



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GASTON ENRIQUE MENDOZA CONTRERAS

ALOCÇÃO ÓTIMA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM REDES ELÉTRICAS DE
DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE HARMÔNICOS UTILIZANDO O ALGORITMO
NUVEM DE PARTÍCULAS

Salvador
Setembro/2019

GASTON ENRIQUE MENDOZA CONTRERAS

ALOCÇÃO ÓTIMA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM REDES ELÉTRICAS DE
DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE HARMÔNICOS UTILIZANDO O ALGORITMO
NÚVEM DE PARTÍCULAS

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal da Bahia, como
parte dos requisitos para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Prof. Niraldo Roberto Ferreira, D. Sc.
Orientador

Salvador
Setembro/2019

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Contreras, Gaston Enrique Mendoza
ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM REDES
ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE HARMÔNICOS
UTILIZANDO O ALGORITMO NUVEM DE PARTÍCULAS / Gaston
Enrique Mendoza Contreras. -- Salvador, 2019.
109 f. : il

Orientador: Niraldo Roberto Ferreira.
Dissertação (Mestrado - Mestrado em Engenharia
Elétrica) -- Universidade Federal da Bahia,
Departamento de Engenharia Elétrica, 2019.

1. Alocação Ótima. 2. Geração Distribuída. 3.
Algoritmo Nuvem de Partículas PSO. 4. Harmônicas. 5.
Rede de distribuição radial. I. Ferreira, Niraldo
Roberto. II. Título.

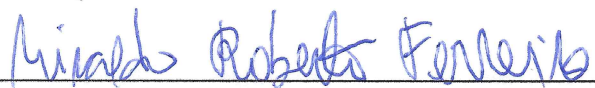
Gaston Enrique Mendoza Contreras

"Alocação Ótima de Geradores Distribuídos em Redes Elétricas de Distribuição na Presença de Harmônicos Utilizando o algoritmo Nuvem de Partículas"

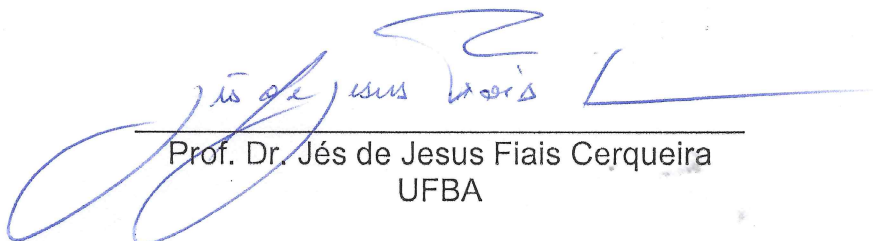
Dissertação apresentada à Universidade Federal da Bahia, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, para a obtenção do título de *Mestre*.

APROVADA em: 16 de Setembro de 2019.

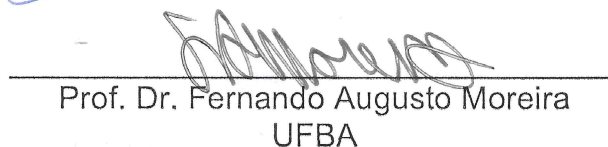
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Nivaldo Roberto Ferreira
Orientador - UFBA



Prof. Dr. Jês de Jesus Fiais Cerqueira
UFBA



Prof. Dr. Fernando Augusto Moreira
UFBA



Prof^a. Dr^a. Betânia Gomes da Silva Filha
UFBA

AGRADECIMENTOS

À minha família, pelo suporte e motivação para continuar estudando e crescer na minha vida profissional.

À meus amigos e colegas pela ajuda na faculdade e fora de ela.

Ao Prof. Niraldo pela orientação.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia - FAPESB pelo apoio financeiro durante o mestrado.

RESUMO

No planejamento de sistemas elétricos de distribuição radial, uma das alternativas para diminuir as perdas de potência nas linhas, é a implementação da Geração Distribuída (GD). Esta consiste na conexão de usinas de geração de baixa potência, para injetar energia o mais próximo possível das cargas ou consumidores do sistema. Segundo a energia primária utilizada pelos geradores, estes estão classificados em 2 grupos: renováveis ou não renováveis. Para garantir os benefícios da implementação da geração distribuída é preciso fazer uma análise para escolher os melhores locais para a instalação e o melhor dimensionamento dos geradores. Esta análise torna-se um problema não linear de natureza combinatória, dependente da quantidade de nós do sistema, da quantidade de geradores a instalar e das capacidades deles. Um problema adicional é a presença de harmônicos nos sistemas, devido às cargas não lineares ou devido aos geradores distribuídos renováveis, que são conectados ao sistema através de conversores eletrônicos de potência. Neste trabalho de dissertação utiliza-se uma metodologia para a alocação e dimensionamento ótimo de geradores distribuídos em uma rede elétrica de distribuição radial considerando harmônicos. Esta metodologia é baseada no método de otimização metaheurística Nuvem de Partículas, em inglês, Particle Swarm Optimization (PSO), que juntamente com um algoritmo de cálculo de fluxo de potência harmônico, procura uma solução ótima com o objetivo de melhorar a eficiência e a confiabilidade da rede, minimizando as perdas técnicas, quedas de tensão e a distorção harmônica total do sistema. O algoritmo proposto baseado em PSO foi comparado com outras técnicas de alocação ótima de unidades de GD para avaliar seu desempenho. Assim foram realizados testes em sistemas de distribuição radiais de distintos tamanhos, com cargas lineares e não lineares.

Palavras-chave: Alocação ótima; Geração Distribuída; Rede de Distribuição Radial; Cargas não lineares; Harmônicas; Fluxo de potência harmônico; Algoritmo Nuvem de Partículas; Perdas mínimas.

ABSTRACT

In the planning of radial distribution electrical systems, one of the alternatives to reduce power losses in lines is the implementation of Distributed Generation (GD). This consists of the connection of small power generation plants, to inject energy as close as possible to the loads or consumers of the system. By the primary energy used by generators, these are classified into 2 groups: renewable or non-renewable. To ensure the benefits of implementing distributed generation, an analysis is required to choose the best locations and sizes of the generators. This analysis becomes a non-linear problem of combinatorial nature, dependent on the number of system nodes, the number of generators to be installed and their sizes. An additional problem is the presence of harmonics in the systems due to nonlinear loads or renewable distributed generators that are connected to the system via electronic power converters. This dissertation uses a methodology for the location and optimal sizing of generators distributed in a radial distribution grid considering harmonics. This methodology is based on the metaheuristic optimization method called Particle Swarm Optimization (PSO), which together with a harmonic power flow calculation algorithm, seeks an optimal solution with the objective of improving the efficiency and reliability of the network, minimizing the technical losses, voltage drops and total harmonic distortion of the system. The proposed algorithm based on PSO was compared with other techniques of optimal allocation of GD units to evaluate its performance. Thus, tests were performed on radial distribution systems of different sizes, with linear and nonlinear loads.

Keywords: Optimum allocation; Distributed generation; Radial Distribution Network; Nonlinear loads; Harmonics; Harmonic power flow; Particle Swarm Algorithm; Minimum losses.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	27
1.1	CONSIDERACOES INICIAIS	27
1.2	MOTIVAÇÃO	28
1.3	OBJETIVOS	29
1.3.1	<i>Objetivo Geral</i>	29
1.3.2	<i>Objetivos Específicos</i>	29
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	30
2	MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO.....	31
2.1	MODELO DOS COMPONENTES DOS SISTEMAS	31
2.1.1	<i>Linhas</i>	31
2.1.2	<i>Cargas Lineares</i>	31
2.1.3	<i>Cargas não lineares</i>	32
2.2	FLUXO DE POTÊNCIA	34
2.2.1	<i>Método Soma de Potências</i>	35
2.2.2	<i>Método Newton Raphson</i>	37
2.2.3	<i>Método de varredura por somatória de correntes</i>	38
2.2.4	<i>Método Matricial de Injeção de Correntes</i>	40
2.3	METODOLOGIA ADOTADA PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA	40
2.4	CONSIDERAÇÕES E MODELAGEM PARA CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS TRIFÁSICOS.....	43
2.5	ANÁLISE PRELIMINAR DE RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	45
2.5.1	<i>Avaliações da Distorção harmônica</i>	45
2.5.2	<i>Pontos críticos do sistema</i>	47
3	MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO	48
3.1	MÉTODOS DE SOLUÇÃO	49
3.1.1	<i>Métodos por aproximação analítica</i>	49
3.1.2	<i>Métodos Numéricos</i>	49

3.1.3	<i>Métodos Heurísticos e Metaheurísticos</i>	49
3.1.4	<i>Métodos Híbridos</i>	50
3.2	ALGORITMO NUVEM DE PARTÍCULAS	50
3.2.1	<i>Descrição do algoritmo</i>	51
3.3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	54
3.3.1	<i>Função objetivo de perdas ativas</i>	54
3.3.2	<i>Função objetivo de custos</i>	55
3.3.3	<i>Restrições dos limites das tensões nos nós</i>	55
3.3.4	<i>Restrições dos limites da THD</i>	56
3.3.5	<i>Restrições no dimensionamento das unidades de GD</i>	56
4	METODOLOGIA DA SOLUÇÃO	57
4.1	ANALISE PRELIMINAR.....	57
4.2	PROCEDIMENTO GERAL DA BUSCA	61
4.3	PROCEDIMENTO PASSO A PASSO.....	61
4.4	EXEMPLO DA FUNCIONALIDADE DOS ALGORITMOS	64
5	TESTES E RESULTADOS.....	67
5.1	CASO I: ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GD NÃO RENOVÁVEIS PARA MINIMIZAÇÃO DE PERDAS ATIVAS NUM SISTEMA SEM HARMÔNICOS.	68
5.2	CASO II: ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GD NÃO RENOVÁVEIS TIPO 1 PARA MINIMIZAR AS PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA NUM SISTEMA COM CARGAS NÃO LINEARES.	72
5.3	CASO III: ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GD NÃO RENOVÁVEIS TIPO 1 PARA MINIMIZAR CUSTOS NUM SISTEMA COM CARGAS NÃO LINEARES.	74
5.4	CASO IV: ANALISE DE HARMÔNICAS NA ALOCAÇÃO DE UNIDADES DE GD RENOVÁVEIS NUM SISTEMA COM CARGAS NÃO LINEARES.	77
5.5	CASO V: ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GD RENOVÁVEL E NÃO RENOVÁVEL NUM SISTEMA COM ALTO CONTEUDO HARMÔNICO.	80

5.6	CASO VI: ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GD NÃO RENOVÁVEIS PARA MINIMIZAR PERDAS NUM SISTEMA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO COM CARGAS NÃO LINEARES.....	85
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	91
6.1	CONCLUSÕES	91
6.2	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	93
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
	APÊNDICE.....	99
A.	SISTEMA DE 33 BARRAS.....	99
B.	SISTEMA DE 69 BARRAS.....	100
C.	SISTEMA DE 34 BARRAS.....	101
D.	SISTEMA DE 15 BARRAS.....	102
E.	SISTEMA DE 11 BARRAS.....	104
F.	SISTEMA DE 31 BARRAS.....	105
G.	SISTEMA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO DE 33 BARRAS.....	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Modelo adotado das cargas lineares. (a) Modelo na frequência fundamental. (b) Modelo na frequência harmônica h.....	32
Figura 2. Modelo adotado das cargas não lineares. (a) Modelo na frequência fundamental. (b) Modelo na frequência harmônica h.	33
Figura 3. Elementos básicos para o método Soma de Potências.	36
Figura 4. Diagrama unifilar de um trecho de um sistema de distribuição radial.	39
Figura 5. Diagrama unifilar de um trecho de um sistema de distribuição radial considerando geração distribuída e cargas lineares e não lineares.....	41
Figura 6. Diagrama trifásico de um trecho de um sistema de distribuição radial.	44
Figura 7. Conceito da modificação de um ponto de busca por PSO.	52
Figura 8. Comportamento não linear do problema de dimensionamento ótimo de unidades de GD nas barras 2, 3 e 4 do sistema teste de 33 barras.	58
Figura 9. Comportamento não linear do problema de alocação ótima de 3 unidades de GD no sistema teste de distribuição radial de 33 barras.	59
Figura 10. Comportamento não linear do problema de dimensionamento ótimo de unidades de GD nas barras 13, 24 e 30 do sistema teste de 33 barras.....	60
Figura 11. Fluxograma do algoritmo PSO adotado.	63
Figura 12. Partículas do PSO global procurando uma combinação de nós para a alocação ótima de as unidades de GD no sistema exemplo. (a) Enxame aleatório inicial, (b) enxame após 40 iterações, (c) As partículas convergem nas barras ótimas quando o número máximo de iterações é alcançado.	65
Figura 13. Partículas do PSO interno procurando o dimensionamento ótimo para a alocação das unidades de GD nos nós 13, 24 e 30 no sistema teste de 33 barras. (a) Enxame aleatório inicial, (b) enxame após 50 iterações (c) As partículas convergem no dimensionamento ótimo quando o número máximo de iterações é alcançado.	66
Figura 14. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 33 barras.	69
Figura 15. Caso I, Comparação das tensões nos nós do sistema 33 barras após a alocação ótima das unidades de GD.....	70
Figura 16. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 69 barras.	70

Figura 17. Caso I, Comparação das tensões nos nós do sistema 69 barras após a alocação ótima das unidades de GD.....	71
Figura 18. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 34 barras.....	72
Figura 19. Caso II, Comparação do THD nos nós do sistema 34 barras antes e após da alocação ótima dos geradores distribuídos.	73
Figura 20. Caso II, Comparação das tensões nos nós do sistema 34 barras antes e após a alocação ótima dos geradores distribuídos.....	73
Figura 21. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 15 barras.....	75
Figura 22. Caso III, Comparação das tensões nos nós do sistema 15 barras antes e após a alocação ótima dos geradores distribuídos.....	76
Figura 23. Caso III, Comparação do THD nos nós do sistema 15 barras antes e após da alocação ótima dos geradores distribuídos.	76
Figura 24. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 11 barras.....	77
Figura 25. Caso IV, Comparação do THD nos nós do sistema 11 barras antes e após da alocação dos geradores distribuídos tipo 2.	78
Figura 26. Caso IV, Comparação da tensão nos nós do sistema 11 barras antes e após da alocação dos geradores distribuídos tipo 2.....	78
Figura 27. Diagrama unifilar de correntes em um sistema de distribuição radial com geração distribuída no cenário em que a energia é fornecida às barras a montante.	80
Figura 28. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 31 barras.....	81
Figura 29. Caso V, Comparação do THDv no nível de carga leve.	82
Figura 30. Caso V, Comparação do THDv no nível de carga normal.....	83
Figura 31. Caso V, Comparação do THDv no nível de carga pico.	83
Figura 32. Caso V, Comparação das tensões das barras do sistema no nível de carga leve.....	84
Figura 33. Caso V, Comparação das tensões das barras do sistema no nível de carga normal.....	85
Figura 34. Caso V, Comparação das tensões das barras do sistema no nível de carga pico.....	85
Figura 35. Diagrama unifilar do sistema teste trifásico desequilibrado de distribuição radial 33 barras.....	86

Figura 36. Caso VI, Comparação das tensões dos nós antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, sem considerar o acoplamento entre linhas nem harmônicas no sistema.	88
Figura 37. Caso VI, Comparação das tensões dos nós antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e sem considerar harmônicas.	88
Figura 38. Caso VI, Comparação das tensões dos nós antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e harmônicas.	89
Figura 39. Caso VI, Comparação do THDv da fase A nas barras antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e harmônicas.	89
Figura 40. Caso VI, Comparação do THDv da fase B nas barras antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e harmônicas.	90
Figura 41. Caso VI, Comparação do THDv da fase C nas barras antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e harmônicas.	90
Figura 42. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 33 barras.	99
Figura 43. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 69 barras.	100
Figura 44. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 34 barras.	101
Figura 45. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 15 barras.	103
Figura 46. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 11 barras.	104
Figura 47. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 31 barras.	105
Figura 48. Diagrama unifilar do sistema teste trifásico desequilibrado de distribuição radial 33 barras.	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Exemplo de um espectro de corrente harmônico típico.	34
Tabela 2. Limites de Distorção de Tensão (IEEE STD 519).	46
Tabela 3. Limites das Distorções harmônicas totais (ANEEL, 2014).	46
Tabela 4. Parâmetros PSO usados nos sistemas testes.	68
Tabela 5. Caso I, comparação de resultados entre as técnicas para alocação ótima de unidades de GD tipo 1 no sistema teste de 33 barras.....	69
Tabela 6. Caso I, comparação de resultados entre as técnicas para alocação ótima de unidades GD tipo 2 no sistema teste de 33 barras.	70
Tabela 7. Caso I, comparação de resultados entre as técnicas para alocação ótima de unidades de GD tipo 1 no sistema teste de 69 barras.....	71
Tabela 8. Caso I, comparação de resultados entre as técnicas para alocação ótima de unidades de GD tipo 2 no sistema teste de 69 barras.....	71
Tabela 9. Caso 2, comparação de resultados entre as técnicas para alocação ótima de unidades de GD tipo 1 no sistema teste de 34 barras.....	73
Tabela 10. Caso III, comparação dos resultados das técnicas para alocação ótima de unidades de GD tipo 1 no sistema teste de 15 barras.....	75
Tabela 11. Caso IV, Resultados da alocação das unidades de GD no sistema teste de 11 barras.	78
Tabela 12. Caso V, Níveis de carga considerados do sistema 31 barras.	80
Tabela 13. Caso V, Resultados.....	81
Tabela 14. Caso VI, Resultados da alocação das unidades de GD tipo 1 no sistema teste trifásico 33 barras, sem considerar acoplamento entre as linhas nem harmônicas.....	87
Tabela 15. Caso VI, Resultados da alocação das unidades de GD tipo 1 no sistema teste trifásico 33 barras, considerando acoplamento entre as linhas e sem considerar harmônicas.....	87
Tabela 16. Caso VI, Resultados da alocação das unidades de GD tipo 1 no sistema teste trifásico 33 barras, considerando acoplamento entre as linhas e harmônicas.	87
Tabela 17. Sistema 33 barras, dados das impedâncias das linhas.....	99
Tabela 18. Sistema 33 barras, dados de demanda de potência.	99

Tabela 19. Sistema 69 barras, dados das impedâncias das linhas.	100
Tabela 20. Sistema 69 barras, dados de demanda de potência.....	101
Tabela 21. Sistema 34 barras, dados das impedâncias das linhas.	102
Tabela 22. Sistema 34 barras, dados de demanda de potência.....	102
Tabela 23. Sistema 34 barras, espectros de corrente harmônico das cargas.	102
Tabela 24. Sistema 15 barras, dados das impedâncias das linhas.	103
Tabela 25. Sistema 15 barras, dados de demanda de potência.....	103
Tabela 26. Sistema 15 barras, espectros de Corrente Harmônico das cargas.....	103
Tabela 27. Sistema 11 barras, dados das impedâncias das linhas.	104
Tabela 28. Sistema 11 barras, dados de demanda de potência.....	104
Tabela 29. Sistema 11 barras, espectros de corrente harmônico das cargas.	104
Tabela 30. Sistema 11 barras, espectros de corrente harmônico do gerador distribuído.	105
Tabela 31. Níveis de carga considerados do sistema 31 barras.	105
Tabela 32. Sistema 31 barras, dados das impedâncias das linhas.	106
Tabela 33. Sistema 31 barras, dados dos capacitores.	106
Tabela 34. Sistema 31 barras, dados de demanda de potência das cargas lineares.....	106
Tabela 35. Sistema 31 barras, dados de demanda de potência das cargas não lineares.	106
Tabela 36. Sistema 31 barras, espectros de Corrente Harmônico das cargas não lineares.	107
Tabela 37. Sistema 31 barras, espectro de corrente harmônico da GD com o conversor 1.....	107
Tabela 38. Sistema 31 barras, espectro de Corrente Harmônico da GD com o conversor 2.....	108
Tabela 39. Sistema trifásico 33 barras, dados das impedâncias das linhas.	108
Tabela 40. Sistema trifásico 33 barras, dados das impedâncias mútuas entre as fases...	109
Tabela 41. Sistema trifásico 33 barras, dados de demanda de potência.	109
Tabela 42. Sistema trifásico 33 barras, espectros de corrente harmônico da carga não linear na barra 11.....	110

Tabela 43. Sistema trifásico 33 barras, espectros de corrente harmônico da carga não linear na barra 17.	110
Tabela 44. Sistema trifásico 33 barras, espectros de corrente harmônico da carga não linear na barra 22.	110
Tabela 45. Sistema trifásico 33 barras, espectros de corrente harmônico da carga não linear na barra 28.	110

LISTA DE ABREVIACÕES

GD: Geração Distribuída

PSO: *Particle Swarm Optimization*

HPF: *Harmonic Power Flow*

ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os sistemas de fornecimento de energia elétrica são compostos por três grandes setores: geração, transmissão e distribuição. A geração consiste em transformar algum tipo de energia primária, seja mecânica, solar, entre outras, em energia elétrica. Depois de obter essa energia, na etapa de transmissão, ela é transportada, em longas distâncias, dos pontos de geração para as subestações de distribuição. A distribuição consiste em levar a energia elétrica aos pontos de consumo e, muitas vezes, é a parte crítica do processo em termos de confiabilidade, qualidade e custos.

O conceito atual de geração distribuída está relacionado com a instalação de pequenas usinas de geração próximas ao consumidor final, fornecendo benefícios como a melhoria do perfil de tensão, redução nos custos do transporte da energia e melhoria da sua qualidade (SHORT, 2004). A geração distribuída também é uma forma de produzir eletricidade para suprir consumidores remotos que não fazem parte do sistema elétrico interconectado.

As tecnologias dos sistemas de geração distribuída podem ser classificadas em duas grandes categorias: renováveis ou não renováveis. Os sistemas de geração distribuída não renováveis, como por exemplo os geradores diesel, utilizam combustíveis fósseis que contaminam o meio ambiente para gerar energia elétrica. Por outro lado, os sistemas de geração distribuída renováveis geram uma quantidade muito menor de poluentes, como por exemplo hidráulica, solar ou eólica que aproveitam a energia da natureza, aumentando a confiabilidade e eficiência do fornecimento de energia aos consumidores e dando alternativas para os clientes finais (VALENCIA, 2008).

A obtenção de tais benefícios depende de quão ótima seja a alocação e dimensionamento das unidades de GD. O planejamento do sistema elétrico utilizando GD requer a definição de fatores como o número e a capacidade das unidades, a melhor localização, a melhor tecnologia a ser utilizada, o tipo de conexão de rede, etc. (ALINEJAD *et al.*, 2008). Resolver o problema da alocação ideal com o dimensionamento correto das unidades de GD é da maior prioridade. Instalar unidades de GD em locais não ótimos ou

com capacidades não ótimas pode causar um impacto negativo sobre a rede do sistema de energia. Neste caso o perfil de tensão pode subir acima de um nível de tensão pré-determinado, pode ocorrer um aumento da corrente de falta no sistema, uma redução da eficiência ou uma elevação das perdas do sistema, implicando o aumento dos custos e, conseqüentemente, um efeito oposto ao esperado (MAHAJAN *et al.*, 2015). Por essas razões, o uso de um método de otimização capaz de indicar a melhor solução para uma determinada rede de distribuição pode ser muito útil para engenheiros de planejamento de sistema (AMANIFAR, 2011). Diferentes métodos para selecionar o posicionamento ideal e dimensionamento de unidades de GD tem sido aplicados, como algoritmos genéticos, recozimento simulado e Busca Tabu (JAHANI *et al.*, 2011).

As unidades de GD podem ser classificadas em quatro tipos com base na capacidade de fornecimento de potência ativa e reativa. O tipo 1, injetando somente potência ativa, o tipo 2, injetando potência ativa e reativa, o tipo 3, injetando potência ativa, mas consumindo potência reativa e tipo 4, injetando apenas potência reativa (ZOBAA *et al.*, 2011). Neste estudo só vão ser utilizados os tipos 1 e 2.

O avanço da tecnologia faz que nos sistemas elétricos existam cada vez mais equipamentos baseados em eletrônica de potência, tanto como cargas dos consumidores, como conversores de energia para a conexão de alguns geradores distribuídos de tecnologia renovável. Estes equipamentos se comportam como elementos não-lineares e geram, a partir de formas de onda senoidais e com a frequência da rede, outras ondas de diferentes frequências causando o fenômeno conhecido como harmônicos. Os harmônicos são um fenômeno que causa problemas tanto para os usuários, quanto para a entidade responsável pelo fornecimento da energia elétrica, causando vários efeitos danosos nos equipamentos da rede e afetando a qualidade da energia nos sistemas elétricos (PÉREZ *et al.*, 2018).

1.2 MOTIVAÇÃO

A GD em sistemas de energia elétrica melhoram seu desempenho em geral, apresentando muitas vantagens tais como a redução do congestionamento nas linhas de distribuição, melhoramento dos perfis de tensão, minimização das perdas devido ao transporte da energia, aumento da eficiência e confiabilidade do sistema, otimização do uso

de recursos, diminuição da poluição ambiental, aumento da vida útil dos transformadores de distribuição devido ao alívio de carga (SHORT, 2004).

Por tanto para conseguir aproveitar a GD da melhor forma, tem que ser resolvido o problema de alocação e dimensionamento ótimo de unidades de GD. Nesta dissertação esse problema foi solucionado utilizando a técnica metaheurística Nuvem de Partículas a qual apresenta vantagens, como que pode ser inicializado com uma solução aleatória que não precisa ser boa, o algoritmo utiliza operações matemáticas e lógicas básicas de fácil implementação, utiliza agentes de busca ou partículas que trabalham em paralelo favorecendo a exploração do espaço de solução, entre outras (ALRASHIDI, 2009).

Também nesta dissertação foi considerado um problema adicional ao resolver o problema de alocação e dimensionamento ótimo de GD, que é a presença de correntes harmônicas nos sistemas elétricos que causam distorções das ondas de tensão e correntes nas barras. Essas distorções harmônicas podem ter consequências tais como a falha dos bancos de capacitores devido a ruptura dielétrica ou sobrecarga de potência reativa, perdas excessivas e aquecimento de equipos, ruptura dielétrica de cabos isolados como resultado de sobretensão harmônica no sistema, operação instável dos circuitos de disparo de proteções, vibrações em painéis elétricos, mau funcionamento de aparelhos elétricos (SALEH, 2015).

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Estudar um procedimento para alocar e dimensionar geradores distribuídos de forma ótima em sistemas de distribuição radial, com a aplicação do método de otimização por Nuvem de Partículas, considerando a presença de harmônicos na rede.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudar os critérios e vantagens da alocação ótima de geradores distribuídos nos sistemas de distribuição radial.
- Estudar as vantagens do uso do algoritmo Nuvem de Partículas no procedimento de alocação ótima de geradores distribuídos.

- Estudar os efeitos da alocação ótima de geradores distribuídos na distorção harmônica total nas barras do sistema.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está organizada em seis capítulos. O primeiro capítulo faz-se uma introdução dos conceitos da geração distribuída e suas vantagens nos sistemas elétricos, ademais foram mostrados os principais objetivos desta dissertação.

No capítulo 2, são apresentados os modelos dos elementos do sistema elétrico utilizados, são mostradas vários métodos de cálculo de fluxo de potência e será indicado o escolhido nesta dissertação.

No capítulo 3, são mostrados vários métodos para solucionar o problema de alocação ótima de geração distribuída em sistemas de distribuição. É explicada a teoria da técnica metaheurística Nuvem de Partículas e são indicadas as funções objetivo e restrições a serem usadas nos testes.

No capítulo 4 é mostrada a metodologia utilizada nesta dissertação para resolver o problema de alocação e dimensionamento ótimo de unidades GD em sistemas de distribuição radiais.

No capítulo 5 são mostrados os testes e resultados das simulações feitas em vários sistemas de distribuição, utilizando o algoritmo proposto.

E no capítulo 6 são apresentadas as conclusões e propostas de futuros estudos.

2 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

2.1 MODELO DOS COMPONENTES DOS SISTEMAS

Os modelos empregados (ARRILLAGA, 2003) na implementação dos sistemas testes empregados nesta dissertação são detalhados em seguida:

2.1.1 Linhas

Para linhas de distribuição, um modelo simples é suficiente para uma análise harmônica prática. A impedância de cada linha k em função da harmônica h analisada pode ser escrita:

$$z_{linha(k)}^{(h)} = R_{linha(k)} + j h X_{linha(k)}^{(1)} \quad (1)$$

Onde $R_{linha(k)}$ representa a resistência da linha k , h é a ordem harmônica analisada e $X_{linha(k)}^{(1)}$ representa a indutância na frequência fundamental da linha k .

2.1.2 Cargas Lineares

As cargas lineares foram consideradas como de potência constante. Com isso, as impedâncias equivalentes na frequência fundamental são calculadas a partir do módulo da componente fundamental da tensão e da demanda de potência especificada na barra k , segundo (2).

$$R_{carga(k)} = \frac{|\widehat{V}_k|^2}{P_k} \quad ; \quad X_{carga(k)}^{(1)} = \frac{|\widehat{V}_k|^2}{Q_k} \quad (2)$$

Na literatura existem vários modelos para representar cargas lineares nas frequências harmônicas. Nesta dissertação, em cada barra foram assumidas cargas agregadas com uma demanda de potência ativa devida à motores de indução inferior à 10% do total da demanda de potência ativa da barra. Por esse motivo é empregado um modelo paralelo (BURCH et

al., 2002) (BONNER *et al.*, 1996), o qual considera uma resistência e uma reatância equivalente em paralelo como é mostrado na Figura 1.

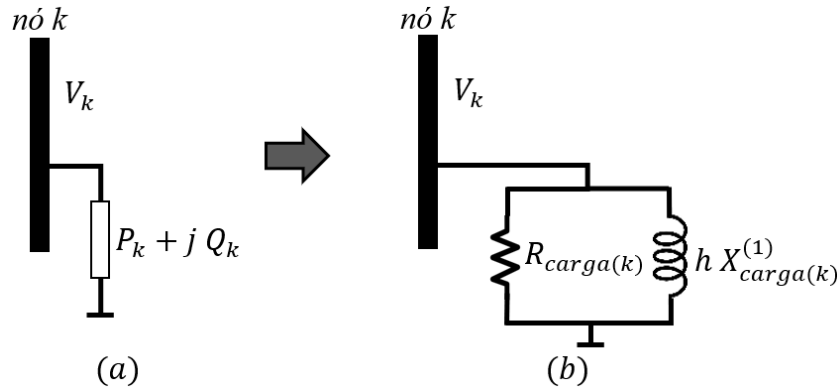


Figura 1. Modelo adotado das cargas lineares. (a) Modelo na frequência fundamental. (b) Modelo na frequência harmônica h.

Assim, a admitância da carga k numa ordem harmônica h determinada pode ser calculada segundo (3).

$$Y_{carga(k)}^{(h)} = \frac{1}{R_{carga(k)}} + \frac{1}{j h X_{carga(k)}^{(1)}} \quad (3)$$

Onde $R_{carga(k)}$ representa a resistência da carga linear na barra k na frequência fundamental, h é a componente harmônica analisada, $X_{carga(k)}^{(1)}$ representa a reatância da carga linear na barra k à frequência fundamental. Sendo $R_{carga(k)}$ e $X_{carga(k)}^{(1)}$ as partes reais e imaginária da impedância das cargas lineares na frequência fundamental.

