UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FERNANDO HENRIQUE MORAIS DA ROCHA

Análise e Estudo de um Retificador Controlado com Fator de Potência Unitário e de Geradores Distribuídos que utilizam Microturbinas

São Carlos
2012

FERNANDO HENRIQUE MORAIS DA ROCHA

Análise e Estudo de um Retificador Controlado com Fator de Potência Unitário e de Geradores Distribuídos que utilizam Microturbinas[1]

Dissertação apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica para obtenção do título de Mestre em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Dinâmicos

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Quadros Machado

São Carlos

2012

[1] Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

Rocha, Fernando Henrique Morais da

R672a Análise e estudo de um retificador controlado com fator de potência unitário e de geradores distribuídos que utilizam microturbinas. / Fernando Henrique Morais da Rocha ; orientador Ricardo Quadros Machado. São Carlos, 2012.

Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas dinâmicos)-- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

1. Microturbinas. 2. Geração distribuída. 3. Retificador PWM. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **FERNANDO HENRIQUE MORAIS DA ROCHA**.

Título da dissertação: "Análise e estudo de um retificador controlado com fator de potência unitário e de geradores distribuídos que utilizam microturbinas".

Data da defesa: 18/04/2012

Comissão Julgadora:	**Resultado:**
Prof. Dr. **Ricardo Quadros Machado (Orientador)** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	Aprovado
Prof. Dr. **Manoel Luís de Aguiar** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	Aprovado
Prof. Dr. **Ernane Antônio Alves Coelho** (Universidade Federal de Uberlândia/UFU)	Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Paulo Cesar Lima Segantine**

Agradecimentos

À Universidade de São Paulo (USP), à Escola de Engenharia de São Carlos, ao Departamento de Engenharia Elétrica e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio e fomento dados durante o período de formação acadêmica e desenvolvimento da pesquisa que gerou esta dissertação.

Ao Prof. Dr. Ricardo Quadros Machado, por sua competência e responsabilidade durante todo o caminho da pós-graduação, na qual me orientou e inspirou, ensinando-me sobre dedicação, ética, respeito e autonomia. Agradeço também por seu incentivo, paciência e confiança, compreendendo todas as etapas do meu desenvolvimento. Acreditando em meu potencial, aceitou o desafio de orientar esta pesquisa que em muito engrandeceu minha formação acadêmica e desenvolvimento pessoal.

À Prof. Dra. Vilma Alves de Oliveira, ao Prof. Dr. Manoel Luís de Aguiar e Prof. Dr. Ernane Antônio Alves Coelho pela prontidão e solicitude em participar da banca examinadora de qualificação e defesa dessa dissertação.

À direção, secretaria e técnicos administrativos do Departamento de Engenharia Elétrica, especialmente à Jussara Ramos Zoia e Marisa Helena Ragghianti Vicente Fortulan, pelo apoio, dedicação, auxílio oferecidos ao longo de toda a pós-graduação.

Aos amigos do Laboratório de Fontes Alternativas e Processamento da Energia, Giann, Nilton, Amilcar, Giovanni, Renan, Rodolfo, Cassius e muitos outros com quem convivi durante esse tempo, pelo apoio técnico no desenvolvimento da dissertação, companheirismo e momentos de descontração.

Aos meus sogros, Paulo e Sandra Tavares, pelo suporte, conselhos e confiança em mim depositados.

À minha eterna companheira Hellen Olympia da Rocha Tavares, pelas discussões teóricas, auxílio, carinho, compreensão e paciência, mesmo nos momentos mais difíceis.

Aos meus irmãos, Bruno, Ana Cláudia e Alberto, e também à minha sobrinha Ana Vitória, pelo carinho e afeto.

Aos meus pais, José e Cláudia, pelo amor, carinho, e compreensão nos momentos de ausência. Agradeço por vocês terem formado a pessoa que sou hoje.

A todos, meu sincero agradecimento.

Ninguém, a não ser os que já a experimentaram, pode imaginar a sedução da ciência. Em outros tipos de estudos vai-se até onde os outros foram antes de nós, e nada mais há para se conhecer; mas quando se trata da ciência o terreno é inesgotável para as descobertas e as maravilhas. (SHELLEY, 2002, p. 58)

Resumo

Nos dias de hoje, o aumento na demanda de energia no Brasil, associado a fatores econômicos e ambientais, tem dificultado a criação de novas usinas hidrelétricas, necessárias para suprir essa demanda adicional e aumentar a confiabilidade do sistema. Nesse contexto, a geração distribuída se destaca como uma solução adequada, pois economiza investimentos em redes de transmissão e distribuição, reduz perdas e diversifica a matriz energética do sistema elétrico, tornando-o mais robusto e eficiente.

Dentre as fontes de energia utilizadas em sistemas de geração distribuída, a microturbina apresenta algumas vantagens em relação a outros modelos de GD, como por exemplo, a possibilidade da utilização de vários tipos de combustíveis. Para verificar as características de operação das microturbinas, foram realizadas simulações baseadas em modelos matemáticos presentes na literatura técnica.

Porém, devido às altas velocidades de rotação das turbinas a gás, a energia gerada possui frequências muito altas para ser aproveitada diretamente pelos consumidores, sendo necessária uma interface eletrônica para adequação da energia elétrica. Neste trabalho é abordado o estudo, simulação e implementação da primeira etapa desta interface, um retificador trifásico com correção de fator de potência, para a geração de um barramento de corrente contínua com tensão estável, mantendo as correntes de entrada do retificador com formato senoidal e em fase com a tensão.

Palavras-Chave: Microturbinas; Geração distribuída, Retificador PWM.

Abstract

Nowadays, the increase in energy demand in Brazil, associated with economic and environmental factors, has hindered the creation of new power plants needed to provide this additional demand and improve system reliability. In this context, distributed generation stands out as an appropriate solution because it saves investments in transmission and distribution, reduces losses and diversify the energy matrix of the electrical system, making it more robust and efficient.

Among the energy sources used in distributed generation systems, the microturbine has some advantages over other models of GD, such as the possibility of using various types of fuel. To verify the operating characteristics of microturbines, simulations were performed based on mathematical models present in literature.

However, due to high rotation speeds of gas turbines, the energy generated has very high frequencies to be used directly by consumers, which requires an electronic interface to adequate the electricity. This work describe the study, simulation and implementation of the first stage of this interface, a three-phase rectifier with power factor correction, to generate a DC bus voltage stable, keeping the rectifier input current format sinusoidal and in phase with the voltage generated by the microturbine.

Keywords: Microturbines; Distributed Generation, PWM Rectifier.

Lista de Figuras

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica por fonte. (BRASIL, 2010) 17
Figura 2 - Produção Bruta de Gás Natural no Brasil, de 2000 a 2011. (BRASIL, 2012) 20
Figura 3 - Rede de gasodutos do Brasil. (GÁS BRASIL, 2012) 21
Figura 4 - Áreas de aplicação de microturbinas comparadas a outras tecnologias de GD. (SOARES, 2007) 23
Figura 5 - Mercado e desempenho de sistemas de geração distribuída. (SOARES, 2007) 23
Figura 6 - Diagrama de um sistema de GD baseado em Microturbina. (WANG; ZHENG, 2011) 24
Figura 7 - Sistemas de geração a microturbinas. (MICROPOWER EUROPE, 2011) 29
Figura 8 – Componentes de um Ciclo de Brayton aberto ideal. (HAUQWITZ, 2002) 29
Figura 9 - Ciclo Termodinâmico de Brayton Ideal. (HAUQWITZ, 2002) 30
Figura 10 – Ciclo de Brayton ideal com recuperador de calor. (MALDONADO, 2005) 31
Figura 11 - Diagrama de funcionamento e partes quentes da microturbina. (HAUQWITZ, 2002) 32
Figura 12 - Eixo Compressor-Turbina. (MICROPOWER EUROPE, 2011) 33
Figura 13 - Câmara de combustão. (MALDONADO, 2005) 34
Figura 14 - Gerador síncrono de imãs permanentes. (MALDONADO, 2005) 35
Figura 15 - Módulo de geração de energia a microturbinas. (SOARES, 2007, ALENCAR, 2007) 36
Figura 16 - Modelo matemático de uma microturbina proposto por Rowen (ROWEN, 1983) 41
Figura 17 - Diagrama do modelo matemático de uma microturbina (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005) 42
Figura 18 - Controle avanço-atraso para a velocidade de uma microturbina. (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005) 42
Figura 19 - Controle de aceleração de uma microturbina. (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005) 43
Figura 20 - Controle de temperatura do modelo da microturbina. (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005) 44
Figura 21 - Sistema de combustível microturbina. (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005) 44
Figura 22 - Dinâmica do sistema compressor-turbina. (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005) 45
Figura 23 - Estrutura do controlador fuzzy PD+I. (SAEED; MEHRDADI, 2011) 47
Figura 24 - Funções de pertinência das entradas do controlador fuzzy 47

Figura 25 - Funções de pertinência da saída do controlador fuzzy. 49

Figura 26 - Superfície do controlador fuzzy descrito. 50

Figura 27 - Retificador PWM fonte de tensão conectado a uma fonte trifásica. (YAN; WANG; LI, 2010) 53

Figura 28 - Sistema de controle do retificador trifásico (VERDELHO; SOARES, 1997). 55

Figura 29 - Implementação do bloco de Histerese três níveis. (KAZMIERKOWSKI; DZIENIAKOWSKI; SULKOWSKI, 1991) 57

Figura 30 - Tensões do conversor representadas como vetores no espaço e limites de corrente. (BATISTA, 2006; VERDELHO; SOARES, 1997; KAZMIERKOWSKI; DZIENIAKOWSKI; SULKOWSKI, 1991) 57

Figura 31 - Diagrama da microturbina utilizado na simulação. 61

Figura 32 - Fluxo de combustível do sistema com controle de velocidade PID. 63

Figura 33 - Torque mecânico fornecido pela turbina com controlador de velocidade PID. 63

Figura 34 - Velocidade da microturbina com controlador PID. 64

Figura 35 – Tensão rms de saída do gerador (em p.u.) com controlador de velocidade PID... 65

Figura 36 - Potência entregue pelo sistema microturbina-gerador com controle de velocidade PID. 65

Figura 37 - Controlador de velocidade fuzzy PD+I. 66

Figura 38 - Consumo de combustível com controlador de velocidade fuzzy. 67

Figura 39 - Torque mecânico no eixo gerador-turbina com controle de velocidade fuzzy. 67

Figura 40 - Velocidade de rotação da microturbina com controlador fuzzy. 68

Figura 41 - Tensão rms de saída do gerador no sistema com controlador de velocidade fuzzy. 68

Figura 42 - Potência ativa fornecida pelo gerador do sistema com controlador de velocidade fuzzy. 69

Figura 43 - Controlador de velocidade PID+fuzzy. 70

Figura 44 - Consumo de combustível com controlador de velocidade PID+fuzzy 70

Figura 45 - Velocidade do sistema gerador-turbina com controlador PID+fuzzy 71

Figura 46 - Tensão rms de saída do gerador no sistema com controlador de velocidade PID+fuzzy 71

Figura 47 - Potência de saída do gerador do sistema com controle de velocidade PID+fuzzy. 72

Figura 48 - Consumo de combustível da microturbina com os controles descritos. 73

Figura 49 - Velocidade de rotação do eixo gerador-microturbina para os três controladores de velocidade. 73

Figura 50 - Tensão rms de saída do gerador nas três configurações de controle de velocidade. 74
Figura 51 - Comparação da potência de saída do gerador para os três controles de velocidade descritos. 75
Figura 52 - Circuito do retificador implementado na simulação. 76
Figura 53 - Tensões senoidais de entrada nas referências *ABC* e $\alpha\beta$. 77
Figura 54 - Referência i_d* do controlador de corrente. 78
Figura 55 - Tensões e Correntes de entrada do retificador. 79
Figura 56 - Correntes de entrada i_α e i_β em relação às referências i_α* e i_β*. 80
Figura 57 - Tensão de saída do retificador durante um transitório de carga. 80
Figura 58 - Montagem experimental do circuito retificador e sistema de controle. 81
Figura 59 - Diagrama da implementação do sistema. 82
Figura 60 - Diagrama dos componentes interno do conversor Semikron. (SEMIKRON, 2006) 83
Figura 61 - Placa de alimentação e conversão de níveis lógicos. 85
Figura 62 - Circuito de medição das tensões CA e CC e correntes CA. 86
Figura 63 - Formas de onda das tensões e correntes de entrada do retificador (Tensões 10 V/div, Correntes 5 A/div, Tempo 20 ms/div). 86
Figura 64 - Tensão de saída do retificador em um transitório de carga (Vertical 30 V/div, Horizontal 200 ms/div). 87

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Fabricantes e modelos de microturbinas instaladas no mundo. (ALENCAR, 2007) 39

Tabela 2 – Dados para calcular as variáveis do retificador: 54

Tabela 3 - Tabela de chaveamento para controle de corrente. (VERDELHO; SOARES, 1997; KAZMIERKOWSKI; DZIENIAKOWSKI; SULKOWSKI, 1991) 58

Tabela 4 - Parâmetros para o cálculo de kp e ki. 59

Tabela 5 - Parâmetros do modelo da microturbina. (HAJAGOS; BERUBE, 2001) 62

Tabela 6 - Valores utilizados na simulação. 76

Tabela 7 - Características do conversor Semikron. 83

Lista de Abreviaturas

A/D	Analógico/Digital
APU	*Auxiliary Power Unit*
CA	Corrente Alternada
CARB	*California Air Resource Board*
CC	Corrente Contínua
CDA	Centro de Área
CHP	*Combined Heat and Power*
DSP	*Digital Signal Processor*
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
LVG	*Least Value Gate*
MDM	Média dos Máximos
MPM	Método do Primeiro Máximo
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PID	Proporcional-Integral-Derivativo
PWM	*Pulse Width Modulation*
THD	*Total Harmonic Distortion*

Lista de Símbolos

TR	Taxa de temperatura
T_{sc}	Temperatura na saída do compressor
T_{amb}	Temperatura ambiente
PR	Taxa de compressão
γ	Coeficiente de expansão adiabática
K	kelvin – unidade de temperatura
Hz	Hertz – unidade de frequência
VCE	Saída do seletor de valor mínimo
K_1	Ganho do controlador de velocidade
T_1	Constante de tempo de avanço
T_2	Constante de tempo de atraso
Z	Constante do modo de operação do controlador de velocidade
T_t	Taxa de integração do controle de temperatura
T_3	Constante de tempo associada ao tubo de proteção
T_4	Constante de tempo associada ao termopar
K_4	Ganho associado ao tubo de proteção
K_5	Ganho associado ao termopar
T_5	Constante de tempo associada ao controlador de temperatura
TX	Temperatura dos gases de exaustão da microturbina
K_3	Ganho do sistema de combustível
K_6	Quantidade mínima de combustível
K_v	Ganho do posicionador de válvula
K_f	Ganho do atuador de combustível
T_v	Constate de tempo do posicionador de válvula
T_f	Constate de tempo do atuador de combustível
c	Constante do atuador de combustível
W_f	Demanda de combustível
T_{cr}	Atraso de do processo de combustão
T_{td}	Atraso de transporte dos gases
T_{cd}	Atraso de descarga do compressor
TR	Temperatura de referência

e	erro de velocidade
de	derivada do erro de velocidade
ie	integral do erro de velocidade
K_p	Ganho proporcional do controlador fuzzy
K_d	Ganho derivativo do controlador fuzzy
K_i	Ganho integral do controlador fuzzy
K_u	Ganho de saída do controlador fuzzy
u	Saída do controlador fuzzy
U	Saída ajustada do controlador fuzzy
μ_c	Conjunto fuzzy resultante do processo de inferência
N	Número de pontos de discretização
x_k	Valor ordinal de saída para cada conjunto de entrada fuzzy
v_A	Tensão na fase A
v_B	Tensão na fase B
v_C	Tensão na fase C
i_A	Corrente na fase A
i_B	Corrente na fase B
i_C	Corrente na fase C
L	Indutor
G_A	Braço A do retificador
G_B	Braço B do retificador
G_C	Braço C do retificador
C	Capacitor
R_L	Carga na saída do retificador
i_{cc}	Corrente de saída do retificador
e_{cc}	Tensão de saída do retificador
i_d	Corrente ativa
i_q	Corrente reativa
n	Eficiência do retificador
v_p	Tensão de pico na entrada do retificador
Δi_L	Ondulação na corrente do indutor
f_S	Frequência de chaveamento
P_o	Potência de saída do retificador
Δe_{cc}	Ondulação na tensão de saída do retificador

i_d*	Referência de corrente ativa
e_{cc}*	Referência de tensão de saída do retificador
i_q*	Referência de corrente reativa
i_α	Corrente de entrada do retificador no referencial $\alpha\beta$
i_β	Corrente de entrada do retificador no referencial $\alpha\beta$
i_α*	Corrente de referência de entrada no referencial $\alpha\beta$
i_β*	Corrente de referência de entrada no referencial $\alpha\beta$
d_α	Saída do controlador por histerese
d_β	Saída do controlador por histerese
v_α	Tensão de entrada do retificador no referencial $\alpha\beta$
v_β	Tensão de entrada do retificador no referencial $\alpha\beta$
H	Largura de banda do controlador por histerese
ΔH	Variação da largura de banda do controlador por histerese
p	Potência ativa
k_p	Ganho proporcional do controlador de tensão
k_i	Ganho integral do controlador de tensão
v_d	Tensão ativa no referencial dq
ξ	Amortecimento do controlador de tensão
ω_{ne}	Frequência natural do controlador de tensão
U_{PI}	Saída do controlador linear PID
U_{fuzzy}	Saída do controlador fuzzy
v_{ABC} *max*	Máxima tensão de entrada
e_{cc} *max*	Máxima tensão do link CC
Irms max	Máxima corrente eficaz do conversor
f_S *max*	Máxima frequência de chaveamento

Sumário

1 – Introdução 17
1.1 - Objetivos 26
2 – Sistemas de Geração à Microturbinas 28
2.1 - Funcionamento e componentes das microturbinas 29
2.2 – Análises e aplicações 36
2.3 – Modelagem matemática de sistemas de geração à microturbinas 40
2.4 – Projeto do controlador fuzzy para regulação da velocidade da microturbina 46
2.5 – Considerações finais 51
3 – Interface Eletrônica de Potência 52
3.1 – Projeto do circuito retificador PWM 54
3.2 – Sistema de controle das correntes de entrada e tensão de saída 55
3.3 – Considerações finais 60
4 – Simulações do Sistema de Geração a Microturbinas 61
4.1 – Operação com controlador de velocidade PID 62
4.2 – Operação com controlador de velocidade fuzzy PD+I 66
4.3 – Operação com controlador PID+fuzzy 69
4.4 – Comparação do desempenho dos controladores 72
4.5 - Considerações finais 75
5- Simulação e Implementação Prática do Circuito Retificador Controlado Trifásico 76
5.1 – Simulação do circuito retificador 76
5.2 – Experimento prático 81
5.2.1 - Implementação do circuito retificador 82
5.2.2 - Implementação do sistema de controle 84
5.2.3 - Resultados experimentais 86
5.3 – Considerações finais 87
6 – Conclusão 89
Referências Bibliográficas 92

1 – Introdução

Atualmente, o governo brasileiro vem enfrentando grandes dificuldades para satisfazer o aumento da demanda por energia elétrica e a necessidade de modernização das diversas áreas do setor elétrico, sendo este primordial para o crescimento e desenvolvimento do país.

