

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ALGORITMO HEURÍSTICO CONSTRUTIVO APLICADO AO PLANEJAMENTO
DE REDES AÉREAS DE MÉDIA TENSÃO COM A ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

ELIAS EMANUEL BENITEZ

FOZ DO IGUAÇU

2017

Elias Emanuel Benitez

Algoritmo Heurístico Construtivo aplicado ao Planejamento de Redes Aéreas de Média Tensão com a alocação de Geração Distribuída

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

Orientador: Carlos Roberto Mendonça da Rocha

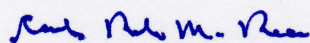
Foz do Iguaçu

2017

Algoritmo Heurístico Construtivo aplicado ao Planejamento de Redes Aéreas de Média Tensão com a alocação de Geração Distribuída

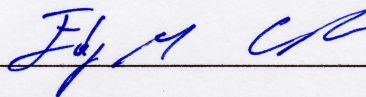
Elias Emanuel Benitez

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: 18/08/2017.



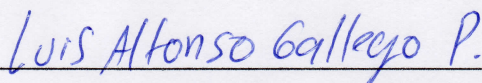
Prof. Dr. **Carlos Roberto Mendonça da Rocha** - (Orientador)

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Prof. Dr. **Edgar Manuel Carreño Franco**

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Prof. Dr. **Luis Alfonso Gallego Pareja**

Universidade Estadual de Londrina - UEL

Resumo

A solução para o problema de Planejamento da Expansão de Redes de Distribuição busca por fazer atualizações no sistema para que este seja capaz de suprir a demanda futura obedecendo a critérios importantes que representam a qualidade do suprimento.

Considerando que nos últimos anos o número de geração distribuída conectada ao sistema está aumentando, contribuindo para a solução de problemas que envolvem a operação do sistema, tais como, as perdas elétricas, a má qualidade da energia fornecida, a baixa confiabilidade, entre outros, este trabalho apresenta um novo algoritmo para ser aplicado ao problema de planejamento da expansão de linhas aéreas de média tensão e que também tem a capacidade de estabelecer um plano para a conexão de geração distribuída na rede.

O algoritmo funciona em duas etapas. Na primeira etapa de execução, uma nova topologia radial é estabelecida para a rede, que atende a demanda futura e respeita os critérios técnicos necessários para que a eletricidade seja entregue aos consumidores com qualidade. Neste processo, o problema é representado por um modelo matemático não linear cuja função objetivo procura minimizar o custo de expansão da rede e as restrições representam as leis físicas que regem o fluxo de potência elétrica e garantem que a demanda futura seja atendida com qualidade, obedecendo aos limites de tensões estabelecidos para as barras e às capacidades de carregamento das linhas. Nesta etapa de execução, a solução do problema é construída de forma iterativa, onde em cada iteração um indicador de sensibilidade especializado usa a informação obtida através da solução do modelo matemático para auxiliar na tomada de decisão. Esta etapa do algoritmo termina quando uma topologia radial para o sistema é determinada.

Na segunda etapa de execução, o algoritmo realiza uma avaliação na topologia estabelecida para indicar a capacidade da geração distribuída e a barra do sistema para sua conexão, buscando o melhor benefício para a operação da rede. Neste processo, o algoritmo também aproveita as informações obtidas através do modelo matemático não linear para esta avaliação.

Testes computacionais com o novo algoritmo foram realizados considerando sistemas testes disponíveis na literatura especializada para avaliar o seu desempenho. Os resultados obtidos através das simulações mostraram que o algoritmo encontra excelentes soluções em tempos de convergência satisfatórios.

Palavras chave: Algoritmos Heurísticos, Geração Distribuída, Planejamento da Expansão de Redes de Distribuição, Planejamento de Sistemas de Potência.

Abstract

The solution to distribution networks expansion planning problem seeks to establish updates in the system so that it is able to supply the future demand obeying important criteria that represent the quality in the supply.

Considering that in recent years the number of distributed generation connected to the system is increasing, contributing to the solution of some problems in the operation such as the high losses, the poor quality in the energy supplied, the low reliability that can be a reality, among others, this article presents a new algorithm to be applied to expansion planning of medium voltage overhead lines and which also has the ability to establish a plan for the connection of distributed generation in the network.

Thus, the algorithm operates in two steps. In the first step of operation, a new topology is established for the network, which meets the future demand and respects the technical criteria that are necessary for electricity to be delivered to consumers with quality. In this process, the problem is represented by a nonlinear mathematical model whose objective function seeks to minimize the cost of network expansion and the constraints represent the physical laws that govern the power flow and ensure that future demand will be met with quality. In this operation step, the solution to the problem is constructed in an iterative way, where in each iteration a specialized sensitivity indicator uses the information obtained through the solution of the mathematical model to aid in decision making. This step of the algorithm ends when a radial topology for the system is determined.

In the second step, the algorithm performs an evaluation in the established topology to indicate the capacity and the most interesting buses for connection of the Distributed Generation, seeking the best benefit for the operation of the network. In this process, the algorithm also takes advantage of the information obtained through the nonlinear mathematical model for the evaluation.

Computational tests with the new algorithm were performed considering data from systems available in the specialized literature to evaluate their performance. The results obtained through the simulations showed that the algorithm finds excellent solutions and a good convergence time.

Keywords: Heuristic Algorithms, Distributed Generation, Distribution Network Expansion Planning, Power System Planning.

Aos meus pais.

Em memória de Salomão.

“As árvores solitárias, quando conseguem crescer, crescem fortes”

Autor: Winston Churchill

Agradecimentos

Agradeço principalmente aos meus pais Ramão Vitor Benitez e Samira Fátima Benitez, pelo incentivo e confiança depositados ao longo desta jornada de formação, sendo um orgulho corresponder às vossas expectativas.

Reconheço também o apoio e companheirismo dos meus colegas de mestrado Guilherme Antônio Mantovani Albônico, Thiago Ferreira de Toledo e Felipe Crestani, que contribuíram para um excelente ambiente de pesquisa.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Carlos Roberto Mendonça da Rocha, que através dos conhecimentos e princípios de organização repassados, foram fundamentais na elaboração desta dissertação de mestrado.

Aproveitando o momento, agradeço a instituição Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), aos funcionários e corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação (PGEEC), pela qualidade de ensino e suporte prestados.

Vale ressaltar a importância do apoio financeiro concedido pelas instituições de fomento, Fundação Parque Tecnológico Itaipu (FPTI), Fundação Araucária, e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Símbolos	xvii
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 O Problema	3
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo geral	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 Justificativa	4
1.4 Estrutura do Trabalho	5
Capítulo 2 Modelo Híbrido Não Linear	7
2.1 Introdução	7
2.2 Revisão Bibliográfica.....	7
2.3 Modelo Híbrido Não Linear.....	10
2.4 Considerações Finais do Capítulo.....	12
Capítulo 3 Algoritmo Heurístico Construtivo	15
3.1 Introdução	15
3.2 Revisão Bibliográfica.....	16
3.3 AHC Especializado	18
3.3.1 Indicador de Sensibilidade	19
3.3.2 Fluxograma do Algoritmo.....	20
3.4 Exemplo de Aplicação	20
3.5 Considerações Finais do Capítulo.....	27
Capítulo 4 Geração Distribuída	29
4.1 Introdução	29
4.2 Revisão Bibliográfica.....	30
4.3 Alocação Ótima e Capacidade da Geração Distribuída.....	32
4.4 Exemplo de Aplicação	36
4.5 Considerações Finais do Capítulo.....	38
Capítulo 5 Testes e Resultados	39
5.1 Sistema de 23 barras	39
5.1.1 Resultados para o sistema de 23 barras	31
5.2 Sistema de 33 barras	37

5.2.1 Resultados para o sistema de 33 barras	39
5.3 Sistema de 49 barras.....	55
5.3.1 Resultados para o sistema de 49 barras	48
5.4 Considerações Finais do Capítulo	71
Capítulo 6 Conclusões.....	73
Referências Bibliográficas	75
Apêndice	1

Lista de Figuras

Figura 1.1:	Estrutura básica da dissertação.....	6
Figura 3.1:	Fluxograma para o AHC especializado.....	21
Figura 3.2:	Configuração Inicial do Sistema de 10 Barras.....	22
Figura 3.3:	Detalhe da Iteração 1.....	23
Figura 3.4:	Detalhe da Iteração 2.....	23
Figura 3.5:	Detalhe da Iteração 3.....	24
Figura 3.6:	Detalhe da Iteração 4.....	24
Figura 3.7:	Detalhe da Iteração 5.....	25
Figura 3.8:	Detalhe da Iteração 6.....	25
Figura 3.9:	Detalhe da Iteração 7.....	26
Figura 3.10:	Detalhe da Iteração 8.....	26
Figura 3.11:	Detalhe da Iteração 9.....	27
Figura 4.1:	Arranjo típico das redes de distribuição.....	33
Figura 4.2:	Arranjo com suprimento local da GD.....	33
Figura 4.3:	Arranjo com a injeção de potência da GD na rede.....	34
Figura 4.4:	Capacidade de geração de potência ativa pela GD.....	36
Figura 4.5:	Curvas das perdas elétricas do sistema de 10 barras.....	37
Figura 4.6:	Perfis de tensão do sistema de 10 barras.....	37
Figura 5.1:	Configuração inicial do sistema de 23 barras.....	41
Figura 5.2:	Configuração final para o sistema de 23 barras.....	44
Figura 5.3:	Gráfico de investimentos do sistema de 23 barras.....	44
Figura 5.4:	Capacidade da GD para o sistema de 23 barras.....	45
Figura 5.5:	Curvas das perdas elétricas do sistema de 23 barras.....	45
Figura 5.6:	Perfis de tensão do sistema de 23 barras.....	46
Figura 5.7:	Configuração inicial do sistema de 33 barras.....	49
Figura 5.8:	Configuração final para o sistema de 33 barras.....	52

Figura 5.9:	Gráfico de investimentos do sistema de 33 barras.....	53
Figura 5.10:	Capacidade da GD para o sistema de 33 barras.....	53
Figura 5.11:	Curvas das perdas elétricas do sistemas de 33 barras.....	54
Figura 5.12:	Perfis de tensão do sistema de 33 barras.....	55
Figura 5.13:	Configuração inicial do sistema de 49 barras.....	55
Figura 5.14:	Configuração final para o sistema de 49 barras.....	68
Figura 5.15:	Gráfico de investimentos do sistema de 49 barras.....	68
Figura 5.16:	Capacidade da GD para o sistema de 49 barras.....	69
Figura 5.17:	Curvas das perdas elétricas do sistemas de 49 barras.....	69
Figura 5.18	Perfis de tensão do sistemas de 49 barras.....	71

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Dados dos Barramentos do Sistema de 10 Barras.....	22
Tabela 3.2: Dados das Linhas do Sistema de 10 Barras.....	22
Tabela 5.1: Dados dos Barramentos do Sistema de 23 Barras.....	39
Tabela 5.2: Dados dos Circuitos Candidatos do Sistema de 23 Barras.....	40
Tabela 5.3: Dados do Condutor dos Circuitos.....	40
Tabela 5.4: Dados da Solução Iterativa para o Sistema de 23 Barras.....	42
Tabela 5.5: Resultados da Inserção da GD no Sistema de 23 Barras.....	46
Tabela 5.6: Dados dos Barramentos do Sistema de 33 Barras.....	47
Tabela 5.7: Dados dos Circuitos Candidatos do Sistema de 33 Barras.....	48
Tabela 5.8: Dados da Solução Iterativa para o Sistema de 33 Barras.....	50
Tabela 5.9: Resultados da Inserção da GD no Sistema de 33 Barras.....	54
Tabela 5.10: Dados dos Barramentos do Sistema de 49 Barras.....	56
Tabela 5.11: Dados dos Circuitos Candidatos do Sistema de 49 Barras.....	57
Tabela 5.12: Dados do Condutor dos Circuitos.....	58
Tabela 5.13: Dados da Solução Iterativa para o Sistema de 49 Barras.....	58
Tabela 5.14: Resultados da Inserção da GD no Sistema de 49 Barras.....	70
Tabela 5.15: Alimentadores do Sistema de 49 Barras.....	70

Lista de Símbolos

<i>AH</i>	Algoritmo Heurístico
<i>AHB</i>	Algoritmo Híbrido
<i>AHC</i>	Algoritmo Heurístico Construtivo
<i>B&B</i>	<i>Branch and Bound</i>
<i>GAMS</i>	<i>General Algebraic Modeling System</i>
<i>GD</i>	Geração Distribuída
<i>IEE</i>	Indústria da Energia Elétrica
<i>IS</i>	Indicador de Sensibilidade
<i>MBNLP</i>	Programação Não Linear Binária Mista
<i>MHL</i>	Modelo Híbrido Linear
<i>MINLP</i>	Programação Não Linear Inteira Mista
<i>NR</i>	Norma Regulamentadora
<i>PIM</i>	Programação Inteira Mista
<i>PL</i>	Programação Linear
<i>SEP</i>	Sistema Elétrico de Potência
<i>PESD</i>	Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição
<i>PESDEE</i>	Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
<i>PESTEE</i>	Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica
<i>SAE</i>	Sistema de Armazenamento de Energia
α_p	Fator de penalização para corte de demanda
$\alpha_{i,j}$	Coefficiente de sensibilidade α para linha ij
$\beta_{i,j}$	Coefficiente de sensibilidade β para linha ij
$\theta_{i,j}$	Diferença dos ângulos das tensões entre as barras ij
Γ	Conjunto de barras com demandas de potência elétrica
B	Conjunto que representa as linhas existentes somadas às linhas adicionadas
$b_{i,j}^B$	Susceptância da linha ij do conjunto B

$b_{i,j}^B$	Susceptância da linha ij do conjunto B
$c_{i,j}$	Custos fixos associados à construção de nova linha ij
dp	Vetor com demanda de potência ativa
dp_i	Demanda de potência ativa na barra i
dq	Vetor com demanda de potência reativa
dq_i	Demanda de potência reativa na barra i
f^B	Vetor com fluxo de potência aparente para conjunto B
f^U	Vetor com fluxo de potência aparente para conjunto U
$\overline{f^B}$	Vetor com máxima capacidade de potência aparente para conjunto B
$\overline{f^U}$	Vetor com máxima capacidade de potência aparente para conjunto U
fp^B	Vetor com fluxo de potência ativa para conjunto B
fp^U	Vetor com fluxo de potência ativa para conjunto U
$fp_{i,j}^B$	Fluxo de potência ativa na linha ij do conjunto B
fq^B	Vetor com fluxo de potência reativa para conjunto B
fq^U	Vetor com fluxo de potência reativa para conjunto U
$fq_{i,j}^B$	Fluxo de potência reativa na linha ij do conjunto B
$g_{i,j}^B$	Condutância da linha ij do conjunto B
(i, j)	Linha entre as barras i e j do sistema
IS	Indicador de Sensibilidade que indica a linha escolhida para ser adicionada na iteração
$IS_{i,j}$	Indicador de Sensibilidade determinado para linha ij
N	Número de barras
p	Vetor com injeção de potência ativa
PG_i^B	Capacidade ótima de injeção de potência da GD para barra i do conjunto B
p_i	Injeção de potência ativa na barra i
P_j	Injeção líquida de potência ativa na barra j
PT	Perdas Totais
q	Vetor com injeção de potência reativa
q_i	Injeção de potência reativa na barra i

Q_j	Injeção líquida de potência reativa na barra j
r_i	Corte de demanda da barra i
$R_{i,j}$	Parcela resistiva do elemento ij da matriz $[Z_{\text{barra}}]$
rp	Vetor com corte de demanda de potência ativa
rp_i	Corte de demanda de potência ativa na barra i
rq	Vetor com corte de demanda de potência reativa
rq_i	Corte de demanda de potência reativa na barra i
S	Matriz incidência nó-ramo do sistema
s	Vetor com as injeções de potência aparente
\underline{s}	Vetor com limite mínimo para injeções de potência aparente
\bar{s}	Vetor com limite máximo para injeções de potência aparente
U	Conjunto das linhas candidatas a construção (adição)
v	Custo total
V	Vetor com as magnitudes das tensões das barras
V^B	Magnitude da tensão na barra conexa ao sistema existentes
V_i	Magnitude da tensão na barra i
\underline{V}	Magnitude do limite mínimo para as tensões das barras
\bar{V}	Magnitude do limite máximo para as tensões das barras
$x_{i,j}$	Porcentagem de utilização da linha ij

Capítulo 1

Introdução

A energia elétrica pode ser entendida como um produto da Indústria de Energia Elétrica (IEE), produzida através das fontes primárias da matriz energética. Uma contribuição marcante no desenvolvimento da IEE pode ser creditada a Werner Von Siemens (Siemens, 2016), um inventor que concebeu o primeiro dínamo elétrico em 1866, que seria responsável pela melhora da qualidade de vida da sociedade. O ramo da indústria elétrica voltada a prestação de serviços ao público teve início na década de 1880, período que surgiram companhias destinadas a operação das instalações de iluminação de vias públicas nos Estados Unidos da América, que segundo Casazza and Delea (2010) correspondeu a primeira aplicação efetiva da eletricidade. Em 1882, o inventor Thomas Edison implantou a central elétrica a vapor localizada em Pearl Street e o primeiro sistema de distribuição em corrente contínua, buscando suprir a demanda por eletricidade de escritórios corporativos no centro de Nova Iorque. Esse sistema de distribuição alimentava motores e lâmpadas incandescentes, com a desvantagem da queda de tensão que exigia a instalação de estações elétricas próximas dos consumidores, onde o nível de tensão não poderia ser alterado quando necessário (Casazza and Delea, 2010). Com o desenvolvimento do transformador em 1885, onde o sistema de corrente alternada ainda não possuía uma padronização de frequência, surgiram as primeiras redes de transmissão para maiores distâncias. Na Alemanha uma linha trifásica de 12 kV e 112 milhas iniciava a operação em 1891, e uma linha trifásica de 2,3 kV e 7,5 milhas foi instalada na Califórnia em 1893. De acordo com Casazza and Delea (2010), tratava-se da primeira linha de transmissão a operar nos Estados Unidos. Alguns anos depois, seriam construídas novas linhas de transmissão para a operação em níveis de tensão mais elevados, como a linha de transmissão de 60 kV energizada no México em 1903.

No Brasil, o imperador Dom Pedro II já considerava a ideia de tornar a eletricidade um serviço de utilidade pública. Para atender esta concepção, o então governo concedeu ao inventor Thomas Edison a tarefa de desenvolver suas invenções destinadas a instalações de iluminação pública em 1879. De acordo com Jannuzzi (2007), este representa o momento da concepção do emprego da eletricidade no país. Entretanto, a inauguração efetiva de instalações de iluminação pública externa ocorreu em 1881, localizada no Jardim do Campo da Aclamação na cidade do Rio de Janeiro. No ano de 1883, inicia a operação da Usina Hidrelétrica localizada em Ribeirão do Inferno, cuja produção se destinava ao suprimento da força motriz exigida pelas atividades de mineração em Diamantina/MG, que segundo Jannuzzi (2007) representava a primeira usina hidrelétrica do Brasil. Em 1889, inicia a operação da Usina Hidrelétrica de Marmelos-Zero com potência instalada de 250 kW, que passaria a 375 kW com a ampliação realizada em 1892, da Companhia Mineira de Eletricidade. De acordo com Jannuzzi (2007), esta seria a primeira usina

hidrelétrica de grande porte a operar no Brasil. O rápido avanço da indústria da eletricidade no Brasil também pode ser visto no setor de transportes, através da utilização de veículos movidos a tração elétrica. Em 1892, entrava em circulação o bonde da Companhia Ferro Carril na cidade do Rio de Janeiro, que segundo Martins (2012) constituía a primeira aplicação da eletricidade no setor de transportes. Mediante contrato entre a prefeitura de São Paulo e a empresa Light, os primeiros bondes instalados foram eletrificados por meio de linhas aéreas em corrente contínua de 600 V em 1900. Mais tarde a tração elétrica seria utilizada em veículos ferroviários de maior porte, como exemplo a locomotiva da E.F. Corcovado localizada no Rio de Janeiro, cuja linha foi eletrificada com corrente alternada trifásica em 1910 (Martins, 2012).

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) engloba a etapa de produção de energia elétrica, a etapa destinada ao transporte da energia elétrica aos centros de consumo, e a etapa responsável pela entrega da energia elétrica ao consumidor final. Segundo a norma regulamentadora (NR 10 - Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade, 2004), o SEP representa o conjunto das instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica até a sua medição. O SEP brasileiro se destaca por abranger um território de proporções continentais, e que conta com um dos maiores potenciais hidrelétricos do mundo. Desse modo, a energia elétrica produzida no país pelo subsistema de geração é obtida em sua maior parte de usinas hidrelétricas, mas que necessita de complemento das usinas termelétricas em períodos de estiagem. Além disso, as geradoras podem estar localizadas a centenas ou milhares de quilômetros do centro de carga, devido à localização geográfica do aproveitamento ou a questões ambientais. O subsistema de transmissão opera em vários níveis de tensão nominais, além de possuir a capacidade de enviar grandes volumes de energia elétrica a longas distâncias. Para tal fim, esse subsistema emprega centenas de linhas de transmissão, subestações de transmissão elevadoras ou abaixadoras para os circuitos de corrente alternada, e subestações de transmissão conversoras para circuitos de corrente contínua. A medida que se aproxima do centro de consumo, a tensão de transmissão é reduzida para tensão de subtransmissão, cujos circuitos de subtransmissão são compostos por subestações e linhas de subtransmissão. Assim, a alimentação de subestações de distribuição é feita por linhas de subtransmissão, também de responsabilidade das empresas distribuidoras. As redes de distribuição são constituídas por linhas de média e baixa tensão, também chamadas de linhas primária e secundária, onde os transformadores de distribuição rebaixam a tensão das linhas de média tensão para baixa tensão. Os consumidores comerciais e industriais são supridos por linhas de média tensão trifásicas, os consumidores rurais são atendidos por linhas de média tensão monofásicas, e os consumidores residenciais são atendidos por linhas de baixa tensão.

Nesse cenário, os integrantes do SEP devem estar preparados a atender o crescimento da demanda por energia elétrica, respeitando restrições inerentes a este serviço prestado aos clientes (Kagan, 2005). Dentre os integrantes do SEP, os sistemas de distribuição necessitam de frequentes investimentos em melhoria da rede existente e no emprego de construção de novas redes, conforme a previsão de demanda dos consumidores ao longo do período, resultando em mudanças na topologia da rede associadas a ampliações e reforços realizados ou a construção de novas topologias. Todavia, as ampliações, reforços e construção de novas topologias são

propostas através da solução de um problema de otimização, considerando a ideia do compromisso entre a qualidade da energia elétrica ofertada e a restrição quanto aos recursos financeiros disponíveis para o investimento. Essa etapa de planejamento contempla os planos de expansão e planos de obras que juntamente aos estudos técnicos e econômicos que garantem a qualidade e segurança nos projetos de redes elétricas (Kagan, 2005).

1.1 O Problema

O problema abordado nesta pesquisa é um problema clássico presente na área de Sistemas Elétricos de Potência. Este problema se trata do Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (PESDEE) cujo objetivo de sua solução é propiciar ao sistema a capacidade de atender de forma confiável a crescente demanda por energia elétrica, com o menor custo agregado ao produto, respeitando as condições técnicas, operacionais, econômicas e as demais características associadas ao contexto do que está sendo planejado.

Muitos trabalhos tem sido apresentados na literatura especializada, abordando este assunto. Em Gönen & Ramirez-Rosado (1986) foi apresentado uma classificação para os modelos matemáticos empregados para a solução deste problema. De acordo com estes autores, os modelos matemáticos que consideram na representação o período de um estágio (1 ano) representam o problema de planejamento estático, enquanto aqueles que consideram mais de um estágio no período representam o problema de planejamento dinâmico.

Com relação à aplicação dos modelos na representação do problema, os autores Khator & Leung (1997) os classificam nas seguintes categorias: modelos para alimentadores individuais, modelos para um sistema de alimentadores, modelos que resolvem o problema da expansão em duas fases e modelos para subestação-alimentadores.

Dentro deste contexto, este trabalho de pesquisa considerou o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para o auxílio na tomada de decisão para resolver o problema de PESDEE, mais especificamente o planejamento da expansão de redes aéreas de média tensão. A ferramenta desenvolvida considerou um modelo para sistemas de alimentadores com a representação estabelecida para atender o planejamento estático. A ferramenta computacional desenvolvida também possui a característica de indicar a capacidade ótima de geração distribuída e o melhor ponto para sua conexão à rede, para minimizar as perdas elétricas na operação.

Nas próximas seções são apresentados os objetivos, a justificativa para a realização da pesquisa e a estrutura de composição do trabalho.

1.2 Objetivos

Nesta seção são apresentados os objetivos do trabalho.

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho foi estabelecer um novo algoritmo para resolver o problema de planejamento da expansão de redes aéreas de média tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica, e que tivesse a característica de indicar a capacidade ideal de geração distribuída e o seu ponto de conexão, na topologia previamente estabelecida, para a minimização das perdas elétricas durante a operação.

1.2.2 Objetivos Específicos

Foram objetivos específicos do trabalho:

- Pesquisar sobre a linguagem de modelagem orientada algebricamente GAMS;
- Formular e implementar um novo modelo matemático para a representação do problema que atendesse as relações de potência elétrica (modelo não linear);
- Implementar uma metodologia analítica para indicar a capacidade ótima da geração distribuída e a melhor barra para a sua alocação para minimizar as perdas elétricas na operação;
- Aplicar o novo algoritmo em sistemas testes existentes na literatura especializada;
- Avaliar o desempenho computacional do algoritmo.

1.3 Justificativa

As empresas de distribuição de energia elétrica exploram comercialmente este serviço com o dever de cumprir com o suprimento da demanda, distribuindo um produto de qualidade. A aplicação ótima dos recursos da concessionária para o PESDEE necessita de suporte às tomadas de decisões. Devido à complexidade, este suporte é suprido por ferramentas computacionais que permitem um domínio sobre as variáveis que são importantes na solução do problema.

O assunto deste trabalho vem ao encontro destes problemas e a relevância nesta área de pesquisa também é justificada porque é nesta parte do sistema que primeiro sofre com o aumento da demanda de potência elétrica, e é onde se encontra a maior parte dos consumidores e uma parcela significativa das perdas elétricas.

Além de produzir uma topologia radial para o sistema que atenda a demanda de potência elétrica para um horizonte de planejamento predeterminado, o algoritmo implementado também indica o melhor ponto para a conexão de geração distribuída, incluindo a determinação da sua capacidade ótima para a minimização das perdas elétricas na operação. O principal motivo de considerar a geração distribuída no algoritmo, vem do fato de que, atualmente, o setor elétrico está passando por mudanças com a finalidade de englobar novas fontes alternativas de energia elétrica. Esta tendência está relacionada com a diversificação da matriz energética, que visa diminuir a dependência do setor às fontes convencionais de energia. A definição de geração distribuída representa a geração elétrica próxima do consumidor final, e neste contexto é importante ela ser considerada no PESDEE.

1.4 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação de mestrado está dividida em capítulos.

O primeiro capítulo apresentou uma introdução ao contexto histórico do serviço de fornecimento de eletricidade, e seções específicas procuraram por descrever o problema, os objetivos, a justificativa e a estrutura adotada para a produção deste documento.

Os algoritmos relacionados com PESDEE frequentemente utilizam modelagem matemática para a representação do problema. O capítulo dois desta dissertação apresenta uma revisão bibliográfica de modelos publicados para a representação de problemas e os detalhes do modelo matemático formulado e implementado do algoritmo que foi produzido com o desenvolvimento deste trabalho.

A técnica de solução empregada no algoritmo foi baseada nas heurísticas construtivas, assim, o capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica sobre Algoritmos Heurísticos Construtivos, e descreve a primeira etapa de execução do algoritmo implementado, associando-o ao modelo matemático utilizado.

O capítulo quatro aborda assuntos relacionados à geração distribuída. Neste capítulo também é descrita a segunda etapa de execução do algoritmo, que elabora o plano com o melhor ponto de conexão para a geração distribuída, em conjunto com sua capacidade ótima, para minimizar as perdas elétricas da operação.

O próximo capítulo apresenta os testes e os resultados obtidos através da simulação do algoritmo. É oferecida uma atenção especial à análise dos resultados.

O capítulo 6 apresenta as conclusões finais do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

Em apêndice é apresentada cópia do artigo que foi submetido para congresso, com o objetivo de divulgar os resultados obtidos com a realização desta pesquisa.

A Figura 1.1 ilustra a estrutura básica da dissertação.

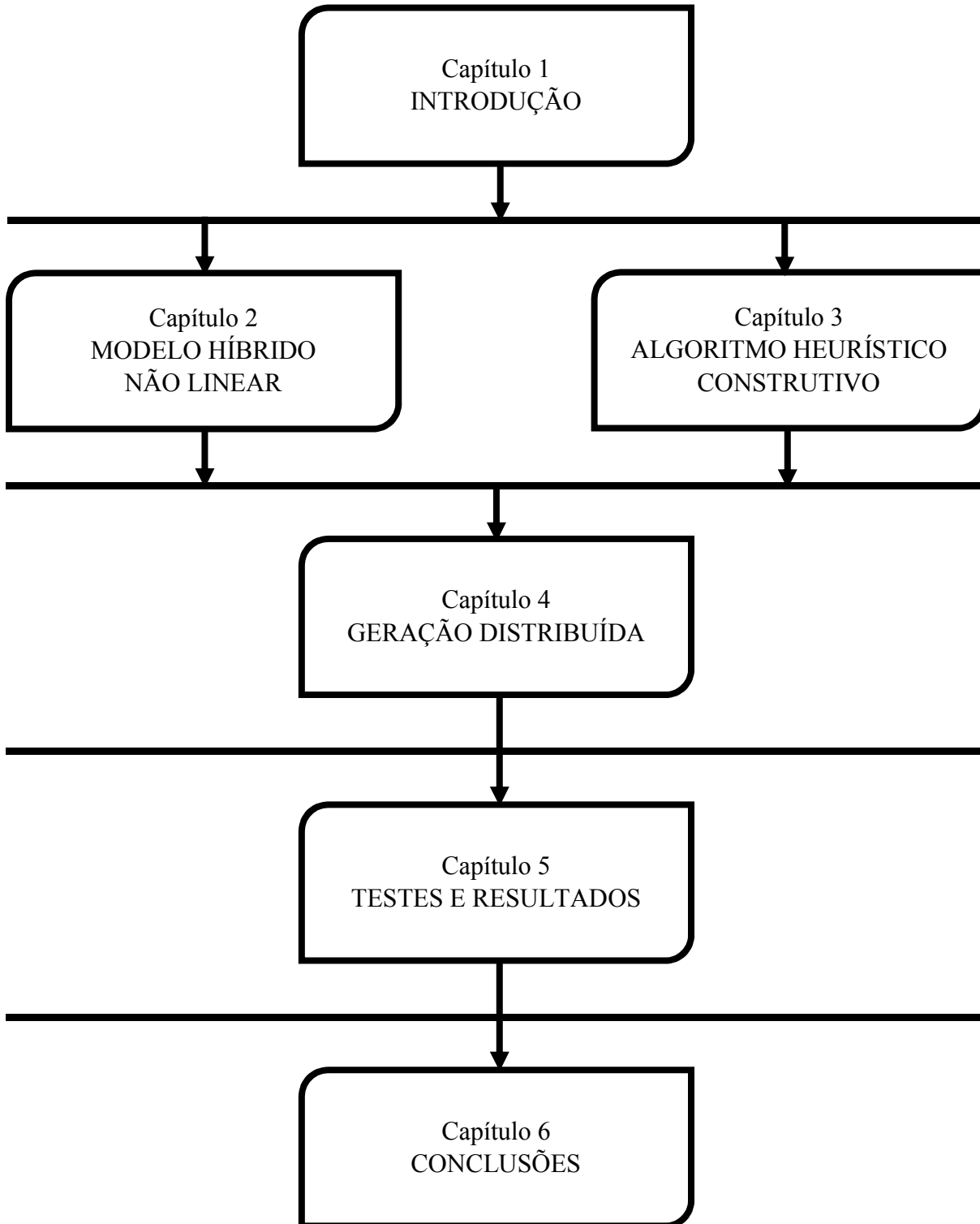


Figura 1.1: Estrutura básica da dissertação.

Capítulo 2

Modelo Híbrido Não Linear

2.1 Introdução

Os problemas de otimização surgiram da necessidade de buscar os melhores resultados em diversos ramos de estudo, principalmente aqueles relacionados com planejamento. Esses problemas são caracterizados pela existência de uma função objetivo, onde se deseja maximizar ou minimizar determinada meta, podendo ser, por exemplo, o lucro ou custo respectivamente. A função objetivo deve obedecer um bloco contendo as restrições do problema, responsáveis por delimitar a região de factibilidade para a busca da solução. A representação matemática desses problemas é estabelecida por parâmetros e variáveis estruturais, de modo a relacionar a função objetivo com as restrições.

Em aplicações com modelos matemáticos de médio a grande porte, o número de variáveis a serem determinadas cresce significativamente, o que inviabiliza a solução manual do problema. Nestes casos, a serventia do computador como ferramenta de solução se justifica devido a sua maior capacidade de processamento, o que acarreta na diminuição do tempo para obtenção da resposta. O conhecimento do modelo é uma exigência fundamental por parte do programador, pois este deve possuir a capacidade de interpretar os resultados fornecidos pelo computador, e saber identificar a causa de qualquer discrepância encontrada.

2.2 Revisão Bibliográfica

De acordo com Tanwar and Khatod (2015) o planejamento da expansão de redes de distribuição determina as instalações e reforços do sistema que satisfaça a demanda prevista com o menor custo, enquanto atende às restrições operacionais também. Segundo Luong *et al.* (2013) o problema de planejamento é formulado em duas abordagens como segue:

- Planejamento estático de PESDEE - busca determinar a localização, o tipo e capacidade dos novos equipamentos a serem adicionados ao sistema, em um horizonte de planejamento único.
- Planejamento multiestágio de PESDEE - a técnica é executada em etapas, ou seja, o horizonte de planejamento não é único, com o objetivo de avaliar o melhor momento para a realização dos investimentos, considerando o crescimento contínuo da demanda.

A função objetivo envolve custos fixos de investimento em subestações, alimentadores e geração distribuída. Conforme Zidan *et al.* (2013) as variáveis que auxiliam no processo de tomada de decisão e estão relacionadas com a solução da formulação matemática de problemas de PESDEE são:

- (i) Expansão de capacidade das subestações existentes.
- (ii) Substituição de condutores dos alimentadores.
- (iii) Localização, capacidade e potência gerada dos GD instalados.
- (iv) Localização e capacidade das novas subestações instaladas.
- (v) Tempo de construção de cada etapa do planejamento multiestágio.
- (vi) Caminho e capacidade dos novos alimentadores instalados.

A literatura especializada contém diversos trabalhos sobre a modelagem matemática de problemas envolvendo o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição.

Os autores em Rocha *et al.* (2012a) apresentaram uma versão adaptada do Modelo Híbrido Linear voltado ao planejamento estático de PESDEE, cuja técnica havia sido explorada previamente no Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica (PESTEE) em Romero *et al.* (2007). Segundo Rocha *et al.* (2012a), o objetivo por trás da solução do modelo para um sistema de alimentadores é determinar o melhor caminho para conexão da subestação aos pontos de demanda, com o mínimo custo possível. Neste trabalho, apresentado em 2012, os pontos de demanda, os fluxos através dos circuitos e o limite de capacidade das subestações estão em unidades de corrente elétrica (ampere-A). As impedâncias dos condutores são aproximadas afim de limitar o erro médio para os níveis de tensão nodais em relação aos fluxos de carga não-lineares, solução que havia sido proposta em Hafher *et al.* (2004). O modelo matemático considerava as Leis de Kirchhoff da seguinte maneira: a Lei das Correntes se aplicava a todos os circuitos candidatos a serem construídos e existentes, enquanto a Lei das Tensões se restringia aos circuitos existentes (circuitos da topologia inicial somados aos circuitos adicionados ou substituídos). Como vantagem da formulação através da Programação Linear, a solução de problemas maiores é obtida com rapidez de convergência com menor tempo de processamento.

O trabalho apresentado em Camargo *et al.* (2013) retrata uma versão adaptada da técnica de solução oriunda de Chu and Beasley (1997), e testada sobre um problema de planejamento estático de PESDEE encontrado em Lavorato *et al.* (2010). Sua função objetivo é constituída pelos seguintes termos: a) custo com a construção de circuitos e subestações, b) custo anual das perdas elétricas e c) custo anual de operação das subestações. Os fluxos através dos circuitos e os fluxos supridos pelas subestações são modelados em termos de potências ativa e reativa, e seus respectivos limites possuem unidades de potência aparente. O tratamento das Leis de Kirchhoff lembra o Modelo DC para o planejamento de redes de transmissão como visto em Romero *et al.* (2002). As equações de potência ativa e reativa para cada barra obedecem o princípio da Lei das Correntes, e as equações de potência ativa e reativa para cada circuito

podem ser entendidas como a Lei das Tensões. A formulação matemática se enquadra como Programação Não Linear Inteira e Mista (MINLP), e exige uma metodologia eficiente de exploração do espaço de busca no sentido de evitar a explosão combinatória, devido à complexidade do problema.

