



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FELLIPE SOUTO SOARES**

**ALGORITMO EVOLUTIVO PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES E**  
**POSICIONAMENTO EFICIENTE DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM**  
**SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**FORTALEZA**

**2018**

FELLIPE SOUTO SOARES

ALGORITMO EVOLUTIVO PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES E  
POSICIONAMENTO EFICIENTE DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas Elétricos

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso

Coorientadora: Prof<sup>a</sup>. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

S654a Soares, Fellipe Souto.

Algoritmo evolutivo para reconfiguração de redes e posicionamento eficiente de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica / Fellipe Souto Soares. – 2018.  
91 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.

Orientação: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.

Coorientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

1. Minimização de perdas de potência. 2. Reconfiguração de redes elétricas. 3. Posicionamento de geradores distribuídos. 4. Evolução diferencial. 5. Busca exaustiva. I. Título.

CDD 621.3

---

FELLIPE SOUTO SOARES

ALGORITMO EVOLUTIVO PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES E  
POSICIONAMENTO EFICIENTE DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas Elétricos

Aprovada em: 16 de Fevereiro de 2018

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof<sup>a</sup>. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva  
Leão (Coorientadora)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Fabrício Gonzalez Nogueira  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. José Roberto Bezerra  
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia  
do Ceará (IFCE)

Dedico este trabalho a todas as pessoas que me incentivaram, me acolheram em Fortaleza e contribuíram direta ou indiretamente com a sua realização.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por sempre ter me guiado durante essa caminhada e por ter me encorajado diante das adversidades.

À CAPES, pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio.

Aos meus pais, Arlete e Adalberto, por terem se esforçado tanto para me proporcionar uma boa educação, por ter me apoiado mesmo a distância, dando força e coragem, que foram essenciais para superação de todas as dificuldades enfrentadas, sem eles a realização deste trabalho seria inviável.

Agradeço também a minha companheira, Taís, pela paciência e compreensão nos momentos difíceis, pelo apoio dado e principalmente por ter forças para aguentar momentos difíceis.

À minha pequena Cecília, que mesmo com toda inocência de seus três anos, me dá forças para continuar nesta batalha.

Ao Prof. Giovanni, pela acolhida, excelente orientação, dedicação e pelo incentivo durante a caminhada.

À Prof<sup>a</sup> Ruth, a quem admiro pela sua imensa dedicação e profissionalismo.

Aos professores participantes da banca examinadora José Roberto e Fabrício Gonzalez pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Ao Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) pela estrutura e recursos disponibilizados.

Ao grupo de Otimização, por todas as discussões e reuniões produtivas.

Aos colegas que fiz durante o mestrado, pela receptividade, pelas conversas, reflexões, críticas e sugestões.

Ao Doutorando em Engenharia Elétrica, Ednardo Moreira Rodrigues, e seu assistente, Alan Batista de Oliveira, aluno de graduação em Engenharia Elétrica, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC).

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

“A mente que se abre a uma nova ideia jamais  
voltará ao seu tamanho original.”

(Albert Einstein)

## RESUMO

Grande parte da energia elétrica é produzida distante de centros consumidores, necessitando complexos sistemas de transmissão e distribuição contendo longos alimentadores para suprir a demanda. Com isso, perdas inerentes aos componentes elétricos estão associadas a este processo de transporte. Dessa forma, modificar a configuração da rede e instalar geradores distribuídos próximos aos centros de carga são alternativas para reduzir as perdas nesses sistemas de distribuição. Neste trabalho é proposto um algoritmo, baseado no método de otimização Evolução Diferencial, para redução das perdas de potência ativa nos alimentadores de sistemas elétricos radiais por meio da reconfiguração da rede, combinada ao posicionamento de geração distribuída (GD). Tanto a reconfiguração de sistemas elétricos quanto o posicionamento de GD são problemas matemáticos não lineares inteiros mistos com a dimensão dos seus conjuntos de soluções susceptíveis a uma explosão combinatória a depender dos valores das variáveis dos problemas. Por esse motivo, optou-se por tratar esses problemas com o método meta-heurístico. Além disto, para a representação da rede elétrica é utilizada uma estrutura de dados eficiente denominada Representação Nó Profundidade (RNP). A função, cujo objetivo é a minimização, representa a soma das perdas ôhmicas nas linhas, valor calculado por meio do fluxo de carga via método de varredura direta e inversa baseado em soma de potências. O algoritmo proposto foi construído de forma modular, ou seja, um módulo é responsável pela otimização por meio da reconfiguração da rede, e outro é responsável pela instalação das unidades geradoras. Desta maneira, é possível realizar o estudo e a análise do percentual de redução das perdas executando as operações separadas ou em conjunto. Assim, foram produzidos cinco algoritmos, dois com a execução das operações isoladas, dois com operações sequenciais em ordens diferentes, e o algoritmo proposto iterativo. Todos eles implementados no Matlab. Simulações foram realizadas com duas diferentes redes amplamente usadas na literatura, contendo 33 e 69 barras respectivamente, e os resultados obtidos pelo método evolutivo para o estado final da rede foram comparados com os resultados obtidos pela busca exaustiva. Foram comparados os valores obtidos das reduções das perdas e das tensões das barras da rede elétrica, e foi observada que a ordem de execução das operações influencia no desempenho da redução das perdas. Por fim, o algoritmo evolutivo iterativo proposto obteve a maior redução das perdas de potência ativa.

**Palavras-chave:** Minimização de Perdas de Potência. Reconfiguração de Redes Elétricas. Posicionamento de Geradores Distribuídos. Evolução Diferencial. Busca Exaustiva.

## ABSTRACT

Much of the electricity is produced far from consumer centers, requiring complex transmission and distribution systems containing long feeders to supply the demand. Therefore, losses inherent to the electrical components are associated with this transportation process. Thus, modifying the network configuration and installing distributed generators near the load centers are alternatives to reduce losses in these distribution systems. In this work, an algorithm based on the Differential Evolution optimization method is proposed to reduce the active power losses in radial power system feeders by network reconfiguration combined to the placement of Distributed Generators (DG). Both power systems reconfiguration and the positioning of DG are mixed integer nonlinear problems with the size of their sets solutions susceptible to a combinatorial explosion depending on the dimensions of the problem variables. For this reason, the metaheuristic method was adopted. In addition, an efficient data structure called the Node-Depth Encoding (NDE) is used to represent the electrical network. The function whose objective is the minimization represent the total losses in the lines, value calculated by means of the power flow by backward/forward sweep method by sum of power. The proposed algorithm was constructed in a modular way, in other words, one module is responsible for the generating units installation, and another is responsible for the generating units installation. Thus, it is possible to carry out the study and analysis of the loss reduction percentage by performing the operations separately or together. Under these circumstances, five algorithms were produced, two with the execution of the isolated operations, two with sequential operations in different orders, and the proposed iterative algorithm. All of them implemented in Matlab. Simulations were performed with two different networks widely used in the literature, containing 33 and 69 bus respectively, and the results obtained by the evolutionary method for the final state of the network were verified with the results obtained by the exhaustive search. The obtained values of the reduction of the losses and buses voltage were compared, and it was observed that the order of execution of the operations influences the performance of the reduction of the losses. Finally, the proposed iterative evolution algorithm obtained the greatest reduction of the active power losses.

**Keywords:** Minimization of Power Losses. Power System Reconfiguration. Placement of Distributed Generators. Differential Evolution. Exhaustive Search.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Publicações anuais relacionadas à reconfiguração de redes elétricas e perdas. . . . .	18
Figura 2 – Produção científica por países relacionada a reconfiguração de redes e perdas. . . . .	19
Figura 3 – Publicações anuais relacionadas a posicionamento de geração distribuída. . . . .	19
Figura 4 – Produção científica por países relacionada ao posicionamento de GD. . . . .	20
Figura 5 – Publicações anuais relacionadas a reconfiguração da rede considerando o posicionamento de geração distribuída. . . . .	20
Figura 6 – Produção científica por países relacionada a reconfiguração da rede considerando o posicionamento de geração distribuída. . . . .	21
Figura 7 – Rede exemplo e sua representação por grafos. . . . .	31
Figura 8 – Representação Nó-Profundidade da rede exemplo. . . . .	32
Figura 9 – Trecho genérico de uma rede de distribuição. . . . .	33
Figura 10 – Fluxograma básico do algoritmo de Evolução Diferencial. . . . .	38
Figura 11 – Fluxograma básico da Busca Exaustiva. . . . .	39
Figura 12 – Exemplo de sistema de distribuição. . . . .	43
Figura 13 – Exemplo de um sistema de distribuição com malhas destacadas. . . . .	43
Figura 14 – Modelo de cromossomo para reconfiguração. . . . .	43
Figura 15 – Fluxograma da ED aplicada a reconfiguração. . . . .	44
Figura 16 – Modelo de cromossomo para posicionamento de GD. . . . .	47
Figura 17 – Sistema de distribuição exemplar com GD instalada. . . . .	47
Figura 18 – Fluxograma da Busca Exaustiva proposta. . . . .	50
Figura 19 – Fluxogramas dos métodos combinados. (a) Reconfiguração seguida do Posicionamento. (b) Posicionamento seguido da Reconfiguração. . . . .	52
Figura 20 – Fluxograma do Algoritmo Iterativo proposto para Reconfiguração de Redes e Posicionamento de GDs. . . . .	55
Figura 21 – Sistema de 33 barras em estado inicial. . . . .	57
Figura 22 – Sistema 33 barras reconfigurado. . . . .	59
Figura 23 – Curva de aprendizagem para a reconfiguração aplicada ao sistema 33 barras. . . . .	60
Figura 24 – Tensões nas barras do sistema antes e após a reconfiguração da rede. . . . .	60
Figura 25 – Sistema 33 barras com alocação de uma GD de 1MW. . . . .	62
Figura 26 – Curva de convergência para o posicionamento da unidade geradora. . . . .	62
Figura 27 – Tensões nas barras do sistema antes e após a instalação do gerador. . . . .	63

Figura 28 – Sistema 33 barras com reconfiguração seguida de alocação de GD de 1MW.	64
Figura 29 – Perfil de tensões nas barras do sistema. . . . .	65
Figura 30 – Sistema 33 barras com alocação de GD de 1MW seguida de reconfiguração.	66
Figura 31 – Perfil de tensões nas barras do sistema. . . . .	66
Figura 32 – Sistema 33 barras obtido pelo algoritmo iterativo. . . . .	68
Figura 33 – Tensões finais obtidas pelo algoritmo iterativo comparadas com as iniciais. .	68
Figura 34 – Sistema 69 barras em estado inicial. . . . .	71
Figura 35 – Sistema 69 barras obtido pelo algoritmo iterativo. . . . .	75
Figura 36 – Perfil de tensão do sistema 69 barras obtido pelo algoritmo iterativo. . . . .	75
Figura 37 – Relação entre a potência da GD instalada e a redução percentual das perdas.	85
Figura 38 – Relação entre as potências das GDs instaladas e a redução percentual das perdas. . . . .	86

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultado da simulação da reconfiguração. . . . .	59
Tabela 2 – Resultado do módulo do posicionamento de GD. . . . .	61
Tabela 3 – Resultado da reconfiguração seguida do posicionamento de GD. . . . .	64
Tabela 4 – Resultado do posicionamento de GD seguido da reconfiguração da Rede. . .	65
Tabela 5 – Resultado do Algoritmo Iterativo para Reconfiguração e Posicionamento de GD. . . . .	67
Tabela 6 – Resultado e comparação das Simulações. . . . .	69
Tabela 7 – Resultado encontrados por Rao <i>et al.</i> (2013) . . . . .	70
Tabela 8 – Comparação entre os resultados obtidos pelo Posicionamento de GD. . . . .	70
Tabela 9 – Resultado e comparação das Simulações no Sistema 69 barras. . . . .	73
Tabela 10 – Resultado encontrados por Nguyen <i>et al.</i> (2016). . . . .	74
Tabela 11 – Comparação dos resultados obtidos pela ED e Busca Exaustiva para Reconfi- guração da Rede. . . . .	74
Tabela 12 – Comparação dos resultados obtidos pela ED e Busca Exaustiva para o Posici- onamento de GDs. . . . .	74

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABC	<i>Artificial Bee Colony</i>
ACSA	<i>Ant Colony Search Algorithm</i>
AG	algoritmo genético
AGR	algoritmo genético refinado
BE	Busca Exaustiva
ED	Evolução Diferencial
GD	geração distribuída
GSA	<i>Gravitational Search Algorithm</i>
HSA	<i>Harmony Search Algorithm</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
MSP	Método da Soma de Potências
NA	normalmente aberta
NF	normalmente fechado
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
RNP	Representação Nó Profundidade
SEP	Sistema Elétrico de Potência

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
<b>1.1</b>	<b>Motivação</b>	<b>16</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos</b>	<b>17</b>
<b>1.3</b>	<b>Organização do Trabalho</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E DIMENSIONAMENTO DOS PROBLEMAS</b>	<b>18</b>
<b>2.1</b>	<b>Introdução</b>	<b>18</b>
<b>2.2</b>	<b>Revisão Bibliográfica</b>	<b>21</b>
<b>2.2.1</b>	<i>Reconfiguração de Redes Elétricas</i>	<b>21</b>
<b>2.2.2</b>	<i>Posicionamento Eficiente de Geradores Distribuídos</i>	<b>23</b>
<b>2.2.3</b>	<i>Reconfiguração de Redes Elétricas Combinado ao Posicionamento de Geradores Distribuídos</i>	<b>25</b>
<b>2.3</b>	<b>Dimensionamento dos Problemas</b>	<b>27</b>
<b>2.4</b>	<b>Conclusões</b>	<b>28</b>
<b>3</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>30</b>
<b>3.1</b>	<b>Estrutura de Dados</b>	<b>30</b>
<b>3.1.1</b>	<i>Representação Nó-Profundidade</i>	<b>31</b>
<b>3.2</b>	<b>Fluxo de Carga</b>	<b>32</b>
<b>3.2.1</b>	<i>Método da Soma de Potências</i>	<b>33</b>
<b>3.3</b>	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>35</b>
<b>3.3.1</b>	<i>O Algoritmo</i>	<b>36</b>
<b>3.4</b>	<b>Busca Exaustiva</b>	<b>38</b>
<b>3.5</b>	<b>Conclusões</b>	<b>40</b>
<b>4</b>	<b>ALGORITMOS PROPOSTOS</b>	<b>41</b>
<b>4.1</b>	<b>Formulação Matemática</b>	<b>41</b>
<b>4.2</b>	<b>Algoritmo Evolutivo para Reconfiguração de Redes Elétricas</b>	<b>42</b>
<b>4.2.1</b>	<i>Aplicação</i>	<b>44</b>
<b>4.3</b>	<b>Algoritmo Evolutivo para Posicionamento de Geradores Distribuídos</b>	<b>46</b>
<b>4.3.1</b>	<i>Aplicação</i>	<b>48</b>
<b>4.4</b>	<b>Busca Exaustiva aplicada à Reconfiguração de Redes Elétricas</b>	<b>49</b>

<b>4.5</b>	<b>Busca Exaustiva aplicada ao Posicionamento de Geradores Distribuídos</b>	<b>49</b>
<b>4.6</b>	<b>Algoritmos Combinados</b>	<b>51</b>
<b>4.7</b>	<b>Algoritmo Iterativo</b>	<b>54</b>
<b>4.8</b>	<b>Conclusões</b>	<b>56</b>
<b>5</b>	<b>SIMULAÇÕES E RESULTADOS</b>	<b>57</b>
<b>5.1</b>	<b>Sistema Teste 33 Barras</b>	<b>57</b>
<b>5.1.1</b>	<i>Reconfiguração de Redes Elétricas</i>	<b>58</b>
<b>5.1.2</b>	<i>Posicionamento Eficiente de Geradores Distribuídos</i>	<b>61</b>
<b>5.1.3</b>	<i>Algoritmos Combinados</i>	<b>63</b>
<b>5.1.4</b>	<i>Algoritmo Iterativo</i>	<b>67</b>
<b>5.1.5</b>	<i>Resumo dos Resultados</i>	<b>68</b>
<b>5.2</b>	<b>Sistema Teste 69 Barras</b>	<b>70</b>
<b>5.3</b>	<b>Conclusões</b>	<b>75</b>
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>77</b>
<b>6.1</b>	<b>Considerações Finais</b>	<b>77</b>
<b>6.2</b>	<b>Trabalhos Futuros</b>	<b>78</b>
<b>6.3</b>	<b>Artigos Publicados</b>	<b>79</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>80</b>
	<b>APÊNDICES</b>	<b>84</b>
	<b>APÊNDICE A</b> – Pseudo-Código da Evolução Diferencial Implementada	<b>84</b>
	<b>APÊNDICE B</b> – Simulações Variando a Potência da Geração Distribuída no Sistema de 33 barras	<b>85</b>
	<b>APÊNDICE C</b> – Simulações Variando a Potência da Geração Distribuída no Sistema de 69 barras	<b>86</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>86</b>
	<b>ANEXO A</b> – Dados do Sistema de 33 Barras	<b>87</b>
	<b>ANEXO B</b> – Dados do Sistema de 69 Barras	<b>88</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Grande parte da energia elétrica gerada percorre um longo processo antes de chegar aos grandes centros urbanos e rurais, indústrias, entre outros tipos de consumidores finais. Tal processo consiste em basicamente três estágios: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Ao conjunto de todas as instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão, medição e distribuição de energia elétrica, dá-se o nome de Sistema Elétrico de Potência (SEP).

Baseado em Pereira Junior (2009), o sistema de distribuição é a parte da rede elétrica que está localizada entre as subestações de transmissão e os consumidores, sejam eles alimentados em alta, média ou em baixa tensão. A partir dessa designação considera-se que o sistema de distribuição é composto basicamente por subestações de distribuição, linhas de transmissão, alimentadores e ramais laterais primários, transformadores abaixadores de média tensão para baixa tensão, geradores distribuídos com seus respectivos sistemas de controle, sistema de proteção e circuitos secundários.

Por razões vinculadas ao custo de investimento e de operação, as redes de distribuição em média tensão normalmente possuem configuração radial, onde cada barra de carga recebe energia de uma única barra supridora. Esse tipo de configuração facilita bastante a operação e proteção das redes elétricas, porém também apresenta uma menor confiabilidade com relação à continuidade do serviço recebido pelos consumidores e maiores perdas nos alimentadores. Para melhorar a confiabilidade sem grande custo de investimento, as redes radiais são equipadas de dispositivos de disjunção, que operam no estado normalmente aberta (NA) ou normalmente fechado (NF), cuja manobra possibilita a transferência de carga entre circuitos em caso de defeito em algum ponto da rede. Dessa forma, as redes radiais com recurso são uma solução intermediária entre as redes radiais e as redes em malha.

Assim como em outras cadeias produtivas, os SEP possuem perdas em cada uma de suas etapas. As perdas de energia elétrica são usualmente classificadas de acordo com a origem. As perdas pelo processo físico do transporte (condução e transformação) da energia elétrica são classificadas como perdas técnicas, enquanto que as demais perdas, como problemas na medição, erros em medições por estimativa, fraudes e furtos de energia elétrica, são classificadas como perdas não técnicas (QUEIROZ, 2010).

Dentro do planejamento de sistemas elétricos, uma das alternativas disponíveis para a redução das perdas técnicas inerentes aos sistemas, é a reconfiguração da rede elétrica. Essa alternativa consiste em realizar manobras de abertura ou fechamento de chaves para realizar a

transferência de cargas entre alimentadores com diferentes níveis de carregamento, buscando determinar a topologia da rede que possua as menores perdas.

A geração distribuída vem sendo incentivada fortemente nos últimos anos visando a diversificação da matriz energética nacional. Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), o termo geração distribuída designa a geração de energia elétrica realizada junto ou próxima aos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Dessa forma, a localização estratégica de unidades geradoras distribuídas desponta como outra alternativa para redução das perdas técnicas nos sistemas. No entanto, as perdas de potência podem aumentar ou diminuir dependendo da localização e da capacidade da unidade geradora conectada ao sistema.

Dentre as vantagens obtidas devido à redução das perdas técnicas, por meio da reconfiguração da rede ou instalação de GD, pode-se destacar a melhoria no perfil de tensão do sistema, o aumento da eficiência energética global, diminuição do carregamento em sistemas de distribuição, postergação de investimentos em ampliação de sistemas e melhoria na qualidade da energia fornecida.

## **1.1 Motivação**

Os problemas de posicionamento de geradores distribuídos e reconfiguração de redes em sistemas elétricos vêm sendo discutidos na literatura nos últimos anos. Porém, realizando uma análise quantitativa sobre esses temas, foi obtido um número limitado de trabalhos abordando esses problemas em conjunto. Além de que, alguns dos trabalhos encontrados, resolvem um dos problemas de forma heurística ou por análise de sensibilidade.

Assim, uma lacuna foi identificada, criando motivação para propor uma metodologia para resolver esses problemas de otimização por meio de um algoritmo evolutivo de forma modular, permitindo a análise da execução dos módulos isolados ou em conjunto. Ainda, por se tratar de problemas de otimização, existe a necessidade de utilizar uma estrutura de dados eficiente para a representação do sistema elétrico, sendo escolhida a Representação Nó Profundidade (RNP), e um método rápido para cálculo do fluxo de carga em sistemas de distribuição radial, o método por varredura direta e inversa por soma de potências.

## 1.2 Objetivos

Esta dissertação de mestrado teve como:

- Objetivo Geral: propor uma metodologia para otimizar a configuração da rede elétrica combinada ao posicionamento de geradores distribuídos com vistas à minimização de perdas ôhmicas em sistemas de distribuição de energia elétrica.
- Objetivos Específicos:
  - Realizar a representação de sistemas elétricos utilizando a RNP.
  - Usar o método de varredura direta e inversa por soma de potência para cálculo do fluxo de carga.
  - Desenvolver uma metodologia para posicionamento de geradores distribuídos visando minimizar as perdas de potência ativa em sistemas de distribuição.
  - Desenvolver uma metodologia para reconfiguração de redes elétricas visando minimizar as perdas de potência ativa nos alimentadores.
  - Verificar a eficiência do algoritmo evolutivo proposto através da comparação dos seus resultados com os da busca exaustiva.

## 1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho foi organizado em seis capítulos, incluindo este capítulo introdutório, conforme a seguir.

- Capítulo 2: foi retratada uma pesquisa quantitativa sobre trabalhos publicados abordando os temas estudados. Seguido da apresentação da revisão bibliográfica sobre os assuntos, e o dimensionamento dos problemas de otimização.
- Capítulo 3: apresentação da fundamentação teórica referente aos assuntos principais requeridos para o desenvolvimento da pesquisa, que foram: Representação Nó-Profundidade, Método da Soma de Potências, e os métodos Evolução Diferencial e Busca Exaustiva.
- Capítulo 4: apresentação da metodologia utilizada na pesquisa e dos algoritmos propostos.
- Capítulo 5: apresentação das simulações e dos resultados obtidos.
- Capítulo 6: apresentação das conclusões, sugestões para trabalhos futuros e trabalhos publicados.

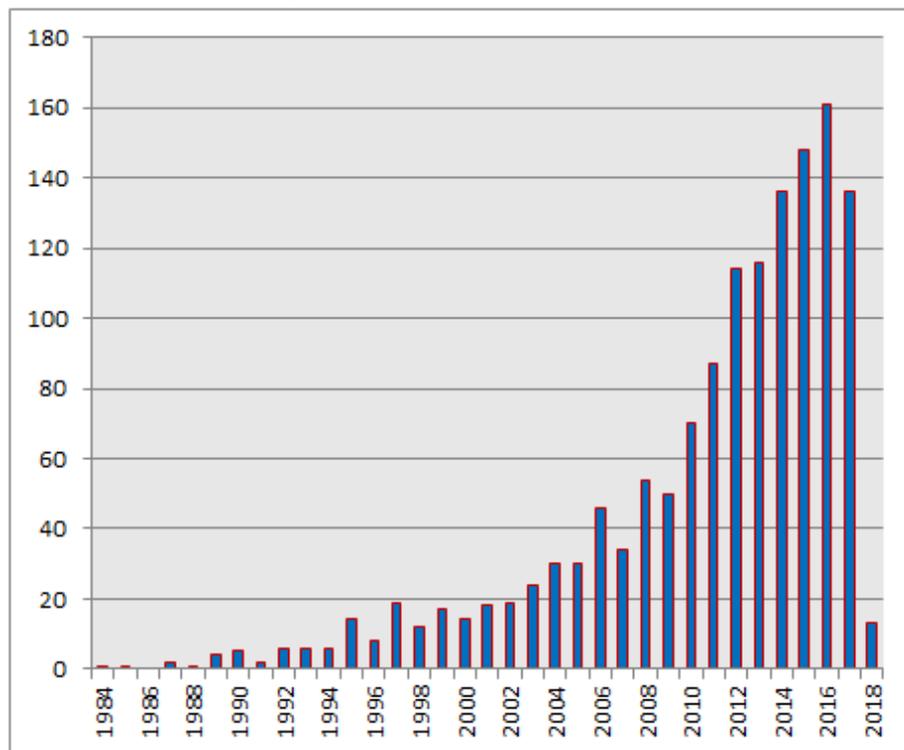
## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E DIMENSIONAMENTO DOS PROBLEMAS

### 2.1 Introdução

Nas últimas décadas, diversas pesquisas foram publicadas com o intuito de reduzir as perdas em sistemas elétricos e regular a tensão da rede, melhorando assim, o desempenho do fornecimento de energia. Parte dessas pesquisas propõe a reconfiguração e a instalação de geradores distribuídos para obter as melhorias citadas.

