



Universidade Federal de Campina Grande

Departamento de Engenharia Elétrica

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

GERÔNIMO BARBOSA ALEXANDRE

**ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PARA OPERAÇÃO DE MICRO
REDES ISOLADAS**

Campina Grande, Paraíba, Brasil.
Novembro de 2016

GERÔNIMO BARBOSA ALEXANDRE

ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PARA OPERAÇÃO DE MICRO REDES ISOLADAS

*Dissertação de Mestrado apresentada à Coordenação de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Elétrica*

Área de Concentração: Processamento da Informação

Orientadores:

Professor Antônio Marcus Nogueira Lima, Dr.

Professor João Batista Morais dos Santos, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba, Brasil.
Novembro de 2016

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

- A381e Alexandre, Gerônimo Barbosa.
Estratégias de controle para operação de micro redes isoladas / Gerônimo Barbosa Alexandre. – Campina Grande, 2017.
f. 214: il. color.
- Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2016.
"Orientação: Prof. Dr. Antônio Marcus Nogueira Lima, Prof. Dr. João Batista dos Santos".
Referências.
1. Regulação de Tensão e Frequência. 2. Operação de Micro Redes. 3. Controle DROOP. 4. Compartilhamento de Potência. I. Lima, Antônio Marcus Nogueira. II. Santos, João Batista dos. III. Título.


CDU 621.3:681.532.7(043)


"ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PARA OPERAÇÃO DE MICRO REDES ISOLADAS"

GERÔNIMO BARBOSA ALEXANDRE

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 28/11/2016


ANTONIO MARCUS NOGUEIRA LIMA, Dr., UFCG
Orientador(a)


JOÃO BATISTA MORAIS DOS SANTOS, D.Sc., UFCG
Orientador(a)


ALEXANDRE CUNHA OLIVEIRA, D.Sc., UFCG
Examinador(a)


MAURÍCIO BELTRÃO DE ROSSITER CORRÊA, D.Sc., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

AGRADECIMENTOS

O autor agradece ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Engenharia Elétrica e Informática da Universidade Federal de Campina Grande. Ao grupo de Instrumentação e Controle, LIEC-UFCG, em especial aos orientadores pela paciência e dedicação no desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço a DEUS por estar comigo todas as horas. A minha Família e a todos os colegas que acompanham minha trajetória.

Agradeço aos Professores Dr. Antonio Marcus Nogueira Lima e Dr. Maurício Beltrão de Rossiter Corrêa por serem mais do que professores e sim verdadeiros amigos.

“A diferença entre o sonho e a realidade é a quantidade certa de tempo e trabalho.”

Willian Douglas – Juiz Federal

RESUMO

Este trabalho foca na proposta e validação de estratégias de controle para regulação simultânea da tensão e frequência em micro redes isoladas, compensação de harmônicos de tensão no ponto comum de acoplamento (PCC) e a cooperação de potência reativa entre os diversos inversores instalados na micro rede (MG). A técnica de controle utilizada é o Controle Droop Generalizado (GDC) modificado para atender as necessidades de projeto, manter o equilíbrio entre a geração e o consumo com resposta rápida, segura, eficiente e estável. Neste cenário, seis estratégias de controle foram propostas e validadas para diferentes cenários de testes (cargas lineares e cargas não lineares) e topologias de micro redes (1 barra, 3 barras, 5 barras, 11 barras e 14 barras) sendo elas: GDC convencional, GDC ANFIS, GDC *Fuzzy*, GDC Adaptativo, PI *Fuzzy* e GDC Cooperativo com impedância virtual. A metodologia usada consistiu nas seguintes etapas: A) revisão da literatura; B) escolha das MG's testes (padrão IEEE); C) modelagem e simulação das partes constituintes de uma MG isolada; D) projeto das estratégias de controle usadas na operação da MG; E) Validação das estratégias de controle; F) Discussão técnica dos resultados de simulação e G) Elaboração de documentos técnicos. Diante das estratégias de controle implementadas, o controlador GDC Adaptativo foi o que apresentou melhor desempenho dinâmico em malha fechada (rápido tempo de resposta, pequenas flutuações de tensão e frequência, pouca sensibilidade às flutuações da carga e da fonte energética, tornando o controle robusto e estável). Quando assistido pelas malhas internas consegue a cooperação de potência reativa e a compensação de harmônicos diante de flutuações de potência aparente tanto no consumo como na geração. As soluções propostas para regulação simultânea de tensão e frequência em MG isoladas, compensação harmônica de tensão no PCC e compartilhamento de potência reativa entre os inversores conectados na MG mostraram-se eficientes quando avaliadas em diversos cenários testes e para diversas topologias de MG, em termos de operação estável da MG, mantendo o equilíbrio entre a geração e o consumo, respondendo de forma rápida as variações operacionais, aos distúrbios de carga e as não linearidades da MG ilhada.

Palavras-chave: Regulação de tensão e frequência, GDC, MG, Compensação de harmônicos, Compartilhamento de potência, Controle e operação estável.

ABSTRACT

This work focuses on the proposal and validation of control strategies for simultaneous regulation of voltage and frequency in isolated Microgrid, voltage harmonics compensation in the common coupling point and the reactive power of cooperation between the different inverters installed in the Microgrid (MG). The used control technique is the modified generalized Droop control to meet the design needs (energy flow operation trafficked in MG), maintaining the balance between generation and consumption with rapid, safe, efficient and stable. In this scenario, six control strategies have been proposed and validated for different scenarios tests (linear and nonlinear loads) and topologies MG (1 bar, 3 bars, 5 bars, 11 bars and 14 bars) which are: conventional GDC, ANFIS GDC, GDC Fuzzy Adaptive GDC, GDC and PI Fuzzy Cooperative with virtual impedance. The methodology used consisted of the following steps: A) literature review; B) choice of MG tests (IEEE standard); C) modeling and simulation of the constituent parts of an isolated MG; D) design of the control strategies used in the MG operation; E) Validation of control strategies; F) Technical discussion of the simulation results and G) Elaboration of technical documents. Faced with the control strategies implemented, the GDC Adaptive controller showed the best dynamic performance in closed loop (fast response time, small fluctuations of voltage and frequency, low sensitivity to fluctuations in load and energy source, making the control robustness and stable). When assisted by internal loops, it achieves reactive power cooperation and harmonic compensation in the face of apparent power fluctuations in both consumption and generation. The proposed solutions for simultaneous regulation of voltage and frequency in isolated MG, harmonic voltage compensation in the PCC and reactive power sharing between the connected inverters in the MG were efficient when evaluated in several test scenarios and for several MG topologies in terms of stable MG operation, maintaining the balance between generation and consumption, responding quickly to the operational variations, load disturbances and nonlinearities of the islanded MG.

Keywords: Voltage and frequency regulation, GDC, MG, Compensating harmonics, Power sharing, Control and stable operation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1. Sistema de elétrico de potência para formulação do fluxo de carga.....	33
Figura 2.2. Arquitetura de uma Microgrid (MG).....	34
Figura 2.3. Número de publicações nas últimas décadas sobre a temática em estudo.....	37
Figura 2.4. Esquema de controle SMO.....	41
Figura 2.5. Esquema de controle MMO.....	42
Figura 2.6. Controle local de frequência em uma MG.....	43
Figura 2.7. Modulação por largura de pulsos bipolar.....	47
Figura 2.8. Conversor CC-CA monofásico.....	49
Figura 2.9. Filtro LCL implementado na saída do conversor CC-CA.....	50
Figura 2.10. Chaveamento de cargas.....	53
Figura 2.11. Microgerador + Interface de eletrônica de potência.....	54
Figura 2.12. Procedimento interativo na estimação de parâmetros.....	57
Figura 2.13. Etapas de um sistema lógico <i>Fuzzy</i>	58
Figura 2.14. Micro rede simples.....	60
Figura 2.15. Perfil de potência ativa e reativa – Modelo da Carga Variável.....	61
Figura 2.16. Tensão e frequência na carga local variável.....	61
Figura 2.17. Micro rede de energia elétrica de 14 barras.....	63
Figura 2.18. Perfis de tensão / frequência Para a MG de quatorze barras.....	63
Figura 3.1. MG simples com a <i>interface</i> de eletrônica de potência.....	66
Figura 3.2. Diagrama de blocos do GDC.....	69
Figura 3.3. Diagrama de blocos geral da MG com o VSI.....	70
Figura 3.4. Cenário de variação de cargas.....	72
Figura 3.5. Tensão de linha e frequência para diferentes impedâncias de linha.....	73
Figura 3.6. Controle de P e Q para diferentes valores de impedância de linha.....	74
Figura 3.7. DG com três MG e dois bancos de cargas.....	77
Figura 3.8. Estrutura típica de um ANFIS.....	80
Figura 3.9. Efeitos da alteração dos parâmetros $\{\alpha_i, \beta_i \text{ e } c_i\}$ nas funções de pertinências.....	80
Figura 3.10 (a). Tensão medida e Tensão estimada pela estrutura ANFIS.....	82
Figura 3.10 (b). Frequência medida e frequência estimada pela estrutura ANFIS.....	83
Figura 3.11. Funções de Pertinência para Saída de Frequência.....	83
Figura 3.12 (a). Sistema ANFIS implementado para a Saída de Amplitude de Tensão.....	84
Figura 3.12 (b). Sistema ANFIS implementado para a Saída de Frequência Elétrica.....	84
Figura 3.13(a). Visualizador (<i>interface</i> gráfica do usuário - GUI) de regras – Amplitude.....	86
Figura 3.13(b). Visualizador (<i>interface</i> gráfica do usuário - GUI) de regras – Frequência.....	86
Figura 3.14 (a). Gráfico 3D que relaciona a entrada-saída <i>Fuzzy</i> , $f(Hz) = f(P; Q)$	87
Figura 3.14 (b). Gráfico 3D que relaciona a entrada-saída <i>Fuzzy</i> , $A(V) = f(P; Q)$	87
Figura 3.15. Tensão e frequência na saída do conversor para o cenário da Figura 2.4.....	88

Figura 3.16. Tensão e frequência na avaliação do controle inteligente – 3 Barras.....	92
Figura 3.17 (a). Inserção do controle PI no GDC ANFIS – Modo 01.....	93
Figura 3.17 (b). Inserção do controle PI no GDC ANFIS – Modo 02.....	93
Figura 3.18. Potência ativa e reativa afetada pela interrupção (falha) da MG 1.....	94
Figura 3.19 (a). Perfis de tensão das cargas locais após interrupção da DG 1.....	95
Figura 3.19 (b). Perfis de frequência das cargas locais após interrupção da DG 1.....	95
Figura 3.20. MG com 05 barras.....	96
Figura 3.21. Perfis de frequência e tensão para o cenário descrito na Tabela 2.4.....	97
Figura 3.22. MG com 11 barras.....	98
Figura 3.23. Perfis de frequência e tensão para o cenário descrito na Tabela 2.5.....	99
Figura 3.24. Micro rede elétrica de 14 barras.....	100
Figura 3.25 - Perfis de frequência e tensão para o cenário descrito na Tabela 2.6.....	101
Figura 4.1. Estrutura de um Controlador GDC Adaptativo.....	107
Figura 4.2. Equivalente de Thévenin para frequências de ordem h	108
Figura 4.3. Bloco projetado para sintonia do controlador GDC Adaptativo.....	110
Figura 4.4. Regiões operacionais da geração distribuída PQ e Af	110
Figura 4.5. Perfis de tensão / frequência na avaliação do GDC Adaptativo – Uma barra.....	114
Figura 4.6. Corrente medida \times corrente estimada e o erro de estimação.....	115
Figura 4.7. Parâmetro (Z / X) estimado.....	116
Figura 4.8. Perfil de Geração e Consumo – GDC Adaptativo.....	116
Figura 4.9. Perfis de tensão / frequência Para o GDC Adaptativo – Três barras.....	117
Figura 4.10. Corrente medida \times corrente estimada na DG1 e o erro de estimação.....	117
Figura 4.11. Parâmetro (Z/X) estimado na Saída da DG1.....	118
Figura 4.12. Corrente medida \times corrente estimada na DG2 e o erro de estimação.....	118
Figura 4.13. Parâmetro (Z/X) estimado na Saída da DG2.....	120
Figura 4.14. Corrente medida \times corrente estimada na DG3 e o erro de estimação.....	120
Figura 4.15. Parâmetro (Z/X) estimado na Saída da DG3.....	121
Figura 4.16. Perfis de tensão / frequência Para o GDC Adaptativo – Cinco barras.....	121
Figura 4.17. Perfis de tensão / frequência Para o GDC Adaptativo – Onze barras.....	122
Figura 4.18. Perfis de tensão / frequência Para o GDC Adaptativo – Quatorze barras.....	122
Figura 4.19. Diagrama de controle com realimentação negativa.....	128
Figura 4.20. Detalhes do GDC Adaptativo para estudo da estabilidade da MG.....	128
Figura 4.21. Diagrama de Bode para o filtro LCL e o Seu equivalente L.....	130
Figura 4.22. Diagrama de Bode da impedância de saída do inversor – Teoria 01.....	130
Figura 4.23. Diagrama de Bode para o controle em malha fechada – Teoria 01.....	131
Figura 4.24. Diagrama de Bode da impedância de saída do inversor – Teoria 02.....	131
Figura 4.25. Diagrama de Bode para o controle em malha fechada – Teoria 02.....	132
Figura 4.26. Perfil de irradiação medido no 25/01/14.....	134
Figura 4.27. Cenário teste real para avaliar o GDC Adaptativo.....	135
Figura 4.28. Sinal fornecido pela fonte de tensão CC variável.....	136

Figura 4.29. Tensão na saída do PWM e após o filtro LCL.....	136
Figura 4.30. Corrente na Carga não linear e na saída do filtro LCL.....	137
Figura 4.31. THD no PCC da carga não linear.....	137
Figura 4.32. Tensão na MG.....	138
Figura 4.33. Potências ativa e reativa distribuídas ao longo da MG.....	139
Figura 4.34. Comparativo da Frequência da MG - fonte CC constante e Variável.....	140
Figura 5.1. Controle Droop Generalizado baseado em Lógica <i>Fuzzy</i>	145
Figura 5.2. Desempenho do GDC <i>Fuzzy</i> para diferentes impedâncias de linha.....	146
Figura 5.3. Impedância de linha calculada pelo LSE e pela lógica <i>Fuzzy</i> (FIS).....	147
Figura 5.4. Equilíbrio entre a geração e consumo – GDC <i>Fuzzy</i>	147
Figura 5.5. Funções de pertinências para as entradas e saídas da MG de três barras.....	150
Figura 5.6. Sistema <i>Fuzzy</i> implementado no GDC <i>Fuzzy</i>	150
Figura 5.7. Superfície 3D para a Resistência de linha, $R = f(dQ; dV)$	150
Figura 5.8. Superfície 3D para a Reatância de linha, $X = f(dQ; dV)$	151
Figura 5.9. Curva 3D da Resistência de linha em função do controle $P - f$	150
Figura 5.10. Curva 3D da Reatância de linha em função do controle $P - f$	152
Figura 5.11. Perfis de tensão / frequência Para o GDC <i>Fuzzy</i> – Três barras.....	153
Figura 5.12. Perfis de tensão / frequência Para o GDC <i>Fuzzy</i> – Cinco barras.....	154
Figura 5.13. Perfis de tensão / frequência Para o GDC <i>Fuzzy</i> – Onze barras.....	155
Figura 5.14. Perfis de tensão / frequência Para o GDC <i>Fuzzy</i> – Quatorze barras.....	155
Figura 5.15. Diagrama de blocos de um sistema de controle discreto.....	158
Figura 5.16. Controlador PI <i>Fuzzy</i>	159
Figura 5.17. Controle PI <i>Fuzzy</i> para regulação de tensão e frequência em MG isoladas.....	161
Figura 5.18. Detalhes da malha de tensão com o PI <i>Fuzzy</i>	162
Figura 5.19. Perfis de tensão / frequência Para o PI <i>Fuzzy</i> – Uma barra.....	163
Figura 5.20. Equilíbrio entre a geração e consumo – PI <i>Fuzzy</i>	162
Figura 5.21. Perfis de tensão / frequência Para o PI <i>Fuzzy</i> – Três barras.....	164
Figura 5.22. Perfis de tensão / frequência Para o PI <i>Fuzzy</i> – Cinco barras.....	165
Figura 5.23. Perfis de tensão / frequência Para o PI <i>Fuzzy</i> – Onze barras.....	165
Figura 5.24. Perfis de tensão / frequência Para o PI <i>Fuzzy</i> – Quatorze barras.....	166
Figura 6.1. Diagrama de blocos da arquitetura de controle hierárquico de uma MG.....	169
Figura 6.2. Diagrama de blocos das malhas de controle principal dos inversores.....	171
Figura 6.3. Discretização do cálculo da potência ativa e reativa a partir das medições.....	173
Figura 6.4. Malha interna para regulação da tensão.....	174
Figura 6.5. Conceito de impedância capacitiva virtual.....	176
Figura 6.6. Malha interna com a inserção da impedância capacitiva virtual (Z_d (s)).....	176
Figura 6.7. Diagrama de controle completo.....	179
Figura 6.8. Controle secundário para compartilhamento de potência reativa.....	182
Figura 6.9. Tensão medida na saída do inversor 01 antes e depois da compensação.....	184
Figura 6.10. Tensão medida na saída do inversor 02 antes e depois da compensação.....	184

Figura 6.11. Corrente medida na saída do inversor 01 antes e depois da compensação.....	185
Figura .12. Corrente medida na saída do inversor 02 antes e depois da compensação.....	185
Figura 6.13. Tensão medida na carga antes e depois da compensação.....	186
Figura 6.14. Corrente medida na carga antes e depois da compensação.....	186
Figura 6.15. THD no ponto de acoplamento.....	187
Figura 6.16. Medições na carga após a inserção do controle secundário.....	189
Figura 6.17. Corrente em cada inversor após a inserção do controle secundário.....	190
Figura 6.18. Tensão em cada inversor após a inserção do controle secundário.....	191
Figura 6.19. THD no ponto de acoplamento após a inserção do controle secundário.....	191
Figura 6.20. Frequência na MG após a inserção do controle secundário.....	192
Figura 6.21. Potência reativa na saída dos inversores suprindo a carga não linear.....	193
Figura 6.22. Potência ativa na saída dos inversores suprindo a carga não linear.....	193

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Limites de harmônicas injetadas na rede em aplicações de GD (tensões de 120 V até 69 kV).	49
Tabela 2.2. Mapeamento do perfil de carga em valores de R e X.....	60
Tabela 3.1. Parâmetros do conversor para a DG da Figura 3.3.....	71
Tabela 3.2 – Cenário de mudanças de cargas para a MG de 03 barras - Indutivo.....	92
Tabela 3.3 – Cargas conectadas as barras da rede elétrica de 05 barras.....	96
Tabela 3.4 – Cenário de mudanças de carga para a MG de 05 barras.....	97
Tabela 3.5 – Cargas conectadas as barras da rede elétrica de 11 barras.....	98
Tabela 3.6 – Cenário de mudanças de carga para a MG de 11 barras.....	98
Tabela 3.7 – Cargas conectadas as barras da rede elétrica de 14 barras.....	101
Tabela 3.8 – Cenário de mudanças de carga para a MG de 14 barras.....	102
Tabela 5.1 Base de regras <i>Fuzzy</i> para projeto do GDC <i>Fuzzy</i>	152
Tabela 6.1. Parâmetros de simulação com carga não linear.....	188
Tabela 6.2. Parâmetros do controlador PR para corrente.....	188
Tabela 6.3. Parâmetros para a malha de impedância capacitiva virtual.....	189

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
A / D	Conversor Analógico / Digital
ANFIS	Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System
ANN	Artificial Neural Networks
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
BEP	Barramento de Equipotencialização
BP	Black Propagation Algorithm
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CC	Corrente Contínua
CDC	Controle Droop Cooperativo
CLP	Controlador Lógico Programável
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
C-o-A	Método do centro-da-área usada na etapa da Defuzzyficação
C-o-M	Método do centro-do-máximo usada na etapa da Defuzzyficação
CPU	Central Processing Unit
D / A	Conversor Digital / Analógico
DG	Distributed Generation
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DMS	Distribution Management System
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
EUA	Estados Unidos da América
FIS	Fuzzy Inference System
FL	Fuzzy Logic
FFT	Fast Fourier Transform
FV	Sistemas Fotovoltaicos
GDC	Generalized Droop Control
GTDU	Grampo Terra Duplo com Parafuso Tipo U
GUI	Graphical User Interface
HD	Hard Disk
HIL	Hardware-in-the-Loop
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IIDG	Interface de Eletrônica de Potência Para a Geração Distribuída
I / O	Inputs /Outputs

IFFT	Inverse Fast Fourier Transform
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LC	Local Controller (Controle local da carga)
LCL	Inductor (L) – Capacitor (C) – Inductor (L)
LEIAM	Laboratório de Eletrônica Industrial, Acionamentos e Máquinas Elétricas
LIEC	Laboratório de Instrumentação Eletrônica e Controle
LPF	Low Pass Filter
LSE	Least Square Error
MatLab	MATrix LABoratory
MF's	Membership Functions
MG	Micro Grids
MGCC	Micro Grid Controller Centralized
MISO	Multiple Input Single Output
MMO	Multi Master Operation
M-o-M	Método Média-do-máximo usada na etapa da Defuzzyficação
MT	Média tensão
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
ODE	Ordinary Differential Equations
PA	Estado do Pará
PB	Estado da Paraíba
PC	Personal Computer
PCC	Common Coupling Point
PE	Estado de Pernambuco
PHIL	Power Hardware in the Loop
PI	Controlador Proporcional-Integral
PID	Controlador Proporcional-Integral-Derivativo
PHIL	Power Hardware-in-the-Loop
PLL	Phase Locked Loop
PLC	Programmable Logic Controller
PR	Controlador Proporcional Ressonante
PROFIBUS	Process Field Bus
PU	Sistema por unidade
PWM	Pulse Width Modulation
PVC	Polyvinyl chloride
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RAM	Random Access Memory
RMS	Root Mean Square

RNA	Rede Neural Artificial
RT	Real Time
RTDS	Real Time Digital Power System Simulation Technologies
RTU	Remote Terminal Unit
SE	Estado de Sergipe
SEP	Sistema Elétrico de Potência
S / H	Sample and Hold
SISO	Single Input Single Output
SMO	Single Master Operation
SOGI	Second Order Generalized Integrator
SPDA	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
STC	Standard Test Conditions (Condições Padrão Para Ensaio)
TB	Terabyte
THD	Total Harmonic Distortion
THI	Total Harmonic Individual
TM	Trademark (Marca registrada)
VAR	Volts Ampere Reactive
VSI	Voltage Source Inverter
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
UPS	Uninterruptible Power Supply
USP	Universidade de São Paulo
ZOH	Zero-Order-Hold
2D	Duas Dimensões
3D	Três Dimensões

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
*	Multiplicação
°	Graus
$OUTF_i$	Saída da i -ésima função de pertinência
V_{ff}	Tensão entre fases (fase-fase – Tensão de linha)
kW	Quilowatts
GHz	Giga Hertz
T	Período de atualização ou amostragem
Z	Impedância de linha, dada em Ω .
A	Unidade de corrente elétrica, sendo usuais os seus submúltiplos, mA, kA e μ A.
V	Unidade de tensão elétrica, sendo usual os seus submúltiplos, mV e kV.
W	Watts, unidade de potência ativa, sendo usual os seus submúltiplos, mW e kW.
R	Resistor dado em Ω
C	Capacitor dado em F, sendo usual o μ F
L	Indutor dado em H, sendo usual o mH
P	Potência Ativa dado em W.
Q	Potência Reativa dado em VAR.
VAR	Volts-Amperes-Reativo.
S	Potência aparente dado em VA.
Trafo	Transformador de Potência

SUMÁRIO

Agradecimentos	v	
Resumo	7	
Abstract	8	
Lista de Ilustrações	9	
Lista de Tabelas	13	
Lista de Abreviaturas e Siglas	14	
Lista de Símbolos	17	
Sumário	18	
1	Introdução.....	20
1.1	Objetivos	23
1.1.1	Objetivos Gerais	23
1.1.2	Objetivos Específicos	24
1.2	Justificativas	25
1.3	Metodologia Utilizada	27
1.4	Organização do Trabalho.....	29
2	Fundamentação Teórica.....	32
2.1	Formulação do Problema.....	32
2.2	Revisão da Literatura.....	36
2.3	Modelagem das Partes Constituintes da MG	46
2.4	Conceitos Gerais Sobre Estimacão Paramétrica	54
2.5	Conceitos Gerais Sobre Lógica Fuzzy.....	58
2.6	Caracterização do Problema	60
3	Controle Droop ANFIS Para Regulação de Tensão e Frequência em MG's Isoladas	64
3.1	Introdução.....	64
3.2	Controlador Droop Generalizado	66
3.2.1	Controle Droop Convencional	66
3.2.1.1.	Controle Droop Generalizado.....	68
3.2.1.2.	GDC – Baseado no Controle de tensão e Frequência	70
3.2.2	Controle Droop Generalizado Inteligente - ANFIS	76
3.2.2.1.	Projeto do Controlador ANFIS.....	77
3.2.2.2.	Validação do Controlador ANFIS	81
3.3	Cenários de Testes e Estudos de Casos	89
3.3.1	Testes Preliminares.....	89
3.3.1.1.	Teste de MG com Três Barras	91
3.3.1.2.	Teste de MG com Cinco Barras.....	96
3.3.1.3.	Teste de MG com Onze Barras.....	97
3.3.1.4.	Teste de MG com Quatorze Barras.....	99
3.4	Conclusões.....	103
4	Controle Droop Adaptativo Para Regulação de Tensão e Frequência em MG isoladas	105
4.1	Controlador Droop Generalizado Adaptativo	105
4.1.1	Descrição da Estratégia de Controle.....	106

4.1.2	Estimação da Impedância de Linha	107
4.1.3	Sintonia do Controlador GDC Adaptativo	109
4.2	Cenários de Testes e Estudos de Casos	113
4.3	Discussão da Estratégia de Controle Proposta.....	123
4.4	Avaliação do GDC Adaptativo em Cenários Reais	132
4.5	Conclusões.....	140
5	PI <i>Fuzzy</i> e / ou GDC Baseado em Lógica <i>Fuzzy</i> Para Regulação da Tensão e Frequência em MG Isoladas	142
5.1	GDC Baseado em Lógica Fuzzy	144
5.1.1	Descrição da Estratégia de Controle GDC Baseado em Lógica Fuzzy	144
5.1.2	Validação do GDC Baseado em Lógica Fuzzy	153
5.2	Controlador PI Fuzzy Para Regulação Simultânea da Tensão e da Frequência.....	157
5.2.1	Descrição da Estratégia de Controle PI Fuzzy	160
5.2.2	Validação do PI Fuzzy.....	162
5.3	Conclusões.....	167
6	Controle Droop Para Compensação de Harmônicos de Tensão e Compartilhamento de Potência Reativa.....	168
6.1	Introdução.....	168
6.2	Arquitetura de Controle em Micro Redes.....	168
6.3	Estrutura de Controle Principal	171
6.3.1	Malha de Controle Droop Externa.....	172
6.3.2	Malha de Controle Interna	173
6.3.3	Malha de Controle da Impedância Capacitiva Virtual.....	175
6.4	Estrutura de Controle Secundário.....	178
6.4.1	Malha de Compensação de Potência Reativa	180
6.4.2	Malha de Regulação de Tensão	181
6.4.3	Malha de Regulação da Frequência.....	182
6.4.4	Malha de Compensação de Harmônicos.....	182
6.5	Resultados de Simulação	183
6.6	Conclusões.....	194
7	Considerações Finais e Trabalhos Futuros	196
7.1	Contribuições do Trabalho	199
	Referências Bibliográficas.....	201
	Anexos.....	211

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o sistema elétrico de potência (SEP), vem passando por mudanças no seu atual modelo, tendo em vista a ampliação da quantidade de geradores de energia elétrica (microgeradores), reduzindo distâncias entre o consumo e a geração. Esta modificação é impulsionada pelo avanço e barateamento das tecnologias associadas às fontes alternativas de energia (solar, eólica, biomassa e células a combustível).

Atualmente (2016) as tecnologias associadas à geração distribuída (DG) se encontram em estado avançado e consolidado, apresentando a capacidade de suprir pequenos e médios consumidores. O novo paradigma do SEP (DG) considera a ligação de pequenas e médias unidades de geração da ordem de dezenas de kW (sistemas fotovoltaicos, grupo geradores a diesel, micro turbinas a gás, células a combustíveis e motores hidráulicos) no local de consumo, permitindo a unidade consumidora ora ser um consumidor ora ser um micro gerador de energia elétrica. Os sistemas distribuídos podem estar conectados em redes de distribuição de baixa tensão (*Grid Tie*) ou estarem operando de modo isolado (*off-line system*), sem a conexão com a rede elétrica. A micro geração oferece benefícios ambientais ao introduzir a integração das fontes renováveis, como a eólica, a solar, as microturbinas a gás e a cogeração de energia. No tocante a operação do SEP, a introdução da DG pode proporcionar a redução de perdas energéticas (menor distância entre a geração e o consumo), melhoria na confiabilidade do serviço, adiamento da expansão e da repotencialização das linhas. A inserção de fontes distribuídas no SEP conduz a eficiência energética da operação e da gestão do fluxo de potência trafegado na rede elétrica, desde que devidamente controlado através dos sistemas de gestão controle. Desta forma a geração descentralizada pode operar em dois diferentes modos (LOPES, MOREIRA & MADUREIRA; 2006):

- Modo Normal Interconectado com a rede principal – Neste modo de operação a micro rede está conectada a rede de distribuição de baixa tensão, as cargas (consumidor) podem ser alimentadas pela rede de baixa tensão ou pela geração distribuída.
- Modo de Emergência - Neste caso a micro rede opera de forma autônoma (modo de ilha, do inglês *Islanded Mode*), pois a MG foi desconectada da rede principal, logo as cargas devem ser atendidas integralmente pela MG. Daí surge

à necessidade da regulação da tensão e da frequência durante a operação da MG e o compartilhamento do fluxo de potência demandado pelas cargas entre os diversos microgeradores conectados a micro rede.

A redução do tempo de interrupção do fornecimento de energia elétrica ao consumidor de baixa tensão pode ser obtida pela operação da MG no modo de ilhamento até que a rede principal seja restabelecida, desta forma é necessária uma boa estratégia de controle para otimizar o fluxo de energia da MG para a carga. No caso de acontecer uma perturbação no sistema, de modo a provocar um desligamento geral ou local na rede, a MG continua em pleno funcionamento atendendo o consumidor local, sendo uma dinâmica inovadora na operação do sistema elétrico, visto que o indicador DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora - indica quanto tempo o consumidor ficou sem energia.) será praticamente zerado. Após o restabelecimento de energia pela rede principal a MG é sincronizada (por meio do algoritmo do *PLL – Phase Locked Loop*) com a rede de baixa tensão para voltar a operar no modo normal interconectada. A viabilidade técnica das principais estratégias de controle a serem adotadas para a operação da MG quando operando no modo de ilhamento após uma contingência da rede de média tensão é descrito em (LOPES, MOREIRA & MADUREIRA; 2006; LOPES, MOREIRA & RESENDE; 2005).

Na ocorrência de um desligamento da rede de baixa tensão, o tempo de restauração do fornecimento de energia elétrica deve ser pequeno, de modo a garantir o alto nível de confiabilidade do serviço prestado. Os procedimentos de restauração convencionais de sistemas de potência são geralmente desenvolvidos antes de ocorrer qualquer situação de emergência, adotando abordagens heurísticas, que refletem a experiência dos operadores humanos em lidar com o problema. O tamanho e as características específicas do SEP real são barreiras para definição de uma metodologia para restabelecimento do serviço prestado o mais rápido possível (ADIBI & FINK (a)). O plano de recuperação é definido passo a passo, com base em orientações pré-definidas e procedimentos operacionais, por vezes, explorando ferramentas de apoio à decisão, que são um recurso extremamente valioso para auxiliar os operadores do sistema (ADIBI & FINK (a), 1994; ANCONA, 1995). O procedimento de restauração é focado nos procedimentos de baixa tensão das concessionárias para a re-energização da rede e reconfiguração do sistema de baixa tensão. Dependendo das características do sistema, deve ser feita uma escolha entre uma estratégia de energizar a rede como um todo, antes de sincronizar a maioria dos geradores a ela conectados ou sincronizar todos os

microgeradores que operam no modo de ilha e depois a energização da rede elétrica como um todo (ADIBI, KAFKA & MILANICZ, 1994; ADIBI & FINK (b), 1994). Com a disseminação do conceito de MG, técnicas de controle adaptativo para restauração do serviço são desenvolvidas. O procedimento de restauração do sistema de energia pode explorar uma abordagem bidirecional simultânea: 1) Modo de cima para baixo, energização da rede de média tensão, energização da rede de baixa tensão e sincronismo com o gerador distribuído, 2) Modo de baixo para cima, sincronização dos geradores distribuídos, energização da rede de baixa tensão e depois energização da rede de média tensão. Essas abordagens ajudam a reduzir os tempos de recuperação durante a ocorrência de falhas.

Durante a restauração do sistema de energia convencional, um conjunto de questões críticas devem ser abordadas com cuidado, como por exemplo: o balanço de potência reativa, o chaveamento de tensões transitórias, o equilíbrio da geração com o consumo, o sequenciamento da inicialização das unidades geradoras, e as configurações dos relés de proteção (ADIBI & KAFKA, 1991). No caso de uma MG, o procedimento de restauração é muito mais simples devido ao menor número de variáveis controláveis (Chaves, microgeradores e cargas). Por outro lado, geralmente não será possível encontrar máquinas síncronas convencionais na MG, que são responsáveis pelo controle de tensão e frequência em sistemas de energia convencionais. Daí a necessidade do uso de técnicas de controle para ajuste da tensão e da frequência na operação da MG. A maior parte dos microgeradores disponíveis no mercado não pode ser utilizada para ligação direta com a rede elétrica de baixa tensão, devido às características da energia produzida. Sendo necessária uma *interface* de eletrônica de potência (CC / CA ou CA / CC / CA). Outra questão importante relacionada com a operação da MG diz respeito à resposta lenta dos sinais de controle na alteração da potência de saída da DG (LOPES, MOREIRA & MADUREIRA; 2006). A ausência ou a pouca utilização de máquinas síncronas convencionais (alternadores síncronos) ligadas à rede de baixa tensão exige um balanço de potência durante o transitório, devendo ser fornecido por meio de dispositivos armazenadores de energia (banco de baterias). Logo as técnicas de controle empregadas na *interface* de eletrônica de potência contribuem com as estratégias de recuperação do serviço perdido.

Uma variedade de barreiras técnicas e econômicas impede a disseminação da geração distribuída, pois é necessária uma adaptação nos sistemas de gestão e controle de energia do SEP tradicional, o que demanda tempo, trabalho e investimentos. Após a

ocorrência de um desligamento, equipamentos podem ficar danificados, criando dificuldades na restauração do sistema. A operação da MG pode ser utilizada como um recurso de emergência a ser usada em caso de falhas, fora da MG não afetando seriamente os equipamentos instalados no SEP.

Neste Trabalho de Dissertação não será implementado o sistema completo de gestão e controle da operação da MG, será dado enfoque ao controle local (LC) das cargas e dos microgeradores instalados na MG e a gestão do fluxo de potência das fontes para as cargas durante a operação de ilha. Em especial serão propostas e avaliadas diversas estratégias de controle Droop modificado: (A) Controle Droop Generalizado - GDC Convencional; (B) GDC ANFIS; (C) GDC *Fuzzy*; (D) GDC Adaptativo; (E) PI *Fuzzy* inspirado no Droop individual - P/f e Q/V e (F) Controle Droop Cooperativo para compartilhamento de potência reativa e compensação de harmônicos na operação da MG ilhada quando submetida a chaveamentos dinâmicos e violentos das cargas.

As técnicas de controle propostas foram avaliadas em diferentes cenários de chaveamento de cargas e em diversas topologias de MG's isoladas (Várias MG's - Sistema com uma barra, com três barras, com cinco barras, com onze barras e com quatorze barras).

Com base nas características expostas, nas necessidades operacionais e importâncias econômicas e ambientais, as concessionárias de energia elétrica e os consumidores poderão se beneficiar com a validação das estratégias de controle propostas para gestão do fluxo de potência (operação) em MG's isoladas, garantindo a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica com qualidade, eficiência e estabilidade.

1.1 OBJETIVOS

As métricas estabelecidas para solução da problemática em estudo neste Trabalho de Dissertação de Mestrado, a operação estável de MG's isoladas (ilhada), são apresentadas nesta Seção.

1.1.1 OBJETIVOS GERAIS

O objetivo deste Trabalho é propor e validar estratégias de controle para a operação estável e eficiente da MG operando no modo de ilha, atendendo as prescrições legais de operação estável para as flutuações de tensão e da frequência durante o chaveamento violento do banco de cargas, variação na tensão de $\Delta V = 30 V$ e uma variação na frequência de $\Delta f = 2 Hz$ (ABNT NBR 5410), para os limites de distorção harmônica da tensão sugerida pela legislação internacional, Taxa de Distorção Harmônica Total (THD) da MG deve ser inferior a 5,0% e a Taxa de Distorção Harmônica Individual (THI) da MG deve ser inferior a 2,3% (IEEE Standard 519 – 2014: *IEEE Recommend Practice and Requirements for Harmonics Control in Electric Power Systems* e IEEE Standard 1547 – 2003: *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems*) e o compartilhamento da potência reativa pelos inversores conectados na MG para atender de maneira otimizada a potência requerida pelas cargas, na gestão ótima da operação da MG.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Como objetivos específicos destacam-se:

1. Levantar os aspectos da qualidade de energia elétrica que estão fortemente relacionados com a geração descentralizada (distribuída).
2. Escolher um Sistema Elétrico de Potência (SEP) real base (topologia de rede e impedâncias de linha);
3. Propor e avaliar a estratégia de Controle Droop Generalizado (GDC) para regulação da tensão e da frequência em MG's isoladas;
4. Propor e avaliar a estratégia de Controle Droop Generalizado baseado nos algoritmos *Neuro-Fuzzy* (GDC ANFIS – Rede neural associada à lógica *Fuzzy*) para regulação da tensão e da frequência em MG's isoladas;
5. Propor e avaliar a estratégia de Controle Droop Generalizado baseado em Lógica *Fuzzy* (GDC *Fuzzy*) para regulação da tensão e da frequência em MG's isoladas;
6. Propor e avaliar a estratégia de Controle Droop Generalizado Adaptativo, o qual faz uso da estimação de parâmetros de linha e a sintonia ótima dos ganhos do controlador, para regulação da tensão e da frequência em MG's isoladas;

7. Propor e avaliar a estratégia de um controlador PI *Fuzzy* inspirado no Controle Droop Individual, $P - f$ e $Q - V$, para regulação da tensão e da frequência em MG's isoladas;
8. Propor e avaliar a estratégia de Controle Droop Cooperativo para compartilhamento de potência reativa e a compensação de harmônicos de tensão em MG's isoladas;
9. Estudar a estabilidade do sistema ao inserir o controle descentralizado e a geração distribuída;
10. Discutir brevemente o panorama atual dos sistemas elétricos de potência;
11. Contribuir ao desenvolvimento técnico e econômico da indústria de energia elétrica brasileira.
12. Fornecer material bibliográfico na temática em estudo.

1.2 JUSTIFICATIVAS

A difusão e a penetração da geração distribuída em redes de distribuição é uma realidade de muitos países europeus e asiáticos, e que ainda anda a passos lentos no Brasil, apenas com algumas unidades pilotos espalhadas pelo País (*Smart Grid* Parintins - PA, *Smart Grid* Fernando de Noronha – PE e *Smart Grid* experimental da Energisa em Aracajú - SE). A popularidade da geração descentralizada pode ser explicada pelo avanço das tecnologias associadas às fontes renováveis e na eletrônica de potência empregada (*interface* de eletrônica de potência entre a DG e a carga local). Outro fator que justifica o aumento de 15% de instalações de sistemas fotovoltaicos no Brasil durante o período de 2015-2016 (ABINEE, 2016), foi o aumento sucessivo da fatura da energia elétrica cobrada pelas concessionárias de energia elétrica local neste período. Para o correto e eficiente funcionamento da MG se faz necessário um sistema de controle robusto para gerenciar o fluxo de potência da fonte para carga (perfil de consumo dinâmico) durante uma falha na rede principal levando a MG a operar no modo de ilhamento, conseqüentemente o ajuste da tensão e da frequência para operação da MG dentro dos limites prescritos pela legislação, bem como o compartilhamento da potência reativa demandada pelas cargas locais entre os inversores e a gestão da compensação de harmônicos de tensão injetados no PCC pela DG.

Quando a MG é desconectada da rede principal, esta opera de maneira autônoma no modo de ilhamento, necessitando de estratégias de controle para gerenciar o fluxo de

potência solicitado pela carga, bem como o compartilhamento (operação cooperativa) dos inversores, atendendo o consumidor de maneira imediata e reduzindo o indicador DIC. Nesta situação o inversor age de maneira análoga a um alternador síncrono da geração tradicional de energia elétrica. No entanto a precisão do compartilhamento de energia pelos diversos microgeradores e a estabilidade da MG dependerá da eficiência da estratégia de controle Droop utilizada, geralmente afetada pelas flutuações das potências ativa e reativa impostas pela carga aos microgeradores.

Para lidar com os problemas de estabilidade, o controle Droop convencional deve ser modificado para acomodar o conceito de impedância capacitiva virtual. No entanto, mesmo utilizando de malhas de controle interna para o compartilhamento de potência reativa, em situações reais o compartilhamento não será uniformizado (distribuído de maneira igual entre os diversos inversores) entre todos os microgeradores instalados na MG. Os métodos baseados em impedância virtual encontrados na literatura apresentam bons resultados, neste cenário o controle Droop é utilizado para regulação de tensão e frequência da MG, compartilhamento ótimo da potência reativa e o uso da malha interna com o PR para compensação dos harmônicos de tensão no PCC. Esta estrutura apresenta resultados confiáveis e eficientes na operação da MG isolada, com boa resposta dinâmica, estável e acomodando as falhas dos microgeradores.

Por outro lado, uma MG operando no modo de ilha pode apresentar sérios problemas de qualidade de energia elétrica (QEE), devido a forte presença de cargas não lineares. Para atenuar as distorções harmônicas e conseqüentemente a THD da tensão no PCC, se faz necessário a inserção de filtros ativos ou passivos de energia elétrica. A banda de controle do microgerador é superior à banda de controle de um gerador síncrono, logo o inversor pode ser utilizado como um condicionador de energia elétrica, mitigando os harmônicos de tensão no PCC, através de pequenas alterações na estratégia de controle do inversor (o inversor funcionará ora como uma fonte de tensão ora como um compensador de harmônicos).

Filtros ativos ou passivos são usados para compensação de harmônicos em redes de distribuição de baixa tensão. Estas topologias podem ser usadas em MG, porém as técnicas de controle usadas nos filtros de potência não conseguem simultaneamente à compensação de harmônicos e o compartilhamento de reativos entre várias DG's ou entre as várias MG's. Para resolver este problema, o controle Droop é auxiliado por malhas internas de tensão e frequência. Neste contexto a impedância virtual (malha

interna) consegue reduzir o nível de harmônicos e a operação cooperativa dos inversores na MG.

Em resposta às questões mencionadas, este trabalho propõe o projeto e a validação de estratégias de controle para operação de MG isoladas: regulação simultânea de tensão e frequência em MG isoladas - GDC Convencional, GDC ANFIS, GDC *Fuzzy*, GDC Adaptativo - e a compensação de seletiva de harmônicos de tensão no PCC e compartilhamento de potência reativa – Controle Droop cooperativo. O controle cooperativo é alcançado por meio das malhas internas de tensão e corrente e a compensação seletiva é alcançada por meio do PR e da malha de impedância virtual que injeta na MG uma corrente capacitiva, igual em magnitude a tensão harmônica, mas defasada em 180° . Os controladores ressonantes são dispostos de tal maneira que o funcionamento do sistema de controle de harmônicos não prejudique a ação de controle do outro controlador ressonante, ou seja, a operação otimizada dos controladores ressonantes na compensação seletiva de harmônicos de tensão no PCC.

O aumento da complexidade dos sistemas elétricos modernos, devido às restrições de qualidade, segurança e ambientais e uma legislação mais rigorosa são razões fundamentais para o desenvolvimento de soluções viáveis de gerenciamento da energia injetada pelas novas fontes de energia descentralizada para uma operação estável e confiável da MG como um todo, minimizando qualquer risco operacional, vindo a prejudicar a concessionária ou o consumidor. Neste sentido estudar e validar estratégias de controle para a operação de MG's isoladas traz benefícios tangíveis para indústria de energia elétrica brasileira.

1.3 METODOLOGIA UTILIZADA

A metodologia a ser utilizada para a consecução dos objetivos do projeto de Dissertação de Mestrado consiste das seguintes etapas:

- a) **Revisão da literatura:** Esta etapa consistiu no levantamento do estado da arte sobre a operação de MG isoladas, especificamente na busca por periódicos internacionais relacionados com a temática, nas seguintes bases de periódicos: Periódicos da CAPES, Biblioteca eletrônica do IEEE (IEEE Explore – Digital Library), Science Direct – Elsevier e no Research Gate. Nesta etapa identificou-se as principais técnicas de controle usadas na operação de um MG isolada, sendo a técnica de controle Droop a mais

consolidada pelos pesquisadores da área (Ásia e Europa). Logo foram selecionados diversos artigos relacionados com a temática (Com o uso do controle Droop), foi definido o simulador a ser utilizado como plataforma de testes (*Simulink Dynamics Systems*) e as topologias de MG – padrão IEEE (3 barras, 5 barras, 11 barras e 14 barras).

- b) **Controle Droop Generalizado:** Esta etapa consistiu na implementação do GDC convencional para regulação simultânea da tensão e da frequência em MG isoladas, visto que na literatura o controle Droop é usado de maneira individual no controle PQ (controle $P - f$ e Controle $Q - V$). Durante a avaliação desta técnica constatou-se o seu desempenho dinâmico em malha fechada e a sua dependência com os parâmetros de linha, fato este que inviabiliza o uso do GDC convencional para MG complexas, devido à complexidade dos algoritmos de sintonia, demandando modificações na estrutura do GDC para eliminar a dependência dos parâmetros de linha (uso de estimação de parâmetros, treinamento de dados por uma rede neural ou o uso de lógica de inferência *Fuzzy*).
- c) **GDC ANFIS:** Esta etapa consistiu no projeto do GDC baseado na estrutura *Neuro-Fuzzy*, a qual faz uso de uma rede neural (*Black Propagation*) auxiliada pela lógica *Fuzzy* para calcular os desvios de tensão e frequência frente às referências de potência ativa e reativa, eliminando a dependência dos parâmetros de linha.
- d) **GDC Adaptativo:** O projeto deste controlador é inédito, visto que usa de identificação de sistemas para estimar a impedância do SEP ($Z = R + jX$) visto dos terminais do inversor. Outra característica desta técnica de controle está na sintonia ótima dos ganhos do controlador tomando como base as condições operacionais da planta (MG), sempre obedecendo às prescrições legais. Havendo uma mudança no consumo (perfil de consumo da carga local), o controlador irá re-sintonizar automaticamente os ganhos do controle, renovando a lei de controle, agindo de forma precisa e eficiente na gestão ótima do fluxo de potência da fonte para a carga. Logo pode-se concluir que a sintonia é baseada na potência aparente fornecida pelos inversores e demandada pelas cargas locais.
- e) **GDC Fuzzy:** Esta técnica de controle é análoga ao GDC Adaptativo, fazendo uso da sintonia ótima e da lógica *Fuzzy* para determinar a impedância de

Thévenin (R e X) do SEP vista dos terminais do VSI, ao invés da utilização da identificação paramétrica. A técnica faz uso da estrutura do GDC convencional e da lógica *Fuzzy*, esta recebe como entradas os desvios de tensão (ΔV_s), de frequência (Δf), de potência ativa ($\Delta P = P_0 - P_{med}$) e de potência reativa ($\Delta Q = Q_0 - Q_{med}$) e produz como saída os parâmetros de linha (R e X).

- f) **PI *Fuzzy* Para Regulação de Tensão e Frequência:** O controle PI *Fuzzy* é usado amplamente em engenharia de processos (controle de processos petroquímicos, químicos, alimentícios e farmacêuticos), contudo aplicações em sistemas elétricos é novidade. Neste contexto foi proposta uma estratégia de controle PI *Fuzzy* para regulação da tensão e da frequência em MG, inspirado no controle Droop Individual (Controle $P - f$ e o controle $Q - V$). Os resultados de simulação mostraram a eficácia da técnica quando avaliada em diversas configurações de MG.
- g) **Controle Droop Cooperativo e Compensação de Harmônicos:** Esta etapa foi dedicada à formulação e implementação da estrutura de controle usada para o compartilhamento de potência reativa pelos diversos inversores conectados na MG e a compensação de harmônicos de tensão no PCC. A estrutura faz uso do controle Droop para regulação de tensão e frequência, das malhas internas para o compartilhamento da potência reativa e da malha da impedância virtual assistida pelo controlador Proporcional Ressonante para a compensação seletiva de harmônicos de tensão no PCC.
- h) **Indicadores de fluxo acadêmico:** Elaboração de relatório e publicações técnico-científicas; Elaboração de documentos para divulgação em congressos de engenharia nacional e internacional; Participação em visitas técnicas, seminários, congressos, palestras e feiras de exposição.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho encontra-se dividido em seis capítulos, organizado da seguinte forma:

Capítulo 1 – Neste Capítulo encontram-se a caracterização da problemática em estudo, a metodologia proposta e seus desafios, os objetivos e a estrutura do trabalho.

Capítulo 2 – Neste Capítulo encontram-se a formulação do problema, os conceitos básicos de redes elétricas inteligentes, as premissas de projeto e a modelagem da operação da MG ilhada, com ênfase na revisão do estado da arte em nível nacional e internacional.

Capítulo 3 – É apresentada a estrutura do Controlador Droop Generalizado para regulação simultânea da tensão e da frequência, suas vantagens e suas limitações em MG's complexas. Neste Capítulo é projetado e validado o GDC baseado em ANFIS para regulação das variáveis de decisão da MG, fazendo uso do treinamento da rede neural para eliminar a dependência do GDC com os parâmetros da linha.

Capítulo 4 – Neste Capítulo é proposta uma estrutura de controle inédita para regulação da tensão e da frequência em MG's isoladas frente ao chaveamento dinâmico de cargas ou durante a restauração da perda de fornecimento de energia elétrica. A estratégia de controle usa a estrutura do GDC convencional, eliminando a dependência dos parâmetros de linha por meio da estimação *on-line* dos parâmetros, aplicando o método dos mínimos quadrados recursivo nas medições de tensão e corrente na saída do inversor e a sintonia ótima dos ganhos do controlador, tomando-as com referências para o ajuste dos ganhos da potência aparente do inversor, os valores de potência aparente da carga, os parâmetros de linha estimados, os *set-points* de controle para tensão, frequência, potência ativa / potência reativa e desvios permitidos pela legislação para a tensão e para frequência da MG. Os resultados de simulação mostraram a eficiência da técnica quando avaliada em diferentes cenários de chaveamento de cargas e diversas MG's.

Capítulo 5 – Este Capítulo é dedicado à discussão do projeto e a validação do GDC *Fuzzy*, esta técnica de controle faz uso da estrutura do GDC convencional associada à Lógica *Fuzzy* para determinar os parâmetros de linha, na qual os desvios de tensão, frequência, potência ativa e potência reativa são usados pela heurística para determinar os parâmetros de linha (R e X), estes usados no algoritmo do GDC. A sintonia do controlador é feita pela técnica de sintonia ótima definida no Capítulo 4, esta estratégia de controle é semelhante à estratégia de controle desenvolvida no Capítulo 4, ao invés de usar identificação de parâmetros para determinar os parâmetros da linha é utilizada a Lógica *Fuzzy*. Neste Capítulo é desenvolvido e avaliado um controlador PI *Fuzzy* inspirado no Droop Individual para regulação da tensão e frequência em MG isoladas.

Capítulo 6 - Neste Capítulo é apresentada a estrutura de controle para compartilhamento de potência reativa (Controle Cooperativo) entre os inversores conectados na MG e a compensação de harmônicos de tensão no PCC. Os algoritmos de controle usam de Malhas de controle externa para o controle da potência ativa e reativa no compartilhamento da energia trafegada na MG e de malhas de controle interno para a regulação da tensão e da frequência. Já a compensação de harmônicos é feita pelo uso de uma malha de impedância capacitiva virtual, que irá injetar na MG uma corrente capacitiva igual em magnitude a corrente harmônica a ser mitigada, mas defasada de 180° . O controle Droop é auxiliado por um controlador Proporcional Ressonante usado para fazer compensação seletiva de harmônicos (3^a harmônica até a 11^a harmônica, os harmônicos mais deletérios a qualidade da energia elétrica).

Capítulo 7 – São expostas as conclusões e eventuais trabalhos futuros. Por fim apresentam-se as referências bibliográficas utilizadas e os anexos do documento.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este Capítulo visa dar uma base teórica ao leitor sobre os conceitos usados em redes elétricas inteligentes, bem como a formulação do problema em estudo: operação estável de uma MG ilhada, frente às flutuações das cargas locais (lineares e não lineares), mantendo o equilíbrio entre a geração e o consumo, com o compartilhamento de potência reativa pelos inversores e a compensação de harmônicos de tensão no PCC da carga não linear. Ao longo do Capítulo é apresentada a modelagem implementada para simulação das topologias de MG's estudadas.

2.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Na Figura 2.1 é ilustrado o modelo genérico de um sistema elétrico de potência (SEP) para formulação do fluxo de carga na MG, respeitando o equilíbrio entre a geração e o consumo. A MG isolada pode ser representada por um grafo não direcionado, $\mathcal{g} = (\mathcal{V}, \xi)$, onde \mathcal{V} é o conjunto das barras (nº de nós) e $\xi \subseteq \mathcal{V} \times \mathcal{V}$ representa o conjunto de linhas conectadas na barras. O conjunto das barras é dividido em duas partes, as barras dos inversores (microgeradores, \mathcal{V}_{inv}) e as barras das cargas locais (\mathcal{V}_{carga}), logo: $n_{inv} = \|\mathcal{V}_{inv}\|$ e $n_{cargas} = \|\mathcal{V}_{cargas}\|$. A amplitude e o ângulo de fase da tensão gerada é denotada por V_i e θ_i , respectivamente. Seja $x_i = [\theta_i; V_i]^T$ o vetor de estados da barra i , $\mathcal{X}_{inv} = \{x_i \in \mathcal{V}_{inv}\}$ e $\mathcal{X}_{carga} = \{x_i \in \mathcal{V}_{carga}\}$ os vetores de estado dos inversores e das cargas locais respectivamente. O vetor de estados do perfil de tensão de toda a MG é definido como, $\mathcal{X} = [\mathcal{X}_{inv}^T; \mathcal{X}_{carga}^T]^T$. Seja P_i , Q_i e $Y \in \mathbb{C}^{n \times n}$, as potências ativas e reativas injetadas na barra i e Y é matriz admitância de barra da MG, respectivamente.

A Figura 2.1 ilustra o modelo genérico de um sistema de elétrico de potência, a relação entre as tensões e as correntes em cada nó da rede elétrica é dada pela equação nodal (2.1),

$$\mathbf{I} = \mathbf{YV} \quad (2.1)$$

Ou

$$\dot{I}_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \dot{V}_j \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (2.2)$$

Onde \dot{I}_i e \dot{V}_j são a corrente injetada na barra i e a tensão da barra j , respectivamente, Y_{ij} são os elementos da matriz de admitância de barra, n é o número total de nós do SEP em análise.

As potências injetadas na barra i estão relacionadas com o perfil de tensão pelas equações de fluxo de carga (GLOVER, SARMA, & OVERBYE, 2011),

$$P_i(\mathcal{X}) = V_i \sum_{j=1, j \in \mathcal{V}}^n Y_{ij} V_j \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \quad (2.3)$$

$$Q_i(\mathcal{X}) = V_i \sum_{j=1, j \in \mathcal{V}}^n Y_{ij} V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \quad (2.4)$$

Onde: $Y_{ij} = \|\mathbf{Y}_{ij}\|$ e $\varphi_{ij} = \angle \mathbf{Y}_{ij}$ são a magnitude e o ângulo de fase da matriz admitância da barra \mathbf{Y}_{ij} .

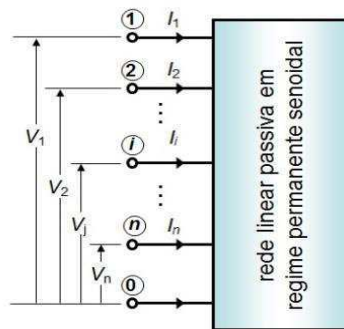


Figura 2.1. Sistema de elétrico de potência para formulação do fluxo de carga.

A distinção entre a barra do inversor e a barra de carga é feita com base nas características de potência gerada e consumida. Para as barras dos inversores existem métodos de controle capazes de regular a tensão e a frequência de saída dos inversores (KIM & LEE, 2010; YANG, LEI, PENG & QIAN, 2011), mantendo a operação estável, dentro dos limites operacionais. A técnica de controle com melhor desempenho dinâmico é a estratégia de controle Droop generalizada para regulação simultânea da tensão e da frequência. Desta forma o inversor pode ser modelado como uma fonte de corrente controlada por tensão associado em paralelo com uma reatância (ZHONG & HORNIK, 2012).

A arquitetura operacional de uma MG desenvolvida por pesquisadores da União Europeia é ilustrada na Figura 2.2. A arquitetura é composta por uma rede de distribuição de baixa tensão, cargas (algumas delas chaveadas), microgeradores controláveis e não controláveis, dispositivos de armazenamento (bancos de baterias,

bancos capacitivos e UPS) e o sistema de gestão e controle do tipo hierárquico apoiado em um infraestrutura de comunicação de dados, utilizada para monitorar e controlar os diversos microgeradores e as diversas cargas conectados a MG.

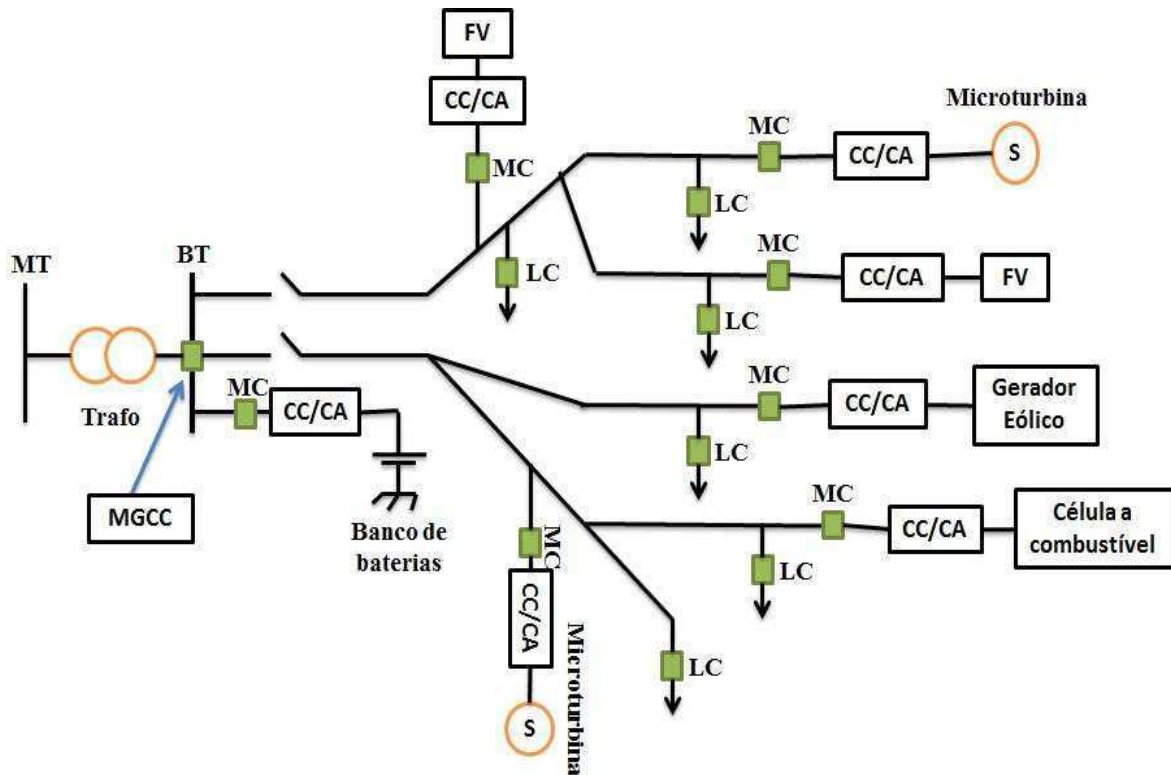


Figura 2.2. Arquitetura de uma Microgrid (MG).

A MG é controlada e gerida pelo MGCC instalado na subestação de MT / BT, que possui várias funções e gerencia o sistema de controle principal. O MGCC troca informações com o DMS local, que precisa ser reforçado com as novas funcionalidades relacionadas com a operação da MG. A comunicação entre o MGCC e o DMS inclui informações relacionadas com o estado do sistema de média tensão e as questões econômicas para uma gestão eficiente da MG. Em um segundo nível de controle hierárquico, os controladores localizados nas cargas ou grupos de cargas (LC) e os controladores localizados nos Microgeradores (MC) trocam informações com o MGCC e com os controladores dos dispositivos locais (LOPES, MOREIRA & MADUREIRA; 2006; LOPES, *et al*, 2003). Durante as fases iniciais do procedimento de restauração da rede de baixa tensão, algumas sobrecargas nos microgeradores podem ocorrer se cargas não controladas estiverem ligadas a MG. No entanto, dependendo da capacidade de armazenamento de energia (banco de baterias) disponível na MG, é possível considerar a possibilidade de ter diferentes quantidades de cargas não controladas.

As informações trocadas entre o MGCC e os controladores locais durante o procedimento de re-energização (restauração do serviço perdido) envolve os seguintes passos: pedido de chaveamento ao sistema de gestão e controle, para re-energizar a rede de Baixa tensão e a conexão dos microgeradores e cargas; localização dos microgeradores e cargas (ponto de interligação com a MG), informações relativas ao estado da rede de baixa tensão, aos níveis de tensão e de potência e os *set-points* para os controladores locais. No caso de tarefas específicas, tais como a sincronização entre os microgeradores, as informações devem ser verificadas localmente por cada MC e enviadas para o MGCC. Assim, a quantidade de dados a serem trocadas entre os controladores da MG não exige uma grande largura de banda do *link* de comunicação.

A gestão do fluxo de potência trafegado na MG é o principal foco da estratégia de controle: manter o equilíbrio entre a geração e o consumo, acomodando as flutuações de carga e o sincronismo entre os microgeradores, na chamada operação estável, eficiente e com o mínimo de perdas energéticas na MG. Desta forma, o problema consiste em manter a tensão e a frequência dentro das prescrições legais ($\Delta f = 2 \text{ Hz}$ e $\Delta V_s = 30 \text{ V}$) durante a operação da MG em malha fechada. Neste sentido a estratégia de controle deve ser robusta para acomodar as variações dinâmicas da carga local. Outra especificação desejada pela operação da MG é a operação cooperativa dos inversores a ela instalados, compartilhando a potência reativa solicitada pelas cargas locais e com baixos índices de harmônicos injetados na MG pelas cargas não lineares ($THD < 5\%$ e $IHD < 2.3\%$). Neste Trabalho de Dissertação será apresentado soluções para a gestão da operação de micro redes ilhadas (estratégias de controle), desta forma o problema da re-energização da MG após um desligamento é recomendado como possível Trabalho Futuro.

Neste cenário as cargas lineares são modeladas como um perfil dinâmico, sendo definidos a partir da potência ativa e reativa consumida. O perfil energético do consumidor (perfil solicitado aos microgeradores) é obtido utilizando técnicas de chaveamento dinâmico do banco de cargas análogo ao chaveamento de bancos de capacitores em subestações de energia elétrica. Já as cargas não lineares são modeladas por um retificador monofásico não controlado com carga RL, apresentando conteúdo harmônico ($3^\circ, 5^\circ, 7^\circ, 9^\circ, 11^\circ, 13^\circ, 15^\circ, 19^\circ, 21^\circ$ e 25° múltiplos da fundamental).

Os microgeradores são modelados por uma fonte de tensão CC, podendo ser substituído por uma fonte de corrente controlada por tensão. No Capítulo 4 a

modelagem do microgerador será refinada, levando em consideração a variação temporal da fonte alternativa de energia (caso real – sistema fotovoltaico).

Observando a Figura 2.2, o sistema de controle pode ser dividido em três níveis hierárquicos: o controle primário ou local, feito em nível do inversor do microgerador; controle secundário ou controle centralizado, implementado no ponto de conexão da MG com a rede de baixa tensão (MGCC) e por fim o controle terciário ou o controle por área, este último refere-se à gestão da interação entre várias MG's. Neste trabalho será dada atenção ao controle local do microgerador e da carga. A estratégia de controle empregada é o Controle Droop Generalizada (GDC) para regulação simultânea da tensão e da frequência da MG isolada, compensação de harmônicos de tensão e o compartilhamento de potência reativa.

As restrições impostas à operação da MG (ABNT NBR 5419, IEEE 519 e IEEE1547) são: $\Delta f = 2 \text{ Hz}$, $\Delta V_s = 30 \text{ V}$, $THD < 5\%$ e $IHD < 2.3\%$.

É notória a variação temporal da fonte alternativa de energia, logo as referências de controle devem ser ditadas com base no perfil de geração da fonte energética distribuída (avaliar o histórico passado se houver ou utilizar de previsões futuras de geração da referida fonte renovável). Sendo interessante ter em mãos a estimativa da produção energética futura de cada microgerador (a produção mensal futura (E_p) de um microgerador pode ser obtida por métodos de previsão, por exemplo, uma série temporal, dado os valores futuros para radiação solar (R_a), temperatura das células solares (T) e o rendimento dos painéis solares (η) para os próximos 30 anos – base de dados do INMET - calcula-se a energia produzida pelo arranjo FV, ou seja, $E_p = f(T, R_a, \eta)$, desta forma os *set-points* serão viáveis e consistentes.

As seis estratégias de controle desenvolvidas serão avaliadas em diferentes cenários testes para perfis de cargas (lineares e não lineares) e seis diferentes topologias de MG (1 barra com carga linear, 3 barras, 5 barras, 11 barras, 14 barras e 1 barra com carga não linear).

2.2 REVISÃO DA LITERATURA

O cenário de redes elétricas inteligentes é algo em construção, logo a simulação do cenário descrito na Figura 2.2 para a operação da MG no modo normal ou no modo de emergência (modo de ilhamento), contribui significativamente, na escolha da

estratégia de controle correta a ser inserida no *hardware* do inversor em situações práticas reais.

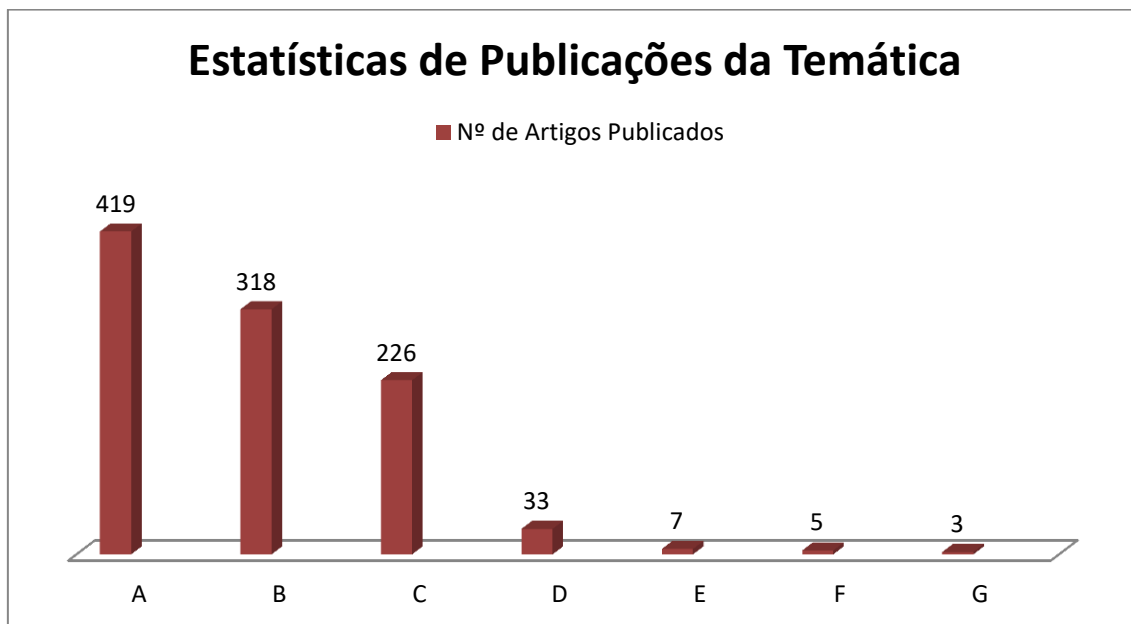


Figura 2.3. Número de publicações nas últimas décadas sobre a temática em estudo.

As estatísticas ilustradas na Figura 2.3 são fruto de uma pesquisa exaustiva no Portal de Periódicos da CAPES a cerca da temática em estudo nesta Dissertação. A consulta aconteceu entre os dias 28, 29 e 30 de setembro do ano de 2016. As palavras-chaves usadas foram: A) *Droop Control* – 419 artigos encontrados; B) *Droop Control Regulation of Voltage* – 318 artigos encontrados; C) *Droop Control Regulation of Frequency* – 226 artigos encontrados; D) *Droop Control Turning* – 33 artigos encontrados; E) *Droop Control Simultaneous Voltage and Frequency Regulation* – 7 artigos encontrados; F) *Parametric Identification Droop Control* – 5 artigos encontrados; G) *PI Fuzzy Regulation of Voltage* – 3 artigos encontrados.

Vale ressaltar que durante a condução desta Pesquisa foi constada que as publicações sobre controle Droop são de 1960 para os dias atuais, e que neste cenário apenas 03 artigos foram publicados por pesquisadores brasileiros (UFMG, USP e UNICAMP).

De modo geral a estratégia de controle Droop e a operação de uma MG (Redes elétricas inteligentes) é uma área de conhecimento nova, com apenas uma ou duas décadas. A finalidade da pesquisa realizada foi verificar o real estado da arte, por meio das estatísticas, demonstrar que as estratégias de controle são inéditas, inovadoras e acima de tudo viáveis no sentido de uma implementação real em *hardware*, otimizando

a operação da MG, garantindo em tempo real o equilíbrio entre a geração e o consumo de forma estável, eficiente, com os níveis de harmônicos controlados e com mínimas perdas energéticas.

Em comparação com uma unidade DG, uma MG oferece gestão de energia superior que nas redes de distribuição (*Power Grid*), além disso, a MG pode operar no modo interligado com a rede elétrica (*Grid tie*) ou no modo isolado com menor custo e melhor eficiência energética, beneficiando o consumidor final (BEVRANI & HIYAMA, 2011; BEVRANI, WATANABE & MITANI, 2012; LASSETER, ETO, SCHENKMAN, *et al*, 2011; CAMBLONG, SARR, *et al*, 2004; Moreira & Lopes, 2007; SCHAUDER & MEHTA, 1993; YAZDANI & IRAVANI, 2006; BEVRANI & SHOKOOHI, 2013). Neste caso, a tensão e a frequência da MG são reguladas pelo controle local. Normalmente para evitar a circulação de correntes entre inversores ligados em paralelos na MG, estratégias de controle Droop são aplicadas (BRABANDERE, BOLSENS, *et al*, 2007; SHOKOOHI & BEVRANI, 2013; SHOKOOHI, BEVRANI & HESAMI, 2013).

Os conceitos de Micro Grid (MG) e geração distribuída (DG – Distributed Generation) são dois assuntos que estão presentes na área de sistemas de distribuição de energia elétrica e automação do sistema elétrico de potência no contexto de redes elétricas inteligentes (Smart Grids). Uma MG é uma coleção de DG que estão trabalhando em conjunto para gestão da energia no sistema elétrico de maneira confiável, estável e econômica.

Neste cenário novos desafios são impostos para a operação e controle das MG's, como por exemplo, o controle da tensão e da frequência na saída do VSI em micro redes elétricas isoladas, conforme discutido em (LASSETER, AKHIL, *et al*, 2002; BEVRANI, WATANABE & MITANI, 2012; LASSETER, ETO, *et al*, 2011). Os impactos nos dispositivos de armazenamento de energia e a resposta dinâmica da MG e consequentemente da DG são estudados em (MOREIRA & LOPES, 2007). Em sistemas conectados com a rede elétrica, para a regulação de tensão e frequência da MG é utilizado o método de controle em quadratura de corrente contínua (SCHAUDER & MEHTA, 1993; YAZDANI & IRAVANI, 2006). Várias técnicas convencionais e inteligentes são utilizadas para a estabilização da tensão e da frequência em micro redes elétricas (ARBOLEYA, DIAZ, *et al*, 2010; FUJIMOTO, *et al*, 2009; SENJYU, *et al*, 2009; MISHRA, 2009; GUERRERO, VICUNÃ, *et al*, 2004; SEJYU, MIYAZATO, *et al*, 2008). Aplicação de algoritmos inteligentes, tais como redes neurais artificiais

(RNA's) no sistema de realimentação do controlador utilizado na literatura (BRABANDERE, *et al*, 2007; BEVRANI & HIYAMA, 2011). Em (EL-KEIB & MA, 1995), os RNA's são usados na avaliação da estabilidade da tensão no barramento que está conectada a MG. O uso de técnicas inteligentes, como lógica difusa e RNA's para o controle de sistemas interconectados de geração de energia elétrica são reportados em (SUBBARAJ & MANICKAVASAGAM, 2007).

Apesar das várias vantagens introduzidas pela geração descentralizada, as MG's causam alguns problemas no contexto de gestão e qualidade de energia no SEP, tais como a mudança do padrão de fluxo de potência, aumento do percentual de harmônicos de alta frequência, devido à utilização de dispositivos eletrônicos de potência chaveados e o aumento das flutuações de frequência e tensão devido à variabilidade da natureza das fontes de energia renováveis (Energia eólica a disponibilidade dos ventos, no caso da energia solar a flutuação da incidência solar diária) (BEVRANI, GHOSH & LEDWICH, 2010). As fontes renováveis apresentam uma *interface* entre a geração e consumo, *interface* de eletrônica de potência, tais como inversores, que precisam de técnicas de controle ótimo para o correto funcionamento e a gestão ótima do fluxo de potência. Em (VILLENEUVE, 2004) é discutido a operação e o controle das MG's em funcionamento no modo de ilha (*Anti-islanded control*) principalmente os inversores de tensão (VSI's). Nesse caso, a tensão e a frequência da MG são controladas através de malhas de controle locais. Para evitar a circulação de correntes paralelas entre os inversores conectados a MG, geralmente são utilizadas estratégias de controle Droop (Convencional – $P - f$ ou $Q - V$ ou Generalizado – simultaneamente f e V) (GUERRERO, VALQUEZ, MATAS & CASTILLA, 2011).

Atualmente (2016), várias técnicas de controle têm sido utilizadas para melhorar o desempenho da regulação da tensão e da frequência na saída do VSI nos sistemas de MG's isoladas, principalmente a estratégia de controle Droop (*Droop Control* Convencional, Generalizado, Inteligente ou adaptativo). Nos trabalhos publicados em (GUERRERO, VALQUEZ, *et al*, 2011; LOPES, MOREIRA & MADUREIRA, 2006; VANDOORN, 2011; BARKLUND, *et al*, 2008; DIAZ, *et al*, 2010; DELGHAVI & YAZDANI (a), 2011; DELGHAVI & YAZDANI (b), 2012), o perfil de consumo (Banco de cargas que será chaveado para verificar o desempenho de potência aparente fornecida pela MG para o consumidor) é considerado como cargas puramente resistivas ou cargas puramente indutivas.

Uma MG pode ser definida como um rede de distribuição da baixa tensão (por exemplo, um bairro, um centro comercial ou um parque industrial), aonde estão conectados cargas e vários pequenos geradores de energia elétrica a esta rede, fornecendo potência as cargas locais.

A operação da MG no modo de ilha pode ser resultado de um evento não planejado, como por exemplo, uma falha na rede de baixa tensão, ou por eventos planejados como, por exemplo, manutenção da rede principal. Em ambos os casos o perfil de geração local é alterado, evitando o desequilíbrio entre o consumo e a geração e a redução do transiente da desconexão da rede principal (KATIRAEI, IRAVANI, & LEHN, 2005). No caso da ocorrência de eventos não planejados (apagão), a desconexão da MG deve ser rápida, evitando que o transitório de comutação acarrete grandes impactos na MG.

Normalmente há poucas máquinas síncronas na MG para equilibrar a demanda e a oferta, por meio do esquema de controle de frequência, os inversores serão responsáveis pelo controle de frequência durante a operação ilhada. Demandando uma estratégia de regulação de tensão (Controle $P - f$) caso contrário, a MG pode experimentar flutuações intensas de tensão e / ou de potência reativa (Controle $Q - V$) (LASSETER & PIAGI, 2004). Se o grupo de microgeradores estiver operando no modo normal (MG conectado a rede principal) dentro da MG, todos os conversores operam no modo PQ normal, pois existem referências de tensão e frequência. Neste caso, uma interrupção súbita do fornecimento de energia pela rede principal pode levar a instabilidade da operação da MG e a perda da MG, uma vez que não haverá o equilíbrio entre a geração e o consumo local, devido às flutuações intensas de tensão e da frequência. Daí a necessidade do controle simultâneo da tensão e da frequência.

Neste cenário, o uso de um VSI com a estratégia de controle Droop proporcionam as referências para a tensão e a frequência, sendo possível a operação da MG no modo ilhado, deste modo é possível à operação estável da MG sem alterar o modo de operação PQ dos inversores (GEORGAKIS, *et al*, 2004). Sendo assim, o VSI reage às perturbações da rede principal com base nas medições de tensão e corrente em seus terminais de saída. Este princípio de funcionamento do VSI fornece o valor de tensão para regulação de frequência na MG ilhada. Desta maneira duas estratégias de controle da operação da MG são possíveis: a) Operação com uma única malha de controle (*SMO - Single Master Operation*) ou b) Operação com múltiplas malhas de controle (*MMO -*

Multi Master Operation). Em ambos os casos, o controle secundário da frequência da MG deve ser implantado no microgeradores controláveis durante a operação da MG no modo de ilha.

A. Operação com uma única malha de controle (SMO)

O diagrama de blocos da Figura 2.4 ilustra a operação da MG com uma única malha de controle de potência aparente. Neste caso, o VSI – Agindo como Mestre - pode ser usado como referência de tensão na ausência da rede principal, sendo que os outros inversores continuam operado em modo normal PQ (Inversores escravos). Os controladores dos microgeradores locais recebem informações do MGCC sobre o perfil de geração e as referências de controle, gerenciando o equilíbrio da geração e o consumo de forma cooperativa para atender o consumidor.

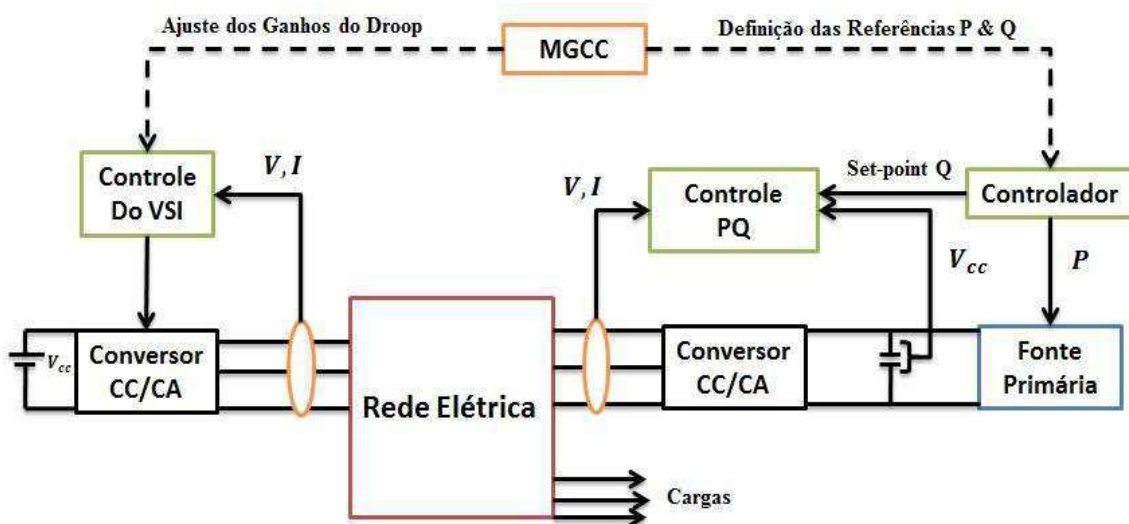


Figura 2.4. Esquema de controle SMO.

B. Operação com múltiplas malhas de controle (MMO)

O diagrama de controle e gestão da operação da MG com múltiplas malhas de controle é ilustrado na Figura 2.5, vários conversores funcionam como VSI ditando as devidas características de tensão, frequência, potência ativa e potência reativa da MG. Os inversores podem ser acoplados a dispositivos de armazenamento (banco de baterias) ou os microgeradores podem ser associados com dispositivos de armazenamento no *link* CC (banco de baterias e super capacitores), que são carregadas continuamente pela fonte de energia. Eventualmente, controladores PQ podem coexistir na MG. O MGCC pode modificar o perfil de geração, alterando a frequência de

chaveamento do PWM dos VSI's ou alterando as referências de controle de potência aparente dos inversores controlados dos microgeradores.