O trabalho apresentado em Macrae *et al.* (2015) apresenta modelagem atribuída ao planejamento multiestágio de PESDEE considerando sistemas de armazenamento de energia (SAE), e foi adaptada do problema de PESTEE conforme Macrae *et al.* (2014). De acordo com Macrae *et al.* (2015), o objetivo do modelo é minimizar o investimento total formado pelas seguintes parcelas: a) custos de instalação de SAE, b) custos de reforços dos circuitos existentes e construção de novos e c) custos de operação dos SAE. A formulação matemática obedece uma aproximação do Modelo DC, cujos fluxos através dos circuitos são modelados em unidades de potência ativa. A Lei das Correntes de Kirchhoff consiste basicamente do somatório das potências nas barras, e o balanço de potência se define por meio das potências geradas, demandadas e armazenadas nos SAE. A Lei das Tensões de Kirchhoff é aplicada aos circuitos existentes e candidatos, e um parâmetro disjuntivo é utilizado como limite artificial de fluxo dos circuitos candidatos (Romero *et al.*, 2002). A formulação do problema assume a classe de Programação Inteira e Mista (PIM), e o modelo se mostrou eficiente ao fornecer um plano de expansão ótimo capaz de satisfazer dois cenários de carga, verão e inverno.

O trabalho publicado por Mansor and Levi (2015) descreve o problema de planejamento de PESDEE em dois estágios, onde o primeiro estágio se dedica a otimização de investimento e o segundo estágio corresponde à solução para a operação. A função objetivo procura minimizar o investimento total associado ao reforço dos alimentadores existentes e a construção de novos. A Lei das Correntes de Kirchhoff contempla os fluxos dos circuitos existentes e candidatos, as demandas, a subestação e geração distribuída através de restrições para potência ativa e reativa nas barras. A Lei das Tensões de Kirchhoff é expressa através de restrições de fluxo de potência ativa e reativa aplicada a todos os circuitos. A operação do sistema envolve os seguintes casos: a) funcionamento normal da rede com perfil de carga no verão, b) interrupção do alimentador principal com perfil de carga no verão, c) funcionamento normal da rede com perfil de carga no inverno e d) interrupção do alimentador principal com perfil de carga no inverno. O modelo matemático constitui um problema complexo de MINLP, e sua solução fornece configurações radiais mesmo na presença de contingências, em virtude da possibilidade de reconfiguração da rede de média tensão.

Os autores em Muñoz-Delgado *et al.* (2015) destacam a formulação matemática aplicada ao problema de planejamento multiestágio de PESDEE, e a decisão compreende a construção conjunta de alimentadores incluindo a geração eólica e convencional. A função objetivo integra os investimentos, a manutenção, a produção, as perdas elétricas e a perda de suprimento de energia. Os investimentos se associam a substituição e construção de alimentadores, ao reforço e construção de subestações, à instalação de transformadores e à instalação de GD. A modelagem da manutenção dos alimentadores, transformadores e geradores são avaliados em cada estágio. As perdas elétricas nos transformadores e alimentadores são expressas em termos de funções quadráticas. A Lei das Correntes de Kirchhoff é expressa pelo conjunto de

igualdades escalares e lineares em termos de magnitude das correntes, resultando em equações nodais de balanço de corrente. A Lei das Tensões de Kirchhoff é aplicada a cada alimentador existente usando uma expressão linear que contém as magnitudes das correntes, as tensões nodais e impedâncias dos ramos. A formulação do problema possui característica de MINLP, exibindo um desempenho computacional aceitável para solução dos sistemas testes, mesmo se tratando da resolução de um problema em vários estágios.

O trabalho publicado em Bagheri *et al.* (2016) detalha uma nova formulação matemática do problema de planejamento de PESDEE, que incorpora a geração eólica e bancos de baterias de armazenamento de energia elétrica. O modelo proposto abrange a localização e capacidade de alimentadores e subestações, a localização e capacidade dos geradores eólicos, a localização e capacidade nominal das unidades de armazenamento. A velocidade do vento possui natureza estocástica, portanto a potência gerada pela turbina eólica é tida como parâmetro de incerteza na modelagem. A energia dos bancos de baterias é despachada no sistema AC em cada período de tempo, podendo ser operado com fator de potência em atraso ou adiantado durante a carga e descarga, mediante o emprego de conversores DC/AC bidirecionais. As equações de fluxo de potência ativa e reativa das barras são avaliadas a cada hora ao longo do horizonte diário, e as respectivas equações de balanço de potência incluem as potências demandadas, armazenadas e geradas. A presença da geração eólica conduziu a melhores resultados do problema, e a energia proveniente dos bancos de baterias é requerida quando a velocidade do vento diminui em certos períodos do dia, buscando manter a otimalidade da solução.

2.3 Modelo Híbrido Não Linear

Este trabalho de pesquisa é uma continuidade do trabalho desenvolvido e apresentado em Rocha *et al.* (2012a). Diferente daquela proposta, neste trabalho foi desenvolvido um novo modelo matemático, baseado naquele anterior, mas com outras considerações para a formulação matemática.

Neste contexto, as restrições foram reformuladas para considerarem potência elétrica ao invés de corrente elétrica. Assim, procurou-se por uma representação, sob o ponto de vista elétrico, mais completa para o problema de PESDEE para o planejamento estático. Como produto desta modificação, o modelo matemático tornou-se não linear. Neste novo modelo, as barras com demandas são modeladas como barras PQ, com a barra onde está localizada a subestação sendo definida como referência para tensão e ângulo do sistema.

A formulação do novo modelo matemático, assim como uma descrição da função objetivo e das restrições do problema são apresentadas a seguir:

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j) \in U} c_{i,j} x_{i,j} + \alpha_p \sum_{i \in \Gamma} r_i \quad (2.1)$$

s.a.:

$$S(fp^B + fp^U) + p + rp = dp \quad (2.2)$$

$$S(fq^B + fq^U) + q + rq = dq \quad (2.3)$$

$$fp_{i,j}^B - V_i^2 g_{i,j}^B + V_i V_j g_{i,j}^B \cos \theta_{i,j} + V_i V_j b_{i,j}^B \text{sen} \theta_{i,j} = 0 \quad (2.4)$$

$$fq_{i,j}^B + V_i^2 b_{i,j}^B - V_i V_j b_{i,j}^B \cos \theta_{i,j} + V_i V_j g_{i,j}^B \text{sen} \theta_{i,j} = 0 \quad (2.5)$$

$$f^B - \sqrt{(fp^B)^2 + (fq^B)^2} = 0 \quad (2.6)$$

$$|f^B| \leq \bar{f}^B \quad (2.7)$$

$$f^U - \sqrt{(fp^U)^2 + (fq^U)^2} = 0 \quad (2.8)$$

$$|f^U| \leq x_{i,j} \bar{f}^U \quad (2.9)$$

$$\underline{V} \leq V \leq \bar{V} \quad (2.10)$$

$$s_i - \sqrt{(p_i)^2 + (q_i)^2} = 0 \quad (2.11)$$

$$\underline{s} \leq s \leq \bar{s} \quad (2.12)$$

$$0 \leq x_{i,j} \leq 1 \quad (2.13)$$

$$r_i - \sqrt{(rp_i)^2 + (rq_i)^2} = 0 \quad (2.14)$$

$$d_i - \sqrt{(dp_i)^2 + (dq_i)^2} = 0 \quad (2.15)$$

$$r_i \leq d_i \quad (2.16)$$

A equação (2.1) representa a função objetivo, cujo valor é atribuído à variável v , que procura minimizar o custo de adição de novas linhas e o corte de demanda em barras que existam cargas. Nesta equação, os conjuntos U e Γ representam, respectivamente, o conjunto de linhas que podem ser adicionadas e o conjunto de barras que possuem demandas de potência elétrica. Os parâmetros numéricos $c_{i,j}$ e α_p representam, respectivamente, o custo fixo associado com a construção de nova linha ij , e um fator de penalização pela existência de corte de demanda em barras com carga. As variáveis contínuas $x_{i,j}$ e r_i representam, respectivamente, a porcentagem de utilização de uma nova linha ij para transportar potência elétrica e que é limitado ao valor 1 (100% de utilização) através de (2.13), e o valor do corte de demanda na barra de carga i , limitado pelo respectivo valor de carga da barra, através da equação (2.16).

O modelo matemático representa as equações básicas do fluxo de potência. As equações são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada barra do sistema, ou seja, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm esta barra como um de seus terminais. Isso é equivalente a impor a Lei das Correntes de Kirchhoff (Monticelli, 1983).

O conjunto B representa o conjunto formado pelas linhas adicionadas.

As equações (2.2) e (2.3) representam o cumprimento da Lei de Correntes de Kirchhoff para os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, e considera os elementos que estão contidos nos conjuntos B e U. Nestas equações, S representa a matriz de incidência nó-ramo para o sistema. Em (2.2), fp^B , fp^U , p , rp , dp , representam, respectivamente, os vetores com o fluxo de potência ativa no conjunto das linhas existentes, no conjunto das linhas candidatas, de injeção de potência ativa nas barras, com o corte de demanda de potência ativa nas barras e com a demanda de potência ativa nas barras. Em (2.3), fq^B , fq^U , q , rq , dq , representam, respectivamente, os vetores com o fluxo de potência reativa no conjunto das linhas existentes, no conjunto das linhas candidatas, de injeção de potência reativa nas barras, com o corte de demanda de potência reativa nas barras e com a demanda de potência reativa nas barras.

Para expressar os fluxos de potência nas linhas como funções das tensões de suas barras de conexão, é utilizada a Lei das Tensões de Kirchhoff (Monticelli, 1983).

As equações (2.4) e (2.5) representam o cumprimento da Lei das Tensões de Kirchhoff considerando os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, apenas para os elementos contidos no conjunto B. Esta é uma característica que se manteve do modelo apresentado em Rocha *et al.* (2012a). Assim, deverá existir uma equação (2.4) e uma (2.5) para cada linha da topologia inicial do sistema, ou adicionada durante o processo iterativo da busca pela solução. Nestas equações, V_i , V_j , $g_{i,j}^B$, $b_{i,j}^B$ representam, respectivamente, as magnitudes das tensões nas barras i e j , a condutância da linha ij , a susceptância da linha ij e a diferença entre os ângulos das tensões das barras i e j . Em (2.4), $fp_{i,j}^B$ representa o fluxo de potência ativa na linha ij e em (2.5), $fq_{i,j}^B$, representa o fluxo de potência reativa na linha ij .

As equações (2.6), (2.8), (2.11), (2.14) e (2.15) representam as relações entre a potência aparente e as potências ativa e reativa, e são necessárias para a formulação matemática do modelo.

As equações (2.7) e (2.9) estão relacionadas com a imposição de limite de capacidade para as linhas existentes e candidatas, respectivamente.

A equação (2.10) representa o cumprimento dos limites mínimos e máximos para a magnitude das tensões nas barras, e a equação (2.12) representa o cumprimento dos limites mínimos e máximos para a injeção de potência aparente na barra da subestação.

2.4 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foi apresentado uma revisão bibliográfica de modelos matemáticos existentes na literatura especializada e que são utilizados na representação do problema de PESDEE. A abordagem utilizada foi a de considerar a natureza das equações empregadas na função objetivo e nas restrições, para auxiliar na elaboração do modelo matemático formulado e implementado nesta dissertação.

Em seguida foi apresentado uma nova formulação para a modelagem matemática do problema, baseada no modelo proposto por Rocha *et al.* (2012a). Também foi apresentada uma descrição do novo modelo formulado.

A solução deste modelo matemático, de forma iterativa, determina o investimento necessário para a construção da nova topologia radial (solução do PESDEE) e os resultados obtidos com a sua solução também são necessários para estabelecer o plano de alocação de geração distribuída. Nos próximos capítulos são apresentadas as formas de execução do algoritmo.

Capítulo 3

Algoritmo Heurístico Construtivo

Neste capítulo é apresentado uma breve introdução sobre algoritmos heurísticos, uma revisão bibliográfica sobre a aplicação de algoritmos heurísticos construtivos em planejamento da expansão de sistemas elétricos, inclusive o PESDEE, uma apresentação do AHC implementado com descrição das suas etapas de execução e um exemplo de aplicação para o melhor entendimento da primeira etapa de execução do algoritmo.

3.1 Introdução

O termo heurístico do grego *heuriskein* significa (descobrir), com sua origem associada a palavra *heureka* atribuída ao filósofo grego Arquimedes (Rich and Knight, 1993; Mendonça, 2014).

A técnica heurística pode ser entendida como sendo um especialista, que possui capacidade de decisão baseada em regras, onde a ação tomada no presente influencia nas ações futuras, para a construção da solução do problema (Rocha *et al.*, 2012a; Mendonça, 2014).

Esse procedimento obedece estruturas bem definidas, onde a procura serve de suporte para a decisão dentre as alternativas existentes, e o critério de parada se encarrega de cessar o processo de busca quando o problema converge, restando a tomada de decisão, após o término da procura, implementar o conjunto da solução obtido (Gigerenzer and Todd, 1999).

Os Algoritmos Heurísticos (AH), também conhecidos como algoritmos de busca local, tem demonstrado ser a classe de algoritmos de aproximação mais bem sucedida. Eles geram soluções de alta qualidade de forma iterativa por aplicar pequenas modificações a uma solução, na esperança de encontrar uma melhor (Cuno, 2016). Existem fatores que podem tornar interessante à utilização de AH na resolução de um determinado problema (Mendonça, 2014; Cuno, 2016):

- (1) Quando se deseja uma solução inicial de qualidade como ponto de partida para outros algoritmos, exatos ou heurísticos (tratada como dado de entrada).
- (2) Quando a resolução do problema for complexa ou devido a inexistência da solução exata (chegar próximo da solução ótima é válido).

- (3) Quando não há necessidade da solução ótima, em razão de alterações frequentes ao problema (uma solução intermediária é válida).
- (4) Quando não existe uma preocupação relativa a informação da quantidade de dados do problema.
- (5) Quando se exige rapidez na obtenção dos resultados, devido às restrições de tempo e dinheiro.
- (6) Quando não existem alternativas para obtenção da solução exata ou a mesma exige um grande esforço computacional (uma solução de boa qualidade representa a melhor opção em relação a ausência de solução).
- (7) Quando não há necessidade da solução ótima (as soluções existentes são razoáveis).
- (8) Quando a confiabilidade dos dados é questionável (a busca da solução não se justifica, pois representa uma aproximação da realidade).

Em consideração a estes fatores, para o problema abordado no PESD os fatores (1), (2), e (6) têm relevância, sobretudo na forma para o tratamento dos resultados obtidos com a busca da solução. Nesse assunto, o tamanho do problema a ser resolvido, o modelo matemático para representar o problema, a consideração de restrições não lineares, tudo isto pode interferir na maneira que se busca para resolver o problema, e um algoritmo heurístico pode se tornar atrativo para o processo de busca da solução.

Os AH encontram soluções de boa qualidade para sistemas de grande porte e a qualidade dessas soluções pode ficar muito distante da solução ótima. A vantagem dos algoritmos heurísticos é que são simples de entender, robustos e muito rápidos, e a desvantagem é que eles não podem garantir que a solução seja a solução ótima global (Tanwar and Khatod, 2015; Cuno, 2016).

3.2 Revisão Bibliográfica

Os AHC têm sido empregados na solução do problema de planejamento da expansão de sistemas elétricos, como o problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica (PESTEE) e o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (PESDEE).

O primeiro AHC empregado sistematicamente como técnica de solução, representava o problema através do Modelo de Transportes, foi aplicado para resolver o problema de PESTEE e foi apresentado em Garver (1970). O algoritmo mostrou uma boa eficiência computacional baseada na velocidade de convergência e na simplicidade para a solução do problema. Esta

contribuição foi vista como a precursora de outros trabalhos que foram publicados nas próximas décadas que viriam, relacionados com a temática de PESTEE.

Em pesquisas posteriores, o Modelo DC foi tratado como uma melhor alternativa para a representação matemática do problema. O Modelo de Transporte era formulado como um problema de programação linear (PL), e suas restrições envolviam apenas a aplicação da Lei de Correntes de Kirchhoff e o limite de capacidade para as linhas. Assim, o Modelo DC foi considerado um avanço, pois além de representar a Lei de Correntes de Kirchhoff e o limite de capacidade das linhas, considerava também a Lei das Tensões de Kirchhoff.

Em Romero *et al.* (2003) foi proposto um novo AHC para planejamento dinâmico (multiestágio) do PESTEE, e que correspondia a uma versão adaptada do algoritmo proposto em Garver (1970). O algoritmo apresentou bons resultados na solução do planejamento multiestágio mas foi observado que a eficácia da técnica diminuía à medida que a complexidade do sistema aumentava.

Um novo AHC apresentado em Romero *et al.* (2005) foi utilizado para resolver o problema de PESTEE. O problema era representado através do Modelo DC e também foi adaptado do algoritmo apresentado por Garver (1970). O algoritmo encontrou resultados excelentes para sistemas de baixa e média complexidade, inclusive a solução ótima global para o sistema teste usado em Garver (1970) foi determinado para a representação do Modelo DC.

No trabalho apresentado por Romero *et al.* (2007) foi proposto um AHC em uma estrutura “*Branch and Bound*”, buscando contornar alguns problemas identificados no algoritmo proposto por Garver (1970), na solução do Modelo DC para o planejamento estático do problema de PESTEE. A técnica obteve soluções ótimas em aplicações considerando sistemas testes de pequeno e médio porte, com um menor esforço computacional se comparado aos métodos metaheurísticos. Os resultados obtidos para sistemas testes de maior complexidade possuíam melhor qualidade quando comparado com os resultados obtidos para o mesmo sistema pelos AHC sem a estrutura proposta.

Na representação do problema, existem diferenças entre o PESTEE e PESDEE. Do ponto de vista de operação de um sistema elétrico de potência, diferente de sistemas de transmissão, em sistemas de distribuição, o elevado fluxo de corrente elétrica na linha de distribuição provoca uma queda de tensão mais acentuada, ou seja, na representação de sistemas de distribuição, os limites dos níveis de tensão devem aparecer na formulação do modelo matemático do problema. Com relação à topologia de operação do sistema, as redes de distribuição costumam operar de forma radial, não sendo permitida a operação em malha na topologia, ao contrário das redes de transmissão. Estes itens mencionados, expressam as adaptações necessárias para a representação do problema.

O trabalho apresentado por Lavorato *et al.* (2010) descreve um AHC para aplicação no PESDEE. O algoritmo é caracterizado pela existência de dois indicadores de sensibilidade para a escolha de subestações e linhas para serem construídas, respectivamente. O algoritmo possui uma fase de melhoria local com o propósito de melhorar a solução inicial do algoritmo, mediante a substituição de circuitos adicionados à rede usando a solução do problema de PNL.

Os autores Rocha *et al.* (2012a) apresentaram um AHC especializado para a solução de um modelo híbrido linear que foi adaptado para o problema de PESDEE, que estabelecia a adição de novas linhas ou a substituição de linhas existentes. A necessidade da substituição é determinada pela existência de sobrecarga nas linhas, e um indicador de sensibilidade se encarrega da escolha das linhas a serem adicionadas. A técnica mostrou bom desempenho na busca da solução.

Em Mendonça (2014) é proposto um AHC para a aplicação no PESDEE baseado em parâmetros estabelecidos pelos dados de entrada do problema e pela solução do fluxo de potência, que é determinado através de uma subrotina do algoritmo. Assim, o algoritmo não representa o problema através de um modelo matemático tradicional com função objetivo e restrições. O algoritmo foi implementado com a possibilidade de usar dois indicadores de sensibilidade: um determina a solução escolhendo aquelas linhas com menor custo para conexão nas barras de melhor perfil de tensão, e o outro considera, além dos elementos do anterior, também o valor das perdas elétricas.

O trabalho apresentado em Brandt (2016) apresentou um novo AHC, cuja origem surgiu de uma sugestão para trabalhos futuros proposta em Mendonça (2014). Neste trabalho, o AHC proposto, emprega uma estratégia destrutiva para resolver o problema. Para a aplicação da estratégia, parte-se da condição inicial de que todas as linhas candidatas estejam construídas, e o indicador de sensibilidade escolhe uma linha para ser destruída, em cada passo do algoritmo, segundo resultados obtidos através de uma subrotina que resolve o fluxo de potência. O processo termina quando uma topologia radial é estabelecida e todas as barras do sistema estão conectadas.

Em Cuno (2016) foi proposto um algoritmo híbrido, também para a aplicação no PESDEE, que era composto por um AHC, com a função de estabelecer uma solução inicial para o problema, e um algoritmo de programação matemática (*Branch and Bound*), que partia da solução inicial predeterminada, e era encarregado de estabelecer uma solução final com a melhor qualidade possível.

3.3 AHC Especializado

O algoritmo que foi implementado para resolver o PESDEE e que foi resultado do desenvolvimento deste trabalho, opera em duas etapas:

Na primeira etapa, o algoritmo estabelece uma nova topologia radial para a rede, que atende à demanda futura e respeita os critérios técnicos necessários para que a eletricidade seja entregue aos consumidores com qualidade.

Neste processo, o problema é representado pelo modelo matemático não linear apresentado no capítulo anterior. A função objetivo do modelo busca minimizar o custo da expansão da rede e as restrições representam as leis físicas que regem o fluxo de energia e garantem que a demanda futura seja atendida com qualidade.

A solução do problema é construída de maneira iterativa, onde em cada iteração um indicador de sensibilidade especializado usa a informação obtida através da solução do modelo matemático para auxiliar na tomada de decisão. Esta etapa do algoritmo termina quando uma topologia radial para o sistema é determinada.

Uma vez que a topologia radial para o sistema é determinada, inicia-se a segunda etapa do algoritmo. Nesta segunda etapa de execução, o algoritmo realiza uma avaliação na topologia que foi estabelecida com a execução da etapa anterior do algoritmo, para indicar a melhor barra para a conexão e a melhor capacidade para a GD, para o melhor benefício da operação da rede (minimização das perdas elétricas). Nesta tarefa, o algoritmo utiliza uma metodologia analítica, em conjunto com os resultados que são obtidos com a solução do modelo matemático. Maiores detalhes da execução desta etapa do algoritmo e da metodologia analítica em que foi embasado, são apresentadas no próximo capítulo.

Nas próximas subseções são apresentados: o indicador de sensibilidade para estabelecer a topologia radial do sistema, e um fluxograma que resume a execução do algoritmo.

3.3.1 Indicador de Sensibilidade

O AHC foi implementado em linguagem de modelagem orientada algebricamente utilizando GAMS (Andrei, 2013), levando em consideração o conceito de conjuntos dinâmicos (Brooke *et al.*, 1997).

Assim, dois conjuntos devem ser definidos no início do processo de busca para a solução: o conjunto B e o conjunto U.

O conjunto B é constituído pelas linhas existentes (linhas da rede inicial somadas àquelas adicionadas). O conjunto U é formado pelas linhas que podem ser adicionadas.

Na primeira etapa de execução do algoritmo, durante o processo iterativo, os conjuntos definidos anteriormente podem ser modificados, de acordo com o processo de tomada de decisão.

Para a adição de novas linhas, em cada nova iteração, todas as linhas que estão presentes no conjunto U e que, se adicionadas, mantém a radialidade do sistema, são estabelecidas. Entre àquelas que foram estabelecidas pelo algoritmo, uma é identificada pelo indicador de sensibilidade, e esta linha escolhida através do indicador de sensibilidade passará a fazer parte do sistema na próxima iteração. Assim, esta linha deixa de ser candidata, ou seja, deixa de fazer parte do conjunto U (é excluída deste conjunto) e passa a fazer parte do conjunto B (é adicionada a este conjunto), para a próxima iteração. Este processo de adicionar linhas continua até que não seja mais necessária nenhuma adição, ou seja, até o momento em que todas as barras do sistema com demandas estiverem conectadas.

Para realizar a tarefa de verificar qual das linhas candidatas à adição da iteração que, se adicionadas, ainda permitem que o sistema seja radial, o algoritmo utiliza a informação daquelas linhas que fazem parte do conjunto B, identificando aquelas barras que são conexas

ao sistema. No conjunto U, todas as linhas que possuem apenas uma de suas barras conexas ao sistema serão as selecionadas como candidatas à adição, aquelas que não possuem nenhuma de suas barras conexas (linha que, se adicionada, estaria isolada do sistema) são descartadas. Uma vez realizada esta tarefa, ou em outras palavras, selecionadas estas linhas candidatas à adição, deve-se escolher aquela que, na iteração, será a indicada para ser adicionada. O algoritmo procede com a escolha utilizando o indicador de sensibilidade (IS).

As equações que definem este indicador são apresentadas a seguir:

$$IS_{i,j} = \left(\frac{x_{i,j}}{c_{i,j}} \right) V^B \quad (3.1)$$

$$IS = \max\{IS_{i,j}\} \quad (3.2)$$

Em (3.1), V^B representa a magnitude da tensão na barra da linha ij que possui conexão com o sistema existente e será o local onde a linha candidata, se escolhida, irá se conectar ao sistema existente. A variável $x_{i,j}$ representa a porcentagem de utilização da linha para o transporte de potência elétrica, e $c_{i,j}$ representa o custo de construção da linha. Desta maneira, para todas as linhas estabelecidas como candidatas à adição, é determinado um valor para $IS_{i,j}$. A linha indicada para a adição será aquela identificada por (3.2). Assim, de forma ponderada, busca-se a linha que possa se conectar à barra com maior magnitude de tensão, com a maior porcentagem de utilização, e com o menor custo de construção, para a iteração.

Os valores relacionados com a magnitude da tensão na barra e a porcentagem de utilização da linha candidata são fornecidos através da solução do modelo matemático para a representação do problema.

3.3.2 Fluxograma do Algoritmo

O fluxograma que é apresentado na próxima página, representa de maneira resumida, as etapas de execução do algoritmo.

3.4 Exemplo de Aplicação

Nesta seção, o AHC especializado é aplicado ao sistema teste de 10 barras com o objetivo de detalhar o procedimento de solução a um problema de mais fácil entendimento, resultado de uma adaptação do sistema teste 23 barras da literatura especializada.

O sistema possui tensão nominal de 34,5 kV por fase, onde sua operação deve respeitar o limite mínimo de 33,465 kV e o limite máximo de 35,535 kV. Os circuitos candidatos utilizam condutores de alumínio 1/0, cujos parâmetros de resistência, reatância e custo das linhas, todos por quilômetro, são apresentados na Tabela 5.3 do Capítulo 5.

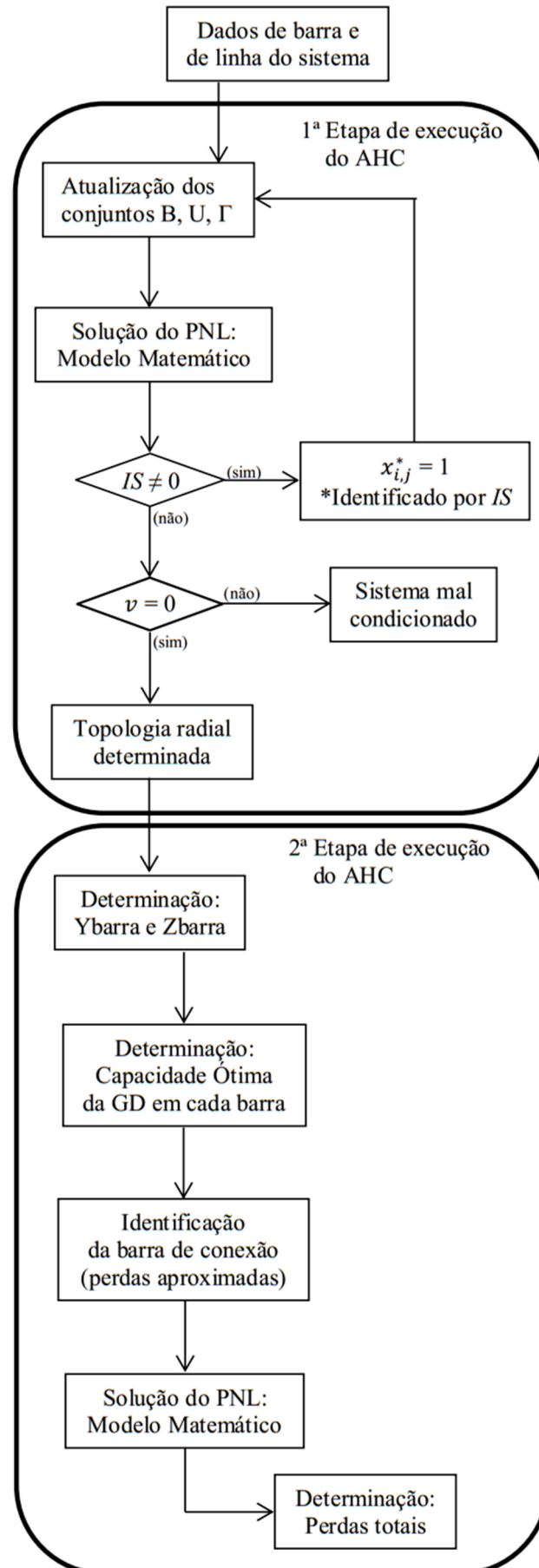


Figura 3.1: Fluxograma para o AHC especializado.

A configuração base do sistema de 10 barras é ilustrada na Figura 3.2.

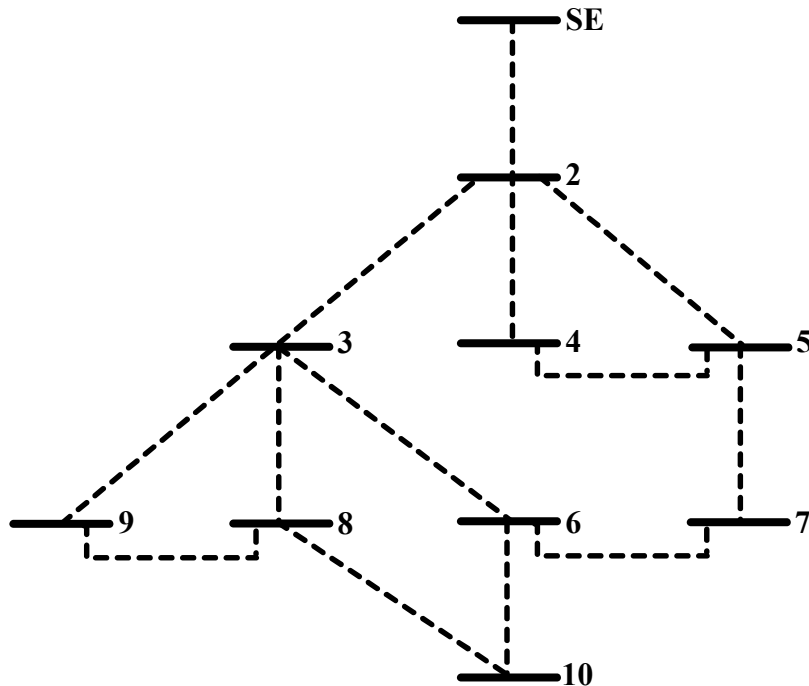


Figura 3.2: Configuração Inicial do Sistema de 10 Barras.

Os dados dos barramentos incluem as demandas de potência equivalentes e denotadas por S_D com fator de potência de 0,9 atrasado, e a capacidade de suprimento da subestação expressa por S_0 , ambos contidos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Dados dos Barramentos do Sistema de 10 Barras

Barra	S_D (kVA)	S_0 (kVA)
1	0	10000
2	320	0
3	320	0
4	320	0
5	320	0
6	320	0
7	320	0
8	320	0
9	320	0
10	320	0

A Tabela 3.2 contém as 13 possibilidades de adição de circuitos para o AHC especializado, onde o custo de cada linha é proporcional ao seu respectivo comprimento.

Tabela 3.2: Dados das Linhas do Sistema de 10 Barras

De	Para	Comprimento (km)
1	2	0,20209
2	3	0,42971
2	4	0,59489
2	5	0,69728
3	6	0,81772
3	8	1,01620
3	9	0,48604
4	5	0,73027
5	7	0,50185
6	7	1,17520
6	10	1,50170
8	9	0,64091
8	10	0,94020

O processo iterativo se inicia com todas as linhas candidatas não construídas, a primeira ação consiste de conectar a subestação a rede, e como só existe uma linha candidata que atenda essa exigência, a mesma é implementada na primeira iteração.

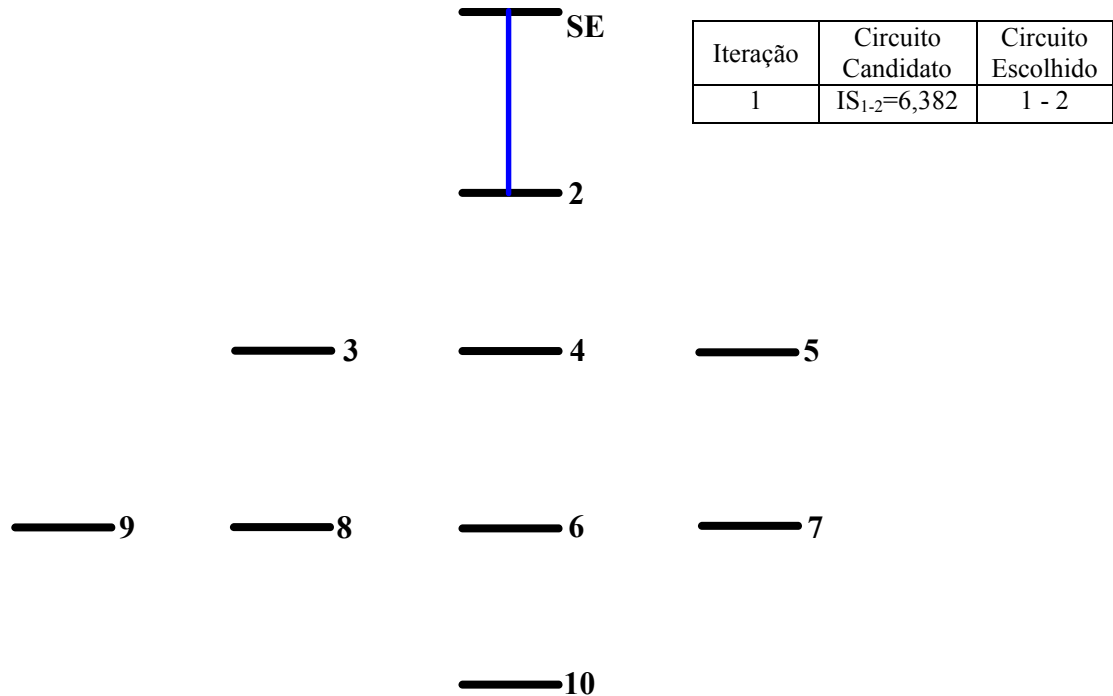


Figura 3.3: Detalhe da Iteração 1.

A segunda iteração inicia com a linha (1-2) incluída no conjunto B, ou seja, esta linha deixou de fazer parte do conjunto U, a tensão na barra 2 assume o valor de 35523 V, agora existem 3 caminhos candidatos e a linha (2-3) foi escolhida para ser adicionada nesta iteração.

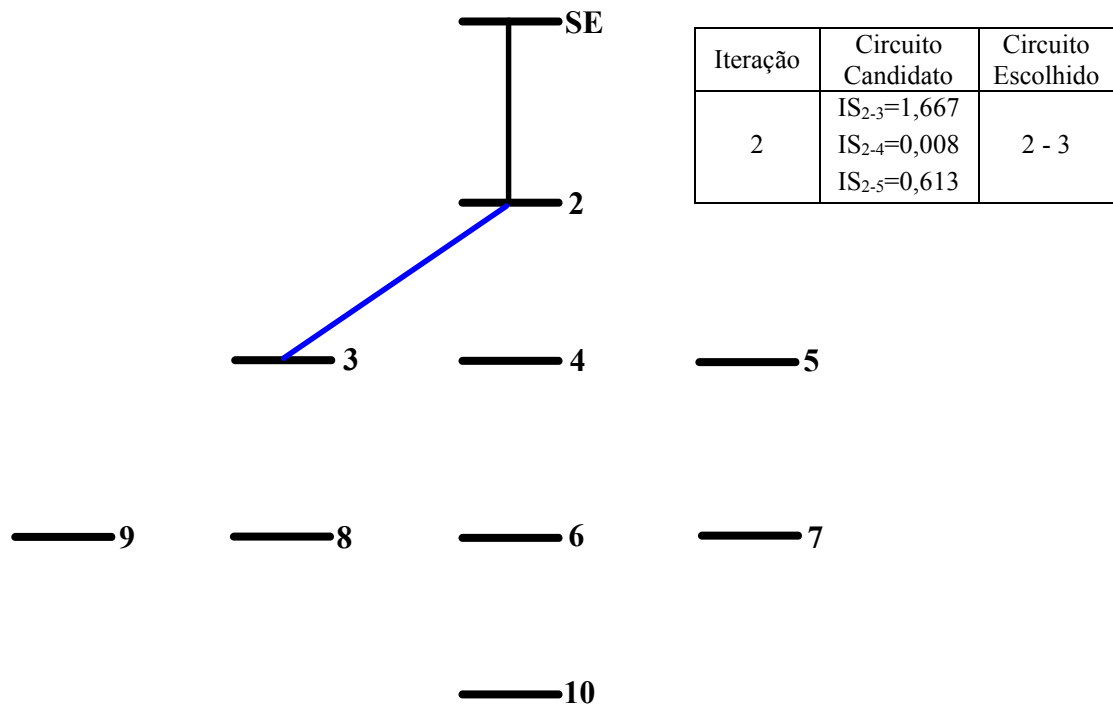


Figura 3.4: Detalhe da Iteração 2.

A terceira iteração inicia com a linha (2-3) incluída no conjunto B, ou seja, esta linha deixou de fazer parte do conjunto U, a tensão na barra 3 assume o valor de 35509 V, agora existem 5 caminhos candidatos e a linha (2-5) foi escolhida para ser adicionada nesta iteração.