Como pode ser visto na Figura 1, pouco mais de 75% da energia elétrica utilizada no Brasil é proveniente de fontes hidráulicas, através de grandes usinas hidrelétricas instaladas nos abundantes recursos hídricos do país.

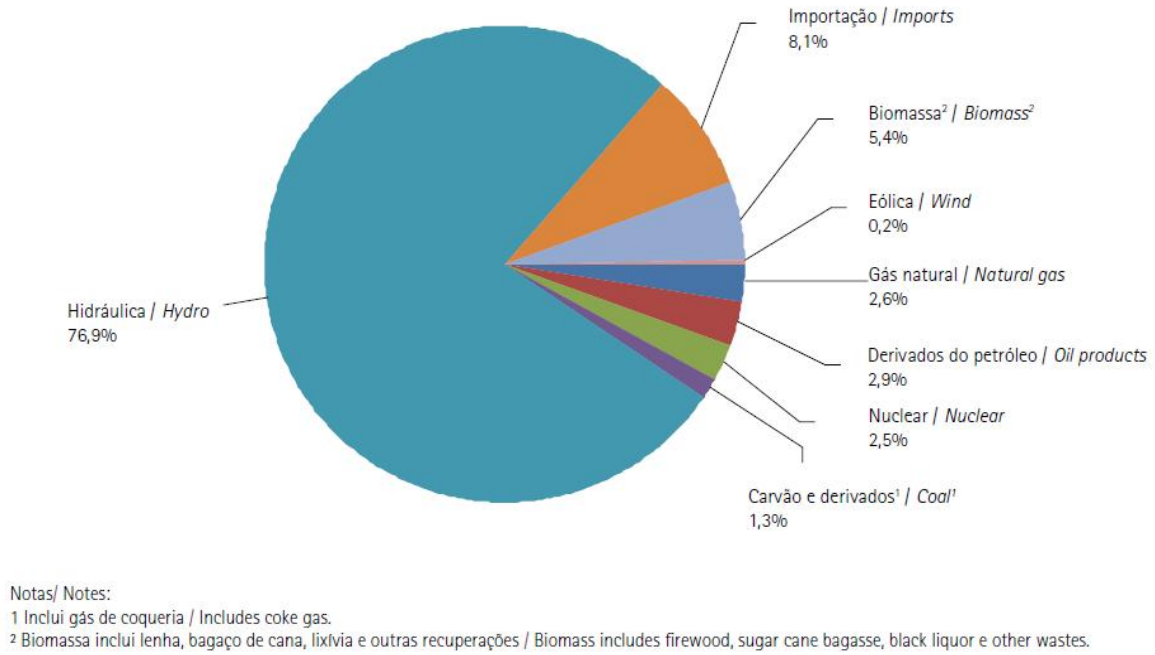

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica por fonte. (BRASIL, 2010)

Em contrapartida, o crescimento da população e o desenvolvimento tecnológico contínuo exigem uma demanda de energia crescente. Assim, é necessária a construção de novas unidades de geração de grande porte bem como a reestruturação do sistema que suporte a transmissão e distribuição dessa nova parcela de energia gerada.

Muitas vezes, o poder público não dispõe de recursos suficientes para bancar o alto investimento da construção e modernização de grandes unidades geradoras ou de linhas de transmissão. Além disso, a iniciativa privada não se interessa em fazer pesados investimentos em geração e transmissão de energia elétrica devido às incertezas geradas pela indefinição dos

rumos da reestruturação do setor na maioria dos países do mundo (BONA; RUPPERT FILHO, 2004).

A preocupação com o meio ambiente, que é totalmente justificável, é outro obstáculo à expansão da oferta de energia. Nunca foi tão complicado conseguir uma permissão para construção de usinas hidrelétricas e termoelétricas geradoras de energia elétrica ou para construção de linhas de transmissão como é hoje em dia (BONA; RUPPERT FILHO, 2004).

Existe, também, um grande interesse pela diversificação da matriz energética de modo a se garantir uma maior confiabilidade e segurança no abastecimento de energia elétrica, pois a principal fonte de energia no Brasil, a hidrelétrica, é altamente dependente de variações climatológicas (BONA; RUPPERT FILHO, 2004).

Por estes motivos, a geração centralizada em grandes usinas cuja transmissão ocorre através de longas linhas de transmissão está cedendo cada vez mais espaço para as pequenas unidades geradoras ligadas ao sistema de distribuição, as quais estão localizadas perto dos consumidores (BRASIL, 2010). Neste contexto, surge o conceito que define geração distribuída (GD) como uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. A GD tem vantagem sobre a geração centralizada, pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica (BRASIL, 2010).

A constante procura por serviços e tecnologias mais eficientes e com reduzidos impactos ambientais, seja no processo de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, associada aos necessários investimentos para o aumento da capacidade instalada no setor elétrico brasileiro, tem colocado a geração distribuída como alternativa às tradicionais soluções, seja para instalação local ou para integração regional (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005). A recente descoberta do campo de gás natural na bacia de Santos e a crescente infraestrutura de fornecimento no Brasil, em conjunto aos avanços tecnológicos da geração termelétrica de pequena e média escala, considerando principalmente motores e turbinas a gás, como também microturbinas a gás, motores Stirling e células de combustível, têm colocado a geração distribuída como um modelo complementar e alternativo de centrais de potência para as novas necessidades (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005).

Algumas vantagens da integração de sistemas de geração distribuída são observadas, tanto para as companhias de energia como para os consumidores. São elas:

- Confiabilidade aumenta, pois a geração distribuída pode reduzir ou evitar faltas para usuários ou grupos de usuários específicos;

- A necessidade de construção de novas linhas de transmissão (e equipamentos de distribuição associados) é evitada. Isto evita também o desmatamento de áreas de floresta virgem e realocação, tanto humana quanto animal;
- Demanda da rede principal em horários de ponta são reduzidos;
- Aumento na confiabilidade através da redução ou prevenção de faltas em áreas atendidas pela rede de energia (SOARES, 2007).

Grande parte das aplicações de geração distribuída utiliza interfaces modernas de eletrônica de potência no aproveitamento de fontes renováveis de energia ou combustíveis fósseis em sistemas de cogeração de alta eficiência. Diversas tecnologias podem ser usadas em GD, entre as quais é possível mencionar: geração fotovoltaica, geração eólica, geração através de microturbinas, geração através de motores de combustão interna, geração através de células combustível, geração através de pequenas centrais hidrelétricas - PCH (WEI et al., 2008).

Dentre estas tecnologias a microturbina se apresenta como uma das mais promissoras tecnologias de geração em sistemas de GD, dados os seus inúmeros benefícios, como rápida partida e a implementação efetiva e flexível de sistemas de geração isolados, de regulação de tensão e corte de demanda em horário de ponta, bem como interesse do governo brasileiro de utilizar o gás natural, em abundância, para geração de energia elétrica (BONA; RUPPERT FILHO, 2004; GUDA; WANG; NEHRIR, 2005).

A geração de energia elétrica a partir de gás natural é feita pela queima do gás combustível em turbinas a gás, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após a Segunda Guerra Mundial). Junto ao setor elétrico, o uso mais generalizado dessa tecnologia tem ocorrido somente nos últimos 15 ou 20 anos. Ainda assim, restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de instalação elevados (700-1100 US$/kW em 2001) foram, durante muito tempo, as principais razões para o baixo grau de difusão dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico (BRASIL, 2008).

Nos últimos anos, esse quadro tem-se modificado substancialmente, na medida em que o gás natural surge como uma das principais alternativas de expansão da capacidade de geração de energia elétrica em vários países, inclusive no Brasil. Entre as vantagens adicionais da geração termelétrica a gás natural estão o prazo relativamente curto de maturação do empreendimento e a flexibilidade para o atendimento de ponta de cargas. Por outro lado, as turbinas a gás são máquinas extremamente sensíveis às condições climáticas, principalmente em relação à temperatura ambiente e apresentam também alterações substanciais de rendimento térmico no caso de operação em cargas parciais (BRASIL, 2008).

Apesar dos ganhos alcançados no rendimento térmico das turbinas a gás operando em ciclo simples, seu desempenho tem sido prejudicado pela perda de energia nos gases de exaustão. Entre outras tecnologias empregadas na recuperação dessa energia, destaca-se a de ciclo combinado, por meio da geração de vapor e da produção de potência adicional. Tem-se, assim, uma combinação dos ciclos de turbinas a gás e turbinas a vapor, por meio de trocadores de calor, nos quais ocorre a geração de vapor, aproveitando-se a energia dos gases de exaustão da turbina a gás. Esse processo ainda pode ser melhorado com a queima de combustível suplementar, principalmente quando há disponibilidade de combustíveis residuais (BRASIL, 2008).

Conceitualmente, os ciclos combinados foram propostos nos anos 1960, mas apenas nos anos 1970 as primeiras unidades geradoras foram construídas e colocadas em operação. O rendimento térmico nominal das primeiras unidades era apenas da ordem de 40%. Em virtude do aumento da oferta de gás natural e da redução de seus preços, além dos avanços tecnológicos alcançados, os ciclos combinados têm-se tornado uma alternativa importante para a expansão da capacidade de geração de energia elétrica (BRASIL, 2008).

Com o aumento crescente da produção de gás natural no Brasil, como se pode observar na Figura 2, são necessários investimentos em infraestrutura para facilitar a distribuição e comercialização desse combustível para vários locais do país, sendo este utilizado para as mais variadas aplicações.

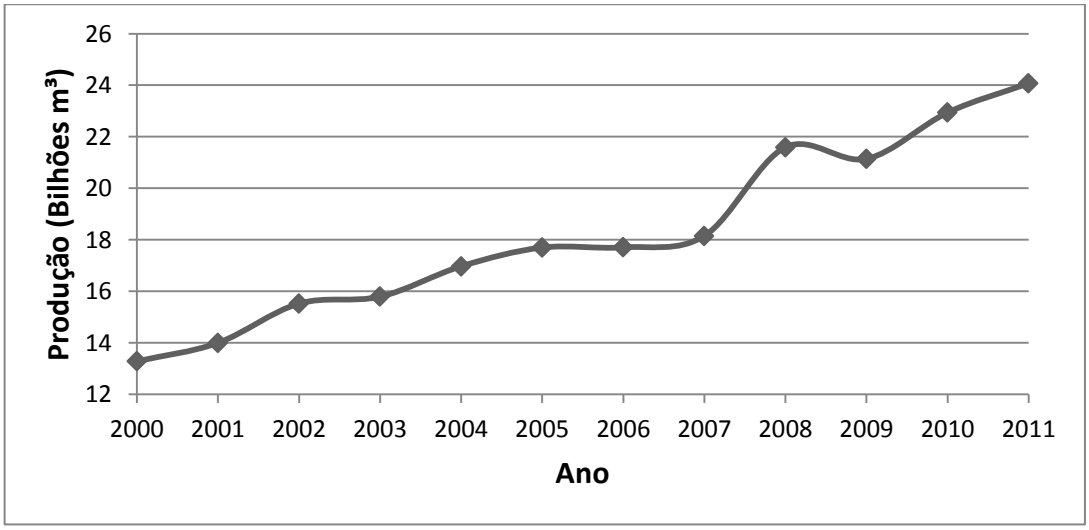

Figura 2 - Produção Bruta de Gás Natural no Brasil, de 2000 a 2011. (BRASIL, 2012)

Com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país e a construção do gasoduto Bolívia – Brasil, o gás natural tornou-se uma alternativa importante para a

necessária expansão da capacidade de geração de energia elétrica (BRASIL, 2008). Um mapa com a localização dos principais gasodutos do país pode ser visto na Figura 3.

O gás natural é um combustível de alto poder calorífico e propicia ainda uma queima relativamente limpa comparado a outros combustíveis fósseis (BONA; RUPPERT FILHO, 2004). A máxima utilização do poder calorífico do gás natural em unidades cogeradoras é ecologicamente e economicamente vantajosa, pois o gás reaproveitado proveniente da queima do combustível consegue-se aumentar a eficiência da microturbina de 30% para 80% aproximadamente. Todas essas evidências indicam que dentro de alguns anos a geração distribuída poderá ser responsável por uma parte significativa da produção de energia elétrica tanto no Brasil, como em outros países do mundo (BONA; RUPPERT FILHO, 2004).

Figura 3 - Rede de gasodutos do Brasil. (GÁS BRASIL, 2012)

Microturbinas são geradores de potência que, a partir da queima de gases ou combustíveis líquidos, fazem girar o rotor de um gerador elétrico. Estas pequenas turbinas são

capazes de queimar uma gama muito grande de combustíveis em alto ou baixo nível de pressão (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005).

A partir desta queima, além de energia mecânica, uma grande quantidade de energia térmica é produzida. Esta energia térmica, se não aproveitada, é liberada para o meio ambiente, diminuindo a eficiência total da microturbina. O aproveitamento de forma útil dessa energia térmica, através de recuperadores de calor, processo conhecido como cogeração, traz grandes benefícios, como o aumento do rendimento energético global, diminuído o consumo global de combustível, fazendo com que até mesmo sistemas utilizando combustíveis mais caros, como o diesel, sejam viáveis economicamente (SCOTT, 1998). Outro benefício são as emissões de carbono e de outros poluentes atmosféricos que podem ser reduzidas, pois menos combustível é queimado. Por último, os impactos causados ao meio ambiente devido à liberação de calor por grandes plantas geradoras diminuem muito (BONA; RUPPERT FILHO, 2004).

Como os gases da queima não podem ser facilmente transportados por grandes distâncias mantendo a temperatura constante, as unidades geradoras devem ser instaladas próximas das instalações que utilizam a energia térmica. Por produzir alta quantidade de energia térmica, como no exemplo do sistema T100, da fabricante Turbec, na qual uma turbina que produz 100 kW de energia elétrica, produz 155 kW de energia térmica, em alguns casos, este calor pode ser o produto principal de um sistema de microturbinas, possibilitando ainda que o excedente de energia elétrica seja comercializado com a distribuidora de energia (CERTS, 2003).

As microturbinas a gás são aplicadas com melhor aproveitamento em sistemas de geração combinada de calor e potência. Outra importante aplicação bastante promissora é a geração isolada em áreas distantes onde não existe acesso para redes de potência, ou não se justifica o investimento em redes de transmissão/distribuição, além disso, tais dispositivos podem ser utilizadas como geração de emergência (RENDON; NASCIMENTO; MENDES, 2006). Em relação a outros modelos de geração distribuída, as microturbinas apresentam algumas vantagens como: a flexibilidade de utilização de vários combustíveis, menor número de partes móveis, baixa manutenção e alta segurança (RENDON; NASCIMENTO; MENDES, 2006).

Na Figura 4 são mostradas as áreas de aplicação, tanto das microturbinas quanto de outros sistemas de geração distribuída.

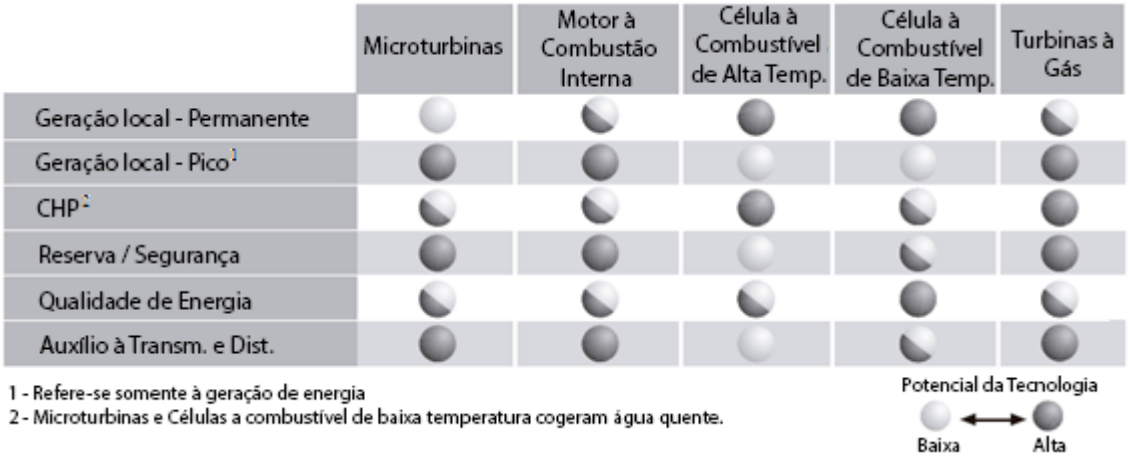

Figura 4 - Áreas de aplicação de microturbinas comparadas a outras tecnologias de GD. (SOARES, 2007)

O desempenho de vários métodos de geração distribuída difere de acordo com a melhor tecnologia disponível. A Figura 5 ilustra o mercado e o desempenho de alguns desses métodos no ano 2000.

	Residencial	Comercial	Industrial	Geração Distribuída	Remoto / Isolado	Capacidade Típica	Custo de Instalação em 1999 (US$/kW)	Eficiência (%)	Disponível no Mercado
Microturbina[1]		1	1	1	2	25–300 kW	750–900	28–33	1999
Motor à Comb. Interna[2]	1	1	1	1	1	5 kW–20 MW	400–600[2]	28–37	2007
Célula Comb. de Alta Temp.		1	1	1	2	100 kW–1 MW	A[3]	45–55	2005
Célula Comb. de Baixa Temp.	1	1	2	1	1	2–250 kW	2,000–3,000	30–40	2007[5]
Turbinas a Gás			1	1	2	500 kW–20 MW	650	25–40[4]	2007

1 - Microturbina com Recuperador
2 - Grandes motores a gás
3 - Não disponível
4 - 40% de eficiência com ciclos avançados
5 - Somente PAFC; PEM disponível em 2000

1 - Mercado primário
2 - Mercado Secundário

Figura 5 - Mercado e desempenho de sistemas de geração distribuída. (SOARES, 2007)

A geração distribuída nem sempre é a melhor opção em termos econômicos para geração de energia, dependendo de uma série de fatores, incluindo a logística da aplicação e o estado da melhor tecnologia disponível para a aplicação. Outros fatores, como condições econômicas globais (custo dos combustíveis, guerras ou perturbações políticas) também afetam este panorama consideravelmente. Além disso, funcionalidades e características

específicas, bem como o tipo de carga podem influenciar na decisão da implantação de um sistema de geração distribuída. Porém, como pode ser visto em (GILLETTE, 2012), no ano de 2010, a instalação de um sistema de geração à microturbina possuía um custo médio de 380 US$/kW, enquanto os sistemas de célula a combustível possuíam custo médio de 800 US$/kW, mostrando que em determinadas aplicações, o uso de microturbinas é vantajoso.

