UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação

Alocação e Dimensionamento de Geração Distribuída em Sistemas Elétricos de Distribuição

Alessandro Wilk Silva Almeida

Tese de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Ciências de
Computação e Matemática Computacional (PPG-CCMC)

SERVIÇO DE PÓS-GRADUAÇÃO DO ICMC-USP

Data de Depósito:

Assinatura: _____

Alessandro Wilk Silva Almeida

Alocação e Dimensionamento de Geração Distribuída em Sistemas Elétricos de Distribuição

Tese apresentada ao Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação – ICMC-USP, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências – Ciências de Computação e Matemática Computacional. *VERSÃO REVISADA*

Área de Concentração: Ciências de Computação e Matemática Computacional

Orientador: Prof. Dr. Claudio Fabiano de Motta Toledo

USP – São Carlos
Agosto de 2020

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Achille Bassi
e Seção Técnica de Informática, ICMC/USP,
com os dados inseridos pelo(a) autor(a)

A447a Almeida, Alessandro Wilk Silva
Alocação e Dimensionamento de Geração Distribuída
em Sistemas Elétricos de Distribuição / Alessandro
Wilk Silva Almeida; orientador Claudio Fabiano de
Motta Toledo. -- São Carlos, 2020.
136 p.

Tese (Doutorado - Programa de Pós-Graduação em
Ciências de Computação e Matemática Computacional) --
Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação,
Universidade de São Paulo, 2020.

1. Geração Distribuída. 2. Alocação. 3.
Dimensionamento. 4. Reconfiguração. 5. Minimização de
Perdas. I. Toledo, Claudio Fabiano de Motta ,
orient. II. Título.

Alessandro Wilk Silva Almeida

Allocation and Sizing of Distributed Generation in Electrical Distribution Systems

Doctoral dissertation submitted to the Institute of
Mathematics and Computer Sciences – ICMC-USP, in
partial fulfillment of the requirements for the degree of
the Doctorate Program in Computer Science and
Computational Mathematics. *FINAL VERSION*

Concentration Area: Computer Science and
Computational Mathematics

Advisor: Prof. Dr. Claudio Fabiano de Motta Toledo

USP – São Carlos
August 2020

*Dedico este trabalho as minhas mães que sempre me conduziram
a ser uma pessoa melhor.
Em especial, a minha noiva Denise pela dedicação nessa caminhada.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao nosso senhor meu Deus por iluminar meu caminho, pela força, pela coragem e por me guiar nessa estrada da vida e nunca me deixar cair perante todas as dificuldades enfrentadas.

Agradeço a uma grande mulher da minha vida, minha avó. Obrigada por todos os ensinamentos de vida que a senhora passou a mim. Obrigado por ter ensinado ser uma pessoa a cada dia melhor.

As minhas mães Maria do Carmo Silva Almeida e Mirtes de Jesus Silva Rodrigues por todo carinho transmitido durante toda a minha vida. Obrigado pela dedicação, carinho e amor.

A todos os membros da minha família pela energia, pela força e amor transmitido nessa etapa da minha vida. Agradeço as minhas sobrinhas Andressa e Andreia. E não menos importante ao meu querido e amado sobrinho Júnior.

A Maria Gabrielly e Matheus Gabriel meu amor e carinho eterno, dois anjos que Deus colocou em minha vida.

A Denise Araújo uma pessoa especial que Deus colocou em minha vida, agradeço a força nos momentos difíceis em que você segurou minha mão e ajudou a levantar e andar. Obrigado pelo carinho, pelos sorrisos, pela paciência e pelo amor transmitido durante esses anos que ficamos longes e próximos. Denise tenho muito agradecer a mulher que você é em minha vida. Um ser humano ímpar. Bem como a força de toda sua família transmitida durante essa jornada.

Meu agradecimento sincero ao meu orientador Claudio Fabiano Motta Toledo pelos ensinamentos, pela atenção e dedicação durante toda pesquisa. Além de tudo, obrigado pela pessoa que você é, como sempre digo a todos, um ser humano de coração enorme, sempre disposto em ajudar a todos na medida do possível. Professor Claudio, obrigado de todo coração, primeiramente por aceitar ser meu orientador, obrigado pelos incentivos, por acreditar em mim quando até mesmo eu não acreditei, obrigado pelos conselhos, pela paciência. As vezes, mais que um orientador, um amigo, quase um pai. Meus sinceros agradecimentos pela pessoa que representou em minha vida nesses anos.

Alguns agradecimentos não cabem em uma única frase devido aos seres humanos ímpar envolvidos, pessoas que estão sempre ao seu lado simplesmente por carinho e dedicação de transmitindo o bem. Pessoas que sempre levarei em meu coração, como exemplos a serem seguidos:

Karla obrigado pelos ensinamentos, pela disposição quando até mesmo não tinha e pelos incentivos para seguir em frente.

Márcio meu “irmão” sem você nada disso teria sido possível, obrigado pelas palavras sempre positivas, pelos ensinamentos, paciência e dedicação.

Flaviana uma grande amiga que Deus me deu a honra de conhecer, quando tropecei e caí, foi você com suas palavras sempre presente de apoio a cada manhã, a cada tarde e cada minuto, sempre preocupada ajudou-me a levantar.

Valdemar uma pessoa de um coração enorme que não cabe no peito, não existem adjetivos para descrever você meu amigo e agora irmão.

Magna com sua simplicidade, sempre disposta a mandar uma mensagem de apoio a todos, obrigado por fazer parte da minha caminhada.

Erinaldo meu amigo obrigado pelos ensinamentos, conselhos, respeito e carinho durante todos esses anos caminhando juntos, as vezes chorando, as vezes sorrindo, mas no final sempre amigos.

A Gesiel Rios, essa pessoa de um coração enorme, amigo, irmão e parceiro em tudo. Nas horas boas, nas horas difíceis sempre estivemos juntos, contando um com o outro, sempre compartilhando tudo. Obrigado meu amigo por sempre se fazer presente nessa caminhada.

E não menos importante aos colegas LCR: Carlos, Claudio, Fernanda e Verônica.

Agradecimentos muitas vezes são difíceis pode não mostrar o quanto algumas pessoas foram e são importantes em nossa vida e durante nossa caminhada. Assim de coração aberto agradeço em particular:

- Ao meu amigo e irmão José Arimatéa por toda dedicação durante essa caminhada pela força nos momentos difíceis e palavras sinceras. Na verdade, em certos caminhos da vida encontramos pessoas enviadas por Deus para cuidar do nosso coração e você meu amigo é uma dessas pessoas, obrigado por fazer parte dessa caminhada comigo.

- Agradecimento a duas pessoas espetaculares na qual passei quatro anos desse doutorado, morando em harmonia numa casa cujo lembranças irão ser guardadas para sempre. Carlão e Henrique vocês foram grandes amigos e parceiros, cada um com sua particularidade que ensinaram muito da vida. Meu sincero, muito obrigado.

- Ana Flavia um ser humano ímpar e uma mulher espetacular, obrigado pelos abraços quando estava precisando por segurar minha mão e caminhar comigo. Sempre vai ficar guardada eternamente no meu coração num lugar especial e sempre estarei com você mesmo distante.

Agradeço a todos os amigos e amizade construídas no DINTER, mesmo que em poucos momentos juntos, mas foram momentos intensamente verdadeiros. Agora construída essa amizade que ela seja mantida por longos anos e tenhamos frutos acadêmicos juntos.

Agradeço a todos meus amigos do corpo docente da universidade estadual do Piauí – UESPI, minha querida e amada UESPI. E finalmente, agradeço agora duas instituições amigas e parceiras que possibilitaram essa conquista. USP – São Carlos e UESPI.

Toda conquista é feita de dedicação, abdicção, resiliência, fé, força e coragem. Dedicação em levantar a cada manhã e lutar pelo seu sonho. Abdicar em muita vezes de você e do que é melhor para você. A resiliência de se transformar em algo cujo você mesmo não sabia que era possível. A fé que durante as dificuldades acreditar que sempre tem um Deus te guardando. A força de continuar andando quando não tinha mais forças para continuar. E coragem de enfrentar o desconhecido mais acreditando que é possível vencer. Assim são forjados os vencedores. Obrigado meu Deus por não ter deixado cair.

“Força e coragem são as armas de qualquer vitória”

RESUMO

ALMEIDA, A. W. S. **Alocação e Dimensionamento de Geração Distribuída em Sistemas Elétricos de Distribuição**. 2020. 136 p. Tese (Doutorado em Ciências – Ciências de Computação e Matemática Computacional) – Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação, Universidade de São Paulo, São Carlos – SP, 2020.

A escassez de combustíveis fósseis e a preocupação crescente com preservação ambiente, têm incentivado novas formas sustentáveis de geração de energia elétrica. A luz desse contexto, a inserção de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radiais, podem levar a vários benefícios, como a postergação no investimento da expansão do sistema de transmissão e distribuição, diversificação da matriz energética dos países, redução de perdas, confiabilidade do sistema, além de contribuir para demanda de energia. A redução de perdas de energia elétrica na rede de distribuição tem sido uma prioridade importante, tendo em vista, que ela mesma levará não somente benefício financeiros, como também técnicos. Várias abordagens têm sido propostas durante décadas para o problema de minimização de perdas em sistema de distribuição, duas técnicas têm sido amplamente utilizadas como, a reconfiguração e alocação de geradores distribuídos. Neste contexto, esse trabalho apresenta duas propostas de reconfiguração, alocação e dimensionamento de geradores distribuídos. O primeiro um modelo de programação quadrática inteira mista (PQIM) e o segundo um algoritmo genético multi-populacional (AGM). Em ambas abordagens, os problemas de reconfiguração, alocação e dimensionamento podem ser tratados de forma individual, sequencial ou simultânea. As simulações foram realizadas nos sistemas de 33 barras, 69 barras, 70 barras, 83 barras, 135 barras, 201 barras e 10476 bus, os resultados obtidos mostraram-se de boa qualidade, e desta forma mostrando ainda a validade das abordagens propostas.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Alocação, Dimensionamento, Reconfiguração, Minimização de Perdas.

ABSTRACT

ALMEIDA, A. W. S. **Allocation and Sizing of Distributed Generation in Electrical Distribution Systems**. 2020. 136 p. Tese (Doutorado em Ciências – Ciências de Computação e Matemática Computacional) – Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação, Universidade de São Paulo, São Carlos – SP, 2020.

The shortage of fossil fuels and the growing concern with environmental preservation, has encouraged new sustainable forms of electricity generation. In the light of this context, the insertion of distributed generators in radial distribution systems, can lead to several benefits, such as the postponement in the investment of the expansion of the transmission and distribution system, diversification of the countries' energy matrix, reduction of losses, system reliability, in addition to contributing to energy demand. The reduction of losses of electricity in the distribution network has been an important priority, considering that it will bring not only financial benefits, but also technical ones. Several approaches have been proposed for decades to the problem of minimizing losses in the distribution system, two techniques have been widely used, such as the reconfiguration and allocation of distributed generators. In this context, this work presents two proposals for reconfiguration, allocation and dimensioning of distributed generators. The first a mixed integer quadratic programming model (PQIM) and the second a multi-population genetic algorithm (AGMP). In both approaches, reconfiguration, allocation and sizing problems can be addressed individually, sequentially or simultaneously. The simulations were carried out in the systems of 33 bus, 69 bus, 70 bus, 83 bus, 135 bus, 201 bus, 873 bus and 10476 bus, the results obtained were shown to be of good quality, and thus still showing the validity of the proposed approaches

Keywords: Distributed Generation, Allocation, Sizing, Reconfiguration, Power loss minimization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Etapas do Sistema Elétrico de Potência	49
Figura 2 – Representação gráfica de um Grafo	52
Figura 3 – Representação do grafo do problema das pontes de Königsberg	52
Figura 4 – Exemplo de um caminho em um grafo	53
Figura 5 – Representação de Árvore	53
Figura 6 – Representação de uma rede de distribuição	55
Figura 7 – Representação de uma rede de distribuição em grafo	56
Figura 8 – Representação de uma rede de unifilar	59
Figura 9 – Representação de uma rede de unifilar com GD	61
Figura 10 – Planta solar fotovoltaica de Nova Olinda - Piauí	69
Figura 11 – Estruturas dos indivíduos em uma árvore ternária	79
Figura 12 – Representação da solução - Reconfiguração	79
Figura 13 – Representação da Solução - Alocação e Dimensionamento GD	80
Figura 14 – Estrutura da Reconfiguração e Alocação, Dimensionamento de GD	80
Figura 15 – Inicialização do Indivíduo	81
Figura 16 – Evolução da Busca da Inicialização	83
Figura 17 – Child no Passo 1	85
Figura 18 – Child no Passo 2	85
Figura 19 – Crossover de Alocação	85
Figura 20 – Exemplo de Mutação	86
Figura 21 – Reparo na Reconfiguração	86
Figura 22 – Reparo na Alocação	86
Figura 23 – Diagrama unifilial do sistema de 33-barras	90
Figura 24 – Comparação do perfil de tensão sistema de 33-barras	92
Figura 25 – Comparação do perfil de tensão do sistema 33-barras no cenário 1 e cenários 4-8	93
Figura 26 – Resultados das Simulações da Penetração de GDs para Sistema de 33-barras	95
Figura 27 – Gráfico Comparativo de Perdas Ativas Sistema de 33-barras	99
Figura 28 – Comparação do perfil de tensão sistema de 69-barras	101
Figura 29 – Gráfico Comparativo de Perdas Ativas Sistema de 69-barras	105
Figura 30 – Resultados das Simulações da Penetração de GDs para Sistema de 83-barras	110
Figura 31 – Resultados das Simulações da Penetração de GDs para Sistema de 135-barras	112
Figura 32 – Resultados das Simulações da Penetração de GDs para Sistema de 201-barras	114

Figura 33 – Comparação dos Cenários do Sistema de 873-barras 116

Figura 34 – Comparação dos Cenários do Sistema de 10476-barras 117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Trabalhos de Reconfiguração, Alocação e Dimensionamento de GDs	46
Tabela 2 – Resultados das Simulações do Sistema de 33-Barras	92
Tabela 3 – Resultados das Simulações do Sistema de 33-Barras com variação do fator de potência	93
Tabela 4 – Comparações dos Resultados das Simulações do PQIM para o Sistema 33-barras	94
Tabela 5 – Resultados das Simulações de Comparações da Penetração de GD do Sistema de 33-barras	97
Tabela 6 – Resultados das Simulações do Sistema de 33-Barras com variação do fator de potência	98
Tabela 7 – Comparação dos Resultados das Simulações AGM para Sistema 33-barras .	100
Tabela 8 – Resultados das Simulações do Sistema de 69-Barras	101
Tabela 9 – Comparações dos Resultados das Simulações do PQIM para o Sistema 69-barras	103
Tabela 10 – Resultados das Simulações para o Sistema de 69-barras	104
Tabela 11 – Resultados das Simulações AGM do Sistema de 69-Barras	106
Tabela 12 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 70-Barras	107
Tabela 13 – Comparações PQIM em Tempo de Execução	107
Tabela 14 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 83-Barras	109
Tabela 15 – Comparações PQIM em Tempo de Execução	109
Tabela 16 – Comparações PQIM em Relação ao Fator de Potência	109
Tabela 17 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 135-Barras	111
Tabela 18 – Comparações PQIM em Tempo de Execução	111
Tabela 19 – Comparações PQIM em Relação ao Fator de Potência	111
Tabela 20 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 201-Barras	113
Tabela 21 – Comparações PQIM em Relação ao Fator de Potência	114
Tabela 22 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 873-Barras	115
Tabela 23 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 201-Barras	117

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AGM	Algoritmo Genético Multi Populacional
B&B	Branch-and-Bound
BEN	Balanço Energético Nacional
CSM	Current Summation Method
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DSTATCOM	Distribution static compensator
EF	Energia Fornecida
EI	Energia Injetada
GD	Geração Distribuída
IPCC	International Painel on Climate Change
MME	Ministério de Minas e Energia
MSP	método de soma de potências
NREL	National Renewable Energy Laboratory
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	pequenas centrais hidrelétricas
PD	Perdas na Distribuição
PNT	Perdas Não Técnicas
PQIM	programação quadrática inteira mista
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
Proinfa	Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia
ProOF	Professional Optimization Framework
PSM	Power Summation Method
PT	Perda Técnicas
SEP	sistema elétrico de potência
TAR	Terceiro Relatório de Avaliação
WCCI	World Congress on Computational Intelligence
B&B	<i>Branch-and-Bound</i>
B&C	<i>Branch-and-Cut</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Motivações	27
1.2	Objetivos	28
1.3	Organização do Texto	30
2	BIBLIOGRAFIA FUNDAMENTAL	31
2.1	Estado da arte referente à reconfiguração de redes de distribuição	32
2.2	Estado da arte referente à alocação e dimensionamento de geração distribuída	38
2.3	Estado da arte referente à simultânea reconfiguração e alocação de geração distribuída	41
2.4	Conclusão	44
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	47
3.1	Sistema Elétrico de Potência	47
3.2	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	49
3.3	Representação de Sistemas de Distribuição por Grafos	50
3.3.1	<i>Conceitos e Definições de Teoria dos Grafos</i>	<i>51</i>
3.3.2	<i>Equivalência entre Sistema de Distribuição e Grafos</i>	<i>55</i>
3.4	Perdas de Energia Elétrica na Rede de Distribuição	56
3.5	Fluxo de Carga	57
3.5.1	<i>Método de Somas de Potência</i>	<i>58</i>
3.6	Conclusão	61
4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	63
4.1	Contextualizando Geração Distribuída	63
4.1.1	<i>Tecnologia de Geração de Distribuída</i>	<i>64</i>
4.1.2	<i>Impactos de Geração Distribuída</i>	<i>64</i>
4.1.3	<i>Vantagens e Desvantagens de Geração Distribuída</i>	<i>65</i>
4.2	Perspectiva Brasileira de Geração Distribuída	66
4.3	Conclusão	68
5	METODOLOGIA	71

5.1	Problema: Reconfiguração, Alocação e Dimensionamento de Geradores Distribuídos	71
5.2	Modelo Matemático	72
5.3	Método Exato	76
5.4	Algoritmo Genético Multi-Populacional	77
5.4.1	<i>Representação da Solução</i>	79
5.4.2	<i>Inicialização</i>	80
5.4.2.1	<i>Inicialização Randômica em Chaves – IRC</i>	80
5.4.2.2	<i>Inicialização de Busca Randômica em Árvore – IBRA</i>	81
5.4.3	<i>Crossover</i>	84
5.4.4	<i>Mutação</i>	85
5.4.5	<i>Reparo</i>	86
5.4.6	<i>Função Fitness</i>	87
5.5	Conclusão	88
6	RESULTADOS COMPUTACIONAIS	89
6.1	Sistema de 33 Barras	89
6.1.1	<i>Resultados das simulações via modelo PQIM</i>	91
6.1.1.1	<i>Análise do Nível de Penetração de GD para o sistema de 33 barras</i>	95
6.1.2	<i>Resultados das simulações via AGM</i>	96
6.2	Sistema de 69 Barras	99
6.2.1	<i>Resultados das simulações via modelo PQIM</i>	99
6.2.2	<i>Resultados das simulações via AGM</i>	104
6.3	Sistema de 70 Barras	105
6.3.1	<i>Resultados via modelo PQIM e AGM</i>	105
6.4	Sistema de 83 Barras	108
6.4.1	<i>Resultados via modelo PQIM e AGM</i>	108
6.5	Sistema de 135 Barras	109
6.5.1	<i>Resultados via modelo PQIM e algoritmo genético AGM</i>	110
6.6	Sistema de 201 Barras	113
6.6.1	<i>Resultados via modelo PQIM e AGM</i>	113
6.7	Sistema de 873 Barras	115
6.7.1	<i>Resultados via modelo PQIM e algoritmo genético AGM</i>	115
6.8	Sistema de 10476 Barras	116
6.8.1	<i>Resultados via modelo PQIM e algoritmo genético AGM</i>	116
6.9	Conclusão	118
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	119
7.1	Artigos Publicados	121

REFERÊNCIAS 123

INTRODUÇÃO

A partir das diretrizes para futuras produção de energia, estabelecidas no protocolo de *Kyoto* (ONU, 1997), governos, empresas, organizações públicas e sociedade estão cada vez mais preocupadas em produzir energia com tecnologias mais limpa possível. Segundo *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, as emissões de CO_2 nos anos de 2017 e 2018 tiveram um aumento impulsionadas principalmente pelo uso de combustíveis fósseis. As emissões de CO_2 aumentaram cerca 1.3% nos últimos cinco anos (IRENA, 2019). A medida que enfrentamos as mudanças climáticas, cresce a necessidade de redução no uso de combustíveis fósseis e a aceleração no uso de fontes cada vez mais renováveis e sustentáveis (GRAAF *et al.*, 2019).

No contexto dos sistema elétrico de potência (SEP), há um estímulo à descentralização na geração de energia (MARIBU, 2005), onde se pode adotar micro e minigeradores geradores baseados em fontes limpa de energia. De acordo com a *International Energy Agency (IEA)*, os cinco principais fatores que despertaram interesse da Geração Distribuída (GD) são: desenvolvimentos em tecnologias de geração distribuída, restrições à construção de novas linhas de transmissão, aumento da demanda dos clientes por eletricidade altamente confiável, liberalização do mercado de eletricidade e preocupações com as mudanças climáticas (IEA, 2002). Logo, a inserção de GD está se tornando cada vez mais uma solução viável ao se considerar aspectos como demanda crescente por energia, limitações operacionais e de infraestrutura em sistemas elétricos e a pressão por maior qualidade de energia. Porém, um aumento na inserção da GD apresenta desafios técnicos para redes de distribuição, onde equipamentos, dispositivos e procedimentos foram projetados geralmente segundo uma topologia radial.

1.1 Motivações

O conceito de qualidade de energia vem sendo adotado em todo mundo pelas concessionárias de energia elétrica. Reduzir perdas na rede de distribuição é uma das prioridades em projeto e operação da rede de energia elétrica, tendo em vista que tal redução beneficiará

financeira e tecnicamente as concessionária de energia (ESMAILNEZHAD; SHAYEGHI, 2013).

Portanto, a redução das perdas de potência em sistema de distribuição de energia elétrica tem sido mais que uma necessidade, é uma prioridade para as concessionárias de energia elétrica. Desta forma, a minimização perdas de potência em sistema de distribuição tem sido foco de vários estudos na literatura especializada nas últimas décadas. Vários são os métodos que podem ser usados para minimização de perdas, tais como: alocação de capacitores, reconfiguração de rede, alocação de geração distribuída (GD), sistema de distribuição de alta tensão (*high voltage distribution system*), compensador estático de Distribuição (Distribution static compensator (DSTATCOM)), reconfiguração de redes na presença de capacitores, reconfiguração de redes na presença de GD, dentre outros (NAIK; KHATOD; SHARMA, 2013), (ABDMOULEH *et al.*, 2017), (KALAMBE; AGNIHOTRI, 2014) e (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2013).

A redução de perdas em sistemas de distribuição radial nesse trabalho de doutorado foi tratado de um modo geral, através dos métodos de reconfiguração e alocação de GD. A reconfiguração de sistema de distribuição é feita através da abertura e fechamento de chaves, permitindo a melhoria do nível de tensão, balanceamento das cargas entre alimentadores, restauração de serviço durante falhas do alimentador (MANTOVANI; CASARI; ROMERO, 2000) e (RUPOLO, 2013). Enquanto, a alocação de geração distribuída podem trazer vários benefícios, tais como: melhoria do perfil de tensão, maior eficiência energética, melhor qualidade de energia, aumento da confiabilidade do sistema. Nesse contexto, para atingir esses benefícios ligados a GD, a alocação e o dimensionamento adequado de GD são questões relevantes no planejamento do sistema de energia elétrico. Por outro lado, o posicionamento e dimensionamento não adequado de GD podem impactar negativamente ao sistema de energia elétrica, levando ao aumento das perdas, flutuação de tensão, ilhamento, dentre outros (HUNG; MITHULANANTHAN; BANSAL, 2010), (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2013) e (BADRAN *et al.*, 2017).

Segundo (ANEEL, 2020a), o termo geração distribuída (GD) é usado para designar centrais geradores de elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição, ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo, ou de forma isolada e despachadas, sendo operada, ou não, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Nesse contexto, a presente tese apresenta uma metodologia para minimização de perdas ativas em sistema de distribuição radial, sendo abordada de forma simultânea através das técnicas de reconfiguração e alocação de geradores distribuídos. Em outras palavras, o problema de minimização de perdas de potência é tratado como simultânea reconfiguração, alocação e dimensionamento de GD.

1.2 Objetivos

O objetivo geral desta pesquisa é desenvolver uma metodologia eficiente para minimização de perdas de potência ativa em sistema de distribuição radiais através da reconfiguração,

alocação e dimensionamento simultâneos de geração distribuída. Esta tese tem como objetivos específicos:

- Desenvolver modelo matemático que possibilite a análise da presença de geração distribuída em sistema de distribuição radial, a luz da minimização de perdas de potências ativas;
- Determinar a localização ótima da GD nas redes de distribuição radial de energia elétrica.
- Determinar o dimensionamento ótimo de GD em redes de distribuição radial de energia elétrica.
- Avaliar as perdas em redes de distribuição considerando alocação simultânea de fontes de GD e a reconfiguração do sistema de distribuição radial.

1.3 Organização do Texto

O presente trabalho, além deste capítulo introdutório, está estruturado do seguinte modo:

- No [Capítulo 2](#), encontra-se uma revisão bibliográfica das principais técnicas utilizadas para o problema de minimização de perdas em sistema de distribuição radiais. Para melhor entendimento e clareza da dificuldade encontrada durante décadas desse problema, a pesquisa bibliográfica foi exposta em três contextos. O primeiro se refere a pesquisa de reconfiguração de rede de distribuição radiais, o segundo se refere à alocação e dimensionamento de geração distribuída, e o terceiro aborda técnicas simultâneas de reconfiguração e alocação de geração distribuída.
- No [Capítulo 3](#), apresenta os principais conceitos utilizados no desenvolvimento da pesquisa, tais como: característica inerentes ao sistema elétrico de potência, caracterização do sistema de distribuição de energia elétrica, conceitos e teorema sobre teoria dos grafos, definição básica de perdas segundo ANEEL, descrição do fluxo de potência de varredura direta e inversa.
- No [Capítulo 4](#), apresenta-se uma breve introdução ao conceito, definições, tecnologias, vantagens e desvantagens de GD e sua estruturação no cenário brasileiro.
- No [Capítulo 5](#), apresenta a metodologia proposta para tratar reconfiguração, alocação e dimensionamento de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radial com objetivo de minimizar perdas de energia. Primeiramente, é apresentado um modelo de Programação Quadrática Inteiro Misto (PQIM) para tratar o problema. Posteriormente, é também apresentado um algoritmo genético multipopulacional (AGM) para solucionar o problema da inserção de unidades GDs em sistemas de distribuição de radial.
- No [Capítulo 6](#), são apresentados os principais resultados obtidos pelo modelo PQIM e algoritmo genético (AGM), com as comparações e discussões dos principais resultados obtidos no desenvolvimento dessa pesquisa. Os estudos foram realizados em sistemas testes conhecidos da literatura especializada e amplamente usados por pesquisadores da área.
- No [Capítulo 7](#), são apresentadas as considerações finais desta tese, perspectivas para trabalho futuros e trabalhos publicados durante a pesquisa.

BIBLIOGRAFIA FUNDAMENTAL

O problema de minimização de perdas em sistemas de distribuição de energia elétrica tem sido foco de estudos e abordado sobre diferentes aspectos, técnicas e métodos (DAHALAN *et al.*, 2014), (IMRAN; KOWSALYA, 2014) e (IMRAN; KOWSALYA; KOTHARI, 2014). A reconfiguração de rede de distribuição é uma dessas técnicas. (MERLIN; BACK, 1975) é tido com um dos primeiros trabalhos da literatura que aborda o tema de redução das perdas de potência, através da reconfiguração de sistemas de distribuição. Nesse trabalho os autores usaram a técnica de otimização *Branch & Bound*. A inserção de geração distribuída também pode ser utilizada para tratar o problema de minimização de perdas em sistema de distribuição (VIRAL; KHATOD, 2015), (LEE; PARK, 2009) e (BADRAN *et al.*, 2017).

Na sua essência, a principal característica das unidades de GD é injeção de energia. Métodos voltados ao posicionamento e dimensionamento adequados de GDs passam a ser relevantes para o processo de minimização de perda. Tais métodos podem permitir avaliar melhor o impacto das unidades de geração dentro do sistema. Na literatura, o problema de reconfiguração de redes de distribuição é tratado como problema de otimização combinatória, não linear, restrita, modelado muitas vezes com variáveis inteiras mistas. O problema de alocação de geradores distribuídos também pode ser considerado como um problema de otimização combinatório, não linear e complexo. Mesmo em sistemas de pequeno porte, a ótima alocação de uma unidade de GD é uma tarefa árdua. Nos últimos anos, as técnicas de reconfiguração e alocação de GDs tem sido tratado de forma simultânea para o problema de minimização perdas de potências em sistemas de distribuição radiais (BADRAN *et al.*, 2017), (BAYAT; BAGHERI; NOROOZIAN, 2016), (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015) e (RAO *et al.*, 2013).

Neste capítulo, apresentaremos algumas das principais pesquisas da literatura relacionadas aos temas abordados nesta tese. Logo, teremos como objetivo principal avaliar trabalhos tratando a minimização de perdas em sistemas de distribuição radial, a luz das técnicas de reconfiguração e alocação de GD abordadas de forma separadas ou simultâneas.

2.1 Estado da arte referente à reconfiguração de redes de distribuição

A reconfiguração de redes de distribuição é necessária por vários motivos: diminuição das perdas por efeitos Joule, melhoria do perfil de tensão, balanceamento de cargas e realização de manutenções preventivas e corretivas da rede. Desta forma, trata-se de uma importante ferramenta na automatização dos sistemas de distribuição radiais. Os principais benefícios obtidos com a reconfiguração de redes de distribuição são: a redução de perdas ativas no alimentadores, melhoria do perfil de tensão e a melhoria nos índices de confiabilidade do fornecimento de energia elétrica (MANTOVANI; CASARI; ROMERO, 2000).

Um dos primeiros trabalhos que tratava do problema de minimização das perdas resistivas em redes urbanas foi publicado por (MERLIN; BACK, 1975), onde os autores consideravam o problema através de duas metodologia diferentes. A primeira ficou conhecida como abertura sequencial de chaves, um método heurístico, na qual todas as chaves eram inicialmente fechadas, tornando assim o sistema malhado. Em seguida, uma chave de cada vez era aberta até que a rede se tornasse radial. Para seleção das chaves que seriam abertas, um fluxo de carga na rede malhada é executado antes da abertura. Desta forma, a chave que possuísse menor potência passando por ela deveria ser aberta. A segunda técnicas utilizava otimização discreta, através do método *Branch-and-Bound* (B&B). Todavia, o método se mostrava aplicável apenas em redes de pequeno porte, tendo em vista, que o número de configuração possíveis crescia exponencialmente com o número de chaves.

Em (CIVANLAR *et al.*, 1988) os autores propuseram um algoritmo com capacidade de estimar a variação das perdas de energia nos alimentadores de distribuição através da reconfiguração do alimentador, analisando as tensões terminais da chave escolhida para ser fechada. Assim, era possível estimar a variação da perda total do sistema devido a transferência de um grupo de carga de um circuito para outro. Em (BARAN; WU, 1989b) os autores abordaram o problema de reconfiguração de redes de distribuição com objetivo de minimização de perdas e balanceamento de carga. Neste trabalho, os autores seguem a mesma abordagem proposta por (CIVANLAR *et al.*, 1988), aplicando dois métodos aproximados de fluxo de potência. Os métodos utilizavam graus de precisão diferentes para calcular o fluxo de potência no sistema, depois de uma transferência de cargas entre duas subestação ou alimentadores. A heurística utilizada foi *Branch Exchange* para determinação de uma configuração com perdas de potência ativa mínima.

Em (SHIRMOHAMMADI; HONG, 1989) os autores propuseram um método heurístico fundamentado na metodologia desenvolvida por (MERLIN; BACK, 1975). O método era baseado no fechamento de chaves, onde todas as chaves da rede são inicialmente fechadas, convertendo a rede de alimentadores radiais numa rede em malha. As chaves da rede são abertas, uma de cada vez, até que uma nova configuração radial seja alcançada. Nesse processo, a chave a ser

aberta em cada fase é selecionada de modo a minimizar as perdas de linha resistiva da rede e o procedimento é repetido até encontrar uma rede radial. Neste método foram assumidas as restrições de limite de tensão, limites de corrente, além das perdas reativas serem consideradas no cálculo do fluxo de potência.

Em (CHIANG; JEAN-JUMEAU, 1990a) os autores consideraram o problema de reconfiguração de redes, tanto para minimização de perdas de potência ativa quanto para balanceamento de cargas. A metodologia de solução utilizada é baseada na metaheurística *Simulated Annealing* e no método ϵ -constraint para problemas de otimização multiobjetivo, onde mais tarde o método também foi aplicado por (CHANG; KUO, 1994) e (JIANG; BALDICK, 1996). O autor (GLAMOCANIN, 1990) resolveu o problema de reconfiguração ótima de redes de distribuição como um problema de transporte de custos quadráticos. A metodologia é iniciada com uma configuração obtida através da linearização das perdas, utilizando-se o método *simplex* para problemas quadráticos com intuito de melhorar a solução.