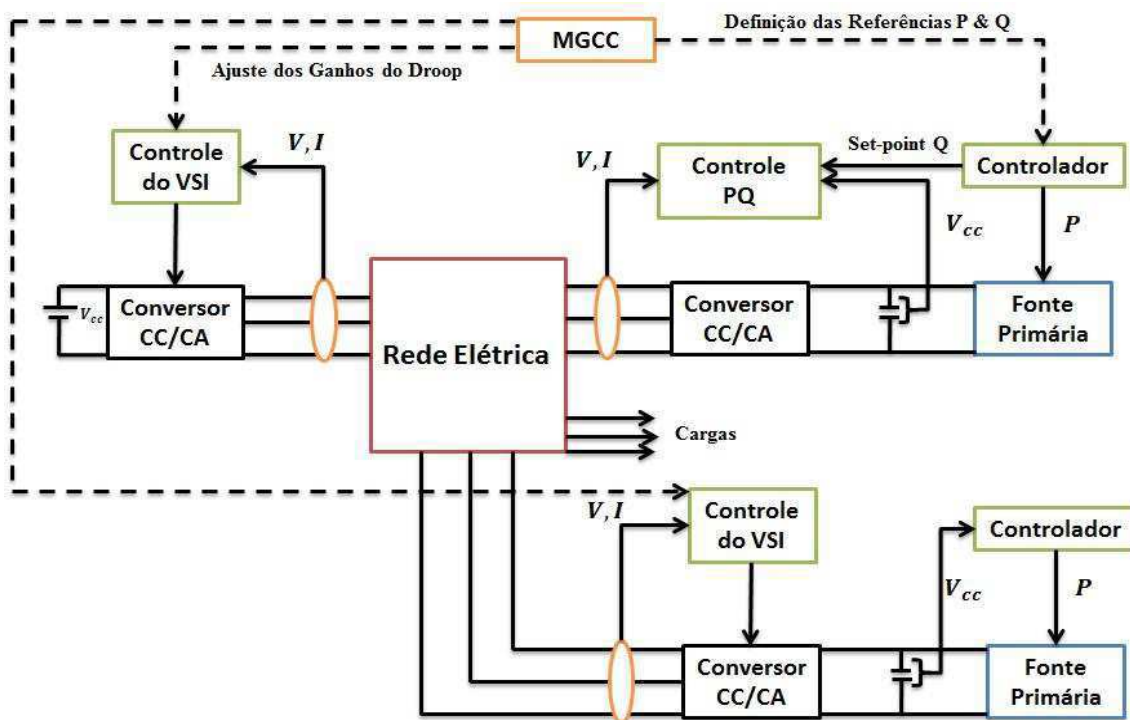


Figura 2.5. Esquema de controle MMO.

C. Controle Secundário de frequência na Carga

A potência ativa de saída do VSI é proporcional ao desvio de frequência MG. Se a frequência da MG estabiliza num valor diferente do valor nominal (devido ao uso de uma única malha de controle Droop), se faz necessário o uso de dispositivos de armazenamento para injetar ou absorver potência ativa até que o desvio de frequência seja zerado. Este cenário deve ser admissível em regime transitório, onde dispositivos de armazenamento são responsáveis pelo controle primário de frequência na carga. Os dispositivos de armazenamento (bancos de baterias conseguem injetar potência ativa durante pequenos intervalos de tempo) têm uma capacidade de armazenamento finito e são carregados pela rede de distribuição de baixa tensão. Portanto, para corrigir desvios de frequência permanentes durante a operação de ilhamento os dispositivos de armazenamento não são aconselhados, sendo um desafio e métrica da estratégia de controle utilizada.

A fim de promover o controle secundário adequado para restaurar a frequência ao valor nominal após uma perturbação, duas estratégias de controle podem ser mencionadas: o controle secundário local, usando um controlador PI em cada

microgerador (Figura 2.6) ou o controle centralizado implementado pelo MGCC. Em ambos os casos, os valores das potências ativas na saída dos inversores são definidas com base no desvio de frequência (MADUREIRA, MOREIRA & LOPES, 2005).

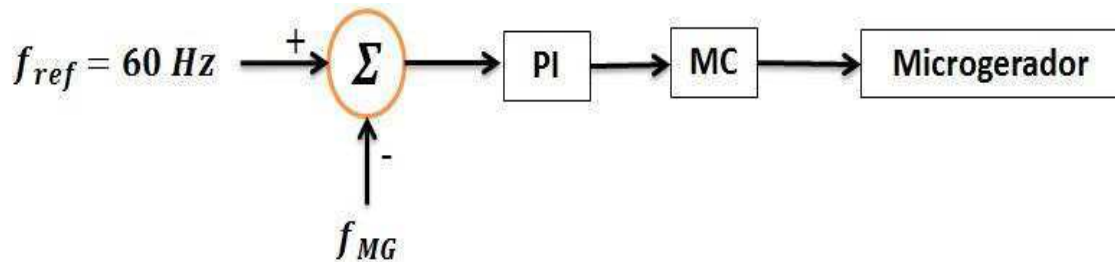


Figura 2.6. Controle local de frequência em uma MG.

Para a operação SMO, o valor *set-point* da potência ativa é definido pelo controlador da DG (ver Figura 2.4), enquanto que na operação MMO, o valor do *set-point* de potência ativa é definido pelo controle da DG e pelo desvio de frequência (Δf) da malha de controle Droop $P - f$.

Quando inversores são colocados em paralelo estes formam uma MG e são capazes de operar no modo de ilhamento, por meio da estratégia de Controle Droop (TULADHAR, UNGER & MAUCH; 2000; LOPES, MOREIRA & MADUREIRA, 2005; SAO & LEHN, 2005; ZHONG, 2013; LI & KAO, 2009; LEE, CHU & CHENG, 2010; GUERRERO, VASQUEZ, MATAS, *et al*, 2011; GUERRERO, HANG & UCEDA, 2008; SAVAGHEB, *et al*, 2011; VASQUEZ, *et al*, 2009). O controle Droop convencional permite a operação descentralizada da MG na regulação da tensão e da frequência na saída de cada inversor (controle local). O controle Droop quando otimizado permite o compartilhamento de potência reativa requerida pelo consumidor entre os diversos inversores conectados na MG, bem como a compensação de harmônicos no PCC. A principal vantagem desta técnica de controle está no fato de todas as operações e medições serem locais (individual - Controle local). Embora o controle Droop tenha algumas limitações operacionais, este é método mais amplamente aceito na literatura, como uma das melhores soluções para o controle descentralizado de MG (GUERRERO, MATAS, VICUNÃ, *et al*, 2007 (b); GUERRERO, MATAS, VICUNÃ, *et al*, 2006 (a); GUERRERO, MATAS, VICUNÃ, *et al*, 2009 (c); BRABANDERE, BOLSENS, *et al*, 2007; VASQUEZ, GUERRERO, *et al*, 2009).

A técnica de controle Droop permite que os inversores supram a demanda de potência ativa e reativa da carga com o mínimo de desvios na tensão e na frequência na

saída da DG. Em sistemas ilhados a gestão de energia por meio do controle Droop convencional apresenta alto desempenho, acomodando os intensos desvios de tensão e frequência durante a operação da MG (entrada e saída de consumidores) (VASQUEZ, MATAS, *et al*, 2011). Além disso, estes desvios podem ser usados para o compartilhamento de potência aparente demandada pela carga entre os diversos inversores e no compromisso da estabilidade da MG (GUERRERO, MATAS, VICUNÃ, *et al*, 2005 (d)). O desvio é usado para identificar qual carga local está demandando maior potência aparente e desequilibrando a relação geração-consumo, desta forma os microgeradores mais próximos ou os que estejam operando com curva de potência abaixo dos valores nominais, poderão suprir esta carga local e restabelecer o equilíbrio geração-consumo.

O compartilhamento de potência aparente entre as cargas locais é uma consideração importante na difusão e implantação de sistemas descentralizadas de geração de energia elétrica. Idealmente os inversores são projetados para compartilhar a demanda de potência ativa e reativa das cargas locais de acordo com a potência nominal dos inversores. No entanto, quando houver um descasamento entre a impedância de linha e a impedância de saída do filtro LCL (R_2 e L_2), condições operacionais anormais (instabilidade) podem ocorrer no ponto de *interface* entre o inversor do microgerador com a MG. Uma vez que a potência reativa fornecida pelo inversor depende da amplitude da tensão (controle $\frac{Q}{V}$) fornecida pelo Droop, comprometendo o compartilhamento da potência reativa entre os inversores. Por outro lado, o compartilhamento da potência ativa não é afetado por este descasamento de impedâncias, visto que a frequência da MG não foi alterada (controle $\frac{P}{f}$). A frequência da MG permanece constante durante todo o regime permanente, desde que a demanda de carga local não exceda a potência aparente nominal dos inversores conectados na MG. Logo a potência ativa é compartilhada com precisão entre os inversores, mesmo em condições anormais, que venham a surgir e dificultando a capacidade de gestão do fluxo de potência entre os inversores por parte da técnica de controle (VASQUEZ, GUERRERO, *et al*, 2009).

Para melhorar o compartilhamento de potência reativa entre os inversores (eliminar o efeito do descasamento das impedâncias) uma malha de impedância virtual foi proposta e avaliada (GUERRERO, VASQUEZ, MATAS, *et al*, 2011; GUERRERO, HANG & UCEDA, 2008; GUERRERO, MATAS, VICUNÃ, *et al*, 2006 (a);

GUERRERO, MATAS, VICUNÃ, *et al*, 2009 (c); GUERRERO, MATAS, VICUNÃ, *et al*, 2005 (d); YAO, *et al*, 2011; MATAS, *et al*, 2010; SAVAGHEBI, JALILIAN, *et al*, 2012; MOHAMED & EL-SAADANY, 2008). A malha de impedância Virtual ajusta a impedância de saída dos inversores, medindo a tensão e corrente na saída do inversor. No entanto, para assegurar que o compartilhamento de potência reativa seja melhorado, a malha de impedância virtual deve ser ajustada individualmente para cada conversor de tal modo que as impedâncias de saída de todos os inversores sejam iguais. Na prática, esta abordagem não leva em consideração fielmente o descasamento de impedâncias e as variações temporais dos componentes de filtro LCL. Assim, o compartilhamento de potência reativa entre os inversores ainda não é alcançado fielmente em condições reais (em 100%), mas com a inserção da malha de impedância virtual a melhoria é significativa. Nos Trabalhos (TULADHAR, UNGER & MAUCH; 2000; LOPES, MOREIRA & MADUREIRA, 2005; SAO & LEHN, 2005; ZHONG, 2013; LI & KAO, 2009; MOHAMED & EL-SAADANY, 2008; MAJUMDER, *et al*, 2010) propõe-se que a melhoria no compartilhamento de potência reativa entre os inversores seja pelo ajuste ótimo dos ganhos do Droop. Contudo, ganhos elevados do Droop podem levar a operação da MG para instabilidade (VASQUEZ, GUERRERO, *et al*, 2009). Outro grupo de pesquisadores defendem a utilização de um controlador central para operação da MG (MGCC) para otimizar a operação do Controlador Droop através de comunicações bidirecionais. Uma estrutura hierárquica, na qual o MGCC pode ser utilizado para restaurar a frequência e a tensão de saída do inversor e sincronizar a operação da MG com a rede elétrica, foi proposta em (LOPES, MOREIRA & MADUREIRA, 2005; GUERRERO, VASQUEZ, MATAS, *et al*, 2011). Usando os algoritmos propostos por estes autores, a regulação da tensão e da frequência da MG foi alcançada. No entanto, o compartilhamento de potência reativa não foi obtido devido à presença do descasamento de impedâncias.

Inversores em paralelos operados pela técnica de controle Droop, com filtros LCL de saída apresentam pequena inércia e efetivamente formam uma rede fraca. Qualquer corrente harmônica que flua na rede irá distorcer a tensão no ponto de acoplamento comum (PCC), devido à queda de tensão introduzida pelos indutores no lado da rede elétrica. Estes harmônicos de tensão podem causar instabilidade na operação da rede elétrica, devido a ressonância presente na MG (LEE & CHENG, 2007). Além disso, as normas exigem que a taxa de Distorção Harmônica Total (THD) da MG deve ser inferior a 5,0% e taxa de Distorção Harmônica Individual (THI) da MG deve ser

inferior a 2,3% (IEEE 1547-2003). Técnicas de compensação de harmônicos devem ser utilizadas para assegurar que a operação da MG esteja obedecendo às prescrições legais. As técnicas tradicionais envolvem a instalação de filtros passivos ou ativos para amortecer seletivamente os harmônicos. No entanto, estes podem comprometer a estabilidade da rede ou aumentar os problemas de ressonância. Daí técnicas de controle baseado em medições de tensão e corrente na saída do inversor podem ser usadas para melhoraria da qualidade da energia elétrica da MG (LEE & CHENG, 2007).

Os autores (PATEL & AGARWAL, 2008) propõe um esquemático para compensação de harmônicos, onde uma tensão senoidal é produzida no PCC para operação do inversor, usando um sinal não senoidal na geração da modulação por largura de pulsos (PWM). O algoritmo proposto regula os harmônicos de tensão no PCC. O controle Droop para compensação de harmônicos, na chamada condutância-harmônica (Droop $G - Q$) foi proposto pelos autores (SAVAGHEBI, JALILIAN, *et al*, 2012; LEE & CHENG, 2007; SAVAGHEBI & JALILIAN, 2011), com o intuito de reduzir os harmônicos presentes em sistemas trifásicos. O controle Droop $G - Q$ amortece harmônicos ressonantes e distribui a filtragem harmônica entre os inversores. Os autores (LEE & CHENG, 2007) conseguem a redução da potência harmônica fornecida pelos inversores por meio da otimização dos ganhos do Droop. Já os autores (SAVAGHEBI, JALILIAN, *et al*, 2012) e (SAVAGHEBI, JALILIAN, *et al*, 2011) fazem uso da compensação harmônica seletiva. A introdução de uma malha de controle Droop para regulação de harmônicos, torna a sintonia dos controladores mais complexa e pode afetar a dinâmica de compartilhamento de potência ativa e reativa demanda pela carga local entre os inversores.

2.3 MODELAGEM DAS PARTES CONSTITUINTES DA MG

Nesta Seção serão descritos cada um dos blocos que compõem uma micro rede ilhada, (Geração distribuída, filtro LCL, inversor, estratégia PWM, cargas lineares e cargas não lineares).

A modulação por largura de Pulsos (PWM – Pulse Width Modulation)

A modulação por largura de pulsos ou PWM é uma das técnicas mais utilizadas em sistemas de controle moderno, sendo usada em diversas aplicações, que inclui:

controle de velocidade, controle de potência, medição e comunicação. Esta técnica gera sinais de baixa frequência a partir de pulsos de alta frequência.

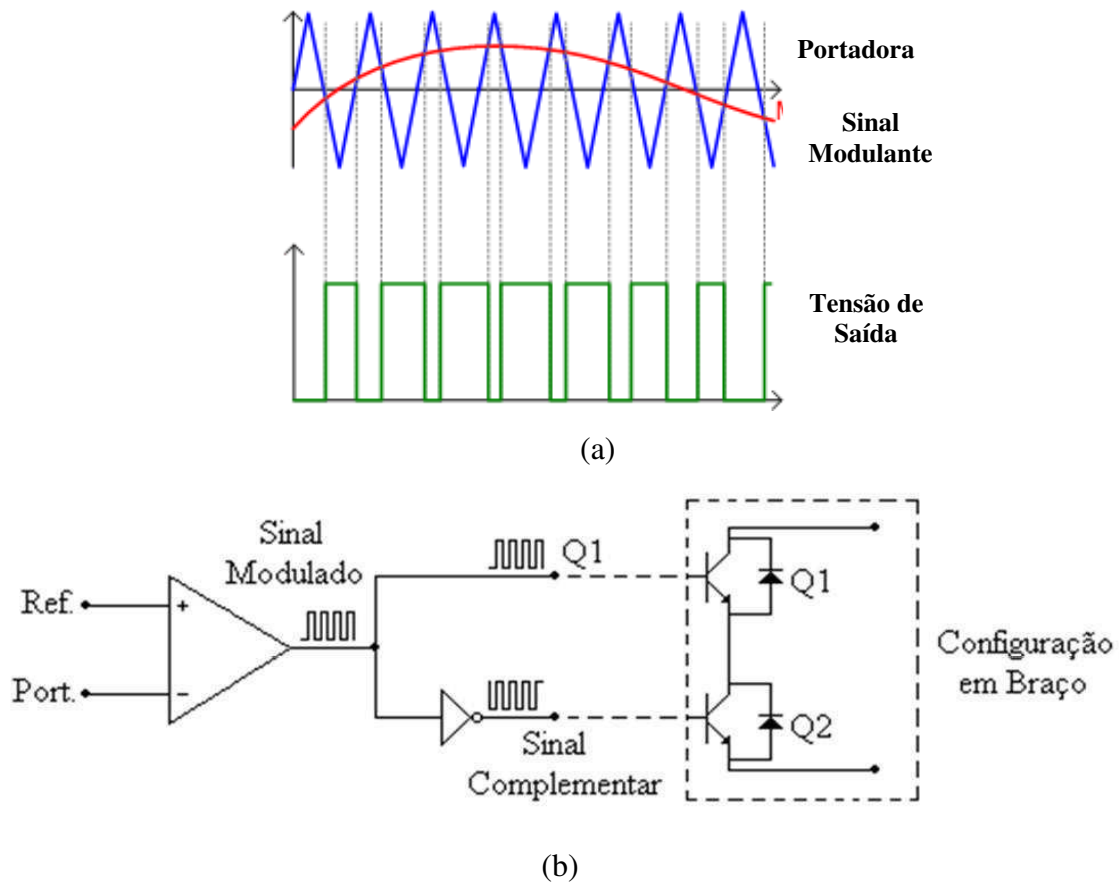


Figura 2.7. Modulação por largura de pulsos bipolar. A referência é uma tensão senoidal e a portadora é um sinal de tensão triangular, a tensão de saída é $+V_{cc}$ quando $V_{sin} > T_{tri}$ e é $-V_{cc}$ quando $V_{sin} < T_{tri}$.

Fonte: HART, 2001.

O sinal PWM é uma onda quadrada com variações de tempo de nível alto e baixo. Este sinal é gerado por meio de um sinal senoidal, chamado de sinal de referência ou sinal modulante (sinal de baixa frequência) quando comparado com um sinal onda triangular (sinal de alta frequência), chamado de onda portadora. O esquema do PWM senoidal unipolar usada nos inversores que operam na MG é ilustrado na Figura 2.7.

O sinal complementar é necessário quando existem dois interruptores configurados em braço. O acionamento dos interruptores é realizado de forma complementar, ou seja, quando Q1 conduz, Q2 está bloqueado e quando Q2 está conduzindo, Q1 fica bloqueado e assim sucessivamente. O sinal PWM (Q1 e Q2) gerado apresenta frequência da ordem de $f_s = 10kHz$, sinal este utilizado para o gatilhamento das chaves do inversor (IGBT's).

A Geração Distribuída

A DG pode ser conectada a linha por um indutor, L ou por um filtro LCL , (SAMPAIO *et al.*, 2012), sendo representada como uma fonte de tensão CC conectada a um inversor CC-CA monofásico e um filtro LCL de saída.

O Conversor CC-CA

O conversor CC-CA usado nas simulações deste Trabalho é ilustrado na Figura 2.8. Trata-se da configuração básica de um inversor tipo fonte de tensão (*VSI – Voltage Source Inverter*), o comando das chaves é feito pelo sinal de gatilho obtido pela modulação por largura de pulsos (PWM).

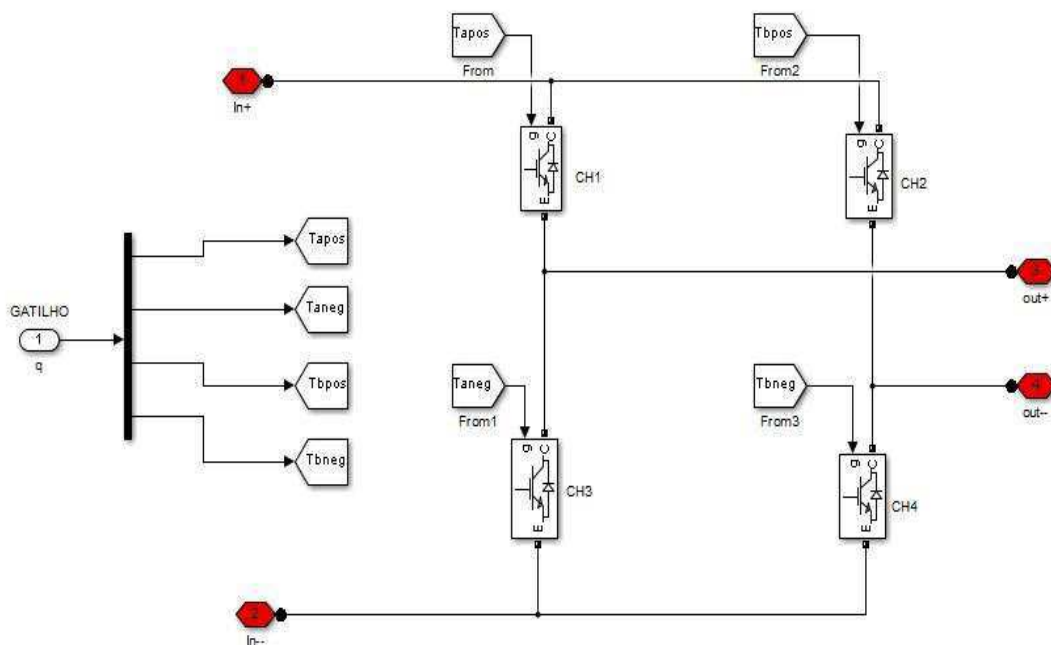


Figura 2.8. Conversor CC-CA monofásico.

O sinal de gatilho das chaves do conversor CC-CA depende do valor de amplitude e da frequência fornecido pelo controlador GDC (convencional ou modificado), visto que são as variáveis de saída da estratégia de controle, daí ver-se-á a importância da sintonia ótima dos ganhos do GDC e a estimação adaptativa e em tempo real dos parâmetros da linha.

O Filtro LCL

Nas aplicações de conversores de potência conectados à rede basicamente são utilizados dois tipos de filtro de saída, o filtro-L e o filtro-LCL. O filtro-L é

tradicionalmente utilizado nas aplicações de conversores CC-CC e em conversores operando numa faixa de potência de poucas dezenas de kW. A partir dessa faixa de potência o filtro-LCL é mais frequentemente utilizado.

Outro filtro citado na literatura é o filtro-LC, este foi inicialmente utilizado para melhorar o fator de potência no Ponto Comum de Conexão de inversores que utilizam apenas o filtro-L. Entretanto, para inversores conectados à rede este não se mostra a melhor opção basicamente por dois problemas: a frequência de ressonância ser muito suscetível à impedância no ponto comum de conexão e altas correntes de carga na conexão com a rede. O projeto do filtro é baseado nos limites de harmônicos de corrente para o sistema de geração distribuída, a Tabela 2.1 traz os limites de harmônicos de corrente injetados na rede por sistemas de geração conectados à rede.

Tabela 2.1. Limites de harmônicas injetadas na rede em aplicações de GD (tensões de 120 V até 69kV).

Ordem	$h < 11$	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 35$	$h > 35$	Total
Magnitude	4%	2%	1.5%	0.6%	0.3%	5%

O projeto do filtro deve atender as normas de atenuação de harmônicos da Tabela 2.1. No procedimento de projeto apresentado não será apresentada nenhuma restrição quanto ao amortecimento do filtro. Algumas observações no projeto dos elementos do filtro são:

Capacitor - A escolha do capacitor é um compromisso entre a energia reativa que flui pelo capacitor e a atenuação dos harmônicos. Quanto maior o capacitor, maior a energia reativa que flui sobre ele e maior é a corrente demanda do indutor L1 e das chaves. Por outro lado, valores pequenos de capacitância levam à necessidade de indutores maiores, o que aumenta a queda direta de tensão sobre estes e prejudica a resposta dinâmica do sistema. Nas aplicações de baixa potência que fazem uso do filtro-LCL ou LC, o uso de altos valores de capacitância é mais comum devido às preocupações com custo e otimização da integração dos componentes do filtro juntamente com o inversor. Isto é muito comum, por exemplo, em aplicações de inversores em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Por outro lado, em aplicações de conversores (tanto inversores como retificadores PWM) conectados à rede, onde o controle da corrente é feito no indutor do lado do conversor, as principais preocupações são com o fator de potência no ponto de conexão e o conteúdo harmônico da corrente absorvida da rede. Já em aplicações de geração distribuída de alta potência as principais preocupações são a limitação da emissão de harmônicos para a rede e a saturação dos

indutores, desta forma os valores percentuais dos indutores são geralmente maiores em valores absolutos quando comparados à capacitância. No projeto do capacitor é levado como critério principal a frequência de ressonância e a potência reativa máxima que circula pelo capacitor.

Indutores - No projeto de filtros para retificadores PWM ou UPS's, o indutor de entrada é projetado considerando um compromisso entre o *ripple* de corrente máximo e o tamanho do indutor, perdas em condução e comutação na chave semicondutora e perdas no ferro e no cobre do indutor. Além disso, a indutância máxima utilizada depende fortemente do nível de potência da aplicação. Em aplicações de baixa potência as preocupações com integração levam a utilização de valores percentuais baixos de indutância. Por outro lado, nas aplicações de altas potências em geração distribuída a emissão de harmônicos e a saturação do indutor são as maiores preocupações do projetista levando ao uso de valores percentuais mais elevados. O projeto dos indutores considerado neste trabalho tem como critério principal a atenuação dos harmônicos. Não é do escopo deste Trabalho levar em consideração restrições construtivas como saturação de núcleo ou restrições de integração do sistema.

Ressonância do Filtro - É recomendado que a frequência de ressonância, ω_{res} , permaneça num intervalo de frequências dado por:

$10\omega_g < \omega_{res} < 0.5\omega_{sw}$, ω_{sw} é a frequência de chaveamento e ω_g é a frequência da rede.

Localizando ω_{res} , neste intervalo se torna mais difícil a excitação dos modos oscilatórios do filtro pela interação com os harmônicos de alta frequência gerados pelo inversor ou com os harmônicos de baixa ordem possivelmente presentes na rede.

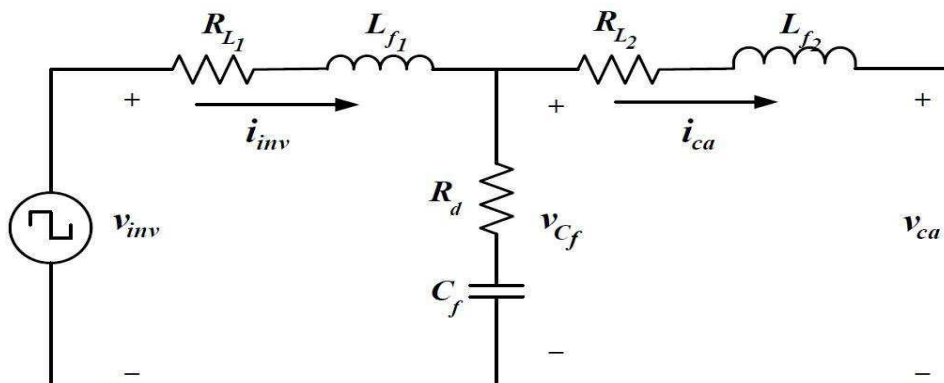


Figura 2.9. Filtro LCL implementado na saída do conversor CC-CA.

A configuração do modelo simulado, inversor e filtro LCL conectado a rede é ilustrado na Figura 2.9. Para o cálculo dos elementos passivos do VSI monofásico, considerou-se que o indutor L_f e o capacitor C_f formam um filtro passa-baixa, de segunda ordem, assim, estes dois elementos são determinados considerando que a frequência de corte deva estar pelo menos uma década acima da frequência da rede e, pelo menos um quarto de década abaixo da frequência de chaveamento resultante da modulação PWM senoidal unipolar, ou seja, $600\text{Hz} \leq f_{LCL} \leq 20\text{kHz}$.

O cálculo do filtro LCL também deve levar em consideração a modulação empregada. Neste caso, optou-se pela modulação PWM senoidal (unipolar). Desta forma, consegue-se reduzir o tamanho do filtro, uma vez que a influência dos harmônicos gerados pela frequência de chaveamento será múltiplo inteiro do dobro da frequência de chaveamento, ou seja, como a frequência de chaveamento é 10 kHz, as harmônicas resultantes do chaveamento estarão na frequência de 20 kHz. Desta forma, a frequência de corte do filtro LC deve ser maior que 600 Hz e menor que 05 kHz (uma vez que, com a utilização da modulação unipolar, o sistema tem característica de operação com uma frequência de 20 kHz).

A frequência de corte do filtro LC em função de L_f e C_f é dada por:

$$f_{LC} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_f C_f}} \quad (2.5)$$

Fixando a frequência de corte do filtro L_{LC} em 1,83 kHz calculou-se os indutores e capacitor do filtro, os valores podem ser visualizados na Tabela 2.1, calculados conforme rotina de simulação numérica no ambiente MatLab (Ver Anexos).

A indutância de conexão com a rede pode ser determinada pela equação de transferência de potência ativa, conforme:

$$L_s = \frac{V_{Cf_{rms}} V_{grms}}{2\pi f_g P_{ati}} \quad (2.6)$$

O indutor L_g (indutor do lado da rede) associado ao indutor L_f e ao capacitor C_f , com relação a corrente de injetada na rede elétrica, forma um filtro de terceira ordem. A frequência do filtro LCL deve ser pelo menos 10 vezes superior a frequência da rede elétrica e metade da frequência de chaveamento, de forma a não distorcer e/ou atenuar a corrente fundamental e conseguir reduzir as harmônicas provenientes do chaveamento.

$$f_{LCL} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_f + L_g}{L_f C_f L_g}} \quad (2.7)$$

SAMPAIO (2013) propõe uma metodologia de projeto do indutor de forma a garantir a estabilidade dinâmica do sistema em função da frequência de amostragem do dispositivo digital. O valor mínimo do indutor de conexão com a rede, de forma a garantir a estabilidade do sistema pode ser obtido por:

$$L_s \geq \frac{100}{\pi f_a} \quad (2.8)$$

Onde f_a é a frequência de amostragem, no caso em estudo foi de 10 kHz. Logo o valor mínimo de L_s para o caso em estudo é de 0,1 mH. O valor do indutor de saída do filtro LCL usado foi de 0,1 mH e o resistor de acoplamento (resistor em série com o capacitor), R_d , de valor: $R_d = 0,1\Omega$. Os parâmetros do filtro LCL e da impedância de conexão com a rede são calculados automaticamente para acomodar a dinâmica de um novo inversor (nova potência aparente nominal, caso seja efetuada uma troca do inversor).

O Perfil de Carga Dinâmica

O banco de cargas resistivas, indutivas e capacitivas foi obtido utilizando o bloco do Simulink – Dynamic’s Systems - MathWorks denominado de *Parallel RLC Load*, este bloco recebe como entrada os seguintes parâmetros: tensão nominal, frequência nominal, potência ativa, potência reativa indutiva, potência reativa capacitiva, a tensão inicial do capacitor ou a corrente inicial do indutor caso seja usada e fornece como saída o perfil de potência ativa e reativa demandado pela carga.

Como as cargas entram e saem na MG em instantes diferentes, optou-se por uma solução utilizada em subestações de energia elétrica para o chaveamento de bancos capacitivos. A solução encontrada é ilustrada na Figura 2.10, o disjuntor monofásico ou trifásico é controlado por um sinal lógico de gatilho, para comandar a abertura e o fechamento do disjuntor, nível alto, ‘1’, representa disjuntor fechado e nível lógico baixo, ‘0’, significa que o disjuntor está aberto e não permite a passagem de corrente, retirando a carga da rede elétrica.

O sinal lógico aplicado nos terminais do disjuntor será uma onda quadrada, onde nível alto é usado para fechar o disjuntor, permitindo a inserção da carga na MG e o nível baixo, permite a abertura do disjuntor e conseqüentemente a retirada da carga da

MG. Os terminais indicados por In++ e In-- são os terminais positivo e negativo da carga conectados com a rede elétrica.

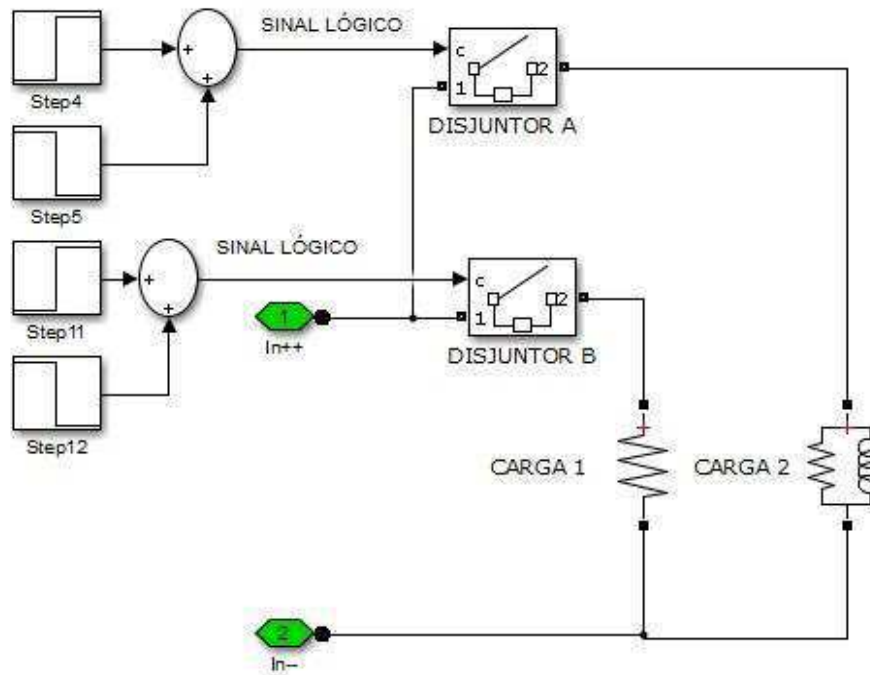


Figura 2.10. Chaveamento de cargas.

A Interface de Eletrônica de Potência

A *interface* de eletrônica de potência e modelagem da fonte (microgerador) é ilustrada no diagrama de blocos na Figura 2.11. Vale ressaltar que este diagrama de blocos estará presente em cada uma das fontes alternativas de energia (gerador eólico, gerador fotovoltaico, turbina a gás ou gerador a biomassa).

O sinal complementar para as chaves é gerado internamente no conversor CC-CA monofásico controlado (a tiristor). O gerador distribuído é modelado como uma fonte de tensão CC e a estratégia de controle Droop é responsável pela geração do sinal de referência do PWM. Na saída do conjunto (diagrama de blocos) são aferidas a tensão e a corrente elétrica fornecida pela microgerador para a MG. Vale ressaltar que as malhas de controle internas do inversor não serão objetos de estudo neste Trabalho de Dissertação. Desta forma todo o arranjo ilustrado da Figura 2.11 pode ser substituído por uma fonte de tensão senoidal, onde a amplitude e a frequência do sinal são ditadas pela estratégia de controle Droop e pelas condições operacionais da MG.

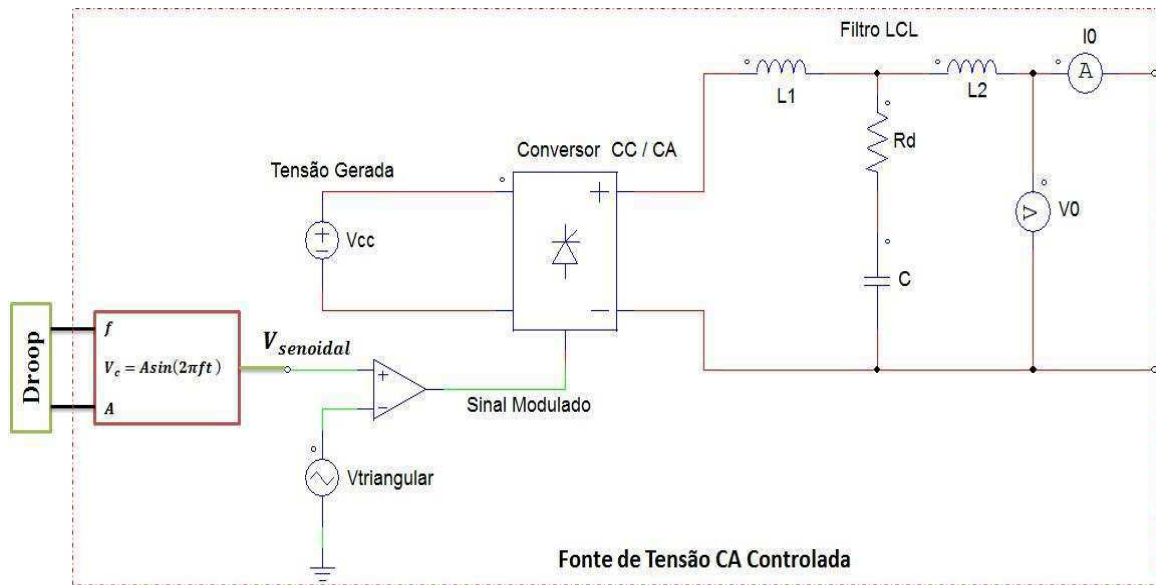


Figura 2.11. Microgerador + Interface de eletrônica de potência.

2.4 CONCEITOS GERAIS SOBRE ESTIMAÇÃO PARAMÉTRICA

A identificação *on-line* de parâmetros aplicada aos sistemas elétricos de potência é uma área nova da ciência com poucas publicações, as principais publicações estão relacionadas com:

- Identificação das correntes dos dispositivos conectados em barramentos de força em eletrônica de potência;
- Identificação do circuito equivalente de Thévenin na frequência fundamental e nas múltiplas da fundamental;
- Estimação dos harmônicos de tensão no ponto de acoplamento comum;
- Estimação do ruído estocástico envolvido nas medições de tensão e corrente;

A seguir será descrito o método dos mínimos quadrados não recursivo e recursivo. Considere um sistema de entrada $u(k)$ e saída $y(k)$, dado pela equação linear de diferenças (2.9),

$$y(k) + a_1 y(k-1) + \dots + a_n y(k-n) = b_1 y(k-1) + \dots + b_m y(k-m) + e(k) \quad (2.9)$$

onde todas as amostras de entrada e saída são conhecidas. A amostragem é feita desta forma, $T, 2T, 3T, \dots, NT$ onde T é o período de amostragem, no caso do período de amostragem unitário, $T = 1, 1, 2, 3, \dots, N$, onde N é o número de amostras.

Reescrevendo (2.9), isolando $y(k)$, temos,

$$y(k) = -a_1 y(k-1) - \dots - a_n y(k-n) + b_1 y(k-1) + \dots + b_m y(k-m) + e(k) \quad (2.10)$$

A expressão (2.10) pode ser escrita de forma compacta, introduzindo os vetores:

$$\theta = [a_1 \quad \dots \quad a_n \quad b_1 \quad \dots \quad b_m]^T \quad (2.11)$$

$$\varphi = [-y(k-1) \quad \dots \quad -y(k-n) \quad u(k-1) \quad \dots \quad u(k-m)]^T \quad (2.12)$$

Com base nas equações (2.11) e (2.12), podemos escrever (2.13), denominado de modelo de regressão linear,

$$y(t) = \varphi^T(k)\theta + e(k) \quad (2.13)$$

onde θ é o vetor de parâmetros desconhecido (vetor estimado), de dimensão $(n+m) \times 1$, $\varphi(k)$ é o vetor de medição entrada/saída do sistema (conhecido) e o sinal $e(k)$ representa o erro de modelagem, erro de medição ou ruído na saída do tipo estocástico, determinístico ou *off-set*. Sabendo o valor do vetor de parâmetros θ , teremos a saída estimada pelo identificador. Tal saída é dada como:

$$y_c(k|\theta) = \varphi^T(k)\theta \quad (2.14)$$

Método dos mínimos quadrados não recursivo:

Suponha que, para um determinado sistema, não se sabe os valores dos parâmetros do modelo matemático do processo (vetor de parâmetros θ), mas tem-se as medições de entrada e saída durante um intervalo de tempo $1 \leq k \leq N$, N é número de amostras. Pode-se definir o conjunto de dados:

$$Z^N = \{u(1), y(1), \dots, u(N), y(N)\} \quad (2.15)$$

Uma abordagem é comparar a saída estimada a partir do vetor θ com a saída medida, gerando um erro de previsão, de modo que este seja mínimo. Para tal deve-se recorrer ao método dos mínimos quadrados, para fazer a estimativa de θ , conforme a expressão (2.16),

$$\min_{\theta} V_N(\theta, Z^N) \quad (2.16)$$

Onde,

$$V_N(\theta, Z^N) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (y(k) - y_c(k|\theta))^2 = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (y(k) - \varphi^T(k)\theta)^2 \quad (2.17)$$

Logo o $\theta(N)$ estimado deve ser:

$$\theta(N) = \arg \min_{\theta} V_N(\theta, Z^N) \quad (2.18)$$

(“*arg min*” significa o argumento que minimiza θ dado V_N). Uma vez que V_N é quadrático em θ , pode-se determinar o valor mínimo fazendo a derivada primeira igual à zero.

$$0 = \frac{\partial V_N(\theta, Z^N)}{\partial \theta} = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N \varphi(k)(y(k) - \varphi^T(k)\theta)^2 \quad (2.19)$$

logo:

$$\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \varphi(k)y(k) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \varphi(k)\varphi^T(k)\theta \quad (2.20)$$

Ou,

$$\theta(N) = \left[\sum_{k=1}^N \varphi(k)\varphi^T(k) \right]^{-1} \sum_{k=1}^N \varphi^T(k)y(k) \quad (2.21)$$

A equação (2.21) permite o cálculo da estimativa do vetor θ , pelo método dos mínimos quadrados não recursivo.

A representação matricial da expressão (2.13), admitindo N medições realizadas e suficientes para determinar os parâmetros $a_i, i = 1, \dots, n$ e $b_j, j = 1, \dots, m$, é dado como:

$$\begin{bmatrix} y_n \\ y_{n+1} \\ y_{n+2} \\ \vdots \\ y_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -y_{n-1} \dots & -y_0 & u_{n-1} \dots & u_{n-m} \\ -y_n \dots & y_1 & u_n \dots & u_{n-m+1} \\ -y_{n+1} \dots & y_2 & u_{n+1} \dots & u_{n-m+2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ -y_{N-1} \dots & -y_{N-n} & u_{N-1} \dots & u_{N-m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ \vdots \\ a_n \\ b_1 \\ \vdots \\ b_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_n \\ e_{n+1} \\ e_{n+2} \\ \vdots \\ e_N \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Uma vez que o cálculo do vetor θ é dado por:

$$\theta = [\varphi\varphi^T]^{-1}\varphi^TY \quad (2.23)$$

A equação (2.23) é o estimador não recursivo de parâmetros.

Método dos mínimos quadrados recursivo:

Muitas vezes o processo de inversão de matrizes pode ser complicado e a necessidade de se utilizar os dados sequencialmente para atualizar o vetor de parâmetros de um determinado modelo, torna-se vital para algumas aplicações.

Na implementação de controle adaptativo em tempo real o algoritmo do estimador de parâmetros deve ser interativo, onde o modelo do sistema é atualizado a cada período

de amostragem quando novas medidas estão disponíveis. Daí surge à necessidade do estimador recursivo, cujo procedimento pode ser ilustrado pela Figura 2.12.

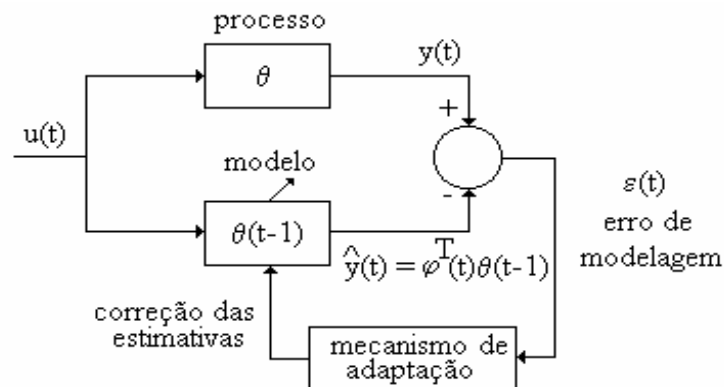


Figura 2.12. Procedimento iterativo na estimação de parâmetros.

Fonte: AGUIRRE (2004).

O algoritmo do estimador de mínimos quadrados recursivo pode ser descrito pelos seguintes passos:

- a. Medir a saída e entrada do sistema;
- b. Atualizar o vetor de medidas, com base na equação (2.24);

$$\varphi^T(k+1) = [-y(k) \quad -y(k-1) \quad \dots \quad u(k-d) \quad \dots \quad u(k-d-1)] \quad (2.24)$$

onde d é um atraso.

- c. Calcular o erro de previsão (estimação) usando a equação (2.25);

$$\varepsilon(k+1) = y(k+1) - \varphi^T(k+1)\theta_c(k) \quad (2.25)$$

- d. Calcular o ganho do estimador conforme equação (2.26);

$$K(k+1) = \frac{P(k)\varphi(k+1)}{1 + \varphi^T(k+1)P(k)\varphi(k+1)} \quad (2.26)$$

onde $P(k)$ é a matriz de covariância, que deve ser inicializada corretamente e calculada no passo (f).

- e. Calcular o vetor de parâmetros estimados utilizando a equação (2.27);

$$\theta_c(k+1) = \theta_c(k) + K(k)\varepsilon(k+1) \quad (2.27)$$

- f. Calcular a matriz de covariância com base na equação (2.28).

$$P(k+1) = P(k)[1 - K(k+1)\varphi^T(k+1)] \quad (2.28)$$

2.5 CONCEITOS GERAIS SOBRE LÓGICA FUZZY

O sistema lógico *Fuzzy* consiste em três operações básicas: Fuzzyficação, Inferência (agregação) e Defuzzyficação (COX, 1994). A Figura 2.13 adaptada de COX (1994) revela essas operações básicas. De modo geral a etapa de Fuzzyficação consiste em correlacionar as variáveis numéricas medidas (entrada-saída) em variáveis linguísticas, por meio das funções de pertinências que variam de zero a um; a etapa seguinte é a inferência *Fuzzy*, que consiste na confecção da base de regras SE-ENTÃO que irá gerar os valores linguísticos, os consequentes são calculados pela inferência dos antecedentes. Por fim a etapa de Defuzzyficação baseia-se na conversão da variável linguística em um valor decimal. Os métodos para Defuzzyficação mais utilizados são: o método de centro-da-área (C-o-A), centro-do-máximo (C-o-M) e a Média-do-máximo (M-o-M).

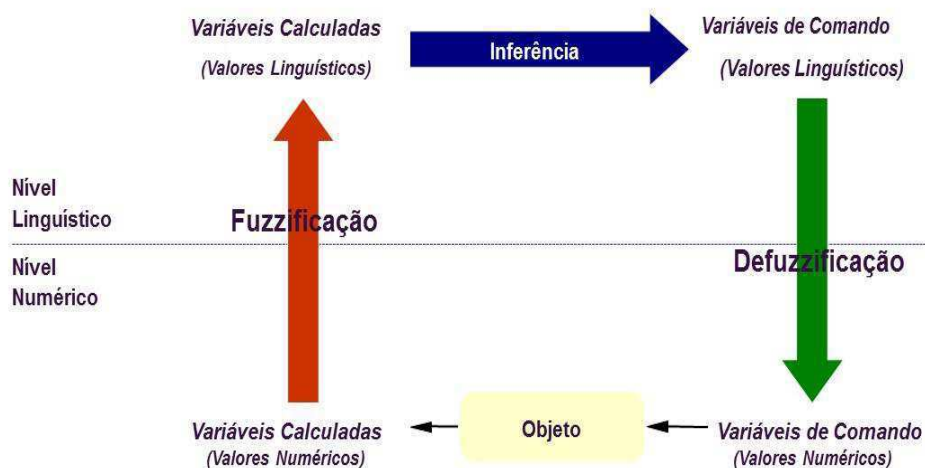


Figura 2.13. Etapas de um sistema lógico *Fuzzy*.

Para aplicações em malha fechada, que possui propriedade de continuidade, na qual a saída de controle *Fuzzy* coordena a variável de um processo, indica-se a Defuzzyficação C-o-M. Para reconhecimento de padrões indica-se o método M-o-M e para suporte à decisão o método de Defuzzyficação depende do contexto, podendo-se utilizar M-o-M ou C-o-M (SHAW e SIMÕES, 1999).

Como o método a ser utilizado neste projeto é o controle simultâneo da tensão e da frequência de saída do VSI em MG operando em malha fechada, o melhor método a ser utilizado será o C-o-M. Este método determina o valor heurístico de cada termo e então processa o valor que indica melhor veracidade com o número real. As pertinências

deste resultado são consideradas “pesos” de valores típicos de termos rotulados. Existem dois métodos para o sistema *Fuzzy* são eles: Método Sugeno e o Método Mandani. Para o projeto do controle GCD *Fuzzy* será usado o Método Mandani. O motivo para utilização do método Mandani está no fato do problema ser em malha fechada, sendo o método mais aconselhado na literatura para problemas em malha fechada, pois apresentam boa estabilidade e ser robusto.

Controladores *Fuzzy* baseados em regras apresentam vantagens práticas, tornando-os de fácil configuração em *softwares* especialistas, dentre elas rápido processamento em paralelo. Esta estratégia de controle é inerentemente confiável e robusto, resistente a perturbações externas e desgastes ao envelhecimento de componentes internos. Ao se utilizar um controlador PID *Fuzzy* possibilita-se uma deformação na superfície parametrizada (curva de parametrização dos ganhos do controlador $K_c, \frac{T}{\tau_i}, \frac{\tau_d}{T}$, que determina o desempenho do transitório do PID), que compensa as não linearidades do sistema. Algoritmos *Fuzzy* podem emular praticamente qualquer função não linear. Uma curva de saturação, típica de atuadores eletromecânicos pode ser emulada por algoritmo *Fuzzy*, onde uma função de entrada e saída pode ser definidas em termos heurísticos, tais como positivo ou negativo (SIMÕES e SHAW, 2007).

A lei de controle de um controlador PID discretizado é dada por,

$$u(k) = u(k-1) + k_p \left[e(k) - e(k-1) + \frac{T_s}{\tau_i} (e(k)) + \tau_d T_s (e(k) - e(k-1)) \right], \quad (2.29)$$

onde k_p é o ganho proporcional, T_s é tempo de amostragem por se tratar de um sistema discretizado, τ_i constante do ganho integral, τ_d é a constante de tempo do ganho derivativo, $e(k)$ é o sinal de erro. A lei de controle de um PID *Fuzzy* é dada pela expressão (2.30),

$$du(k) = K_p e(k) + K_I de(k) + K_d d^2 e(k) \quad (2.30)$$

Onde $d^2 e$ é a variação do erro. Logo o controlador apresenta três entradas e , de e $d^2 e$, e uma saída dU governada por regras da forma:

“SE erro = E_i E variação do erro = dE_i E variação da variação do erro = $d^2 E_i$
ENTÃO variação do controle = dU ”.

Para estudos de técnicas avançadas de controle simultâneo da tensão e da frequência foi projetado e avaliado um controlador PI *Fuzzy* para os mesmos cenários do GCD Baseado em Lógica *Fuzzy*.

2.6 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

A operação estável de uma micro rede de energia elétrica é uma tarefa árdua e difícil, que demanda estratégias de controle sofisticadas, dentre elas destaca-se a estratégia de controle Droop para regulação simultânea da tensão e da frequência da MG (o Problema de controle). Considere a micro rede simples ilustrada na Figura 2.14, esta MG é constituída por uma carga local variável (Ver Figura 2.15 e mapeada em valores de R e L na Tabela 2.2), uma impedância de linha ($Z = R + jL$) e um microgerador (representado por uma fonte de tensão CA controlada, onde a amplitude e frequência desta fonte é ditada pela estratégia de controle Droop, na tentativa de atender a demanda energética das cargas locais – Compromisso entre a geração e o consumo).

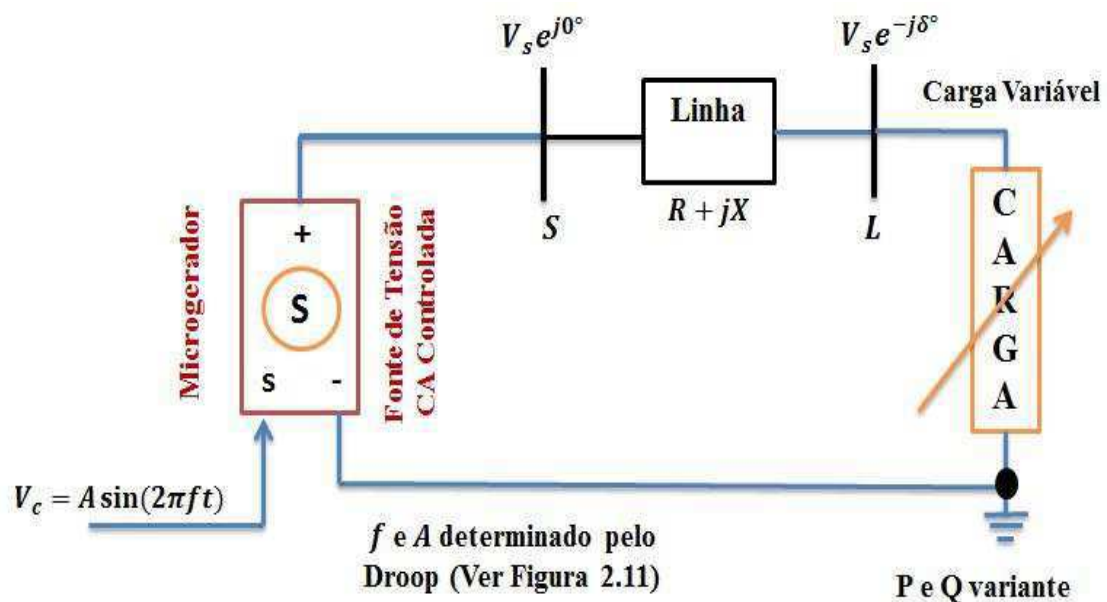


Figura 2.14. Micro rede simples.

Tabela 2.2. Mapeamento do perfil de carga em valores de R e X .

Instante de tempo (s)	Potência Aparente (kVA)	Impedância (Ω)
0.0 – 2.0s	$2 + j1$	$0.1 + j1$
0.2 – 1.6s	$2 - j1$	$0.1 - j1$
0.4 – 1.4s	$2 + j1$	$0.1 + j0.5$
0.6 – 1.2s	$2 + j1$	$0.1 + j1$
0.8 – 1.0s	$2 + j1$	$0.1 + j1$

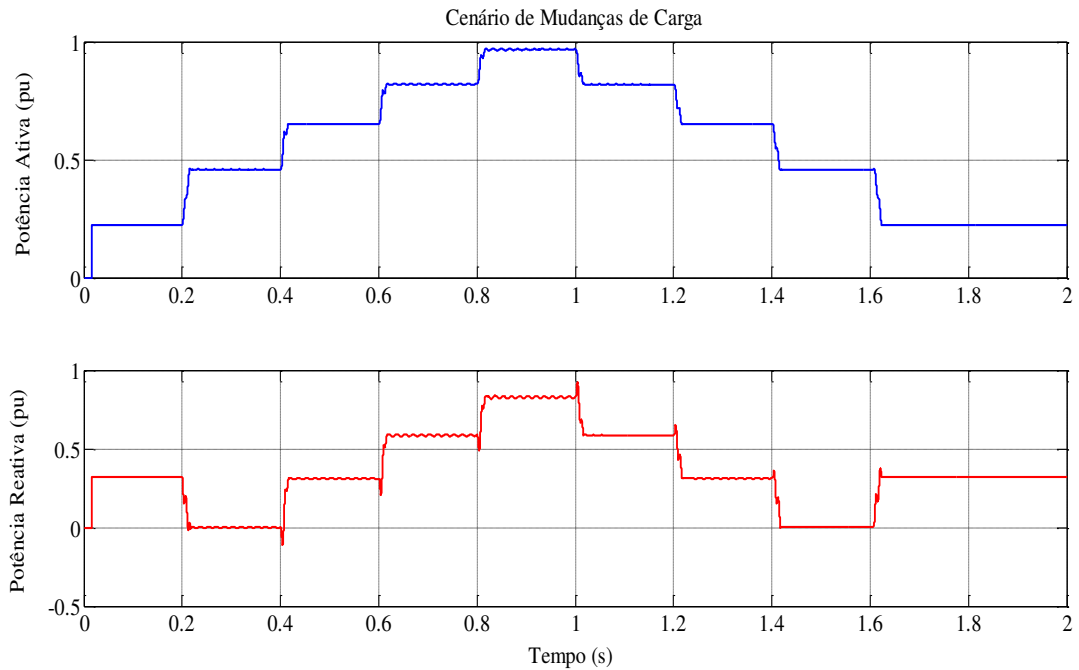


Figura 2.15. Perfil de potência ativa e reativa – Modelo da Carga Variável.

O desafio (problema) enfrentado pelos operadores da MG e pelos projetistas dos sistemas de controle é manter a tensão e a frequência da MG dentro da faixa operacional estabelecida pela legislação nacional e internacional ($\Delta V = \pm 30V$ e $\Delta f = \pm 1Hz$) quando houver entrada ou saída de cargas locais (Ver Figura 2.15) durante a operação da MG.

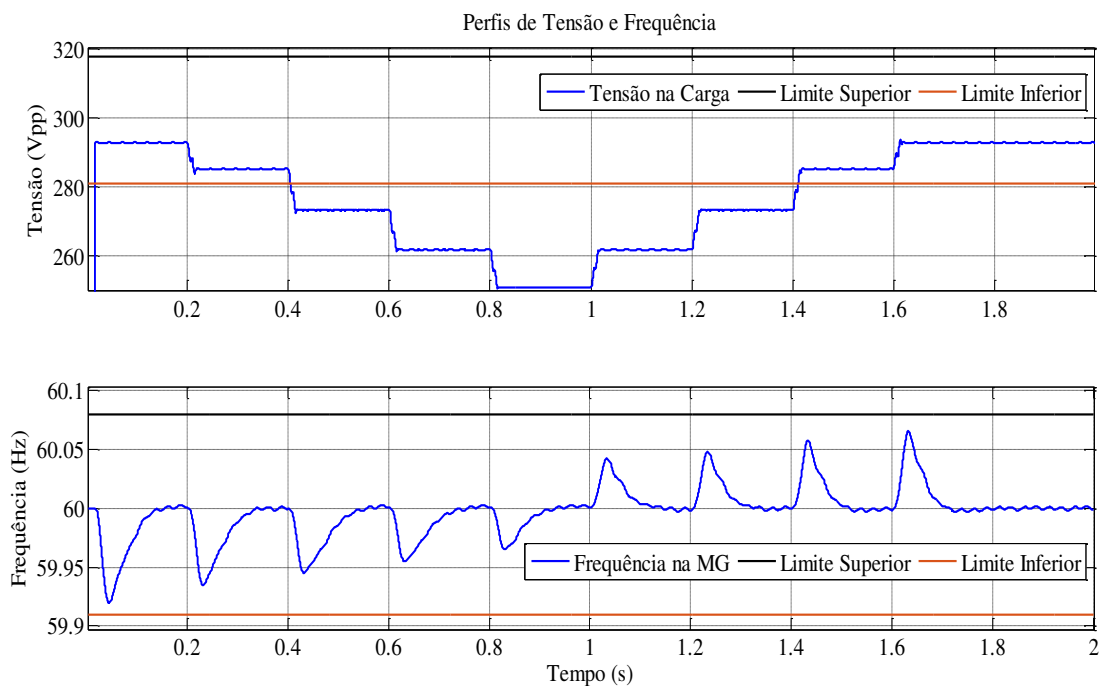


Figura 2.16. Tensão e frequência na carga local variável.

Os perfis de tensão e frequência para a MG operando em malha aberta são ilustrados na Figura 2.16, quando a carga variável (ilustrada pelo perfil da Figura 2.15) está conectada a MG por meio da impedância de linha.

Observando a Figura 2.16 percebe-se o limite superior da tensão (limite superior de controle) de $341 V_{pp}$ e o limite inferior de tensão de $281 V_{pp}$. Já para a frequência $f_{superior} = 61 \text{ Hz}$ e $f_{inferior} = 59 \text{ Hz}$ os limites superior e inferior respectivamente. Percebe-se na Figura 2.16 que o perfil de tensão durante a operação da MG extrapola o limite inferior de controle (faixa operacional), nos instantes de tempo de 0,4s a 1,4s, levando a MG a instabilidade. Durante este intervalo de tempo o equilíbrio entre geração e o consumo não é atendido, ou seja, o consumidor deixa de ser atendido.

Caso a MG esteja sendo gerenciada por uma estratégia de controle (por exemplo, o Controle Droop) e a violação dos limites de controle (imposições técnico-operacionais da MG) venha acontecer, este fato pode ser justificado de duas maneiras: (A) a sintonia do controlador não foi ótima permitindo a instabilidade da planta (MG), necessitando a re-sintonização do controlador ou a alteração da lei de controle (este problema pode ser corrigido automaticamente caso a MG esteja sendo gerenciada pelo controle Droop Adaptativo); (B) o controlador opera nos limites operacionais da MG (no limite superior e inferior da faixa operacional), logo o controle deve ser projetado para uma faixa menor que a faixa operacional imposta para as flutuações da tensão e da frequência da micro rede.

A Figura 2.17 ilustra uma MG de 14 barras padrão IEEE com penetração da geração distribuída. Todas as cargas presentes são cargas locais, algumas fixas (barra 08, $Z = 0.1 + j0.5\Omega$; barra 09, $Z = 0.1 + j1.0\Omega$; barra 10, $Z = 0.1 + j1.5\Omega$; barra 10, $Z = 0.1 + j0.5\Omega$ e barra 13, $Z = 0.1 + j1.0\Omega$) e outras variáveis (barras 07, 08 e 09), já os microgeradores são fixos cada qual apresenta seu sistema de controle (controle Droop). Novamente o problema de controle consiste em manter a tensão e a frequência da MG dentro dos limites operacionais (limites de controle). A Figura 2.18 ilustra os perfis de tensão e frequência em todas as barras da MG, quando esta opera em malha aberta. Onde cada carga variável foi modelada (simulada) como sendo o perfil dinâmico descrito na Figura 2.15.

Observando a Figura 2.18 percebe-se que as tensões nas barras 3, 6, 8, 9 e 13 violam o limite inferior de controle ($V_{pp} = 281 \text{ V}$) em diversos instantes de tempo

durante a entrada e a saída de cargas locais na MG de 14 barras, levando à operação da MG a instabilidade.

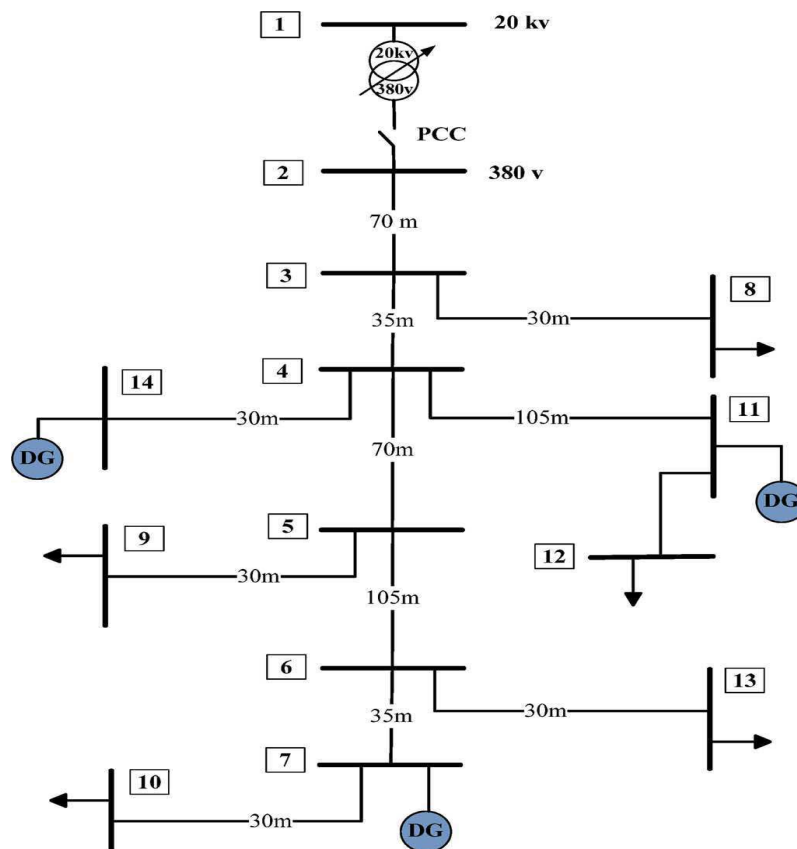


Figura 2.17. Micro rede de energia elétrica de 14 barras.

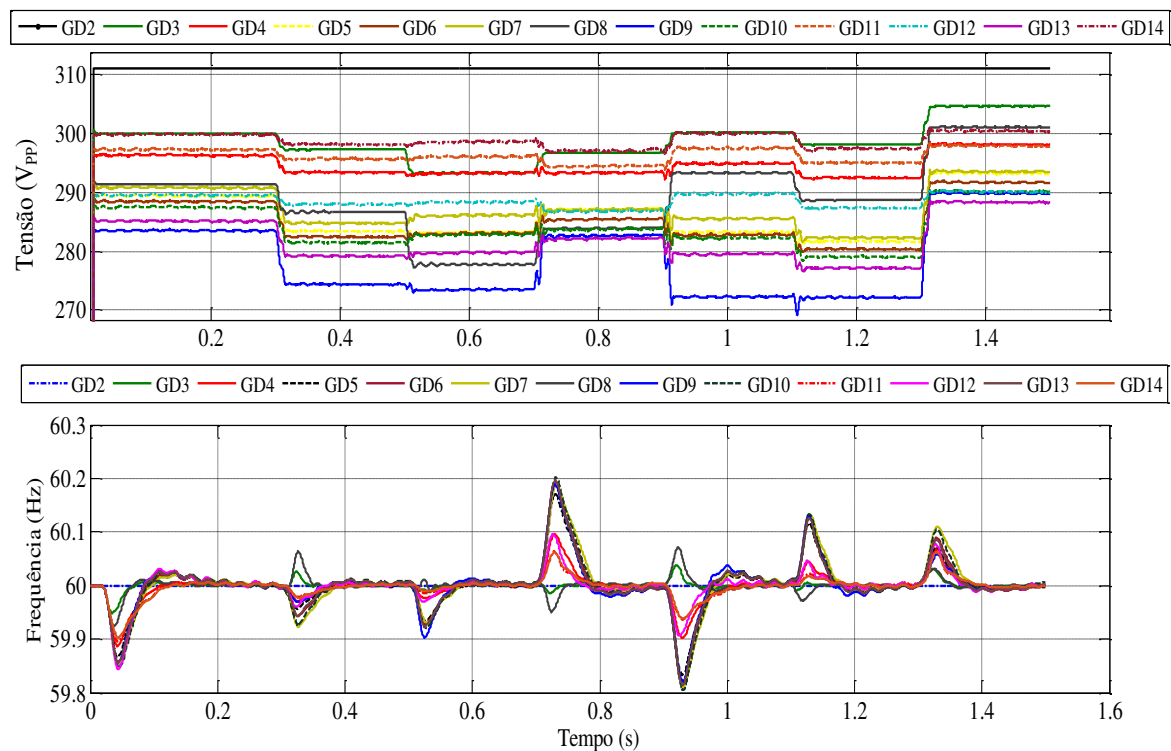


Figura 2.18. Perfis de tensão / frequência Para a MG de quatorze barras.

3 CONTROLE DROOP ANFIS PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO E FREQUÊNCIA EM MG'S ISOLADAS

No presente Capítulo, após uma longa pesquisa sobre técnicas de controle Droop individual para regulação da tensão / frequência em micro redes elétricas isoladas presentes em redes de distribuição, é proposto e desenvolvido um controlador Droop generalizado convencional (regulação simultânea da tensão e da frequência da MG) capaz de estabilizar a tensão e a frequência simultaneamente, frente ao cenário dinâmico de inserções e retiradas do banco de cargas. Visando eliminar a dependência do controlador com os parâmetros de linha um controlador Droop Generalizado inteligente foi desenvolvido, baseado no sistema de inferência adaptativo *Neuro-Fuzzy*. O GDC Inteligente conseguiu rastrear com perfeição o comportamento dinâmico da carga, estabilizando a tensão e a frequência de saída dos VSI's, em diferentes cenários de chaveamento de cargas e em diversas topologias de MG's isoladas. Em todos os cenários o GDC Inteligente mostrou-se eficiente e com desempenho ótimo superior ao GDC convencional, no tocante a sintonia do controlador GDC uma metodologia foi desenvolvida, com bons resultados, sendo possível generalizar para outras topologias de MG's isoladas.

3.1 INTRODUÇÃO

Em micro redes de energia elétrica as variáveis elétricas de decisão (tensão, corrente e frequência) são fortemente influenciadas pelas flutuações do perfil do consumidor. Sendo necessária, muitas vezes, a inserção de microgeradores em pontos específicos da MG para compensar o balanço de potência na rede elétrica (atender o perfil de consumo do cliente por meio da MG). A mudança de carga (chaveamento de cargas) em uma MG pode levar ao desequilíbrio entre a produção e o consumo, levando a instabilidade da tensão e da frequência entregue pelo microgerador (estas variáveis tendem a decrescer com o chaveamento de cargas, ou seja, a geração não atende ao consumo da carga integralmente). Se a flutuação de cargas for intensa, os microgeradores poderão não ser capazes de estabilizar a MG.

O presente Capítulo objetiva investigar os impactos simultâneos das potências ativa e reativa sobre as flutuações da tensão e da frequência fornecida pelos

microgeradores para a micro rede elétrica. Em seguida, com base no estudo do controle Droop Convencional (P/f e Q/V) propor e desenvolver um controlador Droop Generalizado (GDC), capaz de desacoplar os impactos (influência) das potências ativa e reativa sobre a tensão e a frequência no barramento.

O GDC é um controlador em tempo real que consegue estabilizar a tensão e a frequência simultaneamente, mas é altamente dependente dos parâmetros da linha. A tarefa de dimensionar os inversores presentes na *interface* de eletrônica de potência em redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão torna-se uma tarefa difícil e complexa, exigindo cálculos dos parâmetros da linha instantâneos para o projeto do controlador.

A solução para este problema é a utilização de técnicas de controle inteligente, tornando o GDC inteligente, a proposta consiste no uso de sistemas de inferência Neuro-*Fuzzy* adaptativo (ANFIS). O controlador Droop ANFIS pode ser treinado utilizando um treinamento adequado para o conjunto de dados, por isso oferece alguns benefícios tais como a independência do modelo da linha, do modelo da rede elétrica e da MG. A metodologia de controle Droop inteligente proposta também é aplicável quando se deseja um desempenho robusto frente às mudanças operacionais de funcionamento.

O cenário de testes implementado para o ajuste do GDC inteligente consiste em: inicialmente testar o GDC em uma MG simples, com os dados de entrada e saída do GDC sendo salvos em condições operacionais normais, novamente os dados de entrada e saída são salvos, mas agora com uma sobrecarga de 10% sobre o valor nominal de carga anterior (incremento de carga). Em seguida, os dados salvos são usados para treinar a estrutura ANFIS e projetar o GDC inteligente. Para demonstrar a eficácia da estrutura de controle proposta, o GDC baseado em ANFIS é testado em sistemas de distribuição com cinco barras, onze barras e quatorze barras com inserção da DG em diferentes barras. Os desvios de tensão e frequência são estudados sob diversos cenários de carga (chaveamento violento) em barras diferentes.

Este Capítulo está organizado da seguinte forma: na Seção 3.2.1, é feita uma reflexão da estrutura de controle Droop convencional para MG resistivas e indutivas. Em seguida, é apresentada a estrutura do controlador Droop Generalizado projetado para acomodar a regulação de tensão e frequência simultaneamente, sendo testada uma MG simples com diferentes valores de parâmetros de linha. Na Seção 3.2.2, O desempenho e a aplicabilidade da estratégia de controle proposta é aperfeiçoada,

substituindo o GDC Generalizado, pela estrutura de controle inteligente baseado em ANFIS (GDC Inteligente). Na Seção 3.2.3, o desempenho de controle Droop baseado em ANFIS é avaliado em quatro sistemas de MG's teste (MG de três barras, MG de cinco barras, MG de 11 barras e MG de 14 barras), finalmente, na Seção 3.2.4 são apresentadas as conclusões parciais do Capítulo.

3.2 CONTROLADOR DROOP GENERALIZADO

3.2.1 CONTROLE DROOP CONVENCIONAL

Considere uma MG simples ilustrada na Figura 3.1. O microgerador é conectado a carga L , por meio da impedância de linha, Z . No ponto S ilustrado na Figura 3.1, as potências ativa e reativa podem ser expressas como se segue (BRABANDERE, *et al*, 2007):

$$P = \frac{V_s^2}{Z} \cos \theta - \frac{V_s V_L}{Z} \cos(\theta - \delta) \quad (3.1)$$

$$Q = \frac{V_s^2}{Z} \sin \theta - \frac{V_s V_L}{Z} \sin(\theta - \delta) \quad (3.2)$$

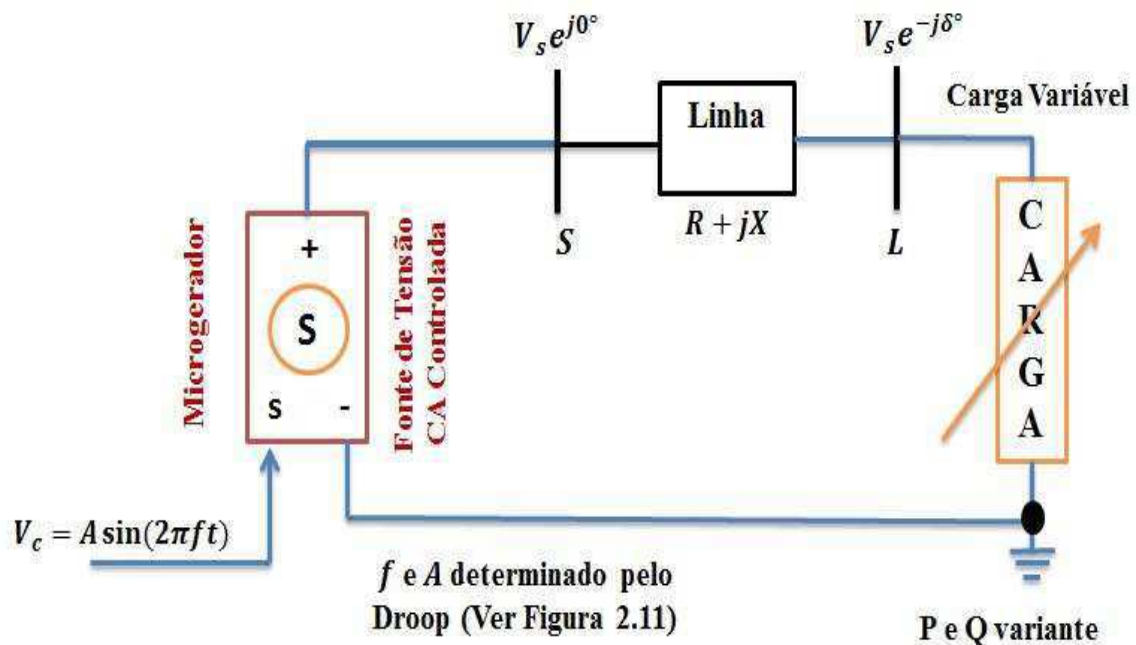


Figura 3.1. MG simples conectado a uma carga variável.

Onde, θ é o ângulo da impedância de linha, Z . Considerando $Z = \|Z\|e^{j\theta} = R + jX$, as equações (3.1) e (3.2) podem ser rescritas como,

$$P = \frac{V_s}{R^2 + X^2} [R(V_s - V_L \cos \delta) + XV_L \sin \delta] \quad (3.3)$$

$$Q = \frac{V_s}{R^2 + X^2} [-RV_L \sin \delta + X(V_s - V_L \cos \delta)] \quad (3.4)$$

As equações (3.3) e (3.4) mostram a dependência da tensão e do ângulo da potência de saída do inversor com as potências ativa e reativa. Assumindo que a linha apresenta um comportamento indutivo, e o ângulo de potência seja muito pequeno, resulta em:

$$\delta = \frac{XP}{V_s V_L}; V_s - V_L = \frac{XQ}{V_s} \quad (3.5)$$

As equações ilustradas em (3.5) mostram que em MG's com comportamento indutivo, a potência ativa, P , deve ser controlada pela regulação do ângulo δ . Por outro lado V_s é controlado por meio da potência reativa, Q . Em outras palavras neste tipo de MG, a potência reativa de saída do inversor é controlada pela tensão de saída e a potência de ativa é controlada pela frequência de maneira independente. Essas estratégias são conhecidas na literatura como o controle Droop individual $Q - V$ e $P - f$, respectivamente.

Considerando o problema formulado nas equações anteriores, duas equações típicas podem ser definidas pela aplicação de uma aproximação linear para os controles Q/V e P/f :

$$f - f_0 = -k_p(P - P_0) \quad (3.6)$$

$$V_s - V_0 = -k_q(Q - Q_0) \quad (3.7)$$

Onde: $f_0 = 60 \text{ Hz}$ e $V_0 = 220 \text{ V}$ são os valores nominais de tensão e frequência da MG; P_0 e Q_0 são os valores nominais de potência ativa e de potência reativa do microgerador (os set-points para P e Q pode ser ajustados de zero aos valores nominais de potência ativa e reativa), respectivamente; k_p e k_q são os coeficientes do controlador Droop para potência ativa e reativa da DG. Vale ressaltar que as variáveis P , Q , f e V_s assumem valores instantâneos. De acordo com as equações (3.6) e (3.7), se uma mudança acontece na frequência ou na tensão do conversor, o impacto pode ser observado nas saídas de potências ativa e reativa do inversor. Os desvios de frequência e tensão podem ser ajustados para os valores nominais por meio do controlador Droop. Este controle primário provê uma ação de controle rápida, mantendo o equilíbrio instantâneo entre a

geração de energia e o consumo da carga (BEVRANI & HIYAMA, 2011; BEVRANI, 2009).

Apesar da presença dos desvios de tensão e frequência durante a operação da MG ilhada, a frequência e a tensão da MG são mantidas dentro da faixa de valores nominais prescrito pela legislação. No caso da MG ter um comportamento puramente resistivo ($X \ll R$), então a equação (3.5) é modificada para seguinte forma,

$$\delta = -\frac{RQ}{V_s V_L}; V_s - V_L = \frac{PR}{V_s} \quad (3.8)$$

As equações ilustradas em (3.8) mostram uma forte ligação entre a potência reativa e o ângulo de potência, bem como entre a potência ativa e a tensão. A regulação da frequência é obtida automaticamente pelo controle do ângulo de potência. Assim, nas MG's resistivas, as técnicas de controle Droop P/f e Q/V são usadas para regular a tensão e a frequência de saída do inversor, respectivamente. Estas metodologias são baseadas na independência entre a variação de tensão e o desvio de frequência. Enquanto, que estes dois fatores (tensão e frequência) são dependentes dos parâmetros da linha.

3.2.1.1. CONTROLE DROOP GENERALIZADO

Um caso geral para X e R é apresentado em (BRABANDERE, *et al*, 2007). Onde as potências ativa e reativa modificadas (P' e Q') são representadas como,

$$P' = \frac{X}{Z}P - \frac{R}{Z}Q \quad (3.9)$$

$$Q' = \frac{R}{Z}P + \frac{X}{Z}Q \quad (3.10)$$

Agora, definindo o índice K_R , como $K_R = (R/X)$, e aplicando (3.6) e (3.7) nas equações (3.9) e (3.10), resulta em,

$$P' = \frac{X}{Z} [K_f \Delta f + P_0 - K_R K_V \Delta V_s - K_R Q_0] \quad (3.11)$$

$$Q' = \frac{X}{Z} [K_R K_f \Delta f + K_R P_0 + K_V \Delta V_s + Q_0] \quad (3.12)$$

Onde, $K_f = -1/k_p$, $K_V = -1/k_q$; Δf e ΔV_s são os desvios de tensão e frequência do inversor, respectivamente. Nas equações (3.11) e (3.12), o índice K_R nos ajuda a

identificar o controle simultâneo de tensão e frequência. Depois de algumas manipulações algébricas as equações (3.12) e (3.13) resultam em:

$$\Delta f = \frac{1}{K_f} \left(\frac{Z}{X} P' - P_0 \right) + \frac{K_R K_V}{K_f} \Delta V_s + \frac{K_R}{K_f} Q_0 \quad (3.13)$$

$$\Delta V_s = \frac{1}{K_V} \left(\frac{Z}{X} Q' - Q_0 \right) - \frac{K_R K_V}{K_f} \Delta f - \frac{K_R}{K_V} P_0 \quad (3.14)$$

A partir da equação (3.13), é possível observar que o ganho K_f altera (produz efeitos) diretamente nos coeficientes de ponderação ΔV_s e Q_0 no segundo e terceiro termos, respectivamente. Assim, para evitar um efeito indesejado de K_f em ΔV_s e Q_0 no segundo e terceiro termos da equação (3.13), K_f deve ser igual a um. Da mesma forma, no segundo e terceiro termos de (3.14), K_V deve ser fixada a uma unidade. Em seguida, pode ser visto que a partir de (3.13) e (3.14) pode ser observado às relações do Controlador Droop Generalizado (GDC),

$$\Delta f = \frac{1}{K_f} \left(\frac{Z}{X} P' - P_0 \right) + K_R K_V \Delta V_s + K_R Q_0 \quad (3.15)$$

$$\Delta V_s = \frac{1}{K_V} \left(\frac{Z}{X} Q' - Q_0 \right) - K_R K_f \Delta f - K_R P_0 \quad (3.16)$$

Na Figura 3.2 é ilustrado o diagrama de blocos do controlador Droop Generalizado implementado pelas equações (3.15) e (3.16).

Vale ressaltar que na literatura não existe referências bibliográficas para sintonia dos ganhos (K_R , K_V e K_f) do controlador Droop Generalizado (GDC), sendo feitas algumas aproximações, neste documento será proposto um roteiro metodológico para sintonia de um controlador desta natureza em DG's genéricas.

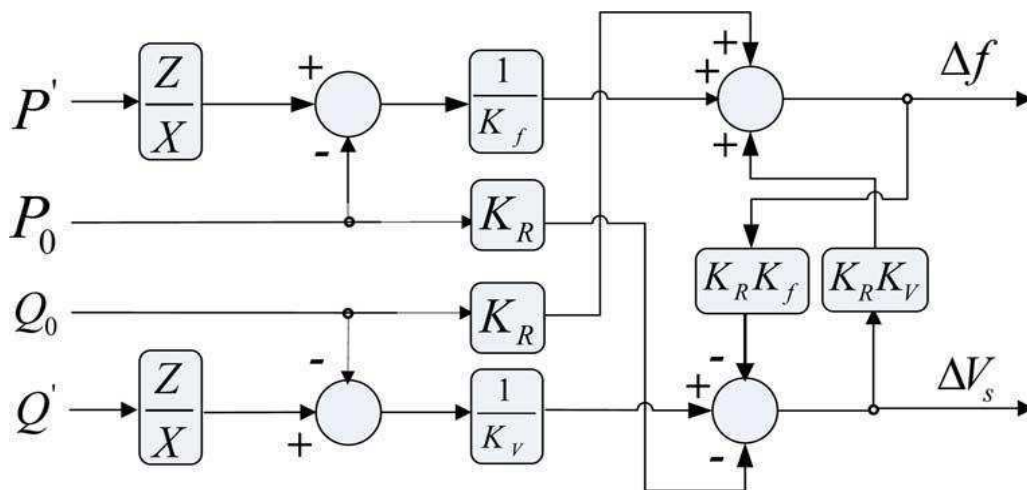


Figura 3.2. Diagrama de blocos do GDC.