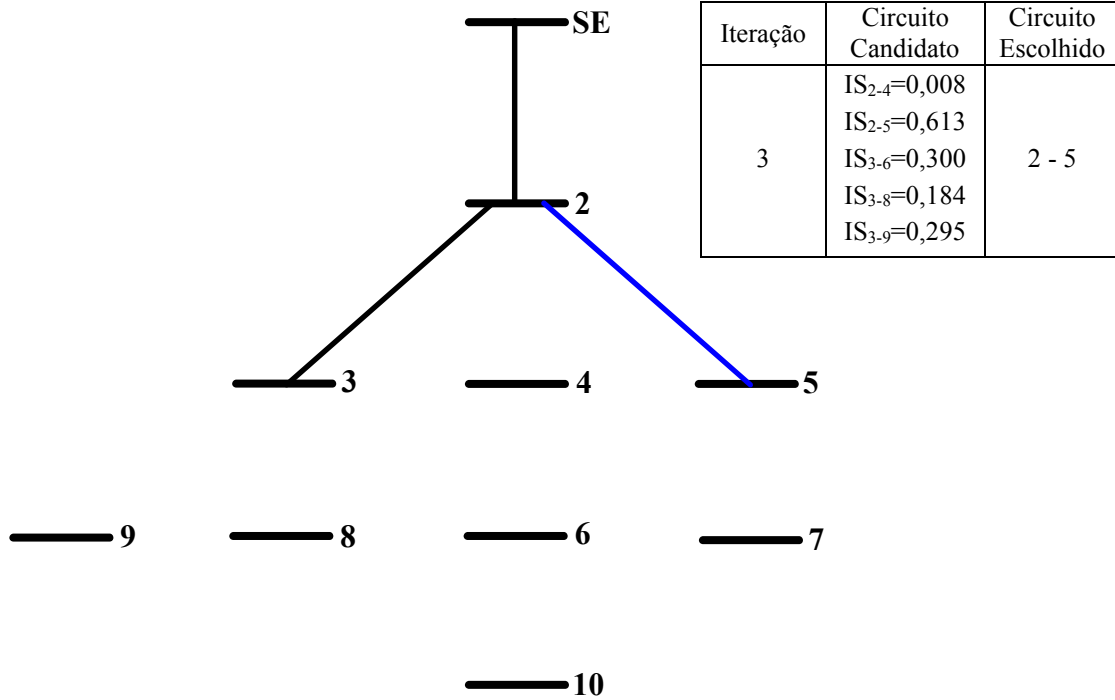


Figura 3.5: Detalhe da Iteração 3.

A quarta iteração inicia com a linha (2-5) incluída no conjunto B, ou seja, esta linha deixou de fazer parte do conjunto U, a tensão na barra 5 assume o valor de 35514 V, agora existem 6 caminhos candidatos e a linha (3-6) foi escolhida para ser adicionada nesta iteração.

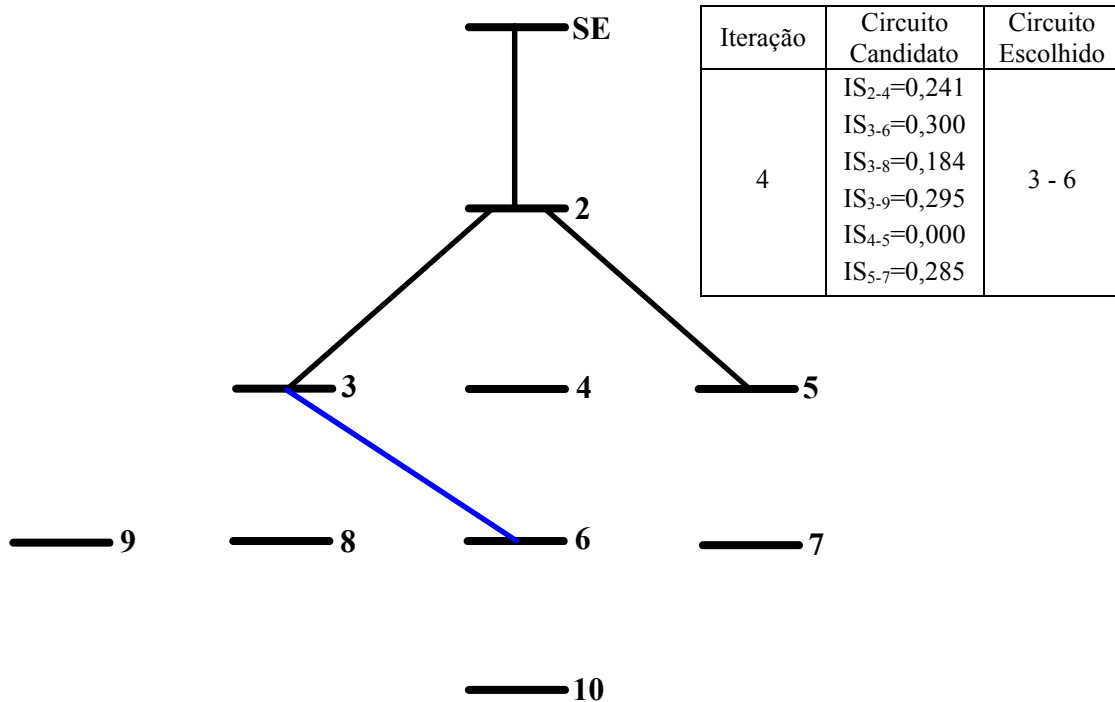


Figura 3.6: Detalhe da Iteração 4.

A quinta iteração inicia com a linha (3-6) incluída no conjunto B, ou seja, esta linha deixou de fazer parte do conjunto U, a tensão na barra 6 assume o valor de 35498 V, agora existem 7 caminhos candidatos e a linha (3-9) foi escolhida para ser adicionada nesta iteração.

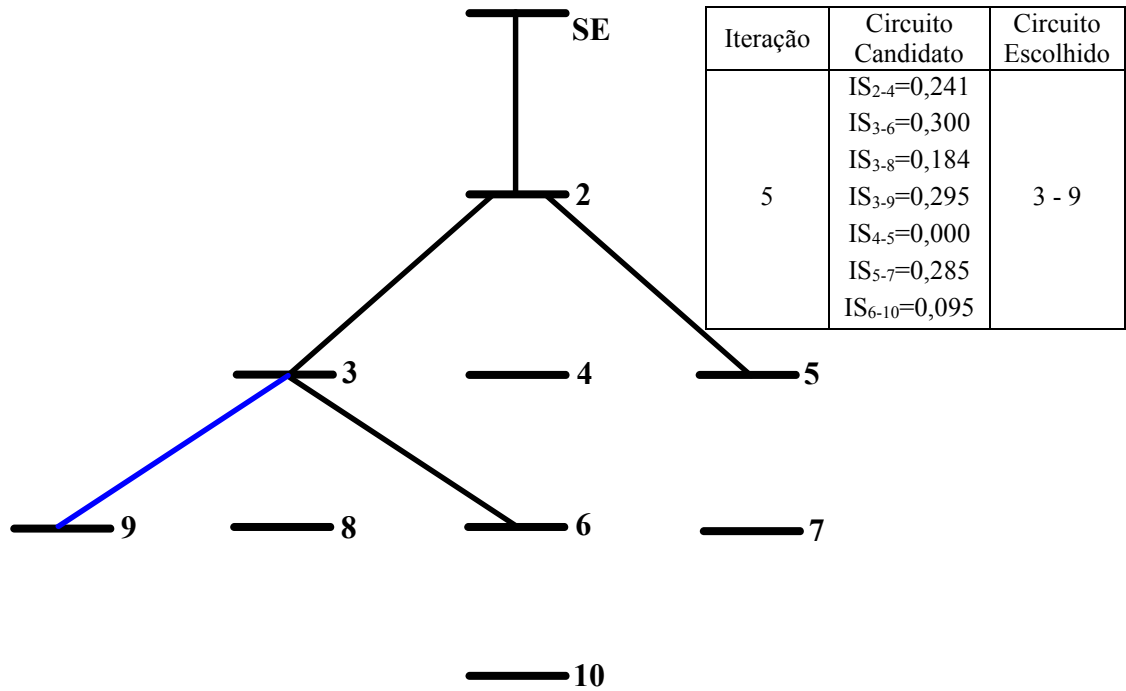


Figura 3.7: Detalhe da Iteração 5.

A sexta iteração inicia com a linha (3-9) incluída no conjunto B, ou seja, esta linha deixou de fazer parte do conjunto U, a tensão na barra 9 assume o valor de 35503 V, agora existem 4 caminhos candidatos e a linha (5-7) foi escolhida para ser adicionada nesta iteração.

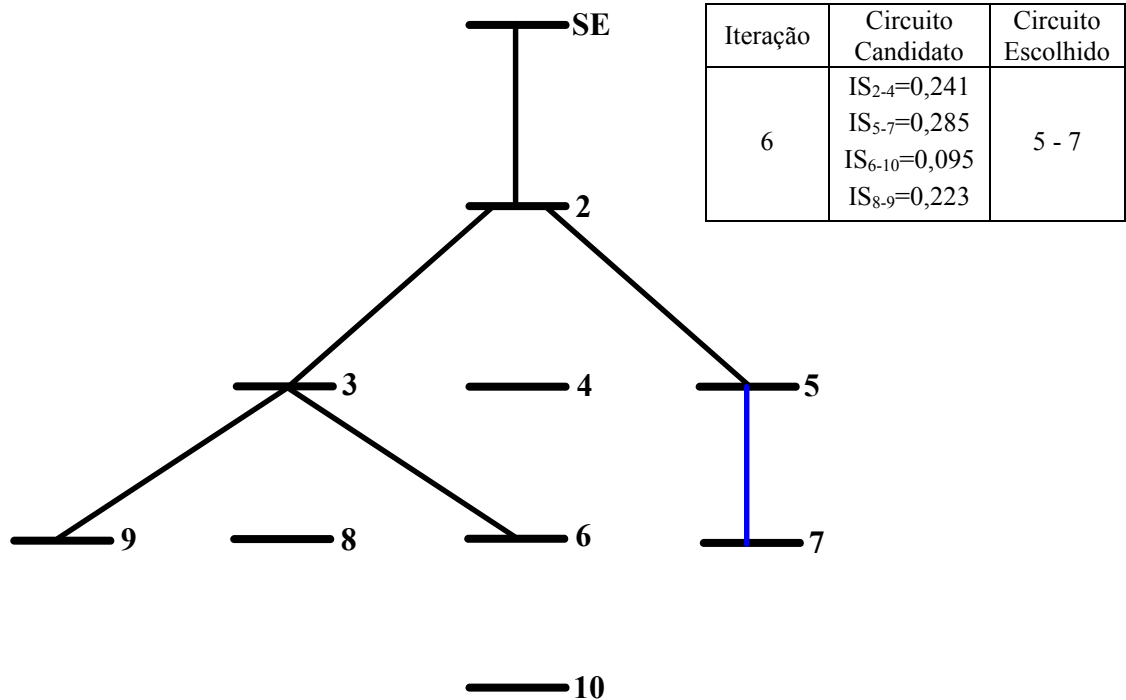


Figura 3.8: Detalhe da Iteração 6.

A sétima iteração inicia com a linha (5-7) incluída no conjunto B, ou seja, esta linha deixou de fazer parte do conjunto U, a tensão na barra 7 assume o valor de 35511 V, agora existem 3 caminhos candidatos e a linha (2-4) foi escolhida para ser adicionada nesta iteração.

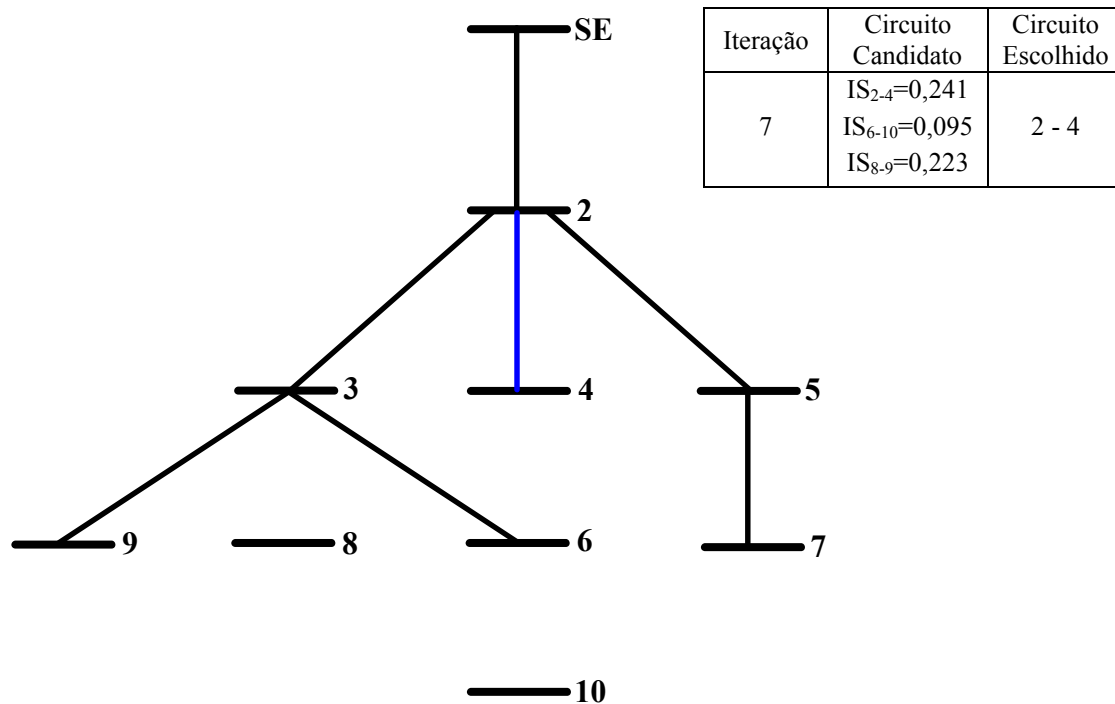


Figura 3.9: Detalhe da Iteração 7.

A oitava iteração inicia com a linha (2-4) incluída no conjunto B, ou seja, esta linha deixou de fazer parte do conjunto U, a tensão na barra 4 assume o valor de 35519 V, agora existem 2 caminhos candidatos e a linha (8-9) foi escolhida para ser adicionada nesta iteração.

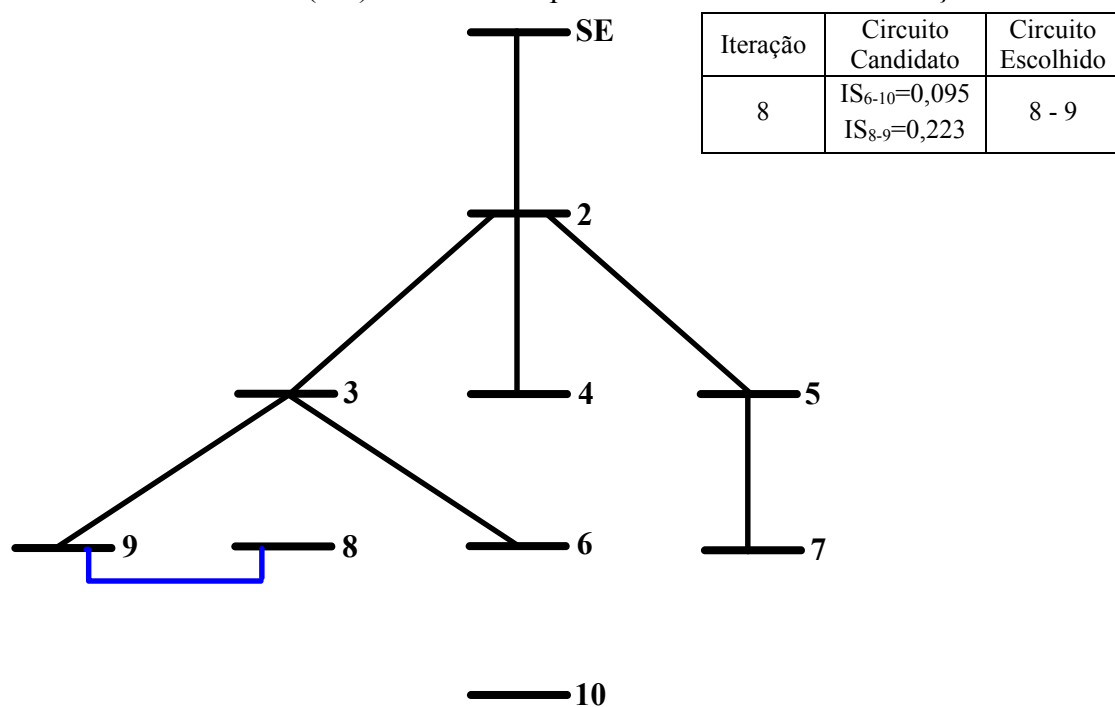


Figura 3.10: Detalhe da Iteração 8.

A última iteração inicia com a linha (8-9) incluída no conjunto B, ou seja, a linha deixou de fazer parte do conjunto U, a tensão na barra 8 assume o valor de 35490 V, agora existe um único caminho candidato e a linha (8-10) foi escolhida para ser adicionada nesta iteração.

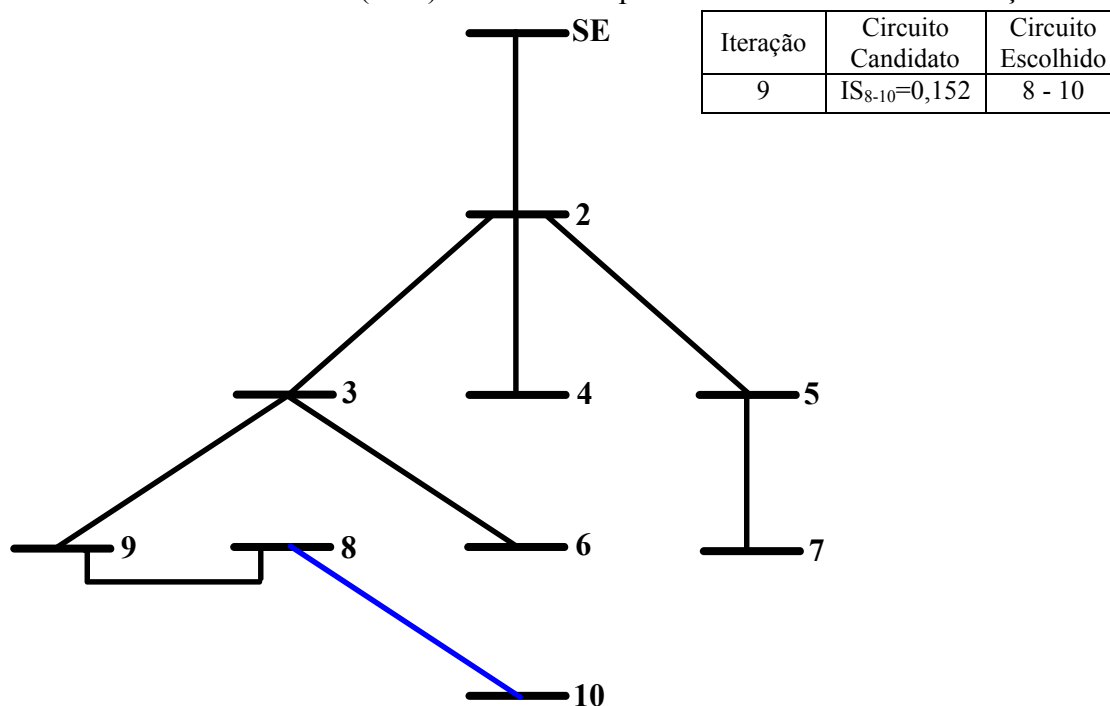


Figura 3.11: Detalhe da Iteração 9.

Conforme o processo iterativo avança, o custo das adições acumuladas aumenta e se torna o custo total de investimento quando o valor da função objetivo se anula. O investimento para construção da topologia final exibida na Figura 3.11 é de 53106,90 unidades monetárias. Por inspeção, percebe-se que as linhas candidatas mais caras relacionadas aos barramentos mais a jusante não foram construídas, algo já esperado em teoria do AHC especializado. A aplicação da técnica pode ser estendida a sistemas teste maiores da literatura especializada, para validar a proposta de pesquisa, sendo o Capítulo 5 deste trabalho dedicado a esta finalidade.

3.5 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo, foi apresentada uma breve introdução sobre algoritmos heurísticos. Também foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre algoritmos heurísticos construtivos com a aplicação em planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência.

Foi apresentado o algoritmo heurístico construtivo que foi implementado com o desenvolvimento deste trabalho, sendo descrita a sua primeira etapa de execução em detalhes. Sobre isto, também foi apresentado um exemplo de aplicação para um melhor entendimento desta etapa de execução do algoritmo.

A segunda etapa de execução do algoritmo é apresentada no próximo capítulo, com uma descrição do método analítico que foi utilizado para a elaboração do plano que identifica o melhor ponto de conexão para a GD, assim como a sua capacidade, para que ocorra a minimização das perdas elétricas.

Capítulo 4

Geração Distribuída

Atualmente muita atenção vem sendo dada à geração distribuída (GD), isto porque, por definição, a GD representa a geração de energia elétrica próxima aos consumidores, independente de sua tecnologia e fonte primária de energia.

Neste capítulo é apresentada uma breve introdução ao tema, e na sequência é apresentado uma revisão bibliográfica, com importantes trabalhos apresentados na literatura especializada e que foram consultados para o desenvolvimento deste trabalho. Neste capítulo também é apresentado uma descrição do método analítico que foi utilizado para a determinação do ponto de conexão da GD na topologia radial obtida na primeira etapa de execução do algoritmo, e a sua capacidade, para minimizar as perdas elétricas na operação da rede, e também é apresentado um exemplo de aplicação para um melhor entendimento da segunda etapa de execução do algoritmo.

4.1 Introdução

A GD pode produzir energia elétrica através do aproveitamento de fontes renováveis, dispensando os custos com a aquisição de combustíveis, seguindo os princípios do desenvolvimento sustentável.

Há estudos elaborados pela *International Energy Agency* (2016) que estimam que nos próximos vinte e cinco anos, o gás natural e mais especificamente, as energias solar e eólica, poderão substituir o consumo do carvão, e que isto aliado ao aumento da eficiência energética, provocará uma redução na emissão de gases poluentes, contribuindo para conter o avanço do aquecimento global.

De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética (2017), a GD é definida a geração de energia elétrica próxima dos consumidores, independente de sua potência, tecnologia e fonte de energia.

Além das tecnologias das turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos, existem as tecnologias que necessitam de biomassa, existem as geotérmicas, e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) que fazem a conversão de fontes renováveis em energia elétrica. Outras tecnologias baseadas em cogeração, nas pequenas turbinas (microturbinas) a gás e as pequenas células combustíveis, são responsáveis pela conversão de fontes não renováveis em energia elétrica. Todavia estes

combustíveis não renováveis, do ponto de vista econômico, precisam ser adquiridos, ao contrário das fontes renováveis (Viral & Khatod, 2012).

4.2 Revisão Bibliográfica

A seguir são apresentados alguns trabalhos selecionados relacionados com a área de PESDEE que consideram a GD.

Em Griffin *et al.* (2000) foi proposta uma metodologia para a alocação da GD em redes de distribuição, onde as perdas elétricas foram tratadas como carga térmica dos alimentadores que deviam ser minimizadas, considerando a característica da sensibilidade das perdas em razão da localização das demandas. Os resultados das simulações indicaram uma maior redução das perdas elétricas nos alimentadores com elevada densidade de cargas, pois essas demandas podiam ser atendidas no local pela instalação da GD.

Os autores em Tao and Haubrich (2006) apresentaram um método de dois estágios com a conexão de unidades de GD, aplicado a redes de distribuição que possuíam estrutura malhada ou interconectada no planejamento de longo prazo. Neste trabalho foram mencionados os efeitos da elevação das tensões nodais, e das correntes de curto-circuito resultantes da presença da GD. As incertezas climáticas afetaram a potência de saída da GD, onde se consideraram os piores cenários em opção aos fluxos de potência probabilísticos, para a determinação das perdas elétricas.

O trabalho publicado em Acharya *et al.* (2006) empregou uma expressão analítica para o cálculo da capacidade da GD, sendo as perdas elétricas, respectivas ao barramento de conexão, listadas, e a barra relativa ao menor valor das perdas é definida como o melhor local de inserção da GD. Os resultados obtidos para topologias malhada e radiais mostraram que as perdas elétricas podem variar muito dependendo da localização da GD.

Em Haffner *et al.* (2008b) são expostos os resultados dos casos do modelo multiestágio para o problema de PESDEE com e sem a presença de GD, baseados na formulação matemática apresentada em Haffner *et al.* (2008a). No modelo, a inserção da GD é representada pelo custo de operação em termos da capacidade instalada. O custo de operação da GD cresceu com o patamar de carga da sua barra, e não houve a necessidade de operação da unidade nos períodos com carga leve no sistema teste usado na simulação.

Em Khalesi *et al.* (2011), a determinação do melhor local para a instalação da GD foi determinada com o auxílio da programação dinâmica aplicada a um problema de função multiobjetivo, baseado na minimização das perdas elétricas, no aumento da confiabilidade e na melhoria do perfil de tensão. Outro benefício da inserção da GD citado pelos autores consistiu na diminuição do carregamento do sistema de transmissão, e os resultados evidenciaram uma poupança significativa de recursos financeiros advindos da redução das perdas e melhora da confiabilidade relativas a operação da GD.

Os autores em Payasi *et al.* (2011) apresentaram um resumo dos objetivos e das restrições inerentes da presença da GD em problemas de PESDEE, bem como os algoritmos dedicados a solução. Dentre os objetivos, são citados a minimização das perdas elétricas, a maximização da capacidade instalada da GD, e a maximização do benefício social ligado à produção de energia pela GD. Também se observou que a teoria difusa foi utilizada na modelagem de incertezas, como a geração de energia elétrica.

Em Soudi (2013) foi relatada uma metodologia baseada na maximização da relação entre os benefícios e custos, segundo as melhorias da confiabilidade e da qualidade de energia, versus os custos de investimento, de operação e de manutenção da GD. Verificou-se que a alocação ótima e capacidade da GD não dependeram exclusivamente da redução das perdas totais, nesse caso a confiabilidade de suprimento da demanda se mostrou mais relevante na escolha do local de instalação da GD, e mesmo assim as melhorias citadas foram garantidas.

Outra abordagem para problemas de função multiobjetivo foi apresentada em Zidan *et al.* (2013), que além de considerar os investimentos, a operação, as perdas elétricas, também levou em conta a tecnologia da GD e a emissão de poluentes no modelo. As unidades de GD baseadas em plantas fotovoltaicas e turbinas eólicas foram modeladas como incertezas, enquanto as turbinas a gás não possuíam incertezas. Os resultados comprovaram a diminuição dos custos e das emissões de poluentes, com a vantagem do modelo permitir considerar qualquer tipo de tecnologia de GD.

Em Sadeghi and Kalantar (2014) se utilizou na modelagem de turbinas eólicas de uma estimativa para a geração realizada a partir de cenários, com os dados de velocidade média do vento obtidas por análise probabilística. Os resultados demonstraram que a GD a partir das turbinas eólicas diminuem as perdas elétricas no sistema, e quando a geração eólica é praticamente constante, as interrupções de fornecimento de energia para os consumidores são reduzidas.

Em Huang *et al.* (2014) é apresentado um modelo que trata os níveis de tensão da rede através de limites probabilísticos em razão das incertezas da geração eólica, onde se conhece o cenário, a localização e a forma de conexão da GD. No caso de excesso de geração eólica em relação a demanda, o fluxo reverso da rede para a subestação é tido como ganho, abatendo do custo de aquisição de energia. Os resultados confirmaram a redução dos custos do sistema, e as perdas elétricas são relacionadas com o fluxo de corrente líquida nesta formulação.

Os autores em Muñoz-Delgado *et al.* (2014) também versam sobre a alocação ótima e a capacidade da GD com suporte à geração eólica, mas desta vez para problemas de planejamento multiestágio de PESDEE. A avaliação do impacto da GD é feita através do limite de penetração na rede, sua operação evitou a construção de novos alimentadores para suprimento da demanda, onde os custos de investimento e manutenção foram maiores, mas em contrapartida os custos de produção e perdas elétricas são reduzidos.

Uma metodologia de dois estágios é apresentada em (El-Sayed and Alsaffar, 2016), onde a primeira etapa se dedica a escolha do local de instalação da GD para redução das perdas totais, e a segunda etapa emprega uma técnica iterativa para determinação da capacidade de geração

da planta fotovoltaica. O resultado deixa claro a redução das perdas elétricas, a confiabilidade do sistema melhorou com a atenuação do fluxo pelos alimentadores, e em consequência deste último o perfil de tensão também foi melhorado.

A inserção de GD em sistemas de distribuição diminui a necessidade de investimentos relacionados com a expansão de capacidade de carregamento nos sistemas de transmissão, e pode resultar em uma maior eficiência energética, com a diminuição das perdas elétricas na rede. Porém, estes benefícios não podem ser alcançados sem a determinação do tamanho ótimo da GD que será conectada ao sistema e sem que se determine o melhor local no sistema para a sua conexão. O algoritmo que foi desenvolvido resolve este problema.

O modelo de GD adotado neste trabalho, para o algoritmo, considera a injeção de potência ativa mas não considera o fornecimento de potência reativa (Ackermann *et al.*, 2001). Assim, a capacidade da GD é expressa pela equação da potência ativa injetada, ou seja, o modelo não dispõe de equação para a potência reativa injetada. A ausência deste equacionamento pode representar uma limitação desta abordagem para GD, porém este equacionamento é desnecessário no caso de geradores assíncronos, visto que estes não fornecem potência reativa para a rede de distribuição. Também não se levou em consideração no modelo a tecnologia da GD.

Na próxima subseção é apresentada a metodologia analítica para o planejamento de GD adotada neste trabalho.

4.3 Alocação Ótima e Capacidade da Geração Distribuída

A análise apresentada a seguir procura demonstrar os efeitos da conexão da GD em redes de distribuição, considerando os casos sem a GD, com a GD equivalente a demanda da referida barra, e com a GD maior que a demanda da barra. Os argumentos se delimitam às injeções nas barras e fluxos de potência ativa na rede.

O primeiro caso expressa um típico sistema de distribuição formado por uma subestação conectada a alimentadores de média tensão, e barramentos com demandas de energia elétrica. A subestação é tratada como barra de folga em que se conhece a magnitude da tensão e ângulo, enquanto as demandas correspondem as barras PQ pelo conhecimento das injeções de potência ativa e reativa. A característica radial das redes permite o fluxo de potência ativa unidirecional, partindo da subestação em direção aos pontos de demanda, assim os ângulos dos barramentos a jusante da subestação são todos negativos. O atendimento de grandes demandas distantes da subestação contribuem para a elevação das perdas elétricas, e nos períodos de ponta do consumo o aumento da solicitação do ramal principal em razão do fluxo de potência elevado pode reduzir a confiabilidade do sistema.

A Figura 4.1 ilustra o arranjo da rede de distribuição sem a inserção da GD.

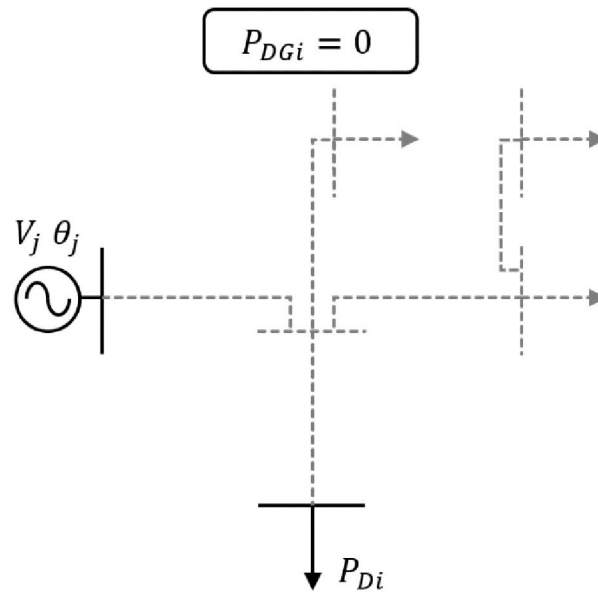


Figura 4.1: Arranjo típico das redes de distribuição.

Se a rede de distribuição contar com a GD instalada na barra da demanda destacada, a injeção de potência ativa nessa barra se anula, em considerando que toda a demanda de ativos seja suprida no local pela nova fonte de geração. Isso provoca uma redução do fluxo de potência ativa em virtude da diminuição do carregamento da rede, facilitando a operação ao liberar parte da capacidade do sistema. Sabendo que o valor da corrente elétrica obedece o fluxo de potência na linha, as perdas elétricas também são reduzidas e conseqüentemente o perfil de tensão da rede é melhorado.

A Figura 4.2 ilustra o suprimento local através da inserção da GD.

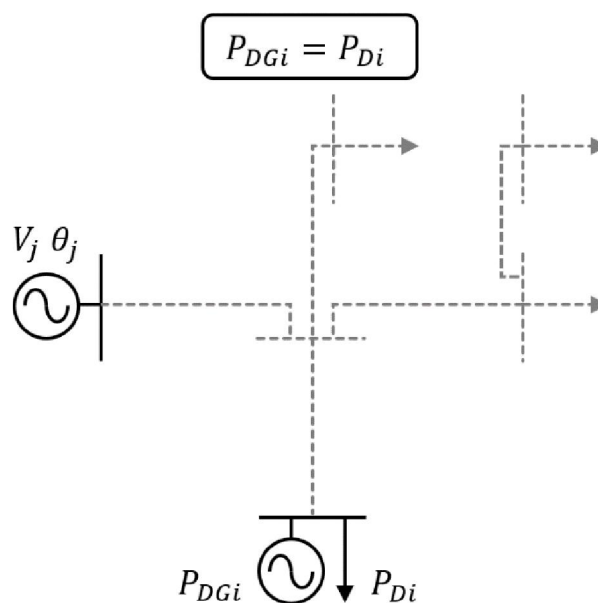


Figura 4.2: Arranjo com suprimento local da GD.

O último caso descreve um cenário de geração maior do que a demanda, onde o excesso de potência ativa gerada é injetada na rede, mudando o sentido de fluxo de potência ativa através da linha conectada ao barramento da GD. O suprimento das demandas existentes não dependem exclusivamente da subestação, essa característica melhora a confiabilidade e reduz o custo de aquisição da energia elétrica do sistema de transmissão. Esse arranjo implica na revisão dos estudos e especificações dos equipamentos de proteção, quando se considera o fluxo de corrente bidirecional, além das mudanças das correntes de curto-circuito resultantes da inserção da GD.

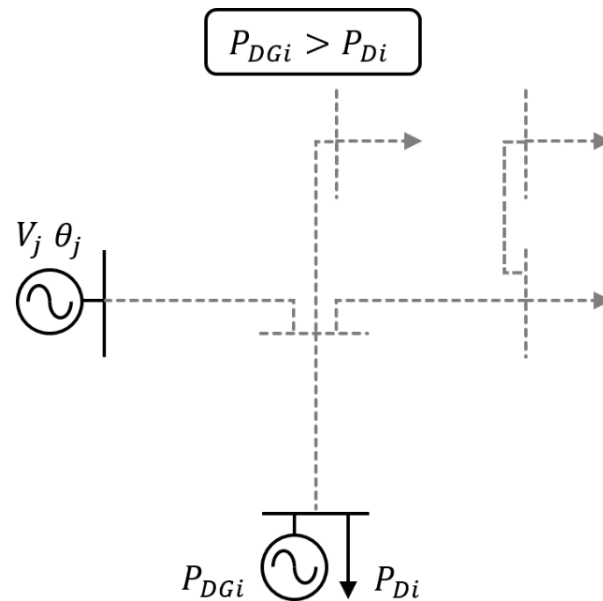


Figura 4.3: Arranjo com a injeção de potência da GD na rede.

Esta análise apresenta os efeitos da presença da GD na rede de distribuição, e os resultados esperados desta presença podem ser otimizados mediante a determinação do melhor local e da capacidade da GD a ser adicionada ao sistema.

Na segunda etapa de execução do algoritmo é realizada uma análise para a determinação da indicação da melhor barra para a conexão de GD e da sua capacidade ótima para a operação do sistema, considerando a topologia estabelecida na etapa de execução anterior. Esta etapa de execução é baseada no método analítico e utiliza uma versão modificada da metodologia para a minimização das perdas elétricas (Acharya *et al.*, 2006; Payasi *et al.*, 2011; Viral & Khatod, 2012).

Uma metodologia analítica utiliza expressões algébricas que são necessárias para as análises de aplicação.