Realizando uma busca em inglês das palavras chaves “*reconfiguração de redes elétricas*” e “*perdas*” no Scopus, base de dados de resumos e citações de periódicos acadêmicos, pode-se ter uma visão quantitativa da produção mundial de pesquisas publicadas ao longo das últimas décadas (FIGURA 1).

Figura 1 – Publicações anuais relacionadas à reconfiguração de redes elétricas e perdas.

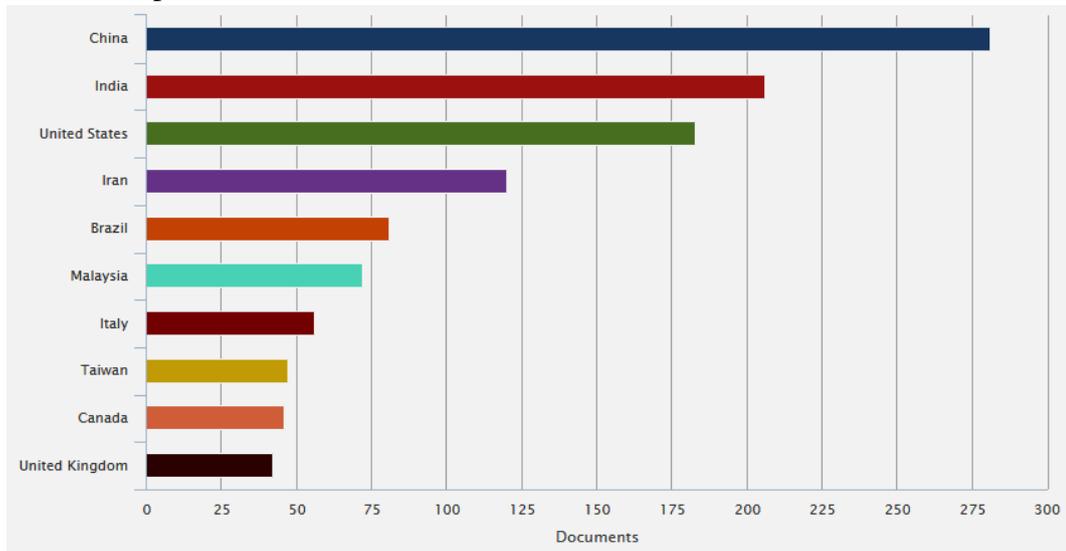


Fonte: adaptado de Scopus.

Na Figura 2 são destacados os países responsáveis pela maior quantidade de produções relacionadas às palavras chaves pesquisadas, *perdas* e *reconfiguração de redes elétricas*.

Refazendo a busca na plataforma, alterando as palavras chaves por “*posicionamento de geração distribuída*” e “*perdas*” em inglês, verifica-se o crescimento gradual no número de

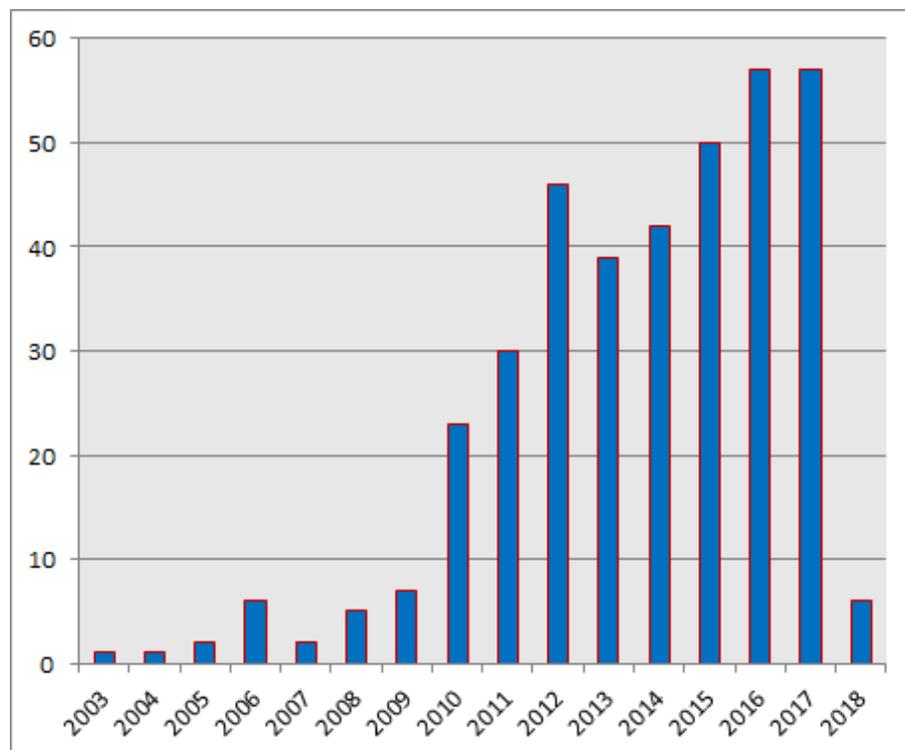
Figura 2 – Produção científica por países relacionada a reconfiguração de redes e perdas.



Fonte: Scopus.

pesquisas publicadas na última década (FIGURA 3).

Figura 3 – Publicações anuais relacionadas a posicionamento de geração distribuída.

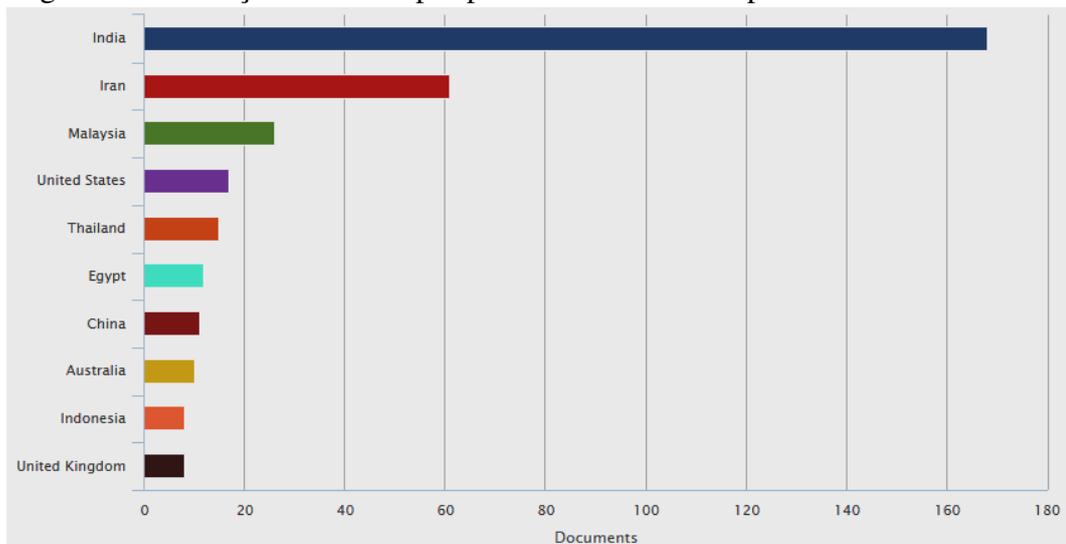


Fonte: adaptado de Scopus.

Os principais países que contribuem quantitativamente com as pesquisas publicadas abordando o tema são ilustrados na Figura 4.

Uma visão geral sobre o número de publicações abordando a combinação dos dois

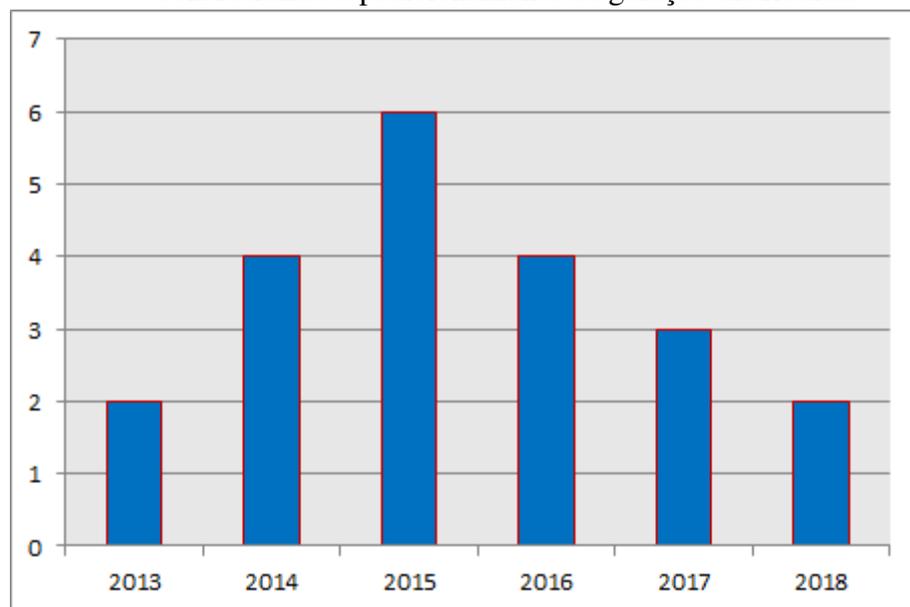
Figura 4 – Produção científica por países relacionada ao posicionamento de GD.



Fonte: Scopus.

temas, reconfiguração de redes elétricas e posicionamento de geração distribuída, é obtida executando a pesquisa no Scopus das palavras chaves em inglês “*posicionamento de geração distribuída, reconfiguração de redes elétricas e perdas*” (FIGURA 5). Em seguida são apresentados, na Figura 6, os países que detêm os maiores números de publicações científicas sobre as palavras consultadas.

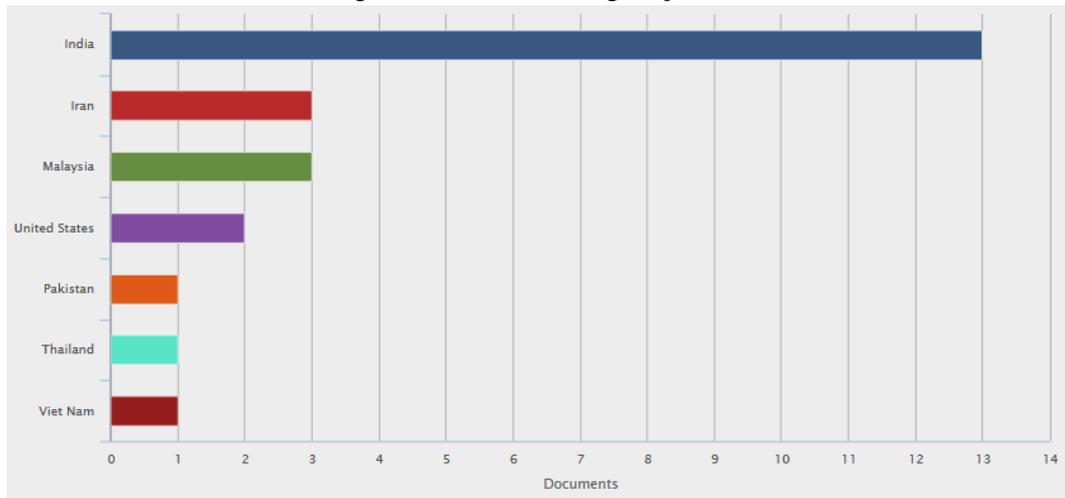
Figura 5 – Publicações anuais relacionadas a reconfiguração da rede considerando o posicionamento de geração distribuída.



Fonte: adaptado de Scopus.

Nas próximas seções deste capítulo são apresentadas revisões bibliográficas destacando alguns dos principais trabalhos referentes ao posicionamento eficiente de geração

Figura 6 – Produção científica por países relacionada a reconfiguração da rede considerando o posicionamento de geração distribuída.



Fonte: Scopus.

distribuída e a reconfiguração de redes elétricas radiais, objetivando a redução de perdas ôhmicas respectivamente através da escolha dos melhores pontos de conexões das unidades geradoras à rede de distribuição e de manobras de abertura e fechamento de chaves auxiliares. Posteriormente é realizada uma análise da dimensão dos problemas de reconfiguração e de posicionamento de geradores em sistemas de distribuição.

## 2.2 Revisão Bibliográfica

### 2.2.1 Reconfiguração de Redes Elétricas

Um dos primeiros trabalhos abordando o tema de redução das perdas de potência através da reconfiguração de sistemas de distribuição foi realizado por Merlin e Back (1975). No trabalho foram propostos dois métodos para resolução do problema. Primeiramente foram consideradas todas as chaves fechadas no sistema, e assim, realizou-se a abertura sequencial das chaves que possuíam o menor fluxo de corrente até o sistema possuir a configuração radial. Posteriormente o problema foi solucionado pela técnica de otimização *branch-and-bound*.

Shirmohammadi e Hong (1989) complementaram a metodologia usada por Merlin e Back (1975) através da inserção das restrições de limites de tensão nas barras e limite de corrente nas linhas. Propuseram um método aproximado para o cálculo do fluxo de potência em sistemas de distribuição fracamente malhado, onde as chaves auxiliares quando estão fechadas são modeladas pela injeção de corrente nas duas barras terminais da respectiva chave. Foram realizados sucessivos testes para diversos sistemas de distribuição e foi observado que no geral o

tempo de simulação é mais afetado pelo número de chaves do que pelo tamanho da rede.

Uma metodologia analítica para realizar a reconfiguração através da troca de ramos (*branch-exchange*) foi apresentada por Civanlar *et al.* (1988). São listadas todas as configurações possíveis mantendo a radialidade da rede e sem isolar cargas, assim a cada combinação um par de chaves sofre troca de estado até identificar o par de chaves auxiliar e de seccionamento que serão, respectivamente, fechada e aberta, para obter a máxima redução das perdas. Foram realizadas simulações com sucesso em dois pequenos sistemas testes com 11 e 16 chaves, porém para sistemas mais complexos a metodologia se torna ineficiente e impraticável para reconfiguração em tempo real.

Baseado no método de Civanlar *et al.* (1988), Baran e Wu (1989) propuseram uma solução para o problema de reconfiguração de sistemas para redução das perdas e balanceamento de cargas através de sucessivos chaveamentos. Entretanto, o processo de busca não examina todas as possibilidades, conseqüentemente a solução encontrada pode ser um mínimo local. Os autores apresentaram dois métodos aproximados para cálculo do fluxo de potência. Foi realizada uma comparação, usando um sistema de 33 barras, entre os métodos aproximados expostos e o fluxo de potência completo, demonstrando a eficiência dos métodos.

Nara *et al.* (1992) realizaram uma das primeiras aplicações de algoritmos evolutivos para a resolução do problema não linear misto de reconfiguração de sistemas elétricos, propondo o uso de uma codificação binária para representar os estados das chaves na rede. O algoritmo genético implementado foi testado em uma rede de porte médio contendo 106 chaves e um sistema de distribuição urbano real contendo 1692 chaves. Para ambas as simulações, os resultados obtidos foram comparados com o método do recozimento simulado, validando e demonstrando a eficiência da metodologia.

Um método heurístico simplificado para realizar a redução das perdas através da reconfiguração do sistema de distribuição foi proposto no trabalho de Das (2002). O algoritmo começa comparando a diferença de tensão nos terminais das chaves auxiliares, caso essa diferença seja maior do que um determinado valor ( $\epsilon$ ) a chave auxiliar será fechada, criando assim uma malha. Em seguida é calculado o fluxo de potência para sistema malhado e a chave fechada pertencente à malha que conduzir a menor corrente será aberta desfazendo assim o laço, tornando o sistema radial novamente. O método foi testado e comparado com Shirmohammadi e Hong (1989), os resultados obtidos foram melhores e com menor esforço computacional.

Shuaib *et al.* (2014) empregaram a técnica de otimização conhecida como algoritmo

de busca gravitacional, do inglês *Gravitational Search Algorithm* (GSA), para desenvolver uma solução técnica para reconfiguração de alimentadores, com o objetivo de minimização das perdas de energia, sujeito a restrições operacionais e elétricas. O GSA baseia-se na lei da gravidade e nas interações de massa. No algoritmo, os agentes de busca são um grupo de massas que agem umas com as outras com base na gravidade newtoniana e nas leis do movimento. Testes foram realizados em sistemas com 33 e 69 barras e seus resultados comparados com outras técnicas encontradas na literatura.

Recentemente, Oliveira (2016) propôs uma metodologia baseada na Evolução Diferencial para realizar a reconfiguração de sistemas de distribuição radial atuando em condições normais de operação buscando a configuração com as mínimas perdas de potência ativa. A função objetivo é dada pelo somatório das perdas de potência ativa calculado através do fluxo de potência por varredura direta e inversa. Para o caso de uma contingência na rede, considerando já efetuada a isolação do defeito, o algoritmo busca a topologia da rede em que é encontrada a menor perda de potência ativa total. Testes foram realizados para sistemas com 16, 33, 69 e 83 barras e os resultados obtidos foram comparados com outros trabalhos da literatura.

Alguns outros métodos meta-heurísticos foram utilizados para realizar a reconfiguração de sistemas elétricos, encontrando boas respostas sem precisar analisar todas as soluções possíveis, como por exemplo, Colônia de formigas utilizado por Su *et al.* (2005), redes neurais artificiais usado por Salazar *et al.* (2006), colônia de abelhas por Rao *et al.* (2008), busca tabu por Abdelaziz *et al.* (2010), colônia de bactérias por Kumar e Jayabarathi (2012), algoritmo de fogos de artifício por Imran e Kowsalya (2014) e método da reprodução dos pássaros cuco por Nguyen e Truong (2015).

### **2.2.2 Posicionamento Eficiente de Geradores Distribuídos**

Em um dos primeiros trabalhos ligados ao tema, Rau e Wan (1994) propuseram um método denominado de segunda ordem, utilizando multiplicadores de Lagrange e o método do gradiente reduzido generalizado, para identificar a localização ótima para instalação de geradores distribuídos para redução das perdas e o carregamento nas linhas. O problema de alocação foi resolvido pelo método matemático do gradiente reduzido generalizado e o método de segunda ordem. Os métodos foram simulados em uma rede teste de seis barras e os resultados mostraram que o método do gradiente reduzido generalizado pode não convergir para pequenos valores de injeções de potência, já o método de segunda ordem converge rapidamente para o mínimo global.

Griffin *et al.* (2000) realizaram uma busca analítica para encontrar o melhor local para instalação de GD para maximizar a potência suprida através da minimização das perdas do sistema. Através da simulação em duas redes simples, foi comprovado que a localização da GD exerce influência na sua capacidade de melhoria do desempenho da rede e que a localização ótima depende da distribuição de cargas ao longo dos alimentadores.

No trabalho desenvolvido por Nara *et al.* (2001), os autores realizaram a implementação do método de busca tabu para encontrar o quanto as perdas de potência podem ser reduzidas caso a GD fosse posicionada otimamente. O número máximo de geradores e a potência máxima total produzida são variáveis previamente conhecidas e o algoritmo determina a localização e a potência gerada de cada GD. Testes foram realizados em dois sistemas contendo cargas industriais, comerciais e residenciais, seus resultados foram comparados com o método de recozimento simulado. Observou-se que a metodologia proposta obteve melhor desempenho.

Kim *et al.* (2002) propuseram um algoritmo genético *fuzzy* para realizar a alocação dos geradores distribuídos. A formulação proposta considera como objetivo o custo associado às perdas e como restrições o número de geradores e os desvios do módulo das tensões nas barras. A função objetivo e suas restrições são transformadas em funções multiobjetivo com modelagem *fuzzy* devido a sua natureza imprecisa. Posteriormente, o problema de alocação é resolvido pelo algoritmo genético proposto. Um sistema de distribuição composto por 12 barras foi usado para teste.

A alocação ótima de geração distribuída para redução das perdas em redes de distribuição usando como ferramenta o algoritmo de busca de colônia de formigas, em inglês *Ant Colony Search Algorithm* (ACSA), foi realizada por Sheidaei *et al.* (2008). O ACSA é inspirado no comportamento natural de colônias de formiga procurando seu alimento e retornando ao formigueiro pelo caminho mais curto. A metodologia proposta usando o ACSA foi comparada com o Algoritmo genético (AG) através da simulação do sistema teste IEEE 34 barras. De acordo com os resultados, o ACSA obteve melhor redução das perdas com uma menor velocidade de convergência.

A técnica heurística de otimização por posição de partículas serviu de ferramenta para Sookananta *et al.* (2010) realizarem o dimensionamento e a localização ideal, do ponto de vista das perdas totais nos alimentadores, de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radiais. Testes realizados em redes de 10 e 34 barras obtiveram sucesso e assim, a metodologia proposta mostrou-se efetiva e de fácil implementação para sistemas reais.

Para resolver o problema não linear inteiro misto de posicionamento de geradores distribuídos, Abu-Mouti e El-Hawary (2011) propuseram o uso do algoritmo de colônia artificial de abelhas. O algoritmo determina os valores ótimos de potência, localização e fator de potência para minimizar a perda de potência real total do sistema. Resultados obtidos pelo algoritmo proposto são comparados com resultados alcançados através de análise de sensibilidade e algoritmo genético. Os resultados comprovaram que o algoritmo é eficiente, robusto e capaz de lidar com esse problema de otimização. Por fim, pelo algoritmo de colônia de abelhas possuir apenas dois parâmetros de ajustes, o método possui maior probabilidade de sucesso do que em outros métodos meta-heurísticos concorrentes.

Outros métodos computacionais também foram empregados para resolver o problema combinatório não linear de posicionamento de GD, dentre eles podemos citar o algoritmo de Hereford Ranch usado por Gandomkar *et al.* (2005), o algoritmo imunológico utilizado por Aghaebrahimi *et al.* (2009), a ecolocalização dos morcegos usado por Coelho *et al.* (2013), e alguns métodos híbridos como o método de posição de partículas com o algoritmo de clone proposto por Sedighzadeh *et al.* (2010), o algoritmo genético com suporte de gradiente em árvore proposto por Gomes *et al.* (2016).

### **2.2.3 Reconfiguração de Redes Elétricas Combinado ao Posicionamento de Geradores Distribuídos**

Um algoritmo de busca por Colônia de Formigas foi proposto por Wu *et al.* (2010) para redução das perdas em sistemas de distribuição. O método meta-heurístico é baseado no comportamento coletivo de colônias de formigas a procura de alimento. O método foi simulado em duas redes teste, a primeira contendo 33 barras e a segunda um sistema de distribuição de Taiwan, considerando as redes sem e com a presença de geradores distribuídos já instalados. Os resultados foram comparados com os métodos Algoritmos genéticos e Sistema de Formigas, onde foi possível verificar sua eficiência.

Para realizar reconfiguração de redes de distribuição e dimensionamento de geração híbrida PV, Eólica e Célula a combustível (*fuel cell*), Nasiraghdam e Jadid (2012) desenvolveram um algoritmo multiobjetivo de colônia de abelhas artificial buscando maximizar o índice de estabilidade das tensões e minimizar as perdas de potência, o custo da energia gerada e a emissão total de poluentes. O método é inspirado no comportamento das abelhas buscando alimento, uma possível solução para o problema de otimização corresponde a uma fonte de alimento e

o valor físico da solução como a quantidade de néctar da fonte de alimento associada. Testes foram realizados e seus resultados comparados com outros trabalhos encontrados na área.

Em Rao *et al.* (2013) foi proposta uma nova abordagem incluindo reconfiguração de sistemas e instalação ótima de geradores distribuídos para redução de perdas de potência e melhoria nos níveis de tensão da rede. Uma análise de sensibilidade foi usada para a escolha das barras para instalação dos geradores. Em seguida um algoritmo de Busca Harmônica, do inglês *Harmony Search Algorithm* (HSA), foi usado para simular diferentes cenários contemplando reconfiguração da rede e alocação de geradores. O método foi testado em dois sistemas com três diferentes níveis de carga, o efeito do número de geradores instalados também foi apresentado. Os resultados obtidos foram comparados com o AG e o algoritmo genético refinado (AGR) mostrando o bom desempenho do HSA.

Rosseti *et al.* (2013) apresentaram um algoritmo heurístico construtivo para reconfiguração de sistemas de distribuição combinado com alocação de geração distribuída. A cada iteração ocorre uma análise de sensibilidade da rede para instalação de um novo gerador seguido do processo de reconfiguração do sistema elétrico. Caso a instalação do gerador aumente as perdas, este é removido. Simulações foram realizadas para três sistemas teste e os resultados comparados com outras estratégias de otimização. A abordagem proposta se apresentou uma opção atrativa.

Uma nova abordagem multiobjetivo foi apresentada por Sedighzadeh *et al.* (2014) para minimizar as perdas de potência, a queda de tensão, os custos de geração e a emissão de poluentes através da reconfiguração da rede e da instalação e dimensionamento de GD. Uma estrutura baseada em *fuzzy* é usada para transformar funções objetivo em associações difusas e, finalmente, combiná-las em uma única função objetivo, que é otimizada, sujeita a uma variedade de restrições operacionais do sistema. O algoritmo *Big Bang-Big Crunch* híbrido foi modificado adicionando um operador de mutação para melhorar sua capacidade de exploração. Para avaliar o desempenho do método, testou-se em um sistema de 33 barras balanceado e em um sistema de 25 barras desbalanceado. Os resultados obtidos foram comparados com outros algoritmos evolucionários incluindo o AG, *Particle Swarm Optimization* (PSO) e *Artificial Bee Colony* (ABC).