Para a utilização de microturbinas em sistemas de geração distribuída, é necessária uma interface eletrônica para adequar a energia fornecida por esta aos padrões dos consumidores. Um diagrama esquemático de um sistema de GD baseado em microturbina pode ser visto na Figura 6.

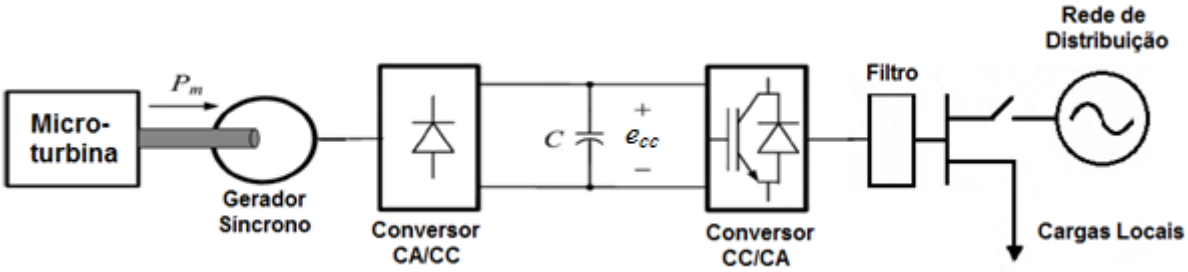

Figura 6 - Diagrama de um sistema de GD baseado em Microturbina. (WANG; ZHENG, 2011)

Está bem documentado na literatura que sistemas de geração distribuída podem ter impactos positivos na operação dos sistemas elétricos aos quais estão conectados. A geração distribuída pode aparecer de diversas formas, como turbinas a gás ou diesel, motores a combustão interna, microturbinas, pequenos geradores de hidro-indução, turbinas eólicas e células a combustível (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005).

Microturbinas são uma tecnologia relativamente nova para a geração de energia elétrica. Então, não é surpreendente que ocasionalmente dúvidas sejam levantadas pelos consumidores em potencial, empresas de engenharia, fabricantes de equipamentos e agências governamentais acerca do desempenho destas e das diferenças com os meios tradicionais de geração de energia elétrica (GILLETTE, 2012). Por essa razão, uma modelagem adequada destes sistemas é necessária para o entendimento apropriado da operação e impacto nos sistemas elétricos.

Nos sistemas de geração convencionais que operam no sistema elétrico, quando ocorre um aumento de carga, a energia para suprir essa variação é fornecida pela energia cinética armazenada no eixo do rotor, o que causa uma diminuição na velocidade do mesmo e, portanto, uma diminuição na frequência da tensão gerada. Essa diminuição de frequência é

sentida pelo regulador da máquina, o que faz com que mais potência seja entregue ao gerador elétrico pela turbina, equilibrando a balanço de energia da unidade geradora (BONA; RUPPERT FILHO, 2004).

No caso das microturbinas, a massa do rotor é pequena e insuficiente para manter a velocidade constante durante significativas alterações de carga. O controlador da microturbina sente essa variação de tensão e, em contrapartida, injeta mais combustível na turbina para que a potência seja aumentada (BONA; RUPPERT FILHO, 2004). Para que os componentes da turbina sofram o menor estresse possível, essa atitude do controlador da microturbina deve ser tomada da melhor maneira possível. Para isso, novas técnicas de controle com abordagens diferentes são investigadas.

Devido à alta velocidade de rotação do rotor, que faz com que o gerador tenha dimensões menores, e da ausência de redutores de velocidade, a energia elétrica gerada possui alta frequência, sendo necessária a utilização de eletrônica de potência para a adequação com os níveis de tensão e frequência da rede. A utilização da eletrônica de potência traz alguns benefícios, tais como:

- Nos terminais dos grandes geradores a diferença de carga entre as fases não chega a 1%. Contudo, em pequenas redes, essa diferença pode chegar a 50%. Nessas condições, geradores síncronos trifásicos certamente se desconectariam automaticamente da rede, já que não suportam mais do que 10% de diferença de carga entre as fases. Para efeito de comparação alguns inversores trifásicos conseguem suportar diferenças de 50% de carga entre fases e ainda apresentar fator de distorção harmônica (THD) < 3% e menos de 2% de diferença na tensão entre as fases (DAVIS, 2002).
- As microturbinas não partem sozinhas de velocidade zero, sendo necessário acelerá-las até certa velocidade para que elas possam começar seu funcionamento. A eletrônica de potência presente nas microturbinas torna desnecessária a existência de um motor de partida, pois, através da rede de energia ou de baterias, é possível alimentar o gerador elétrico, que acelera o eixo da turbina até a velocidade necessária para ela partir (BONA; RUPPERT FILHO, 2004).
- O uso de inversores elimina da necessidade de equipamentos caros e espaçosos de sincronismo necessários para geradores que fazem a geração diretamente através de máquinas eletromagnéticas (BONA; RUPPERT FILHO, 2004).

Portanto, almeja-se com este trabalho contribuir para que os sistemas de geração a microturbinas tenham credibilidade perante os consumidores e também empresas de energia, mostrando as vantagens de implantação, verificando o correto funcionamento e aperfeiçoando a tecnologia a fim de melhorar seu desempenho.

1.1 - Objetivos

Este trabalho tem como objetivo analisar os principais aspectos referentes à utilização de microturbinas em sistemas de geração de energia, incluindo circuitos de interface eletrônica de potência, abordando os seguintes tópicos:

- Estudar os modelos matemáticos, presentes na literatura, de sistemas de geração a microturbinas e executar simulações para validar seu correto funcionamento.
- Propor um sistema de controle para o subsistema de velocidade de uma microturbina, utilizando lógica fuzzy, com o intuito de melhorar a velocidade de resposta e diminuir a amplitude da variação de velocidade em momentos de transitório de carga.
- Estudar e projetar um retificador controlado trifásico com um sistema de controle para a corrente de entrada, de forma que o circuito tenha fator de potência unitário, bem como o controlador da tensão de saída.
- Implementar o sistema em bancada utilizando uma fonte em substituição do conjunto microturbina-gerador para verificar o funcionamento do circuito e sistemas de controle experimentalmente.

Para tanto, os resultados da pesquisa foram organizados em capítulos, como pode ser visto a seguir:

- Capítulo 2 – Sistemas de geração a Microturbinas: Neste capítulo, são avaliados o princípio funcional, componentes internos, aplicações, vantagens e desvantagens de sistemas de geração a microturbinas. É descrito também um modelo matemático representando a microturbina, bem como um controlador fuzzy para sua velocidade de rotação;
- Capítulo 3 – Interface Eletrônica de Potência: Nesta seção é apresentada a primeira etapa da interface eletrônica necessária para a aplicação de sistemas de microturbinas a geração distribuída. É estudado um circuito retificador com controle de fator de potência, o cálculo de seus componentes e seu sistema de controle;

- Capítulo4 – Simulação de Sistemas de Microturbinas: Nesta parte são apresentados os resultados de simulações realizadas com o modelo matemático da microturbina, apresentado anteriormente. São utilizadas três abordagens de controle para a velocidade de rotação da turbina, e ao final, é apresentada uma comparação entre elas;
- Capitulo 5 – Simulação e Implementação do Retificador: São mostrados os resultados de simulação do circuito retificador e sistema de controle da tensão CC e correntes CA. É apresentada também a implementação experimental do circuito, avaliando o funcionamento do circuito na prática.
- Conclusões: Por fim, esta etapa busca avaliar os resultados apresentados nas seções anteriores e propor trabalhos futuros.

2 – Sistemas de Geração à Microturbinas

Microturbina é a denominação dada às turbinas a gás de pequeno porte que produzem potência elétrica entre 15 kW e 1 MW (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005; CRUZ, 2006; AL-HINAI; FELIACHI, 2002). Podem ser unidades de estágio simples com altas velocidades de rotação entre 90000 e 120000 RPM, como também de múltiplos estágios podendo ter baixa frequência de rotação (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005; SCOTT, 1998; CRUZ, 2006).

Atualmente a tecnologia é o resultado do trabalho de desenvolvimento em pequenas turbinas a gás estacionárias e automotivas, equipamentos auxiliares de potência (APU), e turbocompressores. As microturbinas começaram a serem testadas por volta do ano de 1997 e tornaram-se comercialmente disponíveis no ano de 2000 (ONSITE ENERGY, 2000).

A principal aplicação das microturbinas na economia atual é a produção de energia elétrica. Porém, ao se utilizar dispositivos adicionais de recuperação de calor, é possível extrair energia dos gases de escape em alta temperatura, transformando este calor em um valioso subproduto (SOARES, 2007).

A microturbina pode operar com diversos combustíveis, como propano, gás natural, biogás, diesel, gasolina e álcool. Por haver apenas uma parte móvel, otimiza-se a lubrificação, o que proporciona intervenções menos frequentes de manutenção (a cada 6000 horas) e vida útil de 60000 horas ou mais. Outros diferenciais da microturbina são o investimento reduzido para sua instalação, o baixo grau de emissão de poluentes (menor que 9 ppm de NOx) e de ruídos (65 dB na potência nominal), a facilidade de suprir as demandas de energia por meio de múltiplas unidades, a capacidade de atender regiões de difícil acesso, em que sua operação pode ser comandada à distância (CRUZ, 2006).

Na Figura 7 são mostradas imagens de geradores a microturbinas disponíveis comercialmente. Pode-se observar que são sistemas modulares, possibilitando a instalação de mais módulos conforme o aumento da demanda.

Figura 7 - Sistemas de geração a microturbinas. (MICROPOWER EUROPE, 2011)

2.1 - Funcionamento e componentes das microturbinas

As microturbinas, assim como grandes turbinas a gás, operam em um ciclo termodinâmico chamado ciclo Brayton. O diagrama de operação do ciclo pode ser visto na Figura 8. Na primeira etapa, o ar é admitido e em seguida comprimido pelo compressor, passando para a câmara de combustão, onde é misturado com o combustível e queimado sob pressão constante na câmara de combustão. Saindo da câmara de combustão, o gás quente resultante é direcionado para o rotor da turbina, onde é expandido, fornecendo potência de eixo para o acionamento do compressor e potência útil para o acionamento de um gerador elétrico ou outro equipamento mecânico, como bombas e compressores (ALENCAR, 2007). Durante este processo os gases se expandem diminuindo a pressão e aumentando o volume (HAUQWITZ, 2002).

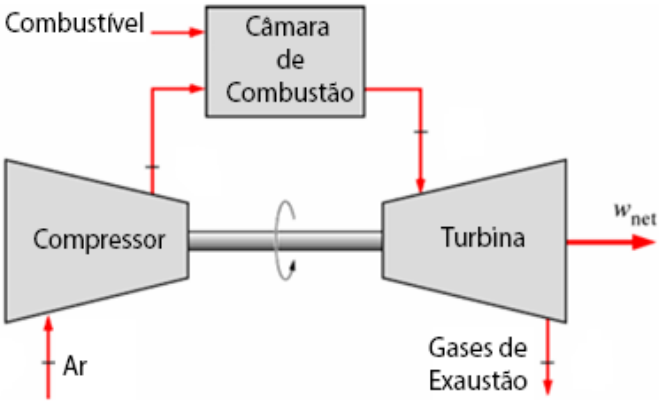

Figura 8 – Componentes de um Ciclo de Brayton aberto ideal. (HAUQWITZ, 2002)

Durante o ciclo de Brayton, visto na Figura 9 através dos gráficos de Pressão por volume (9a) e Temperatura por energia interna (9b), a operação de compressão é isentrópica, por se tratar de um processo adiabático, como pode ser visto na Figura 9(a). A combustão aumenta a temperatura dos gases em um processo isobárico, pois o gás está sempre fluindo, como é mostrado na Figura 9(b). O ar quente e pressurizado então fornece sua energia expandindo-se pela turbina (ou uma série delas) e parte desta energia é utilizada para mover o compressor (MIT, 2012).

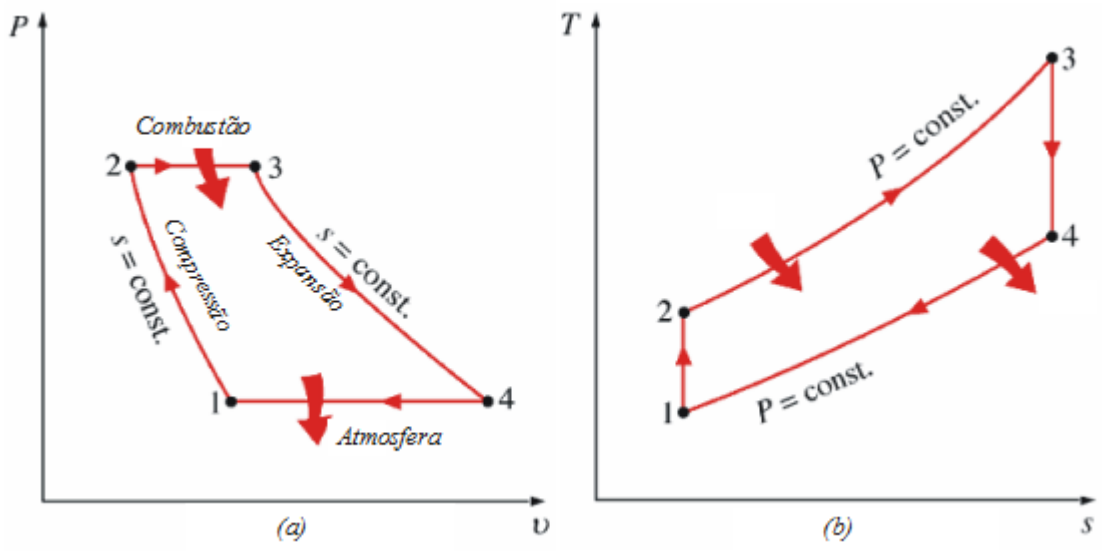

Figura 9 - Ciclo Termodinâmico de Brayton Ideal. (HAUQWITZ, 2002)

A eficiência do ciclo de Brayton ideal pode ser vista na equação (1), onde $TR = T_{sc}/T_{atm}$ representa a razão entre a temperatura do ar admitido no compressor e a temperatura ambiente, PR é a taxa de compressão e γ é o coeficiente de expansão adiabática. Percebe-se então que a eficiência pode ser melhorada tanto aumentando a taxa de compressão como aumentando a diferença de temperatura do ar na entrada e na saída do compressor, É possível visualizar também que, em locais com temperatura ambiente mais elevada, a eficiência tem uma leve redução.

$$\eta_B = 1 - \frac{1}{TR} = 1 - \frac{1}{PR^{(\gamma-1)/\gamma}} \tag{1}$$

Portanto, para aumentar o rendimento, é vantajoso operar a turbina com a maior temperatura do ar de entrada possível, limitada pelos materiais econômicos utilizados nas pás

da turbina e também a menor temperatura possível do ar de entrada do compressor. Entretanto, as temperaturas de entrada na microturbina são limitadas a 1250 K ou menos, para possibilitar a utilização de materiais de baixo custo na turbina e no recuperador. Para turbinas com recuperador, a taxa de compressão ótima para a melhor eficiência geralmente é menor que 4:1 (SOARES, 2007). Portanto, para aumentar a eficiência da microturbina, utiliza-se um dispositivo que permita aproveitar o calor disponível nos gases de escape para aquecer o ar da saída do compressor, conforme diagrama Figura 10. Nesta configuração, o rendimento atingido é de aproximadamente 30% (CRUZ, 2006).

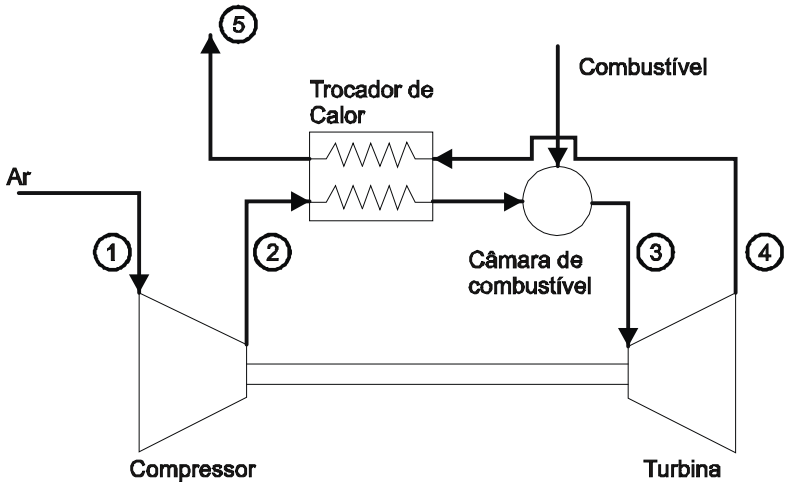

Figura 10 – Ciclo de Brayton ideal com recuperador de calor. (MALDONADO, 2005)

Em microturbinas sem o dispositivo de cogeração, o ciclo termodinâmico é chamado de ciclo simples. Com a adição do dispositivo para o aproveitamento do calor em um ciclo Rankine, em que o calor desperdiçado nos gases de escape é usado para a geração de vapor, sendo este aplicado a uma turbina, a operação é chamada de ciclo combinado (CRUZ, 2006).

Foram desenvolvidos dois modelos de microturbinas, as com eixo único e com eixo separado. Em turbinas de eixo único, uma única turbina de expansão movimenta o compressor e o gerador. Em modelos de eixo separado, é utilizada uma turbina para mover o compressor e uma segunda turbina para mover o gerador, com os gases de escape da turbina do compressor impulsionando a turbina do gerador. Outra forma de eixo separado é dada também através da conexão de uma caixa de redução com engrenagens ao eixo compressor-turbina, de forma a reduzir a velocidade de rotação do gerador (SOARES, 2007).

Turbinas de eixo simples são projetadas para operar em altas velocidades (algumas com mais de 100000 RPM) e geram potência elétrica em corrente alternada de alta frequência.

Para o aproveitamento dessa energia, a saída do gerador é retificada para corrente contínua (CC) e depois convertida para corrente alternada em 50 ou 60 Hz, de acordo com a necessidade do local (SOARES, 2007; GAONKAR, PATEL, 2006).

Turbinas de eixo separado possuem um compressor movido por uma turbina em um eixo e uma turbina de potência em um segundo eixo para mover o gerador. Em turbinas a gás convencionais, esse arranjo, geralmente, é utilizado para o aproveitamento da energia mecânica, com a turbina de potência acoplada a outros dispositivos através de caixas de redução, como compressores ou bombas. Com a taxa de compressão da expansão dividida em duas turbinas, a turbina de potência pode ser projetada para funcionar a velocidades baixas com alta eficiência, podendo ser conectada a um gerador convencional de 60 Hz através de uma caixa de redução de um único estágio e de baixo custo (SOARES, 2007).