A capacidade ótima de injeção de potência da GD para cada barra i do conjunto B , para a minimização das perdas na operação da topologia estabelecida na primeira etapa de execução do AHC, é determinada pela expressão algébrica apresentada a seguir.

$$PG_i^B = dp_i + \frac{1}{\alpha_{i,i}} \left[- \sum_{j=1, j \neq i}^N (\alpha_{i,j} P_j - \beta_{i,j} Q_j) \right] \quad (4.1)$$

Em (4.1), N representa o número de barras, os parâmetros P_j e Q_j representam as injeções líquidas de potência ativa e reativa localizadas na barra j do sistema. Assim, as expressões usadas para a determinação destes parâmetros são apresentadas a seguir.

$$P_j = p_j - dp_j \quad (4.2)$$

$$Q_j = q_j - dq_j \quad (4.3)$$

Ainda em (4.1), os coeficientes $\alpha_{i,j}$ e $\beta_{i,j}$ são determinados considerando parâmetros da matriz $[Zbarra]$ que são obtidos através da inversa da matriz $[Ybarra]$, eliminando-se a linha e a coluna referentes à subestação da topologia radial estabelecida (Acharya *et al.*, 2006), e variáveis encontradas através do modelo matemático para a última iteração da primeira etapa de execução do AHC. As expressões algébricas a seguir são utilizadas para a determinação destes coeficientes.

$$\alpha_{i,j} = \frac{R_{i,j}}{V_i V_j} \cos \theta_{i,j} \quad (4.4)$$

$$\beta_{i,j} = \frac{R_{i,j}}{V_i V_j} \sin \theta_{i,j} \quad (4.5)$$

Nas expressões (4.4) e (4.5), $R_{i,j}$ representa a parcela resistiva do elemento (i,j) da matriz $[Zbarra]$. As variáveis V_i , V_j e $\theta_{i,j}$ são fornecidas pelo modelo matemático.

Uma vez estabelecida a capacidade ótima de injeção de potência ativa da GD para cada barra i do conjunto B, o próximo passo da segunda etapa de execução do AHC é encontrar o local de conexão ótimo para a GD em termos de operação (minimização das perdas elétricas totais) da topologia radial determinada.

As simulações considerando a conexão da GD em cada barra por vez e a determinação das perdas totais necessita de muitas soluções do modelo matemático, tal quantas forem as barras da topologia radial determinada. Ao invés disto, o AHC aproveita os dados obtidos com a solução do modelo matemático na última iteração da primeira etapa de operação e simula a conexão da GD em cada barra da topologia com as capacidades estabelecidas por (4.1) e calcula as perdas totais.

As perdas totais assim calculadas são aproximadas, mas neste momento são usadas apenas para identificar a melhor localização (conexão da GD na barra que produz as menores perdas totais). Resultados numéricos mostraram que as perdas aproximadas possuem o mesmo comportamento que as calculadas com precisão (Acharya *et al.*, 2006), ou em outras palavras,

se as perdas determinadas com precisão indicam que o mínimo ocorre com a conexão da GD em uma determinada barra, as perdas determinadas por aproximação indicarão a mesma barra, apenas os valores das perdas não serão iguais, mas o que se busca neste momento é a indicação da barra com conexão da GD que produza as menores perdas totais para a operação da topologia radial.

A expressão para determinação das perdas totais é apresentada a seguir.

$$PT = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [\alpha_{i,j}(P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{i,j}(Q_i P_j - P_i Q_j)] \quad (4.6)$$

Uma vez identificada a barra para conexão que produza as menores perdas totais, o modelo matemático é novamente utilizado para a determinação das perdas totais com precisão (coeficientes α e β são atualizados), para a topologia radial do sistema, considerando a capacidade ótima da GD e a sua conexão na barra, previamente indicada, na topologia. Assim, com os resultados do modelo matemático, e a localização e capacidade da GD, aplica-se novamente a expressão (4.6) para a determinação das perdas com precisão.

4.4 Exemplo de Aplicação

Nesta subseção é apresentado um exemplo de aplicação para auxiliar no entendimento do funcionamento da segunda etapa de execução do algoritmo. Assim, pode ser considerado a continuação do processo de execução do algoritmo apresentado no exemplo de aplicação do capítulo anterior. Os resultados obtidos naquele exemplo de aplicação servem como dados de entrada para este.

O primeiro passo envolve a determinação da capacidade da GD regida pela equação 4.1, e deve existir uma equação para cada uma das 9 barras com demanda. A Figura 4.4 representa a capacidade de GD determinada para cada barra candidata à conexão.

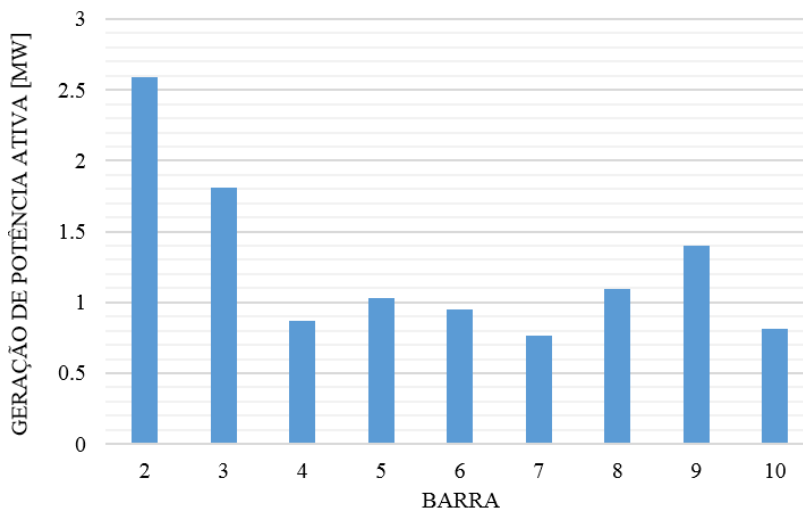


Figura 4.4: Capacidade de geração de potência ativa pela GD.

O segundo passo consiste de adicionar a geração de potência ativa em uma barra, e então calcular as perdas elétricas do sistema pela equação (4.6). Tal procedimento deve ser repetido até ser considerado todas as barras com demanda. O menor valor das perdas no sistema foi obtido quando a fonte de geração é adicionada na barra 9, e assim, esta passa a representar o melhor local de instalação da GD e a respectiva geração de potência ativa exprime a sua capacidade ótima. Na Figura 4.5 são apresentadas as perdas aproximadas deste modelo e as perdas exatas determinadas por fluxo de potência para o sistema teste de 10 barras.

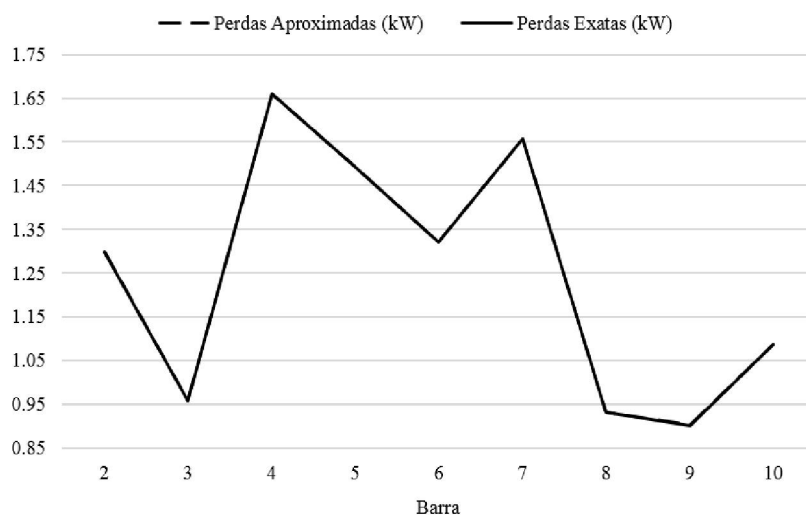


Figura 4.5: Curvas das perdas elétricas do sistema de 10 barras.

O estado da rede que possui o menor valor das perdas elétricas expressa a otimização do fluxo de potência do sistema, resultando na melhor distribuição das correntes elétricas e como consequência a melhora do perfil de tensão. A inserção da GD provocou a mudança do sentido do fluxo de potência ativa do circuito (03-09), também aliviou os fluxos de potência ativa nos circuitos (01-02) e (02-03), ou seja, reduziu o carregamento do tronco principal da subestação. A Figura 4.6 ilustra os perfis de tensão obtidos com a rotina de fluxo de potência.

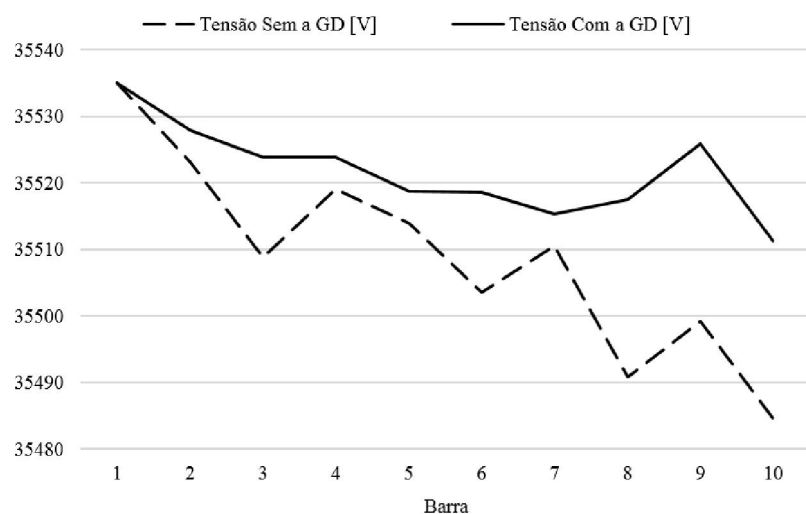


Figura 4.6: Perfis de tensão do sistema de 10 barras.

4.5 Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo abordou assuntos relacionados à GD. Este conceito alternativo de geração permite o aproveitamento das fontes renováveis de energia, e busca reduzir a dependência das fontes energéticas mais poluentes.

A revisão dos trabalhos presentes na literatura especializada apresentou diferentes formas de considerar a GD no PESDEE e foi visto que os modelos para a representação podem levar em conta critérios de investimentos, de confiabilidade, de manutenção e operação. O foco principal das análises se resume à melhoria da eficiência global destes sistemas, em virtude da redução das perdas elétricas.

Neste capítulo também foi descrito a segunda etapa de execução do algoritmo, ou seja, a forma como é elaborado o plano para indicar a melhor barra para a conexão da GD e a capacidade ótima da GD para minimizar as perdas elétricas na operação. Este procedimento de solução foi detalhado através de um exemplo de aplicação.

No próximo capítulo são apresentados os sistemas testes utilizados para a simulação do algoritmo e os respectivos resultados obtidos com a simulação.

Capítulo 5

Testes e Resultados

Neste capítulo são apresentados os sistemas testes e os resultados que foram obtidos com a simulação do AHC para resolver estes sistemas.

O algoritmo foi implementado em linguagem GAMS, através da versão 23.0 do software. Estes resultados que são apresentados foram obtidos com a utilização de um Desktop PC Daten Intel® Core™ i7 4790K 3.60 GHz com 8GB RAM.

Nas próximas subseções são apresentados os sistemas testes que foram considerados e os respectivos resultados obtidos com a simulação do algoritmo.

5.1 Sistema de 23 barras

Este sistema teste é conhecido da literatura especializada, e já foi utilizado em trabalhos apresentados por (Gomez *et al.*, 2004; Lavorato *et al.*, 2010; Rocha *et al.*, 2012b; Mendonça, 2014; Brandt, 2016; Cuno, 2016). O sistema de 23 barras não possui circuitos construídos na sua configuração inicial, mas considera a possibilidade de 35 linhas candidatas a construção.

Este sistema possui tensão nominal de 34,5 kV, podendo operar obedecendo os limites de tensão de 33,465 kV e 35,535 kV, ou seja, com uma variação percentual de $\pm 3\%$.

A subestação alocada na barra 1 possui uma capacidade de suprimento de 10 MVA, atua como referência de tensão e ângulo do sistema, de 35,535 kV e 0 rad respectivamente.

Existem 22 barras de carga onde se conhecem as demandas de potência ativa e reativa, a partir dos dados da demanda de potência aparente e fator de potência 0,9 atrasado.

Os dados dos barramentos relativos ao fornecimento e as demandas são apresentados na Tabela 5.1, os dados dos circuitos candidatos são apresentados na Tabela 5.2, e os dados do condutor utilizado na construção dos circuitos são apresentados na Tabela 5.3.

Na Tabela 5.1, S_D representa a demanda de potência aparente na barra, e S_0 o fornecimento de potência aparente pelo barramento da subestação.

Tabela 5.1: Dados dos Barramentos do Sistema de 23 Barras

Barra	S_D (kVA)	S_0 (kVA)	Barra	S_D (kVA)	S_0 (kVA)
1	-	10000	13	320	-

2	-	-	14	320	-
3	640	-	15	320	-
4	320	-	16	320	-
5	320	-	17	320	-
6	320	-	18	320	-
7	320	-	19	320	-
8	320	-	20	320	-
9	320	-	21	320	-
10	320	-	22	320	-
11	320	-	23	320	-
12	320	-			

Tabela 5.2: Dados dos Circuitos Candidatos do Sistema de 23 Barras

Barra De	Barra Para	Comprimento (km)	Barra De	Barra Para	Comprimento (km)
1	10	0,20209	10	20	0,69728
2	8	0,07560	11	13	0,50527
3	8	2,70790	11	21	0,63941
3	9	1,82020	11	22	0,69245
3	16	4,22370	12	15	0,98085
4	5	0,94020	12	23	0,67855
4	6	1,50170	13	15	0,62291
4	8	2,30530	14	17	0,44821
4	9	3,44790	14	23	0,48604
5	14	1,01620	15	18	0,57114
5	23	0,64091	15	21	0,60687
6	7	0,81807	16	20	0,50185
6	14	0,81772	16	22	0,94829
6	16	1,17520	17	18	0,44113
7	8	0,68661	19	20	0,73027
8	9	2,05670	19	21	0,55500
10	14	0,42971	19	22	0,58266
10	19	0,59489			

Tabela 5.3: Dados do Condutor dos Circuitos

Tipo	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Custo (US\$/km)	Capacidade (A)
1/0	0,6045	0,4290	10000	230

A Figura 5.1 ilustra a localização da subestação, dos demais barramentos que possuem demanda de energia elétrica, e das linhas candidatas à construção entre as barras da rede.

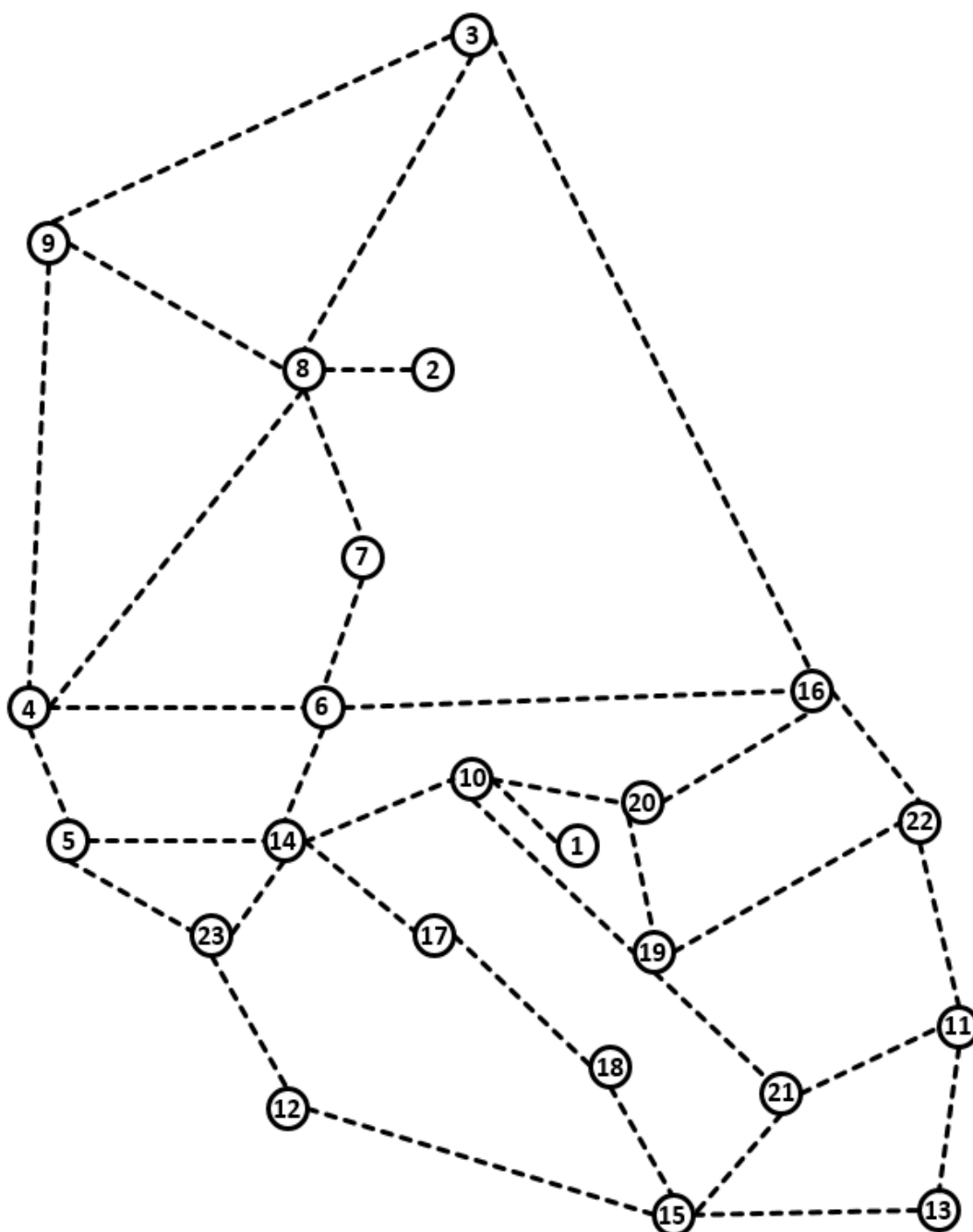


Figura 5.1: Configuração inicial do sistema de 23 barras.

5.1.1 Resultados para o sistema de 23 barras

A solução do problema de PESDEE para o sistema de 23 barras foi obtida em 21 iterações do AHC especializado, a cada iteração da primeira etapa de execução do algoritmo, o IS definido pelas expressões (3.1) e (3.2) se encarregou da escolha daquelas linhas candidatas a serem construídas, e o tempo de execução foi de 34 s.

A Tabela 5.4 detalha a solução iterativa do problema para o sistema de 23 barras, onde o custo de construção para cada circuito depende do seu respectivo comprimento.

Tabela 5.4: Dados da Solução Iterativa para o Sistema de 23 Barras

Iteração	IS (Linhas Candidatas)	Linha Escolhida	Ação	Custo (US\$)
1	IS₀₁₋₁₀=15,600	(01-10)	Construção	2020,90
2	IS₁₀₋₁₄=3,665 IS ₁₀₋₁₉ =1,444; IS ₁₀₋₂₀ =0,821	(10-14)	Construção	4297,10
3	IS ₀₅₋₁₄ =0,282; IS ₀₆₋₁₄ =0,701 IS₁₀₋₁₉=1,444 ; IS ₁₀₋₂₀ =0,821 IS ₁₄₋₁₇ =0,638; IS ₁₄₋₂₃ =0,589	(10-19)	Construção	5948,90
4	IS ₀₅₋₁₄ =0,282 IS ₀₆₋₁₄ =0,700; IS ₁₀₋₂₀ =0,821 IS ₁₄₋₁₇ =0,638; IS ₁₄₋₂₃ =0,589 IS₁₉₋₂₁=1,031 ; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(19-21)	Construção	5550,00
5	IS ₀₅₋₁₄ =0,282; IS ₀₆₋₁₄ =0,700 IS₁₀₋₂₀=0,821 ; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS ₁₄₋₁₇ =0,638; IS ₁₄₋₂₃ =0,589 IS ₁₅₋₂₁ =0,236; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(10-20)	Construção	6972,80
6	IS ₀₅₋₁₄ =0,282; IS ₀₆₋₁₄ =0,700 IS ₁₁₋₂₁ =0,442; IS ₁₄₋₁₇ =0,638 IS ₁₄₋₂₃ =0,589; IS ₁₅₋₂₁ =0,242 IS₁₆₋₂₀=0,856 ; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(16-20)	Construção	5018,50
7	IS ₀₃₋₁₆ =0,068; IS ₀₅₋₁₄ =0,282 IS₀₆₋₁₄=0,700 ; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS ₁₄₋₁₇ =0,638; IS ₁₄₋₂₃ =0,589 IS ₁₅₋₂₁ =0,236; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(06-14)	Construção	8177,20
8	IS ₀₃₋₁₆ =0,068; IS ₀₅₋₁₄ =0,282 IS ₀₆₋₀₇ =0,524; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS₁₄₋₁₇=0,638 ; IS ₁₄₋₂₃ =0,589 IS ₁₅₋₂₁ =0,236; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(14-17)	Construção	4482,10
9	IS ₀₃₋₁₆ =0,068; IS ₀₅₋₁₄ =0,282 IS ₀₆₋₀₇ =0,524; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS₁₄₋₂₃=0,589 ; IS ₁₅₋₂₁ =0,236 IS ₁₇₋₁₈ =0,324; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(14-23)	Construção	4860,40
10	IS ₀₃₋₁₆ =0,068 IS ₀₄₋₀₆ =0,095; IS ₀₅₋₂₃ =0,223 IS₀₆₋₀₇=0,524 ; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS ₁₅₋₂₁ =0,236 IS ₁₇₋₁₈ =0,324; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(06-07)	Construção	8180,70

11	IS ₀₃₋₁₆ =0,068 IS ₀₄₋₀₆ =0,095; IS ₀₅₋₂₃ =0,223 IS ₀₇₋₀₈ =0,416; IS₁₁₋₂₁=0,447 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS ₁₅₋₂₁ =0,236 IS ₁₇₋₁₈ =0,324; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(11-21)	Construção	6394,10
12	IS ₀₄₋₀₆ =0,095; IS ₀₅₋₂₃ =0,223 IS₀₇₋₀₈=0,832 ; IS ₁₁₋₁₃ =0,283 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS ₁₅₋₂₁ =0,236 IS ₁₇₋₁₈ =0,324; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(07-08)	Construção	6866,10
13	IS ₀₃₋₀₈ =0,105 IS ₀₄₋₀₆ =0,095; IS ₀₅₋₂₃ =0,223 IS ₀₈₋₀₉ =0,069; IS ₁₁₋₁₃ =0,283 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS ₁₅₋₂₁ =0,236 IS₁₇₋₁₈=0,324 ; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(17-18)	Construção	4411,30
14	IS ₀₃₋₀₈ =0,105; IS ₀₄₋₀₆ =0,095 IS ₀₅₋₂₃ =0,223; IS ₀₈₋₀₉ =0,069 IS₁₁₋₁₃=0,283 ; IS ₁₂₋₂₃ =0,211 IS ₁₅₋₂₁ =0,236; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(11-13)	Construção	5052,70
15	IS ₀₃₋₀₈ =0,105; IS ₀₄₋₀₆ =0,095 IS ₀₅₋₂₃ =0,223; IS ₀₈₋₀₉ =0,069 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS ₁₃₋₁₅ =0,000 IS ₁₅₋₂₁ =0,236; IS₁₉₋₂₂=0,246	(19-22)	Construção	5826,60
16	IS ₀₃₋₀₈ =0,105; IS ₀₄₋₀₆ =0,095 IS ₀₅₋₂₃ =0,223; IS ₀₈₋₀₉ =0,069 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS₁₅₋₂₁=0,236	(15-21)	Construção	6068,70
17	IS ₀₃₋₀₈ =0,105 IS ₀₄₋₀₆ =0,095; IS₀₅₋₂₃=0,223 IS ₀₈₋₀₉ =0,069; IS ₁₂₋₂₃ =0,211	(05-23)	Construção	6409,10
18	IS ₀₃₋₀₈ =0,105 IS ₀₄₋₀₅ =0,000; IS ₀₄₋₀₆ =0,095 IS ₀₈₋₀₉ =0,069; IS₁₂₋₂₃=0,211	(12-23)	Construção	6785,50
19	IS ₀₃₋₀₈ =0,105; IS₀₄₋₀₅=0,152 IS ₀₄₋₀₈ =0,000; IS ₀₈₋₀₉ =0,069	(04-05)	Construção	9402,00
20	IS₀₃₋₀₈=0,105 ; IS ₀₈₋₀₉ =0,069	(03-08)	Construção	27079,00
21	IS ₀₃₋₀₉ =0,000; IS₀₈₋₀₉=0,069	(08-09)	Construção	20567,00
22	-	-	-	-

A Figura 5.2 representa a topologia radial final obtida com a primeira etapa de execução do algoritmo.

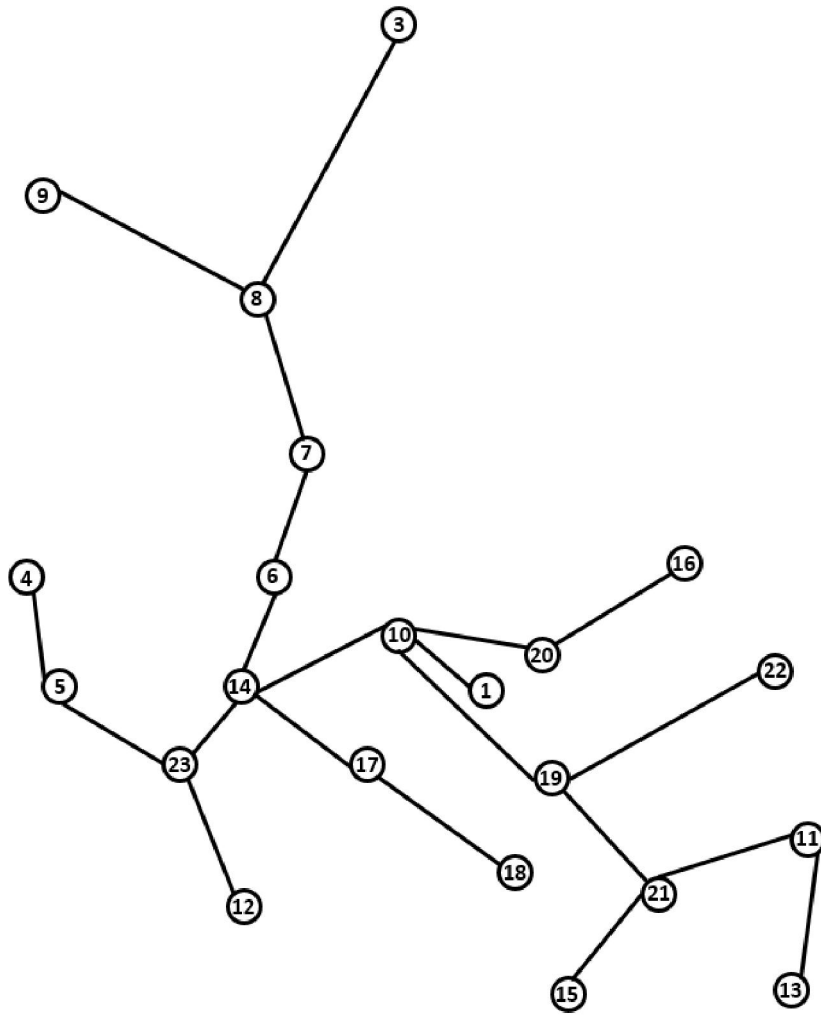


Figura 5.2: Configuração final para o sistema de 23 barras.

A Figura 5.3 detalha o valor da função objetivo, o custo de construção das linhas a cada iteração e o custo das adições acumuladas ao término de cada iteração.

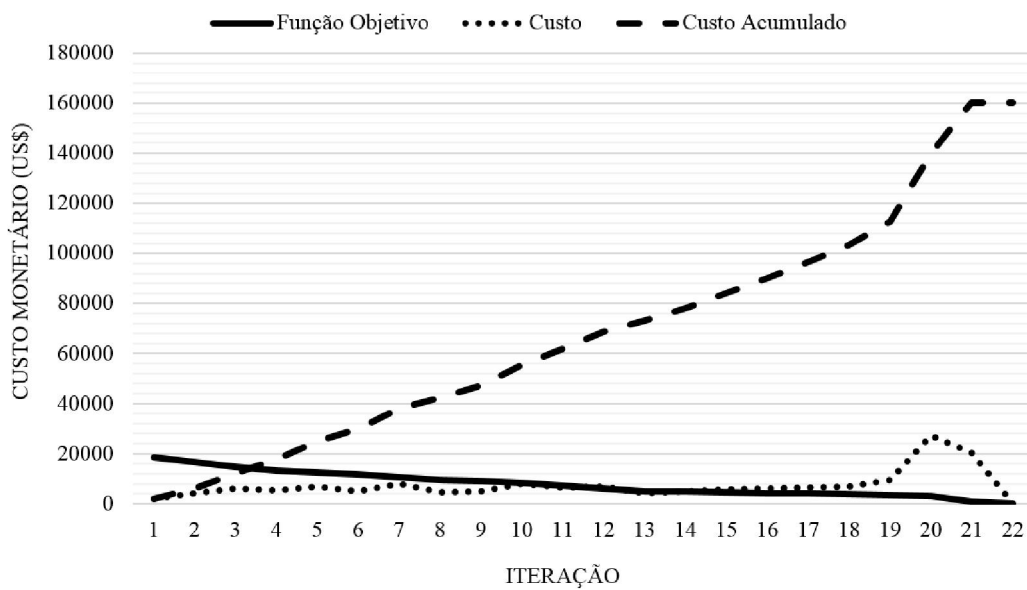


Figura 5.3: Gráfico de investimentos do sistema de 23 barras.

O investimento total para a construção da topologia final da rede somou 160370,70 US\$. A ausência da barra 2 é justificada pela característica do IS, pois este não adiciona linhas que conectem barramentos sem demandas de energia elétrica.

A Figura 5.4 apresenta a geração de potência ativa para as barras candidatas a receber a GD do sistema de 23 barras, calculada pela expressão analítica (4.1).

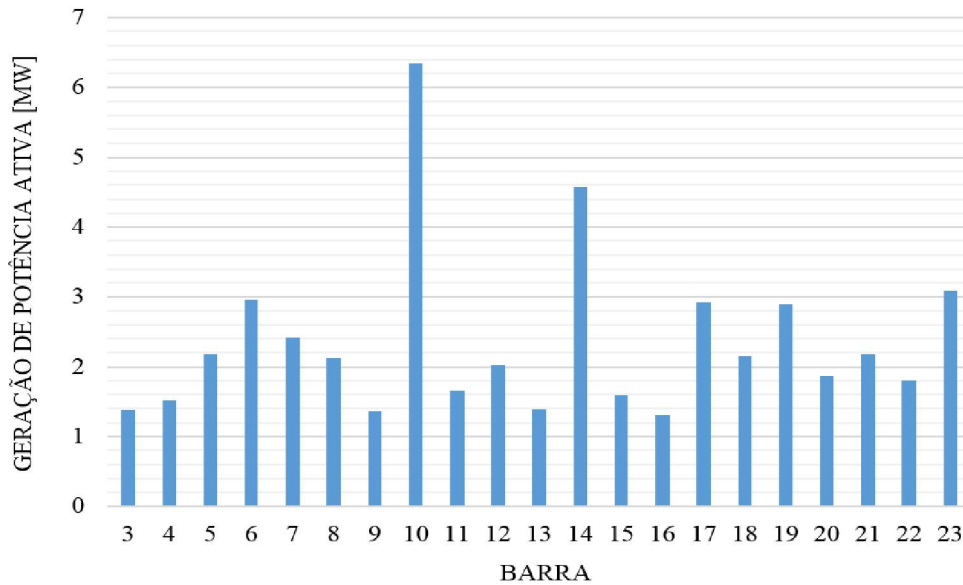


Figura 5.4: Capacidade da GD para o sistema de 23 barras.

A geração de potência ativa, ilustrada na Figura 5.4, deve ser adicionada à respectiva barra para a determinação das perdas elétricas com a inserção da GD. A Figura 5.5 apresenta as perdas elétricas aproximadas fornecidas pelo modelo da geração distribuída e as perdas exatas do fluxo de potência baseado em Newton Raphson.

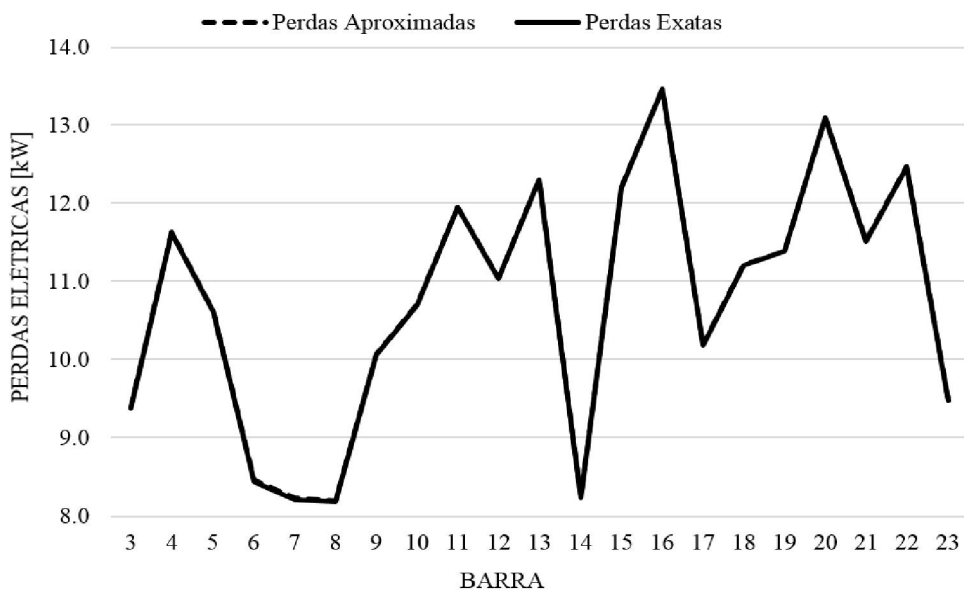


Figura 5.5: Curvas das perdas elétricas do sistema de 23 barras.

Observando a Figura 5.5 é possível notar que as perdas elétricas totais são minimizadas quando a GD for inserida na barra 8, e a respectiva geração de potência ativa nesta barra como apresentada na Figura 5.4 representa a sua capacidade ótima. A Tabela 5.5 apresenta uma comparação dos resultados para verificação da influência da GD na rede.

Tabela 5.5: Resultados da Inserção da GD no Sistema de 23 Barras

Caso	P_{DG} (MW)	Perdas Elétricas (kW)	Subestação (MW)
Sem a GD	-	14,610	6,350611
Com a GD	2,122113	8,178	4,222065

A presença da GD, conforme apresentado na Tabela 5.5 provoca uma redução de 44% no valor das perdas elétricas na rede, onde a geração de potência ativa pela GD resulta na liberação de 21% da capacidade de suprimento da subestação.

Os fluxos de potência ativa nas linhas (3-8) e (8-9) mantiveram as magnitudes e o sentido, enquanto o fluxo de potência ativa no circuito (7-8) mudou tanto a magnitude quanto o sentido. Isso equivale a dizer que a GD supre as demandas de potência ativa nas barras 3, 8 e 9, e injeta o restante para consumo do sistema no sentido da barra 7.

Embora os valores dos ângulos das tensões nas barras citadas acima tenham mudado com a inserção da GD, os fluxos de potência ativa nos circuitos mencionados seguem o sentido do maior para o menor ângulo nodal.

O perfil de tensão da rede também mudou com a inserção da GD, e o incremento dos seus níveis é mais significativo para os barramentos 3, 8 e 9. A Figura 5.6 ilustra os perfis de tensão do sistema de 23 barras com e sem a presença da GD.

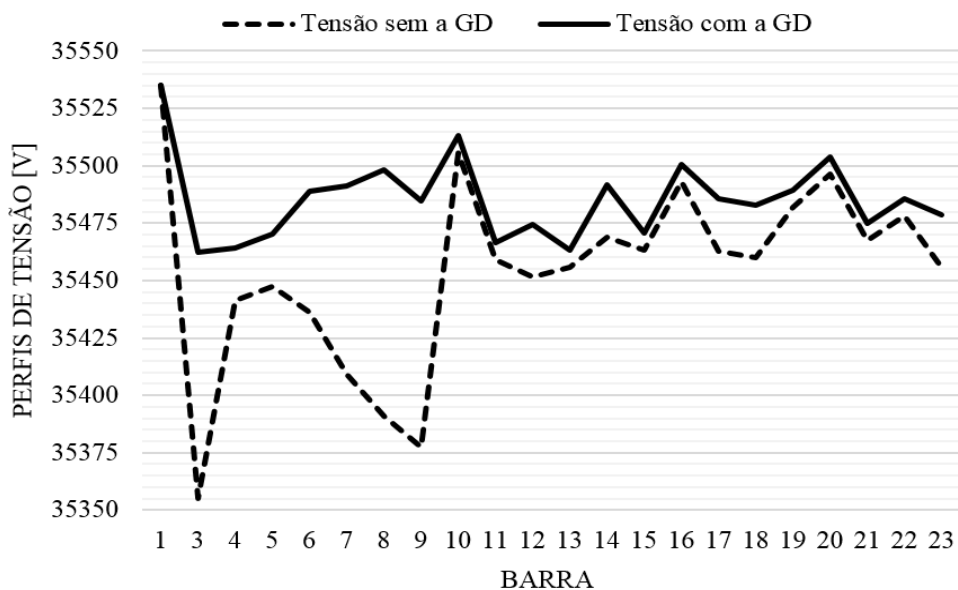


Figura 5.6: Perfis de tensão do sistema de 23 barras.

5.2 Sistema de 33 barras

Este sistema teste é conhecido da literatura especializada, e já foi utilizado em trabalhos apresentados por (Mendonça, 2014; Brandt, 2016; Cuno, 2016).

O sistema de 33 barras não possui circuitos construídos na sua configuração inicial, mas considera a possibilidade de 37 linhas candidatas à construção. Este sistema possui tensão nominal de 34,5 kV, podendo operar obedecendo os limites de tensão de 33,465 kV e 35,535 kV, ou seja, com uma variação percentual de $\pm 3\%$.