2.1.3 Cargas não lineares

A maioria de fontes harmônicas pode ser representada como uma fonte de corrente ideal para fins de análise. Isto é, para analisar cada frequência harmônica, o elemento não linear pode ser substituído com uma fonte de corrente. A suposição que permite essa representação é que a tensão do sistema não seja distorcida. Para a maioria dos dispositivos não lineares, a representação é bastante precisa com níveis de distorção harmônica até 10% (IEEE STD 519, 1992).

Assim, as magnitudes e ângulos das componentes harmônicas são representadas nos espectros harmônicos típicos de cada carga não linear. Um espectro harmônico típico mostra a proporção de cada componente harmônica em relação ao componente fundamental

(BONNER *et al.*, 1996). Com os espectros harmônicos típicos de corrente conhecidos, as cargas não lineares podem ser modeladas como uma fonte de corrente equivalente de acordo a sua ordem harmônica h (GÓMEZ *et al.*, 2009), segundo à Figura 2 e às equações (4), (5) e (6).

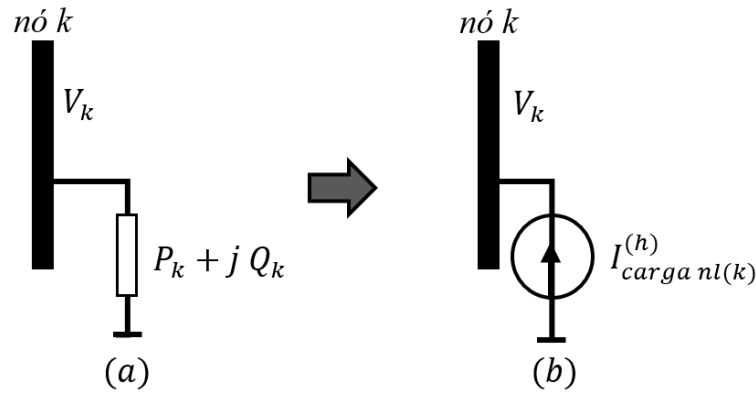


Figura 2. Modelo adotado das cargas não lineares. (a) Modelo na frequência fundamental. (b) Modelo na frequência harmônica h .

$$I_{carga\ nl(k)}^{(h)} = I_{(k)}^{h(fluxo)} \angle \theta_{(k)}^{h(fluxo)} \quad (4)$$

$$I^{h(fluxo)} = I^{1(fluxo)} \frac{I^{h(espectro)}}{I^{1(espectro)}} \quad (5)$$

$$\theta^{h(fluxo)} = (\theta^{h(espectro)} - h\theta^{1(espectro)}) + h\theta^{1(fluxo)} \quad (6)$$

Onde $I^{h(fluxo)}$ é a magnitude da componente harmônica h que está em função da magnitude da componente fundamental calculada do fluxo de potência $I^{1(fluxo)}$ e em função das magnitudes das componentes do espectro harmônico típico $I^{1(espectro)}$ e $I^{h(espectro)}$ correspondente.

$\theta^{h(fluxo)}$ é o ângulo da fase da componente harmônica h do fluxo de potência que está em função dos ângulos das componentes do espectro harmônico típico $\theta^{1(espectro)}$ e $\theta^{h(espectro)}$, e o ângulo da componente fundamental da corrente calculada do fluxo de potência $\theta^{1(fluxo)}$. Considerando também o fator h , que indica a frequência da componente harmônica analisada que é h vezes a frequência fundamental.

Na geração distribuída com tecnologias renováveis, como a fotovoltaica e eólica, faz-se uso de conversores de potência (VILLARRUBIA, 2012) que geram harmônicas, para injetar essa energia no sistema. Da mesma maneira as cargas não lineares como pontes retificadoras geram harmônicos na rede.

Como exemplo são mostrados na Tabela 1 alguns das componentes do espectro de corrente harmônico típico de um retificador de 6 pulsos.

Tabela 1. Exemplo de um espectro de corrente harmônico típico.

Ordem harmônica	Espectro de corrente harmônico típico de um Retificador de 6 pulsos	
	I^h/I^1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
1	100.00	0
5	20.00	180
7	14.28	0
11	9.09	180
13	7.69	0
17	5.88	180

2.2 FLUXO DE POTÊNCIA

O cálculo de fluxo de potência é uma teoria importante nos estudos do sistema de energia elétrica. Normalmente, os sistemas de potência são considerados equilibrados e a análise do fluxo de potência é realizada para o sistema monofásico equivalente (GNANAMBAL, 2013).

Qualquer ponto de acesso ao sistema de energia elétrica no qual exista geração, demanda ou ambos simultaneamente, é chamado de nó. Num sistema elétrico para cada nó i da rede podem ser associadas as seguintes variáveis (RAMÍREZ, 2007): o módulo da tensão do nó V_i , o ângulo de fase da tensão δ_i , a potência ativa gerada no nó P_{Gi} , a potência reativa gerada no nó Q_{Gi} , a potência ativa demandada no nó P_{Di} e a potência reativa demandada no nó Q_{Di} .

No caso mais geral de um nó em que há geração e consumo de energia, suas potências líquidas ativas e reativas podem ser expressas como:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad (7)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad (8)$$

A potência que flui através de qualquer componente de uma rede pode ser calculada se os valores do módulo e o argumento da tensão nas duas extremidades do componente forem conhecidos.

As variáveis de uma rede podem ser classificadas como variáveis não controláveis, variáveis de controle e variáveis de estado. As variáveis não controláveis são as demandas de potência ativa P_{Di} e reativa Q_{Di} em qualquer nó da rede. Elas são determinados pelos

consumidores da rede. As variáveis de controle podem ser usadas para controlar as outras variáveis. São consideradas as potências ativas das unidades geradoras e as tensões terminais dessas unidades. As variáveis de estado são formadas pelos módulos e argumentos das tensões de nó.

Dependendo das características de cada nó, podem ser classificados como nós PQ, nós PV e nós *slack*. Nas barras PQ não existe geração, as potências demandadas ativas e reativas são conhecidas $P_i = -P_{Di}$ e $Q_i = -Q_{Di}$, sendo incógnitas as variáveis do módulo V_i e argumento δ_i da tensão do nó. As barras PV tem geração de potência ativa conhecida $P_i = P_{Gi} - P_{Di}$. É normal controlar o módulo da tensão nestes nós, sendo incógnita o ângulo, a potência reativa gerada e a potência reativa do nó. O Nó *slack* é o nó de referência que possui a maior geração de energia, em que o módulo e o argumento da tensão são especificados. Normalmente as potências ativas e reativas geradas deste nó são consideradas incógnitas.

Para o cálculo do fluxo de potência de sistemas elétricos existem muitos métodos. Alguns dos mais utilizados são: Método soma de potências (OLIVEIRA, 2003), Método de Newton Raphson (HEIDT, 1994), Método de varredura por somatória de correntes (GARCÉS, 2004), Método Matricial de Injeção de Correntes (GÓMEZ *et al.*, 2009), entre outros. Uma breve descrição destes é mostrada.

2.2.1 Método Soma de Potências

É um dos métodos mais utilizados para o cálculo de fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais, pois consiste num processo iterativo, mostrando simplicidade e eficiência.

A solução do problema de fluxo de potência em um sistema radial usando o Método Soma de Potências consiste em dois processos. O primeiro resolve a rede à montante (em direção do nó fonte), determinando simultaneamente a potência equivalente nas barras e as perdas de potência. O segundo processo resolve a rede à jusante, determinando as tensões dos nós, usando uma equação de quarta ordem para calcular o módulo e uma equação explícita para o ângulo (GUTIÉRREZ *et al.*, 2001). A Figura 3 mostra os elementos a considerar da rede no método Soma de Potências.

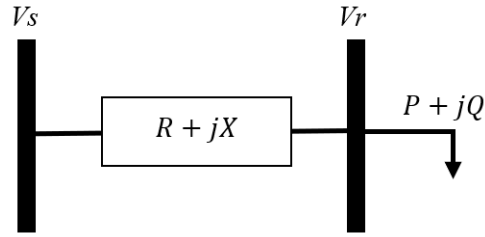


Figura 3. Elementos básicos para o método Soma de Potências.

Onde V_s é o módulo da tensão do lado da fonte, V_r é o módulo da tensão do lado da carga, R é a resistência da linha, X é a reatância da linha e P e Q são a demanda de potência ativa e reativa da barra, incluindo as perdas.

O método Soma de Potências calcula iterativamente o fluxo de potência resolvendo para cada trecho da rede a equação (9), partindo do último trecho até o trecho da subestação.

$$V_r^4 + [2 \cdot (PR + QX) - V_s^2] \cdot V_r^2 + (P^2 + Q^2) \cdot (R^2 + X^2) = 0 \quad (9)$$

Onde ao princípio do processo de cálculo as perdas de potência ativa e reativa são consideradas nulas. A equação (9) tem uma solução direta que não depende do ângulo θ da tensão da barra do lado da carga. O ângulo θ pode ser calculado segundo (10).

$$\tan \theta = \frac{(PX - QR)}{(PR + QX + V_r^2)} \quad (10)$$

Com o cálculo dos módulos e ângulos de V_r em todos os trechos, são atualizados os valores de V_s e as perdas de potência ativa e reativa nas linhas são calculadas segundo (11) e (12), respectivamente.

$$L_p = R \cdot \frac{(P^2 + Q^2)}{V_r^2} \quad (11)$$

$$L_q = X \cdot \frac{(P^2 + Q^2)}{V_r^2} \quad (12)$$

Onde L_p são as perdas ativas do ramo e L_q são as perdas reativas do ramo. O processo é repetido até alcançar o critério de convergência, que neste método é uma máxima variação definida, entre o valor das perdas numa iteração em relação à próxima.

Para o cálculo dos componentes harmônicos existem várias teorias sobre a potência na presença de distorções harmônicas, estudadas e desenvolvidas para melhorar a

representação das propriedades da potência elétrica em regime não senoidal (JUNIO DE LIMA, 2014). A primeira linha de desenvolvimento foi Constantin Budeanu (BUDEANU, 1927), que emprega Séries de Fourier para descrever as propriedades dos circuitos elétricos. Stanislaw Fryze (FRYZE, 1932), estudou a potência no domínio do tempo. Assim surgiram outras teorias novas ou melhoradas de diversos autores como Hirofumi Akagi (AKAGI, 1983), Depenbrock (DEPENBROCK, 1993) e Leszek S. Czarnecki (CZARNECKI, 1987) (CZARNECKI, 2008).

Após os estudos mencionados, a IEEE apresentou a norma IEEE 1459 2010 (IEEE STANDARD 1459), na qual propõe a decomposição da potência instantânea em três componentes similares as de Budeanu, denominadas: Potência Ativa, Reativa e de Distorção. Sendo a potência de distorção a somatória da potência de distorção da corrente, a potência de distorção da tensão e a potência aparente harmônica.

2.2.2 Método Newton Raphson

O método de Newton Raphson é um método confiável e rápido do ponto de vista computacional. Baseia-se na expansão da série de Taylor para uma função de duas ou mais variáveis para resolver o problema dos fluxos de potência (GRAINGER *et al.*, 2001).

Neste método basicamente consideram-se três tipos de barras, barra de folga, barra tipo PV e barra tipo PQ. No estudo de Fluxo de Potência Harmônico aparece um quarto tipo de barra (XIA, 1982), denotada como PQNL, onde deve ser conhecida a forma da não-linearidade da carga (ALVES, 1998). Alves explica um método de solução para o fluxo de potência harmônica pelo método de Newton Raphson (ALVES, 1998), desta forma o sistema a ser resolvido, apresenta uma matriz Jacobiana subdividida em quatro submatrizes de características distintas, segundo (13).

$$\begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \Delta I_{re}^H \\ \Delta I_{im}^H \end{bmatrix} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} JAC^{(1)} & JAC^{(H)} \\ YG^{(H,1)} & YG^{(H,H)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^{(1)} \\ \Delta V^{(1)} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \Delta \theta^{(H)} \\ \Delta V^{(H)} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Sendo:

$JAC^{(1)}$: Matriz Jacobiana das equações de balanço de potência na frequência fundamental. Contém elementos calculados pelas derivadas parciais das equações de

balanço de potência ativas e reativas com respeito aos módulos das tensões e ângulos na frequência fundamental.

$JAC^{(H)}$: Matriz Jacobiana das equações de balanço de potência nas frequências harmônicas. Contém os elementos calculados pelas derivadas parciais das equações de balanço de potências ativa e reativa com respeito aos módulos das tensões e ângulos nas frequências harmônicas apenas nas barras tipo PQNL.

$YG^{(H,1)}$: Matriz Jacobiana das correntes harmônicas das cargas não-lineares com respeito a suas tensões terminais de frequência fundamental. É a matriz das derivadas parciais das expressões da corrente harmônica da corrente na carga não-linear, com respeito a sua tensão terminal na frequência fundamental.

$YG^{(H,H)}$: Matriz Jacobiana das correntes de balanço de correntes harmônicas com respeito a suas tensões de frequência harmônica. É a matriz das derivadas parciais das equações de balanço de corrente nas frequências harmônicas, com respeito aos módulos das tensões e ângulos de mesma frequência harmônica.

2.2.3 Método de varredura por somatória de correntes

O Método de varredura por somatória de correntes (GARCÉS *et al.*, 2004) é um método iterativo, o qual aplica a primeira e segunda lei de Kirchhoff separadamente. A primeira lei é usada em uma varredura ascendente onde se encontram os fluxos de corrente para cada linha, segundo a equação (14).

$$I_{linha(k)}^{(h)} = I_{jusante(k)}^{(h)} + I_{cargas(k)}^{(h)} \quad (14)$$

Onde $I_{linha(k)}^{(h)}$ é a componente harmônica h de corrente na linha, $I_{cargas(k)}^{(h)}$ é a componente harmônica h das correntes das cargas lineares e não lineares no nó k, $I_{jusante(k)}^{(h)}$ é a componente harmônica h das correntes nas linhas conectadas à jusante na barra k. A Figura 4 ilustra o significado de cada uma das correntes na equação (14).

As tensões nos k nós podem ser calculados segundo (15).

$$V_{(k)}^{(h)} = V_{(k-1)}^{(h)} - I_{linha(k)}^{(h)} \left(Z_{linha(k)}^{(h)} \right) \quad (15)$$

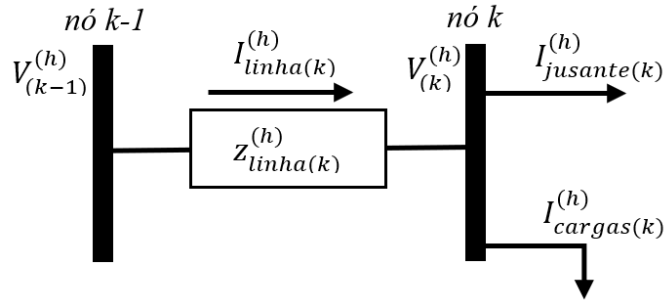


Figura 4. Diagrama unifilar de um trecho de um sistema de distribuição radial.

Pode ser visto que para saber o valor da tensão em um nó inferior k , requer-se a tensão do nó anterior, a corrente do ramo de fornecimento correspondente e os parâmetros do modelo série da referida linha. A corrente ao longo da linha é uma informação conhecida na varredura das correntes ascendentes. O processo se repete até alcançar a convergência do resultado na componente fundamental.

Para o cálculo dos componentes harmônicos de tensão pelo método de varredura iterativo se consideram os mesmos grupos e ordem das equações aplicadas na fundamental, com as seguintes indicações:

- Assume-se um valor inicial para as tensões harmônicas $V_{(k)}^{(h)}$ de 0,01pu a 0° .
- Considera-se a distorção harmônica total na barra de subestação como nula.
- Considera-se a tensão no nó de origem fixada em $V_{(0)}^{(h)} = 0$ pu.
- Calcula-se as impedâncias das cargas lineares a frequência fundamental, a partir das componentes fundamentais das tensões nas barras encontradas e dos dados de potência demandada pelas cargas lineares, segundo a equação (2).
- Calcula-se as admitâncias das cargas lineares com relação a frequência a ser analisada, segundo a equação (3).
- Calcula-se as correntes das cargas lineares com relação a frequência a analisar, segundo (16).

$$I_{carga(k)}^{(h)} = Y_{carga(k)}^{(h)} V_{(k)}^{(h)} \quad (16)$$

- Usam-se os modelos das cargas não lineares e injeções de harmônicos das unidades de GD como fontes de corrente (IEEE STD 519, 1992).

O processo é repetido até alcançar a convergência do resultado para cada componente harmônica desejada.

2.2.4 Método Matricial de Injeção de Correntes

Para o cálculo das Componentes Harmônicas da Tensão pelo método Matricial de Injeção de Correntes (GÓMEZ *et al.*, 2009), é necessário calcular previamente a componente fundamental das tensões nas barras usando outro método. Com os dados das tensões fundamentais, as impedâncias das cargas do tipo potência constante podem ser calculadas segundo a componente harmônica h a ser analisada.

O primeiro passo no desenvolvimento do modelo matemático que descreve o fluxo de potência na rede é a formulação da matriz de admitância. A matriz de admitância de barra é uma matriz quadrada $n \times n$ (onde n é o número de barramentos no sistema) construído a partir das admitâncias dos elementos de circuito dos segmentos que compõem o sistema. A maioria dos segmentos do sistema é representada por uma combinação de elementos shunt conectados entre um barramento e o nó de referência e elementos em série, conectados entre dois barramentos do sistema (GRIGSBY, 2001). A formulação da matriz de admitância segue duas regras simples: a admitância de elementos conectados entre o nó k e a referência é adicionada à entrada (k, k) da matriz de admitância. E a admitância de elementos conectados entre os nós j e k é adicionada às entradas (j, j) e (k, k) da matriz de admitância. O negativo da admitância é adicionado às entradas (j, k) e (k, j) da matriz de admitância.

Elementos *shunt* na distribuição podem em geral ser desprezados, a não ser que seja um banco de capacitores, por exemplo. Assim a matriz de admitâncias deve ser construída para cada frequência e usando a expressão geral na equação (17) pode-se achar as tensões harmônicas.

$$V^h = \left[Y_{barra}^{(h)} \right]^{-1} \cdot I^h \quad (17)$$

Tal que a matriz das injeções I^h inclui as correntes harmônicas geradas pelos elementos não lineares do sistema.

2.3 METODOLOGÍA ADOTADA PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA

Nesta dissertação para o cálculo do fluxo de potência da componente fundamental foi escolhido o método iterativo de varredura por somatória de correntes, devido sua facilidade de implementação matemática. A primeira parte deste método consiste em calcular as correntes de carga, em cada barra, em forma ascendente desde o último nó até o primeiro

nó, considerando que a subestação é o ponto de referência do sistema radial de distribuição e que as unidades de GD estão conectados em outras barras.

Para os sistemas de distribuição elétrica na presença de geração distribuída, cargas lineares e não lineares, a equação (14) foi modificada segundo a equação (18).

$$I_{linha(k)}^{(h)} = I_{carga(k)}^{(h)} + I_{carga\ nl(k)}^{(h)} + \sum I_{jusante(k)}^{(h)} - I_{GD(k)}^{(h)} \quad (18)$$

Onde $I_{linha(k)}^{(h)}$ é a componente harmônica h de corrente na linha, $I_{GD(k)}^{(h)}$ é a componente harmônica h de corrente fornecida pela unidade de GD no nó k , $I_{carga(k)}^{(h)}$ é a componente harmônica h de corrente da carga linear do nó k , $I_{carga\ nl(k)}^{(h)}$ é a componente harmônica h da corrente da carga não linear no nó k e $\sum I_{jusante(k)}^{(h)}$ é a somatória das componentes harmônicas h das correntes nas linhas conectadas à jusante na barra k .

A Figura 5. ilustra o significado de cada uma das correntes na equação (18).

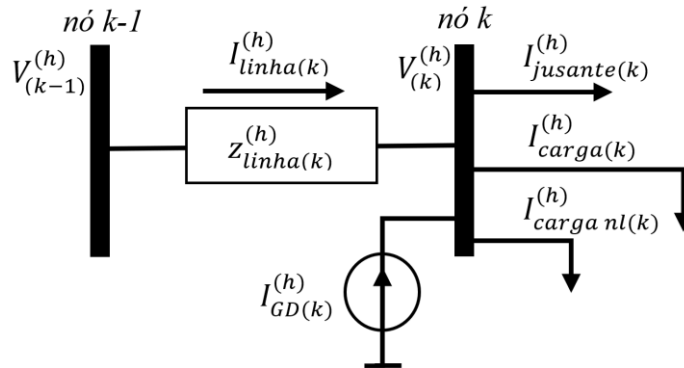


Figura 5. Diagrama unifilar de um trecho de um sistema de distribuição radial considerando geração distribuída e cargas lineares e não lineares.

Para o cálculo das correntes das cargas lineares e não lineares na frequência fundamental, considera-se que são cargas de potência constante. Assumindo um valor inicial para as tensões de 1 pu a 0° , as correntes das cargas lineares e não lineares nos k nós podem ser aproximadas segundo (19a) e (19b), respectivamente.

$$I_{carga(k)}^{(1)} = \left(\frac{S_{carga(k)}^{(1)}}{V_{(k)}^{(1)}} \right)^* \quad (19a)$$

$$I_{carga\ nl(k)}^{(1)} = \left(\frac{S_{carga\ nl(k)}^{(1)}}{V_{(k)}^{(1)}} \right)^* \quad (19b)$$

Para o cálculo da corrente fornecida pela unidade de GD na frequência fundamental, considera-se que as unidades fornecem uma potência constante. Assumindo um valor inicial para as tensões de 1 pu a 0°, a corrente fornecida pela unidade de GD nos k nós podem ser aproximadas segundo (20).

$$I_{GD(k)}^{(1)} = \left(\frac{S_{GD(k)}^{(1)}}{V_{(k)}^{(1)}} \right)^* \quad (20)$$

Assim, depois de fazer o cálculo aproximado das correntes das cargas e substituindo na equação (18), as componentes fundamentais das correntes ao longo das linhas são calculadas segundo (18a).

$$I_{linha(k)}^{(1)} = I_{carga(k)}^{(1)} + I_{carga nl(k)}^{(1)} + \sum I_{fusante(k)}^{(1)} - I_{GD(k)}^{(1)} \quad (18a)$$

Depois de calcular as correntes nas linhas, usando só as componentes fundamentais na equação (15) pode ser calculada a componente fundamental das tensões nos k nós segundo a equação (15a).

$$V_{(k)}^{(1)} = V_{(k-1)}^{(1)} - I_{linha(k)}^{(1)} \left(Z_{linha(k)}^{(1)} \right) \quad (15a)$$

É considerado que para os cálculos na frequência fundamental, a tensão no nó de origem (subestação) é conhecida. Neste caso podemos fixar em $V_{(0)}^{(1)} = 1$ pu.

As tensões $V_{(k-1)}^{(1)}$ do fluxo de potência executados após a primeira iteração não são fixados em 1pu, pois os valores serão atualizados com os resultados do fluxo na iteração anterior. O processo se repete até alcançar a convergência do resultado, com isso teremos a componente fundamental das tensões dos nós e poderão ser calculadas as componentes harmônicas dessas tensões.

Para o cálculo das componentes harmônicas foi selecionado o método Matricial de Injeção de Correntes, devido a sua simplicidade de uso em sistemas de distribuição radial e que apresentou tempos de processamento mais rápidos do que os outros métodos. Para o cálculo da matriz de admitâncias nas frequências harmônicas, será preciso calcular as impedâncias e admitâncias das linhas e das cargas nas respectivas frequências.

Na equação (17), a matriz de injeções I^h é conhecida porque depende das componentes harmônicas das cargas não lineares e das harmônicas fornecidas pelas unidades de GD. Nas cargas não lineares e as unidades de GD a corrente é obtida a partir do modelo de fontes de corrente (IEEE STD 519, 1992), enquanto nas cargas lineares a corrente é zero porque não geram harmônicos. Assim o vetor de correntes harmônicas dos k nós pode ser expresso segundo (21).

$$I^h = \begin{bmatrix} I_{carga\ nl(1)}^{(h)} + I_{GD(1)}^{(h)} \\ I_{carga\ nl(2)}^{(h)} + I_{GD(2)}^{(h)} \\ \vdots \\ I_{carga\ nl(k)}^{(h)} + I_{GD(k)}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (21)$$

Sendo $I_{carga\ nl(k)}^{(h)}$ as componentes harmônicas das correntes não lineares das cargas. Com isso, uma vez obtido o fluxo de correntes através das linhas, pode-se calcular as perdas de potência, segundo (22).

$$S_{LOSS(k)}^{(h)} = I_{linha(k)}^{(h)} \cdot Z_{linha(k)}^{(h)} \cdot \left(I_{linha(k)}^{(h)} \right)^* \quad (22)$$

Onde $S_{LOSS(k)}^{(h)}$ é um número complexo, sendo sua parte real as perdas ativas e sua parte imaginária as perdas reativas, assim:

$$S_{LOSS(k)}^{(h)} = P_{LOSS(k)}^{(h)} + jQ_{LOSS(k)}^{(h)} \quad (23)$$

2.4 CONSIDERAÇÕES E MODELAGEM PARA CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS TRIFÁSICOS

Nesta dissertação serão considerados sistemas elétricos trifásicos simétricos de 3 fios, com três tensões senoidais da mesma magnitude defasados entre si de 120 graus.

Para o caso com sistemas trifásicos, as equações consideradas anteriormente vão ser modificadas com variáveis para cada fase (a, b e c), com isso a equação (18) é modificada para o cálculo das correntes das linhas trifásicas segundo a equação (24).

$$\begin{bmatrix} I_{linha(k,a)}^{(h)} \\ I_{linha(k,b)}^{(h)} \\ I_{linha(k,c)}^{(h)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{carga(k,a)}^{(h)} \\ I_{carga(k,b)}^{(h)} \\ I_{carga(k,c)}^{(h)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{carga nl(k,a)}^{(h)} \\ I_{carga nl(k,b)}^{(h)} \\ I_{carga nl(k,c)}^{(h)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \sum I_{jusante(k,a)}^{(h)} \\ \sum I_{jusante(k,b)}^{(h)} \\ \sum I_{jusante(k,c)}^{(h)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{GD(k,a)}^{(h)} \\ I_{GD(k,b)}^{(h)} \\ I_{GD(k,c)}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (24)$$

Nos sistemas trifásicos, devido ao acoplamento indutivo dos fios elétricos, aparecem as impedâncias mútuas de acoplamento entre fases, causando indução de tensão na linha de uma fase devido à corrente fluindo nas linhas das outras fases (AVILÉS, 2017).

A Figura 6 mostra a disposição das impedâncias das linhas, as impedâncias mútuas, as correntes nas linhas e as tensões nas barras, num sistema trifásico de 3 fios.

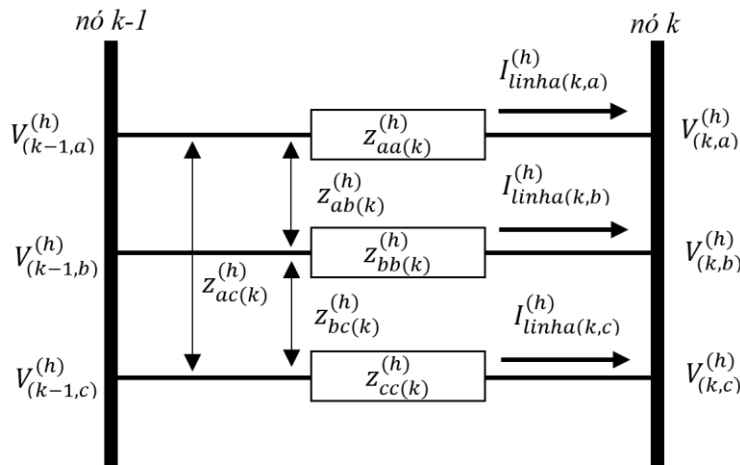


Figura 6. Diagrama trifásico de um trecho de um sistema de distribuição radial.

Do mesmo modo que aconteceu com a equação para o cálculo das correntes nas linhas, a equação (15) será modificada para o cálculo das tensões das barras nos sistemas trifásicos de 3 fios segundo (25).

$$\begin{bmatrix} V_{(k,a)}^{(h)} \\ V_{(k,b)}^{(h)} \\ V_{(k,c)}^{(h)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{(k-1,a)}^{(h)} \\ V_{(k-1,b)}^{(h)} \\ V_{(k-1,c)}^{(h)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{aa(k)}^{(h)} & Z_{ab(k)}^{(h)} & Z_{ac(k)}^{(h)} \\ Z_{ba(k)}^{(h)} & Z_{bb(k)}^{(h)} & Z_{bc(k)}^{(h)} \\ Z_{ca(k)}^{(h)} & Z_{cb(k)}^{(h)} & Z_{cc(k)}^{(h)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{linha(k,a)}^{(h)} \\ I_{linha(k,b)}^{(h)} \\ I_{linha(k,c)}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (25)$$

Onde:

$V_{(k,a)}^{(h)}$: componente harmônica h da tensão da fase a, do nó k.

$V_{(k,b)}^{(h)}$: componente harmônica h da tensão da fase b, do nó k.

$V_{(k,c)}^{(h)}$: componente harmônica h da tensão da fase c, do nó k.

$V_{(k-1,a)}^{(h)}$: componente harmônica h da tensão da fase a, do nó $k-1$.

$V_{(k-1,b)}^{(h)}$: componente harmônica h da tensão da fase b, do nó $k-1$.

$V_{(k-1,c)}^{(h)}$: componente harmônica h da tensão da fase c, do nó $k-1$.

$I_{linha(k,a)}^{(h)}$: componente harmônica h da corrente da fase a, do nó k .

$I_{linha(k,b)}^{(h)}$: componente harmônica h da corrente da fase b, do nó k .

$I_{linha(k,c)}^{(h)}$: componente harmônica h da corrente da fase c, do nó k .

$Z_{aa(k)}^{(h)}$: impedância da linha a, do nó k , segundo a harmônica h .

$Z_{bb(k)}^{(h)}$: impedância da linha b, do nó k , segundo a harmônica h .

$Z_{cc(k)}^{(h)}$: impedância da linha c, do nó k , segundo a harmônica h .

$Z_{ab(k)}^{(h)}$: impedância mútua entre as linhas a e b, do nó k , segundo a harmônica h .

$Z_{bc(k)}^{(h)}$: impedância mútua entre as linhas b e c, do nó k , segundo a harmônica h .

$Z_{ca(k)}^{(h)}$: impedância mútua entre as linhas c e a, do nó k , segundo a harmônica h .

Considerando $Z_{ba(k)}^{(h)} = Z_{ab(k)}^{(h)}$, $Z_{cb(k)}^{(h)} = Z_{bc(k)}^{(h)}$ e $Z_{ac(k)}^{(h)} = Z_{ca(k)}^{(h)}$.

