	0.000001	
	B26.B31	0.000001	
	B27.B30	0.827	
	B29.B34	3.121	
B31.B32	0.006		
B34.B35	0.000001		
B35.B36	0.245		
B35.B40	0.203		
B38.B39	0.111		
B41.B42	2.560		
B41.B46	1.853		
20	B5.B6	0.397	
	B7.B11	1.823	
	B7.B15	2.738	
	B8.B23	0.00003	
	B9.B10	0.284	
	B12.B13	1.307	
	B13.B19	0.037	
	B18.B21	0.484	
	B19.B20	0.048	
	B20.B21	0.000001	
	B21.B22	0.272	
	B22.B23	1.651	
B22.B26	0.150		
B23.B27	0.000001		
B24.B25	0.768		
B24.B29	0.000001		
B26.B31	0.000001		
B27.B30	0.750		
B29.B34	3.121		

	B31.B32	0.006
	B34.B35	0.000001
	B35.B36	0.299
	B35.B40	0.203
	B38.B39	0.111
	B41.B42	2.560
	B41.B46	1.853
21	B5.B6	0.397
	B7.B11	1.823
	B7.B15	2.738
	B8.B23	0.000001
	B9.B10	0.284
	B12.B13	1.307
	B13.B19	0.037
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.272
	B22.B23	1.651
	B22.B26	0.150
	B23.B27	0.000001
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B26.B31	0.000001
	B27.B30	0.750
	B31.B32	0.006
	B33.B34	0.756
B34.B37	3.720	
B35.B36	0.299	
B35.B40	0.203	
B38.B39	0.111	
B41.B42	2.560	
B41.B46	1.853	
22	B5.B6	0.397
	B7.B11	1.823
	B7.B15	2.738
	B8.B23	0.00003
	B9.B10	0.284
	B12.B13	1.307
	B13.B19	0.037
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
B21.B22	0.272	

	B22.B23	1.651
	B22.B26	0.150
	B23.B27	0.000001
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B26.B31	0.000001
	B27.B30	0.750
	B31.B32	0.006
	B33.B34	0.756
	B35.B36	0.299
	B35.B40	0.203
	B37.B40	1.992
	B38.B39	0.111
	B41.B42	2.560
	B41.B46	1.853
23	B5.B6	0.397
	B7.B11	1.823
	B8.B23	0.00003
	B9.B10	0.284
	B12.B13	1.307
	B13.B19	0.037
	B14.B15	2.014
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.272
	B22.B23	1.651
	B22.B26	0.150
	B23.B27	0.000001
	B24.B25	0.768
B24.B29	0.000001	
B27.B30	0.742	
B31.B32	0.005	
B33.B34	0.756	
B35.B36	0.299	
B35.B40	0.203	
B37.B40	1.992	
B38.B39	0.115	
B41.B42	2.560	
B41.B46	1.853	
24	B5.B6	0.397
	B7.B11	1.823
	B8.B23	0.00003
	B9.B10	0.284

	B12.B13	1.307
	B13.B19	0.037
	B14.B15	2.014
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.272
	B22.B23	1.651
	B22.B26	0.150
	B23.B27	0.000001
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B27.B30	0.747
	B31.B32	0.005
	B33.B34	0.756
	B35.B36	0.298
	B35.B40	0.203
	B37.B40	1.992
	B38.B39	0.113
	B41.B46	1.853
B42.B43	1.800	
B42.B47	0.502	
25	B5.B6	0.397
	B7.B11	1.823
	B8.B23	0.00003
	B9.B10	0.284
	B11.B14	0.000001
	B12.B13	1.307
	B13.B19	0.037
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.272
	B21.B29	0.000001
	B22.B23	1.651
	B22.B26	0.150
	B23.B27	0.000001
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B27.B30	0.747
B31.B32	0.005	
B33.B34	0.756	
B35.B36	0.298	
B35.B40	0.203	