Os autores em (GOSWAMI; BASU, 1992) propuseram um algoritmo heurístico baseado no fluxo de carga para determinar a configuração de perda mínima de uma rede de distribuição radial. O algoritmo é baseado no conceito padrão de fluxo ótimo que é determinado resolvendo as equações de *Kirchhoff* (lei das correntes e lei das tensões) das redes. Diferente do método de (SHIRMOHAMMADI; HONG, 1989), o fluxo ótimo padrão de um único laço é encontrado pelo fechamento de chaves normalmente abertas. Esse fluxo padrão é estabelecido na rede radial pela abertura de uma chave fechada, repetindo-se o processo até a configuração de perda mínima ser obtida. Em (NARA *et al.*, 1992) os autores propuseram um método baseado em algoritmo genético (AG) para minimização das perdas em sistemas de distribuição de energia elétrica, sendo um dos primeiros trabalhos baseados em algoritmos genéticos. Os resultados foram obtidos em redes reais de até 1692 chaves.

Na literatura, o primeiro trabalho que incluem a representação da variação horária de carga no problema de reconfiguração de rede de distribuição radiais, para minimizar perdas de energia em operação de longo e curto prazo, foi apresentado por (CHEN; CHO, 1993). Os autores utilizaram como técnica de solução a programação inteira associado ao método *Branch Bound*. Os perfis das cargas são caracterizados através de uma curva diária e proveniente dos estudos de campo por período de um ano. A reconfiguração da rede foi estabelecida em dois períodos de chaveamento ao longo do ano: um no início do verão e outro no início do inverno. As simulações foram realizadas no sistema de distribuição real de Taipower, um sistema com 4 subestações e 9 alimentadores, onde o custo de instalações e operações de chaveamento foram incluídas como custo real na função objetivo.

Em (KIM; KO; JUNG, 1993) os autores usaram redes neurais para o problema de reconfiguração de rede de distribuição com objetivo de minimização de perdas. Para minimizar o tempo de treinamento, simplificar a estrutura das redes neurais artificiais e reduzir o tamanho do conjunto de treinamento, os autores propuseram que o sistema de distribuição fossem divididos

em zona de cargas. Cada zona teria duas redes neurais treinadas: a primeira classificava o nível de carga adequado partindo dados de cada zona, enquanto a segunda determinava a topologia do sistema.

Em (CHANG; KUO, 1994) os autores utilizaram a metaheurística simulated annealing para o problema de reconfiguração de rede de distribuição com o objetivo de minimização de perdas. O método proposto apresenta soluções ótimas quando não existe limites de trocas de ramos, enquanto produz soluções quase-ótimas para um número mínimo de trocas de chaves. Com intuito de acelerar o cálculo das perdas das redes radiais, os autores utilizam uma aproximação linear das perdas, desconsiderando os termos quadráticos. Em (PEPONIS; PAPADOPOULOS, 1995) os autores utilizaram dois métodos heurísticos para reconfiguração de redes de distribuição radiais para minimização de perdas de potências e balanceamento de carga. Um método foi chamado de *switch exchange method* – SEM e outro chamado de *sequential switch opening method* - SSOM. Para permitir uma análise de sistemas reais maiores e aumentar a eficiência computacional, é proposto um algoritmo de redução do tamanho das redes originais. Parte dos dados da rede são negligenciado (por exemplo, dados de ramos laterais), e a outra parte é substituída por dados equivalentes fornecendo dessa forma um modelo reduzido.

Em (ABUR, 1996) é proposto um algoritmo de reconfiguração de redes de distribuição radiais com perda mínima baseado em programação linear e resolvido usando um método *Simplex* modificado. O método proposto não leva em consideração as restrições de tensão, mas considera os limites de capacidade da linha. As modificações do método Simplex foram introduzidas principalmente para manter a radialidade da rede e as restrições de capacidade de linha. Os testes foram realizados num sistema de 16 barras e em um sistema real de 474 barras e 496 ramos.

A técnica *Branch Exchange* tem sido usado por vários autores para minimização de perdas, tais como: (BARAN; WU, 1989b), (CIVANLAR *et al.*, 1988) e (GOSWAMI; BASU, 1992). Em (TALESKI; RAJICIC, 1997), os autores propuseram também um trabalho baseada na técnica *Branch Exchange* para reconfiguração de redes de distribuição radiais com o objetivo de minimização de perdas de energia durante um determinado período de tempo. O método ainda pode ser usado como uma alternativa ao método para minimização de perdas de potência ativa. A técnica de reconfiguração é realizada pelo fechamento de chaves abertas que define um laço e abrindo chaves que conduz a máxima economia em perdas de energia. Nesse método, a escolha da chave candidata a ser aberta é a mesma encontrada em (CIVANLAR *et al.*, 1988), além disso, são utilizadas regras heurísticas para determinar a ordem para qual os laços são analisados e reconfigurados. A efetividade do método proposto foi apresentada em duas redes, sendo uma fictícia com 16 nós e 2 laços e a outra um sistema de 32 nós proposto por (BARAN; WU, 1989b) com 5 laços. Dois tipos de cargas foram adotadas nos testes, sendo uma carga residencial urbana (em inglês, *Urban Residential Load-URL*) e outra uma carga comercial (em inglês, *Commercial Load-CL*).

Os autores (MCDERMOTT; DREZGA; BROADWATER, 1999) propuseram uma heurís-

tica construtiva não-linear para o problema de reconfiguração de distribuição radiais. Inicialmente todos chaves operáveis são abertas e, em cada passo do algoritmo, as chaves são fechadas para atingir o valor mínimo de função objetivo. Ao contrário do algoritmo visto em (BARAN; WU, 1989b), a função objetivo é definida como perdas incrementais divididas pela carga incremental atendida (ou, carga útil). Uma desvantagem do método é que não há garantia de se obter uma solução ótima global, além disso o método não é viável para sistemas de grande porte.

Os autores (KASHEM *et al.*, 2000) propuseram um algoritmo para reconfiguração de sistemas de distribuição para minimizar perdas. A metodologia proposta determinava as combinações de chaveamento, selecionava o estado das chaves e encontrava a melhor combinação de chaves para obter as perdas mínimas na rede. A metodologia foi proposta em dois estágios, no primeiro, é determinada a melhor alternativa de chaveamento, dentro de um conjunto limitado de possíveis combinações, com objetivo de estabelecer um valor de referência inicial para a perda. Enquanto no segundo estágio, uma extensa pesquisa é empregada para descobrir qualquer outra combinação de chaveamento que possa originar uma perda mínima em comparação com a perda obtida no primeiro estágio.

Em (CHIN; HUANG, 2000) os autores propuseram um algoritmo heurístico de reconfiguração de rede de distribuição para minimização de perdas. A metodologia era baseada conceitualmente na definição de área crítica, definidas pelos autores após a criação de um laço. Nesse laço haveria uma barra crítica, ou seja, dentro desse laço existiria uma barra com tensão mínima. A área crítica era formada pela barra crítica, as duas barras adjacentes e os dois ramos adjacentes (*boundary set*). A vantagem da metodologia proposta era a simplicidade da escolha da chave. Esta escolha é baseada no que os autores chamaram de *Ranking Index PI*, que considerava a queda de tensão e o fluxo de potência através das chaves no *boundary set*. O algoritmo é iniciado do mesmo modo que em (SHIRMOHAMMADI; HONG, 1989) e testado no sistema de 16 barras (CIVANLAR *et al.*, 1988), 33 barras (BARAN; WU, 1989b) e 69 barras (TAYLOR; LUBKEMAN, 1990).

O problema de reconfiguração de redes de distribuição radiais para minimização de perdas é tratado em (MANTOVANI; CASARI; ROMERO, 2000) através de um algoritmo heurístico. A metodologia é baseada no limite de queda de tensão para eliminar configurações menos promissoras numa árvore de configurações. Todas as configurações possíveis de um sistema que compunha cada nível da árvore foram obtidas pelas combinações de chaves abertas n a n , com n sendo o número total de chaves abertas do sistema. O processo terminaria quando todas as chaves abertas tiverem sido combinadas n a n e desta forma obtidas todas as configurações possíveis. A técnica de troca de ramos foi aplicada para gerar novas configurações. Os autores utilizaram um algoritmo de fluxo de carga aproximado semelhante ao proposto em (BARAN; WU, 1989b) que permite reduzir o esforço computacional para o cálculo das perdas nas configurações candidatas.

Os autores em (SU; LEE, 2003) desenvolveram um algoritmo para reconfiguração de rede de distribuição para minimização de perdas de potências e aumento do nível de perfil

de tensão. O algoritmo proposto é denotado por Evolução Diferencial Híbrida Inteira-Mista (*Mixed-Integer Hybrid Differential Evolution – MIHDE*). A vantagem do algoritmo é que exige um tamanho menor da população para a busca da solução, o que é, extremamente útil quando a técnica de reconfiguração é aplicada em rede de larga escala. A efetividade do método proposto foi apresentada em duas redes, o primeiro é o sistema de 16 barras proposto em (CIVANLAR *et al.*, 1988) e o segundo o sistema radial com 83-barras, uma rede de distribuição real do sistema elétrico de Taiwan, *Taiwan Power Company (TPC)*. A metodologia proposta mostrou vantagens em termos de eficiência computacional quando comparada com uma outra implementação baseada em *simulated annealing – SA*.

Um algoritmo multiobjetivo baseado em lógica de *fuzzy* foi proposto para o problema de reconfiguração de redes de distribuição por (DAS, 2006). Os múltiplos objetivos considerados foram: minimização da perda de energia do sistema, minimização do desvio da tensão dos nós, minimização da violação de restrição correntes e balanceamento de carga entre alimentadores. Regras heurísticas também são incorporadas no algoritmo para minimizar o número de operações de chaves abertas (*tie-switches*). Em (ZHANG; FU; ZHANG, 2007), apresenta-se uma versão da metaheurística busca tabu (*Tabu Search – TS*) para o problema de reconfiguração de rede radiais para minimização de perdas, chamada de *Improved Tabu Search – ITS*. Um operador de mutação é introduzido para melhorar a capacidade de busca global do algoritmo, enquanto a possível vizinhança candidata em cada laço é formulada para melhorar a eficiência da pesquisa local e a eficiência de tempo computacional.

Em (TAYLOR; HOVER, 2007), os autores propuseram três modelos de programação inteira mista convexa para o problema de reconfiguração de sistema de distribuição radial para minimização de perdas. A reconfiguração de redes de distribuição foram tratadas pelo seguintes modelos: modelos de programação quadrática inteira mista (*mixed-integer quadratic programming – QP*), programação quadraticamente restrita (*quadratically constrained programming – QCP*) e de programação de cônica de segunda ordem (*second-order cone programming – SOCP*), obtidas a partir de aproximação do fluxo de carga proposto em (BARAN; WU, 1989b) conhecido como *DistFlow*. Segundo os autores, essas são as primeiras formulações de modelo AC (*Alternating Current*) que utilizam algoritmos de otimização convexa. O modelo foi testado nos sistemas de 33-barras (BARAN; WU, 1989b), 70-barras (DAS, 2006) e solucionado via CPLEX.

Um método heurístico de dois estágios para o problema de reconfiguração de rede de distribuição é apresentado em (RAJU; BIJWE, 2008) com objetivo de minimização de perdas. A primeira etapa começa com uma rede malhada, onde o uso de sensibilidade a perda em relação às impedâncias dos ramos é aplicado até alcançar uma rede radial. No segundo estágio, é usada a troca de ramos (*branch exchange*) para melhorar a solução. O método apesar de não garantir soluções ótimas globais, apresenta boas soluções subótimas.

Os autores em (RAO *et al.*, 2011) usaram a metaheurística de busca harmônica (*Harmony*

Search – HS) para minimização de perdas de potenciais em sistemas de distribuição radial. Na metodologia proposta, o tamanho do vetor solução é igual ao número de chaves abertas do sistema. O método proposto é comparado com os reportados em (NARA *et al.*, 1992), (ZHU, 2002) e (ZHANG; FU; ZHANG, 2007) e apresenta melhores resultados.

Uma análise crítica sobre a importância do uso das restrições de radialidade em problemas de otimização do sistema de distribuição radial é apresentada em (LAVORATO *et al.*, 2012). Os autores apresentam uma generalização da restrição de radialidade para sistemas de distribuição de energia (SDE) em três diferentes casos: o primeiro, SDE com mais de uma subestação, o segundo, SDE com geração distribuída e/ou fontes de potência reativa e o último caso, SDE com barras de transferência. O problema de reconfiguração em sistema de distribuição foi modelado como problema de programação não linear inteiro misto e solucionado via algoritmo *Branch&Bound* não linear.

O problema de reconfiguração de rede distribuição é formulado como um problema de programação cônica inteira mista em (JABR; SINGH; PAL, 2012) para minimização de perdas. Os autores propuseram dois modelos para resolver o referido problema: um modelo convexo de programação cônica inteira mista (*mixed-integer conic programming – MICP*), e um modelo de programação linear inteiro misto (*mixed-integer linear programming – MILP*). Os modelos foram comparados pelos autores, verificando que o modelo MICP é mais rápido em encontrar soluções factíveis e mais adequado para aplicações em tempo real, enquanto o modelo MILP encontra melhores soluções em sistema de grande porte.

A principal contribuição do trabalho de (JABR; SINGH; PAL, 2012) foi a aplicação de um modelo de programação não linear inteira mista para problema de reconfiguração de sistema de distribuição na presença de geração distribuída – GD. Em (IMRAN; KOWSALYA, 2014), os autores propuseram um algoritmo baseado em busca estocástica baseada em inteligência de enxame, chamado Fireworks Algorithm – FWA, para reconfiguração de redes de distribuição com o objetivo de minimizar as perdas e melhorar o perfil de tensão do sistema. A metodologia proposta, quando comparada a métodos clássicos da literatura GA, RGA, ITS e HSA presente em (RAO *et al.*, 2011), apresentou melhores resultado em sistema radiais de médio e grande porte.

Os autores em (BORGES; FRANCO; RIDER, 2014) tratam o problema de reconfiguração de sistema de distribuição de energia para minimização de perdas, propondo um modelo de programação não linear inteiro misto (*mixed integer non-linear programming – MINLP*) para solucionar o problema. A restrição não-linear, que modela a magnitude de fluxo de corrente em cada ramo no modelo MINLP, é linearizada pelo uso de duas diferentes técnicas de linearização. Isso permite definir um modelo equivalente de programação linear inteiro misto (MILP) para o problema de reconfiguração.

2.2 Estado da arte referente à alocação e dimensionamento de geração distribuída

Ao passo que a presença de GD em sistemas de distribuição tem aumentando, o problema da alocação e dimensionamento de GD tem sido estudado utilizando-se diversos métodos matemáticos. Dessa forma, atualmente também tem crescido o interesse das empresas de distribuição de energia em métodos que possam ajudar a minimizar as perdas no sistema e melhorar o perfil de tensão, e ainda, prever a tomada de decisão dos atores envolvidos na alocação de GDs. Nesta seção, será listado algumas das pesquisas da literatura referente a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos em sistema de distribuição radial.

Em 1994 o problema de localização de geradores distribuídos é tratado em (RAU; WAN, 1994), os autores propuseram um algoritmo de segunda ordem para o dimensionamento ótimo de DGs em redes em malha com objetivo de minimização de perdas, utilizando multiplicadores de Lagrange. O método de gradiente reduzido foi utilizado para identificar a localização ótima de geradores distribuídos para redução de perdas ativas e carregamentos nos ramos. A metodologia proposta foi simulada em um sistema de seis barras, resultados mostraram que o método de gradiente reduzido pode não convergir para pequenos valores de injeção de potência, enquanto o método de segunda ordem tem convergência rápida para o mínimo global.

Em (NARA *et al.*, 2001) os autores propuseram a aplicação da meta-heurística busca tabu (*Tabu Search – TS*) para determinar a alocação ótima de GDs para minimização de perdas. Sob a condição do número de GDs serem conhecidas assim como sua capacidade, o algoritmo proposto determinava a localização e tamanho de GDs que minimizavam a perda no sistema de distribuição. Testes foram realizados em dois sistemas contendo cargas industriais, comerciais e residenciais. Os resultados ainda foram comparados com *simulated annealing – SA*.

Em (BORGES; FALCÃO, 2003) os autores propuseram uma metodologia analítica com objetivo de avaliar o impacto da alocação e dimensionamento de unidades geradoras distribuídas em perdas elétricas, confiabilidade e perfil de tensão em sistema de distribuição. A metodologia adotada era baseada em dois aspectos: o primeiro utilizando método de fluxo de potência, onde cada unidade GD era representada como barra PV para avaliar as perdas e perfil de tensão, enquanto um método analítico modificado era aplicado para avaliar o índice de confiabilidade com múltiplas GDs. Em trabalho publicado no ano de 2004, (WANG; NEHRIR, 2004) propuseram um método analítico para determinar a ótima alocação de unidade de GD em sistema radiais para minimizar perdas. O trabalho apresentava um método para determinar a localização de GD, onde o dimensionamento da GD não era otimizado. No mesmo ano, os autores (MARDANEH; GHAREHPETIAN, 2004) propuseram um método baseado em algoritmo genético e fluxo de potência ótimo (*Optimal Power Flow – OPF*) para determinar a alocação ótima de GDs, visando minimizar os custos de geração de potência ativa e reativa do sistema de distribuição. Na metodologia proposta, o algoritmo genético é usando somente

para determinar a localização das unidades GDs, enquanto que o cálculo do fluxo de potência determina a dimensionamento das GDs. Outros autores tem proposto algoritmo genético para tratar o problema de alocação e dimensionamento de GD em sistemas de distribuição radial para problema de minimização de perdas de potência, tais como: (BORGES; FALCAO, 2006), (SHUKLA *et al.*, 2010) e (GIDD; MHETRE; KORACHAGAON, 2018).

Em (KEANE; O'MALLEY, 2005) a alocação ótima de GD é determinada utilizando programação linear. Tendo como objetivo, máxima capacidade das GDs a serem alocadas, sem violação de restrições técnicas. A metodologia é testada em secções da rede de distribuição irlandesa. Em (ACHARYA; MAHAT; MITHULANANTHAN, 2006), uma expressão analítica para calcular o tamanho ótimo GD, e uma metodologia para identificar o local ideal de DG para minimizar as perdas totais em sistemas de distribuição primária foi proposto. Os autores utilizaram fator de sensibilidade a perda de potência ativa em relação a injeção de potência ativa da GD, para determinar a barra de alocação de GD. Através de uma busca exaustiva em todas as barras, as mesmas são classificadas em ordem de prioridade dos valores do fator de sensibilidade. A desvantagem desse método está em ser um longo processo para encontrar locais candidatos e pelo fato de procurarem otimizar apenas a potência ativa da DG. Outros métodos analíticos para problema de ótima localização e dimensionamento de GDs são apresentados em (NAIK; KHATOD; SHARMA, 2014), (VIRAL; KHATOD, 2015), (HUNG; MITHULANANTHAN, 2013). Em (HUNG; MITHULANANTHAN; BANSAL, 2010) os autores apresentaram um método analítico aprimorado proposto por (ACHARYA; MAHAT; MITHULANANTHAN, 2006), onde os resultados mostram que a ótima localização e dimensionamento de GDs, juntamente com fator de potência ideal, são fatores cruciais na redução de perdas.

No problema de minimização de perdas em sistema de distribuição em (KASHEM *et al.*, 2006), os autores propuseram duas novas abordagens para determinar o dimensionamento, localização e ponto de operação de GD. As abordagens foram baseadas em análise de sensibilidade de perdas ativas e reativas em relação a injeção de corrente da unidade de GD. As técnicas desenvolvidas utilizavam as características dos modelos de carga de impedância constante e corrente constante. A efetividade dos métodos foi testada em um sistema de distribuição real derivado do sistema de distribuição da Tasmânia. Um vantagem do método é a capacidade de calcular diretamente alterações em todas as variáveis da rede.

O problema de dimensionamento de GD foi definido em (ALHAJRI; EL-HAWARY, 2007) como um problema de programação não linear restrito, os autores propuseram uma abordagem que integravam um fluxo de potência radial com programação quadrática sequencial (*sequential quadratic programming – SQP*). Essa versão modificada do SQP foi chamada de *fast sequential quadratic programming – FSQP*, tendo objetivo a minimização de perdas de potência ativa com o ótimo dimensionamento de simples unidade GD ou múltiplas GDs em sistema de distribuição radial. A efetividade do método foi testada nos sistemas de 33 barras (BARAN; WU, 1989b) e 69 barras (BARAN; WU, 1989c). Segundo as simulações, o método FSQP reduz até

em 2/3 o tempo computacional quando comparado com o método SQP.

O problema de alocação de GD em (SHEIDAEI; SHADKAM; ZAREI, 2008) é apresentado com uso de algoritmo de busca de colônias de formigas (*Ant Colony Search Algorithm* – ACSA) para determina a localização de GD que minimizar a perdas ativas em sistema de distribuição para determinado fator de penetração de GD. Nessa proposta, o fator de penetração foi adotado como uma percentagem da potência total do sistema, onde 10% foi o fator adotado pelos autores. A desvantagem do método se dá pela não otimização das potências das GDs. Os autores em (LEE; PARK, 2009) propuseram um método para determinar a localização ótima de múltiplas da DGs para minimização das perdas de potência em rede de distribuição radial. O tamanho ótimo da DG é determinado usando o algoritmo de filtro Kalman (*Kalman filter algorithm* - KFA). O método é testado no sistema padrão do IEEE de 30 barras.

Os autores (ABU-MOUTI; EL-HAWARY, 2011), propuseram o algoritmo metaheurístico *artificial bee colony* – ABC para resolver o problema de otimização não linear inteira mista, para determinar a alocação, dimensionamento e fator de potência ideais de DG com o objetivo de minimização de perdas de potência. A efetividade do algoritmo foi testada para cinco diferentes cenários, no qual um cenário apresenta alocação de uma unidade GD com um capacitor. Em todos os cenários os fatores de potência são os valores presente em (BARKER; MELLO, 2000). Os autores (SULAIMAN *et al.*, 2012), propuseram um algoritmo metaheurístico *Firefly Algorithm* - FA para determinar a alocação e dimensionamento de unidades de GD em redes de distribuição radial com objetivo de minimização de perdas totais ativas. O dimensionamento das DGs são otimizados em um range já predeterminado.

Em 2013 uma comparação entre quatro métodos de alocação de geração distribuída é proposta em (MURTHY; KUMAR, 2013), com objetivo de minimização de perdas e melhoria do perfil de tensão. O primeiro método chamado *Modified Novel Method*, são consideradas as sensibilidades de perdas de potência ativa e reativa para a localização das unidades. Também determina-se o tamanho ótimo das unidades GDs, que operam com fator de potência unitário ou fator de potência atrasado. No segundo método, chamado *Combined Power Loss Sensitivity Method*, a sensibilidade à perda é calculada tanto em relação a potência ativa e quanto reativa para determinar a ótima localização de GDs. O terceiro método é chamado o método de índice de vetor (*index vector method* - IVM), também usado para determinar a localização ótima de GDs. O quarto método, chamado método de índice de sensibilidade à tensão (*voltage sensitivity index* – VSI), o nó com menor VSI será escolhido como o melhor local para o posicionamento do DG.

O problema de alocação e dimensionamento de GD é formulado como problema não linear inteiro misto (*Mixed Integer Non-Linear Programming* – MINLP) em (KAUR; KUMBHAR; SHARMA, 2014) com objetivo de minimizar perdas ativas em sistemas de distribuição radial. Na metodologia proposta, para reduzir tanto a carga computacional quanto o espaço de busca, os autores trataram o problema em dois estágios. No primeiro é proposto um modelo de planejamento

de localização (*Siting Planning Model – SPM*), nesse estágio é aplicado em cada barra uma análise de sensibilidade a perda de potência complexa em relação tanto a potência ativa quanto a potência reativa, então, com base na sensibilidade a perda combinada (*Combined Loss Sensitivity – CLS*), uma lista das possíveis localizações candidatas são selecionadas. Enquanto no segundo estágio, a lista criada pelo SPM é passada ao modelo de planejamento de capacidade (*capacity Planning Model – CPM*), onde os locais e dimensionamento ótimo de GD são calculado via modelo MINLP e solucionado com as técnicas de programação quadrática sequencial (*Sequential Quadratic Programming – SQP*) e do algoritmo *Branch and Bound (B&B)*. Uma vantagem desse método é a otimização do dimensionamento das potências ativas e reativas das GDs em conjuntas ou separadas, além de alocação simples ou de múltiplas GDs.

Em (PATEL; MISTRY; ROY, 2015) os autores propuseram algoritmo baseado em população intitulado, *teaching learning based optimization algorithm – TLBO* proposto por (RAO; SAVSANI; VAKHARIA, 2012), para tratar o problema de dimensionamento de GD em rede distribuição radial. Quatro outros métodos foram usados para determinar a alocação de GD, a saber: pró-rata, proporcional, quadrático e exato. A metodologia adotada tinha como objetivo a minimização de perdas e melhoria do perfil de tensão. O problema de alocação e dimensionamento de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radiais é tratado em (DIXIT; KUNDU; JARIWALA, 2016), onde os autores propuseram uma metaheurística para tratar a alocação e uma abordagem analítica para dimensionamento. O algoritmo metaheurístico artificial de colônia de abelha (*artificial bee colony - ABC*) é proposto para determinar o dimensionamento de GD, enquanto uma abordagem analítica chamada de método do índice de vetor (*index vector method – IVM*) foi usada para determinar a alocação ótima de GD e diminuir o espaço de busca da barras candidatas para alocação. O método foi testado para sistema 15 barras (DAS; KOTHARI; KALAM, 1995) e 33 barras (BARAN; WU, 1989b) para alocação de única GD e múltiplas GDs para diferentes fatores de potências. O problema de ótima alocação e dimensionamento GDs em (ALAM *et al.*, 2018) é baseado num problema de otimização não linear inteira mista (*mixed-integer nonlinear programming – MINLP*) e solucionado utilizando programação quadrática sequencial (*sequential quadratic programming – SQP*). Tendo o objetivo de minimização de perdas em sistema de distribuição radial e melhoria do perfil de tensão.

2.3 Estado da arte referente à simultânea reconfiguração e alocação de geração distribuída

Em (CHOI; KIM, 2000) os autores propuseram um algoritmo genético para problema de minimização de perdas de potências em redes de distribuição através da técnica de reconfiguração na presença de GD. O algoritmo proposto inicia fechando todas as chaves abertas da rede, criando assim uma rede em malha, para cada laço criado é aberta uma chave com objetivo de minimizar a perda e sem violação da restrição de radialidade. Cada gene tem comprimento igual ao número

de laços da rede. A desvantagem do método se encontra na alocação e dimensionamento das unidades GDs que são propostas pelos autores em diferentes valores de fator de potência, uma vez que tanto a alocação quanto o dimensionamento não são otimizados. O algoritmo proposto foi testado no sistema de 32 barras (BARAN; WU, 1989b),

Em (WU *et al.*, 2010), os autores propuseram um algoritmo de busca de colônia de formigas (Ant Colony Search – ACS) para tratar o problema de reconfiguração de redes de distribuição radial na presença de geradores distribuídos com objetivo de minimizar perdas de potência e aumentar o balanço das cargas na rede. As simulações foram realizadas mediante dois cenários, o primeiro com a presença de GD e o segundo sem presença de GD. Os resultados mostraram que as menores perdas e o melhor balanceamento das cargas foram alcançados na presença de GD. Neste trabalho, os autores enfatizam o impacto positivo da GD na redução perda de potência no sistema. Enquanto, localização e dimensionamento da GD não são detalhados no método, apenas são fixados previamente para simulações. A efetividade do método foi mostrada em dois sistemas, o primeiro no sistema 33 barras e o segundo no sistema de distribuição real de Taiwan (*Taiwan Power Company - TPC*).

O problema de reconfiguração de redes de distribuição radiais na presença de geração distribuída para minimização de perdas e melhoria do perfil de tensão é proposto em (RAO *et al.*, 2013). Os autores usaram um fator de sensibilidade a perda (*loss sensitivity fator - LSF*) para determinar a ótima localização de GDs, enquanto o algoritmo meta-heurístico de busca harmônica (*Harmony Search Algorithm – HSA*) é usado para identificar a ótima reconfiguração e dimensionamento das unidades GDs. Para demonstrar a efetividade do método, os autores propuseram cinco diferentes cenários em três níveis de carga (leve, nominal, pesado), para alocação de unidades GD e reconfiguração da rede. O método foi testado em dois sistemas de distribuição da literatura, 33 barras (BARAN; WU, 1989b) e 69 barras (SAVIER; DAS, 2007) e comparado aos algoritmos genéticos (*genetic algorithm - GA*) e algoritmo genético refinado (*refined genetic algorithm - RGA*) presente em (ZHU, 2002) somente para o nível de carga nominal.

Em (FRANCO *et al.*, 2013) o problema de reconfiguração de sistema de distribuição na presença de geração distribuída, com objetivo de minimização de perdas ativa, é modelado como um problema linear inteiro misto (*mixed-integer linear programming problem - MILP*). O modelo foi avaliado no sistema teste de 69 barras (CHIANG; JEAN-JUMEAU, 1990b) e dois sistemas de distribuição real: o sistema 136 barras (CARRENO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008) e 417 barras (RAMIREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTIN, 1998). O problema de reconfiguração de redes de distribuição radiais na presença de geração distribuída para minimização de perdas e melhoria do perfil de tensão é proposto em (IMRAN; KOWSALYA; KOTHARI, 2014). O objetivo é reduzir o espaço de busca das barras mais sensíveis à alocação de GDs, usando o índice de estabilidade de tensão (*Voltage Stability Index - VSI*). O algoritmo meta-heurístico Fogos de artifício (*Fireworks Algorithm – FWA*) é aplicado para determinar a ótima reconfiguração e

dimensionamento das unidades de GD. Logo, FWA é usado para uma simultânea reconfiguração e alocação de GDs em redes de distribuição radiais. A efetividade do método foi testada em seis diferentes cenários para o problema de reconfiguração e alocação de GD, tratado de forma separada ou simultânea. As simulações foram demonstradas em dois sistemas de distribuição radiais da literatura, 33 barras (BARAN; WU, 1989b) e 69 barras (SAVIER; DAS, 2007).

O problema de reconfiguração de redes de distribuição na presença de unidades GDs para minimização de perdas e melhoria do perfil de tensão é proposto em (NAYAK, 2014). Neste trabalho, o autor usa um algoritmo de otimização *Hyper Cube-Ant Colony Optimization* – (HC-ACO) para determinar ótima reconfiguração e dimensionamento de GD. Um fator de sensibilidade a perda (*loss sensitivity fator* – LSF) é utilizada para identificar as barras mais sensíveis à alocação de GD, diminuindo o espaço de busca das barras candidatas a alocação de GD.

Em (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015) os autores propuseram o algoritmo de crescimento de planta modificado (*Plant Growth Simulation Algorithm* - MPGSA) para o problema de reconfiguração simultânea e alocação de GD. O MPGSA foi usado para determinar a ótima reconfiguração e dimensionamento das unidades GDs, enquanto o método do fator de sensibilidade a perda é utilizado para determinar a ótima localização de GD. As simulações foram realizadas no sistema de distribuição radial de 33 barras, a quantidade de unidades GDs foram restrita apenas em 3 unidades e operando com fator de potência unitário. Em (NGUYEN; TRUONG; PHUNG, 2016) os autores propuseram um método baseado no algoritmo meta-heurístico de busca cuckoo (*cuckoo search algorithm* - CSA), para determinar a ótima reconfiguração de redes de distribuição e simultânea alocação e dimensionamento de unidades GDs, com objetivo de minimização de perdas e melhoria o índice de estabilidade de tensão. Nesse trabalho, as chaves abertas em cada laço, a localização e dimensionamento de GDs foram definidos como variáveis de decisão.

Um método heurístico baseado em reconfiguração construtiva é proposto em (BAYAT; BAGHERI; NOROOZIAN, 2016), o método chamado de Uniform Voltage Distribution based constructive Algorithm – UVDA, visando a ótima reconfiguração de rede de distribuição radial com simultânea alocação e dimensionamento ótimo de GDs, minimizando perdas de potências. Para demonstrar a efetividade do método, as simulações foram realizadas em três sistema testes, o primeiro 33 barras (BARAN; WU, 1989b), o segundo 69 barras (SAVIER; DAS, 2007) e o terceiro um sistema real de 136 barras presente em (CARRENO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008). A efetividade do método foi testada em cinco diferentes cenários para o problema de reconfiguração e alocação de GD, sendo tratado de forma separada ou simultânea. Nas simulações, os resultados demonstraram que a reconfiguração simultânea apresenta melhor resultado quanto minimização de potência e melhoria do perfil de tensão.