2.5 ANÁLISE PRELIMINAR DE RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA.

2.5.1 Avaliações da Distorção harmônica

A medida mais comumente utilizada para harmônicos é a distorção harmônica total (THD), também conhecida como fator de distorção. É aplicado a tensão e corrente. A THD é definida como a média das componentes harmônicas, em relação a fundamental. A componente DC é ignorada (GRADY, 2012). Assim, a THD de tensão:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N V_h^2}}{V_1} \quad (26)$$

Como o gerenciamento dos harmônicos em um sistema de potência é considerado uma responsabilidade conjunta envolvendo tanto os usuários finais quanto os proprietários ou operadores do sistema, os limites harmônicos são recomendados para ambas as tensões e correntes. A suposição subjacente a esses limites recomendados é que, ao limitar as injeções de corrente harmônica pelos usuários, a distorção de tensão pode ser mantida

abaixo dos níveis censuráveis. No caso de limitar as correntes harmônicas sozinhas não resultam em níveis aceitáveis de distorção de tensão, os proprietários ou operadores do sistema devem tomar medidas para modificar as características do sistema de modo que os níveis de distorção de tensão sejam aceitáveis.

Os níveis aceitáveis de distorção de tensão formam a base dos limites de tensão harmônica (IEEE STD 519, 2014). Os limites recomendados se aplicam apenas no ponto de acoplamento comum (PCC) e não devem ser aplicados a equipamentos individuais ou em locais dentro das instalações do usuário. Na maioria dos casos, as tensões e correntes harmônicas nesses locais podem ser significativamente maiores que os limites recomendados pelo o PCC, devido à falta de diversidade, cancelamento e outros fenômenos que tendem a reduzir os efeitos combinados de fontes múltiplas harmônicas a níveis abaixo de sua soma algébrica.

A Tabela 2. mostra os níveis máximos de distorções harmônicas individuais e totais recomendadas pelo IEEE Std 519. Aplica-se para tensões harmônicas cujas frequências são múltiplos inteiros da frequência fundamental.

Tabela 2. Limites de Distorção de Tensão (IEEE STD 519).

Tensão barra PPC	Harmônica Individual [%]	Distorção Harmônica Total THD [%]
$V \leq 1kV$	5.0	8.0
$1 kV < V \leq 69kV$	3.0	5.0
$69 kV < V \leq 161kV$	1.5	2.5
$V > 161 kV$	1.0	1.5

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL dispõe do seus Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, no qual recomenda os níveis máximos de Distorção Harmônica Total em % da tensão fundamental (ANEEL, 2014), segundo a Tabela 3.

Tabela 3. Limites das Distorções harmônicas totais (ANEEL, 2014).

Indicador	Tensão nominal		
	$V \leq 1kV$	$1 kV < V \leq 69kV$	$69 kV < V \leq 230kV$
$DTT_{95\%}$	10,0%	8.0%	5.0%
$DTT_p 95\%$	2,5%	2.0%	1.0%
$DTT_l 95\%$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_3 95\%$	6,5%	5,0%	3,0%

Sendo:

$DTT_{95\%}$: Distorção harmônica total de tensão.

$DTT_p 95\%$: Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3.

$DTT_i 95\%$: Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3.

$DTT_3 95\%$: Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplos de 3.

O termo 95% é um indicador que significa que o valor de DTT foi superado em apenas 5% das leituras válidas

2.5.2 Pontos críticos do sistema

Após calcular o fluxo de potência, tem-se que reconhecer os seguintes pontos no sistema de distribuição:

- Nós com perfil de tensão fora ou próximo aos limites recomendados.
- Nós com maior THD.

A partir destas considerações se implementará o algoritmo para otimizar a alocação dos geradores distribuídos.

3 MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO

O objetivo geral deste trabalho é baseado na localização ótima de geradores distribuídos em um sistema de distribuição de energia e para encontrar uma solução para este problema, as condições de operação devem ser modeladas matematicamente para serem melhoradas, levando em consideração as restrições associadas. Assim, com o uso de técnicas de otimização, será possível analisar o impacto das unidades de GD e das cargas não lineares no comportamento do sistema de distribuição.

O conjunto de propósitos e condições técnicas pode ser modelado matematicamente como uma função objetivo e restrições. Uma função objetivo é um critério expresso através das variáveis que definem o comportamento do sistema (GALLEGO, 2008) e pode ser minimizado ou maximizado de acordo com os requisitos técnicos ou econômicos envolvidos.

Para otimizar um problema, podemos considerar uma única função objetivo ou um conjunto de objetivos. As funções mono-objetivas buscam maximizar ou minimizar uma única função objetivo. As principais funções Mono-objetivas usadas para localização e dimensionamento ótimos de unidades de GD em sistemas de distribuição são: Minimização de perdas de potência, minimização de custos de investimento e operação, minimização de variações em perfis de tensão, maximização da capacidade de geração das unidades de GD, maximização da relação custo / benefício e maximização do limite de exigibilidade das linhas (NIAZI *et al.*, 2017).

Funções multiobjetivo procuram minimizar ou maximizar duas ou mais funções objetivo, que sempre estarão em conflito. As técnicas de otimização que implementam esse tipo de função não fornecem uma solução única, mas um conjunto de soluções ótimas, conhecidas como frente ótima de Pareto (AMORIM, 2006).

Para expressar um problema multiobjetivo como um mono-objetivo existe um método chamado Método da Soma Ponderada, o qual consiste em escolher as funções objetivos e expressá-las como uma soma de todas, usando coeficientes ponderados para cada função objetivo que representam a importância dessas funções (MARLER *et al.*, 2004).

Desta forma, o problema multiobjetivo torna-se um problema escalar mono-objetivo, que pode ser expresso:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^k a_i f_i(x) \quad (27)$$

Onde $f_i(x)$ são as funções consideradas, a_i representa os coeficientes ponderados, sendo que a soma dos coeficientes ponderados é igual a 1.

3.1 MÉTODOS DE SOLUÇÃO

Na literatura técnica é possível encontrar várias metodologias. Grisales fez uma análise dos métodos. Abaixo mostra-se uma classificação e breves definições (GRISALES, 2017).

3.1.1 Métodos por aproximação analítica

Os métodos analíticos fazem uso de um modelo matemático e o avaliam com uma solução numérica direta (WANG, 2004). Como vantagem, pode-se dizer que eles são simples e têm tempos computacionais curtos. No entanto, para problemas complexos, sua solução não é tão precisa. Muitos autores não consideram o impacto nos perfis de tensão do sistema porque as perdas de potência estão intimamente relacionadas com os perfis de tensão nodal, de tal forma que se estes forem reduzidos, os perfis de tensão aumentarão.

3.1.2 Métodos Numéricos

Os métodos numéricos ou métodos baseados no cálculo são divididos em duas categorias: direta e indireta. Esses métodos apresentam uma alta complexidade para problemas reais. Os métodos mais comumente usados para resolver um problema de alocação ótima de GD são (RAO, 2009): programação linear, programação não-linear, programação dinâmica, programação inteira e programação estocástica.

3.1.3 Métodos Heurísticos e Metaheurísticos

Não são métodos exatos que, apesar de não garantirem a solução global ideal, obtêm boas soluções para problemas reais e exigem esforços computacionais aceitáveis. Uma heurística é um procedimento simples baseado na experiência, bom julgamento ou na

solução de modelos matemáticos reduzidos, o que permite encontrar soluções de boa qualidade para problemas complexos do tipo não-polinomial completo (GALLEGO, 2008).

Os métodos heurísticos utilizam operações matemáticas básicas, tendo a desvantagem de que a solução encontrada poderia ser um ótimo local e assim ficar longe de boas soluções. Por isso, eles são utilizados como ponto de partida para as metaheurísticas, ajudando também, como indicadores de sensibilidade, para reduzir o espaço de soluções. Alguns dos indicadores de sensibilidade mais utilizados nos problemas de alocação ótima de GD são: sobrecargas das linhas, limites de tensão nodal, índice de estabilidade de tensão, entre outros (PRADO, 2013), (SEDIGHI, 2010), (HUSSEIN, 2006).

Técnicas metaheurísticas orientam e modificam as operações de heurísticas subordinadas para produzir soluções de alta qualidade de forma eficiente, empregando estratégias de busca bem-sucedidas e algoritmos bioinspirados.

Dentre as técnicas mono-objetivas mais utilizadas temos: algoritmo genético, enxame de partículas, recozimento simulado, busca tabu, algoritmos imunológicos, colônia de formigas, enxame de abelhas, entre outros (NAVARRO, 2006).

As técnicas multiobjectivas mais conhecidas e utilizadas são: algoritmo de ordenação não-dominada (MOEINI-AGHTAIE, 2011) e o algoritmo artificial de colônia de abelhas caótica (MOHANDAS, 2015).

3.1.4 Métodos Híbridos

Estes métodos permitem incrementar as técnicas metaheurísticas através de combinações de técnicas, para a busca da solução de boa qualidade, próxima ou igual ao ótimo, de forma mais eficiente. Para problemas de alocação ótima de GD eles são muito implementados devido às suas características.

3.2 ALGORITMO NUVEM DE PARTÍCULAS

Nesta dissertação foi usada a técnica metaheurística Nuvem de Partículas (PSO), para a alocação ótima de Geradores Distribuídos em sistemas elétricos de distribuição radial. O algoritmo PSO tem seus princípios na inteligência de enxame, a qual é inspirada pela forma coletiva de agir de sociedades muito pequenas e complexas, compostas de indivíduos muito pouco sofisticados. Na natureza, numerosos exemplos desse tipo de sociedade podem ser encontrados, como colônias de formigas, cardumes de peixes ou bandos de pássaros,

que se comportam como se fossem um único indivíduo. Atualmente, os modelos biológicos desses enxames são estudados para entender como eles agem, atingem objetivos ou evoluem.

Inteligência de enxame é uma propriedade possuída por certos sistemas biológicos compostos de agentes simples nos quais o comportamento coletivo é descrito pela interação local entre agentes, de forma que uma operação coerente é obtida. Do ponto de vista algorítmico, um enxame é composto de agentes que estabelecem relações cooperativas para atingir um objetivo específico. Cada agente usa um conjunto de regras simples (locais) relativamente independente das outras (exceto cooperação entre agentes próximos), onde não há líder para determinar a estratégia a seguir. Nessas condições, surge uma inteligência coletiva do conjunto de agentes, dando origem a fenômenos de auto-organização. Embora os agentes sejam simples, o resultado de sua interação global pode se tornar muito complexo (DUARTE, 2007).

3.2.1 Descrição do algoritmo

Em 1995 foi proposto um algoritmo, denominado, em inglês, *Particle Swarm Optimization* (PSO) e, em português, Otimização por Nuvem de partículas por J. Kennedy y R. Eberhart.

Em seguida, será realizada uma explicação do algoritmo PSO original (NIAZI, 2017). O algoritmo PSO é inicializado com um número aleatório de soluções chamadas partículas que são deixadas livres no espaço de busca. A essas partículas são atribuídas velocidades aleatórias. Essas partículas mantêm o controle de suas posições no espaço de busca no qual obtiveram sua melhor solução (fitness) chamada 'pbest'. Além disso, o otimizador de enxame de partículas tem o melhor valor geral de suas partículas e a posição correspondente chamada 'gbest'.

O PSO altera a velocidade e, conseqüentemente, a posição de cada partícula em cada iteração. Os números aleatórios são gerados pela ponderação da aceleração por um termo aleatório que facilita a aceleração para pbest e gbest. A velocidade predominante pode ser calculada usando a velocidade anterior e a distância entre o pbest e o gbest, conforme expresso (28). As posições de todas as partículas são modificadas de acordo com a experiência de voo pessoal chamada pbest (melhor pessoal), bem como a experiência de

voo das outras partículas no grupo chamado gbest (melhor global). As posições atuais podem ser calculadas adicionando-se velocidades em posições anteriores, segundo (29).

$$v_i^{k+1} = w v_i^k + c_1 r_1 (pbest_i^k - x_i^k) + c_2 r_2 (gbest^k - x_i^k) \quad (28)$$

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (29)$$

Onde:

v_i^k : velocidade da partícula i na iteração k .

x_i^k : posição da partícula i na iteração k .

c_1 : fator de individualidade

c_2 : fator de sociabilidade

r_1, r_2 : números aleatórios entre 0 e 1.

$pbest_i^k$: melhor posição da partícula i na iteração k .

$gbest^k$: melhor posição obtida por uma das partículas do grupo na iteração k .

w : fator de inércia que determina a diversificação ou intensificação das partículas.

Assim, a Figura 7. mostra o conceito da modificação do ponto de busca por PSO num espaço de busca determinado.

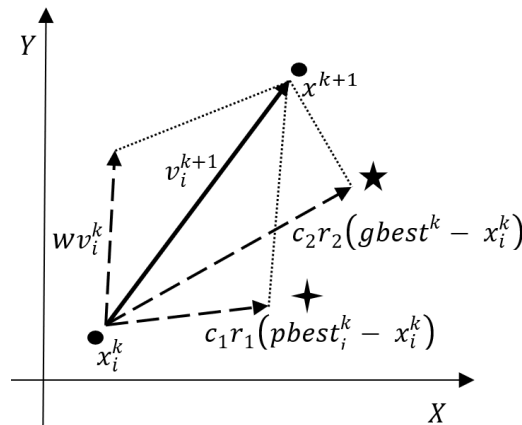


Figura 7. Conceito da modificação de um ponto de busca por PSO.

Analisando a equação (28), pode ser observado que o lado direito da equação é a somatória de três partes:

A primeira parte ($w v_i^k$) é a velocidade anterior que é multiplicada pelo fator de inércia, que é um parâmetro que avalia a velocidade, assim mantém a partícula se movendo na mesma direção em que estava originalmente. Quanto maior seja w vai facilitar a exploração global procurando novas áreas dentro do espaço. Quanto menor seja w , tende a facilitar a

exploração local para refinar a área de procura atual. Então w pode prover um equilíbrio entre habilidades de exploração ou busca global e local, com uma boa escolha do fator de inércia pode-se encontrar o valor ótimo com menores iterações.

Na segunda parte $c_1 r_1 (pbest_i^k - x_i^k)$ temos a chamada de componente cognitiva c_1 (fator de individualidade) que multiplica um número aleatório e temos a diferença entre a posição atual e sua melhor posição encontrada pela partícula. Assim essa diferença age como a memória da partícula, melhorando sua capacidade de pesquisa local fazendo com que ela tenda a voltar para as regiões do espaço de busca em que experimentou alta aptidão individual.

Na terceira parte $c_2 r_2 (gbest^k - x_i^k)$ temos a chamada de componente social c_2 (fator de sociabilidade) que multiplica um número aleatório e temos a diferença entre a posição atual e a melhor posição encontrada pela população, essa diferença representa a experiência de nuvem de onde a solução está, assim melhorando sua capacidade de pesquisa global.

A velocidade é muito dependente do fator de inércia w . Shi e Eberhart (SHI *et al.*, 1999), propuseram o decrescimento linear do fator de inércia através das iterações para melhorar o desempenho, segundo (30).

$$w^{k+1} = w_{max} + \left(\frac{w_{min} - w_{max}}{k_{max}} * k \right) \quad (30)$$

Onde w^{k+1} é o fator w na iteração $k+1$, k_{max} é o máximo número de iterações, w_{min} e w_{max} são os limites menores e maiores do fator w , respectivamente.

Da mesma forma os fatores c_1 e c_2 mudam seu valor linearmente através das iterações, segundo (31) e (32) respectivamente. Isto é para que as partículas tenham prioridade de busca de possíveis soluções na direção do seu $pbest_i^k$ ao princípio. E segundo as iterações são incrementadas para dar prioridade de busca na direção do $gbest^k$ e convergir numa solução.

$$c_1^{k+1} = c_{max} + \left(\frac{c_{min} - c_{max}}{k_{max}} * k \right) \quad (31)$$

$$c_2^{k+1} = c_{min} + \left(\frac{c_{max} - c_{min}}{k_{max}} * k \right) \quad (32)$$

Onde c_1^{k+1} e c_2^{k+1} são os fatores na iteração $k+1$, k_{max} é o máximo número de iterações, c_{min} e c_{max} são os limites mínimos e máximos dos fatores c_1 e c_2 .

A seguir, os passos do algoritmo PSO são descritos. O primeiro passo é gerar aleatoriamente partículas de uma população fixa designadas com posições e velocidades aleatórias na dimensão do espaço da solução. Para a primeira iteração, a solução obtida com os valores iniciais tomados é definida como pbest para cada partícula. Nas próximas iterações, se o novo valor de pbest for obtido melhor que o anterior, então ele é modificado, caso contrário, é mantido o mesmo. O melhor valor de pbest de todas as partículas é considerado como gbest em cada iteração. As novas velocidades e posições são calculadas e esse procedimento é repetido até que o critério de parada seja atingido.

No PSO as partículas varrem o espaço de busca na busca da melhor solução, quando as partículas se movem em direção a um ponto comum é chamado de convergência. O algoritmo é repetido até que os critérios de parada sejam atingidos, alguns critérios de parada são por exemplo alcançar o número máximo de iterações ou que as mudanças nas velocidades das partículas estejam perto de zero.

3.3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Nos próximos capítulos serão apresentados vários casos de estudo para alocação ótima de Geradores Distribuídos na presença de harmônicas. Nesta secção as funções objetivos e restrições a serem usadas serão explicadas.

3.3.1 Função objetivo de perdas ativas

A seguinte função objetivo (ZOBAA *et al.*, 2011), visa minimizar as perdas totais de potência ativa do sistema. Assim a função é dada segundo (33).

$$F_1 = \sum_{i=1}^n P_{loss_i} \quad (33)$$

Onde

n : número total de linhas.

P_{loss_i} : perda de potência ativa na linha i em (kW).

3.3.2 Função objetivo de custos

A seguinte função objetivo foi tomada de (AMANIFAR, 2011), engloba o custo total da perda total de potência real e do custo de operação e instalação. O objetivo é minimizar o custo da instalação das unidades de GD, o custo das perdas de potência ativa total anual e o custo da injeção de potência ativa total pelas unidades de GD no sistema. Assim a função custo é dada por:

$$F_2 = k c_{install} + \lambda_1 k_p \sum_{i=1}^n Ploss_i + b_{inject} \sum_{j=1}^k PGD_j \quad (34)$$

Onde

k : número total de unidades de GD instalados.

$c_{install}$: custo da instalação de uma unidade de GD, considerado 5.000.000,00 (\$)

λ_1 : fator para equilibrar os custos das perdas com os outros termos, considerado como 105.120,00. Que é 12 multiplicado por 8760 que são o número de horas num ano.

k_p : custo anual das perdas de potência ativa considerado como 773 (\$/kW/ano).

n : número total de linhas.

$Ploss_i$: perda de potência ativa em kW na linha i em (kW).

b_{inject} : custo anual da potência ativa injetada pelas unidades de GD considerado como 1.800.000,00 (\$/kW/ano).

PGD_j : injeção de potência ativa da unidade de GD “j” em (kW)

3.3.3 Restrições dos limites das tensões nos nós

As tensões nos nós tem que ter um nível aceitável dentro dos limites de operação durante o processo de otimização.

$$V_{min} \leq |V_i| \leq V_{max} \quad (35)$$

Onde

V_{min} : tensão VRMS, limite inferior de tensão nas barras

V_{max} : tensão VRMS, limite superior de tensão nas barras

$|V_i|$: valor rms da tensão no nó i

Sendo:

$$|V_i| = \sqrt{|V_i^{(1)}|^2 + \sum_{h=h_0}^{h_{max}} |V_i^{(h)}|^2} \quad (36)$$

Onde:

i : número do nó

h : harmônica analisada

h_0 : harmônica inicial

3.3.4 Restrições dos limites da THD

A distorção harmônica total em cada nó tem que se manter menor ou igual ao máximo limite de THD recomendada (IEEE STD 519, 2014).

$$THD_i(\%) \leq THD_{max} \quad (37)$$

3.3.5 Restrições no dimensionamento das unidades de GD

Deve-se levar em conta que a injeção total de potência ativa das unidades de GD não deve exceder a demanda total de potência ativa do sistema:

$$\sum_{j=1}^k PGD_j \leq P_D \quad (38)$$

Onde

k : número total de unidades de GD instalados.

PGD_j : injeção de potência ativa da unidade de GD "j" em (kW)

P_D : Demanda total de Potência ativa do sistema em (kW).

4 METODOLOGIA DA SOLUÇÃO

4.1 ANALISE PRELIMINAR

Nesta análise será feita a alocação e dimensionamento ótimo de 3 unidades de GD no sistema teste de distribuição radial de 33 barras (VENKATESH, 2009) utilizando cálculos exaustivos. Os dados deste sistema teste estão mostrados no Apêndice. Na primeira parte desta análise, busca-se conhecer a relação entre as possíveis combinações de capacidades discretas das unidades de GD e o efeito de minimizar as perdas de potência ativa do sistema no problema de dimensionamento ótimo de unidades de GD em redes de distribuição radial.

O problema de dimensionamento ótimo de GD nos sistemas de distribuição radial tem um comportamento não linear como é mostrado na Figura 8. Nesta parte, foi usado exaustivamente o algoritmo de cálculo de fluxo de potência para calcular as perdas de potência ativa para cada possível combinação de capacidades de GD instaladas nas três barras determinadas. Neste caso, foram consideradas capacidades máximas de 3.700 kW em passos de 10 kW alocados nas barras candidatas 2, 3 e 4, que correspondem à primeira combinação dos possíveis locais de instalação considerando até três unidades de GD. Assim foi considerado um conjunto de 371 capacidades discretas de GD para alocar nas 3 barras determinadas. Resultando em 8.579.746 possíveis combinações de capacidades.

Pode ser observado que muitas combinações não foram consideradas, isto porque correspondem ao grupo de combinações que não cumprem com a restrição de que a somatória das potências das unidades de GD devem ser menores que a demanda de potência ativa total do sistema teste. Na Figura 8, é mostrada a relação entre as perdas de potência ativa e as distintas combinações de capacidades das unidades de GD instaladas nas 3 barras determinadas. Esta função não linear apresenta vários mínimos locais, mas tem uma tendência bem marcada, facilitando a busca do mínimo global.

Neste caso, as mínimas perdas de potência ativa na rede alcançadas foram de 145,99 kW com a combinação de capacidades discretas número 1.151.059, correspondente às capacidades de 170 kW, 1060 kW e 2480 kW alocados nas barras 2, 3 e 4 respectivamente.

A análise exaustiva para dimensionamento ótimo deste exemplo, feita em Matlab, demorou cerca de 17 minutos.

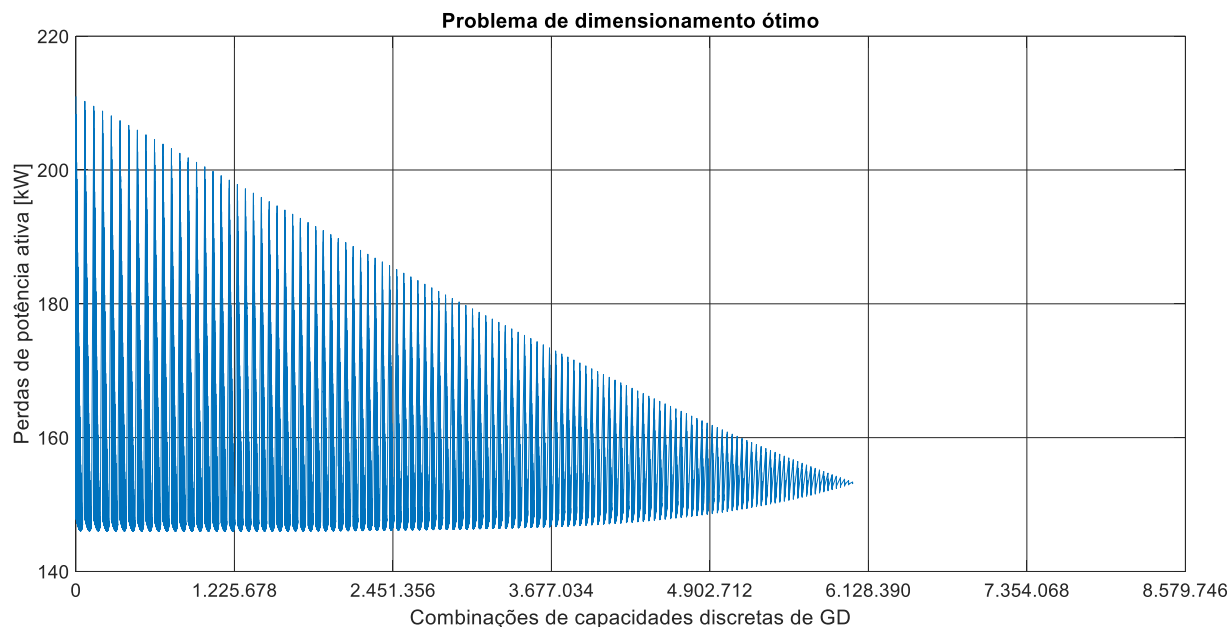


Figura 8. Comportamento não linear do problema de dimensionamento ótimo de unidades de GD nas barras 2, 3 e 4 do sistema teste de 33 barras.

Com isto, conhecendo o comportamento típico do problema de dimensionamento ótimo de GD em sistemas de distribuição radial foi feito um algoritmo para dimensionamento ótimo de unidades de GD baseado em PSO, nesta dissertação será chamado de PSO Interno. Este algoritmo foi testado em distintos sistemas e devido à tendência da curva da função da Figura 6., o algoritmo consegue encontrar o valor mínimo com uma taxa de sucesso maior ao 95%. Neste exemplo, o algoritmo PSO Interno conseguiu encontrar o dimensionamento ótimo de GD considerando as barras 2, 3 e 4 em 2,2 segundos.

Na segunda parte desta análise, busca-se conhecer a relação entre os possíveis locais de instalação e o efeito de minimizar as perdas de potência ativa do sistema no problema de alocação ótima de várias unidades de GD em redes de distribuição radial.

O problema de alocação ótima de unidades de GD nos sistemas de distribuição radial tem um comportamento não linear como é mostrado na Figura 9. Para obter o gráfico desta relação com o objetivo de minimizar as perdas de potência ativa, foi usado exaustivamente o algoritmo PSO Interno para dimensionamento ótimo para cada combinação dos possíveis locais de instalação para 3 unidades de GD no mesmo sistema de distribuição radial teste de 33 nós (VENKATESH, 2009). Neste caso, sem considerar o primeiro nó que é o nó slack,

serão combinações de 3 locais para instalar unidades de GD em distintos nós em um total de 32 nós candidatos. Resultando em 4.960 possíveis combinações de locais.

Na Figura 9. é mostrada a relação entre as perdas de potência ativa e as distintas combinações de possíveis locais de instalação das unidades de GD. Assim esta função não linear tem vários mínimos locais sem apresentar uma tendência, tornando muito complexo encontrar o mínimo global. Neste exemplo, as mínimas perdas de potência ativa na rede alcançadas foram de 72,79 kW com a combinação de locais número 3.781, que corresponde às barras 13, 24 e 30. A análise exaustiva para alocação ótima deste exemplo, feita em Matlab, demorou cerca de 3 horas. Para verificar esse resultado foi usado exaustivamente o algoritmo de cálculo de fluxo de potência para calcular as perdas de potência ativa para cada possível combinação de capacidades das unidades de GD instaladas nas barras 13, 24 e 30 no sistema teste de 33 nós. Assim, neste exemplo e segundo a Figura 10, as mínimas perdas de potência ativa na rede alcançadas foram de 72,79 kW com a combinação de capacidades número 4.437.787, correspondente às capacidades de 800 kW, 1070 kW e 1070 kW alocados nas barras 13, 24 e 30 respectivamente.

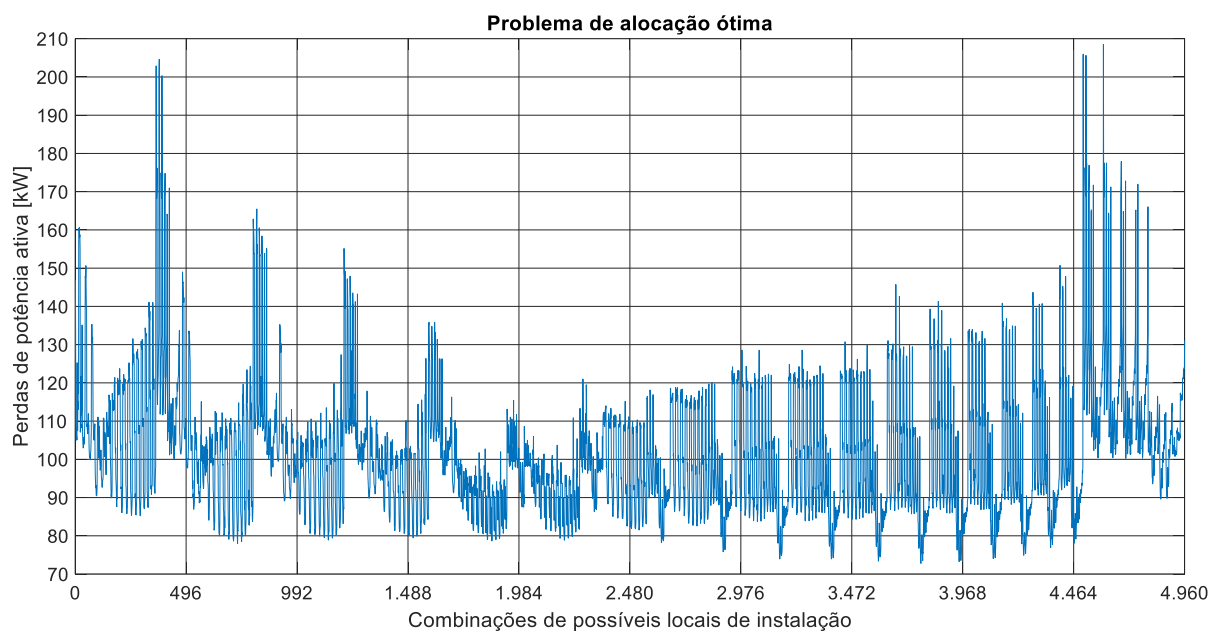


Figura 9. Comportamento não linear do problema de alocação ótima de 3 unidades de GD no sistema teste de distribuição radial de 33 barras.

Assim, conhecendo o comportamento típico do problema de alocação ótima de GD em sistemas de distribuição radial foi feito um algoritmo para alocação ótima de unidades de GD baseado em PSO, nesta dissertação será chamado de PSO Global.

Os dois algoritmos PSO Interno e Global operam em conjunto. Os algoritmos foram testados em distintos sistemas e devido à complexidade da curva da função da Figura 9, os algoritmos conseguem encontrar uma boa solução com uma taxa de sucesso de 90%. Neste exemplo, o algoritmo PSO proposto para alocação e dimensionamento ótimo de unidades de GD conseguiu encontrar a solução em aproximadamente 5 minutos.