A metodologia proposta por Nguyen *et al.* (2016) faz uso do algoritmo bio inspirado na estratégia de reprodução parasita dos pássaros Cuco, conhecida como *Cuckoo Search Method*, para otimizar a topologia de rede e o posicionamento da GD em redes de distribuição com

objetivo da redução de perdas de energia e melhoria no perfil de tensão. A fim de examinar e demonstrar sua aplicabilidade, a metodologia foi testada para sete cenários diferentes em três redes com 33, 69 e 119 barras respectivamente. Seus resultados foram comparados com o algoritmo de fogos de artifício e a busca harmônica, obtendo melhores respostas na maioria dos casos.

Das *et al.* (2017) realizaram um estudo sobre o problema de reconfiguração de redes na presença de GD considerando barras tipo P e PQV. Uma metodologia é proposta para selecionar o barramento P para controlar o módulo da tensão do barramento PQV localizado remotamente. Uma abordagem de análise de sensibilidade é usada para selecionar a barra para a colocação da GD. A instalação dos geradores foi realizada com duas abordagens, instalação não sequencial e sequencial. O algoritmo genético é usado para otimizar as injeções de potência das GDs seguidas da reconfiguração da rede. A função objetivo para a reconfiguração da rede neste documento é considerada como redução das perdas de potência ativa. A metodologia proposta foi testada para redes de distribuição de 33 e 69 barras. A análise revela que a injeção de potência da GD otimizada pelo AG, usando abordagem não sequencial e sequencial, ajuda em termos de redução de perdas antes e depois da reconfiguração da rede na presença de barramento P e PQV. Verificou-se que a abordagem sequencial da alocação da GD é capaz de produzir resultados um pouco melhores em relação à redução de perdas.

### **2.3 Dimensionamento dos Problemas**

O problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica é um problema combinatório complexo, não linear, de otimização inteira mista, não diferenciável e com restrições. Isso se deve à presença de um elevado número de chaves em uma rede de distribuição e também pelas características não lineares das restrições usadas para modelar o comportamento elétrico do sistema (CARRENO *et al.*, 2008).

Os sistemas de distribuição em média tensão em sua grande maioria operam com topologia radial, possuindo chaves auxiliares de recurso em encontro de alimentadores. Para manter essa restrição operacional, as chaves auxiliares são do tipo NA. Durante o processo de reconfiguração, algumas chaves auxiliares podem sofrer alterações do seu estado desde que uma outra chave pertencente à mesma malha da rede seja aberta, mantendo assim a configuração radial, obedecendo à restrição operacional.

Dessa forma, o número de combinações possíveis para configuração de uma rede

elétrica pode ser calculada por:

$$Combinacoes_{reconfiguracao} = \prod_{k=1}^{malhas} N_k = N_1 \cdot N_2 \cdot \dots \quad (2.1)$$

em que  $k$  corresponde ao número de malhas da rede;  $N_k$  corresponde ao número de chaves da malha  $k$ , sem contabilizar a mesma chave em mais de uma malha.

É possível verificar, pela Equação (2.1), que o número de configurações possíveis cresce em função da quantidade de malhas e da quantidade de chaves (de seccionamento e de recurso) pertencentes a cada malha. Redes com muitas malhas, e possuindo muitas chaves tornam o processo de busca exaustivo, devido a grande quantidade de soluções.

Analogamente, o problema de posicionamento e instalação de GD em sistemas elétricos é definido como um problema matemático não linear misto, de caráter combinatório, dependente do número de geradores disponíveis para instalação e da quantidade de candidatos a serem pontos de conexões na rede.

O número de combinações possíveis para instalação de geradores em uma rede, considerando possível a instalação de mais de um gerador por ponto de conexão, é dado por:

$$Combinacoes_{alocacao} = n^p \quad (2.2)$$

em que  $n$  representa o número de possíveis pontos de conexão de geradores e  $p$  representa a quantidade de GD disponíveis para instalação.

Assim, analisando a Equação (2.2), pode-se perceber que o menor valor de combinações possível é encontrado quando apenas um gerador está disponível para instalação, tem-se então:

$$\lim_{p \rightarrow 1} n^p = n^1 = n \quad (2.3)$$

## 2.4 Conclusões

Neste capítulo primeiramente foi introduzido uma visão quantitativa de trabalhos, publicados em periódicos de destaques a nível mundial, abordando isoladamente a reconfiguração de redes elétricas e o posicionamento de geradores distribuídos, e também a reconfiguração e o posicionamento de geradores simultaneamente.

Em seguida foi apresentada uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos relacionados a estes temas (reconfiguração, posicionamento de GD e reconfiguração e posicionamento combinados), destacando suas metodologias e contribuições.

Logo após, uma abordagem matemática sobre a dimensão dos problemas de reconfiguração e posicionamento foi realizada. Foi mostrado que estes problemas não lineares possuem um caráter combinatório, onde o número de soluções candidatas cresce exponencialmente em função da quantidade de variáveis, necessitando um algoritmo eficiente para sua resolução.

Diante do número limitado de trabalhos envolvendo reconfiguração de redes elétricas e posicionamento de GD simultaneamente, o presente trabalho propõe um algoritmo evolucionário baseado no método de evolução diferencial para analisar e solucionar esse problema.

### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são abordados conceitos fundamentais sobre a estrutura de dados utilizada para representação dos sistemas de distribuição de energia elétrica, a Representação Nó-Profundidade, assim como o método escolhido para realização do cálculo do fluxo de carga, o Método de Varredura Direta e Inversa por Soma de Potências. Posteriormente são apresentados os fundamentos básicos dos métodos Evolução Diferencial e Busca Exaustiva, usados para resolução dos problemas de reconfiguração de redes elétricas e posicionamento de GD.

#### 3.1 Estrutura de Dados

Com o objetivo de garantir o bom desempenho das operações propostas neste trabalho, para realizar a descrição dos sistemas elétricos será utilizada uma representação de dados estruturados encontrada na literatura denominada Representação Nó-Profundidade (RNP). A RNP utiliza conceitos básicos da teoria dos grafos, dessa forma para se ter um melhor entendimento é necessário apresentar alguns desses conceitos.

**Definição 3.1.1** *Um grafo  $G(N, E)$  consiste de um conjunto finito de pontos  $N(G)$ , denominados nós, e por um conjunto de pares de nós não ordenados  $E(G)$ , denominados arestas.*

Definido um grafo  $G$ , um **caminho** pertencente a este grafo é formado por uma sequência de nós, tal que de cada nó exista uma única aresta para o nó seguinte. Se os nós inicial e final de um caminho forem iguais, então esse caminho é classificado como um **ciclo**. Caso estes nós sejam diferentes, então o caminho é classificado como **cadeia**, ou **caminho simples**.

Um par de nós  $\{A, B\}$  deste grafo é um **par conexo**, caso exista um caminho entre eles. Se todo par de nós presentes no grafo  $G(N, E)$  for um par conexo, então este grafo é um **grafo conexo**.

Quando um grafo não possui ciclos, ele é dito **acíclico**. Dessa forma, uma **árvore** é definida como um grafo acíclico conexo, e uma **floresta** um grafo composto por um conjunto de árvores.

Dentre os diversos nós de uma árvore, ou grafo acíclico conexo, o nó tomado como referência é denominado **Nó raiz**, dele se inicia a árvore. A **profundidade** de um nó em uma árvore é igual ao número de arestas entre este nó e o nó raiz.

### 3.1.1 Representação Nó-Profundidade

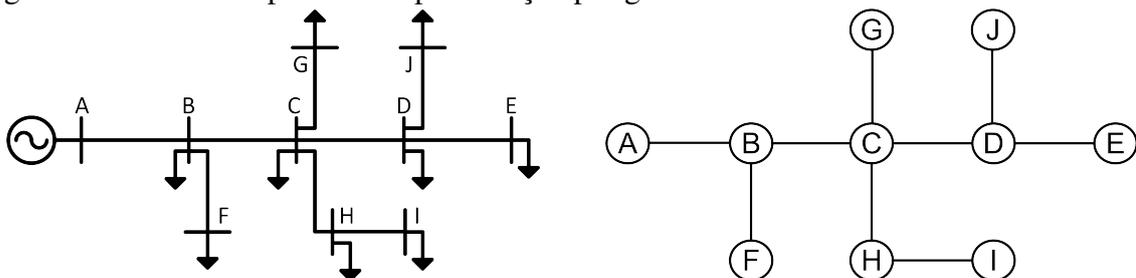
A Representação Nó-Profundidade, proposta por Delbem *et al.* (2004), utiliza os conceitos de caminho e profundidade de um nó em uma árvore apresentados anteriormente.

**Definição 3.1.2** A RNP é constituída por uma lista linear contendo os nós da árvore e suas respectivas profundidades, formando pares do tipo  $(n_x, p_x)$ , em que  $n_x$  é o nó e  $p_x$  sua respectiva profundidade na árvore.

A lista contendo todos os pares  $(n_x, p_x)$  pode ser modelada por uma matriz de dimensão  $2 \times n$ , sendo  $n$  o número de nós da árvore. Na primeira linha da matriz são listados todos os nós e na segunda linha suas respectivas profundidades. Para elaborar a RNP de uma rede utiliza-se um algoritmo de busca em profundidade, onde são descritos como entrada todos os nós e suas conexões, e como resultado obtém-se a matriz  $2 \times n$  da rede.

Em sistemas elétricos de distribuição, um alimentador pode ser tratado analogamente por um grafo, onde as subestações serão representadas por nós e as linhas e dispositivos de disjunção representados pelas arestas. A fim de demonstrar a elaboração da representação para um sistema de distribuição, na Figura 7 é apresentada um diagrama unifilar de um sistema elétrico genérico usado como exemplo.

Figura 7 – Rede exemplo e sua representação por grafos.



Fonte: elaborada pelo autor.

O procedimento realizado pelo algoritmo de busca em profundidade inicia armazenando o par nó-profundidade para o nó raiz na primeira coluna, neste exemplo (A, 0). Em seguida, através das arestas conectadas ao nó raiz, é realizada uma pesquisa para encontrar os nós conectados ao nó de origem, no caso o nó raiz. Armazena-se na segunda coluna um dos nós encontrados e sua profundidade, equivalente a do nó de origem (nó raiz) acrescido de uma unidade, no exemplo (B, “0+1 = 1”). Continuando com a busca em profundidade, agora partindo do nó B, encontram-se os nós C e F. É escolhido e armazenado na coluna seguinte um desses nós

e sua respectiva profundidade (C, 2). Este mecanismo é realizado até o algoritmo encontrar um nó que não possui outra conexão, neste caso o nó E (E, 4). Como o nó E não possui nó seguinte, então o algoritmo retorna ao nó anterior, neste caso o nó D, encontra e armazena outra conexão (nó J). O processo descrito é executado até que todos os nós estejam armazenados na matriz representação nó-profundidade. Dessa maneira é obtida a rede exemplo e sua representação nó-profundidade (FIGURA 8).

Figura 8 – Representação Nó-Profundidade da rede exemplo.

$$\begin{pmatrix} \text{A} & \text{B} & \text{C} & \text{D} & \text{E} & \text{J} & \text{G} & \text{H} & \text{I} & \text{F} \\ 0 & 1 & 2 & 3 & 4 & 4 & 3 & 3 & 4 & 2 \end{pmatrix}$$

Fonte: elaborada pelo autor.

### 3.2 Fluxo de Carga

Dentre as ferramentas numéricas utilizadas para a análise de sistemas de energia, destaca-se o cálculo iterativo do fluxo de carga como uma das mais fundamentais. Por meio desse cálculo, obtêm-se os estados elétricos das redes, e podem-se realizar avaliações sobre a sobrecarga de componentes, perdas técnicas, contingências, entre outras (ISSICABA, 2008). Algumas condições das redes elétricas que podem ser conhecidas através do cálculo do fluxo de carga são as tensões nos nós da rede, as correntes nas linhas e nos transformadores, o fluxo de potência nas linhas e transformadores, e as perdas de potência.

Diversos métodos já foram desenvolvidos e propostos para realizar essa análise em sistemas elétricos. Porém, métodos clássicos, como por exemplo, Newton-Raphson e Gauss-Seidel, não apresentam bom desempenho para redes de distribuição em média e baixa tensão em virtude destas redes possuírem elevadas relações entre as resistências e reatâncias (R/X) de linhas, sendo estas redes consideradas “mal-condicionadas” do ponto de vista do método numérico de análise. Dessa forma, diversos trabalhos propuseram variações dos métodos clássicos para realizar este fluxos de carga.

Em virtude da maior parte dos sistemas de distribuição em média tensão possuir configuração radial, contendo assim uma única rota da fonte para cada nó de carga, os métodos por varredura são os mais utilizados para determinar o fluxo de carga nessas redes. Esses métodos tomam proveito da radialidade para obter um bom desempenho, e sua essência consiste em

utilizar impedâncias e potências acumuladas dos nós finais até o nó raiz para então atualizar os valores de tensões nos nós e perdas nos alimentadores realizando operações bidirecionais na rede. Os principais métodos por varredura direta e inversa na literatura são o Método da Soma de Correntes (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988) e o Método da Soma de Potências (CESPEDES, 1990).

### 3.2.1 Método da Soma de Potências

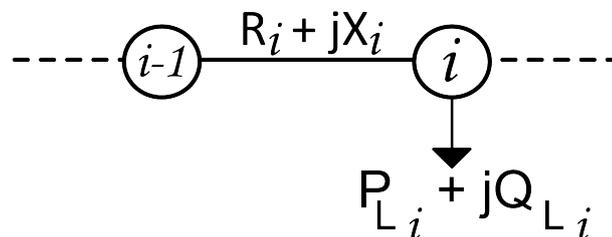
O Método da Soma de Potências (MSP), proposto por Cespedes (1990), é membro do grupo de métodos de varredura direta e inversa, e tira vantagem da configuração radial da rede para se tornar um método eficiente em termos de velocidade e esforço computacional, em virtude de não conter cálculos com termos diferenciais nem cálculos envolvendo matrizes de impedância ou admitância.

Além do baixo esforço computacional e rápida velocidade de convergência, outras características do método são que o módulo da tensão é a variável de maior interesse, além disso, a cada iteração é determinado o módulo da tensão em todas as barras, e o método pode ser aplicado em sistemas monofásicos e trifásicos.

Considerando o trecho genérico de um sistema de distribuição (FIGURA 9), a corrente elétrica conduzida pelo alimentador é dada por:

$$I_i = \frac{V_{i-1} \angle \delta_{i-1} - V_i \angle \delta_i}{R_i + j.X_i} \quad (3.1)$$

Figura 9 – Trecho genérico de uma rede de distribuição.



Fonte: elaborada pelo autor.

Através da equação da potência complexa (EQUAÇÃO 3.2) e substituição na equação da corrente elétrica (EQUAÇÃO 3.1), realizando uma manipulação matemática chega-se na equação de quarto grau (EQUAÇÃO 3.3) onde é possível encontrar iterativamente as tensões nodais de toda a rede. O desenvolvimento matemático detalhado pode ser encontrado em Barbosa

(1995).

$$S_i = V_i \cdot I_i^* \rightarrow I_i = \frac{P_i - j \cdot Q_i}{V_i^*} \quad (3.2)$$

$$V_i^4 + 2 \cdot A \cdot V_i^2 + B = 0 \quad (3.3)$$

na qual:

$$A = (R_i \cdot P_i + X_i \cdot Q_i) - \frac{1}{2} V_{i-1}^2 \quad (3.4)$$

$$B = (R_i^2 + X_i^2) \cdot (P_i^2 + Q_i^2) \quad (3.5)$$

A fase  $\delta_i$  pode ser encontrada por:

$$\delta_i = \delta_{i-1} - \frac{X_i \cdot P_i - R_i \cdot Q_i}{V_{i-1} \cdot V_i} \quad (3.6)$$

Dessa forma, o pseudocódigo utilizado para realizar o cálculo iterativo do fluxo de carga via MSP é:

1. O processo inicia pela varredura inversa, ou seja, partindo dos nós terminais até o nó da subestação, realizando a soma cumulativa das potências e das perdas ôhmicas.

As potências ativa ( $P_i$ ) e reativa ( $Q_i$ ) na barra  $i$  são calculadas, respectivamente, pela soma das potências próprias da barra  $i$  ( $P_{Li}$  e  $Q_{Li}$ ) com o somatório das potências dos nós a jusante originados do nó  $i$  ( $P_k$  e  $Q_k$ ) com as perdas ôhmicas dos trechos a jusante ( $\Delta P_k$  e  $\Delta Q_k$ ).

$$P_i = P_{Li} + \sum_{k \in \Omega_i} (P_k + \Delta P_k) \quad (3.7)$$

$$Q_i = Q_{Li} + \sum_{k \in \Omega_i} (Q_k + \Delta Q_k) \quad (3.8)$$

2. Posteriormente é realizada a etapa de varredura direta, partindo do nó da subestação em direção aos nós terminais. Para todos os nós do sistema, é calculado o módulo ( $V_i$ ) e fase ( $\delta_i$ ) da tensão a partir da tensão do nó imediatamente a montante ( $V_{i-1}$ ), resolvendo a equação de quarto grau já apresentada (EQUAÇÃO 3.3) e da Equação 3.6.

3. Por fim as perdas são calculadas utilizando as potências equivalentes dos nós e as tensões já atualizadas.

$$\Delta P_i = R_i \cdot \left( \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right) \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_i = X_i \cdot \left( \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right) \quad (3.10)$$

O procedimento descrito é realizado até atingir o critério de parada escolhido, este pode ser um número máximo de iterações ou uma tolerância estabelecida.

### 3.3 Evolução Diferencial

A Evolução Diferencial (ED), proposta por Storn e Price (1997), pertence ao grupo de métodos de otimização que simulam o processo de evolução natural baseado na teoria de evolução das espécies proposta por Darwin, estes métodos são denominados Algoritmos Evolutivos.

Os Algoritmos Evolutivos, assim como a ED, utilizam uma analogia dos conceitos da biologia para definir termos do processo de otimização. Algumas dessas definições são apresentadas a seguir.

**Definição 3.3.1** *Indivíduos* são integrantes do processo evolutivo, representados por cromossomos, que carregam uma codificação das soluções candidatas para o problema.

**Definição 3.3.2** *População* é o conjunto de indivíduos, ou seja, conjunto das possíveis soluções.

**Definição 3.3.3** *Reprodução* é a operação natural onde ocorre a transferência e combinação do material genético de ancestrais para seus descendentes através do cruzamento.

**Definição 3.3.4** *Mutação* é a alteração aleatória de parte do material genético de indivíduos. Esta operação leva o algoritmo a explorar todo o espaço de busca de soluções, e assim, evitar a convergência prematura do algoritmo para ótimos locais.

**Definição 3.3.5** *Seleção* é a operação de escolha dos indivíduos que possuem melhor função de avaliação para compor a população na próxima geração.

**Definição 3.3.6 Geração:** *Ciclo onde são realizadas todas as operações naturais de reprodução, mutação e seleção.*

O algoritmo de ED é um método de otimização de simples implementação, robusto e eficiente numa grande classe de problemas. Além disso, possui bom desempenho quando a função objetivo é não linear e não diferenciável, e para população de pequena dimensão.

A ideia crucial por trás da ED é a geração de novos indivíduos por meio da adição ponderada, pelo coeficiente de variação diferencial  $F$ , da diferença entre dois indivíduos aleatórios da população, a um terceiro indivíduo aleatório. Esta operação é realizada durante a mutação.

Diferentemente de alguns métodos de otimização, a ED possui poucas variáveis de controle para ajuste, são elas a dimensão da população, a constante de cruzamento e o coeficiente de variação diferencial.

### 3.3.1 O Algoritmo

O algoritmo começa com a entrada dos dados de tamanho da população  $N_p$ , constante de cruzamento  $C_r$  e coeficiente de variação diferenciável  $F$ .

Devido a ED se tratar de um método de busca direta que utiliza um vetor de população, inicialmente é fundamental a inserção de uma função para geração da população inicial. A população inicial pode ser gerada aleatoriamente através de uma distribuição uniforme, cobrindo todo o espaço solução, ou caso haja conhecimento prévio sobre o problema, este espaço solução pode ser redimensionado, modificando a função de distribuição utilizada. Após gerar a população inicial  $X_{i,G}(i = 1, \dots, N_p)$ , a aptidão de todos os indivíduos é calculada através da função de avaliação, neste caso a função objetivo.

Dessa forma, o algoritmo entra no processo de otimização até que o critério de parada seja atingido. Este pode ser o número máximo de gerações, o desvio padrão entre a aptidão dos indivíduos, ou algum outro critério.

Na operação de Mutação ocorre a perturbação a um indivíduo aleatório da população atual, denominado vetor alvo. Três indivíduos mutuamente distintos, e diferentes do vetor alvo, são escolhidos aleatoriamente na população atual  $X_{r1,G}$ ,  $X_{r2,G}$  e  $X_{r3,G}$ . Em seguida o vetor teste ( $V_{i,G}$ ) é calculado somando-se um desses três vetores com a diferença entre os outros dois,

multiplicada pelo coeficiente  $F$ . O passo é realizado por meio da Equação 3.11.

$$V_{i,G} = X_{r1,G} + F \cdot (X_{r2,G} - X_{r3,G}) \quad (3.11)$$

Analisando a Equação 3.11, é perceptível que valores elevados de  $F$  estabelecem grandes perturbações na população, proporcionando uma maior varredura ao espaço de soluções, evitando que o algoritmo convirja para um ótimo local. Por outro lado, valores baixos de  $F$  resultam em uma rápida convergência do método. Valores típicos encontrados na literatura encontram-se no intervalo  $[0,4; 1]$ .

Posteriormente é realizada a operação de cruzamento, em que informações genéticas do vetor alvo e do vetor teste são combinadas criando o vetor experimental ( $U_{i,G}$ ). Um número inteiro positivo  $k$  com distribuição uniforme, menor que a dimensão do cromossomo, é sorteado aleatoriamente para cada vetor experimental a ser criado, a fim de que pelo menos uma parte do cromossomo do vetor teste seja herdada, garantindo a ocorrência do processo de mutação. As demais componentes do cromossomo do vetor experimental são herdadas a depender da comparação entre um número randômico ( $rand_i$ ) com distribuição uniforme e a constante de cruzamento  $C_r$ . Caso o número randômico seja menor que  $C_r$ , a componente é herdada do vetor teste, caso contrário, será herdada do vetor alvo. A constante  $C_r$  pertence ao intervalo  $[0; 1]$  e seus valores típicos encontrados na literatura pertencem a  $[0,4; 1]$ . O passo pode ser detalhado por:

$$U_{ji,G} = \begin{cases} V_{ji,G}, & \text{se } rand_i \leq C_r \\ X_{ji,G}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.12)$$

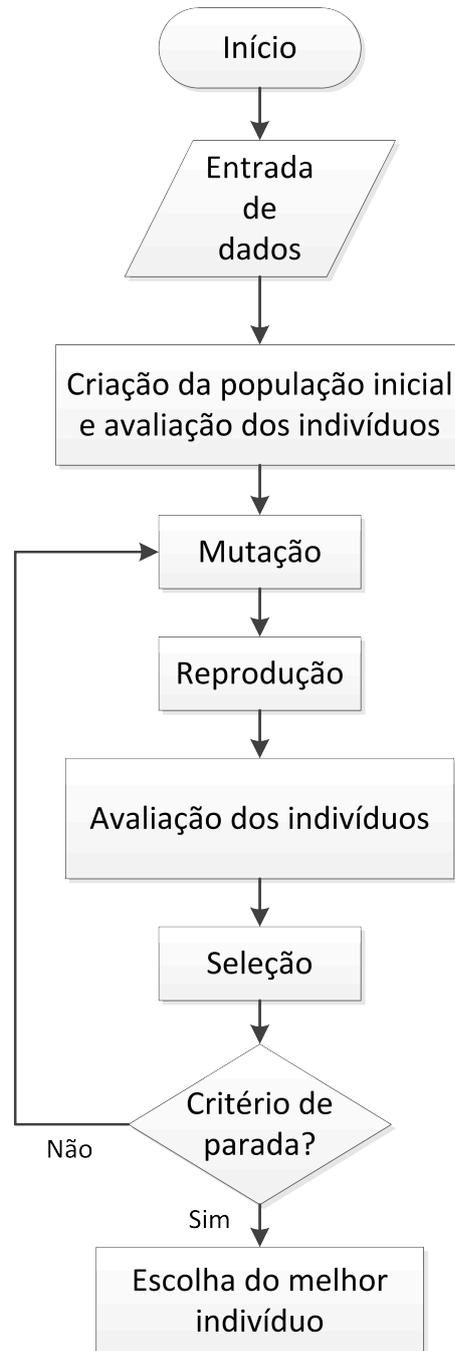
em que  $D$  é o tamanho do cromossomo,  $j$  são as componentes do cromossomo e pertencem ao intervalo ( $j = 1, 2, \dots, D$ ).