3.2.1.2. GDC – BASEADO NO CONTROLE DE TENSÃO E FREQUÊNCIA

Na Figura 3.3 é ilustrado o diagrama de blocos de uma MG genérica, composta por um microgerador, a linha e a carga variável. Vale ressaltar que nas simulações foi utilizado o esquemático descrito na Figura 2.11 para emular a fonte de tensão controlada. O filtro LCL foi inserido para evitar o fenômeno de ressonância na saída da DG, amortecer a distorção da forma de onda senoidal e reduzir os harmônicos de alta frequência. Portanto, ele é usado na saída do inversor para a conservação da qualidade da corrente de saída e tensão no barramento (LISSERE, TEODOESCU & BLAABJERG, 2006). As potências ativa e reativa instantâneas passam por filtros passa-baixa, como se segue (POGAKU, PRODANOVIC & GREEN, 2007),

$$P' = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} p; \quad Q' = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} q \quad (3.17)$$

Onde: p e q são as potências ativa e reativa instantâneas respectivamente, ω_c é a frequência de corte do filtro passa-baixa, o controlador de potências, calcula as potências ativa e reativa instantâneas da rede elétrica e converte para as potências do GDC (P' e Q') para executar o controle de tensão e de frequência proporcional a estas grandezas (P' e Q').

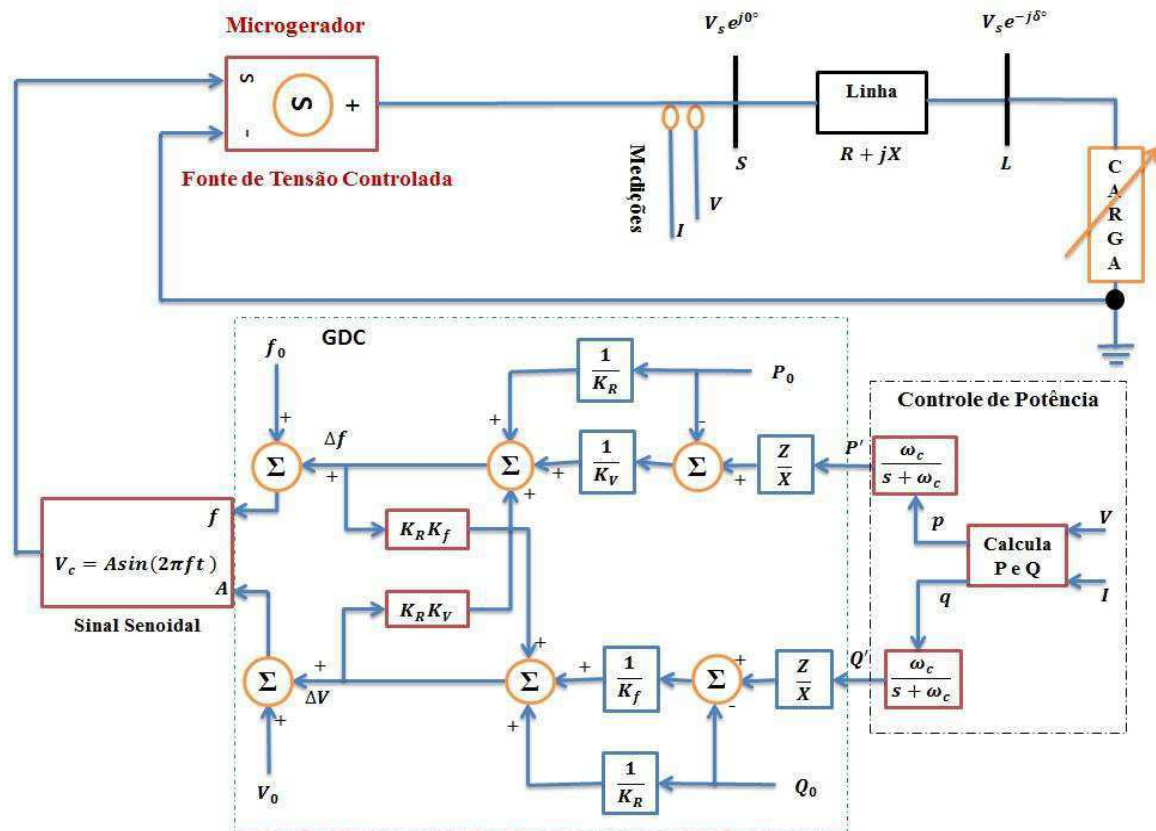


Figura 3.3. Diagrama de blocos de uma micro rede simples genérica.

Vale ressaltar que os *set-points* V_0 , f_0 , P_0 e Q_0 são ajustados pelo operador da MG, geralmente são calibrados para os valores nominais. Para ilustrar a eficácia da estratégia de controle proposta (GDC), em primeiro momento foi avaliado o cenário descrito na Figura 3.3, uma MG simples. Esta MG tem uma unidade DG para fornecer energia compatível com o padrão de consumo da carga local. A carga local é conectada à MG através de uma impedância de linha, Z .

Tabela 3.1. Parâmetros do conversor para o microgerador da Figura 3.3.

Parâmetro	Descrição	Valor	Parâmetro	Descrição	Valor
V_{L-L}	Tensão entre fases	$380 V_{rms}$	C_f	Capacitor do filtro LCL	$1.6442 \mu F$
f	Frequência fundamental	$60 Hz$	R_{Cf}	Resistência para compensação passiva no filtro	7Ω
$S_{nominal}$	Potência ativa nominal	$3.000 + j300 VA$	K_R	Ganho do controlador	10
f_s	Frequência de chaveamento do inversor	$10 kHz$	K_f	Ganho do controlador	-25.000
L_{f1}	Indutor 1 do filtro	$2,6 mH$	K_V	Ganho do controlador	-10
R_{L1}	Resistência parasita de L1	$0,0977\Omega$	T_s	Passo de cálculo	$1 \mu s$
L_{f2}	Indutor 02 do filtro	$0,30250 mH$	T_a	Taxa de amostragem	$10^5 amostras/s$
R_{L2}	Resistência parasita de L2	$0,0114\Omega$	ω_0	Frequência de Ressonância do Filtro	$4.7383 * 10^4 rad/s$

Para assegurar que a estratégia de controle Droop desenvolvida seja capaz de obter um resultado desejável, esta foi avaliada frente a diversos tipos de MG's (MG's fortemente indutiva, resistiva e capacitiva). Com intuito de avaliar o desempenho do controlador simulações em ambiente MatLab – *Simulink Dynamics Systems*, Versão 14 (MATLAB R2014a), com tempo de duração de 2 segundos, passo de cálculo de T_s (tempo de amostragem) de 1 microsegundos, usando o método de solução numérica ODE3 (*Bokacki - Shampine*) e com passo de cálculo fixo. As simulações foram feitas considerando uma linha puramente indutiva (Linha indutiva: $X = 10R$; $\|Z\| =$

$R\sqrt{101} e^{\frac{Z}{X} = \frac{\sqrt{101}}{10}}$); uma linha com comportamento indutivo-resistivo ($R = X$; $\|Z\| = R\sqrt{2} e^{\frac{Z}{X} = \sqrt{2}}$) e depois uma linha puramente resistiva (Linha Resistiva: $R = 10X$; $\|Z\| = \frac{R}{10}\sqrt{101} e^{\frac{Z}{X} = \sqrt{101}}$). A tensão e a potência aparente nominal da MG considerado são 220 V, 60 Hz e 3,015 kVA ($S = P + jQ = 8e3 + j2e3 = 8.24e3 e^{j14.04} VA$), respectivamente. Os parâmetros do sistema como um todo são ilustrados na Tabela 3.1.

Na Figura 3.4 é ilustrado o perfil de carga dinâmico, (flutuações de carga intensa), a linha inicia com uma carga simples conectada, depois dos 0,2 primeiros segundos é iniciado o chaveamento do banco de cargas, a carga principal é puramente ativa e é fixada em 0,2 p.u. Após 0,2 s para os próximos três passos, ou seja, 0,6 s, 0,8 s e 1 s, a carga ativa é aumentada com degraus de 0.2 pu de potência ativa. Então, em outras três etapas em 1.0 s, 1.2 s, 1,4 s e 1,6 s, a carga ativa é decrementada aos degraus de 0.2 pu até a condição original. Já a carga reativa inicia com 0.4 pu, decresce para 0.0 pu entre os instantes de tempo de 0.2 a 0.4 segundos, sendo em seguida incrementada a cada 0.2 segundos o valor 0.2 pu de carga reativa, entre os instantes de 1s e 1,6s as operações anteriores são desfeitas e retorna a configuração inicial. Desta forma é possível representar a demanda energética de uma unidade consumidora (residencial, comercial ou industrial).

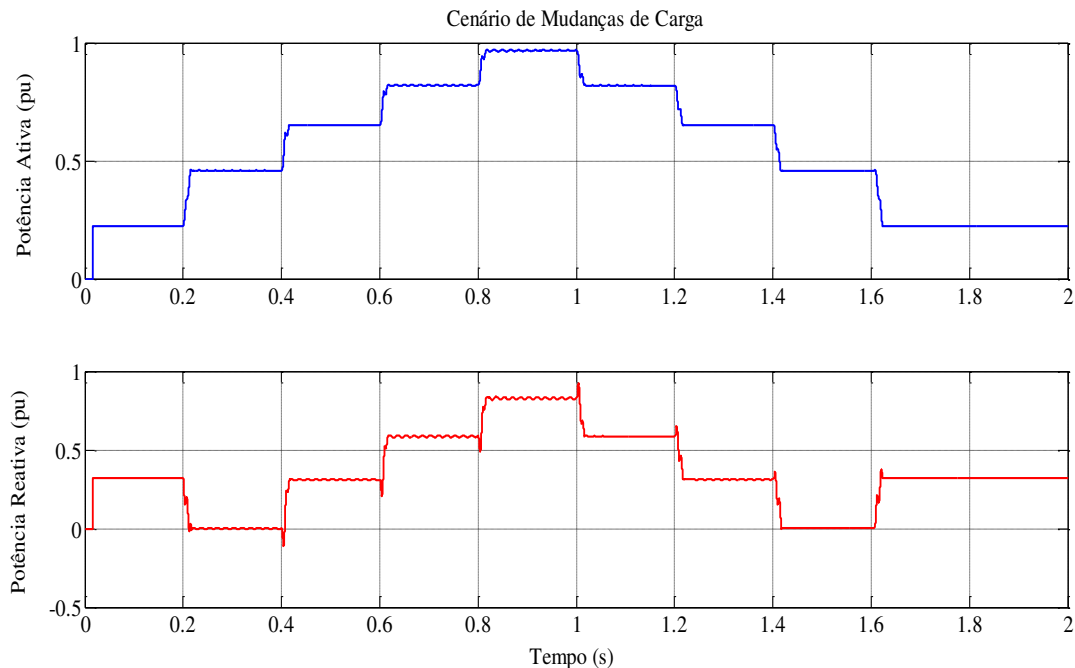


Figura 3.4. Cenário de variação de cargas.

Fonte: Autor (2016).

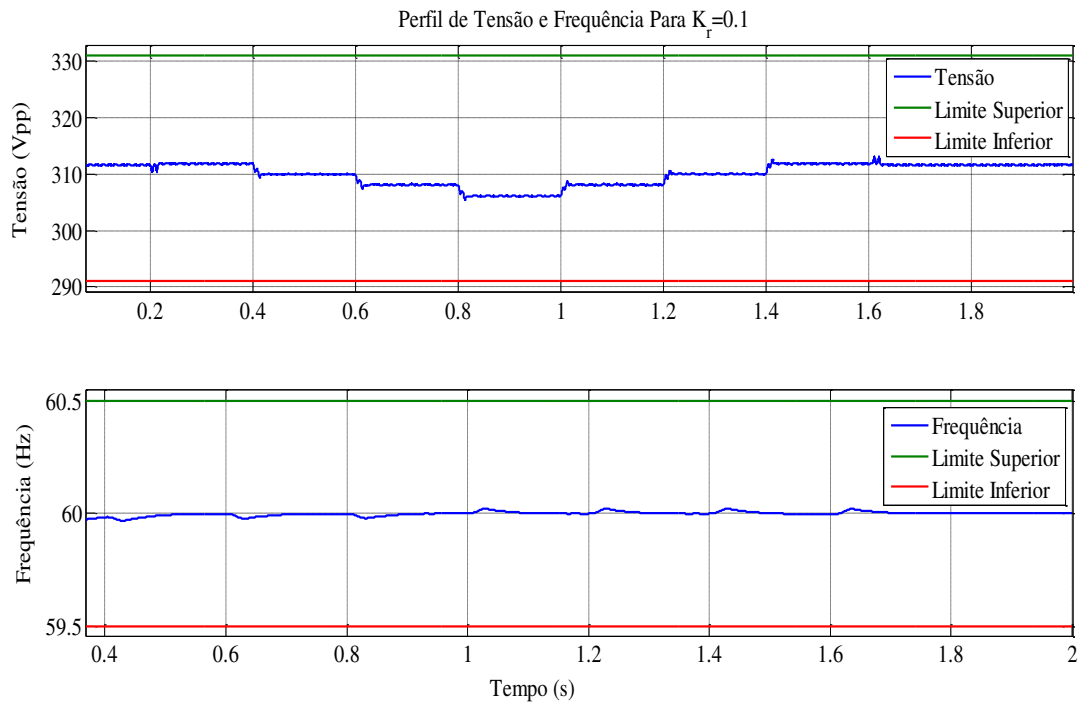


Figura 3.5 (a). Perfis de tensão e frequência para $K_R = 0.1, X = 10R$.

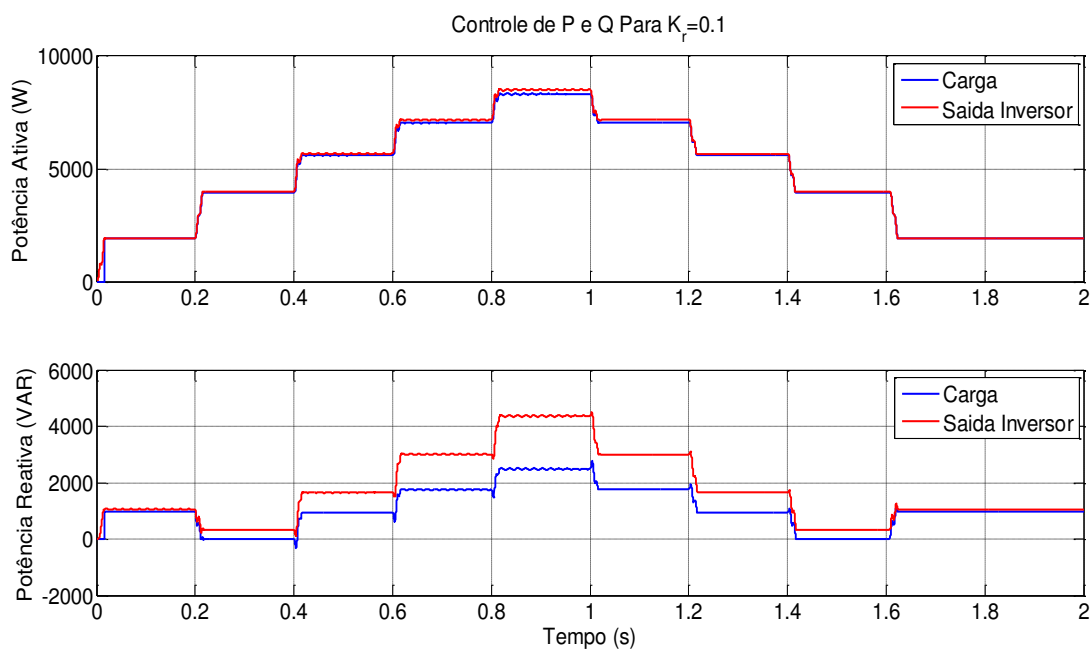


Figura 3.6 (a). Controle de P e Q para $K_R = 0.1; X = 10R$.

Finalmente, para um melhor reconhecimento do desempenho GDC, nas últimas quatro etapas, ambas as cargas ativas e reativas são alteradas simultaneamente. Os resultados das simulações para diferentes valores de Z ($K_R = 0.1, X = 10R$; $K_R = 1, X = R$ e $K_R = 10, R = 10X$) são ilustrados na Figura 3.5. Observando a Figura 3.5 é notável que o GDC consegue estabilizar a tensão e a frequência da MG, atendendo o

perfil de consumo da unidade consumidora. Mesmo diante de um cenário dinâmico de mudanças operacionais severas o GDC consegue manter dentro das prescrições legais os valores de tensão e frequência da MG (ABNT NBR 5410 - $f_{m\acute{a}x} = 61 \text{ Hz}$ e $f_{m\acute{i}n} = 59 \text{ Hz}$; $V_{s\acute{m}a} = 341 \text{ V}$ e $V_{s\acute{m}i} = 281 \text{ V}$), garantindo a operação e o controle do fluxo de potência estável e eficiente.

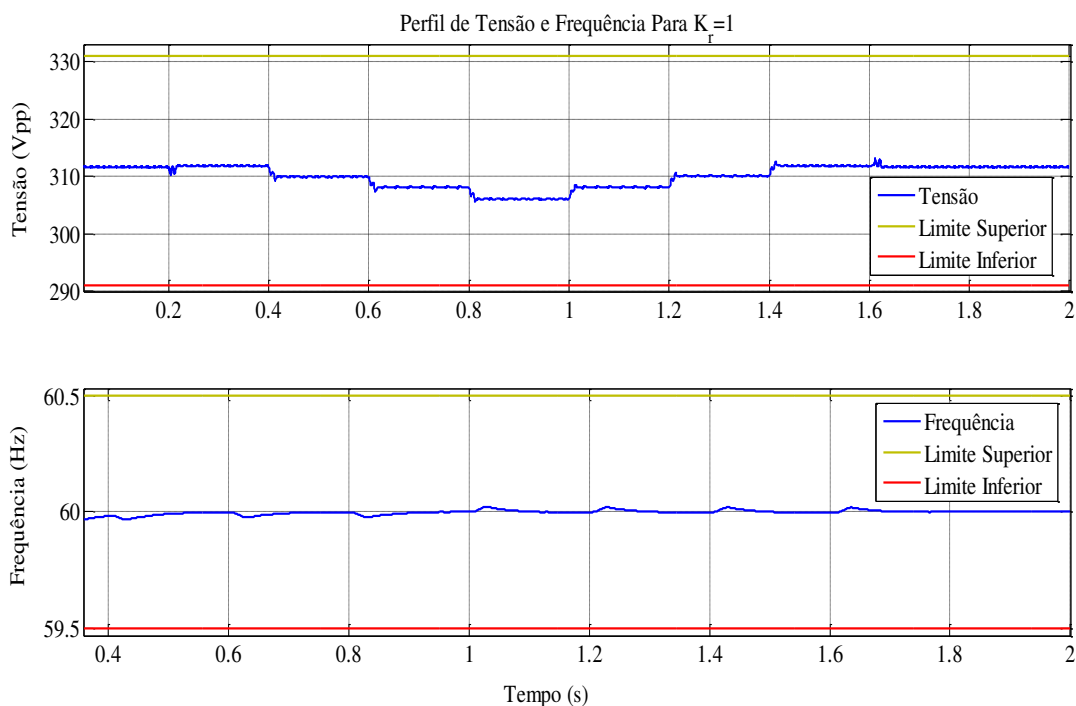


Figura 3.5 (b). Perfis de tensão e frequência para $K_R = 1$; $X = R$.

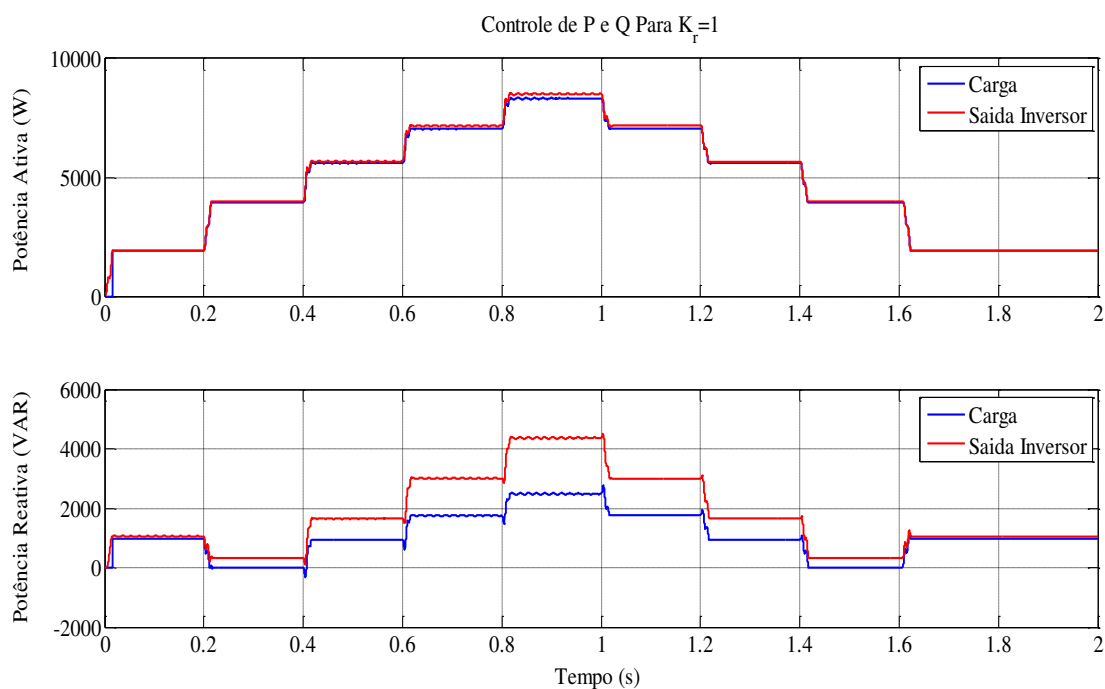


Figura 3.6 (b). Controle de P e Q para $K_R = 1$; $X = R$.

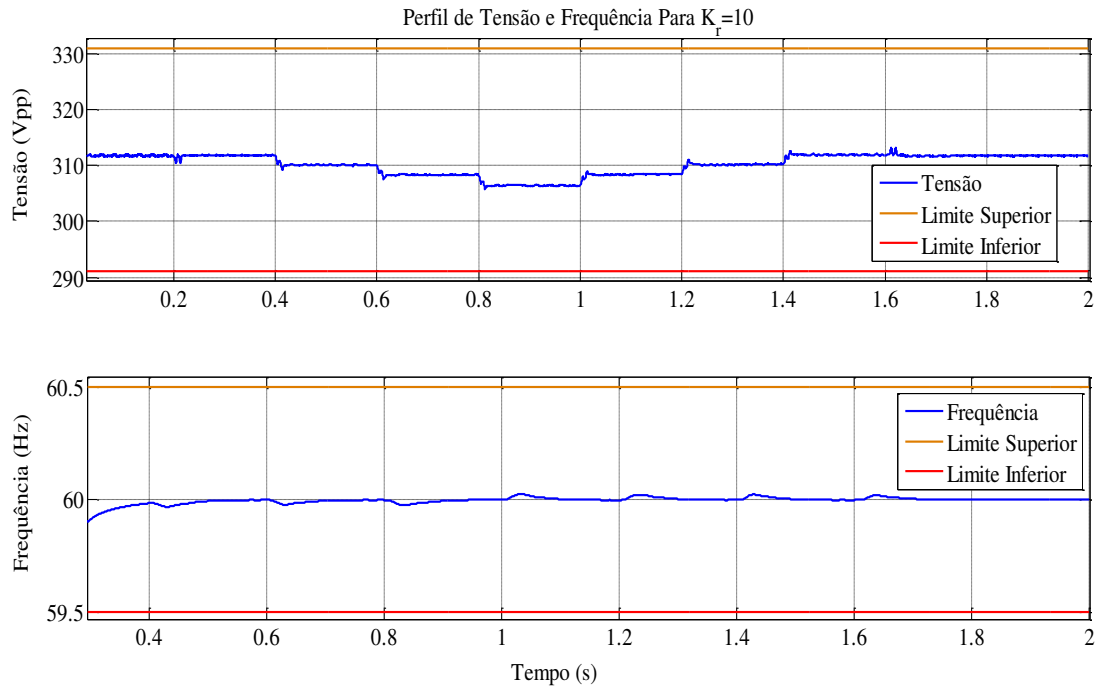


Figura 3.5 (c). Perfis de tensão e frequência para $K_R = 10$; $X = 0.1R$.

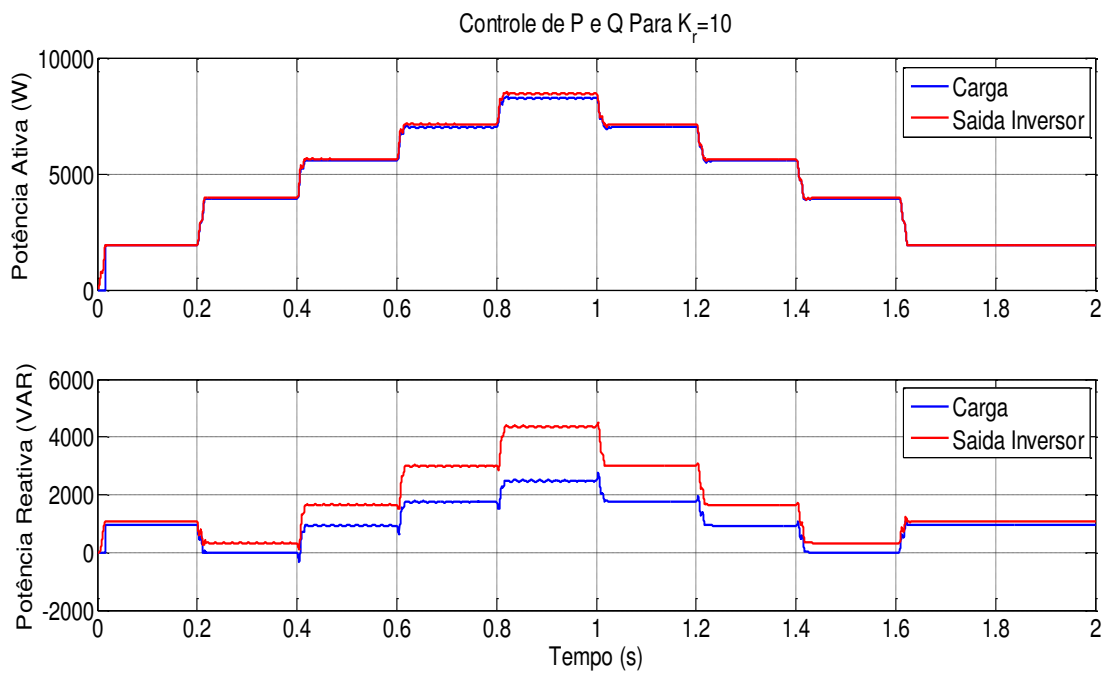


Figura 3.6 (c). Controle de P e Q para $K_R = 10$; $X = 0.1R$.

Na Figura 3.6 é ilustrado o comportamento da potência ativa e reativa entregue pela geração distribuída para a carga, diante do cenário de mudanças operacionais (emulação do perfil diário do consumidor) para os diferentes valores de parâmetros de linha (R e X). Percebe-se que quando o valor da reatância (parte imaginária da impedância de linha) fica muito superior ao valor de resistência (parte real da

impedância de linha) as flutuações de tensão e frequência são mais intensas (Ver Figura 3.5, quando $K_R = 10$), afirmando a influência do comportamento reativo indutivo ou capacitivo da carga sobre o fluxo de potência trafegado da fonte para a carga. É notável que para diferentes valores de impedância de linha o GDC convencional consegue atender as especificações de projeto, atender com fidelidade a demanda de potência ativa e reativa do consumidor, de maneira estável, econômica e eficiente, conforme pode ser observado na Figura 3.6.

3.2.2 CONTROLE DROOP GENERALIZADO INTELIGENTE - ANFIS

O principal ponto fraco do GDC proposto na Seção anterior é a forte dependência com os parâmetros de linha (R e X). Considerando uma MG mais complexa, conforme ilustrado na Figura 3.7 (POGAKU, PRODANOVIC & GREEN, 2007). A técnica proposta está atrelada aos parâmetros da linha, tornando mais complexo e mais difícil o ajuste dos ganhos do controlador GDC. As DG's (220 V, 60 Hz) são conectadas a dois bancos de carga locais, pela barra 01 e pela barra 03 (POGAKU, PRODANOVIC & GREEN, 2007). Os parâmetros do sistema estão dispostos na Tabela 3.1.

É óbvio que nesta MG, a relação entre a geração de energia e o consumo não é ajustado considerando apenas uma linha, como foi feito na MG da Figura 3.3. Por exemplo, a DG 02 fornece energia ao barramento localizado entre a carga 1 e a carga 2. Assim, a relação entre a geração e o consumo não pode ser especificado para um valor especial de resistência, R e indutância, X . Em tais casos, para atingir a resposta desejável, um valor de R e X virtual deve ser considerado na estrutura de controle da DG. De acordo com a estrutura de controle proposta na Seção anterior, onde existe apenas uma fonte e uma carga, conectados por uma impedância de linha há apenas dois parâmetros de linha que são considerados na estratégia de Controle Droop Convencional (R e X). Já no cenário descrito na Figura 3.7, existem quatro parâmetros de linha que devem ser determinados (R_1, X_1, R_2 e X_2). Assim, em MG's com várias unidades de DG's e cargas, conseqüentemente à existência de várias linhas no sistema, devem ser utilizados os parâmetros virtuais de linha. Mas se a DG é dimensionada para ser adequadamente grande, o número de parâmetros, o tempo de cálculo e a possibilidade do algoritmo evolutivo falhar torna-se considerável. Logo para resolver tal problema e acomodar a dependência dos parâmetros das linhas, deve ser projetada uma estrutura GDC inteligente, baseada em ANFIS, robusta e sem dependência com rede elétrica ou com a DG.

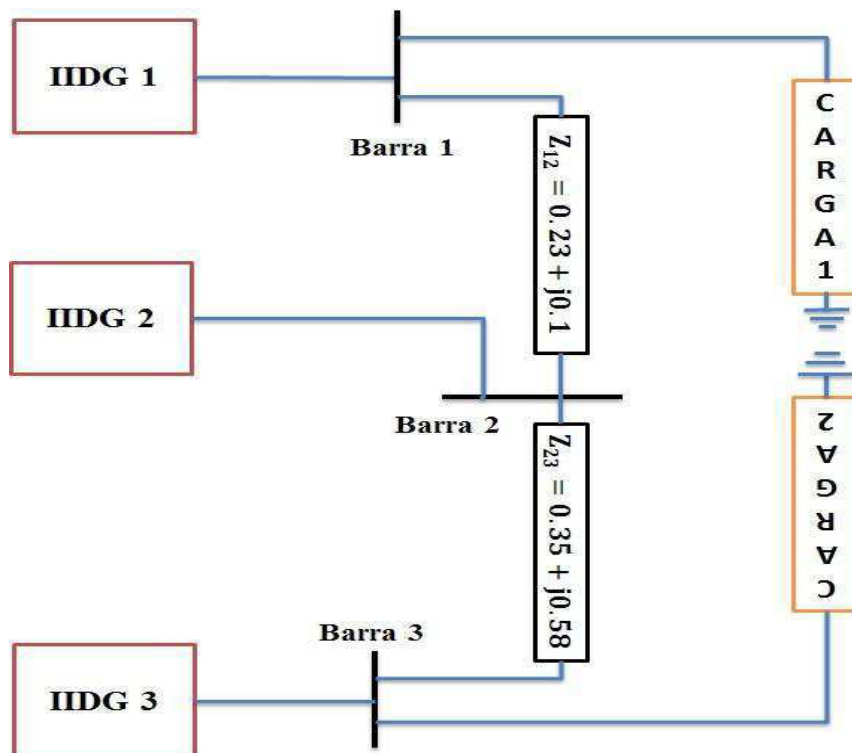


Figura 3.7. DG com três MG e dois bancos de cargas.

3.2.2.1. PROJETO DO CONTROLADOR ANFIS

Adicionando a capacidade de treinamento de uma rede neural artificial (do inglês, *ANN – Artificial Neural Networks*) a lógica de inferência *Fuzzy* (do inglês, *FL – Fuzzy Logic*) cria-se uma nova técnica híbrida, conhecida como ANFIS (JANG, 1993). O ANFIS fornece um procedimento de modelagem adaptativo para aprendizagem de informação de um conjunto de dados. Mapeando o conjunto de dados de entrada/saída (I / O) medidos em funções de pertinência (*MF's – Membership Functions*), etapa de Fuzzyficação, seguindo a base de regras da estrutura SE-ENTÃO (*If-Then*) para gerar os pares de entrada e saída (*I/O – Inputs/outputs*) estimados pela estratégia ANFIS (Etapa de Defuzzyficação). Os parâmetros das funções de pertinências podem ser alterados através do processo de aprendizagem fornecido pela rede neural.

Logo, para determinar os parâmetros, um algoritmo de aprendizagem híbrido é usado. Nesta técnica, as regras de atualização difusa são possíveis quando o sistema está sendo treinado, e por uma sintonia adequada da rede neural, não sendo necessário um conhecimento prévio sobre as funções de pertinência ou sobre a base de regras. A configuração das funções de pertinências depende dos parâmetros, e o ANFIS seleciona estes parâmetros automaticamente. O sistema de inferência *Fuzzy* (*FIS – Fuzzy*

Inference System) é construído usando os dados apropriados de entrada/saída, onde os parâmetros são ajustados por meio do algoritmo BP (algoritmo de retropropagação - *Blackpropagation*) e o método dos mínimos quadrados recursivo (*LSE – Least Square Error*).

No caso em estudo, a estrutura FIS possui duas entradas, a potência ativa (P) e a potência reativa (Q) e uma saída, a frequência (f) ou a tensão (V). Logo a base de regras contém duas regras *Fuzzy* para o tipo Takagi-Sugeno, como segue:

- I. SE P é A_1 E Q é B_1 , ENTÃO $f_1 = p_1P + q_1Q + r_1$,
- II. SE P é A_2 E Q é B_2 , ENTÃO $f_2 = p_2P + q_2Q + r_2$,

Onde, a estrutura ANFIS correspondente possui cinco camadas construídas conforme visualizada na Figura 3.8, detalhadas como segue.

Camada 01: Na primeira camada, as variáveis de entrada são usadas para se obter o conjunto *Fuzzy* proporcional às variáveis de entrada. Cada nó desta camada tem uma função que mostra o valor das funções de pertinências para cada entrada, de modo que as saídas dos nós podem ser descritas como,

$$O_{1,i} = \mu_{A_i}(P); i = 1,2; O_{1,i} = \mu_{B_{i-2}}(Q); i = 3,4 \quad (3.18)$$

Onde, P e Q são as entradas do nó i , A_i (ou B_i) são os pesos da linguística (Classificação das funções de pertinência conforme o grau das variáveis de entrada, por exemplo, pequeno, grande, médio, entre outros). Em outras palavras, $O_{1,i}$ é a função de pertinência de A_i . Usualmente μ_{A_i} é escolhido como uma função gaussiana (Pode ser uma função triangular, trapezoidal ou combinação destas funções), com máximo em um e mínimo em zero, respetivamente. Por exemplo, μ_{A_i} pode ser escolhido com descrito pela equação (3.19),

$$\mu_{A_i}(P) = \frac{1}{1 + \left(\frac{P - c_i}{\alpha_i}\right)} \quad (3.19)$$

Onde, $\{\alpha_i, \beta_i \text{ e } c_i\}$ é o conjunto de parâmetros conhecidos, ou seja, os parâmetros das premissas. O efeito de alterar esses parâmetros nas funções de pertinências é ilustrado na Figura 3.9.

Camada 02: A saída da segunda camada é o resultado da multiplicação do peso da camada 02 pela saída da camada 01, por exemplo,

$$O_{2,i} = W_i = \mu_{A_i}(P) * \mu_{B_i}(Q); i = 1,2 \quad (3.20)$$

Onde, W_i é o peso da regra. Os sinais de entrada são equivalentes aos antecedentes (*IF-ELSE*) da regra anterior.

Camada 03: Nesta camada, é calculado o nível de atividade de cada regra. O número de camadas é igual ao número de regras *Fuzzy*. A saída da camada é normalizada com a camada anterior. No i -ésimo nó é calculado o peso da i -ésima regra versus o peso de todas as regras da estrutura FIS, calculada conforme equação (3.21),

$$O_{3,i} = \bar{w}_i = \frac{w_i}{\sum_j w_j} \quad (3.21)$$

Camada 04: Esta camada produz os valores parciais da saída da estrutura ANFIS. A saída do i -ésimo nó da camada é dada pelo método Takagi-Sugeno como,

$$O_{4,i} = \bar{w}_i f_i = \bar{w}_i (p_i P + q_i Q + r_i) \quad (3.22)$$

Onde, \bar{w}_i é a saída da camada; $\{p_i, q_i e r_i\}$ são parâmetros configuráveis, consequentemente parâmetros conhecidos.

Camada 05: Finalmente, a saída da estrutura ANFIS é obtida na quinta camada. A saída do nó é obtida como a soma de todos os sinais recebidos,

$$O_5 = \sum_i \bar{w}_i f_i \quad (3.23)$$

O *software* MATLAB, MathWorks, disponibiliza um aplicativo chamado ANFIS do *Toolbox Logic Fuzzy*, que permite implementar todas as etapas do sistema Neuro-Fuzzy, podendo ser acessado via linha de comando (digitar ANFISEDIT) ou pelo *Toolbox*, este aplicativo usa de dois métodos para realizar o processo de inferência, o método Mamdani e o Sugeno. No aplicativo (*interface* com o usuário), é disponibilizado cinco janelas de *interface* para construção, edição e visualização do sistema de inferência Neuro-Fuzzy: o Editor do sistema de inferência ANFIS (ANFIS Editor) – Treinamento da rede neural e validação do modelo predito (treinado), o editor das funções de pertinência, o editor de regras, o visualizador de regras e o visualizador de superfícies. Todas estas janelas de *interface* interagem harmoniosamente para a geração do sistema Neuro-Fuzzy, resultando na janela de visualização do modelo ANFIS construído para a devida aplicação, análogo ao ilustrado na Figura 3.8.

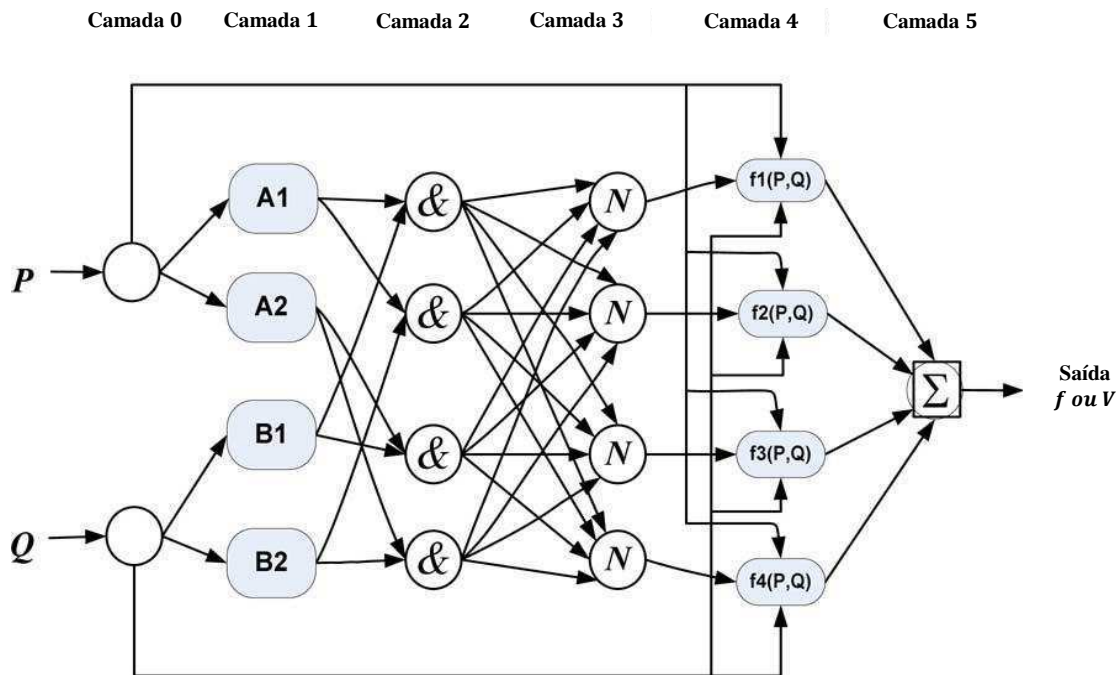


Figura 3.8. Estrutura típica de um ANFIS.

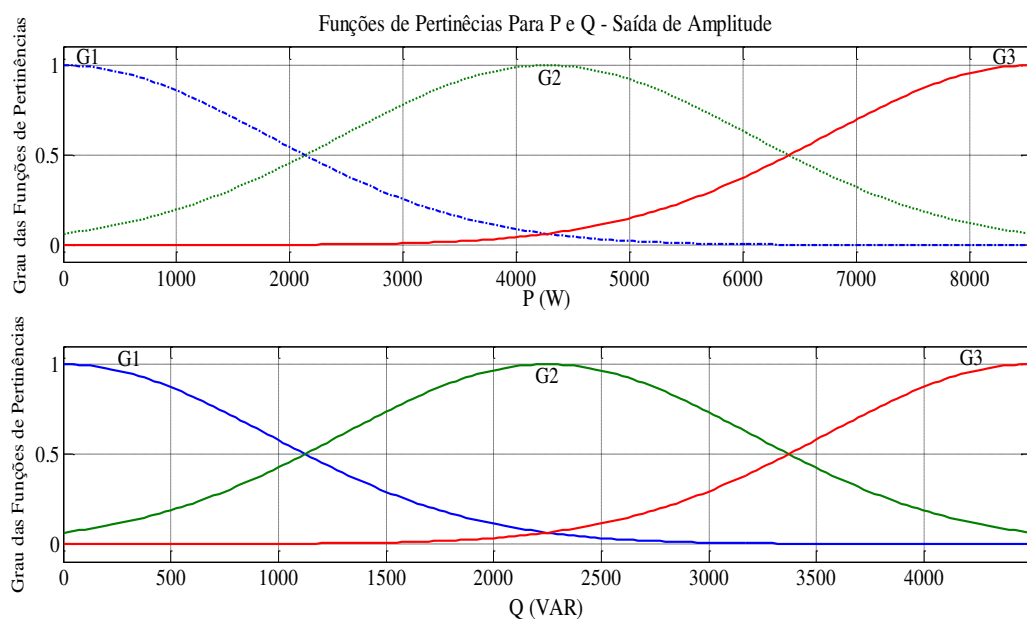


Figura 3.9. Efeitos da alteração dos parâmetros $\{\alpha_i, \beta_i \text{ e } c_i\}$ nas funções de pertinências.

A estrutura ANFIS usa dois conjuntos de parâmetros: os parâmetros estabelecidos pelas premissas $\{\alpha_i, \beta_i \text{ e } c_i\}$, e os parâmetros definidos como consequentes $\{p_i, q_i \text{ e } r_i\}$. O ajuste destes dois conjuntos de parâmetros é realizado em duas etapas: passo para frente (*forward pass*) e passo para trás (*backward pass*). Na etapa inicial, o *forward pass*, os parâmetros das premissas são fixados e os parâmetros consequentes são calculados usando o algoritmo LSE (aprendizagem *off-line*). Em seguida é executado o

passo para trás (*backward pass*), onde os parâmetros consequentes são fixados e os parâmetros das premissas são calculados utilizando o algoritmo gradiente decente *Backpropagation* (BP).

Para projetar o controlador GDC baseado em ANFIS, em primeiro lugar deve-se montar a estrutura GDC, em seguida o projeto da estrutura ANFIS para as diversas DG's. A próxima etapa é a validação do modelo ANFIS, por fim o controlador GDC baseado em ANFIS proposto é utilizado no lugar do GDC convencional do diagrama de blocos da Figura 3.2 para cada DG. As etapas do projeto do controlador GDC baseado em ANFIS podem ser resumidas do seguinte modo:

- i. Aplicar e testar o GDC convencional no sistema ilustrado na Figura 2.3, depois salvar as entradas e saídas do controlador; em seguida é realizado o treinamento dos dados coletados (salvos) na síntese do controlador ANFIS. Para se obter um modelo preciso, usar para o treinamento da rede neural os dados de entrada e saída do controlador quando presente o cenário de mudanças violentas de cargas ativa e reativa (chaveamento do banco de carga – Emulando o perfil do consumidor diário).
- ii. Após o treinamento do conjunto de dados entrada / saída, a estrutura ANFIS pode ser concluída. As funções de pertinências de entrada e saída são modeladas como sendo funções gaussianas lineares.
- iii. Finalmente a estrutura do controlador ANFIS é criada, usando o método híbrido de otimização (combinação do LSE como o BP), a estrutura ANFIS foi treinada com cinco interações e com um erro de tolerância pequeno (isto é, 10 μ s).

3.2.2.2. VALIDAÇÃO DO CONTROLADOR ANFIS

Após o projeto do GDC baseado em ANFIS, o passo seguinte é a validação da estratégia de controle, tendo em vista a dinâmica da MG com a inserção do controlador GDC inteligente. Com esta finalidade, dados de entrada / saída foram coletados, para cenário de carga descrito quando $K_r = 1$; $X = R$, dados estes que foram usados no treinamento da rede neural. Conforme ilustrado na Figura 3.2, o GDC possui duas entradas e duas saídas, potência ativa / reativa e a amplitude de frequência / tensão, respectivamente.

O GDC baseado em ANFIS pode ser considerado como um sistema com múltiplas entradas e uma saída (*MISO – Multiple Input Single Output*), sendo necessária a

utilização de duas estruturas ANFIS separadamente para as saídas de frequência e tensão respectivamente. Estes controladores recebem duas entradas e produz uma saída. Logo o controlador GDC baseado em ANFIS, deve apresentar comportamento dinâmico superior ao GDC convencional, acomodando o cenário de mudanças de carga (os dados de entrada, P e Q , devem atender com fidelidade ao perfil da carga). Depois de coletado o conjunto de dados de entrada / saída dos controladores (P e Q / f ; P e Q / A), os modelos ANFIS são treinados (treinamento da rede neural – aprendizagem *on-line*). Como a frequência de chaveamento do inversor é alta ($f_s = 10 \text{ kHz}$), o tempo de amostragem considerado é de 1.0 milhão de amostras por segundos (ou seja, 1,5 milhões de amostras durante 1,5 segundos de simulação), até que o controlador GDC baseado em ANFIS seja capaz de simular o comportamento do sistema com precisão.

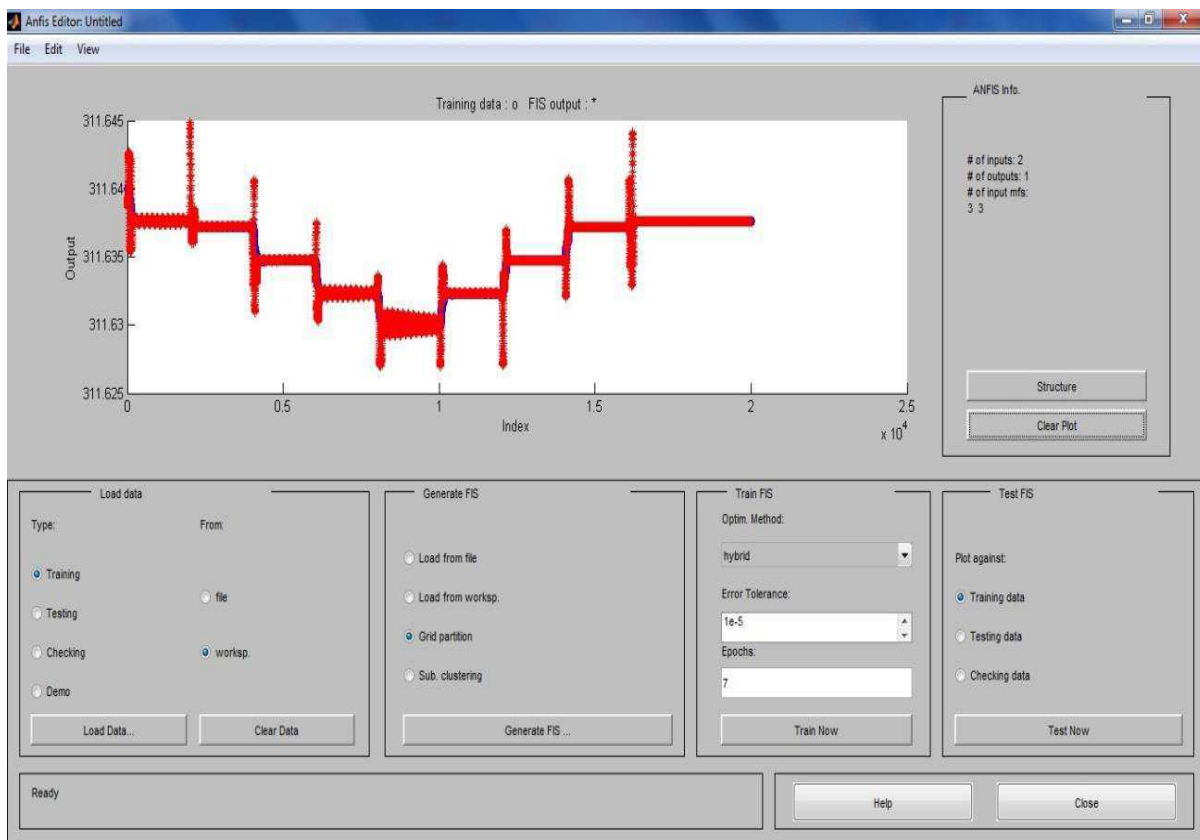


Figura 3.10 (a). Tensão medida e Tensão estimada pela estrutura ANFIS.

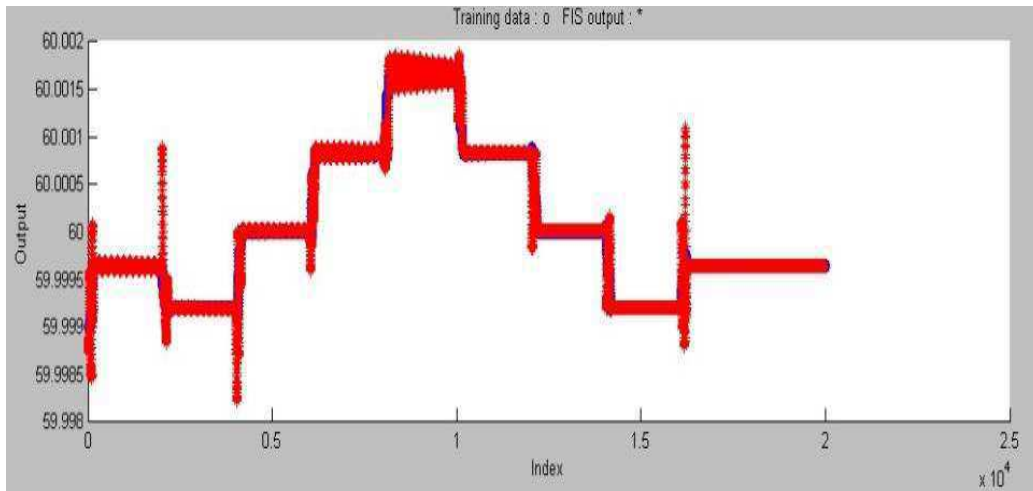


Figura 3.10 (b). Frequência medida e frequência estimada pela estrutura ANFIS.

Para avaliar o desempenho do controlador GDC - ANFIS, os dados medidos (reais) foram usados na estrutura de treinamento da rede neural. A Figura 3.10 ilustra a saída real medida e a saída estimada pela rede neural. Observando a Figura 3.10 percebe-se que o treinamento da rede foi feito com precisão e que o GDC - ANFIS conseguiu simular o comportamento do sistema.

As Figuras 3.9 e 3.11 ilustram as funções de pertinências relativas aos dados de entrada do controlador (P e Q) e a geração da saída (f ou V , daí o uso de duas estruturas ANFIS no controlador). Para mapear a operação da MG em níveis de potência foram usadas três funções de pertinências do tipo gaussianas que cobrem os níveis de potências trafegados pela rede elétrica durante a simulação do perfil dinâmico de carga de uma unidade consumidora ($0,0 \leq P \leq P_{nom} = 8,0 \text{ kW}$ e $0,0 \leq Q \leq Q_{nom} = 4,0 \text{ kVAR}$).

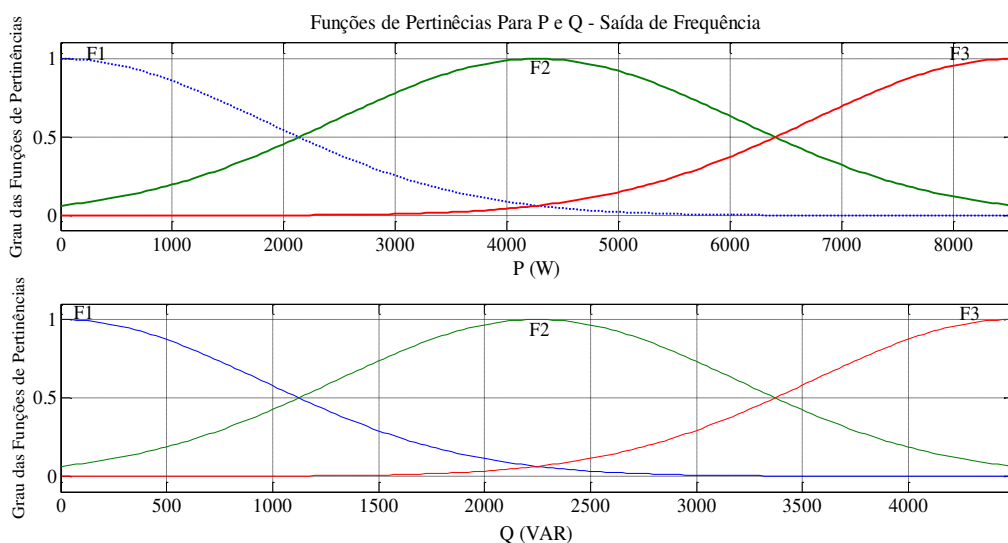


Figura 3.11. Funções de Pertinência para Saída de Frequência.

Os modelos FIS implementados no ambiente de MatLab - MathWorks® para a projeção da amplitude e da frequência (saída da estrutura FIS) do sinal senoidal que entra na estratégia PWM descrita na Figura 3.3 podem ser visualizados na Figura 3.12. Vale ressaltar que se utilizou o método Sugeno (Este método não é necessário definir as funções de pertinências de saída é calculado automaticamente pela rede neural), percebe-se da Figura 3.12 que foram utilizadas três funções gaussianas nas duas entradas respectivamente e o método gerou automaticamente nove (3×3) funções de pertinências para a saída (f ou V) ($OUTF_i, i = 1, 2, 3 \dots 9$), vale salientar que todas estas foram consideradas lineares para fins de projeto. Para os cálculos da heurística foram geradas nove regras pela estrutura ANFIS.

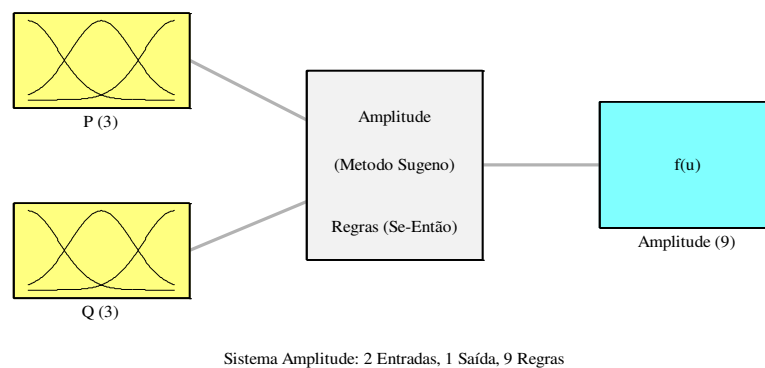


Figura 3.12 (a). Sistema ANFIS implementado para a Saída de Amplitude de Tensão.

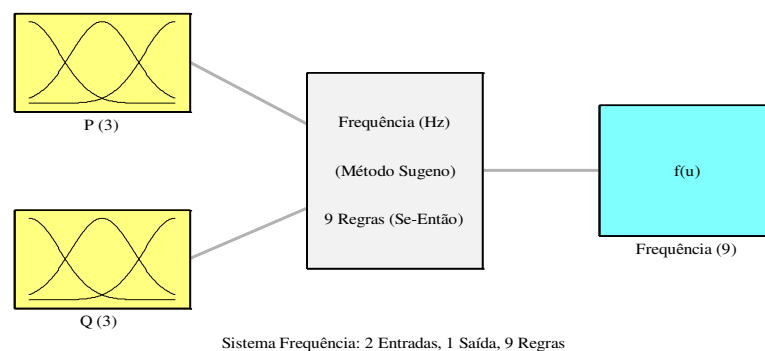


Figura 3.12 (b). Sistema ANFIS implementado para a Saída de Frequência Elétrica.

A base de regras construída para o controlador ANFIS aplicado a MG ilustrada na Figura 3.3, a partir dos dados coletados de entrada e saída é composta por nove (9) regras que associam a lógica AND aos antecedentes e consequentes (não foi utilizado os operadores lógicos OR e NOT), sendo elas:

R1: **SE** P é F1 **E** Q é F1 **ENTÃO** f é OUTF1

R2: **SE** P é F1 **E** Q é F2 **ENTÃO** f é OUTF2

R3: **SE** P é F1 **E** Q é F3 **ENTÃO** f é OUTF3

R4: **SE** P é F2 **E** Q é F1 **ENTÃO** f é OUTF4

R5: **SE** P é F2 **E** Q é F2 **ENTÃO** f é OUTF5

R6: **SE** P é F2 **E** Q é F3 **ENTÃO** f é OUTF6

R7: **SE** P é F3 **E** Q é F1 **ENTÃO** f é OUTF7

R8: **SE** P é F3 **E** Q é F2 **ENTÃO** f é OUTF8

R9: **SE** P é F3 **E** Q é F3 **ENTÃO** f é OUTF9

O banco de regras, visualizado pelo visualizador de regras (*Rule View*) e a superfície 3D gerada na relação entrada-saída para $f(Hz) = f(P; Q)$ e $A = f(P; Q)$, podem ser visualizados nas Figuras 3.13 e 3.14.

Observando a Figura 3.13 (Etapa de Defuzzyficação usando o método de Centro-do-Máximo, baseia-se na conversão da variável linguística em um valor decimal, ou seja, é uma fotografia das variáveis de decisão em determinado instante de tempo, é uma foto dinâmica ou janelada) percebe-se que quando a potência ativa e a potência reativa nos terminais do microgerador valem 4,67 kW e 1,79 kVAR respectivamente, a tensão da barra vale 312 Volts. Já quando a potência ativa e a potência reativa nos terminais do microgerador valem 4,27 kW e 2,25 kVAR respectivamente, a frequência elétrica ao longo da rede elétrica (MG) vale 60,1 Hz. O que mostra que o controlador está operando de maneira estável e obedecendo as prescrições legais impostas para os limites de tensão e frequência da MG.

Uma pergunta que surge é qual o número de regras ótimo para representar o ciclo de operação do DG ou da MG? Respondendo a esta pergunta, optou-se por usar nove regras e conseqüentemente nove pontos de operação de potência para o microgerador (ou MG) para ser o número ótimo de regras *Fuzzy*. Vale ressaltar que o número de regras é uma escolha do projetista, respeitando a dinâmica da MG. Uma possível solução para melhorar a qualidade do projeto do GDC ANFIS é usar funções de pertinência mistas (a exemplo, triangular, trapezoidal e gaussiana) para representar a operação da MG ou aumentar o número de pontos que o treinamento usa para estimar os dados novos, mas irá chegar ao estágio que o aumento do número de pontos não irá

influenciar no erro entre o modelo ANFIS e os dados medidos.

Observando o gráfico da Figura 3.14 é perceptível a estabilização na operação da MG, ou seja, o regime permanente ($V = 310 V$ e $f = 60 Hz$), onde o processo opera estável e eficiente mapeando todo o perfil dinâmico de carga, indo de zero a potência aparente nominal do conversor CC-CA, mostrando o compromisso da MG em atender a demanda do consumidor.

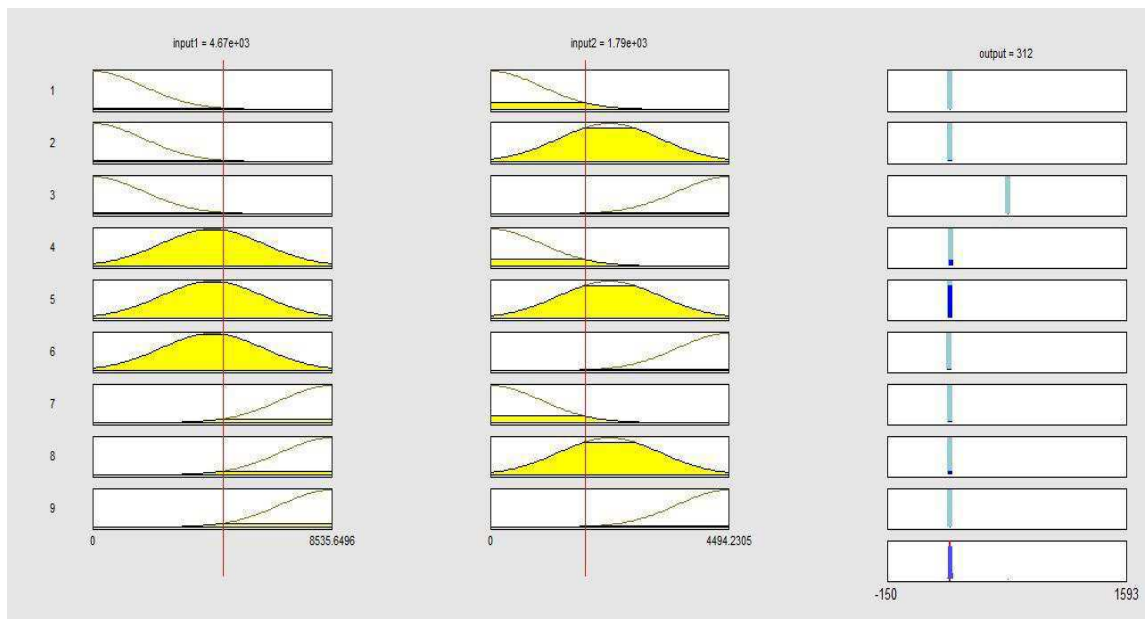


Figura 3.13a. Visualizador (*interface* gráfica do usuário - GUI) de regras – Amplitude.

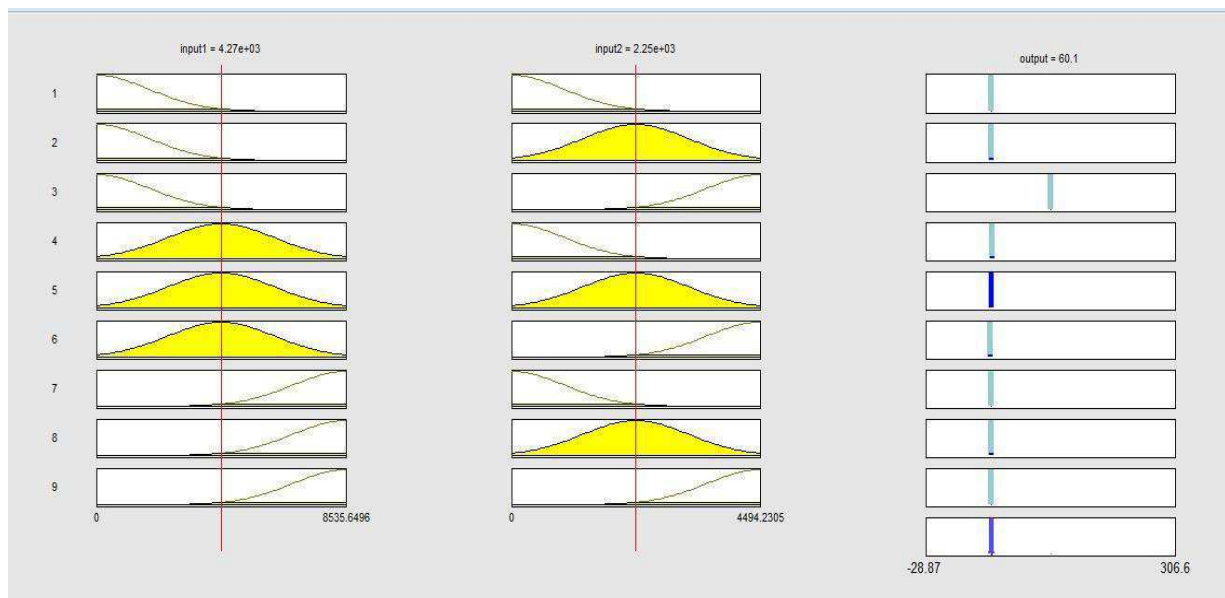


Figura 3.13b. Visualizador (*interface* gráfica do usuário - GUI) de regras – Frequência.

Os resultados obtidos para os dados numéricos medidos (entrada e saída do

controlador) da configuração descrita na Figura 3.3 com o modelo ANFIS usando o método Sugeno mostrou-se viável e confiável na gestão do fluxo de energia elétrica trafegado da fonte para carga. Contudo, os resultados podem ser melhorados pela divisão do intervalo de domínio em várias regiões (várias funções de pertinência), pois como consequência desta ação teremos uma base de regras maior, com mais proposições lógicas e uma superfície entrada-saída mais precisa dos resultados, acarretando como consequência o aumento do número de neurônios que geram as regras de entrada e saída do Neuro-Fuzzy, este fato implica no aumento do número de operações feitas pela máquina (computador). Contudo o modelo inferencial desenvolvido representa bem o regime de operação da GD operando com cargas variantes no tempo, atendendo aos requisitos de projeto.

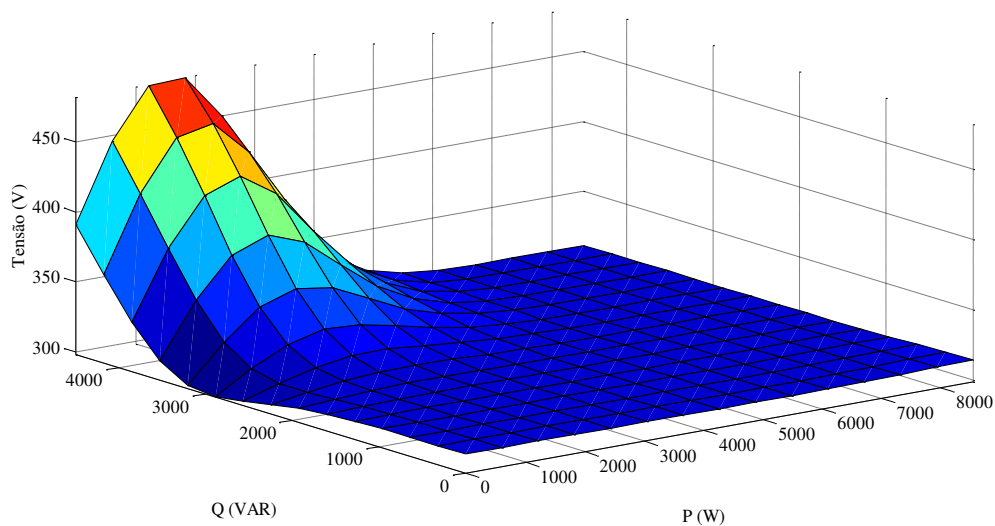


Figura 3.14a. Gráfico 3D que relaciona a entrada-saída *Fuzzy*, $f(Hz) = f(P; Q)$.

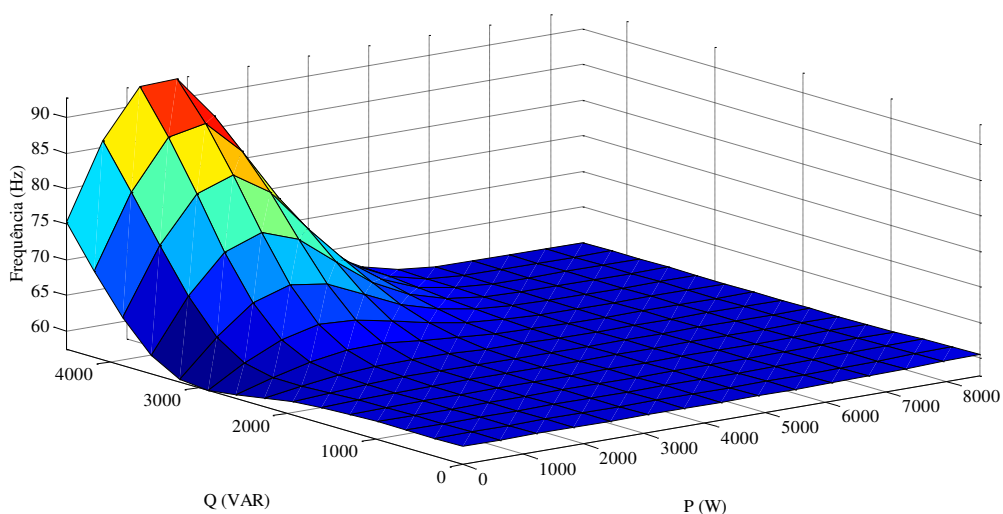


Figura 3.14b. Gráfico 3D que relaciona a entrada-saída *Fuzzy*, $A(V) = f(P; Q)$.

Após substituir o GDC Convencional pelo GDC inteligente para o mesmo cenário dinâmico de cargas, cenário descrito na Figura 3.3, os perfis da tensão de linha ($V_{ff} = 310 V$) e da frequência elétrica de saída do inversor para ambas estratégias de controle são comparadas e ilustradas na Figura 3.15. Validando o projeto do controlador GDC baseado em ANFIS.

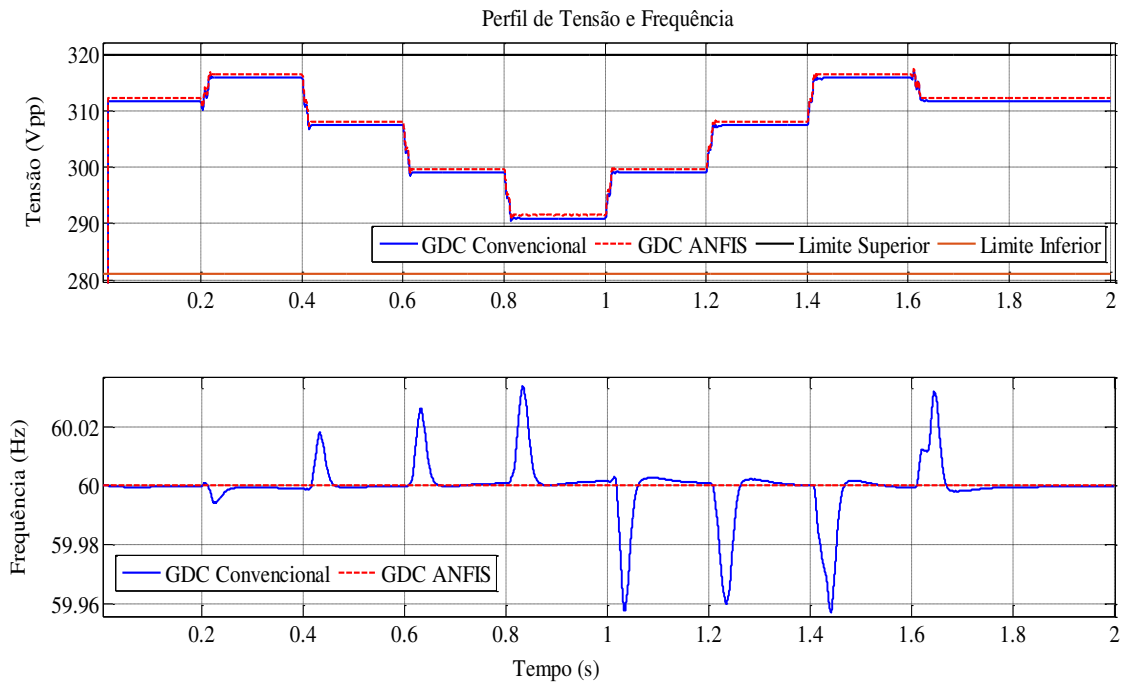


Figura 3.15. Tensão e frequência na saída do conversor para o cenário da Figura 2.4.

Observando a resposta de controle (Figura 3.15) para regulação da tensão e da frequência da MG, a micro rede está operando dentro da região permitida pela legislação (Tensão - Limite superior de 341 V_{pp} e Limite inferior de 281 V_{pp}; Frequência - Limite superior de 61 Hz e Limite inferior de 59 Hz). A ação de controle é manter a operação da MG dentro desta faixa operacional.

A vantagem do controlador GDC convencional está na característica da regulação da tensão e da frequência elétrica de saída do conversor CC/CA simultaneamente, visto que na literatura são utilizados controles individuais, mas sofre com a dependência dos parâmetros da linha, o que torna difícil o ajuste dos ganhos do controlador em sistemas de geração distribuída complexos. Já o controlador GDC ANFIS consegue rastrear a frequência e a tensão simultaneamente, e a dependência dos parâmetros de linha é resolvida pelo treinamento da rede neural durante a consecução do controlador inteligente. Este treinamento deve ser feito *off-line* e sempre que o perfil dinâmico de carga for alterado, se faz necessário o re-treinamento do controlador GDC ANFIS, esta

característica demanda esforço computacional. Em ambas estratégias de controle, a sensibilidade as variações bruscas e de alta intensidade de potência reativa demanda pela carga local está presente.

Pensando nestas premissas de projeto dos controladores discutidos, os pesquisadores da UFCG desenvolveram uma estratégia de controle (GDC Adaptativo) que faz uso do diagrama de blocos da Figura 3.2, onde os parâmetros de linha ($a = \frac{Z}{X}$) são estimados a partir das medições de tensão e corrente fornecidas por cada microgerador por meio do estimador dos mínimos quadrados recursivo (estimação da impedância do SEP vista dos terminais do filtro LCL) e o ajuste dos ganhos do controlador GDC é feito com base em um método de otimização linear, a partir das restrições impostas pela legislação para os desvios de tensão e frequência ($\Delta f = 2 \text{ Hz}$ e $\Delta V_s = 30 \text{ V}$), da potência aparente medida ($S = P + jQ$), dos parâmetros de linha estimados ($a = \frac{Z}{X}$) e das referências (*set-points*) de controle (P_0, Q_0, f_0 e A_0).

3.3 CENÁRIOS DE TESTES E ESTUDOS DE CASOS

Nesta Seção serão descritos os cenários de testes, as premissas de projeto dos controladores, os detalhes usados para simular o diagrama de blocos de uma MG genérica, (Geração distribuída, filtro LCL, inversor, estratégia PWM, as características do GDC Convencional e do GDC baseado em ANFIS), bem como os estudos de casos avaliados para validar as estratégias de controles elaboradas e implementadas.

3.3.1 TESTES PRELIMINARES

Os testes preliminares consistem em: sintonia do controlador Droop generalizado (diagrama de blocos da Figura 3.2) para a MG ilustrada na Figura 3.3; avaliação da influência dos parâmetros de linha na estrutura do GDC e a demonstração da necessidade do uso de uma estratégia de controle inteligente, robusta e que não dependa dos parâmetros de linha e da estrutura da MG.

Sintonia do Controlador Droop Generalizado

Observando o diagrama de blocos da Figura 3.2 percebe-se que o GDC convencional apresenta três ganhos (K_V, K_R e K_f) a serem sintonizados. Os valores das referências de controle são as potências ativa e reativa (P_0 e Q_0) nominais do inversor

(potência aparente em kVA) e os valores nominais de tensão ($V = 220 V_{rms}$) e frequência (60 Hz) da rede elétrica, conforme pode ser visualizado nas Figuras 3.2 e 3.3.

O ganho K_V é responsável pela dinâmica do sistema de controle, garantindo erro em regime permanente nulo, um valor grande de K_V leva a uma resposta lenta do controlador frente à demanda de potência solicitada pela carga, já um valor pequeno de K_V leva a uma resposta rápida do sistema, porém com a introdução de *overshoot* (oscilação). O ganho K_R elimina as oscilações da resposta de controle frente à referência de potência demandada pela carga, bem como reduz ou aumenta o *overshoot*, logo um valor grande de K_R maior será o *overshoot*, caso contrário ocorrerá uma redução no *overshoot*. Por fim o ganho K_f , este leva a resposta do controle a proximidade com a demanda de potência solicitada pela carga acelerando a resposta do controlador, para o caso do GDC este deve apresentar uma dinâmica de controle rápida (em geral 10 vezes a dinâmica da MG). A realimentação cruzada (os produtos $\Delta f K_R K_f$ e $\Delta V_s K_R K_V$) das saídas do controlador (desvios de tensão e frequência) para a estrutura de controle irá definir o tempo de estabelecimento do controlador, em outras palavras a robustez do controle, dependendo diretamente do ajuste ótimo dos ganhos.

Pode ser feita uma analogia entre o controlador PID com o GDC Convencional, sendo o ganho K_V equivalente à ação Integral (elimina *off-set*; produz respostas lentas, com longas oscilações; se o ganho integral é aumentado para acelerar a resposta, o sistema se torna mais oscilatório e tende à instabilidade); o ganho K_f é equivalente a ação Proporcional (acelera a resposta do processo controlado; produz *off-set*) e o K_R é equivalente a ação Derivativa (antecipa futuros erros e introduz a ação apropriada; introduz efeito estabilizante na resposta da malha de controle)

A sintonia do controlador GDC Convencional pode ser feita com base no procedimento que segue:

- I. Ajuste do ganho K_f : Este ganho influencia no ganho de malha direta da frequência, conforme o controle Droop individual P/f este parâmetro altera o valor de potência ativa do inversor. Logo este ganho se for escolhido na base da tentativa e erro deve ser igual a 10 vezes o valor nominal da potência ativa do conversor CC-CA e negativo para ajudar na realimentação cruzada. A justificativa para tal escolha está baseada em testes experimentais;

- II. Ajuste do ganho K_V : Este ganho influencia no ganho de malha direta da tensão, conforme o controle Droop individual Q/V este parâmetro altera o valor da potência reativa na malha de tensão do GDC. Logo este ganho se for escolhido na base da tentativa e erro deve ser igual a 0.1 vezes o valor nominal da potência reativa do conversor CC-CA e negativo para ajudar na realimentação cruzada. A justificativa para tal escolha está baseada em testes experimentais;
- III. Ajuste do ganho K_R : Este ganho está na realimentação cruzada, influenciando diretamente na qualidade do controle, conciliando os ativos e reativos injetados pelo conversor CC-CA de maneira estável e na relação de 10 vezes, ou seja, ($K_R = P_{nom}/Q_{nom}$). A justificativa para tal escolha está baseada em testes experimentais;

A Figura 3.15 ilustra os perfis de tensão e frequência para o cenário de mudança de cargas da Figura 3.4, quando o controlador GDC sintonizado pela metodologia descrita anteriormente é testado na MG da Figura 3.2 (MG com uma única barra – MG + filtro+ impedância de linha+ carga dinâmica). Os valores dos ganhos do GDC para este teste foram: $K_R = 10$, $K_f = -30.000$ e $K_V = 30$. Vale ressaltar que o controlador não foi re-sintonizado quando os parâmetros de linha foram modificados ($k_R = 0.1$ para $X = 10R$, $k_R = 1$ para $X = R$ e $k_R = 10$ para $R = 10X$, onde $k_R = \frac{R}{X}$), alterando a relação $\frac{Z}{X}$ do diagrama de blocos da Figura 3.2.

3.3.1.1. TESTE DE MG COM TRÊS BARRAS

Para testar e avaliar a eficácia do controle Droop Generalizado baseado em ANFIS, foi inicialmente avaliado na MG de três barras ilustrado na Figura 3.7 com cargas com comportamento puramente indutivo sendo consideradas: 0.6 kW inicialmente para a carga 1, localizada na barra 1 e 0.2 kW inicialmente para carga 2, localizada na barra 3. Vale ressaltar que a potência aparente nominal na saída do inversor (referências de controle) de cada DG considerada foi de $S = 3 + j0.85 \text{ kVA}$, pois durante o chaveamento do banco de carga a demanda do consumidor chega a $S = 1 + j0.8 \text{ kVA}$. O problema consiste em avaliar a capacidade do controlador proposto em manter o balanço de potência entre a geração e o consumo eficiente, confiável e atendendo a demanda do consumidor, frente ao cenário de mudanças de carga (Chaveamento dinâmico de cargas), bem como avaliar o desempenho da MG.

O cenário de mudanças de carga ativa e reativa é ilustrado na Tabela 3.2. A resposta do sistema para os perfis de frequência e de tensão é ilustrada na Figura 3.16. Nesta Figura pode ser observada a capacidade do controle inteligente proposto para a estabilização de tensão e frequência da MG. Os valores das impedâncias das linhas da MG de três barras estão disponíveis nos Anexos.

Tabela 3.2 – Cenário de mudanças de cargas para a MG de 3 barras.

Tempo de duração (s)	Carga 1 (kVA)	Carga 2 (kVA)
0 – 0.3	0.6	0.2
0.3 – 0.5	$0.6 + j0.1$	$0.4 + j0.8$
0.5 – 0.7	$1 + j0.2$	0.6
0.7 – 0.9	0.8	$j0.4$
0.9 – 1.1	$0.4 + j0.2$	0.2
1.1 – 1.5	$0.2 + j0.4$	$0.4 + j0.6$

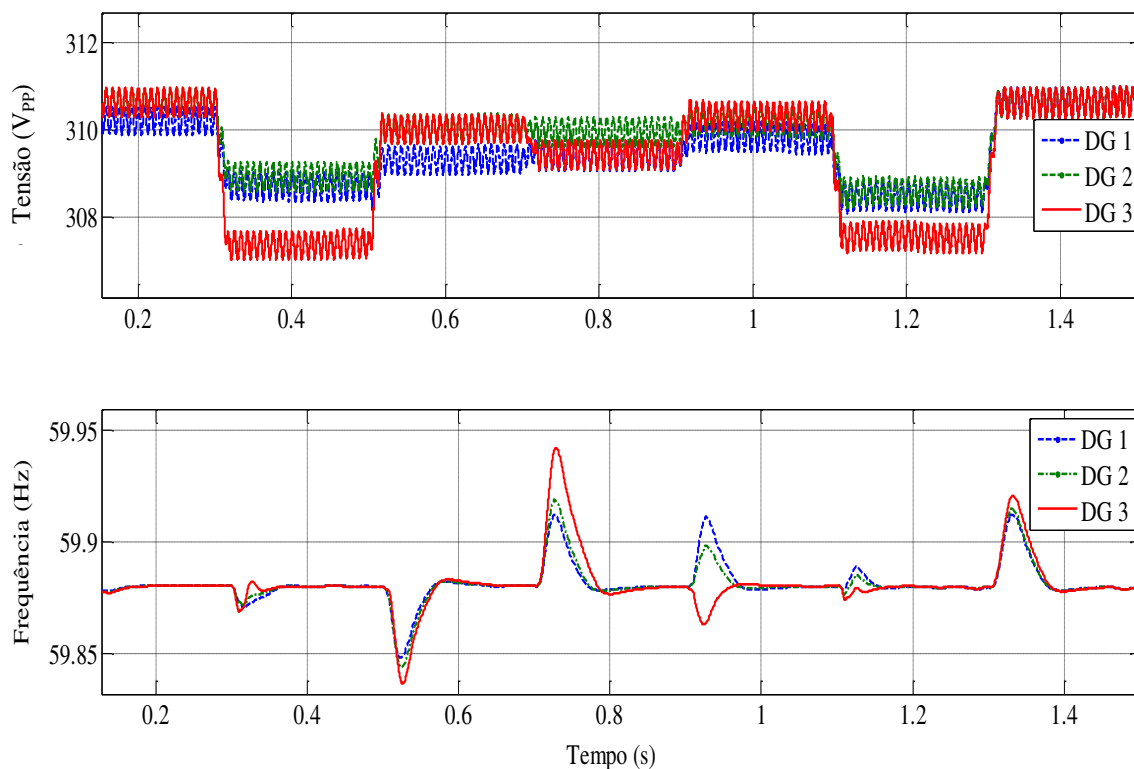


Figura 3.16. Tensão e frequência na avaliação do controle inteligente – 3 Barras.