A subestação alocada na barra 0 possui uma capacidade de suprimento de 10 MVA, atua como referência de tensão e ângulo do sistema, de 35,535 kV e 0 rad respectivamente.

Existem 32 barras de carga onde se conhecem as demandas de potência ativa e reativa, a partir dos dados da demanda de potência aparente e fator de potência 0,9 atrasado.

Os dados dos barramentos relativos ao fornecimento e as demandas são apresentados na Tabela 5.6, e os dados dos circuitos candidatos são vistos na Tabela 5.7.

Na tabela 5.6, S_D representa a demanda de potência aparente na barra, e S_0 o fornecimento de potência aparente pelo barramento da subestação.

Tabela 5.6: Dados dos Barramentos do Sistema de 33 Barras

Barra	S_D (kVA)	S_0 (kVA)	Barra	S_D (kVA)	S_0 (kVA)
0	0,000	10000	17	98,489	-
1	116,620	-	18	98,489	-
2	98,489	-	19	98,489	-
3	144,220	-	20	98,489	-
4	67,082	-	21	98,489	-
5	63,246	-	22	102,960	-
6	223,610	-	23	465,190	-
7	223,610	-	24	465,190	-
8	63,246	-	25	65,000	-
9	63,246	-	26	65,000	-
10	54,083	-	27	63,246	-
11	69,462	-	28	138,920	-
12	69,462	-	29	632,460	-
13	144,220	-	30	165,530	-
14	60,828	-	31	232,590	-
15	63,246	-	32	72,111	-
16	63,246	-			

Tabela 5.7: Dados dos Circuitos Candidatos do Sistema de 33 Barras

Barra De	Barra Para	Comprimento (km)	Barra De	Barra Para	Comprimento (km)
0	1	0,1396	13	14	1,0673
1	2	0,7464	14	15	1,2467
1	18	0,3058	15	16	2,9008
2	3	0,5541	16	17	1,2549
2	22	0,7372	17	32	0,9539
3	4	0,5770	18	19	2,7315
4	5	1,4596	19	20	0,8495
5	6	0,8722	20	21	1,5834
5	25	0,3073	22	23	1,5436
6	7	1,0108	23	24	1,5348
7	8	1,7110	24	28	0,9539
7	20	3,8157	25	26	0,4302
8	9	1,7263	26	27	1,9047
8	14	3,8157	27	28	1,4389
9	10	0,2793	28	29	0,7683
10	11	0,5320	29	30	1,8482
11	12	2,5199	30	31	0,6433
11	21	3,8157	31	32	0,8504
12	13	1,2078			

Os dados do condutor utilizado, como a resistência, a reatância, o custo e a capacidade de fluxo de corrente para o sistema de 33 barras são os mesmos apresentados na Tabela 5.3.

A Figura 5.7 ilustra a localização da subestação, dos demais barramentos que possuem demanda de energia elétrica, e das linhas candidatas à construção entre as barras da rede.

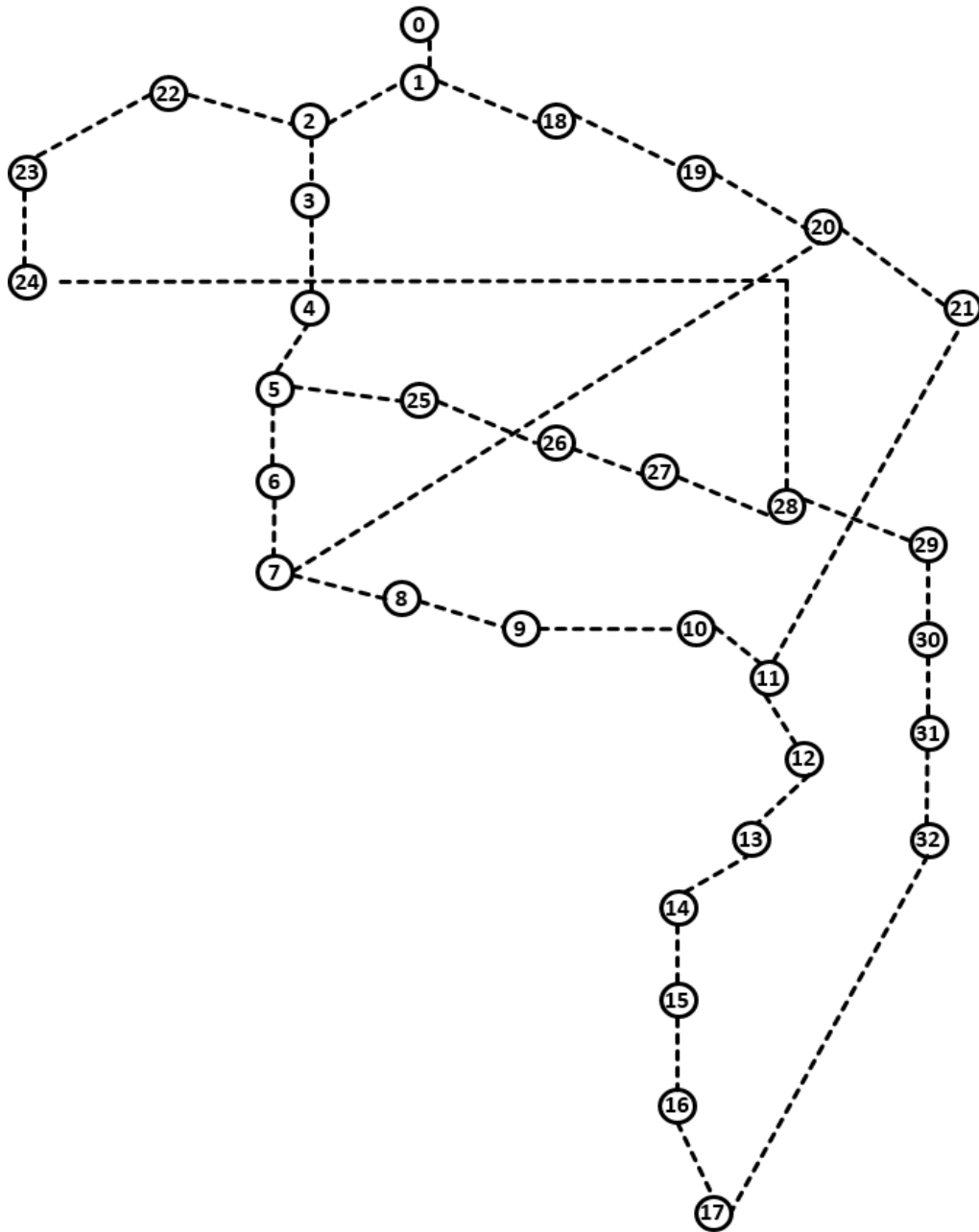


Figura 5.7: Configuração inicial do sistema de 33 barras.

5.2.1 Resultados para o sistema de 33 barras

A solução do problema de PESDEE para o sistema de 33 barras foi obtida em 32 iterações do AHC especializado, e o tempo de execução foi de 38 s. O algoritmo consumiu pouco tempo a mais para estabelecer a solução deste problema com maior número de barras se comparado ao sistema de 23 barras, isto pode ser explicado pelo menor número de circuitos candidatos por barra do sistema, impactando na diminuição das alternativas de escolha do IS.

A Tabela 5.8 detalha a solução iterativa do problema para o sistema de 33 barras, onde o custo de construção para cada circuito depende do seu respectivo comprimento.

Tabela 5.8: Dados da Solução Iterativa para o Sistema de 33 Barras

Iteração	IS (Linhas Candidatas)	Linha Escolhida	Ação	Custo (US\$)
1	IS₀₀₋₀₁=14,591	(00-01)	Construção	1396,00
2	IS₀₁₋₀₂=2,339 ; IS ₀₁₋₁₈ =0,780	(01-02)	Construção	7464,00
3	IS ₀₁₋₁₈ =0,780 IS ₀₂₋₀₃ =1,100; IS₀₂₋₂₂=1,477	(02-22)	Construção	7372,00
4	IS ₀₁₋₁₈ =0,780 IS₀₂₋₀₃=1,100 ; IS ₂₂₋₂₃ =0,675	(02-03)	Construção	5541,00
5	IS ₀₁₋₁₈ =0,780 IS₀₃₋₀₄=0,944 ; IS ₂₂₋₂₃ =0,675	(03-04)	Construção	5770,00
6	IS₀₁₋₁₈=0,737 IS ₀₄₋₀₅ =0,362; IS ₂₂₋₂₃ =0,675	(01-18)	Construção	3058,00
7	IS ₀₄₋₀₅ =0,366 IS ₁₈₋₁₉ =0,064; IS₂₂₋₂₃=0,675	(22-23)	Construção	15436,00
8	IS ₀₄₋₀₅ =0,395 IS ₁₈₋₁₉ =0,048; IS₂₃₋₂₄=0,542	(23-24)	Construção	15348,00
9	IS ₀₄₋₀₅ =0,395 IS ₁₈₋₁₉ =0,048; IS₂₄₋₂₈=0,654	(24-28)	Construção	9539,00
10	IS ₀₄₋₀₅ =0,395; IS ₁₈₋₁₉ =0,048 IS ₂₇₋₂₈ =0,000; IS₂₈₋₂₉=0,731	(28-29)	Construção	7683,00
11	IS₀₄₋₀₅=0,380 ; IS ₁₈₋₁₉ =0,048 IS ₂₇₋₂₈ =0,000; IS ₂₉₋₃₀ =0,164	(04-05)	Construção	14596,00
12	IS₀₅₋₀₆=0,510 IS ₀₅₋₂₅ =0,257; IS ₁₈₋₁₉ =0,048 IS ₂₇₋₂₈ =0,006; IS ₂₉₋₃₀ =0,161	(05-06)	Construção	8722,00
13	IS ₀₅₋₂₅ =0,226 IS₀₆₋₀₇=0,358 ; IS ₁₈₋₁₉ =0,048 IS ₂₇₋₂₈ =0,013; IS ₂₉₋₃₀ =0,152	(06-07)	Construção	10108,00
14	IS₀₅₋₂₅=0,226 IS ₀₇₋₀₈ =0,153; IS ₁₈₋₁₉ =0,048 IS ₂₇₋₂₈ =0,013; IS ₂₉₋₃₀ =0,152	(05-25)	Construção	3073,00
15	IS₀₇₋₀₈=0,153 IS ₁₈₋₁₉ =0,048; IS ₂₅₋₂₆ =0,095 IS ₂₇₋₂₈ =0,013; IS ₂₉₋₃₀ =0,152	(07-08)	Construção	17110,00
16	IS ₀₈₋₀₉ =0,066; IS ₀₈₋₁₄ =0,031 IS ₁₈₋₁₉ =0,048; IS ₂₅₋₂₆ =0,095 IS ₂₇₋₂₈ =0,013; IS₂₉₋₃₀=0,152	(29-30)	Construção	18482,00
17	IS ₀₇₋₂₀ =0,000 IS ₀₈₋₀₉ =0,066; IS ₀₈₋₁₄ =0,031 IS ₁₈₋₁₉ =0,048; IS ₂₅₋₂₆ =0,099	(30-31)	Construção	6433,00

	IS ₂₇₋₂₈ =0,012; IS₃₀₋₃₁=0,322			
18	IS ₀₇₋₂₀ =0,000 IS ₀₈₋₀₉ =0,066; IS ₀₈₋₁₄ =0,031 IS ₁₈₋₁₉ =0,048; IS ₂₅₋₂₆ =0,099 IS ₂₇₋₂₈ =0,012; IS₃₁₋₃₂=0,122	(31-32)	Construção	8504,00
19	IS ₀₈₋₀₉ =0,066; IS ₀₈₋₁₄ =0,031 IS ₁₇₋₃₂ =0,075; IS ₁₈₋₁₉ =0,048 IS₂₅₋₂₆=0,099 ; IS ₂₇₋₂₈ =0,012	(25-26)	Construção	4302,00
20	IS ₀₈₋₀₉ =0,066; IS ₀₈₋₁₄ =0,031 IS₁₇₋₃₂=0,075 ; IS ₁₈₋₁₉ =0,048 IS ₂₆₋₂₇ =0,010; IS ₂₇₋₂₈ =0,008	(17-32)	Construção	9539,00
21	IS₀₈₋₀₉=0,066 ; IS ₀₈₋₁₄ =0,031 IS ₁₆₋₁₇ =0,024; IS ₁₈₋₁₉ =0,048 IS ₂₆₋₂₇ =0,010; IS ₂₇₋₂₈ =0,008	(08-09)	Construção	17263,00
22	IS ₀₇₋₂₀ =0,000; IS ₀₈₋₁₄ =0,007 IS₀₉₋₁₀=0,694 ; IS ₁₆₋₁₇ =0,045 IS ₁₈₋₁₉ =0,032; IS ₂₇₋₂₈ =0,020	(09-10)	Construção	2793,00
23	IS ₀₇₋₂₀ =0,000; IS ₀₈₋₁₄ =0,007 IS₁₀₋₁₁=0,319 ; IS ₁₆₋₁₇ =0,045 IS ₁₈₋₁₉ =0,032; IS ₂₇₋₂₈ =0,020	(10-11)	Construção	5320,00
24	IS ₀₇₋₂₀ =0,000 IS ₀₈₋₁₄ =0,007; IS ₁₁₋₁₂ =0,038 IS ₁₁₋₂₁ =0,011; IS₁₆₋₁₇=0,045 IS ₁₈₋₁₉ =0,032; IS ₂₇₋₂₈ =0,020	(16-17)	Construção	12549,00
25	IS ₀₇₋₂₀ =0,000 IS ₀₈₋₁₄ =0,007; IS₁₁₋₁₂=0,038 IS ₁₁₋₂₁ =0,011; IS ₁₅₋₁₆ =0,010 IS ₁₈₋₁₉ =0,032; IS ₂₇₋₂₈ =0,020	(11-12)	Construção	25199,00
26	IS ₀₇₋₂₀ =0,000 IS ₀₈₋₁₄ =0,007; IS ₁₁₋₂₁ =0,011 IS₁₂₋₁₃=0,053 ; IS ₁₅₋₁₆ =0,010 IS ₁₈₋₁₉ =0,032; IS ₂₇₋₂₈ =0,020	(12-13)	Construção	12078,00
27	IS ₀₇₋₂₀ =0,000; IS ₁₁₋₂₁ =0,011 IS₁₃₋₁₄=0,052 ; IS ₁₈₋₁₉ =0,032 IS ₂₆₋₂₇ =0,000; IS ₂₇₋₂₈ =0,020	(13-14)	Construção	10673,00
28	IS ₀₇₋₂₀ =0,000; IS ₁₁₋₂₁ =0,011 IS ₁₄₋₁₅ =0,023; IS₁₈₋₁₉=0,032 IS ₂₆₋₂₇ =0,000; IS ₂₇₋₂₈ =0,020	(18-19)	Construção	27315,00
29	IS ₀₇₋₂₀ =0,000; IS ₁₁₋₂₁ =0,011 IS ₁₄₋₁₅ =0,023; IS₁₉₋₂₀=0,052 IS ₂₆₋₂₇ =0,000; IS ₂₇₋₂₈ =0,020	(19-20)	Construção	8495,00

30	IS ₁₁₋₂₁ =0,011 IS ₁₄₋₁₅ = 0,023 ; IS ₂₀₋₂₁ =0,000 IS ₂₆₋₂₇ =0,000; IS ₂₇₋₂₈ =0,020	(14-15)	Construção	12467,00
31	IS ₂₀₋₂₁ = 0,028 IS ₂₆₋₂₇ =0,000; IS ₂₇₋₂₈ =0,020	(20-21)	Construção	15834,00
32	IS ₂₇₋₂₈ = 0,020	(27-28)	Construção	14389,00
33	-	-	-	-

A Figura 5.8 representa a topologia radial final obtida com a primeira etapa de execução do algoritmo.

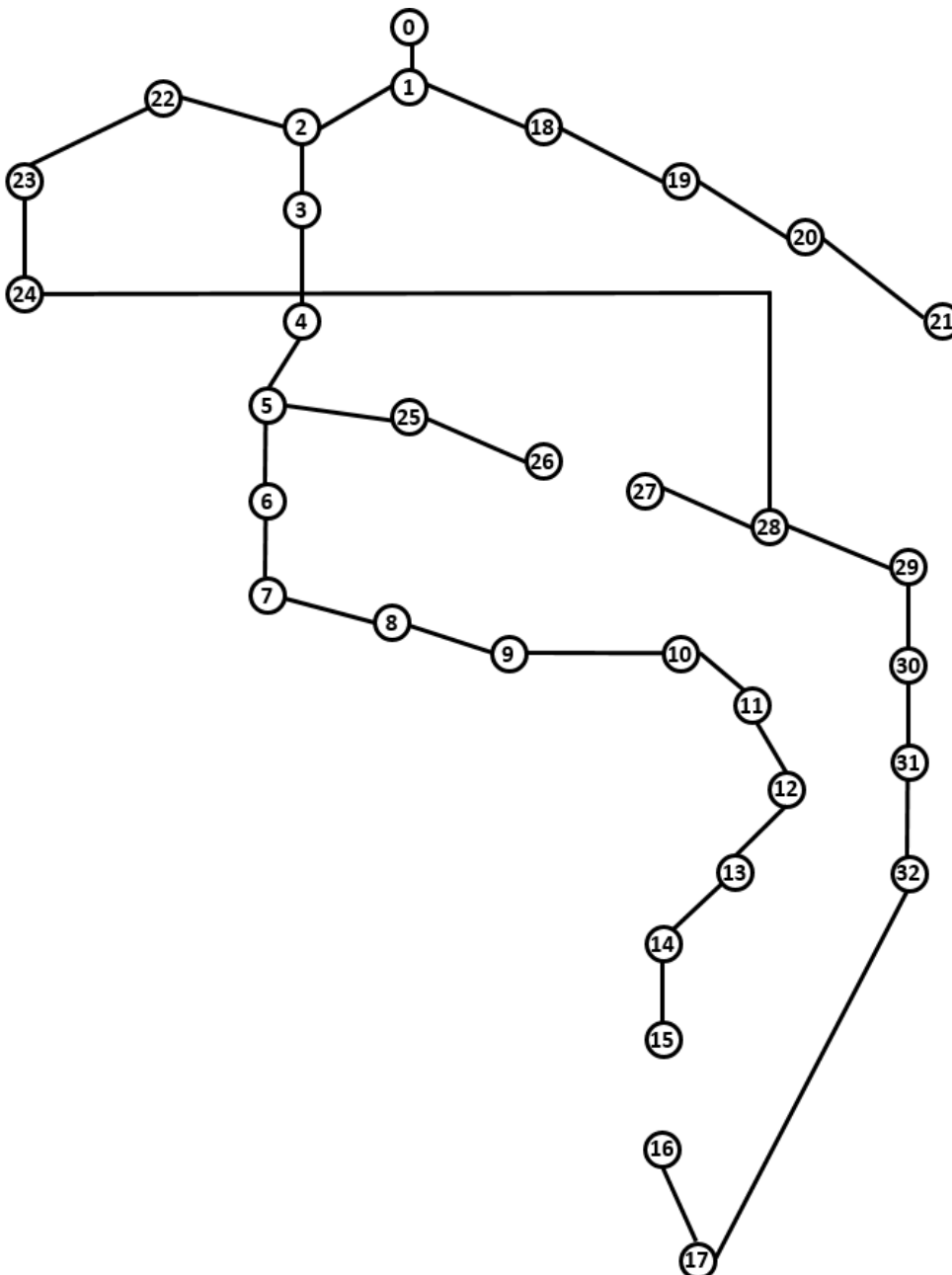


Figura 5.8: Configuração final para o sistema de 33 barras.

A Figura 5.9 detalha o valor da função objetivo, o custo de construção das linhas a cada iteração e o custo das adições acumuladas ao término de cada iteração.

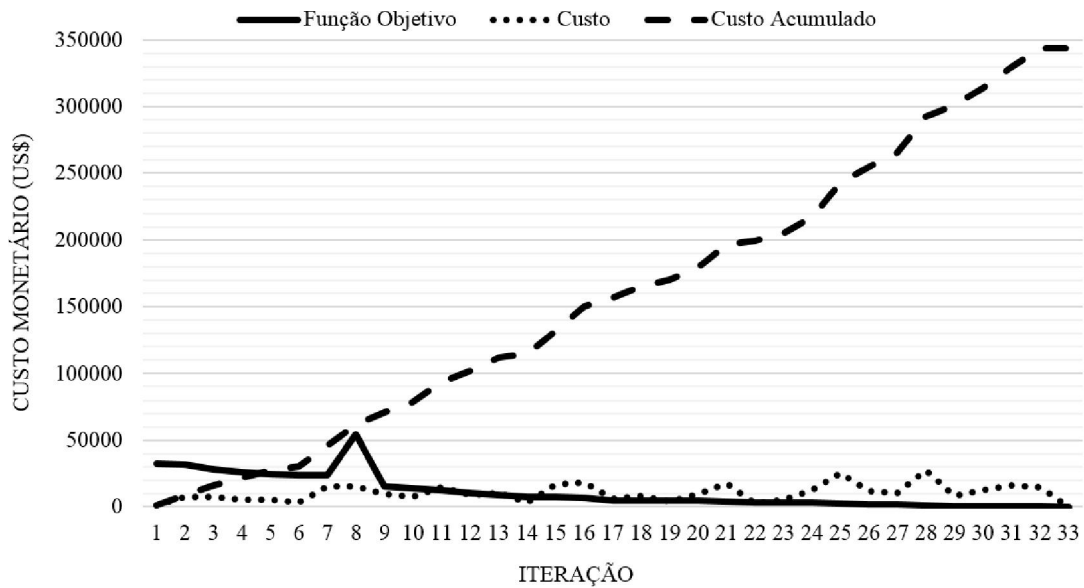


Figura 5.9: Gráfico de investimentos do sistema de 33 barras.

O investimento total para a construção da topologia final da rede somou 343851,00 US\$. A solução fornecida pelo AHC especializado com o modelo não linear para o sistema de 33 barras foi a mesma dos trabalhos publicados em (Mendonça, 2014; Cuno, 2016). Embora este AHC conte com características distintas e um maior tempo de execução, foi capaz de reproduzir a solução ótima obtida pelo AHB visto em (Cuno, 2016).

A Figura 5.10 apresenta a geração de potência ativa para as barras candidatas a receber a GD do sistema de 33 barras, calculada pela expressão analítica (4.1).

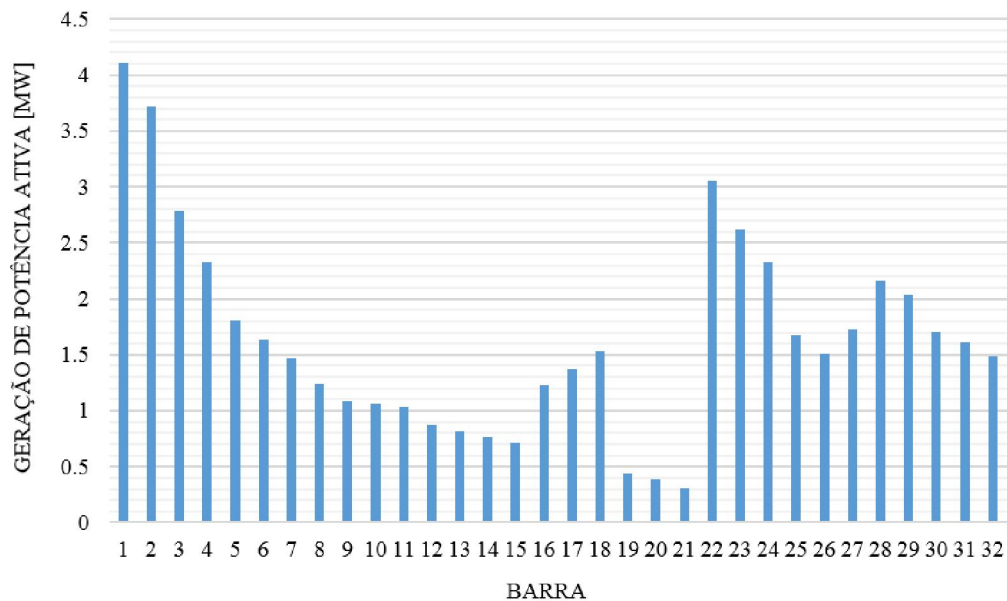


Figura 5.10: Capacidade da GD para o sistema de 33 barras.

A geração de potência ativa ilustrada na Figura 5.10 deve ser adicionada à respectiva barra, para a determinação das perdas elétricas com a inserção da GD. A Figura 5.11 apresenta as perdas elétricas aproximadas fornecidas pelo modelo da geração distribuída e as perdas exatas do fluxo de potência baseado em Newton Raphson.

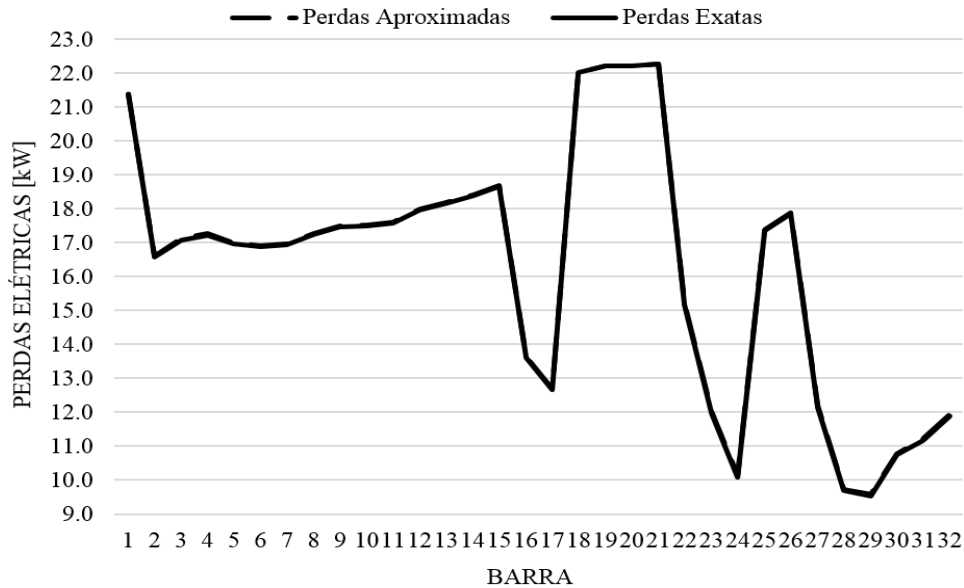


Figura 5.11: Curvas das perdas elétricas do sistema de 33 barras.

Observando a Figura 5.11 é possível notar que as perdas elétricas totais são minimizadas quando a GD for inserida na barra 29, e a respectiva geração de potência ativa nesta barra como vista na Figura 5.10 representa a sua capacidade ótima. A Tabela 5.9 apresenta uma comparação dos resultados para verificação da influência da GD na rede.

Tabela 5.9: Resultados da Inserção da GD no Sistema de 33 Barras

Caso	P_{DG} (MW)	Perdas Elétricas (kW)	Subestação (MW)
Sem a GD	-	22,521	4,116223
Com a GD	2,033918	9,539	2,069323

A presença da GD conforme apresentado na Tabela 5.9 provoca uma redução de 58% no valor das perdas elétricas na rede, onde a geração de potência ativa pela GD resulta na liberação de 21% da capacidade de suprimento da subestação.

O fluxo de potência ativa pelo circuito (28-29) mudou tanto em magnitude e sentido, e o fluxo de potência ativa através do circuito (29-30) manteve o sentido e praticamente a mesma magnitude. Assim, a GD alimenta as demandas dos ramais, formado pelas barras (16-17 e 27-32) e injeta o remanescente pelo circuito (24-28) para consumo do sistema no sentido da barra 24. A elevação dos níveis de tensão foi mais significativa nas barras contidas nos ramais citados, como visto na Figura 5.12 que ilustra os perfis de tensão do sistema de 33 barras.

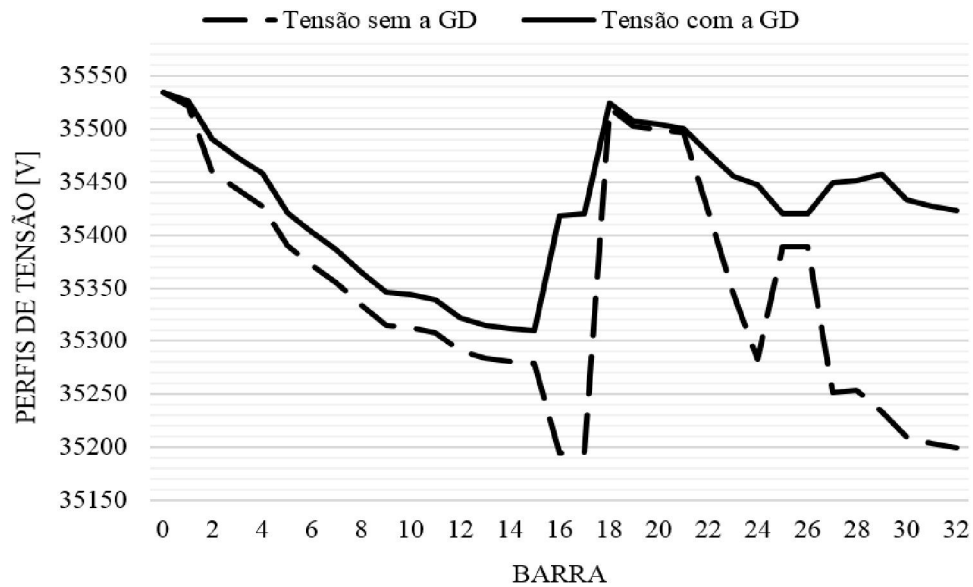


Figura 5.12: Perfis de tensão do sistema de 33 barras.

5.3 Sistema de 49 barras

Este sistema teste foi apresentado em Cuno (2016) e adaptado de Lavorato *et al.* (2010). O sistema de 49 barras não possui circuitos construídos na sua configuração inicial, mas existe a possibilidade de construção de 76 linhas diferentes. A Figura 5.13 ilustra a localização da subestação, das barras com demanda de energia elétrica, e das linhas candidatas a construção.

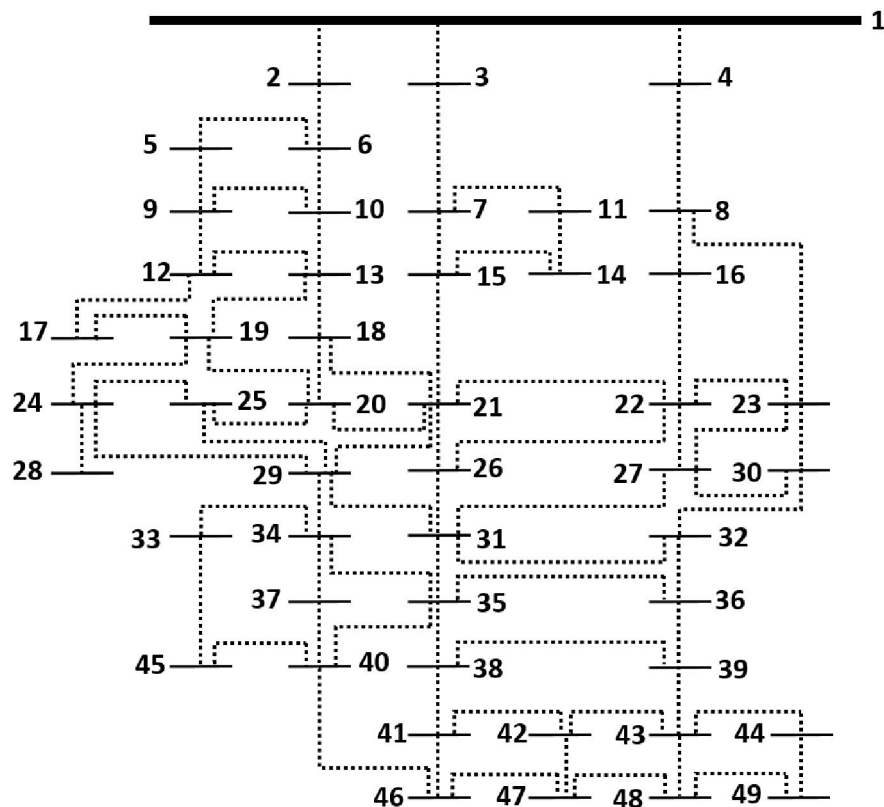


Figura 5.13: Configuração inicial do sistema de 49 barras.

Este sistema possui tensão nominal de 34,5 kV, podendo operar obedecendo os limites de tensão de 33,465 kV e 35,535 kV, ou seja, com uma variação percentual de $\pm 3\%$.

A subestação alocada na barra 1 possui uma capacidade de suprimento de 25 MVA, atua como referência de tensão e ângulo do sistema, de 35,535 kV e 0 rad respectivamente.

Existem 48 barras de carga onde se conhecem as demandas de potência ativa e reativa, a partir dos dados da demanda de potência aparente e fator de potência 0,9 atrasado.

Os dados dos barramentos relativos ao fornecimento e as demandas são apresentados na Tabela 5.10, os dados dos circuitos candidatos são apresentados na Tabela 5.11, e os dados do condutor utilizado na construção dos circuitos são apresentados na Tabela 5.12.

Tabela 5.10: Dados dos Barramentos do Sistema de 49 Barras

Barra	S_D (kVA)	S_0 (kVA)	Barra	S_D (kVA)	S_0 (kVA)
1	0,0000	25000	26	55,7429	-
2	1,5000	-	27	83,0344	-
3	1,5000	-	28	154,0363	-
4	1,5000	-	29	252,0390	-
5	93,6563	-	30	80,3755	-
6	335,0450	-	31	94,8322	-
7	160,2193	-	32	86,4655	-
8	256,8657	-	33	418,3810	-
9	67,0485	-	34	497,8233	-
10	134,0893	-	35	1235,2656	-
11	150,8472	-	36	97,6203	-
12	125,7155	-	37	269,0935	-
13	268,1983	-	38	264,8550	-
14	313,5349	-	39	94,8332	-
15	326,8763	-	40	303,9557	-
16	231,8113	-	41	153,4063	-
17	213,7290	-	42	326,3331	-
18	51,4225	-	43	104,3149	-
19	45,7949	-	44	154,7971	-
20	33,5347	-	45	108,8097	-
21	257,0954	-	46	436,9400	-
22	67,0717	-	47	78,1756	-
23	257,0954	-	48	5,4618	-
24	9,8459	-	49	25,0696	-
25	65,0314	-			

Tabela 5.11: Dados dos Circuitos Candidatos do Sistema de 49 Barras

Barra De	Barra Para	Comprimento (km)	Barra De	Barra Para	Comprimento (km)
1	2	0,7522	23	30	1,0101
1	3	0,7522	24	25	0,7501
1	4	0,7522	24	28	0,4954
2	6	0,4954	24	29	0,8901
3	7	0,7522	25	29	0,4954
4	8	0,7522	26	31	1,0101
5	6	0,7501	27	30	0,7501
5	9	0,4954	27	31	1,2532
6	10	0,4954	29	31	1,2532
7	11	0,4954	29	34	1,1533
7	15	0,4954	30	32	0,4954
8	16	0,4954	31	32	1,2455
8	23	1,6125	31	35	0,4954
9	10	0,7501	32	36	0,4954
9	12	0,4954	33	34	0,7501
10	13	0,4954	33	45	1,6648
11	14	0,4954	34	35	1,2582
12	13	0,7501	34	37	0,4954
12	17	0,4954	35	36	1,2455
13	18	0,4954	35	38	0,4954
13	19	1,2689	35	40	1,6125
14	15	0,4954	36	39	0,4954
15	21	1,0101	37	40	0,4954
16	22	1,0101	38	39	1,2455
17	19	0,4954	38	41	0,4954
18	20	0,4954	39	43	0,4954
18	21	1,2689	40	45	0,4954
19	20	0,7501	40	46	1,2582
19	24	0,4954	41	42	0,7501
20	21	1,1533	41	46	0,7501
20	25	0,4954	42	43	0,4954
21	22	0,7501	42	47	0,4954
21	26	0,4954	43	44	0,4954
21	29	1,5866	43	48	0,4954
22	23	0,4954	44	49	0,4954
22	26	0,8901	46	47	0,7922
22	27	0,4954	47	48	0,4954
23	27	0,7501	48	49	0,4954

Tabela 5.12: Dados do Condutor dos Circuitos

Tipo	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Custo (US\$/km)	Capacidade (A)
1	0,040680	0,030376	4000,00	230

5.3.1 Resultados para o sistema de 49 barras

A solução do problema de PESDEE para o sistema de 49 barras foi obtida em 48 iterações do AHC especializado, e o tempo de execução foi de 130 s. De todos os sistemas testados, este consumiu bem mais tempo para estabelecer a solução do problema visto que possui mais barras e uma maior relação de linhas candidatas por barramento, assim o conjunto de alternativas para a escolha do IS é bem maior.

A Tabela 5.13 detalha a solução iterativa do problema para o sistema de 49 barras, onde o custo de construção para cada circuito depende do seu respectivo comprimento.