Para microturbinas, a configuração mais utilizada é a de eixo simples, cujo desenho em corte pode ser visto na Figura 11, em que é possível visualizar as localizações de partes como eixo gerador (1), compressor (2), turbina (3), combustor (4) e recuperador de calor (5).

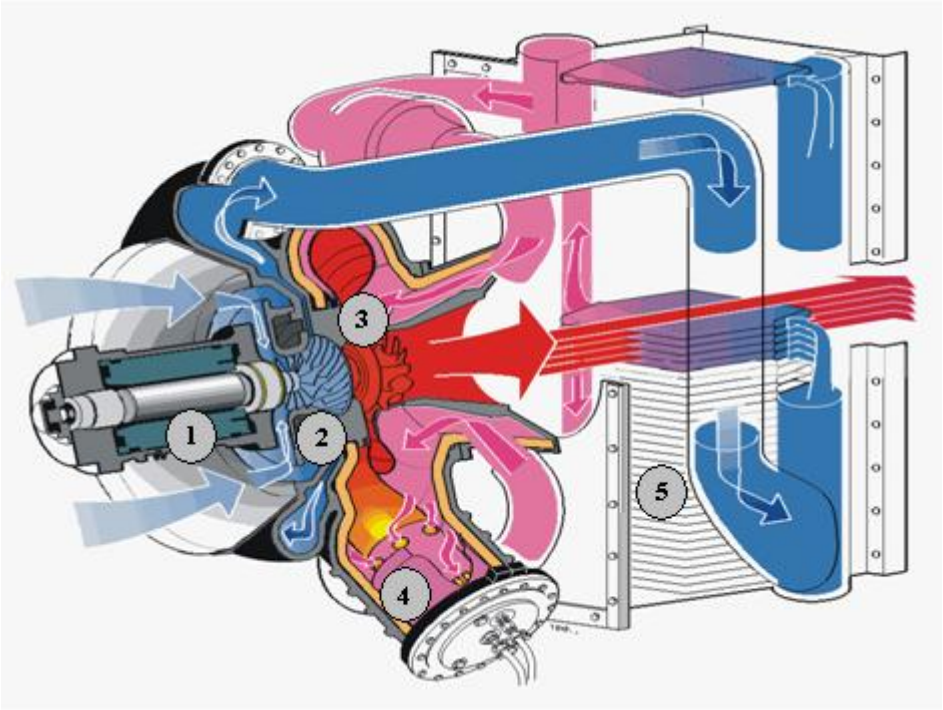

Figura 11 - Diagrama de funcionamento e partes quentes da microturbina. (HAUQWITZ, 2002)

O principal componente da microturbina é o eixo compressor-turbina, comumente montado no mesmo eixo com o gerador, sendo a única parte móvel de turbinas de eixo simples. Os principais elementos de uma microturbina são descritos a seguir:

Compressor: As turbinas a gás utilizam compressores axiais e centrífugos. Os compressores centrífugos são mais utilizados em turbinas de pequeno porte, enquanto que todas as de grande porte utilizam compressores axiais. Um compressor de estágio simples consiste de um impulsor montado no rotor e um difusor montado em um estator. O aumento de pressão por estágio de um compressor centrífugo varia entre 1,5:1 a 12:1 (MALDONADO, 2005).

No princípio da operação de um compressor centrífugo, o ar é levado ao centro do rotor, onde é acelerado pelas palhetas devido à alta rotação e forçado radialmente para fora do rotor à alta velocidade. O ar é então recebido pelo difusor, o qual converte uma parte desta energia cinética em alta pressão (MALDONADO, 2005).

Turbina: é o componente no qual ocorre a realização de trabalho mecânico. As turbinas a gás podem ser de dois tipos: de fluxo axial ou de fluxo radial. Contudo, mais de 80% das turbinas a gás são de fluxo axial. As turbinas de fluxo radial têm as aplicações limitadas em sistemas auxiliares aeronáuticos e turbogeradores de pequeno porte com potências de até 3 MW (RAMOS, 2007). Os gases de escoamento contínuo da turbina podem ter uma temperatura de entrada entre 1123 e 1973 K (MALDONADO, 2005). O compressor e a turbina montados no mesmo eixo podem ser visualizados na Figura 12.

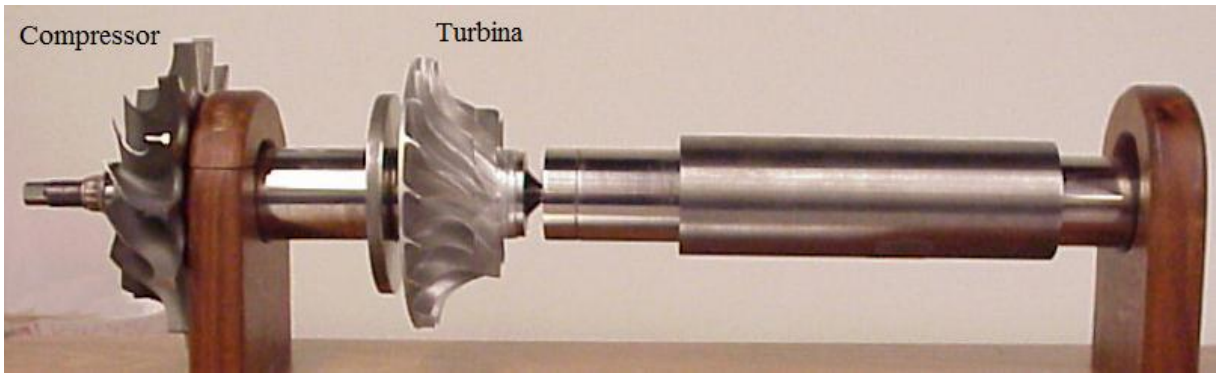

Figura 12 - Eixo Compressor-Turbina. (MICROPOWER EUROPE, 2011)

Câmara de combustão: A câmara de combustão, também chamada de combustor, tem o objetivo de aumentar à temperatura dos gases a alta pressão, através da queima de combustíveis. Pode-se citar três principais tipos de câmara de combustão que são: tubular, tubo-anular (conhecida também como can-anular) e anular (RAMOS, 2007).

A combustão causa uma elevação na temperatura do gás, mantendo a pressão constante. Quando o combustível gasoso está à baixa pressão, é necessário a instalação de um compressor de combustível. A câmara de combustão deve ser capaz de realizar uma combustão estável e eficiente em toda a faixa de operação (MALDONADO, 2005). A Figura 13 ilustra uma câmara de combustão anular.

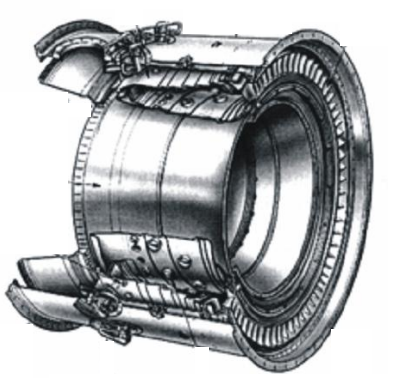

Figura 13 - Câmara de combustão. (MALDONADO, 2005)

Recuperador de calor: São trocadores de calor que utilizam os gases de escape da turbina (geralmente por volta de 900 K) para pré-aquecer o ar comprimido (para temperaturas entre 420 e 480 K), antes deste entrar no combustor, reduzindo a quantidade de combustível necessária para aquecer o ar às temperaturas projetadas para a entrada da turbina (SAHA, CHOWDHURY, CHOWDHURY, 2010). Microturbinas requerem um recuperador para alcançar os níveis de eficiência necessários para se tornar competitiva em sistemas de geração (SOARES, 2007).

Gerador elétrico: Em unidades de eixo único, o gerador é acoplado diretamente à turbina, fazendo com que este tenha altas rotações. O rotor é composto por imãs permanentes (tipicamente de samário-cobalto), sendo de 2 ou 4 pólos e o estator é formado por bobinas de cobre tradicionais. Em sistemas de eixo separado, um gerador de indução ou máquina síncrona convencional é conectado à turbina através de caixas de redução (SAHA,

CHOWDHURY, CHOWDHURY, 2010). O valor típico de eficiência para esse tipo de gerador está entre 0,96 e 0,98 (MALDONADO, 2005).

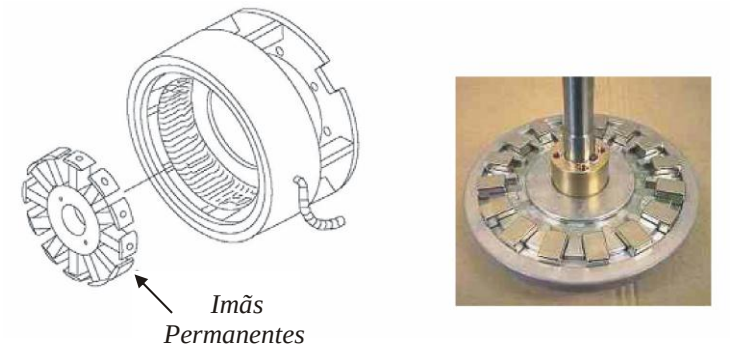

Figura 14 - Gerador síncrono de imãs permanentes. (MALDONADO, 2005)

As características mais encontradas nos componentes de sistemas de microturbinas são:

- Compressor e turbina radiais de simples estágio;
- Baixa razão de compressão (tipicamente de 3 a 5);
- Velocidades de rotação muito altas (25000 a 120000 RPM);
- Uso mínimo de sistemas de esfriamento das pás ou do rotor;
- Recuperação de calor do exaustor para pré-aquecimento do ar;
- Uso de materiais de baixo custo de produção.

Apesar de os compressores axiais conseguirem atingir taxas de compressão maiores com eficiências altas, a complexidade de projeto e a fabricação destes não são viáveis, sendo a configuração radial adotada neste tipo de geração.

Todos os componentes de um sistema de geração a microturbinas montados em um módulo, inclusive com dispositivo de cogeração, podem ser visualizados na Figura 15.

Figura 15 - Módulo de geração de energia a microturbinas. (SOARES, 2007, ALENCAR, 2007)

2.2 – Análises e aplicações

As microturbinas foram projetadas para utilizar o gás natural como combustível primário. Porém, com algumas mudanças no combustor e bicos injetores, vários combustíveis podem ser utilizados, entre eles: Combustíveis líquidos fósseis (gasolina, diesel, querosene), combustíveis líquidos biológicos (etanol, biodiesel), gás liquefeito de petróleo (GLP, mistura de butano e propano), gás azedo (gás natural não tratado, vem direto de poços), biogás (qualquer gás combustível proveniente da decomposição biológica de matéria orgânica, como gás de aterro, gás de digestor de esgoto e de dejetos animais), gases industriais (gases inflamáveis não utilizados ou resultantes de processos industriais), gases fabricados (tipicamente gases com baixo BTU, produzidos por processos de gaseificação ou pirólise) e também biomassa tratada (SOARES, 2007).

Um grande número de agências reguladoras pelo mundo tem adotado níveis baixos de emissão de poluentes, a exemplo da *California Air Resources Board* - CARB (para turbinas

em geração de energia: 42 ppm de NO_X para combustíveis gasosos e 65ppm de NO_X para combustíveis líquidos), forçando fabricantes de outras alternativas de geração, como motores a combustão interna, a utilizarem sistemas de redução de emissões a catalizadores seletivos. Muitas vezes, as microturbinas suprem os requerimentos da CARB sem um sistema de tratamento ativo dos gases de escape, possibilitando uma redução dos custos de fabricação (GILLETTE, 2012).

A fim de comparação, um motor a combustão interna movido a gás natural produz NO_X a uma taxa de aproximadamente metade da média de produção dos sistemas mais utilizados para geração de energia. A microturbina C65, da fabricante Capstone, de 65 kW produz NO_X a uma taxa de aproximadamente 9 ppm, apenas uma fração da taxa de um grande sistema de geração com motor a combustão movido a gás natural (GILLETTE, 2012).

As microturbinas podem ser usadas conectadas junto à rede, para melhoria da qualidade e confiabilidade da energia elétrica, atendimento de cargas em horário de pico e em aplicações de cogeração (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005; SCOTT, 1998; SOARES, 2007).

Com geração de potências na faixa de 15 kW a 1 MW, os consumidores alvo para sistemas de microturbinas são pequenas instalações industriais, instalações comerciais, *datacenters*, telecomunicações, centros de saúde, escritórios, escolas, entre outros (SOARES, 2007). A ampliação desta tecnologia para aplicações em meios de transporte, através de sistemas híbridos mecânicos-elétricos, também está em desenvolvimento (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005).

Muitas aplicações podem ser atendidas por sistemas de geração com microturbinas, principalmente na área de geração distribuída devido as suas características e vantagens em relação a outras formas de geração à combustão:

- Emissões atmosféricas baixas devido à combustão contínua;
- Baixos índices de ruído e vibrações;
- Flexibilidade de combustível;
- Dimensões reduzidas e simplicidade na instalação, podendo ser instaladas em lugares cobertos ou ao ar livre;
- Modularidade;
- Baixo custo e pequena necessidade de manutenção;
- Fácil manutenção, implicando em menores tempos de parada;
- Partida relativamente rápida;
- Alta eficiência quando utilizada em cogeração;

- Disponibilidade de energia térmica a temperaturas elevadas (AGUIAR, 2007).

A geração de energia local com o objetivo de reduzir o consumo e a demanda em horário de pico é uma prática muito utilizada. Geralmente, os requerimentos primários para sistemas de geração em horário de pico são baixo custo dos equipamentos e alta confiabilidade. As emissões podem ser um obstáculo, se o sistema operar muitas horas por ano. Quando é possível combinar esse sistema com geração de emergência, a utilização de geração local tem maior viabilidade (SOARES, 2007).

Consumidores que requerem níveis maiores de confiabilidade ou qualidade de energia e estão dispostos a pagar mais por isso, geralmente encontram em alguma forma de geração distribuída uma solução vantajosa. Muitas vezes este tipo de consumidor não está preocupado com o custo inicial dos equipamentos de geração, porém, são apreciadas as características de baixas emissões, vibrações e ruídos reduzidas, facilidade de instalação, alta disponibilidade e confiabilidade e alta qualidade de energia, características presentes em sistemas de geração com microturbinas (SOARES, 2007).

Para se aproveitar o máximo da energia fornecida por um sistema de microturbinas, é utilizado um segundo trocador de calor que utiliza os gases de exaustão em alta temperatura para a produção de água quente ou vapor em baixa pressão, aumentando a eficiência global da microturbina de cerca de 30% para valores em torno de 80% (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005). Algumas aplicações de cogeração são usadas, de maneira viável, para produção doméstica de água quente, aquecimento de instalações residenciais e comerciais, resfriamento de instalações através de *chillers* de absorção, processos de desumidificação, bem como suprir as necessidades térmicas de uma instalação ou processo industrial.

Como foi visto anteriormente, a eficiência de sistemas de microturbina com a utilização do recuperador de calor é em torno de 30% (SCOTT, 1998). Já em sistemas de cogeração, o aproveitamento da energia térmica que antes seria jogada no ambiente faz a eficiência global do sistema alcançar 80% (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005), valor que depende das exigências de calor do processo. Em um mesmo fabricante, a eficiência aumenta com o aumento do tamanho da turbina. Entre diversos fabricantes, as tecnologias aplicadas e características de construção dos componentes e a presença ou não do recuperador faz a eficiência variar, sendo as mesmas mostradas na Tabela 1.

Tabela 1 - Fabricantes e modelos de microturbinas instaladas no mundo. (ALENCAR, 2007)

Fabricante	Modelo	Potência Nominal (kW)	Rendimento Total (%)
Bowman Power (Inglaterra)	Turbogen TG35	35 – 45	21.0 – 12.5
	Turbogen TG50	50 – 60	24.0 – 13.5
	Turbogen TG80	80 – 95	26 – 14
Capstone(USA)	Model 30	30	27
	Model 60	60	28
	Model 200 2	200	33,5
Honeywell (USA)*	Parallon 75	75	30
Turbec (Suécia)	T100 CHP System	100	30
Ingersoll-Rand (USA)*	Model 70	70	29
	Model 120	120	30
	Model 250	250	30
Elliot Energy System (Canadá)	TA 45	45	30
	TA 80	80	30
	TA 200	200	30
ABB*	MT 100	100	30

*Empresa fora do mercado de microturbinas

Na literatura técnica, as últimas pesquisas envolvendo microturbinas têm como foco a modelagem e simulação destes sistemas de geração para desenvolver novas ferramentas computacionais (LI, G. et. al., 2010), analisar o comportamento da microturbina em diversas condições de funcionamento (SAHA, CHOWDHURY, CHOWDHURY, 2010), validar um modelo através da comparação com sistemas reais (KOLKA et. al., 2011), bem como avaliar os impactos e benefícios de sua aplicação em sistemas de geração distribuída, tanto isolados como conectados à rede de distribuição (GRILLO et. al., 2010, PATEL, BOHRA, 2011, CHAN, GU, 2011).

Outro tópico de pesquisas recentes envolvem a interface eletrônica de potência para o aproveitamento da energia gerada pelo sistema de geração a microturbinas. A abordagem mais utilizada emprega um retificador não-controlado para a geração de um barramento de corrente contínua e um inversor de tensão, no qual são aplicados os algoritmos de controle, para gerar a tensão em frequências compatíveis com a rede (SU et. al., 2010, WANG; ZHENG, 2011, RANJBAR et al., 2011). Em (YAN; WANG; LI, 2010) é apresentado um retificador PWM para a geração do barramento de CC, porém, a frequência da tensão de entrada deste circuito é limitada em 50 Hz, que não condiz com o modelo de microturbina

(eixo simples) apresentada no trabalho. Além disso, em (LI, Y. et. al., 2010) e (RHO, KIM, 2010), são estudados os sistemas de partida das microturbinas, realizada através de uma interface eletrônica e do gerador, que funciona como motor de partida.

Sistemas de geração a microturbinas tem sido aplicados também em veículos híbridos, em que a tração deste é realizada por um ou mais motores elétricos, que retiram energia de baterias. A microturbina funciona como um extensor de alcance, sendo utilizada para carregar as baterias mesmo com o veículo em movimento, e também fornecer energia ao motor elétrico (GENG, MILLS, SUN, 2011).

2.3 – Modelagem matemática de sistemas de geração à microturbinas

Para avaliar o funcionamento das microturbinas e propor um novo método de controle da velocidade de rotação, foram pesquisados trabalhos que aplicavam as microturbinas em sistemas de geração de energia, bem como a modelagem de todos os componentes de forma simples e mais próxima possível de um sistema real.

O modelo mais difundido é descrito no artigo *Simplified mathematical representations of heavy duty gas turbines* (ROWEN, 1983). É uma proposta simplificada muito útil para análise da resposta da máquina quando se encontra ligada a grandes redes de potência. O modelo é aplicável para máquinas de 18 MW até 106 MW que funcionam a rotação constante. É válido em um intervalo de 95 e 107% da velocidade angular, opera em regime permanente da máquina e inclui controles de velocidade, temperatura e aceleração, e limites superior e inferior para a vazão de combustível. Este modelo foi tomado como padrão, e submetido a modificações para tentar ajustá-lo à característica de velocidade variável e conversores eletrônicos característicos da máquina estudada (MALDONADO, 2005). O diagrama deste modelo pode ser visto na Figura 16.

