



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Considerando Distorção Harmônica

Helvécio Caldeira Junior

João Monlevade, MG
2017

Helvécio Caldeira Junior

**Alocação de Capacitores em Redes de
Distribuição Considerando Distorção Harmônica**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso

**João Monlevade
2017**

Agradecimentos

Agradeço à minha família, em especial aos meus pais, por tornarem tudo possível.

Agradeço aos meus bons amigos.

Agradeço a todos os meus professores.

Agradeço ao Clube Atlético Mineiro.

E por fim agradeço ao excelentíssimo senhor Raul Seixas!

"Existe uma teoria que diz que, se um dia alguém descobrir exatamente para que serve o Universo e por que ele está aqui, ele desaparecerá instantaneamente e será substituído por algo ainda mais estranho e inexplicável. Existe uma segunda teoria que diz que isso já aconteceu."

– O Guia do Mochileiro das Galáxias

C146a Caldeira Junior, Helvécio.
Alocação de capacitores em redes de distribuição considerando distorção harmônica [manuscrito] / Helvécio Caldeira Junior. - 2018.

117f.:

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Engenharia elétrica. 2. Algoritmos. 3. Energia elétrica - Distribuição. I. Manso, Juan Carlos Galvis. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.311



ANEXO IV - ATA DE DEFESA

Aos 19 dias do mês de fevereiro de 2018, às 10 horas, no bloco C deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo (a) formando (a) Helvécio Caldeira Junior, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: CARLOS HENRIQUE NOGUEIRA DE RESENDE BARBOSA,
Vitor Costa da Silva Campos, Juan Carlos Galois Mamea

O (a) candidato (a) apresentou a monografia intitulada: Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Considerando Distorção Harmônica. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO do(a) candidato(a), com a nota média 9,4, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
CARLOS HENRIQUE NOGUEIRA DE RESENDE BARBOSA	9,3
Vitor Costa da Silva Campos	9,4
Juan Carlos Galois Mamea	9,5
Média	9,4

João Monlevade, 19 de fevereiro de 2018.

Juan Carlos Galois M.

Professor(a) Orientador(a)

Helvécio Caldeira Junior

Aluno (a)

Vitor Costa da Silva Campos

Professor(a) Convidado(a)

[Assinatura]

Professor(a) Convidado(a)



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica



ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado **"Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Considerando Distorção Harmônica"** é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 23 de fevereiro de 2018

Helvécio Caldeira Junior

Resumo

O objetivo principal deste trabalho é a aplicação de técnicas de otimização ao problema de alocação de capacitores em redes de distribuição com distorção harmônica. Para atingir tal objetivo foram abordados os conceitos sobre os sinais harmônicos (representações matemáticas, índices de distorção, fontes de harmônicos). Os algoritmos de otimização utilizados fazem uso do fluxo de potência fundamental e harmônico. O *software* OpenDSS é utilizado para a execução do fluxo de potência, fundamental e harmônico, e assim, apresenta-se uma revisão do método utilizado pelo *software*. São utilizados dois algoritmos de otimização: o algoritmo genético (otimização mono-objetivo) e uma versão modificada do algoritmo genético para incluir uma segunda função objetivo ao problema (otimização multi-objetivo). Testes foram realizados em três sistemas da literatura, um de 9, um de 15 e um de 69 barras.

Palavras-chave: Distorção harmônica, Fluxo de Potência Fundamental, Fluxo de Potência Harmônico, Algoritmo Genético, Algoritmo Genético Multi-objetivo.

Abstract

The main objective of this work is the application of optimization techniques to the problem of capacitor allocation in distribution networks with harmonic distortion. In order to reach this objective, the concepts about harmonic signals (mathematical representations, distortion indices, harmonic sources) were approached. The optimization algorithms used make use of fundamental and harmonic power flow. The OpenDSS software is used to perform the fundamental and harmonic power flow and thus a review of the method used by software is presented. Two optimization algorithms are used: the genetic algorithm (mono-objective optimization) and a modified version of the genetic algorithm to include a second objective function to the problem (multi-objective optimization). Tests were performed in three systems of the literature, one of 9, one of 15 and one of 69 buses.

Keywords: Harmonic distortion, Fundamental Power Flow, Harmonic Power Flow, Genetic Algorithm, Multi-objective Genetic Algorithm.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência.	1
Figura 2 – Exemplo de um sinal periódico.	12
Figura 3 – Aplicação da Série de Fourier ao sinal da Figura 2.	13
Figura 4 – Sentido do fluxo de potência.	16
Figura 5 – Gerador trifásico simétrico e equilibrado.	20
Figura 6 – Modelo π equivalente de uma linha trifásica com 3 condutores.	21
Figura 7 – Transformador trifásico conectado em Δ/Y	23
Figura 8 – Banco de capacitores conectado em Y, em paralelo com uma rede genérica.	25
Figura 9 – Carga linear conectada em Δ	26
Figura 10 – Modelo de carga com corrente de compensação.	28
Figura 11 – Modelo das cargas não lineares por fontes de correntes harmônicas.	30
Figura 12 – Conversor trifásico não controlado do tipo ponte de Graetz com carga RL.	32
Figura 13 – Formas de onda das correntes da fase A e do lado de corrente contínua do retificador de ponte de Graetz ideal.	33
Figura 14 – Representação do sistema no método de fluxo de potência do OpenDSS.	37
Figura 15 – Fluxograma do Método de Fluxo de Potência Fundamental.	38
Figura 16 – Fluxograma da penetração harmônica.	40
Figura 17 – Curva de duração de carga discretizada.	41
Figura 18 – População do algoritmo genético.	43
Figura 19 – Implementação da seleção usando a roleta.	45
Figura 20 – Cruzamento entre dois indivíduos.	46
Figura 21 – Exemplo do processo de mutação.	47
Figura 22 – Fluxograma do algoritmo genético.	48
Figura 23 – Diferentes distribuições da fronteira de Pareto.	49
Figura 24 – Exemplificação do método de ranqueamento utilizado no MOGA.	51
Figura 25 – fluxograma do algoritmo MOGA.	54
Figura 26 – Sistema de 3 barras.	55
Figura 27 – Tensões da fase A nas barras do sistema de teste.	56
Figura 28 – Amplitude das tensões harmônicas nas barras 01 e 02	56
Figura 29 – Diagrama unifilar do sistema de 18 barras.	57
Figura 30 – Tensão nas barra 7 e 24 do sistema de 18 barras.	58
Figura 31 – Amplitude das tensões harmônicas na barra 7 do sistema de 18 barras.	58
Figura 32 – DHT_v nas barras do sistema.	59
Figura 33 – Evolução da melhor solução obtida pelo AG a cada geração.	62
Figura 34 – Evolução da melhor solução obtida pelo AG a cada geração para o sistema de 69 barras.	63

Figura 35 – Indivíduos resultantes dos Casos 1 e 2 para o sistema de 9 barras. . . .	65
Figura 36 – Comparação da forma de onda da tensão na barra 2 do sistema de 9 barras para os três casos simulados.	65
Figura 37 – Comparação da forma de onda da tensão na barra 611 do sistema de 15 barras para os três casos simulados.	67
Figura 38 – Comparação da evolução do melhor resultado do AG para os dois casos.	67
Figura 39 – Comparação da forma de onda da tensão na barra 54 do sistema de 69 barras para os três casos simulados.	68
Figura 40 – Comparação da evolução do melhor resultado do AG para os dois casos do sistema de 69 barras.	69
Figura 41 – Evolução das funções objetivo para o sistema de 9 barras.	69
Figura 42 – Evolução da fronteira de Pareto para o sistema de 9 barras.	70
Figura 43 – Evolução das funções objetivo para o sistema de 15 barras.	71
Figura 44 – Evolução da fronteira de Pareto para o sistema de 15 barras.	71
Figura 45 – Evolução das funções objetivo para o sistema de 69 barras.	72
Figura 46 – Evolução da fronteira de Pareto para o sistema de 69 barras.	73
Figura 47 – Diagrama unifilar do sistema de 3 barras.	80
Figura 48 – Sistema de 18 barras.	88
Figura 49 – Sistema de 9 barras.	91
Figura 50 – Diagrama unifilar do sistema de 69 barras.	93
Figura 51 – Diagrama trifilar do sistema de 13 barras.	97

Lista de tabelas

Tabela 1 – Valores de referência para a Distorção Harmônica Total de Tensão.	3
Tabela 2 – Distorção Harmônica Individual de Tensão - DHI_v (%).	4
Tabela 3 – Limites de distorções de corrente para cargas não-lineares conectadas no PCC a uma tensão de 120 V a 69 kV.	4
Tabela 4 – Revisão bibliográfica.	9
Tabela 5 – Submatrizes das conexões dos transformadores trifásicos.	24
Tabela 6 – Injeções de correntes harmônicas do retificador em ponte de Graetz ideal.	33
Tabela 7 – Variáveis do fluxo de potência fundamental.	34
Tabela 8 – Variáveis do fluxo de potência harmônico.	35
Tabela 9 – Exemplificação do método da roleta.	45
Tabela 10 – Configurações escolhidas.	46
Tabela 11 – Comparação da Distorção Harmônica Total de tensão.	56
Tabela 12 – Níveis de carga do sistema de 9 barras no período de 1 ano.	60
Tabela 13 – Melhores resultados obtidos pelo AG para o sistema de 9 barras.	61
Tabela 14 – Níveis de carga do sistema de 69 barras no período de 1 ano.	61
Tabela 15 – Melhores resultados obtidos pelo AG para o sistema de 69 barras.	63
Tabela 16 – Comparação dos resultados dos 3 casos do sistema de 9 barras.	64
Tabela 17 – Comparação dos resultados dos 3 casos do sistema de 15 barras.	66
Tabela 18 – Comparação dos resultados dos 3 casos do sistema de 69 barras.	68
Tabela 19 – Algumas soluções não-dominadas obtidas para o sistema de 9 barras.	70
Tabela 20 – Algumas soluções não-dominadas obtidas para o sistema de 15 barras.	72
Tabela 21 – Algumas soluções não-dominadas obtidas para o sistema de 69 barras.	73
Tabela 22 – Dados dos trechos do sistema de 3 barras.	81
Tabela 23 – Dados das barras do sistema de 3 barras.	81
Tabela 24 – Injeções de correntes harmônicas da carga CNL.	81
Tabela 25 – Injeções de correntes harmônicas da carga CNL (continuação).	81
Tabela 26 – Dados das linhas do sistema de 18 barras.	89
Tabela 27 – Dados das cargas do sistema de 18 barras.	90
Tabela 28 – Dados das linhas do sistema de 9 barras.	91
Tabela 29 – Dados das cargas do sistema de 9 barras.	92
Tabela 30 – Dados das linhas do sistema de 69 barras.	94
Tabela 31 – Dados das linhas do sistema de 69 barras (continuação).	95
Tabela 32 – Dados das cargas do sistema de 69 barras.	96
Tabela 33 – Dados dos transformadores do sistema de 15 barras.	98
Tabela 34 – Dados das linhas do sistema de 15 barras.	98
Tabela 35 – Dados dos capacitores do sistema de 15 barras.	99

Tabela 36 – Dados das cargas do sistema de 15 barras.	99
Tabela 37 – Injeções de correntes harmônicas das cargas não lineares do sistema de 15 barras.	99

Lista de abreviaturas e siglas

SEP	Sistema Elétrico de Potência
SD	Sistema de Distribuição
CNL	Carga não-linear
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
DHT	Distorção Harmônica Total
PCC	Ponto de conexão comum
DHI	Distorção Harmônica Individual
MOGA	<i>Multiple Objective Genetic Algorithm</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
FPH	Fluxo de Potência Harmônico
FPF	Fluxo de Potência Fundamental
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
AG	Algoritmo Genético

Lista de símbolos

f	Frequência (Hertz)
h	Ordem harmônica
T	Período de oscilação (segundos)
$x(t)$	Função matemática
ω	Frequência angular (rad/s)
V_{rms}	Valor RMS de um sinal de tensão elétrica (Volts)
V_{cc}	Valor médio de um sinal de tensão elétrica (Volts)
I_{rms}	Valor RMS de um sinal de corrente elétrica (Ampères)
I_{cc}	Valor médio de um sinal de corrente elétrica (Ampères)
P	Potência ativa (Watts)
Q	Potência reativa (Volt-Ampère Reativo)
S	Potência aparente (Volt-Ampère)
W	Unidade de potência ativa (Watt)
VAR	Unidade de potência reativa (Volt-Ampère reativo)
VA	Unidade de potência aparente (Volt-Ampère)
FP	Fator de potência
Y	Admitância de um elemento qualquer
Z	Impedâncias de um elemento qualquer
R	Resistância elétrica (Ω)
X	Reatância elétrica, (Ω)
L	Indutância, em Henry(s)
C	Capacitância, em Farad(s)
α	Relação de transformação de um transformador
Δ	Tipo de conexão trifásica

ϕ	Angulo de fator de potência
V_{DC}	Valor médio da tensão de saída de um retificador em ponte de Graetz, em Volts
θ	Angulo de fase de tensão e/ou corrente
\bar{x}	Vetor qualquer
\bar{y}	Vetor qualquer
ϵ	Tolerância para convergência de algoritmos
nt	Número de intervalos de uma curva de duração de carga
K_e	Custo de perdas de energia - \$/kWh
K_c	Custo do kVAr instalado - \$/kVAr
nc	Quantidade total de capacitores instalados em um sistema elétrico; contador de nichos
h_{max}	Ordem harmônica máxima considerada
Ω	Unidade de resistência elétrica (Ohms); conjunto numérico
F	Função objetivo de um algoritmo de otimização
ρ_m	Taxa de mutação do algoritmo genético
N_{obj}	Quantidade de objetivos em um algoritmo de otimização multi-objetivo
dz	Distância euclidiana entre duas soluções de um algoritmo de otimização multi-objetivo
σ	Distância máxima entre duas soluções de um algoritmo de otimização multi-objetivo para formar um nicho

Sumário

	Sumário	13
1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivações e Justificativa	2
1.2	Revisão Bibliográfica	5
1.3	Objetivos	10
1.3.1	Objetivos Específicos	10
2	CONCEITOS BÁSICOS SOBRE SINAIS HARMÔNICOS	11
2.1	Fontes de Harmônicos no Sistema Elétrico	11
2.2	Representação de Sinais em Série de Fourier	12
2.3	Valor Médio	13
2.4	Valor RMS	13
2.5	Índices de Distorção Harmônica	14
2.6	Definições de Potência	15
2.6.1	Sentido do Fluxo de Potência	15
2.6.2	Cálculo da Potência em Regime Senoidal	15
2.6.3	Cálculo da Potência em Regime Não Senoidal	17
3	MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	18
3.1	Representação de Sistemas Elétricos	18
3.2	Gerador	19
3.3	Linhas de Distribuição	21
3.4	Transformadores	22
3.5	Capacitores	24
3.6	Cargas	26
3.6.1	Cargas Lineares	26
3.6.1.1	Modelagem das Cargas Lineares em Frequência Fundamental	26
3.6.1.2	Modelagem das Cargas Lineares em Frequências Harmônicas	29
3.6.2	Cargas Não-Lineares	30
3.6.2.1	Modelagem das Cargas Não-Lineares por Fontes de Correntes Harmônicas	30
3.6.2.2	Modelagem Matemática de um Retificador em Ponte de Graetz Pelo Modelo de Injeção de Correntes Constantes	31
4	METODOLOGIA	34
4.1	Método de Fluxo de Potência Empregado pelo OpenDSS	34

4.1.1	O Algoritmo de Ponto Fixo Iterativo	35
4.1.2	Método de Fluxo de Potência Fundamental	36
4.1.2.1	Fluxograma do Método de Fluxo de Potência Fundamental	38
4.1.3	Método de Fluxo de Potência Harmônico	38
4.2	Algoritmo Genético para Alocação Ótima de Capacitores	40
4.2.1	Formulação do Problema	40
4.2.2	Algoritmo Genético	42
4.2.2.1	Geração da População Inicial	43
4.2.2.2	Avaliação	43
4.2.2.3	Seleção	44
4.2.2.4	Cruzamento	45
4.2.2.5	Mutação	46
4.2.2.6	Fluxograma do Algoritmo Genético	47
4.3	Otimização Multi-Objetivo	47
4.3.1	Conceito de Dominância e Diagrama de Pareto	48
4.3.2	Algoritmo Genético Multi-Objetivo	50
4.3.3	Formulação do Problema para Otimização Multi-Objetivo	50
4.3.4	Algoritmo MOGA	51
4.3.5	Fluxograma do MOGA	53
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	55
5.1	Resultados do Fluxo de Potência Harmônico	55
5.1.1	Sistema Trifásico de 3 Barras	55
5.1.2	Sistema Trifásico de 18 Barras	57
5.2	Resultados do Algoritmo Genético	59
5.2.1	Resultados Sem a Consideração dos Harmônicos	59
5.2.1.1	Resultados Para o Sistema de 9 Barras	60
5.2.1.2	Resultados Para o Sistema de 69 Barras	61
5.2.2	Resultados Considerando a Presença dos Harmônicos	63
5.2.2.1	Resultados Para o Sistema de 9 Barras	64
5.2.2.2	Resultados Para o Sistema de 15 Barras	64
5.2.2.3	Resultados Para o Sistema de 69 Barras	66
5.3	Resultados do MOGA	68
5.3.1	Resultados do Sistema de 9 Barras	69
5.3.2	Resultados do Sistema de 15 Barras	71
5.3.3	Resultados do Sistema de 69 Barras	72
6	CONCLUSÕES	74
6.1	Propostas Para Trabalhos Futuros	74

REFERÊNCIAS	75
ANEXOS	79
ANEXO A – SISTEMA DE 3 BARRAS	80
ANEXO B – SISTEMA DE 18 BARRAS	88
ANEXO C – SISTEMA DE 9 BARRAS	91
ANEXO D – SISTEMA DE 69 BARRAS	93
ANEXO E – SISTEMA DE 15 BARRAS	97

1 Introdução

O uso da energia elétrica proporcionou diversas melhorias na forma de viver da humanidade no mundo moderno. A eletricidade passou a ser, para a humanidade, uma necessidade já que alimenta as máquinas elétricas utilizadas nas indústrias, os computadores, os sistemas hospitalares, ferramentas elétricas como furadeiras, geladeiras, máquinas de lavar e provê iluminação nos momentos em que não há luz natural.

Os sistemas elétricos de potência (SEP's) são responsáveis por converter e transportar a energia até os pontos de consumo. Um SEP consiste em três divisões principais: as centrais geradoras, as linhas de transmissão e os sistemas de distribuição (STEVENSON, 1974).

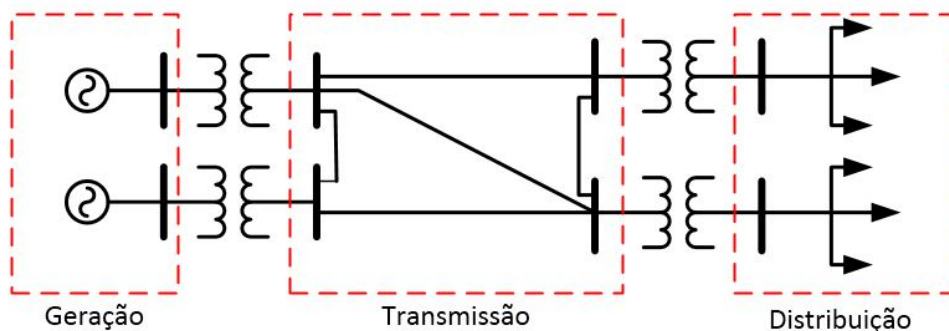
As centrais geradoras convertem uma forma de energia primária (mecânica, térmica, nuclear, etc) em elétrica. No Brasil, devido ao grande potencial hídrico existente predomina a conversão de energia hidráulica em elétrica (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

As linhas de transmissão são a conexão entre as centrais geradoras e os sistemas de distribuição. A demanda de grandes quantidades de energia e a necessidade de confiabilidade levaram à interligação de várias centrais geradoras através das linhas de transmissão (STEVENSON, 1974).

Os sistemas de distribuição (SD's) recebem a energia elétrica das linhas de transmissão e a distribui aos consumidores. Tipicamente um SD inicia pela subestação de distribuição e, salvo em raras exceções, são radiais, ou seja, existe apenas um caminho conectando a subestação a cada consumidor (KERSTING, 2002). O foco deste trabalho está nos sistemas de distribuição.

A Figura 1 apresenta o diagrama unifilar típico de um SEP onde existem duas centrais geradoras conectadas à um conjunto de linhas de transmissão. A esse conjunto de linhas estão conectados dois sistemas de distribuição independentes.

Figura 1 – Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência.



Fonte: Adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2005).

As cargas conectadas à um SEP podem ser classificadas quanto a algumas características comuns tais como localização geográfica, finalidade e tensão de fornecimento. A partir dessas características, podem-se definir critérios para a classificação dos consumidores (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Quanto à localização, os consumidores podem ser divididos em rurais e urbanos sendo que cada um destes possui suas peculiaridades. Em relação à finalidade, existem as cargas residenciais, comerciais, industriais e rurais. Quanto à tensão de fornecimento, tem-se as cargas supridas em baixa, média e alta tensão (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). As cargas podem, também, ser divididas quanto às suas características dinâmicas em cargas lineares e não-lineares. As cargas não-lineares (CNL's) são a principal fonte de harmônicos (componentes espectrais de frequências múltiplas inteiras da fundamental) no sistema elétrico (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003).

A maior parte dos equipamentos (por exemplo motores, linhas e transformadores) conectados a um SEP são de natureza indutiva e, por isso, funcionam com um fator de potência em atraso (IEEE *Standard* 1036, 2010). Ao operar com um fator de potência atrasado as cargas requerem corrente reativa do sistema. A circulação de tal corrente pelo sistema resulta na redução de sua capacidade total, aumento de perdas nas linhas de transmissão e distribuição e na redução da tensão nos nós do sistema (IEEE *Standard* 1036, 2010).

Uma das possíveis soluções para o problema do fator de potência é a adição de bancos de capacitores *shunt* no sistema. Os bancos de capacitores reduzem a corrente reativa circulando pelo sistema, diminuindo as perdas de energia, aumentando a capacidade do sistema e melhorando o perfil de tensão (GALLEGO; MONTICELLI; ROMERO, 2001).

Entretanto alcançar tais benefícios da alocação dos capacitores depende de quão bem eles tenham sido instalados no sistema. A alocação ótima de capacitores é, historicamente, um ramo de estudo da engenharia elétrica que visa determinar o tipo, tamanho, quantidade e locais onde devem ser instalados novos bancos de capacitores visando minimizar o custo combinado das perdas de energia e da instalação dos novos capacitores (GOU; ABUR, 1999).

1.1 Motivações e Justificativa

Os sistemas elétricos de potência devem funcionar com segurança, confiabilidade e ainda fornecer energia de qualidade aos consumidores. A circulação de harmônicos pelo SEP devido à presença das CNL's a ele conectadas causa efeitos negativos, dentre os quais podem-se destacar os seguintes (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014; YANG; LE, 2016):

- Degradação do fator de potência;
- Elevação das correntes circulando pelo condutor neutro;

- Sobreaquecimento de condutores, transformadores e motores;
- Estresse no isolamento dos condutores devido ao sobreaquecimento dos mesmos;
- Torques pulsantes em motores;
- Elevação das perdas de energia nas linhas de transmissão e distribuição;
- Interferência em sistemas de comunicação;
- Oscilação na iluminação;
- Redução da vida útil dos equipamentos;
- Queima de equipamentos.

O aumento considerável das cargas não-lineares (principalmente os dispositivos eletrônicos chaveados) conectadas às redes elétricas nos últimos anos levou ao surgimento de normas regulamentadoras como a norma internacional IEEE *Standard* 519 (1992) que estabelece limites recomendados para:

- Injeção de correntes harmônicas em um SEP por cada CNL;
- A distorção harmônica de tensão em todos os nós do SEP.

No Brasil, os níveis de distorção harmônica permitidos são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através de um documento oficial, o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional).

Tais normas visam garantir que a energia fornecida seja compatível com as especificações dos equipamentos conectados à rede além de evitar ou reduzir os efeitos negativos provocados pelos harmônicos circulantes pela rede.

Os limites de distorções de tensão são separados de acordo com o nível de tensão do barramento. A Tabela 1 apresenta os níveis máximos permitidos de Distorção Harmônica Total de tensão (DHT_v) em função do nível de tensão, que devem ser atendidos no ponto de conexão comum (PCC) entre a concessionária de energia e o consumidor.

Tabela 1 – Valores de referência para a Distorção Harmônica Total de Tensão.

Tensão no barramento (kV)	Máxima DHT (%)
$V_n \leq 1$	10,0
$1 < V_n \leq 13,8$	8,0
$13,8 < V_n \leq 69$	6,0
$69 < V_n \leq 230$	3,0

Fonte: PRODIST, (2011).

A Tabela 2 mostra os limites máximos permitidos para a Distorção Harmônica Individual de tensão (DHI_v) em função da ordem harmônica h , que devem ser atendidos no PCC. Apenas os componentes ímpares foram apresentados na Tabela 2, uma vez que os sinais de tensão considerados neste trabalho são funções ímpares. Logo, a Série de Fourier desses sinais possui apenas componentes de ordem ímpar (OPPENHEIM; WILLSKY, 2010).

Tabela 2 – Distorção Harmônica Individual de Tensão - DHI_v (%).

Nível de tensão (kV)	Ordem harmônica (h)													
	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	> 25	
V_n														
$V_n \leq 1$	6,5	7,5	6,5	2	4,5	4	1	2,5	2	1	2	2	1,5	
$1 < V_n \leq 13,8$	5	6	5	1,5	3,5	3	0,5	2	1,5	0,5	1,5	1,5	1	
$13,8 < V_n \leq 69$	4	4,5	4	1,5	3	2,5	0,5	1,5	1,5	0,5	1,5	1,5	1	
$69 < V_n \leq 230$	2	2,5	2	1	1,5	1,5	0,5	1	1	0,5	1	1	0,5	

Fonte: PRODIST, (2011).

O PRODIST não estabelece limites para a distorção de corrente. Entretanto, na norma IEEE *Standard* 519 são apresentados limites recomendados para a distorção harmônica individual de corrente (DHI_i) para cada CNL. Os limites de distorções de corrente são separados pelo nível de tensão e pela ordem harmônica. Outra classificação baseia-se na relação entre o tamanho do sistema e o consumidor (I_{cc}/I_{med}) de modo que os consumidores de grande porte estejam sujeitos a maiores restrições (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014). I_{cc} é a corrente máxima de curto circuito no PCC e I_{med} é a corrente média drenada pela carga conectada ao PCC (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

A Tabela 3 apresenta os limites de distorção de corrente para as CNL conectadas ao PCC com tensão de fornecimento entre 120 V e 69 kV. Os valores da tabela apresentam os limites de Distorção Harmônica Individual (DHI) em função da ordem harmônica (h). Da mesma forma como foi feito para a Tabela 2, apenas os componentes ímpares foram apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Limites de distorções de corrente para cargas não-lineares conectadas no PCC a uma tensão de 120 V a 69 kV.

Distorção Harmônica Individual de Corrente (I_h/I_1) em %					
Harmônicos Ímpares					
I_{cc}/I_{med}	$h \leq 11$	$11 < h \leq 17$	$17 < h \leq 23$	$23 < h \leq 35$	$35 < h$
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3
20 - 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5
50 - 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7
100 - 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4

Fonte: IEEE *Standard* 519 (1992).

A inclusão de capacitores na rede sem levar em consideração a presença de harmônicos pode acarretar em um aumento da distorção devido à ressonância entre os capacitores e os elementos indutivos da rede (EAJAL; EL-HAWARY, 2010b). Tal aumento pode agravar os efeitos negativos dos harmônicos circulando pela rede elétrica e levar os níveis de distorção a valores muito superiores aos apresentados nas Tabelas 1 e 2.

Dessa forma, o problema de alocação ótima de capacitores deve ser reformulado para levar em consideração as restrições sobre a distorção harmônica nos barramentos do SEP (GOU; ABUR, 1999). Diversos autores apresentaram soluções para o problema e a maioria dessas soluções passa pela inclusão de restrições do nível de distorção harmônica nos barramentos.

1.2 Revisão Bibliográfica

Capacitores tem sido amplamente utilizados em sistemas de distribuição para compensação de reativos, redução de perdas de energia e para manter a tensão em níveis aceitáveis (SUNDHARARAJAN; PAHWA, 1994). A alocação ótima de capacitores é um tópico que tem sido amplamente estudado desde a década de 60. Entretanto, a maioria dos trabalhos existentes na literatura considera que todas as cargas são lineares (ABOUGHAZALA, 2003). Assim, os efeitos dos harmônicos na alocação de capacitores tem sido completamente ignorados.

O surgimento das primeiras técnicas de fluxo de potência harmônico no início dos anos 80 (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003) possibilitou o desenvolvimento das primeiras técnicas de alocação ótima de capacitores levando-se em conta a presença de harmônicos na rede. Baghzouz e Ertem (1990), Hsu et al. (1993), Wu e Lo (1995) estão entre os primeiros a modificar o problema de alocação de capacitores para incluir as distorções harmônicas.

Nesta seção, serão apresentados os principais trabalhos encontrados que consideram os efeitos dos harmônicos sobre a alocação de capacitores.

Baghzouz e Ertem (1990) utilizaram uma heurística baseada no método das variações locais para minimizar o custo combinado das perdas de energia e do investimento em novos capacitores e assim determinar o local e a quantidade de capacitores a serem alocados. A modelagem proposta está sujeita a duas restrições:

- I** - A DHT de tensão em todas as barras deve ser inferior ao valor atribuído por norma ao nível de tensão da barra em questão ($DHT_k \leq DHT_{max}$);
- II** - A tensão V_k em cada barra deve estar dentro dos limites inferior e superior estipulados ($V_{min} \leq V_k \leq V_{max}$).

Ainda, Baghzouz e Ertem (1990) consideram a subestação como a única fonte de harmônicos e todas as cargas são consideradas lineares. Além disso as perdas em

frequências harmônicas são incluídas na função objetivo. Testes foram realizados em um sistema de 9 barras em três situações: (i) Ignorando as restrições sobre a DHT; nessa situação houve uma economia de \$12496, mas a DHT_{max} encontrada foi de 10,5%; (ii) A DHT foi limitada em 8% o que produziu uma economia de \$7456 e a DHT_{max} foi de 7,3%; (iii) A DHT foi limitada em 5% o que produziu um aumento nos custos comparado à não adição de nenhum capacitor, embora o limite de DHT tenha sido respeitado em todas as barras.

Hsu et al. (1993) utilizaram a programação não-linear inteira para a resolução do problema. Sua função objetivo foi a mesma utilizada por Baghzouz e Ertem (1990). Entretanto, a restrição de DHT não é inclusa no algoritmo. Na modelagem proposta Hsu et al. (1993), alocam-se os capacitores sem a preocupação de manter a distorção harmônica em níveis aceitáveis. Após a execução do algoritmo, são alocados filtros nas barras cuja DHT é maior do que o limite estipulado. Por esta razão, o método utilizado por Hsu et al. (1993) é conhecido por ser um método combinado de alocação de capacitores e filtros. Foram realizados testes em um sistema de 16 barras e foi possível manter o THD dentro do limite de 3% estipulado e ainda obter uma boa redução nos custos, mas foi necessário o uso de muitos filtros.

Wu e Lo (1995) também consideraram a subestação como única fonte de harmônicos do sistema e seu algoritmo visa maximizar a economia do custo das perdas e investimentos em capacitores utilizando as mesmas restrições que Baghzouz e Ertem (1990). O método proposto é conhecido como *maximum sensitivities selection* (MSS). O algoritmo foi testado em um sistema de 10 barras e os resultados mostraram que o algoritmo foi capaz de encontrar soluções que satisfaçam as restrições de DHT, mas nada foi dito em relação à economia nos custos.

Gou e Abur (1999) utilizaram a força bruta para minimizar o custo combinado das perdas de energia e da alocação de novos capacitores sujeito às restrições *I* e *II*, propostas por Baghzouz e Ertem (1990). As cargas não-lineares são utilizadas como fontes de harmônicos. As perdas são computadas apenas para a frequência fundamental assumindo-se que as perdas devido aos harmônicos são desprezíveis. Foi utilizado um sistema de 30 barras para validação e pode-se observar que a DHT permaneceu dentro do limite de 5% estabelecido, mas nada foi dito a respeito dos custos.

Carpinelli et al. (2005) estenderam o método de Gou e Abur (1999) para ser utilizado em redes desequilibradas. Na modelagem proposta, as perdas em frequências harmônicas passam a ser incluídas na função objetivo. Para possibilitar que o método seja aplicado em redes desequilibradas, deve-se utilizar uma modelagem trifásica dos sistemas. Além disso, é incluída uma restrição sobre a distorção harmônica da corrente em todos os ramos da rede. O método foi testado para um sistema de 34 barras e houve uma economia de 30% nos custos em relação aos custos das perdas do sistema sem alocação de capacitores. Por fim, Carpinelli et al. (2005) citam que embora o método de força bruta

sempre encontre o máximo global ele não é indicado para uso em redes de grande porte.

Masoum et al. (2004a) utilizaram a lógica *fuzzy* para minimizar o custo das perdas de energia mais o custo de investimento em novos capacitores sendo as restrições as mesmas propostas por Baghzouz e Ertem (1990). Um sistema de 18 barras foi utilizado para testes e verificou-se que houve uma economia considerável nos custos anuais. A DHT máxima encontrada foi de 4,89%, inferior aos 5% estipulados.