Agora, considere a interrupção (falha) de um microgerador na MG (perda de um microgerador). Para ver os perfis de tensão e frequência após a interrupção de um

microgerador, e verificar se a MG ilhada permaneceu estável ou não, a DG1 é removido da MG durante os instantes de tempo entre 0,6 a 1,1 segundos.

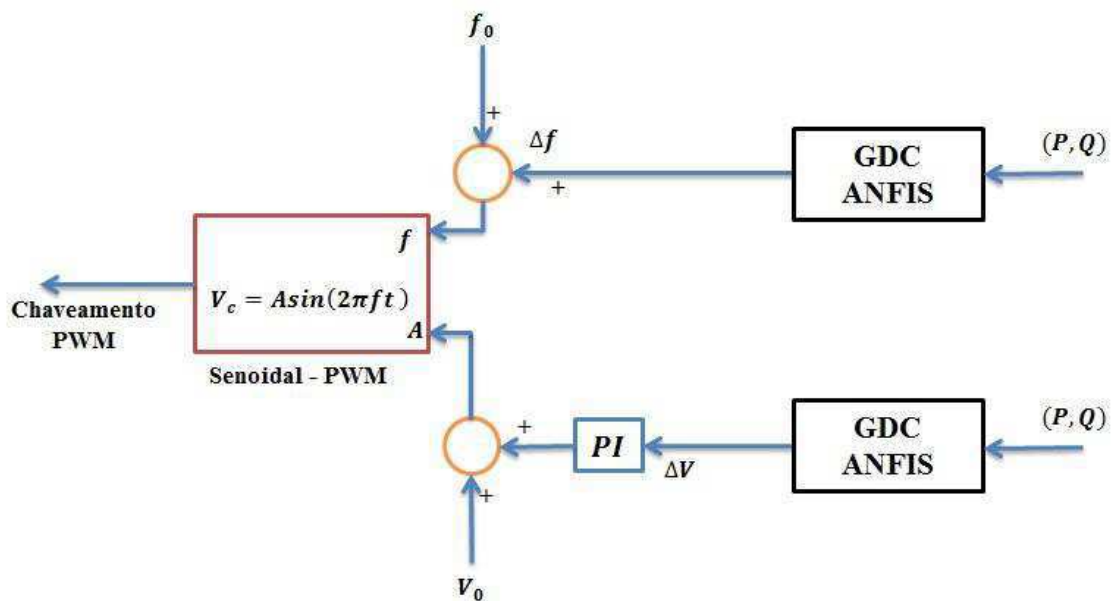


Figura 3.17 (a). Inserção do controle PI no GDC ANFIS – Modo 01.

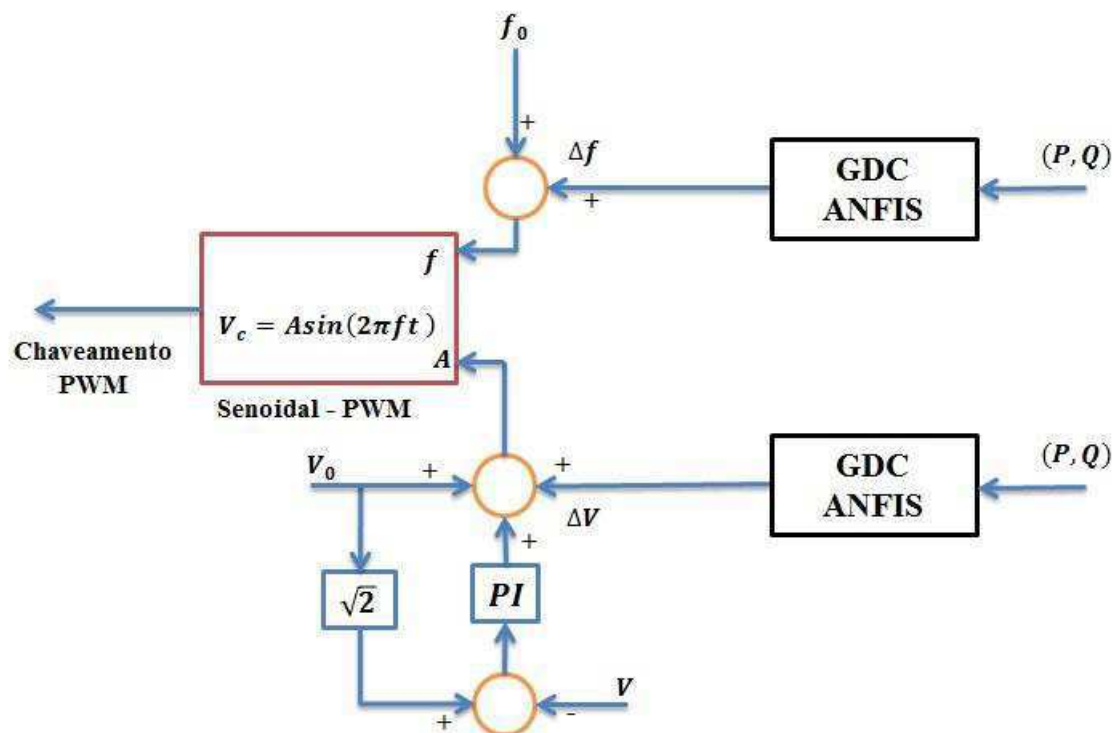


Figura 3.17 (b). Inserção do controle PI no GDC ANFIS – Modo 02.

Os resultados da simulação para este cenário estão ilustrados nas Figuras 3.18 e 3.19. Após a remoção da DG1 em $t = 0.6 s$, as outras DG's trabalham cooperativamente para compensar a ausência da DG1 e para reduzir o desvio de tensão /

frequência (restabelecer / estabilizar a tensão e a frequência). Quando a DG1 é removida, devido a uma falha no microgerador (falha elétrica ou mecânica), a tensão do Droop pode se restabelecida (constante e seguindo a referência de tensão – Funcionamento normal) nos terminais da carga com a adição de um controlador Proporcional – Integral (PI) na malha de controle de tensão (Podendo ser inserido de duas maneiras conforme ilustrado na Figura 3.17). Este controlador não está ativo para o cenário de teste anterior (Figura 3.16).

Na configuração ilustrada na Figura 3.17 (a) para flutuações de grande intensidade na carga devido à desconexão da MG com a rede principal devido à ocorrência de um desligamento, a inserção da malha de controle PI pode levar a operação da MG à instabilidade, visto que os ganhos do PI serão elevados. Já a configuração apresentada na Figura 3.17 (b) é tolerante a inserção violenta de cargas e consegue manter a operação da MG dentro das flutuações de tensão e frequência permitida pela legislação. As duas configurações foram avaliadas, sendo apresentados os resultados da gestão da energia pela MG durante a perda de um microgerador, quando inserido o controle PI na malha de tensão da configuração da Figura 3.17 (b), vale ressaltar que o controlador PI foi inserido em todas as DG's conectadas a MG.

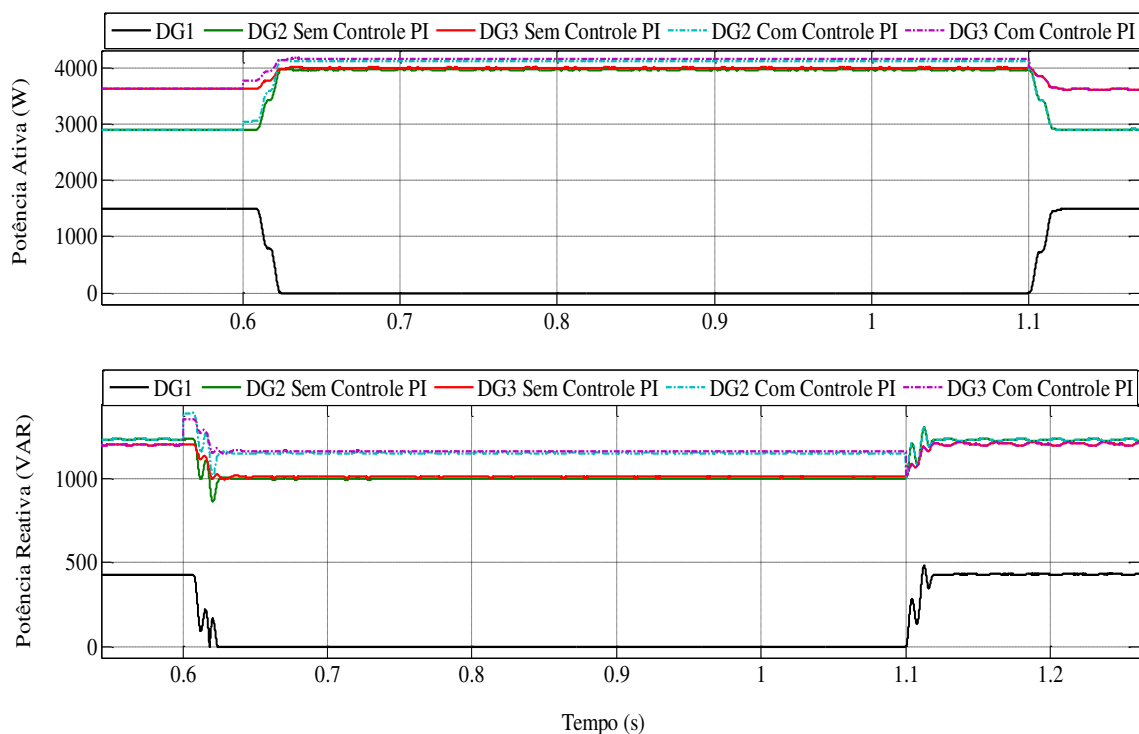


Figura 3.18. Potência ativa e reativa afetada pela interrupção (falha) da DG 1.

Vale ressaltar que o controlador PI só atua na regulação da tensão quando detectado a ocorrência de falha na DG. Logo em cada microgerador deve ser instalado um circuito detector de falhas (corrente ou tensão nula), este sistema detector envia o sinal de falha para o MGCC, este aciona o controle local do microgerador (MC), ligando a malha de controle PI interna para regular o fluxo de potência fornecido pelas outras DG's na tentativa de atender a demanda do consumidor.

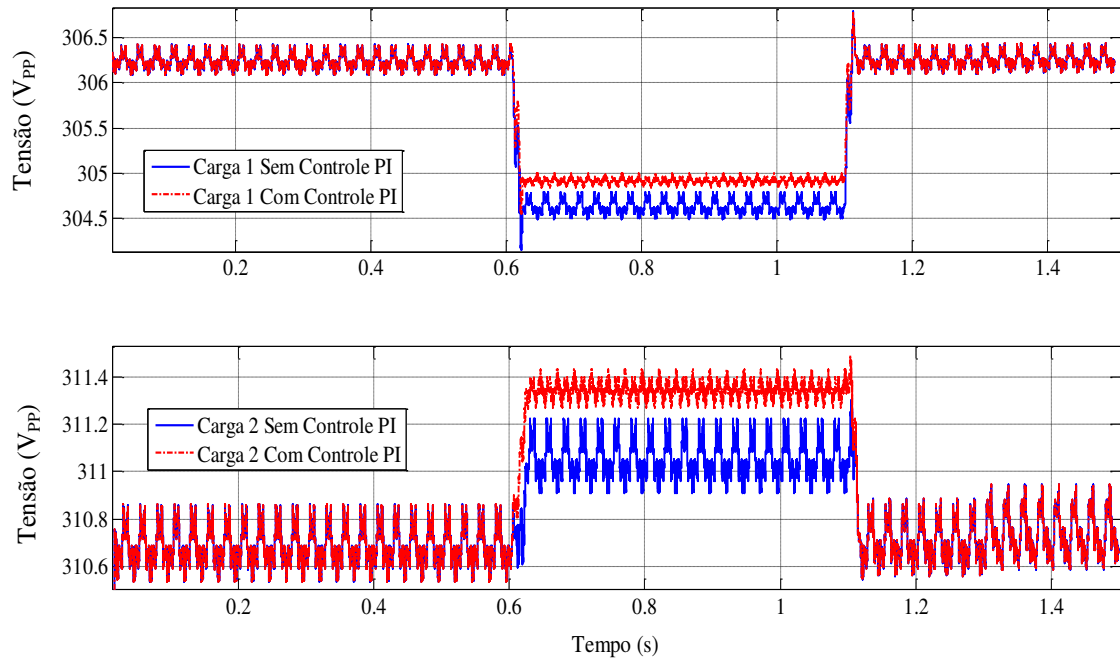


Figura 3.19 (a). Perfis de tensão das cargas locais após interrupção da DG 1.

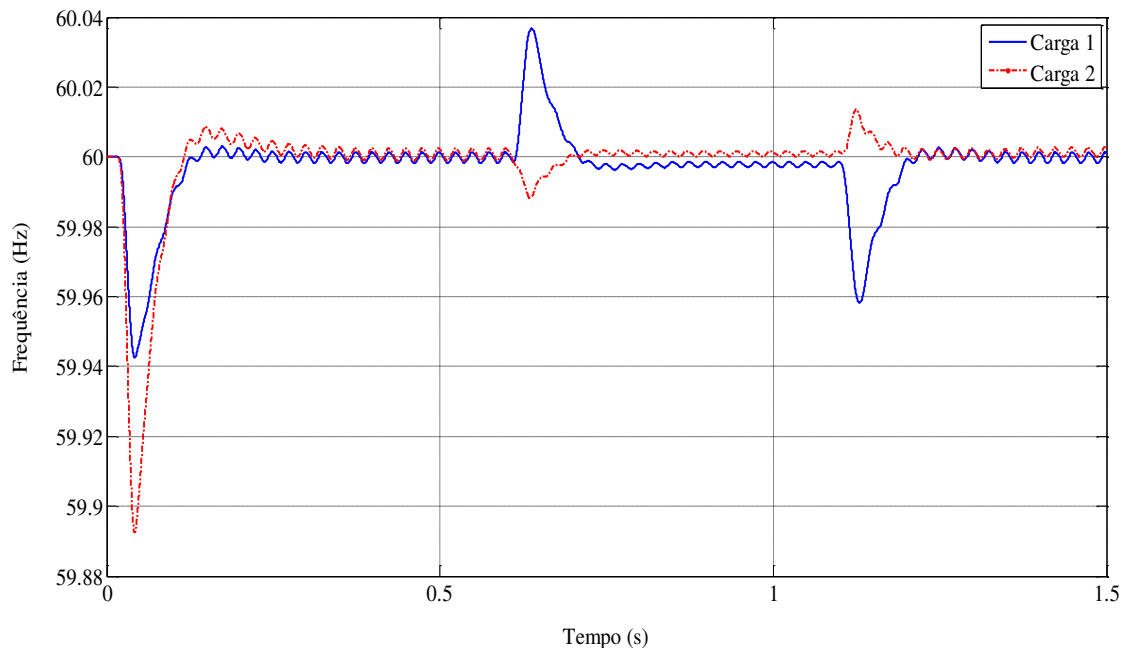


Figura 3.19 (b). Perfis de frequência das cargas locais após interrupção da DG 1.

3.3.1.2. TESTE DE MG COM CINCO BARRAS

A rede elétrica de cinco barras em estudo trata-se de uma adaptação a uma micro rede de energia elétrica padrão IEEE real usada nos EUA, sendo ilustrada na Figura 3.20. As cargas dinâmicas estão conectadas nas barras 1, 3, 4 e 5, os instantes de chaveamento do banco de cargas estão discriminados na Tabela 3.3. Os valores das cargas conectadas as estas barras estão dispostos na Tabela 3.4. Os perfis de tensão e frequência para o cenário de mudanças de cargas são ilustrados na Figura 3.21. Os valores das impedâncias das linhas desta MG de cinco barras estão disponíveis nos Anexos. Vale ressaltar que neste teste a MG opera ilhada a rede principal, uma rede baixa tensão de 20 kV para os transformadores de rua de 380 V (entre fases).

Tabela 3.3 – Cargas conectadas as barras da rede elétrica de 05 barras.

Nº da barra	Carga Fixa (kVA)
2	$2 + j1$
4	$3 + j0.5$

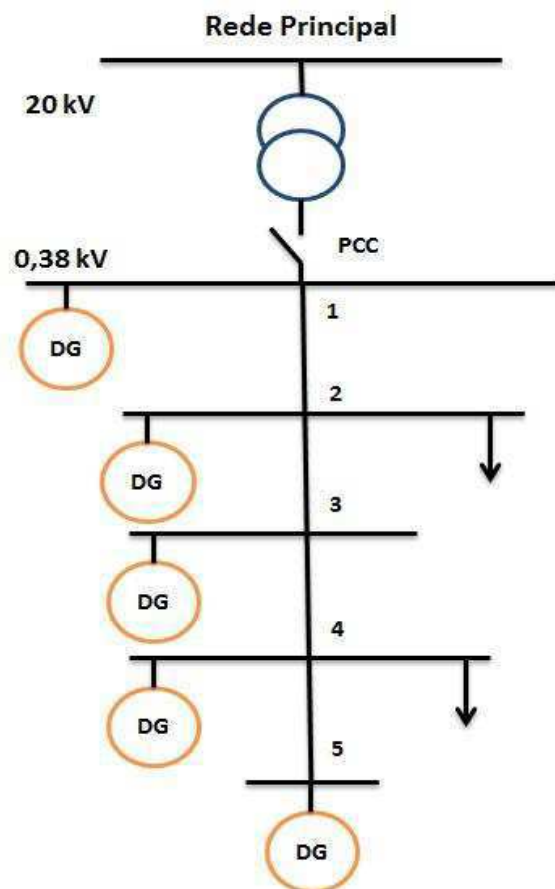


Figura 3.20. MG com 05 barras.

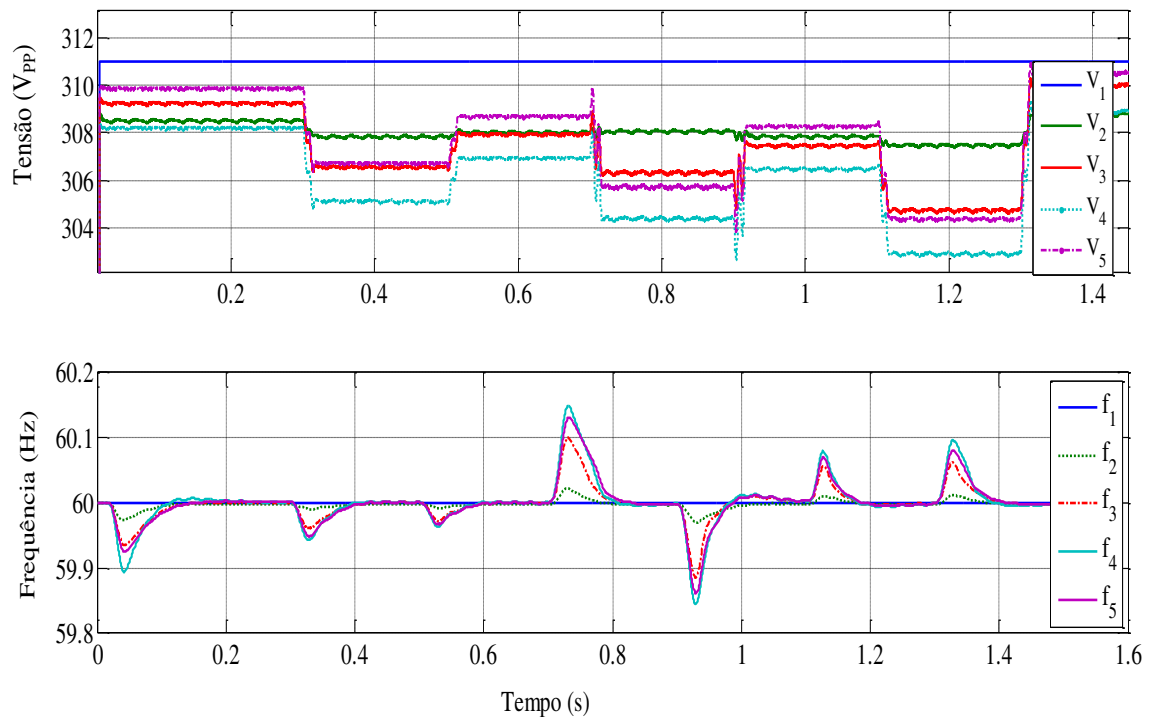


Figura 3.21. Perfis de frequência e tensão para o cenário descrito na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Cenário de mudanças de carga para a MG de 05 barras.

Instante de tempo	Carga 01 na barra 01, S em kVA	Carga 02 na barra 03, S em kVA	Carga 03 na barra 04, S em kVA	Carga 03 na barra 05, S em kVA
0 – 0.3 s	4	2	1	2
0.3 – 0.5s	$5 + j2$	$4 + j1$	$4 + j1$	$4,5 + j2$
0.5 – 0.7 s	$8 + j3$	5	4	4
0.7 – 0.9s	7	$j2$	$j2$	$j2$
0.9 – 1.1s	$2 + j1$	6	5	6
1.1 – 1.3s	$4 + j1$	$4 + j2$	$3 + j2.5$	$5 + j1.5$

3.3.1.3. TESTE DE MG COM ONZE BARRAS

Para comprovar a confiabilidade do controlador GDC baseado em ANFIS em malha fechada, este foi avaliado a uma MG com 11 barras, conforme ilustrado na Figura 3.22 (PAPATHANASSIOU, 2016). As cargas dinâmicas estão conectadas nas barras 2, 5 e 9 e seus respectivos instantes de chaveamento estão discriminados na Tabela 3.5. Os valores das cargas conectadas as estas barras estão dispostos na Tabela 3.6. Os perfis de tensão e frequência para o cenário de mudanças de cargas são ilustrados na Figura 3.23. Os valores das impedâncias das linhas desta MG de onze barras estão nos Anexos.

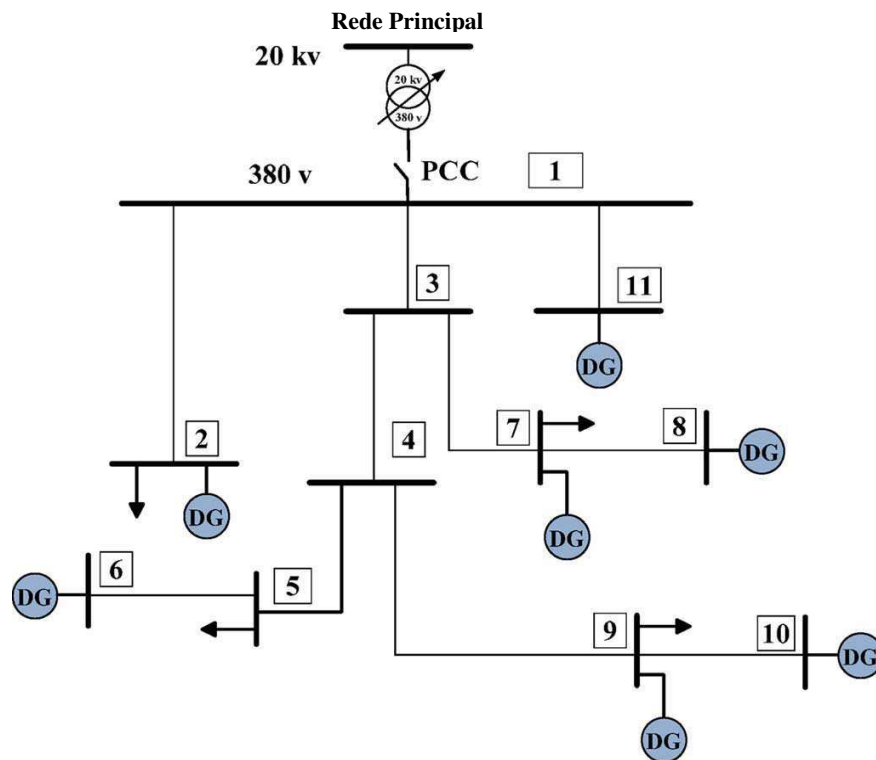


Figura 3.22. MG com 11 barras.

Tabela 3.5 – Cargas conectadas as barras da rede elétrica de 11 barras.

Nº da barra	Carga Fixa (kVA)
2	$2 + j1$
5	$2 + j1$
7	$4 + j2$
9	$2 + j0.5$

Tabela 3.6 – Cenário de mudanças de carga para a MG de 11 barras.

Instante de tempo	Carga 01 na barra 02, S em kVA	Carga 02 na barra 05, S em kVA	Carga 03 na barra 09, S em kVA
0 – 0.3 s	4	2	2
0.3 – 0.5s	$5 + j2$	$4 + j2$	$4 + j1$
0.5 – 0.7 s	$8 + j3$	5	5
0.7 – 0.9s	6	$j1.5$	$j2$
0.9 – 1.1s	$2 + j2$	6	6
1.1 – 1.3s	$4 + j2$	$4 + j1$	$4 + j2$

No projeto de instalação de um sistema alternativo de energia para cada unidade de geração deve vir incluído o SPDA (caso ainda não tenha na instalação), proteções

básicas, malha de aterramento ou interligação à malha de aterramento, sistema de monitoramento remoto, memória de cálculo e o diagrama Unifilar (conforme ilustrado no diagrama unifilar em Anexos para a rede de 11 barras).

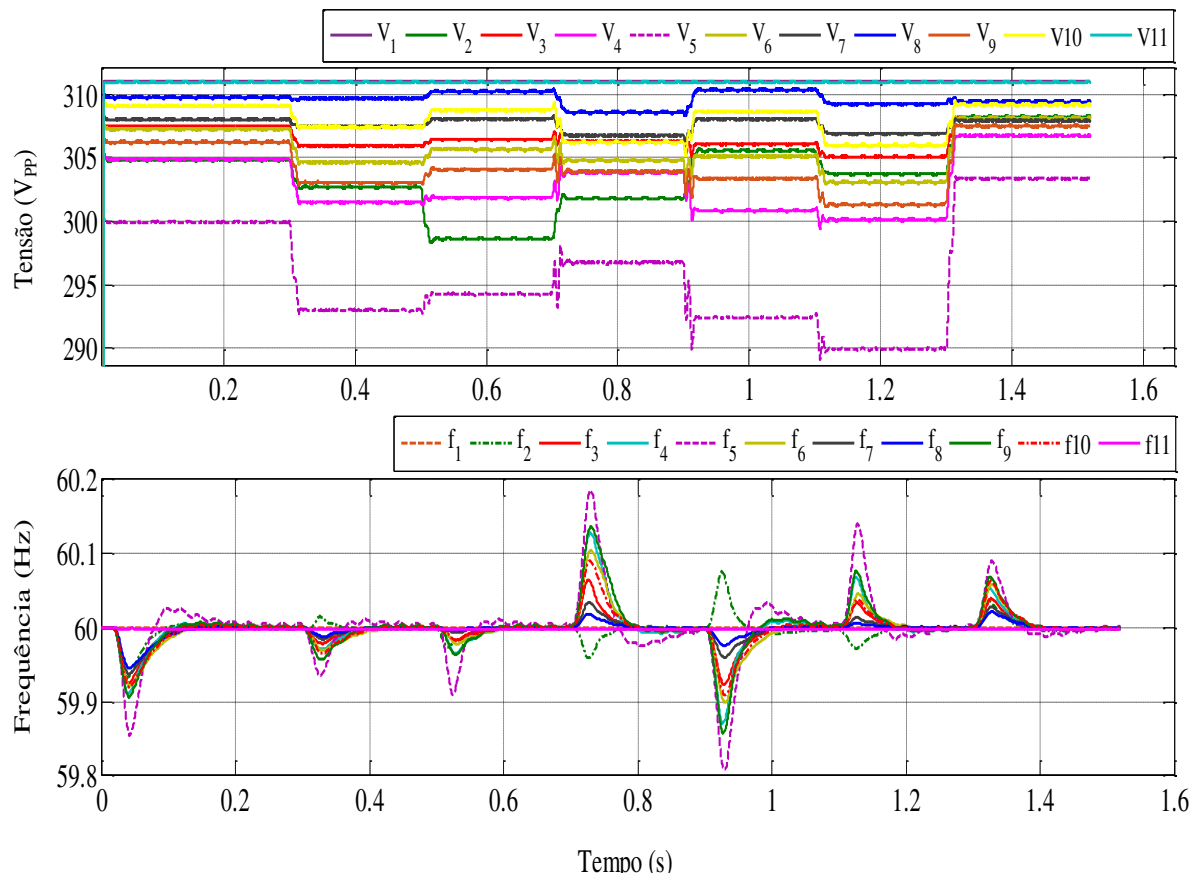


Figura 3.23. Perfis de frequência e tensão para o cenário descrito na Tabela 3.6.

3.3.1.4. TESTE DE MG COM QUATORZE BARRAS

Para investigar o desempenho dinâmico do controlador inteligente projetado, esta estratégia de controle foi avaliada em uma rede de distribuição de 14 barras com presença de DG's, ilustrada na Figura 3.24. Esta MG é uma versão modificada da rede de distribuição apresentada em (PAPATHANASSIOU, HATZIARGYRIOU & STRUNZ, 2005). As cargas dinâmicas estão conectadas nas barras 2, 5 e 9 e seus respectivos instantes de chaveamento estão discriminados na Tabela 3.8 (cargas fixas Tabela 3.7). Os perfis de tensão e frequência para este cenário são ilustrados na Figura 3.25. Os resultados de simulação comprovam a robustez do controlador GDC baseado em ANFIS, na estabilidade do sistema, no compromisso da geração atender o perfil de consumo do cliente e no desempenho ótimo da estratégia de controle perante o cenário

de mudanças de cargas na rede de baixa tensão. Os valores das impedâncias das linhas desta MG de quatorze barras estão disponíveis nos Anexos deste Documento.

Observando os gráficos das Figuras 3.25 e 3.26 percebe-se que o controlador GDC ANFIS atua eficientemente nas variáveis de decisão (tensão e corrente), após a inserção da carga dinâmica, há um afundamento de tensão e um desvio de frequência, mas o controle atua rapidamente na regulação da tensão e frequência levando para os valores de referência, isto é observado na Figura 3.25, quando a tensão diminui a corrente aumenta, já na Figura 3.26 durante o chaveamento do banco de cargas, a frequência cresce ou decresce, mas sendo estabelecida na referência (60 Hz). Diante do chaveamento dinâmico de cargas o controlador GDC ANFIS mantém a operação da rede elétrica estável e segura, operando dentro das prescrições legais nacionais e internacionais.

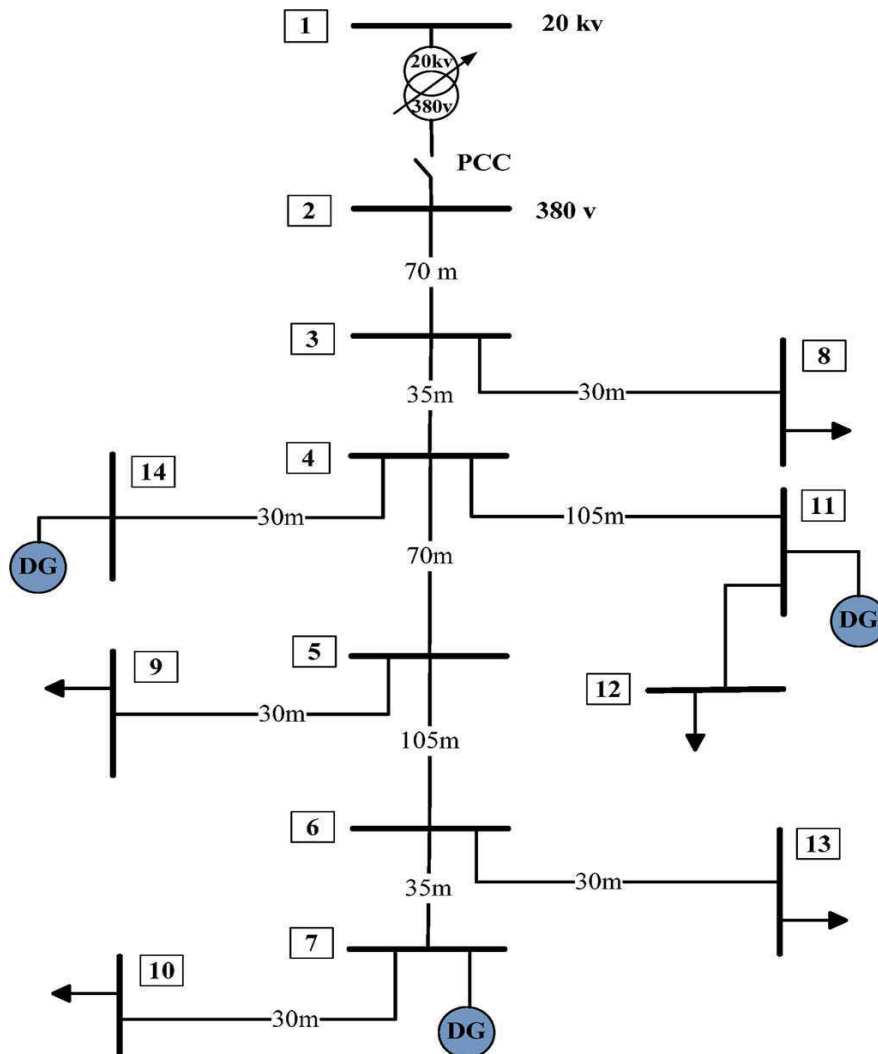


Figura 3.24. Rede elétrica de 14 barras.

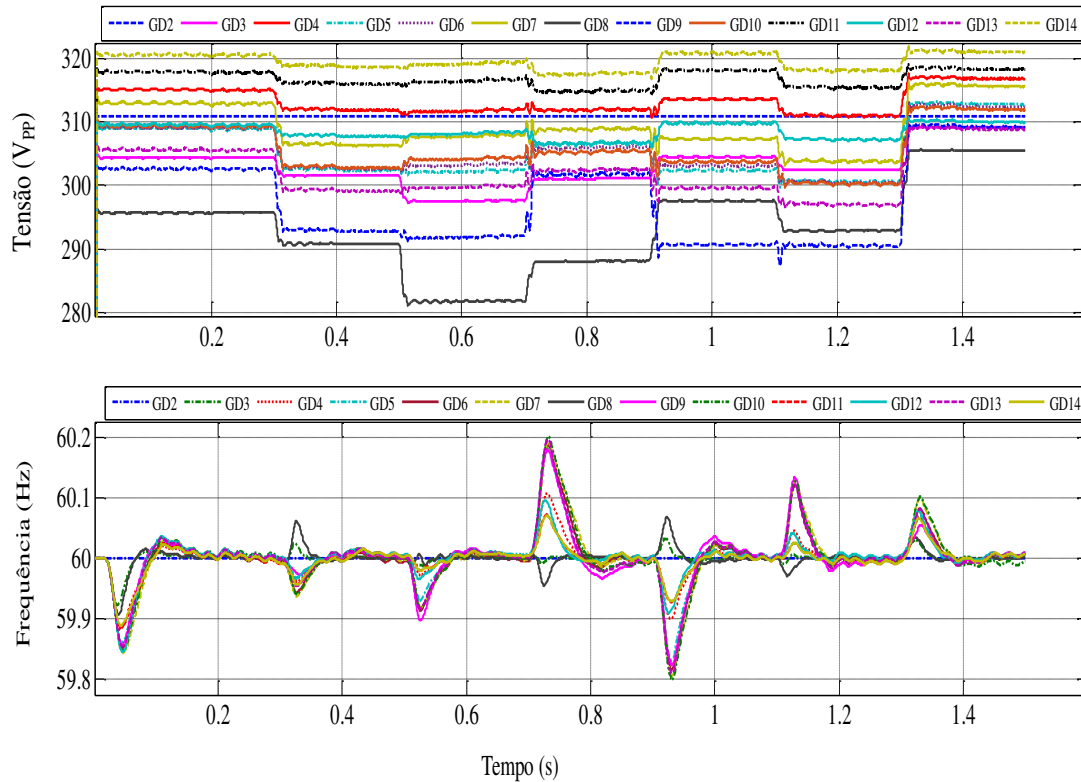


Figura 3.25 - Perfis de frequência e tensão para o cenário descrito na Tabela 2.6.

Tabela 3.7 – Cargas conectadas as barras da rede elétrica de 14 barras.

Nº da barra	Carga Fixa (kVA)
8	$2 + j1$
9	$2.5 + j0.5$
10	$5 + j2.5$
12	$2 + j1$
13	$5 + j2.5$

Observando a resposta de controle (Figura 3.25) para regulação da tensão e da frequência da MG, a micro rede está operando dentro da região permitida pela legislação (Tensão - Limite superior de 341 V_{PP} e Limite inferior de 281 V_{PP}; Frequência - Limite superior de 61 Hz e Limite inferior de 59 Hz), visto que o valor mínimo verificado para a tensão na barra de número 08 foi de $V_{PP} = 283 V$. A ação de controle é manter a operação da MG dentro desta faixa operacional.

Vale ressaltar que o controlador projetado não é tolerante a falhas na microgeração (Perda de uma DG), sendo necessária a inserção de um controlador PI na

malha de tensão. O controlador PI adicionado na malha de tensão só é acionado no instante de ocorrência da falha, atuando de forma que as DG's saudáveis tentam compensar a ausência da DG perdida por uma anormalidade, injetando mais potência ativa e potência reativa na MG. Observando a Figura 3.25 percebe-se que o GCD ANFIS consegue manter a tensão e a frequência nas referências de controle durante a presença de distúrbios de carga.

Tabela 3.8 – Cenário de mudanças de carga para a MG de 14 barras.

Instante de tempo	Carga 01 na barra 08, S em kVA	Carga 02 na barra 09, S em kVA	Carga 03 na barra 07, S em kVA
0 – 0.3 s	3	2	3
0.3 – 0.5s	$5 + j2$	$4 + j2$	$3 + j1.5$
0.5 – 0.7 s	$8 + j3$	6	2.5
0.7 – 0.9s	6	$j2$	$j1.5$
0.9 – 1.1s	$4 + j2.5$	5	4
1.1 – 1.3s	$2 + j2$	$4 + j2$	$5 + j3$

A taxa de amostragem é uma variável decisiva na estratégia de chaveamento dos IGBT's, quando usada uma taxa de amostragem de $T_s = 10^{-6}$ amostras por segundo e uma janela temporal de $t = 1,5$ segundos, serão no total 1,5 milhões de amostras ($n^\circ \text{ amostras} = \frac{t}{T_s}$). Por um lado este fato é bom, visto que a taxa de distorção é reduzido, pois a estratégia PWM fica otimizada, logo a tensão de saída fica bem próximo aos 311 volts. Contudo, o esforço computacional fica comprometido, por exemplo, ao usar uma taxa de amostragem de $T_s = 10^{-5}$ amostras/segundos, um computador Core™ i3- 2100 (64 bits, Memória RAM de 02 GB, velocidade do processador de 3.1 GHz, HD de 500GB), durante a simulação da MG de 14 barras a máquina fica lenta e não consegue realizar todos os cálculos, já no caso de uma taxa de amostragem de $T_s = 10^{-6}$ amostras/segundos, um computador Core™ i5 - 3450 (64 bits, Memória RAM de 08 GB, velocidade do processador de 1.8 GHz, HD de 500 TB), na simulação da MG de 14 barras, a máquina fica lenta e não consegue realizar todos os cálculos. Este fato justifica o uso de múltiplas CPU's para dividir a simulação entre elas (Programação Paralela - Consiste em executar simultaneamente várias partes de uma mesma aplicação), sendo implementado por um simulador em tempo real (Simulação de

MG complexas), como por exemplo, o OPAL RT Technologies ou o uso da tecnologia RTDS (*Real Time Digital Power System Simulation Technologies*).

3.4 CONCLUSÕES

Uma MG consiste em uma rede de baixa tensão, com várias microgeradores e cargas locais instalados. Em condições normais a MG está interligada com a rede de média tensão. No entanto na ocorrência de uma falha, a MG passa operar de maneira autônoma, devendo ser previsto o modo de operação de emergência, pois todas as cargas locais deverão ser alimentadas pelos microgeradores instalados na MG, de modo que a operação da MG passa a ser comandada pelo sistema de controle, devendo ser estável e eficiente, atendendo a demanda energética do consumidor. No modo de operação isolada o chaveamento dinâmico de cargas, introduz flutuações na tensão e na frequência da MG, bem como a perda de sincronismo entre os diversos microgeradores instalados na MG. No caso do SEP tradicional este problema é resolvido com a utilização de máquinas síncronas, no caso de sistemas descentralizados, como não há máquinas síncronas instaladas na MG, o problema é resolvido pelo sistema de controle local de cada microgerador (MS) regulando as flutuações de tensão e frequência, o sincronismo entre os microgeradores, bem como o compartilhamento de potência aparente entre os inversores presentes na MG. A estratégia de controle mais utilizada e viável é o controle Droop (individual ou generalizado) para operação do fluxo energético trafegado na MG.

Neste Capítulo foi proposta e desenvolvida uma estratégia de controle inteligente para regulação simultânea da tensão e frequência na saída do inversor em micro redes, a estratégia de controle usa a estrutura do controlador Droop Generalizado baseado em ANFIS, visto que este é fruto do controle Droop de tensão e do controle Droop de frequência individual (controle Droop convencional) adicionado à estrutura ANFIS. O GDC inteligente (Estrutura Neuro-*Fuzzy*) vem sanar o problema da dependência do GDC convencional com os parâmetros da linha da rede elétrica, apresentando um desempenho robusto e adaptativo frente ao cenário de mudanças de carga. O ANFIS é responsável por simular o comportamento dinâmico do GDC.

A estrutura ANFIS proposta para treinamento do conjunto de dados de entrada e saída do controlador GDC e em seguida, a sua aplicação nas malhas de controle da *interface* de eletrônica de potência é viável, visto que dispensa o conhecimento das

impedâncias de linha da rede elétrica e a estrutura da MG. O controlador GDC inteligente foi avaliado para diferentes topologias de MG's e diferentes cenários de mudanças de cargas, com bom desempenho dinâmico na estabilização da tensão e frequência de saída do inversor. Esta estratégia de controle é viável fisicamente e economicamente, podendo ser desenvolvida de maneira embarcada, acoplado a estrutura do inversor (conversor CC-CA). As redes neurais, através de algoritmos adequados, são estruturas computacionais que possibilitam o treinamento, ou aprendizado, de relações entre dados de entrada e saída, reconhecimento de padrões e correlações entre outras aplicações em engenharia. A união de sistemas *Fuzzy* com redes neurais ocorre através de sistemas *Neuro-Fuzzy*, os quais aumentam a capacidade de aprendizado através de *interface* com dados numéricos.

Este Capítulo foi elaborado para dar uma base teórica ao leitor acerca da problemática em estudo, operação estável de uma MG, mantendo o equilíbrio entre a geração e o consumo. Foi discutido a técnica de controle GDC Convencional e o GDC ANFIS, apontando os pontos fortes e fracos do controle Droop, visto que esta técnica será modificada em cada Capítulo seguinte, sempre com o intuito do aperfeiçoamento da técnica, à medida que surge os problemas operacionais da MG (flutuações de tensão, flutuações de frequência, complexidade da MG, limitações de *hardware* e *software*, redes de comunicação de lentas e de baixo porte, harmônico de tensão, quantidade de operações numéricas e cooperação de potência entre os inversores).

4 CONTROLE DROOP ADAPTATIVO PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO E FREQUÊNCIA EM MG ISOLADAS

Neste Capítulo é proposta uma estrutura de controle inédita (estrutura MMO com controle local de frequência) para regulação da tensão e frequência em MG frente ao chaveamento dinâmico de cargas ou durante a restauração da perda de fornecimento de energia elétrica. A estratégia de controle usa da estrutura do GDC convencional, eliminando a dependência dos parâmetros de linha por meio da estimação *on-line* dos parâmetros aplicando o método dos mínimos quadrados recursivo nas medições de tensão e corrente na saída do inversor e a sintonia ótima dos ganhos do controlador, tomando com referência para o ajuste dos ganhos os valores nominais de potência aparente do inversor, os valores de potência aparente da carga, os parâmetros de linha estimados, os *set-points* de controle para tensão, frequência, potência ativa / potência reativa e desvios permitidos pela legislação para a tensão e para a frequência da MG. Os resultados de simulação mostraram a eficiência da técnica quando avaliada em diferentes cenários de chaveamento de cargas e diversas MG's.

4.1 CONTROLADOR DROOP GENERALIZADO ADAPTATIVO

Conforme discutido no Capítulo 03 o controle Droop Generalizado sofre com a dependência como os parâmetros da linha, o que torna difícil o ajuste dos ganhos do controlador quando avaliada em linha complexas, já o controlado GDC ANFIS contorna a dependência dos parâmetros de linha com o uso do treinamento das condições operacionais pela rede neural, fato este que toda vez que a carga sofrer alterações (por exemplo, entrada de carga nova ou desligamento de consumidor) se faz necessário um novo treinamento da rede neural *Black Propagation*. O controlador GDC Adaptativo acomoda a dependência dos parâmetros da linha por meio da estimação da impedância vista pelos terminais do filtro LCL do SEP (equivalente de Thévenin do SEP), auxiliado de uma sintonia (ajuste dos ganhos K_R , K_V e K_f) baseada em técnicas de otimização linear. Mantendo a característica dinâmica de robustez do Droop Generalizado aliado à estimação da impedância de linha, operando a inserção e retirada da geração distribuída

e controlando de maneira estável o fluxo de potência que trafega na rede quer seja no sentido fonte – carga ou no sentido carga – fonte.

Uma característica deste controlador está na acomodação rápida das condições operacionais no que diz respeito a uma variação brusca de potência ativa e reativa, acomodando as flutuações de tensão e frequência na saída do VSI, rastreamento do desvio e levando estas saídas para as referências de controle.

4.1.1 DESCRIÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE

O controle GCD Adaptativo proposto é ilustrado no diagrama de blocos da Figura 4.1 Vale ressaltar que estrutura de controle está presente em cada microgerador (modelado por uma fonte de tensão CA controlada), se existir 10 microgeradores presentes na MG existirão 10 estruturas de controle, trata-se de um controle local.

A estrutura de controle é formada por quatro etapas: A) Cálculo da potência ativa e reativa a partir dos dados medidos (tensão e corrente na saída do filtro LCL), sendo dadas como,

$$P_{med} = VI \cos(\theta_V - \theta_I) \quad (4.1)$$

$$Q_{med} = VI \sin(\theta_V - \theta_I) \quad (4.2)$$

Onde: P_{med} e Q_{med} são as potências ativa e reativas medidas instantaneamente, V e I são os módulos da tensão e da corrente respectivamente, θ_V e θ_I são os ângulos de fases da tensão e da corrente.

Etapa (B): Identificação dos parâmetros de linha - O estimador recebe com entrada os valores de tensão e de corrente medidos no barramento e por meio do método dos mínimos quadrados recursivo calcula o valor estimado de R e X . Além do valor estimado da impedância de linha, o estimador de parâmetros fornece o gráfico da corrente estimada e o erro da estimação ($erro = I - I_{est}$) para o monitoramento da qualidade da estimação por parte do operador da MG. Vale ressaltar que o fator de esquecimento do método é ajustado dinamicamente, enquanto o algoritmo estiver em funcionamento, variando de zero a um, acompanhando a dinâmica da planta (MG isolada).

Etapa (C): Sintonia do controlador – O bloco denominado de sintonia recebe como variáveis de entrada: os parâmetros de linha estimados na etapa anterior; os desvios de tensão (ΔV_s) e frequência (Δf) prescritos pela legislação; os *set-points* de tensão (V_0), frequência (f_0), potência ativa (P_0), potência reativa (Q_0) e os valores das

potências ativa (P_{med}) e reativa (Q_{med}) calculadas na Etapa (A). Com estas variáveis de entrada o bloco determina os ganhos ótimos do controlador baseado nas condições operacionais da planta (MG isolada).

Etapa (D): Uso da estrutura do GDC Convencional – Com os ganhos ótimos calculados na Etapa (C) a estrutura proposta usa a estratégia de controle Droop ilustrada na Figura 3.2, onde o GDC recebe P e Q medidos e fornece a amplitude e a frequência para geração do sinal senoidal, usado como referência (sinal modulante) na estratégia PWM bipolar senoidal.

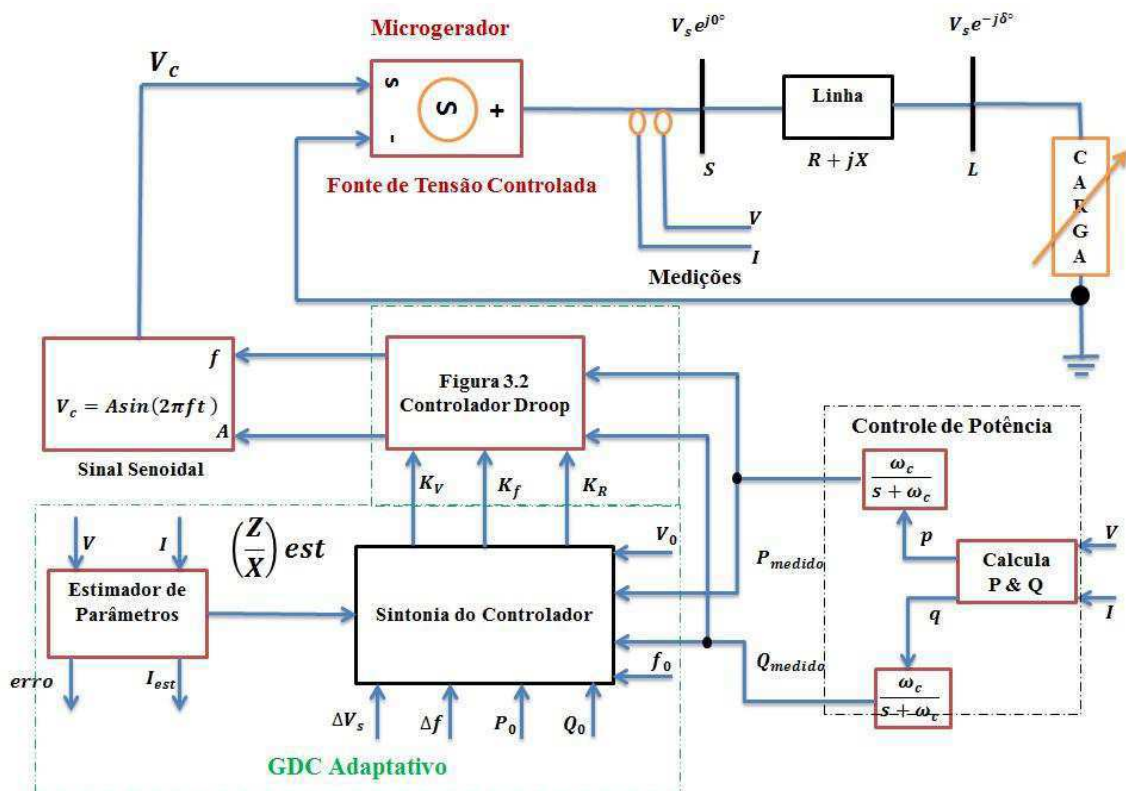


Figura 4.1. Estrutura de um Controlador GDC Adaptativo.

O sinal de erro do estimador de parâmetros ou os gráficos do módulo e da fase da impedância de linha estimada (Diagrama de Bode) podem ser utilizados para identificar a ocorrência de falha no microgerador, na MG ou no controle das cargas locais, pela simples observação do padrão dos gráficos, por exemplo, se o erro da estimação for diferente de zero (ou do limiar estabelecido), pode-se concluir que aconteceu uma anormalidade na operação da planta (MG isolada).

4.1.2 ESTIMAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DE LINHA

A estimação dos parâmetros de linha pelo método dos mínimos quadrados recursivos considera o cenário descrito na Figura 4.2.

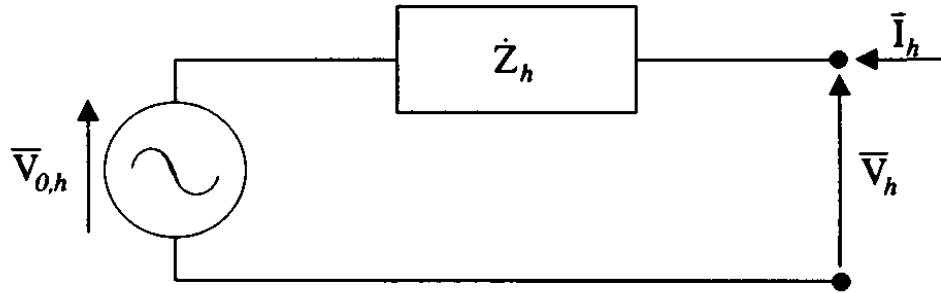


Figura 4.2. Equivalente de Thévenin para frequências de ordem h .

Aplicando a lei das malhas Kirchoff (para frequência fundamental) ao circuito da Figura 4.2 temos,

$$V_{0,h}(s) = I_h(s)(R + sL) + V_h(s) \quad (4.3)$$

$$V_{0,h}(s) = I_h(s)(R + sX) \quad (4.4)$$

Onde s é o operador de Laplace, para que se tenha uma função de transferência própria (grau do denominador maior que o grau o numerador), a saída da função da transferência deve ser a corrente elétrica e a entrada a tensão elétrica, sendo dada como,

$$\frac{I_h(s)}{V_{0,h}(s)} = \frac{1}{R + sX} = Y_{est}(s) \quad (4.5)$$

Vale ressaltar que a impedância da linha estimada é dada como: $Z_{est}(s) = \frac{1}{Y_{est}(s)} = R_{est} + jX_{est}$, onde X_{est} é a reatância indutiva ou capacitiva. Logo o estimador irá estimar dois parâmetros, recebendo como entrada a tensão e a corrente medidas na saída o filtro LCL.

O modelo descrito pela função de transferência da equação (4.5) implementa um modelo de primeira ordem, sendo necessário estimar dois parâmetros, logo o regressor linear é dado pela equação (4.6),

$$y(k) = a_1 u(k-1) + a_2 y(k-1) \quad (4.6)$$

Onde $y(k)$ é saída estimada, no caso a corrente na saída do filtro LCL da DG, $u(k)$ é a entrada do regressor, no caso em estudo é a tensão medida na saída do VSI, a_1 e a_2 são parâmetros a serem estimados, no caso, $a_1 = \frac{1}{R_{est}}$ e $a_2 = \frac{1}{X_{est}}$.

4.1.3 SINTONIA DO CONTROLADOR GDC ADAPTATIVO

Um problema de controle consiste em determinar uma forma de afetar um dado sistema físico de modo que seu comportamento atenda às especificações de desempenho previamente estabelecidas. Como, normalmente, não é possível alterar a estrutura funcional do sistema físico em questão, a satisfação das especificações de desempenho é atingida mediante o projeto e implementação de controladores (compensadores). Também sabemos que, apesar de todo o avanço tecnológico dos últimos anos, com o surgimento de soluções avançadas, tanto em termos de algoritmos de controle quanto de *hardware*, os controladores PID (Proporcional- Integral-Derivativo), e suas variações, ainda são, com larga vantagem, os mais usados na indústria. Os argumentos, para essa massiva predominância do PID, vão desde a simplicidade, à facilidade de implementação e manutenção. A maioria desses argumentos se justifica pelo número reduzido de parâmetros sintonizáveis existentes nos PID's. Embora, algumas versões de PID's, trazidas em CLP's (Controlador Lógico Programável) e instrumentos de redes industriais, apresentem um número elevado de parâmetros a serem ajustados, a estrutura básica de um PID contém apenas três parâmetros: O ganho proporcional, k_P , a constante de tempo integral, τ_i , (ou o ganho integral, k_I), e, a constante de tempo derivativo, τ_d , (ou o ganho derivativo, k_D).

O ajuste dos parâmetros de um controlador é chamado de sintonia (*tuning*). Quando se tem um modelo matemático, representativo, do sistema, a escolha dos parâmetros do controlador recai no desenvolvimento de um projeto, que pode ser feito com base no método do lugar geométrico das raízes, dentre outros. Como, nem sempre é possível se obter um modelo, que represente, adequadamente, a dinâmica que se deseja controlar, se fez necessário o surgimento de técnicas, que não dependam do modelo, para sintonia do controlador.

No caso do controlador GDC Adaptativo a sintonia do controle é baseada em otimização linear. O ajuste dos ganhos do controlador GDC Adaptativo é motivado pelas condições operacionais do VSI e as restrições da MG para os níveis de tensão e frequência impostas pela legislação (ABNT NBR 5410: $\Delta f = 2\text{Hz}$ e $\Delta V = 20\text{V}$). O bloco da Figura 4.3 foi projetado para determinar os parâmetros da estrutura de controle Droop da Figura 3.2.

O bloco da Figura 4.3 recebe como entradas: as potências reativa e ativa medidas na rede elétrica (medição de tensão e corrente instantâneas na saída do VSI), os valores

máximos e mínimos toleráveis para tensão e frequência ($\Delta f = 2\text{Hz}$ e $\Delta V_s = 30\text{V}$) operacionais, os *set-points* de controle (P_0 é a referência de potência ativa, Q_0 é a referência de potência reativa, f_0 é a referência de frequência elétrica ($f_0 = f_{nom} = 60\text{Hz}$), $V_0 = A_{nom} = 220\text{V}$ é a referência de tensão elétrica), os parâmetros de linha estimados e produz como saída os ganhos, K_v , K_r e K_f do controlador.

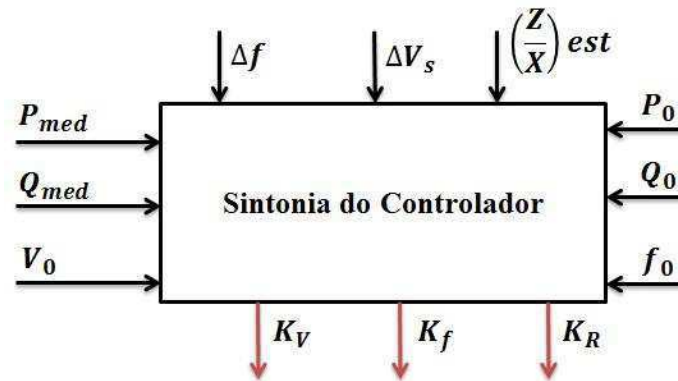


Figura 4.3. Bloco projetado para sintonia do controlador GDC Adaptativo.

As condições do contorno do problema são:

$$\Delta f = 2\text{Hz}; \quad \Delta V_s = 30\text{V}; \quad 0 \leq P_0 \leq P_{nominal}; \quad 0 \leq Q_0 \leq Q_{nominal}, \quad P' = P_{medido};$$

$$Q' = Q_{medido} \text{ e } a = \frac{Z}{X}.$$

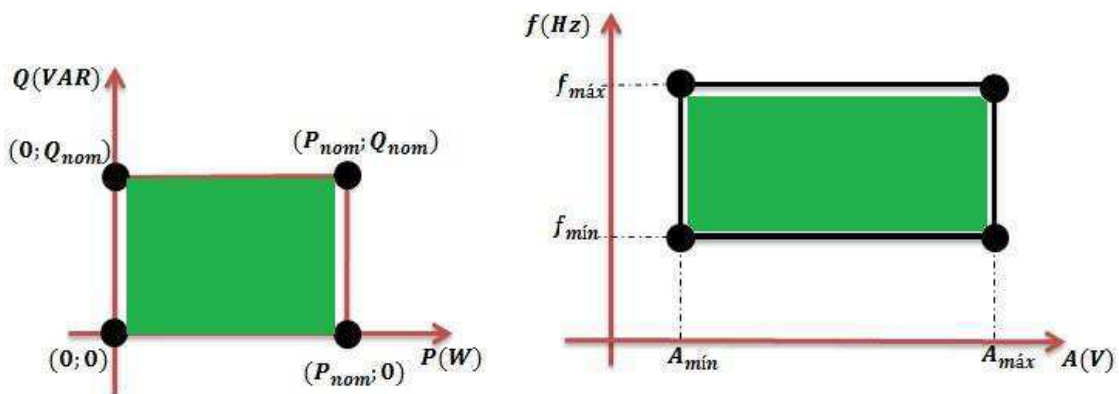


Figura 4.4. Regiões operacionais da geração distribuída PQ e Af .

Estas condições definem as regiões de operação (regiões 2D) da geração distribuída PQ e Af , ilustradas na Figura 4.4. Percebe-se que a região PQ é um quadrado com vértices nos pontos: $A = (0; 0)$, $B = (0; Q_{nom})$; $C = (P_{nom}; 0)$, $D = (P_{nom}; Q_{nom})$, já a região Af é também um quadrado como vértices nos pontos: $A = (f_{min}; A_{min})$, $B = (f_{min}; A_{max})$, $C = (f_{max}; A_{min})$, $D = (f_{max}; A_{max})$. Onde $f_{min} = 59\text{Hz}$, $f_{max} = 61\text{Hz}$, $A_{min} = 200\text{V}$ e $A_{max} = 250\text{V}$. Os ganhos do

controlador serão determinados para as condições mínimas e máximas de operação, definindo a região de controle (região 3D), que neste caso será dada por um paralelepípedo com vértices nos pontos: $A' = (K_{v_{min}}; K_{f_{min}}; K_{r_{min}})$, $B' = (K_{v_{max}}; K_{f_{min}}; K_{r_{min}})$, $C' = (K_{v_{min}}; K_{f_{max}}; K_{r_{min}})$, $D' = (K_{v_{max}}; K_{f_{max}}; K_{r_{max}})$, $E' = (K_{v_{min}}; K_{f_{min}}; K_{r_{max}})$ e $F' = (K_{v_{max}}; K_{f_{min}}; K_{r_{max}})$.

Os valores de K_V , K_R e K_f que definem esta região de controle serão determinados, sabe-se que,

$$\Delta f = \frac{1}{K_f} \left(\frac{Z}{X} P' - P_0 \right) + K_R K_V \Delta V_s + K_R Q_0 \quad (4.7)$$

$$\Delta V_s = \frac{1}{K_V} \left(\frac{Z}{X} Q' - Q_0 \right) - K_R K_f \Delta f - K_R P_0 \quad (4.8)$$

E que da definição do Droop individual P/f e Q/V ,

$$K_f = -\frac{1}{k_p} \therefore k_p = -\frac{1}{K_f} \quad (4.9)$$

$$K_V = -\frac{1}{k_q} \therefore k_q = -\frac{1}{K_V} \quad (4.10)$$

Vale observar que as equações (4.7) e (4.8) são respectivamente as equações (3.15) e (3.16), repetidas aqui para melhor entendimento por parte do leitor.

Substituindo (4.9) e (4.10) em (4.7) e (4.8),

$$\Delta f = -k_p (P' - P_0) \rightarrow \Delta f = \frac{1}{K_f} (P' - P_0) \quad (4.11)$$

$$\Delta V_s = -k_q (Q' - Q_0) \rightarrow \Delta V_s = \frac{1}{K_V} (Q' - Q_0) \quad (4.12)$$

Isolando K_V e K_f temos,

$$K_f = \frac{(P' - P_0)}{\Delta f} \quad (4.13)$$

$$K_V = \frac{(Q' - Q_0)}{\Delta V_s} \quad (4.14)$$

Da definição do Droop Generalizado o ganho K_R é uma variável influenciada pelos parâmetros de linha, em especial pelo efeito dissipativo da linha (o resistor – efeito Joule). Substituindo (4.13) em (4.7) e (4.14) em (4.8),

$$\Delta f - \frac{1}{K_f}(aP' - P_0) = K_R Q_0 \quad (4.15a)$$

$$\Delta V_s - \frac{1}{K_v}(aQ' - Q_0) = -K_R P_0 \quad (4.15b)$$

Substituindo K_v e K_f em (4.15a) e (4.15b),

$$K_R Q_0 = \Delta f - \frac{\Delta f(aP' - P_0)}{(P' - P_0)} \quad (4.16a)$$

$$K_R P_0 = \frac{\Delta V_s(aQ' - Q_0)}{(Q' - Q_0)} - \Delta V_s \quad (4.16b)$$

Isolando K_R ,

$$K_R = \frac{\Delta f}{Q_0} \left[1 - \frac{(aP' - P_0)}{(P' - P_0)} \right] = K'_R \quad (4.17a)$$

$$K_R = \frac{\Delta V_s}{P_0} \left[\frac{\Delta V_s(aQ' - Q_0)}{(Q' - Q_0)} - 1 \right] = K''_R \quad (4.17b)$$

A equação (4.17) mostra que o ganho K_R pode ser ajustado pela potência ativa, como pela potência reativa ou pode ser calculado como uma média aritmética entre os dois valores, ou seja, ($K_R = \frac{K'_R + K''_R}{2}$). Para determinar a região de controle 3D dos ganhos K_v , K_R e K_f é necessário avaliar nos extremos das regiões operacionais, determinando os valores mínimos e máximos.

Avaliando os valores máximo e mínimo de K_f ,

$$\text{Quando } P_0 = 0W \rightarrow K_{f_{max}} = \frac{P'}{\Delta f} \quad (4.18a)$$

$$\text{Quando } P_0 = P_{nominal} W \rightarrow K_{f_{min}} = \frac{P' - P_{nominal}}{\Delta f} \quad (4.18b)$$

Avaliando os valores máximo e mínimo de K_v ,

$$\text{Quando } Q_0 = 0 VAR \rightarrow K_{v_{max}} = \frac{Q'}{\Delta V_s} \quad (4.19a)$$

$$\text{Quando } Q_0 = Q_{nominal} VAR \rightarrow K_{v_{min}} = \frac{Q' - Q_{nominal}}{\Delta V_s} \quad (4.19b)$$

Avaliando os valores máximo e mínimo de K_R a partir da potência ativa,

$$\text{Quando } P_0 = 0W \rightarrow K_{R_{max}} = \frac{\Delta f}{Q_0} (1 - a) \quad (4.20a)$$

$$\text{Quando } P_0 = P_{nominal} W \rightarrow K_{R_{min}} = \frac{\Delta f}{Q_0} \left(1 - \frac{aP' - P_{nom}}{P' - P_{nom}} \right) \quad (4.20b)$$

Avaliando os valores máximo e mínimo de K_R a partir da potência reativa,

$$\text{Quando } Q_0 = 0 VAR \rightarrow K_{R_{max}} = \frac{\Delta V_s}{P_0} (a - 1) \quad (4.21a)$$

$$\text{Quando } Q_0 = Q_{nominal} VAR \rightarrow K_{R_{min}} = \frac{\Delta V_s}{P_0} \left(\frac{aQ' - Q_{nom}}{Q' - Q_{nom}} - 1 \right) \quad (4.21b)$$

A sintonia do controlador será ótima quando a estimação dos parâmetros da linha for ótima. Visto que o ganho K_f é influenciado pela potência ativa (ver equação (4.13)), já o ganho K_V é influenciado diretamente pela potência reativa (ver equação (4.14)), enquanto que o ganho K_R é dependente da potência ativa (ver equação (4.17a)) ou da potência reativa (ver equação (4.17b)), mas sofre influência direta dos parâmetros da linha, daí a premissa de uma estimação de parâmetros ótima.

4.2 CENÁRIOS DE TESTES E ESTUDOS DE CASOS

De maneira análoga as outras estratégias de controle estudadas, o controle GDC Adaptativo foi avaliado aso mesmos cenários descritos no Capítulo 3 (para fins comparativos). Inicialmente o GDC Adaptativo foi avaliado a uma MG simples (MG de uma barra, ilustrada na Figura 3.1), o compromisso da estratégia de controle é regular simultaneamente a tensão e a frequência da MG durante o fornecimento de potência aparente solicitada pela carga local, garantindo o equilíbrio entre a geração e consumo, de maneira rápida, segura e estável. A Figura 4.5 ilustra o comportamento dos perfis de tensão/frequência fornecidos pelo GDC Adaptativo durante a operação e gestão do fluxo de potência trafegado na MG.

Observando a Figura 4.5 percebe-se que no mesmo gráfico estão as respostas do GDC Convencional, do GDC ANFIS e do GDC Adaptativo, o intuito deste fato foi avaliar a resposta dinâmica das estratégias de controle quando avaliadas ao mesmo cenário de teste. As respostas do GDC Convencional e do GDC ANFIS foram bem semelhantes, uma variação de $\pm 0.02 Hz$ na frequência e a tensão operando entre $285V \leq V_s \leq 311V$. Já o GDC Adaptativo apresentou um comportamento dinâmico

inferior às duas técnicas anteriores, uma variação de $\pm 0.05 \text{ Hz}$ na frequência e a tensão operando entre $283 \text{ V} \leq V_s \leq 307 \text{ V}$. A queda de tensão na carga foi mais acentuada nesta técnica de controle, este fato pode se atribuído à estimação dos parâmetros de linha (nas duas estratégias de controle anteriores a impedância é fixa, estática e conhecida, o que não é correto em casos reais, desta forma a dinâmica da MG pode ser mascarada).

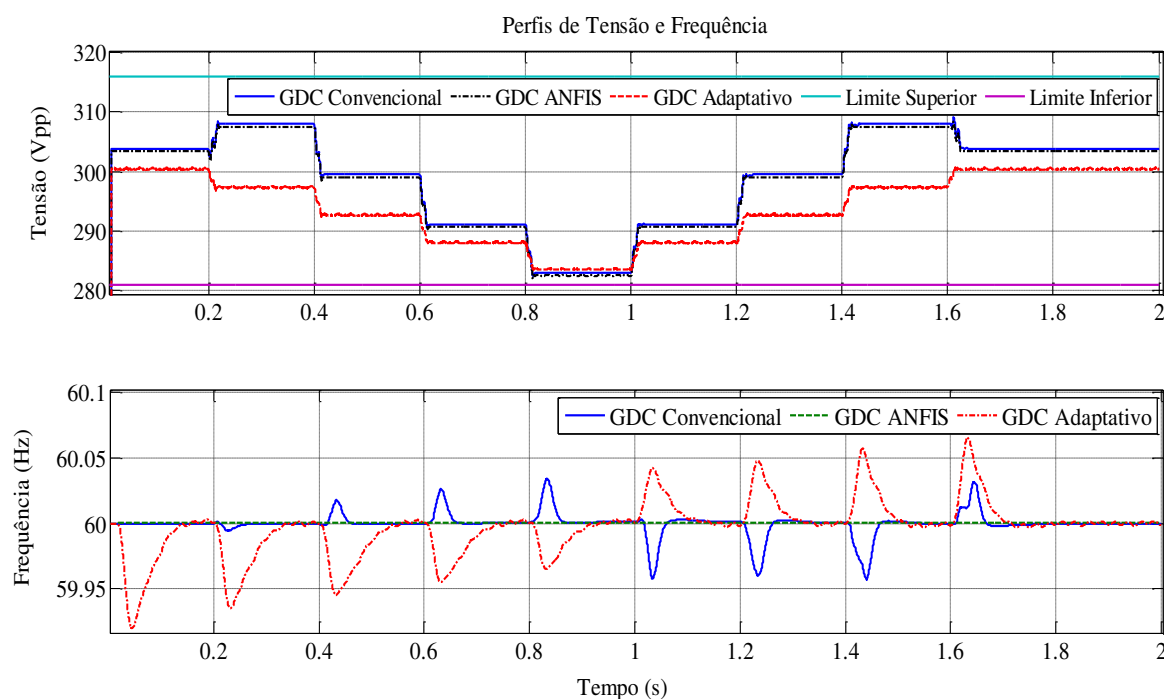


Figura 4.5 Perfis de tensão / frequência na avaliação do GDC Adaptativo – Uma barra.

Observando a resposta de controle (Figura 4.5) para regulação da tensão e da frequência da MG, a micro rede está operando dentro da região permitida pela legislação (Tensão - Limite superior de 341 V_{PP} e Limite inferior de 281 V_{PP}; Frequência - Limite superior de 61 Hz e Limite inferior de 59 Hz), visto que o valor mínimo verificado para a tensão na barra foi de $V_{PP} = 283 \text{ V}$. A ação de controle é manter a operação da MG dentro desta faixa operacional.

Observando a Figura 4.6 percebe-se que o LSE conseguiu estimar a corrente de saída do inversor, mas durante a primeira metade da simulação (1 segundo) o erro variou em 20 unidades, já na segunda metade o erro ficou praticamente nulo. Observando o perfil de corrente, percebe-se que o seu comportamento é análogo ao perfil dinâmico de carga (Ver Figura 3.4), de 0,2 segundos a 1 segundo a corrente cresce, assim como perfil de potência ativa, de 1,0 segundo a 2,0 segundos a corrente decresce voltando as condições iniciais (antes dos 0,2 segundos). Pode concluir desta

premissa que o GDC Adaptativo é sensível a inserção de cargas e robusto com a retirada de cargas.

Outra característica do GDC Adaptativo está na sintonia ótima dos ganhos baseado nas condições operacionais da MG, em todos os instantes os ganhos são dinâmicos, pois as condições operacionais estão variando. Logo pode-se concluir que o GDC Adaptativo considera os valores dos ganhos do controlador e a estimativa da impedância de linha como termos variantes no tempo, no caso do GDC Convencional e no GDC ANFIS estas variáveis são fixas (impedância conhecida e os ganhos do controlador foram sintonizados conforme procedimento descrito na Seção 3.1 do Capítulo 3). Em fatores justificam o desempenho dinâmico do GDC Adaptativo. Contudo este controlador consegue manter a operação da MG estável e dentro das prescrições legais.

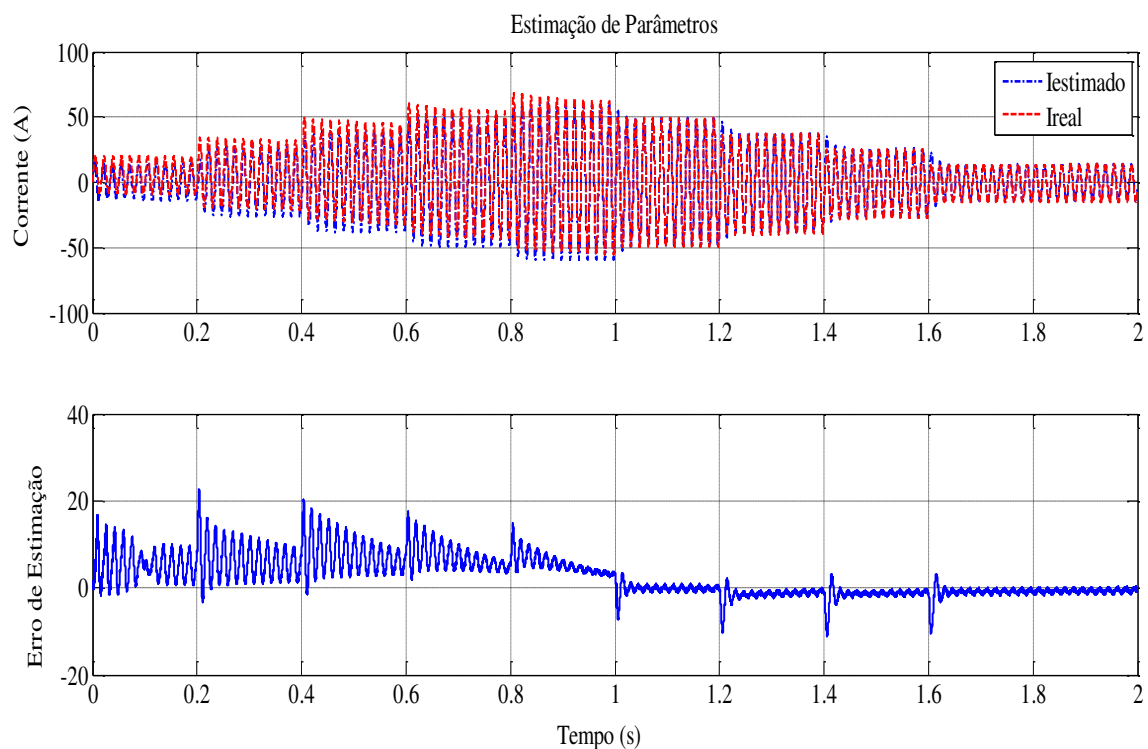


Figura 4.6. Corrente medida \times corrente estimada e o erro de estimação.

A Figura 4.7 ilustra o comportamento do parâmetro a , fornecido pela estimação de parâmetros ($a = \frac{Z}{X}$) e usada na etapa de sintonia do controlador. O valor de a é unitário ou próximo a um, porque o valor da reatância (parte imaginária da impedância) é muito maior que o valor da parte real da impedância (resistência), pois trata-se de uma MG fortemente indutiva. Logo Z é próximo de X , e $a = \frac{Z}{X} \approx 1$. O valor de a pode ser

usada na análise de padrão para detectar possíveis anormalidades na planta, como por exemplo, falta de fase em sistemas trifásicos e perda da rede elétrica principal (tensão e corrente nula, logo a será nulo).

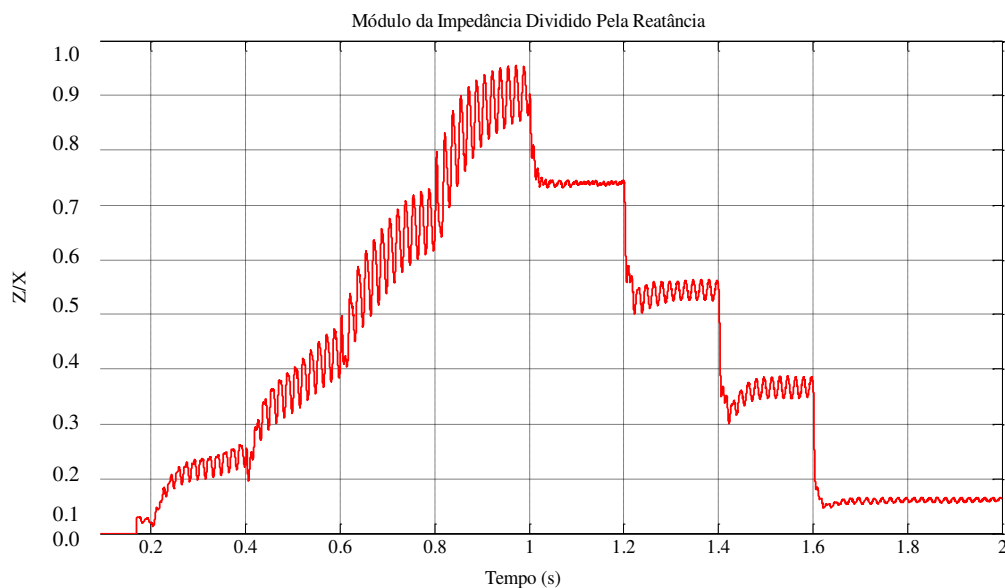


Figura 4.7. Parâmetro (Z/X) estimado.

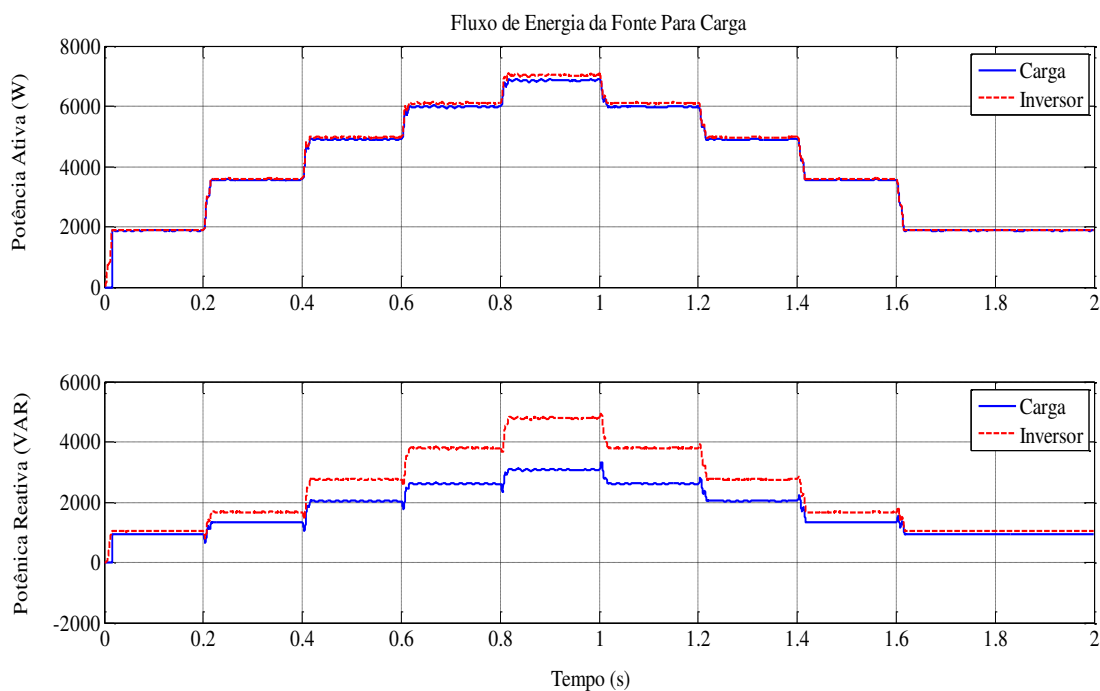


Figura 4.8. Perfil de Geração e Consumo – GDC Adaptativo.

A Figura 4.8 ilustra o equilíbrio entre a geração e o consumo quando gerenciado pelo GDC Adaptativo, percebe-se que o inversor atende efetivamente a demanda

energética da carga local, tanto nos intervalos de inserção de cargas, bem como nos instantes de tempo de retirada da carga local.

A Figura 4.9 ilustra o comportamento da tensão e da frequência quando o GDC Adaptativo é avaliado na MG de três barras (Ver Figura 3.7) e no mesmo cenário de testes descrito na Seção 3.1.1 do Capítulo 3.