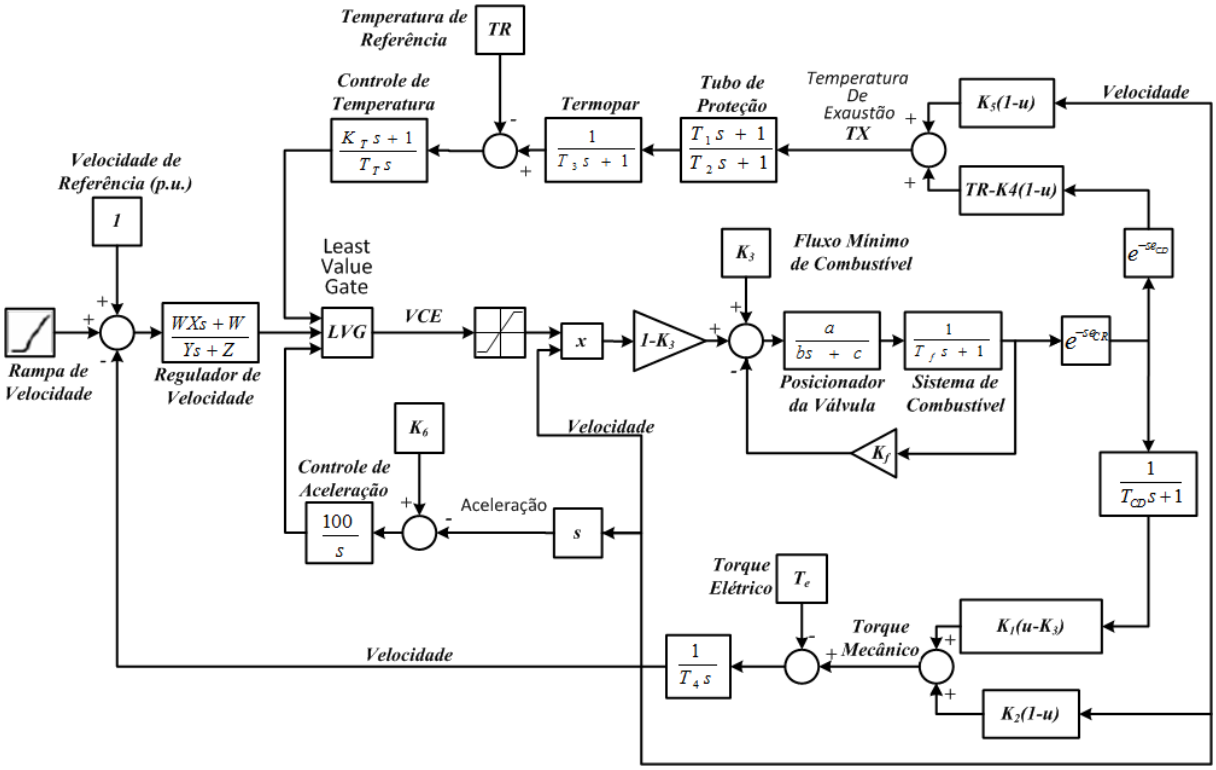

Figura 16 - Modelo matemático de uma microturbina proposto por Rowen (ROWEN, 1983)

Este modelo serviu como referência para o desenvolvimento de diversos estudos posteriores (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005; GAONKAR; PATEL, 2006) que, através de pequenas adaptações, mostraram que este também representa turbinas de menor porte. Esses estudos investigaram diversos aspectos do funcionamento da microturbina, como o termodinâmico, mecânico, elétrico, comportamento durante variações de carga, projeto de sistemas eletrônicos para a conexão com a rede, influência do sistema na rede de energia, entre outros.

Neste trabalho, o modelo de sistema de geração a microturbina utilizado para as simulações e projeto do sistema de controle de velocidade foi proposto no artigo *A Simulink-based microturbine model for distributed generation studies* (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005). O modelo da microturbina, incluindo todos seus sistemas de controle, é composto por: controle de velocidade, controle de temperatura, controle de aceleração, sistema de combustível e dinâmica da turbina. O controle de velocidade atua sob as condições de carga nominal ou parcial; o controle de temperatura atua como limitador da potência de saída e o controle de aceleração tem a função de prevenir a sobre velocidade no rotor (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005). Um diagrama do modelo da microturbina pode ser visto na Figura 17.

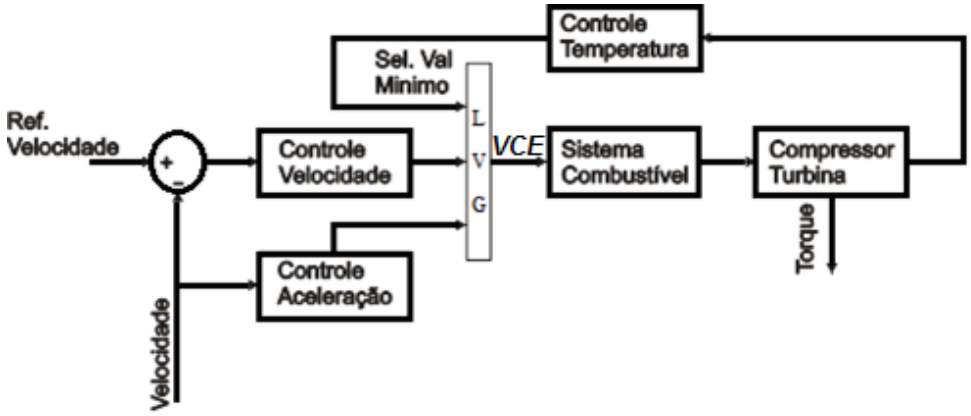

Figura 17 - Diagrama do modelo matemático de uma microturbina (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005)

A saída dos três blocos de controle são entradas para uma porta seletora de valor mínimo (Least Value Gate - LVG), em que a saída (*VCE*) é o menor valor dentre as três entradas e resulta na menor quantidade de combustível para o sistema compressor-turbina (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005). O valor em p.u. de *VCE* corresponde ao valor em p.u. da potência mecânica na turbina em regime permanente (GAONKAR; PATEL, 2006). Cada componente do modelo, com suas estruturas internas, é apresentado a seguir:

Controle de Velocidade e Aceleração: O controle de velocidade utiliza o sinal de erro formado entre a referência de velocidade (em p.u.) e a velocidade do rotor da microturbina. É o controle primário da turbina em situações de carga parcial. Geralmente é modelado utilizando um controlador avanço-atraso ou PID. No trabalho de Guda, Wang e Nehrir (2005) uma função avanço-atraso é utilizada para representar o controle de velocidade, como pode ser visto na Figura 18.

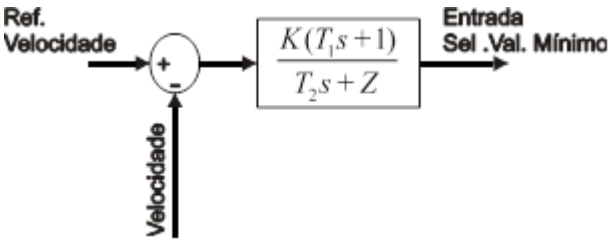

Figura 18 - Controle avanço-atraso para a velocidade de uma microturbina. (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005)

O ganho do controlador é definido por K e T_1 e T_2 são as constantes de tempo de avanço e atraso respectivamente, e Z é uma constante representando o modo de regulação da velocidade, que podem ser *droop* ou *isochronous*. No modo *droop*, o controle se comporta estritamente como um controlador proporcional, ou seja, a saída do controlador é proporcional ao erro de velocidade. Já no modo *isochronous*, o controlador se comporta como um proporcional com reset, no qual a taxa de mudança da saída é proporcional ao erro de velocidade. O modo *droop* é mais indicado para microturbinas conectadas ao sistema de distribuição, enquanto o modo *isocrhonous* é utilizado para regular a saída de acordo com a mudança de carga evitando oscilações de potência ou instabilidade na regulação (WEI et al., 2008).

O controle de aceleração, visto na Figura 19, é utilizado durante a partida da turbina, para limitar a taxa de aceleração do rotor até que se atinja a velocidade de operação. Se a velocidade de operação do sistema for próxima da nominal, o controle de aceleração pode ser eliminado da modelagem (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005).

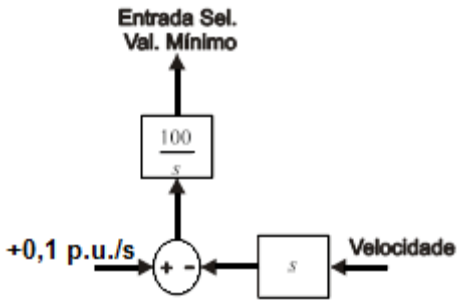

Figura 19 - Controle de aceleração de uma microturbina. (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005)

Controle de Temperatura: O controle de temperatura é um limitador da potência de saída da turbina em uma temperatura de combustão pré-determinada, independente da variação na temperatura ambiente ou nas características do combustível. Como a temperatura de exaustão é medida por uma série de termopares incorporados a tubos para proteção do elemento sensor, há um pequeno efeito transitório devido a constantes de tempo associadas com o sistema de medição. Para levar esses efeitos em conta, são equacionados os atrasos no tubo de proteção e sensores termopares, em que T_t é a taxa de integração do controle de temperatura, T_3 e T_4 são constantes de tempo associadas com o tubo de proteção e termopares, respectivamente, K_4 e K_5 são constantes associadas com o tubo de proteção do termopar e T_5 é

uma constante associada ao controlador de temperatura. A entrada *TX* é a temperatura de exaustão, proveniente da dinâmica da turbina, como pode ser visto no diagrama da Figura 20.

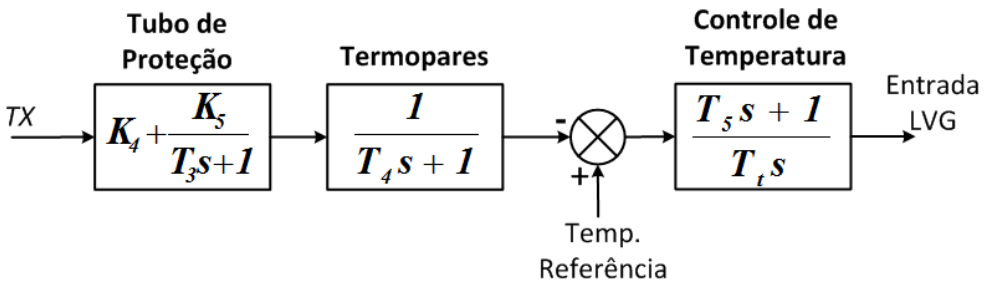

Figura 20 - Controle de temperatura do modelo da microturbina. (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005)

A saída do termopar é comparada com uma temperatura de referência, que normalmente é maior que a saída do termopar. Isto leva a saída do controlador de temperatura para seu limite máximo, permitindo a predominância do controle de velocidade através do LVG. Quando a saída do termopar ultrapassa a temperatura de referência, a diferença torna-se negativa e o sinal de saída do controle de temperatura começa a diminuir até se tornar menor que o sinal do controle de velocidade, passando pelo LVG e comandando o sistema de combustível (ROWEN, 1983; GUDA; WANG; NEHRIR, 2005).

Sistema de Combustível: O controle do fluxo de combustível como função do *VCE* é representado como uma série de blocos, incluindo a válvula de combustível e atuador e dinâmicas do fluxo de combustível (Figura 21). A vazão de combustível do sistema resulta da inércia do atuador e da posição da válvula.

A saída do bloco do seletor de valor mínimo, *VCE*, representa o sinal do fluxo de combustível necessário para um ponto de operação particular e utilizado como uma das entradas do sistema de combustível. Outra entrada para o sistema de combustível é o valor em p.u. da velocidade do rotor.

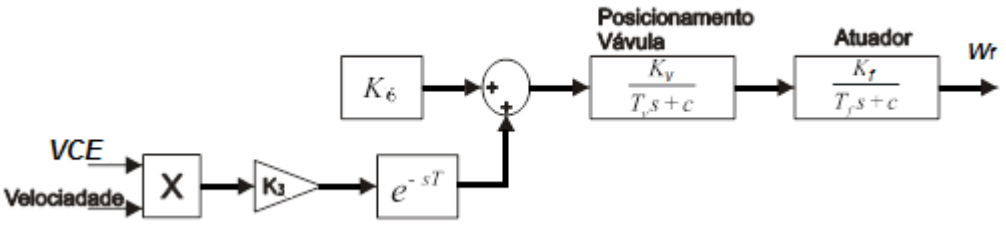

Figura 21 - Sistema de combustível microturbina. (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005)

O valor de *VCE*, multiplicado pela velocidade de rotação, é ajustado por um ganho K_3 (K_3 = (1-K_6)) e depois atrasado e somado à mínima quantidade de combustível K_6 para alimentar continuamente o processo de combustão na câmara de combustão. K_6 é essencialmente a mínima quantidade de fluxo de combustível quando a turbina trabalha sem carga (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005). A soma da mínima quantidade de combustível com o sinal de controle é aplicado ao posicionador da válvula e atuador, em que K_v e K_f são os ganhos do posicionamento da válvula e do atuador respectivamente; T_v e T_f são constantes de tempo destes blocos e W_f é o sinal de demanda de combustível em p.u.

Dinâmica do sistema compressor-turbina: O módulo compressor-turbina é o responsável pela quantização do torque gerado a partir de um determinado fluxo de combustível e também da temperatura dos gases de exaustão. O tempo de reação da combustão é representado pelo atraso de transporte T_{CR}, e o atraso T_{TD} está associado com o transporte do gás do combustor para a turbina. Além disso, existe um tempo de atraso T_{CD} associado com o volume de descarga do compressor.

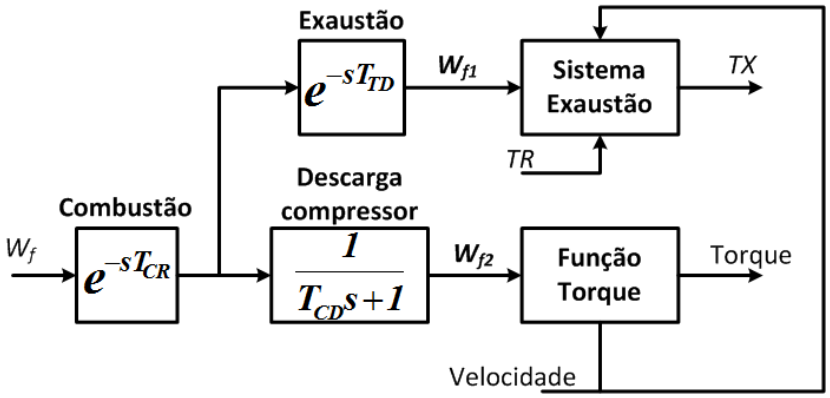

Figura 22 - Dinâmica do sistema compressor-turbina. (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005)

O diagrama em blocos do compressor-turbina descrito na Figura 22 e as equações (2) e (3) mostram que a característica do torque e da temperatura de exaustão de uma turbina a gás de eixo-único são essencialmente lineares em relação ao fluxo de combustível, onde K_{HHV} é uma constante que depende da entalpia ou do maior valor de aquecimento do gás na câmara de combustão e *TR* é a temperatura de referência.

$$Torque = K_{HHV}\left(W_{f2} - 0{,}23\right) + 0{,}5(1 - Velocidade)[Nm] \quad (2)$$

$$TX = TR - 700\left(1 - W_{f1}\right) + 550(1 - Velocidade)[°F] \quad (3)$$

Assim, o torque mecânico e a temperatura de exaustão TX são diretamente relacionados ao sinal de demanda de combustível W_f e também da velocidade de rotação da turbina (ROWEN, 1983; GUDA; WANG; NEHRIR, 2005).

2.4 – Projeto do controlador fuzzy para regulação da velocidade da microturbina

Dentre os controladores inteligentes, o fuzzy Proporcional-Derivativos é um dos mais utilizados, o qual age em duas entradas, os sinais de erro e variação do erro (derivada do erro). Esta configuração exibe bom desempenho em resposta a transientes do sistema, porém encontra problemas em regime permanente, quando o erro é próximo a zero (SAEED; MEHRDADI, 2011).

Para melhorar a resposta em regime de um sistema, uma ação integral é requerida. Entretanto, apesar de ter bom desempenho em regime permanente, estes controladores apresentam resposta lenta (SAEED; MEHRDADI, 2011).

Na literatura, várias estruturas foram propostas para o projeto de controladores fuzzy PID (JENSEN, 2007, SUBUDHI; REDDY; MONANGI, 2010, KARASAKAL et al., 2010, SHIN; XU, 2009). O controlador fuzzy utilizado para regulação da velocidade da microturbina é baseado em um modelo de sistema fuzzy PD+I, como pode ser visto na Figura 23. Nesta estrutura, o sistema fuzzy é aplicado somente aos sinais proporcional (*e*) e derivativo (*de*) de um controlador linear PID. O sinal integral (*ie*) utiliza o método linear convencional. O papel do sinal integral é eliminar o erro de regime permanente, enquanto a resposta a transientes é afetada majoritariamente pelos sinais proporcional e integral (KIM; CHUNG, 2002).

Para ajustar os sinais provenientes do sistema aos universos de discurso das entradas, além de definir o desempenho do controlador, são utilizados os ganhos K_p e K_d, e o ganho K_i é responsável pela velocidade de integração do sinal de erro. Esses ganhos, e também o ganho de saída K_u, podem ser ajustados para alcançar um desempenho superior (SAEED; MEHRDADI, 2011). O universo de discurso das variáveis de entrada e saída do controlador é limitado entre [-1; 1].

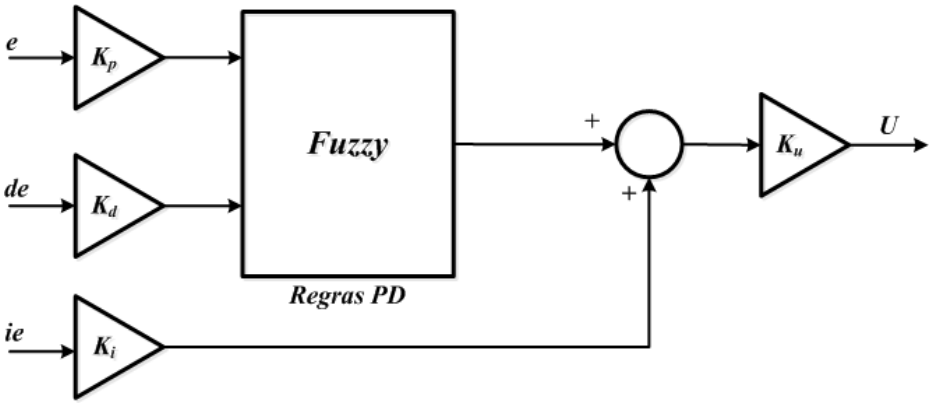

Figura 23 - Estrutura do controlador fuzzy PD+I. (SAEED; MEHRDADI, 2011)

O controlador fuzzy é bastante utilizado para controlar sistemas incertos ou não-lineares, devido a sua capacidade de interpretar valores linguísticos e tomar decisões através de inferências baseadas em regras definidas por um especialista com bom conhecimento do processo (KIM; CHUNG, 2002). Para facilitar a visualização do comportamento do controlador, um mapeamento entradas-saídas pode ser realizado (JENSEN, 2007). Com duas entradas e uma saída, este mapeamento é representado por uma superfície, chamada superfície de controle. A superfície fuzzy é construída executando-se as etapas descritas a seguir.