	B37.B40	1.992	
	B38.B39	0.113	
	B41.B46	1.853	
	B42.B43	1.800	
	B42.B47	0.502	
	26	B5.B6	0.397
		B7.B11	1.823
		B8.B23	0.00003
		B9.B10	0.284
		B11.B14	0.000001
B12.B13		1.307	
B13.B19		0.037	
B18.B21		0.484	
B19.B20		0.048	
B20.B21		0.000001	
B21.B22		0.272	
B22.B23		1.651	
B22.B26	0.150		
B23.B27	0.000001		
B24.B25	0.768		
B24.B29	0.000001		
B27.B30	0.744		
B31.B32	0.005		
B33.B34	0.756		
B35.B36	0.299		
B38.B39	0.113		
B40.B45	0.699		
B41.B46	1.853		
B42.B43	1.800		
B42.B47	0.502		
27	B5.B6	0.397	
	B7.B11	1.823	
	B8.B23	0.00003	
	B9.B10	0.284	
	B11.B14	0.000001	
	B12.B13	1.307	
	B13.B19	0.037	
	B18.B21	0.484	
	B19.B20	0.048	
	B20.B21	0.000001	
B21.B22	0.272		
B22.B23	1.651		
B22.B26	0.150		
B23.B27	0.000001		

	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B27.B30	0.744
	B31.B32	0.005
	B33.B34	0.756
	B35.B36	0.299
	B38.B39	0.114
	B40.B45	0.699
	B42.B43	1.800
	B42.B47	0.502
	B46.B47	0.000001
28	B5.B6	0.397
	B7.B11	1.823
	B8.B23	0.00003
	B9.B10	0.284
	B11.B14	0.000001
	B12.B13	1.307
	B13.B19	0.037
	B15.B21	0.000001
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.271
	B21.B29	0.000001
	B22.B23	1.651
	B22.B26	0.150
	B23.B27	0.000001
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B27.B30	0.699
	B31.B32	0.005
	B33.B34	0.756
	B35.B36	0.331
	B38.B39	0.114
B39.B43	0.000001	
B40.B45	0.699	
B42.B47	0.502	
B43.B44	1.060	
B43.B48	0.070	
B46.B47	0.000001	
29	B5.B6	0.397
	B7.B11	1.823
	B9.B10	0.284
	B11.B14	0.000001

	B12.B13	1.307
	B13.B19	0.037
	B15.B21	0.000001
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.271
	B22.B26	0.150
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B27.B30	0.700
	B31.B32	0.005
	B33.B34	0.756
	B35.B36	0.328
	B38.B39	0.115
	B39.B43	0.000001
	B40.B45	0.699
	B42.B47	0.502
	B43.B44	1.060
	B43.B48	0.070
	B46.B47	0.000001
30	B5.B6	0.397
	B7.B11	1.823
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B11.B14	0.000001
	B12.B17	1.373
	B13.B19	0.037
	B15.B21	0.000001
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.271
	B22.B26	0.150
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B27.B30	0.700
	B31.B32	0.005
	B33.B34	0.756
	B35.B36	0.328
	B38.B39	0.103
B39.B43	0.000001	
B40.B45	0.699	
B42.B47	0.502	

31	B43.B44	1.060
	B43.B48	0.070
	B46.B47	0.000001
	B5.B6	0.397
	B7.B11	1.823
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B11.B14	0.000001
	B13.B19	0.037
	B17.B19	0.000001
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.272
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B27.B30	0.700
	B31.B32	0.005
	B33.B34	0.756
	B35.B36	0.328
32	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B40.B45	0.699
	B42.B47	0.502
	B43.B44	1.060
	B43.B48	0.070
	B46.B47	0.000001
	B5.B6	0.397
	B7.B11	1.823
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B11.B14	1,37E+02
	B13.B19	0.037
	B17.B19	9,68E+00
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.272
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
B27.B30	0.700	
B31.B32	0.005	
B33.B34	0.756	
B35.B36	0.328	
33	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B40.B45	0.699
	B42.B47	0.502
	B43.B48	0.068
	B44.B49	0.067
	B46.B47	0.000001
	B5.B6	0.397
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B13.B19	0.037
	B17.B19	0.000001
	B18.B21	0.484
	B19.B20	0.048
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.272
	B24.B25	0.768
	B24.B29	0.000001
	B27.B30	0.700
	B31.B32	0.005
B33.B34	0.756	
B35.B36	0.328	
34	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B40.B45	0.699
	B42.B47	0.502
	B43.B48	0.068
	B44.B49	0.068
	B46.B47	0.000001
	B5.B6	0.397
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B13.B19	0.037
	B17.B19	0.000001
	B18.B21	0.479
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.125
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.281
	B24.B28	0.990
	B27.B30	0.700
	B31.B32	0.005
B33.B34	0.756	
B35.B36	0.328	