Abou-Ghazala (2003), Niknam et al. (2004) e Masoum et al. (2004b) utilizaram o algoritmo genético (AG) para minimizar o custo combinado de perdas e do investimento em novos capacitores. Todos eles incluíram as perdas nas frequências harmônicas na função objetivo. As restrições utilizadas nas propostas foram as mesmas propostas por Baghzouz e Ertem (1990). As restrições são incluídas no problema por meio de uma função de penalidade adicionada à função objetivo cada vez que alguma restrição é violada. As fontes de harmônicos consideradas foram as cargas não-lineares.

Abou-Ghazala (2003) realizou testes em um sistema de 32 barras e obteve resultados satisfatórios, houve uma economia de \$10029 e a distorção harmônica foi mantida dentro do limite estipulado. Niknam et al. (2004) utilizaram dois sistemas de teste: um de 5 e outro de 30 barras. No sistema de 5 barras, a DHT_{max} obtida foi de 3,27% e no de 30 barras a DHT_{max} foi de 4,77%, mas nada foi dito a respeito da economia nos custos anuais obtida em ambos os sistemas. Masoum et al. (2004b) utilizaram o mesmo sistema de 18 barras que Masoum et al. (2004a) e obtiveram uma redução ainda maior nos custos do que a obtida anteriormente e a DHT máxima encontrada foi de 4,88%.

Yu, Xiong e Wu (2004) e Eajal e El-Hawary (2010b) utilizaram o algoritmo PSO na minimização dos custos das perdas de energia e do investimento em novos capacitores com as restrições de limites de tensão e de DHT de tensão em todas as barras. Em ambos os trabalhos as perdas em frequências harmônicas são incluídas na função objetivo. Eajal e El-Hawary (2010b) utilizaram uma modelagem trifásica da rede para permitir que o algoritmo seja utilizado em redes desequilibradas, assim como havia sido feito por Carpinelli et al. (2005).

Yu, Xiong e Wu (2004) testaram o algoritmo no sistema de 9 barras utilizado por Baghzouz e Ertem (1990) e conseguiram obter uma boa economia nos custos enquanto a DHT de tensão foi limitada em 5%. Eajal e El-Hawary (2010b) realizaram testes num sistema de 13 barras. Inicialmente, alocaram capacitores sem considerar as restrições de DHT, o que produziu uma grande economia nos custos mas a DHT_{max} foi de 34,9%. A inclusão das restrições de DHT com limite de 5% resultou numa boa redução dos custos e a DHT_{max} foi de 3,2%.

Segura et al. (2012) utilizaram um algoritmo de otimização multiobjetivo, o NSGA-II. Nessa metodologia os objetivos são:

- i - Minimizar o custo combinado das perdas de energia e do investimento em novos capacitores;

ii - Minimizar a soma do quadrado das tensões harmônicas em todas as barras.

As restrições utilizadas foram:

- A tensão em todas as barras deve estar dentro dos limites estipulados;
- O fator de potência na subestação deve ser maior do que um valor mínimo;
- O índice de ressonância nas barras onde são alocados capacitores deve ser menor que um limite estabelecido.

O cálculo do fator de potência na subestação é feito considerando-se apenas a frequência fundamental. O sistema de teste utilizado é de 69 barras. Na fronteira de Pareto obtida ao final da execução do algoritmo, foi possível encontrar soluções que atendessem aos limites de DHT da norma IEEE *Standard* 519 e ainda produzissem uma economia considerável nos custos anuais, sendo a maior delas igual a \$68449,1. Foi observado pelos autores que os melhores resultados foram obtidos naquelas configurações em que os capacitores eram alocados em barras onde não havia cargas ou naquelas em que a potência das cargas não fosse muito elevada.

A Tabela 4 apresenta um resumo da revisão bibliográfica.

Tabela 4 – Revisão bibliográfica.

Artigo	Objetivo(s)	Restrições	Algoritmo	Sistemas de teste	Resultados
Baghzouz e Ertim (1990)	Minimizar o custo combinado das perdas de energia e do investimento em novos bancos de capacitores	Limites de distorção harmônica de tensão; Limites de tensão.	Heurística baseada no método das variações locais	9 barras	Ao limitar a distorção harmônica em 8% houve uma economia considerável. Entretanto o algoritmo não foi capaz de encontrar uma boa solução quando a distorção foi limitada em 5%.
Hsu et al. (1993)	Minimizar o custo combinado das perdas de energia e do investimento em novos bancos de capacitores	Limites de tensão.	Programação não linear inteira	16 barras	Conseguiu manter a distorção harmônica dentro dos limites estipulados e ainda obter uma economia considerável, mas foi necessário o uso de filtros.
Wu e Lo (1995)	Maximizar a economia de gastos com as perdas de energia e investimento em novos bancos de capacitores.	Limites de distorção harmônica de tensão; Limites de tensão.	Maximum sensitivities selection (MSS)	10 barras	O método proposto foi capaz de manter a distorção dentro dos limites estabelecidos, mas nada foi dito a respeito dos custos.
Gou e Abur (1999)	Minimizar o custo combinado das perdas de energia e do investimento em novos bancos de capacitores.	Limites de distorção harmônica de tensão; Limites de tensão.	Força bruta	30 barras	A distorção harmônica permaneceu dentro dos limites estabelecidos mas nada foi dito a respeito dos custos.
Carpinelli et al. (2005)	Minimizar o custo combinado das perdas de energia e do investimento em novos bancos de capacitores.	Limites de distorção harmônica de tensão; Limites de distorção harmônica de corrente; Limites de tensão.	Força bruta	34 barras	Apresentou uma economia de 30% nos custos em relação ao sistema sem alocar capacitores. Além do mais a distorção de corrente e tensão ficou dentro dos limites estipulados.
Masoum et al. (2004a)	Minimizar o custo combinado das perdas de energia e da instalação de novos bancos de capacitores.	Limites de distorção harmônica de tensão; Limites de tensão.	Lógica Fuzzy	18 barras	Conseguiu encontrar uma solução com uma economia considerável nos custos e ainda manter a distorção harmônica de tensão dentro dos limites estabelecidos.
About-Ghazala (2003)	Minimizar o custo combinado das perdas de energia e da instalação de novos bancos de capacitores.	Limites de distorção harmônica de tensão; Limites de tensão.	Algoritmo genético	32 barras	Foram obtidos resultados satisfatórios tanto do ponto de vista da distorção harmônica obtida quanto na redução dos custos.
Niknam et al. (2004)	Minimizar o custo combinado das perdas de energia e da instalação de novos bancos de capacitores.	Limites de distorção harmônica de tensão; Limites de tensão.	Algoritmo genético	5 barras; 30 barras.	Houve uma redução considerável na distorção harmônica em relação aos mesmos sistemas sem restrições, entretanto nada foi dito a respeito dos custos.
Masoum et al. (2004b)	Minimizar o custo combinado das perdas de energia e do investimento em novos bancos de capacitores.	Limites de distorção harmônica de tensão; Limites de tensão.	Algoritmo genético	18 barras.	Encontrou uma solução com um custo menor que o obtido por Masoum et al. (2004a) para o mesmo sistema.
Yu, Xiong e Wu (2004)	Minimizar o custo combinado das perdas de energia e do investimento em novos bancos de capacitores.	Limites de distorção harmônica de tensão; Limites de tensão.	PSO	9 barras	Obteve uma redução considerável nos custos em relação ao mesmo sistema sem adição de nenhum capacitor e ainda foi capaz de limitar a distorção harmônica em 5%.
Eajal e El-Hawary (2010b)	Minimizar o custo combinado das perdas de energia e do investimento em novos bancos de capacitores.	Limites de distorção harmônica de tensão; Limites de tensão.	PSO	13 barras	Conseguiu obter uma economia razoável nos custos em relação ao mesmo sistema sem adição de capacitores e ainda pode manter a distorção harmônica abaixo do limite de 5%.
Segura et al. (2012)	Minimizar a soma do quadrado das tensões harmônicas em todas as barras.	Limites de tensão; Limite no fator de potência na subestação; Limites no índice de ressonância.	NSGA-II	69 barras	Na fronteira de Pareto obtida ao final da execução do algoritmo foi possível encontrar soluções que atendessem aos limites de distorção da norma IEEE Standard 519 e ainda produzissem uma economia considerável nos custos.

1.3 Objetivos

O objetivo principal desse trabalho é a aplicação de uma técnica de otimização multi-objetivo que seja capaz de reduzir o custo combinado da alocação de novos capacitores na rede e minimizar a distorção harmônica do sistema como um todo.

1.3.1 Objetivos Específicos

- Estudar e compreender o funcionamento do *software* OpenDSS, seu método de fluxo de potência fundamental e harmônico e a modelagem dos elementos de rede empregada pelo *software* nas frequências fundamental e harmônicas;
- Utilizar o algoritmo genético para a alocação de capacitores visando reduzir o custo combinado das perdas de energia e da instalação de novos capacitores;
- Analisar o efeito da alocação de capacitores sobre a distorção harmônica;
- Utilizar o algoritmo genético incluindo restrições sobre a distorção harmônica do sistema;
- Aplicar o algoritmo *Multi-Objective Genetic Algorithm* (MOGA) de otimização para reduzir o custo combinado da instalação de novos capacitores e das perdas de energia, o custo total das perdas e a distorção harmônica máxima do sistema;
- Realizar testes em sistemas da literatura.

2 Conceitos Básicos Sobre Sinais Harmônicos

Segundo Leão, Sampaio e Antunes (2014) o termo harmônico originou-se nos estudos da acústica denotando um múltiplo inteiro de um tom musical. De forma análoga, harmônicos em sistemas elétricos são definidos como tensões ou correntes senoidais que possuam frequências múltiplas inteiras da frequência principal, conhecida por fundamental, gerada (ARRILLAGA; WATSON, 2003).

Os sinais de tensão ou corrente alternada são compostos por uma função senoidal com frequência fundamental (f) e harmônicos (funções senoidais de frequências $2f$, $3f$, $4f$, \dots , hf).

Em geral, é desejável que as formas de onda de tensão e corrente presentes no SEP sejam puramente senoidais "*[...] uma vez que transformadores, máquinas e aparelhos elétricos são projetados com base em um suprimento senoidal*" (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014). Entretanto, devido às características das cargas não-lineares conectadas ao sistema elétrico, a forma de onda puramente senoidal é perturbada.

2.1 Fontes de Harmônicos no Sistema Elétrico

A principal fonte de harmônicos em um SEP são os equipamentos com características não lineares. De acordo com Leão, Sampaio e Antunes (2014), esses equipamentos são divididos em três categorias:

- Dispositivos eletrônicos de potência: conversores estáticos, monofásicos e trifásicos;
- Dispositivos ferromagnéticos: transformadores e máquinas rotativas;
- Dispositivos a arco: lâmpadas de descarga e fornos elétricos a arco.

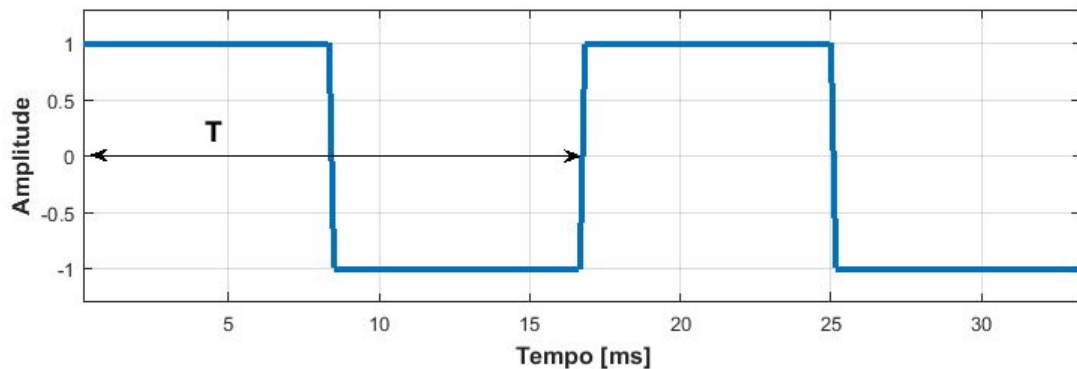
Quando uma fonte de tensão puramente senoidal é aplicada a uma carga não linear, a corrente elétrica drenada por esta carga não é perfeitamente senoidal e, ao passar pelas impedâncias do sistema, tal corrente provoca quedas de tensão não senoidais ao longo do sistema (ARRILLAGA; WATSON, 2003). Dada a periodicidade das distorções provocadas pelas CNL's, pode-se aplicar a série de Fourier e constatar, assim, a presença de harmônicos no sistema elétrico.

Cada carga não linear possui suas próprias características e, por isso, as componentes harmônicas injetadas no SEP por uma determinada carga são diferentes das injetadas por outra de natureza diferente (XIA; HEYDT, 1982).

2.2 Representação de Sinais em Série de Fourier

Sinais periódicos, como o da Figura 2, podem ser representados matematicamente pela série de Fourier. A aplicação da série de Fourier permite que um sinal contínuo e periódico, de período T , seja representado por uma combinação linear de senos e cossenos com frequências múltiplas da fundamental (componentes harmônicos do sinal) e ponderadas por seus respectivos coeficientes (OPPENHEIM; WILLSKY, 2010). A série de Fourier produz uma sequência discreta no domínio da frequência caracterizada pelos coeficientes associados a suas respectivas frequências, estando os seus termos relacionados harmonicamente (ARRILLAGA; WATSON, 2003).

Figura 2 – Exemplo de um sinal periódico.



Um sinal $x(t)$, contínuo e periódico (com período T), pode ser representado em série de Fourier pela Equação (2.1).

$$x(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} [a_h \cos(h\omega t) + b_h \sin(h\omega t)] \quad (2.1)$$

Em que ω é a frequência angular da componente fundamental de $x(t)$ ($\omega = 2\pi/T$); h é a ordem do harmônico; a_0 é o valor médio de $x(t)$; a_h e b_h são os coeficientes que ponderam as senoides componentes do sinal.

Para representar um sinal em série de Fourier basta determinar seus coeficientes a_0 , a_h e b_h pelas expressões (2.2a), (2.2b) e (2.2c), respectivamente (OPPENHEIM; WILLSKY, 2010; ARRILLAGA; WATSON, 2003).

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt \quad (2.2a)$$

$$a_h = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) \cos(h\omega t) dt \quad (2.2b)$$

$$b_h = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) \sin(h\omega t) dt \quad (2.2c)$$

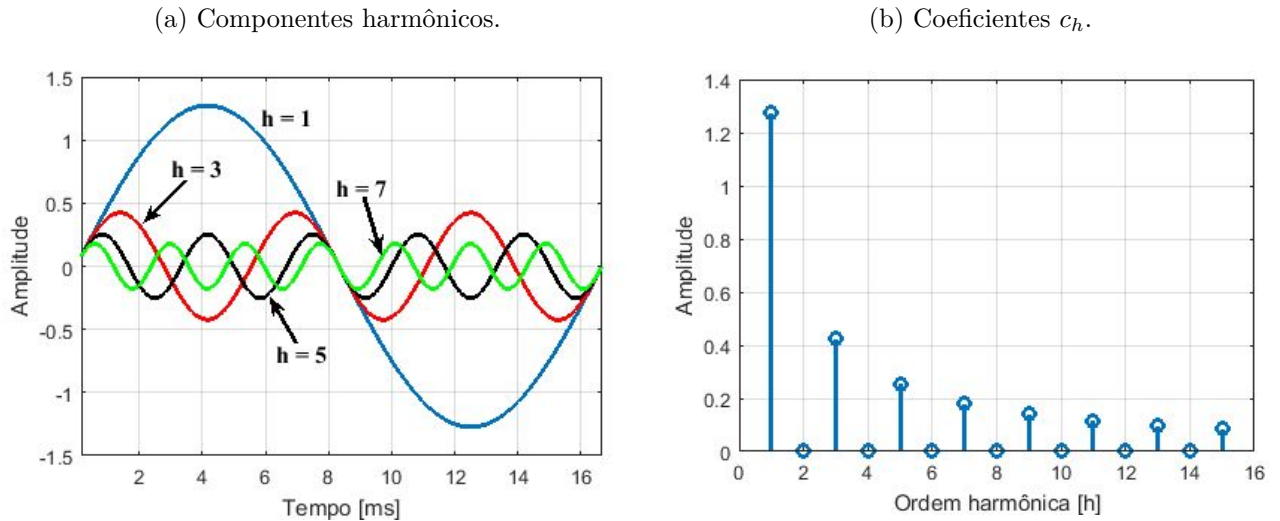
Os senos e cossenos de uma mesma frequência podem ser combinados em uma única senoide resultando na forma compacta da série de Fourier (ARRILLAGA; WATSON, 2003):

$$x(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} c_h \text{sen}(h\omega t + \phi_h) \quad (2.3)$$

Em que $c_h = \sqrt{a_h^2 + b_h^2}$ e $\phi_h = \tan^{-1}(b_h/a_h)$. Os coeficientes c_h denotam os valores de pico dos componentes harmônicos e ϕ_h o seu defasamento angular.

A Figura 3a mostra as componentes $h = 1, 3, 5$ e 7 da expansão em série de Fourier da onda quadrada da Figura 2. Na Figura 3b é mostrada a sequência discreta dos coeficientes c_h da onda quadrada até o 15º harmônico, onde pode-se observar que os componentes pares da expansão em série de Fourier deste sinal são nulos.

Figura 3 – Aplicação da Série de Fourier ao sinal da Figura 2.



2.3 Valor Médio

O valor médio de um sinal $x(t)$ periódico, de período T , é dado por (2.4). Esta expressão é exatamente a mesma de (2.2a), o que mostra que o coeficiente a_0 de um sinal é exatamente o seu valor médio ou componente contínua.

$$X_{med} = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} x(t) dt \quad (2.4)$$

2.4 Valor RMS

De acordo com Alexander e Sadiku (2013), o valor eficaz (ou *root mean square* - RMS), é a raiz quadrada do valor médio do quadrado de sinal um sinal periódico. De

forma geral, o valor RMS de um sinal periódico $x(t)$ com período T é dado por:

$$X_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T x(t)^2 dt} \quad (2.5)$$

- Para um sinal de tensão puramente senoidal de amplitude V_1 , representado por $v(t) = V_1 \text{sen}(\omega t)$, a aplicação da Equação (2.5) resulta em:

$$V_{rms} = \frac{V_1}{\sqrt{2}} \quad (2.6a)$$

- Para uma onda de tensão não senoidal, $v(t)$ pode ser expresso pela forma compacta da série Fourier - Equação (2.3) - e a expressão resultante pode, então, ser substituída na Equação (2.5), obtendo-se (HART, 2010):

$$V_{rms} = \sqrt{a_0^2 + \frac{1}{2} \sum_{h=1}^{\infty} A_h^2} \quad (2.6b)$$

A Equação (2.6b) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$V_{rms} = \sqrt{V_{cc}^2 + \frac{1}{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_h^2} \quad (2.6c)$$

Em que V_{cc} representa a componente contínua (valor médio) da tensão $v(t)$ e V_h denota o valor máximo dos componentes harmônicos de ordem h .

De forma análoga, têm-se para corrente:

$$I_{rms} = \frac{I_1}{\sqrt{2}} \quad (2.7a)$$

$$I_{rms} = \sqrt{I_{cc}^2 + \frac{1}{2} \sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \quad (2.7b)$$

2.5 Índices de Distorção Harmônica

A distorção harmônica é um fenômeno associado a deformações nas formas de onda de tensão e corrente em relação à onda senoidal da frequência fundamental (PRODIST, 2011). Para mensurar o quão distorcida é uma onda de tensão ou corrente, são utilizados alguns índices de distorção harmônica. Na literatura, os índices mais utilizados são a Distorção Harmônica Total (DHT) e a Distorção Harmônica Individual (DHI). Esses índices são expressos como uma porcentagem da onda fundamental (ARRILLAGA; WATSON, 2003).

As Equações (2.8a) e (2.8b) são utilizadas para o cálculo da DHT e DHI de tensão (PRODIST, 2011).

$$DHT_v = \frac{1}{V_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2} \times 100\% \quad (2.8a)$$

$$DHI_v = \frac{V_h}{V_1} \times 100\% \quad (2.8b)$$

Em que V_1 é o valor de pico da tensão fundamental medida e V_h corresponde ao valor de pico da componente harmônica de ordem h . O subscrito v foi utilizado nas Equações (2.8a) e (2.8b) para indicar que os índices se referem à distorção da tensão.

De forma análoga, para corrente tem-se:

$$DHT_i = \frac{1}{I_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2} \times 100\% \quad (2.9a)$$

$$DHI_i = \frac{I_h}{I_1} \times 100\% \quad (2.9b)$$

2.6 Definições de Potência

A norma IEEE *Standard* 1459 apresenta os métodos de cálculo para as potências em um sistema elétrico. Nessa norma são apresentadas as formulações necessárias para o cálculo da potência ativa, reativa e aparente nos regimes senoidal e não senoidal (com harmônicos). Os cálculos são divididos em:

- Cálculo da potência em regime senoidal;
- Cálculo da potência em regime não senoidal.

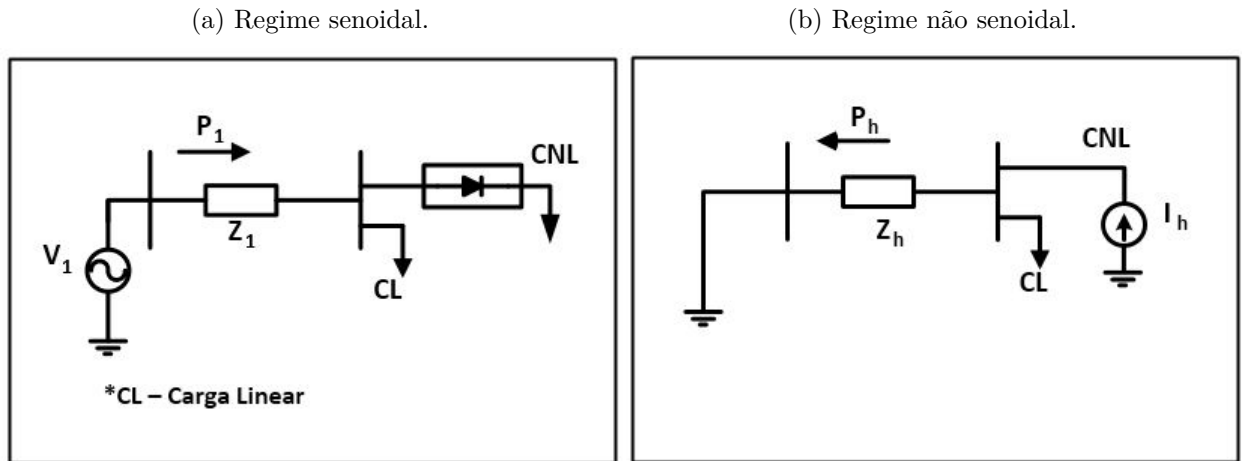
2.6.1 Sentido do Fluxo de Potência

Em regime senoidal, tensão e corrente possuem formas de onda puramente senoidais. Nesse caso, a potência (P_1) flui do gerador para as cargas conectadas ao sistema. No regime não senoidal ou análise harmônica, as formas de onda de tensão e corrente são distorcidas e a potência (P_h) flui das fontes geradoras de harmônicos (cargas não-lineares) para o restante do sistema (ARRILLAGA; WATSON, 2003). A Figura 4a ilustra o sentido do fluxo de potência para o regime senoidal e a Figura 4b para o regime não senoidal.

2.6.2 Cálculo da Potência em Regime Senoidal

Em sistemas monofásicos operando em regime permanente senoidal, os sinais instantâneos de tensão $v(t)$ e corrente $i(t)$ são expressos por (GRAINGER; STEVENSON, 1994):

Figura 4 – Sentido do fluxo de potência.



Fonte: Adaptado de Arrillaga e Watson (2003).

$$v(t) = V_p \text{sen}(\omega t) \tag{2.10a}$$

$$i(t) = I_p \text{sen}(\omega t - \phi) \tag{2.10b}$$

Em que V_p e I_p são os valores de picos dos respectivos sinais; ω é a frequência fundamental; ϕ é o defasamento entre a corrente e a tensão.

A potência instantânea $p(t)$ é obtida pela Equação (2.11) (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

$$p(t) = v(t)i(t) \tag{2.11}$$

As potências ativa (P), reativa (Q), complexa (S), aparente ($|S|$) e o fator de potência (FP) podem ser calculados pelas expressões (2.12a), (2.12b), (2.12c), (2.12d) e (2.12e), respectivamente (GRAINGER; STEVENSON, 1994; HART, 2010; MONTICELLI; GARCIA, 2003).

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t)dt = \frac{1}{2} V_p I_p \cos \phi \tag{2.12a}$$

$$Q = \frac{1}{2} V_p I_p \text{sen} \phi \tag{2.12b}$$

$$S = P + jQ \tag{2.12c}$$

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2} \tag{2.12d}$$

$$FP = \frac{P}{|S|} \tag{2.12e}$$

2.6.3 Cálculo da Potência em Regime Não Senoidal

A existência de harmônicos circulando pelo sistema elétrico afeta as medidas de potência. Os sinais instantâneos de tensão e corrente em regime não senoidal são dados pelas Equações (2.13a) e (2.13b), respectivamente (ARRILLAGA; WATSON, 2003; BONNER et al., 1996).

$$v(t) = \sum_{h=1}^{\infty} V_h \text{sen}(h\omega t + \theta_h) \quad (2.13a)$$

$$i(t) = \sum_{h=1}^{\infty} I_h \text{sen}(h\omega t + \delta_h) \quad (2.13b)$$

A potência ativa representa a potência média fornecida à um dispositivo no regime permanente e, em circuitos com harmônicos, é expressa por (BONNER et al., 1996):

$$P = \frac{1}{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos(\phi_h) = P_1 + P_H \quad (2.14a)$$

Em que $\phi_h = \theta_h - \delta_h$ é a diferença angular entre a tensão harmônica V_h e a corrente harmônica I_h ; P_1 é a parcela da potência ativa em frequência fundamental; P_H é a parcela das potências ativas nas frequências harmônicas.

Em analogia com os circuitos lineares em regime senoidal a potência reativa em circuitos com harmônicos é definida por (BONNER et al., 1996):

$$Q = \frac{1}{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \text{sen}(\phi_h) = Q_1 + Q_H \quad (2.14b)$$

Em que Q_1 é a parcela da potência reativa em frequência fundamental e Q_H a parcela da potência reativa nas frequências harmônicas.

De acordo com as definições apresentadas na norma IEEE *Standard* 1459 a potência aparente em um sistema monofásico com harmônicos é dada por:

$$|S| = V_{rms} I_{rms} = \left(\sqrt{V_{cc}^2 + \frac{1}{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_h^2} \right) \left(\sqrt{I_{cc}^2 + \frac{1}{2} \sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \right) \quad (2.14c)$$

Em que V_{rms} e I_{rms} são os valores RMS de $v(t)$ e de $i(t)$ e dados pelas Equações (2.6c) e (2.7b), respectivamente.

O fator de potência em regime não senoidal é expresso por:

$$FP = \frac{P_1 + P_H}{|S|} \quad (2.14d)$$

3 Modelagem da Rede de Distribuição

Para resolver o problema da alocação ótima de capacitores, é necessária a resolução do fluxo de potência da rede em estudo. O fluxo de potência é a ferramenta utilizada para obter as condições em regime permanente senoidal de operação de um SEP. Essa ferramenta é amplamente utilizada em aplicações de planejamento de expansão e construção de tais sistemas, planejamento operacional e controle operacional (STOTT, 1974). A solução do fluxo de potência visa a obtenção dos módulos (V_k) e dos ângulos (θ_k) das tensões em todas as barras do sistema (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003).

Uma vez que neste trabalho é considerada a presença de harmônicos na rede elétrica, o método de fluxo de potência empregado deve ser capaz de estimar os níveis de tensão para cada frequência presente na rede. Tal método é conhecido como fluxo de potência harmônico (FPH). Os métodos que consideram apenas a frequência fundamental são conhecidos por fluxo de potência fundamental (FPF) (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003).

Neste trabalho, utiliza-se o *software* OpenDSS para a resolução do fluxo de potência. Dessa forma, a modelagem dos componentes de rede apresentada neste Capítulo é a mesma adotada pelo OpenDSS. Uma vez que utiliza-se o fluxo de potência harmônico, os componentes da rede são modelados em função da frequência.

Os sistemas de distribuição são naturalmente desequilibrados devido principalmente às cargas monofásicas e bifásicas conectadas à rede e, à inexistência de transposição das linhas (TENG; CHANG, 2007). Dessa forma, justifica-se o uso de uma modelagem trifásica de seus componentes.

3.1 Representação de Sistemas Elétricos

Nos estudos sobre redes de distribuição, os modelos de rede são feitos em forma matricial. A representação do sistema elétrico em forma matricial possibilita uma resolução sistemática do conjunto de equações que compõe o sistema. Existem duas abordagens para a solução de redes, análise nodal e análise de malhas, sendo que cada uma delas possui seu conjunto de equações associado (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Neste trabalho, é utilizada a análise nodal.

Na análise nodal, a relação entre tensão e corrente é dada pela Equação (3.1a) (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

$$[I] = [Y] \cdot [V] \quad (3.1a)$$

em que $[I]$ é o vetor de injeção de correntes na rede, $[Y]$ é a matriz de admitâncias nodais e $[V]$ é o vetor de tensão nas barras, Equações (3.1b), (3.1c) e (3.1d), respectivamente.

$$[I] = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (3.1b)$$

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix}. \quad (3.1c)$$

$$[V] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.1d)$$

Na literatura, existem diversas técnicas para a montagem da matriz $[Y]$. Neste trabalho será utilizado o método de inspeção, onde são utilizadas as Equações (3.2a), para os termos da diagonal principal, e (3.2b), para os termos de fora da diagonal principal (MONTICELLI; GARCIA, 2003; KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

$$Y_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} y_{km} \quad (3.2a)$$

$$Y_{km} = -y_{km} \quad (3.2b)$$

Em que m e k são os índices dos nós do sistema; Ω_k é o conjunto de todos os elementos que se conectam ao nó k ; y_{km} é a admitância existente entre os nós k e m . Para o caso de redes trifásicas com mútuas, pode-se montar a matriz de admitâncias nodais de forma análoga, desde que os elementos com mútuas sejam tratados como blocos representados pelas suas correspondentes matrizes de admitâncias primitivas (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Na Seção A.3 do Anexo A é mostrada, como exemplo, a formação da matriz de admitâncias nodais de um sistema de 3 barras.

Na resolução do fluxo de potência harmônico deve-se montar uma matriz $[Y]$ para cada frequência considerada.

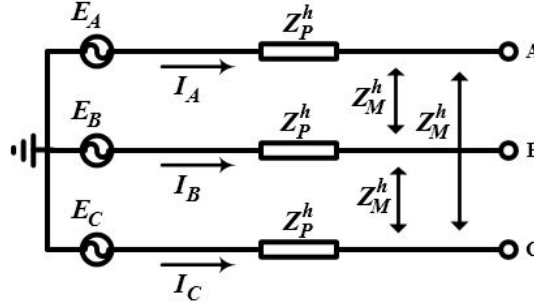
3.2 Gerador

O gerador é modelado por um equivalente de Thévenin do sistema de transmissão sob o ponto de vista da subestação de distribuição (KERSTING, 2002).

A Figura 5 apresenta um gerador trifásico com tensões simétricas, equilibradas e sem distorções harmônicas. As impedâncias desse gerador são equilibradas. A matriz de

impedâncias primitiva do gerador é dada pela Equação (3.3) (XU; MARTI; DOMMEL, 1991).

Figura 5 – Gerador trifásico simétrico e equilibrado.



$$[Z_{abc}^h] = \begin{bmatrix} Z_p^h & Z_m^h & Z_m^h \\ Z_m^h & Z_p^h & Z_m^h \\ Z_m^h & Z_m^h & Z_p^h \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Onde Z_p^h é a impedância série do gerador para a ordem harmônica h e Z_m^h é sua impedância mútua. As impedâncias Z_p^h e Z_m^h são dadas pelas Equações (3.4a) e (3.4b), respectivamente.

$$Z_p^h = R + jX_p^h \quad (3.4a)$$

$$Z_m^h = jX_m^h \quad (3.4b)$$

Sendo X_p^h e X_m^h as reatâncias série e mútua do gerador, respectivamente, e expressas por (3.4c) e (3.4d) (YANG; LE, 2016).

$$X_p^h = h\omega L_p \quad (3.4c)$$

$$X_m^h = h\omega L_m \quad (3.4d)$$

Em que h é a ordem harmônica; ω é a frequência fundamental; L_p e L_m são as indutâncias série e mútua, respectivamente.

A inversão da matriz $[Z_{abc}^h]$ resulta na matriz de admitâncias primitivas, Equação (3.5) (MARIÑOS; PEREIRA; CARNEIRO, 1994; XU; MARTI; DOMMEL, 1991).

$$[Y_{abc}^h] = [Z_{abc}^h]^{-1} = \begin{bmatrix} Y_p^h & Y_m^h & Y_m^h \\ Y_m^h & Y_p^h & Y_m^h \\ Y_m^h & Y_m^h & Y_p^h \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

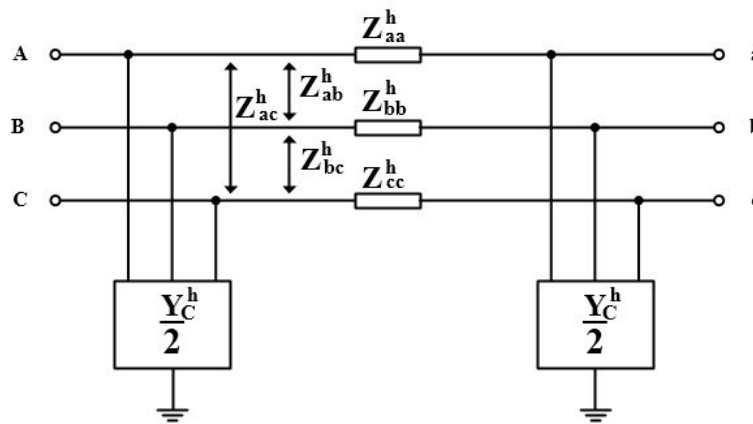
3.3 Linhas de Distribuição

O modelo empregado para uma linha é dependente de seu comprimento (l). Existem três modelos adotados para linhas em função de seu comprimento: linhas curtas (até 80 km), médias (entre 80 e 240 km) e longas (acima de 240 km) (ZANETTA, 2006). Neste trabalho, será utilizado o modelo para linhas curtas uma vez que as linhas de distribuição tipicamente possuem comprimento inferior a 80 km.