Para a transformação dos valores de entrada de um sistema (número ordinal) em variáveis linguísticas, é utilizado um processo chamado fuzificação.

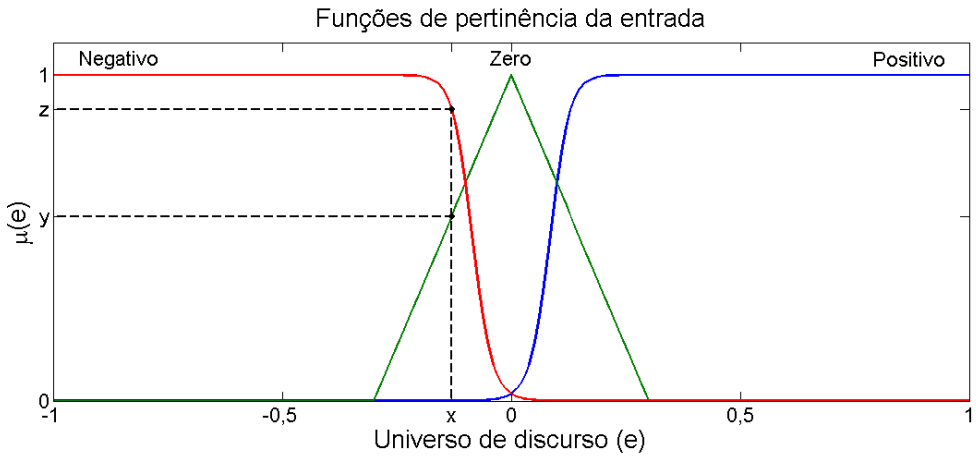

Figura 24 - Funções de pertinência das entradas do controlador fuzzy.

As variáveis linguísticas são definidas através de funções de pertinência, que recebe um nome que classifica o comportamento da entrada perante o sistema. As variáveis linguísticas são valores imprecisos que representam qualitativamente a grandeza avaliada. Nestas, o eixo x é o universo de discurso, representando o intervalo [0 - 100%] dos valores

possíveis de entrada, e o eixo y define o grau de pertinência, ou seja, o quanto um valor de entrada é compatível com a percepção dada pela variável linguística (JENSEN, 2007). Diz-se que uma função é ativada quando o grau de pertinência de uma dada entrada assume valor maior que zero. As formas das funções e distribuição no universo de discurso são definidas arbitrariamente, de acordo com a experiência do especialista, utilizado funções triangular, trapezoidal, gaussiana, sigmoidal ou curva de sino.

A Figura 24 apresenta as funções de pertinência utilizadas no controlador de velocidade da microturbina, com um exemplo de fuzificação para uma dada entrada *x*. Os valores "Positivo" (P), "Negativo" (N) e "Zero" (Z) foram utilizados para nomear as funções de pertinência de ambas as entradas do sistema de controle fuzzy descrito e utilizam as distribuições curva de sino, para as duas primeiras e triangular para Z, de forma que o sistema tenha maior atuação, mesmo com pequenos valores de erro. Para o valor de entrada do exemplo, as funções de pertinência "Negativo" e "Zero" são ativadas, pois $\mu_N(x) = z$, $\mu_Z(x) = y$ e $\mu_P(x) = 0$.

O processo de inferência consiste em traçar conclusões a partir de afirmações. Em sistemas fuzzy, as afirmações são as funções de pertinência ativas, ou seja, o estado atual da entrada, e as conclusões são as saídas do controlador (JENSEN, 2007). O processo de inferência determina as saídas de acordo com as entradas, baseado em um conjunto de regras determinadas pelo especialista, embasado no conhecimento heurístico do comportamento do sistema (MCGOWAN; MORROW; FOX, 2008). A partir das combinações das duas entradas, foi criado um conjunto de regras, no qual estão presentes todas as variáveis linguísticas de saídas, representadas pelas funções de pertinência singletons, onde cada função é formada por pulsos unitários.

O conjunto de regras, combinando todas as entradas às determinadas saídas de acordo com o comportamento do sistema, é formado por expressões literais do tipo *Se-Então*. A quantidade de regras que definem todo o comportamento do controlador é proporcional à combinação do número de funções de pertinência das entradas. Com três funções para cada uma das duas entradas, forma-se um total de nove regras.

As variáveis linguísticas de saída são: Decremento Grande (DG), Decremento Pequeno (DP), Não Altera (NA), Incremento Pequeno (IP) e Incremento Grande (IG); e suas representações gráficas são apresentadas na Figura 25.

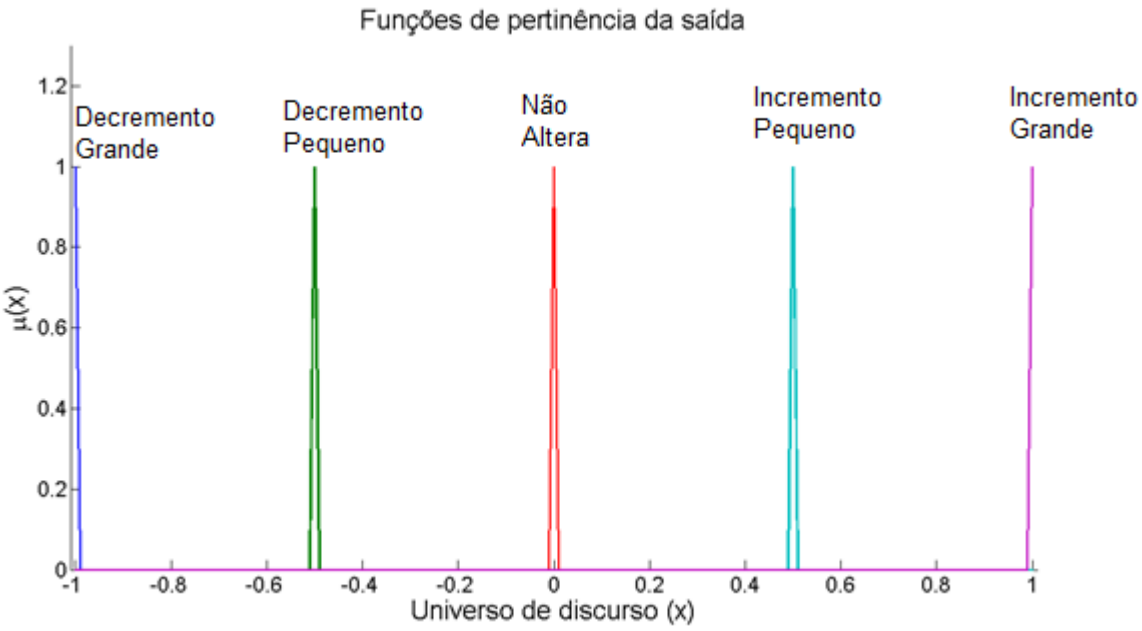

Figura 25 - Funções de pertinência da saída do controlador fuzzy.

As regras relacionam as variáveis de entrada com as de saída. Utilizando os valores do exemplo da Figura 23 e assumindo que sejam iguais para *e* e *de*, são ativadas quatro regras do sistema:

Se *e* é N e *de* é N, Então u é IG;
Se *e* é N e *de* é Z, Então u é IP;
Se *e* é Z e *de* é N, Então u é IP;
Se *e* é Z e *de* é Z, Então u é NA.

Depois de identificar quais regras foram ativadas, é necessário quantizar a contribuição de cada regra ativada. Para isso, utiliza-se o operador de agregação mínimo, no qual a contribuição de cada regra é dada pelo mínimo dos graus de pertinência das entradas que ativaram cada regra, definindo o grau de pertinência das regras. Em seguida, aplica-se o operador máximo no conjunto de graus de pertinência das regras, produzindo uma única região fuzzy que representa a agregação de todas as regras.

O conjunto resultante do processo de inferência (μ_c) deve ser convertido para um único número, que representa o sinal de controle aplicado a planta. Este processo é chamado defuzificação. Existem diversos métodos para realizar esta tarefa, como Centro de Área (CDA), Média dos Máximos (MDM) e Primeiro Máximo (MPM) (JENSEN, 2007).

Para o controle da velocidade da microturbina, o método utilizado foi o CDA, pois, apesar de possuir uma complexidade computacional considerável, é o método que leva em consideração a contribuição de todas as regras ativadas, ponderadas pelo seu grau de ativação (JENSEN, 2007). Sua equação, para sistemas discretos é mostrada em (4), onde N representa os pontos de discretização do universo de discurso da saída e x_k o valor ordinal que o sistema fuzzy retornará para cada conjunto de entrada.

$$CDA = \frac{\sum_{k=1}^{N} \mu_C(x_k) x_k}{\sum_{k=1}^{N} \mu_C(x_k)} \tag{4}$$

No exemplo dado, com um pequeno erro negativo e uma pequena derivada negativa, o valor *crisp* de saída u_i resultará em um valor pequeno e negativo, próximo aos próprios valores de entrada.

A partir dos processos descritos anteriormente, o sistema fuzzy descrito pode ser representado pela superfície de controle exibida na Figura 26 e mostra o comportamento do sistema, relacionando os universos de discurso das entradas e da saída.

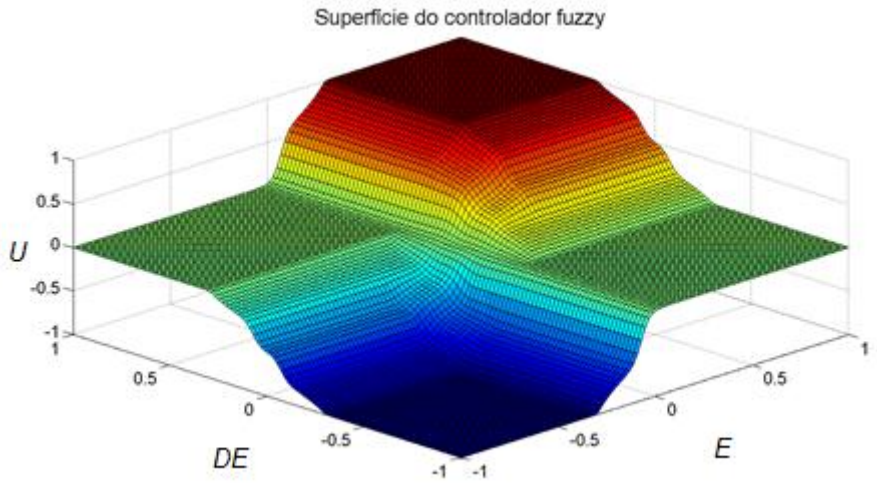

Figura 26 - Superfície do controlador fuzzy descrito.

Os patamares horizontais que aparecem na superfície surgem devido aos comportamentos previstos do sistema, a partir dos quais foram construídas as regras, e também à forma e distribuição das funções de pertinência da entrada. Os comportamentos assumidos foram:

- ($de > 0$) e ($e > 0$) o erro está aumentando positivamente;
- ($de < 0$) e ($e < 0$) o erro está aumentando negativamente; e,
- ($de > 0$) e (e < 0) ou (de < 0) e (e > 0) o erro tende a zerar.

Baseados nas duas primeiras situações, dois patamares localizados respectivamente no ponto de saída máxima e mínima, aparecem, devido à necessidade de o controlador atuar para mudar a tendência do erro e zerá-lo. Já a terceira situação ocasiona os dois patamares no nível de saída zero, pois o sistema já possui a tendência de zerar o erro, pois os sinais de erro e variação de erro são opostos. Como o controle foi projetado, através de suas funções de pertinência de entrada, para atuar o mais rápido possível, não há um patamar na região de erro e variação de erro zero, mostrando que este atuará mesmo em pequenos valores de entrada.

2.5 – Considerações finais

Neste capítulo foram apresentadas as principais características de sistemas de geração a microturbinas, desde o seu princípio de funcionamento, através do ciclo termodinâmico de Brayton, até suas vantagens de aplicação em sistemas de geração distribuída.

Para avaliar o funcionamento de uma microturbina, foi apresentado um modelo matemático presente na literatura técnica, que descreve os componentes interno de uma microturbina e seus comportamentos dinâmicos.

Para o controle da velocidade de rotação da microturbina, foi apresentado um controlador fuzzy com estrutura PD+I, seus critérios de projeto, características de funcionamento e por fim, a superfície de controle.

3 – Interface Eletrônica de Potência

O gerador conectado à microturbina converte a energia cinética do movimento de rotação em energia elétrica. Porém, como a velocidade de rotação é alta, a energia gerada possui alta frequência (1200 - 1800 Hz), tornando-a inutilizável diretamente pelos consumidores. Para possibilitar o aproveitamento, são utilizados dispositivos de eletrônica de potência, que convertem a alta frequência para um nível contínuo, para em seguida invertê-lo para 50 ou 60 Hz (YAN; WANG; LI, 2010).

Para realizar a conversão da energia em alta frequência, são utilizados conversores CA/CC, que podem ser controlados ou não. Os retificadores não-controlados são aqueles que utilizam diodos como elementos de retificação, enquanto os controlados utilizam semicondutores que permitem o acionamento, como tiristores ou transistores (POMILIO, 2012). Os retificadores não-controlados, ou com controle somente da tensão de saída, apresentam distorções nas correntes fornecidas pela rede e por consequência um reduzido FP. As componentes harmônicas de baixa ordem de corrente originadas por este tipo de conversor causam queda de tensão harmônica e resultam em tensões distorcidas na rede de distribuição (VERDELHO; SOARES, 1997).

Devido ao aumento dos requisitos de qualidade de energia impostos por normas e padrões internacionais, como a IEEE-519, o estudo e a utilização de retificadores com fator de potência unitário tem se intensificado. O objetivo destes retificadores é garantir que as correntes de entrada tenham formato senoidal e estejam em fase com a tensão (YE et. al., 2010).

Entre as topologias existentes, o retificador trifásico tipo *Boost* tem sido amplamente estudado e aplicado em sistemas industriais nas últimas décadas (YE et. al., 2010). Em sistemas de geração a microturbinas, em que a tensão no gerador de imãs permanentes varia de acordo com a velocidade de rotação e esta tende a diminuir levemente em situações de aumento de carga, o retificador *Boost* ou elevador de tensão pode ser adequadamente aplicado. (COSTA, 2010).

O lado CC deste dispositivo pode se comportar como uma fonte de tensão, quando apresenta um filtro capacitivo. Neste caso a conexão com o lado CA deve ser feita por meio de indutores. Se o retificador se comportar como uma fonte de corrente (tendo um indutor na saída), a interface com o lado CA deve utilizar capacitores que permitam acomodar valores instantaneamente diferentes entre a corrente CC e a corrente no lado CA (POMILIO, 2012).

A partir do desenvolvimento tecnológico dos dispositivos semicondutores, com alta frequência de comutação, foi possível a utilização de técnicas de modulação de potência, entre elas, o *Pulse Width Modulation* (PWM). A utilização do PWM permite reduzir o conteúdo harmônico do conversor, atenuando fenômenos indesejáveis e fazendo com que o desempenho do conversor aumente (VERDELHO; SOARES, 1997).

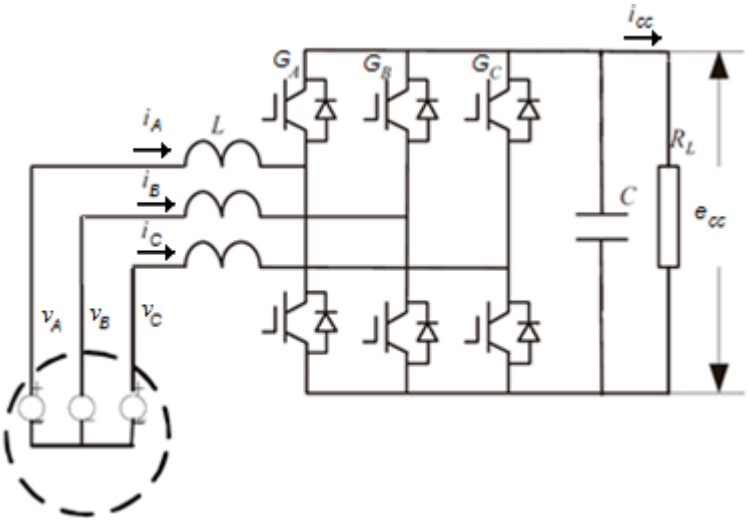

Figura 27 - Retificador PWM fonte de tensão conectado a uma fonte trifásica. (YAN; WANG; LI, 2010)

Nos retificadores que utilizam a modulação por largura de pulso (PWM), o comando adequado dos interruptores permite a obtenção de correntes de entrada, praticamente, senoidais e em fase com as tensões de alimentação, além de reduzidas taxas de distorção harmônica. (BATISTA, 2006)

Para comandar corretamente as chaves semicondutoras, sistemas de controle devem ser utilizados, com o objetivo de se obter alto desempenho no sentido de respostas dinâmicas rápidas a variações de carga, menor erro possível em regime permanente e baixa THD (YE et. al., 2010). Diversas técnicas de controle são apresentadas na literatura (CARDOSO, 2006; SCHOLTZ, 2006; RUKONUZZAMAN; NAKAOKA, 2000; CICHOWLAS; KAZMIERKOWSKI, 2002), e neste trabalho foi utilizada a histerese três níveis para controle da corrente de entrada e um controlador proporcional-integral (PI) para a tensão de saída.

Como pode ser visto no diagrama da Figura 27, a tensão trifásica proveniente de uma fonte CA é conectada ao retificador através de indutores e há um capacitor de filtro na saída, configurando-o como um retificador *boost* fonte de tensão. Neste trabalho, o controle da tensão de saída e das correntes de entrada do circuito é baseado no método das correntes instantâneas (ativa e reativa) i_d-i_q respectivamente, no qual, a tensão CC do retificador é

controlada através da corrente ativa instantânea e, para manter o FP unitário, a referência de corrente i_q é mantida em zero. (SOARES; VERDELHO; MARQUES, 1996).

3.1 – Projeto do circuito retificador PWM

Para o projeto dos elementos passivos do retificador, é necessária a obtenção de um circuito simplificado equivalente do retificador. Para isso, é necessário analisar o circuito em uma determinada condição de operação, baseada nos estados topológicos das chaves.