Tabela 5.13: Dados da Solução Iterativa para o Sistema de 49 Barras

Iteração	IS (Linhas Candidatas)	Linha Escolhida	Ação	Custo (US\$)
1	IS₀₁₋₀₂=5,694 IS ₀₁₋₀₃ =4,814; IS ₀₁₋₀₄ =2,850	(01-02)	Construção	3008,80
2	IS ₀₁₋₀₃ =5,137 IS ₀₁₋₀₄ =2,904; IS₀₂₋₀₆=7,790	(02-06)	Construção	1981,60
3	IS ₀₁₋₀₃ =5,056; IS ₀₁₋₀₄ =2,896 IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS₀₆₋₁₀=6,954	(06-10)	Construção	1981,60
4	IS ₀₁₋₀₃ =1,418 IS ₀₁₋₀₄ =2,289; IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,563; IS₁₀₋₁₃=12,239	(10-13)	Construção	1981,60
5	IS ₀₁₋₀₃ =1,418 IS ₀₁₋₀₄ =2,075; IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS₁₃₋₁₈=11,417 ; IS ₁₃₋₁₉ =0,185	(13-18)	Construção	1981,60
6	IS ₀₁₋₀₃ =1,418; IS ₀₁₋₀₄ =0,730 IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₉₋₁₀ =0,100 IS ₁₂₋₁₃ =0,506; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS₁₈₋₂₀=10,735 ; IS ₁₈₋₂₁ =1,202	(18-20)	Construção	1981,60
7	IS ₀₁₋₀₃ =1,418 IS ₀₁₋₀₄ =0,730; IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =1,202 IS ₁₉₋₂₀ =0,066; IS₂₀₋₂₅=10,557	(20-25)	Construção	1981,60

8	IS ₀₁₋₀₃ =1,418; IS ₀₁₋₀₄ =0,730 IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₉₋₁₀ =0,100 IS ₁₂₋₁₃ =0,506; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS ₁₈₋₂₁ =1,202; IS ₁₉₋₂₀ =0,066 IS ₂₄₋₂₅ =0,221; IS₂₅₋₂₉=10,075	(25-29)	Construção	1981,60
9	IS ₀₁₋₀₃ =1,418; IS ₀₁₋₀₄ =0,730 IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₉₋₁₀ =0,100 IS ₁₂₋₁₃ =0,506; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS ₁₈₋₂₁ =1,202; IS ₁₉₋₂₀ =0,066 IS ₂₄₋₂₅ =0,242; IS ₂₄₋₂₉ =0,004 IS ₂₉₋₃₁ =1,926; IS₂₉₋₃₄=1,973	(29-34)	Construção	4613,20
10	IS ₀₁₋₀₃ =1,418 IS ₀₁₋₀₄ =0,730; IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =1,202 IS ₁₉₋₂₀ =0,066; IS ₂₄₋₂₅ =0,242 IS ₂₄₋₂₉ =0,004; IS ₂₉₋₃₁ =1,926 IS ₃₃₋₃₄ =0,624; IS₃₄₋₃₇=2,526	(34-37)	Construção	1981,60
11	IS ₀₁₋₀₃ =1,418 IS ₀₁₋₀₄ =0,730; IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =1,020 IS ₁₉₋₂₀ =0,067; IS ₂₄₋₂₅ =0,242 IS ₂₄₋₂₉ =0,004; IS₂₉₋₃₁=2,116 IS ₃₃₋₃₄ =0,624; IS ₃₇₋₄₀ =1,918	(29-31)	Construção	5012,80
12	IS ₀₁₋₀₃ =1,418 IS ₀₁₋₀₄ =0,730; IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =0,938 IS ₁₉₋₂₀ =0,067; IS ₂₄₋₂₅ =0,242 IS ₂₄₋₂₉ =0,004; IS₃₁₋₃₅=5,370 IS ₃₃₋₃₄ =0,624; IS ₃₇₋₄₀ =1,918	(31-35)	Construção	1981,60
13	IS ₀₁₋₀₃ =1,418 IS ₀₁₋₀₄ =0,730; IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =0,907 IS ₁₉₋₂₀ =0,067; IS ₂₄₋₂₅ =0,242 IS ₂₄₋₂₉ =0,004; IS ₃₃₋₃₄ =0,624 IS₃₅₋₃₈=2,683 ; IS ₃₇₋₄₀ =1,918	(35-38)	Construção	1981,60
14	IS ₀₁₋₀₃ =1,418 IS ₀₁₋₀₄ =0,730; IS ₀₅₋₀₆ =0,140	(38-41)	Construção	1981,60

	IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =0,896 IS ₁₉₋₂₀ =0,068; IS ₂₄₋₂₅ =0,241 IS ₂₄₋₂₉ =0,004; IS ₃₃₋₃₄ =0,624 IS ₃₇₋₄₀ =1,918; IS₃₈₋₄₁=2,127			
15	IS ₀₁₋₀₃ =1,418; IS ₀₁₋₀₄ =0,730 IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₉₋₁₀ =0,100 IS ₁₂₋₁₃ =0,506; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS ₁₈₋₂₁ =0,845; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₄₋₂₅ =0,241; IS ₂₄₋₂₉ =0,003 IS ₃₃₋₃₄ =0,624; IS₃₇₋₄₀=1,918 IS ₄₁₋₄₂ =1,286; IS ₄₁₋₄₆ =0,001	(37-40)	Construção	1981,60
16	IS₀₁₋₀₃=1,418 IS ₀₁₋₀₄ =0,730; IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =0,844 IS ₁₉₋₂₀ =0,068; IS ₂₀₋₂₁ =0,000 IS ₂₄₋₂₅ =0,244; IS ₂₄₋₂₉ =0,000 IS ₂₆₋₃₁ =0,000; IS ₂₇₋₃₁ =0,000 IS ₃₁₋₃₂ =0,000; IS ₃₃₋₃₄ =0,624 IS ₃₅₋₃₆ =0,000; IS ₃₈₋₃₉ =0,000 IS ₄₀₋₄₅ =0,246; IS ₄₀₋₄₆ =0,388 IS ₄₁₋₄₂ =1,289; IS ₄₁₋₄₆ =0,000	(01-03)	Construção	3008,80
17	IS ₀₁₋₀₄ =0,730; IS₀₃₋₀₇=1,416 IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₉₋₁₀ =0,100 IS ₁₂₋₁₃ =0,506; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS ₁₈₋₂₁ =0,504; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₂₁₋₂₉ =0,000 IS ₂₄₋₂₅ =0,244; IS ₂₄₋₂₉ =0,000 IS ₂₆₋₃₁ =0,057; IS ₂₇₋₃₁ =0,188 IS ₃₁₋₃₂ =0,237; IS ₃₃₋₃₄ =0,624 IS ₃₅₋₃₆ =0,000; IS ₃₈₋₃₉ =0,000 IS ₄₀₋₄₅ =0,246; IS ₄₀₋₄₆ =0,211 IS ₄₁₋₄₂ =1,321; IS ₄₁₋₄₆ =0,375	(03-07)	Construção	3008,80
18	IS ₀₁₋₀₄ =0,730 IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₇₋₁₁ =0,700 IS ₀₇₋₁₅ =0,984; IS ₀₉₋₁₀ =0,100 IS ₁₂₋₁₃ =0,506; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS ₁₈₋₂₁ =0,504; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₂₁₋₂₉ =0,000 IS ₂₄₋₂₅ =0,244; IS ₂₄₋₂₉ =0,000 IS ₂₆₋₃₁ =0,057; IS ₂₇₋₃₁ =0,188	(41-42)	Construção	3000,40

	IS ₃₁₋₃₂ =0,237; IS ₃₃₋₃₄ =0,624 IS ₃₅₋₃₆ =0,000; IS ₃₈₋₃₉ =0,000 IS ₄₀₋₄₅ =0,246; IS₄₁₋₄₂=1,321 IS ₄₀₋₄₆ =0,211; IS ₄₁₋₄₆ =0,375			
19	IS ₀₁₋₀₄ =0,730; IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₇₋₁₁ =0,668; IS₀₇₋₁₅=1,120 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =0,227 IS ₁₉₋₂₀ =0,068; IS ₂₀₋₂₁ =0,000 IS ₂₁₋₂₉ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₄₋₂₉ =0,000; IS ₂₆₋₃₁ =0,062 IS ₂₇₋₃₁ =0,363; IS ₃₁₋₃₂ =0,150 IS ₃₃₋₃₄ =0,624; IS ₃₅₋₃₆ =0,088 IS ₃₈₋₃₉ =0,000; IS ₄₀₋₄₅ =0,246 IS ₄₂₋₄₃ =0,799; IS ₄₀₋₄₆ =0,000 IS ₄₁₋₄₆ =0,651; IS ₄₂₋₄₇ =0,245	(07-15)	Construção	1981,60
20	IS ₀₁₋₀₄ =0,730 IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₇₋₁₁ =0,341 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₄₋₁₅ =0,709; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS ₁₅₋₂₁ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =0,226 IS ₁₉₋₂₀ =0,068; IS ₂₀₋₂₁ =0,000 IS ₂₁₋₂₉ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₄₋₂₉ =0,000; IS ₂₆₋₃₁ =0,062 IS ₂₇₋₃₁ =0,363; IS ₃₁₋₃₂ =0,150 IS ₃₃₋₃₄ =0,624; IS ₃₅₋₃₆ =0,088 IS ₃₈₋₃₉ =0,000; IS ₄₀₋₄₅ =0,246 IS₄₂₋₄₃=0,799 ; IS ₄₀₋₄₆ =0,000 IS ₄₁₋₄₆ =0,651; IS ₄₂₋₄₇ =0,245	(42-43)	Construção	1981,60
21	IS₀₁₋₀₄=0,730 IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₇₋₁₁ =0,341 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₄₋₁₅ =0,709; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS ₁₅₋₂₁ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =0,226 IS ₁₉₋₂₀ =0,068; IS ₂₀₋₂₁ =0,000 IS ₂₁₋₂₉ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₄₋₂₉ =0,000; IS ₂₆₋₃₁ =0,062 IS ₂₇₋₃₁ =0,363; IS ₃₁₋₃₂ =0,150 IS ₃₃₋₃₄ =0,624; IS ₃₅₋₃₆ =0,088 IS ₃₈₋₃₉ =0,000; IS ₃₉₋₄₃ =0,214 IS ₄₃₋₄₄ =0,349; IS ₄₀₋₄₅ =0,246 IS ₄₀₋₄₆ =0,000; IS ₄₁₋₄₆ =0,651	(01-04)	Construção	3008,80

	IS ₄₂₋₄₇ =0,245; IS ₄₃₋₄₈ =0,018			
22	IS₀₄₋₀₈=0,727 ; IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₇₋₁₁ =0,341; IS ₀₉₋₁₀ =0,100 IS ₁₂₋₁₃ =0,506; IS ₁₄₋₁₅ =0,709 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₅₋₂₁ =0,000 IS ₁₈₋₂₁ =0,226; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₂₁₋₂₉ =0,000 IS ₂₄₋₂₅ =0,244; IS ₂₄₋₂₉ =0,000 IS ₂₆₋₃₁ =0,062; IS ₂₇₋₃₁ =0,363 IS ₃₁₋₃₂ =0,150; IS ₃₃₋₃₄ =0,624 IS ₃₅₋₃₆ =0,088; IS ₃₈₋₃₉ =0,000 IS ₃₉₋₄₃ =0,214; IS ₄₃₋₄₄ =0,349 IS ₄₀₋₄₅ =0,246; IS ₄₀₋₄₆ =0,000 IS ₄₁₋₄₆ =0,651; IS ₄₂₋₄₇ =0,245	(04-08)	Construção	3008,80
23	IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₇₋₁₁ =0,341; IS ₀₈₋₁₆ =0,524 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS₁₄₋₁₅=0,709 ; IS ₀₈₋₂₃ =0,000 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₅₋₂₁ =0,285 IS ₁₈₋₂₁ =0,000; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₂₁₋₂₉ =0,000 IS ₂₄₋₂₅ =0,244; IS ₂₆₋₃₁ =0,062 IS ₂₇₋₃₁ =0,363; IS ₃₁₋₃₂ =0,150 IS ₃₃₋₃₄ =0,624; IS ₃₅₋₃₆ =0,088 IS ₃₈₋₃₉ =0,000; IS ₃₉₋₄₃ =0,214 IS ₄₀₋₄₅ =0,246; IS ₄₀₋₄₆ =0,000 IS ₄₁₋₄₆ =0,651; IS ₄₂₋₄₇ =0,243 IS ₄₃₋₄₄ =0,351; IS ₄₃₋₄₈ =0,000	(14-15)	Construção	1981,60
24	IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₇₋₁₁ =0,341; IS ₀₈₋₁₆ =0,524 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₁₋₁₄ =0,000 IS ₁₂₋₁₃ =0,506; IS ₀₈₋₂₃ =0,000 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₅₋₂₁ =0,285 IS ₁₈₋₂₁ =0,000; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₂₁₋₂₉ =0,000 IS ₂₄₋₂₅ =0,244; IS ₂₆₋₃₁ =0,062 IS ₂₇₋₃₁ =0,363; IS ₃₁₋₃₂ =0,150 IS ₃₃₋₃₄ =0,624; IS ₃₅₋₃₆ =0,088 IS ₃₈₋₃₉ =0,000; IS ₃₉₋₄₃ =0,214 IS ₄₀₋₄₅ =0,246; IS ₄₀₋₄₆ =0,000 IS₄₁₋₄₆=0,651 ; IS ₄₂₋₄₇ =0,242 IS ₄₃₋₄₄ =0,353; IS ₄₃₋₄₈ =0,000	(41-46)	Construção	3000,40

25	IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₇₋₁₁ =0,341 IS ₀₈₋₁₆ =0,585; IS ₀₉₋₁₀ =0,100 IS ₁₂₋₁₃ =0,506; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS ₀₈₋₂₃ =0,000; IS ₁₅₋₂₁ =0,285 IS ₁₈₋₂₁ =0,000; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₆₋₃₁ =0,062; IS ₂₇₋₃₁ =0,340 IS ₃₁₋₃₂ =0,150; IS₃₃₋₃₄=0,624 IS ₃₅₋₃₆ =0,060; IS ₃₈₋₃₉ =0,000 IS ₃₉₋₄₃ =0,289; IS ₄₀₋₄₅ =0,246 IS ₄₃₋₄₄ =0,406; IS ₄₂₋₄₇ =0,189 IS ₄₃₋₄₈ =0,000; IS ₄₆₋₄₇ =0,000	(33-34)	Construção	3000,40
26	IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₇₋₁₁ =0,341; IS₀₈₋₁₆=0,585 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₂₋₁₃ =0,506 IS ₁₉₋₂₀ =0,068; IS ₀₈₋₂₃ =0,000 IS ₁₅₋₂₁ =0,285; IS ₁₈₋₂₁ =0,000 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₆₋₃₁ =0,062; IS ₂₇₋₃₁ =0,340 IS ₃₁₋₃₂ =0,150; IS ₃₅₋₃₆ =0,060 IS ₃₉₋₄₃ =0,289; IS ₄₀₋₄₅ =0,246 IS ₄₂₋₄₇ =0,189; IS ₄₃₋₄₄ =0,406 IS ₄₃₋₄₈ =0,000; IS ₄₆₋₄₇ =0,000	(08-16)	Construção	1981,60
27	IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₇₋₁₁ =0,341 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₁₋₁₄ =0,000 IS₁₂₋₁₃=0,506 ; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₀₈₋₂₃ =0,000; IS ₁₅₋₂₁ =0,285 IS ₁₆₋₂₂ =0,072; IS ₁₈₋₂₁ =0,000 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₆₋₃₁ =0,062; IS ₂₇₋₃₁ =0,313 IS ₃₁₋₃₂ =0,150; IS ₃₅₋₃₆ =0,060 IS ₃₉₋₄₃ =0,289; IS ₄₀₋₄₅ =0,246 IS ₄₂₋₄₇ =0,189; IS ₄₃₋₄₄ =0,406 IS ₄₃₋₄₈ =0,000; IS ₄₆₋₄₇ =0,000	(12-13)	Construção	3000,40
28	IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₇₋₁₁ =0,341 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₁₁₋₁₄ =0,000 IS₁₂₋₁₇=0,483 ; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₀₈₋₂₃ =0,000; IS ₁₅₋₂₁ =0,285 IS ₁₆₋₂₂ =0,072; IS ₁₈₋₂₁ =0,000 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₆₋₃₁ =0,062; IS ₂₇₋₃₁ =0,313 IS ₃₁₋₃₂ =0,150; IS ₃₅₋₃₆ =0,060	(12-17)	Construção	1981,60

	IS ₃₉₋₄₃ =0,289; IS ₄₀₋₄₅ =0,246 IS ₄₂₋₄₇ =0,189; IS ₄₃₋₄₄ =0,406 IS ₄₃₋₄₈ =0,000; IS ₄₆₋₄₇ =0,000			
29	IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₇₋₁₁ =0,341 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₀₉₋₁₂ =0,000 IS ₁₁₋₁₄ =0,000; IS ₁₇₋₁₉ =0,000 IS ₀₈₋₂₃ =0,000; IS ₁₅₋₂₁ =0,285 IS ₁₆₋₂₂ =0,070; IS ₁₈₋₂₁ =0,000 IS ₁₉₋₂₀ =0,068; IS ₂₀₋₂₁ =0,000 IS ₂₁₋₂₉ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₆₋₃₁ =0,062; IS ₂₇₋₃₁ =0,314 IS ₃₁₋₃₂ =0,150; IS ₃₅₋₃₆ =0,060 IS ₃₉₋₄₃ =0,289; IS ₄₀₋₄₅ =0,246 IS₄₃₋₄₄=0,406 ; IS ₄₂₋₄₇ =0,189 IS ₄₃₋₄₈ =0,000; IS ₄₆₋₄₇ =0,000	(43-44)	Construção	1981,60
30	IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS₀₇₋₁₁=0,341 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₀₉₋₁₂ =0,000 IS ₁₁₋₁₄ =0,000; IS ₁₇₋₁₉ =0,000 IS ₀₈₋₂₃ =0,000; IS ₁₅₋₂₁ =0,285 IS ₁₆₋₂₂ =0,071; IS ₁₈₋₂₁ =0,000 IS ₁₉₋₂₀ =0,068; IS ₂₀₋₂₁ =0,000 IS ₂₄₋₂₅ =0,244; IS ₂₆₋₃₁ =0,062 IS ₂₇₋₃₁ =0,312; IS ₃₁₋₃₂ =0,150 IS ₃₅₋₃₆ =0,060; IS ₃₉₋₄₃ =0,289 IS ₄₀₋₄₅ =0,246; IS ₄₂₋₄₇ =0,189 IS ₄₃₋₄₈ =0,000; IS ₄₄₋₄₉ =0,057	(07-11)	Construção	1981,60
31	IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,100; IS ₀₉₋₁₂ =0,000 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₅₋₂₁ =0,285 IS ₁₇₋₁₉ =0,000; IS ₁₈₋₂₁ =0,000 IS ₁₉₋₂₀ =0,068; IS ₂₀₋₂₁ =0,000 IS ₀₈₋₂₃ =0,050; IS ₁₆₋₂₂ =0,068 IS ₂₄₋₂₅ =0,244; IS ₂₆₋₃₁ =0,062 IS ₂₇₋₃₁ =0,262; IS ₃₁₋₃₂ =0,150 IS ₃₅₋₃₆ =0,060; IS₃₉₋₄₃=0,289 IS ₄₀₋₄₅ =0,246; IS ₄₂₋₄₇ =0,189 IS ₄₃₋₄₈ =0,000; IS ₄₄₋₄₉ =0,057	(39-43)	Construção	1981,60
32	IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₉₋₁₀ =0,100 IS ₀₉₋₁₂ =0,000; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS ₁₅₋₂₁ =0,285; IS ₁₇₋₁₉ =0,000 IS ₁₈₋₂₁ =0,000; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₀₈₋₂₃ =0,000	(27-31)	Construção	5012,80

	IS ₁₆₋₂₂ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₆₋₃₁ =0,062; IS₂₇₋₃₁=0,362 IS ₃₁₋₃₂ =0,150; IS ₃₅₋₃₆ =0,042 IS ₃₆₋₃₉ =0,157; IS ₄₀₋₄₅ =0,246 IS ₄₂₋₄₇ =0,189; IS ₄₃₋₄₈ =0,000 IS ₄₄₋₄₉ =0,057; IS ₄₆₋₄₇ =0,000			
33	IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,049; IS ₀₉₋₁₂ =0,101 IS ₁₅₋₂₁ =0,285; IS ₁₇₋₁₉ =0,000 IS ₁₈₋₂₁ =0,000; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₀₈₋₂₃ =0,000 IS ₁₆₋₂₂ =0,000; IS ₂₁₋₂₉ =0,000 IS ₂₂₋₂₇ =0,150; IS₂₃₋₂₇=0,383 IS ₂₄₋₂₅ =0,244; IS ₂₄₋₂₉ =0,000 IS ₂₇₋₃₀ =0,000; IS ₂₆₋₃₁ =0,062 IS ₃₁₋₃₂ =0,150; IS ₃₅₋₃₆ =0,042 IS ₃₆₋₃₉ =0,157; IS ₄₀₋₄₅ =0,246 IS ₄₂₋₄₇ =0,189; IS ₄₆₋₄₇ =0,000 IS ₄₃₋₄₈ =0,000; IS ₄₄₋₄₉ =0,057	(23-27)	Construção	3000,40
34	IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,058; IS ₀₉₋₁₂ =0,078 IS₁₅₋₂₁=0,285 ; IS ₁₇₋₁₉ =0,000 IS ₁₈₋₂₁ =0,000; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₀₋₂₁ =0,000; IS ₁₆₋₂₂ =0,000 IS ₂₁₋₂₉ =0,000; IS ₂₂₋₂₇ =0,151 IS ₂₃₋₃₀ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₆₋₃₁ =0,062; IS ₂₇₋₃₀ =0,120 IS ₃₁₋₃₂ =0,090; IS ₃₃₋₄₅ =0,000 IS ₃₅₋₃₆ =0,042; IS ₃₆₋₃₉ =0,157 IS ₄₀₋₄₅ =0,246; IS ₄₂₋₄₇ =0,189 IS ₄₃₋₄₈ =0,000; IS ₄₄₋₄₉ =0,057	(15-21)	Construção	4040,40
35	IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₉₋₁₀ =0,058 IS ₀₉₋₁₂ =0,078; IS ₁₆₋₂₂ =0,000 IS ₁₇₋₁₉ =0,000; IS ₁₉₋₂₀ =0,068 IS ₂₂₋₂₃ =0,000; IS ₂₂₋₂₇ =0,151 IS ₂₃₋₃₀ =0,000; IS ₂₄₋₂₅ =0,244 IS ₂₆₋₃₁ =0,062; IS ₂₇₋₃₀ =0,120 IS ₃₁₋₃₂ =0,090; IS ₃₃₋₄₅ =0,000 IS ₃₅₋₃₆ =0,042; IS ₃₆₋₃₉ =0,157 IS₄₀₋₄₅=0,246 ; IS ₄₂₋₄₇ =0,189 IS ₄₃₋₄₈ =0,000; IS ₄₄₋₄₉ =0,057	(40-45)	Construção	1981,60

36	<p>IS₀₅₋₀₆=0,140; IS₀₉₋₁₀=0,058 IS₀₉₋₁₂=0,078; IS₁₆₋₂₂=0,000 IS₁₇₋₁₉=0,000; IS₁₉₋₂₀=0,068 IS₂₂₋₂₃=0,000; IS₂₂₋₂₇=0,151 IS₂₃₋₃₀=0,000; IS₂₄₋₂₅=0,244 IS₂₆₋₃₁=0,062; IS₂₇₋₃₀=0,120 IS₃₁₋₃₂=0,090; IS₃₅₋₃₆=0,042 IS₃₆₋₃₉=0,157; IS₄₂₋₄₇=0,189 IS₄₃₋₄₈=0,000; IS₄₄₋₄₉=0,057</p>	(24-25)	Construção	3000,40
37	<p>IS₀₅₋₀₆=0,140 IS₀₉₋₁₀=0,000; IS₀₉₋₁₂=0,151 IS₁₃₋₁₉=0,000; IS₁₆₋₂₂=0,000 IS₁₇₋₁₉=0,099; IS₂₁₋₂₂=0,000 IS₂₂₋₂₃=0,000; IS₁₉₋₂₄=0,004 IS₂₁₋₂₆=0,126; IS₂₂₋₂₇=0,151 IS₂₄₋₂₈=0,348; IS₂₆₋₃₁=0,000 IS₂₇₋₃₀=0,120; IS₃₁₋₃₂=0,000 IS₃₆₋₃₉=0,415; IS₄₂₋₄₇=0,176 IS₄₃₋₄₈=0,012; IS₄₄₋₄₉=0,057</p>	(36-39)	Construção	1981,60
38	<p>IS₀₅₋₀₆=0,140 IS₀₉₋₁₀=0,000; IS₀₉₋₁₂=0,151 IS₁₃₋₁₉=0,000; IS₁₆₋₂₂=0,000 IS₁₇₋₁₉=0,099; IS₂₁₋₂₂=0,000 IS₂₂₋₂₃=0,000; IS₁₉₋₂₄=0,004 IS₂₁₋₂₆=0,126; IS₂₂₋₂₇=0,151 IS₂₄₋₂₈=0,348; IS₂₆₋₃₁=0,000 IS₂₇₋₃₀=0,120; IS₃₁₋₃₂=0,000 IS₃₂₋₃₆=0,195; IS₄₂₋₄₇=0,176 IS₄₃₋₄₈=0,012; IS₄₄₋₄₉=0,057</p>	(24-28)	Construção	1981,60
39	<p>IS₀₅₋₀₆=0,140; IS₀₉₋₁₀=0,000 IS₀₉₋₁₂=0,151; IS₁₃₋₁₉=0,000 IS₁₆₋₂₂=0,000; IS₁₇₋₁₉=0,099 IS₂₁₋₂₂=0,000; IS₂₂₋₂₃=0,000 IS₁₉₋₂₄=0,004; IS₂₁₋₂₆=0,126 IS₂₂₋₂₇=0,151; IS₂₆₋₃₁=0,000 IS₂₇₋₃₀=0,120; IS₃₁₋₃₂=0,000 IS₃₂₋₃₆=0,195; IS₄₂₋₄₇=0,176 IS₄₃₋₄₈=0,012; IS₄₄₋₄₉=0,057</p>	(32-36)	Construção	1981,60
40	<p>IS₀₅₋₀₆=0,140 IS₀₉₋₁₀=0,000; IS₀₉₋₁₂=0,151 IS₁₃₋₁₉=0,000; IS₁₆₋₂₂=0,000 IS₁₇₋₁₉=0,099; IS₂₁₋₂₂=0,000</p>	(42-47)	Construção	1981,60

	IS ₂₂₋₂₃ =0,000; IS ₁₉₋₂₄ =0,004 IS ₂₁₋₂₆ =0,126; IS ₂₂₋₂₇ =0,151 IS ₂₃₋₃₀ =0,000; IS ₂₇₋₃₀ =0,120 IS ₃₀₋₃₂ =0,000; IS₄₂₋₄₇=0,176 IS ₄₃₋₄₈ =0,012; IS ₄₄₋₄₉ =0,057			
41	IS ₀₅₋₀₆ =0,140 IS ₀₉₋₁₀ =0,000; IS₀₉₋₁₂=0,151 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₆₋₂₂ =0,000 IS ₁₇₋₁₉ =0,099; IS ₂₁₋₂₂ =0,000 IS ₂₂₋₂₃ =0,000; IS ₁₉₋₂₄ =0,004 IS ₂₁₋₂₆ =0,126; IS ₂₂₋₂₇ =0,151 IS ₂₇₋₃₀ =0,120; IS ₃₀₋₃₂ =0,000 IS ₄₃₋₄₈ =0,012; IS ₄₄₋₄₉ =0,057	(09-12)	Construção	1981,60
42	IS ₀₅₋₀₆ =0,140; IS ₀₅₋₀₉ =0,000 IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS ₁₆₋₂₂ =0,000 IS ₁₇₋₁₉ =0,100; IS ₁₉₋₂₄ =0,003 IS ₂₁₋₂₂ =0,000; IS ₂₂₋₂₃ =0,000 IS ₂₁₋₂₆ =0,126; IS₂₂₋₂₇=0,151 IS ₂₇₋₃₀ =0,120; IS ₃₀₋₃₂ =0,000 IS ₄₃₋₄₈ =0,012; IS ₄₄₋₄₉ =0,057	(22-27)	Construção	1981,60
43	IS₀₅₋₀₆=0,140 IS ₀₅₋₀₉ =0,000; IS ₁₃₋₁₉ =0,000 IS ₁₇₋₁₉ =0,100; IS ₁₉₋₂₄ =0,003 IS ₂₁₋₂₆ =0,126; IS ₂₂₋₂₆ =0,000 IS ₂₇₋₃₀ =0,120; IS ₃₀₋₃₂ =0,000 IS ₄₃₋₄₈ =0,012; IS ₄₄₋₄₉ =0,057	(05-06)	Construção	3000,40
44	IS ₁₇₋₁₉ =0,100; IS ₁₉₋₂₀ =0,000 IS ₁₉₋₂₄ =0,003; IS₂₁₋₂₆=0,126 IS ₂₂₋₂₆ =0,000; IS ₂₃₋₃₀ =0,000 IS ₂₆₋₃₁ =0,000; IS ₂₇₋₃₀ =0,120 IS ₃₀₋₃₂ =0,000; IS ₄₃₋₄₈ =0,012 IS ₄₄₋₄₉ =0,057; IS ₄₇₋₄₈ =0,000	(21-26)	Construção	1981,60
45	IS ₁₇₋₁₉ =0,100; IS ₁₉₋₂₀ =0,000 IS ₁₉₋₂₄ =0,003; IS ₂₃₋₃₀ =0,000 IS₂₇₋₃₀=0,120 ; IS ₃₀₋₃₂ =0,000 IS ₄₃₋₄₈ =0,012; IS ₄₄₋₄₉ =0,057	(27-30)	Construção	3000,40
46	IS ₁₃₋₁₉ =0,000; IS₁₇₋₁₉=0,101 IS ₁₉₋₂₀ =0,000; IS ₁₉₋₂₄ =0,003 IS ₄₃₋₄₈ =0,012; IS ₄₄₋₄₉ =0,057	(17-19)	Construção	1981,60
47	IS ₄₃₋₄₈ =0,012; IS₄₄₋₄₉=0,057	(44-49)	Construção	1981,60

48	IS₄₃₋₄₈=0,012 IS ₄₇₋₄₈ =0,000; IS ₄₈₋₄₉ =0,000	(43-48)	Construção	1981,60
49	-	-	-	-

A Figura 5.14 representa a topologia radial final obtida com a primeira etapa de execução do algoritmo.

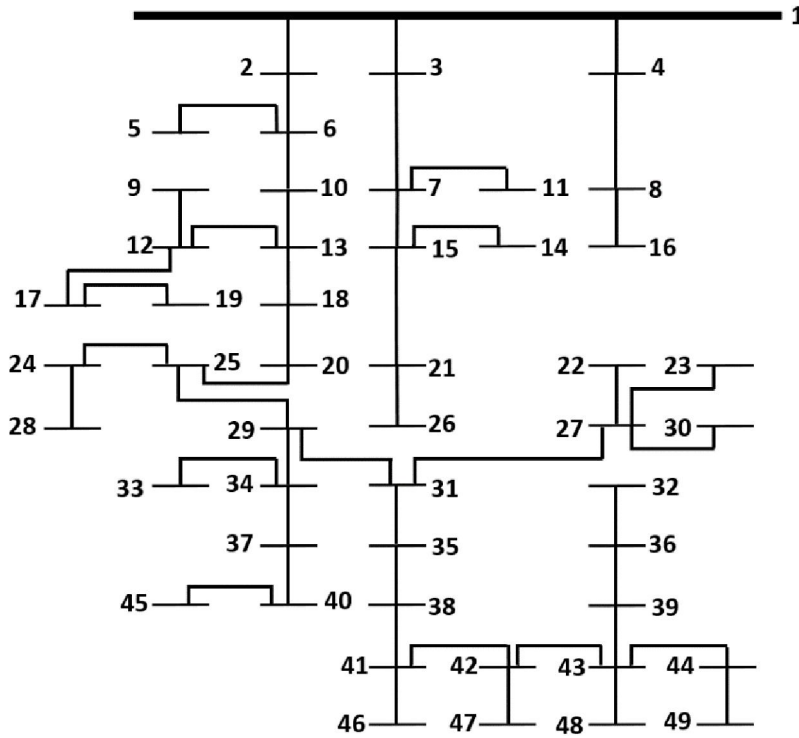


Figura 5.14: Configuração final para o sistema de 49 barras.

A Figura 5.15 detalha o valor da função objetivo, o custo de construção de circuitos a cada iteração e o custo das adições acumuladas ao término de cada iteração.

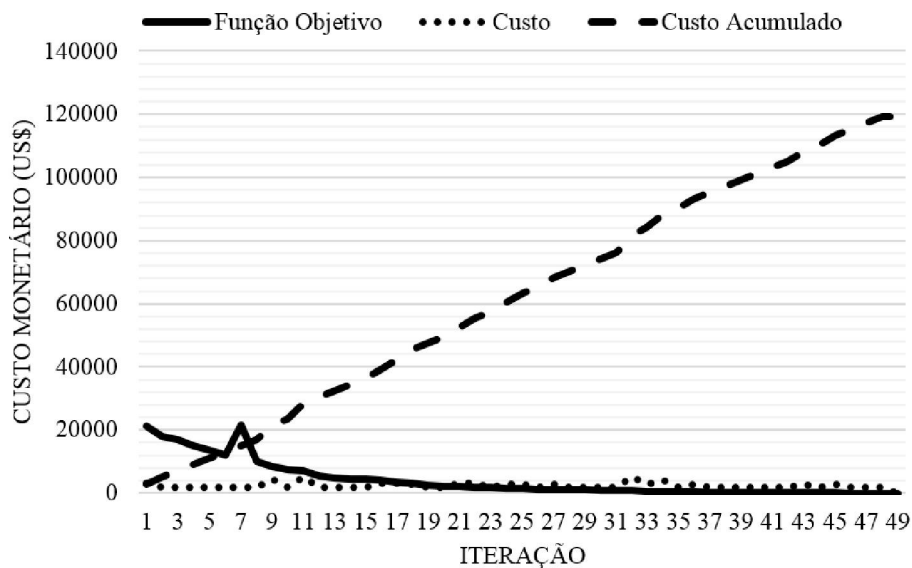


Figura 5.15: Gráfico de investimentos do sistema de 49 barras.

O investimento total para a construção da topologia final da rede somou 119156,00 US\$. Durante o processo iterativo os circuitos candidatos referentes à subestação foram adicionados, assim já se esperava a presença de três alimentadores na configuração obtida para o sistema de 49 barras, sendo a principal diferença com relação aos sistemas testados anteriormente.

A Figura 5.16 apresenta a geração de potência ativa para as barras candidatas a receber a GD do sistema de 49 barras, calculada pela expressão analítica (4.1).

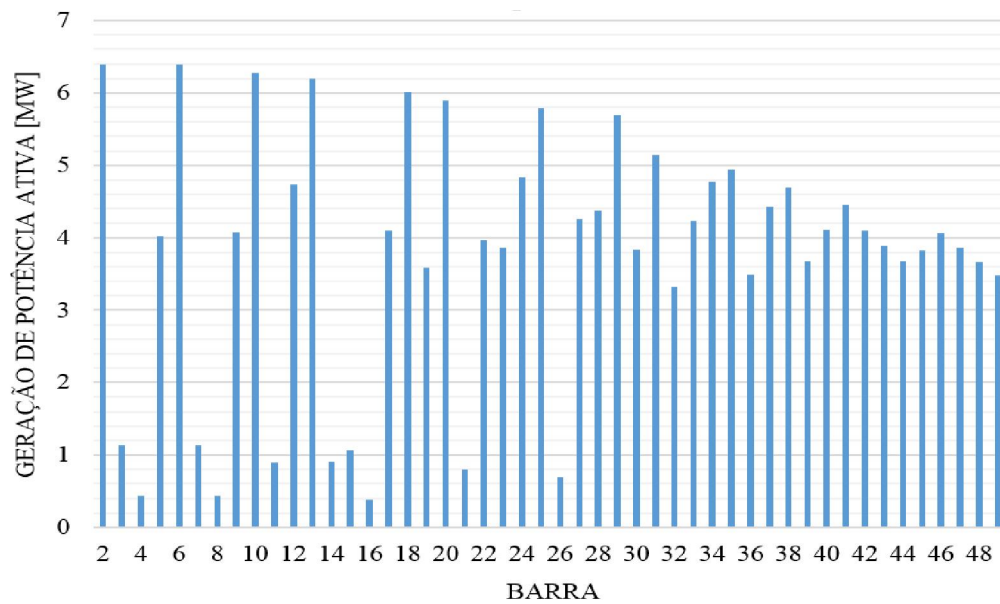


Figura 5.16: Capacidade da GD para o sistema de 49 barras.

A geração de potência ativa ilustrada na Figura 5.16 deve ser adicionada a respectiva barra para a determinação das perdas elétricas com a inserção da GD. A Figura 5.17 apresenta as perdas elétricas aproximadas e as perdas exatas do fluxo de potência.