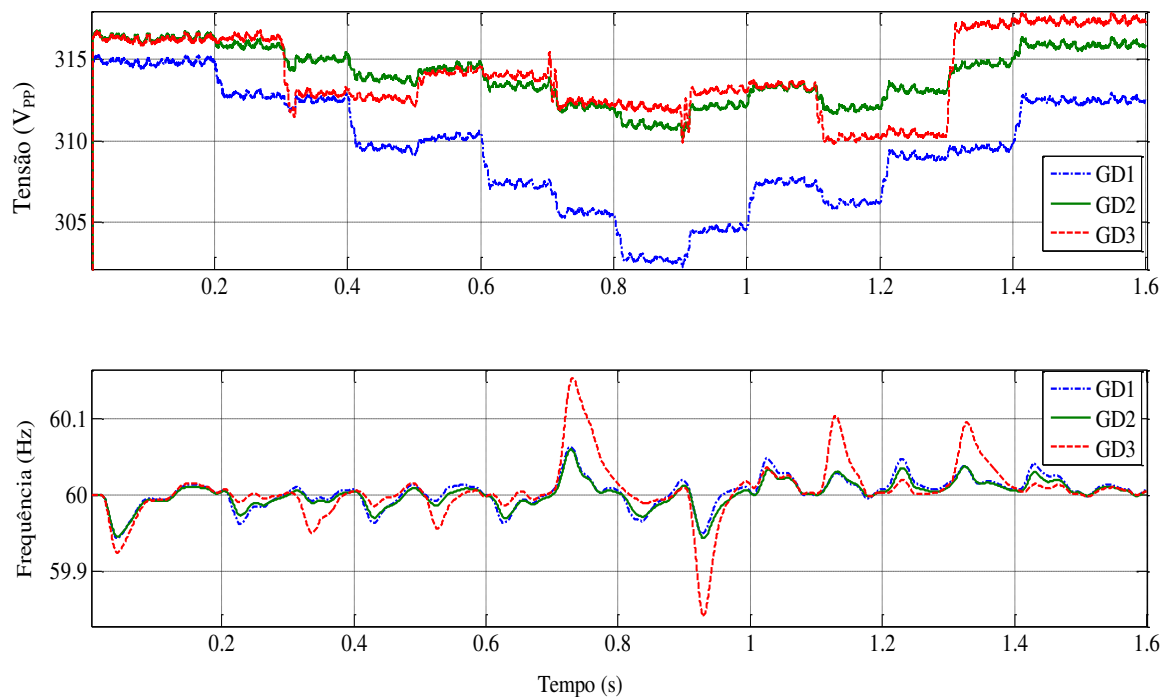


Figura 4.9. Perfis de tensão / frequência Para o GDC Adaptativo – Três barras.

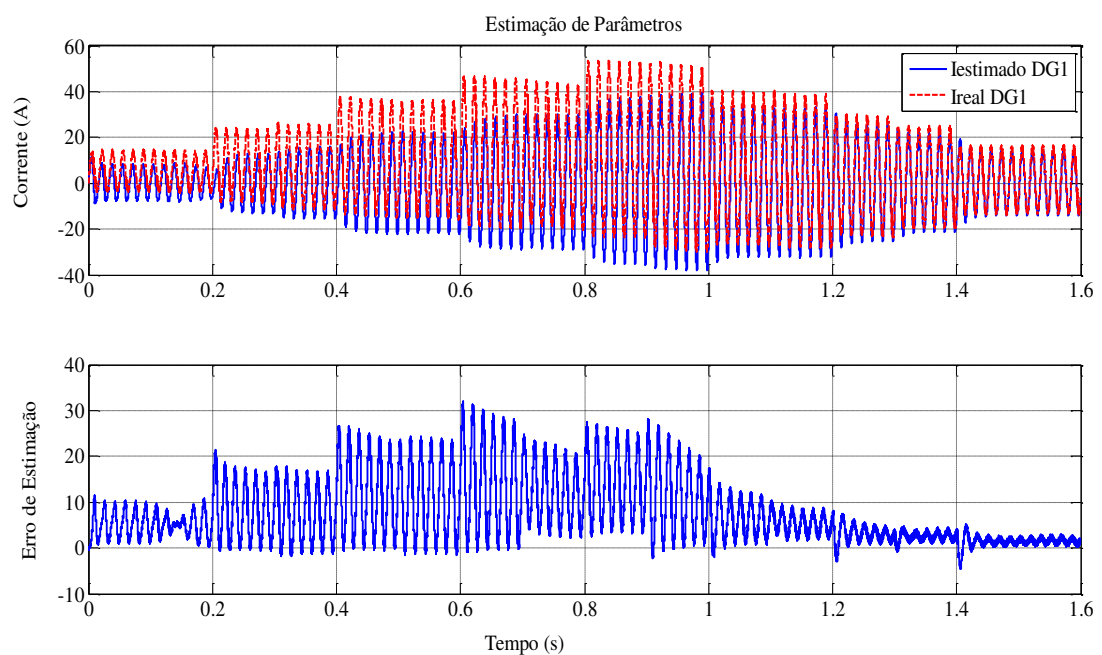


Figura 4.10. Corrente medida \times corrente estimada na DG1 e o erro de estimação.

Vale ressaltar que o problema em questão consiste em avaliar a capacidade do controlador proposto em manter o balanço de potência entre a geração e o consumo eficiente, confiável e atendendo a demanda do consumidor, frente ao cenário de mudanças de carga (Chaveamento dinâmico de cargas), bem como avaliar o desempenho da MG operando no modo de ilhamento.

Quando houver a falha de um microgerador dentro da MG é necessário que os outros microgeradores atuem de maneira cooperativa, suprindo a demanda energética da carga local e a ausência da DG defeituosa. Logo é necessário inserir o controle PI na malha de tensão do GDC em cada um dos microgeradores (MC), bem como o circuito detector de falha na DG (detectar tensão e / ou corrente nula ao longo de um período).

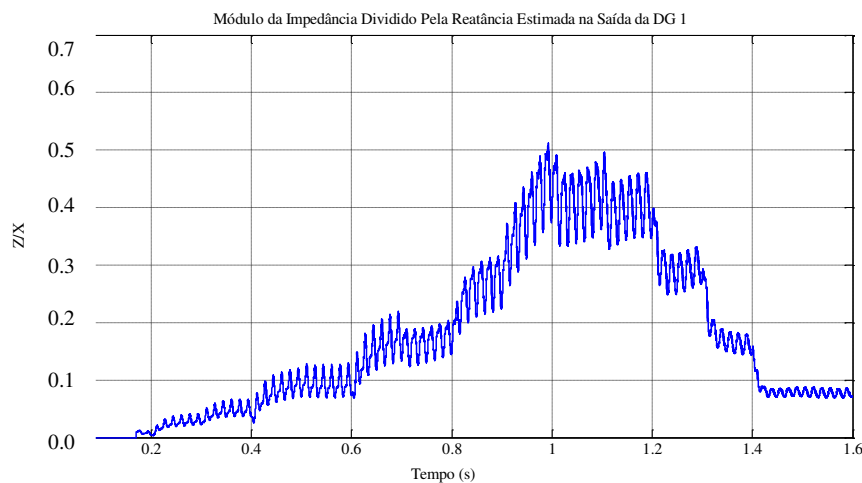


Figura 4.11. Parâmetro (Z/X) estimado na Saída da DG 1.

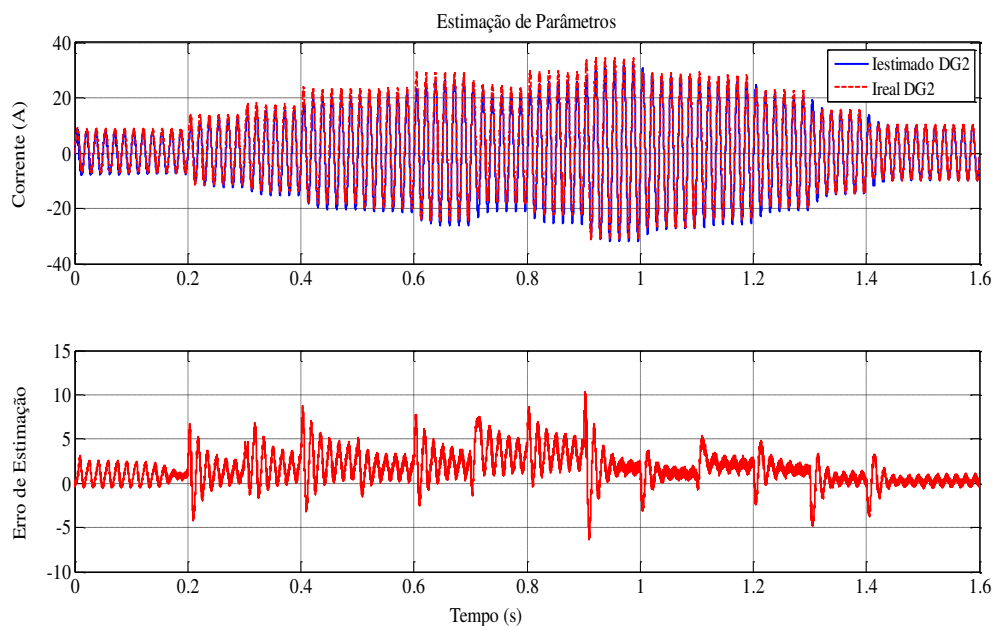


Figura 4.12. Corrente medida \times corrente estimada na DG2 e o erro de estimação.

Observando a Figura 4.9 percebe-se que a MG opera dentro dos valores prescritos para as flutuações da tensão e da frequência, operando entre $304V \leq V_s \leq 316V$ para a tensão e entre $59.85 Hz \leq f \leq 60.15 Hz$, ou seja, $\Delta V_s = 12V$ e $\Delta f = 0.3 Hz$. As Figuras 4.10, 4.12 e 4.14 ilustram os resultados da estimação de parâmetros na determinação da impedância do circuito de Thévenin, estimação das correntes medidas na saída do filtro LCL de cada um dos microgeradores (DG1, DG2 e DG3) e os respectivos erros de estimação. Percebe-se que quando há o chaveamento brusco de uma carga com valor de potência aparente muito maior que o valor de potência aparente anterior (por exemplo, $S_{antes} = 3 + j1 kVA$ e muda para $S_{depois} = 6 + j3 kVA$), o LSE não consegue acompanhar a estimação em tempo real, apresentando um erro maior, este fato pode ser explicado pela equação (4.6), pois a derivada da função degrau resulta na função impulso, como a MG é fortemente indutiva não tolera variações bruscas de corrente ($\frac{dI}{dt}$), mas mesmo diante deste cenário o estimador e a sintonia ótima funcionam bem, mantendo a MG estável e consolidando os objetivos de controle: o equilíbrio entre a geração e o consumo de maneira eficiente e dentro das prescrições legais para as flutuações da tensão e da frequência.

As Figuras 4.11, 4.13 e 4.15 ilustram os resultados dos parâmetros de linha estimados vistos dos terminais (R_{est} e X_{est}) de cada DG. Vale ressaltar que o valor de $\frac{Z}{X}$ estimado para cada saída de DG é usado no controle do microgerador (MC). Percebe-se que em condições de funcionamento da MG no modo ilhado, o valor de $\frac{Z}{X}$ é próximo de um, logo um valor diferente deste, caracteriza a ocorrência de um transitório abrupto ou uma anormalidade na planta, foi o que aconteceu nas Figuras 4.14 e 4.15, no instante de $t = 0,3 s$, houve um transitório brusco, a entrada no banco de cargas 2 de uma carga com grande amplitude PQ (a carga anterior a este instante de tempo é $S_{antes} = 2 + j0 kVA$ e no instante de $t = 0,3 s$ esta carga é substituída por uma carga de $S_{depois} = 4 + j1 kVA$), neste instante de tempo a carga solicitou 1kVAR dos microgeradores instalados na MG, o $\frac{dI}{dt}$ foi grande e seu resultado foi sentido nos parâmetros estimados. Como não é possível mapear e / ou monitorar em tempo real o perfil de do consumidor, se faz necessário à implantação de uma estratégia de controle eficiente para acomodar os transitórios das potências ativa e reativa e a cooperação dos inversores no intuito de atender rapidamente a demanda solicitada pela carga (compartilhamento da potência aparente). Diante do cenário dinâmico, o GDC adaptativo conseguiu cumprir com os

objetivos estabelecidos: gerenciar a operação da MG estável e atendendo fielmente o perfil do consumidor.

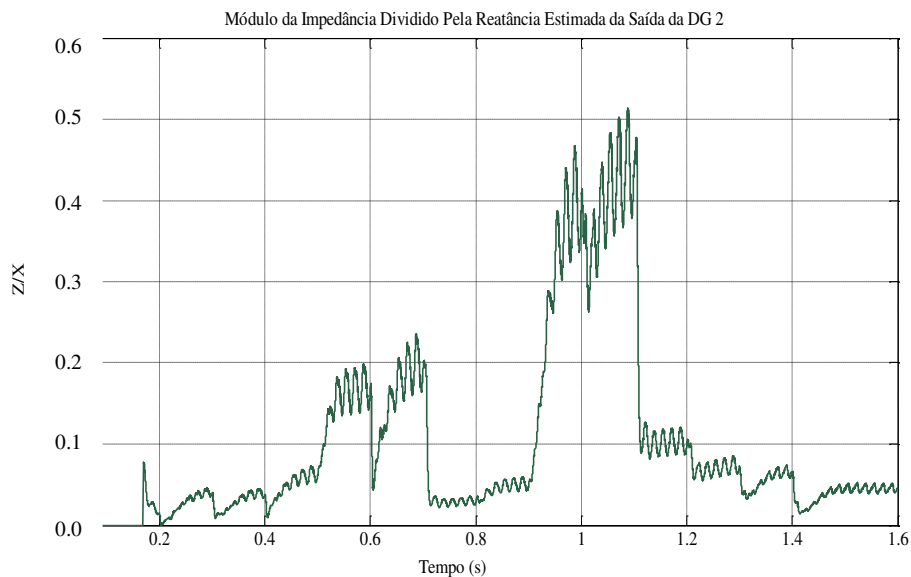


Figura 4.13. Parâmetro (Z/X) estimado na Saída da DG 2.

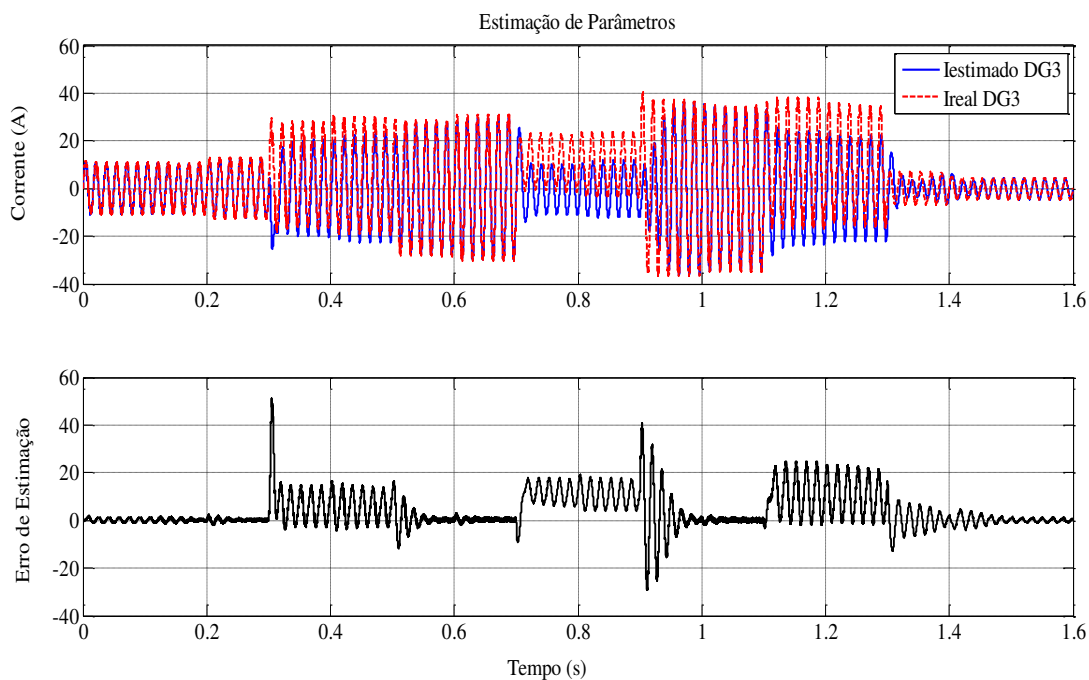


Figura 4.14. Corrente medida \times corrente estimada na DG3 e o erro de estimação.

A Figura 4.16 ilustra o comportamento da tensão e da frequência quando o GDC Adaptativo é avaliado na MG de cinco barras (Ver Figura 3.24) e no mesmo cenário de testes descrito na Seção 3.1.2 do Capítulo 3.

A Figura 4.17 ilustra o comportamento da tensão e da frequência quando o GDC Adaptativo é avaliado na MG de onze barras (Ver Figura 3.26) e no mesmo cenário de

testes descrito na Seção 3.1.3 do Capítulo 3. Vale ressaltar que a rede principal de baixa tensão foi desligada (simulação de um desligamento – *Blackout* na rede principal), para que a MG opere de maneira autônoma (modo de ilha). Logo o compromisso do controle é manter as flutuações da tensão e da frequência dentro das prescrições legais e o equilíbrio entre a geração e o consumo, distribuindo a demanda energética de maneira igualitária entre os diversos microgeradores.

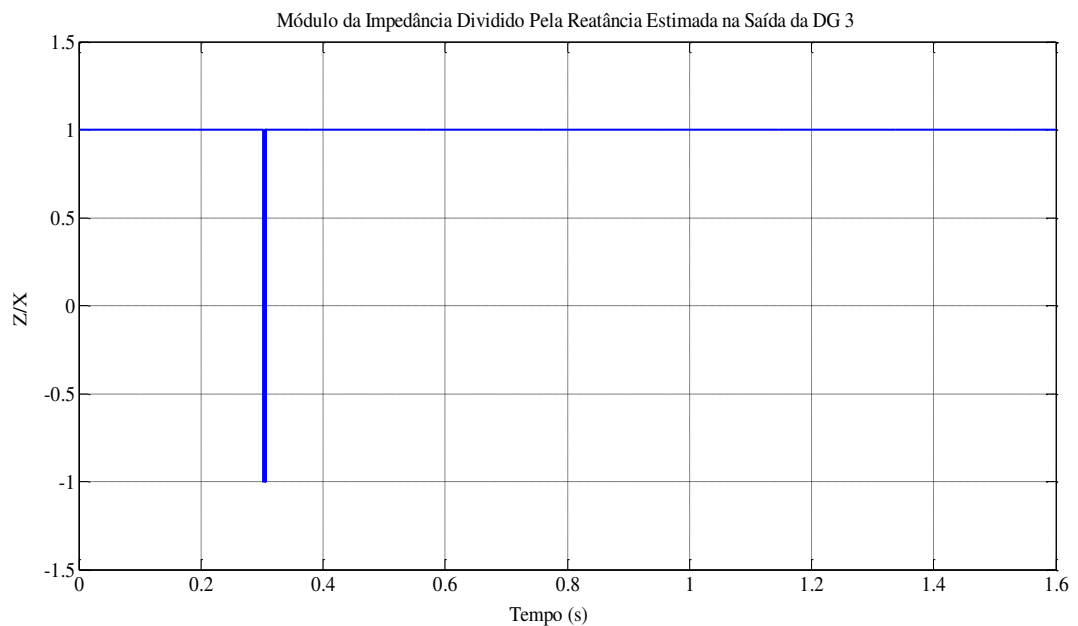


Figura 4.15. Parâmetro (Z/X) estimado na Saída da DG 3.

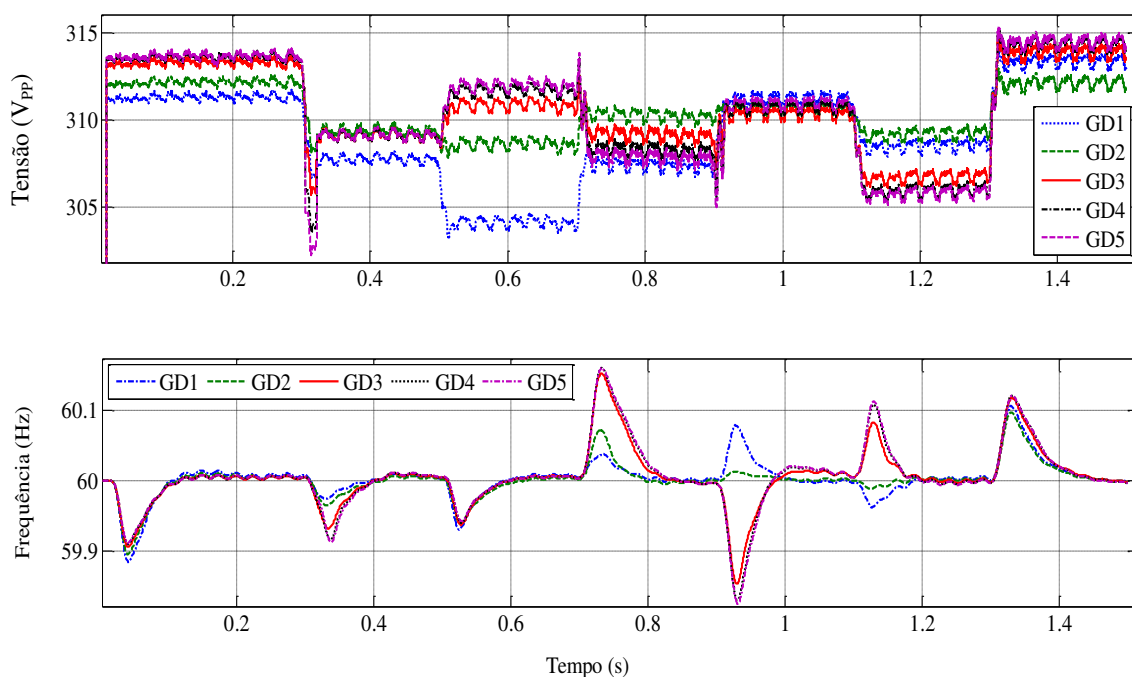


Figura 4.16. Perfis de tensão / frequência Para o GDC Adaptativo – Cinco barras.

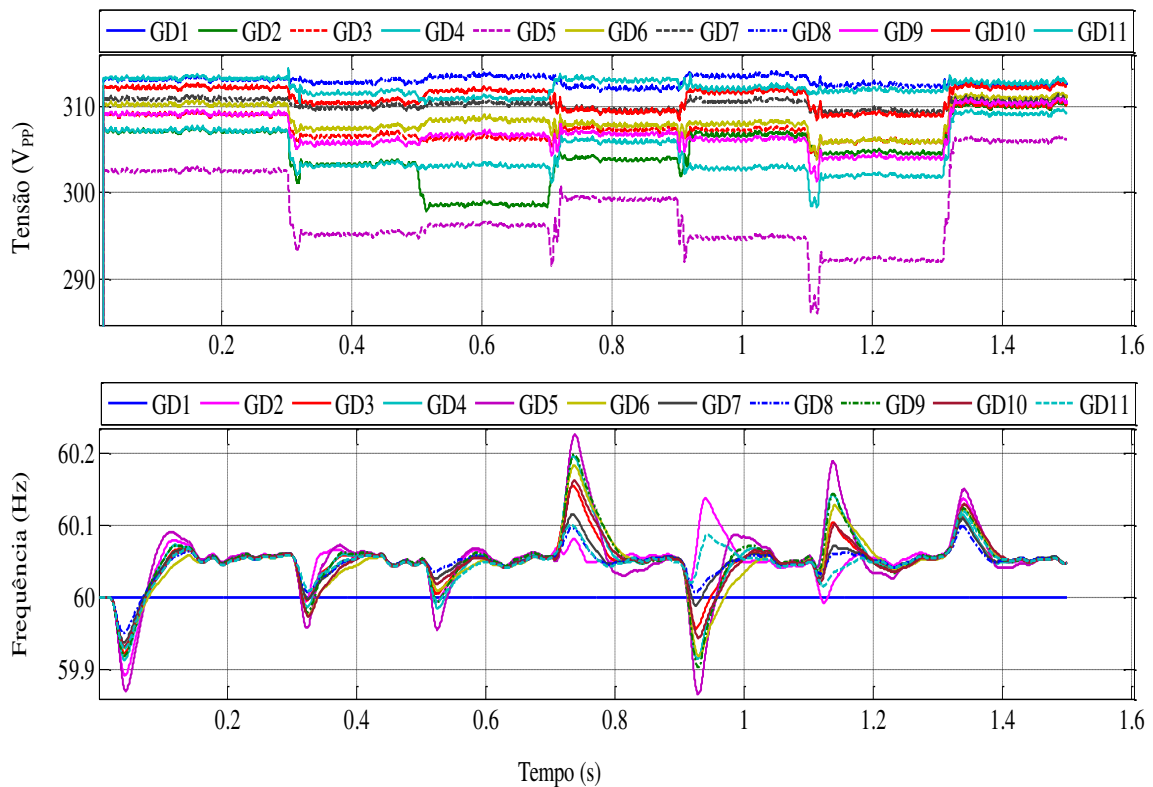


Figura 4.17. Perfis de tensão / frequência Para o GDC Adaptativo – Onze barras.

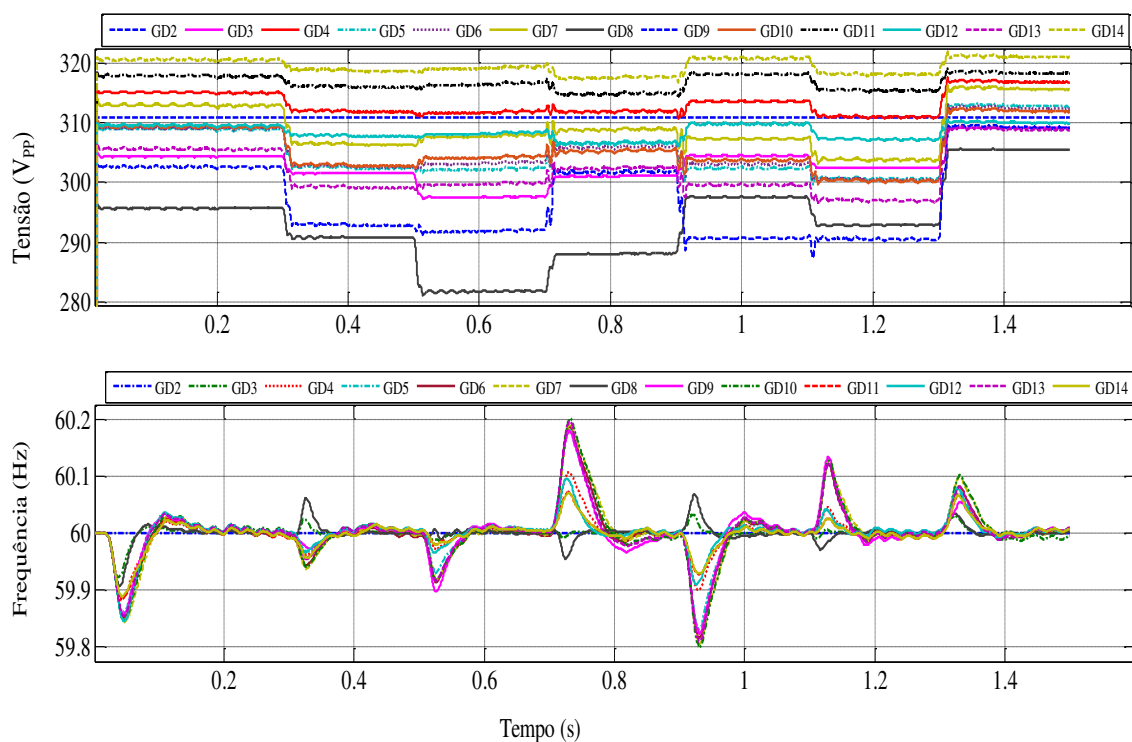


Figura 4.18. Perfis de tensão / frequência Para o GDC Adaptativo – Quatorze barras.

A Figura 4.18 ilustra o comportamento da tensão e da frequência quando o GDC Adaptativo é avaliado na MG de quatorze barras (Ver Figura 3.28) e no mesmo cenário

de testes descrito na Seção 3.1.4 do Capítulo 3. Vale ressaltar que a rede principal foi desligada, para que a MG opere de maneira autônoma (modo de ilhamento).

Observando a resposta de controle (Figura 4.18) para regulação da tensão e da frequência da MG, a micro rede está operando dentro da região permitida pela legislação (Tensão - Limite superior de 341 V_{PP} e Limite inferior de 281 V_{PP}; Frequência - Limite superior de 61 Hz e Limite inferior de 59 Hz), visto que o valor mínimo verificado para a tensão na barra de número 08 foi de $V_{PP} = 283 V$. A ação de controle é manter a operação da MG dentro desta faixa operacional.

Os resultados de simulação comprovam a robustez do controlador GDC Adaptativo, na estabilidade do sistema, no compromisso da geração atender o perfil de consumo do cliente e no desempenho ótimo da estratégia de controle perante o cenário de mudanças de cargas na MG quando opera no modo de ilhamento.

4.3 DISCUSSÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE PROPOSTA

O objetivo desta Seção é apresentar uma análise dinâmica do controle proposto e validado, enfatizando nos pontos fortes e fracos da técnica, no desempenho em malha aberta e fechada, nas restrições de *hardware* e *software* necessários para uma possível implantação real. Nesta seção é feita a discussão do problema chamado na Literatura de *Bump Less Transfer* e as modificações necessárias na estratégia de controle para acomodar as variações dinâmicas ao longo do tempo da carga e da fonte.

A configuração da MG (topologia de circuito – Ver Figura 1.1) desenvolvida neste Trabalho pode ser facilmente implementada numa estrutura de PHIL (*Power-Hardware-in-The-Loop*), onde a MG seria virtual, implementada por um simulador de tempo real (por exemplo, o OP5600 da OPAL RT) e a estratégia de controle (GDC Adaptativo) seria implementado em *hardware* específico (por exemplo, uso de um dSPACE).

A estratégia PHIL possibilita a conexão de modelos de fontes de GD em qualquer ponto da rede virtual, também, permiti a conexão com equipamentos externos. Utilizando a técnica HIL é possível integrar controladores reais com o modelo virtual da rede, permitindo a realização de testes de novas estratégias de controle como, por exemplo, controle do fluxo de potência entre as GD e a rede. Outra possibilidade é utilizar a técnica PHIL para integrar sistemas físicos reais com o modelo do sistema de distribuição, possibilitando, por exemplo, verificar como se comporta a tensão e a

frequência de uma GD real em caso de algum ramal de serviço do modelo da rede for desconectado da fonte de energia principal.

A estratégia de controle proposta e validada (GDC Adaptativo) usa a estrutura de Controle Droop Generalizado (GDC) convencional, assistido pela técnica de identificação paramétrica, esta utilizada para estimar os parâmetros de linha, eliminando a dependência do GDC convencional com os parâmetros de linha (ponto fraco do GDC Convencional). Para um melhor desempenho da estratégia de controle em malha fechada foi projetado uma estrutura de sintonia ótima, a qual ajusta os ganhos do controlador com base nas condições operacionais da MG, respeitando as prescrições legais impostas para as flutuações de tensão e frequência e demanda energética do consumidor (ponto fraco do GDC convencional e do GDC ANFIS – houve uma mudança no ponto operacional é necessário recalcular os ganhos do controlador no caso do GDC tradicional e um novo treinamento da rede neural no caso do GDC ANFIS, já no GDC Adaptativo o re-projeto do controlador é feito automaticamente por meio da sintonia ótima do controlador). O GDC Adaptativo conseguiu rastrear com perfeição o comportamento dinâmico da carga, estabilizando a tensão e a frequência de saída dos VSI's, em diferentes cenários de chaveamento de cargas e em diversas topologias de MG isoladas (MG com uma barra, com três barras, com cinco barras, com onze barras e com quatorze barras).

O GDC Adaptativo mostrou-se eficiente quando avaliado a diversos cenários testes, apresentado resposta rápida frente às mudanças operacionais da MG e as flutuações da carga, mantendo a operação da MG estável e o compromisso do equilíbrio da geração e do consumo, bem como o sincronismo entre os microgeradores instalados na MG (Ver Figuras 4.5, 4.9, 4.16, 4.17 e 4.18). O ponto forte do GDC Adaptativo está na sintonia dos seus ganhos, se houver uma mudança operacional na MG (entrada ou saída de um consumidor local), o controle é sintonizado automaticamente para o novo ponto operacional, visto que a sua sintonia é feita baseada na faixa permitida para as flutuações de tensão e frequência da MG e nas características de potência aparente solicitada pelas cargas locais, esta peculiaridade torna o GDC Adaptativo robusto, de modo que flutuações intensas de carga são acomodadas pelo controlador, não levando a operação da MG para instabilidade, a estrutura do GDC é projetada para que as DG's trabalhem cooperativamente (igualitária) para atender a demanda energética das cargas locais (consumidor local). Um ponto negativo do GDC Adaptativo está no fato do LSE

recursivo executar muitos cálculos, demandando uma estrutura de *hardware* e *software* mais eficiente.

Na implementação real do GDC Adaptativo é necessário discretizar todas as partes do diagrama de controle com realimentação negativa, neste cenário é importante conhecer os passos de cálculo e atualização de todas as partes envolvidas (dinâmica do controle, dinâmica da MG, dinâmica da estratégia PWM e atualização do LSE *on-line*). A planta (MG) apresenta dinâmica rápida da ordem de 10^{-6} segundos (t_1), logo o sistema de controle deve ter uma dinâmica de controle da ordem de 10^{-7} segundos (t_2). Para este cenário o LSE recursivo deve ser atualizada numa taxa da ordem de 10^{-5} segundos (t_3) e a estratégia PWM por ser mais sensível, deve ser atualizada ao um passo de cálculo da ordem de 10^{-8} segundos (t_4), ou seja, ($t_4 < t_2 < t_1 < t_3$; $t_1 = 10t_2$; $t_3 = 10^{-1}t_2$; $t_3 = 10^{-2}t_2$). As simulações realizadas neste Trabalho foram implementadas com $t_1 = t_2 = t_3 = t_4 = 10^{-7}$ segundos. Logo o LSE está sendo atualizado no mesmo passo de cálculo da dinâmica do controle e do passo de cálculo da atualização das grandezas elétricas da MG (tensão, corrente e frequência da MG).

No caso da ocorrência de uma falha e / ou perda de um microgerador, a estrutura do GDC Adaptativo deve ser modificada para incluir a malha de controle PI de restauração de tensão em cada microgerador (análogo ao caso do GDC ANFIS discutido na Seção 2.1.1 do Capítulo 3). Um problema que surge com a inserção deste controlador é o chamado *Bumpless Transfer*, este problema pode ser definido como: quando houver uma falha de um microgerador, o circuito de alarme de falta de tensão informa ao MGCC a perda da DG, este de imediato envia esta informação e um sinal lógico para energização da malha de restauração de tensão (malha interna do PI instalada em cada microgerador) para todos os microgeradores instalados na MG, deste modo os microgeradores normais passam a fornecer potência para as cargas locais que estavam sendo supridas pelo microgerador defeituoso, mantendo o equilíbrio entre a geração e o consumo.

Sanada a falha, o microgerador defeituoso entra novamente em operação na MG e o regulador PI é desligado (chave *on-off* para comandar a energização e desenergização do circuito de restauração da tensão). Novamente o mesmo microgerador ou outra DG apresenta defeito e o regulador PI é acionado em todas as DG's, como não houve uma limpeza na memória do controlador PI, ficou armazenado os valores da operação anterior (1ª falha do microgerador), devida a ação do integrador este valor é

amplificado, logo uma informação errônea do estado operacional da MG é enviado para o GDC. Este problema é conhecido na literatura com *Bump Less Transfer*, sendo resolvido por meio de um circuito que limpe a memória do controlador (opção via *hardware*), no caso da estratégia de controle PI esteja sendo implementada num PLC industrial ou num dSPACE, já a opção por *software* consiste em uma ponderação entre os valores passados armazenados na memória e os valores atuais referentes à nova falha, de modo que o sinal enviado para o GDC seja amenizado (redução da sua amplitude). O problema de *Bump Less Transfer* e a solução via *software* são sugestões para trabalhos futuros desta Dissertação de Mestrado

O GDC Adaptativo foi avaliado em cinco diferentes topologias de MG (1 barra, 3 barras, 5 barras, 11 barras e 14 barras) com cargas lineares (ver Figura 3.4), no Capítulo 6 o GDC Adaptativo será avaliado para cargas não-lineares (retificador monofásico não controlado com carga RL, contendo harmônicos de tensão, 3°, 5°, 7°, 9°, 11°, 13°, 15°, 19°, 23° e 25°), neste Capítulo o modelo da carga linear é representado por um perfil de carga dinâmica especificado pela sua potência aparente ($S = P + jQ$) (ver Figuras 3.4 e 3.19). O modelo do gerador distribuído neste Capítulo foi considerado como sendo uma fonte de tensão CC, podendo ser substituído por uma fonte de corrente controlada por tensão. Para considerar a variação temporal da fonte alternativa de energia (sistema fotovoltaico, sistemas eólicos, biomassa, células a combustíveis e microturbinas a diesel), testes futuros serão realizados para validação do GDC Adaptativo com dados de produção de energia real, a partir do arranjo fotovoltaico instalado no LEIAM / UFCG.

O perfil energético gerado por um arranjo fotovoltaico ao longo do tempo de vida do projeto, leva em consideração os valores de radiação solar (R_a), temperatura das células solares (T) e o rendimento dos painéis solares (η), visto que a energia gerada é função destas variáveis, ou seja, $E_G = f(R_a, T, \eta)$. Logo a tensão e a corrente gerada são variáveis variantes no tempo, esta informação deve ser considerada no projeto do GDC e na definição dos *set-points* de potência ativa e reativa.

Um sistema FV completo (fonte de energia renovável) pode ser modelado tanto por uma fonte de corrente como por uma fonte de tensão. Nos casos de MG's conectados à rede (*Grid Tie*), o microgerador quase sempre é modelado por uma fonte de corrente controlada pela tensão, devido à necessidade de sincronizar a corrente injetada com a tensão da rede elétrica (uso da técnica PLL). Nesses casos, a corrente (ou a potência ativa) herda o mesmo perfil da radiação solar, considerando a temperatura constante, enquanto que a tensão RMS é ditada pelas condições da rede elétrica, das

cargas locais e da própria geração descentralizada, no caso da geração ser muito superior ao consumo das cargas locais. Entretanto, nos casos de sistemas FV isolados (*off-line*), os mesmos podem ser modelados como fontes de tensão (Variação de potência aparente gerada), sem necessidade de sincronismo, neste caso a tensão gerada pode herdar as características do perfil da radiação solar.

No caso de sistemas conectados com a rede de baixa tensão a estratégia PLL é usada para sincronizar a corrente injetada com a tensão da rede BT, de modo a minimizar as elevações de tensão na rede BT. No caso de sistemas isolados, a estratégia PLL pode ser usada para dar suporte à estrutura do compensador harmônico, sendo utilizada nas medições das tensões trifásicas e na decomposição harmônica da tensão medida, determinando a amplitude e o ângulo de fase de cada harmônico de tensão.

As fontes alternativas de energia são variantes ao longo do dia, dependendo das condições da natureza (energia solar depende da radiação solar diária, a energia eólica depende dos ventos diários), logo a produção de energia do microgerador deve ser levada em consideração na determinação dos *set-points* da estratégia de controle, estes podem variar de $0.0 VA$ até $S_{nominal} VA$, conforme a produção de energia gerada pela fonte alternativa, desta forma o equilíbrio entre a geração e o consumo pode ficar comprometido. Sendo assim os *set-points* de potência ativa e reativa devem ser especificados de maneira consistente, de tal forma que o valor especificado possa ser realmente fornecido pelo microgerador, garantindo fielmente o equilíbrio entre a geração e o consumo. Outra questão em aberto é se a fonte irá fornecer mais ativos, mais reativos ou mesma quantidade de ativos e reativos ($P > Q$, $P < Q$ ou $P = Q$), geralmente as fontes renováveis fornecem mais ativos que reativos, logo deve ser determinado à relação entre a potência ativa e reativa gerada.

Diante desta discussão o modelo do microgerador deve ser melhorado, devendo ser definidas as informações mínimas sobre os *set-points*, conforme o perfil de geração da fonte renovável. Logo o operador (humano ou automático) deve conhecer o processo, as características de produção de energia da fonte para definir os *set-points* de maneira consistente. Uma solução possível (manual) é a partir do perfil (histórico do processo, medições de P e Q ou medições de V e I) o operar definir as referências de controle para as potências ativa e reativa, outra solução possível (solução por *software*) é o próprio sistema de controle restringir e informar ao operador se os *set-points* informados são consistentes, os algoritmos de controle devem tomar esta decisão com base no perfil de produção do microgerador e na operação da MG, estabelecendo as referências de

controle para P e Q , e a proporção a ser gerada de ativos e reativos solicitados pela carga local. Em outras palavras, *set-points* confiáveis e consistentes devem ser determinados com base no perfil de geração do microgerador, proporção entre ativos e reativos são determinados conforme exigências do consumidor local. Na Seção 4.4 o controle GDC Adaptativo é avaliado para o caso de um perfil de geração real, respondendo aos questionamentos levantados nesta Seção (4.3), detalhando a estrutura de controle que deve ser adicionada ao GDC Adaptativo para ter sua dinâmica melhorada quando avaliado em condições reais.

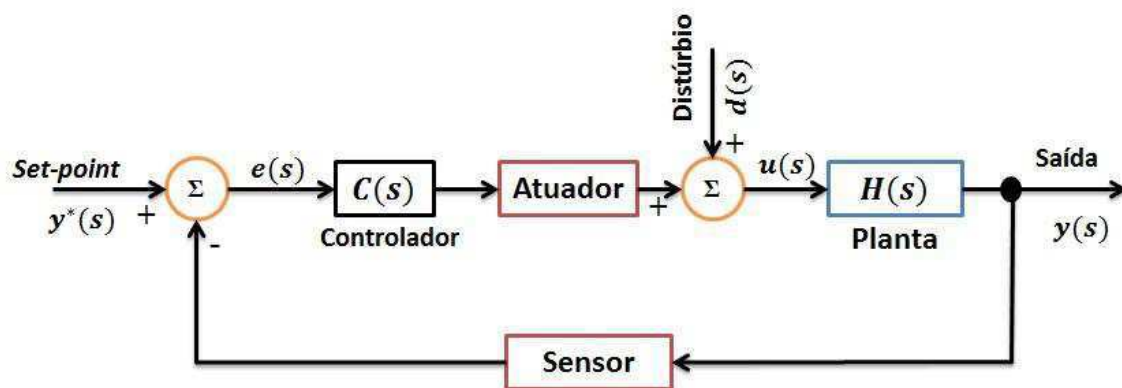


Figura 4.19. Diagrama de controle com realimentação negativa.

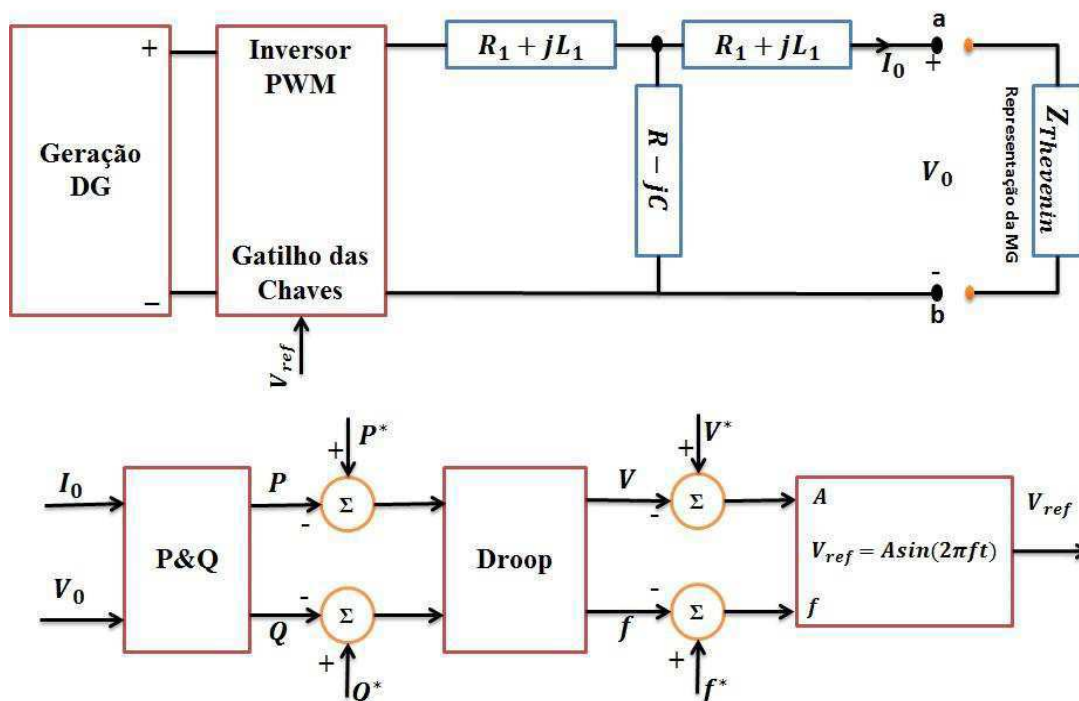


Figura 4.20. Detalhes do GDC Adaptativo para estudos da estabilidade da MG.

O diagrama de blocos da Figura 4.19 ilustra uma estrutura de controle com realimentação negativa (*feedback*) genérica.

Aplicando os conceitos de cada bloco do diagrama da Figura 4.19 ao problema da regulação simultânea da tensão e da frequência em MG isoladas (Ver Figura 3.3), pode ser projetado o diagrama de blocos da Figura 4.20.

O sistema de controle Droop Adaptativo pode ser modelado por (MORTEZA, EBADIAN & SHARIATINASAB, 2014; MICALLEF, APAP, *et al*, 2014),

$$V_0(s) = G(s)V_{ref}(s) - Z_0(s)I_0(s) \quad (4.22)$$

Onde: $V_{ref}(s)$, $G(s)$ e $Z_0(s)$ são a tensão de referência, a função de transferência de malha fechada do sistema de controle e a impedância de saída, respectivamente. $G(s)$ e $Z_0(s)$ podem ser expressas pelas equações (4.23 e 4.24), respectivamente (MORTEZA, EBADIAN & SHARIATINASAB, 2014),

$$G(s) = \left. \frac{V_0(s)}{V_{ref}(s)} \right|_{I_0(s)=0} = \frac{G_d(s)}{L_1Cs^2 + (R_1 + G_d(s))Cs + G_d(s)} \quad (4.23)$$

$$Z_0(s) = \left. \frac{V_0(s)}{I_0(s)} \right|_{V_{ref}(s)=0} = Z'_0(s) + Z_V(s) \quad (4.24)$$

Nas equações (4.23) e (4.24), R_1 é a resistência do filtro LCL e $G_d(s)$ é a função de transferência do PWM, sendo geralmente modelada por um atraso (σ), ($G_d(s) = e^{-\sigma s}$), este atraso pode ser negligenciado. $Z_V(s)$ é a função de transferência da impedância virtual para a frequência fundamental (Ver Capítulo 6), não sendo usada neste Capítulo. Logo a impedância de saída do inversor é dada como,

$$Z_0(s) = Z'_0(s) = \frac{L_1s + R_1 + G_d(s)}{L_1Cs^2 + (R_1 + G_d(s))Cs + G_d(s)} \quad (4.25)$$

Os autores (MICALLEF, APAP, *et al*, 2014) utilizam abordagem análoga, mais um pouco diferente, negligenciando a função de transferência do PWM, desta forma as equações resultantes são,

$$G(s) = \left. \frac{V_0(s)}{V_{ref}(s)} \right|_{I_0(s)=0} = \frac{Z_C(s)}{2Z_C(s) + Z_L(s)} \quad (4.26)$$

$$Z_0(s) = \left. \frac{V_0(s)}{I_0(s)} \right|_{V_{ref}(s)=0} = \frac{Z_C(s)Z_L(s)}{2Z_C(s) + Z_L(s)} \quad (4.27)$$

Onde: $Z_C(s) = sL_1 + R_1$ e $Z_L(s) = \frac{sCR+1}{sCR}$, o resistor R é usado em série com o capacitor do filtro LCL, sua função é amortecer flutuações de tensão.

Comparando as equações (4.23 e 4.24) com (4.26 e 4.27), há uma pequena diferença entre as teorias defendida pelos dois trabalhos. As Figuras 4.22 e 4.23 ilustram o diagrama de Bode quando utilizado as equações (4.23 e 4.24) (Teoria 01 defendida por MORTEZA, EBADIAN & SHARIATINASAB, 2014), já as Figuras 4.24 e 4.25 ilustram o diagrama de Bode quando utilizado as equações (4.26 e 4.27) (Teoria 02 defendida por MICALLEF, APAP, *et al*, 2014), quando o GDC Adaptativo foi avaliado a configuração de MG com uma única barra.

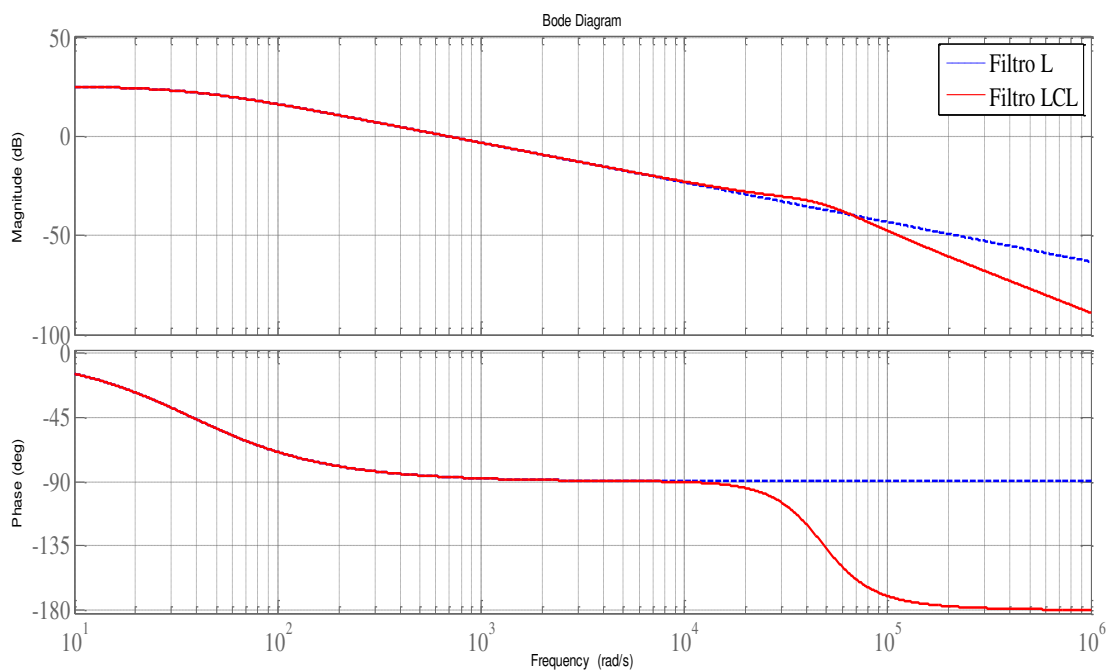


Figura 4.21. Diagrama de Bode para o filtro LCL e o Seu equivalente L.

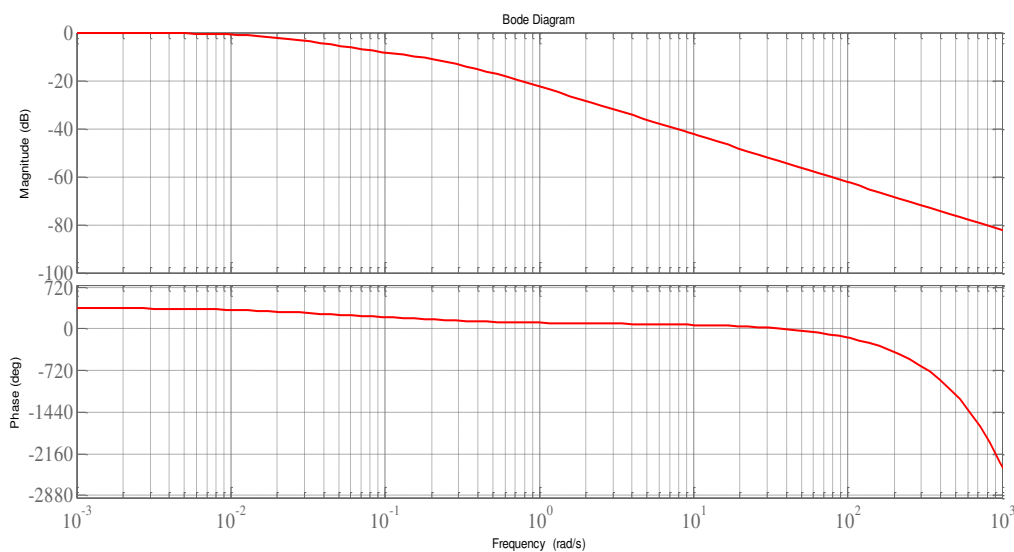


Figura 4.22. Diagrama de Bode da impedância de saída do inversor – Teoria 01.

A Figura 4.21 ilustra o diagrama de Bode para função de transferência do filtro de saída do inversor, vale lembrar que foi utilizado o filtro LCL, mas na ilustração é avaliada a resposta em frequência do filtro LCL e do seu equivalente L. Observando as Figuras 4.22-4.25, percebe-se que há uma diferença entre as duas teorias estudadas.

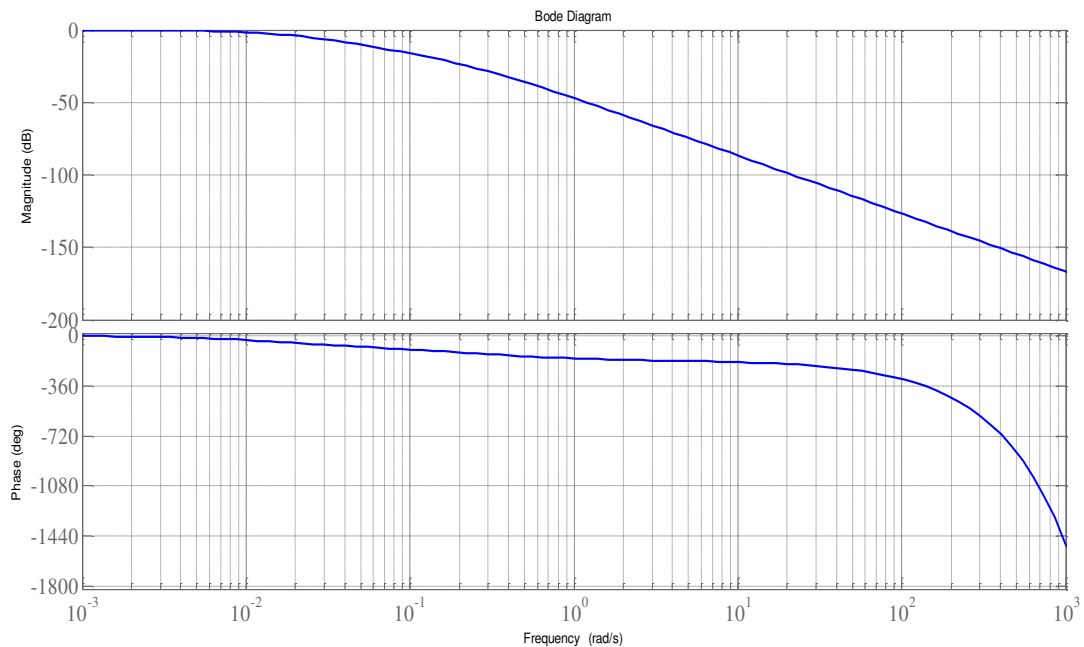


Figura 4.23. Diagrama de Bode para o controle em malha fechada – Teoria 01.

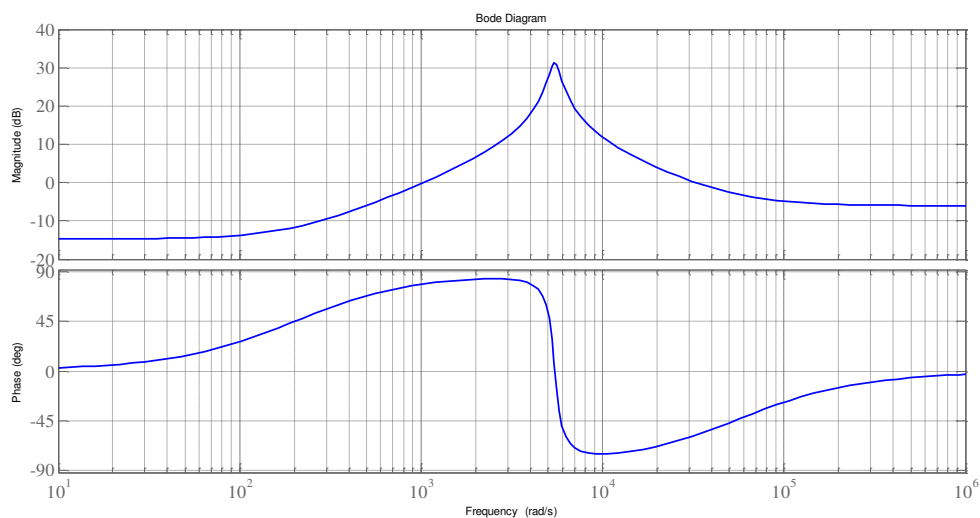


Figura 4.24. Diagrama de Bode da impedância de saída do inversor – Teoria 02.

As equações (4.26 e 4.27) mostram que a magnitude da impedância de saída do inversor, apresenta a fundamental e seus múltiplos (60 Hz, 300 Hz, 420 Hz e 726 Hz). Os polos de malha fechada indicam que o sistema é estável. A mitigação dos

harmônicos será feito por meio da malha de impedância capacitiva virtual. Nas Figuras 4.22 e 4.23, o ângulo de fase dar 05 e 08 voltas no arco trigonométrico para função de transferência em malha fechada e para impedância de saída do filtro, respectivamente.

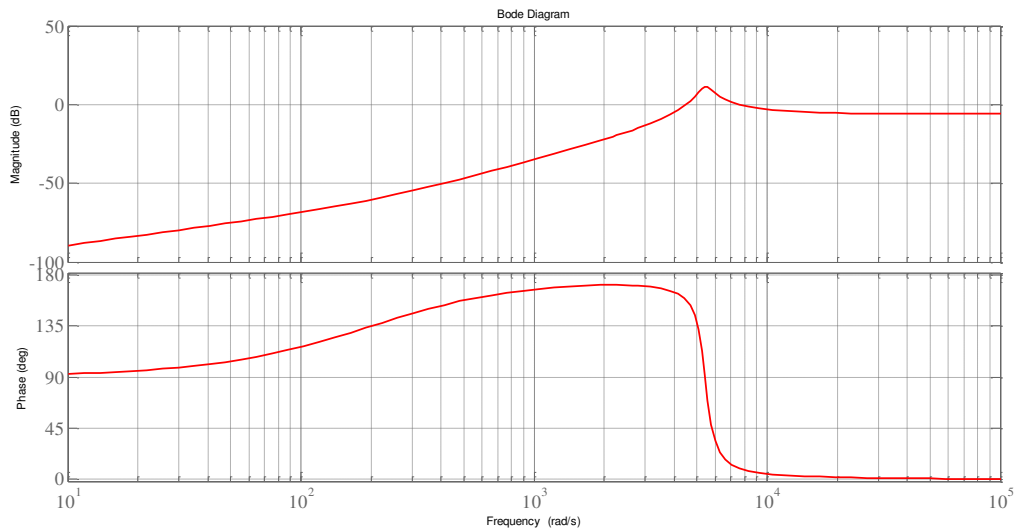


Figura 4.25. Diagrama de Bode para o controle em malha fechada – Teoria 02.

4.4 AVALIAÇÃO DO GDC ADAPTATIVO EM CENÁRIOS REAIS

A energia diária produzida por um microgerador, por exemplo, um arranjo solar fotovoltaico pode ser calculado como VILLALVA (2012),

$$E_p = R_a A_m \eta \quad (4.28)$$

Em que, E_p é a Energia produzida pelo módulo diariamente [kWh]; R_a é irradiação global diária [kWh/m²/dia]; A_m é a área da superfície do módulo [m²] e η é a eficiência do módulo.

Quando não é disponibilizada a eficiência do módulo, esta pode ser calculada utilizando-se a expressão (4.29) (VILLALVA, 2012),

$$\eta = \frac{P_{max}}{A_m * 1000} \quad (4.29)$$

Onde, η é a eficiência do módulo; P_{max} é a potência máxima de pico do módulo [Wp]; A_m é Área da superfície do módulo [m²]. A constante 1000 refere-se à taxa de irradiação padronizada de 1000 W/m² em STC.

Quando dispomos apenas dos dados da irradiação solar global e da potência máxima de pico do painel, pode-se calcular a energia produzida pelo módulo diariamente pela expressão (4.30),

$$E_P = \frac{R_a P_{max}}{1000} \quad (4.30)$$

Sendo, E_P é a energia produzida pelo módulo diariamente [kWh]; R_a é a irradiação global diária [kWh/m²/dia] e P_{max} é a potência máxima de pico do módulo [Wp].

Conhecido os níveis de insolação, a energia produzida por hora pelo sistema FV pode ser calculada usando a expressão (4.31) (VILLALVA & GAZOLI, 2012),

$$E_G = \eta_{modulo} N_m R_a A_m \eta_{inversor} (1 - perdas) \quad (4.31)$$

Onde, E_G em [Wh] é a energia gerada; η_{modulo} é o rendimento do módulo; N_m é o número de módulos FV; A_m é a área da superfície do módulo [m²]; R_a é a irradiação global diária [Wh/m²]; $\eta_{inversor}$ é o rendimento do inversor.

O rendimento dos inversores do modelo escolhido varia de 90,9% a 92,1%. Para estimativa da geração será utilizado o valor médio desses rendimentos, que é 91,6%.

A equação (4.31) só é válida se o arranjo FV, for composto por N_m módulos iguais (certificados), pois basta analisar um módulo solar e multiplicar N_m vezes, caso contrário (os módulos que compõe o arranjo FV não estejam certificados), a equação (4.31) pode ser reescrita como:

$$E_G = E_{P_1} + E_{P_2} + \dots + E_{P_n}, \text{ onde } E_{P_1} = \eta_{modulo_1} R_a A_{m_1} \eta_{inversor_1} (1 - perdas_1), \quad (4.32)$$

sendo n o número de módulos solares que compõe o arranjo FV da unidade de geração.

Segundo EPE (2014), o valor de perdas nos condutores e conexões adotados é de 3% para perdas ôhmicas nos inversores, 3% nos diodos de bloqueio, 3% de perdas por sujeira e poluição nos módulos e 2% por perdas por sombreamento.

A irradiação solar incidente sobre a superfície do painel solar é um fator de suma importância na produção da energia gerada pelo arranjo FV, visto que a quantidade de incidência em determinado local é critério preponderante para instalação do arranjo e para produção de energia. Observando as equações (4.31) e (4.32) para calcular (estimar) a energia gerada pelo módulo solar ou pelo arranjo FV diário é necessário conhecer os dados de irradiação solar, logo para estimar a produção de energia ao longo do período de vida do projeto é necessário determinar os dados de irradiação nos anos

futuros, ou ter um modelo matemático que consiga estimar os valores de irradiação a partir de dados passados.

A Figura 4.26 ilustra o perfil de radiação solar (W/m^2) incidente sobre os painéis solares instalados no LEIAM/UFCG, medida no dia 25/01/2014 (durante todo o dia, das 04h30min da manhã às 18h30min da noite) na estação meteorológica instalada no LEIAM/UFCG na cidade de Campina Grande/PB, cuja temperatura média na superfície do painel solar é de 25° (latitude $+ 15^\circ$). Esses dados foram coletados com auxílio de um piranômetro instalado na miniestação meteorológica, cuja medição ocorre de segundo em segundo totalizando 57600 amostras diárias de radiação solar, percebe-se que a irradiação solar pode ser descrita por um modelo estocástico, semelhante ao modelo de distribuição gaussiano ou normal contínuo, dado como:

$$R_a(t|\sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (4.33)$$

Onde μ é média dos dados medidos e σ é o desvio padrão das leituras, vale ressaltar que a variância dos dados é igual ao desvio padrão ao quadrado, ou seja, $\sigma = \sqrt{\text{variância}}$.

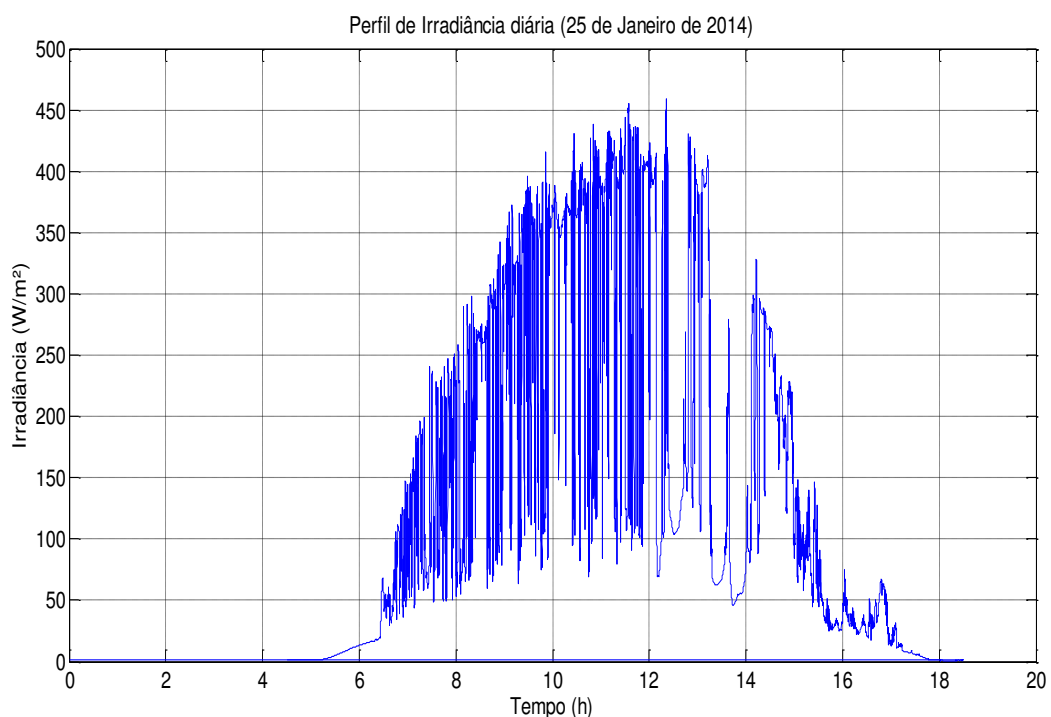


Figura 4.26. Perfil de irradiação medido no dia 25/01/14.

Conforme discutido a potência gerada pelo microgerador depende do perfil de radiação, no caso de sistemas conectados com a rede de baixa tensão, a fonte de tensão

modelada por uma fonte de corrente controlada por tensão, já no caso de sistemas isolados a fonte energética é modelada como uma fonte de tensão CC variável (varia com o perfil de radiação, logo herda as características do perfil de radiação).

O objetivo desta Seção é avaliar o desempenho do GDC Adaptativo em um cenário real, onde está presente: cargas não lineares (presença de harmônicos), cargas dinâmicas (chaveamento dinâmico de cargas ao longo do dia) e variações da potência gerada e fornecida às cargas locais (dinâmica temporal da fonte energética). O diagrama de blocos da Figura 4.27 ilustra o cenário de testes.

A carga linear é modelada conforme discutido no Capítulo 3, um banco de cargas chaveado ao longo da operação da MG, no caso em questão 2 segundos (Ver Figura 3.4 e 3.19), já a carga não linear é um retificador monofásico não controlado (a diodos) onda completa, com carga RL na sua saída. As impedâncias de linha apresentam os mesmo valores para todos os trechos de linha (mesmo comprimento dos trechos).

A fonte energética (sistema FV) foi modelada como uma fonte de tensão controlada por tensão que herda o perfil da radiação solar diária, o perfil produzido por esta fonte entregue a estratégia PWM é ilustrado na Figura 4.28. A Figura 4.29 ilustra o comportamento da tensão na saída da estratégia PWM e na saída do filtro LCL.

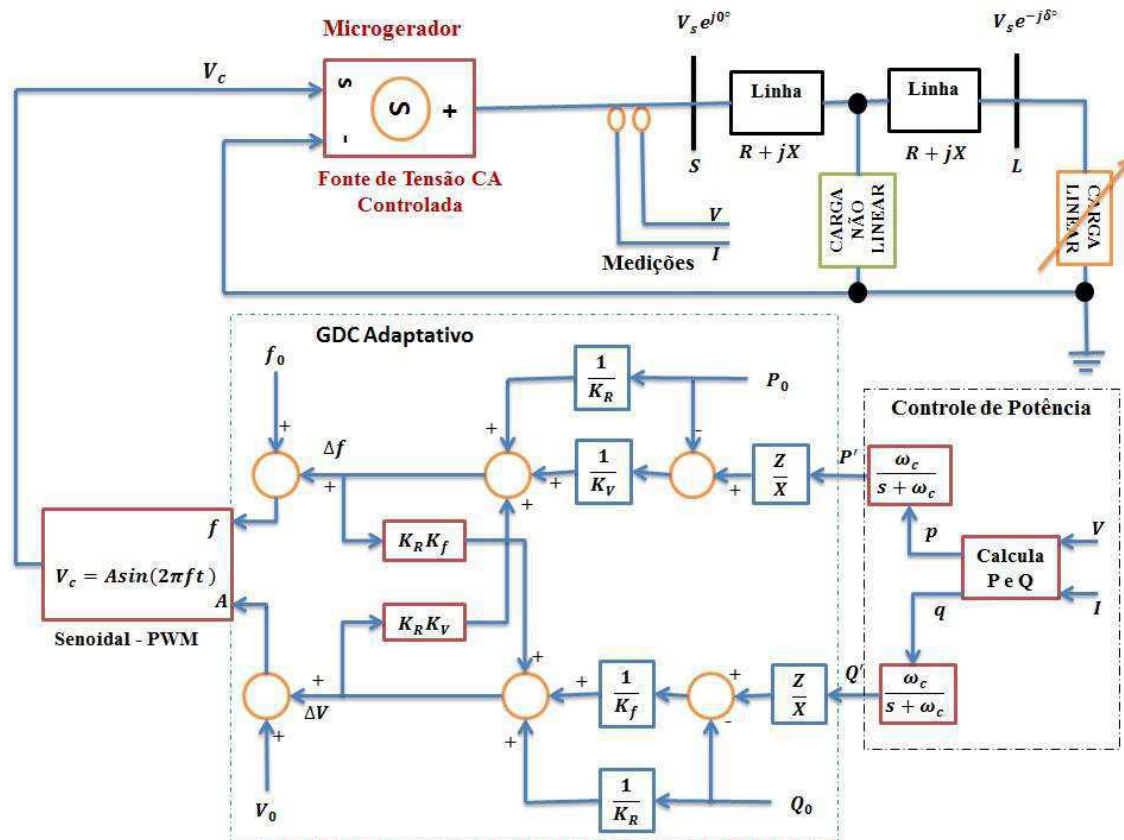


Figura 4.27. Cenário teste real para avaliar o GDC Adaptativo.

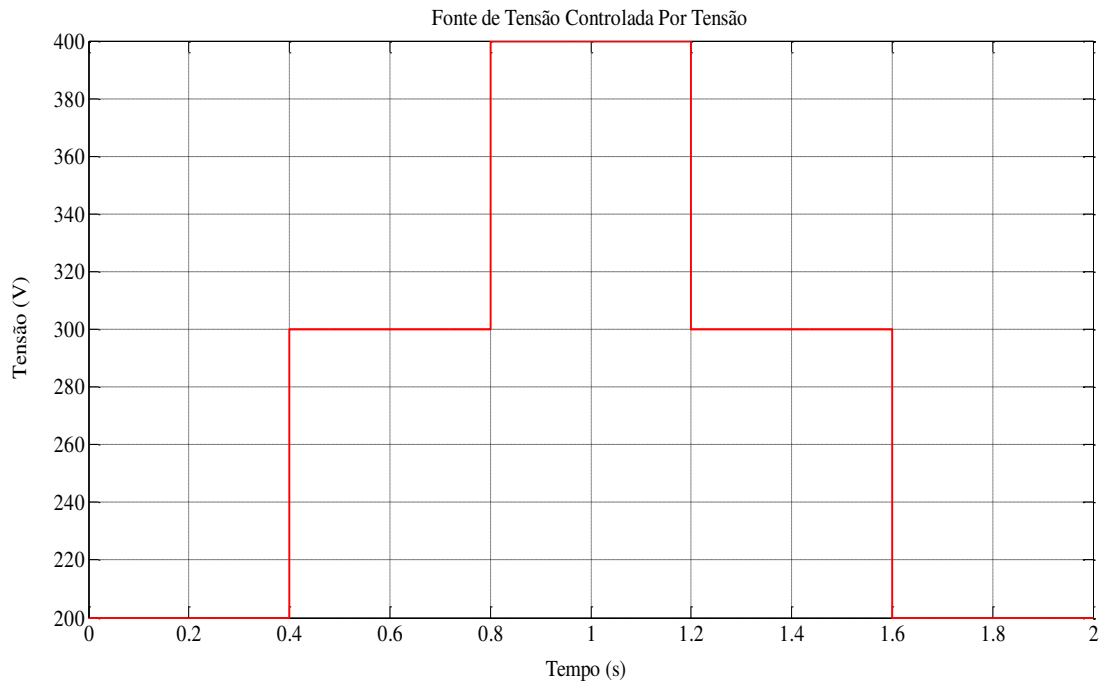


Figura 4.28. Sinal fornecido pela fonte de tensão CC variável.

Os perfis das correntes medidas na carga não linear e na saída do filtro LCL estão ilustrados na Figura 4.30. Já a Figura 4.31 ilustra o comportamento da THD da tensão no ponto de acoplamento da carga não linear. Observando as Figuras 4.29 e 4.30 percebe-se que os perfis de tensão refletem a variação temporal da DG (no caso modelada por uma fonte CC variável), já os perfis de corrente sentem (instante de tempo em que ocorre o chaveamento do banco de cargas) flutuações da carga (linear e não linear).

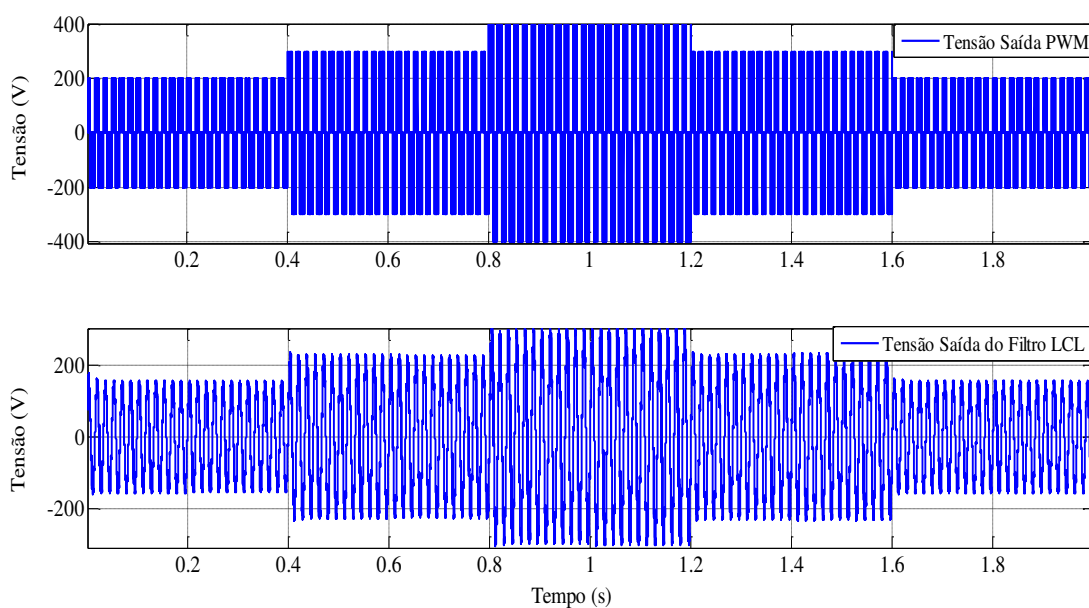


Figura 4.29. Tensão na saída do PWM e após o filtro LCL.

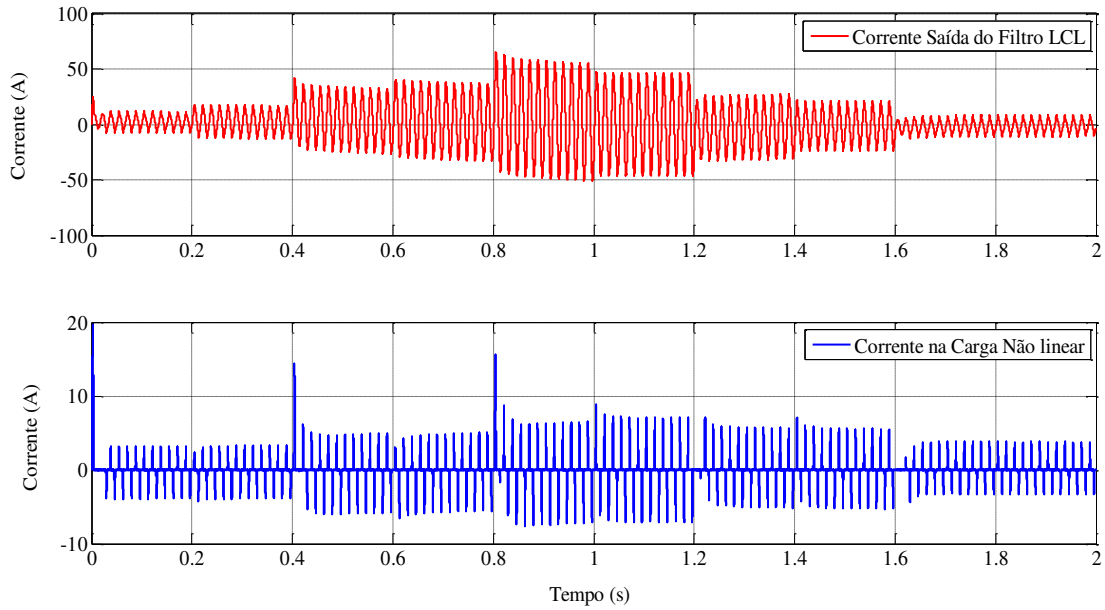


Figura 4.30. Corrente na Carga não linear e na saída do filtro LCL.

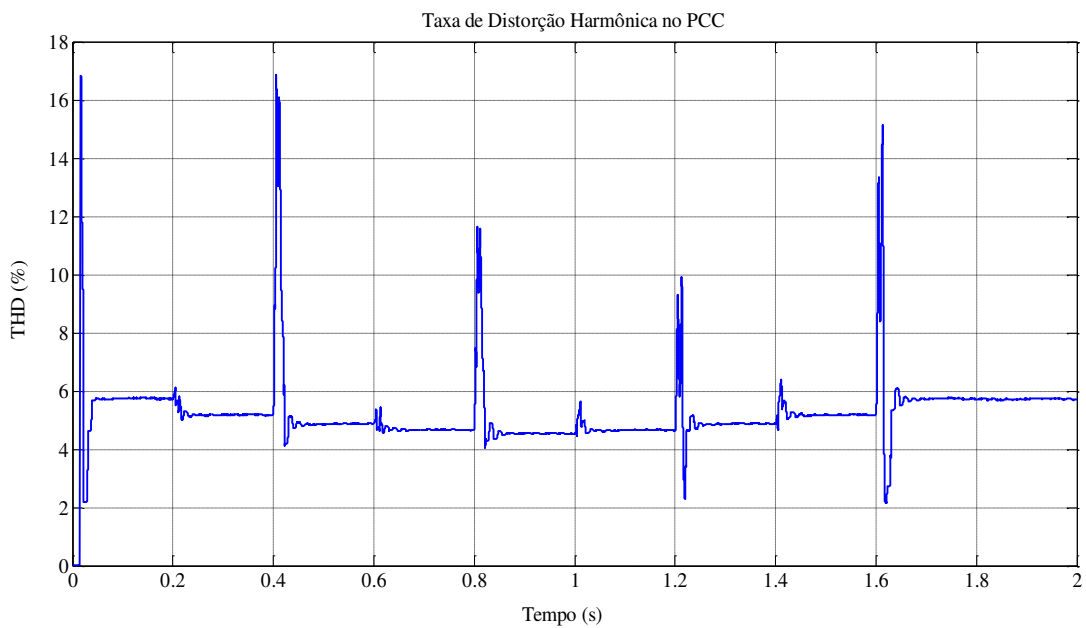


Figura 4.31. THD no PCC da carga não linear.

Observando o comportamento da THD da tensão no ponto de acoplamento comum, é possível identificar nitidamente os instantes de variações brusca da fonte (variação de potência) e do chaveamento dinâmico da carga (instantes de variação da fonte: $t = 0,4s$; $t = 0,8s$; $t = 1,2s$ e $t = 1,6s$; instantes de chaveamento da carga: $t = 0,2s$; $t = 0,6s$; $t = 1,0s$ e $t = 1,4s$), sendo sentido com maior intensidade as variações da fonte energética.

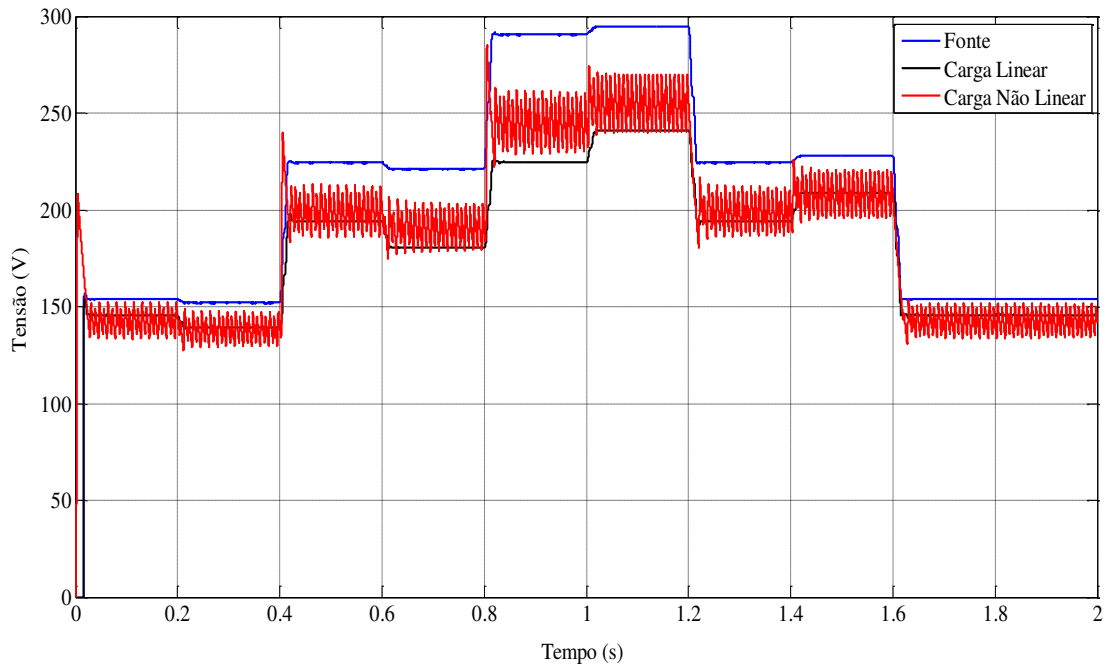


Figura 4.32. Tensão na MG.