Para as linhas curtas, costuma-se utilizar o modelo π equivalente (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Tal modelo consiste em uma impedância série e dois capacitores *shunt* entre os terminais da linha (MONTICELLI; GARCIA, 2003).

As linhas trifásicas podem ser constituídas por 3 ou 4 condutores (3 condutores de fase ou 3 condutores de fase mais o condutor neutro) (OLIVEIRA et al., 2000). Neste trabalho foram consideradas linhas com 3 condutores. A Figura 6 apresenta o modelo π equivalente de uma linha trifásica com 3 condutores. Esse modelo é composto pelas impedâncias série (Z_{aa}^h , Z_{bb}^h e Z_{cc}^h) e mútuas (Z_{ab}^h , Z_{bc}^h e Z_{ac}^h) e pelas admitâncias *shunt* ($Y_C^h/2$) (ARRILLAGA; WATSON, 2003).

Figura 6 – Modelo π equivalente de uma linha trifásica com 3 condutores.



Fonte: Adaptado de Arrillaga e Watson (2003).

A matriz das impedâncias primitivas da linha é dada por (ARRILLAGA; WATSON, 2003; TENG; CHANG, 2007):

$$[Z_{abc}^h] = \begin{bmatrix} Z_{aa}^h & Z_{ab}^h & Z_{ac}^h \\ Z_{ab}^h & Z_{bb}^h & Z_{bc}^h \\ Z_{ac}^h & Z_{bc}^h & Z_{cc}^h \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Os termos próprios da matriz $[Z_{abc}^h]$ podem ser expressos pela Equação (3.4a) e os termos mútuos por (3.4b), de onde vem a dependência da frequência. Da mesma forma, a matriz de admitâncias primitivas da linha pode ser obtida por (3.5). A linha é dita

equilibrada se os termos próprios forem iguais entre si ($Z_{aa}^h = Z_{bb}^h = Z_{cc}^h$) e os termos mútuos, também ($Z_{ab}^h = Z_{bc}^h = Z_{ac}^h$).

A matriz das admitâncias *shunt*, em função da frequência, é dada pela Equação (3.7).

$$[Y_C^h] = \begin{bmatrix} jh\omega C_{aa} & jh\omega C_{ab} & jh\omega C_{ac} \\ jh\omega C_{ab} & jh\omega C_{bb} & jh\omega C_{bc} \\ jh\omega C_{ac} & jh\omega C_{bc} & jh\omega C_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Onde C_{aa} , C_{bb} e C_{cc} são as capacitâncias entre a linha e a terra; C_{ab} , C_{bc} e C_{ac} são as capacitâncias entre as fases da linha. As capacitâncias que formam a matriz $[Y_C^h]$ são uma função da disposição geométrica dos condutores nas linhas de distribuição (STEVENSON, 1974).

A matriz de admitâncias nodais da linha trifásica $[Y_{barra}]$ é obtida aplicando-se as Equações (3.2a) e (3.2b) nos termos das matrizes de admitâncias nodais $[Y_{abc}^h]$ e de admitâncias *shunt* $[Y_C^h]$, resultando em (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005):

$$[Y_{barra}^h] = \begin{bmatrix} [Y_{abc}^h] + \frac{1}{2} [Y_C^h] & - [Y_{abc}^h] \\ - [Y_{abc}^h] & [Y_{abc}^h] + \frac{1}{2} [Y_C^h] \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

3.4 Transformadores

A representação completa de um transformador, em frequência fundamental, envolve uma resistência R , que representa as perdas no cobre, em série com uma reatância indutiva X_L que representa as perdas pela dispersão magnética, um ramo *shunt* contendo uma resistência, que representa as perdas no núcleo magnético, em paralelo com a indutância de magnetização do transformador (FITZGERALD; JR; UMANS, 2006). Em geral, a corrente de magnetização dos transformadores é muito pequena em comparação à sua corrente nominal. Desta forma, o ramo *shunt* pode ser desprezado (FITZGERALD; JR; UMANS, 2006; CHEN; DILLON, 1974). Neste trabalho, apenas o bloco série é considerado na modelagem dos transformadores. A impedância série do transformador, por fase, é dada por:

$$Z_s = R + jX_L \quad (3.9)$$

Na literatura, existem três modelos para os transformadores em frequências harmônicas. O mais simples deles considera que apenas a reatância X_L é afetada pelos harmônicos, de acordo com a Equação (3.10a) (EAJAL; EL-HAWARY, 2010b). No segundo modelo, considera-se que a resistência série R e a reatância X_L são afetadas pelos harmônicos,

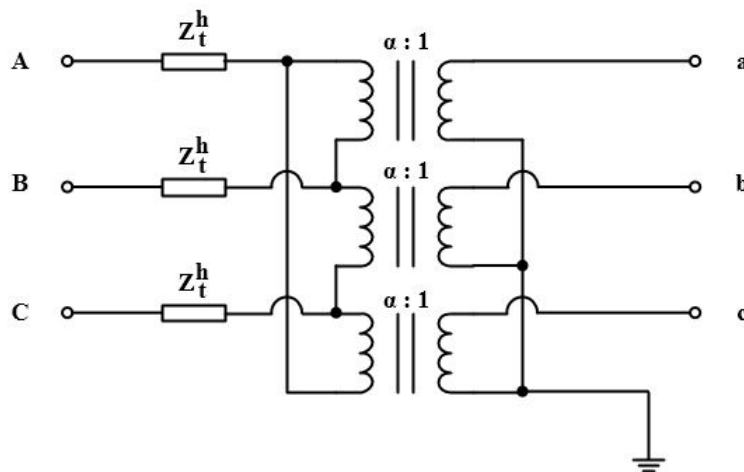
de acordo com a Equação (3.10b) (ARRILLAGA; WATSON, 2003). Por fim, no terceiro modelo, considera-se a existência de uma resistência pelicular R_p que tem seu valor proporcional à X_L . A resistência pelicular é colocada em paralelo com a impedância série do transformador (EAJAL; EL-HAWARY, 2010b). Nesse trabalho, é utilizado o segundo modelo.

$$Z_s^h = R + jhX_L \quad (3.10a)$$

$$Z_s^h = \sqrt{h}R + jhX_L \quad (3.10b)$$

A Figura 7 apresenta um transformador trifásico conectado em Δ/Y em que α é a relação de transformação trifásica, uma grandeza adimensional, sendo expressa pela Equação (3.11).

Figura 7 – Transformador trifásico conectado em Δ/Y .



$$\alpha = \frac{V_A}{V_a} \quad (3.11)$$

Onde V_A é o valor de pico da tensão de fase do lado primário e V_a é o valor de pico da tensão de fase do lado secundário, ambas em frequência fundamental.

A representação matricial dos transformadores trifásicos é feita conforme o método apresentado por Chen e Dillon (1974). Nessa representação, todas as conexões podem ser representadas por três submatrizes básicas que são utilizadas na formação da matriz de admitâncias nodais do transformador de acordo com a conexão. Tais submatrizes são dadas pelas Equações (3.12a), (3.12b) e (3.12c) (CHEN; DILLON, 1974).

$$[Y_I^h] = \begin{bmatrix} Y_s^h & 0 & 0 \\ 0 & Y_s^h & 0 \\ 0 & 0 & Y_s^h \end{bmatrix} \quad (3.12a)$$

$$[Y_{II}^h] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2Y_s^h & -Y_s^h & -Y_s^h \\ -Y_s^h & 2Y_s^h & -Y_s^h \\ -Y_s^h & -Y_s^h & 2Y_s^h \end{bmatrix} \quad (3.12b)$$

$$[Y_{III}^h] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -Y_s^h & Y_s^h & 0 \\ 0 & -Y_s^h & Y_s^h \\ Y_s^h & 0 & -Y_s^h \end{bmatrix} \quad (3.12c)$$

Onde Y_s^h é a admitância série do transformador em frequências harmônicas e é expressa por (ARRILLAGA; WATSON, 2003)

$$Y_s^h = \frac{1}{Z_s^h} = \frac{1}{\sqrt{h}R + jhX_L} \quad (3.12d)$$

A Tabela 5 apresenta as submatrizes que devem ser utilizadas nas principais conexões dos transformadores trifásicos. Nessa tabela, o sobrescrito t indica a matriz transposta. Na formação da matriz de admitâncias nodais do transformador, as admitâncias Y_s^h devem ser referidas aos seus respectivos enrolamentos (ARRILLAGA; WATSON, 2003).

Tabela 5 – Submatrizes das conexões dos transformadores trifásicos.

Conexão do transformador		Admitância própria		Admitância mútua	
Primário	Secundário	Primário	Secundário	Primário	Secundário
Estrela	Estrela	$[Y_I^h]$	$[Y_I^h]$	$-[Y_I^h]$	$-[Y_I^h]$
Delta	Delta	$[Y_{II}^h]$	$[Y_{II}^h]$	$-[Y_{II}^h]$	$-[Y_{II}^h]^t$
Delta	Estrela	$[Y_{II}^h]$	$[Y_I^h]$	$[Y_{III}^h]$	$[Y_{III}^h]^t$
Estrela	Delta	$[Y_I^h]$	$[Y_{II}^h]$	$[Y_{III}^h]$	$[Y_{III}^h]^t$

Fonte: Chen e Dillon (1974).

Para o transformador da Figura 7, a matriz de admitâncias nodais, resultante da aplicação do método é:

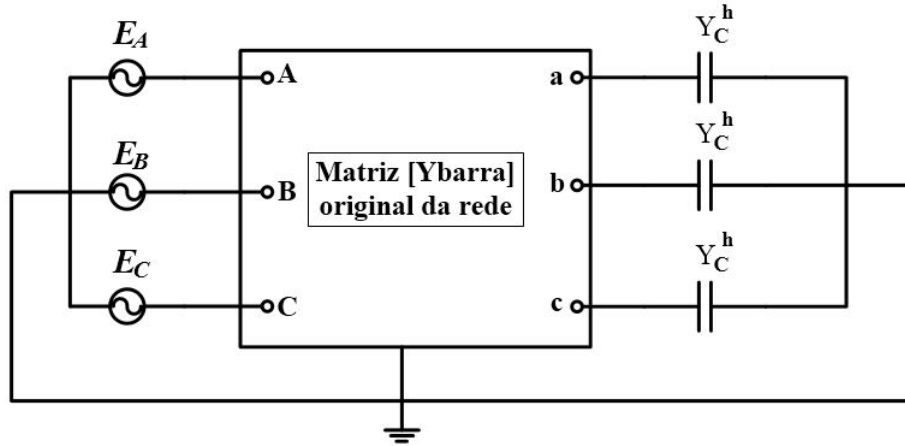
$$[Y_{barra}^h] = \begin{bmatrix} [Y_{II}^h] & \vdots & [Y_{III}^h] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ [Y_{III}^h]^t & \vdots & [Y_I^h] \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

3.5 Capacitores

Bancos de capacitores são amplamente utilizados em SD's para reduzir perdas e para regulação de tensão (EAJAL; EL-HAWARY, 2010b). Em geral, esses bancos são alocados em paralelo com a rede elétrica. A Figura 8 apresenta um banco trifásico de

capacitores conectado em Y, em paralelo com uma rede genérica representada por sua matriz $[Y_{barra}]$.

Figura 8 – Banco de capacitores conectado em Y, em paralelo com uma rede genérica.



A reatância capacitiva, em frequência fundamental, de cada capacitor do banco é expressa pela Equação (3.14a).

$$X_C = \frac{3V_p^2}{Q} \quad (3.14a)$$

Onde V_p é o valor de RMS da componente fundamental da tensão de fase e Q é a potência reativa nominal do banco de capacitores. A admitância capacitiva, em função da frequência, é dada pela Equação (3.14b) (YANG; LE, 2016).

$$Y_C^h = \frac{jh}{X_C} \quad (3.14b)$$

A matriz de admitância nodal do banco capacitivo é obtida aplicando-se as Equações (3.2a) e (3.2b) que, para o banco conectado em Y da Figura 8, resulta em (3.15a) ou em (3.15b) caso o banco esteja conectado em Δ .

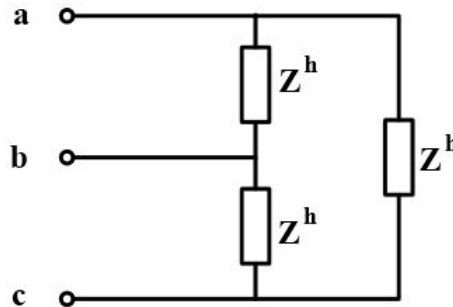
$$[Y_{barra}^h] = \begin{bmatrix} Y_C^h & 0 & 0 \\ 0 & Y_C^h & 0 \\ 0 & 0 & Y_C^h \end{bmatrix} \quad (3.15a)$$

$$[Y_{barra}^h] = \begin{bmatrix} 2Y_C^h & -Y_C^h & -Y_C^h \\ -Y_C^h & 2Y_C^h & -Y_C^h \\ -Y_C^h & -Y_C^h & 2Y_C^h \end{bmatrix} \quad (3.15b)$$

3.6 Cargas

As cargas trifásicas podem ser conectadas em Y ou Δ e, normalmente, são especificadas sua potência e tensão nominais (OLIVEIRA et al., 2000). A Figura 9 mostra uma carga trifásica equilibrada conectada em Δ .

Figura 9 – Carga linear conectada em Δ .



O estudo e modelagem das cargas pode ser feito em duas etapas: (i) modelagem das cargas lineares e (ii) modelagem das cargas não lineares. As cargas não lineares são analisadas primeiro em frequência fundamental e depois em frequências harmônicas.

3.6.1 Cargas Lineares

A forma construtiva e o princípio físico de funcionamento das cargas lineares determinam seu comportamento perante as variações na tensão de alimentação. Existem vários modelos para a representação do comportamento das cargas, dentre os quais são destacados (OLIVEIRA et al., 2000):

- Impedância constante (Z);
- Potência constante (S);
- Corrente constante (I).

3.6.1.1 Modelagem das Cargas Lineares em Frequência Fundamental

1. Modelo de Impedância Constante

Nesse modelo, a impedância da carga mantém-se constante e é obtida das potências ativa e reativa absorvidas pela carga quando alimentada com tensão nominal (OLIVEIRA et al., 2000). Um exemplo desse tipo de carga são os chuveiros elétricos (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). A impedância, por fase, desse tipo de carga para uma carga conectada na barra k do SD é dada por (OLIVEIRA et al., 2000):

$$Z_k = \left(\frac{3V_k^2}{S_k} \right)^* = R + jX \quad (3.16a)$$

Onde S_k é a potência complexa trifásica drenada pela carga e V_k é o valor nominal RMS da componente fundamental da tensão de fase de alimentação. A admitância por fase é obtida pela Equação (3.16b).

$$Y_k = \frac{1}{Z_k} = \frac{1}{R + jX} \quad (3.16b)$$

Com o valor de Y_k , utilizam-se as Equações (3.2a) e (3.2b) para formar a matriz de admitâncias nodais da carga. Se a carga estiver conectada em Y a matriz resultante é expressa por (3.16c). Caso esteja conectada em Δ , a matriz $[Y_{barra}]$ será expressa por (3.16d) (OLIVEIRA et al., 2000).

$$[Y_{barra}] = \begin{bmatrix} Y_k & 0 & 0 \\ 0 & Y_k & 0 \\ 0 & 0 & Y_k \end{bmatrix} \quad (3.16c)$$

$$[Y_{barra}] = \begin{bmatrix} 2Y_k & -Y_k & -Y_k \\ -Y_k & 2Y_k & -Y_k \\ -Y_k & -Y_k & 2Y_k \end{bmatrix} \quad (3.16d)$$

2. Modelo de Potência Constante

As cargas representadas por este modelo possuem as potências ativa P_k e reativa Q_k constantes e iguais aos seus valores nominais (OLIVEIRA et al., 2000).

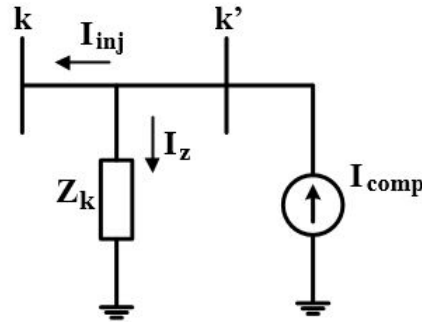
O *software* OpenDSS utiliza um modelo de correntes de compensação para as cargas de potência constante. Portanto, este é o modelo adotado para estas cargas. Nesse modelo, cada fase da carga é modelada como uma impedância em paralelo com uma fonte de corrente de compensação, como na Figura 10.

A impedância Z_k pode ser calculada pela Equação (3.16a) e, da mesma forma como para o modelo de impedância constante, utilizada para o cálculo da admitância Y_k que, por fim, é utilizada para a formação da matriz $[Y_{barra}]$ da carga - Equações (3.16c) e (3.16d) de acordo com a conexão empregada.

As correntes $[I_{inj}]$ drenadas pela carga trifásica de potência constante são calculadas pela Equação (3.17a), se tomadas com o sentido indicado na Figura 10.

$$[I_{inj}] = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\left(\frac{S_k}{3V_{an}^k}\right)^* \\ -\left(\frac{S_k}{3V_{bn}^k}\right)^* \\ -\left(\frac{S_k}{3V_{cn}^k}\right)^* \end{bmatrix} \quad (3.17a)$$

Figura 10 – Modelo de carga com corrente de compensação.



Fonte: Dugan (2016).

Em que V_{an}^k , V_{bn}^k e V_{cn}^k são as tensões de operação, em frequência fundamental, na barra k .

As correntes de compensação são fontes de corrente colocadas em paralelo com a impedância Z_k e tem a função de compensar a diferença entre a tensão de operação e a nominal para que $S_k = S_k^{nominal}$ seja válido independentemente do valor da tensão na barra k . Tais correntes são calculadas pela aplicação da lei de Kirchhoff das correntes, resultando na Equação (3.17b).

$$[I_{comp}] = [I_{inj}] + [Y_{barra}] \cdot [V_k] \quad (3.17b)$$

Em que $[Y_{barra}]$ é a matriz de admitâncias nodais da carga calculada para tensão nominal - Equações (3.16c) e (3.16d) - e $[V_k]$ é o vetor das tensões nodais, em frequência fundamental, na barra k .

3. Modelo de Corrente Constante

Para as cargas representadas por este modelo, permanecem constantes o módulo da corrente absorvida e seu fator de potência. Esses valores são obtidos a partir das potências ativa e reativa absorvidas pela carga quando alimentada com tensão nominal (OLIVEIRA et al., 2000). Exemplos dessas cargas são as lâmpadas fluorescentes e os fornos elétricos a arco (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

A potência aparente da carga pode ser expressa por (OLIVEIRA et al., 2000):

$$S_k = |S_k|/\phi \quad (3.18)$$

Onde ϕ é o ângulo do fator de potência. O módulo da corrente drenada por uma carga de corrente constante pode ser expresso por (3.19).

$$|I_k| = \frac{|S_k^{nominal}|}{3|V_k^{nominal}|} \quad (3.19a)$$

A aplicação de uma tensão qualquer $V_k/\underline{\theta}$ sobre a carga resulta numa corrente do tipo:

$$I_k = |I_k| \underline{\angle}(\theta - \phi) \quad (3.19b)$$

O modelo das correntes de compensação da Figura 10 também é utilizado na modelagem das cargas de corrente constante. Nesse modelo, as correntes de compensação tem a função de compensar a diferença entre a tensão de operação e a nominal para que $|I_k| = |I_k^{nominal}|$ seja sempre válido, independentemente da tensão na barra k .

A admitância Y_k é calculada da mesma forma que para o modelo de potência constante utilizando-se as Equações (3.16a) e (3.16b). Tal admitância é, então, utilizada na formação da $[Y_{barra}]$ de acordo com a conexão da carga. As correntes injetadas $[I_{inj}]$ para esse modelo são expressas pela Equação (3.20) (OLIVEIRA et al., 2000), se adotado o sentido mostrado na Figura 10.

$$[I_{inj}] = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |I_k| \underline{\angle}(-\theta + \phi) \\ |I_k| \underline{\angle}(-\theta + \phi + 120^\circ) \\ |I_k| \underline{\angle}(-\theta + \phi - 120^\circ) \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Nesse modelo, as correntes de compensação são obtidas pela Equação (3.17b).

3.6.1.2 Modelagem das Cargas Lineares em Frequências Harmônicas

No estudo do fluxo de potência harmônico, é utilizado o modelo de impedância constante para as cargas lineares em frequências harmônicas. Nesse modelo, as cargas são tratadas como admitâncias constantes dependentes da ordem harmônica (BATHURST et al., 2000; EAJAL; EL-HAWARY, 2010a).

A carga linear na barra k pode ser expressa como uma função que depende da sua admitância em frequência fundamental Y_k^1 e da ordem harmônica h , conforme a Equação (3.21) (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003).

$$Y_k^h = f_k(Y_k^1, h) \quad (3.21)$$

Em que Y_k^h é a admitância da carga na barra k para a ordem harmônica h ; f_k é uma função que depende da natureza da carga (indutiva ou capacitiva) (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003).

A admitância em frequência fundamental é obtida pelas Equações (3.16a) e (3.16b). A partir desta admitância, pode-se aplicar a Equação (3.21) para cada ordem harmônica

de interesse e calcular a admitância na frequência de ordem harmônica h . Uma vez obtida a admitância para a ordem harmônica h , sua matriz $[Y_{barra}^h]$ é formada utilizando-se as Equações (3.2a) e (3.2b) resultando em (3.16c) e (3.16d) de acordo com a conexão utilizada.

3.6.2 Cargas Não-Lineares

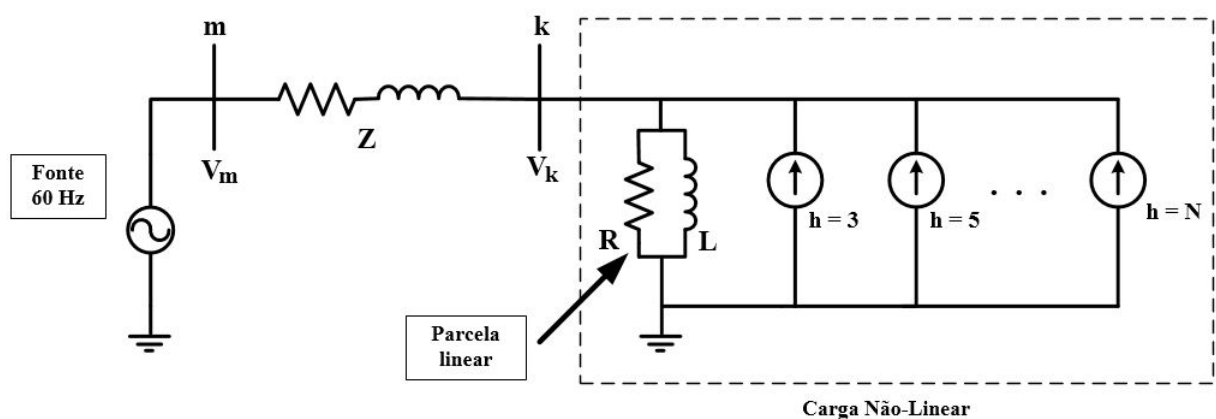
As cargas não-lineares podem ser modeladas por fontes de tensão ou fontes de corrente harmônicas (ARRILLAGA; WATSON, 2003), sendo o segundo modelo o mais utilizado na literatura (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003; XU; MARTI; DOMMEL, 1991) e adotado neste trabalho. Tais cargas são as principais fontes de harmônicos nos sistemas de distribuição. No item 3.6.2.1, serão apresentados os conceitos do modelo de injeção de correntes e no item 3.6.2.2, é apresentada a modelagem matemática de um retificador trifásico ideal como exemplo.

3.6.2.1 Modelagem das Cargas Não-Lineares por Fontes de Correntes Harmônicas

Nesse modelo, as CNL's são representadas por uma parte linear (constituída por uma associação em paralelo entre um resistor e um indutor) e uma parte não linear (formada pelas fontes de correntes harmônicas) (WANG; O'CONNELL; BROWNFIELD, 2001).

A Figura 11 mostra um circuito com duas barras em que a CNL está conectada à barra k . V_k é a tensão na barra k , V_m é a tensão na barra de alimentação m (com $f = 60$ Hz), Z é a impedância série da linha que conecta as barras m e k .

Figura 11 – Modelo das cargas não lineares por fontes de correntes harmônicas.



Fonte: Adaptado de Wang, O'Connell e Brownfield (2001).

A parcela linear da carga é composta por um resistor (que representa a potência ativa absorvida pela carga) em paralelo com um indutor (representando a potência reativa

absorvida). Em paralelo à parcela linear, estão as N fontes de corrente que modelam as componentes harmônicas drenadas pela carga. Cada uma delas possui sua respectiva frequência (WANG; O'CONNELL; BROWNFIELD, 2001).

Para se aplicar o modelo de fontes de corrente harmônicas em cargas não-lineares é necessário conhecer as magnitudes das correntes harmônicas que caracterizam a carga. As correntes harmônicas I_k^h injetadas por uma CNL dependem de suas características de funcionamento e das condições de operação. De acordo com Herraiz, Sainz e Clua (2003), existem duas abordagens utilizadas na literatura para se determinar as injeções de correntes harmônicas:

1. **Modelo de injeção de corrente constante:** Nesse modelo, as injeções de correntes harmônicas são uma função da tensão de frequência fundamental V_k^1 e de parâmetros da carga β_k , ou seja, assume-se que distorções na tensão de alimentação não afetam o comportamento das CNL's. As correntes harmônicas podem ser obtidas através de modelos matemáticos que descrevem o comportamento de cada carga especificamente. De maneira geral, as correntes I_k^h podem ser expressas por (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003):

$$I_k^h = f_k(V_k^1, \beta_k) \quad (3.22a)$$

2. **Modelo de injeção com interação harmônica:** As injeções de correntes harmônicas são uma função das tensões harmônicas na barra k da carga ($V_k^1, V_k^3, V_k^5, \dots, V_k^h$) e dos parâmetros da carga β_k . As injeções são obtidas através de modelos matemáticos que descrevem o comportamento da carga em função das tensões harmônicas, de acordo com a Equação (3.22b) (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003)

$$I_k^h = f_k(V_k^1, V_k^3, V_k^5, \dots, V_k^h, \beta_k) \quad (3.22b)$$

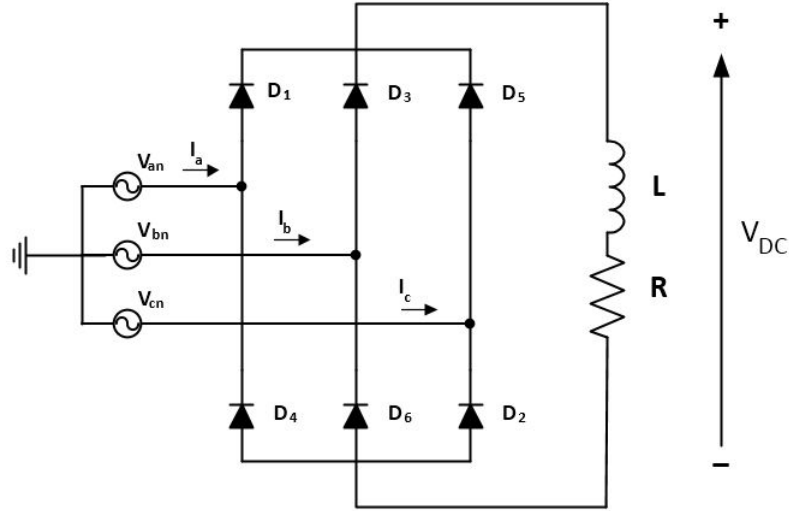
Neste trabalho, é utilizada a primeira abordagem, uma vez que o *software* OpenDSS utiliza um método de solução direta no fluxo de potência harmônico.

3.6.2.2 Modelagem Matemática de um Retificador em Ponte de Graetz Pelo Modelo de Injeção de Correntes Constantes

Para exemplificar o mecanismo de introdução de harmônicos no sistema elétrico, serão mostradas as características de funcionamento de um retificador trifásico de onda completa, conhecido como retificador não controlado de 6 pulsos ou ponte de Graetz (HART, 2010). A Figura 12 ilustra um conversor desse tipo.

Ao lado de corrente contínua do retificador da Figura 12, está acoplada uma carga RL série. Esse retificador drena uma corrente contínua I_{DC} e V_{DC} é a tensão retificada;

Figura 12 – Conversor trifásico não controlado do tipo ponte de Graetz com carga RL.



V_{an} , V_{bn} e V_{cn} são as tensões de fase e possuem apenas a frequência fundamental (60 Hz); I_a , I_b e I_c são as correntes de fase drenadas pela carga no lado CA.

Supondo a presença do indutor L de valor elevado em série com o resistor R , a corrente de regime permanente I_{DC} tende a ser constante.

O valor médio da tensão de saída V_{DC} de um retificador de ponte de Graetz é dado pela Equação (3.23a) (BARBI, 2006), onde V_p é o valor de pico da tensão de fase de entrada.

$$V_{DC} = \frac{1}{\pi/3} \int_{\pi/6}^{\pi/2} \sqrt{3}V_p \text{sen}(\omega t + \pi/6) d\omega t = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_p \quad (3.23a)$$

A corrente demandada pela carga no lado de corrente contínua é obtida pela Equação (3.23b).

$$I_{DC} = \frac{V_{DC}}{R} \quad (3.23b)$$

A Figura 13 ilustra um período da corrente em regime permanente que circula pela fase A $I_a(t)$ da alimentação do retificador e a corrente do lado de corrente contínua I_{DC} . Esse resultado foi obtido pela simulação do retificador ideal alimentado pelo conjunto de tensões $V_a = V_b = V_c = 220V$ de pico alimentando uma carga RL com $R = 20\Omega$ e $L = 200mH$ (essa indutância é alta o suficiente para que a corrente I_{DC} seja constante).

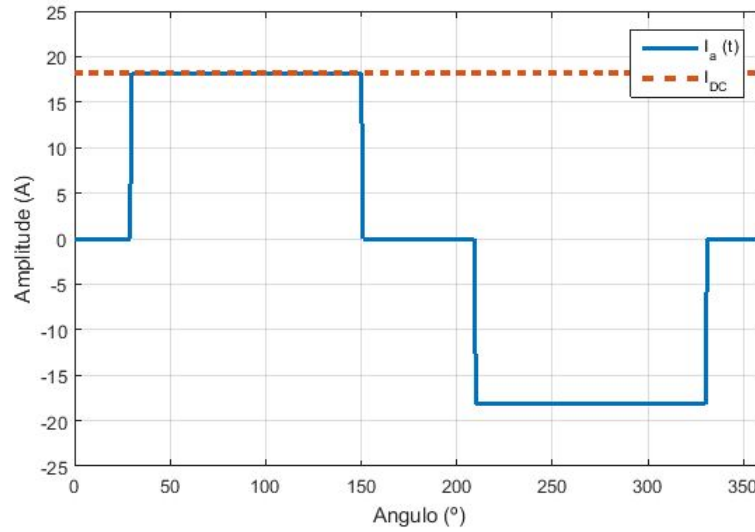
A corrente $I_a(t)$ pode ser escrita matematicamente por (BARBI, 2006):

$$I_a(t) = \begin{cases} I_{DC}, & \text{se } \pi/6 < \omega t < 5\pi/6 \\ -I_{DC}, & \text{se } 7\pi/6 < \omega t < 11\pi/6 \end{cases} \quad (3.24)$$

A aplicação da série de Fourier em $I_a(t)$ resulta em:

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt = 0$$

Figura 13 – Formas de onda das correntes da fase A e do lado de corrente contínua do retificador de ponte de Graetz ideal.



$$a_h = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) \cos(h\omega_1 t) dt = 0$$

$$b_h = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) \sin(h\omega_1 t) dt = \frac{4}{\pi h} I_{DC} \left[\sin\left(\frac{\pi}{2}h\right) \sin\left(\frac{\pi}{3}h\right) \right] \quad (3.25)$$

Na Equação (3.25), pode-se observar que para as frequências harmônicas pares ($h = 2, 4, 6, \dots$) e múltiplas de três ($h = 3, 6, 9, \dots$) $b_h = 0$. Dessa forma, a corrente I_a pode ser escrita por (HART, 2010):

$$I_a(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \frac{4}{\pi h} I_{DC} \left[\sin\left(\frac{\pi}{2}h\right) \sin\left(\frac{\pi}{3}h\right) \right] \sin(h\omega t), \quad h = 1, 5, 7, 11, 13, 17, \dots \quad (3.26)$$

Em que $I_h = b_h$ representa as injeções de correntes harmônicas no sistema pelo retificador trifásico de 6 pulsos. A circulação dessa corrente distorcida pelo sistema causa quedas de tensão em frequências diferentes da fundamental ao longo do sistema. Daí resulta a distorção de tensão existente (ARRILLAGA; WATSON, 2003). A Tabela 6 mostra a amplitude das correntes harmônicas (nas frequências utilizadas neste trabalho) drenadas pelo retificar em ponte de Graetz.