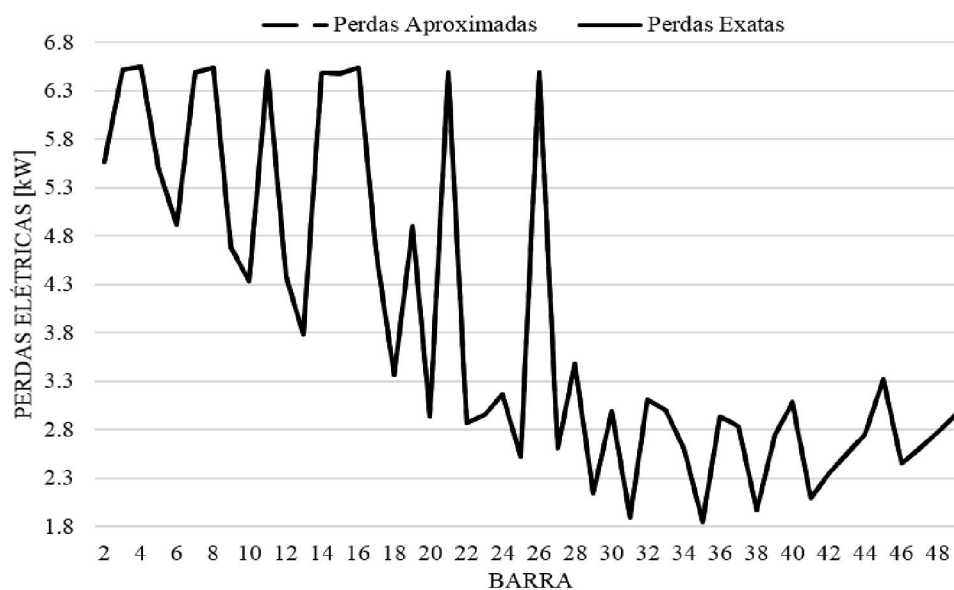


Figura 5.17: Curvas das perdas elétricas do sistema de 49 barras.

Observando a Figura 5.17 é possível notar que as perdas elétricas totais são minimizadas quando a GD for inserida na barra 35, e a respectiva geração de potência ativa nesta barra como vista na Figura 5.16 representa sua capacidade ótima. A Tabela 5.14 apresenta uma comparação dos resultados para verificação da influência da GD na rede.

Tabela 5.14: Resultados da Inserção da GD no Sistema de 49 Barras

Caso	P _{DG} (MW)	Perdas Elétricas (kW)	Subestação (MW)
Sem a GD	-	6,553	6,391670
Com a GD	4,939262	1,846	1,447700

A presença da GD conforme visto na Tabela 5.14 provoca uma redução de 72% no valor das perdas elétricas na rede, onde a geração de potência ativa pela GD resulta na liberação de 20% da capacidade de suprimento da subestação.

Os fluxos de potência ativa pelos alimentadores 2 e 3 mantiveram os valores e sentidos, isto se explica pelo fato das injeções de potência ativa nos barramentos desses alimentadores permanecerem inalterados, assim a poupança de carga da subestação se deve exclusivamente a inserção da GD ao alimentador 1 que possui mais demandas alocadas.

A Tabela 5.15 apresenta as barras contidas nos alimentadores citados.

Tabela 5.15: Alimentadores do Sistema de 49 Barras

Alimentador	Barras
1	1, 2, 5, 6, 9, 10, 12, 13, 17, 18, 19, 20, 22, 23, 24, 25, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49
2	1, 3, 7, 11, 14, 15, 21, 26
3	1, 4, 8, 16

O fluxo de potência ativa pela linha (31-35) mudou em magnitude e sentido, enquanto o fluxo de potência ativa pela linha (35-38) manteve sua magnitude e sentido, isto significa dizer que a GD supre as demandas de potência ativa na barra 35 a maior do alimentador 1, na barra 38 adjacente e injeta o remanescente no sentido da barra 31.

Os ângulos e níveis de tensão nodais dos alimentadores 2 e 3 seguem iguais, porém houve mudanças desses valores referentes ao alimentador 1, assim a minimização das perdas elétricas no sistema se deve especificamente a otimização do fluxo de carga neste último. Os incrementos dos níveis de tensão para o alimentador 1 já eram esperados, e estes foram significativos mais a jusante deste alimentador nas proximidades de inserção da GD.

A Figura 5.18 apresenta os perfis de tensão para o sistema de 49 barras.

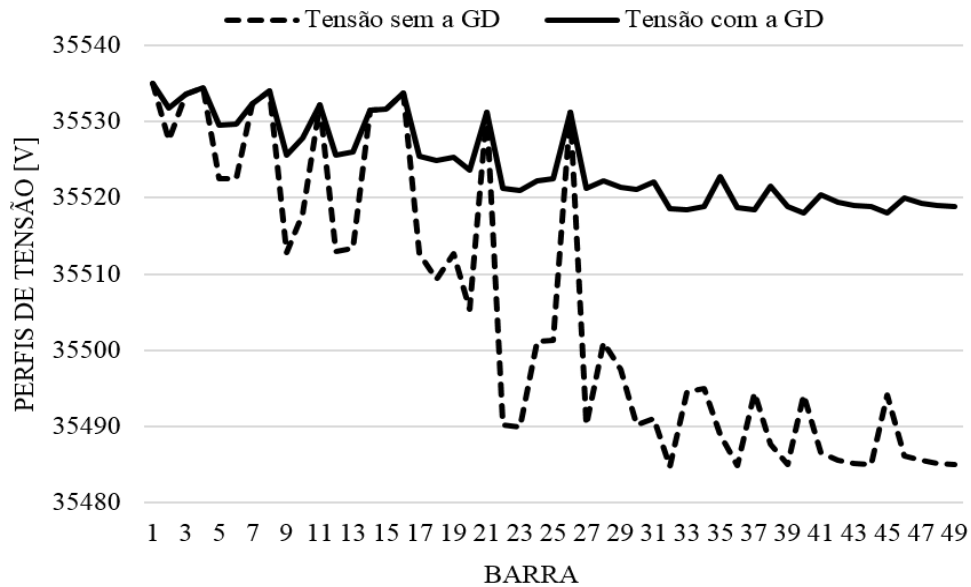


Figura 5.18: Perfis de tensão do sistema de 49 barras.

5.4 Considerações Finais do Capítulo

A escolha destes sistemas testes não foi por acaso. Procurou-se por sistemas testes que possuíssem características diferentes. Neste contexto, o sistema de 23 barras possui quase todas as demandas semelhantes, com um maior número de linhas candidatas à construção por barra. O sistema de 33 barras possui demandas distintas por barra com um menor número de linhas candidatas por barramento. O sistema de 49 barras possui demandas distintas com o maior número de linhas candidatas à construção.

O AHC especializado obteve soluções de qualidade para os sistemas testados, inclusive a solução ótima foi atingida para o sistema de 33 barras. O desempenho deste algoritmo pode ser considerado aceitável, pois resolve um modelo matemático não linear para suporte de dados ao IS que estabelece a solução do problema. Entretanto, o tempo de execução da técnica cresceu quando a complexidade do problema aumentava como no caso do sistema de 49 barras, mas tal comportamento já era esperado por parte do algoritmo e a convergência do mesmo foi garantida em todos os casos.

O modelo da geração distribuída também aproveitou os dados do modelo matemático, com o objetivo de minimizar as perdas elétricas no sistema. As curvas das perdas elétricas obtidas do algoritmo para cada sistema teste evidenciam as mesmas características se confrontadas com as respectivas curvas pelo fluxo de potência, e isto pode ser utilizado para avaliar a precisão dos resultados oriundos desta metodologia.

Os resultados comprovaram a redução das perdas elétricas pela inserção de unidades de geração distribuída ao sistema, sendo a porcentagem desta redução mais significativa a medida que o tamanho do sistema era maior. A melhora no perfil de tensão da rede é mais fácil de notar para o sistema de 49 barras, onde a geração distribuída impacta somente os níveis de tensão das

barras do alimentador em que se encontra conectada, porém o incremento mais importante foi observado para o sistema de 33 barras.

Capítulo 6

Conclusões

Nesta dissertação foi apresentado um novo algoritmo especializado para a aplicação nos problemas de planejamento da expansão de redes aéreas de média tensão com a alocação da geração distribuída.

O Algoritmo Heurístico Construtivo empregado como técnica de solução compreende um indicador de sensibilidade que estabelece a solução desses problemas passo a passo, segundo os parâmetros do sistema teste (custos dos circuitos) e os dados obtidos com a solução do modelo não linear (tensões nos barramentos e porcentagem de utilização dos circuitos candidatos). Esse modelo levou em consideração as características da formulação matemática para os sistemas de corrente alternada, onde as equações dos fluxos de potência ativa e reativa são definidas em termos das variáveis de estado da rede. O algoritmo teve bom desempenho ao fornecer topologias radiais para os diferentes sistemas testados, mesmo perante um modelo matemático com dificuldades adicionais.

A determinação da capacidade ótima e o melhor local de inserção da geração distribuída são baseados nos parâmetros da topologia radial e nas informações concernentes aos níveis de tensão e ângulos obtidos ao término da primeira etapa de investimento na construção da rede. Os resultados mostraram que as soluções aproximadas do modelo da geração distribuída foram capazes de cumprir as metas esperadas, cujos valores exatos das perdas elétricas importantes a operação do sistema foram obtidos com a solução do fluxo de potência, após a conclusão da segunda etapa do algoritmo.

Uma sugestão de trabalho futuro seria o emprego de uma estratégia aplicada a primeira etapa deste algoritmo na busca da topologia radial, e que pode ser baseada, por exemplo, em Busca Dispersa para a obtenção de várias topologias radiais do sistema. Deste modo, deve ser levado em conta algum critério para estabelecer a melhor configuração, e assim diminuir o risco do algoritmo encontrar uma solução ótima local.

Referências Bibliográficas

- Acharya, N., Mahat, P., Mithulananthan, N. (2006). An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 28 (10): 669–678.
- Ackermann, T., Andersson, G., Soder, L. (2001). Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*. 57 (3): 195–204.
- Andrei, N. (1997). *Nonlinear Optimization Applications Using the GAMS Technology*, New York: Springer, 2013, p. 6.
- Brooke, A., Kendrick, D. A. and Meeraus, A. (1997). *GAMS: Sistema Geral de Modelagem Algebrica*, São Paulo, Editora Edgard Blucher Ltda.
- Bagheri, A., Osali, N., Noroozian, R. (2016). Distribution system expansion planning incorporating storage units in the presence of wind-based distributed generation. *Electrical Power Distribution Network Conference*, 194–201.
- Brandt, M. H. M., "Algoritmo Heurístico Especializado Aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica," *Dissertação de Mestrado*, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, UNIOESTE, 2016.
- Camargo, V., Lavorato, M., and Romero, R. (2013). Specialized Genetic Algorithm to Solve the Electrical Distribution System Expansion Planning. *Power and Energy Society General Meeting*, 1–5.
- Casazza, J., Delea, F. (2010). *Understanding Electric Power Systems: An Overview of Technology, the Marketplace, and Government Regulation*.
- Chu, P. C., and Beasley, J. E. (1997). A genetic algorithm for the generalised assignment problem. *Computers and Operations Research*. 24 (1): 17–23.
- Cuno, M. A. S., "Algoritmo Híbrido Aplicado ao Planejamento da Expansão de Redes Aéreas de Média Tensão," *Dissertação de Mestrado*, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, UNIOESTE, 2016.
- El-Sayed, M. A., Alsaffar, M. A. (2016). Two Stage Methodology for Optimal Siting and Sizing of Distributed Generation in Medium Voltage Network. *IEEE Green Technologies Conference*. 118–123.
- Garver, L. L. (1970). Transmission Network Estimation Using Linear Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. PAS-89 (7): 1688–1697.
- Gigerenzer, G., Todd, P. M. (1999). *Simple Heuristics That Make Us Smart*. New York.
- Gomez, J. F., Khodr, H. M., Oliveira, P. M., Ocque, L., Yusta, J. M., Villasana, R. and Urdaneta, A. J. (2004). Ant Colony System Algorithm for the Planning of Primary Distribution Circuits. *IEEE Transactions on Power Systems*. 19 (2): 996–1004.
- Gönen, T., Ramirez-Rosado, I. J. (1986). Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and*

- Distribution. 133 (7): 397–408.
- Griffin, T., Tomsovic, K., Secrest, D., Law, A. (2000). Placement of dispersed generation systems for reduced losses. Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences. pp. 1–9.
- Hafher, S., Pereira, L. A., Pereira, L. F. A., Lemos, F. A. B., Lima, A. L. de, Brkius, C. A., and Giron, L. R. (2004). Optimization Model for Expansion Planning of Distribution Systems. In *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America* (pp. 457–463).
- Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A., and Barreto, L. S. (2008a). Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - Part I: Problem formulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 23 (2): 915–923.
- Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A., and Barreto, L.S. (2008b). Multistage Model for Distribution Expansion Planning with Distributed Generation - Part II: Numerical Results. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 23 (2): 924–929.
- Huang, Y., Alvehag, K., and Soder, L. (2014). Distribution network expansion planning considering distributed generation using probabilistic voltage constraints. *IEEE Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp 1–6.
- IEA International Energy Agency. World Energy Outlook (2016). Sees Broad Transformations in the Global Energy Landscape. Acesso em: abril/17. Disponível em: <http://www.iea.org/newsroom/news/2016/november/world-energy-outlook-2016.html>.
- INEE Instituto Nacional de Eficiência Energética. O que é geração distribuída. (2017). Acesso em: maio/17. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp.
- Jannuzzi, A. C., "Regulação da Qualidade de Energia Elétrica sob o Foco do Consumidor," Dissertação de mestrado, Universidade de Brasília, UnB, 2007.
- Kagan, N., Oliveira, C. C. B, Robba, E. J. (2005). Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica, São Paulo, Editora Blucher.
- Khalesi, N., Rezaei, N., Haghifam, M. R. (2011). Electrical Power and Energy Systems DG allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 33 (2): 288–295.
- Khator, S. K., and Leung, L. C. (1997). Power Distribution Planning: A Review of Models and Issues. *IEEE Transactions on Power Systems*. 12 (3): 1151–1159.
- Lavorato, M., Rider, M. J., Garcia, A. V., and Romero, R. (2010). A Constructive Heuristic Algorithm for Distribution System Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*. 25 (3): 1734–1742.
- Luong, H. N., Grond, M. O. W., Bosman, P. A. N., and Poutré, H. La (2013). Medium-Voltage Distribution Network Expansion Planning with Gene-pool Optimal Mixing Evolutionary Algorithms. *International Conference on Artificial Evolution*. pp 93–105.
- Macrae, C., Ozien, M., Ernstt, A., Behrenst, S. (2015). Locating and sizing energy storage systems for distribution feeder expansion planning. *IEEE Region 10 Conference*. pp 1–6.

- Macrae, C., Ozlen, M., Ernst, A. (2014). Transmission Expansion Planning Considering Energy Storage. IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing. pp 1–5.
- Mansor, N. N. B., Levi, V. (2015). Expansion Planning of Medium Voltage Distribution Networks. International Universities Power Engineering Conference. pp 1–6.
- Martins, J. (2012). Eletricidade sobre rodas. Acesso em: janeiro/17. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/2016/2012/06/18/eletricidade-sobre-rodas>.
- Mendonça, W. D. F., "Algoritmo Especializado Aplicado ao Planejamento da Expansão de Redes Aéreas de Sistemas de Distribuição," Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, UNIOESTE, 2014.
- Monticelli, A. J. (1983). Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. São Paulo: Editora Edgard Blucher Ltda.
- Muñoz-Delgado, G., Contreras, J., Arroyo, J. M. (2014). Optimal Expansion Planning in Distribution Networks with Distributed Generation. Power Systems Computation Conference, pp 1–7.
- Muñoz-Delgado, G., Contreras, J., Arroyo, and J. M. (2015). Joint Expansion Planning of Distributed Generation and Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Systems. 9 (3): 1–12.
- NR 10 - Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade. (2004). Acesso em: janeiro/17. Disponível em: <http://www.guiatrabalhista.com.br/legislacao/nr/nr10.html>.
- Payasi, R. P., Singh, A. K., Singh, D. (2011). Review of distributed generation planning : objectives , constraints , and algorithms. International Journal of Engineering, Science and Technology. 3 (3): 133–153.
- Rich, E. and Knight, K. (1993). Inteligência Artificial. São Paulo: Editora Blucher.
- Rocha, C, Contreras, J., Lotero, R. C. and Muñoz, J. I. (2012a). "Um Modelo Híbrido Linear Aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica." Swge.inf.br: 1–6.
- Rocha, C, J Contreras, R Lotero, and J Muñoz. (2012b). Algoritmo Heurístico Construtivo Enumerativo Aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Eletrica.ufpr.br: 2156–2163.
- Romero, R., Asada, E. N., Carreño, E., and Rocha, C. (2007). Constructive Heuristic Algorithm in Branch-and-Bound Structure Applied to Transmission Network Expansion Planning. IET Generation, Transmission & Distribution. 1 (2): 318–323.
- Romero, R, and Rocha, C. (2005). Constructive Heuristic Algorithm for the DC Model in Network Transmission Expansion Planning. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution 152: 277–282.
- Romero, R., Monticelli, A., Garcia, A., and Haffner, S. (2002). Test Systems and Mathematical Models for Transmission Network Expansion Planning. IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution. 149 (1): 27.
- Romero, R., Rocha, C., Mantovani, M., and Mantovani, J. R. S. (2003). Analysis of Heuristic Algorithms for the Transportation Model in Static and Multistage Planning in Network Expansion Systems. IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution 150

(5): 521–526.

Sadeghi, M., Kalantar, M. (2014). Probabilistic Analysis of Wind Turbine Planning in Distribution Systems. 5th Conference on Thermal Power Plants. pp 1–6.

Siemens, W. V. (2016). Siemens History Site. Acesso em: Dezembro/16. Disponível em: https://www.siemens.com/history/en/personalities/founder_generation.html.

Soudi, S. (2013). Distribution System Planning With Distributed Generations Considering Benefits and Costs. International Journal of Modern Education and Computer Science. 5 (10): 45–52.

Tanwar, S. S., Khatod, D. K. (2015). A Review on distribution network expansion planning. IEEE India Conference, pp. 1–6.

Tao, X., and Haubrich, H.-J. (2006). A Two-Stage Heuristic Method for the Planning of Medium Voltage Distribution Networks with Large-Scale Distributed Generation. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. pp. 1–6.

Viral, R., Khatod, D. K. (2012). Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 16 (7): 5146–5165.

Zidan, A., Shaaban, M. F., El-Saadany, E. F. (2013). Long-term multi-objective distribution network planning by DG allocation and feeders reconfiguration. Electric Power Systems Research. 105, 95–104.

Apêndice

Submissão do Trabalho

Neste apêndice encontra-se o trabalho referente ao tema desta dissertação que foi submetido e aceito para apresentação em:

- Benitez E. E., Belin P. R., Souza L. A., Rocha C. R. M. da, Almeida A. B. de, “*Algoritmo Heurístico Construtivo aplicado ao Planejamento de Redes Aéreas de Média Tensão com a alocação de Geração Distribuída*”. 12 th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE 2017. ISBN 978-85-61065-02-7.

Algoritmo Heurístico Construtivo aplicado ao Planejamento de Redes Aéreas de Média Tensão com a alocação de Geração Distribuída

E. E. Benitez, P. R. Belin, L. A. Souza, C. Rocha, *Member, IEEE*, e A. B. Almeida

Abstract— This paper presents a new algorithm to medium voltage overhead distribution lines expansion planning. Such algorithm is able to establish a strategy for the connection of distributed generation units into distribution power system. In the first step the algorithm establishes a new topology for the network, meeting the future demand and the necessary technical criteria to deliver electricity to consumers. The problem is represented by a nonlinear mathematical model and the solution is obtained iteratively. In each iteration, a specialized sensitivity indicator using information from the solution of the mathematical model supports the decision making. In the second step, looking for the best benefit to the network operation, the algorithm evaluates the established topology to indicate the capacity and candidate buses for connection of the distributed generation. Computational tests were carried out to evaluate the algorithm performance. The results obtained through the simulations showed that the algorithm converges rapidly and finds feasible solutions.

Index Terms— Distributed power generation, Power distribution lines, Power system analysis computing, Power system management, Power system planning.

I. NOMENCLATURA

α_p	Fator de penalização para corte de demanda.
$\alpha_{i,j}$	Coefficiente de sensibilidade α para linha ij .
$\beta_{i,j}$	Coefficiente de sensibilidade β para linha ij .
$\theta_{i,j}$	Diferença dos ângulos das tensões entre as barras i e j .
Γ	Conjunto de barras com demandas de potência elétrica.
B	Conjunto que representa as linhas existentes somadas às linhas adicionadas.
$b_{i,j}^B$	Susceptância da linha ij do conjunto B.
$c_{i,j}$	Custos fixos associados à construção de nova linha ij .
dp	Vetor com demanda de potência ativa.
dp_i	Demanda de potência ativa na barra i .
dq	Vetor com demanda de potência reativa.
dq_i	Demanda de potência reativa na barra i .
f^B	Vetor com fluxo de potência aparente para conjunto B.
f^U	Vetor com fluxo de potência aparente para conjunto U.

\bar{f}^B	Vetor com máxima capacidade de potência aparente para conjunto B.
\bar{f}^U	Vetor com máxima capacidade de potência aparente para conjunto U.
$f p^B$	Vetor com fluxo de potência ativa para conjunto B.
$f p^U$	Vetor com fluxo de potência ativa para conjunto U.
$f p_{i,j}^B$	Fluxo de potência ativa na linha ij do conjunto B.
$f q^B$	Vetor com fluxo de potência reativa para conjunto B.
$f q^U$	Vetor com fluxo de potência reativa para conjunto U.
$f q_{i,j}^B$	Fluxo de potência reativa na linha ij do conjunto B.
$g_{i,j}^B$	Condutância da linha ij do conjunto B.
(i,j)	Linha entre as barras i e j do sistema.
IS	Indicador de Sensibilidade que indica a linha escolhida para ser adicionada na iteração.
$IS_{i,j}$	Indicador de Sensibilidade determinado para a linha ij .
N	Número de barras.
p	Vetor com injeção de potência ativa.
PG_i^B	Capacidade ótima de injeção de potência da GD para barra i do conjunto B.
p_i	Injeção de potência ativa na barra i .
P_j	Injeção líquida de potência ativa na barra j .
PT	Perdas totais.
q	Vetor com injeção de potência reativa.
q_i	Injeção de potência reativa na barra i .
Q_j	Injeção líquida de potência reativa na barra j .
r_i	Corte de demanda da barra i .
$R_{i,j}$	Parcela resistiva do elemento ij da matriz $[Zbarra]$.
rp	Vetor com corte de demanda de potência ativa.
rp_i	Corte de demanda de potência ativa na barra i .
rq	Vetor com corte de demanda de potência reativa.
rq_i	Corte de demanda de potência reativa na barra i .
S	Matriz de incidência nó-ramo do sistema.
s	Vetor com as injeções de potência aparente.
\underline{s}	Vetor com limite mínimo para injeções de potência aparente.
\bar{s}	Vetor com limite máximo para injeções de potência aparente.
U	Conjunto das linhas candidatas a construção (adição).
v	Custo total.
V	Vetor com as magnitudes das tensões das barras.
V^B	Magnitude da tensão na barra conexa ao sistema existente.
V_i	Magnitude da tensão na barra i .

Este trabalho teve apoio financeiro da CAPES/DS para a sua realização.

E. E. Benitez, P. R. Belin, L. A. Souza, C. Rocha, e A. B. Almeida estão com o CECE - Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Universidade Estadual do Oeste do Paraná (Unioeste), Campus de Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil (e-mails: elias.emmanuelbenitez@gmail.com, pamirb@hotmail.com, lanselmi.souza@gmail.com, c.rocha@ieee.org e adbaal@yahoo.com.br).

- V Magnitude do limite mínimo para as tensões das barras.
- \bar{V} Magnitude do limite máximo para as tensões das barras.
- $x_{i,j}$ Porcentagem de utilização da linha ij .

II. INTRODUÇÃO

O Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição (PESD) procura por indicar as atualizações que são necessárias para o sistema, para que este seja capaz de suprir a demanda futura obedecendo a critérios importantes que representem a qualidade do suprimento. Neste contexto, para atender a demanda futura, a construção de um novo sistema ou a ampliação de um sistema existente necessita de investimentos elevados.

Estes investimentos podem ser aplicados na instalação de novas subestações, ou na ampliação daquelas existentes, na aquisição de novos transformadores de distribuição, ou na substituição daqueles obsoletos, na construção de novas linhas de distribuição ou na substituição das existentes, na instalação de bancos de capacitores e reguladores de tensão. Ainda não existe um modelo capaz de representar com precisão todas estas questões que envolvem a definição destes investimentos para o problema e sobre este assunto, o problema tem sido simplificado [1].

Muitos algoritmos para aplicação neste problema podem ser encontrados na literatura. A maioria leva em consideração na modelagem do problema, a construção de subestações e linhas de distribuição, com alguns dando maior importância à obtenção de resultados em relação ao tamanho e a localização ótima de subestações, e outros à localização e capacidade ótima de novas linhas de distribuição e outros ao planejamento em conjunto de subestações e linhas de distribuição [2].

Atualmente, muita atenção vem sendo dada a Geração Distribuída (GD), isto porque, por definição, a GD representa a geração de energia elétrica próxima aos consumidores, independente de sua tecnologia e fonte primária de energia. Assim, a GD pode produzir energia elétrica através do aproveitamento de fontes renováveis, dispensando os custos com a aquisição de combustíveis, seguindo os princípios do desenvolvimento sustentável. Há estudos elaborados pela *International Energy Agency* que estimam que nos próximos vinte e cinco anos o gás natural e mais especificamente as energias solar e eólica, poderão substituir o consumo do carvão, e que isto aliado ao aumento da eficiência energética, provocará uma redução na emissão de gases poluentes contribuindo por conter o avanço do aquecimento global.

A inserção de GD em sistemas de distribuição também diminui a necessidade de investimentos relacionados com a expansão de capacidade de carregamento nos sistemas de transmissão, e pode resultar em uma maior eficiência energética, com a diminuição das perdas elétricas na rede. Porém, estes benefícios não podem ser alcançados sem a determinação do tamanho ótimo da GD que será conectada ao sistema e sem que se determine o melhor local no sistema para a sua conexão. Isto tem sido um desafio para os planejadores envolvidos com esta área.

Muitos trabalhos aparecem na literatura especializada tratando sobre este tema. Estes trabalhos podem ser classificados quanto à metodologia aplicada para resolver o problema [3]. Assim, exemplos de trabalhos que utilizam metaheurísticas e heurísticas para a solução deste problema podem ser encontrados em [4][5], trabalhos que utilizam inteligência artificial podem ser encontrados em [6][7], trabalhos que utilizam algoritmos híbridos podem ser encontrados em [8][9] e trabalhos que utilizam métodos analíticos podem ser encontrados em [10][11].

Este artigo apresenta um novo algoritmo para ser aplicado ao PESD, mais especificamente em planejamento da expansão de linhas aéreas de média tensão, e que também tem a capacidade de estabelecer um plano para a conexão de geração distribuída na rede, indicando o tamanho ideal da GD e o melhor ponto para a sua conexão no sistema. Uma descrição do novo algoritmo com as suas etapas de execução, a apresentação do sistema teste utilizado para a validação do algoritmo, a simulação com os resultados e a análise destes resultados obtidos, e, finalmente, as conclusões finais com as sugestões para trabalhos futuros são apresentados nas próximas seções.

III. ALGORITMO HEURÍSTICO CONSTRUTIVO

Um Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC) resolve o problema de PESD através de um processo iterativo onde passo a passo uma solução para o problema é construída. Exemplos de aplicação desta classe de algoritmos no problema PESD podem ser observados em [2][12]-[14].

O AHC que é apresentado neste artigo, opera em duas etapas.

Na primeira etapa, o algoritmo estabelece uma nova topologia radial para a rede, que atende a demanda futura e respeita os critérios técnicos necessários para que a eletricidade seja entregue aos consumidores com qualidade. Neste processo, o problema é representado por um modelo matemático não linear cuja função objetivo busca minimizar o custo da expansão da rede e as restrições representam as leis físicas que regem o fluxo de energia e garantem que a demanda futura seja atendida com qualidade. A solução para o problema é construída de maneira iterativa, onde em cada iteração um Indicador de Sensibilidade (IS) especializado usa a informação obtida através da solução do modelo matemático para auxiliar na tomada de decisão. Esta etapa do algoritmo termina quando uma topologia radial para o sistema é determinada.

Uma vez que a topologia radial para o sistema é determinada, inicia-se a segunda etapa do algoritmo. Nesta etapa, o algoritmo realiza uma avaliação na topologia estabelecida para indicar a melhor barra para a conexão e a melhor capacidade de GD, para o melhor benefício da operação da rede (minimização de perdas elétricas). Nesta tarefa, o algoritmo utiliza uma metodologia analítica, em conjunto com os resultados que são obtidos com a solução do modelo matemático.

Nas próximas subseções são apresentados: o indicador de sensibilidade para estabelecer a topologia radial do sistema, a

modelagem matemática, e a metodologia analítica utilizada para a avaliação do melhor ponto de conexão e capacidade da GD para o sistema.

A. Indicador de Sensibilidade e Radialidade

O AHC foi implementado em linguagem de modelagem orientada algebricamente utilizando GAMS [15], levando-se em consideração o conceito de Conjuntos Dinâmicos [16]. Assim, dois conjuntos devem ser definidos no início do processo de solução: o conjunto B e o conjunto U.

O conjunto B é constituído pelas linhas existentes (linhas da rede inicial somadas àquelas adicionadas). O conjunto U é formado pelas linhas que podem ser adicionadas.

Na primeira etapa de execução do algoritmo, durante o processo iterativo, os conjuntos definidos anteriormente podem ser modificados, de acordo com o processo de tomada de decisão. Para a adição de novas linhas, em cada nova iteração, todas as linhas que estão presentes no conjunto U e que, se adicionadas, mantêm a radialidade do sistema, são estabelecidas. Entre àquelas que foram estabelecidas pelo algoritmo, uma é identificada pelo IS, e esta linha escolhida através do IS passará a fazer parte do sistema na próxima iteração. Assim, esta linha deixa de ser candidata, ou seja, deixa de fazer parte do conjunto U (é excluída deste conjunto) e passa a fazer parte do conjunto B (é adicionada a este conjunto), para a próxima iteração. Este processo de adicionar linhas continua até que não seja mais necessária nenhuma adição, ou seja, até o momento em que todas as barras do sistema com demandas estiverem conectadas.

Antes da apresentação e da descrição da formulação do IS, é conveniente um comentário a respeito de como o algoritmo realiza as adições das novas linhas e mantêm a característica de radialidade do sistema.

Para realizar a tarefa de verificar qual dos circuitos candidatos à adição da iteração que, se adicionados, ainda permitem que o sistema seja radial, o algoritmo utiliza a informação daquelas linhas que fazem parte do Conjunto B, identificando-se aquelas barras que são conexas ao sistema. No conjunto U, todas as linhas que possuem apenas uma de suas barras conexas ao sistema serão as selecionadas como candidatas à adição, aquelas que não possuem nenhuma de suas barras conexas (linha que, se adicionada, estaria isolada no sistema), ou aquelas que possuem as duas barras já conexas ao sistema (linha que, se adicionada, fecharia um laço no sistema) são descartadas. Uma vez realizada esta tarefa, ou em outras palavras, selecionadas estas linhas candidatas à adição, deve-se escolher aquela que, na iteração, será a indicada para ser adicionada. O algoritmo procede com a escolha utilizando o IS.

As equações que definem este indicador são apresentadas a seguir:

$$IS_{i,j} = \left(\frac{x_{i,j}}{c_{i,j}} \right) V^B \quad (1)$$

$$IS = \max\{IS_{i,j}\} \quad (2)$$

Em (1), V^B representa a magnitude da tensão na barra da linha ij que possui conexão com o sistema existente e será o local onde a linha candidata, se escolhida, irá se conectar ao sistema existente. A variável $x_{i,j}$ representa a porcentagem de utilização da linha para o transporte da potência elétrica, e $c_{i,j}$ representa o custo de construção da linha. Desta maneira, para todas as linhas estabelecidas como candidatas à adição, é determinado um valor para $IS_{i,j}$. A linha indicada para a adição será aquela com o maior valor estabelecido para $IS_{i,j}$, ou seja, será aquela identificada por (2). Assim, de forma ponderada, busca-se a linha que possa se conectar à barra com maior magnitude de tensão, com a maior porcentagem de utilização, e com o menor custo de construção, para a iteração.

Os valores relacionados com a magnitude da tensão na barra e a porcentagem de utilização da linha candidata são fornecidos através da solução do modelo matemático para a representação do problema. Na próxima subseção é apresentada uma descrição e a formulação do modelo matemático utilizado pelo algoritmo para a representação do problema.

B. Modelagem Matemática

Durante a primeira etapa de execução, ou seja, no processo de busca da topologia radial para o sistema, o problema PESD é representado por uma modelagem matemática que assume a seguinte formulação:

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j) \in U} c_{i,j} x_{i,j} + \alpha_p \sum_{i \in \Gamma} r_i \quad (3)$$

s.a.

$$S(fp^B + fp^U) + p + rp = dp \quad (4)$$

$$S(fq^B + fq^U) + q + rq = dq \quad (5)$$

$$fp_{i,j}^B - V_i^2 g_{i,j}^B + V_i V_j g_{i,j}^B \cos \theta_{i,j} + V_i V_j b_{i,j}^B \sin \theta_{i,j} = 0 \quad (6)$$

$$fq_{i,j}^B + V_i^2 b_{i,j}^B - V_i V_j b_{i,j}^B \cos \theta_{i,j} + V_i V_j g_{i,j}^B \sin \theta_{i,j} = 0 \quad (7)$$

$$f^B - \sqrt{(fp^B)^2 + (fq^B)^2} = 0 \quad (8)$$

$$f^B \leq \bar{f}^B \quad (9)$$

$$f^U - \sqrt{(fp^U)^2 + (fq^U)^2} = 0 \quad (10)$$

$$f^U \leq x_{i,j} \bar{f}^U \quad (11)$$

$$\underline{V} \leq V \leq \bar{V} \quad (12)$$

$$s_i - \sqrt{(p_i)^2 + (q_i)^2} = 0 \quad (13)$$

$$\underline{s} \leq s \leq \bar{s} \quad (14)$$

$$0 \leq x_{i,j} \leq 1 \quad (15)$$

$$r_i - \sqrt{(rp_i)^2 + (rq_i)^2} = 0 \quad (16)$$

$$d_i - \sqrt{(dp_i)^2 + (dq_i)^2} = 0 \quad (17)$$

$$r_i \leq d_i \quad (18)$$

Assim, (3) representa a função objetivo, cujo valor é atribuído à variável v , que procura minimizar o custo de adição de novas linhas e o corte de demanda em barras onde existam cargas. Nesta equação, os conjuntos U e Γ representam, respectivamente, o conjunto de linhas que podem ser adicionadas e o conjunto de barras que possuem demandas de potência elétrica. Os parâmetros numéricos $c_{i,j}$ e α_p representam, respectivamente, o custo fixo associado com a construção de nova linha ij , e um fator de penalização pela

existência de corte de demanda em barras com carga. As variáveis contínuas $x_{i,j}$ e r_i representam, respectivamente, a porcentagem de utilização de uma nova linha ij para transportar potência elétrica e que é limitado ao valor 1 (100% de utilização) através de (15), e o valor do corte de demanda na barra de carga i , limitado pelo respectivo valor de carga da barra, através da equação (18).

O modelo matemático representa as equações básicas do fluxo de potência. Estas equações são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada barra do sistema, ou seja, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm esta barra como um de seus terminais. Isso é equivalente a impor a Lei de Correntes de Kirchhoff [17].

As equações (4) e (5) representam o cumprimento da Lei de Correntes de Kirchhoff para os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, e considera os elementos contidos nos conjuntos B e U . Nestas equações, S representa a matriz de incidência nó-ramo para o sistema. Em (4), fp^B , fp^U , p , rp e dp , representam, respectivamente, os vetores com o fluxo de potência ativa no conjunto das linhas existentes, no conjunto das linhas candidatas, de injeção de potência ativa nas barras, de corte de demanda de potência ativa nas barras e com a demanda de potência ativa nas barras. Em (5), fq^B , fq^U , q , rq e dq , representam, respectivamente, os vetores com o fluxo de potência reativa no conjunto das linhas existentes, no conjunto das linhas candidatas, de injeção de potência reativa nas barras, com o corte de demanda de potência reativa nas barras e com a demanda de potência reativa nas barras.

Para expressar os fluxos de potência nas linhas como funções das tensões de suas barras de conexão, é utilizada a Lei das Tensões de Kirchhoff [17].

As equações (6) e (7) representam o cumprimento da Lei das Tensões de Kirchhoff considerando os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, apenas para os elementos contidos no conjunto B . Assim, deverá existir uma equação (6) e uma equação (7) para cada linha da topologia inicial do sistema, ou adicionada durante o processo iterativo da primeira etapa de execução do algoritmo. Nestas equações, V_i , V_j , $g_{i,j}^B$, $b_{i,j}^B$ e $\theta_{i,j}$ representam, respectivamente, as magnitudes das tensões nas barras i e j , a condutância da linha ij , a susceptância da linha ij e a diferença entre os ângulos das tensões das barras i e j . Em (6), fp_{ij}^B representa o fluxo de potência ativa na linha ij e em (7), fq_{ij}^B , representa o fluxo de potência reativa na linha ij .

As equações (8), (10), (13), (16) e (17) representam as relações entre a potência aparente e as potências ativa e reativa, e são necessárias para a formulação matemática do modelo. As equações (9) e (11) estão relacionadas com a imposição de limite de capacidade para as linhas existentes e candidatas, respectivamente, a equação (12) representa o cumprimento dos limites mínimos e máximos para a magnitude das tensões nas barras, e a equação (14) representa o cumprimento dos limites mínimos e máximos para a injeção de potência aparente nas barras.