Na Figura 4.32 são ilustradas as medições de tensão trafegada na MG (tensão fornecida pelo microgerador na saída do filtro LCL, tensão na carga não linear e a tensão na carga linear). É notável a queda de tensão ao longo do circuito elétrico, devido às impedâncias de linha.

Na Figura 4.33 é ilustrado o equilíbrio entre a geração e o consumo, evidenciando o sucesso do GDC Adaptativo na operação da MG, mantendo a estabilidade, o compromisso com as prescrições legais e o atendimento da demanda das cargas locais. Vale ressaltar que o sistema é conservativo, ou seja, toda a potência aparente gerada é consumida pelas cargas locais ($S_{fonte} = S_{carga\ linear} + S_{carga\ não\ linear}$).

O comportamento da frequência elétrica da MG quando modelado o microgerador (fonte energética) por uma fonte CC constante (400 Volts durante os 2 segundos de simulação) e quando modelado como uma fonte de tensão CC variável, emulando uma fonte real (0,0 – 0,4s fornece 200 V; 0,4 – 0,8s fornece 300 V; 0,8 – 1,2s fornece 400 V; 1,2 – 1,6s fornece 300 V; 1,6 – 2,0s fornece 200 V) é ilustrado na Figura 4.34.

Percebe-se que o GDC Adaptativo enxerga as variações da fonte como um distúrbio, acomodando rapidamente, logo o GDC Adaptativo ver todas as transições da fonte e da carga como distúrbios e acomoda todos (tempo de estabelecimento da ordem de milissegundos). Observando o perfil da frequência (Ver Figura 4.34) são notáveis os

instantes de variações da fonte e da carga, mas o perfil de frequência não alterou em nada quando houve variações na fonte (fonte CC constante para fonte CC variável), este fato é justificado, pois a frequência é afetada pelas flutuações de potência ativa solicitada pela carga, conforme o controle Droop individual $P - f$, como não foi alterado as solicitações da carga linear e a potência ativa solicitada pela carga não linear é pequena (Ver Figura 4.33), a frequência da MG não sofreu com as flutuações da fonte, demonstrando a robustez do controle GDC Adaptativo.

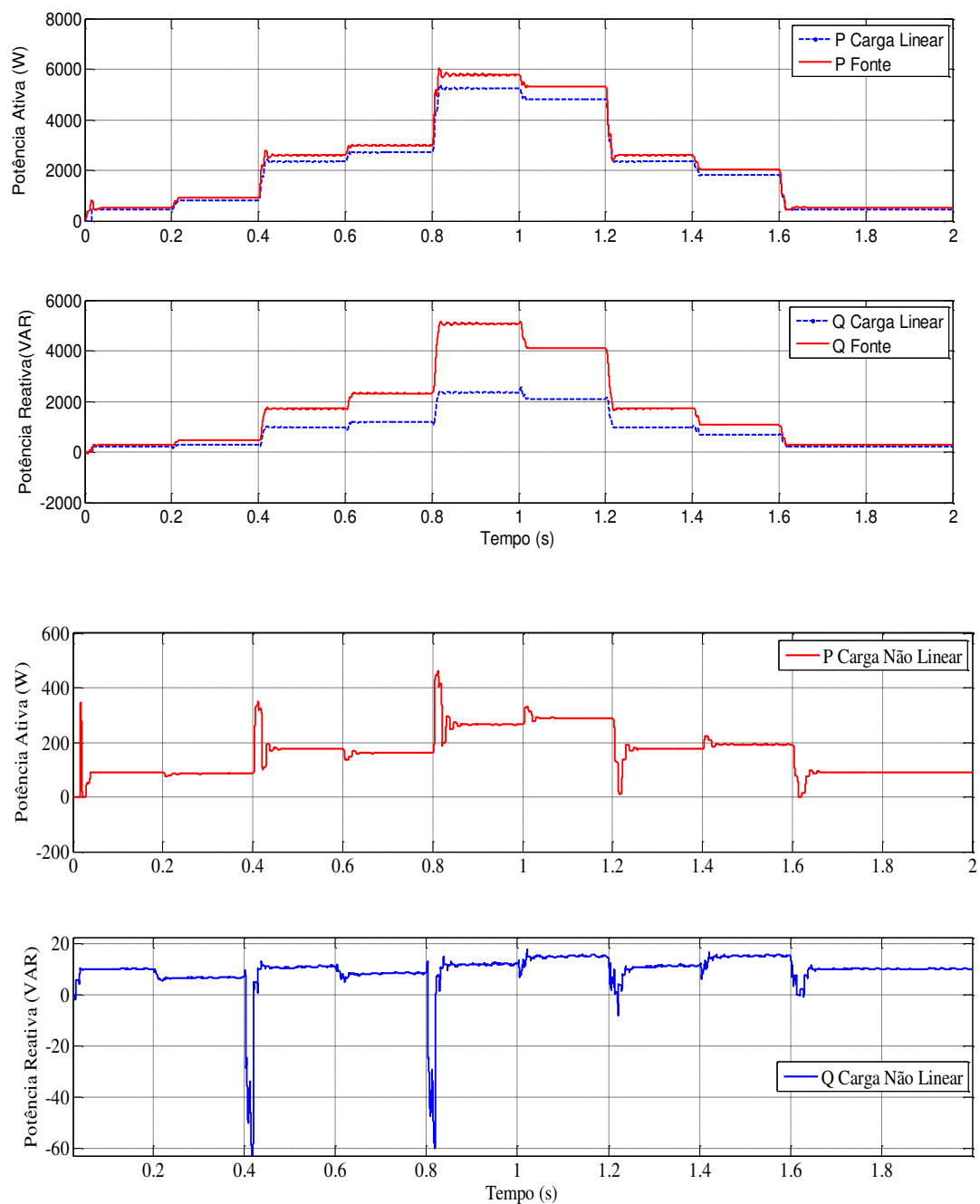


Figura 4.33. Potências ativa e reativa distribuídas ao longo da MG.

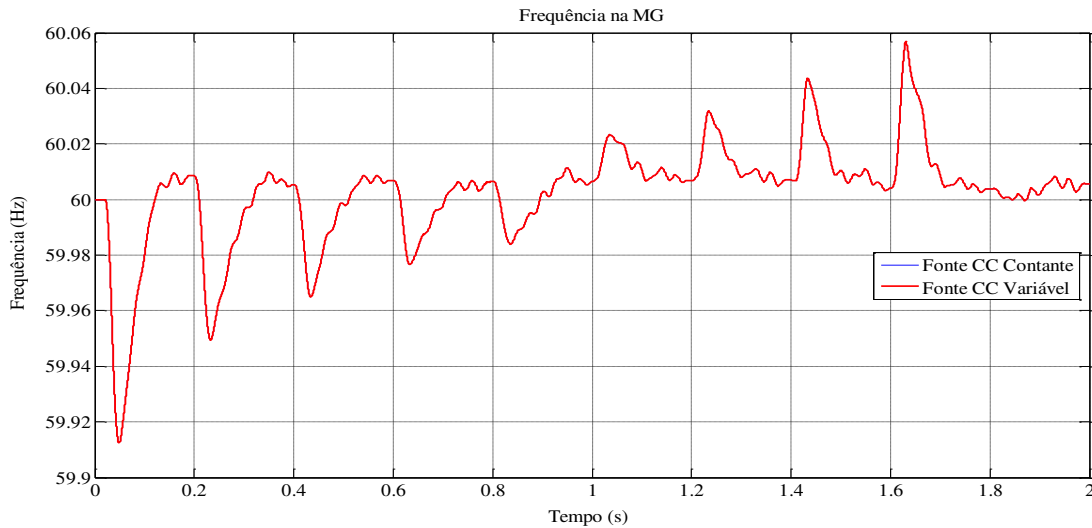


Figura 4.34. Comparativo da Frequência da MG - fonte CC constante e Variável.

A Figura 4.28 deveria herdar o perfil de radiação ilustrado na Figura 4.16, dados reais medidos no LEIAM/UFMG, utilizando a equação (4.28) e expressão: $V_{cc} = \frac{E_p}{I_{medido}\Delta t}$, onde I_{medido} é a corrente medida e Δt é o instante de tempo de observação; desta forma determina-se a tensão gerada pelo arranjo fotovoltaico diariamente. Por falta de dados reais das medições de tensão e corrente ao longo de um mês e devido à complexidade do banco de dados o Autor optou pela modelagem da tensão gerada pelo arranjo FV, como fonte CC variável (composta por degraus de tensão – Figura 4.28).

Diante do cenário dinâmico da carga e da fonte (cenário próximo do real), o GDC Adaptativo mostrou-se eficiente e robusto, mantendo a operação da MG estável e dentro das prescrições legais, acomodando as não linearidades do processo, as flutuações da fonte e da carga, garantindo o equilíbrio entre a geração e o consumo.

4.5 CONCLUSÕES

Neste Capítulo foi proposta e desenvolvida uma estratégia de controle adaptativo para regulação simultânea da tensão e frequência na saída do inversor em micro redes, a estratégia de controle usa a estrutura do controlador Droop Generalizado Convencional, visto que este é fruto do controle Droop de tensão e do controle Droop de frequência individual (controle Droop $P - f$ e $Q - V$) adicionado à identificação paramétrica (estimação *on-line* dos parâmetros de linha visto dos terminais do VSI, $Z_{est} = R_{est} + jX_{est}$) e a sintonia ótima dos ganhos do controlador, baseada nas condições operacionais

e nas prescrições legais impostas para operação da MG. O GDC adaptativo (GDC Convencional + Identificação paramétrica + Sintonia ótima) vem sanar o problema da dependência do GDC convencional com os parâmetros da linha da rede elétrica, obtendo desempenho ótimo em malha fechada e resposta rápida frente aos distúrbios de carga, as incertezas da planta e possíveis não linearidades do processo.

A solução proposta (GDC Adaptativo) para regulação simultânea de tensão e frequência em MG isoladas mostrou-se eficiente quando avaliada em diversas topologias de MG e diversos cenários-testes de chaveamento de cargas operando em malha fechada, em termos de operação estável da MG, manutenção do equilíbrio entre a geração e o consumo e o atendimento as prescrições legais impostas para as flutuações da tensão e da frequência. O GDC Adaptativo conseguiu rastrear com perfeição o comportamento dinâmico da carga, estabilizando a tensão e a frequência de saída dos VSI's, em diferentes cenários de chaveamento de cargas e em diversas topologias de MG isoladas (MG com uma barra, com três barras, com cinco barras, com 11 barras e com 14 barras).

5 PI *FUZZY* E / OU GDC BASEADO EM LÓGICA *FUZZY* PARA REGULAÇÃO DA TENSÃO E FREQUÊNCIA EM MG ISOLADAS

O presente documento aborda os impactos simultâneos dos desvios de potência ativa e reativa na tensão e na frequência na saída dos VSI's. Conhecido os ganhos e a ação de controle do Droop é proposta uma estratégia para desacoplar os impactos da potência aparente sobre a tensão e a frequência de saída da DG, otimizando o desempenho do Droop pela inserção da lógica *Fuzzy* no cálculo dos ganhos do controlador Droop.

Inicialmente o controle Droop Generalizado baseado em lógica *Fuzzy* foi avaliado em uma MG simples (Figura 3.1), onde o chaveamento dinâmico da carga é ilustrado na Tabela 3.2 com mudanças críticas de 10% do valor nominal. Depois a estrutura é avaliada para 03 barras e 11 barras. Os resultados de simulação demonstram a eficácia do sistema de controle proposto.

A utilização da lógica *Fuzzy* (difusa ou nebulosa) na resolução de problemas complexos é justificada conforme LJUNG & GULLEY (1995), pelos seguintes motivos: (a) naturalidade de sua abordagem, tornando seus conceitos fáceis de entender (etapas de Fuzzyficação, inferência e Defuzzyficação); (b) flexibilidade; (c) tolerância a dados imprecisos; (d) Eficiência e precisão quando aplicada na modelagem de funções não lineares complexas; (e) pode ser constituída com base na experiência de especialistas; (f) A lógica *Fuzzy* pode ser integrada facilmente as técnicas convencionais de controle; (g) Simplificação ou amplificação das possibilidades e recursos dos métodos convencionais de controle e (h) lógica baseada na linguagem natural, base da comunicação humana. No caso do GDC *Fuzzy*, a lógica *Fuzzy* é um alternativa ao método dos mínimos quadrados recursivo (LSE), para calcular a impedância de linha vista dos terminais do microgerador (equivalente de Thévenin), logo se pode dizer que a lógica *Fuzzy* é utilizada como uma ferramenta matemática para o projeto do GDC *Fuzzy*. Outro motivo para o projeto do GDC *Fuzzy* está na análise dinâmica de várias estratégias de controle para operação da MG isolada, visto que os mecanismos de operação da MG ainda não estão bem definidos no Brasil (área nova – poucas unidades piloto), sendo assim foram propostas e avaliadas seis estratégias de controle para gestão do fluxo energético em uma MG isolada, para cada estratégia foi apontado os pontos fortes e fracos. Estas informações são uteis para os operadores da MG e para os

projetistas dos sistemas de controle. Em termos de implementação física a técnica de controle GDC adaptativo demanda a implementação dos algoritmos de identificação paramétrica, já o GDC *Fuzzy* faz uso da lógica difusa nas malhas de controle de tensão e frequência. Tendo em vista que o sistema de controle do microgerador (controle local) deve ser inserido de maneira embarcada no inversor ou no controlador de carga ou no sistema supervisão, controle, aquisição e armazenamento de dados da DG, ambas estratégias são de fácil implementação na estrutura de *hardware*, sendo um alternativa viável tecnicamente e economicamente.

Comparando o diagrama de blocos das Figuras 4.1 e 5.1, percebe-se que são estruturas análogas, a diferença está apenas na estrutura usada para estimar os parâmetros de linha (R e X), no caso do GDC Adaptativo é usado o LSE recursivo e no GDC *Fuzzy* é utilizada a lógica *Fuzzy*, a justificativa para propor e avaliar esta nova estrutura de controle está no fato que o algoritmo usado pelo sistema *Fuzzy* implementa apenas três operações matemáticas (Fuzzyficação, inferência *Fuzzy* e Defuzzyficação) a cada passo de cálculo para estimar os parâmetros de linha, já o algoritmos dos mínimos quadrados recursivo computa cinco operações (equações 2.16-2.20) a cada passo de cálculo na predição dos parâmetros de linha. Para uma MG simples o esforço computacional é quase o mesmo para ambas as estruturas, mas no caso de MG complexas a redução é considerável no caso do GDC *Fuzzy*.

Observando a Figura 5.2 percebe-se que o GDC *Fuzzy* apresenta tempos de estabelecimento frente aos distúrbios de carga iguais aos tempos obtidos com o GDC Adaptativo tanto no perfil de tensão como no perfil de frequência. Contudo o GDC *Fuzzy* introduz flutuações mais intensas na frequência da MG quando comparado com o GDC Adaptativo. Se por um lado o GDC *Fuzzy* apresenta menor esforço computacional, por outro lado apresenta desempenho dinâmico em malha fechada inferior ao GDC Adaptativo.

A justificativa para a proposta e validação do controle PI *Fuzzy* na regulação simultânea de tensão e frequência em MG isoladas, inspirado no controle Droop individual $P - f$ e $Q - V$, está no fato do controle PI *Fuzzy* acomodar bem a não linearidade, as restrições do processo, as variações operacionais e apresentar bom desempenho dinâmico em malha fechada para processos multivariáveis frente à presença de distúrbios.

Comparando os diagramas de blocos das Figuras 4.1 e 5.18, observa-se que o PI *Fuzzy* implementa 30 operações matemáticas a cada passo de cálculo, na regulação da

tensão e da frequência da MG, já o GDC Adaptativo implementa 52 operações no referido intervalo de tempo e com o mesmo objetivo. Logo a complexidade operacional e o processamento digital de sinais são reduzidos com o PI *Fuzzy*.

Observando a Figura 5.20 o PI *Fuzzy* apresenta tempo de estabelecimento mais lento que GDC Adaptativo nos perfis de tensão e frequência, bem como apresenta flutuações de tensão e frequência superior ao GDC Adaptativo. Desta forma mais uma vez o GDC Adaptativo apresenta desempenho dinâmico em malha fechada superior as estratégias de controle baseadas em lógica *Fuzzy*. Uma vantagem do PI *Fuzzy* com relação ao controle GDC, está na acomodação e no restabelecimento do equilíbrio da geração e consumo, quando houver uma falha em um microgerador, dispensando o uso da malha interna do PI para acomodação da falha, no controle local da DG regulada pelo controle GDC. Logo pode-se concluir que o PI *Fuzzy* não sofre com o fenômeno de *Bump Less Transfer*, pois não usa (demanda) o PI Interno.

5.1 GDC BASEADO EM LÓGICA FUZZY

O controlador proposto obedece ao diagrama de blocos ilustrado na Figura 3.2, cuja dinâmica de controle (lei de controle) é descrita pelas equações (3.15) e (3.16). A estratégia de controle GDC convencional como já mencionada no Capítulo 03 depende dos parâmetros da rede elétrica, tornando a etapa de sintonia dos ganhos do controlador, uma tarefa árdua e difícil para redes elétricas complexas. A ideia é usar a lógica *Fuzzy* para determinar a impedância equivalente ($Z_{equi} = R_{equi} + jX_{equi}$) do SEP vista dos terminais do VSI e sintonizar os ganhos do controlador usando o método de sintonia descrito no Capítulo 04 (No Capítulo 04 usou de estimação paramétrica para determinar a impedância equivalente do SEP, aqui é usada a lógica *Fuzzy*).

Uma característica deste controlador está na acomodação rápida nas condições operacionais no que diz respeito à variação brusca de potência ativa e reativa, acomodando a flutuações de tensão e frequência na saída do VSI, rastreando os desvios e em seguida a dinâmica de acompanhamento das saídas com as referências de controle.

5.1.1 DESCRIÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE GDC BASEADO EM LÓGICA FUZZY

O controle GDC *Fuzzy* proposto é ilustrado no diagrama de blocos da Figura 5.1. Esta estrutura de controle está presente em cada IDG, se houver 10 IDG na MG existirão 10 estruturas de controle (LC).

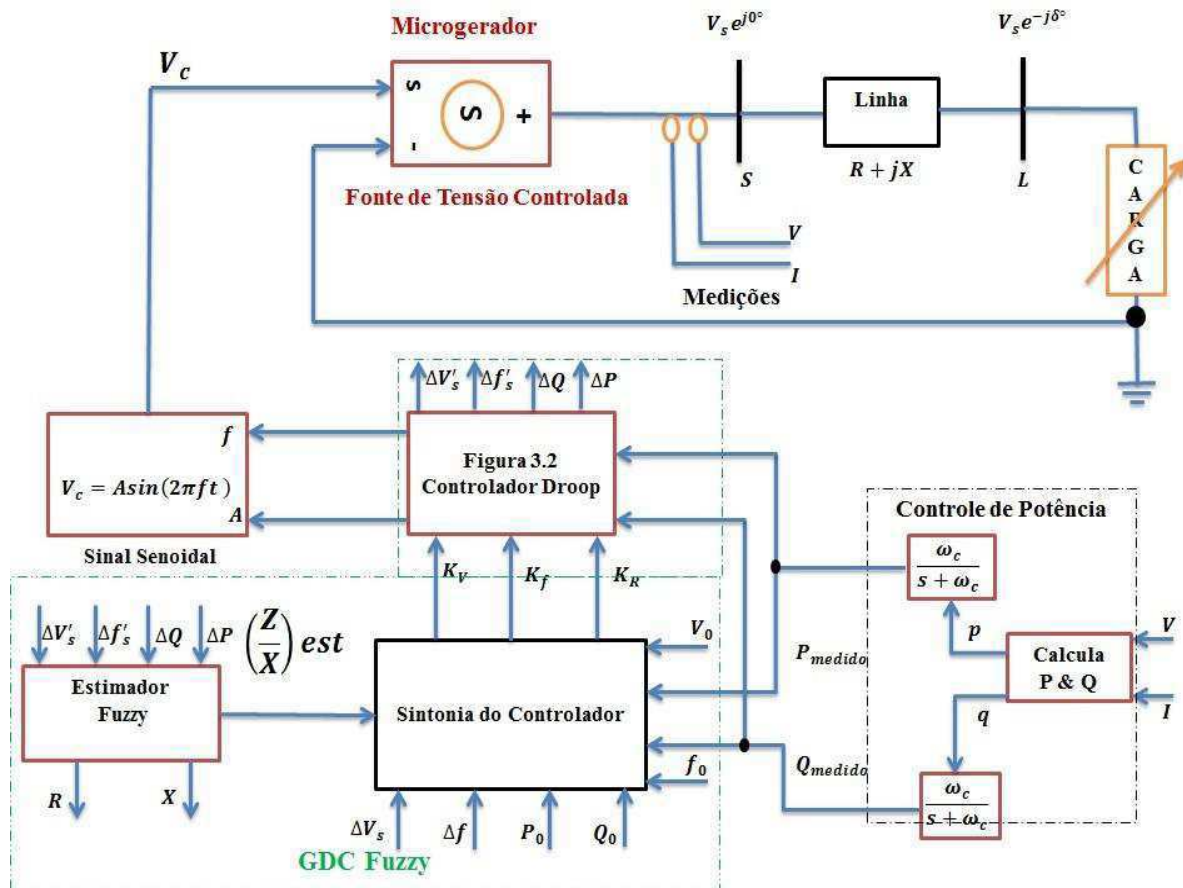


Figura 5.1. Controle Droop Generalizado baseado em Lógica *Fuzzy*.

Observando a Figura 5.1 percebe-se que as partes real e imaginária da impedância de linha, R e X , são multiplicados pelos desvios de frequência e tensão, respectivamente. Os valores de entrada do bloco denominado de *Fuzzy Tuner* são: o erro de potência ativa ($\Delta P = P_0 - P_{med}$), o erro de potência reativa ($\Delta Q = Q_0 - Q_{med}$), o desvio de tensão produzido pelo GDC convencional (ver a Figura 3.2 - GDC para controle simultâneo de tensão e frequência, este valor é produzido na saída da malha de tensão que será somada com a referência de tensão, que será a amplitude do sinal senoidal da estratégia PWM) e o desvio de frequência produzido pelo GDC convencional (ver a Figura 3.2 - GDC para controle simultâneo de tensão e frequência, este valor é produzido na saída da malha de frequência que será somada com a referência de frequência, que será a frequência do sinal senoidal da estratégia PWM) e produz como saída à impedância de linha vista dos terminais do inversor (impedância do circuito equivalente de Thévenin). O uso da lógica *Fuzzy* é feito em malha fechada (malha interna para cálculo da impedância). Vale ressaltar (para não haver dúvidas) as variáveis $\Delta f = 2 \text{ Hz}$ e $\Delta V_s = 30 \text{ V}$ são os desvios máximos permitidos pela legislação para flutuações da tensão e da frequência. Logo pode-se concluir que: $0 \leq \Delta f' \leq \Delta f$ e

$0 \leq \Delta V_s' \leq \Delta V_s$. Onde $\Delta f'$ e $\Delta V_s'$ são os desvios instantâneos calculados pelo controlador GDC durante a operação da MG isolada.

Para ilustrar a eficácia da estratégia de controle, esta foi avaliada a MG ilustrada na Figura 3.1 para diferentes cargas (cargas indutivas $X = 10R$; $\|Z\| = R\sqrt{101}$ e $\frac{Z}{X} = \frac{\sqrt{101}}{10}$, capacitivas $R = X_c$; $\|Z\| = R\sqrt{2}$ e $\frac{Z}{X_c} = \sqrt{2}$ e resistivas $R = 10X$; $\|Z\| = \frac{R}{10}\sqrt{101}$ e $\frac{Z}{X} = \sqrt{101}$), de modo análogo ao GDC ANFIS. O Cenário de variação de carga dinâmico é o ilustrado na Figura 3.4. A Figura 5.2 ilustra os perfis de tensão e frequência para uma MG com comportamento indutivo.

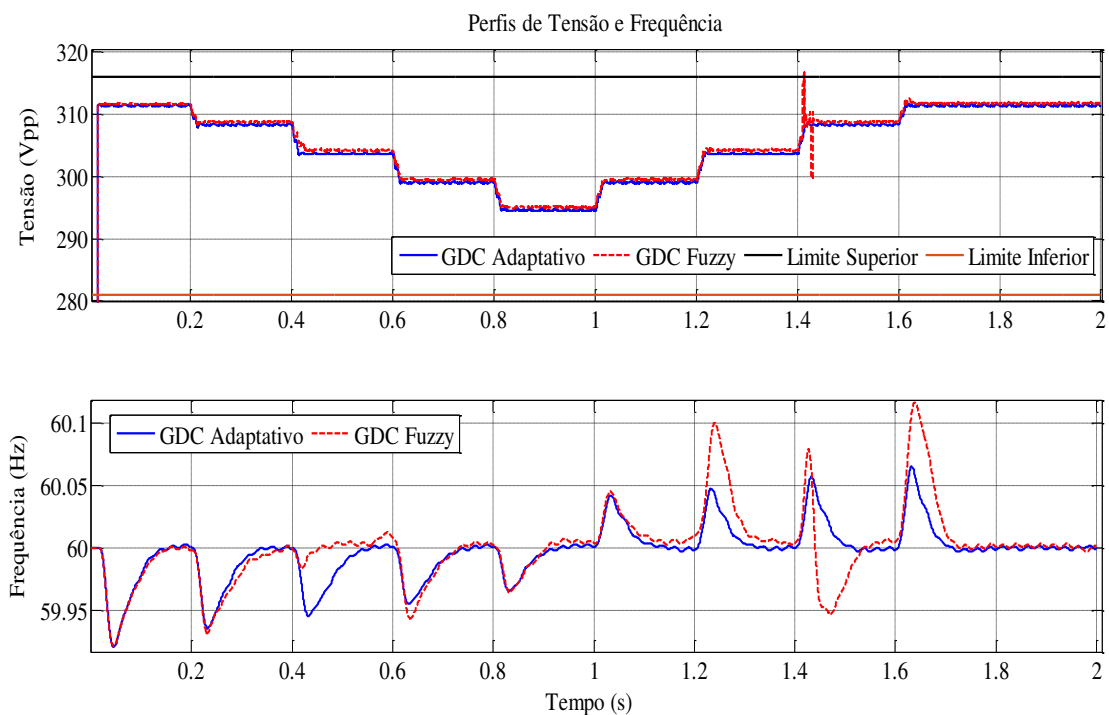


Figura 5.2. Desempenho do GDC *Fuzzy* quando avaliado a MG de uma barra.

Observando a resposta de controle (Figura 5.2) para regulação da tensão e da frequência da MG, a micro rede está operando dentro da região permitida pela legislação (Tensão - Limite superior de 341 V_{pp} e Limite inferior de 281 V_{pp}; Frequência - Limite superior de 61 Hz e Limite inferior de 59 Hz), visto que o valor mínimo verificado para a tensão na barra de número 08 foi de $V_{pp} = 295 V$. A ação de controle é manter a operação da MG dentro desta faixa operacional.

A Figura 5.3 ilustra o valor do módulo da impedância de linha vista dos terminais do microgerador dividido pela reatância indutiva da linha (parâmetro $a = \frac{Z}{X}$), quando calculado pelo método dos mínimos quadrados recursivo e pela lógica difusa. Observa-

se que o parâmetro a assume um perfil semelhante ao perfil de consumo demandado pela carga (Ver Figura 3.4) para ambos os métodos utilizados para determinação da impedância de linha. No caso da lógica difusa, o método detecta os instantes de chaveamento brusco de potência ativa e reativa ($t = 0,4s$; $t = 0,8s$; $t = 1,0s$; $t = 1,4s$).

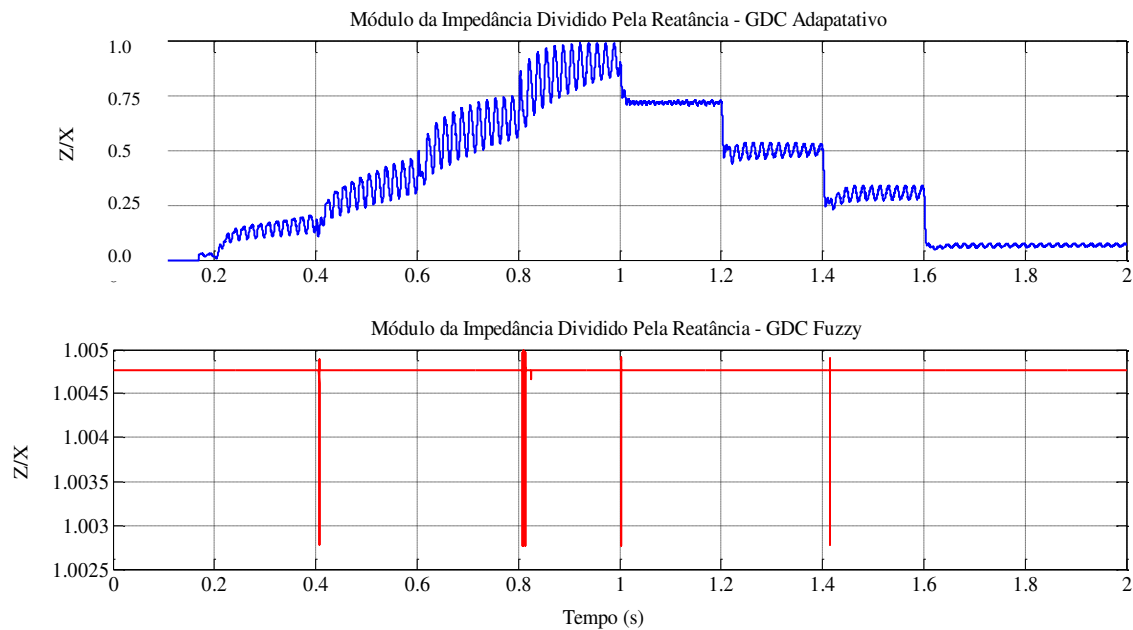


Figura 5.3. Impedância de linha calculada pelo LSE e pela lógica *Fuzzy* (FIS).

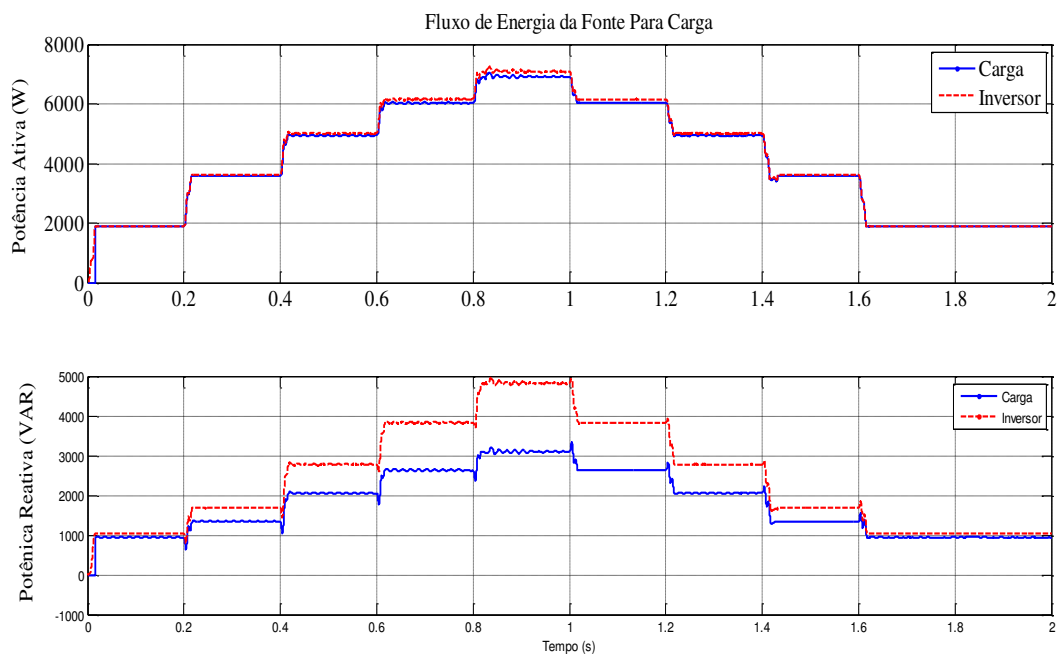


Figura 5.4. Equilíbrio entre a geração e consumo – GDC *Fuzzy*.

Na Figura 5.4 é ilustrado o compromisso da estratégia de controle proposta na gestão do fluxo de energia trafegada pela MG, atendendo o consumo da carga local,

validando a estratégia de controle na operação estável da MG e dentro dos limites impostos para as flutuações de tensão e frequência.

O ponto fraco do GDC convencional está na forte dependência dos parâmetros de linha. No caso da MG ilustrada na Figura 3.1 apenas dois parâmetros de linha são levados em consideração no cálculo dos ganhos do controlador, já no caso de uma MG mais complexa, como por exemplo, a MG ilustrada na Figura 3.7 existem quatro parâmetros de linha devem ser determinados (R_1, X_1, R_2 e X_2) e usados na sintonia do controlador, tornando o ajuste dos ganhos uma etapa difícil e exaustiva e de muitas vezes errônea. Para resolver tal problema será usada a lógica *Fuzzy* para determinar a impedância equivalente vista por cada DG. A vantagem da técnica esta na não dependência dos parâmetros da rede e não é necessário o treinamento da rede neural do GDC Inteligente (ANFIS).

Aplicando o método Mandani aos dados numéricos medidos na MG de três barras para gestão de energia da fonte para carga, trabalhando com chaveamento de cargas dinâmicas no tempo, podemos visualizar os resultados dos cálculos dos parâmetros de linha nas etapas seguintes:

Etapa 01 – Funções de pertinências das entradas e saídas: Entrada 01 (ΔV) - trapezoidal (Baixo); triangular (Médio Baixo) triangular (Médio); triangular (Médio Alto) e Trapezoidal (Alto) *range* de [0.0 20 V] para cobrir o desvio de tensão; Entrada 02 (ΔQ) - trapezoidal (Baixo); triangular (Médio Baixo); triangular (Médio); triangular (Médio Alto) e Trapezoidal (Alto), *range* de [0.0 16 VAR] para cobrir o desvio da potência reativa; Entrada 03 (ΔP) - trapezoidal (Baixo); triangular (Médio) e Trapezoidal (Alto), *range* de [0.0 40 W] para cobrir o desvio de potência ativa; Entrada 04 (Δf) - trapezoidal (Baixo) com coordenadas, triangular (Médio) e Trapezoidal (Alto), *range* de [0.0 2 Hz] para cobrir o desvio de frequência. As funções de pertinências correspondentes à entrada ($\Delta P, \Delta Q, \Delta f$ e ΔV_s) e saída (R e X) da MG podem ser visualizadas na Figura 5.5, foram usadas as funções de pertinência do tipo triangular e trapezoidal por serem as mais populares no método Mandani.

Etapa 02 – Obter as regras *Fuzzy*: Uso da lógica SE-ENTÃO, a base de regras utilizada pode ser visualizada na Tabela 5.1, as partes antecedentes de cada regra são compostas usando o operador AND.

Etapa 03 – Grau das Regras: todas com grau 1.0.

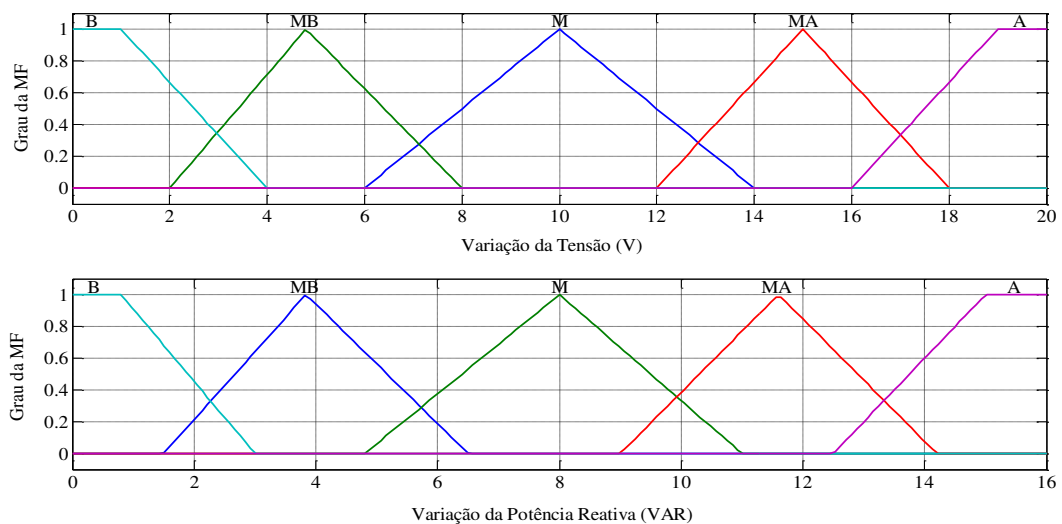
Etapa 04 – Base de Regras *Fuzzy*: base formada com dez (10) regras para representar os diversos pontos de operação da MG.

Etapa 05 – Defuzzyficação: método do centroide para obter a saída *Fuzzy* que mapeia os dados medidos.

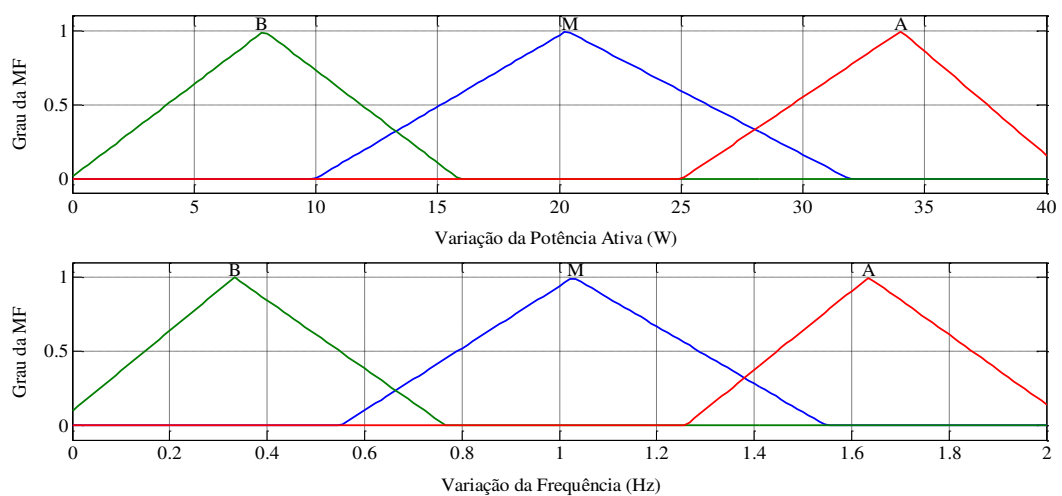
O procedimento de inferência *Fuzzy* envolve as etapas de: criação das funções de pertinências, criação da base de regras e a conversão de valores heurísticos para valores numéricos. O processo de inferência *Fuzzy* envolve funções de pertinência, para calcular os parâmetros do GDC (R e X), foi utilizada uma base de 30 regras para mapear as variáveis de entrada nas variáveis de saída. A base de regras pode ser visualizada na Tabela 5.1, a lógica utilizada na base de regras segue o raciocínio,

$$\text{SE } \Delta f = B_x \text{ E } \Delta V_s = B_y \text{ E } \Delta P = B_z \text{ E } \Delta Q = B_t \text{ ENTÃO } R = r \text{ E } X = w$$

Onde: $x, z = 1, 2, 3$ e $z, t = 1, 2, \dots 6$. Δf , ΔV_s , ΔP e ΔQ são os antecedentes; R e X são os consequentes.



(a)



(b)

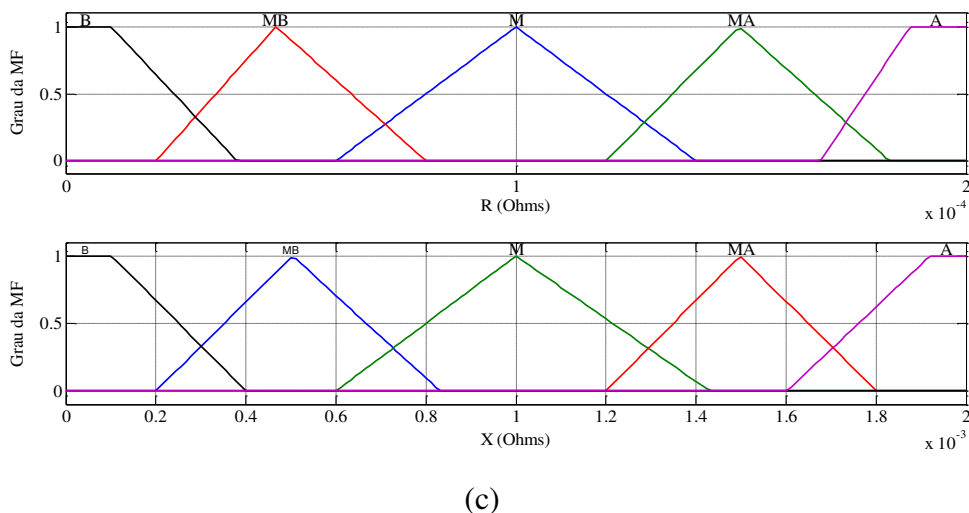


Figura 5.5. Funções de pertinências para as entradas, (a) Desvio de tensão e da potência Reativa; (b) Desvio de frequência e da potência ativa; (c) para as saídas R e X .

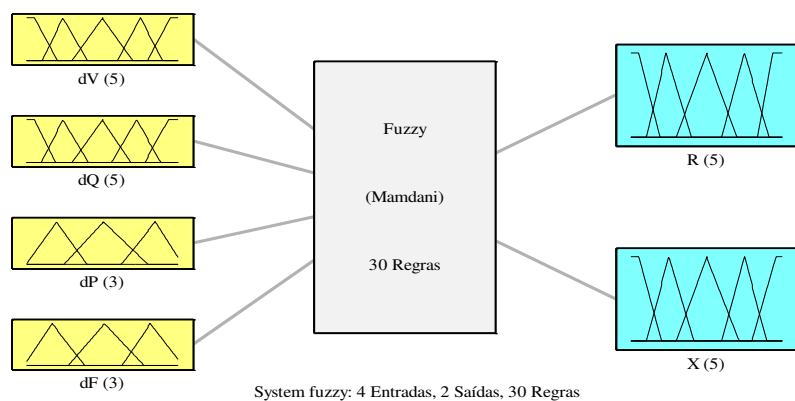


Figura 5.6. Sistema *Fuzzy* implementado no GDC *Fuzzy*.

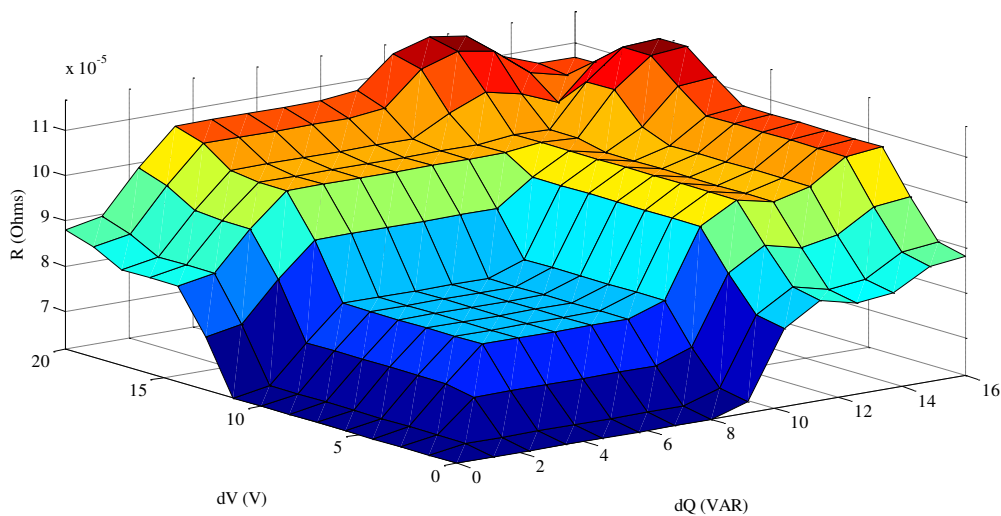


Figura 5.7. Superfície 3D para a Resistência de linha, $R = f(dQ; dV)$.

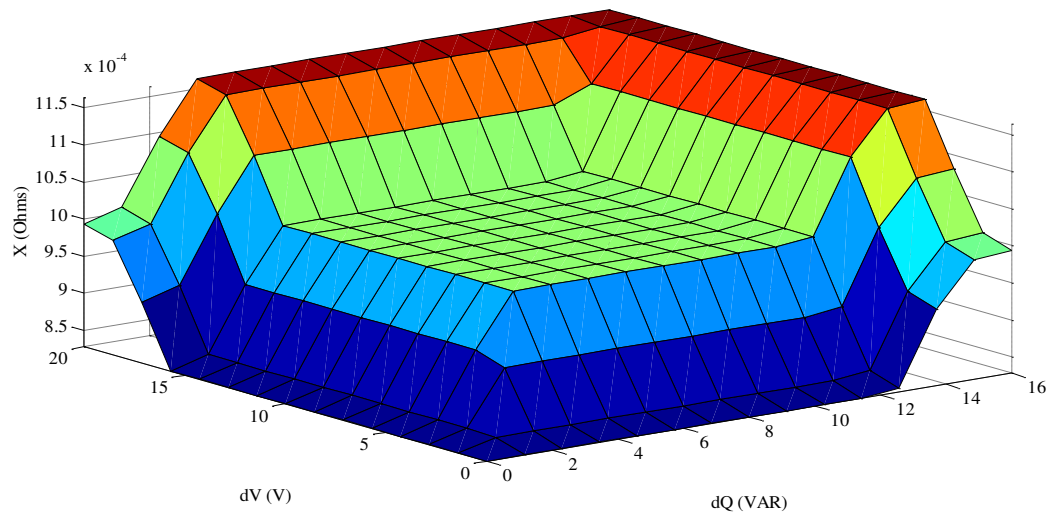


Figura 5.8. Superfície 3D para a Reatância de linha, $X = f(dQ; dV)$.

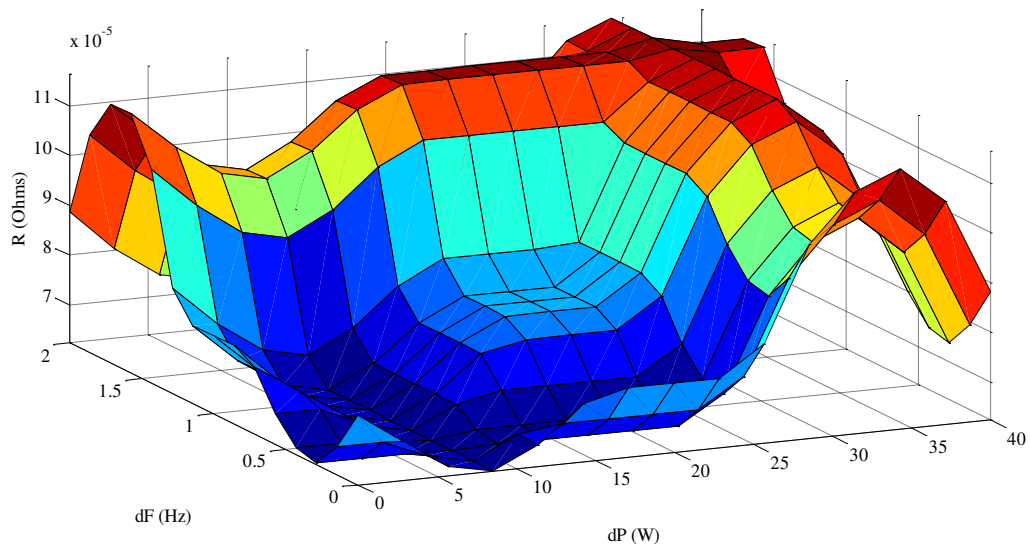


Figura 5.9. Curva 3D da Resistência de linha em função do controle $P - f$.

A Figura 5.6 ilustra o sistema *Fuzzy* implementado pelo MATLAB, para mapear os dados de entrada nos parâmetros de linha (saídas), trata-se de um sistema com quatro entradas, duas saídas, 30 regras, método Mandani e o método do centroide para Defuzzyficação. As entradas Δf e ΔQ cada uma com cinco funções de pertinências, ΔV_s e ΔP cada uma com três funções de pertinências; as saídas R e X cada uma com cinco funções de pertinências.

As Figuras 5.7 e 5.8 ilustram o comportamento da parte real (resistência) e a parte imaginária (reatância) em função dos desvios de tensão e potência reativa, fazendo referência ao controle Droop $Q - V$, ou seja, variando a potência reativa é possível regular a tensão elétrica da DG.

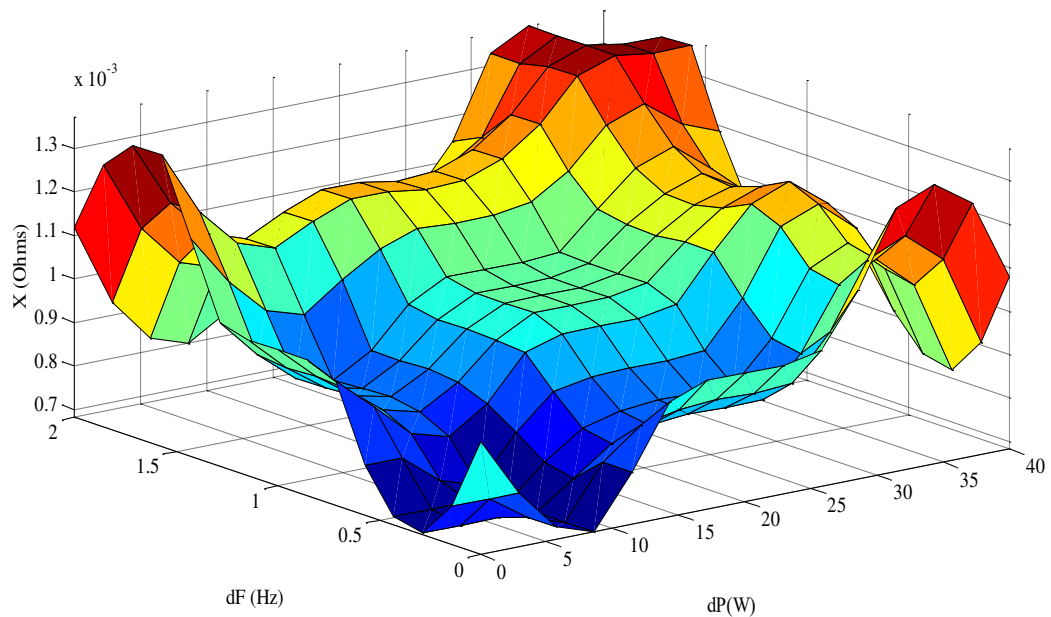


Figura 5.10. Curva 3D da Reatância de linha em função do controle $P - f$.

As Figuras 5.9 e 5.10 ilustram o comportamento da parte real (resistência) e a parte imaginária (reatância) em função dos desvios de frequência e potência ativa, fazendo referência ao controle Droop $P - f$, ou seja, variando a potência ativa é possível regular a frequência elétrica da DG.

Tabela 5.1 Base de regras para projeto do GDC *Fuzzy*.

		ΔV_s				
Δf		B	MB	M	MA	A
	B	B	MB	M	MA	A
	M	B	MB	M	MA	A
	A	MB	M	MA	A	A
		ΔQ				
ΔP		B	MB	M	MA	A
	B	B	MB	M	MA	A
	M	B	MB	M	MA	A
	A	MB	M	MA	A	A
B=Baixo; MB=Médio Baixo; M=Médio; MA=Médio Alto; A=Alto.						

5.1.2 VALIDAÇÃO DO GDC BASEADO EM LÓGICA FUZZY

Para testar e verificar a eficácia do controlador GDC *Fuzzy*, este foi avaliado a várias topologias de MG (03 barras, 05 barras, 11 barras e 14 barras) para os cenários discutidos na Seção 3 do Capítulo 3, a validação do controle aconteceu de maneira análoga às outras estratégias de controle projetadas.

A Figura 5.11 ilustra o comportamento (perfis) da tensão e da frequência quando o GDC *Fuzzy* é avaliado na MG de três barras (Ver Figura 3.7) e no mesmo cenário de testes descrito na Seção 3.1.1 do Capítulo 3.

Vale ressaltar que o problema em questão consiste em avaliar a capacidade do controlador proposto em manter o balanço de potência entre a geração e o consumo eficiente, confiável e atendendo a demanda do consumidor, frente ao cenário de mudanças de carga (Chaveamento dinâmico de cargas), bem como avaliar o desempenho da MG operando no modo de ilhamento.

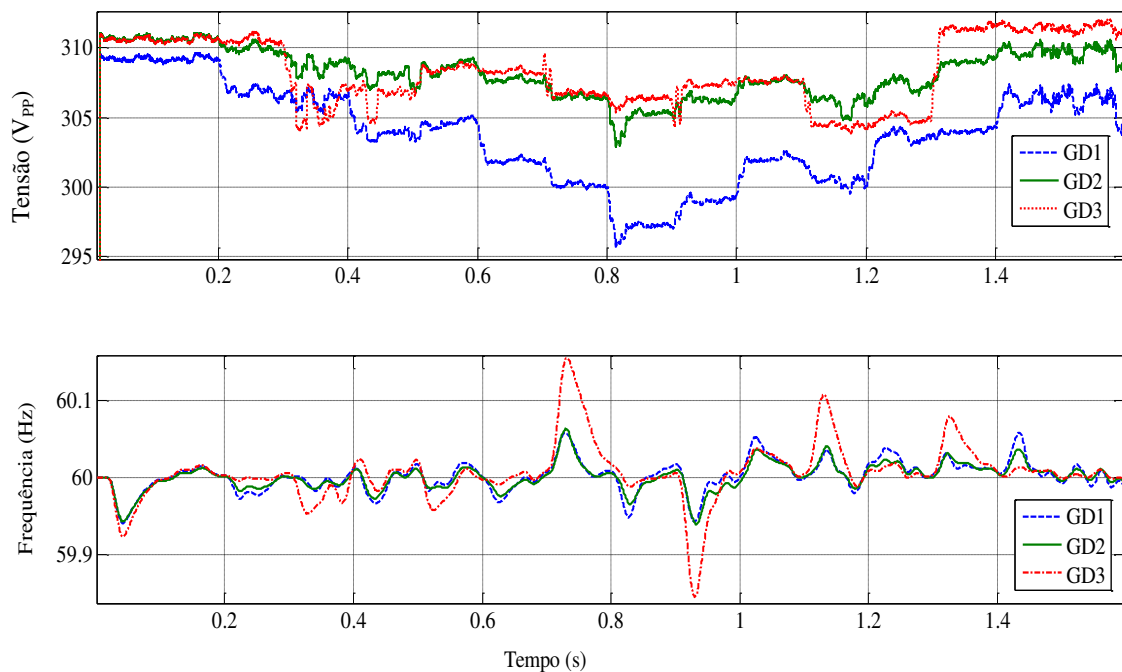


Figura 5.11. Perfis de tensão / frequência Para o GDC *Fuzzy* – Três barras.

Quando houver a falha de um microgerador dentro da MG é necessário que os outros microgeradores atuem de maneira cooperativa, suprindo a demanda energética da carga local na ausência da DG defeituosa. Logo é necessário inserir o controle PI na malha de tensão do GDC em cada um dos microgeradores (MC), bem como o circuito detector de falha na DG (detectar tensão e / ou corrente nula ao longo de um período).

Observando a Figura 5.11 percebe-se que a MG opera dentro dos valores prescritos para as flutuações da tensão e da frequência, operando entre ($\Delta V_{DG1} = \pm 7V, \Delta V_{DG2} = \pm 6V$ e $\Delta V_{DG3} = \pm 15V$) para as tensões e entre $59.85 \leq f \leq 60.15, \Delta f = \pm 0.3$ Hz para os desvios de frequência. Diante de cenário dinâmico o GDC *Fuzzy* conseguiu cumprir com os objetivos estabelecidos: gerenciar a operação da MG estável e atendendo fielmente o perfil do consumidor.

A Figura 5.12 ilustra o comportamento (perfis) da tensão e da frequência quando o GDC *Fuzzy* é avaliado na MG de cinco barras (Ver Figura 3.24) e no mesmo cenário de testes descrito na Seção 3.1.2 do Capítulo 3.

A Figura 5.13 ilustra o comportamento da tensão e da frequência quando o GDC *Fuzzy* é avaliado na MG de onze barras (Ver Figura 3.26) e no mesmo cenário de testes descrito na Seção 3.1.3 do Capítulo 3. Vale ressaltar que a rede principal de baixa tensão foi desligada (simulação de um desligamento – *Blackout* na rede principal), para que a MG opere de maneira autônoma (modo de ilha). Logo o compromisso do controle é manter as flutuações da tensão e da frequência dentro das prescrições legais e o equilíbrio entre a geração e o consumo, distribuindo a demanda energética de maneira igualitária entre os diversos microgeradores.

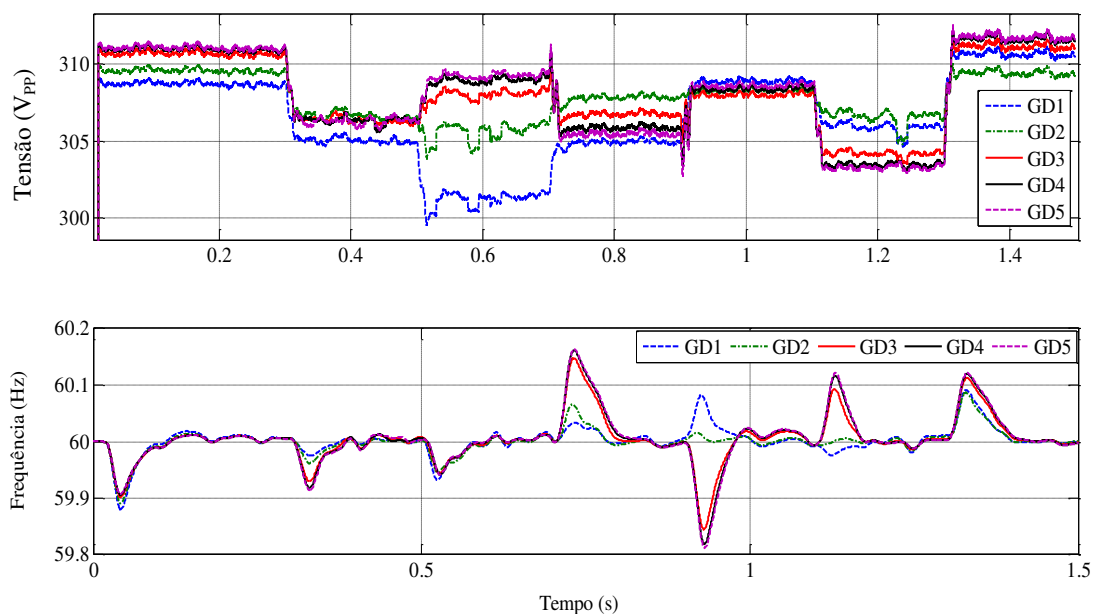


Figura 5.12. Perfis de tensão / frequência Para o GDC *Fuzzy* – Cinco barras.

Observando a Figura 5.12 a MG opera dentro dos valores prescritos para as flutuações da tensão e da frequência, operando entre ($\Delta V_{DG1} = \pm 8V, \Delta V_{DG2} =$

$\pm 3V, \Delta V_{DG3} = \pm 5V, \Delta V_{DG4} = \pm 5V$ e $\Delta V_{DG5} = \pm 5V$) para as tensões e entre $59.85 \leq f \leq 60.15, \Delta f = \pm 0.3 \text{ Hz}$ para os desvios de frequência.

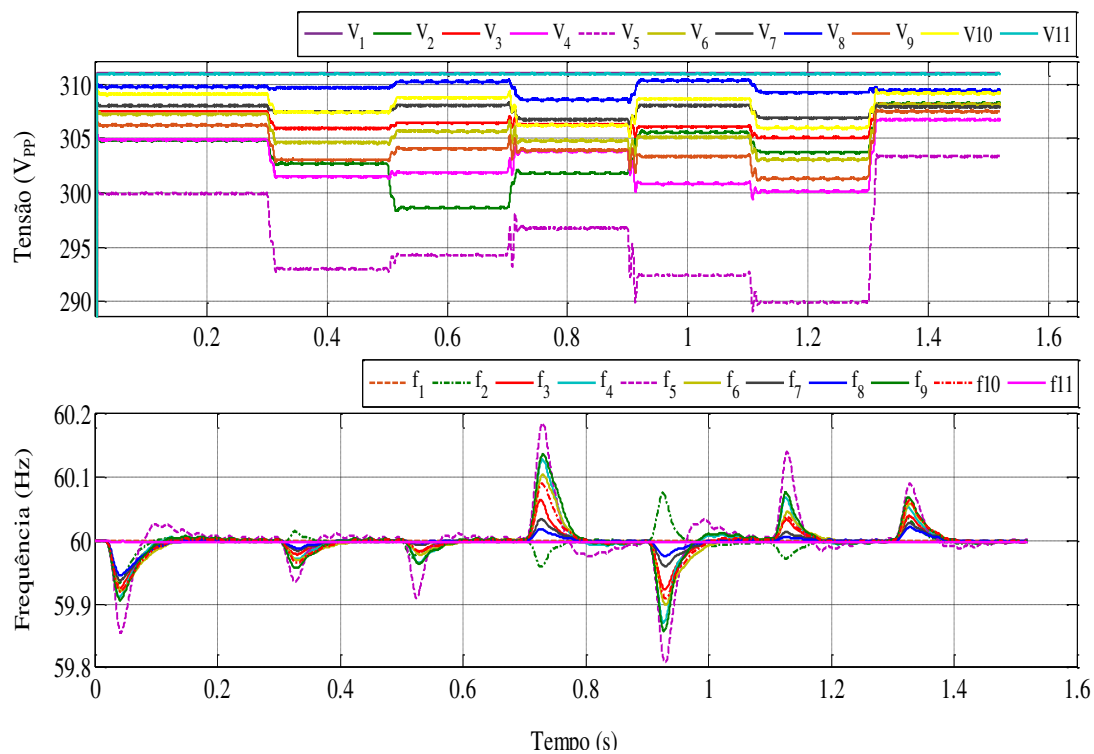


Figura 5.13. Perfis de tensão / frequência Para o GDC *Fuzzy* – Onze barras.

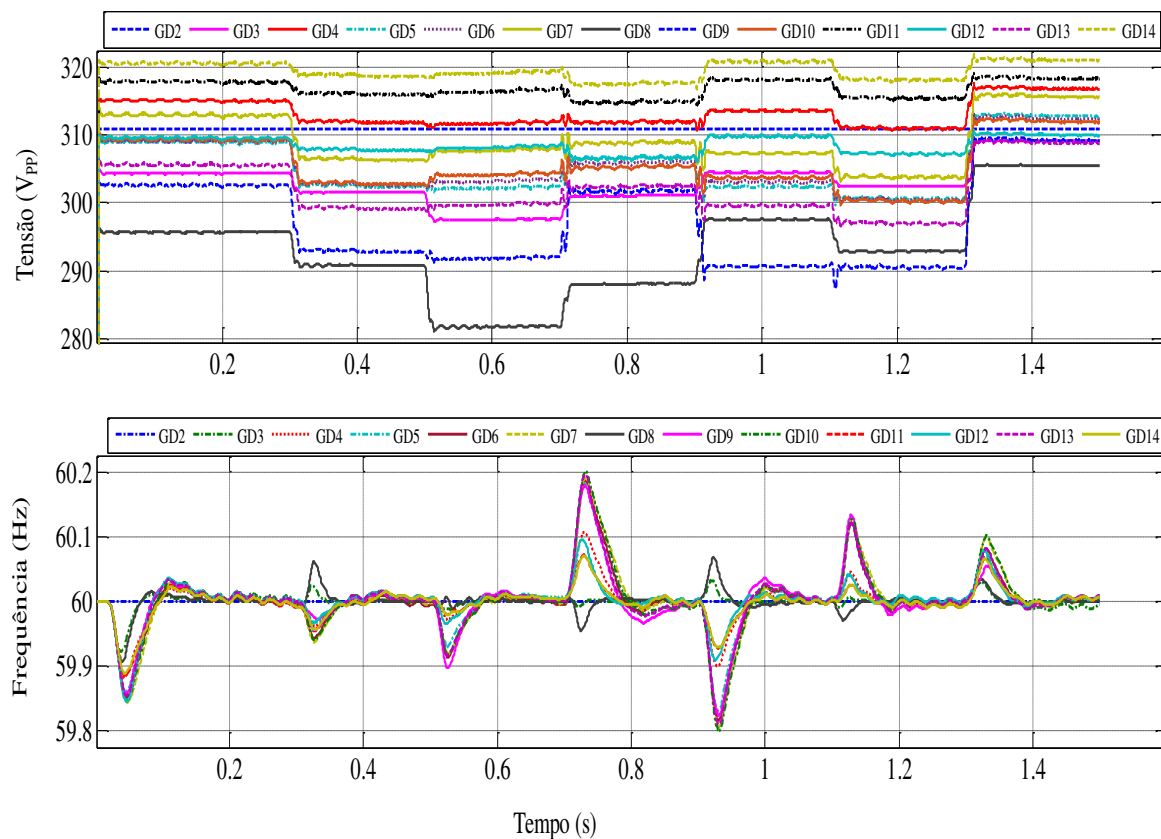


Figura 5.14. Perfis de tensão / frequência Para o GDC *Fuzzy* – Quatorze barras.

Observando a Figura 5.13 a MG opera dentro dos valores prescritos pela legislação para as flutuações da tensão e da frequência, operando com desvios entre $\Delta V_s = \pm 10 V$ para as tensões e entre $59.85 \leq f \leq 60.15, \Delta f = \pm 0.3 Hz$ para os desvios de frequência.

A Figura 5.14 ilustra o comportamento da tensão e da frequência quando o GDC *Fuzzy* é avaliado na MG de quatorze barras (Ver Figura 3.28) e no mesmo cenário de testes descrito na Seção 3.1.4 do Capítulo 3. Vale ressaltar que a rede principal foi desligada, para que a MG opere de maneira autônoma (modo de ilha).

Observando a Figura 5.14 a MG opera dentro dos valores prescritos pela legislação nacional e internacional para as flutuações da tensão e da frequência, operando com desvios entre $\Delta V_s = \pm 12 V$ para as tensões e entre $59.85 \leq f \leq 60.15, \Delta f = \pm 0.3 Hz$ para os desvios de frequência. Da resposta de controle (Figura 5.15) percebe-se que a micro rede está operando dentro da região permitida pela legislação (Tensão - Limite superior de 341 V_{pp} e Limite inferior de 281 V_{pp}; Frequência - Limite superior de 61 Hz e Limite inferior de 59 Hz), visto que o valor mínimo verificado para a tensão na barra de número 08 foi de $V_{pp} = 283 V$. A ação de controle é manter a operação da MG dentro desta faixa operacional.

O GDC Convencional é uma estratégia de controle utilizada para regulação simultânea da tensão e a da frequência e o ângulo de carga dos microgeradores instalados na MG isolada, na presença de distúrbios, incertezas e mudanças de carga. Esta técnica sofre com a dependência dos parâmetros de linha, o que torna complexa e exaustiva a sintonia do controlador em sistemas com várias barras, para sanar tal dificuldade foi proposta uma estrutura de GDC modificada (GDC *Fuzzy*), a qual faz uso da lógica difusa (*FIS – Fuzzy Inference System*) para determinar os parâmetros de linha vista dos terminais do microgerador. O uso de controladores PI na substituição do controle Droop poderia ser uma opção, mas conforme os resultados de (SALEH, SHORESH e HASSAN, 2013) o controlador PI tradicional apresenta baixo desempenho dinâmico na presença de mudanças de carga e difícil sintonia dos controladores necessitando do uso de algoritmos inteligentes para sintonia ótima dos ganhos, (por exemplo, Lógica *Fuzzy*, redes neurais, Particle Swarm Optimization (PSO) ou algoritmos genéticos), ou seja, demanda uma estrutura de PI modificado.

Os resultados de simulação comprovam a robustez do controlador GDC *Fuzzy*, na estabilidade do sistema, no compromisso da geração atender o perfil de consumo do cliente e no desempenho ótimo da estratégia de controle perante o cenário de mudanças

de cargas na MG operando no modo de ilhamento. Além do Droop melhorado pela lógica *Fuzzy*, neste documento é proposto e avaliado um controlador PI *Fuzzy* para regulação simultânea da tensão e frequência em DG's, diversas configurações de DG foram avaliadas (01 barra, 03 barras, 05 barras, 11 barras e 14 barras).

5.2 CONTROLADOR PI FUZZY PARA REGULAÇÃO SIMULTÂNEA DA TENSÃO E DA FREQUÊNCIA

A maior parte dos controladores industriais é do tipo proporcional-Integral-Derivativo (PID) implementado basicamente pela programação de um Controlador Lógico Programável (CLP, do inglês *PLC – Programmable Logic Controller*). A presença de tecnologias computacionais sugere o uso de controladores PID digitais discretos, e com isso um controlador PID se transforma em apenas mais um programa na memória de um computador. O sinal contínuo de erro na entrada do controlador é amostrado e convertido em sinais digitais, enquanto a saída digital do controlador é reconvertida num sinal analógico contínuo alimentado ao processo controlado. Controladores PID trabalham bem em processos lineares, onde uma mudança na entrada do processo gera uma mudança proporcional na saída do processo. Se a relação de entrada e saída do processo for levemente não linear, ajustes periódicos dos parâmetros do controlador são necessários. Há diversos métodos de sintonia do PID, como *Ziegler-Nichols* e *Cohen-Coon*, dentre outros. Entretanto, no caso de processos altamente não lineares ou quando são usados na malha de realimentação elementos de controle ou atuadores não lineares, ou quando a modelagem matemática do processo encontra dificuldades devido a conhecimento insuficiente ou complexidade da planta em geral, controladores PID tem um desempenho pobre. Nesses casos, o recurso é usar outros tipos de estratégias de controle ou utilizar operadores humanos especializados.

O controlador PID é um controlador temporal cuja função contínua de entrada e saída de controle é dada como,

$$u(t) = k_p e(t) + k_i \int e(t) dt + \frac{de(t)}{dt} \quad (4.1)$$

E em sua forma discreta:

$$u(k) = k_c \left\{ e(k) + \frac{T}{\tau_i} \sum_{k=0}^n e(k) + \frac{\tau_d}{T} [e(k) - e(k-1)] \right\} \quad (4.2)$$

A Figura 5.15 ilustra o diagrama de blocos de um sistema discreto digital genérico. O sinal analógico $u(t)$ é convertido pelo conversor analógico / digital (A/D) para uma sequência discreta de números, $m[kT]$, $k = 1, 2, 3 \dots N$. Isso exige que o sinal analógico seja amostrado nos intervalos $t = kT$. Um circuito *sample-and-hold* mantém o último valor amostrado constante para o conversor A/D até o próximo intervalo de amostragem. A sequência discreta $m[kT]$ é então processada pelo algoritmo de controle para obter-se a sequência de controle $u[kT]$. Por sua vez, essa sequência é convertida por um D/A (conversor digital / analógico) para o sinal analógico $u(t)$ que controla o processo.

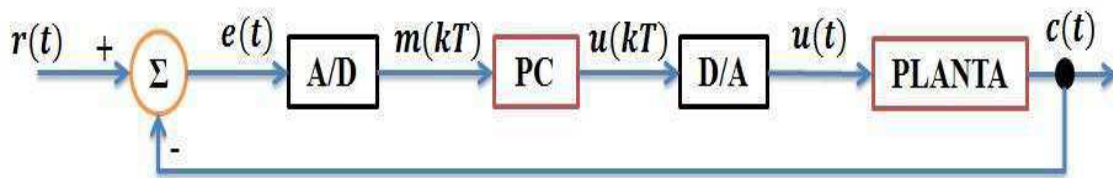


Figura 5.15. Diagrama de blocos de um sistema de controle discreto.

A equação (4.2) pode ser plotada em um gráfico tridimensional com o erro, $e(k)$, em um dos eixos do plano horizontal, a variação de erro, $[e(k) - e(k-1)]$, no outro eixo do plano horizontal e a saída de controle $c(k)$ como o eixo z, todas essas variáveis normalizadas no intervalo $[-1, +1]$. O resultado é uma superfície parametrizada em k_c , $\frac{T}{\tau_i}$ e $\frac{\tau_d}{T}$, caracterizada por essa equação e determinando o desempenho transitório de um controlador PID. Ao se utilizar um controlador PID *Fuzzy* possibilita-se uma “deformação” nessa superfície, que compense as não linearidades do sistema. Assim, tanto a modelagem, quanto o enfoque de controle *Fuzzy*, podem ser uma boa solução para controle de sistemas industriais não lineares, na medida em que os controladores *Fuzzy* são sistemas dinâmicos, realimentados, invariantes no tempo e não lineares. Algoritmos *Fuzzy* podem emular praticamente qualquer função não linear. Uma curva de saturação, típica de atuadores eletromecânicos pode ser emulada por um algoritmo *Fuzzy*, onde a entrada e a saída podem ser definidas em termos heurísticos, tais como positivo e negativo. Um controlador proporcional discreto, de uma entrada e uma saída, é dado pela equação (4.3),

$$u(k) = k_p e(k) \quad (4.3)$$

Onde: $e(k)$ é o erro entre o sinal de um ponto de operação (*set-point*) e a saída do processo. A regra de controle *Fuzzy* é:

$$\text{SE erro} = E_i \text{ ENTÃO controle} = U_i$$

Onde: E_i e U_i são as funções de pertinências linguísticas atribuídas as variáveis $e(k)$ e $u(k)$. Neste caso o controlador *Fuzzy* tem uma entrada e uma saída.

Um controlador proporcional-Integral discreto, de uma entrada e uma saída, é dado pela equação (4.4),

$$du(k) = k_p e(k) + k_i de(k) \quad (4.4)$$

A definição da regra de controle *Fuzzy* é:

$$\text{SE erro} = E_i \text{ E variação do erro} = dE_i \text{ ENTÃO variação de controle} = dU_i$$

Este controlador *Fuzzy* tem duas entradas: o erro e sua derivada de primeira ordem. A expressão da variação do controle deve ser integrada antes de ser usada para controlar o processo (ver Figura 5.16)

A expressão de um controlador PID no domínio do tempo é:

$$du(k) = k_p e(k) + k_i de(k) + k_d d^2 e(k) \quad (4.5)$$

Onde: $d^2 e(k)$ é a variação da variação do erro. Logo este controlador apresenta três entradas: $e(k)$, $de(k)$ e $d^2 e(k)$ e uma saída $du(k)$, governada por regras da forma:

$$\text{SE erro} = E_i \text{ E variação do erro} = dE_i \text{ E variação da variação do erro} = d^2 E_i \\ \text{ENTÃO variação de controle} = dU_i$$

A expressão do controle deve ser integrada antes que possa ser usada para controlar o processo. Uma forma de se implementar um controlador PD pode ser através da utilização do sinal de erro, E_i , da variação do erro, dE_i e a saída de controle, U_i , ao invés de se usar a variação do controle, dU_i .

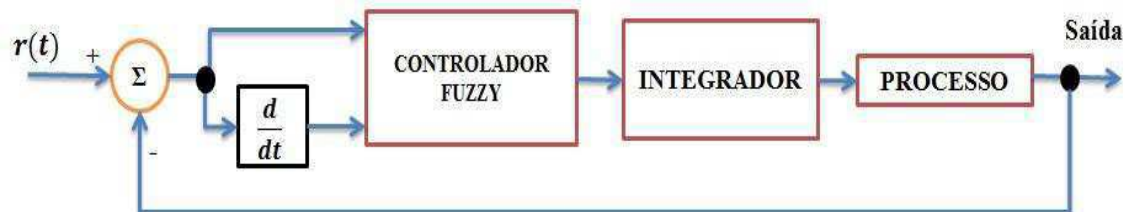


Figura 5.16. Controlador PI *Fuzzy*.

A configuração de duas entradas (erro e variação de erro) para o controlador PI *Fuzzy* mostrou-se a mais utilizada na literatura, apresentando bons resultados, embora seu desempenho depende do ajuste ótimo dos ganhos do controlador, que deve ser feito na base da tentativa e erro ou por meio de algoritmos de otimização. O projeto de um controlador *Fuzzy*, envolve muitas escolhas e opções se comparado ao PID tradicional. O projeto, ajustes, sintonia visando à otimização de um sistema *Fuzzy*, são influenciados pela seguinte quantidade de graus (oito) de liberdade:

$$k \times k_1 \times r \times r_1 \times r_2 \times m \times p \times d \quad (4.6)$$

Onde: m é o número de variáveis de entrada; p é o número de variáveis de saída; k é o número de funções de pertinência para cada variável; k_1 é a forma para a função de pertinência para cada variável; r é número de regras *Fuzzy*; r_1 número de opções de inferência usadas na estrutura de regras *Fuzzy*; r_2 é o grau de suporte associado a cada regra; d número de opções para os métodos de Defuzzyficação. Muitas dessas escolhas são baseadas em dados empíricos e “dicas” de projetos existentes e os pacotes de *software* (MATLAB - Simulink) para desenvolvimento de controladores *Fuzzy* disponíveis tornam possível experimentar várias opções de modo eficiente e rápido, seja com simulações apropriadas, seja atuando no próprio projeto básico de controle.

Alguns profissionais da área de controle de processos industriais alegam que o projeto de sistemas de controle *Fuzzy* é feito *ad hoc* e que, de fato, não existe uma metodologia sistemática de projeto. Nenhum procedimento de projeto, por mais sistemático que seja, será válido a menos que o projetista esteja familiarizado com o processo físico, químico ou elétrico a ser controlado, incluído seus problemas e peculiaridades. Nenhum procedimento sistemático de projeto aplicado mecanicamente a sistemas reais jamais gerará um sistema de controle satisfatório na ausência de qualquer informação previa do processo, quanto mais o projetista souber sobre seus sistemas, mesmo que apenas qualitativamente, mais fácil será para ele escolher corretamente os parâmetros do controlador.

5.2.1 DESCRIÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE PI FUZZY

O controlador PI *Fuzzy* proposto é ilustrado no diagrama de blocos da Figura 5.17. Vale ressaltar que estrutura de controle está presente em cada IDG, se existir 10 IDG presentes na MG existirão 10 estruturas de controle, trata-se de um controle local. Uma característica deste controlador está na acomodação rápida das condições

operacionais no que diz respeito a uma variação brusca de potência ativa e reativa da carga local, acomodando as possíveis não linearidades, acomodando as flutuações de tensão e frequência na saída do VSI, rastreando o desvio e levando estas saídas para as referências de controle.

Observando a Figura 5.17 percebe-se que o PI *Fuzzy* recebe duas entradas (o erro entre a potência ativa medida na saída do inversor e a sua referência de controle e a variação do erro, no caso do controle $Q - V$; o erro de potência reativa e a variação do erro de potência reativa) e produz uma saída, a amplitude de tensão no caso do controle $P - f$ ou a frequência no caso controle $Q - V$.

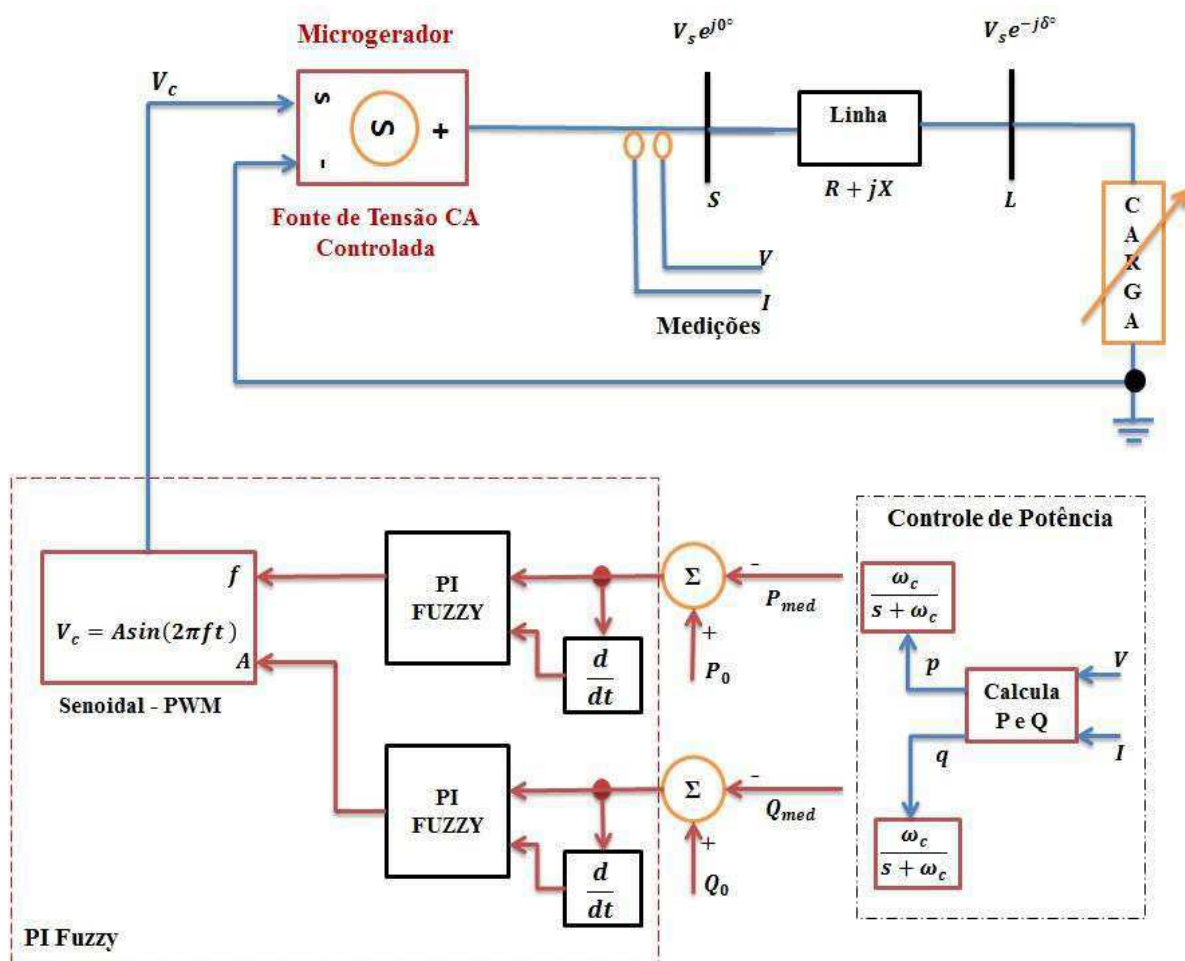


Figura 5.17. Controle PI *Fuzzy* para regulação de tensão e frequência em MG isoladas.