O problema de reconfiguração de redes de distribuição radiais na presença de GDs para minimização de perdas ativas é tratado em (DAS; DAS; PATRA, 2017). Na metodologia adotada

pelos autores, são consideradas barras do tipo **P** e **PQV**. A seleção da barra **P** é feita de maneira criteriosa para controlar a magnitude da tensão no barramento **PQV**. Uma análise de índice de sensibilidade é introduzida para determinar as barras mais suscetíveis à alocação de GDs. Dessa forma, a alocação das GDs foi realizada através de duas abordagens. A primeira, chamada não sequencial, onde os três principais nós obtido pelo índice de sensibilidade são considerados juntos para alocação da GDs. A segunda, chamada sequencial, os nós de alocação são obtidos um após outro pela aplicação em sequência do índice de sensibilidade, após alocação do primeiro nó obtido. Um algoritmo genético foi usado para otimizar a injeção de potência das GDs seguida pela reconfiguração da rede.

Em (JASTHI; DAS, 2018) os autores propuseram um algoritmo heurístico baseado na fórmula exata de perdas para problema de reconfiguração de redes radiais. O problema de alocação e dimensionamento de GDs é abordado através de uma técnica heurística baseada na fórmula de perdas exatas em (HUNG; MITHULANANTHAN; BANSAL, 2010), considerando as GDs operando com fator de potência unitário. Os autores propuseram três diferentes cenários para o problema de reconfiguração e simultânea alocação e dimensionamento de GDs para minimização de perdas ativas. A metodologia foi testada apenas para alocação de três unidades em dois sistemas da literatura, 33 barras e 69 barras, e dois sistemas reais, 84 barra e 136 barras.

Em (DOGAN; ALCI, 2019) o problema de reconfiguração de rede de distribuição na presença de GD para minimização de perdas potência ativa e melhoria do perfil de tensão é tratado. Nesse trabalho, os autores propuseram quatro algoritmo heurístico para reconfiguração e simultânea alocação de unidades GDs, a saber, *Artificial Bee Colony – ABC*, *Differential Evolution – DE*, *Particle Swarm Optimization – PSO* and *Genetic Algorithm (GA)*. Nessa metodologia, as chaves abertas, a localização e dimensionamento de GDs foram definidos como variáveis de decisão. Para reduzir o espaço de busca quanto a localização de GD, foi usado fator de sensibilidade a perda.

2.4 Conclusão

Neste capítulo, foi apresentado uma breve revisão bibliográfica de alguns dos principais trabalhos relacionados ao problema de minimização de perdas de potência em sistemas de distribuição radiais. Os trabalhos foram apresentados segundo as técnicas de reconfiguração, alocação e dimensionamento de GDs e reconfiguração na presença de GDs.

A técnicas de reconfiguração e alocação ótima de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radiais são tidas atualmente como as duas principais abordagens para minimização de perdas em sistemas de distribuição. Do ponto de vista de otimização, a reconfiguração de sistemas de distribuição para minimização de perdas é um problema combinatório altamente complexo, não linear, inteiro misto em que as variáveis binárias representam o status das chaves (abertas ou fechada) e as variáveis contínuas modelam a rede.

Enquanto, o problema de alocação e dimensionamento de geradores distribuídos em sistema de distribuição, mesmo em sistema de pequeno poste, a alocação de GD é uma tarefa extremamente difícil devido a natureza combinatória do problema. O problema da ótima alocação de unidades GDs entende-se em determinar a ótima localização e dimensionamento GDs em sistema de distribuição, e também do ponto de vista de otimização trata-se de um problema de otimização combinatória, não linear, inteiro misto.

Desde (MERLIN; BACK, 1975), os primeiros autores a introduzirem a reconfiguração de sistema de distribuição para minimização de perdas. Nas últimas décadas, várias tem sido as pesquisas de reconfiguração em sistema de distribuição propostas, como objetivo de minimização de perdas de potência, no entanto a técnica de reconfiguração só conseguiria atingir esse objetivo até um certo ponto. Por outro lado, nas duas últimas décadas, o uso gradual de geração distribuída em sistemas de distribuição tem ganho força e se tornado significativo o seu uso, para superar esse problema da reconfiguração. Com isso, vários métodos de alocação de geração distribuída em sistemas de distribuição para minimização de perdas de potência têm sido propostos na literatura.

Na Tabela 1, são apresentados alguns dos trabalhos de reconfiguração e alocação de GDs em sistema de distribuição radiais mais relacionados ao nosso projeto. Alguns aspectos são destacados para ilustrar as semelhanças e diferenças do presente trabalho em relação aos existentes na literatura. Nos últimos anos, pesquisas têm sido focadas no problema de reconfiguração de sistemas de distribuição na presença de geradores distribuídos. Na literatura, a reconfiguração e alocação de geradores distribuídos em sistemas distribuição tem sido estudados geralmente de forma separadas, onde a maior parte das pesquisas tem considerado alocação de GDs e reconfiguração como duas técnicas independentes. Desta forma, um número limitado pesquisas envolvendo reconfiguração de sistemas de distribuição em paralelo com alocação e dimensionamento de GDs para minimização de perdas tem sido proposta. Partindo à luz dessas premissas e como mostrado através pesquisa bibliográfica acima, esse presente trabalho de doutorado vem propor um algoritmo modelo de programação quadrática inteira mista (PQIM) e um algoritmo genético multi-populacional (AGM) para o problema de minimização de perdas de potência em sistemas de distribuição radiais.

Na presente tese, os modelos apresentados por (SPATTI, 2018) de otimização do problema de reconfiguração de sistemas de distribuição radiais objetivando minimização de perdas ativas, foram expandidos através de um modelo matemático exato de programação quadrática inteiro misto (PQIM), para o problema de reconfiguração com alocação e dimensionamento de geradores distribuídos, tendo como objetivo a minimização de perdas ativas em sistema de distribuição radial. No modelo proposto, a reconfiguração, alocação e dimensionamento podendo serem realizados de maneira, individual, sequencial e simultânea.

Tabela 1 – Trabalhos de Reconfiguração, Alocação e Dimensionamento de GDs

Autor	Algoritmo	Objetivo	Abordagem	Número de GDs	Sistema
Modelo Proposto	PQIM	Minimização de Perdas	Reconfiguração + Localização + Dimensionamento	múltipla	33/ 69/ 70/ 83/ 135/ 201/ 873/ 10476 barras
(RAO et al., 2013)	HSA	Minimização de Perdas	Reconfiguração + Localização + Dimensionamento	múltipla	33/ 69 barras
(NAYAK, 2014)	HC-ACO	Minimização de Perdas	Reconfiguração + Localização + Dimensionamento	múltipla	33 barras
(RAJARAM et al., 2015)	MPGSA	Minimização de Perdas	Reconfiguração + Localização + Dimensionamento	múltipla	33 barras
(NGUYEN et al., 2016)	CSA	Minimizar Perdas e Índice de Desvio de Estabilidade de Tensão	Reconfiguração + Localização + Dimensionamento	múltipla	33/ 69/ 119 barras
(BAYAT; BAGHERI; NO-ROOZIAN, 2016)	UVDA	Minimização de Perdas	Reconfiguração + Localização + Dimensionamento	múltiplas	33/ 69/ 136 barras
(IMRAN; KOWSALYA, 2014)	FWA	Minimizar Perdas e Melhoria da Estabilidade de Tensão	Reconfiguração + Localização + Dimensionamento	múltiplas	33/ 69 barras
(DOGAN; ALCI, 2019)	ABC, DE, PSO e GA	Minimização de Perdas	Reconfiguração + Localização + Dimensionamento	múltiplas	69 barras
(JASTHI; DAS, 2018)	HEURÍSTICA	Minimização de Perda e do índice de estabilidade de tensão	Reconfiguração + Localização + Dimensionamento	múltiplas	33/ 69/ 84/ 136 barras
(WU et al., 2010)	ACA	Minimização de Perda	Alocação e Dimensionamento de GDs não otimizados	múltiplas	33/ 83 barras
(CHOI; KIM, 2000)	GA	Minimização de perda	Alocação e Dimensionamento de GDs não otimizados	múltiplas	32 barras
(PATEL; MISTRY; ROY, 2015)	TLBO	Minimização de Perdas	Alocação e Dimensionamento de GDs otimizado	múltiplas	30 barras
(DIXIT; KUNDU; JARIWALA, 2016)	ABC e IVM	Minimização de Perdas e Melhoria do Perfil de Tensão	Alocação e Dimensionamento de GDs otimizado	múltiplas	15/ 33 barras
(KAUR; KUMBHAR; SHARMA, 2014)	SPM e CPM	Minimização de Perdas	Alocação e Dimensionamento de GDs otimizado	única e múltiplas	33/ 69 barras IEEE
(ABU-MOUTI; EL-HAWARY, 2011)	ABC	Minimização de Perdas	Alocação + Fator de Potência + Dimensionamento	única e múltipla	69 barras
(GIDD; MHETRE; KORACHAGAN, 2018)	GA	Minimização de Perdas	Alocação + Dimensionamento	única e múltiplas	14/ 30/ 57 barras
(LEE; PARK, 2009)	Filtro de Kalman	Minimização de Perdas	Alocação e Dimensionamento	múltiplas	30 barras
(SHEIDAEI; SHADKAM; ZAREI, 2008)	ACSA	Minimização de Perdas	Localização otimizada, sem otimização do Dimensionamento	múltiplas	34 barras IEEE
(NARA et al., 2001)	busca tabu (<i>Tabu Search – TS</i>)	Minimização de Perdas	Alocação + Dimensionamento	múltiplas	1 subestação + 4 alimentadores + 28 seções/ 4 subestação + 6 alimentadores + 78 seções
(WANG; NEHRIR, 2004)	Analítica	Minimização de Perdas	Alocação otimizada, sem otimização do dimensionamento	única	6/ 30 barras IEEE

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O presente capítulo estabelece uma base teórica para melhor entendimento do problema de reconfiguração de sistemas de distribuição radial para minimização de perdas na presença de geradores distribuídos. Inicialmente, são apresentados aspectos inerentes e relevantes de Sistemas Elétricos de Potência (SEP) com destaque para sistemas de distribuição. Em seguida, o uso de teoria dos grafos na representação de sistemas de distribuição é descrito. Finalmente, o conceito de fluxo de carga e o método de varredura são apresentados.

3.1 Sistema Elétrico de Potência

A energia elétrica se encontra presente no tecido da sociedade há mais de 100 anos, sendo uma das formas de energia atualmente mais utilizada em todo mundo (ZHONG; HORNIK, 2012). A energia elétrica é um dos principais fatores de desenvolvimento da nossa sociedade e prosperidade das nações, impactando diretamente em desenvolvimento econômico e social das nações. Em outras palavras, energia elétrica é recurso fundamental e inerente para toda sociedade moderna atual, tendo seu crescimento intrinsecamente ligado ao crescimento econômico.

Historicamente, a dependência e demanda mundial por fontes de energia tem impactado o crescimento econômico de várias nações e se transformando em uma nova forma de poder na política internacional. Nesse contexto, a energia elétrica tem se transformado em uma das formas de energia essenciais, indispensável e preferíveis, usada por toda as sociedades, devido sua versatilidade, disponibilidade instantânea e de uso variado. (GÓMEZ-EXPÓSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2011).

A versatilidade da energia elétrica fez seu uso aumentar sensivelmente desde meados do século passado, como resultado do desenvolvimento industrial e do crescimento populacional. Consequentemente, os sistemas elétricos de potência (ou, sistemas de energia elétrica) são responsáveis pelo fornecimento da maior parte, ou de quase toda a energia consumida nos

dias atuais, e passaram a ocupar uma posição de fundamental importância em vários países. O conceito de sistema elétrico de iluminação e a utilização comercial de eletricidade começaram no final da década de 1870, quando as lâmpadas de arco voltaico eram usadas para iluminação de faróis e iluminação pública (HUGHES, 1993).

Thomas Alva Edison, foi a pessoa por trás da concepção da fundação do primeiro sistema completo de energia elétrica (composto por gerador, cabo, medidor e cargas). Em 1882, o conceito de um sistema de iluminação em corrente contínua foi instalado em caráter experimental na cidade de New York na estação Pearl Street. O sistema era composto por seis unidades geradoras com potência total de 700 *kw* para alimentar 7200 lâmpadas. Pearl Street ficava no setor financeiro e comercial de Nova York, o que permitia o fornecimento de energia elétrica para escritórios, lojas e restaurantes em uma área de aproximadamente 1 *km*². Thomas Edison, idealizou todo o desenvolvimento da arquitetura das redes de distribuição e das lâmpadas (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) se apresentam como um conjunto de gigantescas instalações e equipamentos destinados a levar energia elétrica aos mais remotos e variados lugares habitados, onde grandes usinas utilizam das mais variadas formas de energia para geração de energia elétrica, tais como: hidráulica, térmica, atômica, eólica e solar. Tais fontes de energia estão ligadas às subestações de grandes centros de carga, por meio quilômetros de linhas de transmissão, além de uma grande quantidade de subestações e centros de controles. Dessa forma, podemos afirmar que a essência primordial de qualquer sistema de energia elétrica é o fornecimento de energia elétrica aos consumidores (grandes ou pequenos) no instante em que for solicitado e com a devida qualidade (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Os sistemas elétricos de potência são compostos por três grandes subsistemas: geração, transmissão e distribuição. As características inerentes a cada subsistema são apresentadas a seguir.

1. **Sistema de Geração:** Compreende grandes usinas produtoras de energia, tais como usina hidroelétrica, usina térmica, usina nucleares, tendo a função de converter alguma forma de energia primária em energia elétrica;
2. **Sistema de Transmissão:** É responsável pela transmissão da energia elétrica dos grandes centros de produção aos centros de consumo. O sistema de transmissão é a espinhal dorsal de todo sistema de energia elétrica, tendo como objetivo primordial manter todo sistema elétrico interconectado e em operação (GÓMEZ-EXPÓSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2011);
3. **Sistema de Distribuição:** É responsável por distribuir a energia recebida do sistema de transmissão aos consumidores de pequenos, médio e grandes porte, sendo composto de subestações abaixadoras e circuitos elétricos (chamados de alimentadores).

A [Figura 10](#) ilustra uma representação clássica do sistema elétrico de potência, mostrando os principais componentes de um SEP, onde: (1) Central geradora de energia elétrica, (2) Sistema de transmissão de energia elétrica, (3) Subestação de energia, (4) Alimentadores e suas ramificações e (5) Transformadores de distribuição.

Figura 1 – Etapas do Sistema Elétrico de Potência

Fonte: ([MORETO, 2005](#))

No Brasil, a eletricidade começou a ser produzida no final do século XIX, quase simultaneamente ao início do seu uso comercial na Europa. Em 1883, a cidade de Campos no Rio de Janeiro, foi a primeira cidade brasileira e da América do sul a ter iluminação pública elétrica fornecida por uma usina termoeletrica (usina geradora térmica, a carvão). No ano seguinte, a cidade de Rio Claro em São Paulo foi a segunda cidade brasileira a possuir iluminação pública nas ruas e somente 21 anos de depois, a cidade do Rio de Janeiro se torna a décima cidade do país a ter serviço de iluminação pública. ([BICHELS, 2018](#)). Segundo a portaria do ministério do trabalho nº 3.214 de 08 de junho de 1978, em sua norma regulamentadora NR – 10, o sistema elétrico de potência brasileiro é definido como o conjunto das instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

3.2 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

A maioria dos sistemas de distribuição são planejados de forma malhada mas tem sua operação de forma radial, sendo compostos 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 (PEREIRA, 2009). Os sistemas elétricos de distribuição estão divididos na literatura de acordo com os níveis de tensão, a saber:

- **Sistema de Distribuição Primário (ou, Sistema de Média Tensão):** são redes que emergem da subestação de distribuição e terminam nos transformadores de distribuição. Essas redes atendem consumidores primários onde se destacam indústrias de porte médio, *shopping centers*, instalações de iluminação pública etc. Elas podem ser aéreas ou subterrâneas, sendo as primeiras de uso mais difundido pelo seu menor custo. As redes subterrâneas são mais empregadas em aéreas de maior densidade de carga, por exemplo, zona central de metrópole.
- **Sistema de Distribuição Secundário (ou, Distribuição de Baixa Tensão):** opera geralmente em redes radiais ou em malha com tensão de 220/127 V ou 380/220 V. Atende aos consumidores de baixa tensão, pequenos comércios e industriais e, principalmente, os consumidores domésticos. Essa parte do sistema de distribuição usualmente não conta com recursos para atendimento de contingências (SANCHES, 2013).

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualmente o Brasil possui 105 distribuidoras de energia elétrica, sendo 54 concessionárias e 38 permissionárias, além de 13 cooperativas de eletrificação rural. Estas empresas atuam no mercado de distribuição sob parceria econômica pública, privada ou mista (ANEEL, 2018).

3.3 Representação de Sistemas de Distribuição por Grafos

O problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica podem ser tratados como problema que envolvem conceitos de grafos. Partindo dos conceitos da teoria dos grafos é possível comparar a topologia radial de um sistema de distribuição de energia com uma árvore geradora (*spanning tree*) (ABRAHAM; DAS, 2010) e (LAVORATO *et al.*, 2012). Portanto, o problema de reconfiguração tenta descobrir a árvore geradora ótima entre todas as árvores geradoras do grafo de um sistema de distribuição para um determinado objetivo. De forma geral, muitos pesquisadores tem adotado de maneira intuitiva a representação de sistema de distribuição através de um grafo e a configuração radial do sistema distribuição como uma árvore geradora (ZHU, 2015). Desta forma, abordaremos brevemente teoria dos grafos visando a representação dos sistemas de distribuição.

3.3.1 Conceitos e Definições de Teoria dos Grafos

A teoria de grafos tem sido aplicada em muitas áreas do conhecimento como análise de circuitos elétricos, pesquisa operacional, computação, química, física, ciência da comunicação, genética, sociologia, psicologia, antropologia, linguística, arquitetura. Na matemática, a teoria dos grafos encontra-se intimamente ligada a vários ramos como teoria dos grupos, análise, probabilidade e estatística (HARARY, 1969). Um grafo se constitui em um modelo matemático ideal para o estudo das relações entre objetos discretos de qualquer tipo. Historicamente, Leonhard Euler é considerado o primeiro autor em teoria dos grafos, resolvendo o problema das pontes de Königsberg. Gustav Kirchhoff (1824–1887), físico alemão, foi o primeiro a analisar o comportamento de “árvores matemáticas” com a investigação de circuitos elétricos. Arthur Cayley (1821–1895), matemático inglês, logo após o trabalho de Kirchhoff, utilizou “árvores matemáticas” para enumerar todos os isômeros para certos hidrocarbonetos (BOAVENTURA; JURKIEWICZ, 2017).

Definição 3.3.1. Um **grafo** G , consiste de um conjunto finito e não vazio $V(G)$ de elementos chamados vértices (ou nós), e um conjunto finito $A(G)$ de pares não ordenados de elementos distintos de $V(G)$ chamados arestas (ou arcos). Denotaremos por simplicidade o grafo G como o par ordenado $G = (V, A)$, onde $V = V(G)$ e $A = A(G)$.

Além disso, sejam u e v dois nós de um grafo G , ou seja, $u, v \in V$, e se o par $\{u, v\} \in A$ é uma aresta de G , denotaremos por Λ a aresta $\{u, v\}$. Em símbolos, $\Lambda = \{u, v\} \in A$ e diremos:

- (i) A aresta Λ liga ou une os vértices u e v ;
- (ii) Os vértices u e v são adjacentes;
- (iii) Os vértices u e v são vizinhos;
- (iv) u e Λ são incidentes (respectivamente para v);
- (v) u é uma extremidade de Λ (respectivamente para v).

Exemplo 3.3.1. A Figura 2 mostra um simples exemplo de um grafo com intuito de tornar mais clara a definição. Assim o grafo $G = (V, A)$, conforme a definição acima é dado por:

$$V = \{v_1, v_2, v_3, v_4, v_5\}$$

$$A = \{\Lambda_1, \Lambda_2, \Lambda_3, \Lambda_4, \Lambda_5, \Lambda_6, \Lambda_7, \Lambda_8\}, \text{ onde}$$

$$\Lambda_1 = \{v_1, v_2\}, \Lambda_2 = \{v_2, v_4\}, \Lambda_3 = \{v_2, v_4\}, \Lambda_4 = \{v_2, v_3\}, \Lambda_5 = \{v_1, v_3\}, \Lambda_6 = \{v_1, v_1\}, \Lambda_7 = \{v_3, v_4\}, \Lambda_8 = \{v_5, v_4\}.$$

Figura 2 – Representação gráfica de um Grafo

Fonte: Elaborada pelo autor

Exemplo 3.3.2. Na [Figura 5](#), um grafo da representação do Problema das Pontes de Königsberg retratado por Euler, que remota a 1736.

Figura 3 – Representação do grafo do problema das pontes de Königsberg

Fonte: ([HARARY, 2015](#))

Definição 3.3.2. A **ordem** de um grafo $G = (V, A)$ é dado pelo número de elementos do conjunto finito $V(G)$. Em outras palavras, o número de nós do grafo G .

Definição 3.3.3. O **grau** de um nó em um grafo $G = (V, A)$ é dado pelo número de arestas que lhe são incidentes.

Definição 3.3.4. Um **caminho** em um grafo $G = (V, A)$ é uma sequência de nós, tal que em cada um dos nós exista apenas uma única aresta distinta para o nó seguinte.

Exemplo 3.3.3. Na [Figura 4](#), $\{v_1, v_2\}$, $\{v_2, v_4\}$ e $\{v_4, v_5\}$ é um exemplo de caminho.

Definição 3.3.5. Se o nó inicial e final de um caminho são distintos, então o caminho é denominado de **cadeia** ou **caminho simples**. Em outras palavras, se nós $u_0, u_1, u_2, \dots, u_m$ de um caminho qualquer são distintos, então o caminho recebe o nome de **cadeia** ou **caminho simples**. Além disso, se u_0 e u_m são iguais, o caminho é chamado de **ciclo**. Dizemos que um grafo é dito **acíclico** quando não possuem ciclos.

Figura 4 – Exemplo de um caminho em um grafo

Fonte: Elaborada pelo autor

Definição 3.3.6. O **comprimento** do caminho é o número de arestas que ele contém.

Definição 3.3.7. Um grafo $G' = (V', A')$ é um **subgrafo** de $G = (V, A)$, se $V' \subseteq V$ e $A' \subseteq A$.

Definição 3.3.8. Dizemos ainda que, um grafo $G' = (V', A')$ é um **subgrafo gerador** (*spanning subgraph*) de um grafo $G = (V, A)$, se $V' = V$ e $A' \subseteq A$.

Definição 3.3.9. Um grafo $G = (V, A)$ é dito **conexo** se existe um caminho entre quaisquer par de nós de G . Caso contrário, ele é dito **desconexo**. Em outras palavras, um grafo $G = (V, A)$ é dito **desconexo**, quando não existe nenhum caminho entre um nó v e quaisquer outro nó u do grafo $G = (V, A)$.

Definição 3.3.10. Um subgrafo G' de um grafo $G = (V, A)$ é dito **subgrafo conexo maximal** de G , se o único subgrafo conexo contendo G' é o próprio G' . Além disso, subgrafo conexo maximal de um grafo G é também chamado de **componente conexa** de G .

Definição 3.3.11. Todo grafo $G = (V, A)$ acíclico conexo é chamado de **árvore**. Além disso, um subgrafo G' conexo de uma árvore $G = (V, A)$ é chamado de subárvore. Dizemos que um vértice de uma árvore $G = (V, A)$ é dito **folha** quando tem grau um. Caso contrário, é dito de nó interno. A Figura 5 mostra um exemplo de uma árvore.

Figura 5 – Representação de Árvore

Fonte: (DIESTEL, 2005)

Em uma árvore $G = (V, A)$, as vezes, é conveniente considerar um vértice especial, sendo esse chamado de **raiz da árvore** (ou, nó raiz, ou simplesmente raiz). O significado do nó raiz depende do problema modelado pelo grafo, no entanto, o nó raiz é escolhido como o "**nó inicial**" na árvore. Em sentido geral, nó raiz da árvore é o início da árvore ou ponto de origem de recursos. Dizemos ainda, nós que possuem grau um, recebem o nome de nós terminais (ou, conforme definido anteriormente, nó folhas), com exceção do nó raiz da árvore.

Definição 3.3.12. Uma **floresta** é um grafo formado por um conjunto de árvores.

Definição 3.3.13. Uma árvore H é uma **árvore geradora** (*spanning tree*) de G , se H é um subgrafo gerador de G . Em outras palavras, uma árvore geradora (*spanning tree*) de um grafo G é qualquer subárvore de G que contenha todos os nós de G .

A seguir enunciaremos algumas premissas cujas demonstrações podem ser encontradas na literatura (AHUJIA; MAGNANTI; ORLIN, 1993), (LEISERSON *et al.*, 2002), (DIESTEL, 2005), (BONDY; MURTY, 2008), (BOAVENTURA, 2011) e (BOLLOBÁS, 2013).

Teorema 3.3.1. Seja $G = (V, A)$ um grafo, em que todos os vértices tenham grau pelo menos igual a dois. Então G contém um ciclo.

Proposição 3.3.1.1. O número de vértices de grau ímpar em um grafo $G = (V, A)$ é sempre par.

Proposição 3.3.1.2. Se $G = (V, A)$ é um grafo conexo com n vértices e tendo exatamente $n - 1$ arestas. Então G não contém ciclos.

Teorema 3.3.2. Seja $G = (V, A)$ árvore, para quaisquer dois vértices de G são conectados por exatamente um caminho.

Teorema 3.3.3. Seja $G = (V, A)$ um grafo com n -vértice e m -arestas. As seguintes afirmações são equivalentes.

- (i) G é uma árvore;
- (ii) Entre quaisquer dois vértices de G existe um único caminho;
- (iii) G é conexo e tem $n - 1$ arestas;
- (iv) G é acíclico e tem $n - 1$ arestas;
- (v) G é acíclico, mas, se qualquer aresta for adicionada a A , o grafo resultante conterá um ciclo.

Teorema 3.3.4 (Teorema de Cayley, 1887). O número de árvore com n vértices é igual a n^{n-2} .

3.3.2 Equivalência entre Sistema de Distribuição e Grafos

Desde de 1847, quando Kirchhoff apresentou uma análise de circuitos elétricos utilizando modelos de grafos, vários tem sido os pesquisadores que adotaram essa representação como uma maneira intuitiva de representar um sistema de distribuição (ABRAHAM; DAS, 2010). Um sistema de distribuição é composto por um conjunto de alimentadores e setores, onde cada alimentador é composto por vários setores. De modo geral, em um SDE real, nem todos os trechos entre barras são separadas por chaves seccionadoras. Logo, denominaremos como setor, o conjunto de barras e linhas que não são separados por chaves seccionadoras. A Figura 6 ilustra um sistema de distribuição.

Figura 6 – Representação de uma rede de distribuição

Fonte: Elaborada pelo autor

Portanto, conforme a Seção 3.3, um sistema de distribuição é equivalente a uma floresta, onde cada alimentador é equivalente a uma árvore dessa floresta, os setores representam os nós e os ramais da rede, que podem conter chaves seccionadoras, são equivalentes as arestas de um grafo. A figura Figura 7 tem o intuito de representar em grafo o sistema na Figura 6, onde os nós (representado por círculos) estão associados às subestações e aos setores, enquanto as arestas cheias representam as chaves normalmente fechada *NF* e as arestas pontilhadas representam as chaves normalmente aberta *NA*.

Figura 7 – Representação de uma rede de distribuição em grafo

Fonte: Elaborada pelo autor

3.4 Perdas de Energia Elétrica na Rede de Distribuição

As perdas de energia em sistemas elétrico de potência ocorrem tanto na transmissão quanto na distribuição. Segundo (ANEEL, 2020b) e (ANEEL, 2015), as perdas de energia no sistema de distribuição são aquelas que ocorrem dentro do próprio sistema e dadas pela diferença entre a energia injetada e a energia fornecida pela distribuidora, expressa em megawatt-hora (*MWh*). Elas podem ser caracterizadas como perdas técnicas e perdas não-técnicas (também chamadas de perdas comerciais) da seguinte forma;

- **Perdas Técnicas:** ocorrem nos processos de transmissão e transformação de tensão, bem como nos equipamentos de medição, isto é, perdas no transporte da energia elétrica na rede, perdas relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (aquecimento dos fios condutores de energia em decorrência da própria passagem da eletricidade, o chamado “Efeito Joule”), etc. Podem ser entendidas como o consumo dos equipamentos responsáveis pela distribuição de energia, ou as perdas que corresponde à soma de três parcelas: joule, corona e magnética.
- **Perdas não Técnicas:** Também conhecidas como perdas comerciais, são definidas como as perdas calculada pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Portanto, são todas as perdas no sistema de distribuição associadas a furto de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, dentre outras.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador nacional vinculado ao Ministério de Minas e Energia, é responsável por fornecer diretrizes para os procedimentos de fiscalização e regulamentação da geração, transmissão, distribuição, além da comercialização de energia elétrica no Brasil, de acordo com as diretrizes e políticas do Governo Federal. Tais diretrizes e procedimentos são feitos através dos módulos dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), onde define-se:

- **Energia Injetada (EI):** energia ativa medida proveniente de agentes supridores (transmissores, outras distribuidoras e geradores), da geração própria necessária para atendimento do

mercado da distribuidora e das perdas ocorridas no sistema de distribuição;

- Energia Fornecida (EF): energia ativa entregue, medida ou estimada;
- Perdas na Distribuição (PD): perda correspondente à diferença entre a Energia Injetada e a Energia Fornecida, ou seja;

$$PD = EI - EF \quad (3.1)$$

- Perda Técnicas (PT): resultante da energia dissipada no sistema de distribuição devido a fenômenos físicos;
- Perdas Não Técnicas (PNT): perda correspondente à diferença entre perdas na distribuição e as perdas técnicas;

$$PNT = PD - PT \quad (3.2)$$

Há várias décadas, o conceito de qualidade de energia elétrica tem sido adotado por empresas de energia elétrica em todo o mundo, para isso, incentivos, desregulamentação do mercado e novas tecnologias tem sido os mecanismos que impulsionam transformações continuadas nos sistemas energéticos globais. Nesse fluxo de transformações, desenvolvimento e oportunidade de negócios, a presença de geradores distribuídos (ou, geração embutida ([ANEEL, 2015](#))) nos sistemas de distribuição é um exemplo. No contexto de qualidade, confiabilidade e eficiência energética, várias têm sido as técnicas de minimização de perdas de energia implementadas por empresas e pesquisadores nos últimos anos. Portanto, esse trabalho de doutorado tem também como objetivo a redução de perdas em sistemas de distribuição primário, mas considerando o processo de reconfiguração associado à alocação de GDs em sistema de distribuição radial.

3.5 Fluxo de Carga

Nas últimas décadas, vários foram os métodos apresentados na literatura para a solução do fluxo de carga, dentre esses métodos temos Gauss-Seidel, Newton-Raphson e suas variações. O estudo de fluxo de carga (ou, fluxo de potência, ou em inglês *power flow or load flow*) em rede de energia elétrica consiste fundamentalmente em determinar informações sobre as magnitudes de tensão, fluxos de potências ativa e reativa, a magnitude de corrente, perdas de potência ativa e reativa, entre outras ([MONTICELLI, 1983](#)).

Fluxo de carga permite analisar os sistemas de energia elétrica, fornecendo informações que avaliem o estado de operação do sistema e determinem se o sistema opera de forma adequada,

dentro de certos limites. Os principais métodos de fluxo de carga utilizados em sistemas de transmissão de energia elétrica são: Gauss-Seidel, Newton-Raphson e o método de fluxo de potência desacoplado rápido (*Fast Decoupled Power Flow method*). Porém, aplicação desses métodos em sistemas de distribuição podem apresentar um desempenho não adequado. As soluções desses métodos requerem uma decomposição matricial e conhecimento de características inerentes ao sistema de distribuição como: altas relações R/X (resistência / reatância), trechos do sistema com impedância relativamente baixa associados a outros com impedância alta, grande quantidade de barras cargas e topologia radial. Essas características podem levar ao mal condicionamento das matrizes e a não convergência dos métodos (DAS; KOTHARI; KALAM, 1995), (SANTOS *et al.*, 2008), (RUPA; GANESH, 2014) e (KUMAR; JAIN, 2014).

Portanto, para superar essas dificuldades acima expostas, na literatura vários foram os métodos desenvolvidos para cálculo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial. Com intuito de exemplificar essa afirmação, um dos métodos discutido e amplamente difundido é o método de varredura direta e inversa (*Backward and Forward Sweep*). Trata-se de um algoritmo simples, consistindo de duas etapas: uma varredura inversa (ou, para trás ou backward) e uma varredura direta (ou, para frente ou forward). Tais varreduras são repetidas até que a convergência seja atingida, tirando proveito da radialidade do sistema para obter um bom desempenho. Várias são as variantes do método de varredura direta e inversa como, método de soma de potência (*Power Summation Method (PSM)*), método de soma de corrente (*Current Summation Method (CSM)*), método de soma de impedância (*Impedance Summation Method*) e outros (SANTOS *et al.*, 2008). Variantes do algoritmo de varredura direta e inversa (*Backward and Forward Sweep Algorithm*) podem ser encontrada em (BERG; HAWKINS; PLEINES, 1967). Em (SRINIVAS, 2000), os métodos de varredura, soma de potências (BARAN; WU, 1989a) e soma de correntes (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988) são citados como as duas versões clássicas do método de varredura direta e inversa. Na década de 90, (CESPEDES, 1990) também apresenta um método de fluxo de potência que é uma variante do método de varredura direta e inversa.