Uma vez que o AHC estabelece uma topologia radial que

atenda a demanda futura, a primeira etapa de execução do algoritmo termina.

C. Método Analítico para Planejamento da GD

Na segunda etapa de execução do algoritmo é realizada uma análise para a determinação da indicação da melhor barra para conexão de GD e da sua capacidade ótima para a operação do sistema, considerando a topologia estabelecida na etapa de execução anterior. Esta etapa de execução do AHC é baseada no método analítico apresentado em [11]. Uma metodologia analítica utiliza expressões algébricas que são necessárias para as análises da aplicação [3].

A capacidade ótima de injeção de potência da GD para cada barra i do conjunto B , para a minimização das perdas na operação da topologia estabelecida na primeira etapa de execução do AHC, é determinada pela expressão algébrica apresentada a seguir.

$$PG_i^B = dp_i + \frac{1}{\alpha_{i,i}} \left[-\sum_{j=1, j \neq i}^N (\alpha_{i,j} P_j - \beta_{i,j} Q_j) \right] \quad (15)$$

Em (15), N representa o número de barras, os parâmetros P_j e Q_j representam as injeções líquidas de potência ativa e reativa localizadas na barra j do sistema. Assim, as expressões usadas para a determinação destes parâmetros são apresentadas a seguir.

$$P_j = p_j - dp_j \quad (16)$$

$$Q_j = q_j - dq_j \quad (17)$$

Ainda em (15), os coeficientes $\alpha_{i,j}$ e $\beta_{i,j}$ são determinados considerando parâmetros da matriz [Zbarra] que são obtidos através da inversa da matriz [Ybarra], eliminando-se a linha e a coluna referentes à subestação da topologia radial estabelecida [11], e variáveis encontradas através do modelo matemático para a última iteração da primeira etapa de execução do AHC. As expressões algébricas a seguir são utilizadas para a determinação destes coeficientes.

$$\alpha_{i,j} = \frac{R_{i,j}}{V_i V_j} \cos \theta_{i,j} \quad (18)$$

$$\beta_{i,j} = \frac{R_{i,j}}{V_i V_j} \sin \theta_{i,j} \quad (19)$$

Nas expressões (18) e (19), $R_{i,j}$ representa a parcela resistiva do elemento (i, j) da matriz [Zbarra]. As variáveis V_i , V_j e $\theta_{i,j}$ são fornecidas pelo modelo matemático.

Uma vez estabelecida a capacidade ótima de injeção de potência ativa da GD para cada barra i do conjunto B , o próximo passo da segunda etapa de execução do AHC é encontrar o local de conexão ótimo para a GD em termos de operação (minimização das perdas elétricas totais) da topologia radial determinada.

As simulações considerando a conexão da GD em cada barra por vez e a determinação das perdas totais necessita de

muitas soluções do modelo matemático, tal quantas forem as barras da topologia radial determinada. Ao invés disto, o AHC aproveita os dados obtidos com a solução do modelo matemático na última iteração da primeira etapa de operação e simula a conexão da GD em cada barra da topologia com as capacidades estabelecidas por (15) e calcula as perdas totais.

As perdas totais assim calculadas são aproximadas, mas neste momento são usadas apenas para identificar a melhor localização (conexão da GD na barra que produz as menores perdas totais). Resultados numéricos mostraram que as perdas aproximadas possuem o mesmo comportamento que as calculadas com precisão [11], ou em outras palavras, se as perdas determinadas com precisão indicam que o mínimo ocorre com a conexão da GD em uma determinada barra, as perdas determinadas por aproximação indicarão a mesma barra, apenas os valores das perdas não serão iguais, mas o que se busca neste momento é a indicação da barra com conexão da GD que produza as menores perdas totais para a operação da topologia radial.

A expressão para determinação das perdas totais é apresentada a seguir.

$$PT = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [\alpha_{i,j}(P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{i,j}(Q_i P_j - P_i Q_j)] \quad (20)$$

Uma vez identificada a barra para conexão que produz as menores perdas totais, o modelo matemático é novamente utilizado para a determinação das perdas totais com precisão (coeficientes α e β são atualizados), para a topologia radial do sistema, considerando a capacidade ótima da GD e a sua conexão na barra, previamente indicada, na topologia. Assim, com os resultados do modelo matemático, e a localização e capacidade da GD, aplica-se novamente a expressão (20) para a determinação das perdas com precisão.

As etapas de execução do AHC são representadas, resumidamente, pelo fluxograma ilustrado através da Fig. 1.

IV. TESTES E RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os testes que foram realizados com o algoritmo considerando um sistema disponível na literatura. O objetivo foi estabelecer uma topologia radial para o sistema, que atendesse a previsão de demanda de ponta para o período, a um menor custo de construção possível, e um plano para instalação de GD com a indicação da sua capacidade ideal e da barra para a conexão, de forma a minimizar as perdas elétricas na topologia radial estabelecida.

Nas próximas subseções são apresentados o sistema teste para avaliar o algoritmo, os resultados obtidos com a simulação e uma análise destes resultados.

A. Sistema de 23 barras com uma subestação

Para a avaliação do desempenho do AHC, foi utilizado o sistema teste de 23 barras com uma subestação, já conhecido da literatura especializada [18][19][14][3].

No sistema, inicialmente não existe linhas construídas e existe a possibilidade de se construir 35 linhas (existem 35 linhas candidatas a adição).

O sistema é alimentado com tensão de 34,5 kV.

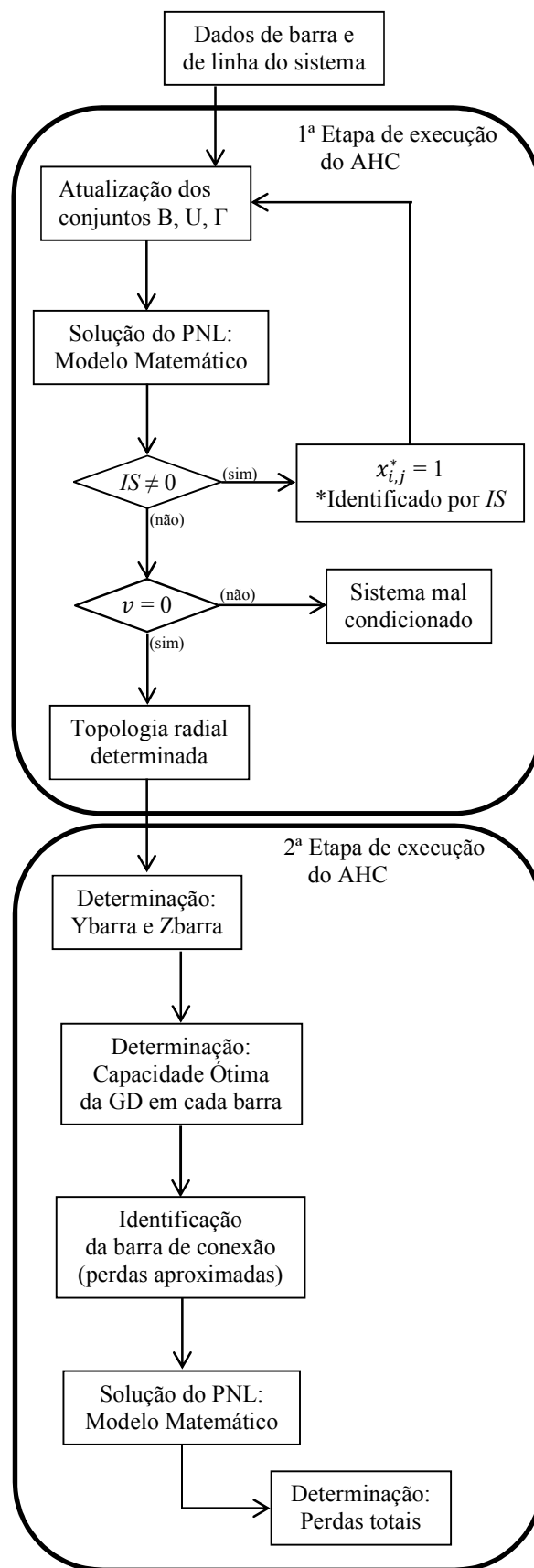


Fig. 1. Fluxograma para o AHC.

A operação é permitida entre 33,465 kV e 35,535 kV.

Em sua configuração, o sistema possui 21 barras com carga e uma subestação com capacidade de 10 MVA. Existe a possibilidade de construção de linhas com condutores de alumínio 1/0, com custos de construção (por quilometro) de 10k US\$/km.

As demandas, para as 21 barras de carga, foram consideradas com um fator de potência de 0,9.

A Fig. 2 representa todas as possíveis conexões das linhas candidatas a construção do sistema. A subestação está conectada à barra 01 do sistema.

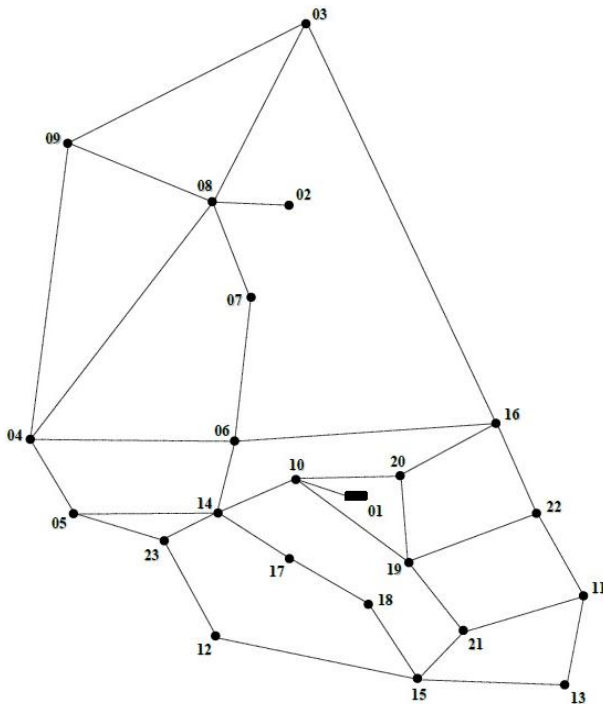


Fig. 2. Sistema de 23 barras - Conexões de Linhas Candidatas.

Os dados para o sistema, que são apresentados a seguir, foram reproduzidos de [2][12][14]. As Tabelas I, II e III apresentam os dados de demanda, dos condutores e das linhas, respectivamente, para este sistema.

TABELA I
DADOS DAS BARRAS

Barra	S_D kVA	S^0 kVA	Barra	S_D kVA	S^0 kVA
1	0,0	10000	13	320,0	-
2	0,0	-	14	320,0	-
3	640,0	-	15	320,0	-
4	320,0	-	16	320,0	-
5	320,0	-	17	320,0	-
6	320,0	-	18	320,0	-
7	320,0	-	19	320,0	-
8	320,0	-	20	320,0	-
9	320,0	-	21	320,0	-
10	320,0	-	22	320,0	-
11	320,0	-	23	320,0	-
12	320,0	-	-	-	-

Na Tabela I, os símbolos S_D e S^0 representam as potências nos barramentos de demanda e de fornecimento (capacidade máxima), em kVA.

TABELA II
DADOS DO CONDUTOR

Tipo	Capacidade A	Resistência Ω /km	Reatância Ω /km	Custo US\$/km
1/0	230	0,6045	0,429	10000

TABELA III
DADOS DAS LINHAS

Barra De	Barra Para	Comp km	Barra De	Barra Para	Comp Km
1	10	0,20209	10	20	0,69728
2	8	0,07560	11	13	0,50527
3	8	2,70790	11	21	0,63941
3	9	1,82020	11	22	0,69245
3	16	4,22370	12	15	0,98085
4	5	0,94020	12	23	0,67855
4	6	1,50170	13	15	0,62291
4	8	2,30530	14	17	0,44821
4	9	3,44790	14	23	0,48604
5	14	1,01620	15	18	0,57114
5	23	0,64091	15	21	0,60687
6	7	0,81807	16	20	0,50185
6	14	0,81772	16	22	0,94829
6	16	1,17520	17	18	0,44113
7	8	0,68661	19	20	0,73027
8	9	2,05670	19	21	0,55500
10	14	0,42971	19	22	0,58266
10	19	0,59489			

Na Tabela III, a expressão *Comp* representa o comprimento da linha em km.

B. Apresentação dos Resultados

Nesta subseção são apresentados os resultados que foram obtidos com a implementação do AHC, em linguagem GAMS, através da versão 23.0 do software e a utilização da versão gratuita do solver CONOPT. Estes resultados foram obtidos com a utilização de um Desktop PC Daten Intel® Core™ i7 4790K 3.60 GHz com 8GB RAM. O tempo de execução do algoritmo para apresentar a solução foi de 34s.

O problema é resolvido de maneira iterativa e sendo assim, a maneira escolhida para a apresentação dos resultados obtidos foi a de mostrar a solução sendo construída passo a passo ou iteração por iteração.

Inicialmente são apresentados os resultados obtidos durante a primeira etapa de execução do algoritmo.

A Tabela IV, representada a seguir, apresenta o conjunto de linhas identificadas como candidatas à adição e a escolhida, para cada iteração da primeira etapa de execução do algoritmo. As linhas identificadas como candidatas à adição são aquelas que, na respectiva iteração, se adicionadas, mantêm a radialidade do sistema. O indicador aplicado para quantificá-las em termos de interesse para adição foi o estabelecido em (1), com a linha escolhida para ser adicionada

sendo estabelecida através de (2).

TABELA IV
RESULTADOS DO PROCESSO ITERATIVO

Iter	In (Linhas Candidatas)	Linha. Esc.	Ação	Custo US\$
1	IS₀₁₋₁₀=15,600	(01-10)	Construção	2020,90
2	IS₁₀₋₁₄=3,665	(10-14)	Construção	4297,10
3	IS ₁₀₋₁₉ =1,444; IS ₁₀₋₂₀ =0,821 IS ₀₅₋₁₄ =0,282; IS ₀₆₋₁₄ =0,701 IS₁₀₋₁₉=1,444 ; IS ₁₀₋₂₀ =0,821 IS ₁₄₋₁₇ =0,638; IS ₁₄₋₂₃ =0,589	(10-19)	Construção	5948,90
4	IS ₀₅₋₁₄ =0,282 IS ₀₆₋₁₄ =0,700; IS ₁₀₋₂₀ =0,821 IS ₁₄₋₁₇ =0,638; IS ₁₄₋₂₃ =0,589 IS₁₉₋₂₁=1,031 ; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(19-21)	Construção	5550,00
5	IS ₀₅₋₁₄ =0,282; IS ₀₆₋₁₄ =0,700 IS₁₀₋₂₀=0,821 ; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS ₁₄₋₁₇ =0,638; IS ₁₄₋₂₃ =0,589 IS ₁₅₋₂₁ =0,236; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(10-20)	Construção	6972,80
6	IS ₀₅₋₁₄ =0,282; IS ₀₆₋₁₄ =0,700 IS ₁₁₋₂₁ =0,442; IS ₁₄₋₁₇ =0,638 IS ₁₄₋₂₃ =0,589; IS ₁₅₋₂₁ =0,242 IS₁₆₋₂₀=0,856 ; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(16-20)	Construção	5018,50
7	IS ₀₃₋₁₆ =0,068; IS ₀₅₋₁₄ =0,282 IS₀₆₋₁₄=0,700 ; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS ₁₄₋₁₇ =0,638; IS ₁₄₋₂₃ =0,589 IS ₁₅₋₂₁ =0,236; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(06-14)	Construção	8177,20
8	IS ₀₃₋₁₆ =0,068; IS ₀₅₋₁₄ =0,282 IS ₀₆₋₀₇ =0,524; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS₁₄₋₁₇=0,638 ; IS ₁₄₋₂₃ =0,589 IS ₁₅₋₂₁ =0,236; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(14-17)	Construção	4482,10
9	IS ₀₃₋₁₆ =0,068; IS ₀₅₋₁₄ =0,282 IS ₀₆₋₀₇ =0,524; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS₁₄₋₂₃=0,589 ; IS ₁₅₋₂₁ =0,236 IS ₁₇₋₁₈ =0,324; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(14-23)	Construção	4860,40
10	IS ₀₃₋₁₆ =0,068 IS ₀₄₋₀₆ =0,095; IS ₀₅₋₂₃ =0,223 IS₀₆₋₀₇=0,524 ; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS ₁₅₋₂₁ =0,236 IS ₁₇₋₁₈ =0,324; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(06-07)	Construção	8180,70
11	IS ₀₃₋₁₆ =0,068 IS ₀₄₋₀₆ =0,095; IS ₀₅₋₂₃ =0,223 IS ₀₇₋₀₈ =0,416; IS ₁₁₋₂₁ =0,447 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS ₁₅₋₂₁ =0,236 IS ₁₇₋₁₈ =0,324; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(11-21)	Construção	6394,10
12	IS ₀₄₋₀₆ =0,095; IS ₀₅₋₂₃ =0,223 IS₀₇₋₀₈=0,832 ; IS ₁₁₋₁₃ =0,283 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS ₁₅₋₂₁ =0,236 IS ₁₇₋₁₈ =0,324; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(07-08)	Construção	6866,10
13	IS ₀₃₋₀₈ =0,105 IS ₀₄₋₀₆ =0,095; IS ₀₅₋₂₃ =0,223 IS ₀₈₋₀₉ =0,069; IS ₁₁₋₁₃ =0,283 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS ₁₅₋₂₁ =0,236 IS₁₇₋₁₈=0,324 ; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(17-18)	Construção	4411,30
14	IS ₀₃₋₀₈ =0,105; IS ₀₄₋₀₆ =0,095 IS ₀₅₋₂₃ =0,223; IS ₀₈₋₀₉ =0,069 IS₁₁₋₁₃=0,283 ; IS ₁₂₋₂₃ =0,211 IS ₁₅₋₂₁ =0,236; IS ₁₉₋₂₂ =0,246	(11-13)	Construção	5052,70
15	IS ₀₃₋₀₈ =0,105; IS ₀₄₋₀₆ =0,095 IS ₀₅₋₂₃ =0,223; IS ₀₈₋₀₉ =0,069 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS ₁₃₋₁₅ =0,000 IS ₁₅₋₂₁ =0,236; IS₁₉₋₂₂=0,246	(19-22)	Construção	5826,60
16	IS ₀₃₋₀₈ =0,105; IS ₀₄₋₀₆ =0,095 IS ₀₅₋₂₃ =0,223; IS ₀₈₋₀₉ =0,069 IS ₁₂₋₂₃ =0,211; IS₁₅₋₂₁=0,236	(15-21)	Construção	6068,70
17	IS ₀₃₋₀₈ =0,105 IS ₀₄₋₀₆ =0,095; IS ₀₅₋₂₃ =0,223 IS ₀₈₋₀₉ =0,069; IS ₁₂₋₂₃ =0,211	(05-23)	Construção	6409,10
18	IS ₀₃₋₀₈ =0,105 IS ₀₄₋₀₅ =0,000; IS ₀₄₋₀₆ =0,095 IS ₀₈₋₀₉ =0,069; IS₁₂₋₂₃=0,211	(12-23)	Construção	6785,50
19	IS ₀₃₋₀₈ =0,105; IS₀₄₋₀₅=0,152 IS ₀₄₋₀₆ =0,000; IS ₀₈₋₀₉ =0,069	(04-05)	Construção	9402,00
20	IS₀₃₋₀₈=0,105 ; IS ₀₈₋₀₉ =0,069	(03-08)	Construção	27079,00
21	IS ₀₃₋₀₉ =0,000; IS₀₈₋₀₉=0,069	(08-09)	Construção	20567,00
22	-	-	-	-

A Fig. 3, apresentada a seguir, ilustra a configuração da topologia radial encontrada pelo AHC no final da sua primeira etapa de execução.

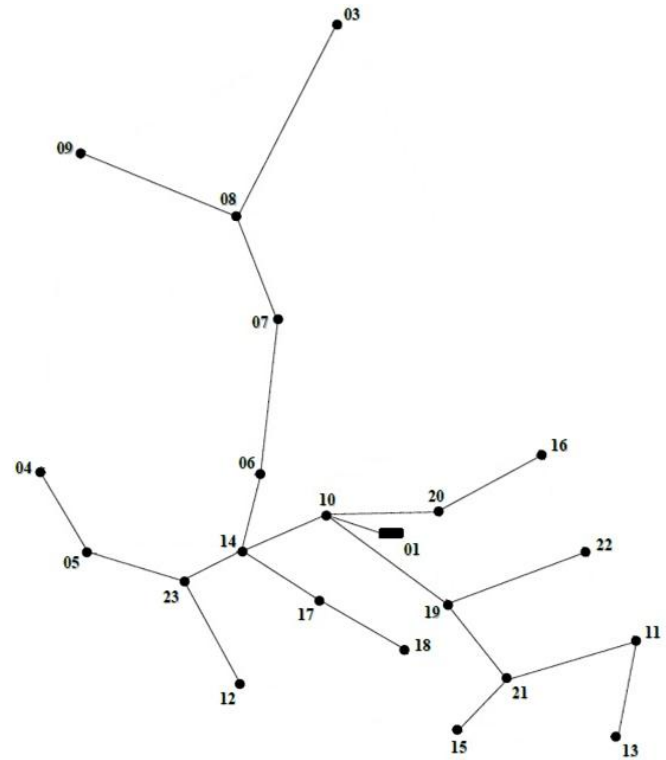


Fig. 3. Configuração Final Obtida.

Para ilustrar a quantidade de recursos (custo, custo acumulado e a quantidade de demanda atendida), durante a dinâmica de conexão das barras no processo iterativo, é apresentado o gráfico da Fig. 4.

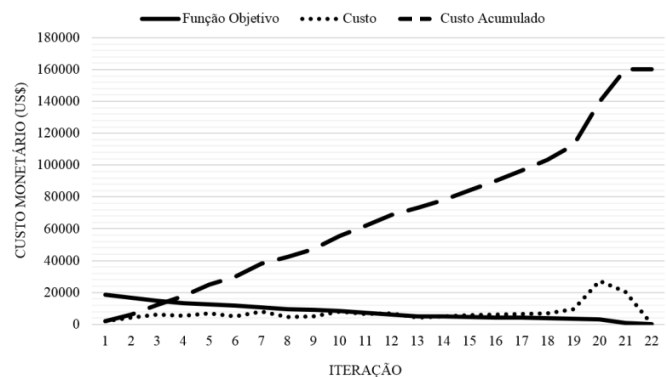


Fig. 4. Gráfico de Investimentos.

Uma vez que a topologia radial para o sistema foi estabelecida pelo algoritmo, os resultados relacionados com a segunda etapa de sua execução são apresentados a seguir.

A Fig. 5 representada a seguir, apresenta um gráfico com as capacidades de GD que foram determinadas para as barras candidatas à conexão. Estes valores foram estabelecidos através da expressão analítica apresentada em (15).

Assim, próxima tarefa da etapa de execução foi determinar as perdas elétricas supondo a conexão de cada GD com as capacidades determinadas anteriormente, de forma individual ao sistema. Nesta atividade, foi utilizada a expressão (20), utilizando os dados determinados pelo modelo matemático na última iteração da primeira etapa de execução do algoritmo. Assim, as perdas foram determinadas de forma aproximada.

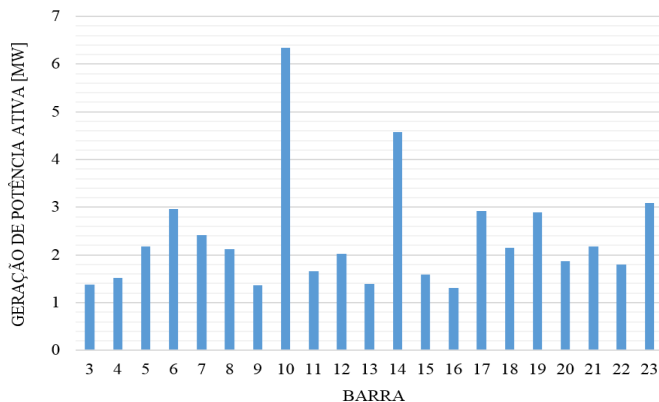


Fig. 5. Capacidade de GD para o sistema de 23 barras.

A Fig. 6 representada a seguir, apresenta as curvas das perdas elétricas considerando a conexão da GD nas barras do sistema, obtidas de forma aproximada, e como comparação, as perdas exatas obtidas através de fluxo de potência baseado em *Newton Raphson*. Devido a configuração radial obtida e aos parâmetros do sistema, as diferenças foram pequenas, e as curvas aparecem praticamente sobrepostas.

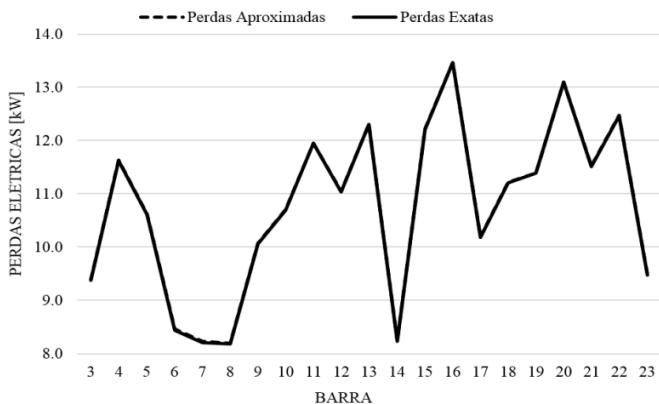


Fig. 6. Curvas das perdas elétricas para sistema de 23 barras.

Através da Fig. 6 é possível notar que as perdas elétricas totais são minimizadas quando a GD for inserida na barra 8, e a respectiva geração de potência ativa nesta barra, apresentada através da Fig. 5, representa a sua capacidade ótima.

Para avaliar o comportamento do perfil da tensão na rede, é apresentada a Fig. 7. Esta figura ilustra os perfis de tensão do sistema de 23 barras para a topologia radial obtida através da primeira etapa de execução do algoritmo, com e sem a presença da GD determinada através da segunda etapa de execução do algoritmo.

Na próxima subseção é apresentada uma análise dos resultados que foram obtidos com a execução do algoritmo, e

que foram apresentados nesta subseção.

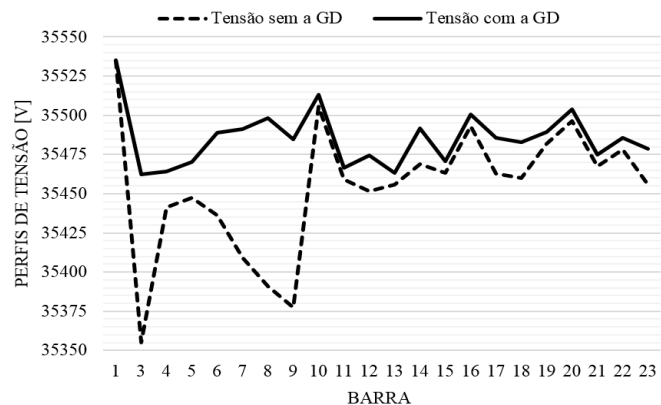


Fig. 7. Perfis de tensão para o sistema de 23 barras.

C. Avaliações dos Resultados

Durante o processo iterativo da primeira etapa de execução do AHC, é importante dizer que inicialmente, o conjunto B é vazio. Para complementar, todas as linhas que foram adicionadas ao conjunto B, também foram retiradas do conjunto U, no mesmo processo, de maneira que a topologia radial final encontrada é representada pelo próprio conjunto B.

A Tabela IV apresenta os resultados do processo iterativo para cada iteração. Na primeira iteração foi proposta a única opção de conexão da subestação, sendo a linha (01-10) selecionada para ser adicionada ao sistema.

Para a segunda iteração, todas as opções de adição de linha faziam conexão com a barra 10, e assim a linha (10-14) foi a indicada por (2) para ser adicionada ao conjunto B. E assim, iterativamente o algoritmo foi construindo uma configuração radial para o sistema. Ao todo, foram necessárias vinte e duas iterações para estabelecer uma configuração radial para o sistema.

A Fig. 3 apresenta a configuração radial obtida para o sistema com a primeira etapa de execução do AHC. Na figura pode ser observado a ausência da conexão da barra 02 ao sistema. Isto acontece porque a estratégia desenvolvida para o algoritmo busca por conectar ao sistema apenas aquelas barras com demandas.

Os custos que envolvem o processo podem ser observados através da Fig. 4. Esta figura representa o custo apresentado pela função objetivo (relacionado com a necessidade de adicionar linhas) durante as iterações, e na última iteração pode-se observar que este custo recebe o valor zero, indicando que não há mais a necessidade de se adicionar linhas para resolver o problema. Também é apresentado o custo de cada linha indicada para ser construída em cada iteração, e assim, podemos observar que as linhas mais caras foram as adicionadas nas iterações 20 e 21. Isto acontece porque é neste momento que o AHC indica a construção das linhas para conectar ao sistema aquelas barras mais distantes (linhas mais longas). Ainda na figura, também é apresentado o custo acumulado das linhas construídas. O investimento total para a construção da topologia radial foi de US\$ 160371,00.

O resultado mostra uma configuração de boa qualidade com um valor de investimento próximo daqueles apresentados em

[12][14]. Com relação a estes trabalhos, a diferença acontece no processo de tomada de decisão para conectar as barras 03, 15 e 11. Assim, o AHC indica a construção da linha (03-08) ao invés da linha (03-09) para conectar ao sistema a barra 03, indica a construção da linha (15-21) ao invés da linha (15-18) para conectar a barra 15 ao sistema, e indica a construção da linha (11-21) para conectar a barra 11 ao invés desta receber o suprimento através da barra 13.

A Fig. 5 e a Fig. 6 apresentam a capacidade ótima da GD para a conexão em cada barra, e a melhor barra para a conexão, respectivamente. A Tabela V, representada a seguir, busca auxiliar na análise da inserção de GD ao sistema.

TABELA V
RESULTADOS DA GD PARA O SISTEMA DE 23 BARRAS

CASO	PG_B^g (MW)	Perdas Elétricas (kW)	Subestação (MW)
Sem GD	-	14,410	6,350611
Com GD	2,122113	8,178	4,222065

Através da Tabela V, pode-se verificar que a presença da GD provoca uma redução de 44% no valor das perdas elétricas na rede e a injeção da potência ativa da GD resulta na liberação de 21% da capacidade de suprimento da subestação.

Os fluxos de potência ativa que atravessa as linhas (03-08) e (08-09) mantiveram as magnitudes e sentidos, enquanto o fluxo de potência ativa da linha (07-08) mudou tanto em relação a sua magnitude quanto no sentido. Isso equivale a dizer que a presença da GD, no sistema, supre as demandas de potência ativa das barras 03, 08 e 09, e injeta o restante para o consumo do sistema, no sentido para a barra 7. Embora os valores dos ângulos das tensões nas barras citadas tenham mudado com a inserção da GD, os fluxos de potência ativa nas linhas mencionadas seguem o sentido do maior para o menor ângulo nodal, como esperado desta situação.

O perfil de tensão para o sistema também mudou com a inserção da GD. Através da Fig. 7 pode-se observar que o incremento nas magnitudes das tensões é mais significativo nas barras 3, 8 e 9, cujas demandas são supridas pela GD.

Na próxima seção são apresentadas as conclusões do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

V. CONCLUSÕES

Neste artigo foi apresentado um novo AHC para ser aplicado no planejamento da expansão de linhas aéreas de média tensão e que tem a capacidade de indicar, para a topologia radial determinada, a capacidade ótima e a melhor barra para conexão de GD.

Foram apresentados os resultados obtidos com a simulação do AHC para um sistema teste conhecido da literatura especializada.

Os resultados mostraram o bom desempenho do algoritmo para estabelecer uma topologia radial adequada para o sistema, e para indicar o melhor ponto de conexão da GD e sua capacidade ótima para minimizar as perdas elétricas na operação.

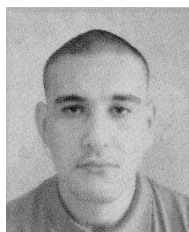
Como sugestão para trabalhos futuros, fica a indicação de se aplicar uma estratégia para ser utilizada durante a primeira fase de execução do algoritmo para auxiliá-lo na busca pela topologia radial. Esta estratégia poderia ser baseada em Busca Dispersa. Aplicando-se uma estratégia deste tipo, poderia ser gerada não uma, mas várias topologias radiais para o sistema, estabelecendo algum critério para se determinar a melhor. Isto poderia contribuir para diminuir o risco do algoritmo encontrar uma solução ótima local.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] L. S. Barreto, "Modelo de Otimização para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Geração Distribuída", dissertação de mestrado, PUCRS, 2007.
- [2] M. L. de Oliveira, "Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica", tese de doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, UNICAMP, FEEC, 2010.
- [3] R. Viral e D. K. Khatod, "Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 5146-5165, Sept. 2012.
- [4] M. E. H. Golshan e S. A. Arefifar, "Optimal allocation of distributed generation and reactive sources considering tap positions of voltage regulators as control variables", *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 17, pp. 219-239, May. 2007.
- [5] W. El-Khattam, K. Bhattacharya, Y. Hegazy e M. M. A. Salama, "Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market", *IEEE Trans. Power System*, vol. 19, pp. 1674-1684, Aug. 2004.
- [6] C. L. T. Borges e D. M. Falcão, "Optimal distributed generation allocation for reliability, losses and voltage improvement", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 11, pp. 413-420, Jul. 2006.
- [7] D. Singh, K. S. Verma, "GA based optimal sizing and placement of distributed generation for loss minimization", *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2, pp. 556-562, Aug. 2007.
- [8] M. Gadomkar, M. Vakilian e M. Ehsan, "A genetic based Tabu search algorithm for optimal DG allocation in distribution networks", *Journal Electric Power Components and Systems*, vol. 33, pp. 1351-1362, Feb. 2007.
- [9] G. Carpenelli, G. Celli, S. Mocci, F. Pilo e A. Russo, "Optimisation of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method", *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, pp. 503-513, Jul. 2005.
- [10] A. Mota, L. Mota e F. Galiana, "An analytical approach to the economical assessment of wind distributed generators penetration in electrical power systems with centralized thermal generation", *IEEE Latin America Transaction*, vol. 9, pp. 726-731, Sep. 2011.
- [11] N. Acharya, P. Mahant e N. Mitalanathan, "An analytical approach for DG allocation in primary distribution network", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 28, pp. 669-678, Dec. 2006.
- [12] C. Rocha, J.C. Sanz, R.C. Lotero e J.I. Munoz, "Algoritmo Heurístico Construtivo Enumerativo aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica", in *2012 CBA Congresso Brasileiro de Automática*, pp. 2156-2163.
- [13] M. W. M. Brandt e C. R. M. da Rocha, "Algoritmo Heurístico Destrutivo aplicado ao Planejamento da Expansão de Redes Aéreas de Sistemas de Distribuição de Energia" in *2017 XVII ERIAC Decimoséptimo Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRÉ*, pp. 1-8.
- [14] C. Rocha e W. D. F. Mendonça, "Algoritmo Especializado para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição", in *2013 CLAGTEE The 9th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, pp. 1-7.
- [15] N. Andrei, *Nonlinear Optimization Applications Using the GAMS Technology*, New York: Springer, 2013, p. 6.
- [16] A. Brooke, D. Kendrick e A. Meeraus, *GAMS Sistema Geral de Modelagem Algébrica*, Rio de Janeiro: Blucher, 1997, p. 130.
- [17] A. J. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, São Paulo: Blucher, 1983, p. 1.

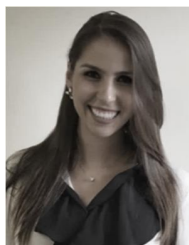
- [18] J. F. Gomez, H. M. Khodr, P. M. Oliveira, L. Ocque, J. M. Yusta, R. Villasana and A. J. Urdaneta, "Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits", *IEEE Transactions on Power System*, vol. 19, pp. 996-1004, May 2004.
- [19] M. Lavorato, M. J. Rider, A. V. Garcia and R. Romero, "A Constructive Heuristic Algorithm for Distribution System Planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 1734-1742, Aug. 2010.

VII. BIOGRAFIAS



de Sistemas Elétricos.

E. E. Benitez. Possui graduação (2014) em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), campus de Foz do Iguaçu, Brasil. Atualmente é aluno de mestrado do Programa Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação (PGEEC) da Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil. Atua nos temas de pesquisa: Otimização, Técnicas de Otimização, Planejamento



Planejamento de Sistemas de Distribuição e Geração Distribuída.

P. R. Belin. Possui graduação (2016) em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), campus de Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil. Atualmente é aluna de mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação (PGEEC) pela supracitada universidade e é pesquisadora de desenvolvimento tecnológico e inovação no Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás (CIBiogás). Atua principalmente com os temas: Otimização,



L. A. Souza. Atualmente é aluno do curso de graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, da Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.



C. Rocha (M'09) Possui graduação (1996), mestrado (1999) e doutorado (2004) em Engenharia Elétrica, pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (UNESP), campus de Ilha Solteira, São Paulo, Brasil. Atualmente é Professor Adjunto da Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), campus de Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil. Atua principalmente nos seguintes temas: Otimização, Técnicas de Otimização, Planejamento de Sistemas Elétricos.



sistemas de potência, análise de estabilidade de tensão e microrredes de energia elétrica.

A. B. de Almeida. Recebeu o grau de bacharel em engenharia elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná em 2009. Em 2011, obteve o mestrado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Concluiu seu doutorado pela Universidade Federal de Itajubá em 2015. Foi pesquisador visitante na University of Strathclyde em Glasgow (Escócia) em 2013-2014. Atualmente, é Professor Adjunto do Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Universidade Estadual do Oeste do Paraná. Suas áreas de interesse são análise de