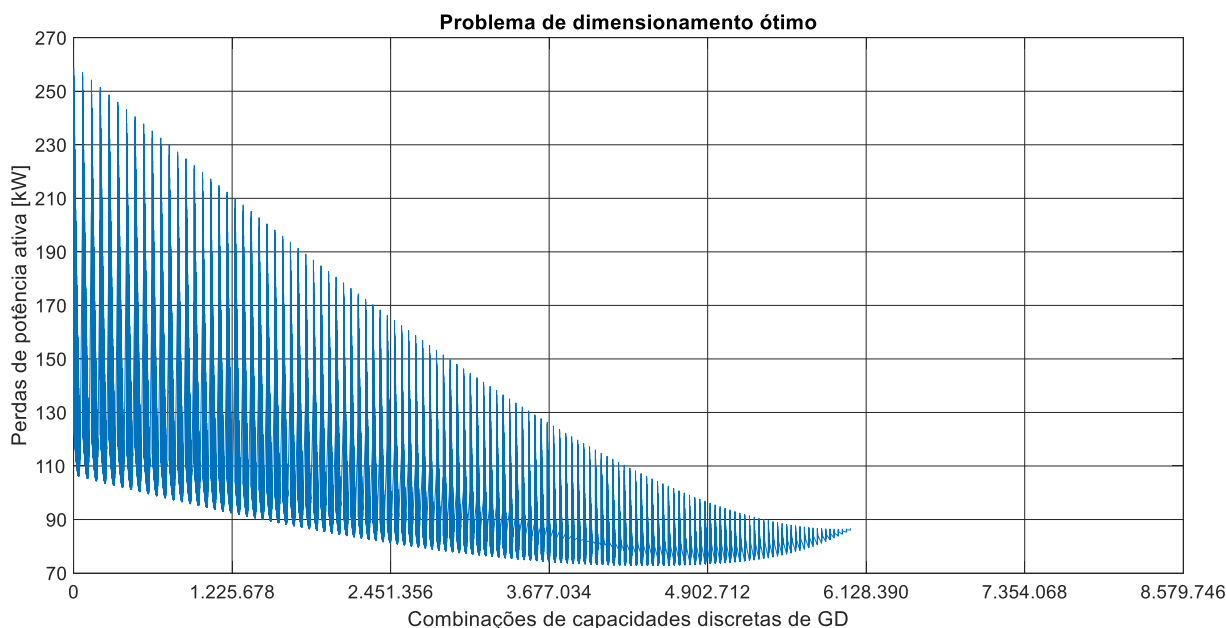


Figura 10. Comportamento não linear do problema de dimensionamento ótimo de unidades de GD nas barras 13, 24 e 30 do sistema teste de 33 barras.

Foi dito que haveria 4.960 possíveis locais de instalação e para cada uma dessas, 8.442.105 possíveis combinações de capacidades das unidades de GD. Desta forma, quanto maior o tamanho do sistema e maior o número de unidades a serem instaladas, o número de combinações possíveis aumenta.

Por exemplo, se for necessário executar o dimensionamento e alocação ótima de 3 unidades de GD em um sistema de distribuição radial de 69 nós, considerando só 68 como nós candidatos e uma injeção de potência máxima de 3800 kW da GD, serão apresentados 50116 combinações de possíveis locais de instalação e para cada uma dessas, 9.145.270 possíveis combinações de capacidades das unidades de GD.

A quantidade de combinações e o tempo necessário para testar cada um deles, torna inviável procurar a solução do problema de alocação e dimensionamento de várias unidades de GD testando todas as possibilidades usando cálculos exaustivos. Por esta razão são usadas distintas técnicas de busca de soluções deste tipo de problemas, nosso caso foi

usada a técnica metaheurística PSO, que realizando muitos menos cálculos, consegue encontrar a solução ótima ou uma muito boa.

4.2 PROCEDIMENTO GERAL DA BUSCA

Para achar a melhor combinação de nós e capacidades das unidades de GD para minimizar a função objetivo, dois algoritmos PSO foram usados, o primeiro considerado como PSO Global é empregado como um otimizador global para otimizar a localização da GD, enquanto o segundo, considerado como PSO Interno, é usado para dimensionar essas unidades otimamente com ajuda do algoritmo de cálculo de fluxo de potência.

4.3 PROCEDIMENTO PASSO A PASSO

Passo 1: Os dados de linhas e barras do sistema são ingressados. É Calculado FO_{base} , que é o valor da função objetivo considerando o sistema teste sem GD.

Os parâmetros do PSO Global e PSO interno são definidos. Assim são ingressados os limites mínimos c_{min} e máximos c_{max} e com isso os possíveis valores dos fatores de individualidade c_1 e sociabilidade c_2 são calculados segundo (31) e (32). Da mesma forma são ingressados os limites mínimos w_{min} e máximos w_{max} e com isso os possíveis valores dos fatores de inercia w são calculados segundo (30). O número máximo de iterações dos PSO global e interno são definidos e o número máximo de unidades de GD a serem instaladas é definido.

Os valores dos parâmetros do algoritmo baseado em PSO proposto foram definidos para adaptar o comportamento do voo das partículas no espaço de busca e com isso melhorar seu desempenho na procura dos valores ótimos. Assim, após vários testes em distintos sistemas testes, foram selecionados valores mínimos de 0,4 e valores máximos de 1,4 para os fatores c_1 , c_2 e w para os algoritmos PSO Global e Interno. O tamanho da população das partículas e o número máximo de iterações do PSO Global variam segundo a quantidade de barras dos sistemas testes. Enquanto o tamanho da população das partículas e o número máximo de iterações do PSO Interno variam segundo a quantidade de unidades de GD a serem instaladas.

Passo 2: Partículas aleatórias do PSO global são criadas, as quais representam as combinações dos possíveis locais de instalação das unidades de GD.

Passo 3: Partículas aleatórias do PSO interno são criadas, as quais representam as possíveis capacidades das unidades de GD.

Passo 4: A função objetivo (FO) é calculada para todas as partículas usando o programa de cálculo de fluxo de potência e considerando as respectivas restrições. Caso o sistema não satisfaça as restrições alocando as unidades com as capacidades propostas, o valor da função objetivo FO é definido como 10 vezes FO_{base} , portanto esse valor muito grande não é relevante no próximo passo.

Passo 5: No PSO interno, os valores das funções objetivo são comparados com o valor passado, se o novo valor é menor, se define como atual melhor pessoal ou Pbest. Os Pbest são comparados e o menor é definido como melhor global ou Gbest.

Passo 6: A velocidade e posição das partículas do PSO interno são atualizadas de acordo com as equações (28) e (29), respectivamente.

Passo 7: Os passos 4 a 6 são repetidos até que o critério de parada seja alcançado e as unidades de GD estejam otimamente dimensionadas.

Passo 8: No PSO global, a função objetivo de cada partícula com seu respectivo dimensionamento ótimo achado no passo anterior é calculada. Os valores das funções objetivo são comparados com o valor passado, se o novo valor é menor, se define como atual melhor pessoal ou Pbest. Os Pbest são comparados e o menor é definido como melhor global ou Gbest.

Passo 9: A velocidade e posição das partículas do PSO global são atualizadas de acordo com as equações (28) e (29), respectivamente. Com isto novas combinações de locais de instalação das unidades de GD serão analisadas.

Passo 10: Os passos 3 a 9 são repetidos até que o critério de parada seja alcançado e a alocação das unidades de GD esteja otimamente feita. O critério de parada foi considerado quando o máximo número de iterações seja alcançado, esse número máximo de iterações deve ser determinado após vários testes para comprovar que seja suficiente para alcançar a solução ótima ou uma muito boa.

Na Figura 11 é apresentado o fluxograma do algoritmo PSO adotado, onde podem ser observadas as duas principais partes da estrutura do algoritmo que são o PSO Global encarregado de procurar os nós ótimos e o PSO Interno que procura o dimensionamento ótimo das unidades de GD. Da mesma forma são mostrados todos os passos do procedimento.

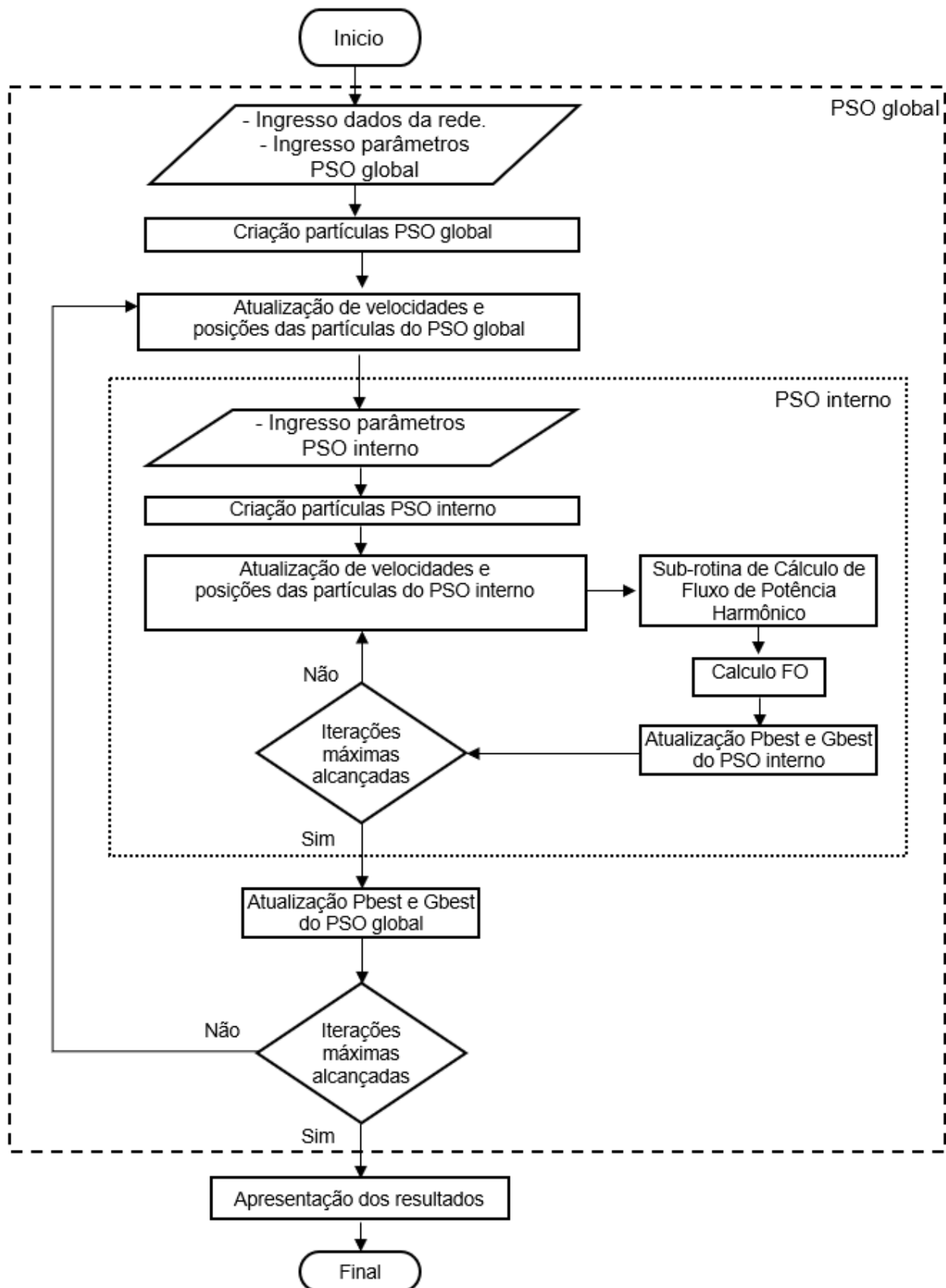


Figura 11. Fluxograma do algoritmo PSO adotado.

4.4 EXEMPLO DA FUNCIONALIDADE DOS ALGORITMOS

Para ilustrar a funcionalidade do algoritmo proposto baseado em PSO, o seguinte exemplo mostra o comportamento das partículas no processo da alocação e dimensionamento ótimo de unidades de GD no mesmo problema de análise preliminar apresentado no subcapítulo 6.2. Assim, o mesmo problema de alocação e dimensionamento ótimo de 3 unidades de GD no sistema teste de distribuição radial de 33 barras (VENKATESH, 2009) será resolvido usando o algoritmo PSO proposto.

Neste exemplo, foi usada uma população de 10 partículas para o PSO Global e de 8 partículas para o PSO Interno. Para o PSO Global foi usado um número de iterações máximas igual a 70 e para o PSO Interno foi usado um número de iterações máximas igual a 80.

Foi considerada a função objetivo (33), que visa minimizar as perdas de potência ativa na rede. Assim, o algoritmo PSO proposto para alocação e dimensionamento ótimo de unidades de GD conseguiu encontrar a solução em aproximadamente 5 minutos.

A Figura 12. (a) mostra o enxame de partículas aleatório criado pelo PSO global e como exemplo a partícula 1 representa: a primeira unidade de GD alocado no nó 10, a segunda unidade alocada no nó 20 e a terceira unidade alocada no nó 30. Do mesmo jeito as outras 9 partículas representam outras 9 combinações de possíveis locais de instalação das unidades de GD. Para cada partícula do PSO global será executado um PSO interno para encontrar o dimensionamento ótimo das unidades para cada combinação de locais de instalação.

Assim, após várias iterações quando as partículas do PSO global convergem numa solução e o número máximo de iterações é alcançado, uma combinação ótima de alocações das unidades de GD será encontrada.

Neste exemplo a solução segundo a Figura 12. (c), foi a primeira unidade de GD alocada no nó 13, a segunda unidade no nó 24 e a terceira unidade alocada no nó 30.

◆ Partícula 1 ■ Partícula 2 ▲ Partícula 3 × Partícula 4 ✖ Partícula 5
 ● Partícula 6 + Partícula 7 - Partícula 8 - Partícula 9 ◆ Partícula 10

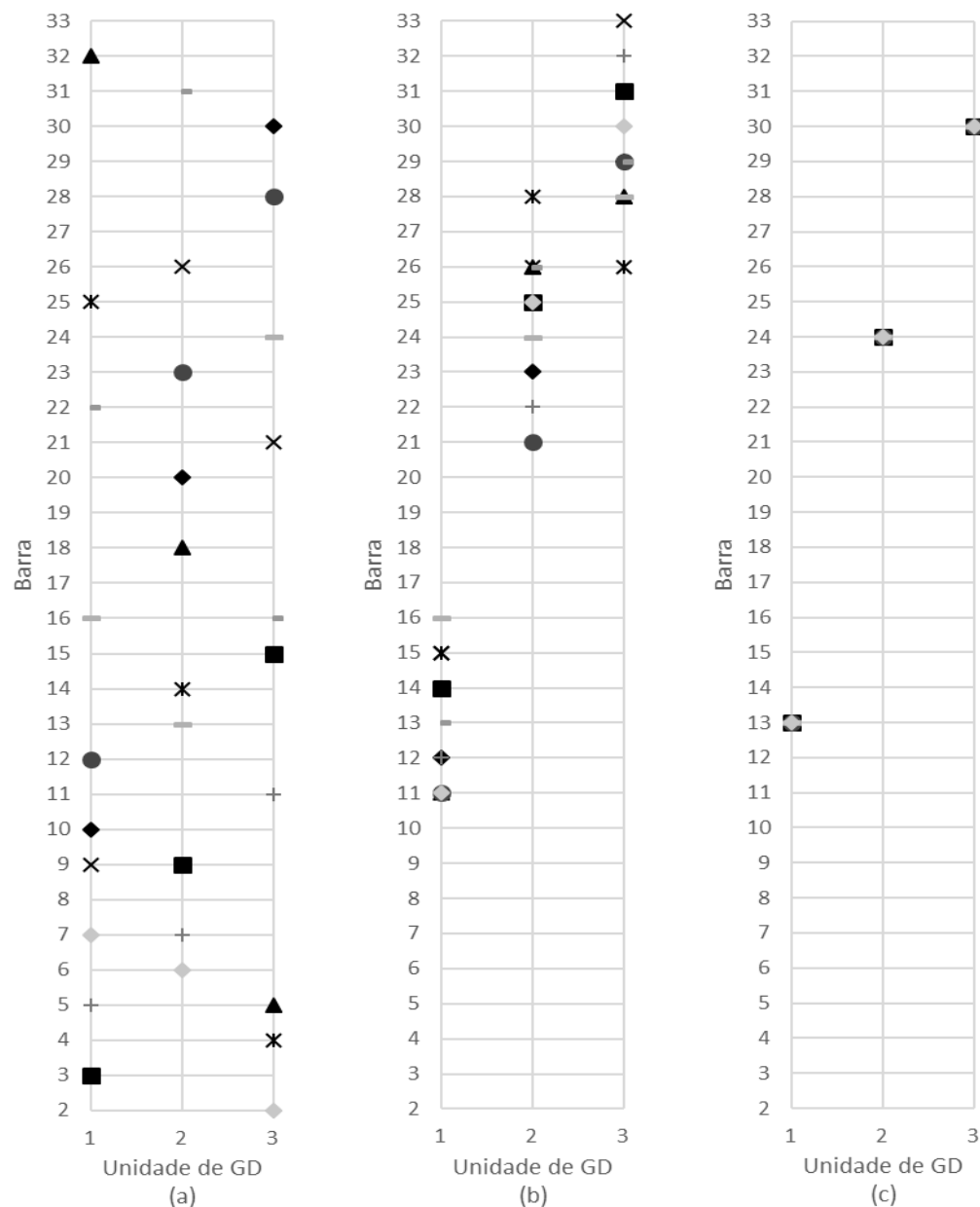


Figura 12. Partículas do PSO global procurando uma combinação de nós para a alocação ótima de as unidades de GD no sistema exemplo. (a) Enxame aleatório inicial, (b) enxame após 40 iterações, (c) As partículas convergem nas barras ótimas quando o número máximo de iterações é alcançado.

A Figura 13 mostra o comportamento das partículas do PSO interno procurando o dimensionamento ótimo para uma das partículas do PSO global com a combinação de nós 13, 24 e 30. Na Figura 13 (a) pode ser observado o enxame aleatório inicial e como exemplo a partícula 1 do PSO interno representa: a primeira unidade de GD de 740 kW, a segunda de 1665 kW e a terceira de 185 kW. Assim, as outras 7 partículas representam outras 7

possíveis combinações de capacidades das unidades para os mesmos locais de instalação. Desse modo, quando o número máximo de iterações do PSO interno é alcançado, um dimensionamento ótimo das unidades de GD será encontrado. Neste exemplo a solução segundo a Figura 13 (c), foi a primeira unidade de GD dimensionada com 801 kW, a segunda unidade com 1090 kW e a terceira unidade com 1054 kW.

◆ Partícula 1 ■ Partícula 2 ▲ Partícula 3 × Partícula 4
 * Partícula 5 ● Partícula 6 + Partícula 7 ■ Partícula 8

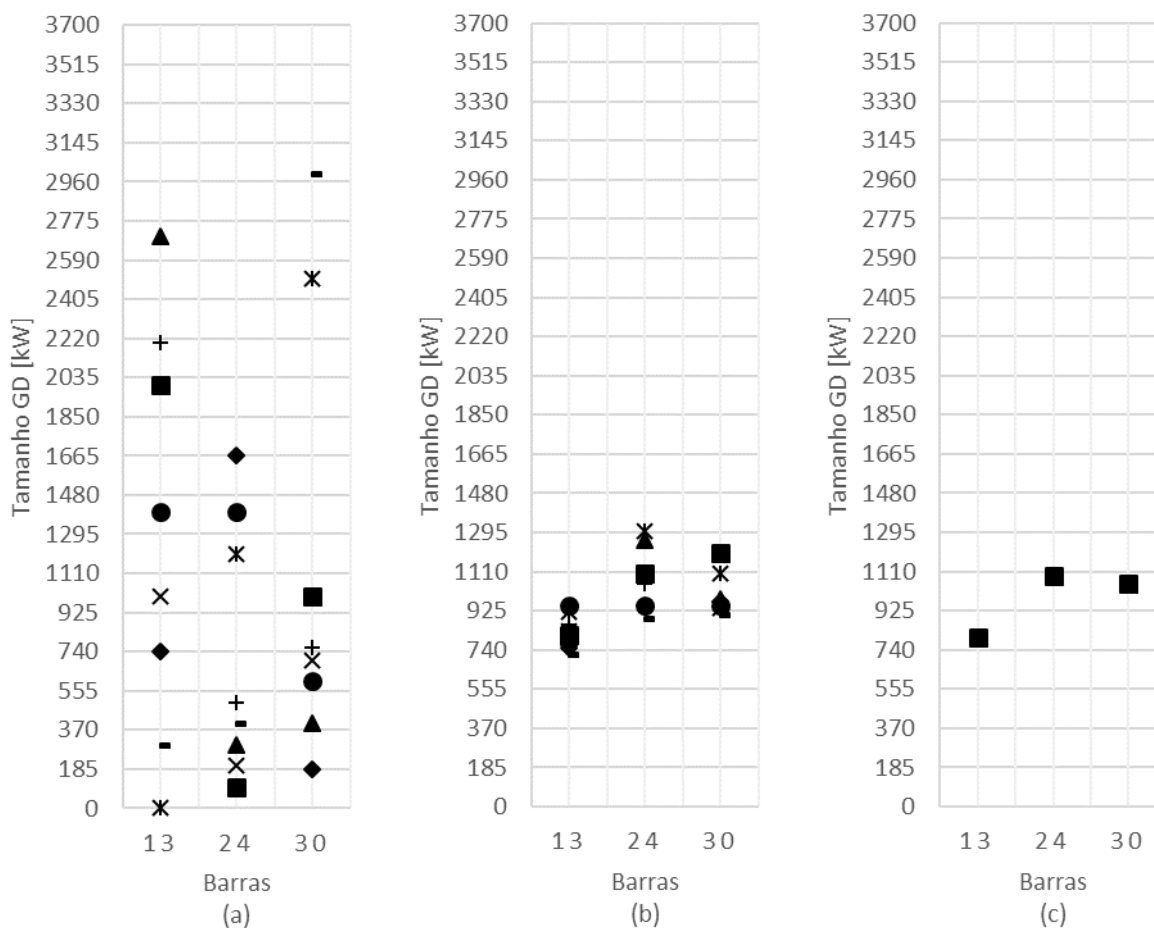


Figura 13. Partículas do PSO interno procurando o dimensionamento ótimo para a alocação das unidades de GD nos nós 13, 24 e 30 no sistema teste de 33 barras. (a) Enxame aleatório inicial, (b) enxame após 50 iterações (c) As partículas convergem no dimensionamento ótimo quando o número máximo de iterações é alcançado.

5 TESTES E RESULTADOS

Para o desenvolvimento dos testes foi considerada a classificação das unidades de GD como de quatro tipos com base na capacidade de fornecimento de potência ativa e reativa. O tipo 1, injetando somente potência ativa, o tipo 2, injetando potência ativa e reativa, o tipo 3, injetando potência ativa, mas consumindo potência reativa e tipo 4, injetando apenas potência reativa (ZOBAA *et al.*, 2011). Também será considerada a classificação das unidades de GD como renováveis e não renováveis, onde a GD renovável considerada nesta dissertação é conectada à rede usando conversores de potência os quais são elementos não lineares que injetam harmônicas ao sistema e a GD não renovável considerada é conectada à rede sem utilizar elementos que injetem harmônicas ao sistema.

Para o estudo de alocação ótima de geradores distribuídos na presença de harmônicas nos sistemas de distribuição radial, foram analisados seis casos.

No Caso I, unidades de GD com tecnologia não renovável tipo 1 e 2, foram otimamente alocadas e dimensionadas com o objetivo de minimizar as perdas de potência ativa num sistema sem presença de harmônicos. No Caso II, unidades de GD com tecnologia não renovável tipo 1 foram otimamente alocadas e dimensionadas com o objetivo de minimizar as perdas de potência ativa e THD num sistema com cargas não lineares. No Caso III, unidades de GD com tecnologia não renovável tipo 1 foram otimamente alocadas e dimensionadas num sistema com cargas não lineares, com o objetivo de minimizar uma função de custos, sendo estes os custos de instalação das unidades de GD, custos das perdas ativas no sistema e os custos de manutenção das unidades de GD. No Caso IV, foi analisada a alocação de unidades de GD com tecnologia renovável baseadas em inversores de potência que aportam harmônicas à rede, em um sistema com cargas não lineares. No Caso V, foi feita uma análise da alocação ótima de unidades de GD renováveis e não renováveis num sistema com cargas não lineares e alto conteúdo harmônico, considerando um modelo de cargas estatístico. No Caso VI, foi feita uma análise da influência das componentes harmônicas das cargas não lineares e o acoplamento entre linhas no problema de alocação ótima de unidades de GD trifásicas não renováveis tipo 1 num sistema trifásico.

Como foi explicado no Capítulo 6, os parâmetros do algoritmo baseado em PSO proposto foram selecionados após vários testes e assim foram definidos valores mínimos de 0,4 e valores máximos de 1,4 para os fatores c_1 , c_2 e w dos algoritmos PSO Global e Interno. O tamanho de população das partículas e o número de iterações, segundo o sistema teste, estão indicados na Tabela 4.

Tabela 4. Parâmetros PSO usados nos sistemas testes.

PSO	PSO Interno	PSO Global						
Sistema Teste	Todos	11 barras	15 barras	31 barras	33 barras	33 barras trifásico	34 barras	69 barras
Número de Partículas	8	4	6	10	10	10	10	16
Número máximo de iterações	80	50	50	70	70	70	70	90

Os dados de linhas, cargas, espectros harmônicos das cargas e conversores de potência dos sistemas testes são detalhados no Apêndice. Os algoritmos PSO e cálculo de fluxo de potência foram desenvolvidos no programa Matlab.

5.1 CASO I: ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GD NÃO RENOVÁVEIS PARA MINIMIZAÇÃO DE PERDAS ATIVAS NUM SISTEMA SEM HARMÔNICOS.

Neste caso foi testada a funcionalidade do algoritmo baseado em PSO proposto para a alocação ótima de unidades de GD, comparado com um método analítico melhorado, o qual usa um procedimento baseado em um conjunto de fórmulas analíticas abrangentes para achar iterativamente o dimensionamento ótimo, locais de instalação e fator de potência das unidades de GD até alcançar a maior redução das perdas no sistema (ZOBAA *et al.*, 2011).

O algoritmo foi testado no sistema de distribuição radial 33 barras (VENKATESH, 2009) e no sistema de distribuição radial 69 barras (RUGTHAICHAROENCHEEP *et al.*, 2009), no qual foram alocados e dimensionados otimamente unidades de GD com tecnologia não renovável dos tipos 1 e 2.

Para a alocação ótima de geradores tipo 2, um problema adicional é a seleção do fator de potência. Muitos sistemas apresentam que o fator de potência ótimo dos geradores distribuídos instalados é muito perto do fator de potência da carga combinada, portanto esta aproximação pode ser feita (ZOBAA *et al.*, 2011). O fator de potência da carga combinada é calculada a partir da somatória do consumo de potência de todas as cargas do sistema.

O sistema de 33 barras tem uma tensão base de 12,66 kV, uma potência base de 2300 kVA, uma carga total de 3,7 MW e 2,3 MVAR e o fator de potência da carga combinada é 0,85 atrasado. Assim também o sistema de 69 barras tem uma tensão base de 12,66 kV, uma potência base de 100 MVA, uma carga total de 3,80 MW e 2,69 MVAR e o fator de potência da carga combinada é 0,82 atrasado.

Para os dois sistemas os limites de tensão considerados foram de 0,90 p.u. e 1,05 p.u. Os dados de linhas e cargas dos sistemas testes de 33 barras e 69 barras são detalhados no Apêndice A e B, respectivamente.

Neste caso a função objetivo (33), que foi explicado em detalhes no capítulo 5, visa minimizar as perdas de potência ativa da rede.

A Figura 14 mostra o diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial de 33 barras e a Figura 16 mostra o diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial de 69 barras. As tabelas 5 e 6 mostram os resultados da alocação ótima das unidades de GD tipo 1 e tipo 2 e a Figura 15 mostra a melhoria do perfil da tensão no sistema de 33 barras. De igual forma as tabelas 7 e 8 mostram os resultados da alocação ótima das unidades de GD tipo 1 e tipo 2 e a Figura 17 mostra a melhoria do perfil da tensão no sistema de 69 barras.

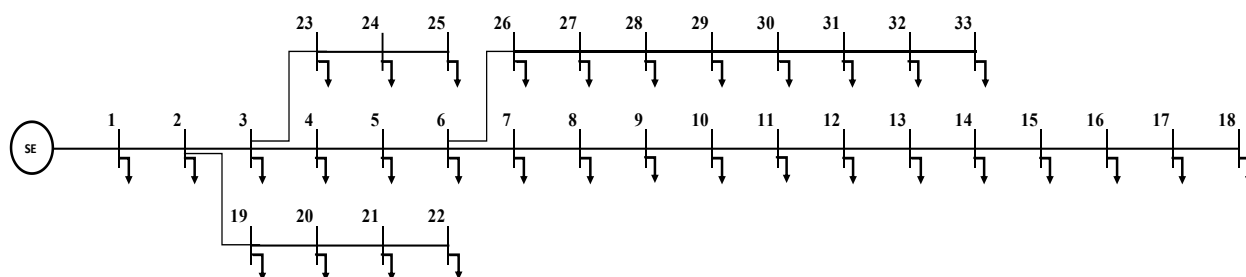


Figura 14. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 33 barras.

Tabela 5. Caso I, comparação de resultados entre as técnicas para alocação ótima de unidades de GD tipo 1 no sistema teste de 33 barras.

Número de unidades de GD	Técnica empregada	Nós ótimos	Dimensionamento ótimo (kW)	Perdas (kW)
Sem GD	-	-	-	211,00
1	PSO	6	2590	111,03
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	6	2601	111,10
2	PSO	13/30	851/1157	87,16
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	6/14	1800/720	91,63
3	PSO	13/24/30	801/1090/1054	72,78
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	6/12/31	900/900/720	81,05

Tabela 6. Caso I, comparação de resultados entre as técnicas para alocação ótima de unidades GD tipo 2 no sistema teste de 33 barras.

Número de unidades de GD	Técnica empregada	Nós ótimos	Dimensionamento ótimo (kVA)	Perdas (kW)
Sem GD	-	-	-	211,00
1, FP=0,85 atrasado	PSO	6	3103	68,20
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	6	3103	68,20
2, FP=0,85 atrasado	PSO	13/30	929/1531	31,19
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	6/30	2118/1059	44,84
3, FP=0,85 atrasado	PSO	13/24/30	873/1178/1412	14,59
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	6/14/30	1059/741/1059	23,05

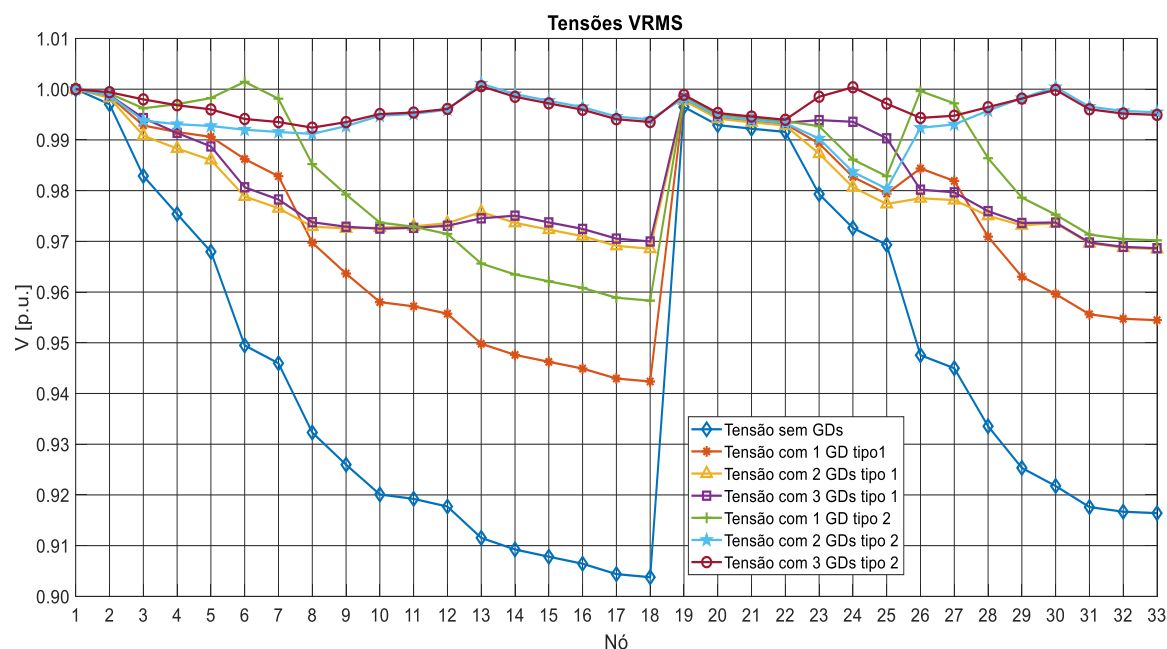


Figura 15. Caso I, Comparação das tensões nos nós do sistema 33 barras após a alocação ótima das unidades de GD.