Tabela 6 – Injeções de correntes harmônicas do retificador em ponte de Graetz ideal.

h	1	5	7	11	13	17	19	23	25
$I_h(\%)$	100	20	14.3	9.1	7.7	5.9	5.3	4.3	4.0
θ_h	0°	180°	180°	0°	0°	180°	180°	0°	0°
h	29	31	35	37	41	43	-	-	-
$I_h(\%)$	3.4	3.2	2.9	2.7	2.4	2.3	-	-	-
θ_h	180°	180°	0°	0°	180°	180°	-	-	-

4 Metodologia

Neste trabalho, foi utilizado o *software* OpenDSS para a solução do FPF e do FPH. A escolha pelo *software* se justifica pela sua facilidade em modelar adequadamente as redes trifásicas e pela sua capacidade em realizar o FPF e o FPH. Outro fator que justifica a escolha pelo *software* é o fato de ser um *software* livre e gratuito disponibilizado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), proprietário do OpenDSS, como forma de incentivo à pesquisa. Além do mais, o OpenDSS foi adotado pela ANEEL, através da Norma Técnica nº 057/2014-SRD, para o cálculo do fluxo de potência pelas distribuidoras. Por fim, o OpenDSS pode ser controlado pelo MATLAB, o que facilita seu uso conjunto na elaboração de algoritmos que necessitem de alguma funcionalidade do OpenDSS.

Nesse Capítulo, serão apresentados os conceitos básicos e a formulação dos métodos de fluxo de potência fundamental e harmônico utilizados pelo *software* OpenDSS. Em seguida, apresenta-se a formulação do algoritmo genético para a resolução do problema da alocação ótima de capacitores e, por fim, é apresentada a formulação do algoritmo de otimização multi-objetivo MOGA na resolução da alocação ótima de capacitores visando a redução no custo combinado das perdas de energia e de investimento e a redução na DHT_v máxima.

4.1 Método de Fluxo de Potência Empregado pelo OpenDSS

O cálculo das tensões em regime permanente senoidal em frequência fundamental é feito através de algum método de fluxo de potência fundamental. Na literatura, existem diversos métodos de FPF, sendo os métodos de Gauss-Seidel, Newton-Raphson e de varredura alguns exemplos dos métodos existentes. A resolução de um FPF visa a obtenção dos módulos V_k e dos ângulos θ_k , em frequência fundamental, das tensões em todas as barras do sistema (ARRILLAGA; WATSON, 2003). A Tabela 7 apresenta as variáveis de um FPF.

Tabela 7 – Variáveis do fluxo de potência fundamental.

Barra	Variáveis conhecidas	Variáveis desconhecidas
<i>Slack</i>	V^1, θ^1	-
PV	P^1, V^1	θ^1
PQ	P^1, Q^1	V^1, θ^1

Fonte: Adaptado de Herraiz, Sainz e Clua (2003).

A barra *slack* é a barra de referência, normalmente a barra do maior gerador. As barras do tipo PV são barras onde o módulo da tensão V^1 e a potência P^1 , em frequência

fundamental, são conhecidos e constantes. As barras do tipo PQ possuem potência ativa P^1 e reativa Q^1 , na frequência fundamental, conhecidas.

A reformulação dos métodos de FPF para a inclusão dos cálculos das tensões em frequências harmônicas deu origem aos métodos de fluxo de potência harmônicos. Tais métodos determinam as variáveis de estado V_k^h e θ_k^h para cada frequência harmônica ($h = 1, 2, 3, \dots, h_{max}$) (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003). A Tabela 8 apresenta as variáveis de um FPH.

Tabela 8 – Variáveis do fluxo de potência harmônico.

Barra	Variáveis conhecidas	Variáveis desconhecidas
<i>Slack</i>	V^1, θ^1	-
PV	P^1, V^1	θ^1, V^h, θ^h
PQ	P^1, Q^1	$V_1, \theta_1, V^h, \theta^h$
CNL	β	$V_1, \theta_1, V^h, \theta^h$

Fonte: Adaptado de Herraiz, Sainz e Clua (2003).

O OpenDSS possui dois algoritmos para o cálculo do FPF, o método padrão e o método de Newton. Neste trabalho, foi utilizado o método padrão, que foi escolhido por apresentar bons resultados para redes radiais e por ter rápida convergência. O método padrão é baseado no método de injeção de correntes (GARCIA et al., 2000) e um método numérico para a resolução das equações resultantes, chamado método iterativo de ponto fixo. Quanto ao FPH, o OpenDSS utiliza o método conhecido por penetração harmônica (PH). Nos itens 4.1.1, 4.1.2 e 4.1.3, serão apresentados os conceitos gerais do algoritmo de ponto fixo iterativo, o método de FPF e o método de FPH empregados pelo OpenDSS, respectivamente.

4.1.1 O Algoritmo de Ponto Fixo Iterativo

O algoritmo de ponto fixo iterativo é utilizado para se resolver um sistema de n equações não-lineares com n incógnitas, conforme a expressão (4.1a) (DLALA; ARKKIO, 2008).

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad (4.1a)$$

Esse sistema pode ser expresso em forma vetorial por:

$$\bar{F}(\bar{x}) = 0 \quad (4.1b)$$

No algoritmo de ponto fixo, a Equação (4.1b) deve ser rescrita buscando uma função cujo valor seja igual ao valor de seu próprio argumento; da seguinte forma (DLALA; ARKKIO, 2008):

$$\overline{G}(\overline{x}) = \overline{x} \quad (4.1c)$$

A resolução do sistema de equações consiste na escolha de um valor inicial \overline{x}^0 para o vetor \overline{x} . Então, \overline{x} é atualizado pela Equação (4.2) (DLALA; ARKKIO, 2008).

$$\overline{x}^{k+1} = \overline{G}(\overline{x}^k) \quad (4.2)$$

O valor de \overline{x} é recalculado até que haja a convergência para uma solução \overline{x}_s dita ponto fixo de \overline{G} e que é, também, solução de (4.1b) (DLALA; ARKKIO, 2008). A convergência é atingida quando a expressão (4.3) se torna verdadeira para todos os elementos do vetor \overline{x} .

$$|\overline{x}^{k+1} - \overline{x}^k| \leq \epsilon \quad (4.3)$$

Em que ϵ é a tolerância especificada.

4.1.2 Método de Fluxo de Potência Fundamental

O método de FPF empregado pelo *software* OpenDSS é baseado em injeções de correntes e consiste na representação da barra *slack* por seu equivalente de Norton e as tensões em todas as barras são tratadas como as incógnitas do problema. As correntes nodais nas barras de carga são uma função dessas tensões, conforme o modelo de carga adotado (ver Subseção 3.6.1). A seguir, são apresentadas as etapas realizadas pelo método.

1 - Mapeamento das Conexões dos Elementos de Rede e Formação da Matriz $[Y_{barra}]$

As conexões entre os elementos de rede são mapeadas de acordo com suas respectivas barras, ou seja, o OpenDSS cria uma lista relacionando cada elemento do SEP ao nó em que o respectivo elemento está conectado e, a partir dessa lista, a matriz $[Y_{barra}]$ da rede completa é formada pelas Equações (3.2a) e (3.2b). A matriz de admitâncias primitivas da barra *slack* $[Y_g]$ e as matrizes de todas as cargas (obtidas de acordo com o processo apresentado no item 3.6.1.1) são, também, inclusas na matriz $[Y_{barra}]$.

2 - Inicialização do Método

Durante a primeira iteração considera-se que todas as tensões sejam iguais a 1 pu ($[V]^0 = 1$ pu). O vetor das injeções de corrente nas barras de carga inicial $[I_{comp}]^0$ é

obtido utilizando o valor da tensão inicial em cada barra de carga nas Equações (3.17a) e (3.20), de acordo com o modelo de carga adotado, para determinar as correntes $[I_{inj}]$ drenadas pela carga e, assim, utilizar a Equação (3.17b) para determinar as correntes de compensação de cada carga. Para a barra *slack*, as correntes injetadas são calculadas por (4.4).

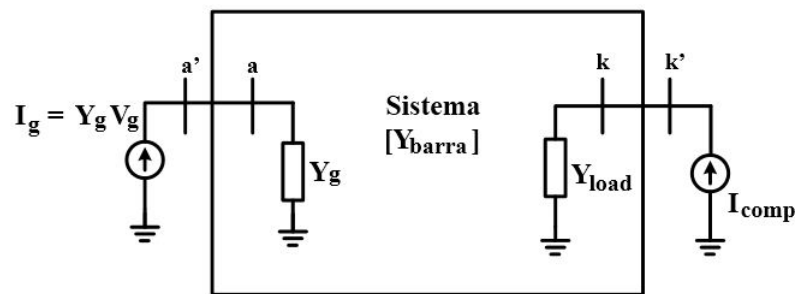
$$[I_g] = [Y_g] \cdot [V_g] \quad (4.4)$$

Em que $[Y_g]$ é a matriz de admitâncias primitivas do gerador - Equação (3.5); $[V_g]$ é o vetor das tensões de operação do gerador. Após calcular as correntes injetadas na rede pelo gerador, são calculadas as correntes de compensação para as cargas de potência e corrente constante, conforme a Equação (3.17b). Assim, é formado o vetor das correntes nodais composto por: vetor das correntes injetadas pelo gerador $[I_g]$, correntes de compensação nas barras de carga $[I_{comp}]$ e zeros para as demais barras $[0]$ - Equação (4.5).

$$[I] = \begin{bmatrix} [I_g]_{3 \times 1} \\ [I_{comp}]_{3 \times 1} \\ \vdots \\ [0]_{3 \times 1} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Dessa forma, o sistema é representado conforme Figura 14.

Figura 14 – Representação do sistema no método de fluxo de potência do OpenDSS.



Fonte: Adaptado de Dugan (2016).

3 - Atualização das Tensões

A cada iteração, $[V]$ é atualizado por (4.6).

$$[V]^{n+1} = [Y_{barra}]^{-1} \cdot [I]^n \quad (4.6)$$

Em que n é o contador de iterações.

4 - Verificação da Convergência

A convergência é verificada pela Equação (4.7).

$$|[V]^{n+1} - [V]^n| \leq \epsilon \quad (4.7)$$

Caso a convergência tenha sido alcançada, o algoritmo termina sua execução. Do contrário, incrementa-se n e vai para o passo 5.

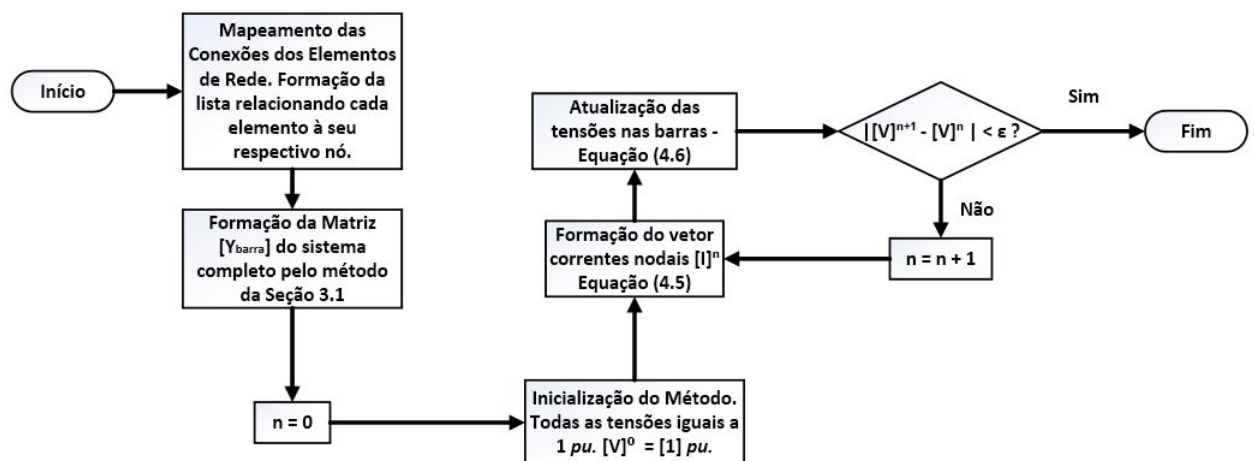
5 - Formação do Novo Vetor de Correntes Nodais

O novo vetor de correntes nodais é formado pela Equação (4.5), sendo composto das correntes injetadas na rede pelo gerador (calculadas uma única vez na inicialização do método e mantidas constantes durante todo o processo), pelas correntes de compensação das cargas de potência e de corrente constante (calculadas utilizando-se os novos valores de tensão) e zeros nas demais barras. Uma vez atualizado o vetor das correntes nodais retorna-se ao passo 3.

4.1.2.1 Fluxograma do Método de Fluxo de Potência Fundamental

A Figura 15 apresenta o fluxograma do método de fluxo de potência fundamental utilizado pelo OpenDSS.

Figura 15 – Fluxograma do Método de Fluxo de Potência Fundamental.



4.1.3 Método de Fluxo de Potência Harmônico

Dentre os métodos existentes na literatura para a resolução do fluxo de potência harmônico, a penetração harmônica é o mais simples deles (HERRAIZ; SAINZ; CLUA,

2003). Nesse método, considera-se que as tensões harmônicas não influenciam o comportamento das CNL's (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003).

A PH pode ser resumida nos seguintes itens:

- As CNL's são modeladas apenas em função das tensões em frequência fundamental (V_k^1) e de seus parâmetros (β) de acordo com o modelo de injeção de corrente constante, apresentado na Subseção 3.6.2 deste trabalho;
- As tensões harmônicas (V_k^h) são calculadas pelo método dos nós (aplicação direta da lei de Kirchoff das correntes), sendo um método não iterativo, utilizando a matriz de admitâncias nodais (formada para as frequências de interesse) $[Y_{barra}^h]$ e as injeções de correntes harmônicas das CNL's (I_k^h).

O algoritmo da penetração harmônica pode ser resumido nos seguintes passos (HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003):

1. **Resolução do FPF:** Resolve-se o fluxo de potência fundamental obtendo-se, assim, as tensões em frequência fundamental do sistema. Tais tensões serão utilizadas para o cálculo das injeções de correntes harmônicas das cargas não-lineares, conforme o modelo utilizado.
2. **Formação da matriz $[Y_{barra}^h]$ e do vetor de injeções de correntes harmônicas:** A matriz de admitâncias nodais da rede completa é formada para a frequência de interesse utilizando os modelos apresentados na Seção 3.1. O vetor de injeções de correntes harmônicas $[I^h]$ é formado utilizando-se as correntes harmônicas injetadas pelas CNL's, através do espectro fornecido pelo usuário ao OpenDSS para cada uma das CNL's, como a Tabela 6, por exemplo.
3. **Determinação das tensões harmônicas pelo método dos nós:** Uma vez formada a matriz de admitâncias nodais e o vetor de injeções de correntes na frequência harmônica de interesse, as tensões harmônicas são determinadas pelo método dos nós de acordo com a Equação (4.8).

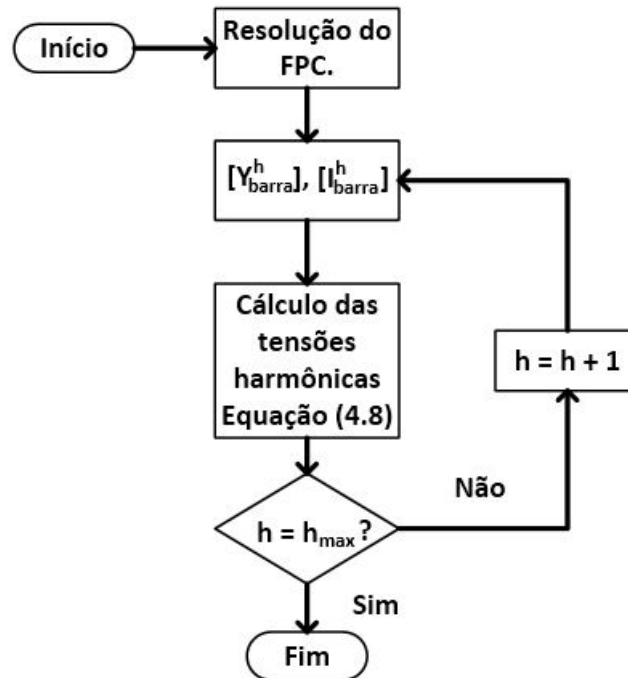
$$[V^h] = [Y_{barra}^h]^{-1} \cdot [I^h] \quad (4.8)$$

4. **Verificação se $h = h_{max}$:** Verifica-se se a ordem harmônica h recém utilizada nos cálculos das tensões foi a última frequência de interesse ($h = h_{max}$). Caso seja o algoritmo termina a execução; caso não seja, incrementasse h e retorna ao passo 2.

A PH permite que o fluxo de potência harmônico seja resolvido de forma simples e rápida, porém, por não considerar a influência das tensões harmônicas sobre o comportamento das CNL's, ela pode levar a uma superestimação das tensões harmônicas

(HERRAIZ; SAINZ; CLUA, 2003). A Figura 16 apresenta o fluxograma da penetração harmônica.

Figura 16 – Fluxograma da penetração harmônica.



4.2 Algoritmo Genético para Alocação Ótima de Capacitores

Nesta Seção, será apresentada a formulação do algoritmo de otimização mono-objetivo utilizado para a alocação ótima de capacitores considerando a presença de harmônicos. Inicialmente, é apresentada a formulação do problema (função objetivo e restrições) e, em seguida, apresentam-se as características do algoritmo genético.

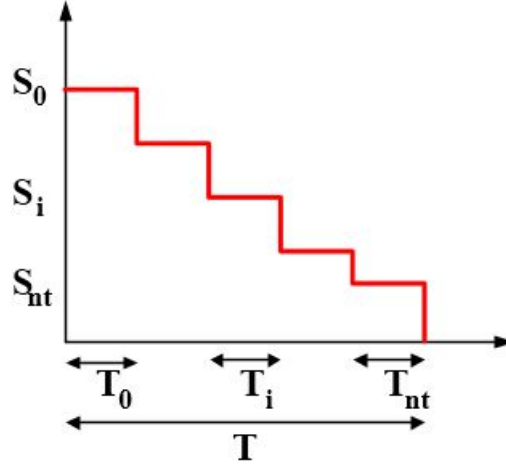
4.2.1 Formulação do Problema

O problema da alocação ótima de capacitores em redes de distribuição é formulado como um problema de programação não-linear inteira em que ambos, localização e potência dos capacitores são variáveis discretas (GOU; ABUR, 1999; EAJAL; EL-HAWARY, 2010b). A função objetivo engloba os custos totais das perdas de energia e o valor do investimento nos capacitores (EAJAL; EL-HAWARY, 2010b).

Para realizar o cálculo das perdas, as variações do carregamento do sistema em um período de tempo T são consideradas. Considera-se que as variações de carga podem ser aproximadas por níveis discretos. Com essas considerações a carga do sistema é representada pela curva de duração de carga e é aproximada por uma função linear por partes onde o período T é dividido em nt intervalos nos quais a carga é assumida constante

(SUNDHARARAJAN; PAHWA, 1994). A Figura 17 apresenta um exemplo de uma curva de duração de carga discretizada.

Figura 17 – Curva de duração de carga discretizada.



O problema é formulado utilizando-se a seguinte função objetivo (EAJAL; EL-HAWARY, 2010b):

$$\min F = K_e \sum_{i=0}^{nt} T_i p_i + K_c \sum_{j=0}^{nc} Q_j \quad (4.9)$$

Em que K_e é o custo das perdas de energia (\$/kWh); nt é o número de intervalos da curva de duração de carga; T_i é a duração do intervalo i da curva de duração de carga; p_i são as perdas de energia (kW) durante o intervalo T_i ; nc é a quantidade de capacitores instalados; Q_j é a potência reativa (kVAr) do capacitor instalado; K_c é o custo do kVAr instalado (\$/kVAr).

Nesse trabalho, as perdas de energia são computadas para as frequências fundamental e harmônicas. Assim, as perdas p_i , em um intervalo de tempo T_i , são calculadas por (4.10a) (EAJAL; EL-HAWARY, 2010b).

$$p_i = p_i^1 + \sum_{h=h_0}^{h_{max}} p_i^h \quad (4.10a)$$

O cálculo das perdas para cada frequência harmônica é feito logo após a execução do fluxo de potência. Para isso, é feito o cálculo das perdas em cada linha da rede e, então, é calculada a perda total da rede, na ordem harmônica h , pela soma das perdas em cada linha, conforme a Equação (4.10b).

$$p_i^h = \sum_{k,m \in \Omega} R_{km} (I_{km}^h)^2 \quad (4.10b)$$

Em que R_{km} é a resistência da linha entre as barras k e m ; I_{km}^h é o valor RMS da corrente de ordem harmônica h que flui pelo ramo km ; Ω é o conjunto de todas as linhas do sistema.

As restrições do problema são:

1) Limite de tensão nas barras: O valor RMS da tensão, na frequência fundamental, em todas as barras deve ser mantido dentro de limites operacionais aceitáveis, conforme (4.11a).

$$V_{min} \leq V_k^1 \leq V_{max} \quad (4.11a)$$

onde V_{min} é o limite inferior de tensão; V_{max} é o limite superior; V_k é o valor RMS da tensão na barra k calculado pela Equação (2.6c). De acordo com o PRODIST os limites aceitáveis de tensão são: $V_{min} = 0,95 pu$ e $V_{max} = 1,05 pu$

2) Limite da DHT de tensão: A distorção harmônica total em todas as barras deve ser mantida menor ou igual ao valor máximo permitido para o nível de tensão da barra em questão, conforme (4.11b).

$$DHT_k \leq DHT_{max} \quad (4.11b)$$

em que DHT_{max} é a distorção harmônica máxima permitida, de acordo com a norma vigente (PRODIST). Os limites de DHT estabelecidos para cada barra, de acordo com o nível de tensão, foram mostrados na Tabela 1.

3) Quantidade de capacitores por barra: Assume-se que os capacitores disponíveis possuem a potência múltipla inteira do menor capacitor disponível:

$$Q_j \leq LQ_0, \quad L = 1, 2, 3, \dots, L_{max} \quad (4.11c)$$

em que L é um valor inteiro positivo; Q_0 é a potência reativa do menor capacitor disponível; L_{max} é a quantidade máxima de capacitores permitidos por barra.

4) Convergência do fluxo de potência: O fluxo de potência para a configuração selecionada deve alcançar a convergência - Equação (4.11d).

$$H(\bar{x}) = 0 \quad (4.11d)$$

A Equação (4.11d) pode ser reescrita na notação do algoritmo de ponto fixo iterativo resultando em (4.11e).

$$G(\bar{x}) = \bar{x} \quad (4.11e)$$

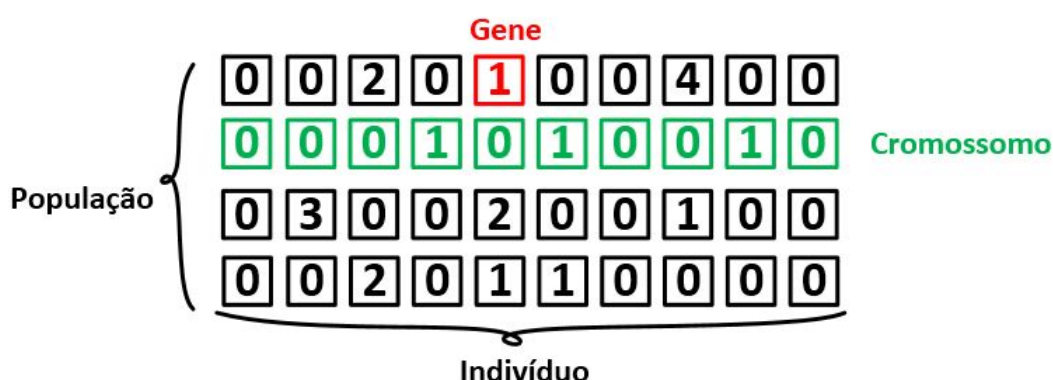
4.2.2 Algoritmo Genético

O algoritmo genético é um algoritmo de busca baseado no princípio de evolução natural de Darwin (MITCHELL, 1998). A estrutura de dados desse algoritmo representa

indivíduos de uma população. Os indivíduos são representados como um vetor de valores inteiros, em que cada posição nesse vetor é chamado de gene, o conjunto de genes é um cromossomo, chamado de indivíduo no AG (SUNDHARARAJAN; PAHWA, 1994).

Cada população é um conjunto de indivíduos que representam o conjunto de capacitores alocados em um sistema de distribuição. Cada gene representa uma barra do sistema. A informação contida em cada gene é a quantidade de capacitores instalados nessa barra. Os capacitores são assumidos serem de valor fixo. A Figura 18 mostra a estrutura de dados de uma população do algoritmo genético.

Figura 18 – População do algoritmo genético.



A seguir, são apresentadas as etapas do algoritmo genético.

4.2.2.1 Geração da População Inicial

O primeiro passo do algoritmo genético é gerar a população inicial. A população inicial em um AG pode ser gerada de forma completamente aleatória ou, em alguns casos, pode-se utilizar alguma estratégia diferente para criar uma população inicial que leve a uma solução adequada com menor custo computacional (MITCHELL, 1998).

A população inicial é gerada da seguinte maneira: 1) para cada indivíduo são sorteados aleatoriamente 50% de seus genes; 2) em cada um desses genes sorteados é gerado um número inteiro aleatório no intervalo $[0, L]$, em que L é o número máximo de capacitores permitido por barra, e essa informação é armazenada no gene em questão. Esse processo é repetido até que seja gerado o número de indivíduos desejado para a população.

O tamanho da população foi escolhido de acordo com a quantidade de barras do sistema utilizado para teste. Nos sistemas de 9 e de 15 barras foi escolhida uma população com 40 indivíduos e no sistema de 69 barras a população possui 50 indivíduos.

4.2.2.2 Avaliação

Uma vez obtida uma população de indivíduos, deve-se calcular a função objetivo de cada indivíduo e verificar se o indivíduo é factível, ou seja, se o indivíduo atende às

restrições do problema.

Os indivíduos que são ineficazes tem sua função objetivo penalizada de forma que tenham menor probabilidade de serem selecionados para cruzamento e, assim, levar seus genes às próximas gerações (MITCHELL, 1998). Neste trabalho, a penalização foi feita através da soma de um valor da ordem de 10^6 à função objetivo dos indivíduos ineficazes.

4.2.2.3 Seleção

Os genes de um indivíduo são passados para as gerações futuras por meio da operação genética de cruzamento (MITCHELL, 1998). Os indivíduos são selecionados para cruzamento pelo método da roleta de seleção, em que indivíduos com melhores valores da função objetivo possuem maior probabilidade de serem selecionados. Para atribuir a probabilidade a cada indivíduo deve-se saber se a função objetivo é de minimização ou de maximização (MITCHELL, 1998). A função objetivo utilizada neste trabalho é de minimização.

Para uma função objetivo de minimização, a probabilidade de um indivíduo i ser selecionado é dada pela Equação (4.12) (MITCHELL, 1998).

$$P_i = \frac{1/F_i}{\sum_{j=1}^N 1/F_j} \quad (4.12)$$

Em que F_i é a função objetivo do indivíduo i e N é o número de indivíduos da população.

O método da roleta de seleção consiste em selecionar N indivíduos da população para realizarem o cruzamento. A seleção é feita pela probabilidade P_i de cada indivíduo. Alguns indivíduos podem ser selecionados várias vezes e outros nenhuma (MITCHELL, 1998).

No esquema de seleção pela roleta, a cada indivíduo da população se atribui uma fração de uma roleta circular que é proporcional à probabilidade P_i desse indivíduo ser selecionado. Pode-se converter as probabilidades P_i para graus conforme a Equação (4.13), ou utilizar a roleta normalizada empregando-se os próprios valores de P_i já calculados (MITCHELL, 1998). A segunda abordagem é a mais utilizada e foi adotada neste trabalho.

$$P_i^{\text{graus}} = P_i \times 360^\circ \quad (4.13)$$

Uma vez calculadas as probabilidades de todos os indivíduos deve-se "rodar a roleta", que na roleta normalizada é o mesmo que selecionar um valor aleatório no intervalo $[0, 1]$. O valor obtido define qual indivíduo será selecionado. Cada indivíduo selecionado irá gerar um descendente e, assim, a roleta deve ser rodada N vezes para que a nova população mantenha seu tamanho (MITCHELL, 1998).

Para exemplificar o método da roleta foi criada uma população de 4 indivíduos cuja função objetivo é de minimização. A Tabela 9 apresenta o valor da função objetivo F_i de cada indivíduo, sua probabilidade P_i e sua probabilidade convertida em graus P_i^{graus} .

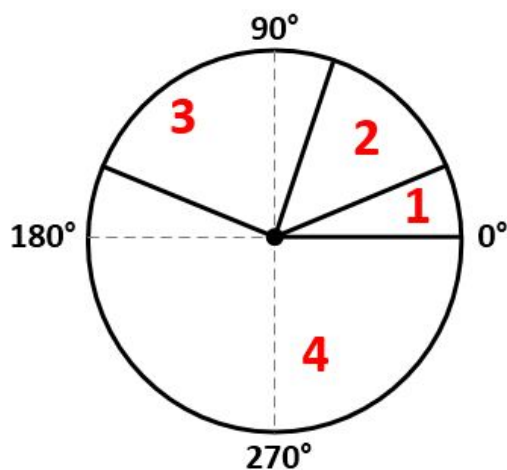
Tabela 9 – Exemplificação do método da roleta.

Indivíduo	F_i	P_i	P_i^{graus}
1	45	0,077	27,7°
2	30	0,115	41,54°
3	15	0,231	83,08°
4	6	0,577	207,69°

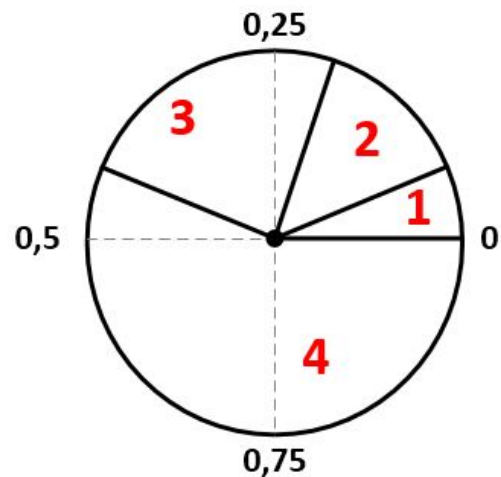
A Figura 19a apresenta a roleta da população da Tabela 9 sem normalização e, a Figura 19b apresenta a roleta normalizada desta mesma população.

Figura 19 – Implementação da seleção usando a roleta.

(a) Roleta sem normalizar.



(b) Roleta normalizada.



Para esta população a roleta deve ser rodada 4 vezes. Foi utilizado o MATLAB para gerar 4 números aleatórios no intervalo $[0, 1]$ e os resultados são apresentados na Tabela 10. Através dessa tabela pode-se observar que o indivíduo 4 foi escolhido três vezes e o indivíduo 2 uma vez. Os indivíduos 1 e 3 não foram selecionados e, assim, não irão gerar descendentes.

4.2.2.4 Cruzamento

O cruzamento é o processo de recombinação dos indivíduos selecionados. Através do cruzamento é que os indivíduos selecionados na roleta passam seus genes à próxima geração. Uma vez definidos os indivíduos que irão se reproduzir deve-se definir quais indivíduos irão cruzar entre si.

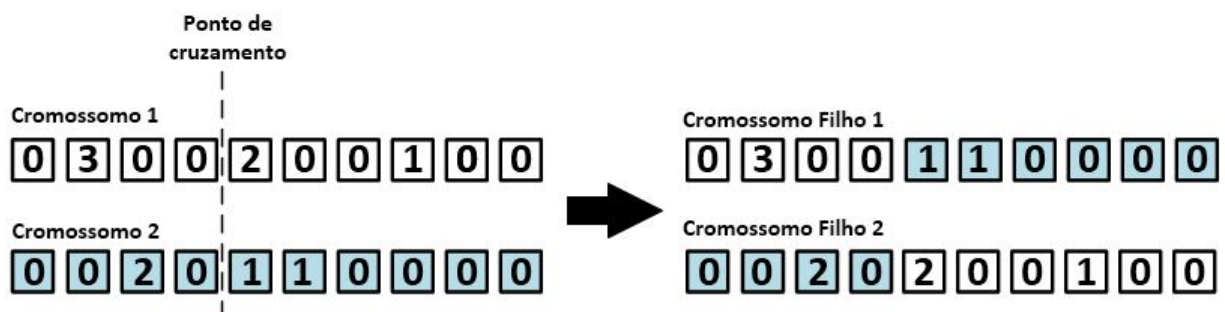
Tabela 10 – Configurações escolhidas.

Número Aleatório Gerado	Indivíduo Escolhido
0,8147	4
0,9058	4
0,1270	2
0,9134	4

O operador de cruzamento consiste na escolha aleatória de dois dos indivíduos selecionados pela roleta e na subsequente recombinação desses indivíduos. Uma vez que um indivíduo é representado por um vetor, a recombinação consiste em trocar partes dos vetores dos dois indivíduos escolhidos formando dois novos vetores onde cada um deles possui parte dos elementos de um dos vetores e parte do outro (MITCHELL, 1998).

A troca entre as partes dos vetores é feita da seguinte maneira, sorteia-se um número inteiro aleatório entre 1 e $k - 1$, sendo k o tamanho do vetor. Tal número indica o ponto de recombinação. A parte que encontra-se à direita desse ponto, em ambos os indivíduos, é trocada para formar os descendentes desses indivíduos (MITCHELL, 1998). A Figura 20 ilustra o processo de cruzamento entre dois indivíduos.

Figura 20 – Cruzamento entre dois indivíduos.