A próxima operação é o processo de seleção. Com a finalidade de manter a dimensão da população os indivíduos mais adaptados são preservados para compor a próxima geração. Nesta etapa é realizada a comparação dos valores da função de avaliação dos vetores alvo ( $X_{i,G}$ ) e experimental ( $U_{i,G}$ ), quem possui o melhor valor de aptidão é o indivíduo selecionado, como demonstrado matematicamente na Equação 3.13.

$$X_{i,G+1} = \begin{cases} U_{i,G}, & \text{se } f(U_{i,G}) \leq f(X_{i,G}) \\ X_{i,G}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.13)$$

Todo o procedimento descrito pode ser visualizado na Figura 10.

Figura 10 – Fluxograma básico do algoritmo de Evolução Diferencial.



Fonte: elaborada pelo autor.

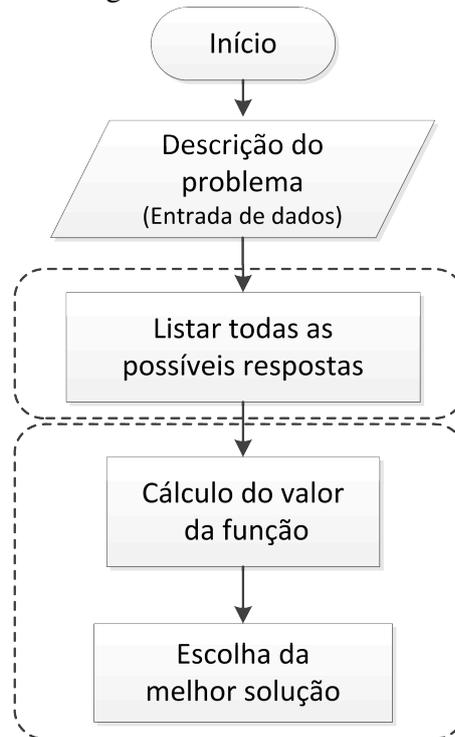
### 3.4 Busca Exaustiva

O método da Busca Exaustiva (BE), também conhecida por Força Bruta e por “Gerar e Testar”, é geralmente a estratégia de resolução de problemas com a implementação mais simples quando comparado com outros métodos.

Seu processo consiste em listar todas as possíveis respostas para o problema e testar

uma a uma qual satisfaz o problema. Normalmente o algoritmo de BE é composto por dois blocos, um primeiro que lista todas as possíveis soluções, e o segundo que verifica qual solução gerada atende o problema. O fluxograma básico da BE pode ser visualizado na Figura 11, as linhas tracejadas destacam os dois blocos citados.

Figura 11 – Fluxograma básico da Busca Exaustiva.



Fonte: elaborada pelo autor.

O método pode ser usado para uma ampla variedade de problemas, sendo o seu custo computacional proporcional à dimensão do conjunto composto pelas possíveis soluções. Dessa forma, para problemas envolvendo análise combinatória, devido a explosão combinatória a BE raramente gera algoritmos eficientes. Em outras palavras, ela emprega o esforço computacional no lugar do esforço intelectual do programador.

Diante da baixa eficiência do algoritmo, a BE é uma boa alternativa quando se deseja resolver um problema com espaço de soluções limitado.

A técnica é bastante usada para projetos onde a simplicidade da implementação é mais importante que a velocidade da execução, e como método base para realizar avaliação de outros algoritmos.

### 3.5 Conclusões

Este capítulo apresentou os conceitos básicos e um exemplo da RNP, representação de dados estruturados escolhidos para modelar as redes elétricas.

Também foi retratado o Método de Varredura Direta e Inversa por Soma de Potências, responsável pelo cálculo do fluxo de carga nos sistemas elétricos.

Por fim, foram descritos os algoritmos básicos da Evolução Diferencial e da Busca Exaustiva. No próximo capítulo estes algoritmos são modelados e adaptados para reduzir as perdas ôhmicas por meio da reconfiguração de sistemas de distribuição e da instalação eficiente de GD.

## 4 ALGORITMOS PROPOSTOS

A metodologia proposta neste trabalho visa minimizar as perdas de potência ativa em alimentadores de redes de distribuição através da reconfiguração, combinada ao posicionamento de geradores distribuídos. Dessa forma, os algoritmos de Evolução Diferencial e de Busca Exaustiva foram construídos de forma modularizada. Um módulo é responsável pela resolução do problema de reconfiguração de redes elétricas e outro pelo posicionamento da GD, possibilitando a análise dessas operações separadas ou em conjunto. Neste capítulo é abordada a formulação matemática para os problemas de otimização citados. Em seguida são apresentadas as características dos algoritmos propostos.

### 4.1 Formulação Matemática

A representação matemática geral para tratamento dos problemas de otimização abordados, seja reconfiguração, seja posicionamento de geradores, pode ser feita por meio de uma função objetivo  $F(X)$ , sujeito a restrições de desigualdade  $A(X)$  e de igualdade  $A_{eq}(X)$ .

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } F(X) \\ & \text{Sujeito a: } A(X) < 0 \\ & A_{eq}(X) = 0 \end{aligned} \tag{4.1}$$

em que  $X$  representa a configuração do sistema dada pelos estados das chaves no problema de reconfiguração e a posição dos geradores na rede no problema de posicionamento.

A minimização das perdas por meio da reconfiguração consiste em obter a configuração do sistema que reduza ao máximo as perdas sem infringir as restrições operacionais impostas. A função objetivo  $F(X)$  escolhida é a soma das perdas de potência ativa nos alimentadores encontrada ao final do cálculo do fluxo de carga (EQUAÇÃO 3.9).

$$\text{Minimizar } \Delta P_{TOTAL} = \sum_{i=1}^{T\text{rechos}} \Delta P_i \tag{4.2}$$

As restrições de igualdade  $A_{eq}(X)$  representam as equações de fluxo de carga. Já as restrições de desigualdade  $A(X)$  consideradas são a radialidade, ou seja, a não existência de laços, e nenhum nó deve ser desconectado, isolado.

A metodologia para otimização da localização de GD consiste em obter os melhores pontos de conexão, dentre os pontos candidatos, para realizar a instalação das unidades geradoras. Assim como na reconfiguração, a função objetivo também é a minimização do somatório das

perdas ôhmicas nos alimentadores (EQUAÇÃO 4.2). As restrições de igualdade representam o balanço de potência nas barras do sistema e as capacidades pré-estabelecidas dos geradores. Os nós candidatos para instalação dos geradores, o número máximo de geradores disponíveis para instalação em cada nó candidato e o número máximo total de geradores disponíveis são descritos por meio das restrições de desigualdade.

## 4.2 Algoritmo Evolutivo para Reconfiguração de Redes Elétricas

O algoritmo desenvolvido consiste no uso da evolução diferencial padrão já apresentada com suas operações e seus atributos adaptados para o problema especificado. Para a reconfiguração, cada indivíduo (vetor) da população representa uma configuração da rede candidata à solução. Dessa forma, alguns pontos cruciais do algoritmo que devem ser destacados são a caracterização dos indivíduos, a dimensão e a codificação dos cromossomos, e o funcionamento do algoritmo.

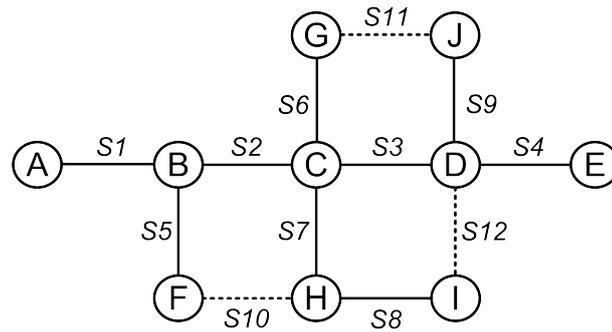
Cada cromossomo (indivíduo) precisa manter uma relação direta com uma solução candidata, desta forma representa-se a configuração de modo simples especificando apenas as chaves abertas, considerando as demais fechadas. Assim, a dimensão do cromossomo e o tempo de execução são reduzidos. Utilizando esta representação, a dimensão do cromossomo é igual ao número de chaves abertas presentes no sistema.

Os sistemas de distribuição em média tensão em sua grande maioria possuem topologia radial, contudo comumente são encontradas chaves, denominadas auxiliares ou de recurso, instaladas em encontro de alimentadores. Essas chaves possibilitam a realização de manobras para transferências de cargas, reconfiguração e restauração de redes. Fechando todas as chaves do sistema, pode-se obter o número de malhas presentes na rede, o qual é igual ao número de chaves auxiliares normalmente aberta da configuração inicial da rede. Como são consideradas as restrições de radialidade e a não isolamento de nós, então a quantidade de chaves abertas permanece constante durante todo o processo para garantir tais exigências.

Considerando o mesmo sistema de distribuição apresentado na Figura 7, agora com chaves auxiliares instaladas, conforme pode ser visto na Figura 12. O sistema possui uma subestação de abastecimento representada pelo nó raiz  $A$  e nove nós de carga ( $B, \dots, J$ ). Linhas e chaves são representadas por arestas, as chaves fechadas são representadas por linhas contínuas ( $S1, \dots, S9$ ) e as chaves auxiliares abertas representadas por linhas pontilhadas ( $S10, S11, S12$ ).

Supondo todas as chaves fechadas, é possível visualizar a existência de três malhas

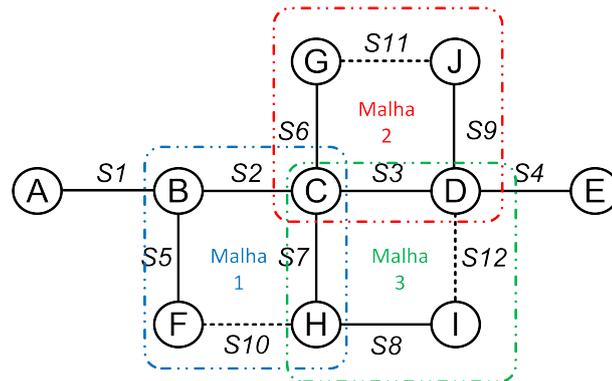
Figura 12 – Exemplo de sistema de distribuição.



Fonte: elaborada pelo autor.

no sistema, malhas 1, 2 e 3, retratadas na Figura 13. Consequentemente, para que o sistema opere com topologia radial é necessário a abertura de três chaves, uma em cada malha. Então, nesse exemplo a dimensão do cromossomo é três.

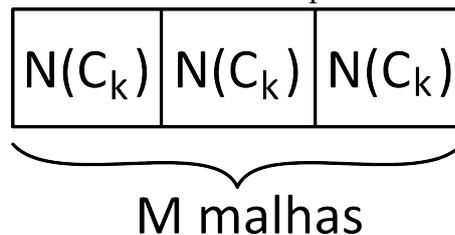
Figura 13 – Exemplo de um sistema de distribuição com malhas destacadas.



Fonte: elaborada pelo autor.

A codificação desse cromossomo é realizada a partir do conhecimento da rede a ser estudada. Como cada malha necessita ter uma chave aberta, cada parte do cromossomo possui um número inteiro  $N(C_k)$  que é associado a uma chave pertencente a uma determinada malha  $C_k$ . Em que  $k$  pertence ao intervalo  $[1;M]$  e  $M$  é a quantidade de malhas (Veja Figura 14).

Figura 14 – Modelo de cromossomo para reconfiguração.



Fonte: elaborada pelo autor.

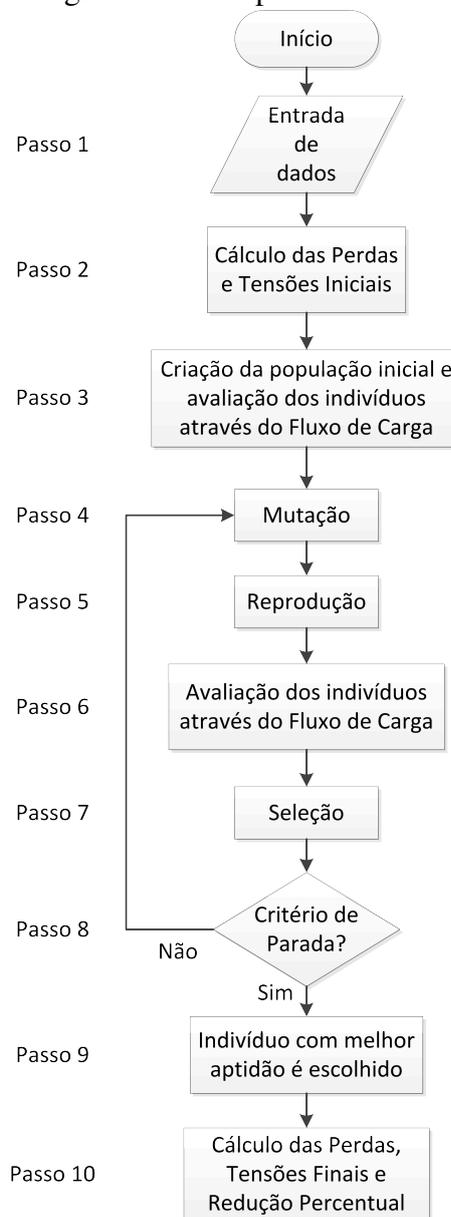
Nesse exemplo, o conjunto de chaves  $C_1 = \{S2, S5, S10\}$ ,  $C_2 = \{S6, S9, S11\}$  e

$C_3 = \{S8, S12\}$  pertencem às malhas 1, 2 e 3 respectivamente. As chaves  $\{S7\}$  e  $\{S3\}$  pertencem a duas malhas simultaneamente, logo, é escolhido aleatoriamente apenas um conjunto ao qual cada uma delas pertence. Por exemplo, obtendo  $C_1 = \{S2, S5, S7, S10\}$ ,  $C_2 = \{S6, S9, S11\}$  e  $C_3 = \{S3, S8, S12\}$ .

#### 4.2.1 Aplicação

As etapas do algoritmo proposto são apresentadas no fluxograma da Figura 15. Na sequência cada passo é descrito detalhadamente.

Figura 15 – Fluxograma da ED aplicada a reconfiguração.



Fonte: elaborada pelo autor.

No passo 1 ocorre a entrada de dados. É declarada toda a descrição da rede elétrica, os parâmetros da evolução diferencial (tamanho da população, constante de cruzamento e coeficiente de variação diferenciável), a dimensão dos cromossomos e os critérios de parada (número máximo de gerações e desvio padrão das aptidões igual a zero).

Sabendo o estado inicial da rede elétrica por meio da declaração feita no passo 1, é executada no passo 2 a RNP seguida do fluxo de carga. Assim são obtidas e armazenadas as perdas e tensões iniciais do sistema.

A população inicial é gerada de forma aleatória usando uma função de distribuição uniforme cobrindo todo o espaço de soluções. Cada indivíduo integrante da população é quantitativamente avaliado mediante a função de avaliação (EQUAÇÃO 4.2), dada pela soma das perdas ôhmicas obtidas por meio do cálculo do fluxo de carga (passo 3). O contador de gerações é aqui inicializado.

A partir do passo 4, o algoritmo entra no processo de otimização, e para cada indivíduo da população atual (vetor alvo) ocorre a perturbação da população atual mediante a execução da mutação, cruzamento e seleção. A primeira operação é a Mutação, na qual utiliza-se o mesmo procedimento descrito na Seção 3.3.1 do capítulo anterior. Com o objetivo de criar apenas soluções factíveis, optou-se por tratar as soluções indesejadas que não atendessem às restrições impondo limites superior e inferior para cada componente do cromossomo. Esses limites são ajustados por meio das dimensões de cada malha do sistema.

$$V_{i,G} = \text{round}(X_{r1,G} + F \cdot (X_{r2,G} - X_{r3,G})) = \begin{cases} V_{ji,G} = 1, & \text{se } V_{ji,G} < 1 \\ V_{ji,G} = n_k, & \text{se } V_{ji,G} > n_k \end{cases} \quad (4.3)$$

em que  $V_{i,G}$  é o vetor teste  $i$  criado durante a mutação,  $X_{r,G}$  são três diferentes vetores escolhidos aleatoriamente da população atual,  $V_{ji,G}$  representa a componente  $j$  do vetor teste  $i$  criado durante a mutação, e  $n_k$  é o número de chaves presentes na malha  $k$ .

A operação de cruzamento é executada no passo 5 assim como foi apresentada no capítulo anterior. Em seguida, os novos indivíduos gerados pela operação de cruzamento são avaliados e comparados com os vetores escolhidos da população atual (vetores alvos). Aqueles que possuem o menor valor para o somatório das perdas ôhmicas são selecionados por meio da operação de seleção para compor a nova população (Passos 6 e 7). Os passos 4 ao 7 são realizados para todos os indivíduos que constituem a população na geração atual. O contador de gerações é incrementado.

Com a nova população formada, o algoritmo avalia se atingiu algum critério de parada (Passo 8). Utilizou-se como critério o número máximo de gerações e o desvio padrão entre os indivíduos ser nulo. Destaca-se que como o processo evolutivo na ED depende da diferença entre vetores, caso o desvio padrão entre os indivíduos seja nulo, indica que os indivíduos são idênticos. Nesse caso o algoritmo convergiu e não faz sentido continuar a execução.

Caso não tenha atingido nenhum dos critérios, o processo retorna ao passo 4. Caso tenha atingido algum, o indivíduo com menor função de avaliação é escolhido como melhor solução (Passo 9). As perdas ôhmicas, tensões nos nós e a redução percentual das perdas são calculadas por meio do fluxo de carga (Passo 10).

O pseudo-código do algoritmo de ED implementado pode ser verificado no Apêndice A.

### 4.3 Algoritmo Evolutivo para Posicionamento de Geradores Distribuídos

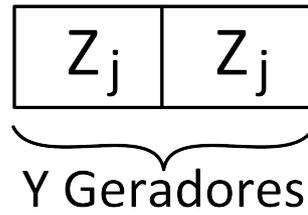
O módulo responsável pelo posicionamento dos geradores distribuídos foi desenvolvido usando os mesmos princípios do algoritmo padrão da ED introduzido no capítulo anterior, e já utilizado no módulo de reconfiguração de sistemas.

A adaptação da ED para o problema do posicionamento de GDs passa por uma nova caracterização dos indivíduos (dimensão e codificação dos cromossomos) e uma alteração no fluxo de carga, esta última para incorporar a presença das potências injetadas na rede pelos geradores.

Existem diversas maneiras de representar as soluções candidatas no problema de posicionamento. Alguns trabalhos propõem cromossomos com a dimensão igual ao número de nós da rede e em cada parte do cromossomo é especificado o número de geradores instalados no nó correspondente, por exemplo, como é feito em Soares *et al.* (2017). Na metodologia escolhida, a dimensão do cromossomo é equivalente à quantidade de geradores disponíveis para a instalação ( $Y$ ), e cada parte do cromossomo contém a identificação do nó escolhido para a conexão ( $Z_j$ ), em que  $j \in [1, 2, \dots, Y]$  (Figura 16). Assim, obtém-se um cromossomo com dimensão reduzida e melhor desempenho do algoritmo.

Segundo Cheng e Shirmohammadi (1995), geradores distribuídos geralmente operam em algum dos seguintes modos de operação: operação paralela a) com potências ativa e reativa fixas, b) com fator de potência fixo e, c) com tensão terminal definida. Dessa forma, a sua modelagem para cálculos de fluxo de carga, nos dois primeiros casos é realizada como um

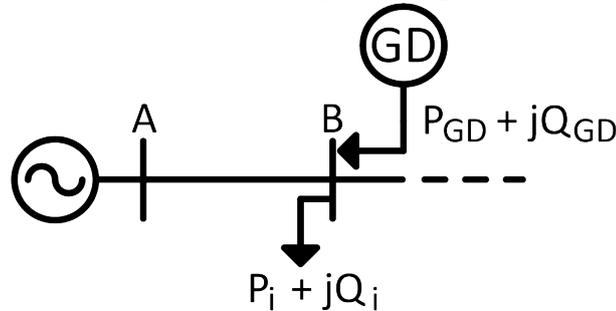
Figura 16 – Modelo de cromossomo para posicionamento de GD.



Fonte: elaborada pelo autor.

barramento com potências constantes (PQ), e no terceiro caso como um barramento com tensão constante (PV). Para este trabalho os geradores foram modelados como barras PQ com potências constantes. (Veja Figura 17)

Figura 17 – Sistema de distribuição exemplar com GD instalada.



Fonte: elaborada pelo autor.

Diante do modelo escolhido para representação dos geradores, a fim de considerar o seu efeito, foi realizada uma alteração na varredura inversa no cálculo do fluxo de carga. As Equações 3.7 e 3.8 foram reescritas com inserção de termos.

$$P_i = P_{Li} - CH_i \times P_{GD} + \sum_{k \in \Omega_i} (P_k + \Delta P_k) \quad (4.4)$$

$$Q_i = Q_{Li} - CH_i \times Q_{GD} + \sum_{k \in \Omega_i} (Q_k + \Delta Q_k) \quad (4.5)$$

em que  $CH_i$  indica a presença do gerador instalado, e  $P_{GD}$  e  $Q_{GD}$  são, respectivamente, as potências ativa e reativa pré-estabelecidas fornecidas pelo gerador.

Além das potências geradas, como restrições estabelecidas, foram escolhidos os possíveis nós para serem pontos de conexão. Alguns nós, que possam apresentar falta de espaço físico, dificuldade de acesso ou qualquer outro obstáculo para instalação de unidades geradoras, podem ser retirados da lista de nós candidatos a serem pontos de conexão.

### 4.3.1 Aplicação

A rotina implementada segue as mesmas etapas mostradas no Fluxograma 15, já comentadas. Durante a inicialização do algoritmo são repassadas todas as especificações do sistema, restrições e variáveis de controle da ED. Uma das especificações são os possíveis pontos de instalação das GDs, os nós candidatos são especificados por um vetor  $1 \times B$ , em que  $B$  é a quantidade de nós candidatos.

A criação da população inicial é feita com uso de uma função de distribuição uniforme cobrindo todo o espaço formado pelo vetor de nós candidatos, sendo que cada nó só pode ser sorteado para acomodar um único gerador. Em seguida é montada a RNP de todos os indivíduos e realizada a avaliação da aptidão pelo cálculo do fluxo de carga já usando as equações modificadas 4.4 e 4.5.

O processo de otimização executa as operações assim como foi implementado no módulo de reconfiguração, todos os vetores da população atual passam pelas operações naturais de evolução. Faz-se uma observação para os novos limites superior e inferior impostos aos novos vetores criados na operação de mutação. Para todos os vetores teste criados, suas componentes são arredondadas para o inteiro mais próximo, caso este inteiro seja menor que a borda inferior do vetor de nós candidatos, ele será ajustado para o limite inferior, caso o inteiro ultrapasse a borda superior do vetor de nós candidatos, esse será ajustado para o limite superior (EQUAÇÃO 4.6).

$$V_{i,G} = \text{round}(X_{r1,G} + F \cdot (X_{r2,G} - X_{r3,G})) = \begin{cases} V_{ji,G} = 1, & \text{se } V_{ji,G} < 1 \\ V_{ji,G} = B, & \text{se } V_{ji,G} > B \end{cases} \quad (4.6)$$

em que  $V_{i,G}$  é o vetor alvo  $i$  criado durante a mutação,  $X_{r,G}$  são três diferentes vetores escolhidos aleatoriamente da população atual,  $V_{ji,G}$  representa a componente  $j$  do vetor alvo  $i$  criado durante a mutação, e  $B$  é a quantidade de nós candidatos.

A evolução segue até atingir um dos critérios de parada, número máximo de gerações ou desvio padrão entre os indivíduos seja nulo. Após atender algum critério de parada e sair do processo evolutivo, o indivíduo com menor função aptidão, ou seja, que forneça a menor soma de perdas de potência ativa é escolhido como solução. As tensões nos nós, as perdas de potência ativa, a redução percentual das perdas e o ponto de conexão da GD são obtidas como variáveis de saída.

O pseudo-código do algoritmo de ED implementado pode ser verificado no Apêndice A.

#### **4.4 Busca Exaustiva aplicada à Reconfiguração de Redes Elétricas**

A Busca Exaustiva foi escolhida como algoritmo base para conferência das soluções encontradas usando os algoritmos evolutivos.

Para realizar a implementação foi necessário ter um conhecimento prévio do problema a se resolver, de modo que todas as soluções candidatas pudessem ser geradas obedecendo as mesmas restrições impostas sobre o módulo de reconfiguração, não devendo existir malhas na configuração final da rede e nenhum nó deve ser isolado do sistema. Para obedecer essas restrições, apenas uma chave de cada malha deve se manter aberta.

Como foi exposta no dimensionamento do problema de reconfiguração, a dimensão do espaço de busca de soluções cresce exponencialmente dependendo do número de malhas e da quantidade de chaves pertencentes a estas malhas.

O processo de busca, apresentado no fluxograma da Figura 18, inicia pela entrada de dados, por meio da declaração do sistema estudado e a do espaço de busca (descrição das malhas e suas chaves). Logo após são armazenadas as perdas ôhmicas da rede e as tensões dos nós para a configuração inicial, calculados via montagem da RNP e cálculo do fluxo de potência.

Uma função é responsável por gerar todas as possíveis soluções. Sabendo as chaves pertencentes a cada malha do sistema, a função elabora todas as combinações de chaves abertas com apenas uma chave aberta por malha, e as salva em um vetor, análogo ao vetor população da evolução diferencial.