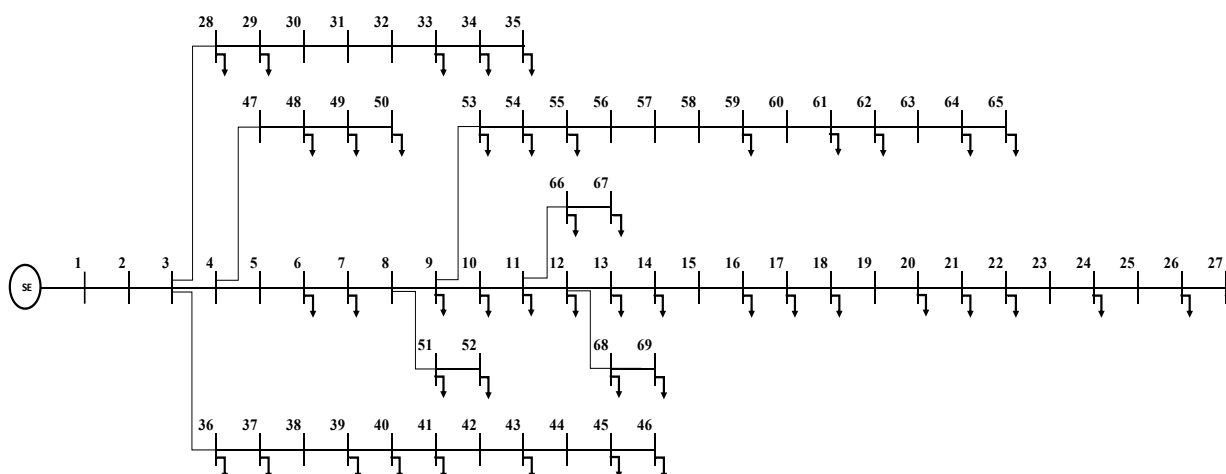


Figura 16. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 69 barras.

Tabela 7. Caso I, comparação de resultados entre as técnicas para alocação ótima de unidades de GD tipo 1 no sistema teste de 69 barras.

Número de unidades de GD	Técnica empregada	Nós ótimos	Dimensionamento ótimo (kW)	Perdas (kW)
Sem GD	-	-	-	224,96
1	PSO	61	1872	83,19
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	61	1900	83,22
2	PSO	17/61	531/1781	71,65
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	17/61	510/1700	71,93
3	PSO	11/18/61	521/382/1719	69,41
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	11/17/61	340/510/1700	69,95

Tabela 8. Caso I, comparação de resultados entre as técnicas para alocação ótima de unidades de GD tipo 2 no sistema teste de 69 barras.

Número de unidades de GD	Técnica empregada	Nós ótimos	Dimensionamento ótimo (kVA)	Perdas (kW)
Sem GD	-	-	-	224,96
1, FP=0,82 atrasado	PSO	61	2243	23,15
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	61	2243	23,15
2, FP=0,82 atrasado	PSO	17/61	630/2130	7,21
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	17/61	659/2195	7,40
3, FP=0,82 atrasado	PSO	11/17/61	611/454/2049	4,28
	(ZOBAA <i>et al.</i> ,2011)	17/50/61	622/829/2073	5,06

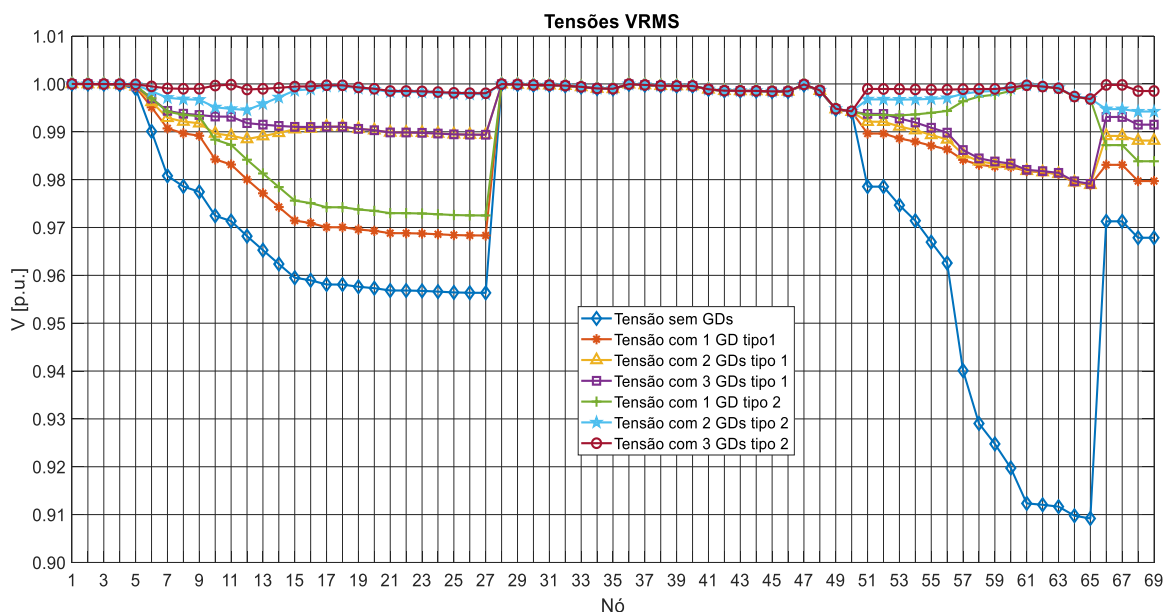


Figura 17. Caso I, Comparação das tensões nos nós do sistema 69 barras após a alocação ótima das unidades de GD.

O uso do algoritmo baseado em PSO proposto para a alocação ótima de GD apresenta melhores resultados que o método IA proposto por (ZOBAA *et al.*,2011). Como foi visto nas tabelas, o procedimento de PSO pode obter uma melhor alocação ótima de unidades múltiplas de GD, porque quando o número de unidades a serem instaladas é aumentado, o desempenho do método IA diminui.

5.2 CASO II: ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GD NÃO RENOVÁVEIS TIPO 1 PARA MINIMIZAR AS PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA NUM SISTEMA COM CARGAS NÃO LINEARES.

Neste caso foi testada a funcionalidade do algoritmo baseado em PSO proposto, comparado com uma metodologia que usa indicadores de estabilidade para a alocação de unidades de GD e para o dimensionamento ótimo testa vários tamanhos em passos até minimizar a função objetivo (GUPTA, 2017). Os indicadores de estabilidade informam os nós mais vulneráveis para um colapso de tensão (EMINOGLU *et al.*, 2007).

O algoritmo foi testado no sistema de distribuição radial 34 barras (PRAKASH *et al.*, 2016), no qual foram alocados e dimensionados otimamente unidades de GD com tecnologia não renovável tipo 1.

O sistema de 34 barras tem uma tensão base de 11 kV, uma potência base de 10 MVA, uma carga total de 4,636 MW e 2,873 MVAR. O sistema apresenta cargas não lineares nos nós 15, 25 e 33 (GUPTA, 2017). Para a alocação ótima das unidades de GD, os limites de tensão considerados foram de 0,90 p.u. e 1,05 p.u. Os dados de linhas, cargas e espectros harmônicos das cargas do sistema teste de 34 barras são detalhados no Apêndice C.

Neste caso a função objetivo (33), que foi explicada em detalhes no capítulo 5, visa minimizar as perdas de potência ativa da rede.

A Figura 18 mostra o diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial de 34 barras. A tabela 9 mostra os resultados da alocação ótima das unidades de GD tipo 1, a Figura 19 mostra as porcentagens de THD nas barras antes e após a instalação das unidades de GD achados pelo algoritmo PSO proposto e a Figura 20 mostra a melhoria do perfil da tensão no sistema.

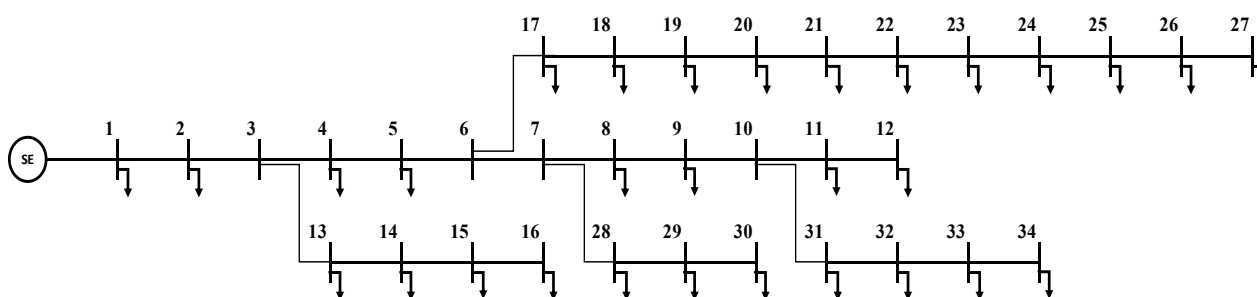


Figura 18. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 34 barras.

Tabela 9. Caso 2, comparação de resultados entre as técnicas para alocação ótima de unidades de GD tipo 1 no sistema teste de 34 barras.

Número de unidades de GD	Técnica empregada	Nós ótimos	Dimensionamento ótimo (kVA)	Perdas (kW)
Sem GD	-	-	-	221,78
1	PSO	21	2968	93,78
	(GUPTA,2017)	27	2050	113,71
2	PSO	8/23	1829/1926	69,65
	(GUPTA,2017)	27/28	2050/1750	84,11

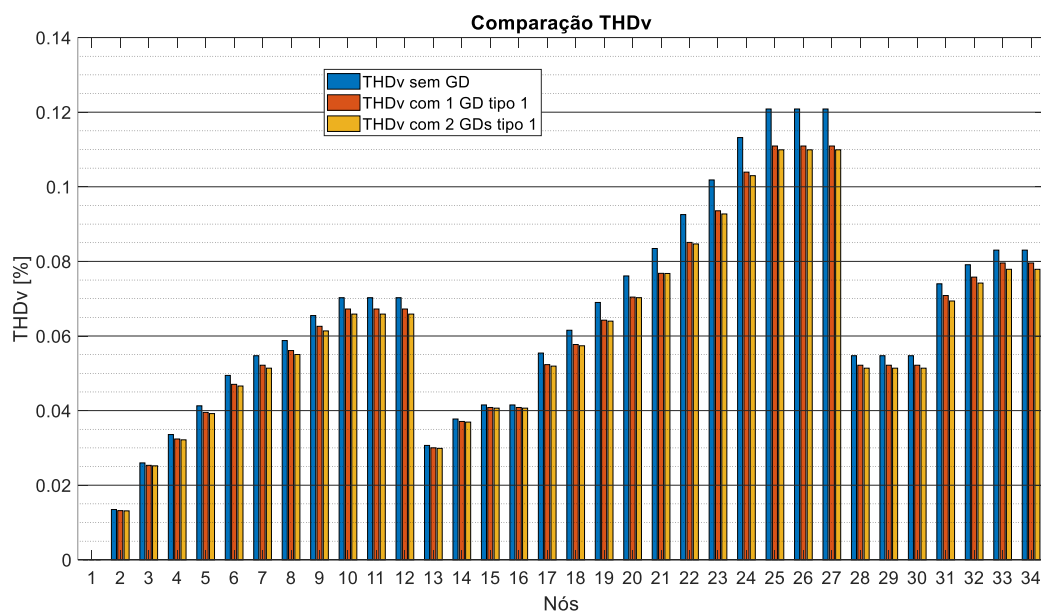


Figura 19. Caso II, Comparação do THD nos nós do sistema 34 barras antes e após da alocação ótima dos geradores distribuídos.

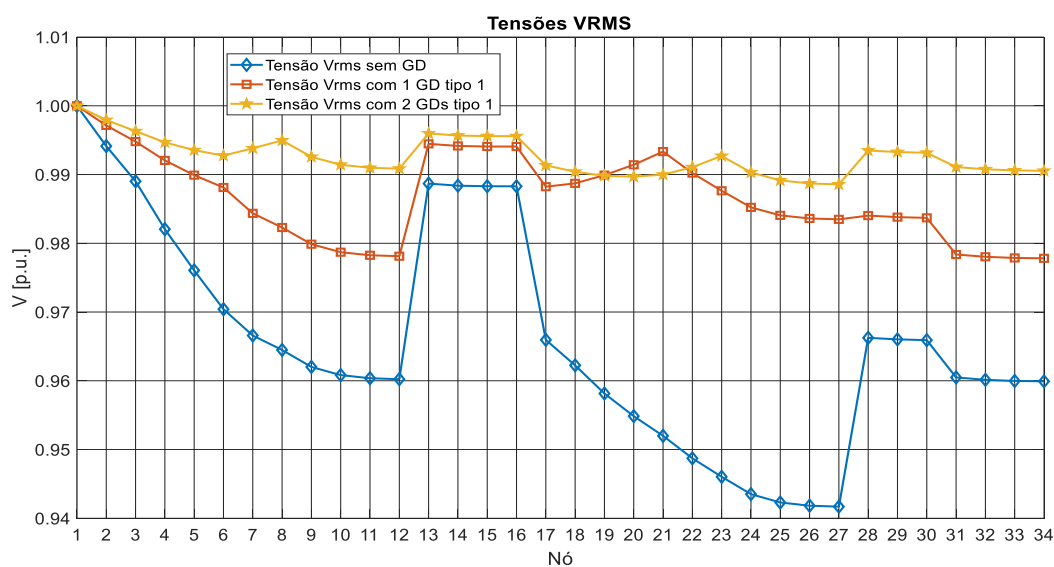


Figura 20. Caso II, Comparação das tensões nos nós do sistema 34 barras antes e após a alocação ótima dos geradores distribuídos.

O uso do algoritmo baseado em PSO proposto para a alocação ótima de unidades de GD apresenta melhores resultados que o método proposto por (GUPTA, 2017). Como foi visto na Tabela 9 o algoritmo PSO proposto pode obter uma solução com menores perdas. O uso de índices de estabilidade para a alocação ótima de unidades de GD é uma boa aproximação, mas não resulta em soluções ótimas.

Segundo a Figura 19, com a alocação ótima de 2 unidades de GD tipo 1 no sistema, foi alcançada uma melhor diminuição do THD. O sistema sem unidades de GD apresentava um THD máximo no nó 27 de 0,1209 % e com a alocação das 2 unidades de GD o máximo THD diminuiu até 0,1099 %.

O melhor perfil de tensão dos nós do sistema foi obtido com a alocação ótima de 2 unidades de GD, no caso base sem GD o nó 27 tinha a menor tensão do sistema de 0.94 p.u. aproximadamente e após a alocação das unidades de GD, os nós do sistema apresentam tensões maiores que 0.98 p.u.

5.3 CASO III: ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GD NÃO RENOVÁVEIS TIPO 1 PARA MINIMIZAR CUSTOS NUM SISTEMA COM CARGAS NÃO LINEARES.

Foi testada a funcionalidade do algoritmo baseado em PSO proposto e os resultados foram comparados com (AMANIFAR, 2011) que também usa um algoritmo baseado em PSO com uma análise de sensibilidade, no qual são calculados os fatores de sensibilidade (ZOBAA *et al.*, 2011) dos nós do sistema. Esses fatores indicam a sensibilidade do nó à redução das perdas ativas e assim os nós são classificados e ordenados relativamente segundo a magnitude do fator. Os maiores têm mais probabilidade de ser um dos nós ótimos para a alocação de geradores distribuídos. Com isto um grupo de nós são descartados e o espaço de busca pode ser reduzido, mas a dificuldade é escolher quais nós serão usados para a alocação ótima, existindo o caso em que um dos nós descartados seria bom para a localização múltipla de unidades de GD.

Para este caso o algoritmo foi testado no sistema de distribuição radial 15 barras (DAS *et al.*, 1995) no qual foram alocados e dimensionados otimamente unidades de GD com tecnologia não renovável tipo 1.

O sistema de 15 barras tem uma tensão base de 11 kV, uma carga total de 1752 kVA e o fator de potência da carga é considerado como $FP = 0.70$. Este sistema 15 barras (AMANIFAR, 2011) contém cargas não lineares geradores de harmônicas. Os limites de

tensão considerados foram de 0,90 p.u. e 1,05 p.u. Os dados de linhas, cargas e espectros harmônicos das cargas do sistema teste de 15 barras são detalhados no Apêndice D.

Neste caso a função objetivo (34), que foi explicada em detalhes no capítulo 5, que visa minimizar o custo da instalação das unidades de GD, o custo das perdas de potência ativa total anual e o custo da injeção de potência ativa total pelas unidades de GD no sistema.

A Figura 21 mostra o diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial de 15 barras. A tabela 10 mostra os resultados da alocação ótima das unidades de GD tipo 1. A Figura 22 mostra a melhoria do perfil da tensão no sistema e a Figura 23 mostra a comparação do THD dos nós antes e depois da alocação ótima das unidades de GD.

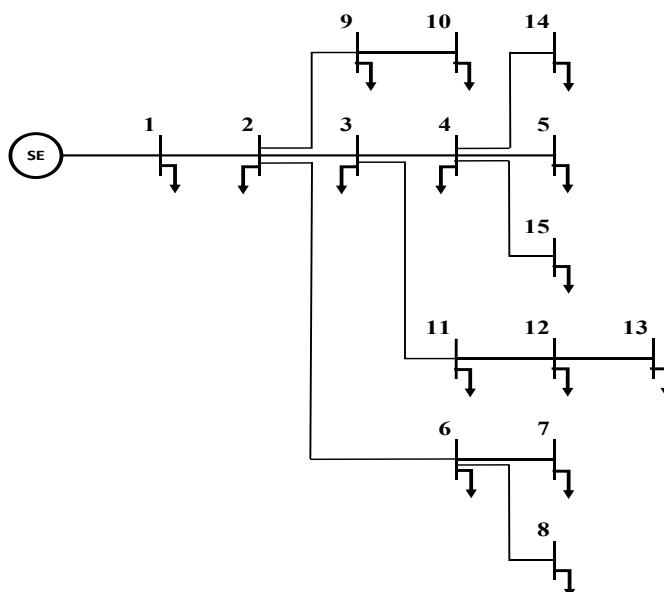


Figura 21. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 15 barras.

Tabela 10. Caso III, comparação dos resultados das técnicas para alocação ótima de unidades de GD tipo 1 no sistema teste de 15 barras.

Técnica empregada	Nós ótimos	Dimensionamento ótimo (kW)	Perdas (kW)	Custo (\$)
Sem GD	-	-	62,11	5.047.095.062,84
PSO	4/7/12/15	166/181/155/139	37,08	4.188.858.952,78
(AMANIFAR, 2011)	6/11/15	200/250/200	37,44	4.227.695.425,57

Segundo os resultados, o algoritmo PSO proposto achou uma solução com um maior número de unidades de GD, mas com um menor dimensionamento total da GD, menores perdas de potência ativa e um custo menor.

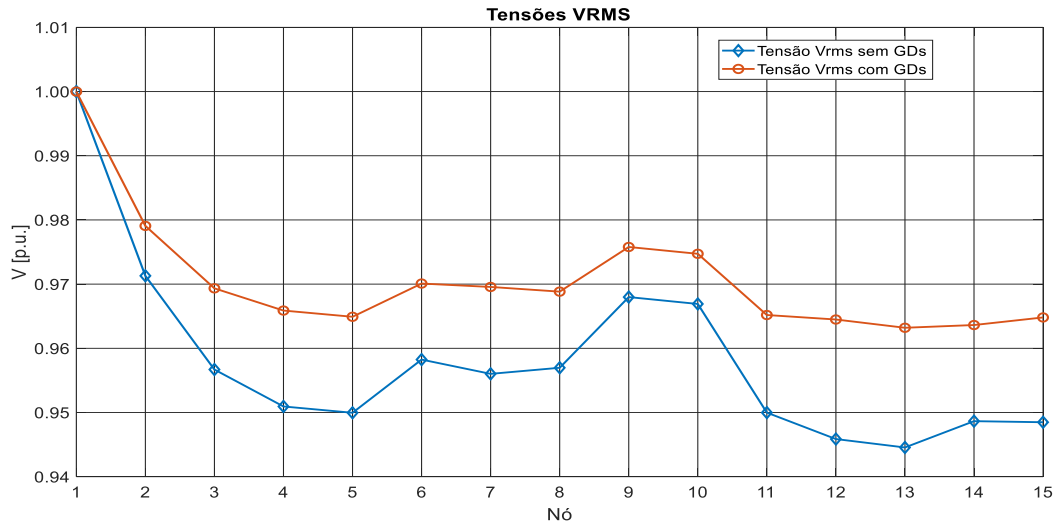


Figura 22. Caso III, Comparação das tensões nos nós do sistema 15 barras antes e após a alocação ótima dos geradores distribuídos.

Na Figura 23. pode ser observado que após a alocação ótima de geradores distribuídos com tecnologia não renovável com o objetivo da redução de custos, num sistema de distribuição radial com cargas não lineares, o THD dos nós melhorou, mas não de maneira considerável.

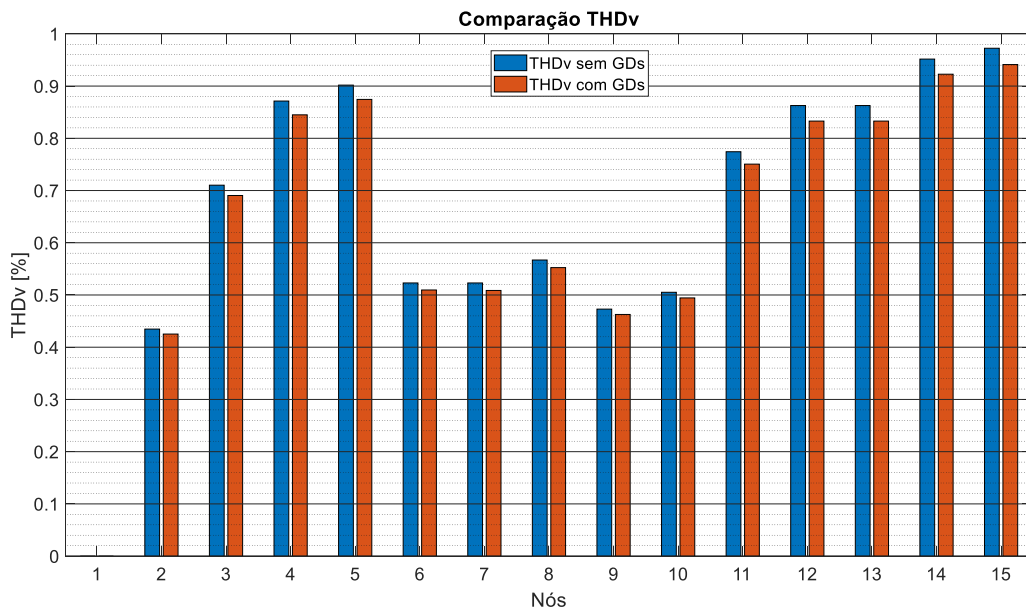


Figura 23. Caso III, Comparação do THD nos nós do sistema 15 barras antes e após da alocação ótima dos geradores distribuídos.

5.4 CASO IV: ANÁLISE DE HARMÔNICAS NA ALOCAÇÃO DE UNIDADES DE GD RENOVÁVEIS NUM SISTEMA COM CARGAS NÃO LINEARES.

Neste caso será citada uma análise de harmônicas e THD feita por (LEE *et al.*, 2006) num sistema com cargas não lineares após a alocação de unidades de GD de tecnologia renovável que também aportam harmônicas ao sistema. Os testes foram feitos num sistema de distribuição radial de 11 barras (LEE *et al.*, 2006).

Neste caso o sistema de 11 barras tem uma tensão base de 11,4 kV, uma potência base de 10 MVA e foi considerada a curva de demanda de potência pesada do sistema de 6,50 MW e 4,48 MVAR, portanto um fator de potência da carga combinada de 0,82. O sistema base analisado contém cargas não lineares geradores de harmônicas nos nós de 3 a 9, filtros passivos no nó 10 e um transformador de potência com comutador de tomadas em carga para conectar o sistema à rede de transmissão de 69 kV. A tomada do transformador foi selecionada para ter uma tensão no lado secundário de 1,04 p.u., para trabalhar com a curva de demanda pesada.

Para a análise, foi feita a alocação de geradores distribuídos de tecnologia renovável conectado através de um conversor eletrônico de potência, assim, o sistema GD-conversor apresenta um espectro harmônico determinado. Como exemplo (LEE *et al.*, 2006) alocaram geradores distribuídos tipo 2 de 2 MVA e 10 MVA no nó 7, um de cada vez, para analisar o impacto das harmônicas no sistema. E como contribuição nesta dissertação foi feita a alocação e dimensionamento ótimo de uma unidade de GD tipo 2 com o algoritmo PSO proposto segundo a função objetivo (33) que visa minimizar as perdas de potência ativa no sistema. Os dados de linhas, cargas, espectros harmônicos das cargas e conversores de potência do sistema teste de 11 barras são detalhados no Apêndice E.

Assim a Tabela 11. mostra os resultados da alocação das unidades de GD tipo 2. A Figura 24 mostra o diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial de 11 barras. A Figura 25 mostra o comportamento do THD nas barras do sistema com as distintas unidades de GD instaladas e a Figura 26 mostra os perfis de tensão do sistema antes e após a conexão das distintas unidades de GD.

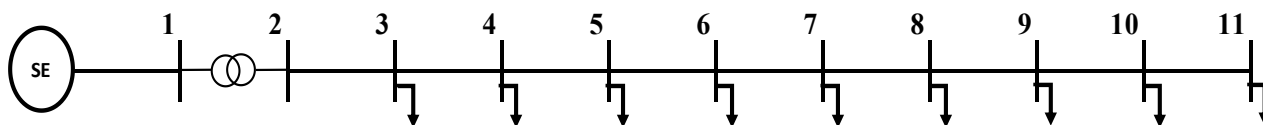


Figura 24. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 11 barras.

Tabela 11. Caso IV, Resultados da alocação das unidades de GD no sistema teste de 11 barras.

Técnica empregada	Nó escolhido	Dimensionamento (kVA)	Perdas (kW)
Sem GDs	-	-	102,10
PSO	8	3.953,13 (FP=0,82 atrasado)	21,08
(LEE <i>et al.</i> , 2006)	7	2.000,00 (FP=0,82 atrasado)	44,51
	7	10.000,00 (FP=0,82 atrasado)	86,52

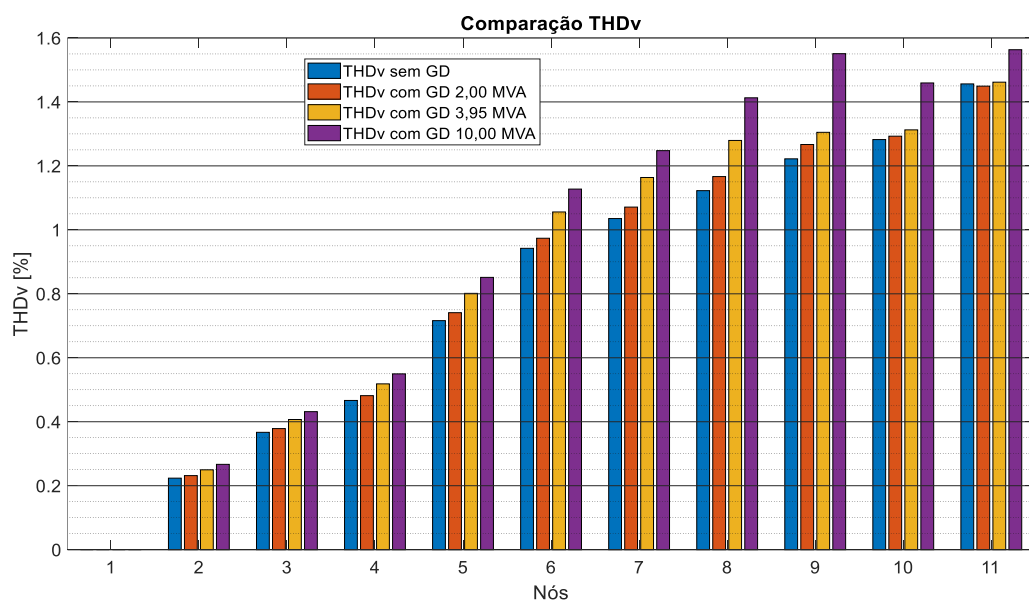


Figura 25. Caso IV, Comparação do THD nos nós do sistema 11 barras antes e após da alocação dos geradores distribuídos tipo 2.

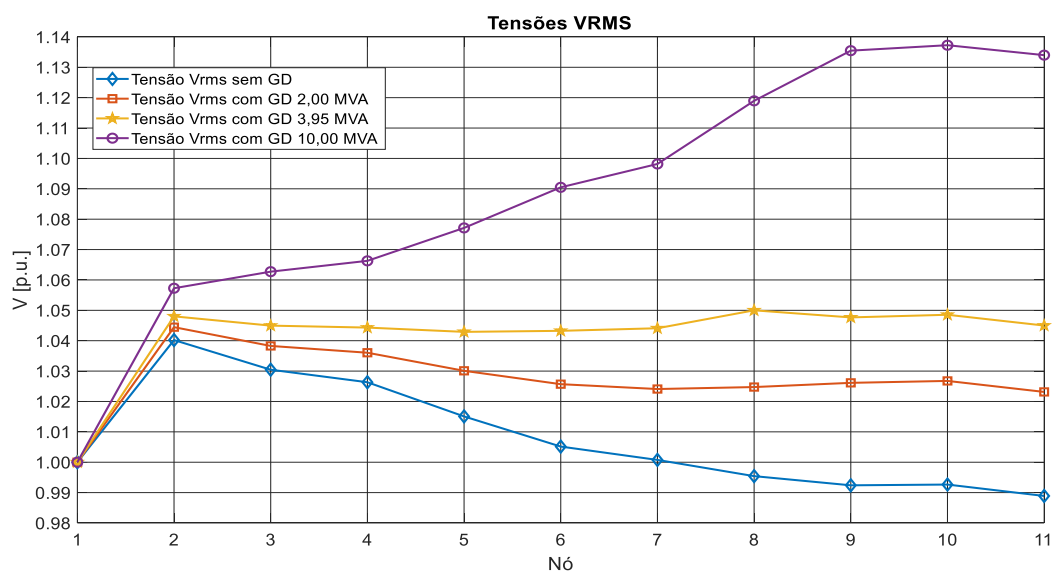


Figura 26. Caso IV, Comparação da tensão nos nós do sistema 11 barras antes e após da alocação dos geradores distribuídos tipo 2.