As equações utilizadas para o dimensionamento dos indutores de entrada e capacitor de filtro da tensão de saída são mostradas em (5) e (6). Elas foram obtidas a partir do equacionamento de um circuito equivalente simplificado do retificador, apresentado em (COSTA, 2010).

$$L = \frac{3nv_p 2(2e_{cc} - 3v_p)}{4\Delta i_L f_S e_{cc} P_o} \tag{5}$$

Onde n é o rendimento esperado do conversor, v_p é a tensão de pico de entrada do retificador, e_{cc} a tensão de saída, Δi_L é a percentagem da ondulação (*ripple*) requerida para as correntes no indutor, f_s é a frequência de chaveamento e P_o a potência nominal do circuito. Na equação (6), Δe_{cc} é a percentagem de ondulação na tensão de saída do retificador.

$$C = \frac{P_o(2e_{cc} - 3v_{p)}}{2f_S {e_{cc}}^3 \Delta e_{cc}} \tag{6}$$

Para o projeto dos indutores de entrada e dos capacitores de saída são adotados os valores da Tabela 2.

Tabela 2 – Dados para calcular as variáveis do retificador:

Parâmetro	Valor
v_{ABC}	30 Vrms
e_{cc}	120 V
f_s	12 kHz
P_o	30 kW
Δi_L	10%
Δe_{cc}	5%
n	1

Usando as equações (5) e (6) e os valores adotados na Tabela 2, chega-se aos seguintes valores para o indutor e o capacitor:

- L = 1,7 uH
- C = 815 uF

3.2 – Sistema de controle das correntes de entrada e tensão de saída

O controle do circuito, cujo diagrama pode ser visto na Figura 28, é baseado no método de controle das correntes ativa e reativa i_d-i_q instantâneas, em que a tensão do barramento CC é regulada por um controlador PI, que gera a referência de corrente ativa i_d*. As correntes trifásicas CA de entrada são controladas por um regulador por histerese três níveis baseado em vetores no espaço em um sistema de coordenadas $\alpha\beta$. Uma descrição mais aprofundada dos blocos do sistema de controle será realizada a seguir.

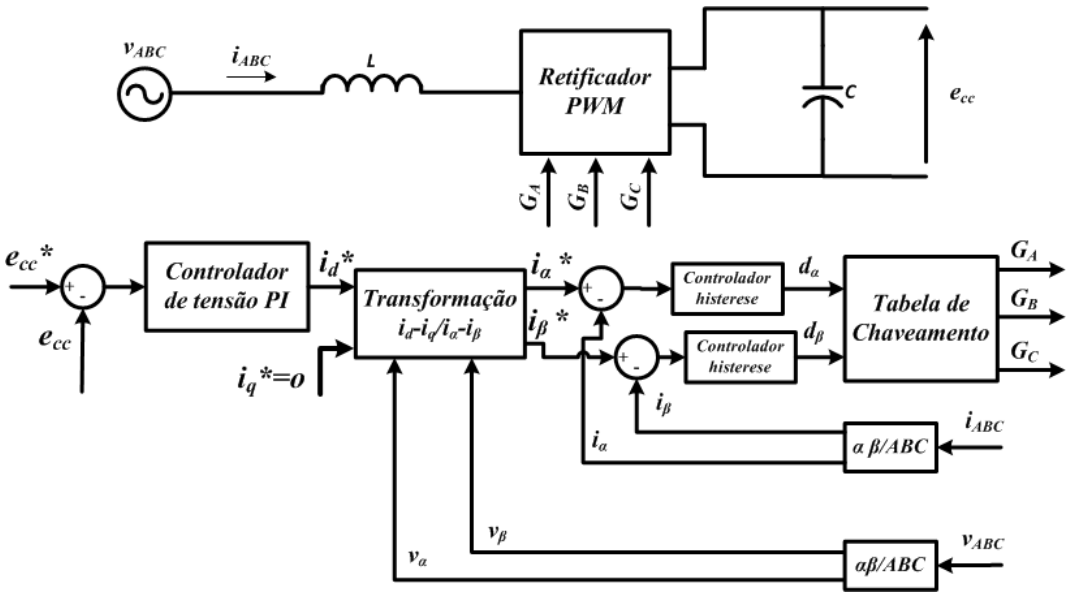

Figura 28 - Sistema de controle do retificador trifásico (VERDELHO; SOARES, 1997).

Bloco transformação *ABC/αβ:* A conversão das correntes e tensões medidas de *ABC* para coordenadas $\alpha\beta$ é dada pela matriz dada na equação (7):

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} \tag{7}$$

Bloco transformação i_d e i_q – i_α e i_β: A referência de corrente é fornecida pelo controlador de tensão CC no sistema de coordenadas *d-q*. Este valor representa a corrente ativa i_d necessária para que o circuito mantenha a tensão de saída no valor estabelecido. Porém, o controlador de corrente atua nas correntes i_α e i_β, que foram obtidas através da conversão das correntes medidas nas coordenadas ABC. Portanto, a referência do controlador de corrente, as correntes i_α* e i_β* devem ser obtidas a partir da transformação das correntes i_d* e i_q*. Como o fator de potência deve ser unitário, a corrente de referência i_q* é mantida em valor zero.

Para realizar essas transformações, são utilizados os valores de tensão instantânea v_α e v_β, presentes na equação (8).

$$\begin{bmatrix} i_\alpha * \\ i_\beta * \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{{v_\alpha}^2 + {v_\beta}^2}} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d * \\ i_q * \end{bmatrix} \tag{8}$$

Tabela de chaveamento do controlador de correntes: As funções de acionamento das chaves nos braços do circuito são representadas por G_A, G_B, G_C. Para $G=1$ a chave de superior do braço está conduzindo e quando $G=0$ a chave inferior que está conduzindo. As tensões do conversor podem ser representadas como um conjunto de vetores no espaço no sistema de coordenadas $\alpha\beta$, sendo que suas posições dependem das funções G_A, G_B e G_C (KAZMIERKOWSKI; DZIENIAKOWSKI; SULKOWSKI, 1991).

Para o controle das correntes de entrada do retificador, é utilizado um controlador por histerese três níveis baseado em vetores no espaço no sistema de coordenadas $\alpha\beta$. O controlador por histerese gera saídas que possuem valores 0 ou +/-1. Esta saída é então aplicada a uma tabela de chaveamento que define quais chaves devem ser acionadas, ou seja, qual vetor de tensão deve ser aplicado.

A implementação da histerese três níveis pode ser vista na Figura 29. Se a entrada for ultrapassar o limite superior da histerese, com largura H, a saída terá valor +1, se for menor que o limite inferior, cuja largura possui uma pequena variação em relação ao limite superior, ou seja, H+ΔH, a saída terá valor -1, e se estiver entre os limites, a saída terá valor 0.

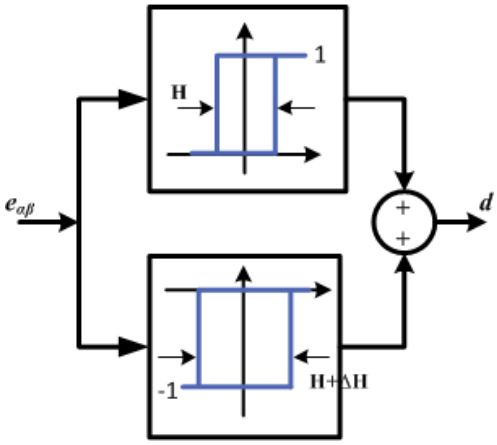

Figura 29 - Implementação do bloco de Histerese três níveis. (KAZMIERKOWSKI; DZIENIAKOWSKI; SULKOWSKI, 1991)

As correntes i_α e i_β são controladas escolhendo o vetor apropriado, de acordo com a saída do comparador com histerese. As saídas dos comparadores definem limites para os vetores de corrente, representado juntamente com os vetores no espaço na Figura 30. A análise destes limites de corrente e dos vetores definem a Tabela de Chaveamento, mostrada na Tabela 3.

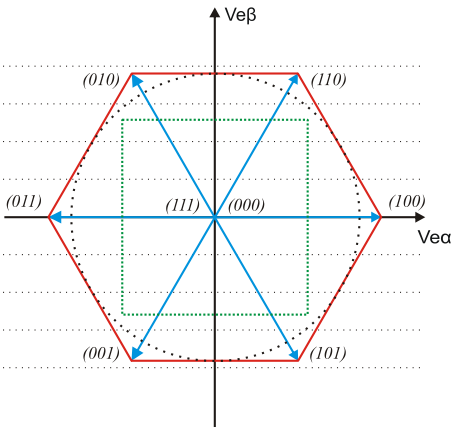

Figura 30 - Tensões do conversor representadas como vetores no espaço e limites de corrente. (BATISTA, 2006; VERDELHO; SOARES, 1997; KAZMIERKOWSKI; DZIENIAKOWSKI; SULKOWSKI, 1991)

Para se obter a tabela de chaveamento, é necessário comparar as posições dos vetores de tensão e os limites da área do erro da corrente na Figura 30. Estes pontos de comparação são (KAZMIERKOWSKI; DZIENIAKOWSKI; SULKOWSKI, 1991):

- Se as saídas de ambos comparadores estão no estado ativo (+1 ou -1) então o vetor de tensão de saída é exatamente definido;

- Se uma das saídas do comparador leva ao estado inativo (nível zero) a segunda faz uma escolha do vetor da tensão de saída;
- Se ambos os comparadores têm o estado zero, então o vetor zero é aplicado à carga.

Tabela 3 - Tabela de chaveamento para controle de corrente. (VERDELHO; SOARES, 1997; KAZMIERKOWSKI; DZIENIAKOWSKI; SULKOWSKI, 1991)

Vetores no espaço para acionamento das chaves									
d_α	-1	-1	-1	0	0	0	1	1	1
d_β	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1
G_A	1	1	1	1	0	0	0	0	0
G_B	1	0	0	1	0	0	1	1	0
G_C	0	0	1	0	0	1	0	1	1

A resolução da formação da corrente é determinada pelo valor de comparação da histerese, ou seja, pela largura dos comparadores de histerese três níveis. As saídas digitais d_α e d_β dos comparadores selecionam o estado do pulso nos gatilhos (G_A, G_B, G_C) utilizando a Tabela 3 de chaveamento. Esta tabela define a tensão de saída do retificador.

Controle de tensão de saída CC: Para a regulação da tensão CC é utilizado um controlador Proporcional Integral. Para projetar este controlador PI, um modelo simplificado do circuito deve ser utilizado, assumindo perdas nulas nas indutâncias e no modulador PWM (VERDELHO; SOARES, 1997). A variação da energia no capacitor pode ser expressa por:

$$C e_{cc} \frac{de_{cc}}{dt} = p - e_{cc} i_{cc} \tag{9}$$

A equação (10) mostra o cálculo efetuado para obter a referência de corrente i_d* a partir do erro de tensão:

$$i_d{}^* = \left(k_p + \frac{k_i}{s}\right)(e_{cc}{}^* - e_{cc}),\ i_q{}^* = 0 \tag{10}$$

Desta forma, a componente de quadratura da tensão será sempre nula (VERDELHO; SOARES, 1997). Então, a potência de entrada do sistema é determinada por:

$$p = v_d i_d \tag{11}$$

Substituindo a equação (11) em (9), obtém-se a equação (12), na qual, para um conjunto de tensões senoidais e balanceadas, v_d é dado por (13).

$$\frac{de_{cc}}{dt} = i_d \frac{v_d}{Ce_{cc}} - \frac{i_{cc}}{C} \tag{12}$$

$$v_d = \sqrt{\frac{3}{2}} v_A \tag{13}$$

A partir destas equações e, sabendo que um controlador PI atua na corrente i_d, a função de transferência da planta em malha fechada é mostrada na equação (14).

$$\frac{e_{cc}}{e_{cc}{}^*} = \sqrt{\frac{3}{2}} \frac{v_A}{Ce_{cc}} k_p \frac{s + \frac{k_i}{k_p}}{s^2 + 2\xi_e \omega_{ne} s + \omega_{ne}{}^2} \tag{14}$$

Para um amortecimento de $\xi_e = \frac{\sqrt{2}}{2}$ e para uma dada frequência natural ω_{ne}, os parâmetros k_p e k_i do controlador são ajustados e dados por:

$$k_p = \frac{2Ce_{cc}}{\sqrt{3}v_A} \omega_{ne}, \quad k_i = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{Ce_{cc}}{v_A} \omega_{ne}{}^2 \tag{15}$$

Para o cálculo dos parâmetros do controlador PI de tensão atuando na corrente ativa instantânea foram adotados os valores dos indutores e capacitor mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 - Parâmetros para o cálculo de kp e ki.

Valores do controlador PI	
v_A	30 Vrms
e_{cc}	120 V
ω_{ne}	120 Hz
C	1360 μF
ξ_e	0,707

Para esses valores o controlador proporcional integral é calculado como:

$$PI(s) = (o,45 + \frac{38{,}33}{s}) \tag{16}$$

3.3 – Considerações finais

Neste capítulo, foi apresentado o circuito retificador trifásico PWM, suas características de funcionamento, bem como o dimensionamento dos indutores de entrada e do capacitor de filtro da tensão de saída.

Foi descrito também o sistema de controle a ser aplicado no circuito, que consistem em um controlador PI para a tensão de saída CC e um controlador histerese de três níveis, baseado em vetores espaciais. Foram mostradas as características dos componentes internos do controlador de corrente, bem como a metodologia de ajuste dos ganhos do controlador de tensão.

4 – Simulações do Sistema de Geração a Microturbinas

Para verificação do funcionamento e características de operação de um sistema de geração com microturbinas, foram realizadas simulações utilizando o modelo matemático apresentado na Figura 17.

O modelo proposto tem como entrada a velocidade de rotação do gerador síncrono e, como saída, o torque no eixo da turbina. A velocidade de rotação do gerador é comparada com um sinal de referência, gerando um erro que será aplicado ao controlador de velocidade. O controlador de velocidade fornece uma saída proporcional ao erro, que é aplicada ao sistema de combustível, ajustando o torque fornecido pela turbina para a condição atual de carga.

A simulação foi realizada utilizando o software PSCAD, utilizando o diagrama visto na Figura 31. O modelo da microturbina fornece o sinal de torque de saída, que é conectado na entrada de torque mecânico de um gerador síncrono. Ao receber um sinal de torque, o gerador entra em operação, de forma que a velocidade de rotação é realimentada no modelo da microturbina.

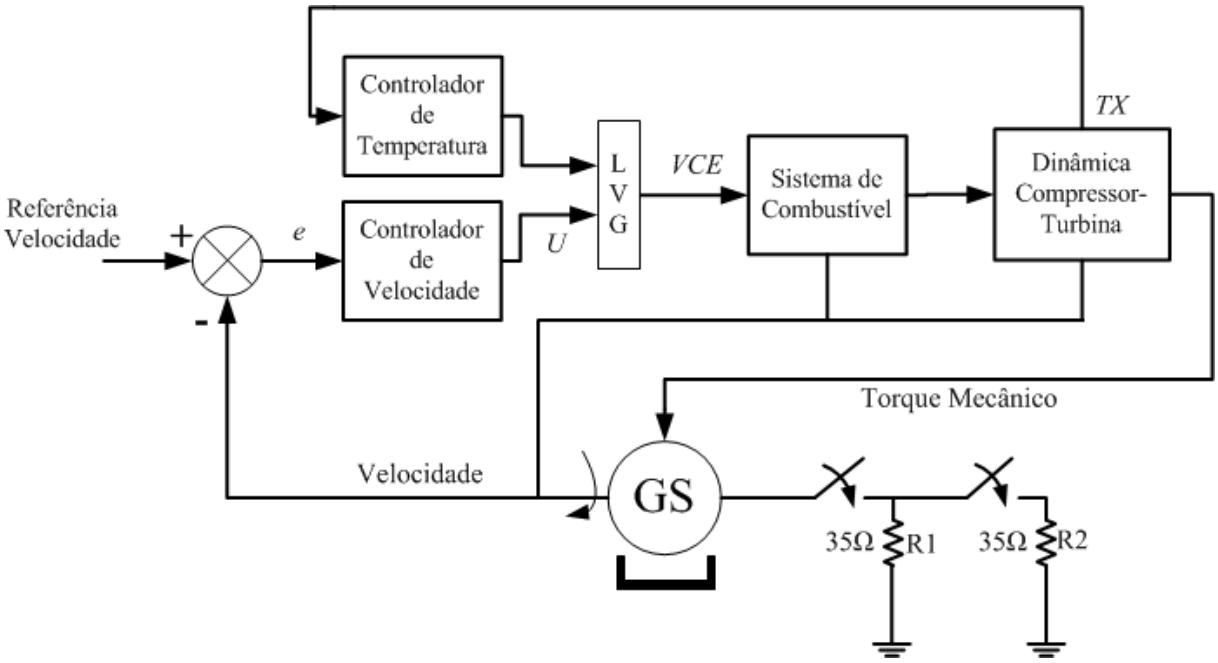

Figura 31 - Diagrama da microturbina utilizado na simulação.

Os parâmetros utilizados nos componentes internos do modelo da microturbina foram retirados de (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005; AL-HINAI; FELIACHI, 2002; DILL, 2008;

MICROPOWER EUROPE, 2011; COSTA, 2010), os quais foram obtidos experimentalmente. Estes parâmetros podem ser vistos na Tabela 5.

Tabela 5 - Parâmetros do modelo da microturbina. (HAJAGOS; BERUBE, 2001)

Parâmetro	Descrição	Valor
K_v	Posicionamento da válvula	1
T_v	Posicionamento da válvula	0,05
c	Posicionamento da válvula	1
K_6	Mínimo fluxo de combustível	0,23
T_f	Constante de tempo do controle de combustível	0,4
T_{cr}	Tempo de atraso da reação de combustão	0,01
T_{Td}	Atraso da exaustão - turbina	0,04
T_{cd}	Constante de tempo do volume de descarga do compressor	0,2
T_r	Temperatura de referência da exaustão da microturbina	950 ºF
T_T	Taxa de integração do controle de temperatura	450
T_5	Constante de Tempo do controle de temperatura	3,3
T_4	Constante de tempo do termopar	2,5
K_4	Ganho do tubo de proteção do termopar	0,8
K_5	Ganho do tubo de proteção do termopar	0,2
T_3	Constante de tempo do tubo de proteção do termopar	15

O gerador foi projetado para fornecer uma potência de 30 kW, em 480 Vrms fase-fase, a uma frequência de 1600 Hz. Para avaliar o funcionamento do sistema, o mesmo inicia sem cargas conectadas ao gerador. Após 15 s, é inserida uma carga de aproximadamente 7 kW e depois, em 30 s, é inserida outra carga de mesmo valor, totalizando aproximadamente 14 kW.