4.2.2.5 Mutação

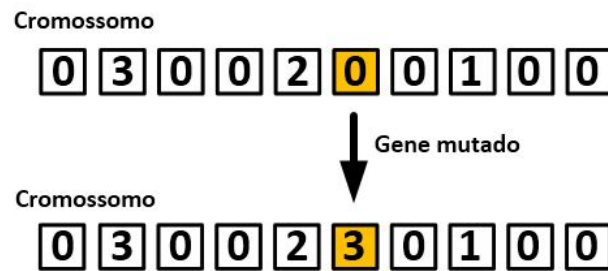
A mutação tem o objetivo de manter a diversidade entre os indivíduos através da mudança do valor de alguns genes. A quantidade de genes que irá sofrer a mutação depende da taxa de mutação ρ_m . A taxa de mutação deve ser um valor pequeno para que as características resultantes do cruzamento não sejam muito distorcidas. Recomenda-se utilizar um valor entre 0,05 e 0,001 (MITCHELL, 1998). A quantidade de genes que irão sofrer mutação é calculada pela Equação (4.14) (MITCHELL, 1998).

$$n_m = n_g \rho_m \quad (4.14)$$

Em que n_m é o número de genes que irá sofrer mutação e n_g é o número total de genes da população. Se o valor de n_m calculado não for um valor inteiro deve-se arredondar para o inteiro imediatamente superior ao valor calculado.

Uma vez determinada a quantidade de mutações, são escolhidos aleatoriamente os n_m genes dentre todos da população. Os genes escolhidos tem seu valor alterado sendo o novo valor escolhido aleatoriamente. A Figura 21 exemplifica a mutação em um indivíduo.

Figura 21 – Exemplo do processo de mutação.



Uma vez finalizadas as etapas de seleção, cruzamento e mutação, uma nova população foi formada. A nova população deve então passar pelo processo de avaliação. Em algumas implementações do AG utiliza-se uma estratégia chamada de elitismo. No elitismo algumas das melhores soluções de uma geração são selecionadas para fazerem parte da geração seguinte, neste trabalho não foi utilizado o elitismo.

4.2.2.6 Fluxograma do Algoritmo Genético

O AG encerra sua execução quando o número de máximo de iterações, ou gerações, definidas pelo usuário forem realizadas. A mudança de uma geração para outra se dá pela substituição da população atual t pela posterior $t + 1$, obtida pelas operações genéticas feitas na população da geração t . A cada iteração a melhor solução encontrada é comparada com a melhor dentre todas as soluções encontradas até o momento. Ao final da execução, a solução ótima é a melhor dentre todas encontradas ao longo do processo.

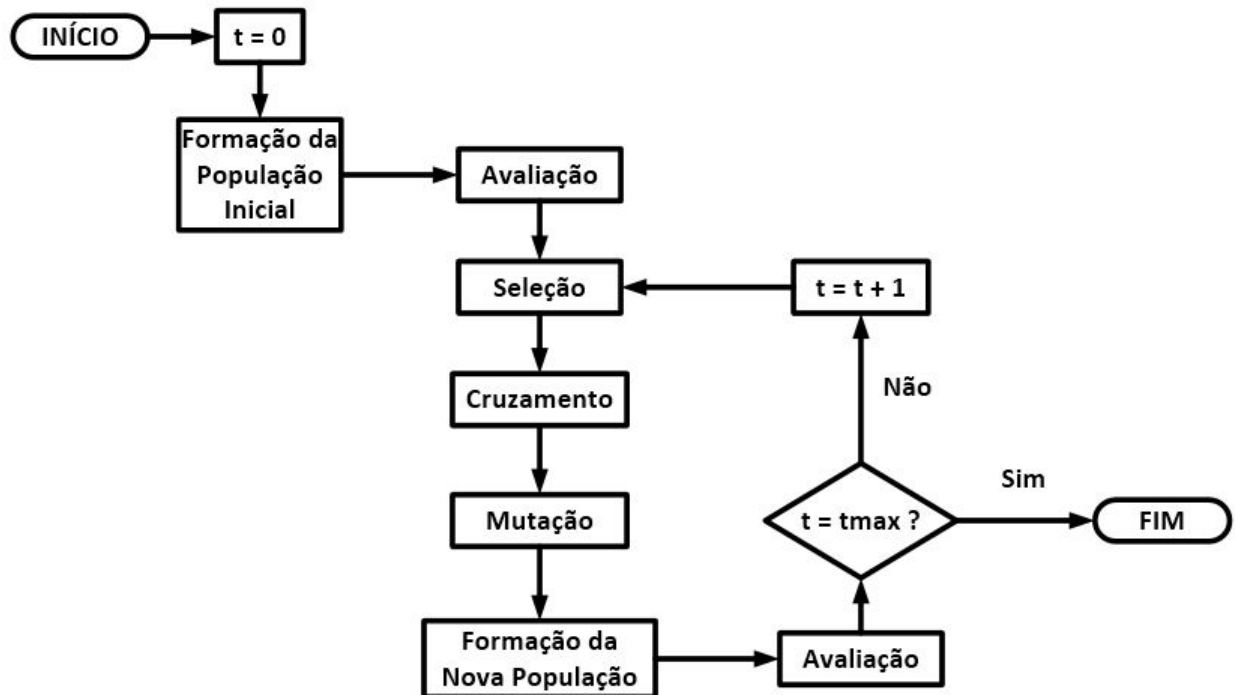
A Figura 22 apresenta o fluxograma do algoritmo genético.

4.3 Otimização Multi-Objetivo

Algoritmos de otimização multi-objetivo são algoritmos indicados para problemas de otimização nos quais se deseja otimizar mais de uma função objetivo sujeitas ao mesmo conjunto de restrições.

Na maioria dos problemas reais os múltiplos objetivos são conflitantes entre si, ou seja, em um problema com duas funções objetivo, por exemplo, não é possível melhorar o valor da função objetivo F_1 sem piorar o valor da função objetivo F_2 e, por isso, um

Figura 22 – Fluxograma do algoritmo genético.



algoritmo de otimização multi-objetivo não retorna uma única solução e sim um conjunto de soluções ótimas (KONAK; COIT; SMITH, 2006). As soluções ótimas de um algoritmo multi-objetivo são chamadas de soluções não-dominadas e formam a chamada fronteira de Pareto. Na Subseção 4.3.1, são apresentados os conceitos de dominância e da fronteira de Pareto.

4.3.1 Conceito de Dominância e Diagrama de Pareto

Uma solução razoável para um problema de otimização multi-objetivo é encontrar um conjunto de soluções não-dominadas. Uma solução \bar{x} domina uma solução \bar{y} (representado como $\bar{x} \preceq \bar{y}$) do problema se as seguintes condições são satisfeitas (KONAK; COIT; SMITH, 2006):

- A solução \bar{x} não é pior do que \bar{y} em todos os objetivos, ou seja, $F_m(\bar{x}) \leq F_m(\bar{y})$ para todo $m = 1, 2, \dots, N_{obj}$;
- A solução \bar{x} é estritamente melhor do que \bar{y} em pelo menos um objetivo, ou seja, $F_m(\bar{x}) < F_m(\bar{y})$ para pelo menos um valor de m .

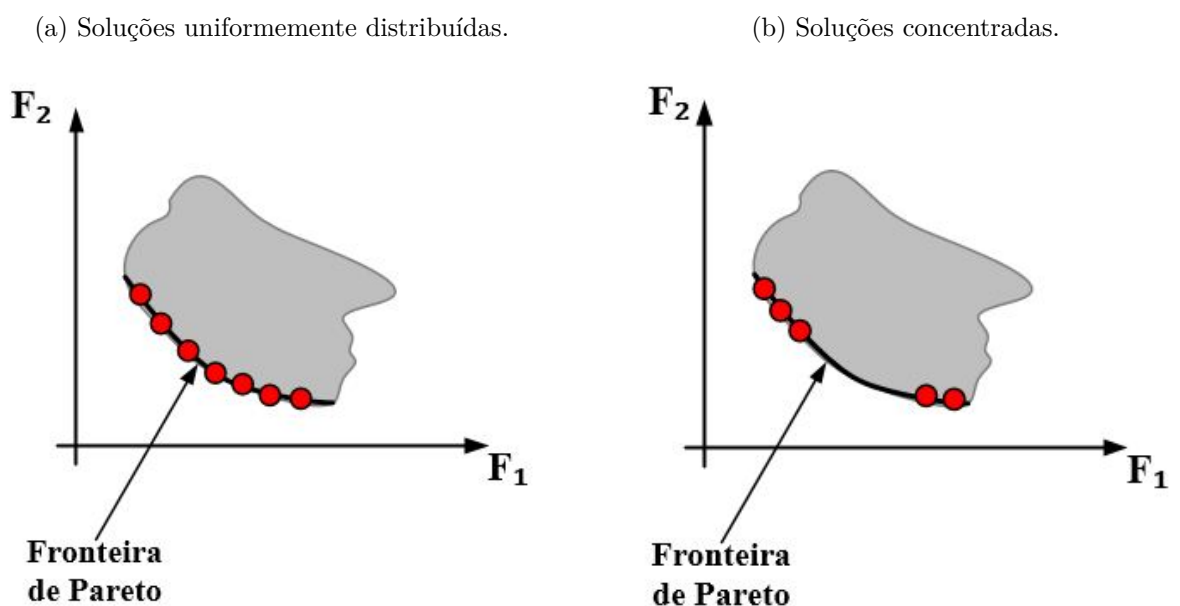
Como consequência dessa definição, as soluções de um problema podem ser divididas em soluções dominadas e não-dominadas. Uma solução não-dominada é aquela que não é dominada por nenhuma outra solução do problema. A fronteira de Pareto é uma

representação do conjunto de soluções não-dominadas. Uma vez que as soluções que compõem a fronteira de Pareto não são dominadas por nenhuma outra solução, se não houver nenhuma informação adicional sobre a importância relativa dos objetivos, não é possível afirmar que uma solução é melhor do que a outra (KONAK; COIT; SMITH, 2006).

A meta final dos algoritmos de otimização multi-objetivo é encontrar as soluções que compõem a fronteira de Pareto. Entretanto, identificar a fronteira de Pareto inteira para muitos problemas reais é praticamente impossível devido ao seu tamanho (KONAK; COIT; SMITH, 2006). Uma abordagem mais prática é encontrar um conjunto de soluções que façam parte da fronteira de Pareto e possam representá-la da melhor maneira possível (KONAK; COIT; SMITH, 2006). Dessa forma, um algoritmo de otimização multi-objetivo eficiente deve ser capaz de alcançar as seguintes metas (KONAK; COIT; SMITH, 2006):

1. O conjunto de soluções final encontrado deve ser o mais próximo possível da fronteira de Pareto. Idealmente as soluções encontradas devem ser um sub-conjunto da fronteira de Pareto.
2. As soluções encontradas devem estar uniformemente distribuídas ao longo da fronteira de Pareto para garantir a diversidade das soluções. A Figura 23a ilustra a fronteira de Pareto com soluções uniformemente distribuídas em um problema com duas funções objetivo F_1 e F_2 , sendo ambas de minimização, e a Figura 23b ilustra a mesma fronteira de Pareto com soluções concentradas em duas regiões específicas, isto é, com baixa diversidade.

Figura 23 – Diferentes distribuições da fronteira de Pareto.



4.3.2 Algoritmo Genético Multi-Objetivo

Dentre as várias abordagens para a otimização multi-objetivo, uma delas consiste em modificar o algoritmo genético para que seja apto a encontrar um conjunto de múltiplas soluções não dominadas (KONAK; COIT; SMITH, 2006). De acordo com Konak, Coit e Smith (2006), os métodos baseados no AG são os mais comuns na otimização multi-objetivo. Alguns desses métodos são: VEGA, MOGA, WBGA, NPGA, RWGA, PESA, PAES, NSGA, NSGA-II, SPEA, SPEA-2, RDGA e DMOEA. Esses algoritmos são apresentados resumidamente em Konak, Coit e Smith (2006). Dentre as várias técnicas que utilizam o AG na otimização multi-objetivo foi utilizado o MOGA (do inglês *Multi-Objective Genetic Algorithm*) neste trabalho. A escolha pelo MOGA se deve por sua simplicidade e fácil implementação.

A seguir será explicada a formulação do problema de alocação ótima de capacitores considerando a presença de harmônicos como um problema de otimização multi-objetivo adotada neste trabalho e, em seguida, apresenta-se o algoritmo MOGA.

4.3.3 Formulação do Problema para Otimização Multi-Objetivo

Na formulação como um problema de otimização multi-objetivo, são utilizadas duas funções objetivo. A função F_1 que é a função do custo combinado das perdas de energia em todas as frequências e do investimento em novos capacitores, sendo esta a mesma função adotada para a formulação do problema como um problema de otimização mono-objetivo, Equação (4.10). A função F_2 é a segunda função objetivo e corresponde à minimização da distorção harmônica total de tensão (DHT_v) máxima da rede em estudo, Equação (4.15).

$$\begin{aligned} \min F_1 &= K_e \sum_{i=0}^{nt} T_i p_i + K_c \sum_{j=0}^{nc} Q_j \\ \min F_2 &= DHT_v^{max} \end{aligned} \quad (4.15)$$

As funções F_1 e F_2 são objetivos conflitantes, ou seja, a minimização de custos de investimento e de perdas pode aumentar a DHT_v^{max} e vice-versa.

Uma vez que a função F_2 tem o objetivo de minimizar a DHT_v^{max} , nesta abordagem, a restrição da Equação (4.11b) não faz parte do problema. As demais restrições, Equações (4.11a), (4.11c) e (4.11e), continuam fazendo parte do problema uma vez que são relacionadas aos limites máximo e mínimo de tensão permitida por barra, à quantidade máxima de capacitores permitidos em cada barra e as equações do fluxo de potência.

4.3.4 Algoritmo MOGA

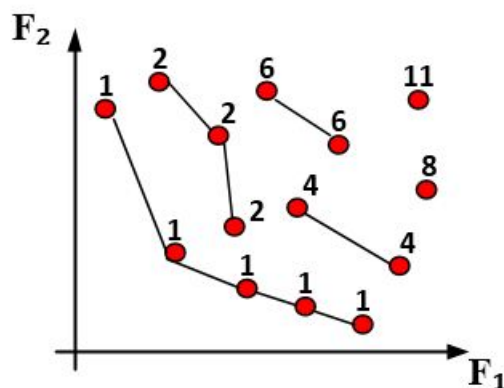
O algoritmo MOGA é uma versão modificada do algoritmo genético clássico que é capaz de encontrar soluções na fronteira de Pareto do espaço de soluções. Dessa forma, a estrutura de dados utilizada neste algoritmo é a mesma utilizada pelo AG. São representados indivíduos de uma população, sendo cada indivíduo representado por um vetor de valores inteiros. Os genes de cada indivíduo continuam representando as barras do sistema sendo a informação contida em cada um desses genes a quantidade de capacitores na barra em questão.

O MOGA utiliza o conceito de dominância para determinar a probabilidade de cada solução ser selecionada para cruzamento. A população é ranqueada de acordo com a regra de dominância. Então, a cada indivíduo é atribuído uma função de avaliação baseada em seu *ranking* (KONAK; COIT; SMITH, 2006). Nessa metodologia soluções com *ranking* menor são aquelas que possuem melhor qualidade de ponto de vista do algoritmo. O *ranking* de uma dada solução \bar{x} numa geração t é dado por (4.16) (KONAK; COIT; SMITH, 2006).

$$r(\bar{x}, t) = 1 + nq(\bar{x}, t) \quad (4.16)$$

Em que $nq(\bar{x}, t)$ é o número de soluções que dominam a solução \bar{x} na geração t . A Figura 24 apresenta um conjunto de soluções e seus respectivos valores de *ranking* no espaço de soluções. Indivíduos com mesmo valor de *ranking* estão conectados por uma linha para evidenciar o conceito da fronteira de Pareto. Nessa figura, as soluções que possuem *ranking* igual a 1 são as soluções não dominadas e, portanto, formam a fronteira de Pareto da iteração atual.

Figura 24 – Exemplificação do método de ranqueamento utilizado no MOGA.



Em algumas metodologias o *ranking* é utilizado diretamente como valor da função de avaliação, entretanto essa abordagem pode levar ao encontro de soluções concentradas em apenas algumas regiões do espaço de solução (KONAK; COIT; SMITH, 2006). Neste

trabalho, foi utilizado o conceito de aptidão compartilhada para prevenir esse problema e encontrar soluções uniformemente espaçadas sobre a fronteira de Pareto. Para alcançar tal objetivo, regiões densamente povoadas são identificadas e um método de penalização é aplicado sobre as soluções localizadas nessas regiões (DEB; GOLDBERG, 1989; KONAK; COIT; SMITH, 2006). As regiões densamente povoadas são chamadas de nichos.

A ideia da aptidão compartilhada foi proposta por Goldberg, Richardson et al. (1987) na investigação da otimização de funções com múltiplos ótimos locais. O método segue os seguintes passos (KONAK; COIT; SMITH, 2006):

1. Calcula-se a distância Euclidiana entre cada par de soluções \bar{x} e \bar{y} no espaço de soluções normalizado através da Equação (4.17).

$$dz(\bar{x}, \bar{y}) = \sqrt{\sum_{m=1}^{N_{obj}} \left(\frac{F_m(\bar{x}) - F_m(\bar{y})}{F_m^{max}} \right)^2} \quad (4.17)$$

Em que F_m^{max} é o máximo da função objetivo $F_m(\cdot)$ encontrado na população e N_{obj} é o número de objetivos do problema.

2. Pelas distâncias Euclidianas, calcula-se o contador de nichos para cada solução \bar{x} da população utilizando a Equação (4.18).

$$nc(\bar{x}, t) = \sum_{\substack{\bar{y} \in P, \\ r(\bar{y}, t) = r(\bar{x}, t)}} \max \left\{ \frac{\sigma - dz(\bar{x}, \bar{y})}{\sigma}; 0 \right\} \quad (4.18)$$

O somatório é tomado sobre o conjunto P das soluções \bar{y} que possuem valor de *ranking* igual ao da solução \bar{x} ($r(\bar{y}, t) = r(\bar{x}, t)$). σ é a distância máxima entre duas soluções, no espaço de soluções, necessária para formar um nicho (DEB; GOLDBERG, 1989). O valor de σ é alterado a cada iteração do MOGA. O cálculo de σ é realizado conforme a Equação (4.19a) (DEB; GOLDBERG, 1989).

$$\sigma = \frac{R}{q^{(1/N_{obj})}} \quad (4.19a)$$

Em que q é o valor máximo de *ranking* da atual iteração e R é calculado por (4.19b) (DEB; GOLDBERG, 1989).

$$R = \frac{1}{2} \sqrt{\sum_{m=1}^{N_{obj}} (F_m^{max} - F_m^{min})^2} \quad (4.19b)$$

3. Calcula-se a função de avaliação de cada indivíduo da população da seguinte maneira (KONAK; COIT; SMITH, 2006):

- 3.1 Calcula-se o valor de *ranking* de cada indivíduo da população utilizando a Equação (4.16).
- 3.2 Atribui-se um valor para a função de aptidão a cada indivíduo baseado em seu valor de *ranking* pela Equação (4.20a).

$$f(\bar{x}, t) = N - 0,5 \times (n_{r(\bar{x}, t)} - 1) - \sum_{k=1}^{r(\bar{x}, t)-1} n_k \quad (4.20a)$$

Em que N é o número de indivíduos da população; n_k é o número de soluções que possuem valor de *ranking* igual a k ; $n_{r(\bar{x}, t)}$ é o número de soluções que possuem o mesmo valor de *ranking* que a solução \bar{x} .

- 3.3 Calcula-se o contador de nicho $nc(\bar{x}, t)$ para cada indivíduo \bar{x} da população utilizando a Equação (4.18).
- 3.4 Calcula-se a função de aptidão compartilhada para cada indivíduo através da Equação (4.20b).

$$f'(\bar{x}, t) = \frac{f(\bar{x}, t)}{nc(\bar{x}, t)} \quad (4.20b)$$

- 3.5 Normaliza-se a função de aptidão de cada indivíduo, utilizando-se o valor da função de aptidão compartilhada, conforme Equação (4.20c).

$$f''(\bar{x}, t) = \frac{f'(\bar{x}, t) \times n_{r(\bar{x}, t)}}{\sum_{\substack{\bar{y} \in P, \\ r(\bar{y}, t) = r(\bar{x}, t)}} f'(\bar{y}, t)} \times f(\bar{x}, t) \quad (4.20c)$$

A função $f''(\bar{x}, t)$ é a função de avaliação utilizada pelo MOGA durante a fase de seleção.

4.3.5 Fluxograma do MOGA

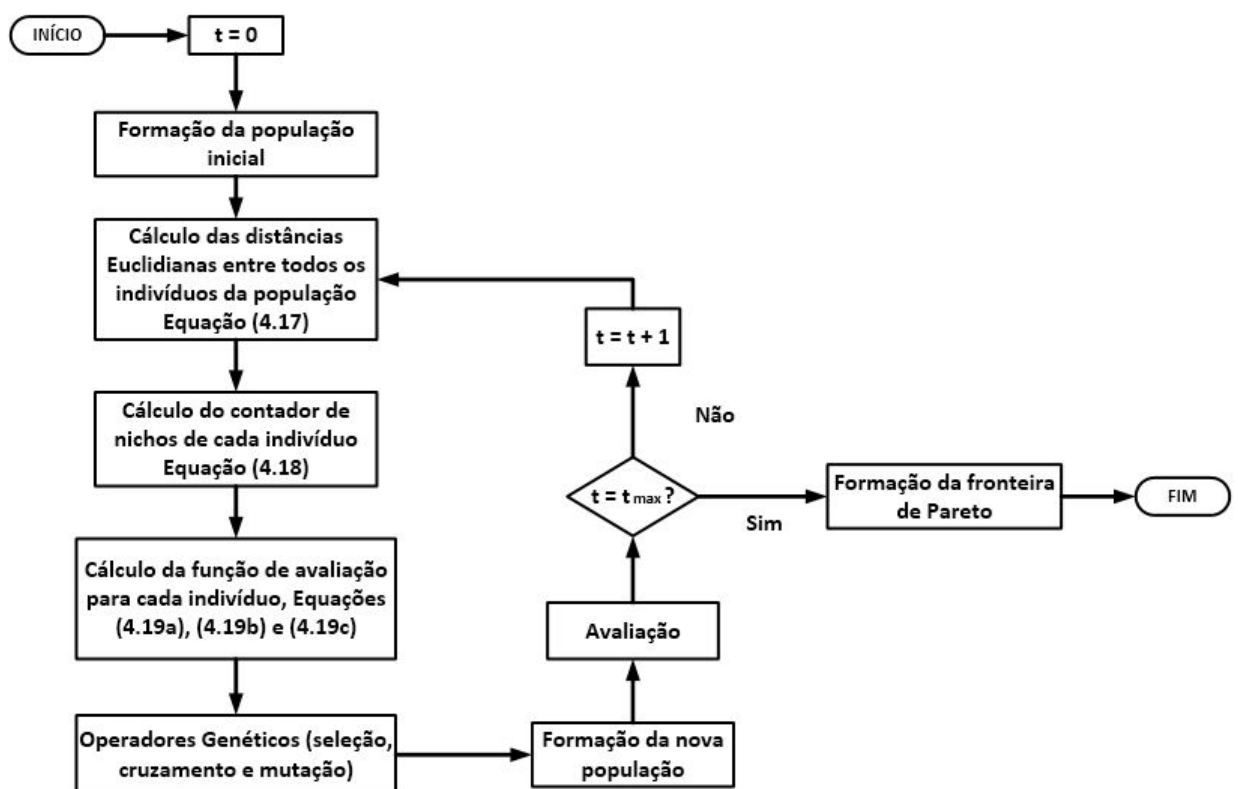
Para encontrar as soluções que mais se aproximam da fronteira de Pareto do problema, o algoritmo MOGA realiza os seguintes passos (KONAK; COIT; SMITH, 2006):

1. Forma-se uma população inicial com N indivíduos. A criação dessa população é feita conforme explicado no item 4.2.2.1.
2. Avalia-se cada indivíduo pela Equação (4.20c), conforme o método explicado na subseção 4.3.4.
3. Utiliza-se o operador genético de seleção para determinar quais indivíduos irão passar seus genes adiante, ver item 4.2.2.3.
4. Realiza-se o cruzamento entre os indivíduos selecionados conforme item 4.2.2.4.

5. Realiza-se a mutação de alguns genes da população conforme item 4.2.2.5.
6. Forma-se a nova população.
7. Se houver atingido o limite máximo de iterações, finaliza o algoritmo e a fronteira de Pareto é composta pelas soluções não-dominadas da população. Se o limite de iterações não houver sido alcançado, retorna ao passo 2.

A Figura 25 apresenta o fluxograma do algoritmo.

Figura 25 – fluxograma do algoritmo MOGA.



5 Resultados e Discussões

Neste Capítulo, serão apresentados os resultados obtidos. Primeiro são apresentados os resultados obtidos para o fluxo de potência harmônico. Em seguida, apresentam-se os resultados obtidos para a alocação de capacitores usando o algoritmo genético para duas situações: (i) sem considerar a presença de harmônicos; (ii) considerando a presença dos harmônicos. Por fim, são apresentados os resultados obtidos para a alocação de capacitores utilizando o algoritmo MOGA.

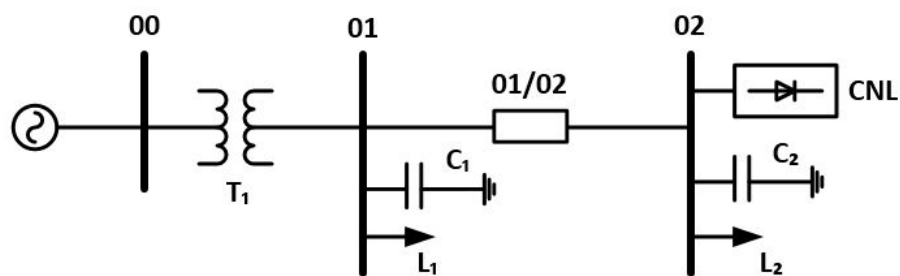
5.1 Resultados do Fluxo de Potência Harmônico

Para a validação do método de fluxo de potência harmônico utilizado neste trabalho foram utilizados dois sistemas de teste, um sistema de 3 barras utilizado por Hatziadoniu (2010) e um sistema de 18 barras presente em Grady, Samotyj e Noyola (1992).

5.1.1 Sistema Trifásico de 3 Barras

A Figura 26 mostra o diagrama unifilar do sistema de 3 barras utilizado. Esse sistema possui um retificador trifásico conectado à barra 02. As características do sistema e a modelagem de seus componentes (linha, transformador, cargas lineares, CNL, capacitores e gerador) são apresentadas no Anexo A.

Figura 26 – Sistema de 3 barras.



A Figura 27 ilustra a forma de onda das tensões em cada uma das barras do sistema e a Figura 28 apresenta as amplitudes das tensões harmônicas nas barras 01 e 02. Esses resultados foram muito próximos dos obtidos por Hatziadoniu (2010) com a Penetração Harmônica. O fluxo fundamental convergiu com duas iterações.

Figura 27 – Tensões da fase A nas barras do sistema de teste.

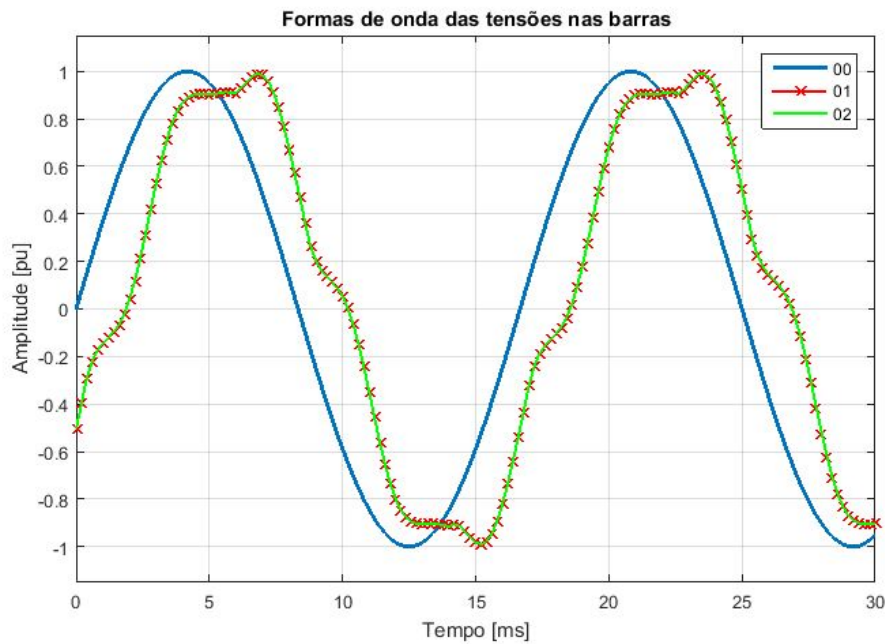
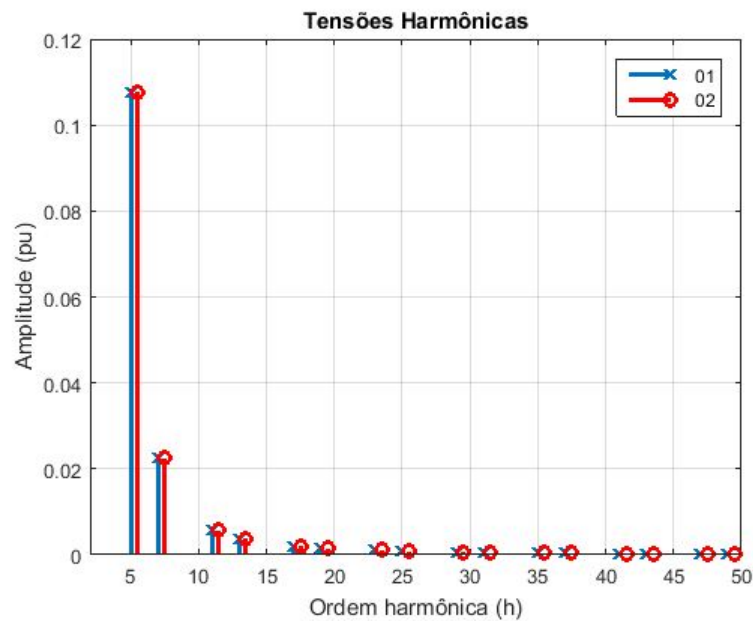


Figura 28 – Amplitude das tensões harmônicas nas barras 01 e 02.



A Tabela 11 apresenta a comparação entre a Distorção Harmônica Total de Tensão, em cada barra, obtida pelo fluxo do OpenDSS e a obtida por Hatziadoniu (2010) além de mostrar os limites impostos pelo PRODIST para cada uma dessas barras.

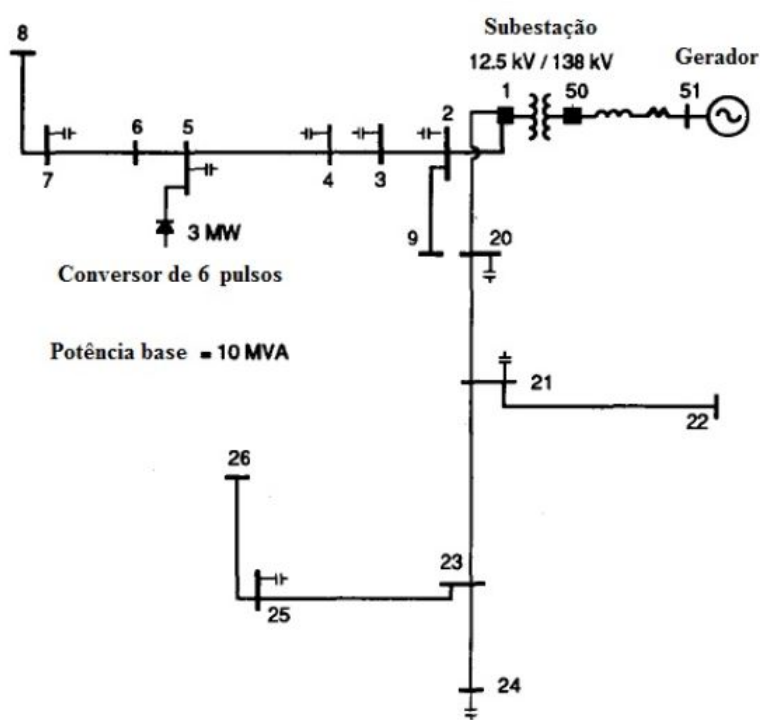
Tabela 11 – Comparação da Distorção Harmônica Total de tensão.

Barra	DHT_{DSS}	DHT_H	$DHT_{PRODIST}$
00	0%	0%	3%
01	11,17%	11,22%	6%
02	11,21%	11,94%	6%

5.1.2 Sistema Trifásico de 18 Barras

A Figura 29 mostra o diagrama unifilar do sistema de 18 barras utilizado para o fluxo de potência harmônico. Esse sistema foi retirado de Grady, Samotyj e Noyola (1992) e seus dados encontram-se no Anexo B. Há um retificador ponte de Graetz conectado à barra 5. Esse retificador é a carga não-linear do sistema. Para este sistema, o fluxo fundamental convergiu em 2 iterações.

Figura 29 – Diagrama unifilar do sistema de 18 barras.



Fonte: Grady, Samotyj e Noyola (1992).

A Figura 30 mostra o perfil de tensão das barras 7 e 24. A barra 7 foi aquela em que se pode observar a maior DHT_v dentre todas as barras do sistema. O valor da DHT_v , na barra 7, obtido pelo método de FPH deste trabalho foi de 11,34 %, enquanto que o valor obtido para esta mesma barra por Grady, Samotyj e Noyola (1992) foi de 16,1 %. Na barra 24 obteve-se uma DHT_v de 0,052 %, Grady, Samotyj e Noyola (1992) obtiveram uma DHT_v de 0 % para esta mesma barra.

A amplitude de cada harmônico da barra 7 é exibida na Figura 31.