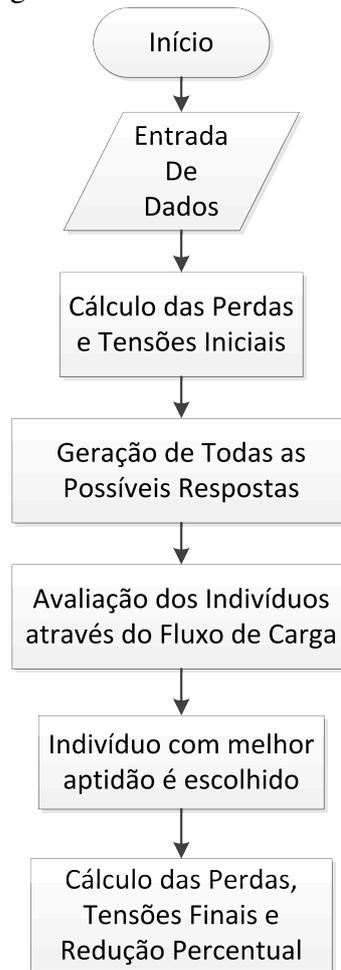
Com todas as possíveis soluções geradas, o algoritmo calcula a função de aptidão de todas as soluções e escolhe a que obtém melhor valor, ou seja, menor soma das perdas. Esta é a configuração do sistema que melhor atende ao problema.

No Algoritmo 1 é apresentado o pseudocódigo do método de busca exaustiva proposto para a reconfiguração de sistemas elétricos.

#### **4.5 Busca Exaustiva aplicada ao Posicionamento de Geradores Distribuídos**

O módulo da Busca Exaustiva, ou força bruta, para realizar a localização eficiente e instalação de unidades geradoras, utiliza os mesmos conceitos do módulo de reconfiguração. O algoritmo possui basicamente dois blocos funcionais, o primeiro responsável por criar todas as possíveis soluções para o posicionamento e o segundo bloco responsável por calcular o valor da função objetivo para cada solução candidata e escolher a melhor delas. Dessa forma o algoritmo

Figura 18 – Fluxograma da Busca Exaustiva proposta.



Fonte: elaborada pelo autor.

---

**Algoritmo 1: BUSCA EXAUSTIVA PARA RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS**


---

**Entrada:** Descrição do sistema, das malhas e suas respectivas chaves

**início**

Monta RNP da configuração inicial

Cálculo da aptidão (Configuração Inicial)

Cria vetor de Configurações  $\rightarrow$  *Configuração* = [ ]

**para cada malha faça**

**para chave = 1 até número de chaves faça**

        Atualiza vetor *Configuração* com as chaves abertas de cada malha

**fim**

**fim**

**para cada Configuração faça**

    Monta RNP (Configuração)

    Cálculo da aptidão (Configuração)

**fim**

**fim**

Escolhe a *Configuração* com melhor aptidão

**Retorna:** Perdas de Potência Ativa, Redução Percentual e Tensões das barras

---

é estruturado como mostra o fluxograma da Figura 18.

A função encarregada por gerar todas as soluções possíveis recebe como entrada de dados a descrição do sistema elétrico e as restrições impostas para a alocação dos geradores. Essas restrições são as mesmas impostas sobre o algoritmo de ED, os geradores só podem ser instalados nos nós candidatos para ser pontos de conexões, e as potências geradas são consideradas fixas.

O algoritmo inicia verificando os valores das variáveis para o estado atual da rede, estado pré-instalação dos geradores, através do fluxo de carga. Os valores iniciais das perdas e das tensões são armazenados.

O procedimento de busca inicia pelo bloco de geração das soluções candidatas. Uma função para criar todas as permutações simples, usando  $n$  nós candidatos e  $p$  geradores disponíveis, foi construída. Todas as permutações são salvas em um vetor denominado *Combinações*.

Em seguida é executado o segundo bloco, este recebe o vetor contendo todas as combinações possíveis para o caso estudado e testa o valor da função objetivo para cada combinação. Por fim, a combinação de posicionamento que detém o menor valor para a soma das perdas ôhmicas é escolhida como solução do problema.

A partir da solução escolhida, são calculadas as perdas ôhmicas e sua redução percentual, além das tensões em todos os nós do sistema. O Algoritmo 2 apresenta o pseudocódigo do método proposto.

#### 4.6 Algoritmos Combinados

O algoritmo evolutivo combinado proposto agrega de forma sequencial os módulos apresentados para a reconfiguração de sistemas elétricos e o posicionamento de geração distribuída, pretendendo agregar vantagens de ambas as operações para a redução das perdas, e assim gerar melhores soluções comparadas com a utilização isolada dessas alternativas.

Dois algoritmos usando os módulos combinados em sequências diferentes foram implementados. Seus fluxogramas são apresentados na Figura 19.

No algoritmo da reconfiguração seguida do posicionamento dos geradores, fluxograma da Figura 19 (a), o processo inicia pela entrada de dados onde ocorre a declaração do sistema elétrico, os parâmetros do algoritmo de ED e as restrições operacionais, tanto para a localização das GD quanto para a reconfiguração.

---

**Algoritmo 2: BUSCA EXAUSTIVA PARA POSICIONAMENTO DE GD**


---

**Entrada:** Descrição do sistema, do número de GD, das potências geradas, e dos nós candidatos a ponto de conexão

**início**

Monta RNP da configuração inicial

Cálculo da aptidão (Estado pré-instalação dos geradores)

Cria vetor de Combinações  $\rightarrow$  Combinações = [ ]

**para**  $n$  nós candidatos e  $p$  geradores disponíveis **faça**

    Gera todas as permutações com  $p$  nós selecionados

    Atualiza vetor *Combinações* com os pontos escolhidos para cada gerador

**fim**

**para cada** Combinação **faça**

    Monta RNP (Combinação)

    Cálculo da aptidão (Combinação)

**fim**

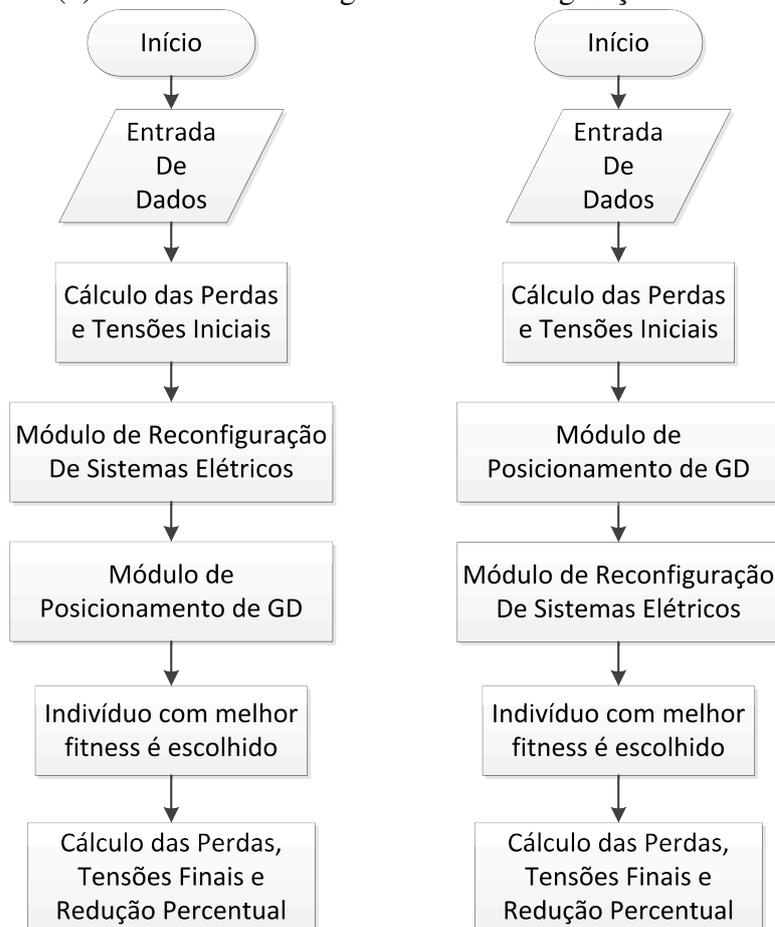
**fim**

Escolhe a *Combinação* com melhor aptidão

**Retorna:** Perdas de Potência Ativa, Tensões das barras e Redução Percentual das Perdas

---

Figura 19 – Fluxogramas dos métodos combinados. (a) Reconfiguração seguida do Posicionamento. (b) Posicionamento seguido da Reconfiguração.



Fonte: elaborada pelo autor.

Após a entrada dos dados, calcula-se as perdas da rede inicial e logo depois o processo entra no módulo de reconfiguração de sistemas elétricos. Toda a rotina de reconfiguração, presente no módulo apresentado na Seção 4.2, é executada até que um critério de parada seja atingido. A nova estrutura da rede é obtida como variável de saída desse bloco, sendo repassada como variável de entrada para o segundo bloco, o módulo responsável pelo posicionamento da GD.

O módulo do posicionamento recebe as especificações do sistema, os parâmetros da ED e as restrições declaradas durante a entrada de dados, além da configuração da rede atualizada. É executado, assim como foi apresentado isoladamente na Seção 4.3, até que ocorra a convergência (desvio padrão nulo) ou chegue ao limite máximo de gerações.

Por fim, o indivíduo com melhor aptidão (*fitness*), ou seja, menor soma das perdas de potência ativa, é escolhido como melhor solução e via método da soma de potências são obtidas a perda ativa total, as tensões em todos os nós de carga e a redução percentual das perdas.

O segundo algoritmo envolvendo os módulos de reconfiguração e de posicionamento de GD combinados foi construído com uma sequência diferente, a localização e instalação dos geradores precede a operação de reconfiguração do sistema elétrico (FIGURA 19 (b)). Assim sendo, após a declaração do sistema elétrico, dos parâmetros do algoritmo de ED e das restrições operacionais, o primeiro problema de otimização a se resolver é o do posicionamento eficiente de geradores distribuídos.

O módulo do posicionamento de GD realiza todos os passos descritos na Seção 4.3 até parar quando o número de gerações for igual ao número máximo de gerações declarado ou quando o desvio padrão da população for nulo. Ao encerrar a execução desse bloco, é obtido o novo estado da rede, considerando as injeções de potências proveniente das unidades geradoras nas barras encontradas. O novo estado da rede é repassado como uma informação de entrada para o módulo de reconfiguração de sistemas elétricos.

Durante o módulo de reconfiguração, o algoritmo de ED busca a melhor configuração do sistema para que seja obtido o menor valor de soma das perdas ôhmicas nos alimentadores, através da manipulação da população via mutação, reprodução e seleção.

Finalmente, é escolhido o indivíduo que possui melhor função de avaliação e através do seu cromossomo são calculadas a soma das perdas de potência ativa, as tensões nas barras e a redução destas perdas. Este indivíduo corresponde ao sistema elétrico com os geradores instalados e já reconfigurado.

Igualmente à Evolução Diferencial, os algoritmos combinados propostos usando a busca exaustiva agrupam os módulos de reconfiguração de sistemas e de posicionamento de GD em duas diferentes sequências, assim como mostram os fluxogramas da Figura 19.

O primeiro algoritmo inicia pelo módulo de reconfiguração, assim como foi descrito isoladamente na Seção 4.4. A configuração obtida como solução é encaminhada como variável de entrada na chamada do segundo módulo, o módulo responsável pela instalação eficiente da GD (SEÇÃO 4.5), encontrando a solução geral com as unidades geradoras instaladas.

O segundo algoritmo é montado inversamente, inicia-se pelo módulo de posicionamento e instalação dos geradores, recebendo como entrada de dados a descrição do sistema e executando a instalação das GDs na barras candidatas. Em seguida a nova descrição do sistema, incluindo as barras escolhidas como ponto para conexão, é repassada para o módulo de reconfiguração. Por fim é obtida como solução final a configuração da rede já com as GDs instaladas.

Em ambos os algoritmos as variáveis de saída são as perdas de potência ativa e sua redução percentual, e as tensões nodais, calculados por meio do fluxo de potência usando a solução final das buscas.

#### **4.7 Algoritmo Iterativo**

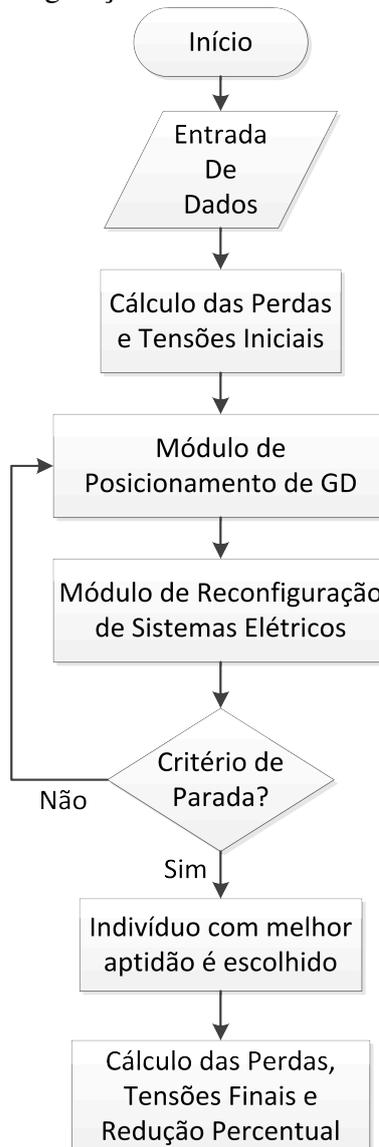
Com o intuito de encontrar tanto a melhor configuração da rede quanto os melhores pontos de conexões para obter as menores perdas de potência ativa do sistema, um algoritmo iterativo foi construído fazendo uso de chamadas sucessivas dos módulos isolados, descritos anteriormente, como demonstrado na Figura 20.

O algoritmo inicia com a entrada de dados, seguida do cálculo das variáveis iniciais para o sistema base, com a configuração inicial e sem a instalação dos geradores.

Logo após entra-se no processo iterativo, a rede inicial é usada para encontrar os melhores pontos de conexão, executando o módulo de posicionamento de GD. Ao obter o resultado, o novo estado da rede, já considerando as potências injetadas pelos geradores, é repassado como variável de entrada para o módulo de reconfiguração, retornando a nova configuração da rede com os geradores instalados.

Caso nenhum critério de parada tenha sido atingido, a nova configuração da rede é repassada como variável de entrada para o módulo do posicionamento de GD, para encontrar novamente os melhores pontos de conexão, agora para essa nova configuração. Consequentemente

Figura 20 – Fluxograma do Algoritmo Iterativo proposto para Reconfiguração de Redes e Posicionamento de GDs.



Fonte: elaborada pelo autor.

mente, os dados da rede atualizados, incluindo os novos pontos de conexão, são repassados para o módulo de reconfiguração, para obtenção da nova topologia da rede.

Dessa forma o processo iterativo se repete até atingir um dos critérios de parada definidos, ou o número máximo de iterações, ou máximo desvio absoluto entre somas das perdas em iterações consecutivas ( $\Delta\Sigma P_{iter}$ ).

Após concluir o processo iterativo o indivíduo com melhor aptidão (menor soma das perdas ôhmicas) é escolhido como solução.

## 4.8 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os algoritmos propostos para minimizar as perdas em sistemas elétricos de distribuição usando como recurso a reconfiguração de redes elétricas e a alocação de unidades geradoras, resultando em uma melhora no perfil de tensões na rede.

Foram utilizados dois métodos para resolução de problemas combinatórios, o método meta-heurístico da Evolução Diferencial e a Busca Exaustiva.

Seus algoritmos foram construídos de forma modular, possibilitando a execução de operações isoladas, em conjunto, variando a ordem de execução, e iterativamente.

## 5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas as redes escolhidas para simulação dos algoritmos propostos e seus respectivos resultados.

Para simulação e comparação dos resultados foram escolhidos os sistemas elétricos de 33 barras (BARAN; WU, 1989) e 69 barras (SAVIER; DAS, 2007). Como critérios de escolha, foram selecionadas redes de diferentes dimensões frequentemente usadas para testes na literatura.

Todas as simulações foram realizadas no MATLAB ®R2015a instalado em um computador Intel (R) Core (TM) i5-4200 CPU 2.30 GHz e 4,00 GB de memória RAM.

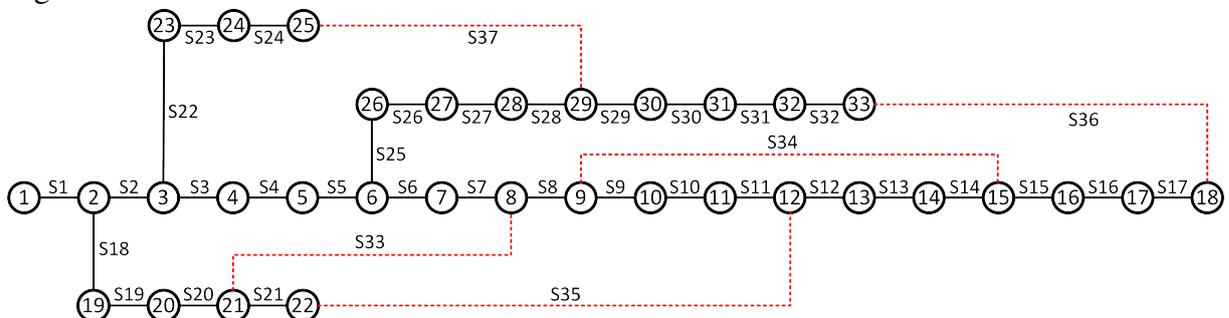
### 5.1 Sistema Teste 33 Barras

O sistema de 33 barras, apresentado por Baran e Wu (1989), é composto por um único nó de geração (nó 1), suprido com tensão nominal 12,66 kV, e 32 nós de carga, possuindo 3715 kW e 2300 kVar como carga total. A rede ainda possui 32 chaves seccionadoras instaladas (S1, S2, ..., S32) e 5 chaves auxiliares (S33, ..., S37).

Na Figura 21 é apresentado o estado inicial da rede, os nós ou barras são representadas por círculos, e os alimentadores com chaves seccionadoras e auxiliares instaladas, representados por linhas preenchidas e pontilhadas, respectivamente.

Na configuração inicial, a soma das perdas ôhmicas em todos os alimentadores corresponde a 202,67 kW. Este valor é usado como valor de referência para o cálculo da redução percentual das perdas em todas as simulações. A potência base utilizada foi  $S_{Base} = 100$  MVA.

Figura 21 – Sistema de 33 barras em estado inicial.



Fonte: elaborada pelo autor.

### 5.1.1 Reconfiguração de Redes Elétricas

Analisando a configuração inicial da rede, considerando que todas as chaves estivessem fechadas, é possível constatar a presença de cinco malhas. Para manter a configuração da rede radial, é necessário manter em cada malha uma chave aberta, dessa forma os vetores possuem dimensão cinco.

Os conjuntos de chaves pertencentes às malhas é dado por:

- $C_1 = \{S2, S3, S4, S5, S6, S7, S33, S20, S19, S18\}$
- $C_2 = \{S8, S9, S10, S11, S35, S21\}$
- $C_3 = \{S12, S13, S14, S34\}$
- $C_4 = \{S15, S16, S17, S36, S32, S31, S30, S29\}$
- $C_5 = \{S22, S23, S24, S37, S28, S27, S26, S25\}$

Por meio da Equação 2.1, apresentada na Seção 2.3, são calculadas 15360 configurações possíveis para o sistema de 33 barras apresentado.

O Algoritmo de ED para Reconfiguração de Redes Elétricas foi ajustado com os seguintes parâmetros:

- Dimensão da População ( $N_p$ ) = 50 indivíduos.
- Constante de Cruzamento ( $C_r$ ) = 0,9.
- Coeficiente de Variação Diferencial ( $F$ ) = 0,7.
- Número Máximo de Gerações = 100.

Considerando o sistema de distribuição operando em condições normais, foi realizada a simulação do módulo de reconfiguração isolado, utilizando o algoritmo evolutivo. Em seguida seu resultado é comparado com a melhor solução para este problema alcançada pela Busca Exaustiva. Os resultados podem ser visualizados na Tabela 1. A redução percentual das perdas de potência foi calculada com relação a configuração inicial da rede (202,67 kW).

É possível verificar que foram encontrados os mesmos resultados para os métodos de evolução diferencial e busca exaustiva, destacando a diferença do esforço computacional (tempo de simulação) requerido pelo método da busca exaustiva devido a dimensão do espaço de busca.

Na Figura 22 é apresentada a configuração final obtida pelos módulos de reconfiguração de redes, tanto usando a ED quanto a busca exaustiva, para o sistema teste com 33 barras.

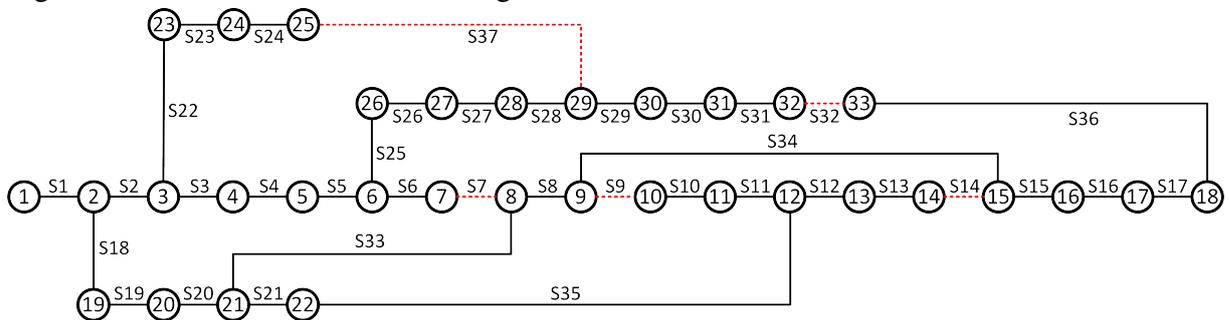
Tabela 1 – Resultado da simulação da reconfiguração.

	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>Busca Exaustiva</b>
<i>N</i> <sup>o</sup> de Gerações	39	—
Melhor Indivíduo (chaves abertas)	S7, S9, S14, S32, S37	S7, S9, S14, S32, S37
Função Objetiva (Perdas em kW)	139,55	139,55
Redução Percentual das Perdas (%)	31,15	31,15
Tempo de Simulação (s)	37,52	324,80

Fonte: elaborada pelo autor.

Destacam-se as chaves abertas S7, S9, S14, S32, S37 representadas por linhas tracejadas.

Figura 22 – Sistema 33 barras reconfigurado.

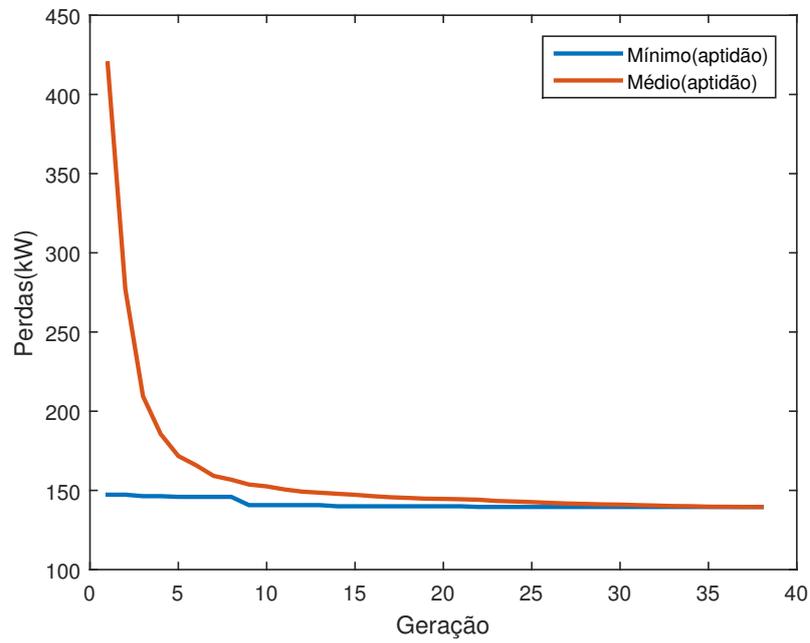


Fonte: elaborada pelo autor.

A seguir, na Figura 23 é exibida a curva de aprendizagem, ou curva de convergência, do algoritmo evolutivo. É possível perceber que devido à inicialização aleatória da população inicial, o valor médio das aptidões de todos os indivíduos da população (Curva vermelha) na primeira geração é maior do que o valor das perdas da rede na configuração inicial. Como o processo evolutivo é realizado por meio da diferença entre indivíduos, e a inicialização da população foi feita de forma aleatória, obtendo assim, indivíduos mais diversificados, durante as primeiras gerações o valor médio das aptidões decresce significativamente. Este valor médio das aptidões diminui durante as gerações até igualar ao melhor valor de aptidão (Curva azul), atingindo a convergência (geração 39).