Mediante ao exposto anteriormente, este trabalho utiliza-se do método de varredura direta e inversa para o cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição radiais na presença de geração distribuída. O mesmo se faz através do método de somas de potência proposto por (CESPEDES, 1990). Nesse caso, o método foi modificado para possibilitar a inclusão de GD.

3.5.1 Método de Somas de Potência

O método proposto por (CESPEDES, 1990) tem sido considerado um método eficiente em resposta na solução de problemas de fluxo de carga para sistemas de distribuição radiais. O mesmo baseia-se no uso de magnitudes de tensão, sendo possível calcular um fluxo de carga com uma formulação não baseada em quantidades complexas, eliminando o ângulo da fase de tensão das equações e permitindo a obtenção de solução exatas apenas com o uso das magnitudes de tensão. Uma outra característica relevante do método é a resolução de uma equação biquadrada

que relaciona a existência da propriedade entre as magnitudes de tensão entre duas barras consecutivas.

As potências equivalentes em cada barra são definidas como a soma da própria carga da barra analisada, mais a soma das cargas de todas as barras localizadas em sentido oposto à subestação, incluindo as perdas de potência. Esse procedimento ocorre no sentido das barras terminais para subestação. Desta forma, através de uma varredura à montante (ou, "upstream"), é iniciado o processo de método de somas de potência. Este processo é efetuado para cada barra do sistema e conhecido como *backward*, ou seja, o processo é iniciado das barras mais distantes em direção a subestação. Portanto, conhecidas as cargas equivalentes, é possível atualizar as magnitudes das tensões de cada barra através de uma varredura à jusante (ou, "downstream" e conhecido como *forward*). Finalmente, o processo de convergência é atingindo até que a variação de perdas totais entre duas iterações consecutivas seja menor que um critério de tolerância previamente estabelecido. A Figura 8 apresenta um diagrama de sistema unifilar com n -barras hipotético, onde é conhecida a carga da barra genérica m e dada por $S_{Lm} = P_{Lm} + j \cdot Q_{Lm}$, a impedância da linha $z_{km} = r_{km} + j \cdot x_{km}$, e o módulo da tensão da barra m dado por V_m .

Figura 8 – Representação de uma rede de unifilar

Fonte: Elaborada pelo autor

Desta forma, seguindo de uma barra genérica k , o valor da carga equivalente na barra k é igual $S_k = S_{Lk} + S_{k,k+1\text{perdas}} + S_{k+1}$. Onde, a carga em um nó terminal (nó folha) n é dada por $S_n = S_{Ln}$. Portanto, separando as partes ativa e reativa das cargas equivalentes, ou seja, a representação das potências ativas e reativas equivalentes são dadas pelas Equação 3.3 e Equação 3.4 mostradas abaixo;

$$P_k = P_{Lk} + P_{k,k+1(\text{perdas})} + P_{k+1} \quad (3.3)$$

$$Q_k = Q_{Lk} + Q_{k,k+1(\text{perdas})} + Q_{k+1} \quad (3.4)$$

Portanto, o cálculo do fluxo de potência para sistemas de distribuição radiais através do método de varredura direta e inversa são apresentados através do conjunto de equações abaixo:

$$V_m^4 + [2 \cdot (r_{km} \cdot P_m + x_{km} \cdot Q_m) - V_k^2] (V_m^2) + (P_m^2 + Q_m^2) (r_{km}^2 + x_{km}^2) = 0 \quad (3.5)$$

$$P_{Loss(km)} = r_{km} \cdot \frac{P_m^2 + Q_m^2}{V_m^2} \quad (3.6)$$

$$Q_{Loss(km)} = x_{rm} \cdot \frac{P_m^2 + Q_m^2}{V_m^2} \quad (3.7)$$

Nota: A título de notação, P_m e Q_m representam as potências ativa e reativa equivalentes na barra $k + 1$, respectivamente.

A perda total de potência ativa e reativa do alimentador é determinada pela soma das perdas ativas e reativas de todos os ramos do alimentador e dada como:

$$P_{Loss} = \sum_{k=1}^n P_{Loss(km)} \quad (3.8)$$

$$Q_{Loss} = \sum_{k=1}^n Q_{Loss(km)} \quad (3.9)$$

Resumidamente, o **método de soma de potências (MSP)** de (CESPEDES, 1990) é apresentado através dos seguintes passos:

1. Ler os dados do sistema (demandas, dados de ramos). Inicializado o processo considerando o somatório perdas ativas e reativas na iteração inicial nulas, isto é, $P_{Loss}^{(i)} = 0$ para $i = 1$, onde, $P_{Loss}^{(i)}$ valor das perdas na iteração i .
2. Assumir um valor fixo para magnitude de tensão para cada barras do sistema. Preferência-mente é escolhido o módulo de tensão da barra de referência (subestação).
3. **Backward (Upstream):** Iniciando das barras finais até a barra da subestação, calcula-se as cargas equivalentes para cada barra do sistema.
4. **Forward (Downstream):** Começando a partir da barra da subestação e terminando nas barras mais extremas, e usando a equação [Equação 3.5](#), calcula-se os novos valores de tensão V_m .
5. Determinado os novos valores de tensão, recalculas as perdas ativas e reativas com o uso das [Equação 3.6](#) e [Equação 3.7](#). Se $|P_{Loss}^{(i+1)} - P_{Loss}^{(i)}| < \xi_{tolerancia}$, então **pare** o processo, pois a convergência foi atingida para uma tolerância $\xi_{tolerancia}$ previamente estabelecida. Caso contrário, faça $P_{Loss}^{(i)} = P_{Loss}^{(i+1)}$ e volte ao passo 3.

Suponha que exista uma unidade de geração distribuída alocada em uma barra genérica k , como ilustrado na [Figura 9](#). Consideremos P_k^{GD} e Q_k^{GD} as potências potência ativa e reativa da unidade GD na barra k .

Figura 9 – Representação de uma rede de unifilar com GD

Fonte: Elaborada pelo autor

Portanto, conforme as [Equação 3.3](#) e [Equação 3.4](#), as cargas equivalentes na presença da unidade GD são dadas por:

$$P_k = P_{Lk} + P_{km(perdas)} + P_m - P_k^{GD} \quad (3.10)$$

$$Q_k = Q_{Lk} + Q_{km(perdas)} + Q_m - Q_k^{GD} \quad (3.11)$$

Finalmente, o uso do método de somas de potências para cálculo do fluxo de carga na presença de GD, segue o mesmo método de ([CESPEDES, 1990](#)) acima definido.

3.6 Conclusão

Neste capítulo, foi apresentada uma breve descrição histórica e teórica sobre SEP, grafos e fluxo de potência. O objetivo é estabelecer uma fundamentação para compreensão e entendimento do problema de minimização de perdas em sistemas de distribuição radial na presença de geradores distribuídos. No início do capítulo, é apresentado um breve histórico sobre SEP, sua estrutura básica e subdivisões, assim como foram definidas as subdivisões do sistema de distribuição. Alguns conceitos, definições e teoremas sobre teoria dos grafos também foram descritos, devido à equivalência de sistema de distribuição radial com grafo. A definição de perdas de energia elétrica em sistemas de distribuição, relevante a este estudo, também foi estabelecida. Finalmente, uma proposta de cálculo de fluxo de potência na presença de GD é apresentada já que tal metodologia será aplicada para avaliar a qualidade das soluções obtidas neste trabalho. Esse método foi baseado no método de varredura direta e inversa (*Backward and Forward Sweep*) que apresentam uma implementação fácil e rápida convergência.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Este capítulo apresenta inicialmente uma visão geral sobre o crescimento da demanda global de energia, além da variedade de conceitos de geração distribuída, suas tecnologias, seus impactos, vantagens e desvantagens. A [Seção 4.2](#) apresenta a perspectiva do setor de energia elétrica brasileira, seus marcos regulatórios até criação da agência nacional de energia elétrica e a normativa que permitiu aos brasileiros o direito de gerar sua própria energia. O capítulo termina mencionando um dos maiores empreendimentos do setor de energia solar no nordeste brasileiro.

4.1 Contextualizando Geração Distribuída

Segundo o relatório anual *World Energy Outlook* ([IEA, 2017, 2019](#)), a demanda de energia deve aumentar 30% entre 2017 e 2040. Num modelo comparativo, seria o equivalente a adicionar uma outra China e outra Índia na demanda global de energia. A *International Energy Agency* (IEA) indicou em 2019 os motores das indústrias, a refrigeração de espaço, os grandes e pequenos eletrodomésticos e os veículos elétricos como os principais impulsionadores do aumento crescente da demanda global por energia elétrica. Numa perspectiva de desenvolvimento sustentável, os veículos elétricos acabem se tornando uma das principais fontes de crescimento da demanda por energia.

O secretário geral das Nações Unidas, Ban Ki Moon, lançou em 2011 a iniciativa *Sustainable Energy for All Initiative* que estabeleceu três objetivos a serem alcançados até 2030: garantir o acesso universal aos serviços modernos de energia; duplicar a taxa de melhoria da eficiência energética; e dobrar a parcela de renováveis no mix global de energia. Ainda, segundo Ban Ki-Moon, o desenvolvimento sustentável não é possível sem energia sustentável ([KI-MOON, 2011](#)).

A Assembléia Geral das Nações Unidas declarou o período de 2014-2024 como a Década da Energia Sustentável para todos. Líderes mundiais estabeleceram em 2015 uma nova agenda

sobre “Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável” (conhecidos como Objetivos Globais), contendo objetivos específicos sobre energia, visando assim fornecer acesso universal a serviços modernos de energia, garantia de energia limpa para todos e alcance a níveis sustentáveis de consumo. Todos esses objetivos deveriam ser atingidos até 2030.

Apesar da contemporaneidade do termo geração distribuída (GD), ele não é novo e sempre esteve presente no sistema de energia elétrica (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004). O conceito mais simples para GD vem de quando Thomas Edison em 1882 instalou a primeira geração de energia na cidade de Nova York, visando fornecer energia elétrica próxima aos clientes. (PURCHALA *et al.*, 2006) e (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Há muitos conceitos, termos e definições utilizados para caracterizar geração distribuída. Essas variações podem depender das legislações de cada país, localizações, tecnologias, capacidade instalada, limitações operacionais, limitações práticas, recursos primários utilizados, além dos impactos na operação e proteção dos sistemas de energia (DONDI *et al.*, 2002), (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004) e (BAJAY *et al.*, 2018).

4.1.1 Tecnologia de Geração de Distribuída

O consumo de energia em grande parte dos países do mundo é baseado em fontes de energia convencionais, proveniente de instalações centralizadas como usinas: hidrelétricas, de energia nuclear e termoeletricas (baseadas em combustíveis fósseis). Nas últimas décadas, os sistemas elétricos globais estão passando por um período de profunda e rápidas alterações impulsionados pelas mudanças climáticas, desenvolvimento sustentável, desregulamentação do mercado, aumento da demanda e desenvolvimento de novas tecnologias de geração de energia (IRENA, 2019) e (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001).

O processo de liberação do mercado de eletricidade e a transição da geração de energia de fontes convencionais para renováveis marca um novo paradigma energético (SEMIC EDIN; SARIC, 2019). Os autores em (ADEFARATI; BANSAL, 2016) apresentam várias tecnologias usada para GD que variam de tecnologias não-renováveis e renováveis com base no tipo de combustível usado.

- Tecnologias Não-Renováveis: usam combustíveis fósseis, como os gás, carvão e petróleo para produzir energia para diferentes operações.
- Tecnologias Renováveis: incluem energia geotérmica, biomassa, energia solar, energia fotovoltaica (PV), energia pequena / mini / micro-hídrica e turbinas eólicas.

4.1.2 Impactos de Geração Distribuída

O crescente aumento da implantação da energia renovável a nível mundial está transformando substancialmente as estruturas dos sistemas de energia elétrica. Tal transformação exige

assim uma mudança de paradigma, partindo de um sistema baseado no controle central para um novo sistema baseado em controle distribuído.

Os autores em (FERROUKHI *et al.*, 2016), usando um modelo macroeconômicos, forneceram a primeira quantificação dos impactos da implantação de energia renováveis no mundo. Eles concluem que dobrando as energias renováveis até 2030 teremos a uma série de impactos positivos, incluindo aumento do PIB global em 1,1%, aumento do bem-estar global em 3,7% e aumento na geração de emprego no setor de energia renovável. Uma estimativa de 24 milhões de novos empregos diretos foi reportada como resultado dos impactos positivos.

A penetração da GD em sistemas de distribuição tem alterado as características de tais sistemas, projetados originalmente com base no fluxo de energia unidirecional. A inserção de GD pode mudar essa característica, onde a inclusão de uma GD terá impacto em parâmetros técnicos dependendo do seu tamanho e localização. Os impactos de GD em sistema de distribuição podem recair sobre a regulação de tensão, tanto no lado dos clientes quanto das concessionárias, aumento ou redução de perdas, mudança no nível proteção da rede, entre outros aspectos (BALAMURUGAN; SRINIVASAN; REINDL, 2012). Assim, a inserção da GD no sistema de distribuição traz impactos que geram vantagens ou desvantagens dependendo das características do sistema e da GD (BARKER; MELLO, 2000) e (BHISE; KANKALE; JADHAO, 2017).

4.1.3 Vantagens e Desvantagens de Geração Distribuída

Segundo (COUTURE *et al.*, 2019), estima-se que 55% da população global (4,2 bilhões de pessoas) moram nas cidades, contra 43% (2,3 bilhões de pessoas) em 1990, ou seja, as cidades se tornaram responsáveis por dois terço da demanda final de energia e responsáveis por 75% das emissões de CO₂. Portanto, GDs de fontes renováveis estão se tornando cada vez mais competitiva frente às tecnologias convencionais de geração de eletricidade. A vantagem da inserção de GD, baseada em recursos renováveis, contribui para a redução das emissões de gases do efeito estufa, além de gerar benefícios econômicos para sociedade.

(VIRAL; KHATOD, 2012) e (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004) reportam que a maioria das vantagens ligada ao uso de GD em rede distribuição tem implicações econômicas, técnicas e ambientais. Dentre os benefícios técnicos estão a melhoria do perfil de tensão, maior eficiência energética, melhor qualidade de energia, aumento da confiabilidade do sistema e redução das perdas. As vantagens econômicas estão na postergação de investimento na expansão do sistema de distribuição e transmissão, redução do custo de operação e manutenção de algumas tecnologias de GD, redução do impacto ambiental, aumento da segurança para cargas consideradas críticas, redução do custo de combustíveis fósseis, considerando o aumento da eficiência energética, além de promover o desenvolvimento sustentável.

Há várias barreiras a serem enfrentadas pela inserção de GD no sistema de distribuição, tornando-se focos de estudo em todo mundo com o objetivo de eliminar ou atenuar os efeitos

negativos (KUANG; LI; WU, 2011). A alocação inadequada no sistema de distribuição e o mau dimensionamento das unidades GDs podem criar várias desvantagens, tais como: aumento nas perdas, aumento da corrente de curto circuito, inversão de fluxo, flutuação de tensão, ilhamento, dentre outras (MEHTA; BHATT; PANDYA, 2018) e (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2013).

4.2 Perspectiva Brasileira de Geração Distribuída

Nas últimas décadas, vários foram os desafios, mudanças e transformações sofridas pelo sistema elétrico brasileiro. No Terceiro Relatório de Avaliação (TAR) do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (em inglês, *International Panel on Climate Change (IPCC)*) divulgado em 2001, concluiu-se que ao longo do século XX a temperatura média global aumentou em média 0,6°C. Esse aumento tem sido verificado desde 1861 e, nesse período, as áreas terrestres aqueceram mais que os oceanos. Entre 1950 e 1993, as temperaturas mínimas diárias durante a noite aumentaram em média cerca de 0,2°C por década. A década 1990 foi provavelmente a década mais quente, sendo o ano de 1998 o ano mais quente a nível global (WATSON, 2001) e (MCCARTHY *et al.*, 2001).

Nos anos de 1997 e 1998, o fenômeno El Niño atingiu o Brasil provocando enchentes no sul, períodos de chuvas irregulares nas regiões sudeste e centro-oeste, seca no leste da Amazônia e seca extrema no nordeste. Amazônia e nordeste brasileiro são as áreas mais vulneráveis do país às mudanças climáticas. No período mencionado, essas duas regiões sofreram com a escassez de chuvas que tornaram o nível dos reservatórios de água baixo, causando desta forma problemas na geração de energia elétrica (MARENGO, 2006).

A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pelo decreto de lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, foi um marco na administração e regulamentação do setor de energia elétrica brasileiro, substituindo o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), criado em 31 de dezembro de 1968. ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal (BRASIL, 1996).

O setor elétrico brasileiro passou por três crises energéticas, a mais grave aconteceu em 2001, que levaram ao racionamento de energia, onde vários estados do sudeste, nordeste e centro-oeste sofreram interrupção do fornecimento de energia. Após esse evento, mostrou-se necessário e relevante, o investimento em geração e transmissão de energia através de fontes renováveis e não-hídricas.

O Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) foi criado em 2002, através da Lei nº 10.438/2002 para estimular a geração eólica, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Tratou-se de um dos mais importantes programas para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia no Brasil. O Proinfa foi dividido em duas fases. Na primeira

fase, um total de 3300 MW seriam fornecidos por fontes de biomassa, eólica e PCH até o ano 2006. Na segunda fase, que deveria durar 20 anos, as fontes eólica, PCH e biomassa deveriam estar atendendo 10% do consumo anual de energia elétrica no País, suprimindo um mínimo de 15% do crescimento anual da carga de energia elétrica nacional (BRASIL, 2002).

Um divisor de águas, ou um marco regulatório do setor elétrico brasileiro quanto à geração distribuída, foi dado pelo artigo 14º do decreto de lei nº 5.163/2004. O artigo define como geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados. Assim, considera-se geração distribuída como um empreendimento hidrelétrico com capacidade instalada menor ou igual a 30 MW, incluindo a geração por termelétrica e cogeração, apresentando eficiência energética maior ou igual a 75%, e a geração a partir de biomassa ou resíduos de processo independentemente de sua eficiência energética (BRASIL, 2004).

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 de 17 de abril de 2012 garantiu ao consumidor brasileiro o direito de gerar sua própria energia elétrica, a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. O excedente pode ser fornecido para rede de distribuição da sua localidade, definindo o sistema de compensação de energia (conhecido em inglês, como *net metering*) (BRASIL, 2012).

A resolução Normativa nº 687/2015 (BRASIL, 2015), revisou e alterou a normativa nº 482/2012, a seção 3.7 do Módulo 3 e Módulo 1 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Em 1º de março de 2016, passando a ser permitido o uso de qualquer fonte renovável, microgeração distribuída e minigeração distribuída, conforme os artigos 13 e 14, e parâmetros determinados pela resolução. Assim, foram definidos os conceitos de:

- **microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- **minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- **sistema de compensação de energia elétrica:** sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;

- **geração compartilhada:** caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

Na portaria nº 538 de 15 de dezembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) lança o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), tendo como principais objetivos: promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica, com base em fontes renováveis e cogeração, incentivar a implantação de geração distribuída em edificações públicas, tais como; escolas, universidades, hospitais, edificações comerciais, industriais e residenciais (MME, 2015).

Segundo MME, o programa poderá movimentar cerca de 100 bilhões de investimentos até 2030, tendo ainda uma previsão de 2,7 milhões de unidades consumidoras que podem gerar energia por si mesmas. Isso resultaria em 23.500 MW de energia limpa e renovável, isto é, uma quantidade de energia 48 TWh, sendo equivalente à metade da geração de Itaipu. Desse forma, quase 29 milhões de toneladas de CO_2 deixaria de ser lançado na atmosfera pelo Brasil. No entanto, devemos estabelecer um certo grau de cautela na dependência futura de energia elétrica a partir da geração distribuída. Isso se deve principalmente quando a intermitências de muitas dessas tecnologias de GD. Logo, devemos buscar uma relação de equilíbrio no uso de sistemas energéticos distribuídos e centralizado (EPE, 2018).

Segundo Balanço Energético Nacional (BEN), divulgado em 2018, o Brasil atingiu 828 GWh com a micro e mini geração distribuída com potência instalada de 670 MW, destacando-se a fonte solar fotovoltaica com 526 GWh e 562 MW de geração e potência instalada, respectivamente (EPE, 2019). No ano de 2017, o governo brasileiro, através de uma parceria pública-privada, inaugurou em 28 de novembro 2017 a maior usina solar da América Latina. Um total de 300 milhões dolares foi investido na usina solar de Nova Olinda situada no Piauí, localizado no município de Ribeira do Piauí, com 292 MW de capacidade instalada de geração de energia e cerca de 930.000 painéis solares em uma área de 690 hectares. O sistema é capaz de produzir mais de 600 GWh por ano. Dessa forma, o Brasil anualmente garante a produção de energia limpa e sustentável, deixando de lançar na atmosfera cerca de 350.000 toneladas de CO_2 (EGP, 2017).

4.3 Conclusão

Neste capítulo, de modo geral, tentou-se trazer uma leitura sobre o contexto da geração distribuída a partir de uma visão da crise energética que o mundo vem enfrentado. O consumo de energia elétrica está intimamente ligado ao índice de desenvolvimento econômico das nações

Figura 10 – Planta solar fotovoltaica de Nova Olinda - Piauí

Fonte: ENEL ([EGP, 2017](#))

mundiais. Nesse contexto desafiador, a qual o sistema de energia elétrica está inserido, o uso de geradores distribuídos vem se tornando cada vez mais uma solução viável e uma oportunidade de negócio para concessionárias de energia elétrica em todo mundo. O Brasil está se inserindo neste contexto e as iniciativas relacionadas também foram apresentadas. Portanto, nesse capítulo, não somente mostrou-se definições, conceitos, ligados a geração distribuída, mas também toda suas potencialidades no desenvolvimento sustentáveis de um país.

METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada para tratar o problema de inserção de unidades de geração distribuída (GD) em um sistema de distribuição elétrica (SDE). Na seção 5.1, o problema é estabelecido através das restrições e objetivos considerados neste estudo. Em seguida, um modelo de programação quadrática inteiro misto é proposto na seção 5.2 para descrever tal problema. Os métodos de resolução são descritos na seção 5.3 e 5.4, onde uma abordagem exata e outra baseada em computação evolutiva são detalhadas.

5.1 Problema: Reconfiguração, Alocação e Dimensionamento de Geradores Distribuídos

A inserção de unidades de GD não tem apenas impactos positivos, mas também impactos negativos que dependem fortemente do dimensionamento e alocação de GD. O dimensionamento e localização de unidades de GD impacta no desempenho de todo SDE. A penetração de GD em SDE poderá melhorar o perfil de tensão e minimizar as perdas, melhorando a eficiência do sistema. Dessa forma, um planejamento adequado sobre a localização e dimensionamento de GD deve ser feito para se alcançar tais objetivos (BANSAL; SINGH *et al.*, 2016). Assim, listamos a seguir os principais aspectos do problema de inserção de GD em um SDE que estamos considerando neste trabalho:

- A inserção ocorre em um SDE radial cuja estrutura deve se manter radial após a inserção da unidade de GD.
- Aspectos específicos sobre o tipo de unidade geradora não serão considerados, ou seja, não serão considerados características técnicas específicas relacionados a uma geração eólica, fotovoltaica ou termoeletrica.

- A quantidade de unidades de GD a ser alocadas deve ser determinada, estando limitada a uma quantidade máxima de GD disponíveis.
- A localização da unidade de GD será determinada pelo nó do SDE ao qual estará vinculada.
- Uma única unidade de GD poderá ser alocada a um único nó do SDE.
- A quantidade de potência ativa e reativa a ser injetada pela GD deverá ser determinada.
- Procura-se minimizar a perda considerando simultaneamente a inserção das unidades de GD.

Dois tipos de cenários principais serão considerados para abordar o problema descrito:

- Resolução do problema em duas etapas. Primeiro, otimiza-se o sistema a partir de um configuração inicial visando redução de perdas. Em seguida, a partir do SDE com perdas reduzidas, decide-se sobre a inserção das unidades de GD.
- Resolução do problema em uma única etapa. Neste caso, otimiza-se simultaneamente a redução de perdas, alocação e dimensionamento das unidades de GD.

5.2 Modelo Matemático

Nesta seção, o problema abordado será descrito através de um modelo de Programação Quadrática Inteiro Misto (PQIM). A potência ativa e reativa das unidades será representada na forma de corrente, assim como as potências das demandas pelas cargas. Nesta tese, o modelo PQIM proposto é uma extensão do PQIM introduzido em (SPATTI, 2018) para o problema de reconfiguração de sistema de distribuição radial. Os conjuntos, parâmetros e variáveis de decisão do problema são listados a seguir.

Conjuntos

Nnos: Conjunto de nós do SDE.

NGD: Conjunto de GD a ser instalada.

$\Omega_{arcs} = \{ \langle i, j \rangle \mid i, j \in N \}$: Conjunto dos ramos $\langle i, j \rangle$ disponíveis do SDE.

Parâmetros

$R_{i,j}$ = resistência do ramo $\langle i, j \rangle$.

$X_{i,j}$ = reatância do ramo $\langle i, j \rangle$.

F = conjunto de nós que correspondem aos alimentadores.

V_{BASE} = tensão base da rede.

I_{DRi} = demanda de potência ativa no nó i (Representação de corrente).
 I_{Dli} = demanda de potência reativa no nó i (Representação de corrente).
 v_{min} = limitante inferior de tensão.
 v_{max} = limitante superior de tensão.
 M_{GD}^{re} = limitante de potência ativa GD
 M_{GD}^{im} = limitante de potência reativa GD
 α = parâmetro de fator de potência
 β = fator de penetração de geração distribuída.

Variáveis

$x_{i,j}$ = variável binária que define a ligação entre os nós i e j na configuração final da rede.
 y_i = variável binária auxiliar de decisão.
 v_{Ri} = parte real da tensão do nó i , $i \notin F$
 v_{Ii} = parte imaginária da tensão do nó i , $i \notin F$
 $I_{Ri,j}$ = parte real do fluxo de corrente no ramo $\langle i, j \rangle$.
 $I_{Ii,j}$ = parte imaginária do fluxo de corrente no ramo $\langle i, j \rangle$.
 P_{GD_i} = potência ativa da GD no nó i .
 Q_{GD_i} = potência reativa da GD no nó i .

A função objetivo do problema de reconfiguração, alocação e dimensionamento de GD em rede de distribuição radial para minimização de perdas de potência é definida pela [Equação 5.1](#). O objetivo é minimizar as perdas ativas no sistema de distribuição de energia a partir da alocação e dimensionamento das GDs.

$$\min \sum_{\langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs}} (I_{Ri,j}^2 + I_{Ii,j}^2) \cdot R_{i,j} ; \quad (5.1)$$

Na [Equação 5.2](#), é estabelecida uma condição necessária, mas não suficiente, para topologia de radialidade dos sistema de distribuição ([LAVORATO et al., 2012](#)). Ela descreve o número de chaves fechadas após reconfiguração do sistema como encontrado em ([DING; LOPARO, 2016](#)) e ([HAMIDA et al., 2018](#)).

$$\sum_{\langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs}} x_{i,j} = Nnos - Card(F) ; \quad (5.2)$$

[Equação 5.3](#) e [Equação 5.4](#) representam o balanço das correntes das partes real e imaginária no nó i . Essas restrições definem o dimensionamento da GD através das variáveis de

decisão P_{GD_i} e Q_{GD_i} que estabelecem a potência ativa e reativa, respectivamente, a ser inserida pela GD no nó i . [Equação 5.2-Equação 5.4](#) garantem em conjunto a radialidade do sistema de distribuição.

$$\sum_{\langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs}} I_{Rj,i} + \frac{P_{GD_i}}{V_{base}} - \sum_{\langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs}} I_{Ri,j} = I_{D_{Ri}}, \quad \forall i \in N \setminus F ; \quad (5.3)$$

$$\sum_{\langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs}} I_{Rj,i} + \frac{Q_{GD_i}}{V_{base}} - \sum_{\langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs}} I_{Ri,j} = I_{D_{Li}}, \quad \forall i \in N \setminus F ; \quad (5.4)$$

[Equação 5.5](#) e [Equação 5.5](#) garantem a queda de tensão na direção da corrente.

$$v_{Rj} - v_{Ri} + R_{i,j} \cdot I_{Ri,j} - X_{i,j} \cdot I_{Li,j} \leq +10.000 \cdot (1 - x_{i,j}), \quad \forall \langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs} ; \quad (5.5)$$

$$v_{Rj} - v_{Ri} + R_{i,j} \cdot I_{Ri,j} - X_{i,j} \cdot I_{Li,j} \geq -10.000 \cdot (1 - x_{i,j}), \quad \forall \langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs} ; \quad (5.6)$$

[Equação 5.7](#) estabelece que a chave esteja ativa apenas em um direção do ramo. Em outras palavras, a restrição não permite ligações simultaneas em ambas as direções e viabiliza a alteração do fluxo de corrente durante a reconfiguração do sistema. Por exemplo, se o estado da chave $x_{i,j}$ for igual a 1, significa que a chave se encontra em operação, então o estado da chave $x_{j,i}$ será igual a 0, indicando que a direção de j para i está fora de operação, como utilizado em ([LAVORATO et al., 2012](#)), ([BORGES; FRANCO; RIDER, 2014](#)).

$$x_{i,j} + x_{j,i} \leq 1, \quad \forall \langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs} ; \quad (5.7)$$

[Equação 5.8](#) exige que, para todo nó de ligação j do nó i , exista exatamente uma ramo de ligação. Logo, as restrições [Equação 5.2](#) e [Equação 5.8](#) garantem que a rede de distribuição (grafo) seja conexa como estabelecido em ([KHODR; MARTINEZ-CRESPO, 2009](#)). A restrição [Equação 5.9](#) representa o limite dos fluxos de corrente, permitindo ou não o fluxo de corrente através do ramo $\langle i,j \rangle$.

$$\sum_{\langle j,i \rangle \in \Omega_{arcs}} x_{j,i} \leq 1, \quad \forall i \in N \setminus F ; \quad (5.8)$$

$$I_{Ri,j} \leq 10000 \cdot x_{i,j}, \quad \forall \langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs} ; \quad (5.9)$$

[Equação 5.10](#) define, através de v_{min} e v_{max} , limitantes inferior e superior para a tensão em cada nó como descrito em ([KOUTSOUKIS et al., 2016](#)), ([KUMAR; JAYABARATHI, 2012](#)) e ([RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015](#)).

$$v_{min} \leq v_{Ri} \leq v_{max}, \quad \forall i \in N \setminus F ; \quad (5.10)$$

[Equação 5.11](#) e [Equação 5.12](#) definem os limites de potência ativa e reativas das GDs, respectivamente, considerando M_{GD}^{re} e M_{GD}^{im} . Nesta etapa, modelamos a alocação da GD no SDE através da

variável binária y_i , onde $y_i = 1$ representa a alocação da GD no nó i . A mesma ideia se aplica para a potência reativa da GD.

$$0 \leq P_{GD_i} \leq M_{GD}^{re} \cdot y_i, \quad \forall i \in N \setminus F; \quad (5.11)$$

$$-M_{GD}^{im} \cdot y_i \leq Q_{GD_i} \leq M_{GD}^{im} \cdot y_i, \quad \forall i \in N \setminus F; \quad (5.12)$$

[Equação 5.13](#) modela o número máximo de GDs que pode ser instalado no sistema de distribuição, onde $|NGD|$ indica a cardinalidade do número máximo de unidades de GD disponíveis.

$$\sum_i y_i \leq |NGD|, \quad \forall i \in N \setminus F; \quad (5.13)$$

[Equação 5.14](#) e [Equação 5.15](#) garantem que o limite de potência reativa das unidades GDs esteja dentro de um certo limite, onde pf representa o fator de potência da GD com $\alpha = \arccos(pf)$.

$$Q_{GD_i} \leq P_{GD_i} \cdot \tan(\alpha) + 10.000(1 - y_i), \quad \forall i \in N \setminus F \quad (5.14)$$

$$Q_{GD_i} \geq -P_{GD_i} \cdot \tan(\alpha) + 10.000(y_i - 1), \quad \forall i \in N \setminus F \quad (5.15)$$

A penetração (ou, nível de penetração, ou taxa de penetração) de GD é descrita pela [Equação 5.16](#) e [Equação 5.17](#). O parâmetro β define a porcentagem que a potência da GD não deve exceder a carga do alimentador. Por exemplo, em geral a taxa de penetração varia, se $\beta = 0,5$, temos que a potência da DG não deve exceder 50 % da carga do alimentador.

$$\sum_i P_{GD_i} \leq \beta \cdot \sum_i P_{L_i}, \quad i \in N \setminus F; \quad (5.16)$$

$$\sum_i |Q_{GD_i}| \leq \beta \cdot \sum_i Q_{L_i}, \quad i \in N \setminus F. \quad (5.17)$$

5.3 Método Exato

O desenvolvimento de ferramentas para determinar a localização e tamanho de GD tem se tornado um fator imprescindível para os tomadores de decisão (RESENER *et al.*, 2016) e (CAPITANESCU *et al.*, 2014). A partir do modelo PQIM descrito na seção 5.2, o método exato *Branch & Cut*, disponível no solver CPLEX, será aplicado para solucionar o problema.