A estrutura detalhada para a malha de tensão do PI *Fuzzy* é ilustrada na Figura 5.18. Observando a Figura 5.18 antes do cálculo da variável de saída (SISO) o controlador recebe as duas entradas normalizadas, a variável de saída é multiplicada por uma constante, realizando o processo inverso ao implementado nas entradas. Os valores de amplitude como mencionado na Seção anterior deve passar pela ação integral antes

da realimentação para a planta (MG). O sistema *Fuzzy* implementado (*Fuzzy Logic Toolbox*) pelo MATLAB, para mapear os dados de entrada na amplitude (saída), trata-se de um sistema com duas entradas, uma saída, 49 regras, método Mandani e o método do centroide para Defuzzyficação. As entradas $E(k)$ e $dE(k)$ cada uma com sete funções de pertinências e a saída com sete funções de pertinências. No projeto do controlador PI *Fuzzy* foram usadas às funções de pertinências triangulares e trapezoidais por serem as mais populares para o método Mandani.

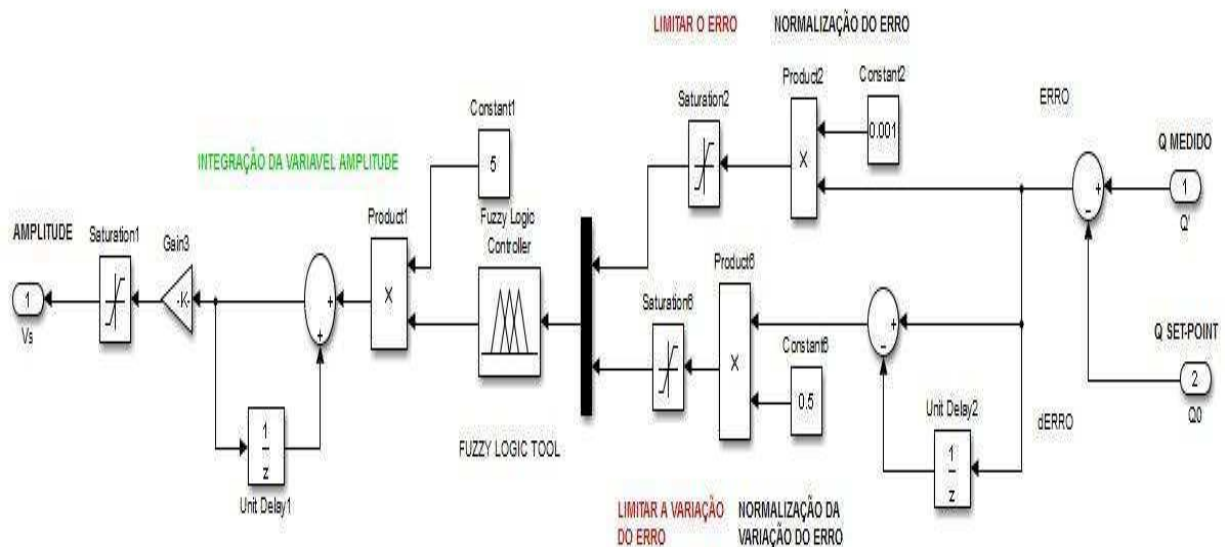


Figura 5.18. Detalhes da malha de tensão com o PI *Fuzzy*.

5.2.2 VALIDAÇÃO DO PI FUZZY

Para testar e verificar a eficácia do controlador PI *Fuzzy*, este foi avaliado a várias topologias de MG (03 barras, 05 barras, 11 barras e 14 barras) para os cenários discutidos na Seção 3 do Capítulo 3, a validação do controle aconteceu de maneira análoga às outras estratégias de controle projetadas.

A Figura 5.19 ilustra o comportamento (perfis) da tensão e da frequência quando o PI *Fuzzy* é avaliado na MG de uma barra (Ver Figura 3.3) e no mesmo cenário de testes descrito na Seção 3.1.1 do Capítulo 3.

Da Figura 5.19 é possível observar que o controlador GDC adaptativo apresenta melhor desempenho dinâmico, acomodando as flutuações de potência ativa e reativa solicitadas pela carga, o PI *Fuzzy* apresentou flutuações de frequência mais intensas que o GDC Adaptativo, durante os instantes de tempo em que houve retirado de cargas. O desempenho da estratégia de controle PI *Fuzzy*, diante do compromisso em atender a

demanda ativa e reativa do consumidor, pode ser visualizada na Figura 5.20, onde é perceptível que a geração com o seu respectivo sistema de controle local consegue manter o equilíbrio entre a geração e o consumo.

A Figura 5.21 ilustra os perfis da tensão e da frequência quando o PI *Fuzzy* é avaliado na MG de três barras (Ver Figura 3.7) e no mesmo cenário de testes descrito na Seção 3.1.1 do Capítulo 3.

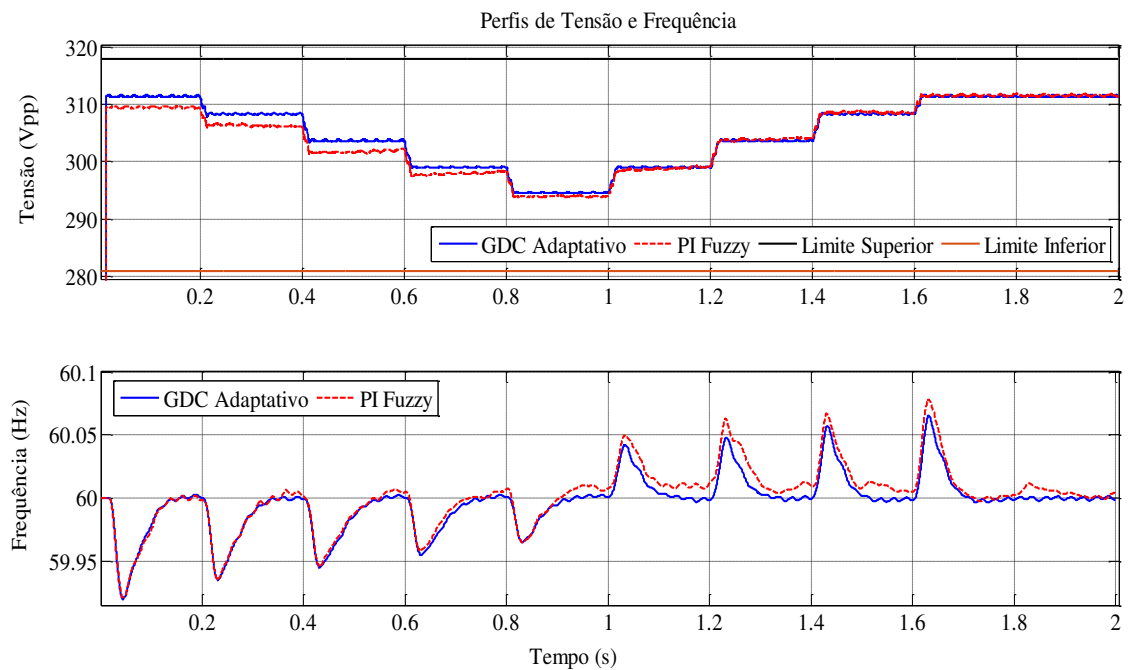


Figura 5.19. Perfis de tensão / frequência Para o PI *Fuzzy* – Uma barra.

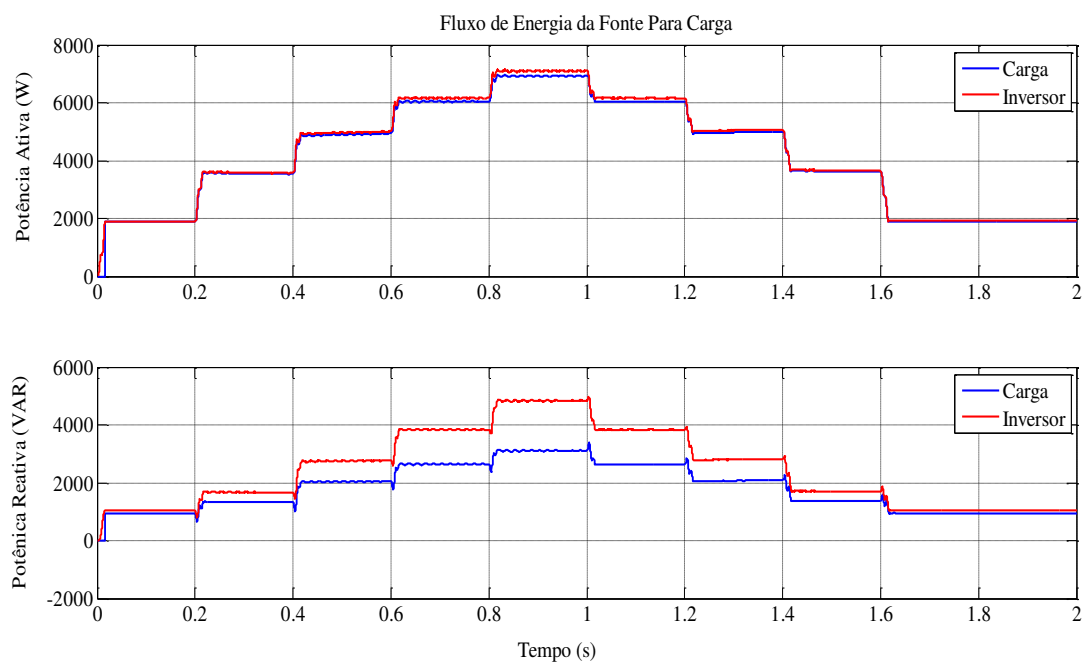


Figura 5.20. Equilíbrio entre a geração e consumo – PI *Fuzzy*.

Vale ressaltar que o problema em questão consiste em avaliar a capacidade do controlador proposto em manter o balanço de potência entre a geração e o consumo eficiente, confiável e atendendo a demanda do consumidor, frente ao cenário de mudanças de carga (Chaveamento dinâmico de cargas), bem como avaliar o desempenho da MG operando no modo de ilhamento.

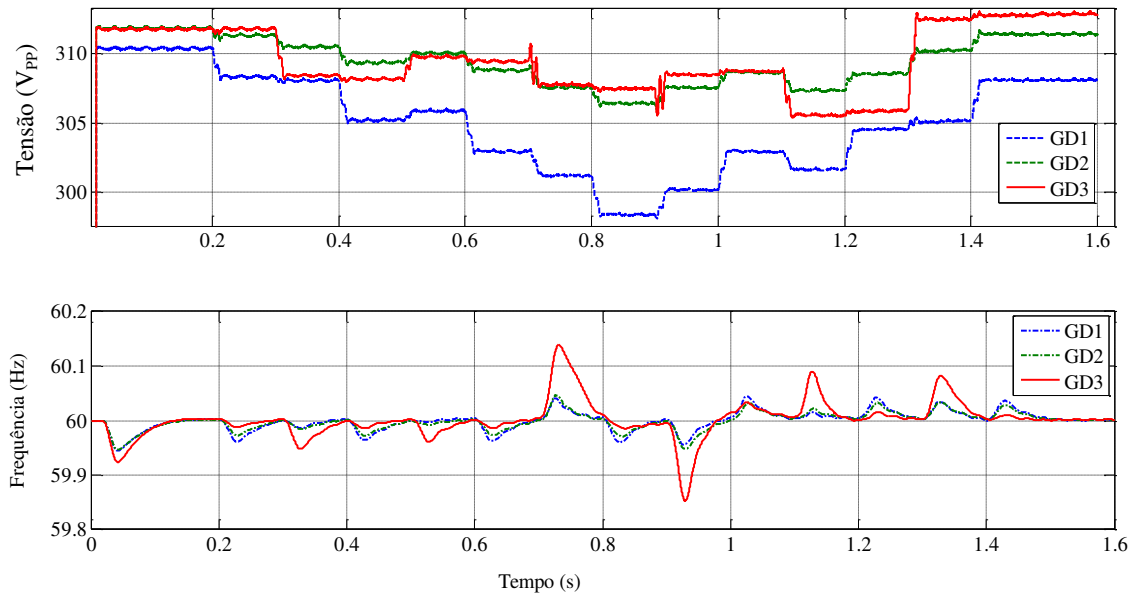


Figura 5.21. Perfis de tensão / frequência Para o PI *Fuzzy* – Três barras.

Observando a Figura 5.21 a MG opera dentro dos valores prescritos para as flutuações da tensão e da frequência, operando entre ($\Delta V_{DG1} = \pm 13V, \Delta V_{DG2} = \pm 6V$ e $\Delta V_{DG3} = \pm 5V$) para as tensões e entre $59.85 \leq f \leq 60.15, \Delta f = \pm 0.3 Hz$ para os desvios de frequência. Diante de cenário dinâmico o PI *Fuzzy* conseguiu cumprir com os objetivos estabelecidos: gerenciar a operação da MG, estável e atendendo fielmente o perfil do consumidor.

A Figura 5.22 ilustra o comportamento (perfis) da tensão e da frequência quando o GDC *Fuzzy* é avaliado na MG de cinco barras (Ver Figura 3.24) e no mesmo cenário de testes descrito na Seção 3.1.2 do Capítulo 3.

Observando a Figura 5.22 a MG opera dentro dos valores prescritos para as flutuações da tensão e da frequência, operando entre ($\Delta V_{DG1} = \pm 8V, \Delta V_{DG2} = \pm 3V, \Delta V_{DG3} = \pm 5V, \Delta V_{DG4} = \pm 5V$ e $\Delta V_{DG5} = \pm 5V$) para as tensões e entre $59.85 \leq f \leq 60.15, \Delta f = 0.3 Hz$ para os desvios de frequência.

A Figura 5.23 ilustra o comportamento da tensão e da frequência quando o GDC *Fuzzy* é avaliado na MG de onze barras (Ver Figura 3.26) e no mesmo cenário de testes

descrito na Seção 3.1.3 do Capítulo 3. Vale ressaltar que a rede principal de baixa tensão foi desligada (simulação de um desligamento – *Blackout* na rede principal), para que a MG opere de maneira autônoma (modo de ilha). Logo o compromisso do controle é manter as flutuações da tensão e da frequência dentro das prescrições legais e o equilíbrio entre a geração e o consumo, distribuindo a demanda energética de maneira igualitária entre os diversos microgeradores.

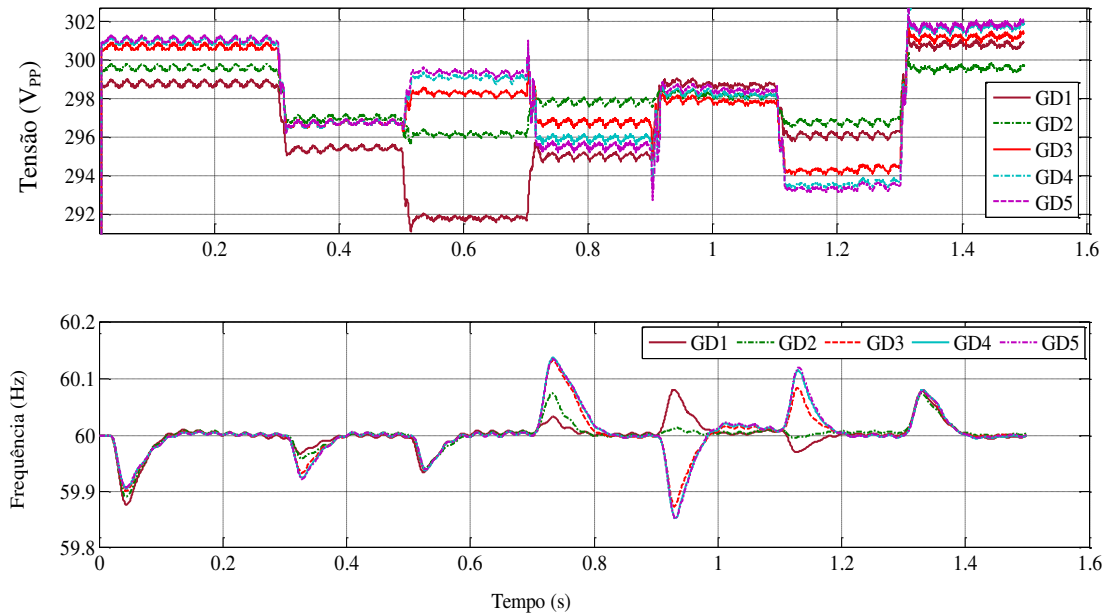


Figura 5.22. Perfis de tensão / frequência Para o PI *Fuzzy* – Cinco barras.

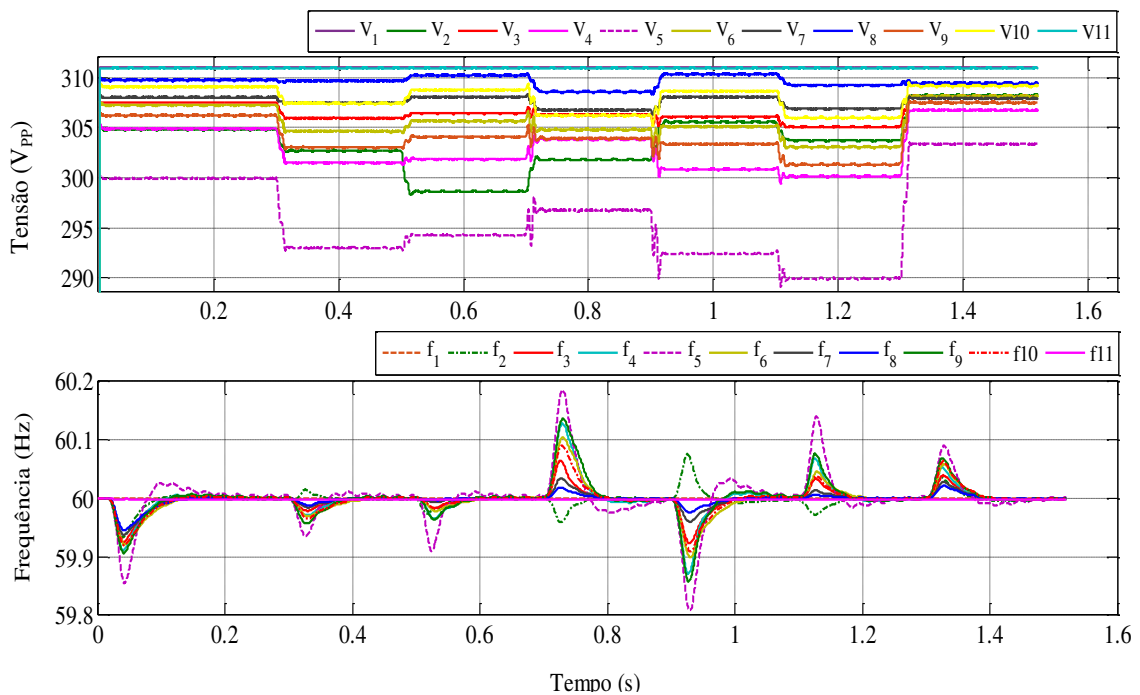


Figura 5.23. Perfis de tensão / frequência Para o PI *Fuzzy* – Onze barras.

A Figura 5.24 ilustra o comportamento da tensão e da frequência quando o PI *Fuzzy* é avaliado na MG de quatorze barras (Ver Figura 3.28) e no mesmo cenário de testes descrito na Seção 3.1.4 do Capítulo 3. Vale ressaltar que a rede principal foi desligada, para que a MG opere de maneira autônoma (modo de ilha).

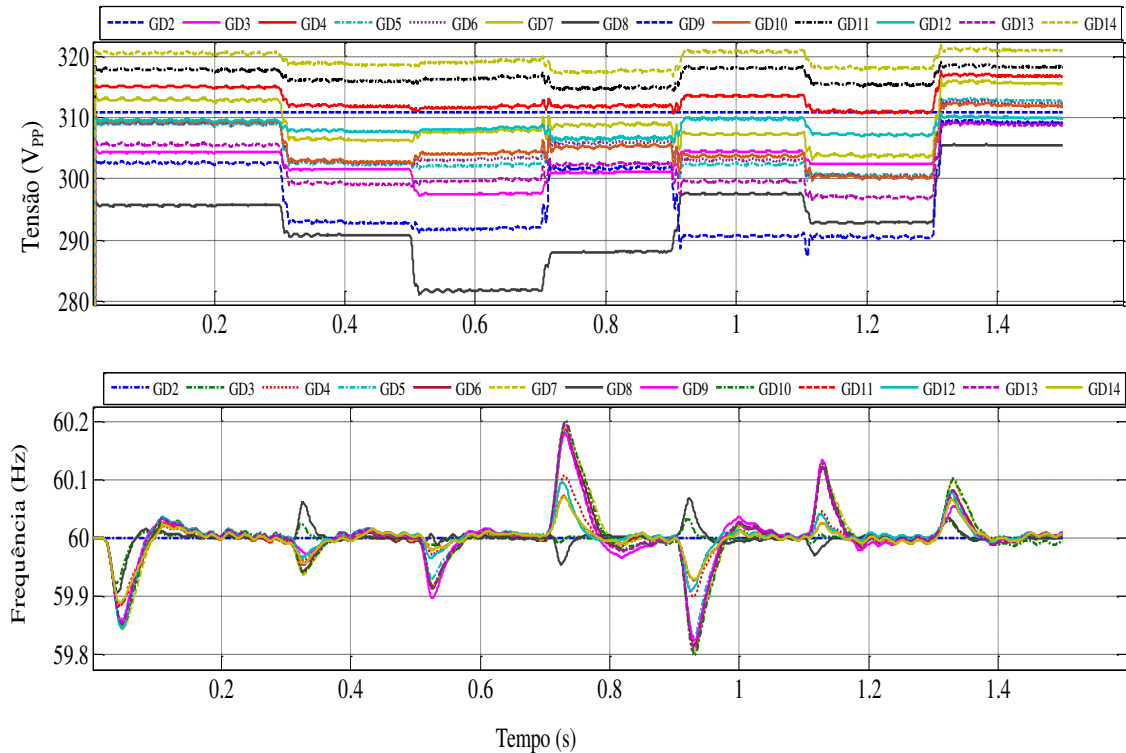


Figura 5.24. Perfis de tensão / frequência Para o PI *Fuzzy* – Quatorze barras.

Observando a Figura 5.23 a MG opera dentro dos valores prescritos pela legislação para as flutuações da tensão e da frequência, operando com desvios entre $\Delta V_s = \pm 10 V$ (maior desvio na DG 05, os outros são inferiores a $\pm 10 V$) para as tensões e entre $59.85 Hz \leq f \leq 60.15 Hz, \Delta f = \pm 0.3 Hz$ para os desvios de frequência.

Observando a Figura 5.24 a MG opera dentro dos valores prescritos pela legislação nacional e internacional para as flutuações da tensão e da frequência, operando com desvios entre $\Delta V_s = \pm 10 V$ (maior desvio na DG 05, os outros são inferiores a $\pm 10 V$) para as tensões e entre $59.85 Hz \leq f \leq 60.15 Hz, \Delta f = \pm 0.3 Hz$ para os desvios de frequência. Da resposta de controle (Figura 5.24) percebe-se que a micro rede está operando dentro da região permitida pela legislação (Tensão - Limite superior de 341 V_{pp} e Limite inferior de 281 V_{pp}; Frequência - Limite superior de 61 Hz e Limite inferior de 59 Hz), visto que o valor mínimo verificado para a tensão na barra de número 08 foi de $V_{pp} = 283 V$. A ação de controle é manter a operação da MG dentro desta faixa operacional.

Nas duas últimas décadas houve um expressivo crescimento de controladores baseado em lógica *Fuzzy* (uso da lógica *Fuzzy* para sintonia ótima do controlador PID tradicional) para sistemas elétricos de potência, em especial em redes elétricas inteligentes. Nos sistemas elétricos tradicionais o controle de tensão e de frequência é feito por meio de controladores PI sintonizados para um determinado ponto operacional, quando houver alteração deste ponto de operação, o controlador PI deve ser re-sintonizado, caso contrário, não proporcionará um bom desempenho em malha fechada, podendo levar o sistema a instabilidade. Artigos na Literatura (AHMADI, *et al*, 2015) enfocam no uso do sistema FIS como um método de sintonia ótima dos ganhos do controlador PI tradicional. A lógica *Fuzzy* é capaz de compensar algumas restrições da teoria de controle clássico, como por exemplo, incertezas, imprecisões, restrições e não linearidades. Contudo na Literatura há poucos relatos do uso de controladores PI *Fuzzy* “Puro” para regulação simultânea da tensão e da frequência em MG operando no modo de ilha, o que torna o uso da estratégia de controle aqui proposta inédita.

5.3 CONCLUSÕES

Este Capítulo apresentou uma proposta de controle Droop Generalizado baseado em lógica *Fuzzy* para regulação simultânea da tensão e frequência na saída de cada VSI utilizado na MG. O GDC Convencional é altamente dependente dos parâmetros de linha MG. Para remover a dependência do GDC convencional um sistema de inferência *Fuzzy* foi utilizado. Uma questão importante levantada em micro redes de corrente alternada é a regulação da tensão e da frequência na presença de distúrbios, incertezas e mudanças de cargas, demandando o uso de estratégias de controle avançado para compensar tais distúrbios, em especial o controle Droop. A solução proposta (Droop *Fuzzy*) para compensação de variações de cargas mostrou-se eficiente quando avaliada em diferentes topologias de MG's operando em malha fechada, em termos da identificação de condições anormais de funcionamento, bem como no reestabelecimento da perda de uma DG.

A solução proposta (PI *Fuzzy*) para compensação das flutuações de tensão e frequência em MG isoladas mostrou-se eficiente quando avaliada em diversas topologias de MG operando em malha fechada, em termos da identificação de condições normais de funcionamento, reestabelecimento da perda de um microgerador e o sincronismo entre os microgeradores.

6 CONTROLE DROOP PARA COMPENSAÇÃO DE HARMÔNICOS DE TENSÃO E COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA REATIVA

Este Capítulo foca na resolução de alguns problemas que existem na operação de micro redes isoladas, os problemas avaliados são: como fazer o compartilhamento de potência reativa e redução da distorção harmônica de tensão no ponto de acoplamento comum (PCC), para tal uma estratégia de controle baseado em controle Droop foi proposta e avaliada.

6.1 INTRODUÇÃO

Este Capítulo objetiva propor e avaliar uma arquitetura de controle para compartilhamento de potência reativa entre inversores e compensação de harmônicos de tensão no PCC em MG descentralizada e operando no modo de ilha (isolada), resultados de simulação mostram a eficácia da estratégia. O Capítulo está organizado da seguinte forma. Na Seção 6.3, é descrita a estrutura do controle primário dos inversores, incluindo a malha da impedância virtual capacitiva e a obtenção dos harmônicos de tensão. Seção 6.4 contém uma descrição do controle secundário para compartilhamento de potência reativa, a malha de regulação de tensão e de frequência e uma descrição detalhada do controle secundário de compensação de harmônicos de tensão usada para atenuar os harmônicos de tensão no PCC. Os resultados de simulação da estratégia implementada são ilustrados na Seção 6.5, mostrando a adequação dos algoritmos propostos na melhoria do desempenho da MG operando no modo de ilha.

6.2 ARQUITETURA DE CONTROLE EM MICRO REDES

Em geral, a arquitetura de controle em MG consiste em três camadas de controle: controle primário, controle secundário e controle terciário (SAO & LEHN, 2005; GUERRERO, VASQUEZ, MATAS, *et al*, 2011; GUERRERO, MATAS, VICUNÃ, *et al*, 2009 (c)). O diagrama de blocos da hierarquia de controle para MG monofásica é ilustrado na Figura 6.1. A MG isolada consiste em dois inversores em paralelo com um filtro LCL de saída. Uma carga não linear local (retificador monofásico com capacitor de suavização da corrente) é conectada a MG por meio da chave S2. Na operação

isolada, a chave estática (SS) é aberta e os inversores operam de forma autônoma para regular a tensão e frequência local na MG. A chave S1 na saída do inversor 02 permite a sincronização do conversor através de um circuito de sincronismo (*PLL – Phase Locked Loop*) para a tensão no seu respectivo PCC antes de ser ligado ao micro rede, minimizando os transitórios na rede.

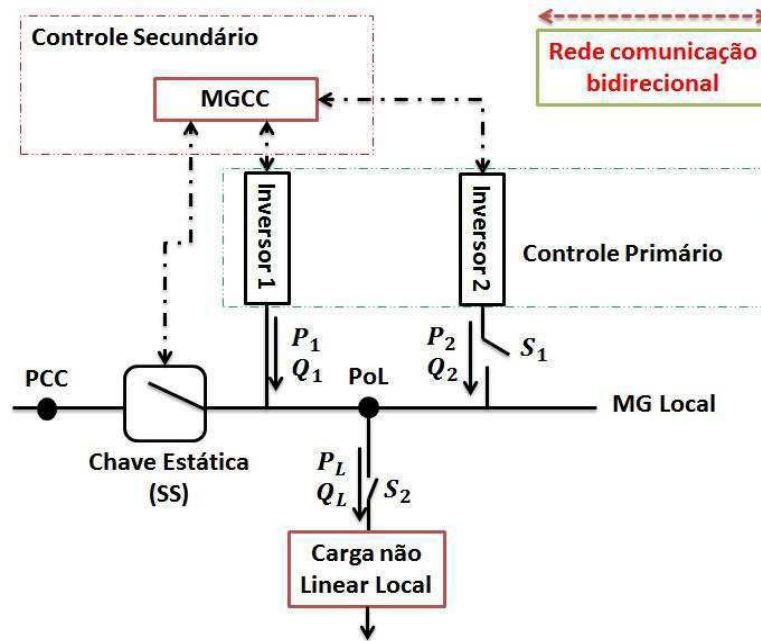


Figura 6.1. Diagrama de blocos da arquitetura de controle hierárquico em uma MG. A MG consiste em dois inversores em paralelo ligados a uma carga não linear local. A carga local conecta-se a MG por meio do ponto acoplamento local (isto é, PCC da carga local ou PoL) quando a chave S2 é fechada.

A camada de controle primária consiste nos algoritmos de controle implementados diretamente nos conversores conectados à MG. Estas malhas de controle permitem a regulação descentralizada da tensão e da frequência e o compartilhamento da potência reativa requisitada pelo consumidor entre os conversores conectados na MG no modo de ilhamento. A camada de controle secundário consiste nos algoritmos de otimização da operação da MG, gerenciando o fluxo de potência da fonte para a carga. Esses algoritmos de controle são implementadas no MGCC, onde o PCC e os inversores da MG enviam e recebem dados através de um canal (*link*) de comunicações bidirecional de baixa banda (No Brasil são usadas as redes MODBUS - RTU e PROFIBUS). O tráfego no canal de comunicações é mínimo, pois somente os parâmetros de otimização são transmitidos para os inversores. Isso garante que o MGCC não opere a MG em condições críticas de tal forma que uma falha no MGCC ou no sistema de comunicações, não comprometa a operação da MG. O controle terciário

considera a interação entre várias MG's no nível do MGCC, vale ressaltar que a rede de serviço público não é considerada nesta estrutura hierárquica de controle.

Na estrutura de Controle proposta por (MICALLEF (a), (b) e (c), 2012; HABHSHENAS, EBADIAN & SHARIATINASAB, 2014; LEE & CHENG, 2007; SAVAGHEBI, *et al*, 2013) foi usado o controle PD com técnica de controle primário para regulação da tensão e da frequência da MG, o controle PI para as malhas de controle interno de cooperação de potência reativa e o controle PR de tensão e de corrente auxiliado pela malha interna de impedância capacitiva virtual para a compensação de harmônicos de tensão no PCC.

Neste Trabalho o controle PD é substituído pelo controle GDC Adaptativo na regulação simultânea de tensão e frequência. O motivo para tal substituição está no fato que após testes de simulação, foi constatado que o controle PD é sensível às flutuações dinâmicas (distúrbios) da carga, permitindo flutuações intensas nos perfis de tensão e frequência da MG, comprometendo o equilíbrio entre a geração e o consumo, bem como a estabilidade da MG em malha fechada.

Outra modificação realizada no diagrama de controle apresentado Por MICALLEF (a), (b) e (c) (2011) foi à eliminação da repetição do controlador PR de corrente, sendo necessário apenas dois controladores PR, um de tensão e outro de corrente, ao invés de três como colocados nos referidos artigos. A justificativa está no fato que o microgerador injeta corrente e tensão, mas a estratégia PWM usa como referência um sinal de tensão senoidal, além disso, a inserção do terceiro controlador leva à operação em malha fechada da MG a instabilidade, devido ao baixo desempenho dos controladores internos, na ação de trazer de volta para o semiplano direito os polos da planta em malha fechada. Estas mudanças tornam a estratégia de controle proposta e validada robusta, com desempenho rápido (da ordem de milissegundos), acomodando os distúrbios de carga, as variações da potência gerada por cada microgerador e as não linearidades da planta.

Prezado leitor neste Capítulo é perceptível à mudança no cenário de testes dos Capítulos anteriores (MG Padrão IEEE, 01 barra, 03 barras, 05 barras, 11 barras e 14 barras), por uma MG não padronizada (Ver Figura 6.1), formada por dois inversores em paralelo, as impedâncias de linha e uma carga não linear. A justificativa para tal mudança é explicada por duas vertentes: (1) A complexidade do problema em estudo – Regulação de tensão e frequência da MG, cooperação de potência reativa entre os inversores da MG e compensação de harmônicos de tensão no PCC (Solução demanda

muitas operações matemáticas, no mínimo uma THD, uma FFT e uma IFFT); por isso foi escolhido uma MG simples para validar a estratégia de controle proposta; (2) Comparação com os artigos que foram usados como base de projeto da estratégia de controle proposta (MICALLEF (a), (b) e (c), 2012; HABHSHENAS, EBADIAN & SHARIATINASAB, 2014; LEE & CHENG, 2007; SAVAGHEBI, *et al*, 2013), embora muitas inconsistências foram encontradas e modificações foram implementadas, enfim foram feitas alterações no projetado da estrutura operacional ilustrada na Figura 6.1 adaptada para realidade Brasileira.

Tendo em vista que a estratégia de controle proposta não depende da topologia da MG em estudo, esta pode ser aplicada a qualquer MG genérica, inclusive aos modelos de MG's do padrão IEEE, desde que seja feita a sintonia dos controladores em conformidade com as condições operacionais da MG.

6.3 ESTRUTURA DE CONTROLE PRINCIPAL

O diagrama de blocos das malhas de controle primário implementado nos conversores para operação de ilhamento é ilustrado na Figura 6.2. O controlador avalia a potência ativa e reativa na saída do inversor a partir das medições de tensão e corrente locais. As entradas de referência de tensão e de frequência para as malhas de controle interno são determinadas pelo algoritmo de controle Droop (GDC Adaptativo).

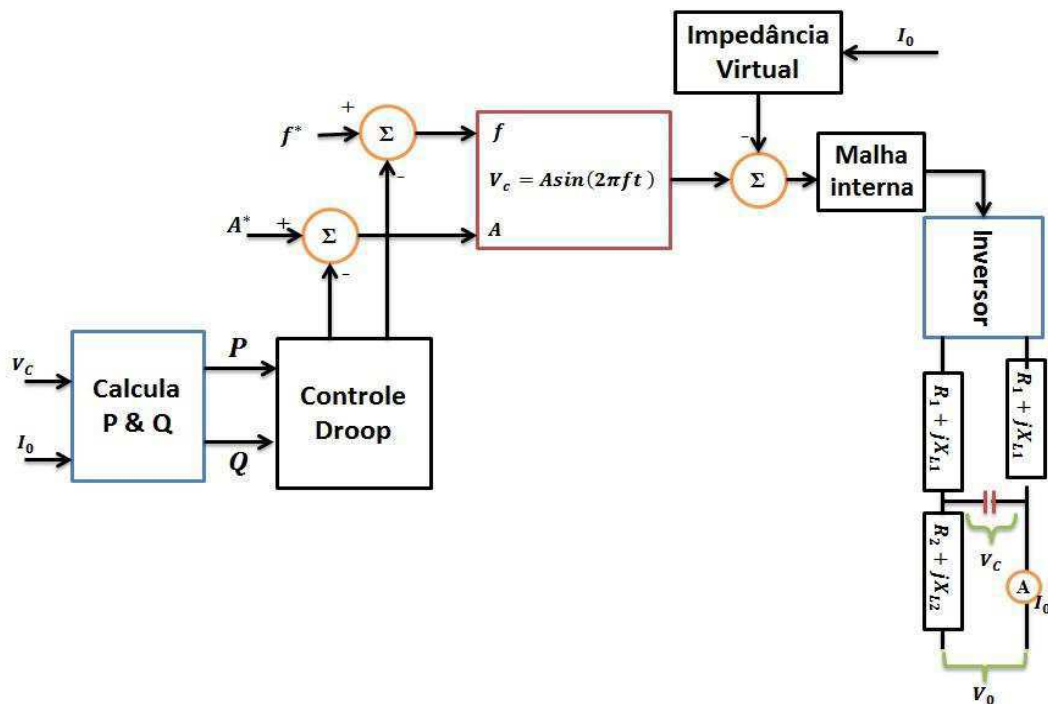


Figura 5.2. Diagrama de blocos das malhas de controle principal dos inversores.

6.3.1 MALHA DE CONTROLE DROOP EXTERNA

No modo de ilhamento, o inversor se comporta como um inversor de fonte de tensão (VSI), regulando a tensão e frequência da MG. A potência ativa é fornecida a cargas por meio da malha de controle $P - f$, já a potência reativa é obtido por meio da malha de controle Droop $Q - V$. As entradas do controlador Droop são a potência ativa e reativa medidas, determinadas pelo produto de I_0 , V_c e qV_c e as médias dos resultados dos ciclos principais conforme ilustrado na Figura 6.3. As funções de transferências do Droop no modo de ilhamento podem ser expressas matematicamente por:

$$f = f^* - G_p(s)(P - P^*) \quad (6.1)$$

$$V = V^* - G_q(s)(Q - Q^*) \quad (6.2)$$

Onde: P é a potência ativa de saída do inversor; Q é a potência reativa de saída do inversor; $G_p(s) = sm_d + m$ e $G_q(s) = sn_d + n$ são os controladores Droop da potência ativa e reativa respectivamente, sendo m e n os ganhos do controle Droop individual $P - f$ e $Q - V$, já m_d e n_d são os ganhos derivativos dos controles $P - f$ e $Q - V$. As referências das potências ativa e reativa dos inversores são P^* e Q^* , respectivamente, sendo ajustadas para os valores nominais durante a operação de ilhamento. Isto ocorre porque as saídas de potências solicitadas pela carga já são as potências fornecidas pelos inversores. Os ganhos dos controladores $P - f$ e $Q - V$ são projetados para desvios mínimos nos valores nominais da tensão (V) e da frequência (f) da MG. Os ganhos do Droop para operação dos inversores na MG isolada, denotados por m_n e n_n respectivamente (onde o subscrito n é um número inteiro atrelado ao inversor de mesma numeração conectado na MG), são relacionados com a máxima taxa de potência fornecida pelos inversores, sendo dados como,

$$m_n = \frac{\Delta f}{P_{M\acute{a}x}} \quad (6.3)$$

$$n_n = \frac{\Delta V}{Q_{M\acute{a}x}} \quad (6.4)$$

Sendo: Δf é o desvio máximo de frequência permitido pelo inversor, ΔV é o desvio máximo de tensão permitido pelo inversor, $P_{M\acute{a}x}$ é a máxima potência ativa na saída do inversor e $Q_{M\acute{a}x}$ é a máxima potência reativa na saída do inversor. Isso permite que

inversores compartilhem diferentes demandas de potência aparente (por unidade, p.u.) exigidas pela carga, quando a MG atingir o regime permanente. A condição para o compartilhamento de potência aparente pode ser definida como: $m_1 P_1 = m_2 P_2 = m_n P_n$, para o caso da potência ativa e $n_1 Q_1 = n_2 Q_2 = n_n Q_n$, para o caso da potência reativa.

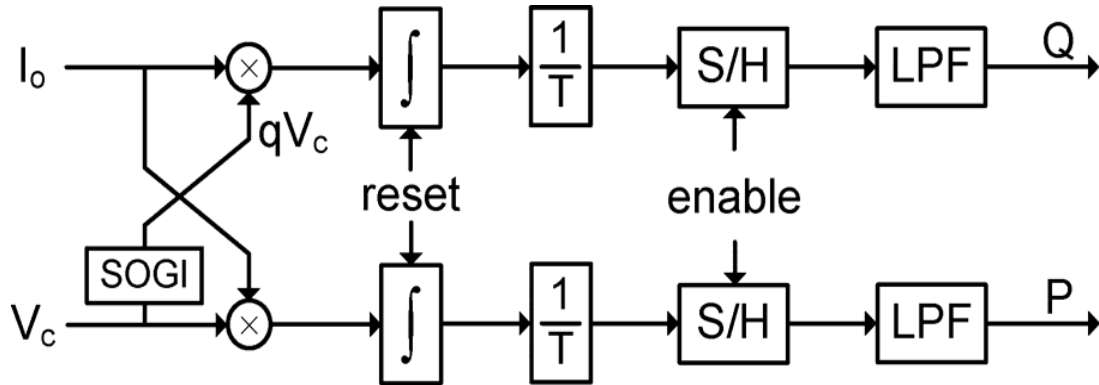


Figura 6.3. Discretização do cálculo da potência ativa e reativa a partir das medições.

O período T , depende da frequência do Droop (ω). Um integrador generalizado de segunda ordem (SOGI – Second Order Generalized Integrator) é utilizado para gerar o componente de tensão de quadratura. Os cálculos de potência ativa e reativa são amostrados através das técnicas de amostragem (S / H – Sample and Hold; ZOH – Zero Order Hold) e filtrou-se através de um filtro passa-baixa (LPF – Low Pass Filter).

6.3.2 MALHA DE CONTROLE INTERNA

A forma de onda da tensão de referência é sincronizada com a tensão da MG, se disponível, e logo em seguida é comparada como a tensão gerada na saída do controlador Droop. As malhas de controle interno foram consideradas para inversores monofásicos, constituídas por uma malha de tensão e outra malha de corrente. As malhas de controle são projetadas para diferentes referências de controle e fazem uso do controle Proporcional-Ressonante (PR) (BLAABJERG, *et al*, 2006; HASANZADEH, *et al*, 2010). A função de transferência não ideal do controlador PR é dada como (BLAABJERG, *et al*, 2006):

$$G(s) = K_p + \frac{k_i s}{s^2 + \omega_c s + \omega^2} \quad (6.5)$$

Onde: K_p é o ganho proporcional, k_i é o ganho ressonante, ω_c é a frequência de corte, relacionada com a banda ressonante do controlador e ω é a frequência de ressonância. A função de transferência não ideal é selecionada uma vez que o controlador fornece um

ganho finito para ω e a largura de banda na frequência de ressonância pode ser controlada. A função de transferência ideal introduz ganho infinito para ω e a largura de banda na frequência de ressonância não pode ser controlada, podendo causar problemas de estabilidade. As funções de transferência dos controladores de tensão e corrente são:

$$G_V(s) = K_{pV} + \sum_{h=1,3,5,7,9} \frac{k_{iV_h} s}{s^2 + \omega_{cV_h} s + \omega_h^2} \quad (6.6)$$

$$G_I(s) = K_{pI} + \sum_{h=1,3,5,7,9} \frac{k_{iI_h} s}{s^2 + \omega_{cI_h} s + \omega_h^2} \quad (6.7)$$

Onde: K_{pV} e K_{pI} são os ganhos proporcionais, k_{iV_h} e k_{iI_h} são os ganhos de ressonância harmônica, ω_{cV_h} e ω_{cI_h} são as frequências de cortes, relacionadas com as bandas ressonantes dos controladores e ω_h é a frequência de ressonância harmônica, sendo $\omega_h = h\omega$ e depende da frequência do Droop. As funções de transferências do PR para os controladores de tensão e corrente, (6.6) e (6.7), respectivamente, foram obtidas a partir de (6.5).

O termo $h = 1$ em (6.6) e (6.7) representa a frequência fundamental do controlador que é determinado pelo algoritmo de controle Droop. Além disso, a compensação harmônica seletiva é incluída pelos termos de ressonância adicional para cada harmônico capacitivo compensado pela malha de impedância virtual (3ª até a 9ª harmônica). Estes foram incluídos de modo a proporcionar ao controlador a compensação seletiva de harmônicos.

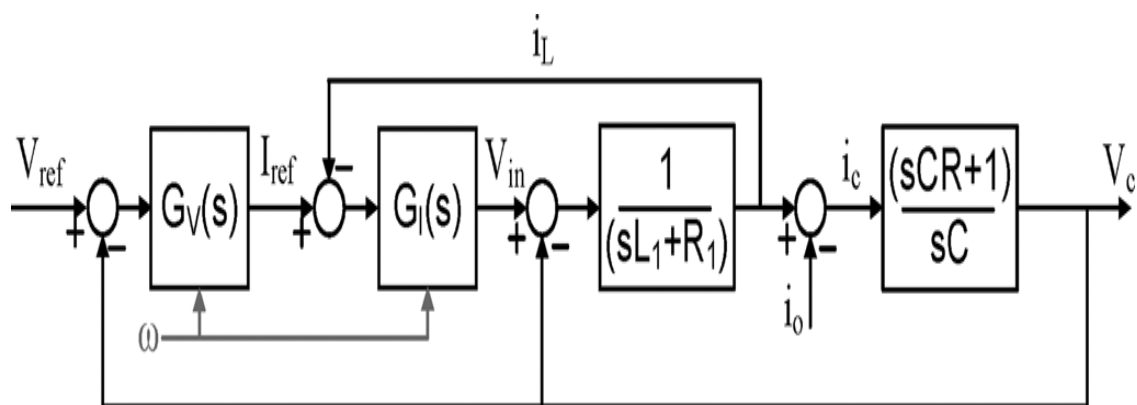


Figura 6.4. Malha interna para regulação da tensão.

Onde: L_1 , C e R_1 são a indutância, a capacitância e a resistência do filtro LCL de saída do inversor, respectivamente, R é a resistência de amortecimento inserida em série com o capacitor do filtro LCL, V_{ref} é a tensão de referência obtida na malha de controle

Droop, i_L é a corrente que circula por L_1 , i_0 é corrente que circula pelo indutor L_2 entregue para a carga ou para MG, V_c é a tensão de referência do PWM.

Com a finalidade de avaliar a resposta das malhas de controle internas e determinar os ganhos dos controladores, o diagrama de blocos das malhas de controle interno foi projetado e ilustrado na Figura 6.4. Uma resistência de amortecimento, R , é incluída para reduzir a seletividade do filtro LCL. A partir da Figura 6.4, pode ser determinado à função de transferência em malha fechada para as malhas de controle interno, definida como,

$$V_c = \frac{G_I G_V Z_C}{Z_C + Z_L + G_I + G_I G_V Z_C} V_{ref} - \frac{Z_C (Z_L + G_I)}{Z_C + Z_L + G_I + G_I G_V Z_C} i_0 \quad (6.8)$$

Onde: $Z_L = sL_1 + R_1$ e $Z_C = (sCR + 1)/sC$. Note que o operador (s) foi negligenciado na equação (6.8) pela simplicidade já que todos os termos são funções do domínio de Laplace. Analisando de maneira detalhada, a função de transferência de malha fechada pode ser interpretada como o circuito equivalente de Thévenin visto dos terminais de saída do filtro LCL, dada como,

$$V_c(s) = G(s)V_{ref}(s) - Z_0(s)i_0(s) \quad (6.9)$$

Onde: $G(s)$ é a função de transferência do ganho de tensão e Z_0 representa a função de transferência de saída vista dos terminais do filtro LCL.

6.3.3 MALHA DE CONTROLE DA IMPEDÂNCIA CAPACITIVA VIRTUAL

Em vez de introduzir filtros passivos ou ativos adicionais para compensação seletiva de harmônicos no PCC da carga local (PoL), um circuito de impedância capacitiva virtual foi proposto pelos autores (MICALLEF, *et al*, 2012 (a) e (b)), de modo a atenuar os harmônicos de tensão no PCC. O princípio básico da malha de controle da impedância capacitiva virtual é a compensar a queda de tensão indutiva não linear através da introdução de um componente capacitivo com mesma magnitude, mas defasada de 180° . Efetivamente, a tensão de saída do inversor, $V_c(s)$ é uma tensão filtrada após a passagem pelo filtro LCL (tensão de saída do filtro, $V_0(s)$). O circuito equivalente simplificado de Thévenin da MG visto dos terminais do inversor é ilustrado na Figura 6.5 (a). A impedância capacitiva Virtual proposta cancela o efeito da impedância indutiva, conforme ilustrado na Figura 6.5 (b).

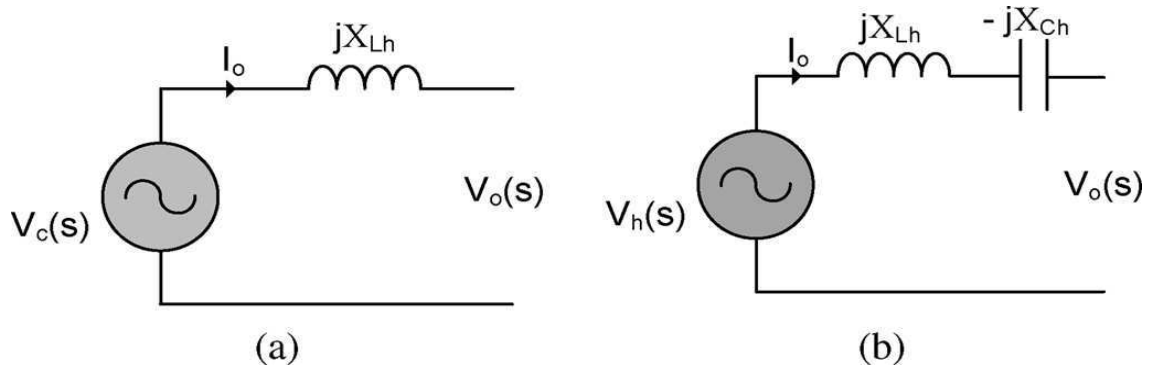


Figura 6.5. Conceito de impedância capacitiva virtual. (a) Circuito equivalente de Thévenin visto dos terminais de saída do filtro LCL. (b) Inserção da impedância capacitiva (X_{Ch}) para compensar os harmônicos de tensão no PCC (X_{Lh}).

O diagrama de blocos da Figura 6.6 ilustra como a malha de impedância virtual interage com as malhas de controle interno do inversor. A tensão no capacitor do filtro LCL de saída pode ser expresso como:

$$V_{ref}(s) = V_{ref}^*(s) - i_0(s)Z_d(s) \quad (6.10)$$

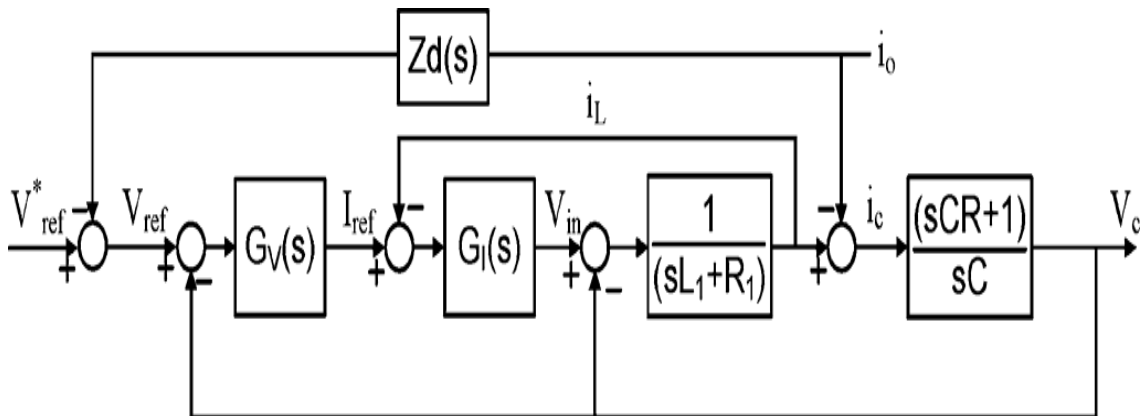


Figura 6.6. Malha interna com a inserção da impedância capacitiva virtual ($Z_d(s)$).

Onde: V_{ref}^* representa a tensão de referência determinada pela malha de controle Droop externa, $V_{ref}(s)$ é a entrada compensada pelas malhas internas e Z_d é a função de transferência da impedância virtual. Assim, V_{ref} em (6.10) inclui agora a queda de tensão capacitiva devido à presença da impedância virtual. A função de transferência da impedância virtual consiste em uma série de filtros passa-banda conectados em cascata em um único bloco, sintonizado para cada frequência harmônica que será compensada (3°, 5°, 7°, 9° e 11°), a função de transferência da impedância virtual é expressa como:

$$Z_d(s) = \sum_{h=3,5,7,9} \frac{\omega_{c_h} k_{C_h}}{s^2 + \omega_{c_h} s + \omega_h^2} \quad (6.11)$$

Onde: k_{i_h} são os ganhos dos harmônicos ressonantes, ω_{c_h} são as frequências de corte para a frequência de ressonância harmônica, ω_h é a h -ésima frequência de ressonância harmônica e k_{C_h} é o ganho da h -ésima harmônica. Assumindo que a largura de banda, ω_{c_h} , na h -ésima frequência harmônica seja determinada de tal modo que a interação com as harmônicas adjacentes seja insignificante, então a contribuição da amplitude e da fase da impedância Z_d em cada uma das frequências harmônicas pode ser obtida, considerando o efeito separado de cada uma das harmônicas na sintonia dos ganhos do controlador, inserindo esta informação em (6.11), a função de transferência da impedância virtual é dada como:

$$Z_d(s) = \frac{\omega_{c_h} k_{C_h}}{s^2 + \omega_{c_h} s + \omega_h^2} \quad (6.12)$$

O ganho k_{C_h} pode ser determinado a partir da magnitude de (6.12) para $\omega = \omega_h$:

$$|Z_d(\omega)|(\omega = \omega_h) = \frac{k_{C_h}}{\omega_h} \quad (6.13)$$

Onde: $|Z_d(\omega)|(\omega = \omega_h)$ é a magnitude da impedância indutiva do lado da rede na h -ésima frequência harmônica. A partir de (6.12) pode-se determinar o ângulo de fase na h -ésima frequência harmônica, senso $\delta = 90^\circ$.

Uma impedância resistiva virtual pode ser incluída de modo a melhorar a estabilidade da MG e o compartilhamento de energia entre as fontes da MG (GUERRERO, VASQUEZ, MATAS, *et al*, 2011; GUERRERO, HANG & UCEDA, 2008; GUERRERO, MATAS, VICUNÃ, *et al*, 2009 (c); YAO, *et al*, 2011). A função de transferência $Z_d(s)$ com a resistência adicional R_V é dada como,

$$Z_d(s) = R_V - \sum_{h=3,5,7,9} \frac{\omega_{c_h} k_{C_h}}{s^2 + \omega_{c_h} s + \omega_h^2} \quad (6.14)$$

Onde: R_V atua sobre todas as frequências, afetando a amplitude e a fase de todos os filtros passa banda da função de transferência da impedância virtual, Equação (6.11). Assumindo que a largura de banda ω_{c_h} na h -ésima frequência harmônica seja determinada de tal modo que a interação com as harmônicas adjacentes seja insignificante, então a contribuição da amplitude e da fase da impedância $Z_d(s)$ em

cada uma das frequências harmônicas pode ser obtida, considerando o efeito separado de cada uma das harmônicas na sintonia dos ganhos do controlador, inserindo esta informação em (6.14), a função de transferência da impedância virtual é dada como:

$$Z_d(s) = R_V - \frac{\omega_{c_h} k_{c_h}}{s^2 + \omega_{c_h} s + \omega_h^2} \quad (6.15)$$

O ganho k_{c_h} pode ser determinado a partir da magnitude de (6.15) para $\omega = \omega_h$:

$$|Z_d(\omega)|(\omega = \omega_h) = \frac{\sqrt{(\omega_h R_V)^2 + k_{c_h}^2}}{\omega_h} \quad (6.16)$$

A partir de (6.15) pode-se determinar o ângulo de fase na h -ésima frequência harmônica, dado com:

$$\delta(Z_d(\omega)|(\omega = \omega_h)) = \tan^{-1}\left(\frac{-R_V \omega_h}{k_{c_h}}\right) - 90^\circ \quad (6.17)$$

Deve existir um compromisso no projeto quando se usa (6.16) e (6.17) para encontrar o ângulo de fase e magnitude desejadas dos h -ésimos harmônicos. Assim, a adição da impedância resistiva Virtual reduz a eficácia da técnica de impedância capacitiva Virtual nas frequências harmônicas compensadas, visto que o ganho desejado na fase desejada não pode ser obtido com impedância Virtual dada por (6.14).

6.4 ESTRUTURA DE CONTROLE SECUNDÁRIO

Durante o chaveamento dinâmico de cargas surgem flutuações na tensão e na frequência da MG, sendo necessário que a estratégia de controle Droop atue de maneira efetiva para a estabilização e operação segura da MG, levando a tensão e a frequência aos valores nominais de operação. A ocorrência de tais flutuações está associada a diversos fatores tais como: parâmetros de linha (impedância de linha), impedância da carga, número de inversores conectados a MG e os valores dos ganhos do controlador Droop. No modo de ilhamento as medições de tensão e corrente são feitas nas saídas de cada inversor (medições locais – em cada microgerador), logo se faz necessário à comunicação entre os diversos inversores instalados na MG, caso o sistema de controle de um microgerador (MG) for usado para ajustar (regular) a tensão e a frequência da MG, a estabilidade da MG pode ser comprometida, pois é necessário saber informações dos outros inversores (potência gerada e injetada na MG por cada microgerador) para

uma operação cooperativa da MG, reduzindo perdas, minimizando as flutuações e otimizando a gestão do fluxo de potência trafegado na MG.

Para sanar este problema é necessário o projeto e a implementação de uma malha de controle secundário, ajudando na regulação da tensão e frequência da MG, permitindo a troca de informações entre os inversores presentes na MG e consequentemente o compartilhamento da potência reativa demandada pelas cargas locais. O diagrama de blocos a Figura 6.7 ilustra a estrutura de controle proposta, incluindo as malhas de controle secundário implementadas no MGCC.

Cada bloco que compõe o diagrama de blocos da Figura 6.7 foi discutido nas seções anteriores, ambos interagem harmoniosamente, para compensação de harmônicos no PCC e o compartilhamento de potência reativa entre os inversores instalados. A justificativa para o uso do controle Droop (Controle Primário) frente ao controle tradicional (PID - Controle Secundário), está no fato do Droop ser tolerante as flutuações intensas da carga, mantendo a operação da MG estável e segura.

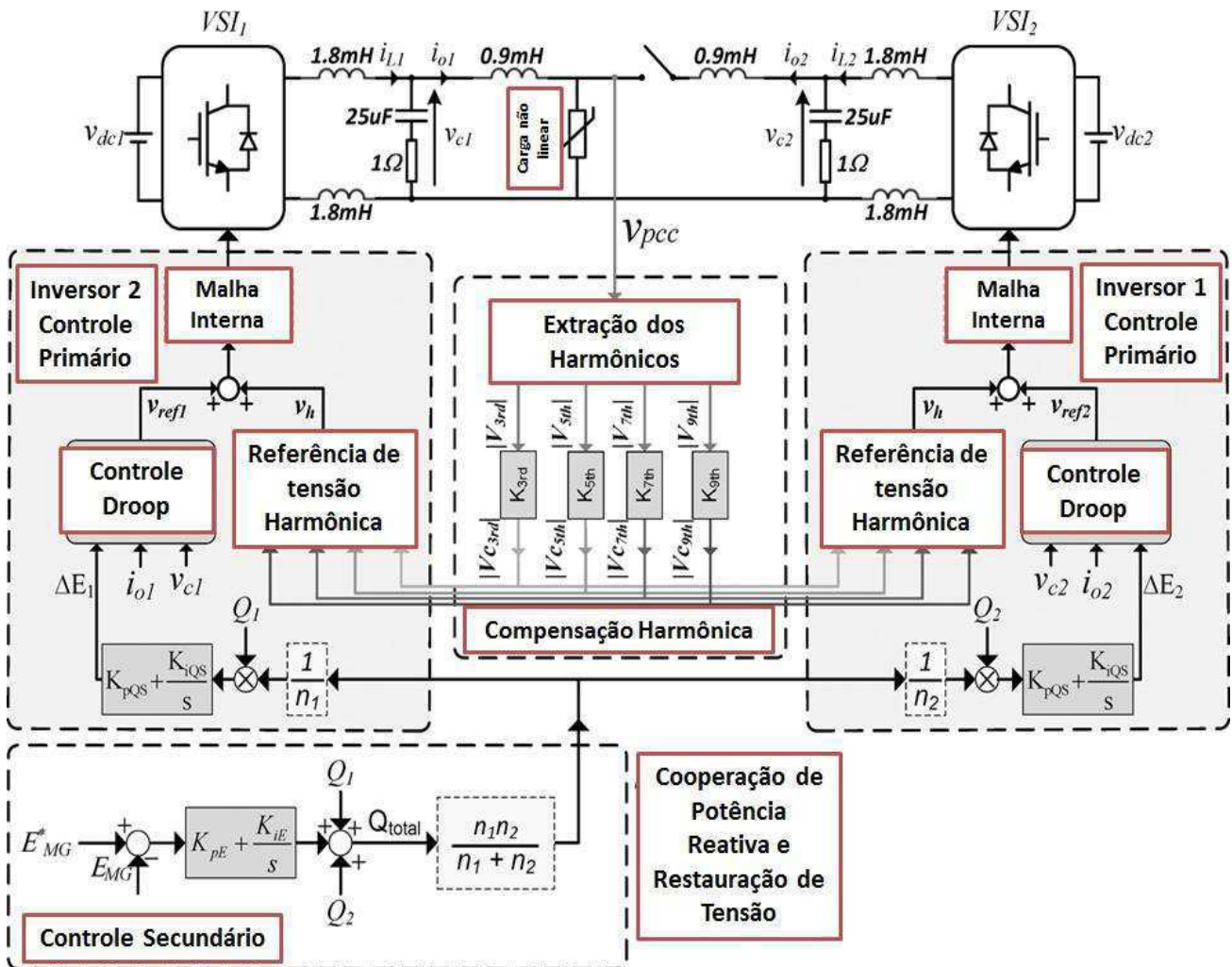


Figura 6.7. Diagrama de controle completo.

6.4.1 MALHA DE COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA

O algoritmo de compartilhamento de potência reativa, implementado no MGCC, é ilustrado nas Figuras 6.7 e 6.8. O valor da potência reativa fornecida (Q_1 e Q_2) a MG por cada microgerador é transmitido para o controle central (MGCC). O controle central determina a potência reativa total fornecida pelos inversores para MG considerando os diferentes ganhos dos controladores Droop $P - f$ e $Q - V$ implementados em cada um dos inversores. Este valor da potência reativa total é transmitido para todos os conversores conectados na MG e cada conversor determina a respectiva demanda de potência reativa para cada microgerador (Q_1^* e Q_2^*), dividindo o valor recebido pelo ganho de controle Droop, de modo a obter valores por unidade (p.u) para o compartilhamento de potência reativa. Assim, a demanda de potência reativa para cada inversor pode ser calculada como,

$$Q_x^* = \frac{Q_{total}}{n_x \sum_{i=1}^k \frac{1}{n_i}} \quad (6.18)$$

Onde: Q_{total} é a potência reativa total fornecida por todos os inversores para MG, Q_x^* é a potência reativa demandada para o inversor x , n_x é o ganho do controle Droop associado ao inversor x e $\sum_{i=1}^k \frac{1}{n_i}$ é o somatório do inverso dos ganhos do controle Droop associados a o i -ésimo inversor conectado a MG. A equação (6.18) é a equação geral para determinar a demanda de potência reativa para cada conversor ligado a MG, sendo aplicada para qualquer combinação de ganhos do Droop, no caso dos inversores com ganhos de controle idênticos ou não, (MICALLEF, *et al*, 2012 (b) e (c)). Assim, quando é instalado o microgerador na MG, este deve fornecer ao controle central os valores dos ganhos do controle Droop usado para regulação da tensão e da frequência, de modo a permitir uma estimativa precisa da demanda de potência reativa para cada inversor.

A potência reativa dos inversores é regulada por meio de um controlador PI implementado (instalado) em cada um inversor, o qual fornece uma alteração adicional nas amplitudes da tensão dos inversores, ΔV_1 e ΔV_2 respectivamente. Uma vez que o fluxo de potência reativa depende, principalmente, das amplitudes de tensão, os desvios de tensão adicionados pelo PI irão permitir o compartilhamento da potência reativa de

saída de inversor. A equação (6.19) é usada para determinar a tensão a ser injetada pelo controle PI para o compartilhamento de potência reativa para qualquer inversor x ,

$$\Delta V_x = k_{p_{QS}}(Q_x^* - Q_x) + k_{i_{QS}} \int (Q_x^* - Q_x) dt \quad (6.19)$$

Onde: $k_{p_{QS}}$ e $k_{i_{QS}}$ são os ganhos do controlador PI para compartilhamento de potência reativa e ΔV_x é o desvio de tensão adicional que deve ser adicionada na malha de tensão de saída do controlo Droop. Esta variável deve ser limitada para cada conversor de potência de forma a não exceder os desvios máximos de amplitude permitidos pela legislação. Resultados de simulação para as malhas de compartilhamento de potência reativa para fins comparativos podem ser visualizados nos trabalhos em (MICALLEF, *et al*, 2012 (b) e (c), RODRIGUEZ, *et al*, 2008).

6.4.2 MALHA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

A malha de regulação de tensão executada pelo MGCC e associada em série com a malha de compartilhamento de potência reativa conforme ilustrada nas Figuras 6.7 e 6.8 No ponto de acoplamento da carga não linear com a MG (Chave estática - SS) é possível monitorar (medição) a tensão (RMS) fornecida à carga, este valor é repassado pelo canal de comunicação para o MGCC. Em seguida o MGCC atua regulando a tensão de saída dos inversores por meio do controlador PI. Esta malha de controle prevê um adicional de potência reativa (ΔQ_{rest}), este adicional é somada a potência reativa total da MG calculada pelas malhas de compartilhamento de potência reativa entre os diversos inversores instalados na MG. Este adicional (ΔQ_{rest}) na potência reativa total introduz um *off-set* (deslocamento) na tensão de saída de cada um dos inversores, aumentando ou diminuindo a tensão da MG. A expressão matemática do regulador de tensão pode ser expressa como,

$$\Delta Q_{rest} = k_{p_V}(V_{MG}^* - V_{MG}) + k_{i_V} \int (V_{MG}^* - V_{MG}) dt \quad (6.20)$$

Onde: k_{p_V} e k_{i_V} são os ganhos do controlador PI usado para regulação de tensão, V_{MG}^* a tensão desejada (*set-point*) na MG e V_{MG} é a tensão medida na MG. O diagrama de blocos simplificado para um único inversor, incluindo as malhas de controle secundário que foram utilizadas para determinar os ganhos do controlador PI de regulação de tensão e as malhas de compartilhamento de potência reativa é ilustrado na Figura 6.8.

No diagrama de blocos da Figura 6.8 PI_E e PI_{QS} são os controladores para a regulação de tensão e compartilhamento de potência reativa respectivamente.

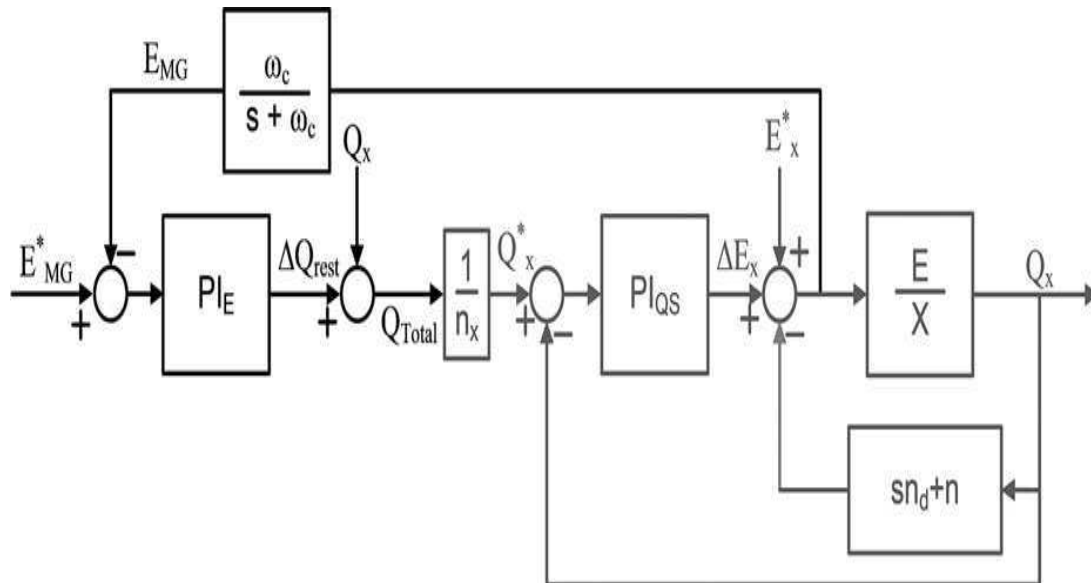


Figura 6.8. Controle secundário para compartilhamento de potência reativa.

6.4.3 MALHA DE REGULAÇÃO DA FREQUÊNCIA

A malha de controle de frequência implementado pelo MGCC é ilustrado na Figura 6.7, conforme proposta por (GUERRERO, VASQUEZ, *et al*, 2011). No ponto de acoplamento da carga não linear com a MG (Chave estática - SS) é possível medir a frequência elétrica da MG, este valor é repassado pelo canal de comunicação para o MGCC. Em seguida o MGCC atua regulando a tensão de saída dos inversores por meio do controlador PI. A expressão matemática do regulador de frequência pode ser expressa como,

$$\Delta f_{rest} = k_{p_F}(f_{MG}^* - f_{MG}) + k_{i_F} \int (f_{MG}^* - f_{MG}) dt \quad (6.21)$$

Onde: k_{p_F} e k_{i_F} são os ganhos do controlador PI usado para regulação da frequência, f_{MG}^* a frequência elétrica desejada (*set-point*) na MG e f_{MG} é a frequência elétrica medida na MG.

6.4.4 MALHA DE COMPENSAÇÃO DE HARMÔNICOS

Além da inserção de uma impedância capacitiva virtual nas malhas de controle primárias dos inversores, uma malha secundária de compensação de harmônicos foi implementada de modo a atenuar os harmônicos de tensão no PCC. A malha secundária

de compensação seletiva de harmônicos é ilustrada na Figura 6.7. A tensão harmônica no PCC é medida, V_{pcc} , e extraído (*FFT – Fast Fourier Transform*) a amplitude e ângulo de fase dos harmônicos de 3^a a 11^a ordem ($|V_{3ord}|e^{i\theta_{3ord}}$, $|V_{5ord}|e^{i\theta_{5ord}}$, $|V_{7ord}|e^{i\theta_{7ord}}$, $|V_{9ord}|e^{i\theta_{9ord}}$ e $|V_{11ord}|e^{i\theta_{11ord}}$) – harmônicos mais deletérios a qualidade de energia elétrica) (RODRIGUEZ, LUNA, *et al*, 2008). O valor de tensão harmônica medida é transmitido ao controle central (MGCC), sendo usado um controlador P para harmônicos de tal maneira seja determinado os valores ($|V_{C3ord}|e^{iC\theta_{3ord}}$, $|V_{C5ord}|e^{iC\theta_{5ord}}$, $|V_{C7ord}|e^{iC\theta_{7ord}}$, $|V_{C9ord}|e^{iC\theta_{9ord}}$ e $|V_{C11ord}|e^{iC\theta_{11ord}}$) que minimizam tais harmônicos e consequentemente a THD e a IHD em todos os PCC. É importante salientar que a inserção do termo integral ao controlador Proporcional leva a MG a instabilidade. Os sinais de saída dos controladores proporcionais são enviados aos inversores da MG para geração das formas de ondas das tensões de compensação (mesma amplitude e defasada de 180°) harmônica, V_h , tomando como base as informações de fase local. Em seguida é comparada com a tensão de referência fornecida pelo controle Droop e pela malha de impedância capacitiva virtual.

6.5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Nesta Seção será verificada a eficácia da malha de impedância capacitiva virtual na compensação de harmônicos de tensão e a malha interna para compartilhamento de potência reativa. Os dois inversores são conectados sequencialmente na MG (em $t = 0s$ e $t = 0.25s$ respectivamente) operando no modo de ilhamento. Os microgeradores alimentam uma carga não linear representada por um retificador monofásico não controlado (retificador a diodo) com carga RL ($L_p = 84\mu H$, $C_p = 235\mu F$ e $R_p = 230\Omega$). O inversor 01 é conectado em $t = 0s$, sendo a tensão e a frequência da MG regulada pelo GDC Adaptativo. Após 0.25 segundos o inversor 02 é sincronizado com a tensão da MG (com o outro microgerador). Nesta condição, os inversores compartilham a potência ativa e reativa solicitada pela carga. Os parâmetros de simulação estão ilustrados na Tabela 6.1.

A Figura 6.9 ilustra os harmônios de tensão no ponto de acoplamento antes da compensação harmônica. A THD de tensão para um inversor conectado a MG foi de 14%, enquanto que foi de 12% para os dois inversores conectados na MG. A Figura 6.10 ilustra a compensação de harmônicos de tensão fornecida pelo inversor 02. As

Figuras 6.11 e 6.12 ilustram o comportamento da corrente medida na saída de cada inversor antes e depois da compensação de harmônicos. Nas Figuras 6.13 e 6.14 são ilustrados os perfis de tensão e corrente medidos na carga não linear após compensação harmônica no PCC. Os parâmetros de ajuste dos controladores de tensão, de corrente e da impedância virtual são ilustrados nas Tabelas 6.2 e 6.3. A redução de THD foi de 6,5% no total, caindo de 12% para 5,5% após a compensação seletiva de harmônicos de tensão.

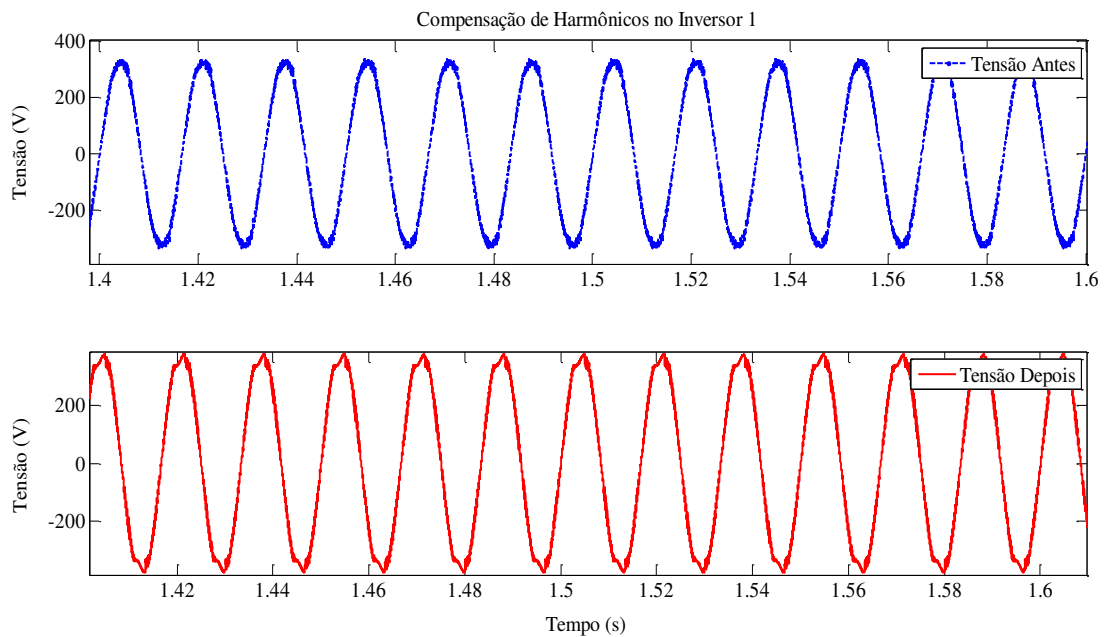


Figura 6.9. Tensão medida na saída do inversor 01 antes e depois da compensação.

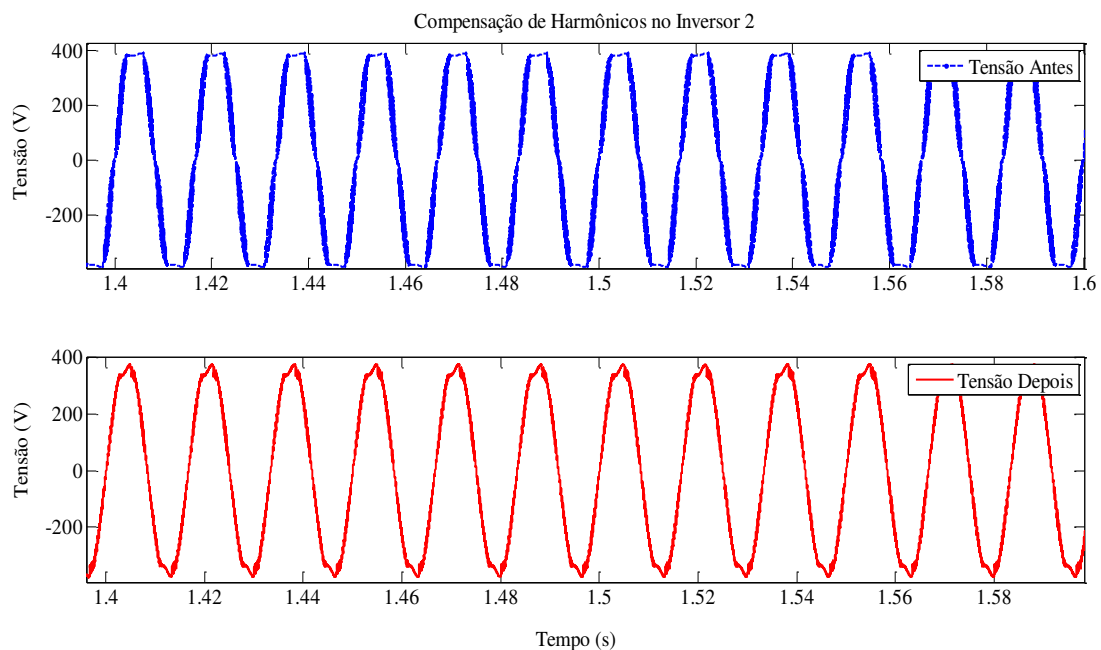


Figura 6.10. Tensão medida na saída do inversor 02 antes e depois da compensação.

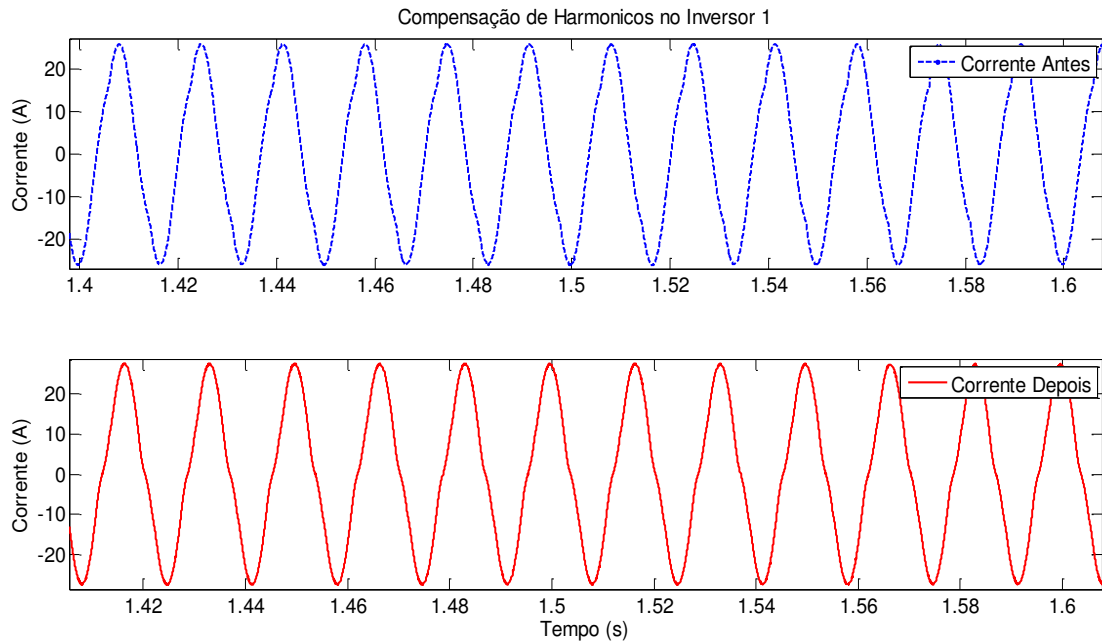


Figura 6.11. Corrente medida na saída do inversor 01 antes e depois da compensação.

A configuração ilustrada na Figura 6.7 foi implementada no Simulink Dynamics, a MG consiste em dois microgeradores com potência de 2 kW cada, alimentando um carga não linear (retificador monofásico com carga RL). Os parâmetros nominais para o filtro de saída são disponibilizados na Tabela 6.1. A frequência de chaveamento do tiristores foi de 10 kHz e o passo de cálculo usado foi de 10^{-7} segundos.

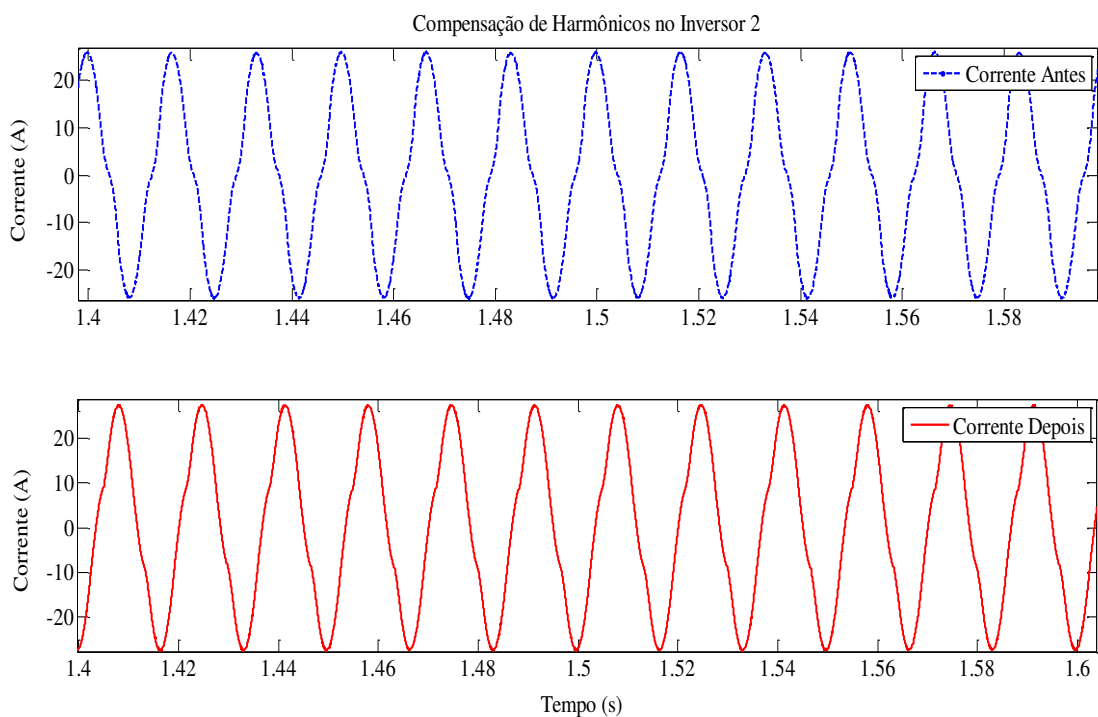


Figura 6.12. Corrente medida na saída do inversor 02 antes e depois da compensação.