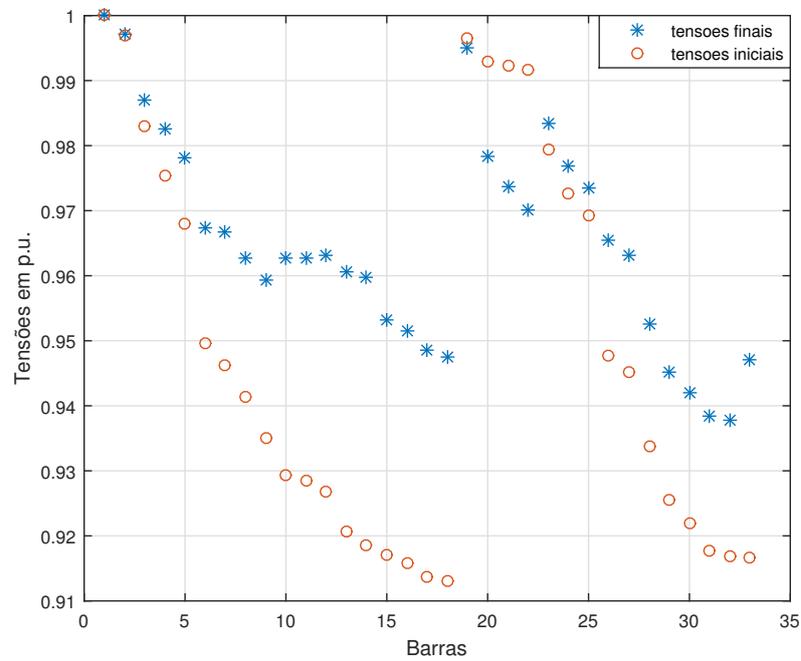
Na Figura 24 é apresentada a comparação entre o perfil de tensões da rede pré e pós-reconfiguração, observando uma melhoria geral dos valores, com exceção das barras 19, 20, 21 e 22. Ao comparar a configuração inicial e final da rede, é observado que essas barras pertencem a um ramal que possuía poucas cargas conectadas, e após a reconfiguração passou a alimentar novas cargas. A menor tensão encontrada no sistema no instante pré-reconfiguração era 0,9131 p.u. na barra 18, passou a ser 0,9378 p.u. identificada na barra 32.

Figura 23 – Curva de aprendizagem para a reconfiguração aplicada ao sistema 33 barras.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 24 – Tensões nas barras do sistema antes e após a reconfiguração da rede.



Fonte: elaborada pelo autor.

### 5.1.2 Posicionamento Eficiente de Geradores Distribuídos

O posicionamento eficiente de unidades geradoras é realizado mediante a execução isolada do módulo responsável pela instalação dos geradores (SEÇÃO 4.3) considerando a operação normal do sistema com a configuração inicial, com perdas ôhmicas iguais a 202,67 kW, apresentado na Figura 21.

Considerou-se apenas um gerador disponível para instalação com capacidade de geração de 1 MW, necessitando vetores com dimensão unitária no algoritmo evolutivo. Além disto, todas as barras foram consideradas candidatas a serem pontos de conexão (o vetor Barras Candidatas = [1, 2, 3, 4, ..., 33]).

Por meio da Equação 2.2, apresentada na Seção 2.3, são calculadas 33 combinações possíveis para a instalação de apenas um gerador no sistema.

O Algoritmo de ED para o Posicionamento Eficiente de GD foi ajustado com os seguintes parâmetros:

- Dimensão da População ( $N_p$ ) = 50 indivíduos.
- Constante de Cruzamento ( $C_r$ ) = 0,9.
- Coeficiente de Variação Diferencial ( $F$ ) = 0,7.
- Número Máximo de Gerações = 100.

Executado o módulo para localização e instalação de GD usando o método ED, seu resultado é comparado na Tabela 2 com a melhor solução encontrada dentre todas as possíveis soluções, via busca exaustiva. Simulações e Resultados variando a capacidade do gerador distribuído foram realizadas, e seus resultados podem ser visualizados no Apêndice A.

Tabela 2 – Resultado do módulo do posicionamento de GD.

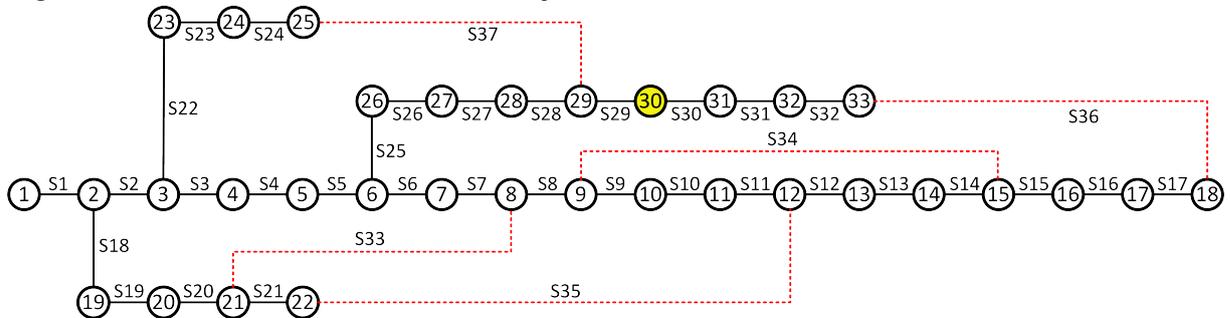
	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>Busca Exaustiva</b>
$N^o$ de Gerações	16	—
Melhor Indivíduo (Ponto de Conexão)	Barra 30	Barra 30
Função Objetivo (Perdas em kW)	127,28	127,28
Redução Percentual das Perdas (%)	37,20	37,20
Tempo de Simulação (s)	8,02	0,41

Fonte: elaborada pelo autor.

Os resultados encontrados pela ED foram iguais aos da BE. Porém, neste caso, o esforço computacional requerido pela busca foi consideravelmente menor do que o do método

evolutivo, em virtude do limitado número de combinações possíveis contidas no espaço de soluções. Na Figura 25 está destacada em amarelo a barra 30, escolhida como melhor ponto de conexão para o gerador especificado.

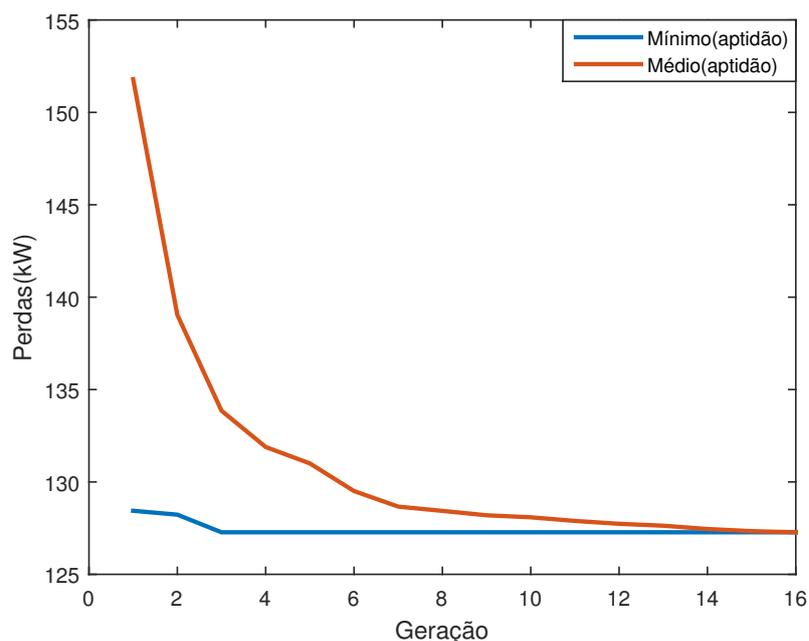
Figura 25 – Sistema 33 barras com alocação de uma GD de 1MW.



Fonte: elaborada pelo autor.

A curva de convergência da evolução diferencial para o posicionamento de uma unidade geradora de 1 MW é exposta na Figura 26. Como foi utilizado uma população formada por 50 indivíduos, e o problema contém apenas 33 combinações possíveis como soluções candidatas, na população inicial já é encontrada uma solução muito próxima da melhor solução possível, o que é visualizado na geração 1 da curva azul. Na geração 14 o algoritmo atinge a convergência.

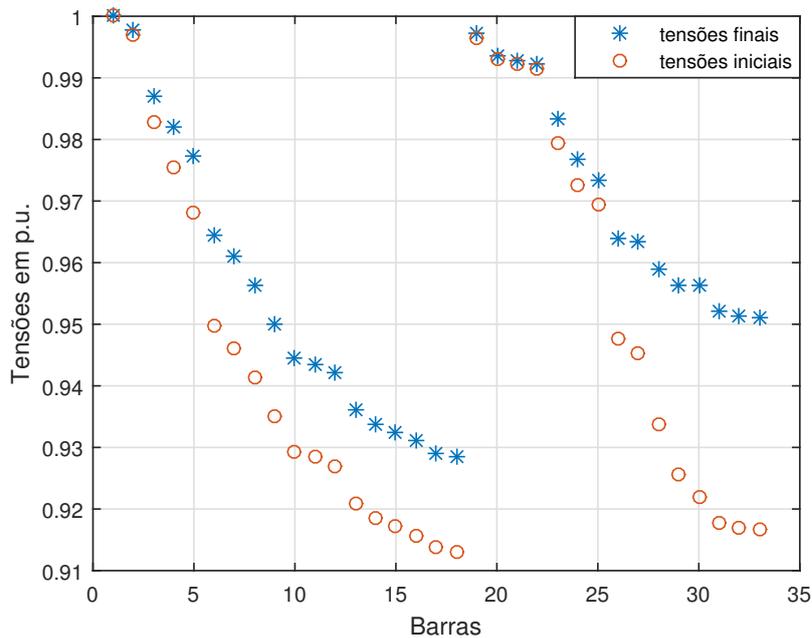
Figura 26 – Curva de convergência para o posicionamento da unidade geradora.



Fonte: elaborada pelo autor.

Os valores absolutos das tensões nodais antes e após a instalação do gerador são comparados na Figura 27. O menor valor de tensão pré-instalação é 0,9131 p.u. encontrado na barra 18, após a instalação do gerador o menor valor passa a ser 0,9285 p.u., também na barra 18. Vale destacar que a inserção da geração descentralizada melhora o perfil de tensão do sistema de modo geral, não apenas na barra escolhida como ponto de conexão (barra 30).

Figura 27 – Tensões nas barras do sistema antes e após a instalação do gerador.



Fonte: elaborada pelo autor.

### 5.1.3 Algoritmos Combinados

O primeiro algoritmo construído envolvendo reconfiguração de redes elétricas combinada com o posicionamento de GD é simulado por meio da execução sequencial dos respectivos módulos, módulo responsável pela reconfiguração seguido pelo módulo de instalação de GD.

O ajuste dos parâmetros de cada módulo pode ser feito independentemente, porém para manter coerência e realizar uma comparação justa com as simulações dos módulos isolados, foram tomados os mesmos valores de parâmetros:

- Dimensão da População em ambos os módulos ( $N_p$ ) = 50 indivíduos.
- Constante de Cruzamento em ambos os módulos ( $C_r$ ) = 0,9.
- Coeficiente de Variação Diferencial em ambos os módulos ( $F$ ) = 0,7.

- Número Máximo de Gerações na Reconfiguração de redes = 100.
- Número Máximo de Gerações no Posicionamento de GD = 50.

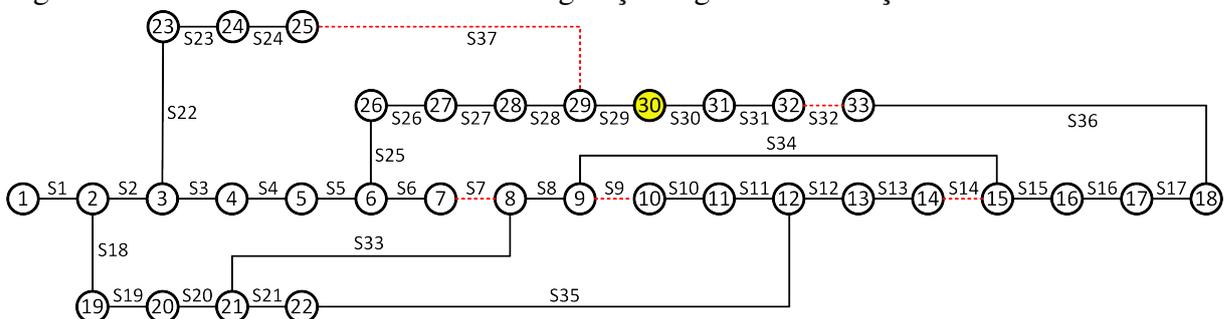
As soluções com menores somas das perdas ôhmicas obtidas tanto pela ED quanto pela busca exaustiva são comparadas na Tabela 3 e seu estado final é apresentado na Figura 28. A redução percentual das perdas de potência foi calculada com relação a mesma configuração inicial da rede usada anteriormente na execução dos módulos isolados.

Tabela 3 – Resultado da reconfiguração seguida do posicionamento de GD.

	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>Busca Exaustiva</b>
Melhor Indivíduo (Chaves Abertas)	S7, S9, S14, S32, S37	S7, S9, S14, S32, S37
Melhor Indivíduo (Ponto de Conexão)	Barra 30	Barra 30
Função Objetivo (Perdas em kW)	98,34	98,34
Redução Percentual das Perdas (%)	51,48	51,48
Tempo de Simulação (s)	44,07	325,41

Fonte: elaborada pelo autor.

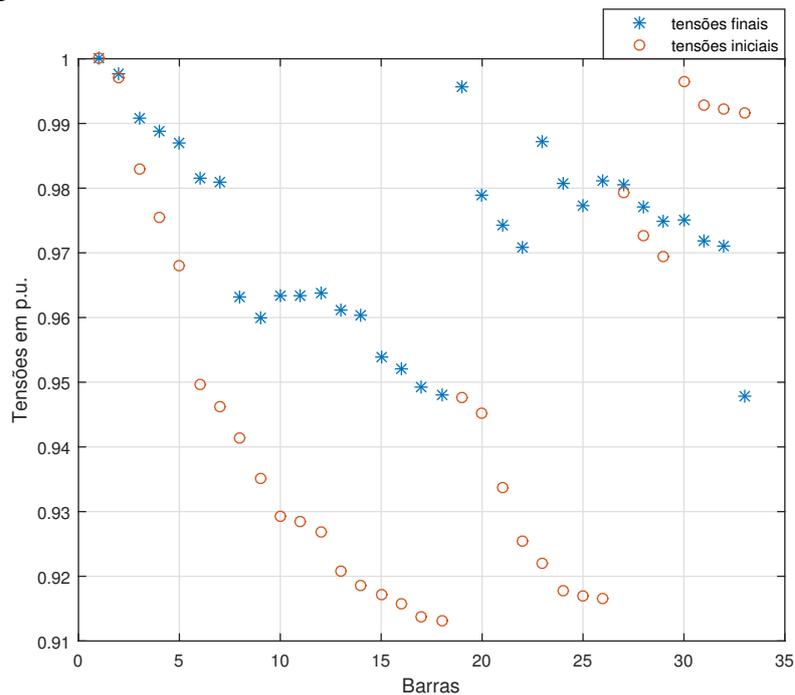
Figura 28 – Sistema 33 barras com reconfiguração seguida de alocação de GD de 1MW.



Fonte: elaborada pelo autor.

Comparando os valores obtidos pela ED e a BE, é possível ver que o algoritmo evolutivo encontrou a melhor solução para o problema. Como primeiramente foi executado o módulo de reconfiguração, as chaves abertas obtidas foram as mesmas encontradas com a execução isolada do módulo de reconfiguração. Porém, apesar do ponto de conexão do gerador ter sido o mesmo que foi encontrado pela execução isolada do módulo de posicionamento de GD, isso foi apenas coincidência, devido as características da rede. Além disto, verificou-se uma maior redução da perdas quando comparado com a execução dos módulos isolados. Os valores de amplitude das tensões nas barras do sistema elétrico podem ser comparados por meio da Figura 29. A menor tensão verificada na rede, que antes era 0,9131 p.u. na barra 18, passou a ser 0,9478 p.u. na barra 33.

Figura 29 – Perfil de tensões nas barras do sistema.



Fonte: elaborada pelo autor.

O segundo algoritmo combinado é composto pelos módulos conjugados em sequência diferente, primeiro é executado o posicionamento dos geradores e em seguida a reconfiguração da rede.

Os parâmetros do algoritmo evolutivo foram os mesmos utilizados no primeiro algoritmo combinado. Assim como, a configuração inicial adotada como referência para a soma das perdas, foi a mesma das demais simulações. Os resultados das simulações, a topologia final e os valores de tensões podem ser conferidos, respectivamente, na Tabela 4, e nas Figuras 30 e 31.

Tabela 4 – Resultado do posicionamento de GD seguido da reconfiguração da Rede.

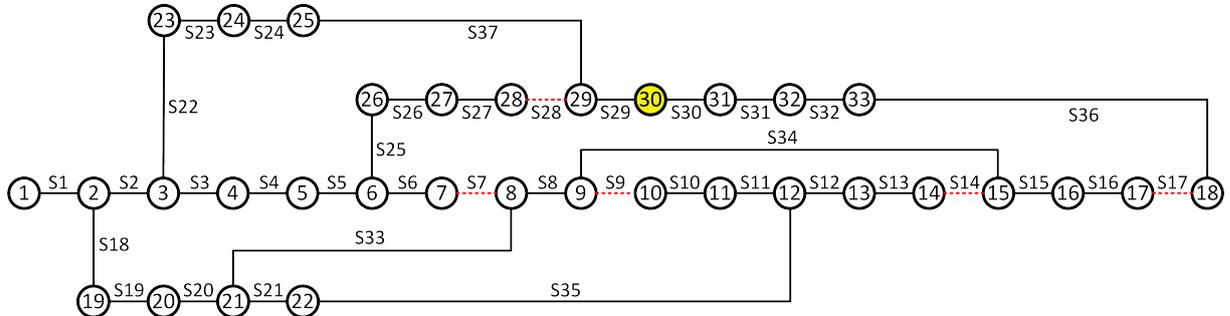
	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>Busca Exaustiva</b>
Melhor Indivíduo (Chaves Abertas)	S7, S9, S14, S17, S28	S7, S9, S14, S17, S28
Melhor Indivíduo (Ponto de Conexão)	Barra 30	Barra 30
Função Objetiva (Perdas em kW)	90,75	90,75
Redução Percentual das Perdas (%)	55,22	55,22
Tempo de Simulação (s)	68,92	401,33

Fonte: elaborada pelo autor.

A execução do módulo de posicionamento dos geradores, obtém os melhores pontos de conexão para minimizar as perdas de potência ativa nos alimentadores da rede. Dessa forma, o ponto de conexão encontrado é o mesmo da execução isolada do módulo de instalação de GD. Os dados da rede elétrica, já considerando as potências injetadas pelos geradores distribuídos,

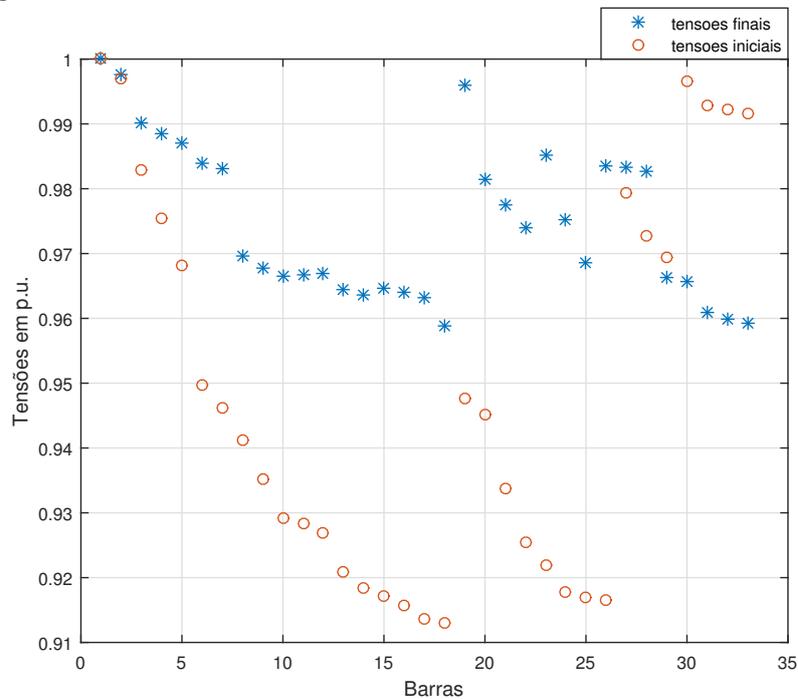
são repassados como variáveis de entrada para o módulo de reconfiguração, encontrando a nova topologia da rede, novas chaves abertas para cada malha.

Figura 30 – Sistema 33 barras com alocação de GD de 1MW seguida de reconfiguração.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 31 – Perfil de tensões nas barras do sistema.



Fonte: elaborada pelo autor.

Analisando a Figura 31, a maioria das tensões melhoraram após a execução do algoritmo combinado, com exceção das barras 30 a 33, que foram transferidas para um alimentador adjacente, e não apresentaram melhoria. Porém, foi observado uma melhoria geral no perfil de tensão da rede. Por exemplo, a menor tensão presente na rede que era 0,9131 p.u., passou a ser 0,9587 p.u., ambas encontradas na barra 18.

### 5.1.4 Algoritmo Iterativo

O algoritmo iterativo possui dois parâmetros próprios para ajuste, além dos já citados nos módulos isolados, o número máximo de iterações e o máximo desvio absoluto entre somas das perdas em iterações consecutivas ( $|\Delta\Sigma P_{iter}|$ ), que foram assim ajustados:

- Dimensão da População em ambos os módulos ( $N_p$ ) = 50 indivíduos.
- Constante de Cruzamento em ambos os módulos ( $C_r$ ) = 0,9.
- Coeficiente de Variação Diferencial em ambos os módulos ( $F$ ) = 0,7.
- Número Máximo de Gerações na Reconfiguração de redes = 100.
- Número Máximo de Gerações no Posicionamento de GD = 50.
- Número Máximo de Iterações = 10.
- Máximo Desvio Absoluto entre Somas das Perdas ( $|\Delta\Sigma P_{iter}| \leq 0,001$ ).

Os resultados das simulações dos algoritmos iterativos com os métodos de busca são apresentados e comparados na Tabela 5. Comparando o valor da redução percentual das perdas do algoritmo iterativo com os algoritmos combinados, o iterativo obteve pequena vantagem. E, apesar do algoritmo iterativo exigir um maior esforço computacional, tanto a configuração da rede, quanto o ponto de conexão da GD, foram melhor ajustado.

Tabela 5 – Resultado do Algoritmo Iterativo para Reconfiguração e Posicionamento de GD.

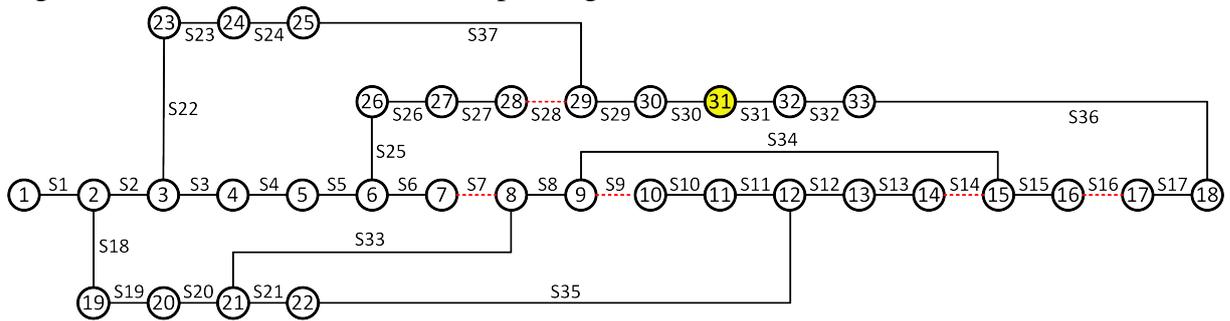
	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>Busca Exaustiva</b>
Melhor Indivíduo (Chaves Abertas)	S7, S9, S14, S16, S28	S7, S9, S14, S16, S28
Melhor Indivíduo (Ponto de Conexão)	Barra 31	Barra 31
Função Objetivo (Perdas em kW)	89,97	89,97
Redução Percentual das Perdas (%)	55,61	55,61
Iterações	3	3
Tempo de Simulação (s)	145,09	803,33 (3 iterações)

Fonte: elaborada pelo autor.

Na Figura 32 é ilustrado o estado final da rede e, em amarelo é destacado o nó de conexão do gerador de 1MW.