	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B40.B45	0.699
	B42.B47	0.502
	B43.B48	0.067
	B44.B49	0.068
	B46.B47	0.000001
35	B5.B6	0.397
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B13.B19	0.037
	B17.B19	0.000001
	B18.B21	0.479
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.125
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.281
	B27.B30	0.700
	B31.B32	0.005
	B35.B36	0.328
	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B40.B45	0.699
	B42.B47	0.502
B43.B48	0.067	
B44.B49	0.068	
B46.B47	0.000001	
36	B5.B6	0.397
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B13.B19	0.037
	B17.B19	0.000001
	B18.B21	0.479
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.125
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.281
	B30.B32	0.543
	B31.B32	0.005
	B35.B36	0.328
	B38.B39	0.103
B39.B43	0.000001	
B40.B45	0.699	
B42.B47	0.502	

	B43.B48	0.067
	B44.B49	0.068
	B46.B47	0.000001
37	B5.B6	0.397
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B13.B19	0.037
	B17.B19	0.000001
	B18.B21	0.466
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.126
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.307
	B30.B32	0.554
	B31.B32	0.000001
	B35.B36	0.328
	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B42.B47	0.502
	B43.B48	0.067
B44.B49	0.068	
B46.B47	0.000001	
38	B5.B6	0.397
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B13.B19	0.018
	B17.B19	0.000001
	B18.B21	0.358
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.194
	B20.B21	0.000001
	B21.B22	0.541
	B32.B36	0.000001
	B35.B36	0.328
	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
B42.B47	0.502	
B43.B48	0.067	
B44.B49	0.069	
B46.B47	0.000001	
39	B5.B6	0.397
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B13.B19	0.018

	B17.B19	0.000001
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.194
	B32.B36	0.000001
	B35.B36	0.328
	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B42.B47	0.502
	B43.B48	0.067
	B44.B49	0.069
	B46.B47	0.000001
40	B5.B6	0.397
	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B13.B19	0.018
	B17.B19	0.000001
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.194
	B32.B36	0.000001
	B35.B36	0.328
	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B43.B48	0.067
	B44.B49	0.069
	B47.B48	0.000001
41	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B13.B19	0.018
	B17.B19	0.000001
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.194
	B32.B36	0.000001
	B35.B36	0.328
	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B43.B48	0.067
	B44.B49	0.069
	B47.B48	0.000001
42	B9.B10	0.284
	B9.B12	0.000002
	B13.B19	0.018
	B17.B19	0.000001
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.194
	B21.B26	0.014
	B22.B26	0.154
	B26.B31	0.000001
	B36.B39	0.198
	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B43.B48	0.066
	B44.B49	0.070
	B47.B48	0.000001
43	B13.B19	0.018
	B17.B19	0.000001
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.194
	B21.B26	0.129
	B22.B26	0.200
	B26.B31	0.000001
	B36.B39	0.198
	B38.B39	0.103
	B39.B43	0.000001
	B43.B48	0.041
	B44.B49	0.103
	B47.B48	0.000001
	44	B13.B19
B17.B19		0.000001
B19.B20		0.048
B19.B24		0.194
B36.B39		0.198
B38.B39		0.103
B39.B43		0.000001
B43.B48		0.041
45	B44.B49	0.103
	B47.B48	0.000001
	B13.B19	0.015
	B17.B19	0.000001
	B19.B20	0.048
	B19.B24	0.199
	B43.B48	0.037
	B44.B49	0.106
	B47.B48	0.000001

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6.2 – Dados da solução iterativa no estágio 2, 49 barras, cenário i.