O método *Branch-and-Cut* (B&C) foi inicialmente proposto por (PADBERG; RINALDI, 1991a) combinando as idéias dos métodos *Branch-and-Bound* (B&B) e do algoritmo de planos de cortes para obter bons limitantes superiores ou inferiores para problemas de otimização combinatória. O método *Branch-and-Bound* tem como base uma enumeração implícita das possíveis soluções candidatas ótimas inteiras de um problema de otimização, onde o espaço de solução é dividido em subespaços com objetivo de buscar resolver o problema original. Essa subdivisão do espaço pode ser visualizada como uma árvore, onde cada nó da árvore corresponderia a um subproblema. No algoritmo de plano de corte, são acrescentadas novas restrições de forma iterativa ao problema relaxado com o objetivo de produzir uma relaxação linear mais forte ao mesmo tempo em que não eliminem qualquer solução inteira. Portanto, método *Branch-and-Cut* tem como objetivo reduzir o número de nós da árvore do *Branch-and-Bound*, onde a cada nó da árvore é adicionado uma desigualdade válida com intuito de obter limitantes mais exatos no nó. (WOLSEY, 1998), (CACCETTA; HILL, 2001) e (PADBERG; RINALDI, 1991b).

O método exato será aplicado considerando três variações do modelo PQIM. A primeira variação assume que apenas o problema de redução de perdas será tratado, ou seja, não há alocação e dimensionamento de unidades de GD. Nesse caso, aplicados as seguintes alterações nas restrições Equação 5.3 - Equação 5.4:

$$\frac{P_{GD_i}}{V_{base}} = 0 \quad \forall i \in N \setminus F ; \quad (5.18)$$

$$\frac{Q_{GD_i}}{V_{base}} = 0 \quad \forall i \in N \setminus F ; \quad (5.19)$$

$$\sum_{\langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs}} I_{Rj,i} - \sum_{\langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs}} I_{Ri,j} = I_{D_{Ri}}, \quad \forall i \in N \setminus F ; \quad (5.20)$$

$$\sum_{\langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs}} I_{Rj,i} - \sum_{\langle i,j \rangle \in \Omega_{arcs}} I_{Ri,j} = I_{D_{Li}}, \quad \forall i \in N \setminus F ; \quad (5.21)$$

Modelo 1 - Reconfiguração

Minimize Equação 5.1

s.a.

Equação 5.2, Equação 5.20, Equação 5.21

Equação 5.5-Equação 5.10

A segunda variação considera que a reconfiguração da rede já foi obtida e a solução encontrada é usada para se decidir onde alocar as unidades de GD. Neste caso, as variáveis de decisão $x_{i,j}$ se tornam parâmetros no modelo 2 definido abaixo:

Modelo 2 - Alocação e Dimensionamento

Minimize Equação 5.1

s.a.

Equação 5.3-Equação 5.6

Equação 5.9-Equação 5.17

O modelo 3 consiste naquele descrito na seção 5.2 que otimiza simultaneamente a reconfiguração, alocação e dimensionamento das GDs.

Modelo 3 - Simultâneo

Minimize Equação 5.1

s.a.

Equação 5.2-Equação 5.17

Assim, as duas metodologias para resolução exata do problema são:

- Resolução do problema a partir de uma reconfiguração existentes através do modelo 2 para alocação e dimensionamento das GDs.
- Resolução do problema em uma única etapa através do modelo 3 para otimização simultânea da redução de perdas, alocação e dimensionamento das unidades de GD.

5.4 Algoritmo Genético Multi-Populacional

Além do método exato, estamos propondo um Algoritmo Genético Multi Populacional (AGM) para solucionar o problema de reconfiguração, alocação e dimensionamento de GD. O AGM tem sido usado com sucesso em diferentes tipos de problema como, por exemplo, definição de trajetórias para veículos aéreos não tripulados (ARANTES *et al.*, 2016a) e problemas de dimensionamento de lotes (TOLEDO *et al.*, 2010). O pseudocódigo do AGM é descrito pelo algoritmo 1.

Algoritmo 1 – Algoritmo Genético Multi-Populacional

```

1: procedimento AGM(totTime, numPop, popSize, mutRate, numXOver)
2:   enquanto stoppingTime < totTime faça
3:     para i = 1 to numPop faça
4:       para j = 1 to popSize faça
5:         initialize(pop(i).ind(j))
6:         evaluate(pop(i).ind(j))
7:       fim para
8:       organize(pop(i))
9:       para j = 1 to numXOver faça
10:        selectparents(ind1, ind2);
11:        child ← crossover(ind1, ind2);
12:
13:        se mutSeed < mutRate então
14:          mutation(child);
15:        fim se
16:        repair(child)
17:        evaluate(child)
18:        add(child, pop(i))
19:      fim para organize(pop(i))
20:    fim para
21:    para i = 1 to numPop faça
22:      migrate(pop(i))
23:    fim para
24:  fim enquanto
25:  bestIndividual ← getBestIndividual(pop)
26:  retorna bestIndividual
27: fim procedimento

```

O procedimento *initialize()* é responsável por gerar novos indivíduos para cada população durante sua primeira execução. As próximas execuções deste procedimento inicializarão todos os indivíduos novamente, exceto pelo melhor indivíduo que irá migrar de outra população. O valor do fitness de cada indivíduo é calculado em *evaluate()* e os indivíduos são estruturados como uma árvore ternária em *organize()*, tendo por base o valor do fitness. Os indivíduos são dispostos hierarquicamente em vários clusters, onde um cluster é composto por três indivíduos. O líder do cluster está posicionado no nível superior, enquanto dois *apoiadores* estão no nível inferior. O indivíduo mais apto (*fittest individual*) é sempre o líder do cluster. Figura 11 ilustra uma população com 13 indivíduos hierarquicamente estruturados em uma árvore ternária, onde o nó raiz armazena o indivíduo com o melhor valor de *fitness* para toda a população.

O procedimento *select()* seleciona dois indivíduos de um *cluster* escolhido aleatoriamente da seguinte forma: um é sempre o líder do *cluster* e o outro é selecionado aleatoriamente entre os *apoiadores*. Um novo indivíduo, *child*, é gerado em *crossover()* a partir dos dois indivíduos selecionados. Esse novo indivíduo pode ser modificado em *mutation()* e um procedimento de *reparo()* é aplicado para ajustar infactibilidades. Por último, *child* é avaliado e substitui o

Figura 11 – Estruturas dos indivíduos em uma árvore ternária

Fonte: (ARANTES *et al.*, 2016b)

pior dos dois indivíduos selecionado, se tiver um valor melhor de *fitness*.

Um total de *numberOfCrossovers* novos indivíduos é criado para cada população dado pela Equação 5.22.

$$\text{numberOfCrossovers} = \text{crossoverRate} \times \text{populationSize} \quad (5.22)$$

Dizemos que o processo de evolução sobre uma população converge quando nenhum novo indivíduo é adicionado, após as execuções de *numberOfCrossovers*. Se a convergência ocorrer, o procedimento *migrate()* envia o melhor indivíduo da população atual para a próxima. O critério de parada do algoritmo é o limite de tempo, retornando o melhor indivíduo encontrado dentro desse período.

5.4.1 Representação da Solução

O indivíduo no AGM é composto por dois tipos de representação da solução. A primeira representação codifica informações relacionadas a reconfiguração da rede. Nesse caso, os genes do cromossomo que compõem o indivíduo representam o número de chaves abertas (ou, *tie switches*) do sistema de distribuição radial. Figura 12 ilustra tal representação.

Figura 12 – Representação da solução - Reconfiguração

$S_{w1,3}$	$S_{w5,6}$	$\dots$	$S_{w7,9}$	$S_{w8,4}$	$S_{wm,n}$
------------	------------	---------	------------	------------	------------

Fonte: Elaborada pelo autor

onde, S_{wij} = chave normalmente aberta no ramo $\langle i, j \rangle$.

A segunda representação codifica informações para tratar a alocação e dimensionamento de GD a partir de três componentes. A primeira componente representa o local, ou nó de localização onde a GD deverá ser conectada. A segunda componente é a potência ativa injetada pela GD conectada na barra i . A terceira componente é a potência reativa injetada pela GD conectada na barra i , conforme ilustrado na [Figura 13](#).

Figura 13 – Representação da Solução - Alocação e Dimensionamento GD

posição _{GD(1)}	P _{GD(1)}	Q _{GD(1)}
posição _{GD(2)}	P _{GD(2)}	Q _{GD(2)}
⋮	⋮	⋮
posição _{GD(m)}	P _{GD(m)}	Q _{GD(m)}
posição _{GD(n)}	P _{GD(n)}	Q _{GD(n)}

Fonte: Elaborada pelo autor

$Posição_{GD(i)} = \text{Nó de alocação de GD};$

Finalmente, o indivíduo do AGM será composto pelas duas representações como apresentado na [Figura 14](#).

Figura 14 – Estrutura da Reconfiguração e Alocação, Dimensionamento de GD

$S_{w1,3}$	$S_{w5,6}$	...	$S_{w7,9}$	$S_{w8,4}$	$S_{wm,n}$
posição _{GD(1)}			P _{GD(1)}	Q _{GD(1)}	
posição _{GD(2)}			P _{GD(2)}	Q _{GD(2)}	
⋮			⋮	⋮	
posição _{GD(m)}			P _{GD(m)}	Q _{GD(m)}	
posição _{GD(n)}			P _{GD(n)}	Q _{GD(n)}	

Fonte: Elaborada pelo autor

5.4.2 Inicialização

Dois tipos de inicialização foram propostas para iniciar a representação na parte de reconfiguração. A primeira é chamada inicialização randômica em chaves – IRC, e a outra inicialização de busca randômica em árvore – IBRA.

5.4.2.1 Inicialização Randômica em Chaves – IRC

O indivíduo será gerado aleatoriamente a partir do conjunto de todas as opções possíveis de chaves do sistema de distribuição, obedecendo os limites estabelecidos para cada gene do

problema. Por exemplo, levando em conta o sistema de 16-bus do (CIVANLAR *et al.*, 1988), a Figura 15 mostra possíveis escolhas para o indivíduo.

Figura 15 – Inicialização do Indivíduo

Fonte: (CIVANLAR *et al.*, 1988)

As soluções ineficazes serão penalizadas na função de *fitness*

5.4.2.2 Inicialização de Busca Randômica em Árvore – IBRA

No início do algoritmo, partimos de uma topologia indefinida conforme Figura 16 (a), em outras palavras, o status inicial de cada chave é indefinido. As chaves não estariam nem fechadas e nem abertas. A iteração começa escolhendo aleatoriamente os feeders como nó raiz. Para cada feeder escolhido, inicia-se a busca nos nós adjacentes. Desta forma, esse nó fará parte do conjunto de nós associados (ou, reclamado) por esse feeder. Portanto, os nós adjacentes a esse feeder teria a chave associada como fechada. Por exemplo, caso a primeira escolha randômica do algoritmo fosse o feeder 1, a escolha natural do feeder seria no nó 4, e a chave $S_{w1,4}$ seria fechada. Portanto, os nós alocado nesse primeiro passo são [1, 2, 3, 4], tendo assim como chave fechada $S_{w1,4}$. Conforme ilustrado na Figura 16 (b).

Suponha agora que a escolha randômica do algoritmo seja novamente o feeder 1, o mesmo passa a ter como escolha randômica para expansão os nós 5 ou 6. Caso o nó 5 seja associado neste passo, os nós e chave associados são [1, 2, 3, 4, 5] e $S_{w4,5}$, respectivamente. Caso o nó 5, não tenha sido associado a outro feeder anteriormente, então a chave $S_{w4,5}$ terá status como fechada. Caso contrário, a chave $S_{w4,5}$ teria status aberta. Suponha novamente que o feeder 1 seja escolhido e tenha como escolha randômica o nó 11. Nesse passo, os nós associados e chave fechadas são, respectivamente, [1, 2, 3, 4, 5, 11] e $S_{w5,11}$. Caso o nó 11 esteja associado a outro feeder, a $S_{w5,11}$ será aberta. Conforme ilustrado na Figura 16 (c).

Vamos supor agora que o feeder 2 seja selecionado. O mesmo terá como escolha natural o nó 8. Nesse passo, o nó 8 será associado ao feeder 2 e $S_{w2,8}$ como chave associada. Seja o feeder 2 escolhido novamente e o nó 9 seja escolha para expandir. Se o nó 9 não estiver associado a outro feeder, a chave $S_{w8,9}$ fica ligada ao feeder 2 e terá status fechada. Portanto, nesses passos, os nós associados aos feeders e chaves fechadas são respectivamente: [1, 2, 3, 4, 5, 11, 8, 9] e $S_{w1,4}$, $S_{w4,5}$, $S_{w5,11}$, $S_{w2,8}$, $S_{w8,9}$. Conforme ilustrado na [Figura 16](#) (d). Por último, vamos selecionar novamente o feeder 2 assim como o nó 11. Uma vez que o nó 11 foi associado ao feeder 1 anteriormente, a chave $S_{w9,11}$ deverá ser aberta como apresentado na [Figura 16](#) (e).

De modo geral, o algoritmo inicia a partir de uma topologia indefinida. A cada iteração, os feeders são escolhidos de forma aleatória, com a mesma probabilidade de seleção, e cada nó associado a um feeder terá sua chave fechada, caso o mesmo não tenha sido associado a outro feeder anteriormente. Esse processo continua até que todos os nós estejam associados a um feeder. Note que não é permitindo a um feeder ter um nó associado a outro feeder. A [Figura 6](#) (m) ilustra uma possível inicialização do algoritmo.

Figura 16 – Evolução da Busca da Inicialização

5.4.3 Crossover

O *Crossover* aplicado na representação da reconfiguração segue os seguintes passos:

- Passo 1: A *child* é criada adicionando cada gene do *Ind1* e *Ind2*. Ilustrado na Figura 17.
- Passo 2: Depois de criado um *child* no passo anterior, os genes são randomicamente selecionados até que seu tamanho seja igual ao número de chaves abertas. Ilustrado na Figura 18.

Figura 17 – Child no Passo 1

Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 18 – Child no Passo 2

Fonte: Elaborada pelo autor

Na parte de representação da alocação e dimensionamento, O *crossover* seleciona aleatoriamente entre os genes de *Ind1* e *Ind2* como ilustrado na Figura 19.

Figura 19 – Crossover de Alocação

Fonte: Elaborada pelo autor

O valor final do dimensionamento é obtido através do *crossover* BLX- α (ESHELMAN; SCHAFFER, 1993) para $P_{DG(i)}$ e $Q_{DG(i)}$ em *child*.

5.4.4 Mutação

A mutação é aplicada apenas na representação de reconfiguração, onde uma chave é selecionada aleatoriamente da sequência dos genes e substituída por qualquer outra, conforme ilustrado na Figura 20.

Figura 20 – Exemplo de Mutao

Fonte: Elaborada pelo autor

5.4.5 Reparo

Uma funo de reparo aplicada depois do crossover e mutao para tratar solues infactveis. Na representao da reconfigurao, o reparo busca remover duplicidades das chaves. Na representao da alocao e dimensionamento, o reparo atua naqueles indivduos onde o n escolhido para alocao um feeder. Os dois tipos de reparo so ilustrados nas figuras [Figura 21](#) e [Figura 22](#), respectivamente.

Figura 21 – Reparo na Reconfigurao

Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 22 – Reparo na Alocao

Fonte: Elaborada pelo autor

Além disso, o procedimento *repair()* verifica se as restrições do problema fornecidas pelas equações [Equação 5.25](#) e [Equação 5.26](#) são válidas. Se essas restrições forem violadas, *repair()* selecionará aleatoriamente um novo valor para P_{DG_i} e Q_{DG_i} dentro de seus limites. Para as equações [Equação 5.27](#) e [Equação 5.28](#), novos valores de Q_{DG_i} e P_{DG_i} são definidos aleatoriamente, quando o lado esquerdo excede o lado direito nessas equações.

$$0 \leq P_{GD_i} \leq 10.000, \forall i \in N \setminus F. \quad (5.23)$$

$$-10.000 \leq Q_{GD_i} \leq 10.000 \quad \forall i \in N \setminus F. \quad (5.24)$$

$$Q_{GD_i} \leq P_{GD_i} \cdot \tan(\alpha), \quad \forall i \in N \setminus F; \quad (5.25)$$

$$Q_{GD_i} \geq -P_{GD_i} \cdot \tan(\alpha) \quad \forall i \in N \setminus F. \quad (5.26)$$

$$\sum_i P_{GD_i} \leq \beta \cdot \sum_i P_{L_i}, \quad i \in N \setminus F. \quad (5.27)$$

$$\sum_i |Q_{GD_i}| \leq \beta \cdot \sum_i Q_{L_i}, \quad i \in N \setminus F. \quad (5.28)$$

5.4.6 Função Fitness

O principal objetivo desse problema de otimização é reduzir as perdas de potência ativas das redes de distribuição radial após a alocação e dimensionamento das GDs. No entanto, as restrições da estrutura radial (arborescência) e da tensão mínima devem ser atendidas. Portanto, o *Fitness* reduzirá as perdas ativas ([Equação 3.6](#)) e penalizará as restrições que violarem as equações descritas em [Equação 5.30](#) e [Equação 5.31](#), onde M é um big-M.

$$Fitness = \sum_i \left(r_{i+1} \cdot \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right) + M \cdot (\Gamma + \sum_i \Lambda_i) \quad (5.29)$$

$$\Gamma = \left| \sum_{\langle i,j \rangle \in arcs} y_{i,j} - (Nnos - Card(F)) \right|; \quad (5.30)$$

$$\Lambda_i = \begin{cases} v_{min} - v_{Ri} & \text{If } v_{min} > v_{Ri}, \\ 0 & \text{otherwise.} \end{cases} \quad (5.31)$$

A função de fitness do AGM calcula as perdas ativas do sistema através do cálculo do fluxo de carga. Para isso, o método de soma de potências proposto por ([CESPEDES, 1990](#)) é utilizado conforme descrito na seção [3.5.1](#). Desta forma, destacam-se aqui dois pontos relevantes para as comparações envolvendo o AGM e o método extato, usando o modelo de PQIM:

1. O algoritmo de fluxo de carga também é utilizado para definir as perdas para as soluções obtidas pelo método exato. Assim, torna-se possível comparar de forma adequado os resultados do modelo proposto com os métodos da literatura.
2. Por ocasião do desenvolvimento do AGM, não foi utilizado um limitante para a tensão máxima, V_{max} , posteriormente incorporado ao modelo. Por isso, o AGM soluciona um problema mais relaxado já que não considera a restrição imposta por V_{max} .

5.5 Conclusão

Neste capítulo foi apresentada a metodologia adotada nesse trabalho, começando pela definição dos principais aspectos do problema abordado: inserção de geradores distribuídos em sistemas de distribuição. Em seguida, o modelo PQIM é introduzido assim como as variantes consideradas para solucionar os diversos cenários tratados, através da aplicação do método exato *Branch-and-Cut*. De modo geral, a reconfiguração, alocação e dimensionamento podem ser tratadas de forma separadas ou em conjunto para melhor resolução do problema. Um algoritmo genético multipopulacional também é proposto para tratar o problema de minimização de perdas de potência em sistema de distribuição. Esse método utiliza uma estrutura hierárquica de indivíduos organizados em várias populações. Além disso, a função de fitness calcula as perdas ativas através do método de soma de potências descrito no capítulo anterior. O mesmo método é utilizado para aferir as perdas obtidas pelo método exato, usando o modelo PQIM.

RESULTADOS COMPUTACIONAIS

Neste capítulo, serão apresentados os principais resultados obtidos pelo modelo de programação quadrática inteira mista (PQIM) e pelo algoritmo genético multi-populacional (AGM). Com a finalidade de demonstrar a efetividade do modelo PQIM, os testes foram realizados nos sistemas de 33, 69, 70 barras que são encontrados e testados na literatura e, para comprovar a qualidade e robustez dos métodos propostos, os mesmos foram testados nos sistemas 83, 135, 201, 873 e 10476 barras. Para esses sistemas de referências, admitimos que todas as chaves são consideradas como candidatas para o problema de reconfiguração. Tanto o modelo PQIM e o algoritmo genético AGM foram resolvido usando o solver de otimização comercial CPLEX Optimization Studio 12.8 e codificados usando *Professional Optimization Framework (ProOF)* (ARANTES, 2014). Os resultados obtidos com PQIM e AGM foram simulados em quatro diferentes cenários que serão descritos durante apresentação dos resultados. As simulações são realizadas em um computador com processador Intel(R) Core(TM) i7-8565U CPU @ 1.80 GHz e 16,00 GB de memória RAM. O AGM utilizou uma população com 20 indivíduos em cada uma das 3 populações evoluídas, taxa de crossover de 5.0, gerando 100 novos indivíduos a cada geração, e uma taxa de mutação de 0.7. Esses valores são baseados nos melhores parâmetros reportados em (TOLEDO *et al.*, 2010).

6.1 Sistema de 33 Barras

O primeiro sistema teste é um sistema hipotético proposto por (BARAN; WU, 1989b). Trata-se de um sistema com tensão base de 12,66 kV, 37 ramos, 32 chaves normalmente fechadas (*sectionalizing switches*) e 5 chaves normalmente abertas (*tie switches*). As chaves normalmente abertas estão numeradas de s_{33} até s_{37} , e as chaves normalmente fechadas numeradas de s_1 até s_{32} . A carga total da subestação para configuração base são: 5084,26 kW e 2547,32kVar, e a carga de potência ativa e reativa do sistema são: 3715,00 kW e 2315,00 kVar. A perda de potência ativa na configuração inicial é igual 202,67 kW, enquanto que a perda de potência

na reconfiguração é igual 139,55 kW, uma redução de 31,14 % quando comparada a perda na configuração inicial. O sistema de 33-barras é ilustrado na Figura 23.

Figura 23 – Diagrama unifilial do sistema de 33-barras

Fonte: (BARAN; WU, 1989b)

As técnicas de reconfiguração, alocação e dimensionamento de geradores distribuídos são estudadas geralmente de formas separadas, tendo em vista a natureza técnica de cada uma. A maioria das pesquisas na área tem considerado a reconfiguração e alocação como problemas independentes (BADRAN *et al.*, 2017), (JANGIR *et al.*, 2015) e (DAHALLAN *et al.*, 2014). No entanto, nessa década, a otimização simultânea de reconfiguração de sistemas de distribuição radiais aliado a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos tem sido impulsionada. Assim, quatro cenários são definidos, baseados naqueles propostos em (RAO *et al.*, 2013), (NAYAK, 2014) e (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015), para avaliar o modelo e o algoritmo genético. Os cenários e forma de resolução são detalhados abaixo:

- Cenário 1: Sistema sem reconfiguração e sem alocação de geradores distribuídos. Neste caso, o **Modelo 1** é empregado mas com as variáveis x_{ij} fixadas nos valores da configuração inicial da rede. O AGM é executado com a representação da reconfiguração no cromossomo já definida (configuração inicial da rede) e a representação dos parâmetros relacionados à alocação de GDs. O objetivo é verificar se o modelo e o AGM conseguem reproduzir os valores das variáveis contínuas obtidas na configuração inicial. Trata-se de uma validação do nosso modelo e metaheurística a partir de uma dada configuração da literatura.
- Cenário 2: Sistema com reconfiguração e sem alocação de GD. O **Modelo 1** é empregado com todas as variáveis sendo otimizadas. O AGM evolui com indivíduos onde apenas a representação da reconfiguração evolui nos indivíduos. Não há parâmetros relacionados à alocação de GD. O objetivo é alcançar uma reconfiguração com perda reduzida em relação a configuração inicial.

- Cenário 3: Sistema sem reconfiguração e com alocação otimizada da GD. O **Modelo 2** é empregado para retornar a melhor alocação e dimensionamento de GDs, a partir da configuração inicial da rede. O AGM evolui indivíduos onde a representação da reconfiguração é a mesma da configuração inicial, mas a representação de alocação e dimensionamento de GDs evolui. O objetivo é avaliar a melhoria obtida na configuração inicial com a inserção de GDs.
- Cenário 4: Sistema com reconfiguração, alocação e dimensionamento simultâneos. O **Modelo 3** e o AGM são aplicados como inicialmente proposto para obter a melhor solução visando atingir os três objetivos mencionados.

Nas simulações, foram consideradas as seguintes premissas: todas as chaves do sistema são barras candidatas na técnica de reconfiguração, apenas uma unidade de GD é permitida em cada barra, não é permitido alocação de GDs na barra da subestação e o fator de potência será considerado igual a 1 com modelo de carga de potência constante. Os resultados das simulações via modelo PQIM e AGM serão apresentados e descritos nas subseções a seguir.

6.1.1 Resultados das simulações via modelo PQIM

Cenário 1: O sistema apresenta uma perda ativa na configuração base igual a 202,67 kW, a tensão mínima se apresenta na barra 17 com valor $v_{min} = 0,913112 \text{ p.u}$ e as chaves abertas na configuração base são 33, 34, 35, 36, 37.

Cenário 2: A reconfiguração do sistema sem alocação de geradores distribuídos apresentam uma perda ativa igual 139,55 kW, redução percentual de 31,14%, quando comparado com o perda do cenário 1, tensão mínima na barra 31 com valor $v_{min} = 0,93783 \text{ p.u}$ e chaves abertas 6-7, 8-9, 13-14, 31-32, 24-28. A mesma configuração final e o mesmo valor de perda ativa foram obtido no artigo (RAO *et al.*, 2013).

Cenário 3: A otimização da alocação de geradores distribuídos, sem a reconfiguração do sistema de distribuição, apresentou uma perda ativa igual 104,50 kW e redução de 48,43%, quando comparado ao cenário 1. A tensão mínima ocorreu na barra 32 com valor $v_{min} = 0,97274 \text{ p.u}$. Nesse sentido, o ótimo dimensionamento e a ótima localização de GD se tornaram mais eficientes no objetivo de minimizar as perdas ativas, quando comparado com a reconfiguração do sistema no cenário 2.

Cenário 4: Há uma perda ativa igual 60,87 kW e redução percentual de 69,96%, em relação ao cenário base. A tensão mínima verificado é $v_{min} = 0,95639 \text{ p.u}$ na barra 31 e as chaves abertas na reconfiguração são 27-28, 10-11, 8-14, 30-31, 7-20.

Portanto, analisando os quatro cenários apresentados, a reconfiguração com a simultânea alocação e dimensionamento de GDs apresenta o melhor resultado quanto a minimização de perdas de

potência ativa. Na [Tabela 2](#), são sumarizados os resultados obtidos pelo modelo PQIM. A [Figura 24](#) ilustra uma comparação do perfil de tensão entre todos os quatros cenários. Observa-se que nos cenários 3 e 4 houve melhoria significativa do perfil de tensão quando comparados com os cenários 1 e 2. Portanto, conforme ilustra [Figura 24](#), a adequada localização e dimensionamento de GDs apresenta impactos positivos no perfil de tensão do sistema de 33 barras.

Tabela 2 – Resultados das Simulações do Sistema de 33-Barras

Item	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Perda Ativa (kW)	202,67	139,55	104,50	60,87
Redução de Perda (%)	-	31,14	48,43	69,96
$V_{min}(p.u) / N^o. Barra$	0,913112 / 17	0,93783 / 31	0,97274 / 32	0,95639 / 31
Chaves Abertas	33, 34, 35, 36, 37	7, 14, 9, 32, 37	33, 34, 35, 36, 37	28, 11, 34, 31, 33
Localização GD	-	-	5, 12, 23	5, 13, 24
Tamanho da GD (MW)	-	-	1,605, 0,450, 0,840	0,805, 0,660, 0,8999

Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 24 – Comparação do perfil de tensão sistema de 33-barras

Fonte: Elaborada pelo autor

No sentido de avaliar melhor o impacto da alocação de GDs, quatro novos cenários foram propostos considerando diferentes fatores de potência. A metodologia aplicada é a simultânea reconfiguração e alocação de GDs (**Modelo 3**). A descrição dos cenários segue abaixo:

Cenário 5: Alocação de três GDs operando com fator de potência igual 0.98 atrasado (*lagging*);

Cenário 6: Alocação de três GDs operando com fator de potência igual 0.9 atrasado (*lagging*);

Cenário 7: Alocação de três GDs operando com fator de potência igual 0.85 atrasado (*lagging*);

Cenário 8: Alocação de três GDs operando com fator de potência igual 0.82 atrasado (*lagging*).

Os resultados estão apresentados na [Tabela 3](#). Tais resultados indicam que a reconfiguração com simultânea alocação e dimensionamento de GDs, utilizando um fator de potência apropriado, pode apresentar bons resultados quanto a minimização da perda de potência ativa.

Tabela 3 – Resultados das Simulações do Sistema de 33-Barras com variação do fator de potência

Item	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8
Perda Ativa (kW)	43,55	47,52	64,53	68,94
Redução de Perda(%)	78,51	77,47	68,16	65,98
$V_{min}(p.u) / N^{\circ}$.Barra	0,962717	0,95726	0,95379	0,95339
Chaves Abertas	11, 28, 31, 33, 34	33, 34, 35, 36, 37	9, 7, 31, 14, 37	4, 7, 9, 31, 37
Localização GD	6, 14, 25	6, 14, 24	12, 18, 24	12, 18, 24
Tamanho GD (MVA)	0,8164, 0,6724, 0,9081	0,854, 0,43332, 0,6567	0,32034, 0,39416, 0,6733	0,2895, 0,3619, 0,6005

Fonte: Elaborada pelo autor

O cenário 5 apresentou um perda ativa igual 43,55 kW, uma redução percentual de 78,51%. quando comparado a perda da configuração base, enquanto no cenário 6 há uma redução de perda ativa para 47,52 kW, redução de 77,47%. Os cenários 7 e 8 apresentaram perdas ativa iguais a 64,53 kW e 68,94 kW, obtendo assim uma redução de 68,16% e 65,98%, respectivamente. Por outro lado, se compararmos a perda ativa obtida no cenário 5 e 6, em relação as perdas obtidas no cenário 4, percebe-se que uma redução de 28,48% e 21,93%, respectivamente. A [Figura 25](#) apresenta o perfil de tensão para os cenários 4-8.

Figura 25 – Comparação do perfil de tensão do sistema 33-barras no cenário 1 e cenários 4-8

Fonte: Elaborada pelo autor

[Tabela 4](#) compara o desempenho da resolução exata, usando o modelo PQIM, com outras técnicas da literatura que tratam a reconfiguração com simultânea alocação e dimensionamento

de DGs: MPGSA (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015), HC-ACO (NAYAK, 2014), HSA(RAO *et al.*, 2013), GA(RAO *et al.*, 2013) and RGA(RAO *et al.*, 2013). Através do modelo PQMI, o melhor resultado de minimização de perdas ativa no cenários 4 foi obtido. No cenário 1, os resultados com PQIM apresentam os mesmos valores de perdas obtidos por (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015) e (RAO *et al.*, 2013) com igual configuração base. No cenário 2, a mesma reconfiguração e o mesmo valores de perdas são apresentados em (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015). O modelo PQIM apresenta valor de perda igual a 60,87 kW com redução de 69,96% no cenário 5. Isso indica que a perda obtida pelo modelo PQIM é bastante superior quando comparada com os outros métodos aplicados a este sistema.

Tabela 4 – Comparações dos Resultados das Simulações do PQIM para o Sistema 33-barras

Método	Item	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Modelo Proposto	Localização GD	-	-	5, 12, 23	5, 13, 24
	Tamanho GD (MW)	-	-	2,895	2,3649
	Chaves Abertas	33, 34, 35, 36, 37	7, 14, 9, 32, 37	28, 11, 34, 31, 33	28, 11, 34, 31, 33
	Perda Ativa (kW)	202,67	139,55	104,50	60,87
	Redução de Perdas (%)	-	31,14	48,43	69,96
	$v_{min}(p.u)$	0,913112	0,93783	0,97274	0,95639
MPGSA	Localização GD	-	-	17, 18, 33	18,32,33
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,777	1,7865
	Chaves Abertas	33,34,35,36,37	7,9,14,32,37	33,34,35,36,37	7,10,14,28,31
	Perda Ativa (kW)	202,67	139,55	95,42	72,23
	Redução de Perdas (%)	-	31,16	52,92	64,36
	$v_{min}(p.u)$	0,9025	0,9343	0,9585	0,9724
HC-ACO	Localização GD	-	-	18,17,32	31,32,33
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,7402	1,0994
	Chaves Abertas	-	7,14,9,32,37	33,34,35,36,37	7,14,9,17,37
	Perda Ativa (kW)	-	136,30	96,34	93,45
	Redução de Perdas (%)	-	32,74	52,46	53,89
	$v_{min}(p.u)$	-	0,938	0,9504	0,9556
HSA	Localização GD	-	-	17,18,33	31,32,33
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,7256	1,6684
	Chaves Abertas	33,34,35,36,37	7,14,9,32,37	33,34,35,36,37	7,17,10,32,28
	Perda Ativa (kW)	202,67	138,06	96,76	73,05
	Redução de Perdas (%)	-	31,88	52,26	63,95
	$v_{min}(p.u)$	0,9131	0,9310	0,9670	0,9700
GA	Localização de GD	-	-	-	-
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,6044	1,9633
	Chaves Abertas	-	33,9,34,28,36	33,34,35,36,37	7,10,28,32,34
	Perda Ativa (kW)	-	141,60	100,1	75,13
	Redução de Perdas (%)	-	30,15	50,60	62,92
	$v_{min}(p.u)$	-	0,9310	0,9605	0,9766
RGA	Localização GD	-	-	-	-
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,777	1,774
	Chaves Abertas	-	7,9,14,37,32	-	7,9,14,37,32
	Perda Ativa (kW)	-	139,46	97,60	74,32
	Redução de Perdas (%)	-	31,20	51,84	63,33
	$v_{min}(p.u)$	-	0,9315	0,9687	0,9691

Fonte: Elaborada pelo autor

6.1.1.1 Análise do Nível de Penetração de GD para o sistema de 33 barras

O aumento de nível de penetração de GDs nos sistemas de distribuição pode ter efeito nas perdas ativas e no nível de tensão, principalmente, se o montante instalado de GD for elevado (DUPPALA; NAGABALLI; KALE, 2019). Na literatura, ainda não há um consenso sobre qual o limite adequado para o nível de penetração de GDs em sistema de distribuição. Segundo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* (MILLER; YE, 2003), um nível entre 10% a 20% já poderá ser considerado como significativo. Vários tem sido os estudos direcionados aos limites de capacidade máxima permitida para GD em sistemas de distribuição radiais, tais como: (QUEZADA; ABBAD; ROMAN, 2006), (SHAYANI; OLIVEIRA, 2010), (WAJAHAT *et al.*, 2019), (SHARMA; KAMATH; SHAH, 2016) e (ABREU; OLIVEIRA; GUERRA, 2010).