Comparando as perdas de potência ativa nas linhas do sistema, usando distintos dimensionamentos, pode ser comprovado que uma maior quantidade de potência injetada pela GD não garante uma maior diminuição de perdas no sistema. Com a unidade de GD de 10 MVA é obtida uma diminuição de perdas considerável, mas com a unidade de GD de 2 MVA a diminuição de perdas do sistema foi maior. A unidade de GD ótima obtida pelo algoritmo PSO proposto foi de 3,95 MVA alocado no nó 8, com uma diminuição de perdas de potência ativa alcançada de 21,08 kW.

No caso base, a máxima distorção harmônica total de tensão alcança 1,5 %. Pode ser visto que com as unidades de GD de 2 MVA e 3,95 MVA de tecnologia renovável, a variação do THD nos nós é mínima, tem nós que o THD diminui e tem nós nos quais o THD aumenta, mas não é considerável.

Mas à medida que a quantidade de potência injetada por uma unidade de GD com tecnologia renovável aumenta, a distorção harmônica total nos nós do sistema aumenta em igual proporção. Como exemplo no caso da conexão de uma unidade de GD sobre dimensionado de 10 MVA o THD máximo alcança um valor de 1,6 % aproximadamente.

Com a conexão das unidades de GD de 2 MVA e 4,63 MVA no nó 7 do sistema os perfis de tensão melhoraram, mas com a conexão da unidade de GD sobre dimensionado de 10 MVA, o excesso de injeção de potência no nó 7 produziu que as tensões nas barras subissem a níveis não permitidos e prejudiciais para o sistema.

A elevação da tensão numa barra por causa da geração distribuída ocorre devido à que a corrente das linhas mudam sua direção. Como foi estudado no Capítulo 2 e segundo a equação (15), foi considerada uma direção da corrente da linha, tal que a tensão $V_{(k-1)}^{(h)}$ é menor do que a tensão $V_{(k)}^{(h)}$.

$$V_{(k)}^{(h)} = V_{(k-1)}^{(h)} - I_{linha(k)}^{(h)} \left(z_{linha(k)}^{(h)} \right) \quad (15)$$

Mas ao gerar em uma barra uma quantidade de energia tal que supra toda a demanda das barras à jusante e comece a fornecer energia na direção das barras à montante, causa a alteração da direção da corrente da linha $I_{linha(k)}^{(h)}$ de acordo com a Figura 27 e portanto na equação (15) muda o sinal da variável da corrente da linha segundo (15b)

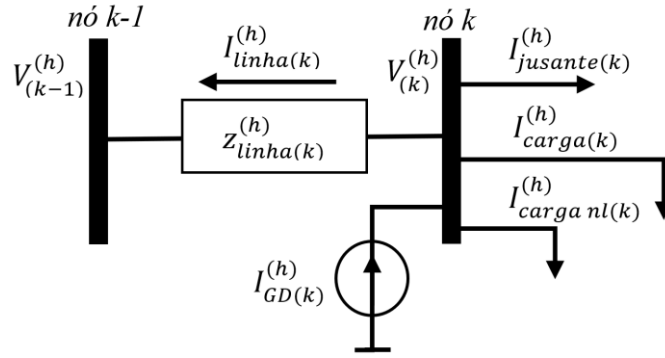


Figura 27. Diagrama unifilar de correntes em um sistema de distribuição radial com geração distribuída no cenário em que a energia é fornecida às barras a montante.

$$V_{(k)}^{(h)} = V_{(k-1)}^{(h)} + I_{linha(k)}^{(h)} \left(Z_{linha(k)}^{(h)} \right) \quad (15b)$$

Nesta situação, a tensão $V_{(k)}^{(h)}$ será maior do que a tensão $V_{(k-1)}^{(h)}$. Note-se que esta situação não apresenta problemas enquanto a tensão das barras estiver dentro dos limites recomendados.

5.5 CASO V: ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GD RENOVÁVEL E NÃO RENOVÁVEL NUM SISTEMA COM ALTO CONTEUDO HARMÔNICO.

Foi feito uma análise da alocação ótima de unidades de GD renováveis e não renováveis num sistema com cargas não lineares e alto conteúdo harmônico. Os testes foram feitos num sistema de distribuição radial 31 barras (CIVANLAR, 1985) com cargas não lineares. O sistema 31 barras tem uma tensão base de 23 kV, uma potência base de 30 MVA, uma carga normal total de 15,72 MW e 5,66 MVAR. Neste caso será considerado um modelo estatístico das cargas totais em cada nó com 3 níveis de carga: leve, normal e pico. O modelo está em função de fatores de demanda para cada nível de carga considerando 8760 horas num ano, o modelo é mostrado na Tabela 12.

As cargas não lineares estão alocadas nos nós 6, 8, 12, 17, 21, 25 e 30. Os limites de tensão considerados foram de 0,90 p.u. e 1,05 p.u. Os dados de linhas, cargas, espectros harmônicos das cargas e conversores de potência do sistema teste de 31 barras são detalhados no Apêndice F.

Tabela 12. Caso V, Níveis de carga considerados do sistema 31 barras.

	Carga Pico	Carga normal	Carga leve
Fator de Demanda	1.35	1.00	0.65
Horas em um ano	1000	6760	1000

Os testes foram considerando a função objetivo (33) que visa minimizar as perdas de potência ativa da rede. Usando o algoritmo PSO proposto, primeiro foram otimamente alocadas 3 unidades de GD não renováveis, depois 3 unidades de GD renováveis com conversores de potência, que chamaremos de ‘conversor 1’, que apresentam um espectro de correntes harmônicas com magnitudes das componentes baixas e finalmente foram otimamente alocadas 3 unidades de GD renováveis com conversores de potência, que chamaremos de ‘conversor 2’, que apresentam um espectro de correntes harmônicas com magnitudes das componentes maiores aos conversores de potência anteriores. Isto para observar a diferença na alocação e dimensionamento ótimo, perdas mínimas alcançadas e comportamento do THD nas barras do sistema nos distintos níveis de carga.

A Figura 28 mostra o diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial de 31 barras. A Tabela 13. mostra os resultados da alocação ótima utilizando o algoritmo PSO proposto, das unidades de GD não renovável, renovável com o conversor 1 e renovável com o conversor 2.

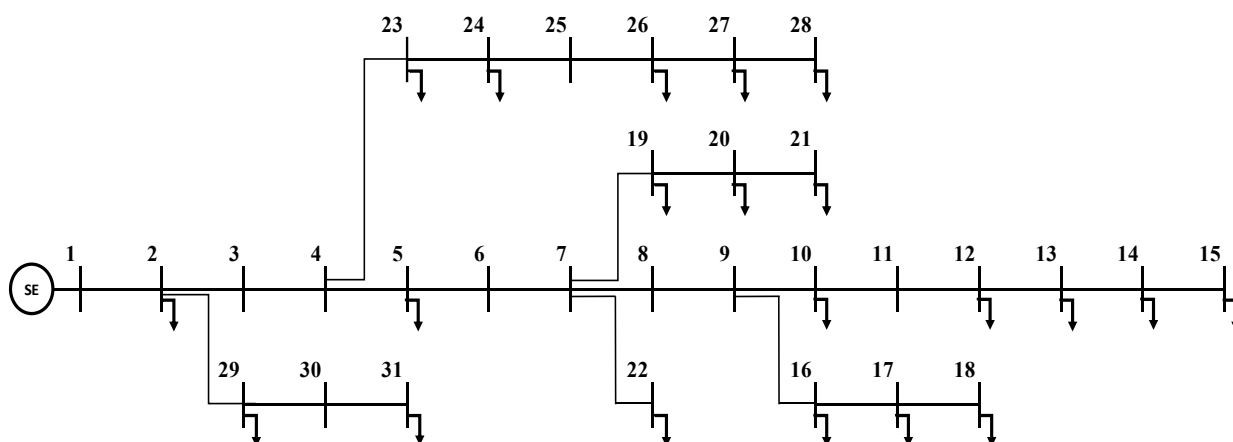


Figura 28. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 31 barras.

Tabela 13. Caso V, Resultados.

Considerações da alocação ótima da GD	Nos ótimos	Dimensionamento ótimo [kW]	THD máximo carga leve [%]	THD máximo carga normal [%]	THD máximo carga pico [%]	Perdas num Ano [MW/hora]
Sem GD	-	-	3,47	4,50	5,30	12093,31
GD não renovável	7/13/26	4673/3476/4096	2,94	3,87	4,59	1481,23
GD renovável com conversor 1	7/13/26	4676/3472/4095	3,62	4,31	4,88	1487,24
GD renovável com conversor 2	7/13/26	4658/3474/4098	4,55	4,95	5,33	1498,57

O algoritmo de alocação ótima baseado em PSO proposto encontrou a mesma solução ao alocar unidades de GD não renováveis, unidades de GD renováveis com o conversor 1 e unidades de GD renováveis com o conversor 2. O algoritmo de dimensionamento ótimo das unidades de GD encontrou soluções um pouco distintas.

As perdas de potência apresentadas estão em MW/hora em um ano. O caso base sem GD, tem perdas de potência ativa anuais de 12093,31 MW/hora. A maior redução de perdas é alcançada utilizando GD não renovável, sendo de 1481,23 MW/hora. Como a GD renovável com o conversor 1 as perdas foram reduzidas a 1487,23 MW/hora e como a GD renovável com o conversor 2 as perdas foram reduzidas a 1498,57 MW/hora. A GD renovável não alcança a maior redução de perdas de potência, devido a sua contribuição de harmônicas ao sistema pelo uso de conversores eletrônicos de potência, estas correntes fluem pelas linhas de distribuição aumentando em uma pequena proporção as perdas do sistema.

As Figuras 29, 30 e 31 mostram o comportamento do THD nas barras nos sistemas nos níveis de carga leve, normal e pico, respectivamente. Nestas Figuras são mostrados os THD nas barras do caso base sem GD, após da alocação ótima de GD não renovável, após da alocação ótima de GD renovável com o conversor 1 e após da alocação ótima da GD renovável com o conversor 2.

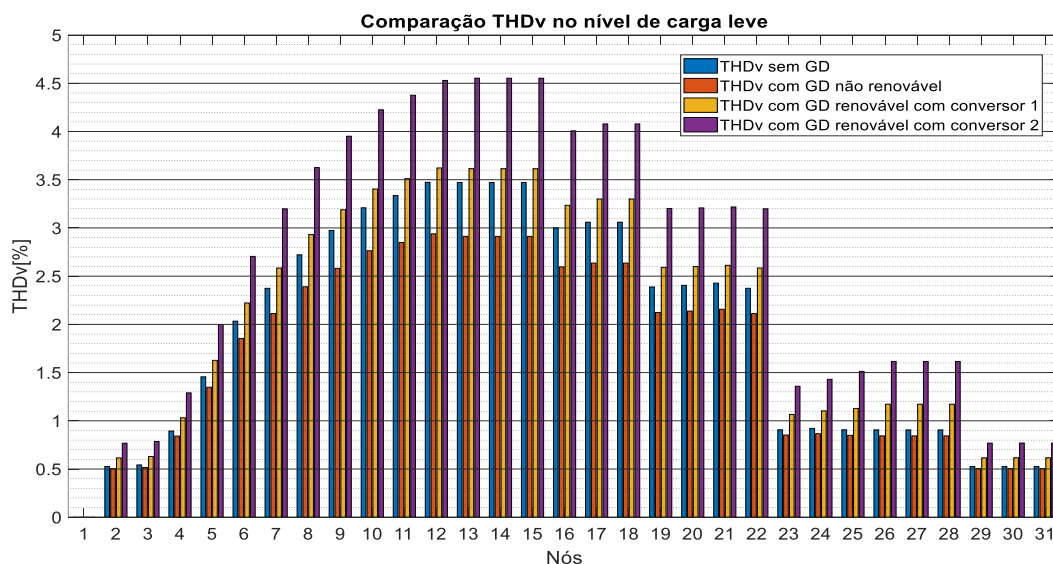


Figura 29. Caso V, Comparação do THDv no nível de carga leve.

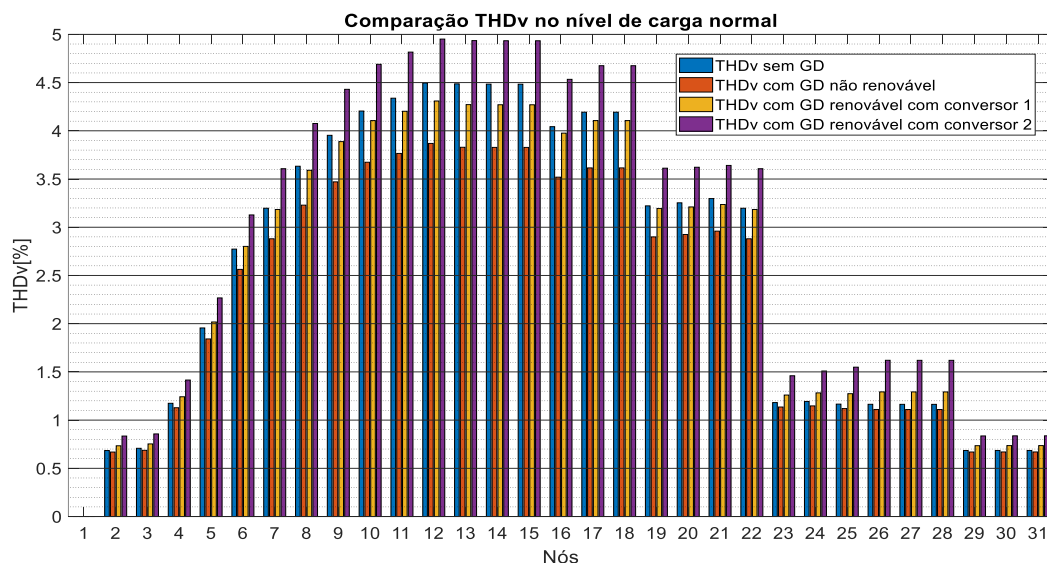


Figura 30. Caso V, Comparação do THDv no nível de carga normal.

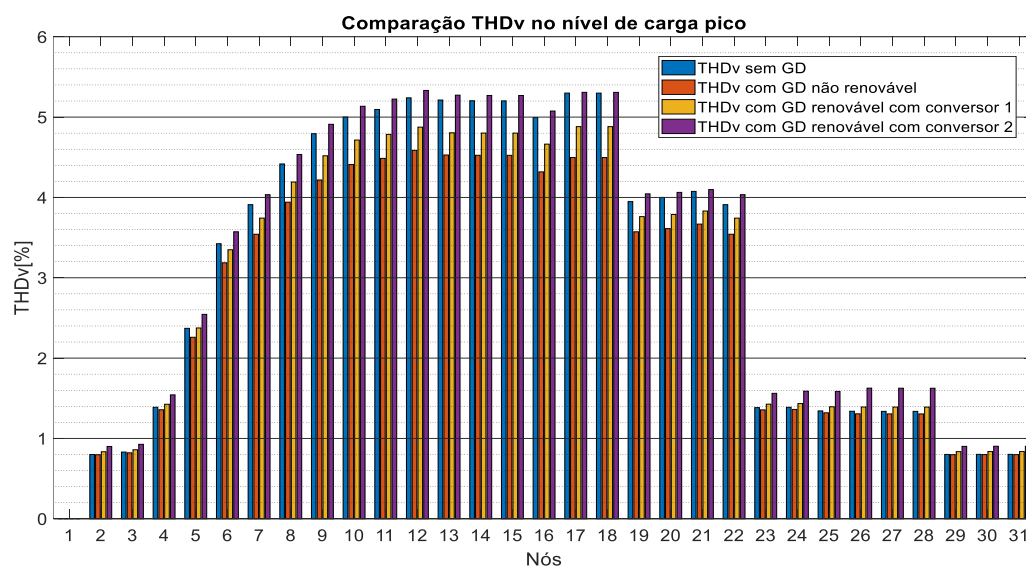


Figura 31. Caso V, Comparação do THDv no nível de carga pico.

Pode ser observado que o THD nas barras do sistema no caso base sem GD no nível de carga pico sobrepassa o limite recomendado de 5%, no caso base nos outros níveis de carga está baixo o limite.

Ao alocar otimamente unidades de GD não renováveis, o THD nas barras baixam e atendem os limites máximos em todos os níveis de carga. Ao alocar otimamente unidades de GD renováveis com o conversor 1, o THD nas barras baixam, mas em menor magnitude do que a GD não renovável por causa da contribuição de harmônicas do conversor 1. Mesmo assim o THD de todas as barras atendem os limites máximos em todos os níveis de carga.

E ao alocar otimamente unidades de GD renováveis com o conversor 2, o THD nas barras do sistema aumentou em todos os níveis de carga por causa da grande contribuição de componentes harmônicas de esse conversor. Por isso é importante a boa escolha do conversor de potência para a alocação de GD.

Também é observado que no nível de carga leve, alocando a GD renovável com os conversores 1 e 2, o THD do sistema aumenta, sendo maior ao THD do caso base sem GD. Isto causa da grande injeção de potência da GD renovável nesse nível de carga.

Neste caso, após da alocação ótima da GD neste sistema teste com alto conteúdo harmônico, é recomendado o uso de filtros ativos e passivos para obter uma diminuição significativa do THD nas barras.

As Figuras 32, 33 e 34 mostram as tensões nas barras do sistema nos níveis de carga leve, normal e pico, respectivamente.

Após a alocação e dimensionamento ótimo das unidades de GD não renováveis, renováveis com o conversor 1 e conversor 2, as tensões das barras em cada nível de carga são muito parecidas. As tensões nas barras atendem os limites mínimos e máximos considerados.

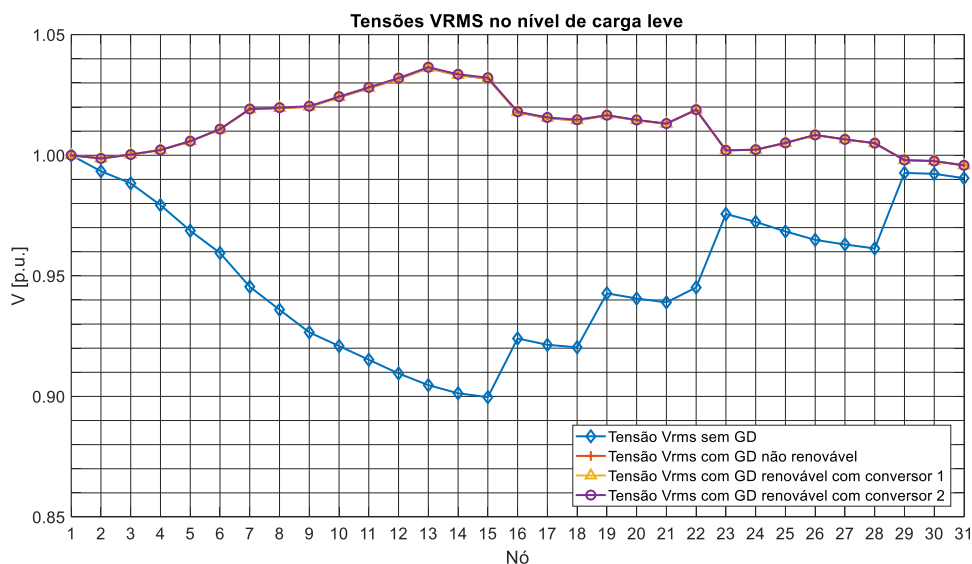


Figura 32. Caso V, Comparação das tensões das barras do sistema no nível de carga leve

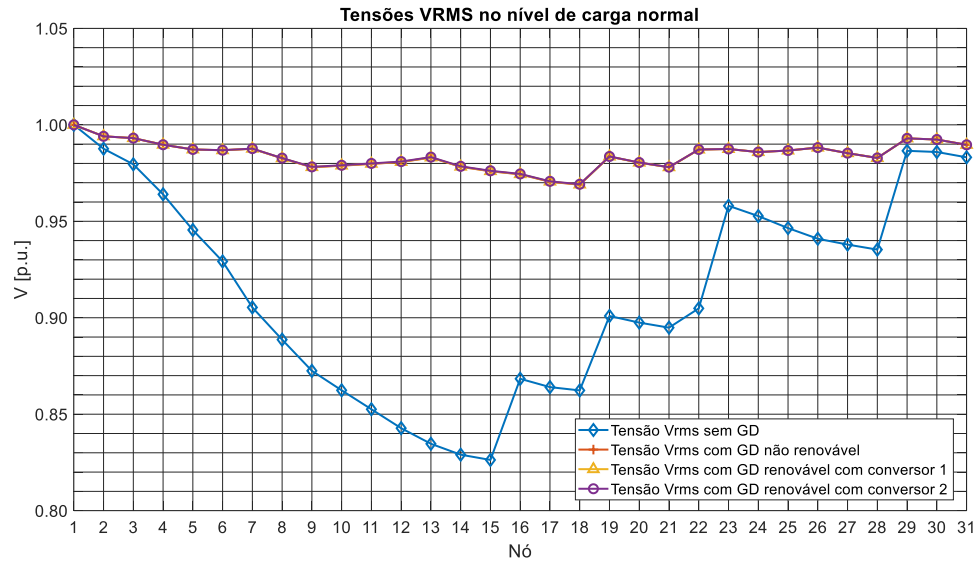


Figura 33. Caso V, Comparação das tensões das barras do sistema no nível de carga normal

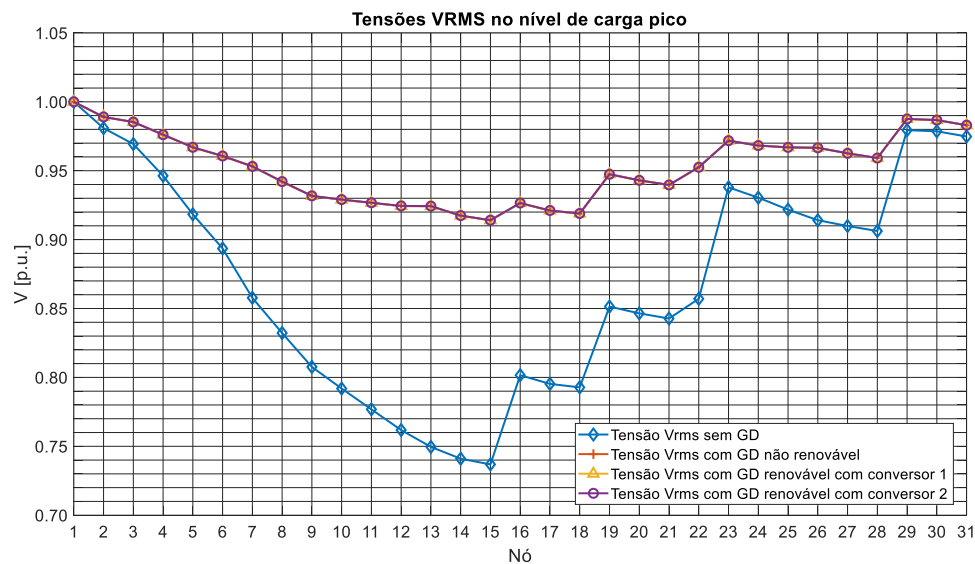


Figura 34. Caso V, Comparação das tensões das barras do sistema no nível de carga pico

5.6 CASO VI: ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GD NÃO RENOVÁVEIS PARA MINIMIZAR PERDAS NUM SISTEMA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO COM CARGAS NÃO LINEARES.

Neste caso será feito uma análise da influência das componentes harmônicas das cargas não lineares e o acoplamento entre fases no problema de alocação ótima de unidades de GD trifásicas não renováveis tipo 1 num sistema trifásico desequilibrado. Os testes foram feitos num sistema trifásico desequilibrado de distribuição radial 33 barras (MELO *et al.*,

2018) com cargas não lineares. Neste caso o sistema 33 barras tem uma tensão base de 12,66 kV, uma potência base de 10 MVA, uma carga total na fase A de 3,71 MW e 2,30 MVAR, uma carga total na fase B de 3,43 MW e 2,06 MVAR, uma carga total na fase C de 3,97 MW e 2,58 MVAR, as cargas não lineares estão alocadas nos nós 11, 17, 22 e 28. Os limites de tensão considerados foram de 0,90 p.u. e 1,05 p.u. Foi considerada a função objetivo (33), visa minimizar as perdas de potência ativa da rede. Os dados de linhas, cargas e espectros harmônicos das cargas do sistema teste trifásico desequilibrado de 33 barras são detalhados no Apêndice G.

Neste caso, a alocação e dimensionamento ótimo das unidades de GD foi feita usando o algoritmo PSO proposto e pelo método de busca exaustiva explicado no capítulo 6. Deste modo, serão estudados 3 cenários. No primeiro cenário será feita a alocação ótima de unidades de GD tipo 1 no sistema teste sem considerar acoplamento entre as fases nem harmônicas. No segundo cenário será feita a alocação ótima das unidades de GD tipo 1 no sistema teste considerando acoplamento entre as fases e sem considerar harmônicas. E no terceiro cenário será feita a alocação ótima das unidades de GD tipo 1 no sistema teste considerando acoplamento entre as linhas e harmônicas.

No primeiro cenário, para desprezar os acoplamentos entre as fases, foram consideradas como nulas as impedâncias mútuas entre fases na equação (25). Dessa forma, foi como se três fluxos de potência monofásico tivessem sido calculados separadamente. No segundo cenário, para desprezar as harmônicas do sistema, só foram consideradas as componentes fundamentais das equações (24) e (25) e as componentes harmônicas diferentes às fundamentais foram consideradas nulas.

A Figura 35 mostra o diagrama unifilar do sistema teste trifásico desequilibrado de distribuição radial de 33 barras. As Tabelas 14, 15 e 16 mostram os resultados dos cenários 1, 2 e 3, respectivamente. O dimensionamento indicado nas tabelas são das unidades de GD trifásicas, que significa que em cada fase será injetada 1/3 da potência da unidade GD trifásica.

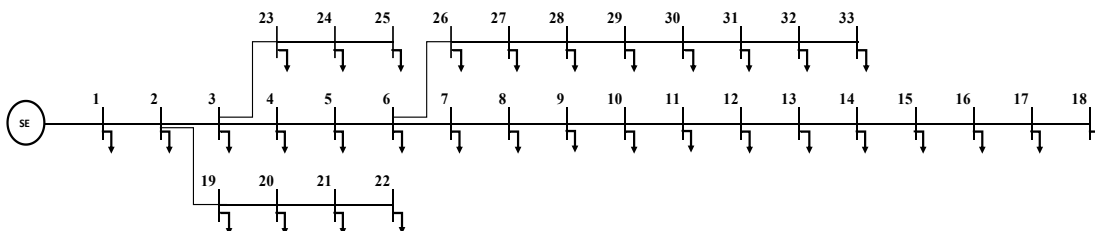


Figura 35. Diagrama unifilar do sistema teste trifásico desequilibrado de distribuição radial 33 barras.

Tabela 14. Caso VI, Resultados da alocação das unidades de GD tipo 1 no sistema teste trifásico 33 barras, sem considerar acoplamento entre as linhas nem harmônicas.

Número de unidades de GD	Nós ótimos	Dimensionamento ótimo (kW)	Perdas fase A (kW)	Perdas fase B (kW)	Perdas fase C (kW)	Perdas Totais (kW)
Sem GD	-	-	211,00	173,29	251,82	636,11
3 (PSO)	13/23/29	2291/3291/3188	72,79	61,58	90,85	225,22

Tabela 15. Caso VI, Resultados da alocação das unidades de GD tipo 1 no sistema teste trifásico 33 barras, considerando acoplamento entre as linhas e sem considerar harmônicas.

Número de unidades de GD	Nós ótimos	Dimensionamento ótimo (kW)	Perdas fase A (kW)	Perdas fase B (kW)	Perdas fase C (kW)	Perdas Totais (kW)
Sem GD	-	-	206,98	169,79	247,04	623,81
3 (PSO)	13/23/29	2287/3283/3174	72,24	60,98	90,27	223,49

Tabela 16. Caso VI, Resultados da alocação das unidades de GD tipo 1 no sistema teste trifásico 33 barras, considerando acoplamento entre as linhas e harmônicas.

Número de unidades de GD	Nós ótimos	Dimensionamento ótimo (kW)	Perdas fase A (kW)	Perdas fase B (kW)	Perdas fase C (kW)	Perdas Totais (kW)
Sem GD	-	-	207,69	169,91	247,58	625,17
3 (PSO)	13/23/29	2288/3272/3178	72,89	61,10	90,75	224,74

Os resultados do método de busca exaustiva não foram mostrados, porque o algoritmo PSO proposto achou a mesma solução ótima neste sistema teste.

Os resultados mostram que considerar o acoplamento entre fases e as harmônicas geradas pelas cargas não lineares neste sistema teste, não influenciam na solução da alocação ótima de unidades de GD. A solução ótima foi alocar as unidades nos nós 13, 23 e 29. Só o dimensionamento ótimo é ligeiramente modificado.

Segundo os resultados, quando o acoplamento entre as fases é considerado, a tensão calculada nas barras é maior pela indução, e por causa disso as correntes nas linhas são menores diminuindo as perdas de potência.

A Figura 36 mostra os perfis de tensão do sistema antes e após da conexão das distintas unidades de GD no sistema trifásico teste 33 barras, sem considerar acoplamento entre linhas nem harmônicas. A Figura 37 mostra os perfis de tensão do sistema antes e após da conexão das distintas unidades de GD no sistema trifásico teste 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e sem considerar harmônicas. A Figura 38 mostra os perfis de tensão do sistema antes e após da conexão das distintas unidades de GD no sistema trifásico teste 33 barras, considerando acoplamento entre linhas e harmônicas.

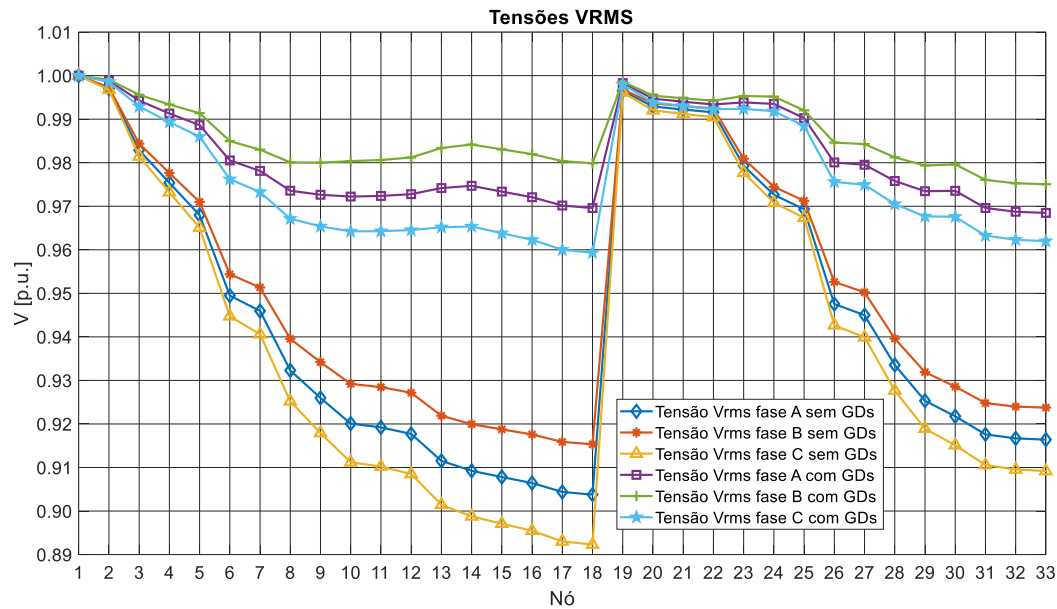


Figura 36. Caso VI, Comparação das tensões dos nós antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, sem considerar o acoplamento entre linhas nem harmônicas no sistema.