ESTÁGIO 2		
It.	Linha	Indicador de sensibilidade
1	B21.B26	0.269
	B26.B31	0.000001
	B33.B34	0.000001
	B33.B45	0.340
	B36.B39	0.000001
	B38.B39	0.079
	B39.B43	0.259
	B43.B48	0.350
	B44.B49	0.356
	B47.B48	0.000001
2	B21.B26	0.269
	B26.B31	0.000001
	B33.B34	0.000001
	B33.B45	0.340

	B36.B39	0.000001	
	B38.B39	0.079	
	B39.B43	0.259	
	B43.B48	0.038	
	B47.B48	0.000001	
	B48.B49	0.023	
3	B21.B26	0.269	
	B26.B31	0.000001	
	B36.B39	0.000001	
	B38.B39	0.079	
	B39.B43	0.259	
	B43.B48	0.038	
	B47.B48	0.000001	
	B48.B49	0.023	
	4	B36.B39	0.000001
		B38.B39	0.079
B39.B43		0.259	
B43.B48		0.038	
B47.B48		0.000001	
B48.B49		0.023	

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6.3 – Dados da solução iterativa no estágio 3, 49 barras, cenário i.

ESTÁGIO 3		
It.	Linha	Indicador de sensibilidade
1	B33.B34	0.755
	B43.B48	0.007
	B47.B48	0.000001
	B48.B49	0.008
2	B43.B48	0.007
	B47.B48	0.000001
	B48.B49	0.008

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6.4 – Dados da solução iterativa no estágio 1, sistema de 49 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 1					
It.	Linha	Indicador de sensibilidade			
1	B1.B2	0.000001	8	B27.B30	0.635
	B1.B3	0.000001		B27.B31	0.971
	B1.B4	0.001		B1.B2	0.947
2	B1.B2	0.000001		B1.B3	0.160
	B1.B3	0.000001		B15.B21	0.246
	B4.B8	0.001		B18.B21	0.000001
3	B1.B2	1.384		B20.B21	0.329
	B1.B3	1.067		B21.B29	0.126
	B8.B16	3.566		B22.B23	0.411
	B8.B23	0.563		B27.B30	0.635
4	B1.B2	1.384	B31.B35	2.457	
	B1.B3	1.067	9	B1.B2	0.947
	B8.B23	0.563		B1.B3	0.160
	B16.B22	1.749		B15.B21	0.246
5	B1.B2	1.384		B18.B21	0.000001
	B1.B3	1.067		B20.B21	0.329
	B8.B23	0.563		B21.B29	0.126
	B21.B22	0.000001		B22.B23	0.411
	B22.B23	0.000001		B27.B30	0.635
6	B22.B26	0.000001		B34.B35	0.169
	B22.B27	3.566		B35.B38	1.367
	B1.B2	0.947	B35.B40	0.203	
	B1.B3	0.160	10	B1.B2	0.947
	B21.B22	1.374		B1.B3	0.160
	B22.B23	0.411		B1.B23	0.011
B27.B30	0.635	B15.B21		0.246	
B27.B31	0.971	B20.B21		0.329	
7	B1.B2	0.947		B21.B26	0.060
	B1.B3	0.160		B21.B29	0.126
	B15.B21	0.246		B22.B23	0.411
	B18.B21	0.000001		B22.B26	0.029
	B20.B21	0.329		B23.B27	0.036
	B21.B29	0.126	B27.B30	0.635	
	B22.B23	0.411	B29.B31	0.002	
		B31.B32	0.002		
		B34.B35	0.169		
		B35.B36	0.002		
		B35.B40	0.203		
		B38.B39	0.002		
		B38.B41	0.944		