Portanto, para demonstrar a efetividade do modelo PQIM quanto ao limite do nível de penetração de GD, simulações foram executadas levando em conta os cenários 3 e 4. O objetivo é analisar a resposta do modelo PQIM a variações no nível de penetração de GDs. Os resultados obtidos serão apresentados na Figura 26, onde o nível de penetração β passa a variar entre 20% e 100% ao passo de 5%.

Figura 26 – Resultados das Simulações da Penetração de GDs para Sistema de 33-barras

Fonte: Elaborada pelo autor

No cenário 3, há uma perda acentuada para níveis entre 20% e 50%, seguida por uma certa estabilidade na perda entre 50% e 70%. Um aumento significativo na perda passa a ocorrer entre 70% e 100%. No cenário 4, a perda mais acentuada ocorre entre 20% e 40%. Um comportamento com certa oscilação de 40% a 70% na variação do nível, seguido por valores mais estáveis até 100%. Assim, o melhor índice de penetração de GDs é 50% no cenário 3, enquanto os melhores índices estão no intervalo de 70% e 100% para o cenário 4.

Por último, níveis de penetração adotados por métodos da literatura também foram avaliados. Temos β_1 como o nível de penetração associado ao método MPGSA em cada cenário, β_2 para o método HC-ACO, β_3 para o HSA, β_4 para o AG e, finalmente, β_5 para o método RGA. A Tabela 5 lista os resultados que são analisados a seguir para cada cenário.

Cenário 3: O melhor resultado obtido foi para os níveis de penetração β_1 e β_5 , com valor de perda ativa de 79.41 kW e redução de 60.81%, quando comparado ao cenário 1. Foram obtidas tensões mínimas iguais a $v_{min} = 0,9651 \text{ p.u}$ e $v_{min} = 0,9652 \text{ p.u}$ para β_1 e β_5 , respectivamente. Por outro lado, quando comparamos esses resultados com os resultados obtidos pelos métodos MPGSA, HC-ACO, HSA, GA, RGA, o modelo PQIM apresenta melhores valores para o nível de penetração de 47,80%.

Cenário 4: O melhor resultado foi obtido para o nível β_4 , com valor de perda de potência ativa igual a 62,79 kW e redução de 69,01%, quando comparado com o caso base, com tensão mínima de $v_{min} = 0,96974 \text{ p.u}$. Portanto, para o nível de 52,80%, obtém-se o melhor resultado quando comparado com os outros métodos dentro dos respectivos níveis de penetração.

Diante ao exposto acima, os melhores níveis de penetração para GDs são encontrados para β_1 e β_5 com valor igual a 47,80% no cenário 3. No cenário 5, o melhor nível de penetração é obtido para β_4 com 52,80%. Desta forma, tentou-se mostrar que a reconfiguração com simultânea alocação de GD, quando combinado a um adequado nível de penetração, pode produzir melhores resultados na minimização de perdas ativas.

6.1.2 Resultados das simulações via AGM

Neste seção, os resultados das simulações do AGM para o sistema de 33-barras são apresentados, seguindo a mesma metodologia aplicada na [Seção 6.1](#).

Cenário 1: O sistema apresenta uma perda ativa na configuração base igual 202,67 kW, a tensão mínima se apresenta na barra 18 com valor $v_{min} = 0,9131121 \text{ p.u}$, as chaves abertas na configuração base são 33, 34, 35, 36, 37.

Cenário 2: A reconfiguração do sistema apresenta uma perda ativa igual 139,55 kW e redução percentual de 31.14%, quando comparado com o perda do cenário 1. A tensão mínima se apresenta na barra 32 com valor $v_{min} = 0,937835 \text{ p.u}$ e as chaves abertas na reconfiguração são 7, 9, 14, 32, 37. A mesma configuração final e o mesmo valor de perda ativa foram obtidos em (RAO *et al.*, 2013).

Cenário 3: Há uma perda ativa de 71,45 kW, redução de 64,74% quando comparado ao cenário 1. A tensão mínima ocorreu na barra 33 com $v_{min} = 0,96864 \text{ p.u}$. A solução obtida também se mostrou mais eficiente quanto a minimização de perdas ativas que aquela obtida na reconfiguração presente no cenário 2.

Tabela 5 – Resultados das Simulações de Comparações da Penetração de GD do Sistema de 33-barras

Método	Item	Cenário 3	Cenário 4
Modelo Proposto	β_1	0.478	0.480
	Tamanho GD (MW)	1.777	1.7832
	Perda Ativa (kW)	79.41	62.90
	Redução de Perdas (%)	60.81	68.96
	$v_{min}(p.u)$	0.9651	0.9550
	β_2	0.468	0.295
	Tamanho GD (MW)	1.738	1.09592
	Perda Ativa (kW)	79.57	73.17
	Redução de Perdas (%)	60.73	63.89
	$v_{min}(p.u)$	0.96421	0.96232
	β_3	0.464	0.449
	Tamanho GD (MW)	1.7237	1.6860
	Perda Ativa (kW)	79.68	64.97
	Redução de Perdas (%)	60.68	67.94
	$v_{min}(p.u)$	0.9637	0.95442
	β_4	0.431	0.528
	Tamanho GD (MW)	1.6012	1.9615
	Perda Ativa (kW)	90.74	62.79
	Redução de Perdas (%)	55.22	69.01
	$v_{min}(p.u)$	0.95268	0.96974
	β_5	0.478	0.477
	Tamanho GD (MW)	1.775	1.7720
	Perda Ativa (kW)	79.41	63.10
	Redução de Perda (%)	60.81	68.86
	$v_{min}(p.u)$	0.9652	0.95481
MPGSA / β_1	Localização GD	17, 18, 33	18,32,33
	Tamanho GD (MW)	1.777	1.7865
	Chaves Abertas	33,34,35,36,37	7,10,14,28,31
	Perda Ativa (kW)	95.42	72.23
	Redução de Perdas (%)	52.92	64.36
	$v_{min}(p.u)$	0.9585	0.9724
HC-ACO / β_2	Localização GD	18,17,32	31,32,33
	Tamanho GD (MW)	1.7402	1.0994
	Chaves Abertas	33,34,35,36,37	7,14,9,17,37
	Perda Ativa (kW)	96.34	93.45
	Redução de Perdas (%)	52.46	53.89
	$v_{min}(p.u)$	0.9504	0.9556
HSA / β_3	Localização GD	17,18,33	31,32,33
	Tamanho GD (MW)	1.7256	1.6684
	Chaves Abertas	33,34,35,36,37	7,17,10,32,28
	Perda Ativa (kW)	96.76	73.05
	Redução de Perdas (%)	52.26	63.95
	$v_{min}(p.u)$	0.9670	0.9700
GA / β_4	Localização GD	-	-
	Tamanho GD (MW)	1.6044	1.9633
	Chaves Abertas	33,34,35,36,37	7,10,28,32,34
	Perda Ativa (kW)	100.1	75.13
	Redução de Perdas (%)	50.60	62.92
	$v_{min}(p.u)$	0.9605	0.9766
RGA / β_5	Localização GD	-	-
	Tamanho GD (MW)	1.777	1.774
	Chaves Abertas	-	7,9,14,37,32
	Perda Ativa (kW)	97.60	74.32
	Redução de Perdas (%)	51.84	63.33
	$v_{min}(p.u)$	0.9687	0.9691

Fonte: Elaborada pelo autor

Cenário 4: Temos uma perda ativa de 52,72 kW, uma redução de 73,98% quando comparado ao cenário base. A tensão mínima é $v_{min} = 0,97235$ p.u na barra 31 e as chaves abertas na reconfiguração são 27, 14, 7, 9, 30.

Portanto, quando comparamos as perdas de potências nos quatro cenários, nota-se que as menores perdas são observadas novamente no cenário 4. A [Tabela 6](#) mostra os melhores resultados obtidos em cada cenário com a aplicação do AGM.

Tabela 6 – Resultados das Simulações do Sistema de 33-Barras com variação do fator de potência

Item	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Perda Ativa (kW)	202,67	139,55	71,45	52,72
Redução de Perda (%)	-	31,14	64,74	73,98
Chaves Aberta	33, 34, 35, 36, 37	7, 14, 9, 32, 37	33, 34, 35, 36, 37	27, 14, 7, 9, 30
Localização GD	-	-	14, 24, 30	32, 24, 11
Tamanho GD (MW)	-	-	0,753 1,099 1,071	0,77479 1,2907 0,28961

Fonte: Elaborada pelo autor

Os resultados do AGM foram comparados com outras técnicas da literatura que também trataram a reconfiguração com simultânea alocação e dimensionamento de GDs tais como: a heurística *Uniform Voltage Distribution based constructive reconfiguration Algorithm (UVDA)* ([BAYAT; BAGHERI; NOROOZIAN, 2016](#)), a meta-heurística *Cuckoo Search Algorithm (CSA)* ([NGUYEN; TRUONG; PHUNG, 2016](#)), o algoritmo inspirado em inteligência de enxame *Fireworks Algorithm (FWA)* ([IMRAN; KOWSALYA, 2014](#)). Além das outras técnicas já citados na subseção [Subseção 6.1.1](#): a meta-heurística *Harmony Search Algorithm (HSA)* ([RAO et al., 2013](#)), o *Modified plant growth simulation algorithm (MPGSA)* ([RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015](#)), o algoritmo *Hyper Cube-Ant Colony Optimization (HC-ACO)* ([NAYAK, 2014](#)) e os algoritmos genéticos *Genetic Algorithm (AG)* e *Refined Genetic Algorithm (RGA)* presentes em ([RAO et al., 2013](#)).

A [Tabela 7](#) compara os resultados, onde AGM alcança resultados idênticos em relação aos cenários 1 e 2 em comparação a todos os métodos. Nos cenários 3 e 4, AGM apresenta melhor minimização de perdas de potência em relação aos demais métodos. Quando comparamos os resultados dos cenários 3 e 4 obtidos pelo AGM, nota-se novamente que os valores obtidos para o cenário 4 superam aqueles reportados para o cenário 3. A reconfiguração com simultânea alocação e dimensionamento de GDs apresenta melhor resultado também quando tratada simultaneamente pelo AGM. A [Figura 27](#) compara os melhores resultados obtidos pelo AGM com as outras técnicas.

Figura 27 – Gráfico Comparativo de Perdas Ativas Sistema de 33-barras

Fonte: Elaborada pelo autor

6.2 Sistema de 69 Barras

O segundo sistema teste foi proposto por (SAVIER; DAS, 2007) com tensão base de 12.66 kV, 73 ramos, 68 chaves normalmente fechadas e 5 chaves normalmente abertas. As chaves normalmente fechadas são numeradas de 1 até 68, as chaves normalmente abertas estão numeradas de 69 até 73. A carga de potência ativa e reativa são iguais à 3802,19 kW e 2694,06 kVAr, respectivamente. A perda de potência ativa na configuração inicial é 224,95 kW, enquanto que a perda de potência na reconfiguração é 99,59 kW, uma redução de 55,72% quando comparada a perda na configuração inicial. Os resultados das simulações do PQIM e AGM, conforme cenários definidos na Seção 6.1 serão apresentados nas seções subsequentes.

6.2.1 Resultados das simulações via modelo PQIM

Cenário 1: O sistema apresenta uma perda ativa na configuração base igual a 224,93 kW, tensão mínima com valor $v_{min} = 0,9091$ p.u na barra 65 e chaves abertas na configuração base 69, 70, 71, 72, 73. A mesma configuração final e o mesmo valor de perdas ativas foram reportados em (SAVIER; DAS, 2007).

Cenário 2: Há uma perda ativa de 99,59 kW, redução de 55,72% quando comparado com o perda do cenário base. A tensão mínima tem valor $v_{min} = 0,94842$ p.u na barra 60 e as chaves abertas na reconfiguração são 69, 70, 14, 61, 55.

Cenário 3: A otimização da alocação e dimensionamento de geradores distribuídos, sem a reconfiguração do sistema de distribuição, apresentou uma perda ativa de 70,91 kW, uma redução

Tabela 7 – Comparação dos Resultados das Simulações AGM para Sistema 33-barras

Método	Item	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
AGM Proposto	Localização GD	-	-	14, 24, 30	32, 24, 11
	Tamanho GD (MW)	-	-	2,9249	2,3551
	Chaves Abertas	33, 34, 35, 36, 37	7, 14, 9, 32, 37	33, 34, 35, 36, 37	27, 14, 7, 9, 30
	Perdas Ativas (kW)	202,67	139,55	71,45	52,72
	Redução de Perdas (%)	-	31,14	64,74	73,98
MPGSA	Localização GD	-	-	17, 18, 33	18, 32, 33
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,777	1,7865
	Chaves Abertas	33, 34, 35, 36, 37	7, 9, 14, 32, 37	33, 34, 35, 36, 37	7, 10, 14, 28, 31
	Perdas Ativas (kW)	202,67	139,55	95,42	72,23
	Redução de Perdas (%)	-	31,16	52,92	64,36
HC-ACO	Localização GD	-	-	18, 17, 32	31, 32, 33
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,7402	1,0994
	Chaves Abertas	-	7, 14, 9, 32, 37	33, 34, 35, 36, 37	7, 14, 9, 17, 37
	Perdas Ativas (kW)	-	136,30	96,34	93,45
	% Real Power Loss	-	32,74	52,46	53,89
HSA	Localização GD	-	-	17, 18, 33	31, 32, 33
	Tamanho da GD (MW)	-	-	1,7256	1,6684
	Chaves Abertas	33, 34, 35, 36, 37	7, 14, 9, 32, 37	33, 34, 35, 36, 37	7, 17, 10, 32, 28
	Perdas Ativas (kW)	202,67	138,06	96,76	73,05
	Redução de Perdas (%)	-	31,88	52,26	63,95
GA	Localização GD	-	-	-	-
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,6044	1,9633
	Chaves Abertas	-	33, 9, 34, 28, 36	33, 34, 35, 36, 37	7, 10, 28, 32, 34
	Perdas Ativas (kW)	-	141,60	100,1	75,13
	Redução de Perdas (%)	-	30,15	50,60	62,92
RGA	Localização GD	-	-	-	-
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,777	1,774
	Chaves Abertas	-	7, 9, 14, 37, 32	-	7, 9, 14, 37, 32
	Perdas Ativas (kW)	-	139,46	97,60	74,32
	Redução de Perdas (%)	-	31,20	51,84	63,33
	$v_{min}(p.u)$	-	0,9315	0,9687	0,9691
FWA	Localização GD	-	-	14, 18, 32	32, 29, 18
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,7938	1,684
	Chaves Abertas	33, 34, 35, 36, 37	7, 14, 9, 32, 28	33, 34, 35, 36, 37	7, 14, 11, 32, 28
	Perda Ativas (kW)	202,67	139,38	88,68	67,11
	Redução de Perdas (%)	-	30,93	56,24	66,89
UVDA	Localização GD	-	-	11, 29, 24	29, 15, 21
	Tamanho GD (MW)	-	-	2,731	2,689
	Chaves Abertas	33, 34, 35, 36, 37	7, 9, 14, 32, 37	33, 34, 35, 36, 37	7, 10, 13, 27, 32
	Perdas Ativas (kW)	202,685	139,55	74,213	57,287
	Redução de Perdas (%)	-	31,15	63,39	71,74
CSA	Localização GD	-	-	14, 24, 30	18, 25, 7
	Tamanho GD (MW)	-	-	3,2545	3,2995
	Chaves Abertas	33, 34, 35, 36, 37	7, 14, 9, 32, 28	33, 34, 35, 36, 37	33, 34, 11, 31, 28
	Perdas Ativas (kW)	202,68	139,98	74,26	53,21
	Redução de Perdas (%)	-	30,93	63,26	73,75

Fonte: Elaborada pelo autor

de 68,47% quando comparado ao cenário 1. A tensão mínima é $v_{min} = 0,97511 p.u.$ A alocação e dimensionamento de GDs apresentaram resultados mais eficientes quando comparados à técnica de reconfiguração presente no cenário 2.

Cenário 4: Ocorre uma perda ativa de 39.21 kW, uma redução de 82,56% em relação ao cenário base. As chaves abertas na reconfiguração são 12, 56, 63, 69, 70. A tensão mínima apresenta valor $v_{min} = 0,9704 p.u$ na barra 61, 62 e 63.

O modelo PQIM apresenta os melhores resultados nos cenários 3 e 4 na minimização de perdas de potências com uma redução de 68,47% e 82,56%, respectivamente, quando comparado a perda no cenário base. A [Tabela 8](#) sumariza os resultados obtidos pelo modelo PQIM, enquanto a [Figura 28](#) ilustra o perfil de tensão em todos os cenários, mostrando a melhoria das tensões nos cenários 3 e 4.

Tabela 8 – Resultados das Simulações do Sistema de 69-Barras

Item	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Perdas Ativas (kW)	224,93	99,59	70,91	39,21
Redução de Perdas (%)	-	55,72	68,47	82,56
Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 14, 61, 55	69, 70, 71, 72, 73	12, 56, 63, 69, 70
Localização GD	-	-	11, 17, 61	11, 21, 61
Tamanho GD (MW)	-	-	0,443, 0,296, 1,562	0,398, 0,461, 1,276

Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 28 – Comparação do perfil de tensão sistema de 69-barras

Fonte: Elaborada pelo autor

A [Tabela 9](#) compara os resultados das simulações do PQIM para o sistema de 69 barras, comparado com os métodos (UVDA) ([BAYAT; BAGHERI; NOROOZIAN, 2016](#)), (CSA) ([NGUYEN; TRUONG; PHUNG, 2016](#)), (FWA) ([IMRAN; KOWSALYA, 2014](#)), (MPGSA) ([RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015](#)) e HSA, RGA, GA presentes em ([RAO et al., 2013](#)). O modelo PQMI para simulações do cenário 3 alcançou os melhores resultados em comparação a todos os outros métodos. Para simulações do cenário 4, o modelo PQIM apresentou perda ativa de 39,21 kW e uma redução percentual de 82,56%, quando comparamos com a perda obtida na configuração base. Na comparação do modelo PQIM com os demais métodos no

cenário 4, o mesmo apresenta melhores resultados em relação aos encontrados em (RAO *et al.*, 2013) e resultados similares aos encontrados em (IMRAN; KOWSALYA, 2014). Além disso, quando consideramos as perdas encontradas em (BAYAT; BAGHERI; NOROOZIAN, 2016) e (NGUYEN; TRUONG; PHUNG, 2016), o modelo PQIM apresenta um aumento percentual de 5,65% e 5,91% em relação as perdas obtidas em UVDA e CSA, respectivamente. Apesar desse aumento nas perdas, podemos ainda considerar um resultado satisfatório tendo em vista os dimensionamento das GDs otimizadas pelo UVDA, CSA e PQIM. A diferença em megawatts do dimensionamento das GDs entre PQIM e os métodos UVDA e CSA são, respectivamente, iguais a 548,00 kW e 648,00 kW. Portanto, o modelo PQIM apresentou resultados satisfatórios quando comparado a outros métodos da literatura no sistema de 69 barras.

Tabela 9 – Comparações dos Resultados das Simulações do PQIM para o Sistema 69-barras

Método	Item	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Método Proposto	Localização GD	-	-	11, 17, 61	11, 21, 61
	Tamanho GD (MW)	-	-	2,301	2,135
	Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 14, 61, 55	69, 70, 71, 72, 73	12, 56, 63, 69, 70
	Perdas Ativas (kW)	224,93	99,59	70,91	39,21
	Redução de Perdas (%)	-	55,72	68,47	82,56
	$v_{min}(p.u)$	0,9091	0,94842	0,97511	0,9704
HSA	Localização GD	-	-	63, 64, 65	60, 61, 62
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,7732	1,8718
	Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	69, 18, 13, 56, 61	69, 70, 71, 72, 73	69, 17, 13, 58, 61
	Perdas Ativas (kW)	225,00	99,35	86,77	40,30
	Redução de Perdas (%)	-	55,85	61,43	82,08
	$v_{min}(p.u)$	0,9092	0,9428	0,9677	0,9736
GA	Localização GD	-	-	-	-
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,9471	2,0292
	Chaves Abertas	-	69, 70, 14, 53, 61	-	10,15, 45, 55, 62
	Perdas Ativas (kW)	-	103,29	88,50	46,50
	Redução de Perdas (%)	-	54,08	60,66	73,38
	$v_{min}(p.u)$	-	0,9411	0,9687	0,9727
RGA	Localização GD	-	-	-	-
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,7868	2,0654
	Chaves Abertas	-	69, 17, 13, 55, 61	-	10, 16, 14, 55, 62
	Perdas Ativas (kW)	-	100,28	87,65	44,23
	Redução de Perdas (%)	-	55,42	61,04	80,32
	$v_{min}(p.u)$	-	0,9428	0,9678	0,9742
FWA	Localização GD	-	-	65, 61, 27	61, 62, 65
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,8329	1,8181
	Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 14, 56, 61	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 13, 57, 63
	Perdas Ativas (kW)	224,96	98,59	77,85	39,25
	Redução de Perdas (%)	-	56,17	65,39	82,55
	$v_{min}(p.u)$	0,9092	0,9495	0,9740	0,9796
UVDA	Localização GD	-	-	61, 11, 17	61, 11, 17
	Tamanho GD (MW)	-	-	2,431	2,683
	Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	14, 58, 61, 69, 70	69, 70, 71, 72, 73	14, 58, 63, 69, 70
	Perdas Ativas (kW)	225,00	98,58	72,626	37,11
	Redução de Perdas (%)	-	56,19	67,72	83,51
	$v_{min}(p.u)$	0,9092	0,9495	0,9688	0,98161
CSA	Localização GD	-	-	11, 18, 61	11, 61, 65
	Tamanho GD (MW)	-	-	2,9826	2,8189
	Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 14, 57, 61	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 14, 58, 61
	Perdas Ativas (kW)	224,89	98,56	72,44	37,02
	Redução de Perdas (%)	-	56,16	67,79	83,54
	$v_{min}(p.u)$	0,9092	0,9495	0,9890	0,9869

Fonte: Elaborada pelo autor

6.2.2 Resultados das simulações via AGM

Os resultados das simulações estão descrito abaixo e sumarizados na tabela [Tabela 10](#), conforme cenários definidos na [Seção 6.1](#). Na [Tabela 11](#), são apresentados os resultados das comparações com outros métodos da literatura.

Cenário 1: O sistema apresenta uma perda ativa na configuração base de 224,93 kW e chaves abertas 69, 70, 71, 72, 73.

Cenário 2: O sistema apresenta uma perda ativa de 99,59 kW, uma redução de 55,72% quando comparado com o perda do cenário 1. As chaves abertas na reconfiguração são 69, 70, 14, 61, 58.

Cenário 3: A perda obtida pelo AGM foi de 69,68 kW, uma redução de 69,02%. Portanto, a adequada localização e o dimensionamento de GDs tornaram mais eficiente a minimização de perdas ativas em comparação as perdas obtidas no cenário 2, onde ocorre reconfiguração.

Cenário 4: Há uma perda de 36,55 kW, redução 83,75% quando comparada com a perda obtida no cenário 1. As chaves abertas na reconfiguração são 58, 70, 69, 61, 14

Portanto, no cenário 4, o AGM apresentou a menor perda ativa entre todos os cenários estudados com 36,55 kW, mostrando novamente que a reconfiguração com simultânea alocação e dimensionamento de geradores distribuídos apresenta melhores resultados.

Tabela 10 – Resultados das Simulações para o Sistema de 69-barras

Item	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Perdas Ativas (kW)	224,93	99,59	69,68	36,55
Redução de Perdas (%)	-	55,72	69,02	83,75
Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 14, 61, 58	69, 70, 71, 72, 73	58, 70, 69, 14, 61
Localização da GD	-	-	10, 23, 61	12, 23, 61
Tamanho da GD (MW)	-	-	0,57631, 0,35008, 1,71571	0,43507, 0,63363, 1,45341

A [Tabela 11](#) compara o AGM com as técnicas presentes em [Subseção 6.1.2](#). No cenário 1, AGM apresenta resultados similares aos demais métodos. Nos métodos GA e RGA ([RAO et al., 2013](#)), os autores não solucionam o cenário 1. No cenário 2, AGM apresenta perdas menores que as perdas do AG e RGA em ([RAO et al., 2013](#)), e perdas próximas aos demais métodos. No cenário 3 e 4, AGM supera os demais métodos. A [Figura 29](#) compara os melhores resultados do AGM com os métodos da literatura [Tabela 11](#).

Figura 29 – Gráfico Comparativo de Perdas Ativas Sistema de 69-barras

Fonte: Elaborada pelo autor

6.3 Sistema de 70 Barras

O terceiro sistema de teste é um sistema proposto por (DAS, 2005) com duas 2 subestações, 4 alimentadores, tensão base 11,00 kV, 79 ramos, 11 chaves normalmente abertas e 70 nós. A perda de potência ativa na configuração base é 227,53 kW e tensão mínima de $v_{min} = 0,9052 p.u$ na barra 67. Sua configuração inicial possui as chaves abertas 9-50, 9-38, 9-15, 38-43, 15-46, 15-67, 22-67, 21-27, 29-63, 45-60, 39-59. Após a reconfiguração, o sistema apresenta uma perda de potência ativa de 205,32 kW com redução de 9,76% e tensão mínima $v_{min} = 0,9268 p.u$. Os resultados das simulações do PQIM e AGM serão apresentadas de forma conjunta em cada cenário, com objetivo de propiciar um melhor entendimento de comparação entre o modelo proposto PQIM e o algoritmo genético AGM, conforme cenários definidos na Seção 6.1.

6.3.1 Resultados via modelo PQIM e AGM

Cenário 1: Neste cenário, o modelo PQIM apresenta uma perda de potência ativa de 227,52 kW. AGM chega na mesma perda ativa num tempo de 0,14 s.

Cenário 2: O modelo PQIM apresenta um perda de potência ativa de 201,44 kW, uma redução de 11,46% quando comparado com a perda da configuração base. As chaves abertas nessa configuração são 9-15, 9-38, 14-15, 15-67, 27-21, 28-29, 38-43, 39-59, 40-44, 49-50, 62-65. A mesma solução é encontrada em (AHMADI; MARTÍ, 2015) e (SPATTI, 2018). A solução foi encontrada pelo PQIM em 17,62s. A solução retornada pelo AGM apresenta perda ativa de 203,86 kW, uma redução de 10,40% na perda da configuração base. A solução foi obtida em 707,28 s e as chaves abertas encontradas são: 65 - 66, 9 - 38, 39 -

Tabela 11 – Resultados das Simulações AGM do Sistema de 69-Barras

Método	Item	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 5
Método Proposto	Localização GD	-	-	10, 23, 61	12, 23, 61
	Tamanho GD (MW)	-	-	2,6421	2,52211
	Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 14, 61, 58	69, 70, 71, 72, 73	58, 70, 69, 14, 61
	Perdas Ativas (kW)	224,93	99,59	69,98	36,55
	Perdas Ativas (%)	-	55,72	69,02	83,75
	$v_{min}(p.u)$	0,96785	0,4273	0,97898	0,974249
HSA	Localização GD	-	-	63, 64, 65	60, 61, 62
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,7732	1,8718
	Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	69, 18, 13, 56, 61	69, 70, 71, 72, 73	69, 17, 13, 58, 61
	Perdas Ativas (kW)	225,00	99,35	86,77	40,30
	Redução de Perdas (%)	-	55,85	61,43	82,08
	$v_{min}(p.u)$	0,9092	0,9428	0,9677	0,9736
GA	Localização GD	-	-	-	-
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,9471	2,0292
	Chaves Abertas	-	69, 70, 14, 53, 61	-	10, 15, 45, 55, 62
	Perdas Ativas (kW)	-	103,29	88,50	46,50
	Redução de Perdas (%)	-	54,08	60,66	73,38
	$v_{min}(p.u)$	-	0,9411	0,9687	0,9727
RGA	Localização GD	-	-	-	-
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,7868	2,0654
	Chaves Abertas	-	69, 17, 13, 55, 61	-	10, 16, 14, 55, 62
	Perda Ativas (kW)	-	100,28	87,65	44,23
	Redução de Perdas (%)	-	55,42	61,04	80,32
	$v_{min}(p.u)$	-	0,9428	0,9678	0,9742
FWA	Localização GD	-	-	65, 61, 27	61, 62, 65
	Tamanho GD (MW)	-	-	1,8329	1,8181
	Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 14, 56, 61	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 13, 57, 63
	Perdas Ativas (kW)	224,96	98,59	77,85	39,25
	Redução de Perdas (%)	-	56,17	65,39	82,55
	$v_{min}(p.u)$	0,9092	0,9495	0,9740	0,9796
UVDA	Localização GD	-	-	61, 11, 17	61, 11, 17
	Tamanho GD (MW)	-	-	2,431	2,683
	Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	14, 58, 61, 69, 70	69, 70, 71, 72, 73	14, 58, 63, 69, 70
	Perdas Ativas (kW)	225,00	98,58	72,626	37,11
	Redução de Perdas (%)	-	56,19	67,72	83,51
	$v_{min}(p.u)$	0,9092	0,9495	0,9688	0,98161
CSA	Localização GD	-	-	11, 18, 61	11, 61, 65
	Tamanho GD (MW)	-	-	2,9826	2,8189
	Chaves Abertas	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 14, 57, 61	69, 70, 71, 72, 73	69, 70, 14, 58, 61
	Perdas Ativas (kW)	224,89	98,56	72,44	37,02
	Redução de Perdas (%)	-	56,16	67,79	83,54
	$v_{min}(p.u)$	0,9092	0,9495	0,9890	0,9869

59, 9 - 15, 40 - 44, 26 - 27, 15 - 67, 38 - 43, 49 - 50, 29 - 64, 13 - 14, sendo uma solução melhor que a encontrada por (DAS, 2005).

Cenário 3: A perda de potência ativa obtida pelo modelo PQIM é de 127,41 kW, uma redução de 44,00% obtida em 0,50s. A perda de potência ativa usando AGM é 116,49 kW, uma redução de 48,80% obtida em 255,05s. Ambos os resultados são melhores que os resultados encontrados no cenário 2. Novamente, a alocação e dimensionamento adequado de GDs podem mitigar a perda de potência ativa em sistemas de distribuição radial.

Cenário 4: A perda de potência ativa obtida pelo PQIM é 155,314 kW, uma redução de 31,74% em relação a configuração base. Trata-se de uma solução factível obtida no tempo de

3353,45s. AGM retorna uma perda de 106,97 kW, redução de 52,9% em relação a configuração base alcançada em 1256,72 s. Portanto, os valores de perdas ativas encontrados pelo PQIM e AGM são ainda menores que os encontrados na configuração base e no cenário 2. Isso indica que a reconfiguração com simultânea alocação e dimensionamento de GDs, quando aplicadas adequadamente, podem reduzir perdas de potência ativa em sistemas de distribuição radial.

A tabela [Tabela 12](#) apresenta os principais resultados encontrados pelo PQIM e AGM nas simulações dos cenários para sistema de 70 barras.

Tabela 12 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 70-Barras

Método	Item	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
PQIM	Localização GD	-	-	25, 35, 62	5, 22, 40
	Tamanho GD (MW)	-	-	505,00/ 585,00/ 535,00	823,00/ 950,00/ 834,00
	Perdas Ativas (kW)	227,52	201,44	127,41	155,31
	Redução Perdas Ativas (%)	-	11,46	44,00	31,74
AGM	Localização GD	-	-	26, 35, 62	39, 21, 8
	Tamanho GD (MW)	-	-	677,78/ 464,33/ 383,71	532,52/ 416,28/ 733,58
	Perdas Ativas (kW)	227,52	203,86	116,49	106,97
	Redução de Perdas (%)	-	10,40	48,80	52,9

Portanto, em todos os cenários avaliados pelo modelo PQIM e metaheurística AGM, houve uma redução de perdas de potências. As simulações foram executadas com um tempo limite de 3600s. Todavia, para buscar uma melhor solução para cenário 4 e tendo em vista a qualidade da solução factível obtida nesse cenário pelo PQIM, outra simulação foi proposta para cenário 4. Agora, um tempo limite de 18000s foi destinado à resolução do cenário 4. Os resultados obtido nessa simulação mostraram não haver melhorar na qualidade da solução, e o desvio entre *upper* e *lower bounds* muda de um GAP=29,68% em 3600s para GAP=24,85% em 18000s. Uma mudança pouco significativa considerando o aumento no tempo de execução. Os resultados dessas simulações são mostradas na [Tabela 13](#).