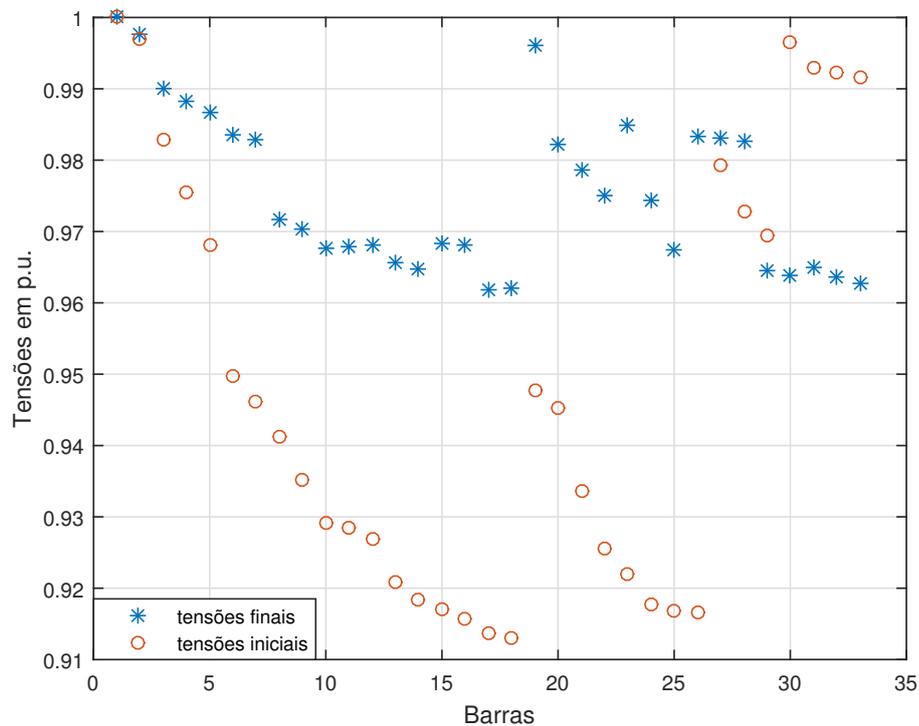
A Figura 33 contém o gráfico dos valores das tensões iniciais e finais nas barras do sistema elétrico. Analisando o gráfico é possível ver uma melhoria considerável na maioria das tensões, com exceção das barras 29 a 33, que foram transferidas para um outro ramal. A menor tensão verificada no sistema base inicial é 0,9131 p.u. na barra 18, já no sistema final a menor tensão é 0,9617 p.u. na barra 17.

Figura 32 – Sistema 33 barras obtido pelo algoritmo iterativo.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 33 – Tensões finais obtidas pelo algoritmo iterativo comparadas com as iniciais.



Fonte: elaborada pelo autor.

### 5.1.5 Resumo dos Resultados

Na Tabela 6 estão reunidos todos os resultados obtidos pelas simulações, com objetivo de facilitar comparações e verificar a eficiência dos algoritmos propostos. Nela estão contidos as somas das perdas de potência ativa nos alimentadores, as reduções percentuais destas perdas com relação ao sistema inicial, as menores tensões medidas na rede elétrica, além do estado final do sistema de distribuição representado pelas chaves abertas e os nós onde encontram-se conectados os geradores distribuídos.

É possível visualizar que, apesar da pequena diferença, o algoritmo iterativo proposto obteve a melhor redução das perdas de potência. Além disso, comparando-se as menores tensões

Tabela 6 – Resultado e comparação das Simulações.

	<b>Sistema Inicial</b>	<b>Reconfiguração de Rede</b>
Chaves Abertas	S33, S34, S35, S36, S37	S7, S9, S14, S32, S37
Ponto de Conexão	—	—
Perdas Ativas (kW)	202,67	139,55
Redução das Perdas (%)	—	31,15
Menor Tensão (p.u.)	0,9131 (barra 18)	0,9378 (barra 32)
Tempo de Simulação (s)	—	37,52
	<b>Posicionamento de GD</b>	<b>Algoritmo Combinado 1</b>
Chaves Abertas	S33, S34, S35, S36, S37	S7, S9, S14, S32, S37
Ponto de Conexão	Barra 30	Barra 30
Perdas Ativas (kW)	127,28	98,34
Redução das Perdas (%)	37,20	51,48
Menor Tensão (p.u.)	0,9285 (barra 18)	0,9478 (barra 33)
Tempo de Simulação (s)	8,02	44,07
	<b>Algoritmo Combinado 2</b>	<b>Algoritmo Iterativo</b>
Chaves Abertas	S7, S9, S14, S17, S28	S7, S9, S14, S16, S28
Ponto de Conexão	Barra 30	Barra 31
Perdas Ativas (kW)	90,75	89,97
Redução das Perdas (%)	55,22	55,61
Menor Tensão (p.u.)	0,9587 (barra 18)	0,9617 (barra 17)
Tempo de Simulação (s)	68,92	145,09

Fonte: elaborada pelo autor.

encontradas na rede final após cada simulação, o algoritmo iterativo obteve a maior tensão, 0,9617 p.u. na barra 17.

Comparando os resultados da metodologia proposta, contidos na Tabela 6, com os resultados encontrados por Rao *et al.* (2013), localizados na Tabela 7, observa-se que o algoritmo iterativo encontrou uma configuração da rede apresentando maiores perdas que o algoritmo simultâneo, este fato pode ser explicado pela metodologia escolhida para dimensionamento das unidades geradoras. Em Rao *et al.* (2013) foram utilizados mais geradores disponíveis para instalação e suas potências são ajustadas por meio de uma análise de sensibilidade, neste trabalho foi escolhido adotar as potências das GDs como restrições impostas ao algoritmo evolutivo.

Para verificar que essas diferenças decorrem de diferenças entre as metodologias, as potências dos geradores foram ajustadas para os valores obtidos por Rao *et al.* (2013). Na Tabela 8 são apresentados os resultados obtidos, onde é possível comprovar que considerando geradores com as mesmas potências geradas foram alcançados resultados equivalentes.

Tabela 7 – Resultado encontrados por Rao *et al.* (2013)

	<b>Sistema Inicial</b>	<b>Reconfiguração de Rede</b>
Chaves Abertas	S33, S34, S35, S36, S37	S7, S9, S14, S32, S37
Ponto de Conexão	—	—
Perdas Ativas (kW)	202,67	138,06
Redução das Perdas (%)	—	31,88
Menor Tensão (p.u.)	0,9131	0,9342
	<b>Posicionamento de GD</b>	<b>Algoritmo Combinado 1</b>
Chaves Abertas	S33, S34, S35, S36, S37	S7, S9, S14, S32, S37
	17 (0,57 MW)	30 (0,26 MW)
Ponto de Conexão	18 (0,10 MW)	31 (0,16 MW)
	33 (1,04 MW)	32 (0,66 MW)
Perdas Ativas (kW)	96,76	97,13
Redução das Perdas (%)	52,26	52,07
Menor Tensão (p.u.)	0,9670	0,9479
	<b>Reconfiguração e Alocação Simultaneamente</b>	
Chaves Abertas	S7, S10, S14, S28, S32	
	30(0,52 MW)	
Ponto de Conexão	31 (0,55 MW)	
	32 (0,58 MW)	
Perdas Ativas (kW)	73,05	
Redução das Perdas (%)	63,95	
Menor Tensão (p.u.)	0,9700	

Fonte: adaptado de Rao *et al.* (2013)

Tabela 8 – Comparação entre os resultados obtidos pelo Posicionamento de GD.

	<b>Metodologia Escolhida</b>	<b>Rao <i>et al.</i> (2013)</b>
Chaves Abertas	S33, S34, S35, S36, S37	S33, S34, S35, S36, S37
	17 (0,57 MW)	17 (0,57 MW)
Ponto de Conexão	18 (0,10 MW)	18 (0,10 MW)
	33 (1,04 MW)	33 (1,04 MW)
Perdas Ativas (kW)	96,7578	96,76
Redução Percentual das Perdas (%)	52,26	52,26
Menor Tensão (p.u.)	0,9673	0,9670

Fonte: elaborada pelo autor.

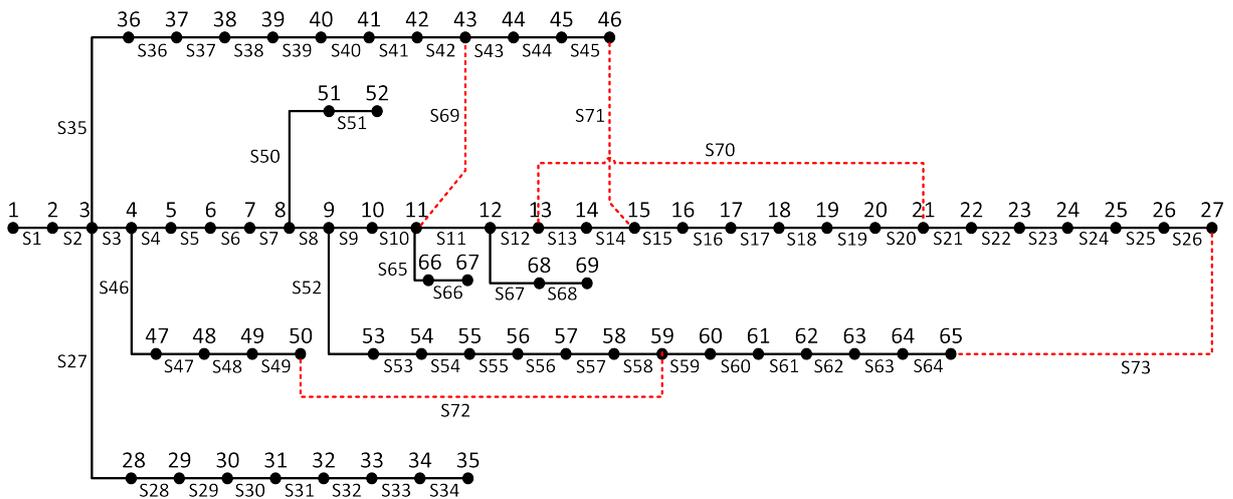
## 5.2 Sistema Teste 69 Barras

O sistema teste, proposto por Baran e Wu (1989) e também utilizado por Savier e Das (2007), é composto por 69 barras, sendo uma única barra de geração, suprida em 12,66 kV, e 68 barras de carga, com carga total de 3801,9 kW e 2694,1 kVAR. O sistema possui 73 chaves, 68 seccionadoras (S1, ..., S68) e 5 auxiliares (S69, ..., S73). A soma das perdas de potência ativa nos alimentadores na configuração inicial, apresentada na Figura 34, corresponde a 224,9496 kW. Este valor é usado como valor de referência para o cálculo da redução percentual

das perdas em todas as simulações. A potência base utilizada foi  $S_{Base} = 100$  MVA.

A configuração inicial possui 5 chaves normalmente abertas. Além disto, considerando todas as chaves da rede fechadas, é possível detectar a existência de cinco malhas. Assim, para manter a topologia radial da rede, é necessário preservar cinco chaves abertas, uma em cada malha, ao longo do processo de otimização. Determinando cinco como a dimensão dos vetores para a reconfiguração.

Figura 34 – Sistema 69 barras em estado inicial.



Fonte: elaborada pelo autor.

Os conjuntos de chaves pertencentes às malhas é descrito por:

- $C_1 = \{S52, S53, S54, S55, S56, S57, S58, S72, S49, S48, S47, S46\}$
- $C_2 = \{S3, S35, S36, S37, S38, S39, S40, S41, S42, S69, S10, S9, S8, S7, S6, S5, S4\}$
- $C_3 = \{S59, S60, S61, S62, S63, S64, S73, S26, S25, S24, S23, S22, S21\}$
- $C_4 = \{S43, S44, S45, S71, S14, S13, S12, S11\}$
- $C_5 = \{S15, S16, S17, S18, S19, S20, S70\}$

Através da Equação 2.1 obtém-se 148.512 configurações possíveis para o sistema de 69 barras descrito.

Para o problema de posicionamento de GDs, foram considerados três geradores disponíveis para instalação, com capacidade individual de 1 MW. Todas as barras foram consideradas candidatas a serem pontos de conexão, determinando o vetor de Barras Candidatas =  $[1, 2, 3, \dots, 68, 69]$ . Simulações e Resultados variando as capacidades dos geradores distribuídos foram realizadas, e seus resultados podem ser visualizados no Apêndice B.

Recorrendo à Equação 2.2 são calculadas 328.509 combinações possíveis para a instalação das três unidades geradoras.

Assim como foi descrito detalhadamente na Seção 5.1 para o sistema de 33 barras, buscando a minimização das perdas ôhmicas foi realizada a mesma sequência de simulações no sistema teste 69 barras.

A seguir são descritos os valores escolhidos para os parâmetros do algoritmo evolutivo.

- Dimensão da População em ambos os módulos ( $N_p$ ) = 50 indivíduos.
- Constante de Cruzamento em ambos os módulos ( $C_r$ ) = 0,9.
- Coeficiente de Variação Diferencial em ambos os módulos ( $F$ ) = 0,7.
- Número Máximo de Gerações na Reconfiguração de redes = 100.
- Número Máximo de Gerações no Posicionamento de GD = 100.
- Número Máximo de Iterações para o Algoritmo Iterativo = 10.
- Máximo Desvio Absoluto entre Somas das Perdas ( $|\Delta\Sigma P_{iter}| \leq 0,001$ ).

Na Tabela 9 são apresentados os resultados obtidos para a execução apenas do módulo reconfiguração da rede, apenas o módulo referente à instalação de GD, os algoritmos combinados e o algoritmo iterativo.

Analisando a Tabela 9, pode-se verificar que, assim como no sistema de 33 barras, os algoritmos combinados obtiveram uma maior redução das perdas de potência, quando comparado com as execuções do módulos isoladamente. Apesar da pequena diferença, a simulação utilizando o algoritmo iterativo obteve melhores resultados, considerando a menor perda de potência ativa e maior redução percentual das perdas, quando comparado com as demais simulações.

Embora a execução do algoritmo iterativo possua um maior tempo de simulação, por obter melhor valor de redução percentual das perdas, significa que nessa simulação foi encontrado melhores pontos para conexão dos geradores e a melhor configuração da rede, do ponto de vista de minimização das perdas nos alimentadores. Inclusive, como o algoritmo proposto tem a finalidade de uso durante o planejamento de sistemas elétricos, o tempo de execução não foi tomado como principal critério para comparação dos resultados.

Na Tabela 10 são resumidos os resultados obtidos por Nguyen *et al.* (2016). Comparando com os resultados apresentados na Tabela 9, pode-se comprovar que a metodologia escolhida obteve resultados próximos ao obtidos por Nguyen *et al.* (2016). As diferenças encon-

Tabela 9 – Resultado e comparação das Simulações no Sistema 69 barras.

	<b>Sistema Inicial</b>	<b>Reconfiguração de Rede</b>
Chaves Abertas	S69, S70, S71, S72, S73	S14, S57, S61, S69, S70
Ponto de Conexão	—	—
Perdas Ativas (kW)	224,9496	98,5868
Redução das Perdas (%)	—	56,1729
Menor Tensão (p.u.)	0,9092 (barra 65)	0,9495 (barra 61)
Tempo de Simulação (s)	—	120,56
	<b>Posicionamento de GD</b>	<b>Algoritmo Combinado 1</b>
Chaves Abertas	S69, S70, S71, S72, S73	S14, S57, S61, S69, S70
Ponto de Conexão	Barras 12, 61 e 62	Barras 21, 50 e 61
Perdas Ativas (kW)	76,2746	44,0640
Redução das Perdas (%)	66,0926	80,4116
Menor Tensão (p.u.)	0,9860 (barras 26 e 27)	0,9750 (barra 61)
Tempo de Simulação (s)	85,31	196,62
	<b>Algoritmo Combinado 2</b>	<b>Algoritmo Iterativo</b>
Chaves Abertas	S10, S14, S18, S56, S64	S10, S13, S19, S58, S64
Ponto de Conexão	Barras 12, 61 e 62	Barras 11, 60 e 61
Perdas Ativas (kW)	44,7303	44,0291
Redução das Perdas (%)	80,1154	80,4271
Menor Tensão (p.u.)	0,9834 (barra 64)	0,9796 (barra 64)
Tempo de Simulação (s)	269,87	1084,09 (3 iterações)

Fonte: elaborada pelo autor.

tradas no somatório das perdas, se devem às restrições impostas para o dimensionamento dos geradores distribuídos. Em Nguyen *et al.* (2016), as capacidades dos geradores são variáveis ajustadas por meio do fluxo de carga objetivando minimizar as perdas, dessa forma pode-se encontrar valores não comerciais.

Vale destacar que todos os resultados obtidos por meio da evolução diferencial foram comparados com os resultados encontrados pela busca exaustiva, verificando a eficiência do algoritmo meta-heurístico com um menor esforço computacional (Por exemplo, como mostrado nas Tabelas 11 e 12).

O estado final da rede, após a reconfiguração combinada à instalação dos geradores, e os valores das tensões do sistema no estado inicial e final são apresentados nas Figuras 35 e 36. De forma geral, a maioria das barras do sistema tiveram suas tensões melhoradas. Sendo a menor tensão 0,9796 p.u., encontrada na barra 64.

Tabela 10 – Resultado encontrados por Nguyen *et al.* (2016).

	<b>Sistema Inicial</b>	<b>Reconfiguração de Rede</b>
Chaves Abertas	S69, S70, S71, S72, S73	S14, S57, S61, S69, S70
Ponto de Conexão	—	—
Perdas Ativas (kW)	224,89	98,59
Redução das Perdas (%)	—	56,16
Menor Tensão (p.u.)	0,9092	0,9495
	<b>Posicionamento de GD</b>	<b>Algoritmo Combinado 1</b>
Chaves Abertas	S69, S70, S71, S72, S73	S14, S57, S61, S69, S70
	11 (0,6022 MW)	12 (0,3686 MW)
Ponto de Conexão	18 (0,3804 MW)	61 (1,7254 MW)
	61 (2 MW)	64 (0,4666 MW)
Perdas Ativas (kW)	72,44	37,23
Redução das Perdas (%)	67,79	83,45
Menor Tensão (p.u.)	0,9890	0,9870
	<b>Algoritmo Combinado 2</b>	<b>Algoritmo Simultâneo</b>
Chaves Abertas	S14, S58, S64, S69, S70	S14, S58, S61, S69, S70
	11 (0,6022 MW)	11 (0,5413 MW)
Ponto de Conexão	18 (0,3804 MW)	61 (1,7240 MW)
	61 (2 MW)	65 (0,5536 MW)
Perdas Ativas (kW)	41,13	37,02
Redução das Perdas (%)	81,71	83,54
Menor Tensão (p.u.)	0,9828	0,9869

Fonte: adaptado de Nguyen *et al.* (2016).

Tabela 11 – Comparação dos resultados obtidos pela ED e Busca Exaustiva para Reconfiguração da Rede.

	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>Busca Exaustiva</b>
Melhor Indivíduo (Chaves Abertas)	S14, S55, S61, S69, S70	S14, S55, S61, S69, S70
Função Objetivo (Perdas em kW)	98,5868	98,5868
Redução Percentual das Perdas (%)	56,1729	56,1729
Tempo de Simulação (s)	120,56	$2,4263 \times 10^4$

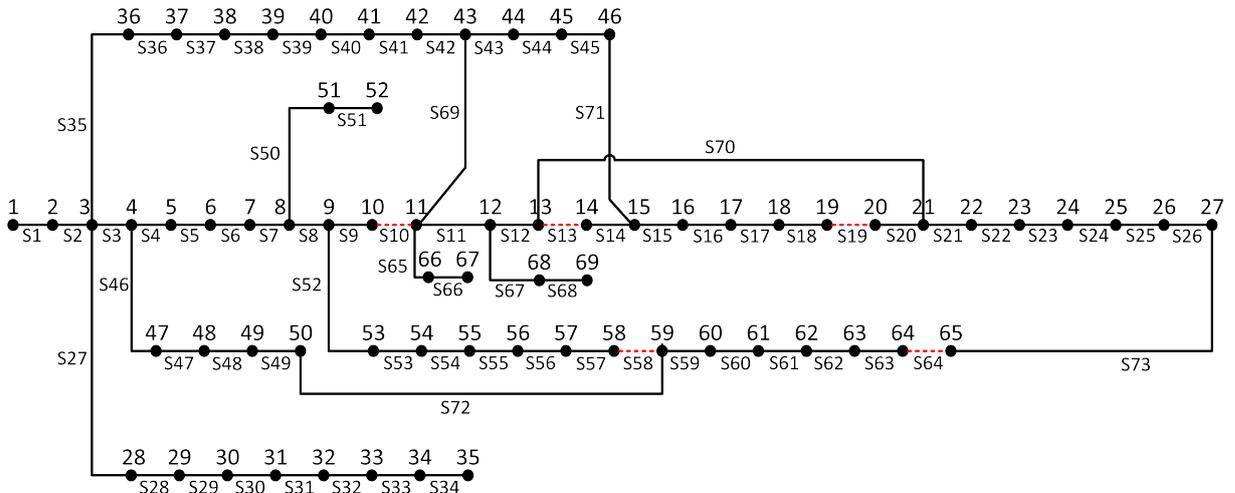
Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 12 – Comparação dos resultados obtidos pela ED e Busca Exaustiva para o Posicionamento de GDs.

	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>Busca Exaustiva</b>
Melhor Indivíduo (Pontos de Conexão)	Barras 12, 61 e 62	Barras 12, 61 e 62
Função Objetivo (Perdas em kW)	76,2746	76,2746
Redução Percentual das Perdas (%)	66,0926	66,0926
Tempo de Simulação (s)	85,31	$7,7497 \times 10^3$

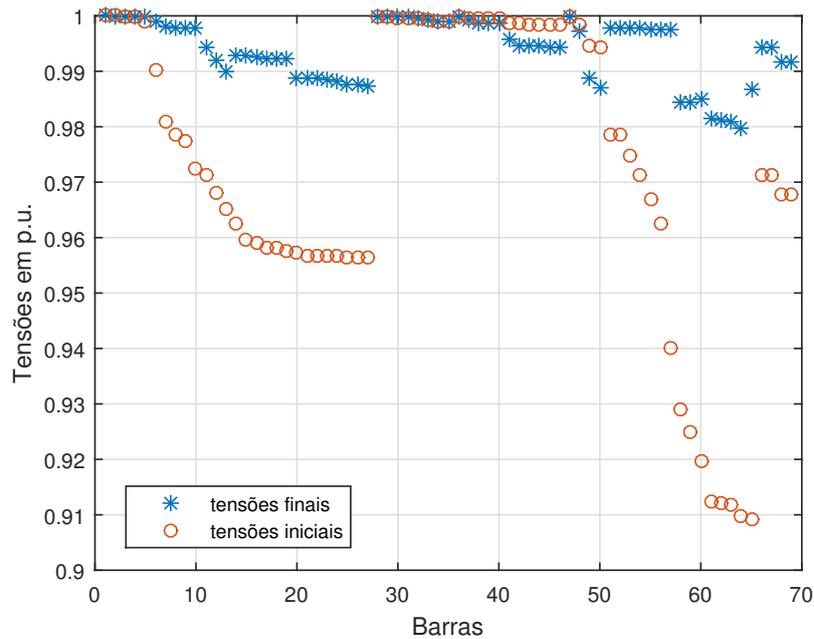
Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 35 – Sistema 69 barras obtido pelo algoritmo iterativo.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 36 – Perfil de tensão do sistema 69 barras obtido pelo algoritmo iterativo.



Fonte: elaborada pelo autor.

### 5.3 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados para a simulação do método evolutivo iterativo para reconfiguração de redes e posicionamento de geradores distribuídos. Por ser construído de forma modular, além da simulação do algoritmo evolutivo iterativo, também foram apresentadas simulações efetuadas com os módulos isoladamente de reconfiguração de redes e posicionamento de GD, e dos módulos sequencialmente, reconfiguração seguida de posicionamento de GD e posicionamento de GD seguido da reconfiguração de rede.

Diante da comparação dos resultados obtidos por meio da evolução diferencial, com os obtidos pela busca exaustiva, é possível concluir que o algoritmo evolutivo teve bom desempenho, encontrando bons resultados com menor esforço computacional, uma vez que a busca exaustiva obtém as melhores soluções possíveis para cada um dos problemas estudados.

As comparações dos resultados encontrados, com trabalhos publicados em periódicos acadêmicos, comprovou o bom desempenho da metodologia proposta. Embora existam algumas diferenças devido à considerações na construção dos problemas de otimização, as respostas foram próximas.

Para o problema de minimização de perdas ôhmicas, as metodologias propostas conseguiram uma redução significativa comparado às perdas iniciais do sistema teste, possuindo o algoritmo iterativo a maior redução.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos, algumas sugestões para trabalhos futuros aprofundando estudos sobre os temas abordados, e por fim artigos publicados durante a produção desta dissertação.

### 6.1 Considerações Finais

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia para minimização das perdas de potência ativa em sistemas elétricos radiais com recurso por meio da reconfiguração de redes e posicionamento eficiente de geradores distribuídos.

Tanto a reconfiguração de redes elétricas quanto o posicionamento de GD são problemas matemáticos não lineares de difícil tratamento, com a dimensão dos seus conjuntos solução susceptíveis a uma explosão combinatória, a depender dos valores das variáveis dos problemas, como por exemplo, o número de malhas na rede e o número de barras candidatas a serem pontos de conexão dos geradores. Dessa forma, tratar esses problemas com um método meta-heurístico surge como uma boa alternativa, não sendo necessário calcular todas as possíveis soluções para obter uma boa resposta para o problema. Assim, foi escolhido o método denominado Evolução Diferencial.

Para avaliar o desempenho do algoritmo meta-heurístico proposto, as soluções encontradas por este foram comparadas com as soluções encontradas pelo método da Busca Exaustiva, o qual sempre encontra a melhor solução para um problema, caso ela exista.

A função objetivo escolhida foi a minimização da soma das perdas ôhmicas nas linhas, cujo valor é calculado por meio do fluxo de carga via método de varredura direta e inversa por soma de potências.

O algoritmo proposto foi construído de forma modular, ou seja, um módulo fica responsável pela otimização das perdas por meio da reconfiguração da rede, e outro pela alocação das unidades geradoras. Dessa maneira, foi possível realizar o estudo e a análise do percentual de redução das perdas executando as operações separadas ou em conjunto. Assim, foram produzidos cinco códigos, dois com a execução das operações isoladas, dois com operações sequenciais em ordens diferentes, e o algoritmo proposto iterativo.