11	B1.B3	0.16	14	B41.B46	0.461
	B2.B6	1.436		B1.B3	0.16
	B8.B23	0.009		B5.B6	0.1
	B15.B21	0.246		B9.B10	0.07
	B18.B21	0.000001		B10.B13	0.429
	B20.B21	0.329		B15.B21	0.246
	B21.B29	0.126		B18.B21	0.000001
	B22.B23	0.411		B20.B21	0.329
	B27.B30	0.635		B21.B29	0.126
	B29.B31	0.002		B22.B23	0.411
	B31.B32	0.002		B27.B30	0.635
	B34.B35	0.169		B34.B35	0.169
	B35.B36	0.002		B35.B40	0.203
	B35.B40	0.203		B41.B42	0.000001
	B38.B39	0.002		B41.B46	0.461
B38.B41	0.944				
12	B1.B3	0.16	15	B1.B3	0.16
	B5.B6	0.144		B5.B6	0.1
	B6.B10	0.683		B9.B10	0.07
	B8.B23	0.007		B10.B13	0.429
	B15.B21	0.246		B15.B21	0.246
	B18.B21	0.000001		B18.B21	0.000001
	B20.B21	0.329		B20.B21	0.329
	B21.B29	0.126		B21.B29	0.126
	B22.B23	0.411		B22.B23	0.411
	B27.B30	0.635		B23.B30	0.000001
	B34.B35	0.169		B29.B31	0.000001
	B35.B40	0.203		B30.B32	0.834
B38.B41	0.944	B34.B35	0.169		
13	B1.B3	0.16	16	B35.B40	0.203
	B5.B6	0.144		B41.B42	0.000001
	B6.B10	0.683		B41.B46	0.461
	B8.B23	0.007		B1.B3	0.16
	B15.B21	0.246		B5.B6	0.1
	B18.B21	0.000001		B9.B10	0.07
	B20.B21	0.329		B10.B13	0.429
	B21.B29	0.126		B15.B21	0.246
	B22.B23	0.411		B18.B21	0.000001
	B27.B30	0.635		B20.B21	0.329
	B34.B35	0.169		B21.B26	0.000001
	B35.B40	0.203		B21.B29	0.126
	B41.B42	0.000001		B22.B23	0.411
		B23.B30	0.000001		

	B26.B31	0.000001		B41.B46	0.461
	B29.B31	0.000001		B1.B3	0.16
	B32.B36	0.695		B5.B6	0.1
	B34.B35	0.169		B9.B10	0.07
	B35.B40	0.203		B10.B13	0.429
	B41.B42	0.000001		B15.B21	0.246
	B41.B46	0.461		B18.B21	0.000001
17	B1.B3	0.16	19	B20.B21	0.329
	B5.B6	0.1		B21.B26	0.000001
	B9.B10	0.07		B21.B29	0.126
	B10.B13	0.429		B22.B23	0.411
	B15.B21	0.246		B23.B30	0.000001
	B18.B21	0.000001		B26.B31	0.000001
	B20.B21	0.329		B29.B31	0.000001
	B21.B26	0.000001		B34.B35	0.169
	B21.B29	0.126		B35.B40	0.203
	B22.B23	0.411		B41.B42	0.000001
	B23.B30	0.000001		B41.B46	0.461
	B26.B31	0.000001		B42.B43	0.097
	B29.B31	0.000001		B43.B44	0.247
	B34.B35	0.169		B43.B48	0.028
	B35.B40	0.203			
	B36.B39	0.539			
	B41.B42	0.000001			
B41.B46	0.461				
18	B1.B3	0.16	20	B1.B3	0.16
	B5.B6	0.1		B5.B6	0.1
	B9.B10	0.07		B9.B10	0.07
	B10.B13	0.429		B10.B13	0.429
	B15.B21	0.246		B15.B21	0.246
	B18.B21	0.000001		B18.B21	0.000001
	B20.B21	0.329		B20.B21	0.329
	B21.B26	0.000001		B21.B26	0.000001
	B21.B29	0.126		B21.B29	0.126
	B22.B23	0.411		B22.B23	0.411
	B23.B30	0.000001		B23.B30	0.000001
	B26.B31	0.000001		B26.B31	0.000001
	B29.B31	0.000001		B29.B31	0.000001
	B34.B35	0.169		B34.B35	0.169
	B35.B40	0.203		B35.B40	0.203
	B39.B43	0.539		B40.B46	0.000001
	B41.B42	0.000001		B41.B42	0.000001
		B42.B43	0.092		
		B43.B44	0.247		
		B43.B48	0.033		
		B46.B47	0.000001		