Tabela 13 – Comparações PQIM em Tempo de Execução

Cenário	Tempo Máximo	Melhor Tempo(s)	Localização GDs	Tamanho GDs (kW)	Perda Ativas (kW)
4	3600,00	3353,45	5/ 22/ 40	823,00/ 950,00/ 834,00	155,31
	18000,00	16714,3	40/ 22/ 5	833,99/ 950,00/ 823,00	155,31

6.4 Sistema de 83 Barras

O quarto sistema é proposto por (SU; LEE, 2003), um sistema radial com 83-barras da rede de distribuição do sistema elétrico de Taiwan, *Taiwan Power Company (TPC)*. Trata-se de um sistema com tensão base de 11,4 kV e composto por 11 alimentadores, 83 chaves normalmente fechadas e 13 chaves normalmente abertas. Na configuração base, as chaves abertas são numeradas de 84 à 96. A carga de potência ativa e reativa são, respectivamente, de 28.350,00 kW e 20.700,00 kVar. A perda de potência ativa na configuração inicial é 531,99 kW. Após a reconfiguração, a perda de potência ativa é igual 496,88 kW com redução de 11,67 %.

6.4.1 Resultados via modelo PQIM e AGM

Cenário 1: O modelo PQIM e o AGM apresentaram os mesmos valores de perda ativa na configuração base, perfazendo um valor de 531,99 kW que é o mesmo retornado em (SU; LEE, 2003).

Cenário 2: O modelo PQIM retorna uma solução ótima com perda de potência ativa de 469,87 kW e redução de 11,67%, obtida no tempo de 21,60 s. Esse mesmo valor de perda ativa é alcançado pelo AGM em 1322,45 s. Trata-se do mesmo valor de perda ativa foi obtido em (CHIOU; CHANG; SU, 2005), (JABR; SINGH; PAL, 2012), (SU; CHANG; CHIOU, 2005), (AHMADI; MARTÍ, 2015) e (SPATTI, 2018)

Cenário 3: A solução encontrada pelo modelo PQIM é uma solução ótima, alcançada em 0,52 s. O valor de perda ativa é 364,67 kW, uma redução de 31,45% em comparação com a configuração base. AGM encontra uma solução com valor de perda ativa de 359,17 kW uma redução percentual igual 32,48% comparada a perda na configuração base e obtida em 26,634 s. Portanto, os resultados alcançados pelo PQIM e AGM são melhores que os resultados do cenário 2. Desse forma, percebemos que alocação e dimensionamento adequado de GDs podem propiciar a redução das perdas ativas em sistemas de distribuição.

Cenário 4: Nesse cenário, o modelo PQIM retornou uma solução factível como valor de 1050,9 kW uma valor percentual 97,54% maior que o valor da perda na configuração base, no tempo de 3250,53 s. Entretanto, o AGM encontrou uma solução de 355,44 kW em 2813,30 s com redução percentual de 33,18%. Apenas o AGM foi capaz de reduzir perdas por se beneficiar do fato de não atender ao limite máximo de tensão.

A Tabela 14 apresenta os principais resultados encontrados pelo PQIM e AGM nas simulações dos cenários para sistema de 83 barras. PQIM foi capaz de reduzir perda de potência ativa nos cenários 2 e 3, mas retorna um aumento de perdas de 97,54% no cenário 4. Com base no resultado encontrado e buscando melhorar a solução para o cenário 4, decidiu-se buscar a solução exata via modelo PQIM dentro de um tempo limite de 18000,00 s. Todavia, os resultados

obtidos foram com uma variação do do GAP de 44,23 % em 3600s para 33,65% após 18000s. Os resultados estão na [Tabela 15](#).

Tabela 14 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 83-Barras

Método	Item	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
PQIM	Localização GD	-	-	16/ 82/ 90	16/ 23/ 29
	Tamanho GD (MW)	-	-	2620,00/ 2200,00/ 3200,00	4490,00/ 6400,00/ 3749,99
	Perdas Ativas (kW)	531,99	469,87	364,67	1050,9
	Redução Perdas Ativas (%)	-	11,67	31,45	sem redução (aumento)
AGM	Localização GD	-	-	81/ 89/ 16	29/ 15/ 70
	Tamanho GD (MW)	-	-	2532.93/ 3584.79/ 3139.07	1894.58/ 1498.74/ 1316.81
	Perdas Ativas (kW)	531,99	469,87	359,17	355,44
	Redução de Perdas (%)	-	11,67	32,48	33,18

Tabela 15 – Comparações PQIM em Tempo de Execução

Cenário	Tempo Máximo	Melhor Tempo(s)	Localização GDs	Tamanho GDs (kW)	Perda Ativas (kW)
4	3600,00	3250,53	16/ 23/ 29	4490,00/ 6400,00/ 3749,99	1050,90
	18000	16208,2	29/ 23/ 16	3749,99/ 6399,99/ 4490,00	1050,90

Uma vez que o PQIM não conseguiu minimizar perdas mesmo aumentando o tempo de execução, decidimos avaliar o modelo considerando mudanças no nível de penetração das GDs. Nesse contexto, novas simulações foram propostas com valores de penetração menores que 100% no tempo limite de 3600,00 s. As simulações mostraram que fatores de penetração com valores de 20%, 24%, 28% e 30% permitiram ao modelo PQIM minimizar perdas. Soluções ótimas foram encontradas para níveis de 20% e 24%, e soluções factíveis foram obtidas para 28% e 30%. Essas soluções factíveis apresentaram GAP de 2,83% e 4,73%, respectivamente. Os resultados dessa simulações são apresentados na [Tabela 16](#).

Tabela 16 – Comparações PQIM em Relação ao Fator de Potência

Cenário	Fator de Carga	Melhor Tempo(s)	Localização GDs	Tamanho GDs (kW)	Perda Ativas (kW)
4	20 %	536,45	31/ 64/ 82	1850,00/ 2020,00/ 1799,99	339,89
	24 %	311,89	17/ 30/ 82	2400,00/ 2490,91/ 1913,08	347,55
	28 %	3338,10	16/ 30/ 82	2820,00/ 3050,00/ 2067,99	376,60
	30 %	3240,17	16/ 30/ 82	3320,00/ 3050,00/ 2134,99	393,22

Assim, o uso do modelo na resolução exata do problema permitiu minimizar perdas de potência ativa quando aliado a um fator de carga adequado. A figura [Figura 30](#) ilustra os resultados elencados na [Tabela 16](#).

6.5 Sistema de 135 Barras

O quinto sistema foi proposto em ([MANTOVANI; CASARI; ROMERO, 2000](#)), sendo um sistema real da cidade de Três Lagoas (MS) com 135 barras, 8 alimentadores, potência base de 100 MVA, tensão base 13,8 kV, 156 ramos, 135 normalmente fechados e 21 normalmente abertos, carga total ativa 18.313,80 kW e carga total reativa 9.384,82 kVAr. A perda de potência ativa na configuração base deste sistema é de 320,17 kW.

Figura 30 – Resultados das Simulações da Penetração de GDs para Sistema de 83-barras

Fonte: Elaborada pelo autor

6.5.1 Resultados via modelo PQIM e algoritmo genético AGM

Cenário 1: O modelo PQIM e o AGM apresentaram os mesmos valores de perda ativa na configuração base, perfazendo 320,26 kW que é uma perda similar ao encontrado em (MANTOVANI; CASARI; ROMERO, 2000).

Cenário 2: A solução encontrada pelo modelo PQIM é uma solução ótima alcançada dentro de 120,61 s com valor 280,13 kW, uma redução percentual de 12,53% quando comparada com a perda da configuração base. Trata-se do mesmo valor reportado em (SPATTI, 2018), (RUPOLO, 2013) e (OLIVEIRA; LAVORATO; ROMERO, 2011). O AGM apresenta uma solução com valor 288,51 kW, uma redução percentual de 9,91% comparada com a perda da configuração base, obtida no tempo de 625,97s.

Cenário 3: O modelo PQIM apresenta uma solução ótima com 187,59 kW de perda, uma redução de 41,40%. O AGM apresenta uma valor de perda ativa de 168,88 kW, refletindo uma redução de 47,25% na configuração inicial e obtida no tempo de 121,32 s. Portanto, a ótima alocação e dimensionamento de GDs, apresentaram resultados mais eficientes quando comparado a técnica de reconfiguração presente no cenário 2.

Cenário 4: O modelo PQIM encontra uma solução factível com de 1249,67 kW no tempo de 3299,38 s, uma aumento de 290,31% no valor da perda da configuração base. Por outro lado, o AGM consegue solução com 168,88 kW em 679,04 s, uma redução de 47,25% na perda. Nesse cenário, a busca mais relaxada executada pelo AGM facilitou o encontro de uma configuração com redução de perda.

A Tabela 17 apresenta os principais resultados encontrados pelo PQIM e AGM nas simulações dos cenários para sistema de 135 barras. AGM consegue minimizar perdas em todos

os cenários, mas precisou injetar mais potência ativa no cenário 4 em relação ao cenário 3. Novamente, o modelo PQIM não foi capaz de reduzir perda de potência ativa no tempo limite de 3600,00 s, retornando uma solução factível com aumento de 290,31% nas perdas. O método exato encontra tal solução em 3299,38 s com um GAP de 65,33%.

Tabela 17 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 135-Barras

Método	Item	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
PQIM	Localização GD	-	-	47/ 106/ 142	9/ 26/ 80
	Tamanho GD (MW)	-	-	2199,62/ 2666,79/ 2089,77	3178,75/ 5012,56/ 5991,77
	Perdas Ativas (kW)	320,26	280,13	187,59	1249,67
	Redução Perdas Ativas (%)	-	12,53	41,40	sem redução (aumento)
AGM	Localização GD	-	-	28/ 10/ 105	48/ 93/ 83
	Tamanho GD (MW)	-	-	1032,04/ 776,14/ 2840,21	1448,42/ 1832,37/ 1944,52
	Perdas Ativas (kW)	320,26	288,51	168,88	168,88
	Redução de Perdas (%)	-	9,91	47,25	47,25

Com base nesses resultados e com objetivo de melhorar a solução, outra simulação foi proposta admitindo um tempo limite de execução de 18000,00 s. Há uma pequena redução nas perdas e uma queda no GAP de 65,33% para 54,33%. Os resultados dessa simulação é apresentado na [Tabela 18](#)

Tabela 18 – Comparações PQIM em Tempo de Execução

Cenário	Tempo Máximo	Melhor Tempo(s)	Localização GDs	Tamanho GDs (kW)	Perda Ativas (kW)
4	3600	3299,38	9/ 26/ 80	3178,75/ 5012,56/ 5991,77	1249,67
	18000	16247,9	80/ 49/ 9	6458,07/ 6967,03/ 3176,32	1071,31

Como realizado para o sistema anterior, novas simulações foram realizadas variando os níveis de penetração. As simulações foram executadas no tempo limite de 3600s e mostraram que fatores de penetração na faixa de 20%, 24%, 28% e 30% reduziram as perdas. Uma solução ótima foi obtida para um nível de 20%, enquanto soluções factíveis foram retornada para 24%, 28% e 30% com GAP de 2,53%, 4,37% e 5,8%, respectivamente. Os resultados estão listados na [Tabela 19](#).

Tabela 19 – Comparações PQIM em Relação ao Fator de Potência

Cenário	Fator de Carga	Melhor Tempo(s)	Localização GDs	Tamanho GDs (kW)	Perda Ativas (kW)
4	20 %	1825,58	106 / 111/ 14	1127,39/ 1160,27/ 1374,89	191,49
	24 %	3245,92	14/ 28/ 106	1461,32/ 1321,58/ 1612,16	158,65
	28 %	3246,93	14/ 28/ 106	1500,74/ 1527,14/ 2099,69	148,79
	30 %	3031,24	106/ 26/ 14	1812,47/ 2180,62/ 1500,74	142,03

O modelo PQIM foi capaz de minimizar perdas de potência com reduções de 84,67%, 87,30%, 88,09% e 88,63%, quando comparado a simulação do cenário 4 com nível de penetração de 100%. Quando comparado com as perdas da configuração base, as reduções atingem 40,19%, 50,44%, 53,52% e 55,63%, para valores de penetração de 20%, 24%, 28% e 30%, respectivamente. Nesse contexto, o modelo PQIM apresenta resultados satisfatórios na minimização de perdas de potência ativa em sistema de distribuição radial com a simultânea reconfiguração,

alocação e dimensionamento de GDs. A figura [Figura 31](#) ilustra os resultados elencado na [Tabela 19](#).

Figura 31 – Resultados das Simulações da Penetração de GDs para Sistema de 135-barras

Fonte: Elaborada pelo autor

6.6 Sistema de 201 Barras

O sexto sistema teste foi proposto (ABABEI; KAVASSERI, 2010) e também está disponível em (KAVASSERI; ABABEI, 2015), apresentado 3 alimentadores, tensão base 13,8 kV, 216 ramos, 15 normalmente abertos e 204 nós. A perda na configuração inicial é 585,88 kW.

6.6.1 Resultados via modelo PQIM e AGM

Cenário 1: O modelo PQIM e AGM reproduzem os mesmos valores de perda ativa da configuração inicial com 585,88 kW.

Cenário 2: A solução encontrada pelo PQIM é uma solução ótima alcançada em 193,33 s com valor 543,83 kW, uma redução de 7,17% na configuração da configuração inicial. Trata-se do mesmo valor reportado em (SPATTI, 2018). AGM retorna uma solução com valor 561,82 kW, uma redução de 4,10% obtida em 1890,41 s.

Cenário 3: A solução usando PQIM retorna é ótima com 585,52 kW, uma redução de 0,06% obtida em tempo 6,82s. O AGM retorna uma solução com 190,35 kW, uma redução percentual de 67,51% obtida em 426,9 s. Nesse contexto, o AGM apresenta uma redução de perda ativa significativa, enquanto o valor da redução obtida pelo PQIM é insignificativa quando olhamos a alocação de GDs.

Cenário 4: O modelo PQIM fornece uma solução factível com valor de 1153,88 kW no tempo de 3537,13 s e GAP de 66,49%. Trata-se de um aumento de 96,94% quando comparada a perda na configuração base. Por outro lado, AGM retorna uma solução de 316,49 kW em 1455,72 s com uma redução de 49,98% na perda da configuração base.

Os principais resultados obtidos pelo PQIM e AGM nas simulações dos cenários para sistema de 201 barras são apresentados na Tabela 20. Como mostrado na Tabela 20, nos cenários 2 e 3, o modelo PQIM reduz perda de potência ativa, mas a redução obtida no cenário 3 é insignificante.

Tabela 20 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 201-Barras

Método	Item	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
PQIM	Localização GD	-	-	25/ 79/ 176	25/ 77/ 165
	Tamanho GD (MW)	-	-	5565,41/ 8799,66/ 6782,59	9802,66/ 5482,53/ 7732,90
	Perdas Ativas (kW)	585,88	543,83	585,52	1153,88
	Redução Perdas Ativas (%)	-	7,17	0,06	sem redução (aumento)
AGM	Localização GD	-	-	113/ 41/ 189	24/ 21 / 9
	Tamanho GD (MW)	-	-	2875,37/ 3266,97/ 2934,40	2117,68 / 2101,56 / 1454,07
	Perdas Ativas (kW)	585,88	561,82	190,35	316,49
	Redução de Perdas (%)	-	4,10	67,51	49,98

Conforme já discutido na Seção 6.4 e Seção 6.5, observa-se que tal resultado parece estar ligado ao nível de penetração da GD. Logo, nova simulação foi feita para o cenário 3, admitindo

um fator de potência igual a 24,00% com tempo limite de 3600,00 s. A [Tabela 21](#) apresenta os resultados obtidos para os cenários 3 e 4. No cenário 3, uma solução ótima é encontrada com valor de perda de potência ativa de 324,00 kW, redução percentual de 44,69% obtida em 17,37 s. Portanto, o modelo PQIM também apresenta resultados satisfatórios neste cenário quando associado a um nível de penetração adequado. No cenário 4, foram realizadas simulações com níveis de penetração de 20%, 24%, 28% e 30%. O modelo conseguiu minimizar perdas com solução ótima obtida com nível de 20% e soluções factíveis para os níveis de 24%, 28% e 30%. Essas soluções factíveis foram alcançadas em 1197,20s, 3253,89s e 3261,47s com GAP de 0,56%, 1,50% e 2,22%, respectivamente. Os resultados dessas simulações estão na [Tabela 21](#). A [Figura 32](#) ilustra os resultados elencado na [Tabela 21](#).

Tabela 21 – Comparações PQIM em Relação ao Fator de Potência

Cenário	Fator de Carga	Melhor Tempo(s)	Localização GDs	Tamanho GDs (kW)	Perda Ativas (kW)
3	24 %	17,37	193/ 125 / 53	3038,99/ 2433,13/ 1145,04	324,00
4	20 %	2043,38	201/ 193/ 40	1721,24/ 1436,30/ 2356,75	322,22
	24 %	1197,20	40/ 132 / 201	2868,75/ 2345,914/ 1402,50	308,05
	28 %	3253,89	193/ 132/ 40	1685,35/ 2719,58/ 3315,09	279,55
	30 %	3261,47	190/ 132/ 40	1983,28/ 2719,57/ 3568,60	283,98

Figura 32 – Resultados das Simulações da Penetração de GDs para Sistema de 201-barras

Fonte: Elaborada pelo autor

6.7 Sistema de 873 Barras

O penúltimo sistema simulado é o sistema de 873 barras que é um sistema hipotético com 7 alimentadores, 27 chaves normalmente aberta e tensão base 130,8 kV (ABABEI; KAVASSERI, 2010) e disponível em (KAVASSERI; ABABEI, 2015). A perda na configuração inicial apresenta uma perda de potência igual 1496,44 kW.

6.7.1 Resultados via modelo PQIM e algoritmo genético AGM

Cenário 1: O modelo PQIM e o AGM apresentaram os mesmos valores de perda ativa da configuração base um valor igual a 1496,44kW.

Cenário 2: O modelo PQIM retorna uma solução factível com 460,73 kW, uma redução de 69,21% obtida em 3554,32 s com GAP de 8,87%. AGM retorna uma solução com 570,36 kW, uma redução de 61,88% alcançada em 1125,69 s.

Cenário 3: O PQIM retorna solução ótima com 894,53 kW, uma redução de 40,22% obtida em 2,51s. O AGM retorna perda ativa de 675,71 kW, uma redução de 54,84% obtida em 3570,36s.

Cenário 4: O modelo retorna uma solução factível como 354,47 kW, uma redução de 76,31% obtida em 3282,03s com GAP de 31,70%. AGM encontrou uma solução de 518,77 kW, uma redução de 65,33% alcançada em 1602,54 s.

A Tabela 23 apresenta os principais resultados encontrados pelo PQIM e AGM. Uma vez que a redução de perdas para o nível de penetração de 100% foi alcançado tanto pelo modelo quanto pelo algoritmo evolutivo, não foram realizadas simulações variando tal parâmetro do modelo. A Figura 33 compara os resultados obtidos pelo PQIM e AGM.

Tabela 22 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 873-Barras

Método	Item	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
PQIM	Localização GD	-	-	126/ 633/ 639	311/ 462/ 821
	Tamanho GD (MW)	-	-	8324,00/ 10000,00/ 9461,62	5301,41/ 10000,00/ 9778,88
	Perdas Ativas (kW)	1496,44	460,73	894,53	354,47
	Redução Perdas Ativas (%)	-	69,21	40,22	76,31
AGM	Localização GD	-	-	125/ 418/ 736	704/ 115/ 648
	Tamanho GD (MW)	-	-	5012,60/ 4912,19/ 4062,44	1861,05/ 1935,93/ 1836,36
	Perdas Ativas (kW)	1496,44	570,36	675,71	518,77
	Redução de Perdas (%)	-	61,88	54,84	65,33

Figura 33 – Comparação dos Cenários do Sistema de 873-barras

Fonte: Elaborada pelo autor

6.8 Sistema de 10476 Barras

O último sistema é também um sistema hipotético com 84 alimentadores, com 10476 barras, 260 chaves normalmente abertas, tensão base de 130,8 kV proposto em (ABABEI; KAVASSERI, 2010) e disponível em (KAVASSERI; ABABEI, 2015).

6.8.1 Resultados via modelo PQIM e algoritmo genético AGM

Cenário 1: O modelo PQIM e AGM retornaram soluções com 17373,9 kW, uma perda de potência ativa similar ao encontrado em (POSSAGNOLO, 2015).

Cenário 2: O modelo PQIM retorna uma solução factível com 11027,3 kW, uma redução de 36,52% obtida em tempo de 3273,93s com GAP de 26,40%. AGM retorna uma solução com 10782,72 kW em 2737,24s, uma redução de 37,93% quando comparada a perda na configuração base.

Cenário 3: O modelo PQIM retorna uma solução ótima com 15390.7 kW em 22.78s, uma redução de 11,41% quando comparada a perda na configuração base. AGM retorna perda de 17169.0 kW, uma redução de 1,17% obtida em 115,64 s.

Cenário 4: O modelo retorna uma solução factível com 9826,62 kW, uma redução de 43,44% obtida em 2253,57s com GAP de 29,01%. AGM retorna uma solução com 10689,67 kW, representando uma redução de 38,47% obtida em 1167.60 s

Os principais resultados das simulações do modelo PQIM e do algoritmo genético AGM são apresentados na tabela [Tabela 23](#). Portanto, nos cenários avaliados pelo modelo PQIM e

algoritmo genético AGM, existiram reduções percentuais de perdas de potências em todos os cenários com relação as perdas da configuração base. No entanto, as perdas retornadas pelo modelo PQIM no cenário 4 foram as maiores. Isso indica que a simultânea reconfiguração com alocação e dimensionamento adequado de geradores distribuídos podem retornar excelentes resultados. A [Figura 34](#) ilustra os principais resultados elencados na [Tabela 23](#).

Tabela 23 – Resultados das Simulações PQIM e AGM do Sistema de 201-Barras

Método	Item	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
PQIM	Localização GD	-	-	638/ 4158/ 7679	5038/ 8558
	Tamanho GD (MW)	-	-	3x10000,00	2x10000,00
	Perdas Ativas (kW)	17373,9	11027,3	15390,7	9826,62
	Redução Perdas Ativas (%)	-	36,52	11,41	43,44
AGM	Localização GD	-	-	3287/ 4155/ 8262	491/ 4400/ 6607
	Tamanho GD (MW)	-	-	820,47/ 1011,25/ 962,83	828,75/ 1683,21/ 469,05
	Perdas Ativas (kW)	17373,88	10782,72	17169,00	10689,67
	Redução de Perdas (%)	-	37,93	1,17	38,47

Figura 34 – Comparação dos Cenários do Sistema de 10476-barras

Fonte: Elaborada pelo autor

6.9 Conclusão

Neste capítulo, foram apresentados os resultados de duas novas abordagens para resolver o problema de minimização de perdas de potência ativa em sistema de distribuição radial na presença de geradores distribuídos.

A primeira trata-se de um modelo de programação quadrática inteira mista (PQIM) apresentado na [Seção 5.2](#). Enquanto a segunda é um algoritmo genético multipopulacional (AGM) apresentado na [Seção 5.4](#). Os resultados das simulações apresentadas nessa seção pelo modelo PQIM e algoritmo AGM foram elencadas e discutidas segundo alguns cenários já apresentados na literatura com o objetivo de comprovar a efetividade da proposta desse trabalho de doutorado.

As simulações dos testes foram realizadas segundo quatro diferentes cenários previamente definidos na [Seção 6.1](#). Os sistemas testes são utilizados para comprovar a validade do PQIM e AGM quanto a simultânea reconfiguração, alocação e dimensionamento de GDs em sistema de distribuição radial foram: 33, 69, 70, 83, 135, 210, 873 e 10476 barras.

Na seção [Subseção 6.1.1](#), quatro diferentes cenários também foram proposto para avaliar os impactos da GDs sobre a variação do fator de potência juntamente com simultânea reconfiguração, alocação e dimensionamento de GDs. Além disso, avaliou-se a minimização de perdas de potência em sistema de distribuição sob a ótica da variação do nível de penetração de GDs em sistema de distribuição, visando inferir os impactos das GDs nesse contexto.

As simulações mostraram que a reconfiguração com alocação e dimensionamento de GDs obtiveram melhores resultados para os sistemas de 33, 69, 70, 873 e 10476 barras. No que diz respeito a avaliações dos sistemas de 33 e 69 barras, quanto a variação do fator de potência e variação do nível de penetração, os resultados foram bastantes superiores em relação aos reportados na literatura quanto a minimização de perdas de potências.

Para os sistemas de 135 e 201 barras, os resultados para o cenário de simultânea reconfiguração com alocação e dimensionamento de GDs não foram satisfatórios com o nível de penetração de GDs em 100%. Diante desse fato, duas novas simulações foram propostas, onde primeiramente foi ampliado o tempo de simulação de 3600,00 s para 18000,00 s, posteriormente a segunda simulação variou o nível de penetração das GDs em 20%, 24%, 28% e 30%. Nessas novas simulações os resultados foram bastante expressivos quanto a minimização de perdas.

Portanto, os resultados encontrados comprovaram a efetividade e o desempenho satisfatório do modelo PQIM proposto e do AGM, principalmente quando comparados a outros trabalhos da literatura. Quando não foi possível a comparação dos resultados com outros métodos da literatura, mesmo assim, os resultados do PQIM e AGM foram relevantes quanto a melhoria da perda em relação aos cenários base (cenário 1) e as perdas da reconfiguração (cenário 2). Desta forma, o modelo PQIM e o AGM conseguiram reduzir perdas em sistema de distribuição radial com simultânea reconfiguração aliada a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos.

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A inserção de geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica tornou-se uma realidade em vários países do mundo, sua utilização tem se tornado cada vez mais importante nos últimos anos e tem aumentado rapidamente sua participação em paralelo com as centrais geradoras de energia elétrica como objetivo de ajudar suprir a demanda de energia e mitigar as perdas de energia em sistemas de energia elétrica de vários países.

No Brasil, após crises de energia e apagões que aconteceram em décadas passadas, o país tem mostrado avanços tanto no meio das políticas regulatórias como no desenvolvimento tecnológicos de GDs, visando de modo geral, a quebrar de barreiras sobre instalação de GDs fato esse que já acontece há décadas de forma acelerada em alguns países. Várias agências de energia, empresas, concessionárias de energia e pesquisadores em todo mundo tem mostrado os possíveis benefícios ligados a presença de geração distribuição no sistema de energia elétrica.

Contudo, devemos mostrar que “a luz” dessas novas tecnologias de geração de energia, independentemente de suas tecnologias renováveis ou não-renováveis, seu mal condicionamento e dimensionamento podem trazer vários prejuízos aos sistemas de energias. Nesse contexto, empresas de energia elétrica e concessionárias de energia estão cada vez mais vem a busca de novas tecnologias que ajude nas tomadas de decisões sobre a inserção de GD no sistema.

Neste contexto, a proposta dessa tese foi expandir os modelos de otimização apresentado por (SPATTI, 2018) de reconfiguração de sistemas de distribuição radiais que objetivava a minimização de perdas de potências ativas para um modelo matemático exato de programação quadrática inteira mista (PQIM) para tratar o problema de reconfiguração com alocação e dimensionamento de geradores distribuídos em sistema de distribuição radiais objetivando a minimização de perdas ativas em sistemas de distribuição radiais. As principais contribuições desse trabalho encontram-se descrita [Seção 5.2](#) na proposta de um modelo PQIM e um algoritmo genético multipopulacional (AGM) ambos tratando o problema de reconfiguração, alocação e dimensionamento de geradores.

Uma adaptação do algoritmo genético multipopulacional (AGM) antes usado como sucesso em problemas de otimização para definição trajetórias de veículos aéreos não tripulados e problemas de dimensionamento de lotes, foi agora adaptado para tratar problemas de reconfiguração, alocação e dimensionamento de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radial. Nesse aspecto, duas novas inicializações foram construída para o problema como mostrado nas [Subsubseção 5.4.2.1](#) e [Subsubseção 5.4.2.2](#), os resultados obtidos pelo AGM quando comparado com outras técnicas da literatura mostrou-se bastante competitivo retornando resultados de excelente qualidade.

Na comparação dos resultados obtidos pelo AGM com as técnicas MPGSA, HC-ACO, HSA, GA, RGA, FWA, UVDA e CSA apresentou os melhores resultados em todos cenários na comparação para o sistema de 33 barras alcançando uma redução percentual 73,98% quando comparado a perda da configuração inicial, obtida no cenário de simultânea reconfiguração, alocação e dimensionamento de GDs. Na comparação das simulações com as técnicas HSA, GA, RGA, FWA, UVDA e CSA para sistema de 69 barras os resultados novamente foram bastante competitivo alcançando uma redução percentual de 83,75% na comparação com as perdas na configuração inicial em relação a simultânea reconfiguração, alocação e dimensionamento de GDs. Para sistemas maiores como 70, 83, 135, 201, 873 e 10476 os resultados obtidos foram de boa qualidade quando comparados a perda na configuração inicial e as perdas da reconfiguração em todos os cenários estudados.

Nas comparações do modelo PQIM os resultados foram bastante competitivos para um fator de penetração de GDs em 100%, as exceções ficaram por parte dos sistemas de 83, 135 e 201 barras para o cenário 4 mostrando resultados não satisfatórios para redução de perdas de potência quando comparados com a perda na configuração inicial.

Para esses três sistemas, ainda foram feitas outras simulações com intuito de elucidar o aumento na perda de potência em comparação as perdas iniciais. A primeira simulação foi proposto um aumento no tempo de execução do algoritmo, tendo em vista, que o mesmo tinha retornado soluções factíveis. Nesta simulação, aumentamos o tempo de execução em cinco vezes passando de 3600,00 s para uma execução em 18000,00 s mantendo o fator de carga ainda em 100%. Os resultados retornado para o sistema de 83 barras foram as mesmas da simulação em 3600,00 s, esses resultados foram obtidos no tempo de 16208.2s, com GAP de 33,65%.

Para o sistema de 135 barra houve uma melhora na perda de potência em 14,27% quando comparada com a perda obtida no tempo de 3600,00 s, esse resultado foi obtido no tempo 16247.9s, com GAP de 54,33%, contudo esse perda ainda continua maior comparada com a perda na configuração inicial. Na avaliação do sistema de 201 barras houve um aumento significativo da perda de potência em 85,82% quando comparada com a perda obtida no tempo de 3600,00 s, um resultado obtido no tempo 17151.6 s, com GAP de 46,64%. Portanto, conforme foi mostrado nas [Seção 6.4](#), [Seção 6.5](#) e [Seção 6.6](#) o modelo PQIM não conseguiu minimizar perdas em tempo de execução em 36000,00 s e 18000,00 s.

Na segunda simulação proposta, inferimos que o resultado acima descrito ocorreu devido ao nível de penetração das GDs, desta forma, propomos fatores de penetração em 20%, 24%, 28% e 30%. Nesta proposta o modelo PQIM retornou resultados bastantes competitivos que minimizam perdas quando comparada com as perdas na configuração inicial como foram mostrados nas [Seção 6.4](#), [Seção 6.5](#) e [Seção 6.6](#). Portanto, diante do exposto, fica claro que o modelo exato proposto (PQIM) e algoritmo genético (AGM) nesse trabalho de doutorado foram bem estruturados e retornaram resultados bastantes competitivo para o problema de otimização de reconfiguração, alocação e dimensionamento de GDs, como objetivo de minimização de perdas ativas em sistema de distribuição radiais.

Para desenvolvimento de trabalhos futuros devido a natureza complexa do problema de alocação de GD, pretende-se desenvolver um modelo que trate o problema com fonte renovável, pretende-se propor novas modelagens para o problema de custo de instalação de GDs com objetivo de minimizar o mesmo. Além disso, aplicar a metodologia a sistema de grande porte reais.

7.1 Artigos Publicados

Durante do desenvolvimento deste trabalho de doutorado, algumas contribuição científica foram originadas dessa pesquisa, apresentando relação direta com esse trabalho, nas quais serão apresentadas abaixo:

- **Optimal Allocation and Sizing of Distributed Generation for Loss Minimization using a Multi-Population Genetic Algorithm.** In: IEEE World Congress on Computational Intelligence (WCCI). Glasgow, 2020. (artigo aceito);
- **Allocation and Sizing of Distributed Generation with Data Mining Code of Repositories - DAMICORE.** IEEE Transactions on Power Systems (Artigo submetido).

REFERÊNCIAS

ABABEI, C.; KAVASSERI, R. Efficient network reconfiguration using minimum cost maximum flow-based branch exchanges and random walks-based loss estimations. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 26, n. 1, p. 30–37, 2010. Citado nas páginas 113, 115 e 116.