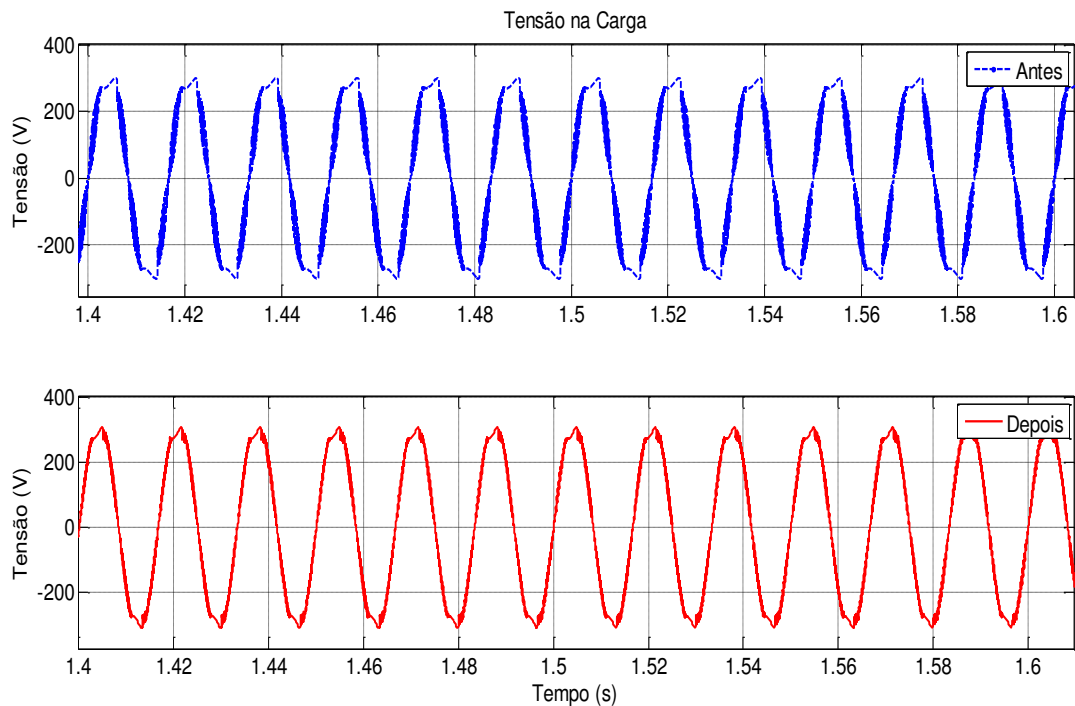


Figura 6.13. Tensão medida na carga antes e depois da compensação.

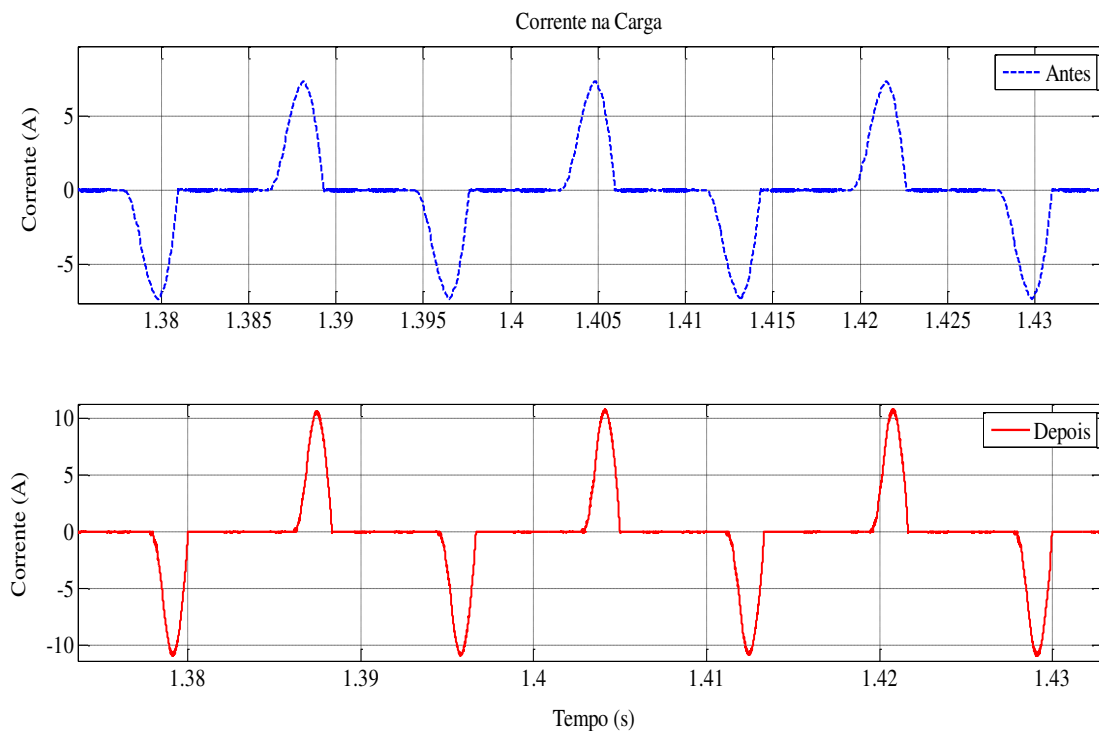


Figura 6.14. Corrente medida na carga antes e depois da compensação.

A frequência elétrica da MG, $\omega = 2\pi f$, é regulada pela estratégia de controle GDC Adaptativo, o controlador PR foi ajustado para compensar as harmônicas múltiplas da frequência fundamental. Os ganhos do controlador PR usados neste projeto

são: $K_{pV} = 0.5$; $K_{pI} = 2$; $K_{iV} = 0.2\omega_h$; $K_{iI} = 0.2\omega_h$; $\omega_{cVh} = h * 0.001\omega_h$; $\omega_{cIh} = h * 0.001\omega_h$ e $\omega_h = h * 120\pi$ rad/s, determinados conforme procedimento ilustrado em (MICALLEF, *et al*, 2012 (a), (b) e (c)).

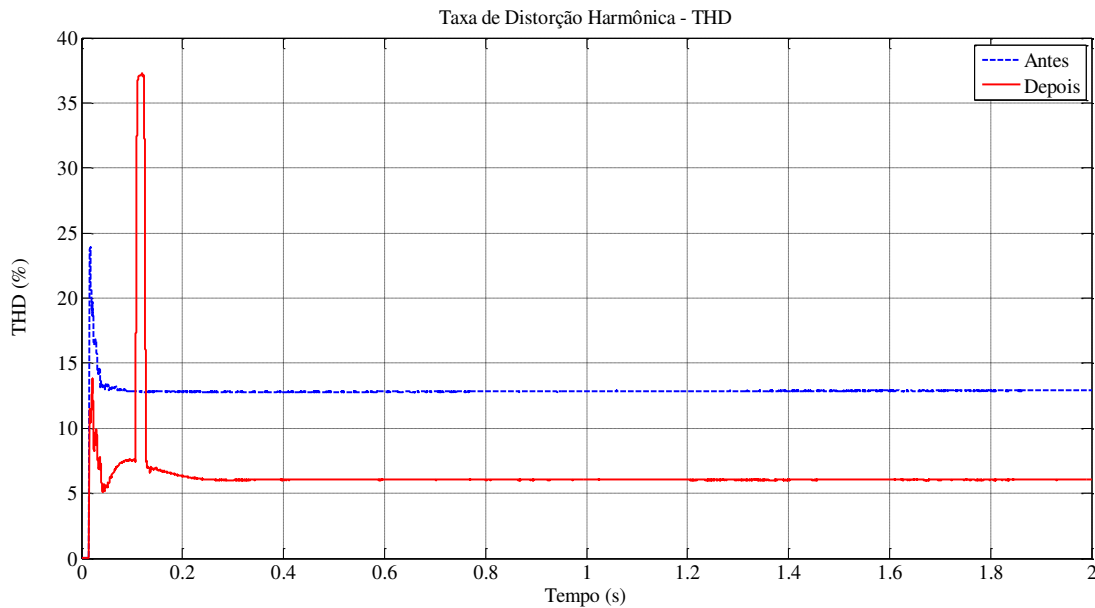


Figura 6.15. THD no ponto de acoplamento.

Após o acionamento da malha de impedância capacitiva virtual, percebe-se que a THD de tensão no ponto de acoplamento, reduziu de 12% para 5,5%, mostrando a eficácia da estratégia de controle projetada (Ver Figura 6.15). Para o estudo de caso implementado os ganhos do controle Droop individual $P - \omega$ e $Q - V$ foram: $m = 0.008$ rad/s e $n = 0.01$, respectivamente, já os desvios destes ganhos foram, $m_d = 0.0002$ e $n_d = 0.0001$. Os ganhos do Droop foram calculados a partir das equações (6.3) e (6.4).

Para analisar os efeitos das malhas de controle secundários sobre a MG, os algoritmos de compensação foram ligados quando a MG opera em estado estacionário. A dinâmica da malha de controle para compartilhamento de potência reativa foi projetada para ser mais rápida que a malha interna para restauração de tensão, de tal forma que a estratégia de controle apresente desempenho robusto em malha fechada. Os ganhos do controlador PI projetados foram: $k_{pF} = 0.1$; $k_{iF} = 1.5$; $k_{pV} = 80$; $k_{iV} = 100$; $k_{pQS} = 0.001$ e $k_{iQS} = 0.016$.

O controle secundário foi projetado para ser acionado em $t = 0,9$ s, nesta situação a potência ativa foi incrementada de 200 W para 235 W, conforme ilustrado na Figura 6.22. O compartilhamento de potência ativa não foi totalmente atingindo com a carga

não linear, por que não excedeu a potência máxima fornecida pelo inversor. O incremento de potência ativa na saída do inversor é consequência direta da compensação de potência reativa e do controle de restauração de tensão.

O incremento de tensão na saída do inversor é ajustado pelos algoritmos de compensação de tal modo que haja o compartilhamento de potência reativa entre os inversores instalados na MG. Este ajuste é possível, uma vez que a tensão na carga não linear depende da tensão de saída de cada inversor, desta forma a tensão no PCC pode ser controlada ajustando a tensão de saída dos microgeradores. Por outro lado, a potência dissipada no resistor em série com o capacitor do filtro LCL, aumenta, pois a tensão na saída do filtro também aumenta.

As malhas de controle secundário foram acionadas em $t = 0,9 s$, a potência reativa solicitada pela carga é de $56 VAR$, logo cada inversor deve fornecer $27 VAR$ para a carga não linear, antes da compensação cada inversor está fornecendo $30 VAR$ e $19 VAR$ respectivamente (Ver Figura 6.21). Logo a operação cooperativa dos inversores é alcançada pelo controle de compartilhamento, já a compensação de harmônicos é obtida pela malha de impedância capacitiva virtual. Os desvios de tensão e frequência durante esta manobra foram de $\Delta f = 0.04 Hz$ e $\Delta V = 22 V$, conforme ilustrado na Figura 6.18 e 6.20. A frequência da MG foi ajustada para o valor nominal, após 3 segundos do acionamento do controle secundário conforme ilustrado na Figura 6.20. De modo análogo a tensão da rede foi ajustada para o valor nominal, após 8 segundos do acionamento do controle secundário conforme ilustrado na Figura 6.19. Assim, os algoritmos propostos conseguem cumprir com as especificações de projeto: compartilhamento de potência reativa, restauração de tensão e frequência durante a operação da MG, indicando a eficiência e eficácia de estratégia de controle proposta.

Tabela 6.1. Parâmetros de simulação com carga não linear.

Inversor	Parâmetros de linha		Parâmetros dos inversores						
	R_{TX_n}	L_{TX_n}	R_1	L_1	C_1	R_2	L_2	L_M	R
	Ω	mH	Ω	mH	μF	Ω	mH	mH	Ω
1	0,001	$1/120\pi$	0,184	0,92	18,4	0,184	0,92	0,92	1,00
2	0,001	$2/120\pi$	0,20	1,00	20,0	0,20	1,00	1,00	1,00

Testes adicionais foram realizados para verificar o efeito do algoritmo de compensação harmônica sobre as harmônicas de tensão no PCC. A Figura 6.15 ilustra a compensação harmônica seletiva. A THD de tensão cai de 12% para 5,5% após a

inserção da malha de compensação harmônica. Os perfis de tensão e corrente na carga e as correntes injetadas após a compensação são ilustrados nas Figuras 6.16 e 6.17.

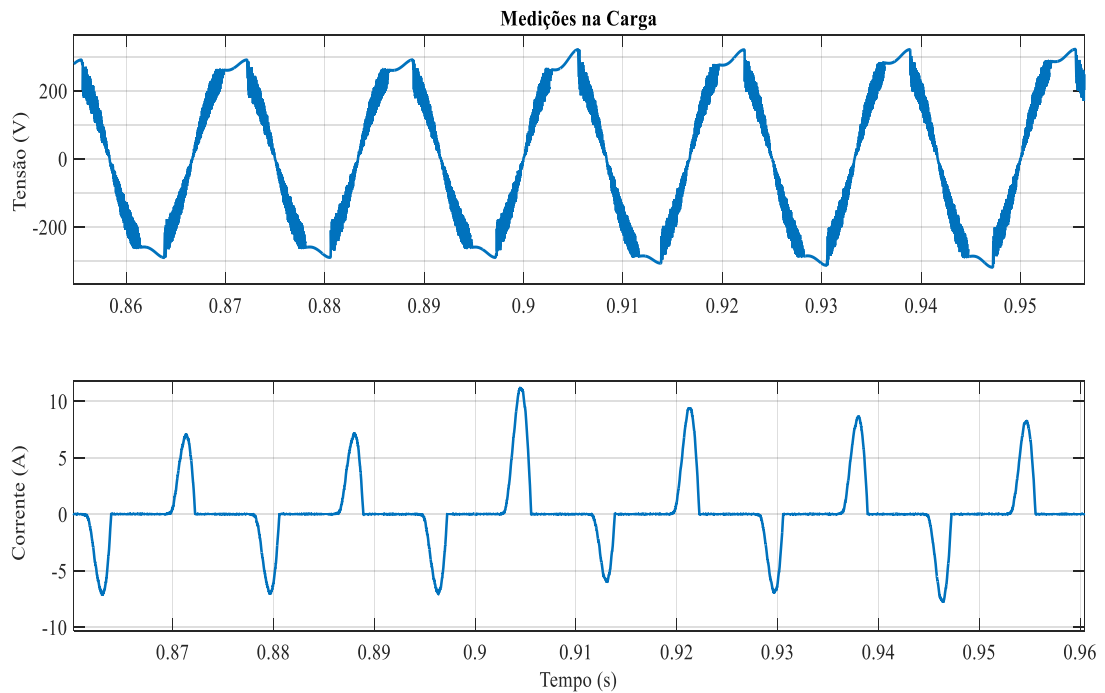


Figura 6.16. Medições na carga após a inserção do controle secundário.

Tabela 6.2. Parâmetros do controlador PR para corrente.

Parâmetro		Valor	Unidade
Ganho proporcional do PR de tensão	k_{pV}	0,5	
Ganho proporcional do PR de corrente	k_{pI}	2,0	
Ganho ressonante do PR de tensão, quando $h = 1, 3, 5, 7, 9, 11$.	k_{iVh}	$h * 0.2 * \omega_h$	
Ganho ressonante do PR de corrente, quando $h = 1, 3, 5, 7, 9, 11$.	k_{iIh}	$h * 0.2 * \omega_h$	
Frequência ressonante seletiva para o PR de tensão, quando $h = 1, 3, 5, 7, 9, 11$.	ω_{cVh}	$h * 0.01 * \omega_h$	rad/s
Frequência ressonante seletiva para o PR de corrente, quando $h = 1, 3, 5, 7, 9, 11$.	ω_{cIh}	$h * 0.01 * \omega_h$	rad/s
Frequência ressonante do PR, quando $h = 1, 3, 5, 7, 9, 11$.	ω_h	$h * 120\pi$	rad/s

Tabela 6.3. Parâmetros para a malha de impedância capacitiva virtual.

Parâmetro		Valor	Unidade
Impedância capacitiva virtual do 3° harmônico	k_{c3}	$h * 0.01\omega_h * 342$	
Impedância capacitiva virtual do 5° harmônico	k_{c5}	$h * 0.01\omega_h * 1042$	
Impedância capacitiva virtual do 7° harmônico	k_{c7}	$h * 0.01\omega_h * 2120$	
Impedância capacitiva virtual do 9° harmônico	k_{c9}	$h * 0.01\omega_h * 3611$	
Impedância capacitiva virtual do 11° harmônico	k_{c11}	$h * 0.01\omega_h * 5734$	
Frequência do filtro seletivo da impedância virtual, quando $h = 1, 3, 5, 7, 9, 11$.	ω_{ch}	$h * 0.01\omega_h$	rad/s
Frequência ressonante da impedância virtual, , quando $h = 1, 3, 5, 7, 9, 11$.	ω_h	$h * 120\pi$	rad/s

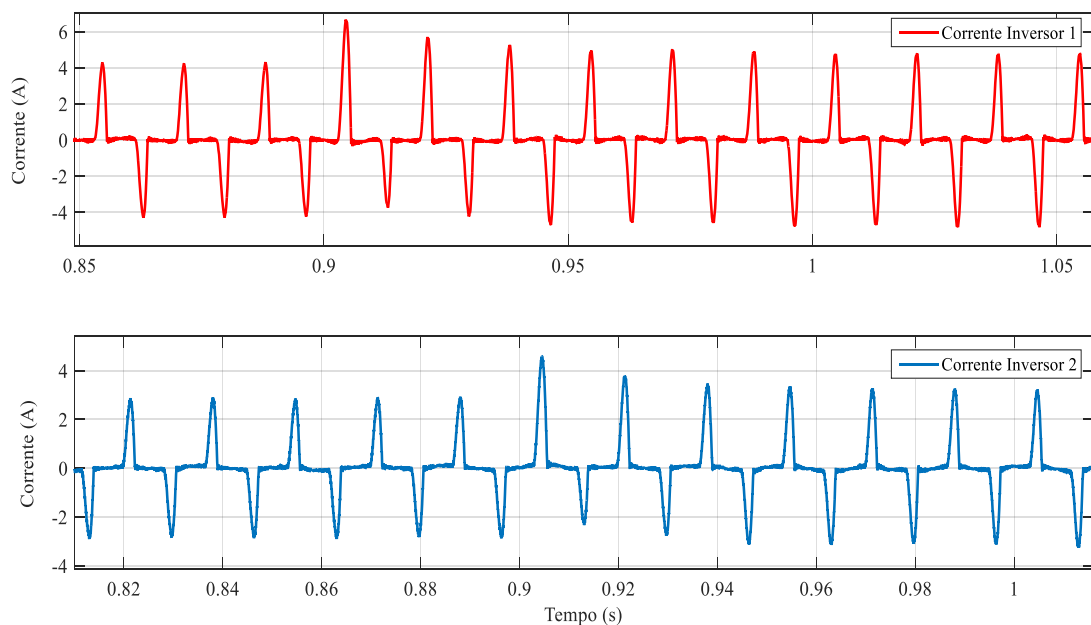


Figura 6.17. Corrente em cada inversor após a inserção do controle secundário.

A Figura 6.19 ilustra o comportamento da THD antes e depois da inserção das malhas de compensação harmônica e o compartilhamento de potência reativa, sua inserção ocorreu em $t = 0.9$ segundos. A corrente não linear solicitada pela carga ao inversor introduz distorção harmônica na tensão entregue a carga, no ponto de acoplamento. Quando apenas um inversor conectado a MG alimenta a carga não linear a

THD foi de 14%, quando colocado os dois inversores caiu para 12%, após a inserção da malha de impedância capacitiva virtual a THD no PCC caiu para 5,3%, quando colocado em funcionamento ao mesmo tempo o controle interno (controle secundário – malha de compensação harmônica e compartilhamento de potência reativa) a THD no ponto de acoplamento caiu para 4,95%. A redução da THD pela adição de um novo inversor ilustra o compartilhamento de corrente não linear entre eles, logo a distorção harmônica da tensão no PCC é reduzida.

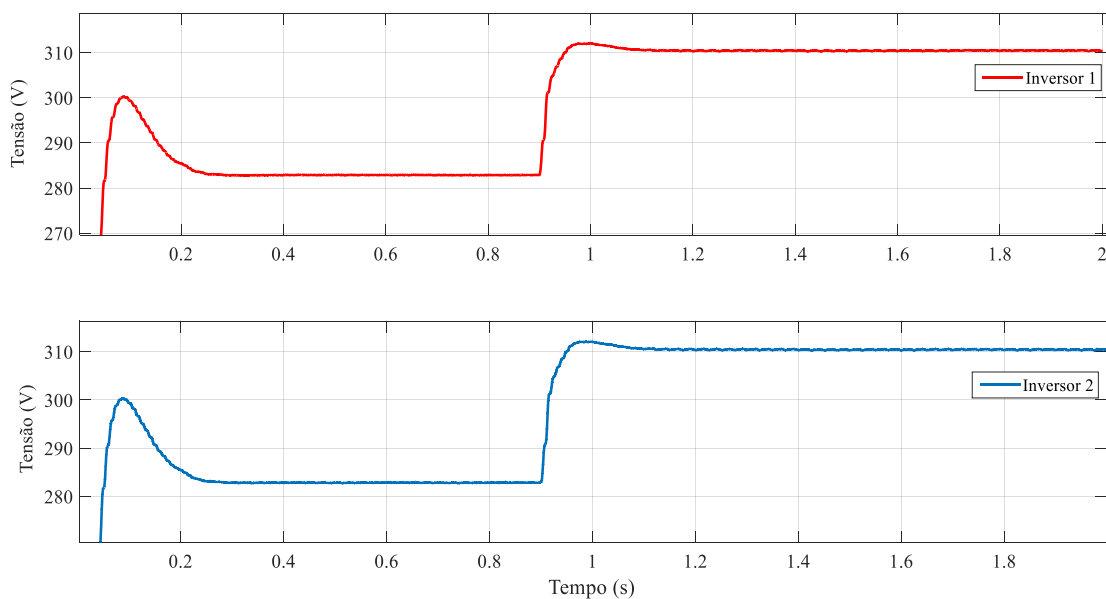


Figura 6.18. Tensão em cada inversor após a inserção do controle secundário.

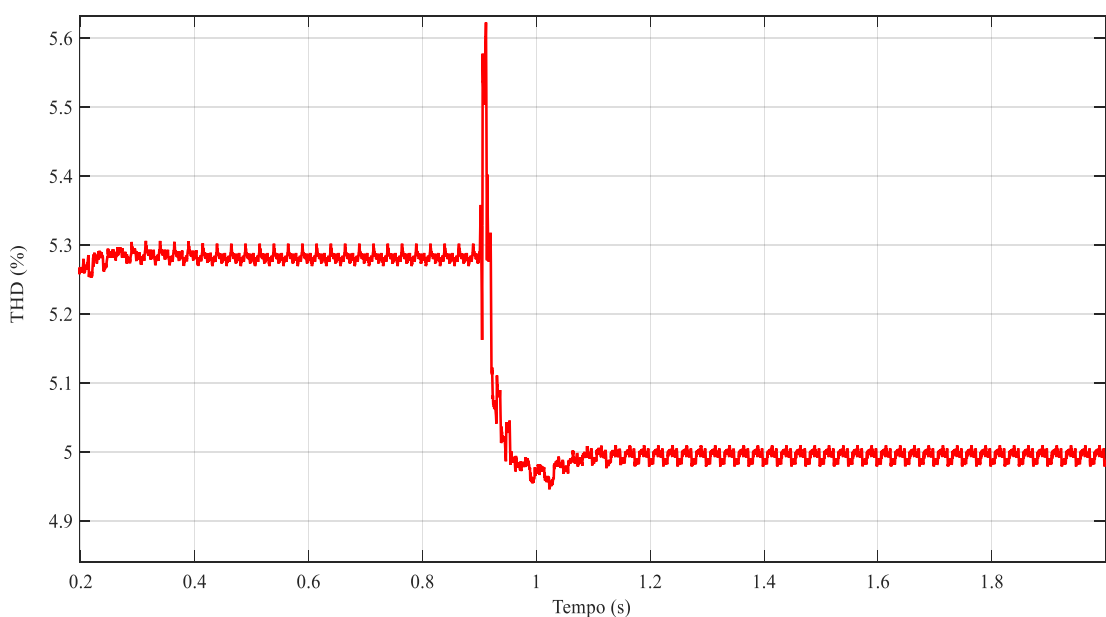


Figura 6.19. THD no ponto de acoplamento após a inserção do controle secundário.

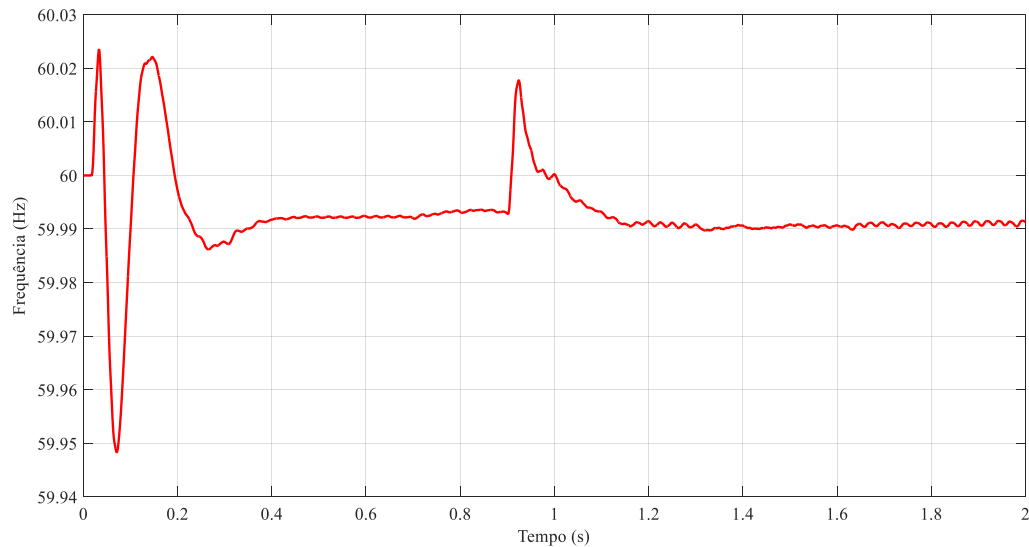


Figura 6.20. Frequência na MG após a inserção do controle secundário.

O compartilhamento da corrente entre os inversores em estado estacionário é ilustrado na Figura 6.17, já na Figura 6.16 é ilustrado o comportamento da tensão e da corrente fornecida à carga não linear (retificador não controlado com carga RL). O descasamento presente entre as correntes medidas na saída de cada inversor ocorre devido as diferentes impedâncias de linha na saída de cada conversor. A corrente consumida pela carga não linear e a tensão distorcida fornecida ao ponto de acoplamento é ilustrado na Figura 6.16. Na Figura 6.18 é ilustrado o comportamento da tensão fornecida pelos inversores durante a operação da MG antes e depois do controle secundário. Os parâmetros de simulação para o controlador de tensão, o controlador de corrente e a impedância capacitiva virtual são ilustrados nas Tabelas 6.1-5.3. Os harmônicos da tensão no PCC foram reduzidos conforme ilustrado na Figura 6.19, na Figura 6.20 é ilustrado o comportamento dinâmico da frequência elétrica da MG antes e depois da inserção do controle secundário, que visa reduzir a THD no PCC e o compartilhamento de potência reativa entre os inversores. Da Figura 6.20 percebe-se que o controle GDC Adaptativo consegue mapear a frequência medida e levá-la para a referência de controle ($f = 60 \text{ Hz}$), acomodando as flutuações da carga não linear (ver o comportamento após $t = 0,9 \text{ s}$).

A abordagem utilizada neste Capítulo baseia-se no controle local dos microgeradores e a compensação de harmônicos de tensão feita na barra de carga é realizada de forma seletiva. Além do controle local das unidades de geração distribuída, a proposta das malhas internas de impedância virtual e o compartilhamento de potência

reativa mostraram-se efetivas para uma operação estável da MG. A estratégia de controle proposta consegue detectar e identificar uma falha de um equipamento (por exemplo, falha de um microgerador) que venha a limitar a corrente que circula na MG, por meio da estrutura de estimação de parâmetros (analisando o gráfico de Z/X).

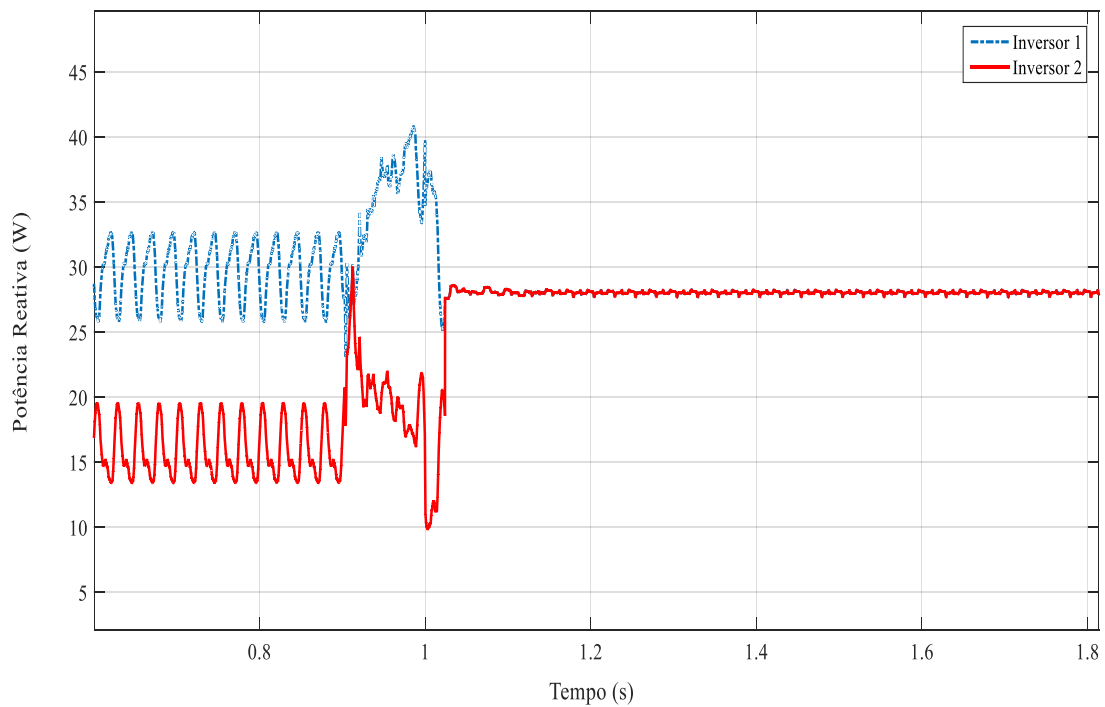


Figura 6.21. Potência reativa na saída dos inversores suprindo a carga não linear.

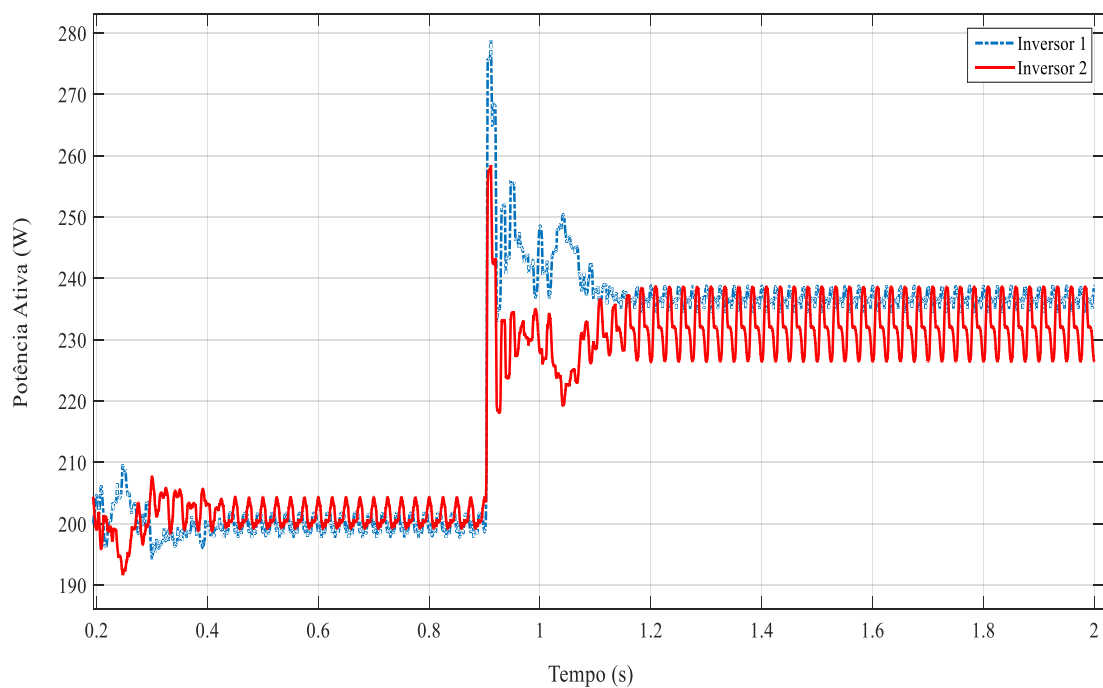


Figura 6.22. Potência ativa na saída dos inversores suprindo a carga não linear.

Neste Capítulo considerou-se uma MG formada por dois inversores em paralelo e uma carga não linear, a MG opera no modo de ilhamento. Conforme testes quando apenas um inversor atende a demanda da carga, a THD no PCC foi de 14% reduzindo para 12% com os dois inversores, reduzido para 5,3% quando acionado a malha de compensação harmônica e depois foi reduzido para 4,95% quando acionada ao mesmo tempo a malha de compensação harmônica e o compartilhamento de potência reativa pelos inversores. Em vez do uso de filtros ativos ou passivos para a compensação harmônica seletiva foi usado o controle secundário (impedância virtual auxiliado pelas malhas internas, para restauração de tensão, restauração de frequência e compartilhamento de potência reativa) para amortecer a distorção harmônica de tensão no PCC. Fazendo uso da filtragem harmônica seletiva (controlador PR), que injeta uma tensão de mesma magnitude dos harmônicos de tensão e ângulo de fase de 180° , desta forma a malha de impedância capacitiva virtual consegue mitigar a distorção harmônica no PCC sem degradar a característica de compartilhamento de potência aparente entre os diversos inversores conectados a MG, atendendo em tempo real a necessidade da carga não linear, mantendo equilíbrio entre a geração e o consumo. Indicando a eficácia da estratégia de controle proposta e validada para amortecer harmônicos de tensão, regulação simultânea da tensão e da frequência da MG e o compartilhamento de potência reativa.

6.6 CONCLUSÕES

Este Capítulo considerou MG monofásicas operando no modo de ilhamento e as soluções apresentadas para resolver o problema de compartilhamento da potência reativa demandada pelas cargas entre os inversores e a compensação da THD de tensão no PCC devido à introdução de cargas não lineares locais. Malhas de controle secundário foram propostas para o compartilhamento de potência reativa e para a regulação simultânea da tensão e da frequência frente aos distúrbios operacionais, fazendo uso da estratégia de controle Droop. Estas malhas de controle ajustam as saídas de potência ativa e reativa dos inversores, conectados na MG, através dos desvios de tensão e de frequência por meio do controle Droop individual $P - f$ e $Q - V$. A restauração da frequência na MG foi efetuada pela adição do desvio de frequência determinado pelo MGCC, ou seja, a saída do controle Droop $P - f$ primário. Os resultados de simulações demonstram a operação dinâmica das malhas de controle

secundário no bom desempenho dos conversores, atendendo fielmente a demanda do consumidor e de maneira cooperativa entre os diversos inversores instalados na MG. Antes da compensação, os dois inversores presentes forneciam 30 VAR e 19 VAR, respectivamente, após a compensação da potência reativa (compartilhamento iniciado após 0,15 segundos de operação), cada conversor fornece uma potência reativa de aproximadamente de 27 VAR. Assim, a malha de controle proposta adicionou corrente reativa, este fato pode ser explicado devido à presença do descasamento entre a impedância da rede e a impedância de saída do filtro LCL, a corrente reativa injetada foi necessário para minimizar este desbalanceamento.

A malha de impedância capacitiva virtual foi projetada para atenuar as tensões harmônicas (3^a até a 11^a) no PCC. A THD da tensão no PCC foi reduzida de 5,5% para 4,95% em ambos os inversores durante o fornecimento de energia para suprir a demanda da carga não linear. A malha de compensação de harmônicos de tensão harmônica secundária foi melhorada com a inserção de uma resistência para mitigar ainda mais os harmônicos de tensão no PCC. Com este algoritmo adicional, a THD da tensão no PCC foi reduzida para 4,15%. Os resultados obtidos através de simulações demonstraram a adequação dos algoritmos propostos na compensação dos harmônicos de tensão.

A plataforma digital escolhida para simulação da operação de uma MG isolada foi o Simulink Dynamics Systems do Pacote MATLAB da MathWorks, versão 7.11 (R2014a) usando passo de integração fixo, passo de cálculo de 10^{-7} , método de integração ODE3-Bogacki-Shampine Solver, duração de 2 segundos.. Durante todas as simulações a atualização dos dados operacionais (dinâmica da MG, dinâmica do controle, dinâmica da estratégia PWM e a atualização do LSE) acontece ao mesmo passo de cálculo, um passo de 10^{-7} segundos.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

As soluções propostas para regulação simultânea de tensão e frequência em MG isoladas, compensação harmônica de tensão no PCC e compartilhamento de potência reativa entre os inversores conectados na MG mostraram-se eficientes quando avaliadas em diversos cenários testes e para diversas topologias de MG, em termos de operação estável da MG, mantendo o equilíbrio entre a geração e o consumo, respondendo de forma rápida as variações operacionais, aos distúrbios de carga e as não linearidades.

Foram projetadas seis estratégias de controle para atender as especificações de uma operação segura e estável da MG, respeitando a dinâmica da MG, as prescrições legais e o compromisso do equilíbrio entre a geração e o consumo. Cada estratégia de controle apresenta suas características próprias que deve ser levadas em consideração no projeto da lei de controle quando usada em uma MG genérica.

O GDC convencional foi usado para regulação simultânea da tensão e da frequência em MG isoladas, apresentando resposta rápida em malha fechada, mas sofre com a dependência dos parâmetros de linha da MG, tornando complexo e exaustivo a sintonia dos ganhos do controlador para MG complexas.

GDC ANFIS é uma estratégia de controle usada para regulação de tensão e frequência da MG, foi projetada para eliminar a dependência do GDC convencional com os parâmetros de linha, fazendo uso de uma rede neural para a análise de padrão (treinamento da rede neural) e assistido pela lógica *Fuzzy*, no chamado *Neuro-Fuzzy*, a rede treina os dados medidos (entrada/saída) e a lógica *Fuzzy* faz o processo de inferência numérica. Esta técnica de controle apresenta boa estabilidade em malha fechada e rápida resposta as variações dinâmicas de cargas, contudo é necessário um novo treinamento da rede neural toda vez que houver uma mudanças operacionais.

O GDC Adaptativo é uma estratégia de controle projetada para eliminar a dependência do GDC convencional com os parâmetros de linha e o novo treinamento da rede neural toda vez que houver mudanças operacionais, visto que usa do algoritmo dos mínimos quadrados recursivo *online* (*LSE on-line*) para estimação dos parâmetros de linha, sendo assistido pela metodologia de sintonia ótima dos ganhos do controlador (metodologia inédita), baseada nas condições operacionais da MG. O LSE é atualizado ao passo de cálculo de 10^{-7} segundos (dinâmica do controle), visto que a planta (MG) usa um passo de cálculo de 10^{-6} segundos. Esta estratégia de controle apresenta

desempenho ótimo em malha fechada, acomodando as flutuações de carga e as mudanças operacionais.

A estratégia de controle GDC baseado em lógica *Fuzzy* (GDC *Fuzzy*) é uma técnica de controle análoga ao GDC Adaptativo, destinada a regulação de tensão e frequência da MG, usando o sistema FIS ao invés do LSE para cálculo dos parâmetros de linha (impedância do circuito equivalente de Thévenin da MG visto da saída do filtro LCL). É uma solução alternativa quando houver limitações de *hardware* para implementação da estratégia de controle (sistema embarcado aonde o controle do microgerador será instalado). Esta técnica de controle apresenta bom desempenho em malha fechada atende o compromisso do equilíbrio entre a geração e o consumo, porém um pouco inferior ao GDC Adaptativo.

O PI *Fuzzy* foi usado para regulação simultânea da tensão e da frequência em MG isoladas, sendo uma implementação inédita quando avaliada em sistemas elétricos, visto que na literatura a lógica *Fuzzy* é utilizada como ferramenta para ajuste ótimo dos ganhos do controle PI tradicional, quando este usado em conjunto com o GDC convencional nas malhas de tensão e frequência (o sistema *Fuzzy* é usado para calcular os parâmetros de linha para o GDC convencional e para o ajuste ótimo dos ganhos k_p e k_i do controlador PI). Os resultados de simulação mostram a eficácia do PI *Fuzzy*, apresentando bom desempenho em malha fechada, acomodando as flutuações da carga e as mudanças operacionais, rápida resposta diante das flutuações de potência ativa e reativa, mantendo a operação da MG estável, respeitando o compromisso do equilíbrio entre a geração e o consumo. O PI *Fuzzy* é uma opção de controle quando houver limitações de *hardware* para implementação da estratégia de controle. O ponto forte do PI *Fuzzy* está no fato de utilizar de uma estrutura análoga ao um PID (PI) convencional pode ser facilmente implementado em um PLC industrial. O ponto fraco do PI *Fuzzy* está no projeto do controlador, pois apresenta elevado número de parâmetros de sintonia e não há uma metodologia de projeto específica, a sintonia do controlador é feita com base na experiência (*expertise*) do projetista e no conhecimento do processo.

O GDC Adaptativo Cooperativo com impedância virtual foi usado para regulação simultânea da tensão e da frequência da MG isolada, compartilhamento de potência reativa e compensação de harmônicos de tensão no PCC. Esta estratégia usa do controle primário (GDC Adaptativo) para regulação da tensão e da frequência e duas malhas de controle secundário, uma para compensação de harmônicos de tensão (malha da impedância virtual) a qual injeta corrente na MG, com mesma amplitude e defasada de

180° a tensão harmônica, na chamada compensação harmônica seletiva de tensão no PCC. A outra malha secundária é usada para a operação cooperativa de potência reativa entre os diversos inversores instalados na MG, fazendo uso de dois controladores PI para cooperação igualitária de reativos demandado pelas cargas locais.

Os resultados de simulação demonstram a eficácia das estratégias de controle no compromisso de manter o equilíbrio entre a geração e o consumo, operando a MG dentro das prescrições legais, apresentando flutuações de tensão e frequência em torno de $\Delta V_s = 22V$ e $\Delta f = 0.04 Hz$ respectivamente, para os mesmos cenários avaliados com as cinco primeiras estratégias de controle. No caso da 6ª estratégia de controle, quando avaliada a uma MG formada por dois inversores em paralelo e uma carga não linear conectada a MG, houve uma redução da THD de 5,5% para 4,95% quando acionada o malha de compensação harmônica (malha da impedância virtual), já a operação cooperativa foi verificada durante a inserção da malha de compartilhamento de potência reativa, onde os valores anteriores à inserção da malha de compensação de potencia reativa são: $P_1^{antes} = 200 W$ e $Q_1^{antes} = 30 VAR$; $P_2^{antes} = 200 W$ e $Q_2^{antes} = 19 VAR$, passando para $P_1^{depois} = 235 W$ e $Q_1^{depois} = 27 VAR$; $P_2^{depois} = 235 W$ e $Q_2^{depois} = 27 VAR$ após a inserção da malha de cooperação entre os inversores.

Como trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos para a continuação do trabalho iniciado nesta Dissertação de Mestrado, sugere-se:

1. Implementação da estrutura genérica de uma MG (ver Figura 1.1), validando as estratégias de controle local (LC) e centralizada (MGCC);
2. Estudar, propor e validar outras estratégias de controle para mitigação de harmônicos em MG's isoladas;
3. Estudar, propor e validar outras estratégias de controle para operação cooperativa de potência aparente entre os diversos inversores instalados em MG's isoladas;
4. Implementação do controle terciário (interação entre várias MG's), o chamado controle por área para redes elétricas inteligentes (por exemplo, a rede de baixa tensão de dois bairros, onde a rede de distribuição de cada bairro é uma MG);
5. Estudar e propor estratégias de controle para regulação da tensão e frequência em MG quando houver um desligamento na rede principal e a restauração da

tensão e da frequência quando conectado novamente a rede principal (restabelecimento da rede baixa tensão)

6. Extensão do problema discutido no item (5) quando houver a desconexão de uma MG e logo após determinado instante de tempo, a conexão da MG na estrutura de controle terciário;
7. Estudar, propor e validar outras estratégias de controle para mitigação do impacto na MG isolada diante da perda de um microgerador, de tal forma que as cargas locais que eram supridas pelo microgerador defeituoso sejam atendidas pelos outros microgeradores;
8. Detalhar e implementar modelos precisos e reais para as fontes renováveis (representação da DG) e para as cargas lineares e não lineares (perfil do consumidor);
9. Digitalizar todas as estratégias (implementação do controle digital – tempo discreto) de controle desenvolvidas nesta Dissertação de Mestrado;
10. Avaliar os critérios possíveis para a operação estável de uma MG isolada genérica;
11. Propor e validar critérios para operação estável de uma MG isolada genérica;
12. Implementar a estrutura hierárquica de controle (controle local, controle central e controle terciário) para MG's trifásicas equilibradas e desequilibradas;
13. Validar o GDC Adaptativo com dados reais oriundos de microgeradores reais (Sistema FV do LEIAM/UFCG), avaliando a dinâmica temporal da fonte energética;
14. Estudar e implementar a solução via *software* do problema do *Bump Less Transfer* para o controle Droop Generalizado (GDC).

7.1 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

O foco deste Trabalho é o desenvolvimento e a avaliação de estratégias de controle para operação de MG isoladas, dentre as técnicas avaliadas e dos testes realizados, tem-se como principais contribuições:

- A. Projeto do GDC Adaptativo para regulação simultânea de tensão e frequência em MG's isoladas.
- B. Metodologia proposta para sintonia do controlador GDC, baseado nas condições operacionais da MG.

- C. Uso do método dos mínimos quadrados recursivo para estimação dos parâmetros de linha ($Z_{est} = R_{est} + jX_{est}$) da MG.
- D. Projeto da estratégia de controle Droop cooperativo para compartilhamento de potência reativa pelos inversores e a compensação seletiva de harmônicos de tensão no PCC.
- E. Projeto da estratégia de controle PI *Fuzzy* (Técnica inédita aplicada a MG isoladas) para regulação simultânea de tensão e frequência em MG's isoladas.
- F. Projeto da estratégia de controle GDC *Fuzzy* (Descrição detalhada do procedimento de sintonia) para regulação simultânea de tensão e frequência em MG's isoladas.
- G. Comparativo entre diversas técnicas de controle para operação de MG's isoladas, indicando suas principais características, as premissas de projeto e suas vantagens e desvantagens.

Por fim, os autores esperam que este trabalho possa ser uma plataforma para estudos na área de estratégias de controle avançado para operação de MG's isoladas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR 5410:2005, Instalações elétricas de baixa tensão, 2005.

ABNT NBR 5419:2005, Proteção Contra Descargas Atmosféricas, 2005.

AGUIRRE, L. A. “Introdução a Identificação de Sistemas: Técnicas Lineares e Não-Lineares Aplicadas a Sistemas Reais”. 2004. 2ª edição, Editora UFMG.

ADIBI M. M. and FINK L. H., “Special considerations in power system restoration”. IEEE Transactions Power Systems, vol. 7, nº 4, pp. 1419–1427, November 1994 (a).

ADIBI, M. M. and FINK, L. H. “Power system restoration planning”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, nº 1, pp. 22–28, Feb. 1994 (b).

ADIBI, M. M. and KAFKA, R. J. “Power system restoration issues”, IEEE Computer Applications in Power, vol. 4, nº 2, pp. 19–24, Apr. 1991 (c).

ADIBI, M. M., KAFKA R. J., and MILANICZ, D. P. “Expert system requirements for power system restoration”, IEEE Transactions Power Systems, vol. 9, nº 3, pp. 1592–1600, Aug. 1994.

ANCONA, J. J. “A framework for power system restoration following a major power failure”, IEEE Transactions Power Systems, vol. 10, nº 3, pp. 1592–1600, Aug. 1995.

ARBOLEYA P., DIAZ D., GUERRERO J., GARCIA P., BRIZ F., GONZALEZ-MORAN C. and ALEIXANDRE J. G., “An improved control scheme based in droop characteristic for micro grid converters”, Electric Power Systems Research, vol. 80, pp. 1215–1221, 2010.

BLAABJERG F., TEODORESCU R., LISERRE M. and TIMBUS A., “Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems”, IEEE Transactions Industrial Electronics, vol. 53, nº 5, pp. 1398–1409, Oct. 2006.

BARKLUND E., POGAKU N., PRODANOVIC M., HERNANDEZ-ARAMBURO C., and GREEN T. C., “Energy management in autonomous micro grid using stability-constrained droop control of inverters”, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 23, pp. 2346–2352, 2008.

BEVRANI H., WATANABE M., and MITANI Y., “Micro grid controls”, in Standard Handbook for Electrical Engineers, H. W. Beatty, Ed., 16 Edition New York: McGraw Hill, 2012, Section 16.

BEVRANI H. and HIYAMA T., “Intelligent Automatic Generation Control”: CRC Press LLC, 2011.

BEVRANI H., GHOSH A. and LEDWICH G., “Renewable energy sources and frequency regulation: Survey and new perspectives”, Renewable Power Generation, IET, vol. 4, pp. 438–457, 2010.

BEVRANI H. and SHOKOOHI S. “An intelligent droop control for simultaneous voltage and frequency regulation in islanded micro grids”. IEEE Transactions Smart Grid 2013; 4(3):1505–13.

BEVRANI H, HABIBI F and SHOKOOHI S. “ANN-based self-tuning frequency control design for an isolated micro grid. Meta-Heuristics Optimization Algorithms”. In Engineering, Business, Economics, and Finance, IGI Global; 2013. p. 357–85.

BEVRANI H., “Robust Power System Frequency Control”: Springer, 2009.

CAMBLONG H., SARR J., NIANG A.T., CUREA O., ALZOLA J.A., and SYLLA E.H., *et al.* “Micro-grids project, part 1: analysis of rural electrification with high content of renewable energy sources in Senegal”. Renewable energy 2009; 34(October):2141–50.

COX, Earl. “The fuzzy systems handbook: a practitioner’s guide to building, using, and maintaining fuzzy systems”. New York: AP Professional, 1994.

DE BRABANDERE K., BOLSENS B., VAN DEN KEYBUS J., WOYTE A., DRIESEN J. and BELMANS R., “A voltage and frequency droop control method for parallel inverters”, IEEE Transactions Power Electronics, vol. 22, n° 4, pp. 1107–1115, July 2007.

DELGHAZI M. B. and YAZDANI A., “A unified control strategy for electronically interfaced distributed energy resources”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, pp. 803–812, 2012 (a).

DELGHAVI M. B. and YAZDANI A., “An adaptive feedforward compensation for stability enhancement in droop-controlled inverter-based micro grids”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, pp. 1764–1773, 2011 (b).

DIAZ G. A., GONZALEZ-MORAN C., GOMEZ-ALEIXANDRE J. and DIEZ A., “Scheduling of droop coefficients for frequency and voltage regulation in isolated micro grids”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, pp. 489–496, 2010.

EL-KEIB A. and MA X., “Application of artificial neural networks in voltage stability assessment”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, pp. 1890–1896, 1995.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Balanço Energético Nacional 2014: Ano base 2013. Rio de Janeiro, 2014.

Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioSintese2014.aspx>

Acesso em: 01 de novembro de 2016.

FUJIMOTO K., OTA T., SHIMIZU Y., ICHIKAWA T., YUKITA K., GOTO Y., ICHIYANAGI K., TAKEDA T., HIROSE K. and OKUI Y., “Load frequency control using storage system for a micro grid”, in Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009, pp. 1–4.

GEORGAKIS D., PAPATHANASSIOU S., HATZIARGYRIOU N., ENGLER A. and HARDT C., “Operation of a prototype micro grid system based on micro-sources equipped with fast-acting power electronics interfaces”, in Proc. IEEE 35th PESC, vol. 4, Aachen, Germany, 2004, pp. 2521–2526.

GLOVER, J D, SARMA, M., & OVERBYE, T. “Power system analysis & design”, SI Version. Cengage Learning, 2011.

GUERRERO J. M., DE VICUÑA L. G., MATAS J., CASTILLA M. and MIRET J., “A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems”, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 19, pp. 1205–1213, 2004.

GUERRERO J. M., VASQUEZ J. C., MATAS J., de vicuña L. G. and CASTILLA M. “Hierarchical control of droop-controlled AC and DC micro grids—A general approach toward standardization”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, pp. 158–172, 2011.

GUERRERO J. M., HANG L. and UCEDA J., “Control of distributed uninterruptible power supply systems,” IEEE Transactions Industrial Electronics, vol. 55, n° 8, pp. 2845–2859, Aug. 2008.

GUERRERO J.M., MATAS J., DE VICUNA G. L., CASTILLA M. and MIRET J., “Decentralized control for parallel operation of distributed generation inverters using resistive output impedance,” IEEE Transactions Industrial Electronics, vol. 54, n° 2, pp. 994–1004, Apr. 2007 (b).

GUERRERO J. M., VASQUEZ J. C., MATAS J., CASTILLA M. and DE VICUNA L. G., “Control strategy for flexible micro grid based on parallel line-interactive UPS systems,” IEEE Transactions Industrial. Electronics, vol. 56, n° 3, pp. 726–736, 2009 (c).

GUERRERO J., L. DE VICUNA G., MATAS J., CASTILLA M. and MIRET J., “Output impedance design of parallel-connected UPS inverters with wireless load-sharing control,” IEEE Transactions Industrial Electronics, vol. 52, no. 4, pp. 1126–1135, Aug. 2005 (d).

HASANZADEH A., ONAR O., MOKHTARI H., and KHALIGH A., “A proportional-resonant controller-based wireless control strategy with a reduced number of sensors for parallel-operated UPSs,” IEEE Transactions Power Delivery, vol. 25, n° 1, pp. 468–478, January 2010.

HAGHSHENAS, MORTEZA, EBADIAN, MAHMOUND & SHARIATINASAB, REZA. “Autonomous Control of Inverter-Interfaced Distributed Generation Units for Power Quality Enhancement in Islanded MicroGrids”. International Journal of Mechatronics, Electrical and Computer Technology, Vol. 4 (10), January, 2014, ISSN: 2305-0543.

IEEE STANDARD 519 – 2014: IEEE Recommend Practice and Requirements for Harmonics Control in Electric Power Systems.

IEEE STANDARD 1547 – 2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems.

JANG J. S. R., “ANFIS: Adaptive-network-based fuzzy inference system,” IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, vol. 23, pp. 665–685, 1993.

KATIRAEI F., IRAVANI M. R. and LEHN P. W., “Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process,” IEEE Transactions Power Delivery, vol. 20, no. 1, pp. 248–257, Jan. 2005.

KIM, DONG-EOK, & LEE, DONG-CHOON. “Feedback linearization control of three phases ups inverter systems”. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 57(3), 963–968, 2010.

LASSETER R., AKHIL A, MARNAY C., STEPHENS, J., DAGLE , J., GUTTROMSON R., MELIOPOULOUS A., YINGER R., and ETO J., “The CERTS microgrid concept,” White Paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, US Department of Energy, 2002.

LASSETER R., ETO J., SCHENKMAN B., STEVENS J., VOLLKOMMER H., KLAPP D., LINTON E., HURTADO H. and ROY J., “CERTS micro grid laboratory test bed,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, pp. 325–332, 2011.

LASSETER R. H. and PIAGI P., “Micro grid: A conceptual solution,” in Proc. 35th PESC, vol. 6, Aachen, Germany, Jun. 2004, pp. 4285–4290.

LASSETER R.H., ETO J.H., SCHENKMAN B., STEVENS J., VOLLKOMMER H. and KLAPP D. “CERTS micro grid laboratory test bed”. IEEE Transactions Power Delivery Jan. 2011; 26:325–32.

LEE C., CHU C. and CHENG P., “A new droop control method for the autonomous operation of distributed energy resource interface converters,” in Proc. IEEE Energy Conversion Congress Exposition, 2010, n° 2, pp. 702–709.

LEE T.-L. and CHENG P.-T., “Design of a new cooperative harmonic filtering strategy for distributed generation interface converters in an islanding network,” IEEE Transactions Power Electronics, vol. 22, n° 5, pp. 1919–1927, September 2007.

LI Y. W. and KAO C.-N., “An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus micro grid,” IEEE Transactions Power Electronics, vol. 24, n° 12, pp. 2977–2988, Dec. 2009.

LISERRE M., TEODORESCU R. and BLAABJERG F., “Stability of photovoltaic and wind turbine grid-connected inverters for a large set of grid impedance values,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 21, pp. 263–272, 2006.

LJUNG, J. S. R.; GULLEY, N., 1995. "Fuzzy Logic Toolbox User's Guide". The Math Works Inc.

LOPES, J. A. P, MOREIRA, C. L. and MADUREIRA, A. G, "Defining control strategies for Micro Grids islanded operation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, n° 2, pp. 916–924, May 2006.

LOPES, J. A. P., SARAIVA, J. Tomé, HATZIARGYRIOU, N. and JENKINS, N. "Management of microgrids," in Proc. JIEEC, Bilbao, Spain, 2003. Disponível em: http://microgrids.power.ece.ntua.gr/documents/Microgrids_management_jieec2003.pdf.

LOPES, J. A. P, MOREIRA, C. L. and RESENDE, F. O, "Micro Grids black start and islanding operation," in Proc. 15th PSCC, Liège, Belgium, 2005.

MADUREIRA A., MOREIRA C. and LOPES J. A. P., "Secondary load-frequency control for micro grids in islanded operation," in Proc. Int. Conf. Renewable Energy Power Quality, Spain, 2005.

MAJUMDER R., CHAUDHURI B., GHOSH A., MAJUMDER R., LEDWICH G. and ZARE F., "Improvement of stability and load sharing in an autonomous micro grid using supplementary droop control loop," IEEE Transactions Power Systems, vol. 25, n° 2, pp. 796–808, May 2010.

MATAS J., CASTILLA M., DE VICUÑA L. G., MIRET J. and VASQUEZ J. C., "Virtual impedance loop for droop-controlled single-phase parallel inverters using a second-order general-integrator scheme," IEEE Transactions Power Electronics, vol. 25, n° 12, pp. 2993–3002, December 2010.

MICALLEF A., APAP M., SPITERI-STAINES C. and GUERRERO J. M., "Cooperative control with virtual selective harmonic capacitance for harmonic voltage compensation in islanded MicroGrids," in Proc. 38th IEEE Conference Industrial Electronics Society, 2012 (a).

MICALLEF A., APAP M., SPITERI-STAINES C. and GUERRERO J. M., "Secondary control for reactive power sharing in droop-controlled islanded microgrids," in Proc. IEEE International Symposium Ind. Electronics, May 2012 (b), pp. 1627–1633.

MICALLEF A., APAP M., STAINES C. S. and ZAPATA J.M. G., "Secondary control for reactive power sharing and voltage amplitude restoration in droop-controlled

islanded microgrids,” in Proc. 3rd IEEE International Symposium Power Electronics, Distributions and Generation Systems, June 2012 (c), pp. 492–498.

MISHRA S. K., “Design-oriented analysis of modern active droop-controlled power supplies,” IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 56, pp. 3704–3708, 2009.

MOHAMED Y. and EL-SAADANY E., “Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation micro grids,” IEEE Transactions Power Electronics, vol. 23, n° 6, pp. 2806–2816, Nov. 2008.

MOREIRA C. and LOPES J. P. “Micro grids dynamic security assessment,” in International Conference on Clean Electrical Power, 2007. ICCEP’07, 2007, pp. 26–32.

PAPATHANASSIOU S., Study-Case LV Network. Disponível em:

<http://microgrids.power.ece.ntua.gr/documents/Study-Case%20LVNetwork>.

PAPATHANASSIOU S., HATZIARGYRIOU N. and STRUNZ K., “A benchmark low voltage micro grid network,” in Proc. CIGRE Symposium “Power Systems With Dispersed Generation”, Athens, Greece, Apr. 2005.

PATEL, H. and AGARWAL, V., “Control of a stand-alone inverter-based distributed generation source for voltage regulation and harmonic compensation,” IEEE Transactions Power Delivery, vol. 23, n° 2, pp. 1113–1120, Apr. 2008.

PECAS LOPES J. A., MOREIRA C. L. and MADUREIRA A. G., “Defining control strategies for analyzing micro grids islanded operation,” in Proc. IEEE Russia Power Technology, Jun. 2005, pp. 1–7.

POGAKU N., PRODANOVIC M. and GREEN T. C., “Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based micro grid,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 22, pp. 613–625, 2007.

RODRIGUEZ P., LUNA A., CANDELA I., TEODORESCU R. and BLAABJERG F., “Grid synchronization of power converters using multiple second order generalized integrators,” in Proc. 34th IEEE Conference Industrial Electronics, November 2008, pp. 755–760.

SAMPAIO, L.; DE BRITO, M.; ALVES, M.; MELO, G. & CANESIN, C., “Robust control applied to power flow control in single-phase inverter with LCL filter, using

droop control and D-stability”, In: Industry Applications (INDUSCON), 2012 10th IEEE/IAS International Conference on, 2012, pp. 1-8.

SAMPAIO, L. P. “Controle da injeção de potências ativa e reativa em inversor de Geração Distribuída conectado à rede de distribuição em corrente alternada em baixa tensão, empregando LMI’s com realimentação de estados e critérios de D-estabilidade”. Tese de Doutorado, Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2013, Ilha Solteira, São Paulo.

SAO, C. & LEHN P., “Autonomous load sharing of voltage source converters,” IEEE Trans. Power Del., vol. 20, n° 2, pp. 1009–1016, April, 2005.

SAVAGHEBI M., JALILIAN A., VASQUEZ J. C. & GUERRERO J.M., “Selective compensation of voltage harmonics in an islanded micro grid,” in Proc. 2nd Power Electron., Drive Syst., Tech. Conf., Feb. 2011, pp. 279–285.

SAVAGHEBI M., JALILIAN A., VASQUEZ J. C. & GUERRERO J. M., “Secondary control scheme for voltage unbalance compensation in an islanded droop-controlled micro grid,” IEEE Transactions Smart Grid, vol. 3, n° 2, pp. 797–807, June 2012.

SAVAGHEBI M., VASQUEZ J. C., JALILIAN A., GUERRERO J. M, LEE T. L., "Selective compensation of Voltage harmonics in grid-connected Microgrid", International Journal of Mathematics and Computers in Simulation. Vol. 91, 2013, pp. 211-228.

SAVAGHEBI M. and JALILIAN A., “Voltage harmonic compensation of a Microgrid operating in islanded and grid-connected modes,” in Procedure 19th Iranian Conference Electrical Engineer, 2011, pp. 4–9.

SCHAUDER C. & MEHTA H. “Vector analysis and control of advanced static VAR compensators,” in Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C, 1993, pp. 299–306.

SENJYU T., MIYAZATO Y., YONA A., URASAKI N., & FUNABASHI T., “Optimal distribution voltage control and coordination with distributed generation,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, pp. 1236–1242, 2008.

SENJYU T, OMINE E, TOKUDOME M, YONAHARA Y, GOYA T, YONA A, *et al.* “Frequency control strategy for parallel operated battery systems based on droop

characteristics by applying H ∞ control theory”. Transactions Distribution Conference Exposition: Asia Pacific 2009; 2009:1–4.

SHOKOOHI S, BEVRANI H. “PSO based droop control of inverter interfaced distributed generations”. In: Smart Grid Conference (SGC), 2013, December 2013 pp. 204-209.

SHOKOOHI S, BEVRANI H and HESAMI NAGHSHBANDY A. “Application of Neuro-fuzzy controller on voltage and frequency stability in islanded micro grids”. In: Smart Grid Conference (SGC), 2013, 17–18 December 2013, pp. 189-194.

SIMÕES, M. G. & SHAW, I. S. “Controle e modelagem *Fuzzy*”. 2ª Edição, Editora Blucher – FAPESP, São Paulo, 2007.

SUBBARAJ P. and MANICKAVASAGAM K., “Generation control of interconnected power systems using computational intelligence techniques,” Generation, Transmission & Distribution, IET, vol. 1, pp. 557–563, 2007.

TULADHAR A., UNGER T., and MAUCH K., “Control of parallel inverters in distributed AC power systems with consideration of line impedance effect,” IEEE Transactions Industrial Applications, vol. 36, n° 1, pp. 131–138, 2000.

VASQUEZ J., MASTROMAURO, GUERRERO R., J. and LISERRE M., “Voltage support provided by a droop-controlled multifunctional inverter,” IEEE Transactions Industrial Electronics, vol. 56, n° 11, pp. 4510–4519, Nov. 2009.

VASQUEZ J., GUERRERO J., LUNA A., RODRIGUEZ P. and TEODORESCU R., “Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes,” IEEE Transactions Industrial Electronics, vol. 56, n° 10, pp. 4088–4096, October 2009.

VILLENUEVE P., “Concerns generated by islanding [electric power generation],” Power and Energy Magazine, IEEE, vol. 2, pp. 49–53, 2004.

VANDOORN T. L., RENDERS B., DEGROOTE L., MEERSMAN B. and VANDEVELDE L., “Active load control in islanded micro grids based on the grid voltage,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 2, pp. 139–151, 2011.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. “Energia solar fotovoltaica: conceito e aplicações”. 1ª Edição, São Paulo: Érica, 2012. 224 p.

YAO W., CHEN M., MATAS J., GUERRERO J. M. and QIAN Z.-M., “Design and analysis of the droop control method for parallel inverters considering the impact of the complex impedance on the power sharing,” *IEEE Transactions Industrial Electronics*, vol. 58, n° 2, pp. 576–588, February 2011.

YANG, S, LEI, Q. P., FANG Z., & QIAN, Z.. “A robust control scheme for grid-connected voltage-source inverters”. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(1), 202–212, 2011.

YAZDANI A. and IRAVANI R. “A unified dynamic model and control for the voltage-sourced converter under unbalanced grid conditions,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, pp. 1620–1629, 2006.

ZHONG, QING-CHANG, & HORNIK, T. “Control of power inverters in renewable energy and smart grid integration”. John Wiley & Sons, 2012.

ZHONG Q.-C., “Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel,” *IEEE Transactions Industrial Electronics*, vol. 60, n° 4, pp. 1281–1290, April, 2013.

ANEXOS

A1. Impedâncias das linhas das MG's estudadas.

Impedâncias Para a Rede de Três Barras - $Z = R + jX_L$		Rede de Uma Barra - $Z = R + jX_L$
$Z_{12} = 0.23 + j0.1$	$Z_{23} = 0.35 + j0.58$	$Z = 0.1 + j1$

Impedâncias Para a Rede de Cinco Barras - $Z = R + jX_L$			
$Z_{12} = 0.23 + j0.1$	$Z_{23} = 0.35 + j0.58$	$Z_{34} = 0.35 + j0.58$	$Z_{45} = 0.23 + j0.1$

Impedâncias Para a Rede de Onze Barras - $Z = R + jX_L$				
$Z_{1-2} = 0.23 + j0.1$	$Z_{1-11} = 0.35 + j0.58$	$Z_{1-3} = 0.23 + j0.1$	$Z_{3-7} = 0.23 + j0.1$	$Z_{3-4} = 0.23 + j0.1$
$Z_{7-8} = 0.23 + j0.1$	$Z_{4-5} = 0.35 + j0.58$	$Z_{5-6} = 0.35 + j0.58$	$Z_{4-9} = 0.35 + j0.58$	$Z_{9-10} = 0.23 + j0.1$

Impedâncias Para a Rede de Quatorze Barras - $Z = R + jX_L$			
$Z_{2-3} = 0.23 + j0.1$	$Z_{3-8} = 0.23 + j0.1$	$Z_{3-4} = 0.35 + j0.58$	$Z_{11-12} = 0.35 + j0.58$
$Z_{4-14} = 0.23 + j0.1$	$Z_{4-5} = 0.23 + j0.1$	$Z_{5-9} = 0.35 + j0.58$	$Z_{5-6} = 0.23 + j0.1$
$Z_{6-13} = 0.23 + j0.1$	$Z_{6-7} = 0.23 + j0.1$	$Z_{7-10} = 0.23 + j0.1$	$Z_{4-11} = 0.23 + j0.1$

A2. Ficha Técnica de um Projeto Fotovoltaico (Geração distribuída - microgerador)

*Dados de localização e área ocupada pelo arranjo FV*Área da superfície selecionada do telhado em m²:

Orientação – Latitude e longitude:

Inclinação do telhado em graus (latitude+ 10):

Dados referentes aos painéis solares

Fabricante do módulo:

Código:

Potência Nominal:

Eficiência:

Altura:

Largura:

Área:

Preço:

Tipo de célula:

Garantia:

Tomadas de ligação:

Número de díodos de "bypass"

Área da superfície do Gerador em m²:

Número de módulos:

Potência do Gerador instalada:

Dados referentes aos inversores CC-CA

Configuração com inversor central:	Tensão reduzida:	
Tensão elevada:	Mestre-escravo:	
Configuração do inversor de cadeia de módulos:	Conceito de campo ou fileira fotovoltaica	
Módulo AC:	Número de inversores:	
Fabricante:	Código:	
Potência nominal DC:	Potência máxima fotovoltaica:	
Intervalo UMPP:	Local do ponto de ligação:	
Tensão de corte DC:	Eficiência:	
UDCmax:	IDCmax:	
Preço:	Garantia:	Registo de dados/visualizador:

Dimensionamento

Conferir a compatibilidade entre o esquema de ligação dos módulos e o inversor (tendo em atenção os seguintes casos: $T = -10\text{ }^{\circ}\text{C}$, $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$, I_{max}).

Número de módulos por cada fileira:

Potência total dos módulos por inversor:

Dimensão do sistema e número de componentes:

Módulos por fileira:	Número de fileiras:	Número de inversores:
Número total de módulos:		
Área total da superfície dos módulos:	Potência do gerador:	

Diagramas unifilares e trifilares do sistema FV

Prever no desenho os módulos, inversores, díodos, proteções contra curto-circuitos e sobretensões, pontos de isolamento, aparelhos de corte e de medidas. Desenhos 3D dos painéis instalados na edificação e todas as partes constituintes do projeto.

Dimensionamento dos cabos e condutores

Cabos de fileira comprimento total (m^2):	Secção transversal (mm^2):
Cabo principal DC Comprimento total (m)	Secção transversal (mm^2):
Cabo do ramal de ligação à rede Comprimento total (m):	Secção transversal (mm^2):

Caixa de junção do gerador e interruptor principal DC

Selecionar da caixa de junção do gerador, os fusíveis e se necessário dos díodos de bloqueio da fileira. Seleção do interruptor principal DC. Especificação das medidas de proteção contra descargas atmosféricas. Seleção dos descarregadores de sobretensões.

Ligação ao sistema eléctrico público

Seleção e teste do ponto de ligação à rede eléctrica receptora, Verificar o comprimento e a secção dos cabos do ramal de interligação com a rede eléctrica de distribuição.

Cotação da obra

Listagem das principais partes do sistema e dos respectivos custos. Estimativa dos recursos materiais e humanos, assim como do tempo envolvidos no projeto. Elaboração do orçamento do projeto.

Dados de estimativa da produção de energia elétrica pelo Arranjo durante o ciclo de vida

Irradiação em cada unidade de área (kWh/m²):

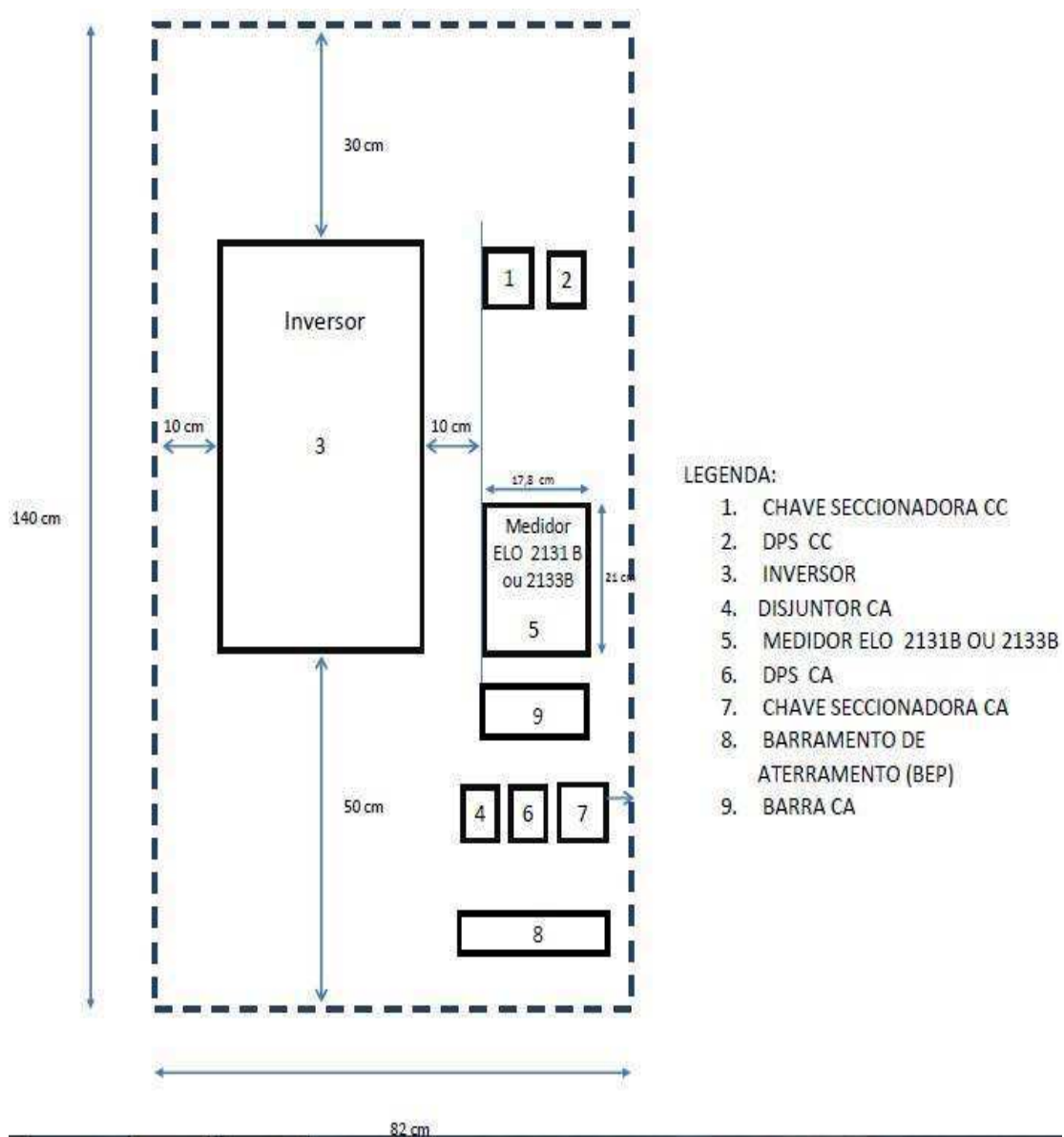
Irradiação na área da superfície total do gerador (kWh):

Perdas percentuais por sombreamento (%):

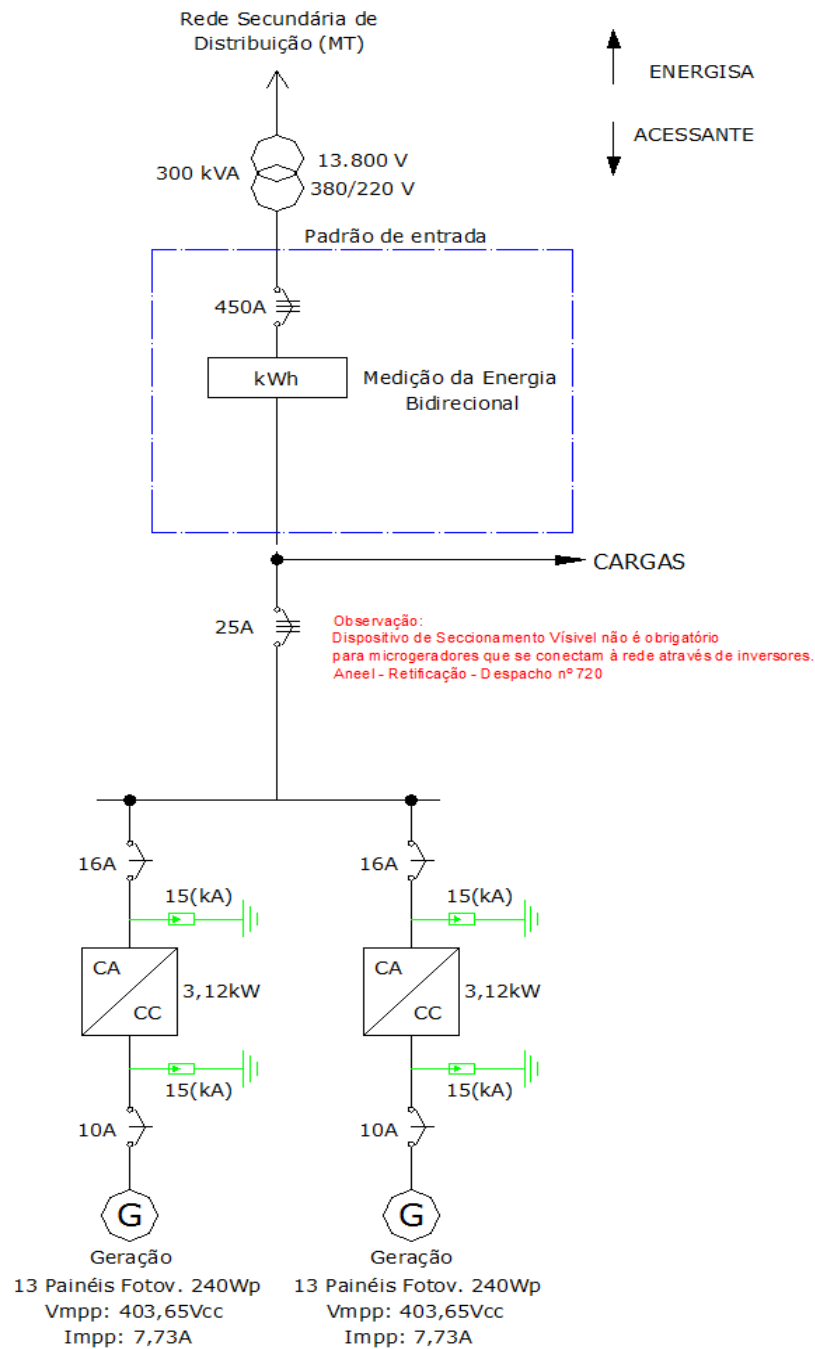
Produção total do sistema fotovoltaico (kWh):

Produção específica (kWh/kWp):

A3. Possibilidade de *Layout* para o quadro elétrico aonde serão instalados as proteções de uma instalação elétrica com fonte alternativa de energia.



A4. Exemplo de um diagrama unifilar de um sistema FV.



A5. Programa I- Ambiente MATLAB: Cálculo do filtro LCL.

```

%Programa para calcular parâmetros do filtro e Condições Iniciais do Controle
clear all;
close all;
clc;

df=0.005; %Variação de frequência em Hetz.
dV=0.05; %Variação de Tensão em Volts.

controle=readfis('fuzzy.fis');

%Projeto do Filtro LCL - 10 kHz
Pn=6e3;
%Pn = 3.0e3;      %Potência aparente nominal (VA).
V1 = 220;        %Tensão nominal

```

```

f1 = 60;           %Frequência fundamental
w1 = 2*pi*f1;
fch = 10e3;       %Frequência de chaveamento do inversor.
fchb = 10e3;      %Frequência de chaveamento do boost.
Vdc = 400;        %Tensão nominal do barramento DC.
h = 100e-6;       %Período de amostragem.

s = tf('s');
w = logspace(1,6,2e3);

%Projeto do Filtro LCL - Fch = 10 kHz e Sn = kVA
Iinvn = Pn/V1;
Yc = 0.01;
Icamax = 0.003;
dInvmax = 0.25;
dlinv = 0.10*sqrt(2)*Iinvn;

Lf1 = dInvmax*Vdc/(2*dlinv*fch);           %Indutor 1 do filtro
Iinvmax = 0.37*Vdc/(4*pi*fch*Lf1*Iinvn*sqrt(2));
Cf = Yc*Pn/(w1*V1^2)                       %Capacitor do filtro
Lf2 = 1/(16*pi^2*fch^2*(Icamax/Iinvmax)*Cf - 1) %Indutor 2 do filtro
wo = sqrt((Lf1+Lf2)/(Lf1*Lf2*Cf))          %Frequência de Ressonância do Filtro

RL1 = (10/100)*w1*Lf1;                      %Resistência parasita de L1
RL2 = (10/100)*w1*Lf2;                      %Resistência parasita de L2
RCf = 7;                                     %Resistência para compensação passiva no filtro

%Filtro L Equivalente

RL = RL1 + RL2;                             %Resistência Equivalente;
Lf = Lf1 + Lf2;                             %Indutância Equivalente;

%Impedância da Rede
Lg = 4.7216e-005;                           %Indutância de acoplamento.
Rg = 0.0220;                                %Resistência de acoplamento.

%Função de Transferência dos Filtros
HLCL =
(RCf*Cf*s+1)/(Lf1*Lf2*Cf*s^3+(Lf1*(RCf+RL2)+Lf2*(RCf+RL1))*Cf*s^2+(Lf1+Lf2+Cf*(RCf*RL1+RCf*RL2
+RL1*RL2))*s+RL1+RL2);

HL = 1/(s*Lf + RL);

%figure(1),bode(HL,'b',HLCL,'r',w),grid, legend('Filtro L', 'Filtro LCL')

```