21	B1.B3	0.16	23	B43.B44	0.247
	B5.B6	0.1		B43.B48	0.037
	B9.B10	0.07		B46.B47	0.000001
	B12.B13	0.000001		B1.B3	0.16
	B13.B18	0.000001		B5.B6	0.1
	B13.B19	0.000001		B9.B10	0.07
	B15.B21	0.246		B12.B13	0.000001
	B18.B21	0.000001		B13.B18	0.000001
	B20.B21	0.329		B13.B19	0.000001
	B21.B26	0.000001		B15.B21	0.246
	B21.B29	0.126		B18.B20	0.000001
	B22.B23	0.411		B18.B21	0.000001
	B22.B26	0.000001		B19.B20	0.347
	B23.B30	0.000001		B20.B25	0.239
	B26.B31	0.000001		B21.B26	0.000001
	B29.B31	0.000001		B21.B29	0.126
	B34.B35	0.169		B22.B26	0.000001
	B35.B40	0.203		B26.B31	0.000001
	B40.B46	0.000001		B29.B31	0.000001
	B41.B42	0.000001		B34.B35	0.169
	B42.B43	0.092		B35.B40	0.203
B43.B44	0.247	B40.B46	0.000001		
B43.B48	0.033	B42.B43	0.089		
B46.B47	0.000001	B43.B44	0.247		
22	B1.B3	0.16	24	B43.B48	0.037
	B5.B6	0.1		B46.B47	0.000001
	B9.B10	0.07		B1.B3	0.16
	B12.B13	0.000001		B5.B6	0.1
	B13.B18	0.000001		B9.B10	0.07
	B13.B19	0.000001		B12.B13	0.000001
	B15.B21	0.246		B13.B18	0.000001
	B18.B21	0.000001		B15.B21	0.246
	B20.B21	0.329		B17.B19	0.342
	B21.B26	0.000001		B18.B20	0.000001
	B21.B29	0.126		B18.B21	0.000001
	B22.B26	0.000001		B19.B24	0.116
	B26.B31	0.000001		B20.B25	0.234
	B29.B31	0.000001		B21.B26	0.000001
	B34.B35	0.169		B21.B29	0.126
	B35.B40	0.203		B22.B26	0.000001
	B40.B46	0.000001		B26.B31	0.000001
B42.B43	0.089	B29.B31	0.000001		