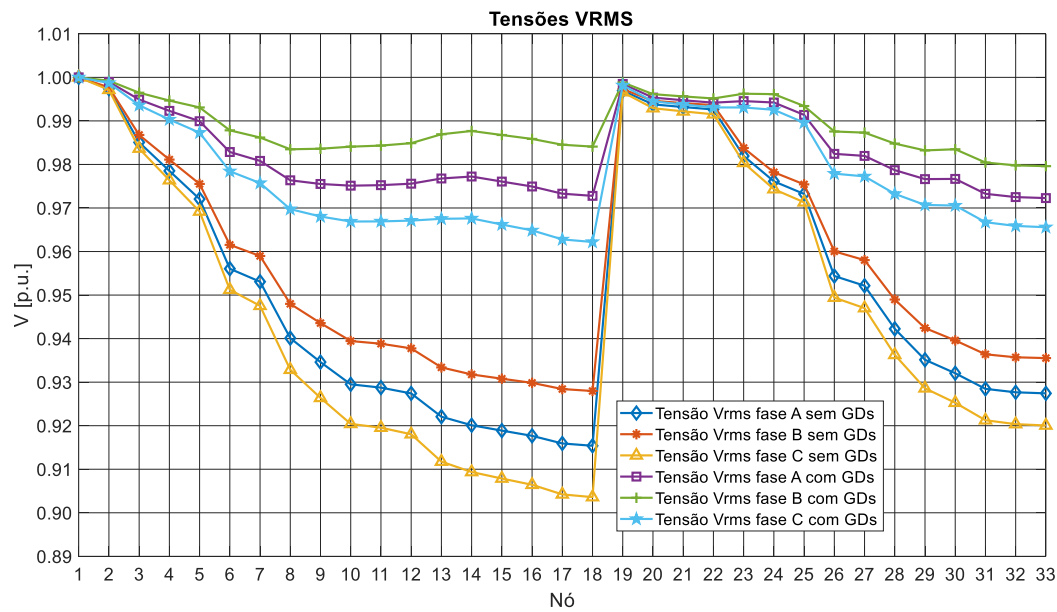


Figura 37. Caso VI, Comparação das tensões dos nós antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e sem considerar harmônicas.

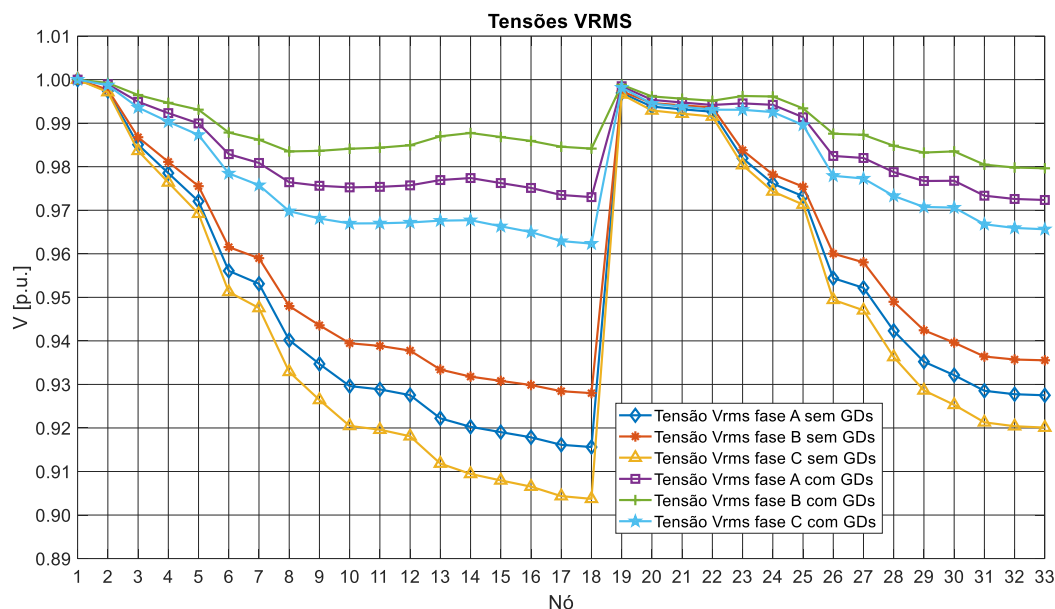


Figura 38. Caso VI, Comparação das tensões dos nós antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e harmônicas.

As Figuras 39, 40 e 41 mostram o comportamento do THDv das barras da fase A, B e C respectivamente. Com a alocação e dimensionamento ótimo das unidades de GD, o THDv nos nós foi diminuído, mas não em grande magnitude.

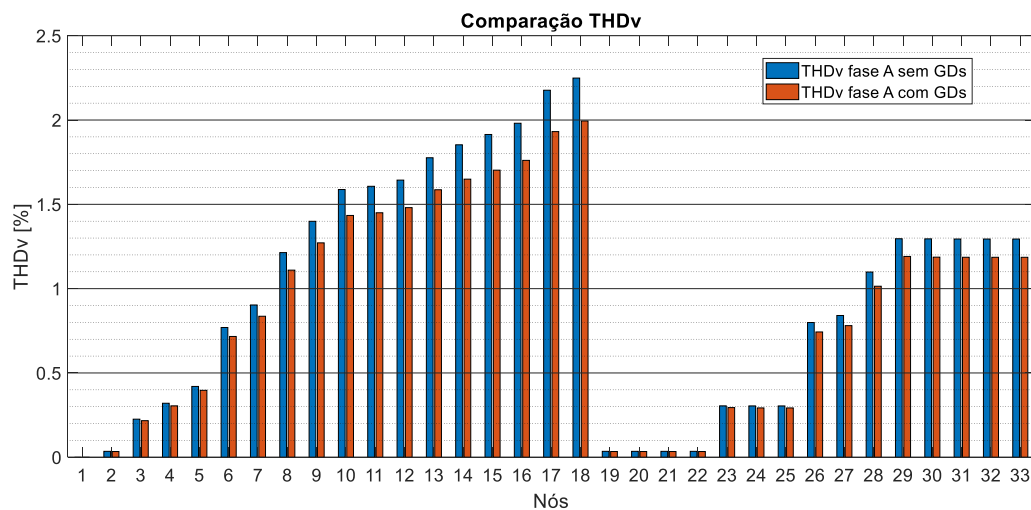


Figura 39. Caso VI, Comparação do THDv da fase A nas barras antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e harmônicas.

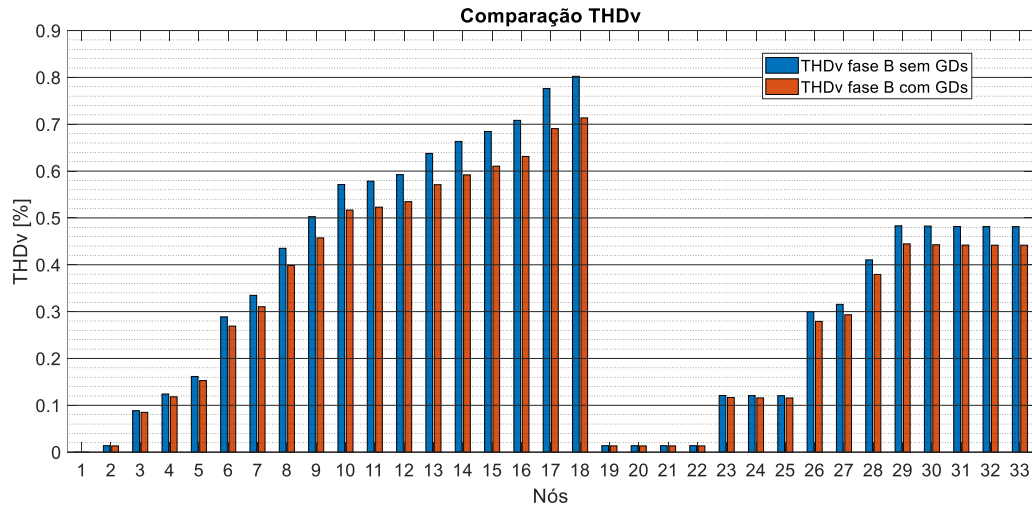


Figura 40. Caso VI, Comparação do THDv da fase B nas barras antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e harmônicas.

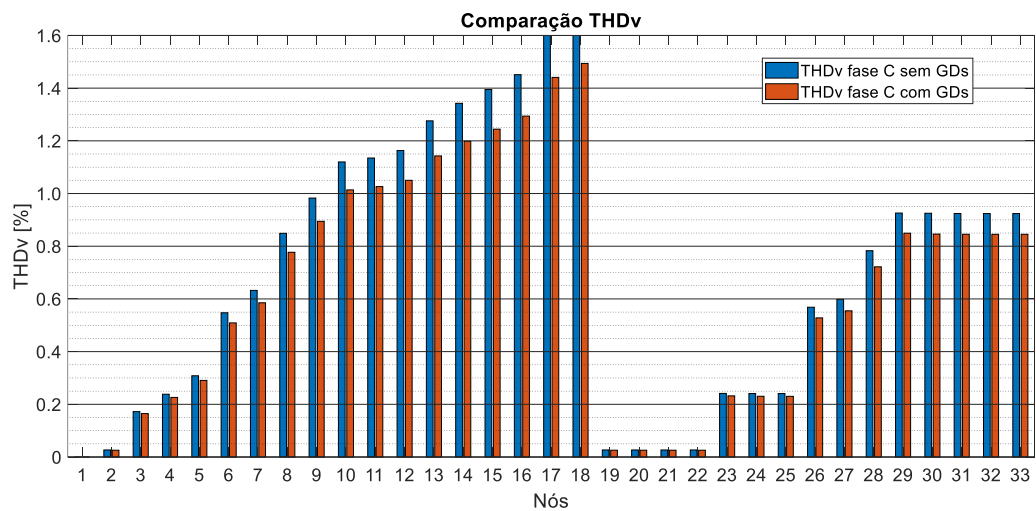


Figura 41. Caso VI, Comparação do THDv da fase C nas barras antes e após a alocação ótima das unidades de GD no sistema trifásico 33 barras, considerando o acoplamento entre linhas e harmônicas.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES

Após a análise dos casos da alocação ótima de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radial na presença de harmônicas com ajuda do algoritmo proposto baseado em PSO, foram feitas as seguintes conclusões:

O algoritmo baseado em PSO proposto demonstrou um excelente desempenho em todos os casos de estudos analisados. Foram feitos cerca de 30 simulações para cada sistema teste. Assim, o algoritmo foi comparado com vários métodos de alocação e dimensionamento ótimo de geradores distribuídos e sempre achou iguais ou melhores soluções, com uma taxa de sucesso de 90%.

Os parâmetros do algoritmo PSO desempenham um papel muito importante na busca de soluções, estes parâmetros devem ser ajustados para cada problema. Se os parâmetros não estiverem certos, se apresenta uma taxa de sucesso muito baixa ou até nula. O tamanho da população das partículas e o número de iterações do PSO global para alocação ótima da GD foram ajustados para cada sistema teste. Quanto maior o tamanho do sistema teste, maior o número de partículas a serem necessárias, isso porque, quanto mais barras o sistema tiver, maior o número de combinações possíveis. Assim, usando uma maior quantidade de partículas, a probabilidade de achar uma boa solução é mais alta. Enquanto o número de iterações influencia a precisão da solução. Os parâmetros ajustados do PSO interno para dimensionamento ótimo das unidades de GD foram os mesmos para todos os sistemas. Bons resultados foram obtidos usando os mesmos parâmetros, isto porque o comportamento da função objetivo de dimensionamento dos casos estudados apresentaram uma tendência bem marcada na direção do mínimo global, como foi estudado no Capítulo 4.

A má alocação e dimensionamento de unidades de GD no sistema podem causar efeitos contrários aos desejados, assim a alocação ótima de geradores distribuídos garantem a melhor diminuição de perdas, THD e quedas de tensão. Quanto maior a quantidade de unidades de GD são instaladas otimamente, menor serão as perdas de potência nas linhas do sistema e maior serão as tensões nos nós. Essa quantidade de unidades de GD pode ser

minimizada usando uma função objetivo de custos para quantificar os custos de perdas, custos de instalação e operação da GD.

A alocação ótima de geradores distribuídos de tecnologia não renovável, num sistema com cargas não lineares, diminui o THD nos nós do sistema, mas não significativamente. Isto devido a que a injeção de potência das unidades de GD não influenciam diretamente nas harmônicas do sistema, mas por causa do aumento das tensões nos nós, as componentes fundamentais das correntes das cargas não lineares diminuem, fazendo que as componentes harmônicas das tensões e o THD baixem. Para obter uma diminuição significativa das harmônicas e THD dos sistemas é recomendado o uso de filtros ativos e passivos. Os mesmos que alocados e dimensionados otimamente garantem que o THD dos sistemas estejam em conformidade com as normas técnicas.

Os geradores distribuídos de tecnologia renovável que usam conversores de potência, injetam harmônicas no sistema. Mas com a alocação e dimensionamento ótimo destes, não representam um impacto significativo no THD nos nós do sistema. Segundo os testes, foi encontrada a mesma solução de alocação ótima da GD, considerando a GD renovável ou não renovável. Assim, nos casos estudados, pode ser simplificado o problema, utilizando o algoritmo sem considerar os espectros harmônicos dos conversores de potência utilizados. Só precisasse achar o dimensionamento ótimo para cada unidade de GD.

A GD renovável não alcança a maior redução de perdas de potência comparada com a GD não renovável, devido a sua contribuição de harmônicas ao sistema pelo uso de conversores eletrônicos de potência, mas a diferença de redução de perdas é pequena. Assim, ao alocar unidades de GD renováveis em sistemas com presença de alto conteúdo de harmônicos, deve-se escolher conversores de potência de muito boas características, com uma mínima contribuição de componentes harmônicas ao sistema, para evitar a elevação do THD nas barras do sistema acima dos limites recomendados.

Os resultados dos testes no sistema trifásico de distribuição radial mostraram que considerar o acoplamento entre fases e as harmônicas geradas pelas cargas não lineares, não influenciam na solução da alocação ótima de unidades de GD não renováveis. Só é preciso encontrar o dimensionamento ótimo para cada unidade de GD.

Segundo os testes, pode ser concluído que o algoritmo proposto baseado em PSO usado para resolver o problema de alocação ótima de GD com o objetivo de minimizar as perdas de potência ativa nas linhas, pode ser usado em sistemas de distribuição radial sem

considerar as componentes harmônicas das cargas não lineares nem os espectros harmônicos da GD renovável, devido a que a componente fundamental das correntes são muito maiores do que as componentes harmônicas. Assim pode ser encontrada a alocação ótima da GD e depois usar o algoritmo de dimensionamento ótimo proposto para encontrar o dimensionamento ótimo considerando harmônicos. Isso economiza muito tempo e esforço computacional.

No processo de desenvolvimento desta dissertação foi aplicada a mesma metodologia para o estudo de alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição radial utilizando o algoritmo Nuvem de Partículas (MENDOZA *et al*, 2018).

6.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Como continuação do estudo de alocação ótima de GD é proposto desenvolver um algoritmo utilizando uma técnica metaheurística apropriada para o espaço de busca discreto para resolver o problema de alocação ótima e outra técnica metaheurística apropriada para o espaço de busca contínuo para o problema de dimensionamento ótimo de GD, para dessa forma melhorar o desempenho do algoritmo na resolução do problema de alocação e dimensionamento ótimo de geradores distribuídos. Da mesma forma, para melhorar o desempenho, tempos de processamento na busca da solução e reduzir o espaço de busca do problema pode ser feita a implementação de vários indicadores e fatores do sistema, como por exemplo os indicadores de estabilidade e fatores de sensibilidade.

Outra alternativa é desenvolver um algoritmo para fazer a alocação ótima de geradores distribuídos e capacitores ao mesmo tempo, para diminuir ainda mais as perdas totais de potência das linhas num sistema de distribuição.

Assim também, o desempenho do algoritmo proposto baseado em PSO, pode ser testado em outros tipos de configurações de redes, como tipo malha ou anel. E em sistemas complexos com outros elementos da rede como transformadores de potência de vários enrolamentos. Igualmente, o desempenho do algoritmo proposto pode ser testado na alocação ótima de GD com vários tipos de tecnologia de GD, por exemplo a eólica, que apresenta outros comportamentos e características como o consumo de potência reativa.

Por outro lado, pode-se testar o algoritmo para alocação ótima de unidades de GD considerando o efeito das harmônicas devido ao efeito pelicular nos cabos, impactos nas perdas por histerese e corrente parasitas das unidades de GD, transformadores e cargas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Akagi, H., Kanazawa, Y., Nabae, A. 1983. Generalized theory of instantaneous reactive power and its applications (tradução do Japanese). Transactions IEE Japan, v. 103, n. 7, p. 483-490.

Alinejad-Beromi, Y., Sedighizadeh, M., Sadighi, M. 2008. "A particle swarm optimization for siting and sizing of distributed generation in distribution network to improve voltage profile and reduce THD and losses," 43rd International Universities Power Engineering Conference. Italy, Sept. 1-4.

AlRashidi M. R., El-Hawary M.E. 2009. A Survey of Particle Swarm Optimization Applications in Electric Power Systems. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol.13, no.4, pp. 913-918.

Amorim, E., (2006). Fluxo de potência ótimo em sistemas multimercados através de um algoritmo evolutivo multiobjectivo. 2006. xxi, 159 f. Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia, 2006.

Amanifar O., April 2011. Optimal distributed generation placement and sizing for loss and THD reduction and voltage profile improvement in distribution systems using Particle Swarm Optimization and sensitivity analysis. 16th Electrical Power Distribution Conference IEEE.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL nº 641/2014. Brasília, 2014. 75p.

Arrillaga, J. and Watson, N. (2003). Power System Harmonics. John Wiley & Sons, pp. 88-301.

Avilés, J. 2017. A three-Phase Unbalanced Load Flow Solver for Large-Scale Distribution Power Systems. Thesis (master's degree). Delft University of Technology.

Bonner, A., Grebe, T., Gunther, E., Hopkins, L., Marz, M., Mahseredjian, J., Miller, N., Ortmeyer, V., Rajagopalan, V., Ranade, S., Ribeiro, P., Shperling, B., Sims, T., Xu, W. (1996). MODELING AND SIMULATION OF THE PROPAGATION OF HARMONICS IN ELECTRIC POWER NETWORKS PART I: CONCEPTS, MODELS AND SIMULATION TECHNIQUES. Task Force on Harmonics Modeling and Simulation. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996,

Budeanu, C. 1927. Puissances réactives et fictives (Potencias reativas e fictícias). Bucarest: Institut National Roumain.

Burch, R., Chang, G., Hatziadoniu, C.J., Grady, M., Liu, Y., Marz, M., Ortmeyer, T.H., Ranade, S.D., Ribeiro, P.F., & Xu, W. (2002). Impact of Aggregate Linear Load Modeling on Harmonic Analysis: A Comparison of Common Practice and Analytical Models. IEEE Power Engineering Review, 22, 71-71.

- Czarnecki, L. S. 1987. What is wrong in Budeanu concept of reactive power and distortion power and why it should be abandoned. IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement, v. IM-36, n.3, p. 834-837.
- Czarnecki, L. S. 2008. Currents Physical Components (CPC) concept: A fundamental of power theory. International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation. Lagow: IEEE 2008. P. 1-11.
- Das, D., Kothari, D., Kalam A., 1995. Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks. Electrical Power & Energy Systems, Vol. 17, No 5, pp. 335-346.
- Depenbrock, M. 1993. The FBD-method, a generally applicable tool for analyzing power relations. IEEE Transactions on Power Systems, v. 8, n. 2, p. 381-387.
- Duarte, A., Pantrigo J., Gallego M., (2007). Metaheurísticas. Madrid: DYKINSON. pp. 101-102.
- Eminoglu, U., Hocaoglu, M., 2007. "A voltage stability index for radial distribution networks". Proceedings of the Universities power engineering conference, p.408-13.
- Fryze, S. Wirk-, Blind-. 1932. und Scheinleistung in Elektrischen Stromkreisen Mit Nichtsinusoidalformigen Verlauf von Strom und Spannung (Potência ativa, reativa e aparente em circuitos elétricos com características não senoidais de forma de onda de corrente e tensão). Elektrotechnische Zeitschrift, v. 53, p. 596-599.
- Gallego R. (2008). Técnicas metaheurísticas de optimización (2da. Ed.). Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- Garcés, A., Galvis, J. y Gallego, R., Agosto 2004. Flujo de Carga Armónico para Sistemas Radiales. Revista Scientia et Technica, No. 25.
- Gnanambal, K. and Kamaraj, N., July 2013. Single Phase and Three Phase Power Flow Analysis Using Hybrid Differential Evolution and Particle Swarm Optimization. PhD. Anna University.
- González, D., Rivas, E., Vera, N., (2017). Impacto de la Generación Distribuida sobre el Flujo Armónico en Redes de Distribución. Redes de Ingeniería, [S.I.], p. 18-23, sep. 2017. ISSN 2248-762X.
- Gómez-Expósito, A., Conejo, A. and Cañizares, C. (2009). Electric Energy Systems Analysis and Operation. CRC Press Taylor & Francis Group, pp. 461-508.
- Goswami, S.K. and Basu, S.K., July 1992. A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 3.
- Grady, M., April 2012. Understanding Power System Harmonics. Dept. of Electrical & Computer Engineering.
- Grainger, J., Stevenson W., (2001). Análise de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill, pp. 322.
- Grigsby, L.L. (2001). The Electric Power Engineering Handbook. Boca Raton: CRC Press LLC, pp. 339-398.
- Grisales L. F., Restrepo Cuestas B. J., Jaramillo F. E., Mayo 2017. Ubicación y dimensionamientos de generación distribuida: una revisión. Ciencia e Ingeniería Neogranadina, vol. 27, no. 2, pp. 157-176.

- Gupta A., 2017. Effect of optimal allocation of multiple DG and D-STATCOM in radial distribution system for minimizing losses and THD. 2017 7th International Symposium on Embedded Computing and System Design (ISED).
- Guitérrez I., Villarroel M., Carter S. 2001, Método Suma de Potencias en Sistemas de Distribución. Revista Tecnología en marcha, vol 13, no. 4, pp. 75-80.
- Heidt, D. (1994). A Detailed Derivation of a Newton-Raphson Based Harmonic Power Flow. Master's degree Thesis. The Faculty of the Russ College of Engineering and Technology. Ohio University.
- Hussein, D., (2006). Optimal Sizing and Siting of Distributed Generation. International Middle East Power System Conference.
- IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE Standard 519, 1992.
- IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE Standard 519, 2014.
- IEEE STANDARD 1459. IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions. IEEE. [S.1.], p. 1-50. 2010.
- Jahani, R., Shafighi, A., Chahkandi, H., Araskalaei, A. 2011. "Applying a new advanced intelligent algorithm for optimal distributed generation location and sizing in radial distribution systems" Australian Journal of Basic and Applied Sciences, pp. 642-649.
- Junio de Lima, E. 2014. Reflexões sobre as teorias de potência elétrica em regime não senoidal. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia. Brasil.
- Lee, Y., Chen, C., Hsu, C., Cheng, H., 2006. Harmonic Analysis for the Distribution System with Dispersed Generation Systems. 2006 International Conference on Power System Technology.
- Mahajan, S., Vadhera, S. November 2015. "State of the art techniques for optimum allocation and sizing of dispersed generation units in power system network" 2nd International Conference on Recent Innovations in Science, Engineering, and Management. JNU Convention Center, Jawaharlal Nehru University, New Delhi.
- Marler, R., Arora, J.S. (2004). Survey of multi-objective optimization methods for engineering. Structural and Multidisciplinary Optimization, 26, 369-395.
- Melo, I. D., Pereira, J.L.R., Ribeiro, P. F., Variz, M., Oliveira, B. C. Harmonic mitigation based on Optimal Allocation and Sizing of Tuned Filters using Genetic Algorithm. XXII Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2018, 2018, João Pessoa. XXII Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2018, 2018.
- Mendoza, G., Vacas, V., Ferreira, N. (2018). Optimal Capacitor Allocation and Sizing in Distribution Networks Using Particle Swarm Optimization Algorithm. 2018 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS). Brasília.
- Moeini-Aghaie, M., Abril 2011. Optimal Distributed Generation placement in a restructured environment via a multi-objective optimization approach. 16th Electrical Power Distribution Conference. Bandar Abbas, Iran, 19-20 Abril 2011.

- Mohandas, N. (2015). Optimal location and sizing of real power DG units to improve the voltage stability in the distribution system using ABC algorithm united with chaos. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 66, pp. 41-52, 2015.
- Navarro, R., diciembre 2006. Meta-heurísticas Híbridas para Optimización Mono-objetivo y Multi-objetivo. Paralelización y Aplicaciones. Tesis Doctoral. Universidad de Almería – Departamento de Arquitectura de Computadores y Electrónica. España. 2006.
- Niazi G., Lalwani M., July 2017. PSO Based Optimal Distributed Generation Placement and Sizing in Power Distribution Networks: A Comprehensive Review. 2017 International Conference on Computer, Communications and Electronics (Comptelix).
- Oliveira, J., Medeiros, M., Silva, E., (2003). Fluxo de Carga Harmônico para Operação e Planejamento de Sistemas Radiais de Distribuição através dos Métodos Soma de Potências e Montagem da Matriz Impedância de Barras. II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. pp. 777-781. 2003.
- Pérez, M., Teixeira, I., Julio 2017. Proposta de estudo das harmônicas no Sistema Industrial Sonangol – Namibe a partir de seu levantamento Elétrico. *Revista de Ingeniería Energética*, 2018, vol. 39, n. 2, mayo/agosto, pp. 123-133.
- Prado, I., Garces, L., Abril 2013. Chu-Beasley genetic algorithm applied to the allocation of distributed generation. 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), pp. 1-7, Sao Paulo, Brazil.
- Prakash, D., Lakshminarayana C., 2016. Optimal siting of capacitors in radial distribution network using Whale Optimization Algorithm. *Alexandria Engineering Journal*. India 2016.
- Ramírez, I., Martínez, J., Fuentes, J., García, E., Fernández, L., Zorzano, P., (2007). Problemas Resueltos de Sistema de Energía Eléctrica. *Paraninfo*, pp. 111-124.
- Rao, S. *Engineering Optimization: Theory and Practice* (4ta. Ed.). Hoboken, NJ. Estados Unidos: John Wiley & Sons, Inc., 2009.
- Rugthaicharoencheep N., Sirisumrannukul S., (2009). Feeder Reconfiguration with Dispatchable Distributed Generators in Distribution System by Tabu Search. 2009 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). 1-4 Sept. 2009.
- Saleh, O., February 2015. Harmonics Effects in Power System. *Int. Journal of Engineering Research and Applications*, Vol. 5, Part-5, pp. 01-19.
- Sedighi, M. October 2010. Siting and sizing of distributed generation in distribution network to improve of several parameters by PSO algorithm. 2010 9th International Power and Energy Conference, IPEC 2010, pp. 1083-1087. Singapore, Singapore, 27-29 Oct. 2010.
- Shi, Y., Eberhart, R. 1999. Empirical study of particle swarm optimization. *International Conference on Evolutionary. Computation*. Washington, USA, 1999: 1945-1950.
- Short, T.A. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. Boca Raton: CRC Press LLC, pp. 711-760.
- Valencia, J. Abril 2008. Generación Distribuída: Democratización de la Energía Eléctrica. *Criterio Libre* N° 8. Bogotá (Colombia), pp. 105-112.
- Villarrubia, M. (2012). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona: MARCOMBO.

Wang, C., Nehrir, M., 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, pp. 2068-2076.

Xia, D., Heydt, G., June 1982. Harmonic Power Flow Studies. IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, n°6. 1982.

Zobaa, A., Bansal, R. 2011. Handbook of renewable energy technology. World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd.

APÊNDICE

Seguem os dados dos sistemas testes de distribuição radial testados nesta dissertação.

A. SISTEMA DE 33 BARRAS

Os dados do sistema teste de distribuição radial 33 barras (VENKATESH, 2009) são mostrados abaixo. O sistema de 33 barras tem uma tensão base de 12,66 kV, uma potência base de 2300 kVA, uma carga total de 3,7 MW e 2,3 MVAR e o fator de potência da carga combinada é 0,85 atrasado.

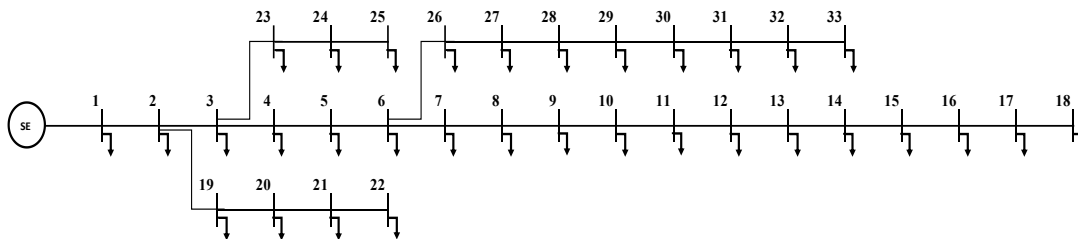


Figura 42. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 33 barras.

Tabela 17. Sistema 33 barras, dados das impedâncias das linhas.

Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)
1-2	0.0922	0.0470	12-13	1.4680	1.1550	23-24	0.8980	0.7091
2-3	0.4930	0.2511	13-14	0.5416	0.7129	24-25	0.8960	0.7011
3-4	0.3660	0.1864	14-15	0.5910	0.5260	6-26	0.2030	0.1034
4-5	0.3811	0.1941	15-16	0.7463	0.5450	26-27	0.2842	0.1447
5-6	0.8190	0.7070	16-17	1.2890	1.7210	27-28	1.0590	0.9337
6-7	0.1872	0.6188	17-18	0.7320	0.5740	28-29	0.8042	0.7006
7-8	1.7114	1.2351	2-19	0.1640	0.1565	29-30	0.5075	0.2585
8-9	1.0300	0.7400	19-20	1.5042	1.3554	30-31	0.9744	0.9630
9-10	1.0440	0.7400	20-21	0.4095	0.4784	31-32	0.3105	0.3619
10-11	0.1966	0.0650	21-22	0.7089	0.9373	32-33	0.3410	0.5302
11-12	0.3744	0.1238	3-23	0.4512	0.3083	-	-	-

Tabela 18. Sistema 33 barras, dados de demanda de potência.

Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)
2	100	60	13	60	35	24	420	200
3	90	40	14	120	80	25	420	200
4	120	80	15	60	10	26	60	25

5	60	30	16	60	20	27	60	25
6	60	20	17	60	20	28	60	20
7	200	100	18	90	40	29	120	70
8	200	100	19	90	40	30	200	600
9	60	20	20	90	40	31	150	70
10	60	20	21	90	40	32	210	100
11	45	30	22	90	40	33	60	40
12	60	35	23	90	50	-	-	-

B. SISTEMA DE 69 BARRAS

Os dados do sistema teste de distribuição radial 69 barras (RUGTHACHAROENCHEEP *et al.*, 2009) são mostrados abaixo. O sistema de 69 barras tem uma tensão base de 12,66 kV, uma potência base de 100 MVA, uma carga total de 3,80 MW e 2,69 MVAR e o fator de potência da carga combinada é 0,82 atrasado.