ABDMOULEH, Z.; GASTLI, A.; BEN-BRAHIM, L.; HAOUARI, M.; AL-EMADI, N. A. Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 113, p. 266–280, 2017. Citado na página 28.

ABRAHAM, A.; DAS, S. **Computational intelligence in power engineering**. [S.l.]: Springer, 2010. v. 302. Citado nas páginas 50 e 55.

ABREU, Y.; OLIVEIRA, M.; GUERRA, S. Energia, economia, rotas tecnológicas: Textos selecionados. i edição. **Málaga: Eumed. Net**, 2010. Citado na página 95.

ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. 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. Citado nas páginas 40 e 46.

ABUR, A. A modified linear programming method for distribution system reconfiguration. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 18, n. 7, p. 469–474, 1996. Citado na página 34.

ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for dg allocation in primary distribution network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 28, n. 10, p. 669–678, 2006. Citado na página 39.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001. Citado na página 64.

ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 7, p. 873–884, 2016. Citado na página 64.

AHMADI, H.; MARTÍ, J. R. Mathematical representation of radiality constraint in distribution system reconfiguration problem. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 64, p. 293–299, 2015. Citado nas páginas 105 e 108.

AHUJIA, R.; MAGNANTI, T. L.; ORLIN, J. B. Network flows: Theory, algorithms and applications. **New Jersey: Prentice-Hall Inc., Upper Saddle River**, 1993. Citado na página 54.

ALAM, A.; GUPTA, A.; BINDAL, P.; SIDDIQUI, A.; ZAID, M. Power loss minimization in a radial distribution system with distributed generation. In: IEEE. **2018 International Conference on Power, Energy, Control and Transmission Systems (ICPECTS)**. [S.l.], 2018. p. 21–25. Citado na página 41.

ALHAJRI, M.; EL-HAWARY, M. Optimal distribution generation sizing via fast sequential quadratic programming. In: IEEE. **2007 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering**. [S.l.], 2007. p. 63–66. Citado na página 39.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional-PRODIST / módulo 1 - Introdução-rev. 9. 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 30 de maio de 2020. Citado nas páginas 56 e 57.

_____. Regulação dos serviços de distribuição. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>>. Acesso em: 30 de maio de 2020. Citado na página 50.

_____. Manual de controle patrimonial do setor elétrico - MCPSE. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 de julho de 2020. Citado na página 28.

_____. Perdas de energia elétrica na distribuição. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 30 de maio de 2020. Citado na página 56.

ARANTES, M. d. S.; ARANTES, J. d. S.; TOLEDO, C. F. M.; WILLIAMS, B. C. A hybrid multi-population genetic algorithm for uav path planning. In: **Proceedings of the Genetic and Evolutionary Computation Conference 2016**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 853–860. Citado na página 77.

_____. A hybrid multi-population genetic algorithm for uav path planning. In: **Proceedings of the Genetic and Evolutionary Computation Conference 2016**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 853–860. Citado na página 79.

ARANTES, M. S. **Ambiente para desenvolvimento de métodos aplicados a problemas de otimização**. Masters thesis – Universidade de São Paulo (USP/ICMC), 2014. Disponível em: <<https://github.com/marcio-da-silva-arantes/ProOF/wiki>>. Citado na página 89.

BADRAN, O.; MEKHILEF, S.; MOKHLIS, H.; DAHALAN, W. Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 73, p. 854–867, 2017. Citado nas páginas 28, 31 e 90.

BAJAY, S.; JANNUZZI, G. M.; HEIDEIER, R. B.; VILELA, I. R.; PACCOLA, J. A.; GOMES, R. Geração distribuída e eficiência energética: reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. **Campinas: Iei (international Energy Initiative)**, 2018. Citado na página 64.

BALAMURUGAN, K.; SRINIVASAN, D.; REINDL, T. Impact of distributed generation on power distribution systems. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 25, p. 93–100, 2012. Citado na página 65.

BANSAL, A.; SINGH, S. *et al.* Optimal allocation and sizing of distributed generation for power loss reduction. IET, 2016. Citado na página 71.

BARAN, M.; WU, F. F. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. **IEEE Transactions on power Delivery**, IEEE, v. 4, n. 1, p. 735–743, 1989. Citado na página 58.

BARAN, M. E.; WU, F. Network reconfiguration in distribution system for loss reduction and load balancing. **IEEE Trans. Power Del.**, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, abril 1989. Citado nas páginas 32, 34, 35, 36, 39, 41, 42, 43, 89 e 90.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on power Delivery**, IEEE, v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989. Citado na página 39.

BARKER, P. P.; MELLO, R. W. D. Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems. In: IEEE. **2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No. 00CH37134)**. [S.l.], 2000. v. 3, p. 1645–1656. Citado nas páginas 40 e 65.

BAYAT, A.; BAGHERI, A.; NOROOZIAN, R. Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new uvda-based heuristic method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 77, p. 360–371, 2016. Citado nas páginas 31, 43, 46, 98, 101 e 102.

BERG, R.; HAWKINS, E.; PLEINES, W. Mechanized calculation of unbalanced load flow on radial distribution circuits. **IEEE Transactions on power apparatus and systems**, IEEE, n. 4, p. 415–421, 1967. Citado na página 58.

BHISE, D. R.; KANKALE, R. S.; JADHAO, S. Impact of distributed generation on protection of power system. In: IEEE. **2017 International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA)**. [S.l.], 2017. p. 399–405. Citado na página 65.

BICHELS, A. **Sistemas elétricos de potência: métodos de análise e solução**. [S.l.]: EDUTFPR, 2018. Citado na página 49.

BOAVENTURA, P. O. **Grafos: teoria, modelos, algoritmos**. [S.l.]: Editora Blucher, 2011. Citado na página 54.

BOAVENTURA, P. O.; JURKIEWICZ, S. **Grafos: Introdução e prática**. [S.l.]: Editora Blucher, 2017. Citado na página 51.

BOLLOBÁS, B. **Modern graph theory**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2013. Citado na página 54.

BONDY, J. A.; MURTY, U. S. R. **Graph theory**. [S.l.]: Springer, 2008. Citado na página 54.

BORGES, C. L.; FALCÃO, D. M. Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. In: IEEE. **2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings**. [S.l.], 2003. v. 2, p. 5–pp. Citado na página 38.

BORGES, C. L.; FALCAO, D. M. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 28, n. 6, p. 413–420, 2006. Citado na página 39.

BORGES, M. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Optimal reconfiguration of electrical distribution systems using mathematical programming. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Springer, v. 25, n. 1, p. 103–111, 2014. Citado nas páginas 37 e 74.

BRASIL. **Lei nº 9.427 de 26 dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências**. Brasília, DF: [s.n.], 1996. Citado na página 66.

_____. **Lei nº 10.438 de 26 abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e dá outras providências**. Brasília, DF: [s.n.], 2002. Citado na página 67.

_____. **Lei nº 5.163 de 30 julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** Brasília, DF: [s.n.], 2004. Citado na página 67.

_____. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.** Brasília, DF: [s.n.], 2012. Citado na página 67.

_____. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição—PRODIST.** Brasília, DF: [s.n.], 2015. Citado na página 67.

CACCETTA, L.; HILL, S. Branch and cut methods for network optimization. **Mathematical and computer modelling**, Elsevier, v. 33, n. 4-5, p. 517–532, 2001. Citado na página 76.

CAPITANESCU, F.; OCHOA, L. F.; MARGOSSIAN, H.; HATZIARGYRIOU, N. D. Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 30, n. 1, p. 346–356, 2014. Citado na página 76.

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. Citado nas páginas 42 e 43.

CESPEDES, R. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990. Citado nas páginas 58, 60, 61 e 87.

CHANG, H.-C.; KUO, C.-C. Network reconfiguration in distribution systems using simulated annealing. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 29, n. 3, p. 227–238, 1994. Citado nas páginas 33 e 34.

CHEN, C.-S.; CHO, M.-Y. Energy loss reduction by critical switches. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 8, n. 3, p. 1246–1253, 1993. Citado na página 33.

CHIANG, H.-D.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal network reconfigurations in distribution systems: Part 1: A new formulation and a solution methodology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 4, p. 1902–1909, 1990. Citado na página 33.

_____. Optimal network reconfigurations in distribution systems. Part 2 . solution algorithms and numerical results. **IEEE transactions on Power delivery**, IEEE, v. 5, n. 3, p. 1568–1574, 1990. Citado na página 42.

CHIN, H.-C.; HUANG, K.-Y. A simple distribution reconfiguration algorithm for loss minimization. In: IEEE. **PowerCon 2000. 2000 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No. 00EX409)**. [S.l.], 2000. v. 2, p. 607–611. Citado na página 35.

CHIOU, J.-P.; CHANG, C.-F.; SU, C.-T. Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 20, n. 2, p. 668–674, 2005. Citado na página 108.

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. **IEEE Transactions on energy conversion**, IEEE, v. 19, n. 4, p. 764–773, 2004. Citado na página 65.

CHOI, J.-H.; KIM, J.-C. Network reconfiguration at the power distribution system with dispersed generations for loss reduction. In: IEEE. **2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 00CH37077)**. [S.l.], 2000. v. 4, p. 2363–2367. Citado nas páginas 41 e 46.

CIVANLAR, S.; GRAINGER, J.; YIN, H.; LEE, S. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 3, n. 3, p. 1217–1223, 1988. Citado nas páginas 32, 34, 35, 36 e 81.

COUTURE, T.; BUSCH, H.; HANSEN, T.; GUERRA, F.; LEIDREITER, A.; MURDOCH, H.; RANALDER, L.; SEYBOTH, K. *et al.* Renewables in cities-2019 global status report. 2019. Citado na página 65.

DAHALAN, W. M.; MOKHLIS, H.; AHMAD, R.; BAKAR, A. A.; MUSIRIN, I. Simultaneous network reconfiguration and dg sizing using evolutionary programming and genetic algorithm to minimize power losses. **Arabian Journal for Science and Engineering**, Springer, v. 39, n. 8, p. 6327–6338, 2014. Citado nas páginas 31 e 90.

DAS, D. A fuzzy multiobjective approach for network reconfiguration of distribution systems. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 21, n. 1, p. 202–209, 2005. Citado nas páginas 105 e 106.

_____. Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 28, n. 5, p. 331–338, 2006. Citado na página 36.

DAS, D.; KOTHARI, D.; KALAM, A. Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 17, n. 5, p. 335–346, 1995. Citado nas páginas 41 e 58.

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. Citado na página 43.

DIESTEL, R. **Graph Theory**. [S.l.]: New York: Springer-Verlag Heidelberg, 2005. Citado nas páginas 53 e 54.

DING, F.; LOPARO, K. A. Feeder reconfiguration for unbalanced distribution systems with distributed generation: A hierarchical decentralized approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 31, n. 2, p. 1633–1642, 2016. Citado na página 73.

DIXIT, M.; KUNDU, P.; JARIWALA, H. R. Optimal placement and sizing of dg in distribution system using artificial bee colony algorithm. In: IEEE. **2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)**. [S.l.], 2016. p. 1–6. Citado nas páginas 41 e 46.

DOGAN, A.; ALCI, M. Simultaneous optimization of network reconfiguration and dg installation using heuristic algorithms. **Elektronika ir Elektrotechnika**, v. 25, n. 1, p. 8–13, 2019. Citado nas páginas 44 e 46.

DONDI, P.; BAYOUMI, D.; HAEDERLI, C.; JULIAN, D.; SUTER, M. Network integration of distributed power generation. **Journal of power sources**, Elsevier, v. 106, n. 1-2, p. 1–9, 2002. Citado na página 64.

DUPPALA, D.; NAGABALLI, S.; KALE, V. S. The technical impact of increase in penetration level of dg technologies on power system. In: IEEE. **2019 IEEE Region 10 Symposium (TENSYP)**. [S.l.], 2019. p. 491–496. Citado na página 95.

EGP - ENEL GREEN POWER. Nova Olinda: The sun shines brighter in Brazil. Novembro 2017. Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/media/news/d/2017/12/nova-olinda-the-sun-shines-brighter-in-brazil>>. Acesso em: 02 de março de 2020. Citado nas páginas 68 e 69.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric power systems research**, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004. Citado na página 64.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota técnica - premissas e custos da oferta de energia elétrica no horizonte 2050. Rio de Janeiro, RJ, Novembro 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227>>. Citado na página 68.

_____. **Balanco energético nacional 2019: ano base 2018**. Rio de Janeiro, RJ, 2019. Disponível em: <[URL:http://www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>. Citado na página 68.

ESHELMAN, L. J.; SCHAFFER, J. D. Real-coded genetic algorithms and interval-schemata. In: **Foundations of genetic algorithms**. [S.l.]: Elsevier, 1993. v. 2, p. 187–202. Citado na página 85.

ESMAILNEZHAD, B.; SHAYEGHI, H. Simultaneous distribution network reconfiguration and dg allocation for loss reduction by invasive weed optimization algorithm. p. 166–172, 2013. Citado na página 28.

FERROUKHI, R.; NA, A. L.-P.; KIEFFER G., N. D.; HAWILA, D.; KHALID, A.; EL-KATIRI, L.; VINCI, S.; FERNANDEZ, A. Renewable energy benefits: measuring the economics. **International Renewable Energy Agency (IRENA)**, Adu Dhabi, 2016. Citado na página 65.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. A mixed-integer LP model for the reconfiguration of radial electric distribution systems considering distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 97, p. 51–60, 2013. Citado na página 42.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Optimal distributed generation placement in power distribution networks: models, methods, and future research. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 28, n. 3, p. 3420–3428, 2013. Citado nas páginas 28 e 66.

GIDD, M. M.; MHETRE, S. L.; KORACHAGAON, I. M. Optimum position and optimum size of the distributed generators for different bus network using genetic algorithm. In: IEEE. **2018 Fourth International Conference on Computing Communication Control and Automation (ICCUBEA)**. [S.l.], 2018. p. 1–6. Citado nas páginas 39 e 46.

GLAMOCANIN, V. Optimal loss reduction of distributed networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 5, n. 3, p. 774–782, 1990. Citado na página 33.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; CONEJO, A.; CAÑIZARES, C. Sistemas de energia elétrica: análise e operação. **Tradução e revisão técnica de Antônio Padilha Feltrin, José Roberto Sanches Mantovani, Rubén Romero**, v. 1, 2011. Citado nas páginas 47 e 48.

GOSWAMI, S. K.; BASU, S. K. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 7, n. 3, p. 1484–1491, 1992. Citado nas páginas 33 e 34.

GRAAF, T. Van de *et al.* **A new world: the geopolitics of the energy transformation**. 2019. Citado na página 27.

HAMIDA, I. B.; SALAH, S. B.; MSAHLI, F.; MIMOUNI, M. F. Optimal network reconfiguration and renewable dg integration considering time sequence variation in load and dgs. **Renewable energy**, Elsevier, v. 121, p. 66–80, 2018. Citado na página 73.

HARARY, F. **Graph Theory**. [S.l.]: Addison-Wesley Publishing Company, Inc, 1969. Citado na página 51.

_____. **A seminar on graph theory**. [S.l.]: Courier Dover Publications, 2015. Citado na página 52.

HUGHES, T. P. **Networks of power: electrification in Western society, 1880-1930**. [S.l.]: JHU Press, 1993. Citado na página 48.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N. Multiple distributed generator placement in primary distribution networks for loss reduction. **IEEE Transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 60, n. 4, p. 1700–1708, April 2013. Citado na página 39.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks. **IEEE Transactions on energy conversion**, IEEE, v. 25, n. 3, p. 814–820, 2010. Citado nas páginas 28, 39 e 44.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets**. [S.l.], 2002. Citado na página 27.

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. Citado nas páginas 31, 37, 46, 98, 101 e 102.

IMRAN, A. M.; KOWSALYA, M.; KOTHARI, D. A novel integration technique for optimal network reconfiguration and distributed generation placement in power distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 63, p. 461–472, 2014. Citado nas páginas 31 e 42.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook**. 2017, 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook/electricity>>. Citado na página 63.

IRENA. **Global energy transformation: A roadmap to 2050**. [S.l.]: International Renewable Energy Agency Abu Dhabi, 2019. Citado nas páginas 27 e 64.

JABR, R. A.; SINGH, R.; PAL, B. C. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming. **IEEE Transactions on Power systems**, IEEE, v. 27, n. 2, p. 1106–1115, 2012. Citado nas páginas 37 e 108.

- JANGIR, N.; KUMAR, P.; GUPTA, N.; NIAZI, K.; SWARNKAR, A. Robust allocation of dgs integrated with distribution network reconfiguration. In: IEEE. **2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)**. [S.l.], 2015. p. 1–6. Citado na página 90.
- JASTHI, K.; DAS, D. Simultaneous distribution system reconfiguration and dg sizing algorithm without load flow solution. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 12, n. 6, p. 1303–1313, 2018. Citado nas páginas 44 e 46.
- JIANG, D.; BALDICK, R. Optimal electric distribution system switch reconfiguration and capacitor control. **IEEE transactions on Power Systems**, IEEE, v. 11, n. 2, p. 890–897, 1996. Citado na página 33.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. [S.l.]: Editora Blucher, 2005. Citado na página 48.
- KALAMBE, S.; AGNIHOTRI, G. Loss minimization techniques used in distribution network: bibliographical survey. **renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 29, p. 184–200, 2014. Citado na página 28.
- KASHEM, M.; GANAPATHY, V.; JASMON, G.; BUHARI, M. A novel method for loss minimization in distribution networks. In: IEEE. **DRPT2000. International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. Proceedings (Cat. No. 00EX382)**. [S.l.], 2000. p. 251–256. Citado na página 35.
- KASHEM, M.; LE, A. D.; NEGNEVITSKY, M.; LEDWICH, G. Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems. In: IEEE. **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.], 2006. p. 8–pp. Citado na página 39.
- KAUR, S.; KUMBHAR, G.; SHARMA, J. A MINLP technique for optimal placement of multiple dg units in distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 63, p. 609–617, 2014. Citado nas páginas 40 e 46.
- KAVASSERI, R.; ABABEI, C. Reds: Repository of distribution systems. **IEEE Power and Energy Society. Marquette University, Milwaukee, WI**, 2015. Citado nas páginas 113, 115 e 116.
- KEANE, A.; O'MALLEY, M. Optimal allocation of embedded generation on distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 20, n. 3, p. 1640–1646, 2005. Citado na página 39.
- KHODR, H.; MARTINEZ-CRESPO, J. Integral methodology for distribution systems reconfiguration based on optimal power flow using benders decomposition technique. **IET generation, transmission & distribution**, IET, v. 3, n. 6, p. 521–534, 2009. Citado na página 74.
- KI-MOON, B. Sustainable energy for all: A vision statement by Ban Ki-Moon. Secretary-General of the United Nations. 2011. Citado na página 63.
- KIM, H.; KO, Y.; JUNG, K.-H. Artificial neural-network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 8, n. 3, p. 1356–1366, 1993. Citado na página 33.

- KOUTSOUKIS, N. C.; SIAGKAS, D. O.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Online reconfiguration of active distribution networks for maximum integration of distributed generation. **IEEE Transactions on Automation Science and Engineering**, IEEE, v. 14, n. 2, p. 437–448, 2016. Citado na página 74.
- KUANG, H.; LI, S.; WU, Z. Discussion on advantages and disadvantages of distributed generation connected to the grid. In: IEEE. **2011 International Conference on Electrical and Control Engineering**. [S.l.], 2011. p. 170–173. Citado na página 66.
- 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. Citado na página 74.
- KUMAR, R. J. R.; JAIN, A. A load flow algorithm for radial systems having renewable energy generation sources. In: IEEE. **7th International Conference on Information and Automation for Sustainability**. [S.l.], 2014. p. 1–5. Citado na página 58.
- KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7. Citado nas páginas 48 e 64.
- LAVORATO, M.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 27, n. 1, p. 172–180, 2012. Citado nas páginas 37, 50, 73 e 74.
- LEE, S.-H.; PARK, J.-W. Selection of optimal location and size of multiple distributed generations by using kalman filter algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 24, n. 3, p. 1393–1400, 2009. Citado nas páginas 31, 40 e 46.
- LEISERSON, C. E.; STEIN, C.; RIVEST, R. L.; CORMEN, T. H. Algoritmos: teoria e prática. **Rio de Janeiro: Campus**, 2002. Citado na página 54.
- MANTOVANI, J. R.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. **Controle e Automação**, p. 150–159, 2000. Citado nas páginas 28, 32, 35, 109 e 110.
- MARDANEH, M.; GHAREHPETIAN, G. Siting and sizing of dg units using ga and opf based technique. In: IEEE. **2004 IEEE Region 10 Conference TENCON 2004**. [S.l.], 2004. v. 100, p. 331–334. Citado na página 38.
- MARENGO, J. A. **Mudanças climáticas globais e seus efeitos sobre a biodiversidade: caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do século XXI**. [S.l.]: Ministerio Do Meio Ambiente Secretaria de Biodiversidade EF, 2006. v. 26. Citado na página 66.
- MARIBU, K. M. Distributed generation in liberalised electricity markets. **A Summary of PhD Projects 2002**, 2005. Citado na página 27.
- MCCARTHY, J. J.; CANZIANI, O. F.; LEARY, N. A.; DOKKEN, D. J.; WHITE, K. S. *et al.* **Climate change 2001: impacts, adaptation, and vulnerability: contribution of Working Group II to the third assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2001. v. 2. Citado na página 66.

- MCDERMOTT, T. E.; DREZGA, I.; BROADWATER, R. P. A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 14, n. 2, p. 478–483, 1999. Citado na página 34.
- MEHTA, P.; BHATT, P.; PANDYA, V. Optimal selection of distributed generating units and its placement for voltage stability enhancement and energy loss minimization. **Ain Shams Engineering Journal**, Elsevier, v. 9, n. 2, p. 187–201, 2018. Citado na página 66.
- MERLIN, A.; BACK, H. Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration for an urban power distribution system. **Proc. of 5th PSCC**, 1975, v. 1, p. 1–18, 1975. Citado nas páginas 31, 32 e 45.
- MILLER, N.; YE, Z. **Report on distributed generation penetration study**. [S.l.], 2003. Citado na página 95.
- MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria MME nº 538, de 15 de dezembro de 2015. Criar o programa de desenvolvimento da geração distribuída de energia elétrica - ProGD. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 15 dez. 2015. Disponível em: <<http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=16/12/2015&jornal=1&pagina=96&totalArquivos=140>>. Acesso em: 28 de jan. 2020. Citado na página 68.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. [S.l.]: E. Blucher, 1983. Citado na página 57.
- MORETO, M. **Localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição de energia: Uma metodologia baseada em redes neurais artificiais**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2005. Citado na página 49.
- MURTHY, V.; KUMAR, A. Comparison of optimal dg allocation methods in radial distribution systems based on sensitivity approaches. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 53, p. 450–467, 2013. Citado na página 40.
- NAIK, S. G.; KHATOD, D.; SHARMA, M. Optimal allocation of combined dg and capacitor for real power loss minimization in distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 53, p. 967–973, 2013. Citado na página 28.
- NAIK, S. N. G.; KHATOD, D. K.; SHARMA, M. P. Analytical approach for optimal siting and sizing of distributed generation in radial distribution networks. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 9, n. 3, p. 209–220, 2014. Citado na página 39.
- NARA, K.; HAYASHI, Y.; IKEDA, K.; ASHIZAWA, T. Application of tabu search to optimal placement of distributed generators. In: IEEE. **2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37194)**. [S.l.], 2001. v. 2, p. 918–923. Citado nas páginas 38 e 46.
- 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. Citado nas páginas 33 e 37.
- NAYAK, M. R. Optimal feeder reconfiguration of distribution system with distributed generation units using HC-ACO. **International Journal on Electrical Engineering & Informatics**, v. 6, n. 1, 2014. Citado nas páginas 43, 46, 90, 94 e 98.

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. Citado nas páginas [43](#), [98](#), [101](#) e [102](#).

OLIVEIRA, M.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Reconfiguração de sistemas de distribuição utilizando a metaheurística grasp. **Anais do XLIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, 2011. Citado na página [110](#).

PADBERG, M.; RINALDI, G. A Branch-and-Cut algorithm for the resolution of large-scale symmetric traveling salesman problems. **SIAM review**, SIAM, v. 33, n. 1, p. 60–100, 1991. Citado na página [76](#).

_____. A branch-and-cut algorithm for the resolution of large-scale symmetric traveling salesman problems. **SIAM review**, SIAM, v. 33, n. 1, p. 60–100, 1991. Citado na página [76](#).

PATEL, C. A.; MISTRY, K.; ROY, R. Loss allocation in radial distribution system with multiple dg placement using tlbo. In: IEEE. **2015 IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)**. [S.l.], 2015. p. 1–5. Citado nas páginas [41](#) e [46](#).

PEPONIS, G.; PAPADOPOULOS, M. Reconfiguration of radial distribution networks: application of heuristic methods on large-scale networks. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 142, n. 6, p. 631–638, 1995. Citado na página [34](#).

PEREIRA, B. R. **Alocação otimizada de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica através de metaheurísticas multiobjetivo**. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista-UNESP, Ilha Solteira., 2009. Citado na página [50](#).

POSSAGNOLO, L. H. F. M. Reconfiguração de sistemas de distribuição operando em vários níveis de demanda através de uma meta-heurística de busca em vizinhança variável. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2015. Citado na página [116](#).

PURCHALA, K.; BELMANS, R.; EXARCHAKOS, L.; HAWKES, A. Distributed generation and the grid integration issues. **KULeuven, Imperial College London**, Citeseer, p. 9, 2006. Citado na página [64](#).

QUEZADA, V. M.; ABBAD, J. R.; ROMAN, T. G. S. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 21, n. 2, p. 533–540, 2006. Citado na página [95](#).

RAJARAM, R.; KUMAR, K. S.; RAJASEKAR, N. a. Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with distributed generation (DG). **Energy Reports**, Elsevier, v. 1, p. 116–122, 2015. Citado nas páginas [31](#), [43](#), [74](#), [90](#), [94](#), [98](#) e [101](#).

RAJU, G. V.; BIJWE, P. An efficient algorithm for minimum loss reconfiguration of distribution system based on sensitivity and heuristics. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 23, n. 3, p. 1280–1287, 2008. Citado na página [36](#).

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTIN, J. L. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 13, n. 2, p. 696–703, 1998. Citado na página [42](#).

- RAO, R. S.; NARASIMHAM, S. V. L.; RAJU, M. R.; RAO, A. S. Optimal network reconfiguration of large-scale distribution system using harmony search algorithm. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 26, n. 3, p. 1080–1088, 2011. Citado nas páginas 36 e 37.
- RAO, R. S.; RAVINDRA, K.; SATISH, K.; NARASIMHAM, S. 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. Citado nas páginas 31, 42, 46, 90, 91, 94, 96, 98, 101, 102 e 104.
- RAO, R. V.; SAVSANI, V. J.; VAKHARIA, D. Teaching–learning-based optimization: an optimization method for continuous non-linear large scale problems. **Information sciences**, Elsevier, v. 183, n. 1, p. 1–15, 2012. Citado na página 41.
- 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. Citado na página 38.
- RESENER, M.; HAFFNER, S.; PEREIRA, L. A.; PARDALOS, P. M. Mixed-integer lp model for volt/var control and energy losses minimization in distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 140, p. 895–905, 2016. Citado na página 76.
- RUPA, J. M.; GANESH, S. Power flow analysis for radial distribution system using backward/-forward sweep method. **International Journal of Electrical, Computer, Electronics and Communication Engineering**, v. 8, n. 10, p. 1540–1544, 2014. Citado na página 58.
- RUPOLO, D. Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica através de um algoritmo de busca dispersa. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2013. Citado nas páginas 28 e 110.
- SANCHES, D. S. **Algoritmos evolutivos multi-objetivo para reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2013. Citado na página 50.
- SANTOS, A.; NANNI, M.; MANSOUR, M.; DELBEM, A. C. B.; LONDON, J.; BRETAS, N. G. A power flow method computationally efficient for large-scale distribution systems. In: IEEE. **2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America**. [S.l.], 2008. p. 1–6. Citado na página 58.
- SAVIER, J.; 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. Citado nas páginas 42, 43 e 99.
- SHARMA, J. P.; KAMATH, H. R.; SHAH, A. Influence of distributed generation penetration level on performance indices of unbalance radial feeder. In: IEEE. **2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)**. [S.l.], 2016. p. 1–4. Citado na página 95.
- SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. de. Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 26, n. 3, p. 1625–1631, 2010. Citado na página 95.
- SHEIDAEI, F.; SHADKAM, M.; ZAREI, M. Optimal distributed generation allocation in distribution systems employing ant colony to reduce losses. In: IEEE. **2008 43rd International Universities Power Engineering Conference**. [S.l.], 2008. p. 1–5. Citado nas páginas 40 e 46.

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. Citado nas páginas 32, 33 e 35.

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. Citado na página 58.

SHUKLA, T.; SINGH, S.; SRINIVASARAO, V.; NAIK, K. Optimal sizing of distributed generation placed on radial distribution systems. **Electric power components and systems**, Taylor & Francis, v. 38, n. 3, p. 260–274, 2010. Citado na página 39.

SPATTI, K. B. d. F. **Modelos matemáticos e heurísticas baseadas em técnicas de programação matemática para o problema de minimização de perdas e reconfiguração de redes elétricas**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2018. Citado nas páginas 45, 72, 105, 108, 110, 113 e 119.

SRINIVAS, M. Distribution load flows: a brief review. In: IEEE. **2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 00CH37077)**. [S.l.], 2000. v. 2, p. 942–945. Citado na página 58.

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. Citado na página 108.

SU, C.-T.; LEE, C.-S. Network reconfiguration of distribution systems using improved mixed-integer hybrid differential evolution. **IEEE Transactions on power delivery**, IEEE, v. 18, n. 3, p. 1022–1027, 2003. Citado nas páginas 35 e 108.

SULAIMAN, M. H.; MUSTAFA, M.; AZMI, A.; ALIMAN, O.; RAHIM, S. A. Optimal allocation and sizing of distributed generation in distribution system via firefly algorithm. In: IEEE. **2012 IEEE International Power Engineering and Optimization Conference Melaka, Malaysia**. [S.l.], 2012. p. 84–89. Citado na página 40.

TALESKI, R.; RAJICIC, D. Distribution network reconfiguration for energy loss reduction. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 12, n. 1, p. 398–406, 1997. Citado na página 34.

TAYLOR, J. A.; HOVER, F. S. Convex models of distribution system reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 6, n. 1, 2007. Citado na página 36.

TAYLOR, T.; LUBKEMAN, D. Implementation of heuristic search strategies for distribution feeder reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 5, n. 1, p. 239–246, 1990. Citado na página 35.

TOLEDO, C. F. M.; ARANTES, M. da S.; OLIVEIRA, R. R. R. de; OLIVEIRA, L. de; FRANÇA, P. M. A genetic algorithm approach to solve the general lot sizing and scheduling problem. **INFOCOMP Journal of Computer Science**, Citeseer, v. 9, n. 6, p. 1–8, 2010. Citado nas páginas 77 e 89.

UNITED NATIONS ORGANIZATION. **United Nations Environment Program. Kyoto protocol**. 1997. Disponível em: <<http://www.kyotoprotocol.com/>>. Citado na página 27.

- VIRAL, R.; KHATOD, D. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 7, p. 5146–5165, 2012. Citado na página 65.
- VIRAL, R.; KHATOD, D. K. An analytical approach for sizing and siting of dgs in balanced radial distribution networks for loss minimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 67, p. 191–201, 2015. Citado nas páginas 31 e 39.
- SEMIC EDIN, T. H.; SARIC, M. Distributed generation allocation in low voltage distribution network using artificial neural network. In: **IEEE EUROCON 2019-18th International Conference on Smart Technologies**. IEEE. [S.l.: s.n.], 2019. Citado na página 64.
- WAJAHAT, M.; KHALID, H. A.; BHUTTO, G. M.; BAK, C. L. A comparative study into enhancing the pv penetration limit of a lv cigre residential network with distributed grid-tied single-phase pv systems. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 12, n. 15, p. 2964, 2019. Citado na página 95.
- WANG, C.; NEHRIR, M. H. Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. **IEEE Transactions on Power systems**, IEEE, v. 19, n. 4, p. 2068–2076, 2004. Citado nas páginas 38 e 46.
- WATSON, R. e. a. Climate change 2001: synthesis report. a contribution of working groups i, ii, and iii to the third assessment report of the intergovernmental panel on climate change. **Intergovernmental Panel on Climate Change**, Cambridge University Press Cambridge, p. 398, 2001. Citado na página 66.
- WOLSEY, L. **Integer Programming**. Wiley, 1998. (Wiley Series in Discrete Mathematics and Optimization). ISBN 9780471283669. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=x7RvQgAACAAJ>>. Citado na página 76.
- 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. Citado nas páginas 42 e 46.
- ZHANG, D.; FU, Z.; ZHANG, L. An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 77, n. 5-6, p. 685–694, 2007. Citado nas páginas 36 e 37.
- ZHONG, Q.-C.; HORNIK, T. **Control of power inverters in renewable energy and smart grid integration**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2012. v. 97. Citado na página 47.
- ZHU, J. **Optimization of power system operation**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2015. Citado na página 50.
- ZHU, J. Z. Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 62, n. 1, p. 37–42, 2002. Citado nas páginas 37 e 42.