	B34.B35	0.169		B21.B29	0.126
	B35.B40	0.203		B22.B26	0.000001
	B40.B46	0.000001		B26.B31	0.000001
	B42.B43	0.089		B29.B31	0.000001
	B43.B44	0.247		B34.B35	0.169
	B43.B48	0.037		B35.B40	0.203
	B46.B47	0.000001		B40.B46	0.000001
25	B1.B3	0.16	27	B42.B43	0.083
	B5.B6	0.1		B43.B48	0.042
	B9.B10	0.07		B46.B47	0.000001
	B12.B13	0.000001		B1.B3	0.16
	B12.B17	0.000001		B5.B6	0.1
	B13.B18	0.000001		B9.B10	0.07
	B15.B21	0.246		B12.B13	0.000001
	B18.B20	0.000001		B12.B17	0.000001
	B18.B21	0.000001		B13.B18	0.000001
	B19.B24	0.128		B15.B21	0.246
	B20.B25	0.223		B18.B20	0.000001
	B21.B26	0.000001		B18.B21	0.000001
	B21.B29	0.126		B20.B25	0.095
	B22.B26	0.000001		B21.B26	0.000001
	B26.B31	0.000001		B21.B29	0.126
	B29.B31	0.000001		B22.B26	0.000001
	B34.B35	0.169		B24.B25	0.006
	B35.B40	0.203		B24.B28	0.246
B40.B46	0.000001	B24.B29	0.000001		
B42.B43	0.089	B29.B31	0.000001		
B43.B44	0.247	B34.B35	0.169		
B43.B48	0.037	B35.B40	0.203		
B46.B47	0.000001	B40.B46	0.000001		
26	B1.B3	0.16		B42.B43	0.083
	B5.B6	0.1		B43.B48	0.042
	B9.B10	0.07		B46.B47	0.000001
	B12.B13	0.000001	28	B1.B3	0.16
	B12.B17	0.000001		B5.B6	0.1
	B13.B18	0.000001		B9.B10	0.07
	B15.B21	0.246		B12.B13	0.000001
	B18.B20	0.000001		B12.B17	0.000001
	B18.B21	0.000001		B13.B18	0.000001
	B19.B24	0.255		B15.B21	0.246
	B20.B25	0.095		B18.B20	0.000001
	B21.B26	0.000001		B18.B21	0.000001

	B20.B25	0.095		B11.B14	0.000001
	B21.B26	0.000001		B12.B13	0.000001
	B21.B29	0.126		B12.B17	0.000001
	B22.B26	0.000001		B13.B18	0.000001
	B24.B25	0.006		B18.B20	0.000001
	B24.B29	0.000001		B18.B21	0.000001
	B29.B31	0.000001		B20.B25	0.095
	B34.B35	0.169		B21.B29	0.126
	B35.B40	0.203		B24.B25	0.006
	B40.B46	0.000001		B24.B29	0.000001
	B41.B42	0.075		B29.B31	0.000001
	B42.B43	0.084		B34.B35	0.169
	B43.B48	0.041		B35.B40	0.203
	B46.B47	0.000001		B40.B46	0.000001
	B1.B3	0.16		B41.B42	0.056
	B5.B6	0.1		B42.B43	0.083
	B7.B15	0.000001		B43.B48	0.042
	B9.B10	0.07		B46.B47	0.000001
	B12.B13	0.000001		B1.B3	0.07
	B12.B17	0.000001		B5.B6	0.1
	B13.B18	0.000001		B7.B15	0.000001
	B14.B15	0.501		B9.B10	0.07
	B18.B20	0.000001		B11.B14	0.000001
	B18.B21	0.000001		B12.B13	0.000001
	B20.B25	0.095		B12.B17	0.000001
29	B21.B26	0.000001		B13.B18	0.000001
	B21.B29	0.126		B18.B20	0.000001
	B22.B26	0.000001		B18.B21	0.000001
	B24.B25	0.006		B20.B25	0.095
	B24.B29	0.000001	31	B21.B29	0.126
	B29.B31	0.000001		B24.B25	0.006
	B34.B35	0.169		B24.B29	0.000001
	B35.B40	0.203		B29.B31	0.000001
	B40.B46	0.000001		B34.B35	0.169
	B41.B42	0.058		B37.B40	0.004
	B42.B43	0.084		B40.B45	0.174
	B43.B48	0.041		B41.B42	0.041
	B46.B47	0.000001		B42.B43	0.083
	B1.B3	0.07		B43.B48	0.042
30	B5.B6	0.1		B46.B47	0.000001
	B7.B15	0.000001		B1.B3	0.07
	B9.B10	0.07	32	B5.B6	0.1