A codificação e o tratamento dos indivíduos gerados utilizados para a resolução dos problemas apresentou vantagens em virtude deste criar apenas indivíduos que obedecem às

restrições impostas, evitando o algoritmo obter soluções infactíveis.

Simulações foram realizadas em dois sistemas teste contendo 33 e 69 barras em média tensão, e os resultados obtidos pelo método evolutivo para o estado final da rede quando comparados com os da busca exaustiva, mostraram que a metodologia proposta obteve bons resultados com um menor esforço computacional. Foram comparados os valores obtidos das reduções das perdas e das tensões das barras da rede elétrica, e a partir disso foi observada que a ordem de execução das operações modifica a resposta encontrada.

Por fim, os resultados obtidos com o algoritmo iterativo obtiveram, apesar da pequena diferença, a maior redução das perdas de potência quando comparado com a execução dos módulos isolados e sequenciais, visto que ele agrega vantagens de problemas independentes para obter um melhor aproveitamento da potência gerada.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Algumas sugestões de pesquisas aprofundando o estudo sobre os temas abordados são:

- Realizar a reconfiguração de redes e a alocação de GD considerando variações das cargas. Como nessa dissertação as cargas elétricas foram consideradas estáticas, é sugerido realizar o estudo considerando variação da carga, seja por meio da utilização de uma curva de carga, seja pela utilização de diferentes níveis de carga, por exemplo, carga leve, média e pesada.
- Realizar a reconfiguração de redes e a alocação de GD considerando variação da geração. Como nesse trabalho as potências dos geradores foram consideradas constantes, é sugerido realizar o estudo considerando geração intermitente, por exemplo, geração solar e eólica.
- Realizar a reconfiguração de redes e a alocação de GD considerando barras com prioridades da qualidade de energia suprida, ou seja, algumas cargas podem possuir restrições no seu suprimento, por exemplo, possuindo tensão dentro de limites estabelecidos.

### 6.3 Artigos Publicados

Durante a produção deste trabalho algumas publicações foram originadas desta pesquisa:

SOARES, F. S.; COSTA, D. A. C.; BEZERRA, J. R.; BARROSO, G. C.; LEO, R. P. S.; CARVALHO, P. C. M.. Alocação Ótima de Geração Distribuída para a Rede de Distribuição da UFC-Campus do Pici. In: XII CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017, Curitiba. XII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2017.

SOARES, F. S.; COSTA, D. A. C.; BARROSO, G. C.; CARVALHO, P. C. M.. UM ALGORITMO DE BUSCA EXAUSTIVA PARA ALOCAÇÃO DE GERADOR DISTRIBUÍDO. In: X ENCONTRO DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO, 2017, Fortaleza. Revista Encontros Universitários da UFC, 2017. v. 2. p. 2156.

Parte da metodologia também foi usada como critério para posicionamento de geradores distribuídos no trabalho:

SOARES, F. S.; MELO, L. S.; FONTENELE, N. R. M.; OLIVEIRA NETO, F. S.; LEO, R. P. S.; SAMPAIO, R.F.. Avaliação do Desempenho de uma Rede de Distribuição com Geração PV e Eólica às VTCD Usando o Método de Monte Carlo. In: XII CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017, Curitiba. XII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2017.

## REFERÊNCIAS

- ABDELAZIZ, A. Y.; MOHAMED, F. M.; MEKHAMER, S. F.; BADR, M. A. L. Distribution system reconfiguration using a modified tabu search algorithm. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 80, n. 8, p. 943–953, 2010.
- ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 26, n. 4, p. 2090–2101, 2011.
- AGHAEBRAHIMI, M. R.; AMIRI, M.; ZAHIRI, S. H. An immune-based optimization method for distributed generation placement in order to optimize voltage profile. In: IEEE. **International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN'09**. [S.l.], 2009. p. 1–7.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power delivery**, IEEE, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.
- BARBOSA, A. S. **Fluxo De Potência Em Sistemas De Distribuição: Aplicações Práticas**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande, 1995.
- CARRENO, E. M.; ROMERO, R.; PADILHA-FELTRIN, A. An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 23, n. 4, p. 1542–1551, 2008.
- CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990.
- CIVANLAR, S.; GRAINGER, J. J.; YIN, H.; LEE, S. S. H. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 3, n. 3, p. 1217–1223, 1988.
- COELHO, F. C. R.; JUNIOR, I. C. S.; DIAS, B. H.; MARCATO, A. L. M.; OLIVEIRA, L. W.; JATOBA, L. Alocação e dimensionamento ótimos de geração distribuída via metaheurística inspirada na ecolocalização de morcegos. In: **XLV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, XLV SBPO**. Natal: SBPO, 2013. p. 869–879.
- DAS, D. Reconfiguration of radial distribution networks. In: **National Power Systems Conference**. Kharagpur, Índia: [S.n.], 2002.
- DAS, S.; DAS, D.; PATRA, A. Reconfiguration of distribution networks with optimal placement of distributed generations in the presence of remote voltage controlled bus. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 73, p. 772–781, 2017.
- DELBEM, A. C. B.; CARVALHO, A. de; POLICASTRO, C. A.; PINTO, A. K. O.; HONDA, K.; GARCIA, A. C. Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design. In: SPRINGER. **Genetic and Evolutionary Computation Conference**. [S.l.], 2004. p. 678–687.
- GANDOMKAR, M.; VAKILIAN, M.; EHSAN, M. Optimal distributed generation allocation in distribution network using hereford ranch algorithm. In: IEEE. **Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems, 2005. ICEMS, 2005**. [S.l.], 2005. v. 2, p. 916–918.

GOMES, R. A. N.; FILHO, M. C. P.; JUNIOR, M. F. M. Determinação ótima de pontos de conexão de geradores em redes de distribuição através de um algoritmo genético com suporte de gradiente em árvore. In: SBSE. **VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**. Natal, 2016.

GRIFFIN, T.; TOMSOVIC, K.; SECREST, D.; LAW, A. Placement of dispersed generation systems for reduced losses. In: IEEE. **Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2000**. [S.l.], 2000. p. 9–pp.

IMRAN, A. M.; KOWSALYA, M. A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using fireworks algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 62, p. 312–322, 2014.

ISSICABA, D. **Métodos De Varredura Para Redes Primárias De Distribuição Radiais E Fracamente Malhadas: Uma Nova Abordagem E Análises De Convergência**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

KIM, K.-H.; LEE, Y.-J.; RHEE, S.-B.; LEE, S.-K.; YOU, S.-K. Dispersed generator placement using fuzzy-ga in distribution systems. In: IEEE. **Power Engineering Society Summer Meeting**. [S.l.], 2002. v. 3, p. 1148–1153.

KUMAR, K. S.; JAYABARATHI, T. Power system reconfiguration and loss minimization for an distribution systems using bacterial foraging optimization algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 36, n. 1, p. 13–17, 2012.

MERLIN, A.; BACK, H. Search for a minimum-loss operating spanning tree configuration for an urban power distribution system. **PROC.OF THE FIFTH POWER SYSTEM CONFERENCE (PSCC)**, Cambridge, v. 1, p. 1–18, 1975.

NARA, K.; HAYASHI, Y.; IKEDA, K.; ASHIZAWA, T. Application of tabu search to optimal placement of distributed generators. In: IEEE. **Power Engineering Society Winter Meeting, 2001**. IEEE. [S.l.], 2001. v. 2, p. 918–923.

NARA, K.; SHIOSE, A.; KITAGAWA, M.; ISHIHARA, T. Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum re-configuration. **IEEE Transactions on Power systems**, IEEE, v. 7, n. 3, p. 1044–1051, 1992.

NASIRAGHDAM, H.; JADID, S. Optimal hybrid pv/wt/fc sizing and distribution system reconfiguration using multi-objective artificial bee colony (moabc) algorithm. **Solar Energy**, Elsevier, v. 86, n. 10, p. 3057–3071, 2012.

NGUYEN, T. T.; TRUONG, A. V. Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 68, p. 233–242, 2015.

NGUYEN, T. T.; TRUONG, A. V.; PHUNG, T. A. A novel method based on adaptive cuckoo search for optimal network reconfiguration and distributed generation allocation in distribution network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 78, p. 801–815, 2016.

OLIVEIRA, C. F. V. **Algoritmo para Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica baseado em Evolução Diferencial**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016.

- PEREIRA JUNIOR, B. R. **Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de Metaheurísticas Multiobjetivo**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.
- QUEIROZ, L. M. O. **Estimação e Análise das Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.
- RAO, R. S.; NARASIMHAM, S. V. L.; RAMALINGARAJU, M. Optimization of distribution network configuration for loss reduction using artificial bee colony algorithm. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering**, v. 1, n. 2, p. 116–122, 2008.
- RAO, R. S.; RAVINDRA, K.; SATISH, K.; NARASIMHAM, S. V. L. Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 28, n. 1, p. 317–325, 2013.
- RAU, N. S.; WAN, Y.-h. Optimum location of resources in distributed planning. **IEEE Transactions on Power systems**, IEEE, v. 9, n. 4, p. 2014–2020, 1994.
- ROSSETI, G. J. S.; OLIVEIRA, E. J. D.; OLIVEIRA, L. W. de; SILVA JUNIOR, I. C.; PERES, W. Optimal allocation of distributed generation with reconfiguration in electric distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 103, p. 178–183, 2013.
- SALAZAR, H.; GALLEGO, R.; ROMERO, R. Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 21, n. 3, p. 1735–1742, 2006.
- SAVIER, J. S.; DAS, D. Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 22, n. 4, p. 2473–2480, 2007.
- SCOPUS. Disponível em: <<https://www.scopus.com/search/form.uri>>. Acesso em: 27 fev. 2018.
- SEDIGHIZADEH, M.; ESMAILI, M.; ESMAEILI, M. Application of the hybrid big bang-big crunch algorithm to optimal reconfiguration and distributed generation power allocation in distribution systems. **Energy**, Elsevier, v. 76, p. 920–930, 2014.
- SEDIGHIZADEH, M.; FALLAHNEJAD, M.; ALEMI, M.; OMIDVARAN, M.; ARZAGHI-HARIS, D. Optimal placement of distributed generation using combination of pso and clonal algorithm. In: IEEE. **IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)**. [S.l.], 2010. p. 1–6.
- SHEIDAEI, F.; SHADKAM, M.; ZAREI, M. Optimal distributed generation allocation in distribution systems employing ant colony to reduce losses. In: IEEE. **Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International**. [S.l.], 2008. p. 1–5.
- SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W. Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 4, n. 2, p. 1492–1498, 1989.
- SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.

- SHUAIB, Y. M.; KALAVATHI, M. S.; RAJAN, C. C. A. Optimal reconfiguration in radial distribution system using gravitational search algorithm. **Electric Power Components and Systems**, Taylor & Francis, v. 42, n. 7, p. 703–715, 2014.
- SOARES, F. S.; COSTA, D. A. C.; BEZERRA, J. R.; BARROSO, G. C.; LEAO, R. P. S.; CARVALHO, P. C. M. Alocação Ótima de geração distribuída para a rede de distribuição da ufc-campus do picí. In: **XII CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, CBQEE**. Curitiba: [S.n.], 2017.
- SOOKANANTA, B.; KUANPRAB, W.; HANAK, S. Determination of the optimal location and sizing of distributed generation using particle swarm optimization. In: IEEE. **International Conference on Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2010**. [S.l.], 2010. p. 818–822.
- STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution—a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. **Journal of global optimization**, Springer, v. 11, n. 4, p. 341–359, 1997.
- SU, C.-T.; CHANG, C.-F.; CHIOU, J.-P. Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 75, n. 2-3, p. 190–199, 2005.
- WU, Y.-K.; LEE, C.-Y.; LIU, L.-C.; TSAI, S.-H. Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators. **IEEE transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1678–1685, 2010.

**APÊNDICE A – PSEUDO-CÓDIGO DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL  
IMPLEMENTADA**

---

**Algoritmo 3:** PSEUDO-CÓDIGO DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL IMPLEMENTADA

---

**Entrada:** Definição dos valores dos parâmetros de controle do ED (fator de escala  $F$ , taxa de cruzamento  $C_r$  e tamanho da população  $N_p$ ), Descrição da rede elétrica e suas restrições

**para** a configuração inicial **faça**

Monta a RNP

Calcula as perdas e tensões iniciais da rede.

**fim**

Inicializa o contador de gerações ( $G = 0$ )

Gera população inicial ( $P_G = X_{1,G}, X_{2,G}, \dots, X_{N_p,G}$ )

Calcula as aptidões (perdas) dos indivíduos da população inicial

**Enquanto** não atender o critério de parada **faça**

**para** indivíduo  $i = 1$  até  $N_p$  **faça**

**Mutação:** Gera o vetor teste  $V_{i,G} = (V_{1i,G}, V_{2i,G}, \dots, V_{Mi,G})$  correspondente ao  $i$ -ésimo vetor alvo  $X_{i,G}$  através da equação de mutação diferencial do ED:

$$V_{i,G} = X_{r1,G} + F \cdot (X_{r2,G} - X_{r3,G})$$

**Cruzamento:** Gera o vetor experimental  $U_{i,G} = (U_{1i,G}, U_{2i,G}, \dots, U_{Di,G})$  para o  $i$ -ésimo vetor alvo  $X_{i,G}$  a partir da equação de cruzamento:

$$U_{ji,G} = \begin{cases} V_{ji,G}, & \text{se } rand_i \leq C_r \\ X_{ji,G}, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

**Seleção:** Calcula e avalia a aptidão do vetor experimental  $U_{i,G}$ :

**Se**  $f(U_{i,G}) \leq f(X_{i,G})$  :

$$X_{i,G+1} = U_{i,G}$$

**Se não:**

$$X_{i,G+1} = X_{i,G}$$

**fim**

Incrementa o contador de gerações ( $G = G + 1$ )

**Fim do Enquanto**

Indivíduo com melhor função de aptidão é escolhido

**Retorna** Perdas de Potência Ativa, Redução Percentual e Tensões das barras

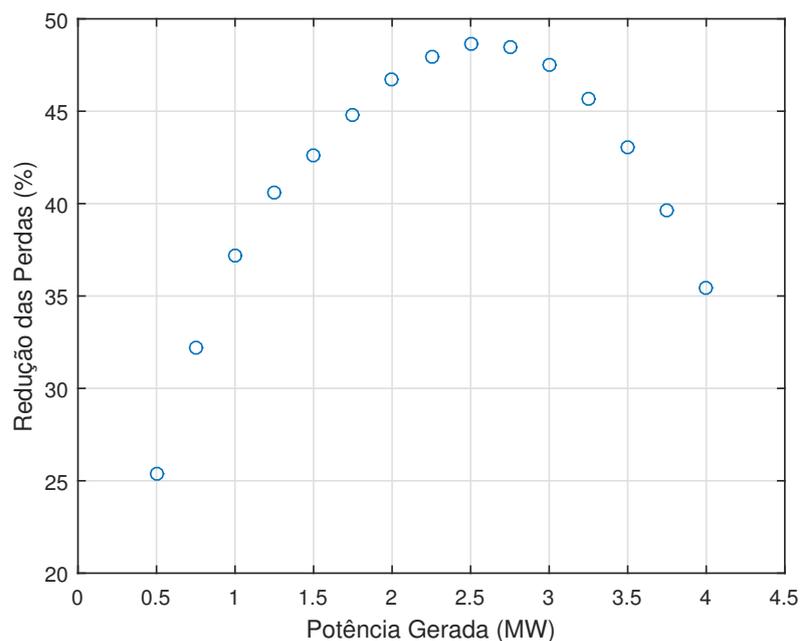
---

**APÊNDICE B – SIMULAÇÕES VARIANDO A POTÊNCIA DA GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE 33 BARRAS**

Impacto da variação da potência injetada pela geração distribuída sobre as perdas ôhmicas no sistema teste de 33 barras.

Potência da GD (MW)	Ponto de Conexão	Perdas Ôhmicas (kW)	Redução Percentual das Perdas (%)
0,50	barra 15	151,2365	25,3779
0,75	barra 14	137,3505	32,2295
1,00	barra 30	127,2768	37,2000
1,25	barra 30	120,3362	40,6246
1,50	barra 29	116,3806	42,5763
1,75	barra 8	111,8530	44,8103
2,00	barra 7	107,9676	46,7274
2,25	barra 6	105,4365	47,9762
2,50	barra 6	104,0413	48,6647
2,75	barra 6	104,3820	48,4966
3,00	barra 6	106,4232	47,4894
3,25	barra 6	110,1310	45,6599
3,50	barra 6	115,4725	43,0244
3,75	barra 6	122,4160	39,5983
4,00	barra 6	130,9310	35,3970

Figura 37 – Relação entre a potência da GD instalada e a redução percentual das perdas.



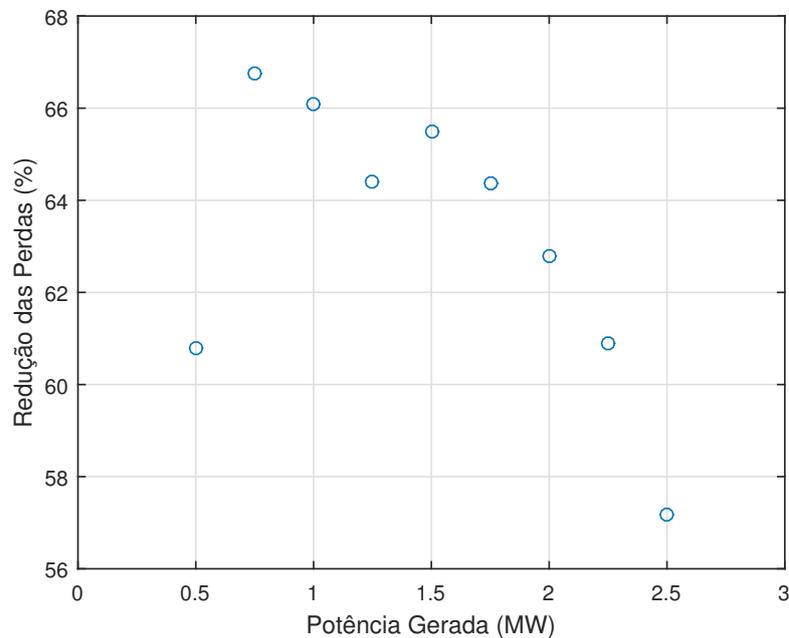
Fonte: elaborada pelo autor.

**APÊNDICE C – SIMULAÇÕES VARIANDO A POTÊNCIA DA GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE 69 BARRAS**

Impacto da variação das potências injetadas pelas três GDs sobre as perdas ôhmicas no sistema teste de 69 barras.

Potência Individual das GDs (MW)	Perdas Ôhmicas (kW)	Redução Percentual das Perdas (%)
0,50	88,1939	60,7939
0,75	74,7765	66,7586
1,00	76,2746	66,0926
1,25	80,0766	64,4024
1,50	77,6325	65,4889
1,75	80,1720	64,3600
2,00	83,6983	62,7924
2,25	88,0043	60,8782
2,50	96,3601	57,1637

Figura 38 – Relação entre as potências das GDs instaladas e a redução percentual das perdas.



Fonte: elaborada pelo autor.

## ANEXO A – DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS

Trecho	Nó inicial	Nó final	R (ohm)	X (ohm)	P (kW) Nó final	Q (kVAR) Nó final
1	0	1	0,0922	0,0470	100	60
2	1	2	0,4930	0,2511	90	40
3	2	3	0,3660	0,1864	120	80
4	3	4	0,3811	0,1941	60	30
5	4	5	0,8190	0,7070	60	20
6	5	6	0,1872	0,6188	200	100
7	6	7	0,7114	0,2351	200	100
8	7	8	1,0300	0,7400	60	20
9	8	9	1,0440	0,7400	60	20
10	9	10	0,1966	0,0650	45	30
11	10	11	0,3744	0,1238	60	35
12	11	12	1,4680	1,1550	60	35
13	12	13	0,5416	0,7129	120	80
14	13	14	0,5910	0,5260	60	10
15	14	15	0,7463	0,5450	60	20
16	15	16	1,2890	1,7210	60	20
17	16	17	0,7320	0,5740	90	40
18	1	18	0,1640	0,1565	90	40
19	18	19	1,5042	1,3554	90	40
20	19	20	0,4095	0,4784	90	40
21	20	21	0,7089	0,9373	90	40
22	2	22	0,4512	0,3083	90	50
23	22	23	0,8980	0,7091	420	200
24	23	24	0,8960	0,7011	420	200
25	5	25	0,2030	0,1034	60	25
26	25	26	0,2842	0,1447	60	25
27	26	27	1,0590	0,9337	60	20
28	27	28	0,8042	0,7006	120	70
29	28	29	0,5075	0,2585	200	600
30	29	30	0,9744	0,9630	150	70
31	30	31	0,3105	0,3619	210	100
32	31	32	0,3410	0,5302	60	40
33	7	20	2,0000	2,0000		
34	8	14	2,0000	2,0000		
35	11	21	2,0000	2,0000		
36	17	32	0,5000	0,5000		
37	24	28	0,5000	0,5000		

## ANEXO B – DADOS DO SISTEMA DE 69 BARRAS

Trecho	Nó inicial	Nó final	R (ohm)	X (ohm)	P (kW)	Q (kVAR)
					Nó final	Nó final
1	1	2	0,0005	0,0012	0	0
2	2	3	0,0005	0,0012	0	0
3	3	4	0,0015	0,0036	0	0
4	4	5	0,0251	0,0294	0	0
5	5	6	0,3660	0,1864	0	0
6	6	7	0,3810	0,1941	2,6	2,2
7	7	8	0,0922	0,0470	40,4	30
8	8	9	0,0493	0,0251	75	54
9	9	10	0,8190	0,2707	30	22
10	10	11	0,1872	0,0619	28	19
11	11	12	0,7114	0,2351	145	104
12	12	13	1,0300	0,3400	145	104
13	13	14	1,0440	0,3450	8	5
14	14	15	1,0580	0,3496	8	5,5
15	15	16	0,1966	0,0650	0	0
16	16	17	0,3744	0,1238	45,5	30
17	17	18	0,0047	0,0016	60	35
18	18	19	0,3276	0,1083	60	35
19	19	20	0,2106	0,0690	0	0
20	20	21	0,3416	0,1129	1	0,6
21	21	22	0,0140	0,0046	114	81
22	22	23	0,1591	0,0526	5	3,5
23	23	24	0,3463	0,1145	0	0
24	24	25	0,7488	0,2475	28	20
25	25	26	0,3089	0,1021	0	0
26	26	27	0,1732	0,0572	14	10
27	3	28	0,0044	0,0108	14	10
28	28	29	0,0640	0,1565	26	18,6

*Continua na Próxima Página*

*Continuação dos Dados do Sistema de 69 Barras*

Trecho	Nó inicial	Nó final	R (ohm)	X (ohm)	P (kW)	Q (kVAR)
					Nó final	Nó final
29	29	30	0,3978	0,1315	26	18,6
30	30	31	0,0702	0,0232	0	0
31	31	32	0,3510	0,1160	0	0
32	32	33	0,8390	0,2816	0	0
33	33	34	1,7080	0,5646	14	10
34	34	35	1,4740	0,4873	19,5	14
35	3	36	0,0044	0,0108	6	4
36	36	37	0,0640	0,1565	26	18,55
37	37	38	0,1053	0,1230	26	18,55
38	38	39	0,0304	0,0355	0	0
39	39	40	0,0018	0,0021	24	17
40	40	41	0,7283	0,8509	24	17
41	41	42	0,3100	0,3623	1,2	1
42	42	43	0,0410	0,0478	0	0
43	43	44	0,0092	0,0116	6	4,3
44	44	45	0,1089	0,1373	0	0
45	45	46	0,0009	0,0012	39,22	26,3
46	4	47	0,0034	0,0084	39,22	26,3
47	47	48	0,0851	0,2083	0	0
48	48	49	0,2898	0,7091	79	56,4
49	49	50	0,0822	0,2011	384,7	274,5
50	8	51	0,0928	0,0473	384,7	274,5
51	51	52	0,3319	0,1114	40,5	28,3
52	9	53	0,1740	0,0886	3,6	2,7
53	53	54	0,2030	0,1034	4,35	3,5
54	54	55	0,2842	0,1447	26,4	19
55	55	56	0,2813	0,1433	24	17,2
56	56	57	1,5900	0,5337	0	0

*Continua na Próxima Página*

*Continuação dos Dados do Sistema de 69 Barras*

Trecho	Nó inicial	Nó final	R (ohm)	X (ohm)	P (kW)	Q (kVAR)
					Nó final	Nó final
57	57	58	0,7837	0,2630	0	0
58	58	59	0,3042	0,1006	0	0
59	59	60	0,3861	0,1172	100	72
60	60	61	0,5075	0,2585	0	0
61	61	62	0,0974	0,0496	1244	888
62	62	63	0,1450	0,0738	32	23
63	63	64	0,7105	0,3619	0	0
64	64	65	1,0410	0,5302	227	162
65	11	66	0,2012	0,0611	59	42
66	66	67	0,0047	0,0014	18	13
67	12	68	0,7394	0,2444	18	13
68	68	69	0,0047	0,0016	28	20
69	11	43	0,5000	0,5000	28	20
70	13	21	0,5000	0,5000		
71	15	46	1,0000	0,5000		
72	50	59	2,0000	1,0000		
73	27	65	1,0000	0,5000		