A Figura 32 ilustra a DHT_v em todas as barras à jusante do transformador da subestação e faz uma comparação com o limite estabelecido pelo PRODIST para cada uma dessas barras. Observa-se que nas barras 5 a 8 o limite foi excedido. Pode-se observar, também, que a barra 5 é aquela em que a CNL está conectada e as barras 6, 7 e 8 estão

Figura 30 – Tensão nas barra 7 e 24 do sistema de 18 barras.

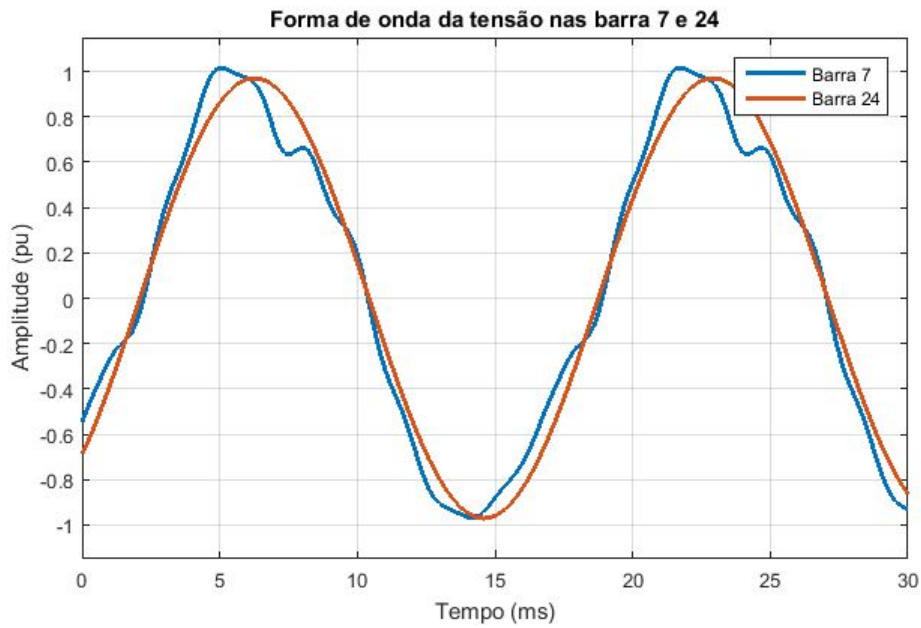
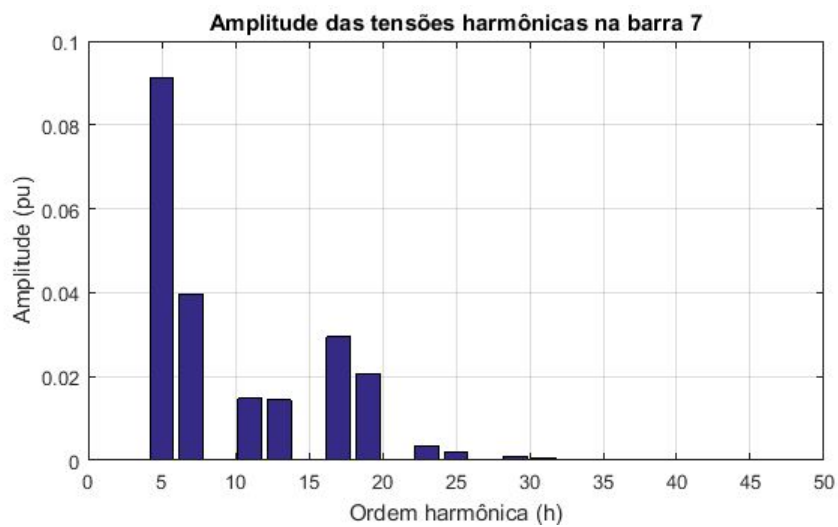
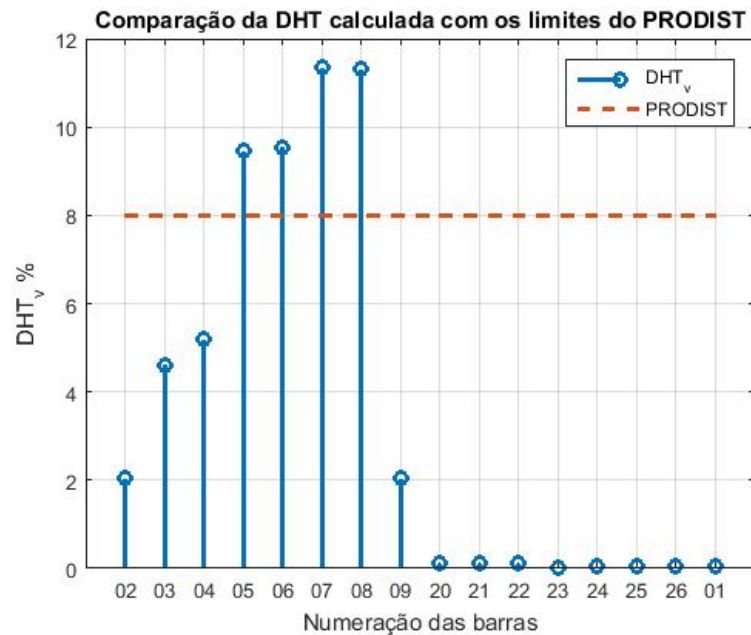


Figura 31 – Amplitude das tensões harmônicas na barra 7 do sistema de 18 barras.



todas a jusante da barra 5. Nas barras a montante da barra 5 a DHT_v obtida foi menor em comparação aos limites do PRODIST. Nas barras 1, 20, 21, 22, 23, 24, 25 e 26, a DHT_v foi praticamente nula.

Figura 32 – DHT_v nas barras do sistema.

5.2 Resultados do Algoritmo Genético

Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos na alocação de capacitores utilizando o algoritmo genético. Primeiro serão apresentados os resultados da alocação de capacitores sem a consideração dos harmônicos. Para esta situação foram utilizados dois sistemas de teste: um de 9 barras e outro de 69 barras, ambos utilizados por Gallego, Monticelli e Romero (2001). Em seguida, serão apresentados os resultados da alocação dos capacitores considerando a presença dos harmônicos. Para tal, foram utilizados três sistemas de teste, os sistemas de 9 e de 69 barras presentes em Gallego, Monticelli e Romero (2001) e um sistema de 15 barras retirado de Abu-Hashim et al. (1999). A população inicial utilizada para cada um dos três sistemas foi gerada conforme o item 4.2.2.1 deste trabalho.

5.2.1 Resultados Sem a Consideração dos Harmônicos

Uma vez que nas simulações desta Subseção não foram considerados harmônicos, as perdas de energia são computadas apenas para a frequência fundamental. Além disso a restrição do limite da DHT , Equação (4.11b), não é incluída nestas simulações.

Para ambos os sistemas simulados (9 e 69 barras) considerou-se que haviam disponíveis bancos de capacitores com potência de 300 kVAr, sendo que para o sistema de 9 barras a quantidade máxima de bancos de capacitores permitida foi de 6 por barra e, para o sistema de 69 barras, eram permitidos 4 por barra.

Para o sistema de 9 barras cada população foi composta por 40 indivíduos, enquanto

que, para o de 69 barras cada população continha 50 indivíduos. A taxa de mutação adotada foi de 0,05 para o sistema de 9 barras e de 0,02 para o de 69. A simulação do sistema de 9 barras foi feita com 200 iterações e a do de 69 com 500 iterações.

5.2.1.1 Resultados Para o Sistema de 9 Barras

O sistema de 9 barras utilizado para testes do AG foi utilizado por Gallego, Monticelli e Romero (2001) na alocação ótima de capacitores. Os dados deste sistema são mostrados no Anexo C. A curva de duração de carga utilizada é para o período de 1 ano e possui três níveis de carga. Os níveis de carga e a duração de cada um deles são mostrados na Tabela 12.

Tabela 12 – Níveis de carga do sistema de 9 barras no período de 1 ano.

Nível de carga (<i>pu</i>)	Duração (h)
1,1	1000
0,6	6760
0,3	1000

Nesta simulação não foi utilizada a função objetivo da Equação (4.9). Em seu lugar, foi utilizada a Equação (5.1), pois esta é a mesma função objetivo utilizada por Gallego, Monticelli e Romero (2001). A opção por utilizar esta função objetivo nessa simulação foi feita para possibilitar a comparação entre os resultados obtidos pelo AG e por Gallego, Monticelli e Romero (2001).

$$\min F = K_e \sum_{i=0}^{nt} T_i p_i + K_p p_{max} + K_c \sum_{j=0}^{nc} Q_j \quad (5.1)$$

Na Equação (5.1), o objetivo continua sendo minimizar o custo combinado das perdas de energia e da instalação de novos capacitores, entretanto adiciona-se o custo do nível de pico de carga ($K_p p_{max}$). Assim, em (5.1) K_e é o custo de energia (\$/kWh); K_p é o custo anual da demanda máxima de energia (\$/kW-ano); K_c é o custo por kVAr instalado (\$/kVAr); p_i são as perdas de energia durante o intervalo de tempo T_i ; p_{max} é a perda no intervalo de maior demanda; Q_j é a potência reativa do banco de capacitores instalado; nc é o número de bancos instalados e nt é o número de níveis de carga.

Os valores utilizados para os parâmetros da função objetivo foram:

- $K_e = 0,06$ \$/kWh;
- $K_p = 168$ \$/kW-ano;
- $K_c = 4,9$ \$/kVAr.

Quando nenhum capacitor foi adicionado ao sistema, o custo das perdas de energia obtido foi de \$ 329060. Esse valor é o mesmo obtido por Gallego, Monticelli e Romero

(2001) na mesma situação. Após a execução do AG pode-se observar que o melhor resultado obtido foi um custo de \$ 303170, o que resulta numa economia anual de \$ 25895. Para obter este resultado, foi adicionado 1 banco de 300 kVAr na barra 3, 2 na barra 6 e 1 na barra 7, totalizando 4 bancos instalados, o que corresponde à 1200 kVAr.

A Tabela 13 apresenta os doze melhores resultados obtidos pelo AG. Além disso, esses resultados são comparados com os doze melhores resultados obtidos por Gallego, Monticelli e Romero (2001). Observa-se que o AG produziu maiores economias nos custos com configurações que necessitam de menos bancos de capacitores.

Tabela 13 – Melhores resultados obtidos pelo AG para o sistema de 9 barras.

Configuração	Resultados do AG		Resultados obtidos por Gallego, Monticelli e Romero (2001)	
	Número de bancos	Economia (\$)	Número de bancos	Economia (\$)
1	4	25895	6	20130
2	5	25684	6	20074
3	5	25684	6	20003
4	4	25440	8	19997
5	4	25390	7	19959
6	5	25029	8	19947
7	5	24983	7	19904
8	5	24982	9	19892
9	5	24980	8	19883
10	4	24418	8	19836
11	6	24414	9	19835
12	6	24411	7	19832

A Figura 33 apresenta a evolução do menor valor da função objetivo a cada geração. Nota-se que este valor tende a diminuir a cada iteração, o que é exatamente o esperado para o AG.

5.2.1.2 Resultados Para o Sistema de 69 Barras

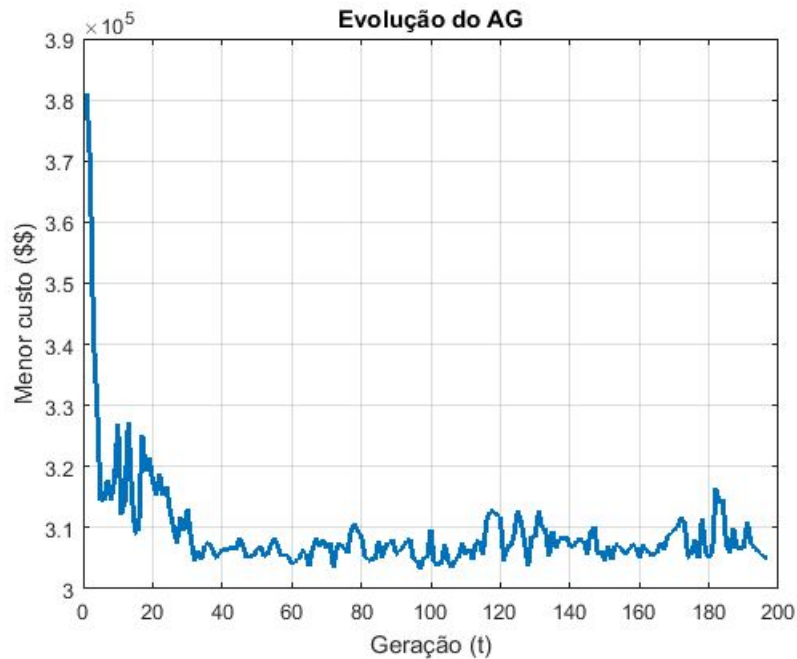
O sistema de 69 barras utilizado foi utilizado por Gallego, Monticelli e Romero (2001). Os dados deste sistema são mostrados no Anexo D. Os dados da curva anual de duração de carga são mostrados na Tabela 14. Neste período, existem três níveis de carga (P_0 , P_1 e P_2).

Tabela 14 – Níveis de carga do sistema de 69 barras no período de 1 ano.

Nível de carga (pu)	Duração (h)
1,0	1000
0,8	6760
0,5	1000

A função objetivo utilizada é a minimização do custo combinado das perdas de energia e do investimento em novos capacitores, Equação (4.9). Esta função objetivo foi a

Figura 33 – Evolução da melhor solução obtida pelo AG a cada geração.



mesma utilizada por Gallego, Monticelli e Romero (2001). Nesta simulação os custos das perdas de energia variam de acordo com o nível de carga. Os valores utilizados para estes custos são:

- $K_{e0} = 0,082$ \$/kWh;
- $K_{e1} = 0,049$ \$/kWh;
- $K_{e2} = 0,019$ \$/kWh.

Além disso o custo do kVAr instalado utilizado foi de 5,21 \$/kVAr.

A simulação foi feita considerando-se um intervalo de 10 anos, sendo considerado um crescimento anual de 9,55 % da carga nos quatro primeiros anos e, a partir daí, a carga permanece constante.

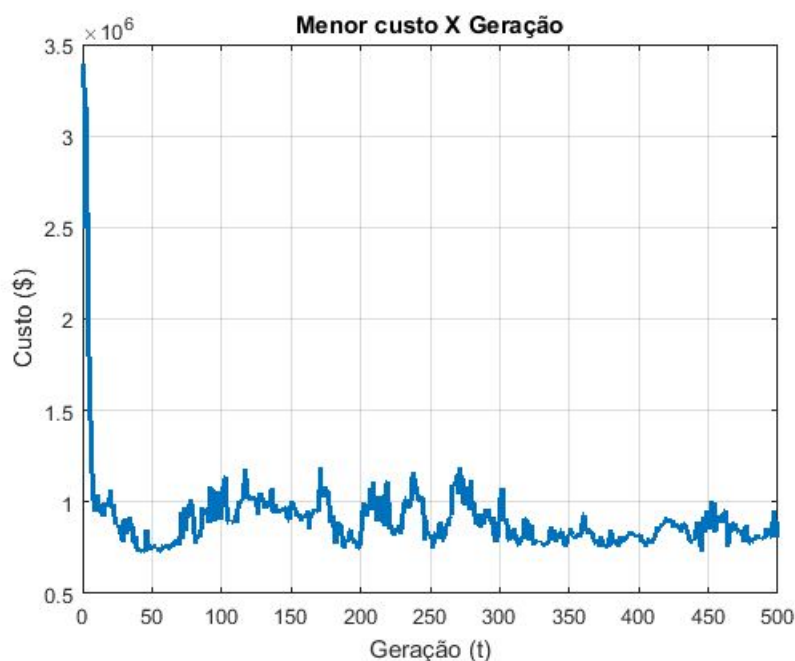
O custo das perdas do sistema sem a adição de capacitores foi de \$ 1075200. O melhor resultado obtido pelo AG produziu um custo de \$ 727210 (o que representa uma economia de \$ 347980). Além do mais, o AG foi capaz de encontrar outras soluções que produziram economias consideráveis nos custos do sistema no período considerado. A Tabela 15 apresenta os 9 melhores resultados obtidos pelo AG e compara com os 9 melhores obtidos por Gallego, Monticelli e Romero (2001).

Da Tabela 15, observa-se que os resultados obtidos por Monticelli e Garcia (2003) produziram uma economia maior do que a produzida pelo AG. A Figura 34 apresenta a evolução do melhor valor da função objetivo a cada geração.

Tabela 15 – Melhores resultados obtidos pelo AG para o sistema de 69 barras.

Configuração	Resultados do AG		Resultados obtidos por Gallego, Monticelli e Romero (2001)	
	Número de bancos	Economia (\$)	Número de bancos	Economia (\$)
1	10	347980	8	370235
2	11	347232	8	370234
3	11	347229	8	370054
4	6	346987	8	370053
5	6	346985	8	370045
6	11	341362	8	370044
7	13	336071	8	369896
8	3	335765	8	369864
9	14	334602	8	369862

Figura 34 – Evolução da melhor solução obtida pelo AG a cada geração para o sistema de 69 barras.



5.2.2 Resultados Considerando a Presença dos Harmônicos

Para cada um dos três sistemas (9, 15 e 69 barras), foram realizadas três simulações distintas: (0) Sem alocar nenhum capacitor, (1) alocando os capacitores sem incluir a restrição sobre o limite de DHT_v e (2) alocando capacitores com a restrição sobre os limites de DHT_v . A realização destas três simulações distintas possibilita a comparação da diferença nos níveis de DHT_v quando a alocação de capacitores é realizada considerando ou não a presença de harmônicos.

Para o sistema de 15 barras, o espectro das CNL's utilizado é mostrado no Anexo

E, enquanto que, para os sistemas de 9 e de 69 barras foram considerados os harmônicos de ordem 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23 e 25 e a CNL utilizada foi um retificador em ponte de Graetz ideal cujo espectro é mostrado na Tabela 6.

As perdas em frequências harmônicas foram inclusas no cálculo da função objetivo para os três sistemas.

As simulações para os sistemas de 9 e de 69 barras foram feitas utilizando os mesmos parâmetros apresentados na Subseção 5.2.1 para o algoritmo genético.

5.2.2.1 Resultados Para o Sistema de 9 Barras

O sistema de 9 barras utilizado nesta simulação é o mesmo utilizado no item 5.2.1.1 deste trabalho. A carga da barra 2 foi considerada não-linear. Nessa simulação foi utilizada a mesma função objetivo utilizada no item 5.2.1.1 com exatamente os mesmos valores para seus parâmetros.

A Tabela 16 apresenta um comparativo entre os três casos simulados. No caso 0, em que não foi adicionado nenhum capacitor, a DHT_v^{max} ocorreu na barra 2 (mesma barra onde está a CNL). Quanto foram adicionados capacitores sem a consideração da restrição do limite de DHT_v houve uma economia razoável nos custos anuais e pode-se observar que a DHT_v^{max} foi menor do que no caso 0 e ocorreu, também, na barra 2. Já no caso a DHT_v^{max} foi limitada em 5 % a DHT_v^{max} foi ligeiramente menor do que no caso 1 e ocorreu, também, na barra 2.

Tabela 16 – Comparação dos resultados dos 3 casos do sistema de 9 barras.

Comparação dos resultados			
	Caso 0	Caso 1	Caso 2
DHT_v^{max}	4,55 %	2,96 %	2,19 %
Quantidade de capacitores	0	4	4
Custos (\$)	329731	304173	304417
Economia (\$)	-	25558	25314

Pode-se observar que a inclusão ou não da restrição do limite de DHT_v não alterou significativamente os resultados, pois a DHT_v^{max} encontrada foi inferior ao limite estabelecido em todos os casos simulados. A Figura 35 mostra os indivíduos resultantes do Caso 1 e do Caso 2.

A Figura 36 apresenta a comparação da forma de onda na barra 2 para os três casos.

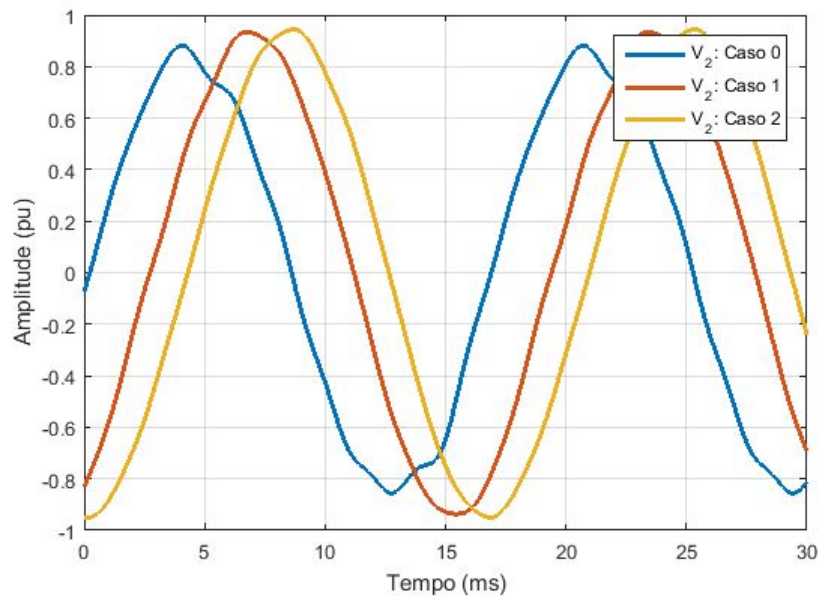
5.2.2.2 Resultados Para o Sistema de 15 Barras

O sistema de 15 barras utilizado é um sistema de testes trifásico desequilibrado e seus dados estão disponíveis em Abu-Hashim et al. (1999) e são mostrados no Anexo

Figura 35 – Indivíduos resultantes dos Casos 1 e 2 para o sistema de 9 barras.



Figura 36 – Comparação da forma de onda da tensão na barra 2 do sistema de 9 barras para os três casos simulados.



E. Para este sistema, foi utilizada a função objetivo da Equação (4.9). A curva de carga utilizada foi a mesma do sistema de 69 barras, apresentada na Tabela 14. O período de tempo considerado foi de 1 ano.

Nesta simulação, os custos das perdas de energia e o custo do kVAR instalado são os mesmos utilizados no sistema de 69 barras (ver item 5.2.1.2).

Uma vez que neste sistema existem barras monofásicas, bifásicas e trifásicas considerou-se que havia bancos de capacitores com potência de 100 kVAR por fase. Assim, as barras monofásicas recebem bancos de 100 kVAR, as bifásicas de 200 kVAR e as trifásicas de 300 kVAR. Além disso, cada barra poderia receber um máximo de 6 bancos de capacitores.

Os parâmetros do AG utilizados nesta simulação foram:

- Quantidade de indivíduos na população: 40;

- Taxa de mutação: $\rho_m = 0,05$;
- Quantidade máxima de iterações: 300.

A Tabela 17 apresenta um comparativo entre os três casos simulados. No caso 0, em que não foi adicionado nenhum capacitor, a DHT_v^{max} ocorreu na barra 611, sendo esta uma barra monofásica conectada à fase C do gerador. No caso 1, caso em que foram adicionados capacitores sem a restrição do limite de DHT_v , houve um aumento considerável no DHT_v^{max} do sistema. Quando a restrição de DHT_v foi inclusa, a economia obtida foi um pouco menor do que no caso 1, mas a DHT_v^{max} permaneceu dentro do limite de 5 % estipulado.

Tabela 17 – Comparação dos resultados dos 3 casos do sistema de 15 barras.

Comparação dos resultados			
	Caso 0	Caso 1	Caso 2
DHT_v^{max}	4,58 %	10,12 %	4,92 %
Quantidade de capacitores	0	2	5
Custos (\$)	33291	30493	31350
Economia (\$)	-	2798	1941

A inclusão da restrição dos limites de DHT_v produziu uma melhora significativa no sistema do ponto de vista dos harmônicos. Além disso, foi possível obter uma economia razoável nos custos operacionais. A Figura 37 apresenta a comparação da forma de onda na barra 611 para os três casos.

A Figura 38 apresenta a evolução da função objetivo a cada iteração do AG. É possível observar que no caso 1 o AG conseguiu chegar à resposta final com menos iterações do que no caso 2.

5.2.2.3 Resultados Para o Sistema de 69 Barras

O sistema de 69 barras utilizado nesta simulação é o mesmo utilizado no item 5.2.1.2 deste trabalho. As cargas das barras 7, 10, 20, 23, 28, 33, 37, 50 e 57 foram consideradas como retificadores em ponte de Graetz ideais. A função objetivo utilizada foi a mesma utilizada no item 5.2.1.2 e com os mesmos valores para seus parâmetros.

A Tabela 18 mostra uma comparação entre os três casos. No caso 0 a DHT_v^{max} ocorreu na barra 54. A maior economia foi observada no caso 1 entretanto nesta situação o DHT_v^{max} obtido foi acima do máximo permitido pelo PRODIST para este nível de tensão. No caso 2 houve uma ligeira economia e o DHT_v^{max} ficou abaixo do limite de 5 % estabelecido.

A Figura 39 apresenta a forma de onda da tensão na barra 54 do sistema para os três casos e a Figura 40 mostra a evolução da melhor solução do AG a cada iteração para

Figura 37 – Comparação da forma de onda da tensão na barra 611 do sistema de 15 barras para os três casos simulados.

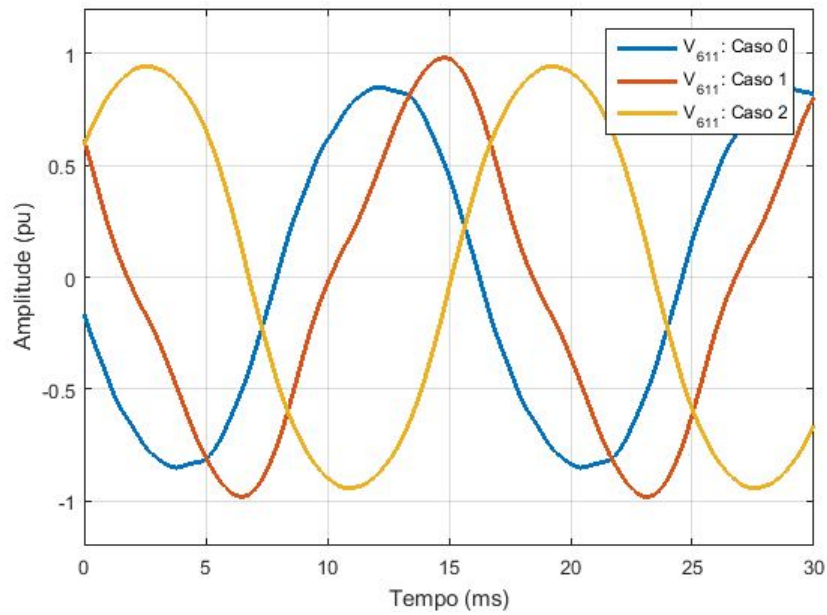
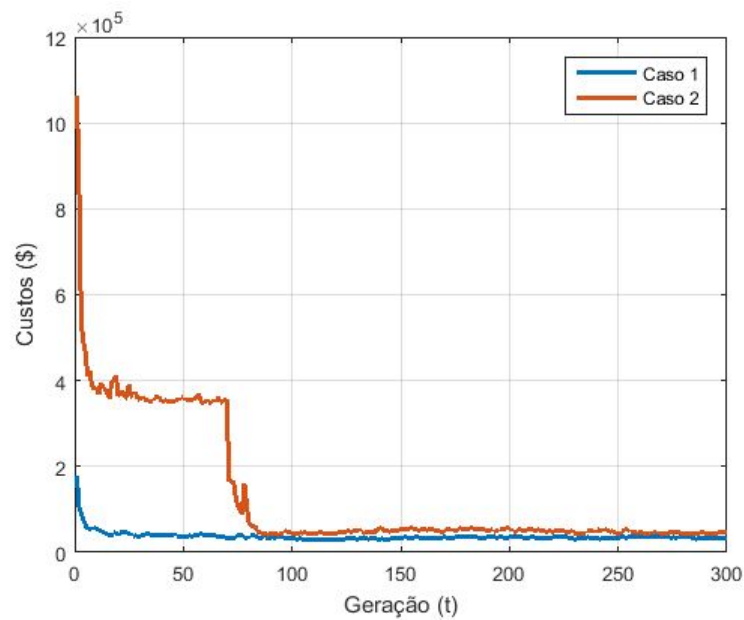


Figura 38 – Comparação da evolução do melhor resultado do AG para os dois casos.

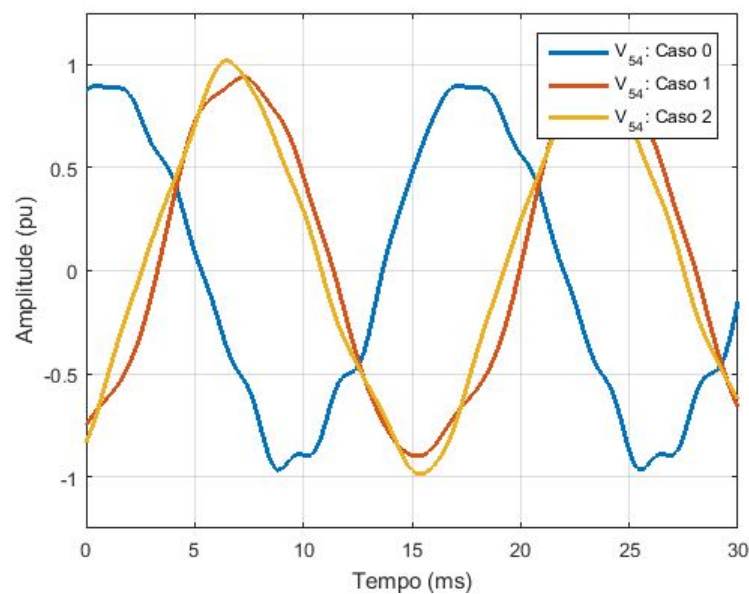


os dois casos. Pode-se observar que no caso 1 a função objetivo evoluiu ligeiramente mais rápido.

Tabela 18 – Comparação dos resultados dos 3 casos do sistema de 69 barras.

Comparação dos resultados			
	Caso 0	Caso 1	Caso 2
DHT_v^{max}	6,97 %	7,98 %	4,86 %
Quantidade de capacitores	0	7	12
Custos (\$)	1112450	881373	983419
Economia (\$)	-	231077	129031

Figura 39 – Comparação da forma de onda da tensão na barra 54 do sistema de 69 barras para os três casos simulados.

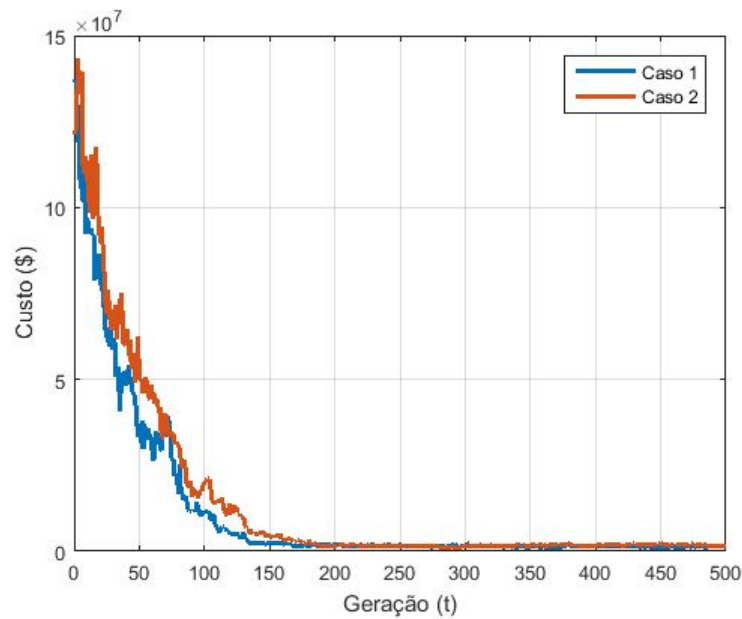


5.3 Resultados do MOGA

Nesta Seção, serão apresentados os resultados obtidos na alocação de capacitores utilizando o MOGA. Serão apresentados os resultados da alocação dos capacitores em três sistemas de teste: os sistemas de 9, 15 e 69 barras utilizados na Subseção 5.2.2.

Os valores utilizados na função objetivo F_1 para cada um dos três sistemas foram os mesmos utilizados na Subseção 5.2.2. Além disso, foram adotadas as mesmas curvas de carga da Subseção 5.2.1. Nos sistemas de 9 e de 15 barras a população foi constituída por 40 indivíduos e, no sistema de 69 barras, por 50 indivíduos. A taxa de mutação foi de 0,05 para o sistema de 9 barras e de 0,03 para os sistemas de 15 e de 69 barras. Além disso foram realizadas 500 iterações nos sistemas de 9 e de 15 barras e 800 no sistema de 69 barras.

Figura 40 – Comparação da evolução do melhor resultado do AG para os dois casos do sistema de 69 barras.



5.3.1 Resultados do Sistema de 9 Barras

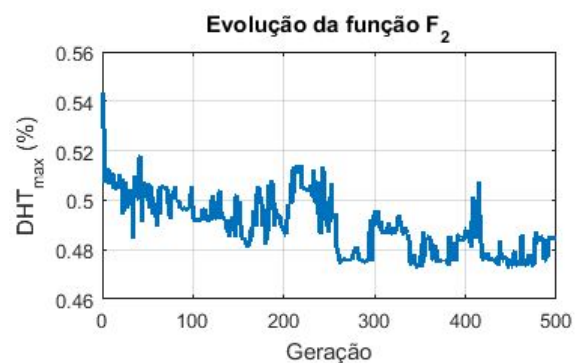
A Figura 41 mostra a evolução das funções objetivo F_1 e F_2 a cada geração. Na Figura 41a é mostrada a evolução da função F_1 (minimização dos custos de investimentos e perdas) e na Figura 41b a evolução da função F_2 (minimização da DHT_v máxima). Observa-se que ambas as funções (F_1 e F_2) apresentaram um decrescimento ao longo do tempo.