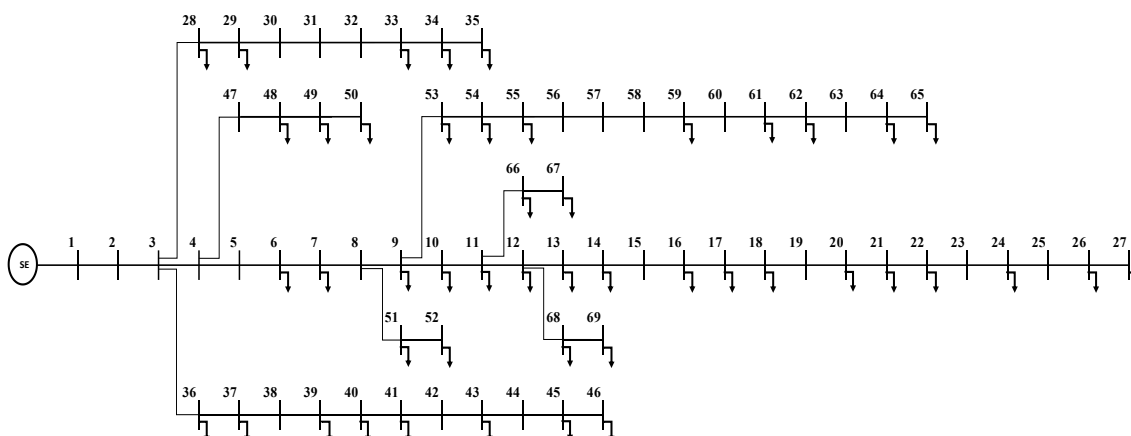


Figura 43. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 69 barras.

Tabela 19. Sistema 69 barras, dados das impedâncias das linhas.

Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)
1-2	0.0005	0.0012	24-25	0.7488	0.2475	47-48	0.0851	0.2083
2-3	0.0005	0.0012	25-26	0.3089	0.1021	48-49	0.2898	0.7091
3-4	0.0015	0.0036	26-27	0.1732	0.0572	49-50	0.0822	0.2011
4-5	0.0251	0.0294	3-28	0.0044	0.0108	8-51	0.0928	0.0473
5-6	0.3660	0.1864	28-29	0.0640	0.1565	51-52	0.3319	0.1114
6-7	0.3811	0.1941	29-30	0.3978	0.1315	9-53	0.1740	0.0886
7-8	0.0922	0.0470	30-31	0.0702	0.0232	53-54	0.2030	0.1034
8-9	0.0493	0.0251	31-32	0.3510	0.1160	54-55	0.2842	0.1447
9-10	0.8190	0.2707	32-33	0.8390	0.2816	55-56	0.2813	0.1433
10-11	0.1872	0.0619	33-34	1.7080	0.5646	56-57	1.5900	0.5337
11-12	0.7114	0.2351	34-35	1.4740	0.4873	57-58	0.7837	0.2630
12-13	1.0300	0.3400	3-36	0.0044	0.0108	58-59	0.3042	0.1006
13-14	1.0440	0.3450	36-37	0.0640	0.1565	59-60	0.3861	0.1172

14-15	1.0580	0.3496	37-38	0.1053	0.1230	60-61	0.5075	0.2585
15-16	0.1966	0.0650	38-39	0.0304	0.0355	61-62	0.0974	0.0496
16-17	0.3744	0.1238	39-40	0.0018	0.0021	62-63	0.1450	0.0738
17-18	0.0047	0.0016	40-41	0.7283	0.8523	63-64	0.7105	0.3619
18-19	0.3276	0.1083	41-42	0.3100	0.3623	64-65	1.0410	0.5302
19-20	0.2106	0.0690	42-43	0.0410	0.0478	11-66	0.2012	0.0611
20-21	0.3416	0.1129	43-44	0.0092	0.0116	66-67	0.0047	0.0014
21-22	0.0140	0.0046	44-45	0.1089	0.1373	12-68	0.7394	0.2444
22-23	0.1591	0.0526	45-46	0.0009	0.0012	68-69	0.0047	0.0016
23-24	0.3463	0.1145	4-47	0.0034	0.0084	-	-	-

Tabela 20. Sistema 69 barras, dados de demanda de potência.

Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)
6	2,60	2,20	26	14,00	10,00	49	384,70	274,50
7	40,40	30,00	27	14,00	10,00	50	384,70	274,50
8	75,00	54,00	28	26,00	18,60	51	40,50	28,30
9	30,00	22,00	29	26,00	18,60	52	3,60	2,70
10	28,00	19,00	33	26,00	10,00	53	4,35	3,50
11	145,00	104,00	34	19,50	14,00	54	26,40	19,00
12	145,00	104,00	35	6,00	4,00	55	24,00	17,20
13	8,00	5,00	36	26,00	18,55	59	100,00	72,00
14	8,00	5,50	37	26,00	18,55	61	1244,00	888,00
16	45,50	30,00	39	24,00	17,00	62	32,00	23,00
17	60,00	35,00	40	24,00	17,00	64	227,00	162,00
18	60,00	35,00	41	1,20	1,00	65	59,00	42,00
20	1,00	0,60	43	6,00	4,30	66	18,00	13,00
21	114,00	81,00	45	39,22	26,30	67	18,00	13,00
22	5,00	3,50	46	39,22	26,30	68	28,00	20,00
24	28,00	20,00	48	79,00	56,40	69	28,00	20,00

C. SISTEMA DE 34 BARRAS

Os dados do sistema teste de distribuição radial 34 barras (PRAKASH *et al.*, 2016) são mostrados abaixo. O sistema de 34 barras tem uma tensão base de 11 kV, uma potência base de 10 MVA, uma carga total de 4,636 MW e 2,873 MVAR. O sistema apresenta cargas não lineares nos nós 15, 25 e 33 (GUPTA, 2017).

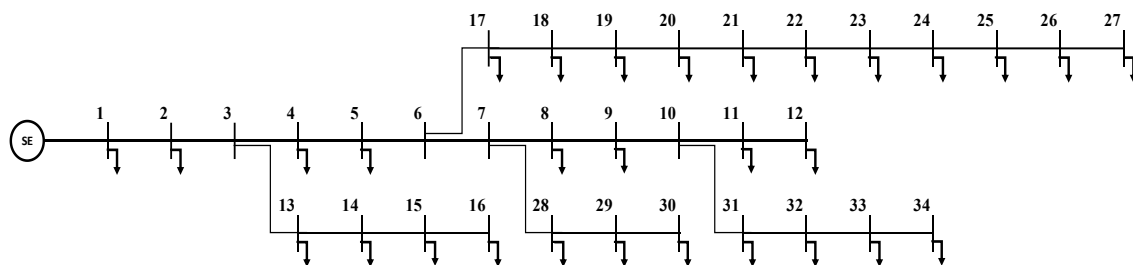


Figura 44. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 34 barras.

Tabela 21. Sistema 34 barras, dados das impedâncias das linhas.

Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)
1-2	0,1170	0,0480	3-13	0,1572	0,0270	23-24	0,3144	0,0540
2-3	0,1073	0,0440	13-14	0,2096	0,0360	24-25	0,2096	0,0360
3-4	0,1645	0,0457	14-15	0,1048	0,0180	25-26	0,1310	0,0225
4-5	0,1495	0,0415	15-16	0,0524	0,0090	26-27	0,1048	0,0180
5-6	0,1495	0,0415	6-17	0,1794	0,0498	7-28	0,1572	0,0270
6-7	0,3144	0,0540	17-18	0,1645	0,0457	28-29	0,1572	0,0270
7-8	0,2096	0,0360	18-19	0,2079	0,0473	29-30	0,1572	0,0270
8-9	0,3144	0,0540	19-20	0,1890	0,0430	10-31	0,1572	0,0270
9-10	0,2096	0,0360	20-21	0,1890	0,0430	31-32	0,2096	0,0360
10-11	0,1310	0,0225	21-22	0,2620	0,0450	32-33	0,1572	0,0270
11-12	0,1048	0,0180	22-23	0,2620	0,0450	33-34	0,1048	0,0180

Tabela 22. Sistema 34 barras, dados de demanda de potência.

Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)
2	230,0	142,5	13	72,00	45,00	24	230,0	142,5
3	0,0	0,0	14	72,00	45,00	25	230,0	142,5
4	230,0	142,5	15	72,00	45,00	26	230,0	142,5
5	230,0	142,5	16	13,5	7,5	27	137,00	85,00
6	0,0	0,0	17	230,0	142,5	28	75,00	48,00
7	0,0	0,0	18	230,0	142,5	29	75,00	48,00
8	230,0	142,5	19	230,0	142,5	30	75,00	48,00
9	230,0	142,5	20	230,0	142,5	31	57,00	34,5
10	0,0	0,0	21	230,0	142,5	32	57,00	34,5
11	230,0	142,5	22	230,0	142,5	33	57,00	34,5
12	137,00	84,00	23	230,0	142,5	34	57,00	34,5

Tabela 23. Sistema 34 barras, espectros de corrente harmônico das cargas.

Ordem harmônica	Cargas não lineares nos nós 15, 25 e 33					
	HVDC (6 pulsos)		TCR conectado em delta		Outros	
	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
5	19,41	-67,77	7,02	46,92	18,24	-55,68
7	13,09	11,90	2,50	-124,40	11,90	-84,11
11	7,58	-7,13	1,36	-29,87	5,73	-143,56
13	5,86	68,57	0,75	-23,75	4,01	-175,58
17	3,79	46,53	0,62	77,12	1,93	111,39

D. SISTEMA DE 15 BARRAS

Os dados do sistema teste de distribuição radial 15 barras (DAS *et al.*, 1995) são mostrados abaixo. O sistema de 15 barras tem uma tensão base de 11 kV, uma carga total de 1752 kVA e o fator de potência da carga é considerado como FP = 0.70.

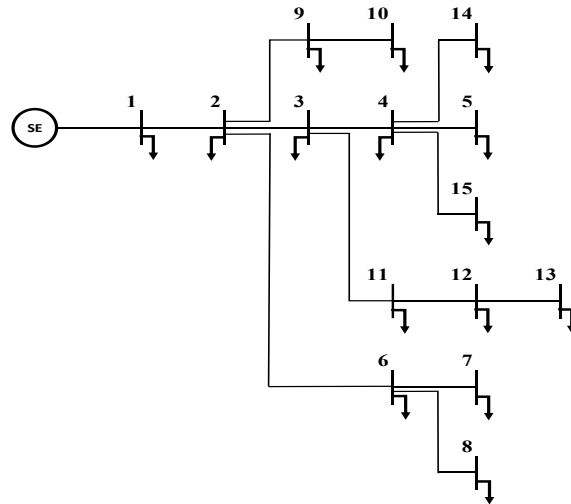


Figura 45. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 15 barras.

Tabela 24. Sistema 15 barras, dados das impedâncias das linhas.

Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)
1-2	1.3531	1.3235	6-7	1.0882	0.7340	11-12	2.4485	1.6515
2-3	1.1702	1.1446	6-8	1.2514	0.8441	12-13	2.0132	1.3579
3-4	0.8411	0.8227	2-9	2.0132	1.3579	4-14	2.2308	1.5047
4-5	1.5235	1.0276	9-10	1.6867	1.1377	4-15	1.1970	0.8074
2-6	2.5573	1.7249	3-11	1.7955	1.2111	-	-	-

Tabela 25. Sistema 15 barras, dados de demanda de potência.

Número do Nó	Sd (kVA)	Cos θ	Número do Nó	Sd (kVA)	Cos θ	Número do Nó	Sd (kVA)	Cos θ
1	0	0,7	6	200	0,7	11	200	0,7
2	63	0,7	7	200	0,7	12	100	0,7
3	100	0,7	8	100	0,7	13	63	0,7
4	200	0,7	9	100	0,7	14	100	0,7
5	63	0,7	10	63	0,7	15	200	0,7

Tabela 26. Sistema 15 barras, espectros de Corrente Harmônico das cargas.

Nó	Ordem harmônica	I^h / I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
2	3	15,00	0
5	3	15,00	0
8	3	17,00	0
10	3	15,00	0
12	3	17,00	0
14	3	17,00	0
15	3	20,00	0

E. SISTEMA DE 11 BARRAS

Os dados do sistema teste de distribuição radial 11 barras (LEE *et al.*, 2006) são mostrados abaixo. O sistema de 11 barras tem uma tensão base de 11,4 kV, uma potência base de 10 MVA e foi considerada a curva de demanda de potência pesada do sistema de 6,50 MW e 4,48 MVAR, portanto um fator de potência da carga combinada de 0,82.

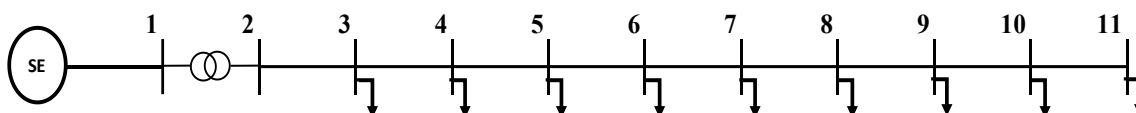


Figura 46. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 11 barras.

Tabela 27. Sistema 11 barras, dados das impedâncias das linhas.

Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)
2-3	0,0932	0,2121	5-6	0,0523	0,4612	8-9	0,0554	0,3832
3-4	0,0106	0,1575	6-7	0,0531	0,2063	9-10	0,0491	0,4612
4-5	0,0643	0,4112	7-8	0,0845	0,4963	10-11	0,0554	0,4353

Tabela 28. Sistema 11 barras, dados de demanda de potência.

Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)
1	0,0	0,0	5	534,0	400,5	9	972,0	857,2
2	0,0	0,0	6	534,0	544,8	10	408,0	416,2
3	427,0	140,0	7	1048,0	786,0	11	1487,0	921,6
4	684,0	224,8	8	406,0	196,6	-	-	-

Tabela 29. Sistema 11 barras, espectros de corrente harmônico das cargas.

Ordem harmônica	I^h / I_1 [%]								
	Nó 3	Nó 4	Nó 5	Nó 6	Nó 7	Nó 8	Nó 9	Nó 10	Nó 11
2	1.80	2.14	1.61	1.33	1.46	2.18	1.25	1.88	1.87
4	1.50	1.39	1.02	0.82	0.94	1.42	0.80	1.22	1.17
5	3.11	3.16	3.50	3.40	1.44	2.96	4.36	3.61	4.01
7	2.19	2.23	2.46	2.38	2.90	2.08	3.08	2.55	2.84
8	0.64	0.61	0.52	0.48	0.48	0.63	0.43	0.56	0.53
10	0.62	0.53	0.34	0.21	0.32	0.56	0.25	0.47	0.46
11	1.15	1.15	1.28	1.19	1.60	1.05	1.72	1.37	1.59
13	1.04	1.04	1.09	0.98	1.36	0.95	1.44	1.20	1.38
14	0.39	0.34	0.17	0.06	0.16	0.34	0.11	0.28	0.27
16	0.26	0.24	0.18	0.15	0.16	0.24	0.14	0.21	0.20
17	0.82	0.82	0.87	0.80	1.08	0.75	1.14	0.95	1.09
19	0.81	0.79	0.80	0.71	0.98	0.72	1.03	0.89	1.01
20	0.41	0.36	0.20	0.10	0.19	0.36	0.13	0.30	0.29
22	0.43	0.39	0.26	0.18	0.24	0.39	0.19	0.33	0.32
23	0.35	0.39	0.55	0.57	0.70	0.34	0.78	0.53	0.62
25	0.48	0.50	0.60	0.60	0.72	0.46	0.77	0.60	0.68

Tabela 30. Sistema 11 barras, espectros de corrente harmônico do gerador distribuído.

Ordem harmônica	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	Ordem harmônica	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
2	0.5184	0	14	0.0720	0
3	0.5904	0	15	0.0558	0
4	0.1908	0	16	0.0558	0
5	0.6912	0	17	0.0972	0
6	0.0954	0	18	0.0594	0
7	2.0538	0	19	0.0846	0
8	0.5886	0	20	0.0396	0
9	0.0774	0	21	0.0720	0
10	0.1026	0	22	0.0504	0
11	0.1944	0	23	0.0648	0
12	0.0378	0	24	0.0378	0
13	0.1314	0	25	0.0324	0

F. SISTEMA DE 31 BARRAS

Os dados do sistema teste de distribuição radial 31 barras (CIVANLAR, 1985) são mostrados abaixo. O sistema 31 barras tem uma tensão base de 23 kV, uma potência base de 30 MVA, uma carga normal total de 15,72 MW e 5,66 MVAR. Para este sistema será considerado um modelo estatístico das cargas totais em cada nó com 3 níveis de carga: leve, normal e pico. O modelo está em função de fatores de demanda para cada nível de carga considerando 8760 horas num ano. As cargas não lineares estão alocadas nos nós 6, 8, 12, 17, 21, 25 e 30.

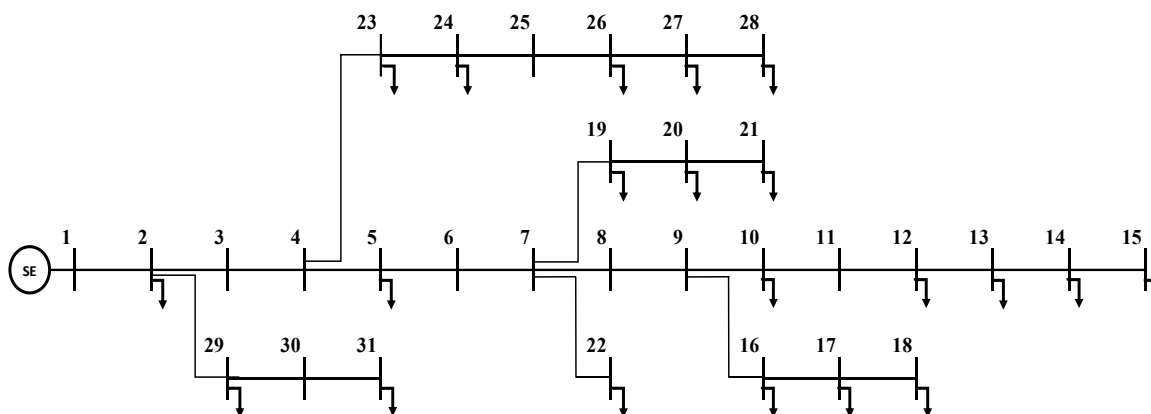


Figura 47. Diagrama unifilar do sistema teste de distribuição radial 31 barras.

Tabela 31. Níveis de carga considerados do sistema 31 barras.

	Carga Pico	Carga normal	Carga leve
Fator de Demanda	1.35	1.00	0.65
Horas em um ano	1000	6760	1000

Tabela 32. Sistema 31 barras, dados das impedâncias das linhas.

Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)
1-2	0.1960	0.6550	11-12	1.3738	0.7739	3-22	0.8639	0.7512
2-3	0.2788	0.0148	12-13	1.3738	0.7739	22-23	0.4438	0.4391
3-4	0.4438	0.4391	13-14	1.3738	0.7739	23-24	0.4438	0.4391
4-5	0.8639	0.7512	8-15	1.3738	0.7739	24-25	0.8639	0.7512
5-6	0.8639	0.7512	15-16	0.8639	0.7512	25-26	0.8639	0.7512
6-7	1.3738	0.7739	16-17	1.3738	0.7739	26-27	0.8639	0.7512
7-8	1.3738	0.7739	6-18	1.3738	0.7739	1-28	1.3738	0.7739
8-9	1.3738	0.7739	18-19	0.8639	0.7512	28-29	0.2788	0.0148
9-10	1.3738	0.7739	19-20	0.8639	0.7512	29-30	0.2788	0.0148
10-11	1.3738	0.7739	6-21	1.3738	0.7739	30-31	1.3738	0.7739

Tabela 33. Sistema 31 barras, dados dos capacitores.

Número do Nó	2	4	6	8	10	12	24
Capacidade (kVAr)	300	300	300	300	300	300	300

Tabela 34. Sistema 31 barras, dados de demanda de potência das cargas lineares.

Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Número do Nó	Pd (kW)	Qd (kVAr)
2	0	0	12	336	112	22	207	69
3	522	174	13	657	219	23	522	174
4	0	0	14	783	261	24	1917	639
5	936	312	15	729	243	25	0	0
6	0	0	16	477	159	26	1116	372
7	0	0	17	549	183	27	549	183
8	0	0	18	477	159	28	792	264
9	0	0	19	432	144	29	882	294
10	189	63	20	672	224	30	0	0
11	0	0	21	495	165	31	882	294

Tabela 35. Sistema 31 barras, dados de demanda de potência das cargas não lineares.

Número do Nó	Tipo de carga não linear	Pd (kW)	Qd (kVAr)
6	ASD tipo 2	250	105
8	ASD tipo 1	236	131
12	Ponte de 6 pulsos tipo 1	247	90
17	ASD tipo 2	200	62
21	Ponte de 6 pulsos tipo 3	210	190
25	Ponte de 6 pulsos VFD	240	199
30	Ponte de 6 pulsos tipo 2	220	182

Tabela 36. Sistema 31 barras, espectros de Corrente Harmônico das cargas não lineares.

Ordem harmônica	Ponte de 6 pulsos tipo 1		Ponte de 6 pulsos tipo 2		PWM ASD tipo 1	
	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
1	100,0	0	100,0	0	100,0	0
5	20,0	0	19,1	0	2,0	0
7	14,3	0	13,1	0	1,2	0
11	9,1	0	7,2	0	5,5	0
13	7,7	0	5,6	0	3,7	0
17	5,9	0	3,3	0	0,2	0
19	5,3	0	2,4	0	0	0
23	4,3	0	1,2	0	0,2	0
25	4,0	0	0,8	0	0,4	0
29	3,4	0	0,2	0	0	0
31	3,2	0	0,2	0	0	0
Ordem harmônica	Ponte de 6 pulsos tipo 3		PWM ASD tipo 2		Ponte de 6 pulsos VFD	
	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
1	100,0	0	100,0	0	100,0	0
5	42,0	0	82,8	-135	23,52	111
7	14,3	0	77,5	69	6,08	109
11	7,9	0	46,3	-62	4,57	-158
13	3,2	0	41,2	139	4,2	-178
17	3,7	0	14,2	9	1,8	-94
19	2,3	0	9,7	-155	1,37	-92
23	2,3	0	1,5	-157	0,75	-70
25	1,4	0	2,5	98	0,56	-70
29	0	0	0	0	0,49	-20
31	0	0	0	0	0,54	7

Tabela 37. Sistema 31 barras, espectro de corrente harmônico da GD com o conversor 1.

Ordem harmônica	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	Ordem harmônica	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
2	0.5184	0	14	0.0720	0
3	0.5904	0	15	0.0558	0
4	0.1908	0	16	0.0558	0
5	0.6912	0	17	0.0972	0
6	0.0954	0	18	0.0594	0
7	2.0538	0	19	0.0846	0
8	0.5886	0	20	0.0396	0
9	0.0774	0	21	0.0720	0
10	0.1026	0	22	0.0504	0
11	0.1944	0	23	0.0648	0
12	0.0378	0	24	0.0378	0
13	0.1314	0	25	0.0324	0

Tabela 38. Sistema 31 barras, espectro de Corrente Harmônica da GD com o conversor 2.

Ordem harmônica	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	Ordem harmônica	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
2	0.8640	0	14	0.1200	0
3	0.9840	0	15	0.0930	0
4	0.3180	0	16	0.0930	0
5	1.1520	0	17	0.1620	0
6	0.1590	0	18	0.0990	0
7	3.4230	0	19	0.1410	0
8	0.9810	0	20	0.0660	0
9	0.1290	0	21	0.1200	0
10	0.1710	0	22	0.0840	0
11	0.3240	0	23	0.1080	0
12	0.0630	0	24	0.0630	0
13	0.2190	0	25	0.0540	0

G. SISTEMA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO DE 33 BARRAS

Os dados do sistema teste trifásico desequilibrado de distribuição radial 33 barras (MELO et al., 2018) são mostrados abaixo. O sistema de 33 barras tem uma tensão base de 12,66 kV, uma potência base de 10 MVA, uma carga total na fase A de 3,71 MW e 2,30 MVAR, uma carga total na fase B de 3,43 MW e 2,06 MVAR, uma carga total na fase C de 3,97 MW e 2,58 MVAR, as cargas não lineares estão alocadas nos nós 11, 17, 22 e 28.

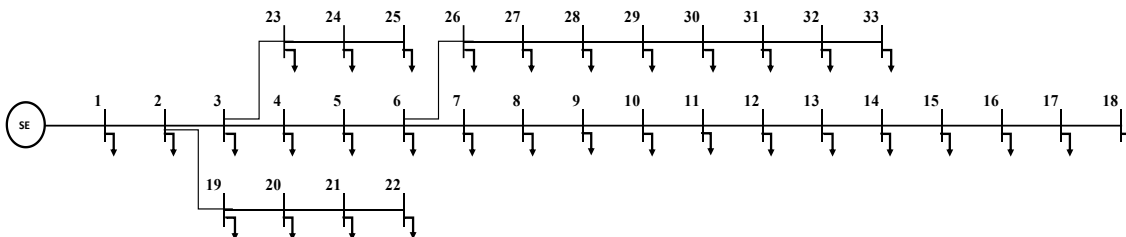


Figura 48. Diagrama unifilar do sistema teste trifásico desequilibrado de distribuição radial 33 barras.

Tabela 39. Sistema trifásico 33 barras, dados das impedâncias das linhas.

Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)
1-2	0,0922	0,0470	12-13	1,4680	1,1550	23-24	0,8980	0,7091
2-3	0,4930	0,2511	13-14	0,5416	0,7129	24-25	0,8960	0,7011
3-4	0,3660	0,1864	14-15	0,5910	0,5260	6-26	0,2030	0,1034
4-5	0,3811	0,1941	15-16	0,7463	0,5450	26-27	0,2842	0,1447
5-6	0,8190	0,7070	16-17	1,2890	1,7210	27-28	1,0590	0,9337
6-7	0,1872	0,6188	17-18	0,7320	0,5740	28-29	0,8042	0,7006
7-8	1,7114	1,2351	2-19	0,1640	0,1565	29-30	0,5075	0,2585
8-9	1,0300	0,7400	19-20	1,5042	1,3554	30-31	0,9744	0,9630
9-10	1,0440	0,7400	20-21	0,4095	0,4784	31-32	0,3105	0,3619
10-11	0,1966	0,0650	21-22	0,7089	0,9373	32-33	0,3410	0,5302
11-12	0,3744	0,1238	3-23	0,4512	0,3083	-	-	-

Tabela 40. Sistema trifásico 33 barras, dados das impedâncias mútuas entre as fases.

Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)	Linha	R (Ω)	X (Ω)
1-2	0,0115	0,0059	12-13	0,1835	0,1444	23-24	0,1123	0,0886
2-3	0,0616	0,0314	13-14	0,0677	0,0891	24-25	0,1120	0,0876
3-4	0,0458	0,0233	14-15	0,0739	0,0658	6-26	0,0254	0,0129
4-5	0,0476	0,0243	15-16	0,0933	0,0681	26-27	0,0355	0,0181
5-6	0,1024	0,0884	16-17	0,1624	0,2151	27-28	0,1324	0,1167
6-7	0,0234	0,0774	17-18	0,0915	0,0718	28-29	0,1005	0,0876
7-8	0,0889	0,0294	2-19	0,0205	0,0196	29-30	0,0634	0,0323
8-9	0,1288	0,0925	19-20	0,1880	0,01694	30-31	0,1218	0,1204
9-10	0,1305	0,0925	20-21	0,0512	0,0598	31-32	0,0388	0,0452
10-11	0,0246	0,0081	21-22	0,0886	0,1172	32-33	0,0426	0,0663
11-12	0,0468	0,0155	3-23	0,0564	0,0385	-	-	-

Tabela 41. Sistema trifásico 33 barras, dados de demanda de potência.

Número do Nó	Fase A		Fase B		Fase C	
	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Pd (kW)	Qd (kVAr)
2	100	60	90	50	110	65
3	90	40	80	30	100	50
4	120	80	110	70	130	90
5	60	30	50	25	70	40
6	60	20	50	15	70	30
7	200	100	190	90	210	110
8	200	100	190	90	210	110
9	60	20	50	15	65	30
10	60	20	50	15	62	30
11	45	30	40	25	47	40
12	60	35	50	30	70	40
13	60	35	50	30	67	40
14	120	80	110	70	130	90
15	60	10	50	9	65	15
16	60	20	50	15	62	30
17	60	20	50	15	67	30
18	90	40	85	30	100	50
19	90	40	85	30	100	50
20	90	40	85	30	100	50
21	90	40	85	30	100	50
22	90	40	85	30	100	50
23	90	50	85	42	100	60
24	420	200	410	190	430	210
25	420	200	410	190	430	210
26	60	25	50	22,5	65	30
27	60	25	50	22,5	64	30
28	60	20	50	15	62	30
29	120	70	110	65	128	80
30	200	600	190	590	210	610
31	150	70	140	65	160	75
32	210	100	200	90	220	110
33	60	40	50	30	70	50

Tabela 42. Sistema trifásico 33 barras, espectros de corrente harmônico da carga não linear na barra 11.

Ordem harmônica	Fase A		Fase B		Fase C	
	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
1	100	0	100	0	100	0
3	35,87	-7,09	18,96	-19,75	35,23	-51,86
5	33,20	-10,70	14,01	93,38	21,25	-70,77
7	28,81	-14,42	10,18	-149,12	13,92	76,16
9	2,10	-14,42	1,18	-149,12	3,42	76,16

Tabela 43. Sistema trifásico 33 barras, espectros de corrente harmônico da carga não linear na barra 17.

Ordem harmônica	Fase A		Fase B		Fase C	
	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
1	100	0	100	0	100	0
3	22,76	-5,29	12,09	-25,50	22,48	-50,74
5	21,03	-8,22	8,93	87,86	13,53	-169,44
7	18,41	-11,02	6,45	-152,82	8,93	77,86
11	2,81	-14,42	1,18	-149,12	3,92	76,16

Tabela 44. Sistema trifásico 33 barras, espectros de corrente harmônico da carga não linear na barra 22.

Ordem harmônica	Fase A		Fase B		Fase C	
	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
1	100	0	100	0	100	0
3	47,82	-4,19	25,71	-19,74	55,36	-45,93
5	44,72	-6,38	20,33	93,38	34,29	-166,65
7	39,78	-8,70	15,33	-149,12	22,85	79,37
9	2,10	-14,42	1,18	-148,02	3,52	75,11

Tabela 45. Sistema trifásico 33 barras, espectros de corrente harmônico da carga não linear na barra 28.

Ordem harmônica	Fase A		Fase B		Fase C	
	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]	I^h/I_1 [%]	$\theta^h - h\theta^1$ [graus]
1	100	0	100	0	100	0
3	35,87	-7,09	18,96	-19,74	35,23	-51,86
5	33,20	-10,70	14,01	93,38	21,25	-170,77
7	28,81	-14,42	10,18	-149,12	13,92	76,16
15	2,81	-14,42	1,18	-149,12	3,92	76,16