	B21.B26	0.000001		B46.B47	0.000001
	B21.B29	0.126		B1.B3	0.07
	B22.B26	0.000001		B3.B7	0.069
	B24.B25	0.000001		B5.B9	0.000001
	B24.B29	0.000001		B9.B10	0.07
	B26.B31	0.000001		B12.B13	0.000001
	B29.B31	0.000001		B12.B17	0.000001
	B29.B34	0.000001		B13.B18	0.000001
	B41.B42	0.000001	39	B18.B20	0.000001
	B42.B43	0.075		B21.B26	0.000001
	B43.B48	0.050		B22.B26	0.000001
	B46.B47	0.000001		B26.B31	0.000001
				B41.B42	0.000001
37	B1.B3	0.07		B42.B43	0.075
	B3.B7	0.069		B43.B48	0.050
	B5.B6	0.1		B46.B47	0.000001
	B9.B10	0.07			
	B12.B13	0.000001		B1.B3	0.07
	B12.B17	0.000001		B3.B7	0.069
	B13.B18	0.000001		B5.B9	0.000001
	B18.B20	0.000001		B9.B10	0.07
	B20.B25	0.104		B12.B13	0.000001
	B21.B26	0.000001		B12.B17	0.000001
	B22.B26	0.000001	40	B13.B18	0.000001
	B24.B25	0.000001		B18.B20	0.000001
	B26.B31	0.000001		B21.B26	0.000001
	B41.B42	0.000001		B22.B26	0.000001
	B42.B43	0.075		B26.B31	0.000001
	B43.B48	0.050		B42.B47	0.098
				B43.B48	0.029
				B46.B47	0.000001
38	B1.B3	0.07			
	B3.B7	0.069		B1.B3	0.07
	B5.B6	0.1		B3.B7	0.069
	B9.B10	0.07		B5.B9	0.000001
	B12.B13	0.000001		B9.B10	0.07
	B12.B17	0.000001		B12.B13	0.000001
	B13.B18	0.000001		B12.B17	0.000001
	B18.B20	0.000001	41	B13.B18	0.000001
	B21.B26	0.000001		B18.B20	0.000001
	B22.B26	0.000001		B21.B26	0.000001
	B26.B31	0.000001		B22.B26	0.000001
	B41.B42	0.000001		B26.B31	0.000001
	B42.B43	0.075		B43.B48	0.024
	B43.B48	0.050			

	B47.B48	0.024
42	B1.B3	0.07
	B3.B7	0.069
	B9.B12	0.000001
	B12.B13	0.000001
	B12.B17	0.000001
	B13.B18	0.000001

	B18.B20	0.000001
	B21.B26	0.000001
	B22.B26	0.000001
	B26.B31	0.000001
	B43.B48	0.023
	B47.B48	0.023

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6.5 – Dados da solução iterativa no estágio 2, sistema de 49 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 2			
It.	Linha	Indicador de sensibilidade	
1	B9.B12	0.636	
	B12.B13	0.063	
	B12.B17	0.463	
	B13.B18	11.835	
	B18.B20	9.435	
	B18.B21	0.901	
	B21.B26	0.175	
	B22.B26	0.033	
	B26.B31	0.000001	
	B33.B34	0.000001	
	B33.B45	0.000001	
	B43.B48	0.374	
	2	B44.B49	0.322
		B47.B48	0.000001
3	B9.B12	0.199	
	B12.B13	0.000001	
	B12.B17	0.064	
	B21.B26	0.116	
	B26.B31	0.000001	
	B43.B48	0.000001	
4	B44.B49	0.052	
	B47.B48	0.000001	
	B21.B26	0.116	
	B43.B48	0.000001	

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6.6 – Dados da solução iterativa no estágio 3, sistema de 49 barras, cenário ii.

ESTÁGIO 3		
It.	Linha	Indicador de sensibilidade
1	B33.B34	0.755
	B43.B48	0.014
	B47.B48	0.000001
	B48.B49	0.001
2	B43.B48	0.002
	B47.B48	0.000001
	B48.B49	0.012

Fonte: Elaboração própria.