Figura 41 – Evolução das funções objetivo para o sistema de 9 barras.

(a) Menor custo \times Geração.



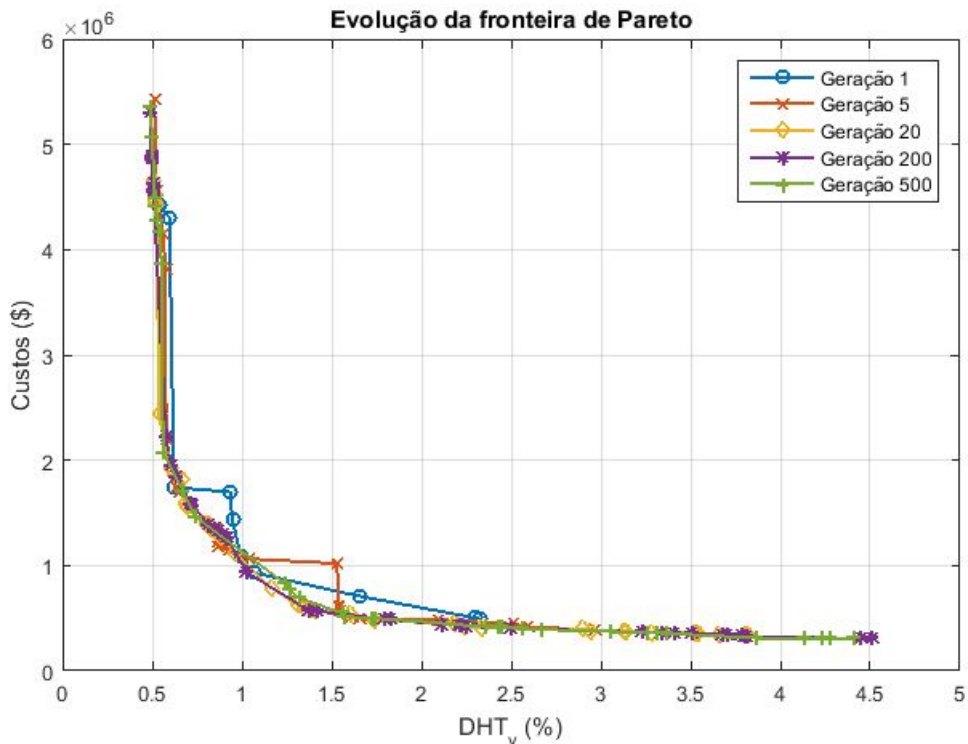
(b) Menor DHT_{max} \times Geração.



A Figura 42 apresenta a evolução da fronteira de Pareto ao longo das gerações. Nesta figura, são mostradas as soluções não-dominadas da primeira geração e das gerações 5, 20, 200 e 500. Pode-se observar que mais soluções passaram a fazer parte da Fronteira de

Pareto a cada geração indicando que ao passar do tempo as melhores soluções permanecem na população enquanto as ruins não mantêm descendentes na população por muitas gerações.

Figura 42 – Evolução da fronteira de Pareto para o sistema de 9 barras.



Quando nenhum capacitor foi adicionado ao sistema o custo anual das perdas foi de \$ 329731 e a DHT_v^{max} foi de 4,55 % (na barra 2). A solução obtida pelo MOGA que produziu o menor custo anual levou a um custo de \$ 306039 e uma DHT_v^{max} de 4,52 %, na barra 2. E a solução que produziu a menor DHT_v^{max} , levou a um custo de \$ 536050 e uma DHT_v^{max} de 0,483 %. Nessa solução, os custos das perdas e de investimentos foram muito superiores ao custo obtido sem a adição de nenhum capacitor. A Tabela 19 apresenta os valores de F_1 e F_2 para algumas das soluções não-dominadas obtidas pelo MOGA.

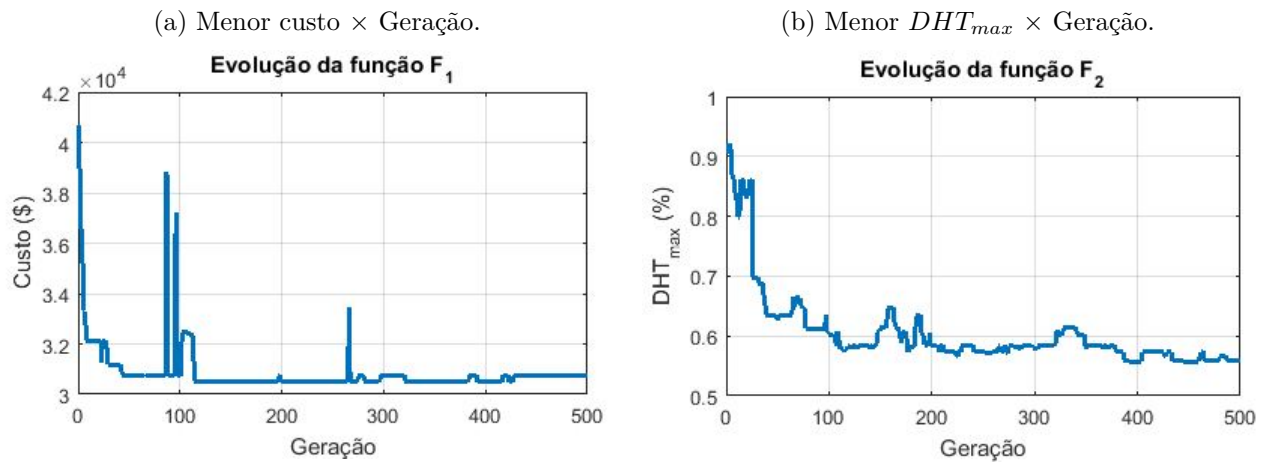
Tabela 19 – Algumas soluções não-dominadas obtidas para o sistema de 9 barras.

Algumas soluções não-dominadas							
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)
DHT_v^{max}	4,52 %	0,483 %	2,46 %	3,36 %	2,59 %	3,61 %	4,28 %
Quantidade de capacitores	5	26	9	9	9	9	4
Custos	306039	536050	410147	355842	398370	325337	306111

5.3.2 Resultados do Sistema de 15 Barras

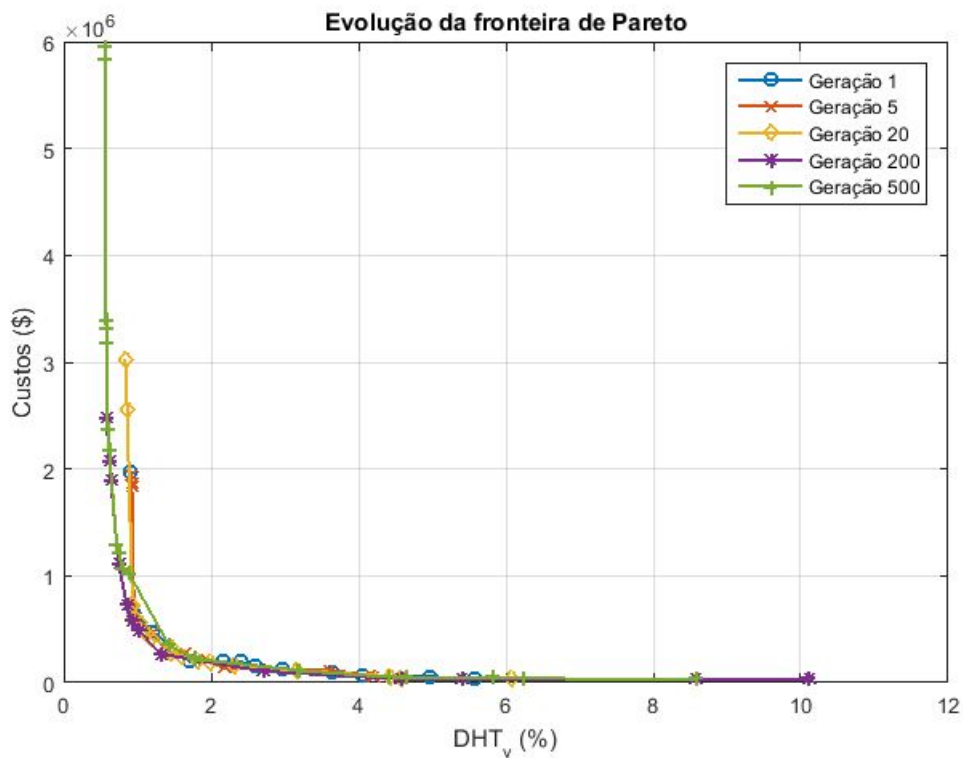
A Figura 43 apresenta a evolução das funções objetivo F_1 e F_2 a cada geração. Na Figura 43a apresenta-se a evolução da função F_1 e na Figura 43b da função F_2 .

Figura 43 – Evolução das funções objetivo para o sistema de 15 barras.



A Figura 44 apresenta a fronteira de Pareto das gerações 5, 20, 200 e 500.

Figura 44 – Evolução da fronteira de Pareto para o sistema de 15 barras.



Quando nenhum capacitor foi adicionado ao sistema o custo anual das perdas foi de \$ 33291 e a DHT_v^{max} foi de 4,58 % (na barra 611). A Tabela 20 apresenta os valores

de F_1 e F_2 , e a economia nos custos, de algumas das soluções não-dominadas obtidas pelo MOGA.

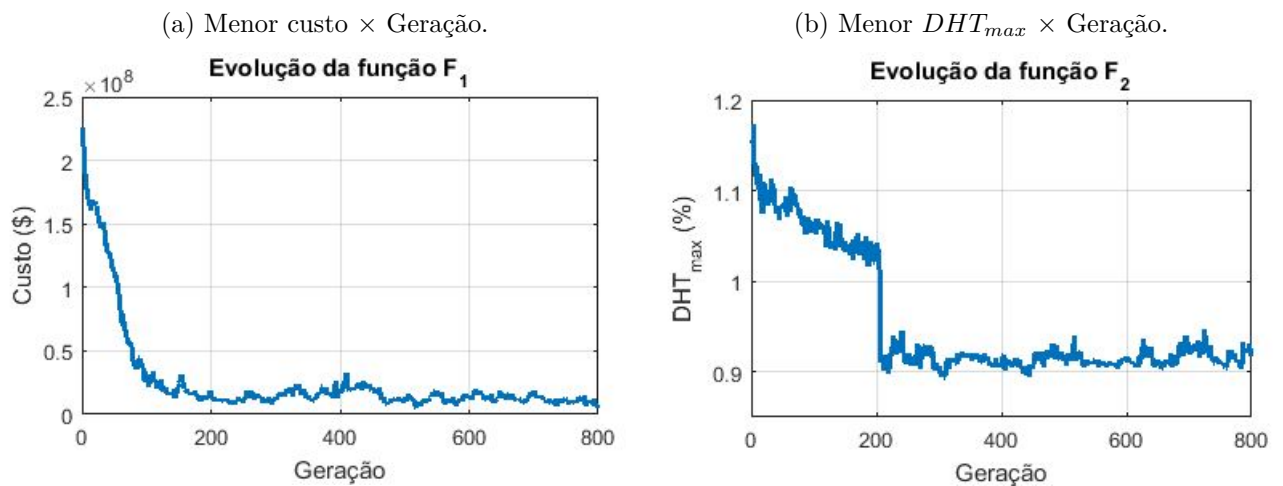
Tabela 20 – Algumas soluções não-dominadas obtidas para o sistema de 15 barras.

Algumas soluções não-dominadas							
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)
DHT_v^{max}	8,56 %	0,573 %	2,77 %	7,65 %	5,24 %	4,92 %	4,64 %
Quantidade de capacitores	1	36	9	4	3	5	4
Custos	30768	3424176	220071	37230	31488	31357	44575

5.3.3 Resultados do Sistema de 69 Barras

A Figura 45 mostra a evolução das funções objetivo F_1 e F_2 a cada geração. A Figura 45a mostra a evolução de F_1 e a Figura 45b a evolução de F_2 .

Figura 45 – Evolução das funções objetivo para o sistema de 69 barras.



A fronteira de Pareto das gerações 50, 100, 250 e 800 é mostrada na Figura 46. Observa-se que a fronteira de Pareto se aproximou mais do eixo horizontal a medida em que as iterações foram realizadas.

Quando nenhum capacitor foi adicionado ao sistema o custo anual das perdas foi de \$ 1112450 e a DHT_v^{max} foi de 6,97 % (na barra 54). A Tabela 21 apresenta os valores de F_1 e F_2 para algumas das soluções não-dominadas obtidas.

Figura 46 – Evolução da fronteira de Pareto para o sistema de 69 barras.

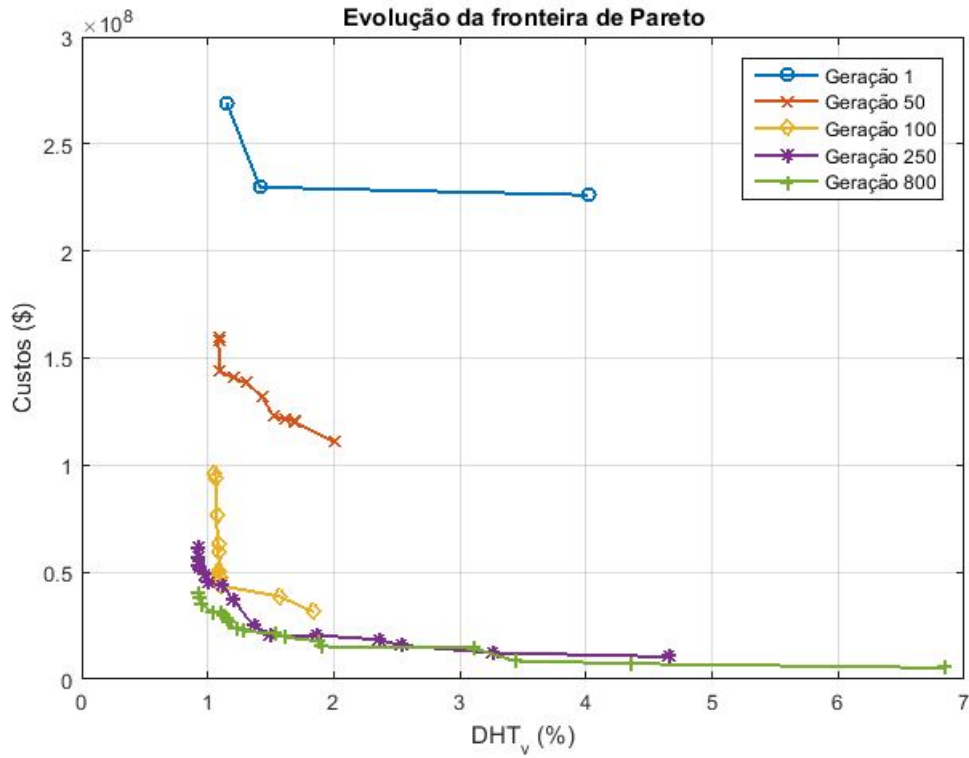


Tabela 21 – Algumas soluções não-dominadas obtidas para o sistema de 69 barras.

Algumas soluções não-dominadas						
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)
DHT_v^{max}	6,48 %	0,93 %	1,27%	4,55 %	4,86 %	3,50 %
Quantidade de capacitores	14	76	26	19	13	27
Custos	789412	4232536	2073145	972761	983423	852050

6 Conclusões

Neste trabalho, foram estudadas as técnicas de alocação ótima de capacitores em redes de distribuição considerando a presença de harmônicos. Foram aplicados dois algoritmos distintos, um de otimização mono-objetivo (algoritmo genético simples) e outro de otimização multi-objetivo (algoritmo MOGA).

Com a otimização mono-objetivo, foi possível encontrar soluções que produzissem uma redução razoável nos custos das perdas de energia e de investimento e que possuíssem uma DHT_v^{max} inferior aos limites estabelecidos pelo PRODIST. Nessa metodologia, o objetivo era a minimização dos custos combinados das perdas de energia e do investimento em novos bancos de capacitores e os limite de DHT_v foram tratados como uma restrição do problema. Foi possível alcançar boas respostas para os três sistemas testados.

A otimização multi-objetivo foi capaz de fornecer boas soluções tanto do ponto de vista dos custos quanto da DHT_v^{max} . Pode-se observar que as soluções que possuem os menores custos possuem um valor DHT_v^{max} alto enquanto as soluções que produziram as menores DHT_v^{max} possuem um alto custo (sendo algumas vezes maior do que o custo do sistema sem capacitores). Além disso, o algoritmo MOGA apresentou a desvantagem de levar muito tempo para executar.

Apesar de possuir um maior tempo de execução o algoritmo MOGA mostrou-se mais robusto do que o AG simples, uma vez que apresenta não uma única solução ótima, mas sim uma família de soluções não dominadas e, assim, há uma certa flexibilidade na escolha da solução que melhor atende ao problema.

6.1 Propostas Para Trabalhos Futuros

- Incluir a análise de índices de sensibilidade para gerar uma população inicial de melhor qualidade.
- Utilizar o elitismo no algoritmo genético.
- Programar um algoritmo de otimização multi-objetivo mais eficiente, como o NSGA-II.
- Realizar testes em outros sistemas da literatura.
- Utilizar a penetração harmônica iterativa no fluxo de potência harmônico.

Referências

- ABOU-GHAZALA, A. Optimal capacitor placement in distribution systems feeding nonlinear loads. In: IEEE. *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*. [S.l.], 2003. v. 4, p. 6–pp. 5, 7, 9
- ABU-HASHIM, R. et al. Test systems for harmonics modeling and simulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 14, n. 2, p. 579–587, 1999. 59, 64, 97
- ALEXANDER, C. K.; SADIKU, M. N. *Fundamentos de circuitos elétricos (5a)*. [S.l.]: McGraw Hill Mexico, 2013. 13
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)*. 2011.
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. *Power systems harmonics*. [S.l.]: John Wiley and Sons, Ltd, 2003. 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 21, 23, 24, 30, 33, 34
- BAGHZOUZ, Y.; ERTEM, S. Shunt capacitor sizing for radial distribution feeders with distorted substation voltages. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 5, n. 2, p. 650–657, 1990. 5, 6, 7, 9
- BARBI, I. *Eletrônica de potência*. [S.l.]: Ed. do Autor, 2006. 32
- BATHURST, C. et al. A modular approach to the solution of the three-phase harmonic power-flow. *IEEE transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 15, n. 3, p. 984–989, 2000. 29
- BONNER, A. et al. Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. 1. concepts, models, and simulation techniques. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE-INST ELECTRICAL ELECTRONICS ENGINEERS INC 345 E 47TH ST, NEW YORK, NY 10017-2394, v. 11, n. 1, p. 452–465, 1996. 17
- BOYLESTAD, R. L. *Introdução à análise de circuitos*. [S.l.]: Pearson Education do Brasil, 2004. 82
- CARPINELLI, G. et al. Capacitor placement in three-phase distribution systems with nonlinear and unbalanced loads. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, IET, v. 152, n. 1, p. 47–52, 2005. 6, 7, 9
- CHEN, M.-S.; DILLON, W. E. Power system modeling. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 62, n. 7, p. 901–915, 1974. 22, 23, 24
- DEB, K.; GOLDBERG, D. E. An investigation of niche and species formation in genetic function optimization. In: MORGAN KAUFMANN PUBLISHERS INC. *Proceedings of the 3rd international conference on genetic algorithms*. [S.l.], 1989. p. 42–50. 52
- DLALA, E.; ARKKIO, A. Analysis of the convergence of the fixed-point method used for solving nonlinear rotational magnetic field problems. *IEEE Transactions on Magnetics*, IEEE, v. 44, n. 4, p. 473–478, 2008. 35, 36
- DUGAN, R. C. Reference guide: The open distribution system simulator (openss). *Electric Power Research Institute, Inc*, 2016. 28, 37

- EAJAL, A.; EL-HAWARY, M. Optimal capacitor placement and sizing in distorted radial distribution systems part i: System modeling and harmonic power flow studies. In: IEEE. *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2010 14th International Conference on*. [S.l.], 2010. p. 1–9. 29
- EAJAL, A. A.; EL-HAWARY, M. Optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distribution systems with harmonics consideration using particle swarm optimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1734–1741, 2010. 5, 7, 9, 22, 23, 24, 40, 41
- FITZGERALD, A. E.; JR, C. K.; UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas: Com introdução à eletrônica de potência*. [S.l.]: Porto Alegre: Bookman, 2006. 22
- GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A. J.; ROMERO, R. Optimal capacitor placement in radial distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 16, n. 4, p. 630–637, 2001. 2, 59, 60, 61, 62, 63
- GARCIA, P. A. et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 15, n. 2, p. 508–514, 2000. 35
- GOLDBERG, D. E.; RICHARDSON, J. et al. Genetic algorithms with sharing for multimodal function optimization. In: HILLSDALE, NJ: LAWRENCE ERLBAUM. *Genetic algorithms and their applications: Proceedings of the Second International Conference on Genetic Algorithms*. [S.l.], 1987. p. 41–49. 52
- GOU, B.; ABUR, A. Optimal capacitor placement for improving power quality. In: IEEE. *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE*. [S.l.], 1999. v. 1, p. 488–492. 2, 5, 6, 9, 40
- GRADY, W.; SAMOTYJ, M.; NOYOLA, A. The application of network objective functions for actively minimizing the impact of voltage harmonics in power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 7, n. 3, p. 1379–1386, 1992. 55, 57, 88
- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. *Power system analysis*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. 15, 16, 18, 21
- HART, D. W. *Power electronics*. [S.l.]: McGraw-Hill, 2010. 14, 16, 31, 33
- HATZIADONIU, C. *Step by step of a simple harmonic study (based on a two bus system)*. 2010. <https://www.calvin.edu/~pribeiro/IEEE/ieee_cd/chapters/pdffiles/caseex.PDF>. Acessado em: 27-0702917. 55, 56, 80
- HERRAIZ, S.; SAINZ, L.; CLUA, J. Review of harmonic load flow formulations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 18, n. 3, p. 1079–1087, 2003. 2, 5, 18, 29, 30, 31, 34, 35, 39, 40
- HSU, C. et al. Optimal reactive power planning for distribution systems with nonlinear loads. In: IEEE. *TENCON'93. Proceedings. Computer, Communication, Control and Power Engineering. 1993 IEEE Region 10 Conference on*. [S.l.], 1993. v. 5, p. 330–333. 5, 6, 9
- IEEE. Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems. *IEEE Std 519-1992*, 1992.

- IEEE. Definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions. *IEEE Std 1459-2010 (Revision of IEEE Std 1459-2000)*, Mar 2010.
- IEEE. Guide for the application of shunt power capacitors. *IEEE Std 1036-2010 (Revision of IEEE Std 1036-1992)*, p. 1–88, Jan 2011.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. [S.l.]: Edgard Blücher, 2005. 1, 2, 19, 22, 26, 28, 82
- KERSTING, W. H. *Distribution system modeling and analysis*. [S.l.]: CRC press, 2002. 1, 19
- KONAK, A.; COIT, D. W.; SMITH, A. E. Multi-objective optimization using genetic algorithms: A tutorial. *Reliability Engineering & System Safety*, Elsevier, v. 91, n. 9, p. 992–1007, 2006. 48, 49, 50, 51, 52, 53
- LEÃO, R. P. S.; SAMPAIO, R. F.; ANTUNES, F. L. M. *Harmônicos em Sistemas Elétricos*. [S.l.]: Rio de Janeiro: Elsevier, 2014. 2, 4, 11
- MARIÑOS, Z.; PEREIRA, J.; CARNEIRO, S. J. Fast harmonic power flow calculation using parallel processing. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, IET*, v. 141, n. 1, p. 27–32, 1994. 20
- MASOUM, M. A. et al. Fuzzy approach for optimal placement and sizing of capacitor banks in the presence of harmonics. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 19, n. 2, p. 822–829, 2004. 7, 9
- MASOUM, M. A. et al. Optimal placement, replacement and sizing of capacitor banks in distorted distribution networks by genetic algorithms. *IEEE transactions on power delivery*, IEEE, v. 19, n. 4, p. 1794–1801, 2004. 7, 9
- MITCHELL, M. *An introduction to genetic algorithms*. [S.l.]: MIT press, 1998. 42, 43, 44, 46
- MONTICELLI, A.; GARCIA, A. *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. [S.l.]: Campinas, SP, Editora da UNICAMP, 2003. 16, 19, 21, 62, 91, 93
- NIKNAM, T. et al. Optimal reactive power planning in harmonic distorted power system using genetic algorithm. In: IEEE. *TENCON 2004. 2004 IEEE Region 10 Conference*. [S.l.], 2004. v. 100, p. 347–350. 7, 9
- OLIVEIRA, C. C. B. et al. *Introdução a sistemas elétricos de potência: componentes simétricas*. 2nd. ed. [S.l.]: São Paulo: Edgard Blücher, 2000. 21, 26, 27, 28, 29
- OPPENHEIM, A. V.; WILLISKY, A. S. *Sinais e Sistemas*. [S.l.]: Person Prentice Hall, 2010. 4, 12
- SEGURA, S. et al. Strategic capacitor placement in distribution systems by minimisation of harmonics amplification because of resonance. *IET generation, transmission & distribution*, IET, v. 6, n. 7, p. 646–656, 2012. 7, 9
- STEVENSON, W. D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1974. 1, 22

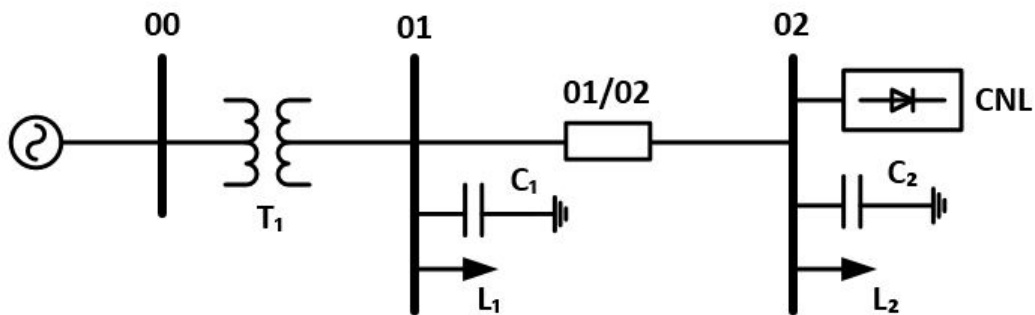
- STOTT, B. Review of load-flow calculation methods. *Proceedings of the IEEE*, v. 62, n. 7, p. 916–929, July 1974. 18
- SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A. Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm. *IEEE transactions on Power Systems*, IEEE, v. 9, n. 3, p. 1499–1507, 1994. 5, 41, 43
- TENG, J.-H.; CHANG, C.-Y. Backward/forward sweep-based harmonic analysis method for distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 22, n. 3, p. 1665–1672, 2007. 18, 21
- WANG, Y.-J.; O’CONNELL, R. M.; BROWNFIELD, G. Modeling and prediction of distribution system voltage distortion caused by nonlinear residential loads. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 16, n. 4, p. 744–751, 2001. 30, 31
- WU, Z.; LO, K. Optimal choice of fixed and switched capacitors in radial distributors with distorted substation voltage. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, IET, v. 142, n. 1, p. 24–28, 1995. 5, 6, 9
- XIA, D.; HEYDT, G. T. Harmonic power flow studies part i-formulation and solution. *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, IEEE, n. 6, p. 1257–1265, 1982. 11
- XU, W.; MARTI, J. R.; DOMMEL, H. W. A multiphase harmonic load flow solution technique. *IEEE Transactions on Power systems*, IEEE, v. 6, n. 1, p. 174–182, 1991. 20, 30
- YANG, N.-C.; LE, M.-D. Three-phase harmonic power flow by direct z bus method for unbalanced radial distribution systems with passive power filters. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 10, n. 13, p. 3211–3219, 2016. 2, 20, 25
- YU, X.-m.; XIONG, X.-y.; WU, Y.-w. A pso-based approach to optimal capacitor placement with harmonic distortion consideration. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 71, n. 1, p. 27–33, 2004. 7, 9
- ZANETTA, L. C. *Fundamentos de sistemas elétricos de potência*. [S.l.]: Editora Livraria da Física, 2006. 21

Anexos

ANEXO A – SISTEMA DE 3 BARRAS PARA ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO

A Figura 47 mostra o diagrama unifilar do sistema de testes de 3 barras utilizado neste trabalho, este sistema foi retirado de Hatziadoniu (2010). O sistema é alimentado por uma fonte com tensão nominal de 69 kV conectada à barra **00**. Um transformador de 69 kV/13,8 kV conecta à barra **SOURCE** à barra **01**. As barras **01** e **02** estão conectadas por uma linha de distribuição. Um conversor de potência está conectado à barra **02**.

Figura 47 – Diagrama unifilar do sistema de 3 barras.



A.1 DADOS DO SISTEMA

Gerador: 69 kV, $S_{sc3} = 20000$ MVA. $S_{sc1} = 21000$ MVA, 60 Hz.

Transformador T_1 : 69 kV- Δ / 13,8 kV - $Y_{aterrada}$; R = 0.5%, X = 8%, 20 kVA.

Linha 01/02: $R_1 = R_0 = 0.02 \Omega$; $X_1 = X_0 = 0.06 \Omega$.

Capacitor C_1 : 13,8 kV, 6,2 kVAr, conectado em $Y_{aterrada}$.

Capacitor C_2 : 13,8 kV, 4,55 kVAr, conectado em $Y_{aterrada}$.

Carga linear L_1 : 10 kW, FP = 0,85 indutivo, conectada em $Y_{aterrada}$.

Carga linear L_2 : 3 kW, FP = 0,9 indutivo, conectada em $Y_{aterrada}$.

Carga não linear CNL: retificador trifásico com as seguintes especificações - 5 kW, FP = 0,85 indutivo, conectada em $Y_{aterrada}$.

A Tabela 22 mostra os dados dos trechos do sistema e a Tabela 23 mostra os dados das barras.

Tabela 22 – Dados dos trechos do sistema de 3 barras.

Dados dos trechos		
Barra de Envio	Barra Receptora	Elemento
00	01	Transformador T₁
01	02	Linha 01/02

Tabela 23 – Dados das barras do sistema de 3 barras.

Dados das Barras			
Barra	P_{carga} (kW)	Q_{carga} (kVAr)	$shunt$ (kVAr)
00	0	0	0
01	10	6,2	6,2
02	8	4,55	4,55

A.2 INJEÇÕES DE CORRENTES HARMÔNICAS

As injeções de correntes harmônicas do retificador trifásico conectado à barra **02** são dadas por uma função que depende da tensão fundamental na barra (V_{02}^1) e da potência do conversor (S), de acordo com a Equação (A.1).

$$I_{02}^h = f(V_{02}^1, S) \quad (A.1)$$

As injeções de corrente harmônicas para este retificador são mostradas nas Tabelas 24 e 25.

Tabela 24 – Injeções de correntes harmônicas da carga CNL.

h	1	5	7	11	13	17	19	23	25
$I_h(\%)$	100	20	14.3	9.1	7.7	5.9	5.3	4.3	4.0
θ_h	0	180°	0	180°	0	180°	0	180°	0

Tabela 25 – Injeções de correntes harmônicas da carga CNL (continuação).

h	29	31	35	37	41	43	47	49
$I_h(\%)$	3.4	3.2	2.9	2.7	2.4	2.3	2.1	2.0
θ_h	180°	0	180°	0	180°	0	180°	0

A.3 FORMAÇÃO DA MATRIZ DE ADMITÂNCIAS NODAIS DO SISTEMA

Para formar a matriz de admitâncias nodais $[Y_{barra}^h]$ da rede completa deve-se primeiro obter as matrizes de admitâncias primitivas de todos os elementos da rede. A matriz de admitâncias primitivas de cada elemento é obtida à partir dos dados fornecidos

para este elemento (ver Seção A.1). Nesta seção será apresentada a formação das matrizes de admitâncias primitivas de cada elemento e, em seguida, a formação da matriz $[Y_{barra}^h]$ da rede completa, em valores por unidade (*pu*).

GERADOR

Para o gerador foram fornecidos os seguintes dados:

- O módulo da tensão nominal de linha V_{ab} ;
- O módulo da potência de curto circuito trifásico S_{sc3} ;
- O módulo da potência de curto circuito monofásico S_{sc1} ;
- Frequência nominal f .

O módulo potência de curto circuito trifásico é expresso pela Equação (A.2) e o módulo da potência de curto circuito monofásico pela Equação (A.3) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

$$S_{sc3} = \frac{V_{ab}^2}{Z_1} \quad (A.2)$$

$$S_{sc1} = \frac{3V_{ab}^2}{Z_0 + 2Z_1} \quad (A.3)$$

Em que Z_1 e Z_0 são os módulo das impedância de sequência positiva e zero do gerador na frequência nominal, respectivamente. À partir das Equações (A.2) e (A.3) pode-se descobrir os valores de Z_1 e Z_0 , em Ω .

Uma vez obtidos os valores de Z_0 e Z_1 deve-se obter as impedâncias complexas \mathbf{Z}_0 e \mathbf{Z}_1 . Para isto a relação X/R para as componentes de sequência zero e positiva do gerador, respectivamente. No OpenDSS esta relação é dada por (A.4) e (A.5), para sequência zero e positiva, respectivamente.

$$\frac{X_0}{R_0} = 3 \quad (A.4)$$

$$\frac{X_1}{R_1} = 4 \quad (A.5)$$

Além disso o módulo da impedância complexa é expresso por (A.6) (BOYLESTAD, 2004).

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (A.6)$$

Através das Equações (A.4), (A.5) e (A.6) as impedâncias complexas \mathbf{Z}_0 e \mathbf{Z}_1 , em Ω são determinadas. Da teoria de componentes de sequência temos que \mathbf{Z}_0 e \mathbf{Z}_1 , em um sistema simétrico e equilibrado, são dadas por (A.7) e (A.8), respectivamente.

$$\mathbf{Z}_0 = \mathbf{Z}_p + 2\mathbf{Z}_m \quad (\text{A.7})$$

$$\mathbf{Z}_1 = \mathbf{Z}_p - \mathbf{Z}_m \quad (\text{A.8})$$

Em que \mathbf{Z}_p é a impedância própria do gerador e \mathbf{Z}_m é a impedância mútua. Os valores de \mathbf{Z}_p e \mathbf{Z}_m são determinados utilizando (A.7) e (A.8). Em seguida estes valores são convertidos para *pu*, sendo a tensão de base a tensão nominal do gerador e a potência base escolhida é a potência do transformador ($S_{base} = 20$ kVA), assim a impedância de base Z_{base} é expressa por (A.9).

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (\text{A.9})$$

Com o valor de Z_{base} , \mathbf{Z}_p e \mathbf{Z}_m são convertidas para *pu*. Assim as impedâncias própria e mútua do gerador são expressas, em *pu*, como uma função da frequência por (A.10).

$$Z_{pu}^h = R_{pu} + jhX_{pu} \quad (\text{A.10})$$

Em que X é a reatância em frequência fundamental. Assim, a matriz de impedâncias primitivas do gerador $[Z_{gen}^h]$ é formada utilizando-se os valores de \mathbf{Z}_p^{pu} e \mathbf{Z}_m^{pu} encontrados na Equação (3.3), incluindo a dependência da frequência. A matriz de admitâncias primitivas $[Y_{gen}^h]$ é calculada por (3.5).

TRANSFORMADOR T_1

Para o transformador foram fornecidos os seguintes dados:

- Módulo da tensão nominal nos lados primário e secundário;
- Conexão utilizada ($\Delta/Y_{aterrada}$);
- Módulo da potência aparente nominal;
- Resistência R e reatância X em *pu*.

A impedância por fase do transformador, em função da ordem harmônica, em *pu* é dada por:

$$\mathbf{Z}_{pu}^h = \sqrt{h}R + jhX$$

Com a impedância complexa \mathbf{Z}_{pu}^h do transformador calcula-se sua admitância \mathbf{Y}_{pu}^h pela Equação (3.12d). Sabendo que a conexão empregada neste transformador é ($\Delta/Y_{aterrada}$), utiliza-se a Tabela 5 para se determinar quais as submatrizes serão empregadas para formar a matriz de admitâncias nodais $[Y_{trafo}^h]$ deste transformador. Assim, sua matriz $[Y_{trafo}^h]$ é dada por:

$$[Y_{trafo}^h] = \begin{bmatrix} [A] & [B] \\ [C] & [D] \end{bmatrix}$$

Em que:

$$[A] = [Y_{II}^h]$$

$$[B] = [Y_{III}^h]$$

$$[C] = [Y_{III}^h]^t$$

$$[D] = [Y_I^h]$$

Sendo o valor da admitância Y_s^h empregado nas submatrizes $[A]$, $[B]$, $[C]$ e $[D]$ o valor de \mathbf{Y}_{pu}^h calculado à partir dos dados do transformador em valores pu .

LINHA 01/02

Os dados fornecidos para a linha são:

- Resistência de sequência positiva;
- Resistência de sequência zero;
- Reatância de sequência positiva;
- Reatância de sequência zero.

Sendo os valores das resistências e reatâncias dados em Ω . Inicialmente são formadas as impedâncias complexas de sequência zero \mathbf{Z}_0 e positiva \mathbf{Z}_1 com os valores em Ω . Em seguida são calculadas as impedâncias de sequência em valores pu sendo a potência de base utilizada 20 kVA e a tensão de base 13,8 kV, a impedância de base é dada pela Equação (A.9).

Uma vez obtidos os valores das impedâncias de sequência em valores pu deve-se utilizar estes valores para calcular as impedâncias de fase. Para isso são utilizadas as Equações (A.7) e (A.8). Assim, as impedâncias próprias e mútuas da linha 01/02, em função da frequência e em valores pu são:

$$\mathbf{Z}_p^h = R_{pu} + jhX_{pu}$$

$$\mathbf{Z}_m^h = 0$$

A matriz de impedâncias primitivas $[Z_{linha}^h]$ desta linha, em valores *pu* é dada pela Equação (3.6). A aplicação da Equação (3.5) na matriz $[Z_{linha}^h]$ resulta na matriz de admitâncias primitivas $[Y_{linha}^h]$ da linha.

CAPACITORES \mathbf{C}_1 e \mathbf{C}_2

Os dados fornecidos para os capacitores são:

- Módulo da tensão nominal V ;
- Módulo da potência nominal Q ;
- Conexão utilizada $Y_{aterrada}$.

O primeiro passo consiste em determinar a impedância de cada banco de capacitores, em Ω , através dos dados fornecidos, isto é feito através da Equação (A.11).

$$\mathbf{Z} = \frac{V^2}{-jQ_C} \quad (A.11)$$

Em seguida deve-se converter o valor da impedância obtida para valores *pu*. Para isso utiliza-se a tensão base de 13,8 kV e a potência de 20 kVA (coincidindo com a potência nominal do transformador) como base. Assim, pela Equação (A.9) obtêm-se a impedância de base. Com a impedância de base, a impedância de cada banco de capacitores é convertida para *pu*. Sendo $\mathbf{Z}_{C_1}^{pu}$ e $\mathbf{Z}_{C_2}^{pu}$, as impedâncias dos bancos \mathbf{C}_1 e \mathbf{C}_2 em *pu*, respectivamente, suas admitâncias podem ser obtidas através da Equação (3.14b). Tais admitâncias serão aplicadas na Equação (3.15a), pois ambos os bancos estão conectados em $Y_{aterrada}$, para formar as matrizes de admitâncias primitivas $[Y_{C_1}^h]$ e $[Y_{C_2}^h]$ dos bancos \mathbf{C}_1 e \mathbf{C}_2 , respectivamente.

CARGAS LINEARES \mathbf{L}_1 e \mathbf{L}_2

Os dados fornecidos para as cargas lineares são:

- Módulo da tensão nominal V ;
- Potência ativa nominal P ;
- Fator de potência FP ;
- Conexão utilizada $Y_{aterrada}$.

O primeiro passo consiste em determinar a potência complexa \mathbf{S} de cada carga, para tal utilizam-se as Equações (2.12e) e (2.12b). Uma vez determinadas as potências complexas de cada uma das cargas deve-se obter a impedância complexa, em Ω , das cargas através da Equação (A.12).

$$\mathbf{Z} = \frac{V^2}{\mathbf{S}} \quad (\text{A.12})$$

Em seguida o valor é convertido para pu , utilizando a tensão de 13,8 kV e a potência de 20 kVA como base. Assim, têm-se as impedâncias complexas $\mathbf{Z}_{L_1}^{pu}$ e $\mathbf{Z}_{L_2}^{pu}$, em pu , das cargas \mathbf{L}_1 e \mathbf{L}_2 , respectivamente.

Por fim, utiliza-se a Equação (3.16b) para obter as admitâncias $\mathbf{Y}_{L_1}^{pu}$ e $\mathbf{Y}_{L_2}^{pu}$ das cargas \mathbf{L}_1 e \mathbf{L}_2 , respectivamente. Tais admitâncias serão utilizadas na Equação (3.16c), pois as cargas estão conectadas em $Y_{aterrada}$, para a formação das matrizes de admitâncias primitivas $[Y_{L_1}^h]$ e $[Y_{L_2}^h]$ das cargas \mathbf{L}_1 e \mathbf{L}_2 , respectivamente.

CARGA NÃO-LINEAR CNL

Os dados fornecidos para a carga não-lineare são:

- Módulo da tensão nominal V ;
- Potência ativa nominal P ;
- Fator de potência FP ;
- Conexão utilizada $Y_{aterrada}$;
- Espectro de corrente;

O primeiro passo é a determinação da potência complexa \mathbf{S} da carga, em frequência fundamental, para tal utilizam-se as Equações (2.12e) e (2.12b). Uma vez determinada a potências complexa, deve-se obter a impedância complexa, em Ω , através da Equação (A.12).

Em seguida o valor é convertido para pu , utilizando a tensão de 13,8 kV e a potência de 20 kVA como base. Assim, obtêm-se a impedância complexa \mathbf{Z}_{CNL}^{pu} .

Por fim, utiliza-se a Equação (3.16b) para obter a admitância \mathbf{Y}_{CNL}^{pu} . Tal admitância é utilizada na Equação (3.16c), uma vez que a carga está conectada em $Y_{aterrada}$, para a formação da matriz de admitâncias primitivas $[Y_{CNL}^h]$.

MATRIZ DE ADMITÂNCIAS NODAIS COMPLETA

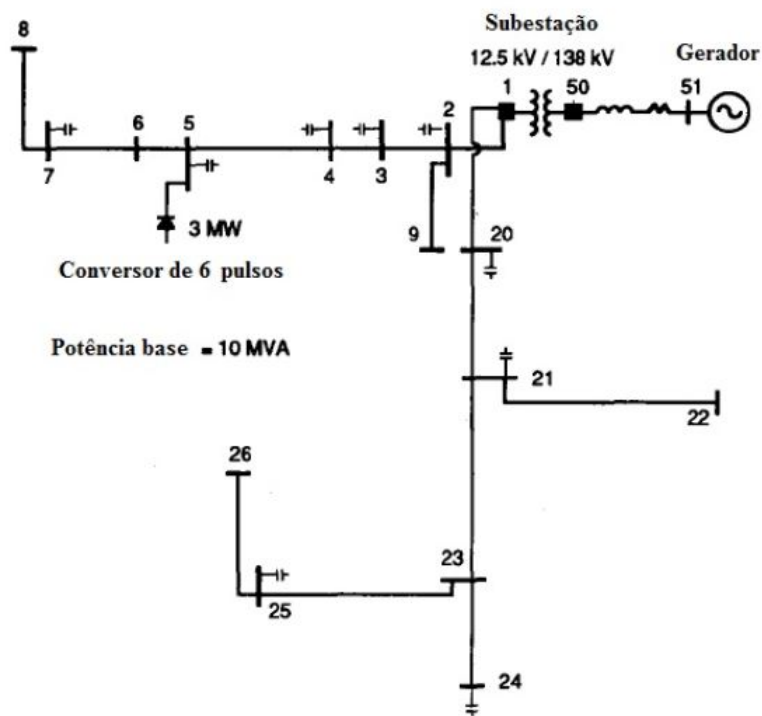
A matriz de admitâncias nodais da rede completa $[Y_{barra}^h]$ é formada através do método de inspeção (ver Seção 3.1). A aplicação deste método resulta em:

$$[Y_{barra}^h] = \begin{bmatrix} [Y_{gen}^h] + [A] & [B] & [0]_{3 \times 3} \\ [C] & [D] + [Y_{C_1}^h] + [Y_{L_1}^h] + [Y_{linha}^h] & -[Y_{C_1}^h] \\ [0]_{3 \times 3} & -[Y_{linha}^h] & [Y_{linha}^h] + [Y_{C_2}^h] + [Y_{C_2}^h] + [Y_{L_2}^h] + [Y_{CNL}^h] \end{bmatrix}$$

ANEXO B – SISTEMA DE 18 BARRAS

A Figura 48 mostra o sistema de 18 barras utilizado neste trabalho (GRADY; SAMOTYJ; NOYOLA, 1992). Na barra 5 há um conversor trifásico em ponte de Graetz com potência de 3 MW.

Figura 48 – Sistema de 18 barras.



Fonte: Grady, Samotyj e Noyola (1992).

O gerador está conectado à barra 51, suas especificações são:

- Tensão nominal: 138 kV;
- Potência de curto trifásico: 20000 MVA;
- Potência de curto monofásico: 21000 MVA;
- Frequência: 60 Hz;
- Tensão de operação: 1,05 pu.

O transformador da subestação possui as seguintes características:

- Tensão no primário: 138 kV;
- Tensão no secundário: 12,5 kV;
- Potência nominal: 1000 MVA;
- Resistência série: $R = 0,312 pu$;
- Reatância série: $X = 6,753 pu$;
- Conexão: $\Delta / Y_{aterrada}$.

O dados das linhas são apresentados na Tabela 26, em que R_p e X_p são a resistência e a reatância próprias da linha, na modelagem adotada as linhas não possuem impedância mútua. Os dados das cargas e dos capacitores *shunt* são apresentados na Tabela 27. O espectro da CNL conectada à barra 5 é obtido através da aplicação da série de Fourier à Equação (3.24), pois esta carga é um retificador de 6 pulsos trifásico.

Tabela 26 – Dados das linhas do sistema de 18 barras.

Dados das Linhas			
Barra de Envio	Barra Receptora	R_p^{pu}	X_p^{pu}
1	2	0,431	1,204
2	3	0,601	1,677
3	4	0,316	0,882
4	5	0,896	2,502
5	6	0,295	0,824
6	7	1,720	2,120
7	8	4,070	3,053
2	9	1,706	2,209
1	20	2,910	3,768
20	21	2,222	2,877
21	22	4,803	6,218
21	23	3,985	5,160
23	24	2,910	3,768
23	25	3,727	4,593
25	26	2,208	2,720
51	50	0,050	0,344

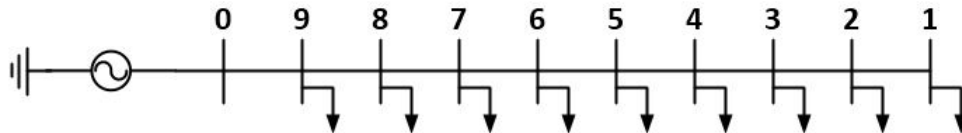
Tabela 27 – Dados das cargas do sistema de 18 barras.

Dados das Barras			
Barra	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVar)	Q_{shunt} (MVar)
1	0,00	0,00	0,00
2	0,20	0,12	-1,05
3	0,40	0,25	-0,60
4	1,50	0,93	-0,60
5	3,00	2,26	-1,80
6	0,80	0,50	0,00
7	0,20	0,12	-0,60
8	1,00	0,62	0,00
9	0,50	0,31	0,00
20	1,00	0,62	-0,60
21	0,30	0,19	-1,20
22	0,20	0,12	0,00
23	0,80	0,50	0,00
24	0,50	0,31	-1,50
25	1,00	0,62	-0,9
26	0,20	0,12	0,00
50	0,00	0,00	-1,20
51	0,00	0,00	0,00

ANEXO C – SISTEMA DE 9 BARRAS

A Figura 49 mostra o sistema de 9 barras utilizado neste trabalho. Este sistema foi utilizado por Monticelli e Garcia (2003) para exemplificar a alocação de capacitores.

Figura 49 – Sistema de 9 barras.



Este sistema é alimentado por um gerador com as seguintes especificações:

- Tensão nominal: 23 kV;
- Potência de curto circuito trifásico: 20000 MVA;
- Potência de curto circuito monofásico: 21000 MVA;
- Frequência nominal: 60 Hz;
- Tensão de operação: 1,000 pu

O gerador está conectado à barra 0, conforme Figura 49. Os dados das linhas deste sistema são mostrados na Tabela 28, onde R_p e X_p são resistência e reatância próprias das linhas, respectivamente. Na modelagem adotada para este sistema as impedâncias mútuas não foram consideradas. A Tabela 29 apresenta os dados das cargas conectadas à este sistema.

Tabela 28 – Dados das linhas do sistema de 9 barras.

Dados das Linhas			
Barra de Envio	Barra Receptora	R_p (Ω)	X_p (Ω)
1	2	5,3434	3,0264
2	3	4,7953	2,7160
3	4	2,0552	1,1640
4	5	0,9053	0,7886
5	6	1,9831	1,7276
6	7	0,6984	0,6084
7	8	0,7463	1,2050
8	9	0,0140	0,6051
9	0	0,1233	0,4127

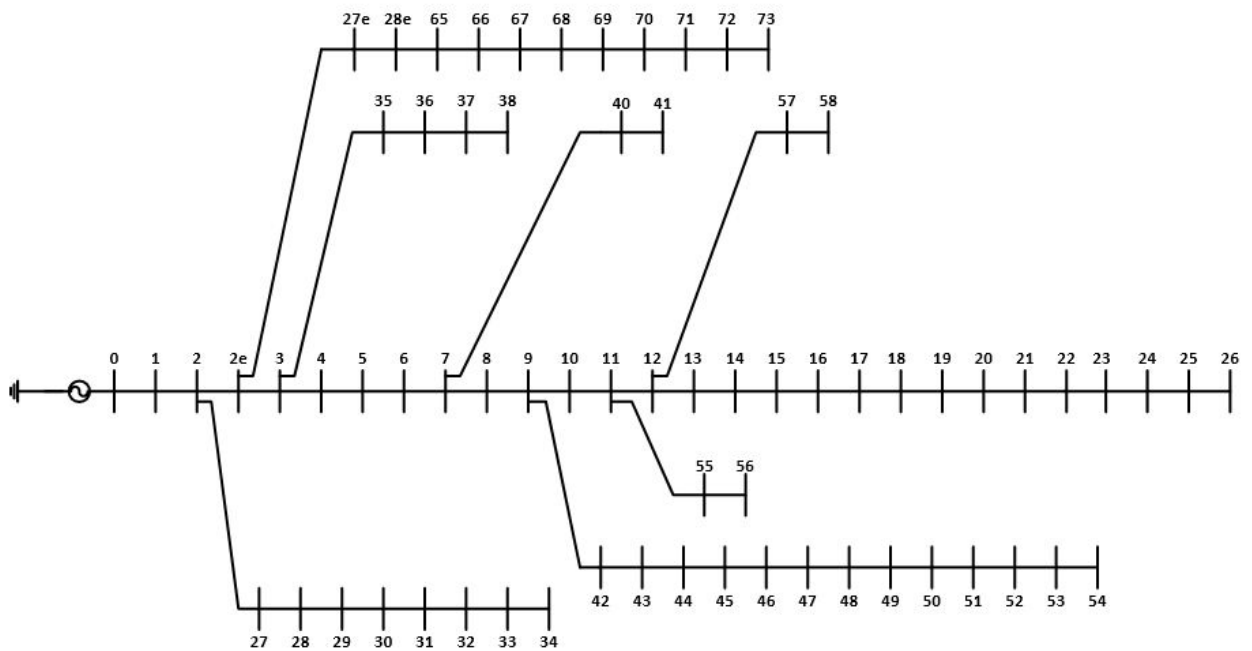
Tabela 29 – Dados das cargas do sistema de 9 barras.

Dados das Cargas		
Barra	P (kW)	Q kVAr
1	1640	200
2	980	130
3	1150	60
4	780	110
5	1610	600
6	1598	1840
7	1790	446
8	980	340
9	1840	460

ANEXO D – SISTEMA DE 69 BARRAS

A Figura 50 mostra o diagrama unifilar do sistema de 69 barras utilizado neste trabalho. Este sistema foi utilizado por Monticelli e Garcia (2003) para exemplificar a alocação de capacitores.

Figura 50 – Diagrama unifilar do sistema de 69 barras.



Este sistema é alimentado por um gerador com as seguintes especificações:

- Tensão nominal: 12,66 kV;
- Potência de curto circuito trifásico: 20000 MVA;
- Potência de curto circuito monofásico: 21000 MVA;
- Frequência nominal: 60 Hz;
- Tensão de operação: 1,000 pu

O gerador está conectado à barra 0, conforme Figura 50. Os dados das linhas deste sistema são mostrados nas Tabelas 30 e 31, onde R_p e X_p são resistência e reatância próprias das linhas, respectivamente. Na modelagem adotada para este sistema as impedâncias mútuas não foram consideradas. A Tabela 32 apresenta os dados das cargas conectadas à este sistema.

Tabela 30 – Dados das linhas do sistema de 69 barras.

Dados das Linhas			
Barra de envio	Barra receptora	R_p (Ω)	X_p (Ω)
0	1	0,0005	0,0012
1	2	0,0005	0,0012
2	2e	0,0000	0,0000
2e	3	0,0015	0,0036
3	4	0,0251	0,0294
4	5	0,3660	0,1864
5	6	0,3811	0,1941
6	7	0,0922	0,0470
7	8	0,0493	0,0251
8	9	0,8190	0,2707
9	10	0,1872	0,0619
10	11	0,7114	0,2351
11	12	1,0300	0,3400
12	13	1,0440	0,3400
13	14	1,0580	0,3496
14	15	0,1966	0,0650
15	16	0,3744	0,1238
16	17	0,0047	0,0016
17	18	0,3276	0,1083
18	19	0,2106	0,0696
19	20	0,3416	0,1129
20	21	0,0140	0,0046
22	23	0,3463	0,1145
23	24	0,3089	0,1021
24	25	0,3089	0,1021
25	26	0,1732	0,0572
2	27	0,0044	0,0108
27	28	0,0640	0,1565
28	29	0,3978	0,1315
29	30	0,0702	0,0232
30	31	0,3510	0,1160
31	32	0,8390	0,2816
32	33	1,7080	0,5646
33	34	1,4740	0,4873
2e	27e	0,0044	0,0108
27e	28e	0,0640	0,1565
28e	65	0,1053	0,1230
65	66	0,0304	0,0355
66	67	0,0018	0,0021
67	68	0,7283	0,8509
68	69	0,3100	0,3623
69	70	0,0410	0,0478
70	71	0,0092	0,0116
71	72	0,1089	0,1373
72	73	0,0009	0,0012
3	35	0,0034	0,0084
35	36	0,0851	0,2083
36	37	0,2898	0,7091

Tabela 31 – Dados das linhas do sistema de 69 barras (continuação).

Dados das linhas			
Barra de envio	Barra receptora	R_p (Ω)	X_p (Ω)
37	38	0,0822	0,2011
7	40	0,0928	0,0473
40	41	0,3319	0,1114
9	42	0,1740	0,0886
42	43	0,2030	0,1034
43	44	0,2842	0,1447
44	45	0,2813	0,1433
45	46	1,5900	0,5337
46	47	0,7837	0,2630
48	49	0,3861	0,1172
49	50	0,5075	0,2585
50	51	0,0974	0,0496
51	52	0,1450	0,0738
52	53	0,7105	0,3619
53	54	1,0410	0,5302
11	55	0,2012	0,06011
55	56	0,0047	0,0014
12	57	0,7394	0,2444
57	58	0,0047	0,0016

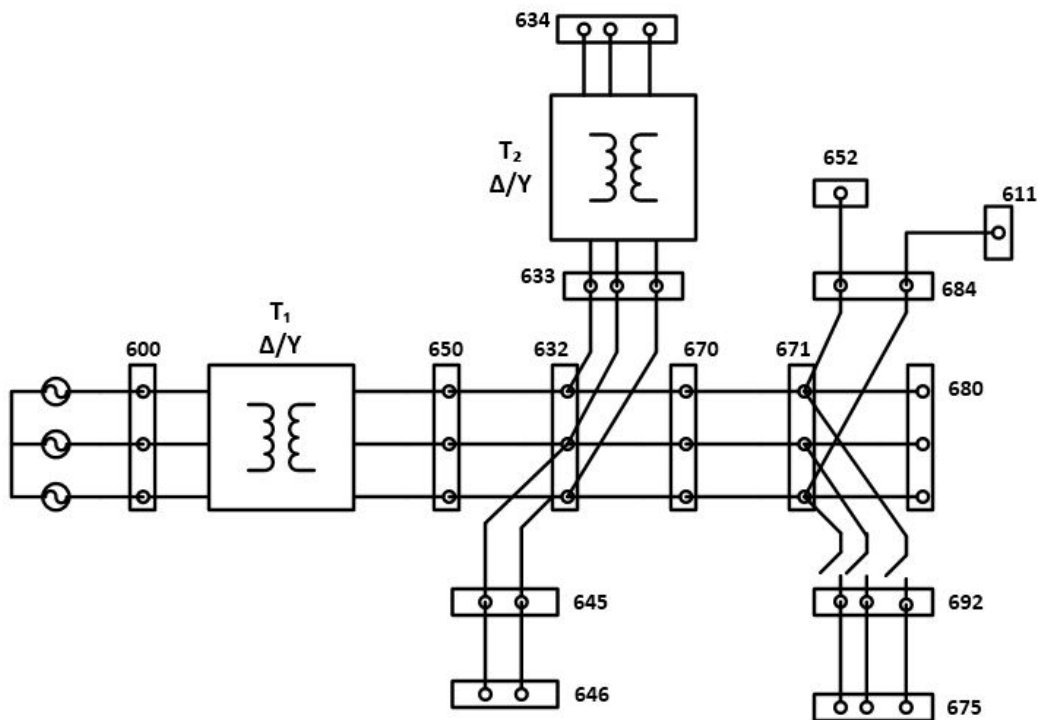
Tabela 32 – Dados das cargas do sistema de 69 barras.

Dados das Cargas		
Barra	P (kW)	Q (kVAr)
5	2,60	2,20
6	40,40	30,00
7	75,00	54,00
8	30,00	22,00
9	28,00	19,00
10	145,00	104,00
11	145,00	104,00
12	8,00	5,50
13	8,00	5,50
15	45,50	30,00
16	60,00	35,00
17	60,00	35,00
19	1,00	0,60
20	114,00	81,00
21	5,30	3,50
23	28,00	20,00
25	14,00	10,00
26	14,00	10,00
27	26,00	18,60
28	26,00	18,60
32	14,00	10,00
33	19,50	14,00
34	6,00	4,00
27e	26,00	18,55
28e	26,00	18,55
66	24,00	17,00
67	24,00	17,00
68	1,20	1,00
70	6,00	4,30
72	39,22	26,30
73	39,22	26,30
36	79,00	56,40
37	384,70	274,50
38	384,70	274,50
40	40,50	28,30
41	3,60	2,70
42	4,35	3,50
43	26,40	19,00
44	24,00	17,20
48	100,00	72,00
50	1244,00	888,00
51	32,00	23,00
53	227,00	162,00
54	59,00	42,00
55	18,00	13,00
56	18,00	13,00
57	28,00	20,00
58	28,00	20,00

ANEXO E – SISTEMA DE 15 BARRAS

A Figura 51 mostra o diagrama trifilar do sistema de 13 barras utilizado neste trabalho. Este sistema foi retirado de Abu-Hashim et al. (1999). Trata-se de um sistema de distribuição trifásico desequilibrado. A este sistema estão conectadas cargas monofásicas e trifásicas, sendo algumas delas cargas não lineares. Neste anexo são apresentados os dados desse sistema.

Figura 51 – Diagrama trifilar do sistema de 13 barras.



O gerador desse sistema está conectado à barra 600 e suas especificações são:

- Tensão nominal: 115 kV;
- Potência de curto trifásico: 1100 MVA;
- Potência de curto monofásico: 1100 MVA;
- Frequência: 60 Hz;
- Tensão de operação: 1,001 pu.

A Tabela 33 apresenta os dados dos transformadores deste sistema. O primeiro dos transformadores representa a subestação, ele conecta à barra 600 (barra do gerador) à barra 650 e sua função é abaixar a tensão para níveis de distribuição. O segundo dos transformadores conecta as barras 633 e 634 para que a barra 634 seja atendida em baixa tensão.

Tabela 33 – Dados dos transformadores do sistema de 15 barras.

Dados dados dos transformadores					
Barra do primário	Barra do secundário	Relação de transformação	Conexão	R %	X %
600	650	115 kV / 4,16 kV	$\Delta / Y_{aterrada}$	1	8
633	634	4,16 kV / 0,480 kV	$\Delta / Y_{aterrada}$	1,1	2

A Tabela 34 apresenta os dados das linhas deste sistema. Apresenta-se as barras as quais cada linha está conectada, o comprimento de cada linha em pés e a configuração de cada uma dessas linhas, na seção E.1 deste anexo são apresentadas as matrizes de impedâncias primitivas de cada uma dessas configurações. É importante ressaltar que a linha entre as barras 671 e 692 é uma chave e é modelada como uma chave ideal, portanto possui $R = 0$ e $X = 0$.

Tabela 34 – Dados das linhas do sistema de 15 barras.

Dados das linhas			
Barra de envio	Barra receptora	Comprimento (pés)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	670	1300	601
670	671	700	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

A Tabela 35 apresenta os dados dos capacitores deste sistema. O capacitor da barra 675 é um banco trifásico de potência total de 600 kVAr e o da barra 611 é um capacitor monofásico de potência 100 kVAr conectado à fase C.

A Tabela 36 apresenta os dados das cargas desse sistema, nesta tabela apresenta-se a barra à qual cada carga está conectada, a distribuição da potência por fase e o conteúdo harmônico de cada uma dessas cargas. A injeção de correntes harmônicas por cada carga não linear do sistema é mostrada na Tabela 37.

Tabela 35 – Dados dos capacitores do sistema de 15 barras.

Dados dos Capacitores			
Barra	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
675	200	200	200
611	-	-	100

Tabela 36 – Dados das cargas do sistema de 15 barras.

Dados das cargas							
Barra	Conexão	Fase A kW	Fase A kVAr	Fase B kW	Fase B kVAr	Fase C kW	Fase C kVAr
634	$Y_{aterrada}$	42,63	20,18	-	-	-	-
645	$Y_{aterrada}$	-	-	170,53	125,09	-	-
	Conteúdo harmônico: 60 % de tipo diverso						
646	Δ	-	-	230,22	131,97	-	-
	Conteúdo harmônico: 20 % fluorescente; 20 % ASD; 20 % de tipo diverso PS: Esta carga está conectada entre as fases B & C						
652	$Y_{aterrada}$	127,90	85,79	-	-	-	-
	Conteúdo harmônico: 10 % fluorescente; 10 % ASD; 20 % de tipo diverso						
670	$Y_{aterrada}$	16,48	9,45	66,40	38,06	116,97	97,05
671	Δ	383,70	219,95	383,70	219,95	383,70	213,95
	Conteúdo harmônico: 30 % fluorescente; 60 % de tipo diverso						
675	$Y_{aterrada}$	486,02	189,07	68,21	60,55	289,91	212,65
	Conteúdo harmônico: 15 % fluorescente; 20 % ASD; 15 % de tipo diverso						
692	Δ	-	-	-	-	170,53	151,38
	Conteúdo harmônico: 15 % fluorescente; 20 % ASD; 15 % de tipo diverso PS: Esta carga está conectada entre as fases C & A						
611	$Y_{aterrada}$	-	-	-	-	170,53	80,74
	Conteúdo harmônico: 15 % fluorescente; 20 % ASD; 15 % de tipo diverso						

Tabela 37 – Injeções de correntes harmônicas das cargas não lineares do sistema de 15 barras.

Espectro das CNL						
Ordem harmônica (h)	Fluorescente		ASD		Diversas	
	Módulo (pu)	Fase ($^\circ$)	Módulo(pu)	Fase ($^\circ$)	Módulo (pu)	Fase ($^\circ$)
1	1	-41,2	1	-1,5	1	-35,0
3	0,2	273,4	0,542	0,7	0,007	-105,8
5	0,107	339	0,152	110,8	0,002	-275,5
7	0,021	137,7	0,069	151,9	0	0
9	0,014	263,2	0,043	-95	0	0
11	0,009	39,8	0,036	-13,9	0	0
13	0,006	182,4	0,029	95,2	0	0
15	0,005	287	0,025	-182,7	0	0

E.1 DADOS DAS CONFIGURAÇÕES DE LINHA

Nesta seção são apresentadas as matrizes de impedâncias primitivas, em função da frequência, de cada uma das configurações de linha utilizadas no sistema.

Configuração 601

$$[Z_{601}^h] = \begin{bmatrix} 0,3465 + jh1,0179 & 0,1560 + jh0,5017 & 0,1580 + jh0,4236 \\ 0,1560 + jh0,5017 & 0,3375 + jh1,0478 & 0,1535 + jh0,3849 \\ 0,1580 + jh0,4236 & 0,1535 + jh0,3849 & 0,3414 + jh1,0348 \end{bmatrix} \Omega/\text{milha}$$

Configuração 602

$$[Z_{602}^h] = \begin{bmatrix} 0,7526 + jh1,1814 & 0,1580 + jh0,4236 & 0,1560 + jh0,5017 \\ 0,1580 + jh0,4236 & 0,7475 + jh1,1983 & 0,1535 + jh0,3849 \\ 0,1560 + jh0,5017 & 0,1535 + jh0,3849 & 0,7436 + jh1,2112 \end{bmatrix} \Omega/\text{milha}$$

Configuração 603

$$[Z_{603}^h] = \begin{bmatrix} 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 & 1,3294 + jh1,3471 & 0,2066 + jh0,4591 \\ 0,0000 + j0,0000 & 0,2066 + jh0,4591 & 1,3238 + jh1,3569 \end{bmatrix} \Omega/\text{milha}$$

Configuração 604

$$[Z_{604}^h] = \begin{bmatrix} 1,3238 + jh1,3569 & 0,0000 + j0,0000 & 0,2066 + jh0,4591 \\ 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 \\ 0,2066 + jh0,4591 & 0,0000 + j0,0000 & 1,3294 + jh1,3471 \end{bmatrix} \Omega/\text{milha}$$

Configuração 605

$$[Z_{605}^h] = \begin{bmatrix} 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 1,3292 + jh1,3475 \end{bmatrix} \Omega/\text{milha}$$

Configuração 606

$$[Z_{606}^h] = \begin{bmatrix} 0,7982 + jh0,4463 & 0,3192 + jh0,0328 & 0,2849 - jh0,0143 \\ 0,3192 + jh0,0328 & 0,7891 + jh0,4041 & 0,3192 + jh0,0328 \\ 0,2849 - jh0,0143 & 0,3192 + jh0,0328 & 0,7982 + jh0,4463 \end{bmatrix} \Omega/\text{milha}$$

Configuração 607

$$[Z_{607}^h] = \begin{bmatrix} 1,3425 + jh0,5124 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 \end{bmatrix} \Omega/\text{milha}$$