Como se pode observar na Figura 31, o controle de aceleração foi eliminado, pois o mesmo não tinha efeito sobre a resposta do sistema. Para o controle da velocidade, serão examinadas três abordagens distintas:

- Controlador PID
- Controlador fuzzy PD+I
- Controlador PID+fuzzy

4.1 – Operação com controlador de velocidade PID

Em microturbinas, para o controle de velocidade, geralmente são utilizados controladores avanço-atraso ou PID (GUDA; WANG; NEHRIR, 2005). Para validar o funcionamento do modelo da microturbina, foi utilizado um controlador PID paralelo clássico, cujos parâmetros foram obtidos em (HANNETT, KHAN, 1993).

Na Figura 32 observa-se o fluxo de combustível da microturbina dado em p.u. Com a exigência de torque para vencer a inércia do rotor na partida, tem-se um sobressinal de 50% de consumo no início da simulação. Nas adições de carga, o fluxo de combustível tem um pequeno sobressinal (13% e 5%), estabilizando-se em aproximadamente 8 s.

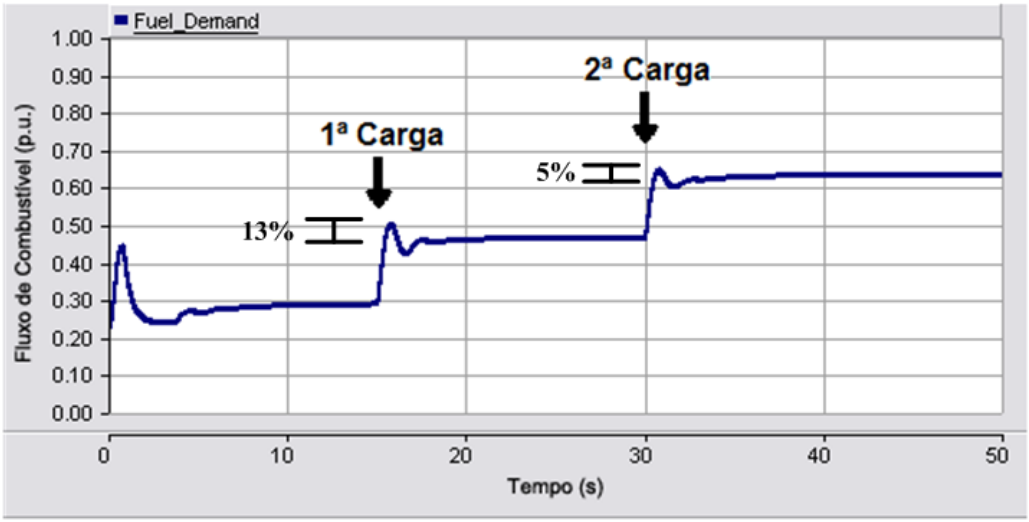

Figura 32 - Fluxo de combustível do sistema com controle de velocidade PID.

O torque (Figura 33) se comporta de forma semelhante ao fluxo de combustível, pois o modelo simplificado do sistema compressor-turbina representa o torque como função linear do fluxo de combustível da microturbina (AL-HINAI; FELIACHI, 2002; DILL, 2008; MICROPOWER EUROPE, 2011; COSTA, 2010)

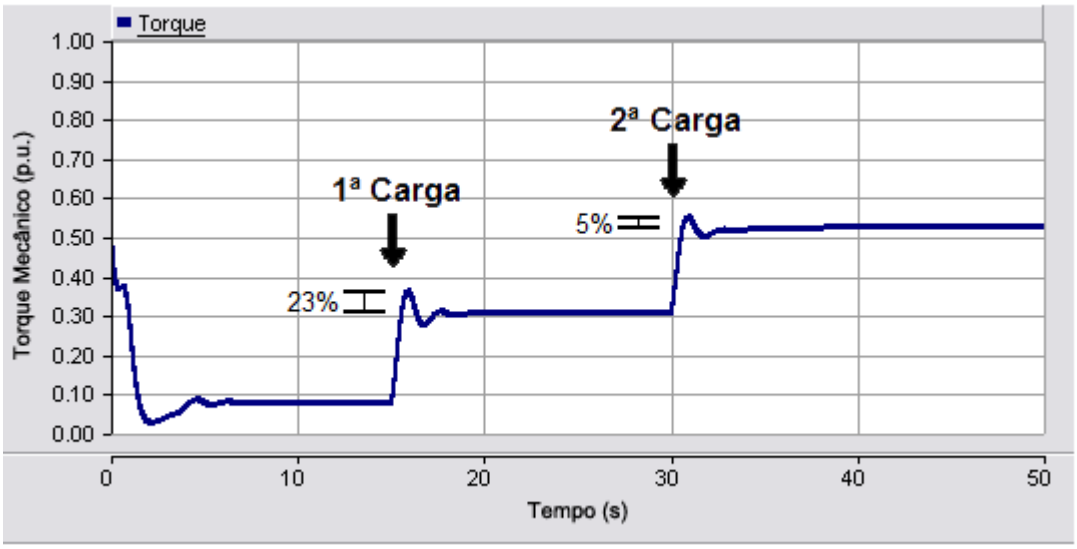

Figura 33 - Torque mecânico fornecido pela turbina com controlador de velocidade PID.

A velocidade da microturbina pode ser vista na Figura 34. Na partida há a ocorrência de sobressinal devido ao acúmulo do erro pela componente integral do controlador. Nos momentos de entrada de carga, a velocidade sofre uma queda até o valor de aproximadamente 0,87 p.u., recuperando-se em aproximadamente 10 s.

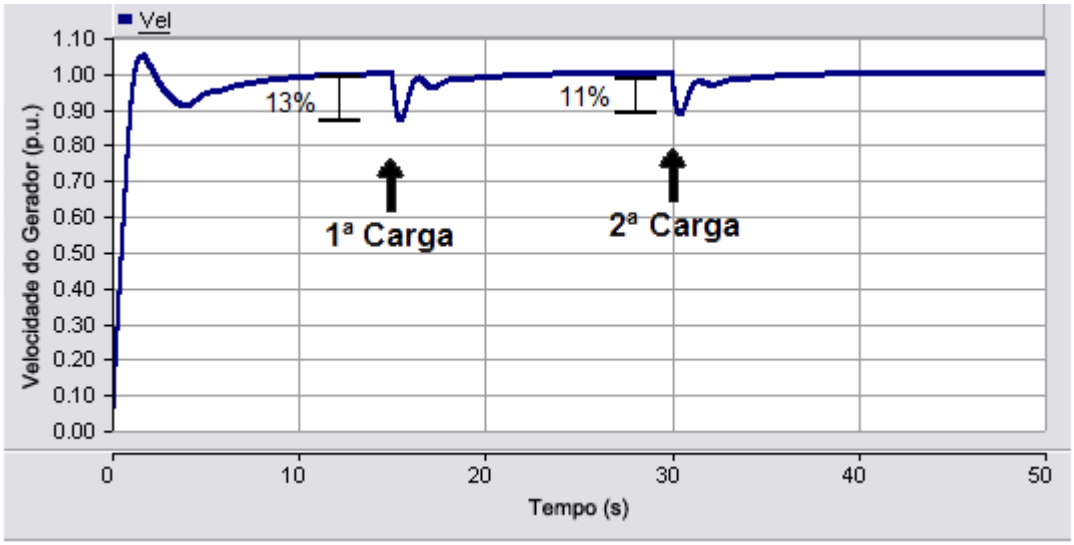

Figura 34 - Velocidade da microturbina com controlador PID.

Como o gerador utilizado é um gerador síncrono de imãs permanentes, ou seja, possui a excitação fixa, definida pelo campo gerado pelos magnetos, a tensão de saída é proporcional a velocidade. Como se pode ver na Figura 35, a tensão do gerador varia com o mesmo formato que a velocidade de rotação, afundando nos momentos de entrada de carga, e voltando ao valor de regime permanente em 8 s.

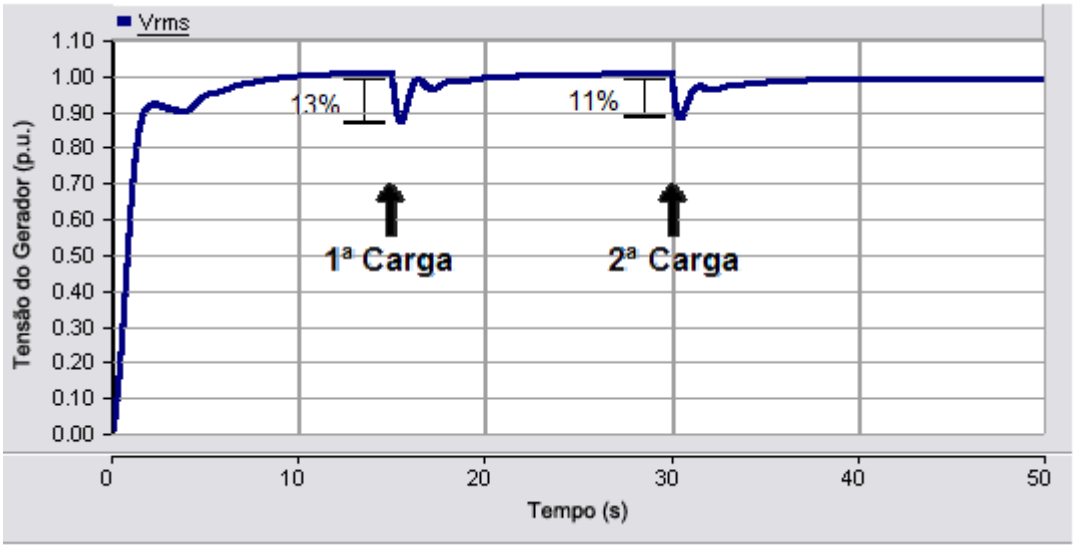

Figura 35 – Tensão rms de saída do gerador (em p.u.) com controlador de velocidade PID.

Com a variação na velocidade, há uma pequena variação na tensão de saída do gerador, que causará oscilações na potência ativa fornecida por este, conforme é visto na Figura 36. Com a entrada das cargas, tanto a velocidade de rotação como a tensão são reduzidas. Assim, para manter a potência, é necessário aumentar o torque da microturbina, fornecendo mais corrente para a carga,

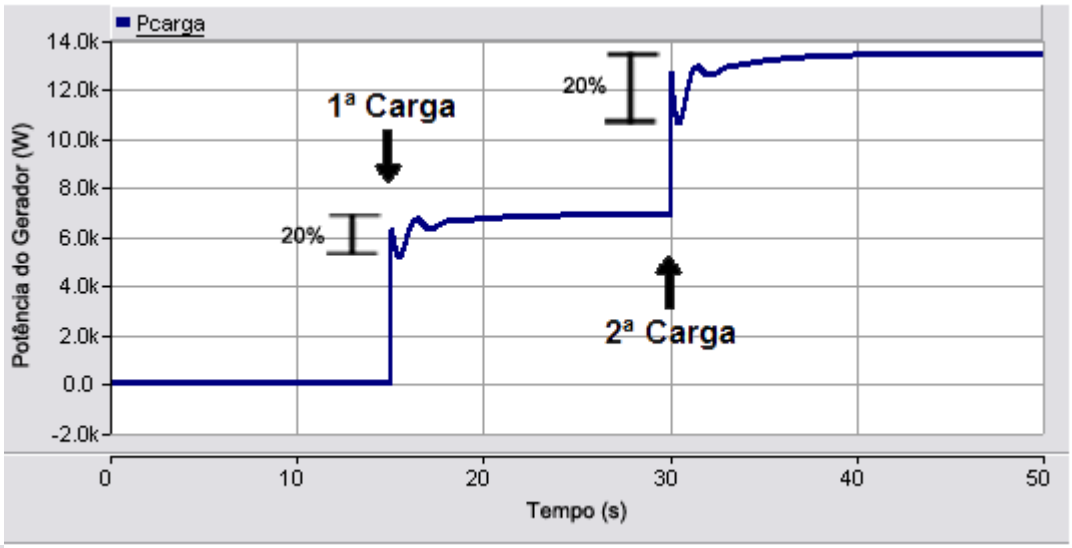

Figura 36 - Potência entregue pelo sistema microturbina-gerador com controle de velocidade PID.

4.2 – Operação com controlador de velocidade fuzzy PD+I

Com o objetivo de melhorar a velocidade de resposta e diminuir a amplitude da variação de velocidade em momentos de transitório de carga, um controlador fuzzy do tipo PD+I foi proposto na seção 2.4. A implementação do controlador do sistema de microturbina pode ser vista na Figura 37. Os ganhos utilizados foram ajustados de forma a obter uma resposta satisfatória, com sobressinal menor que 10% no consumo de combustível.

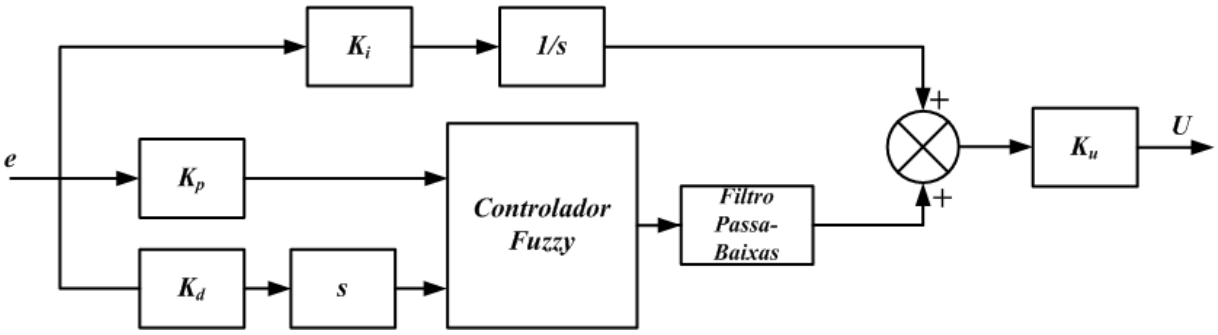

Figura 37 - Controlador de velocidade fuzzy PD+I.

Para se reduzir o custo computacional dos cálculos internos do controlador fuzzy, a superfície da Figura 26 foi mapeada e transformada em uma tabela, com 200 pontos de discretização no universo de discurso para cada entrada. Foram feitas todas as combinações dos pontos de entrada, totalizando uma tabela com 40000 pontos. Essa tabela foi transcrita para linguagem de programação C e carregada no programa da simulação através de um bloco de chamada a arquivos externos.

Na Figura 38, pode ser visto o consumo de combustível do sistema com o controlador fuzzy. No início da operação, o consumo tem um leve aumento (5%) para retirar o rotor da inércia e, assim como nos instantes de entrada de carga, um comportamento subamortecido pode ser percebido.

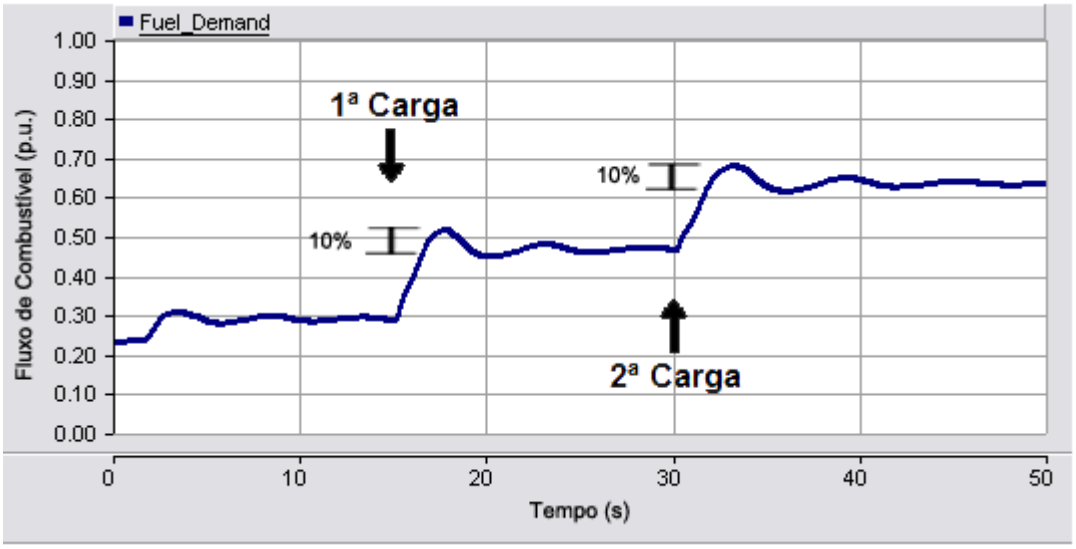

Figura 38 - Consumo de combustível com controlador de velocidade fuzzy.

Na Figura 39, pode ser visto o torque mecânico no eixo gerador-turbina. Para tirar o gerador do repouso, o torque requerido é de 0,5 p.u. Nas entradas de carga, aparecem sobressinais de 20% e 10%, voltando à estabilidade em 10s.

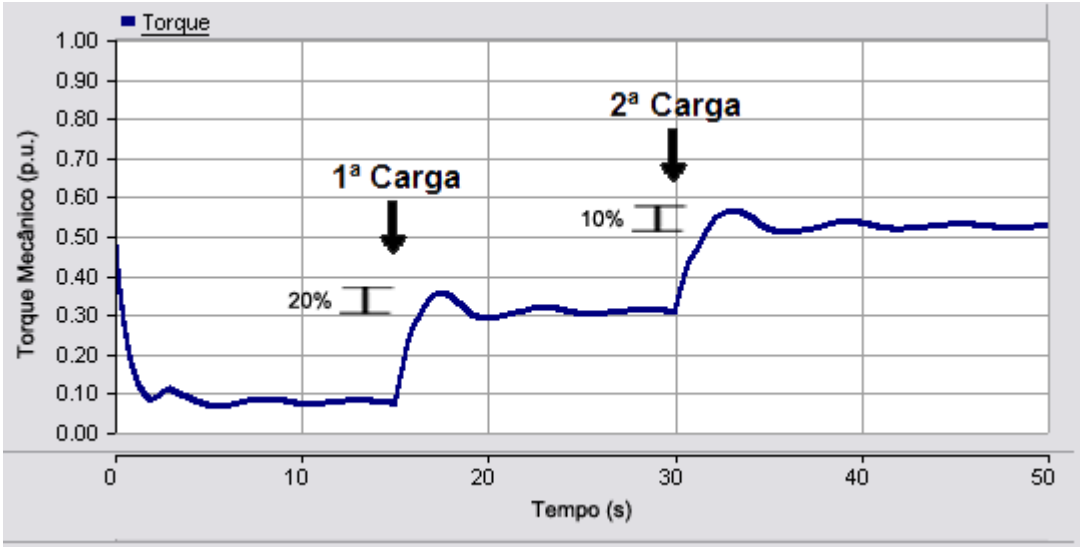

Figura 39 - Torque mecânico no eixo gerador-turbina com controle de velocidade fuzzy.

No sinal da velocidade de rotação da microturbina, visto na Figura 40, percebe-se que esta alcança a referência de 1 p.u. em 7 segundos e com pequenas oscilações (0,03 p.u.). Porém, nos instantes de entrada de carga, a velocidade é reduzida 19% e 15% em relação à nominal, recuperando-se 10 s depois.

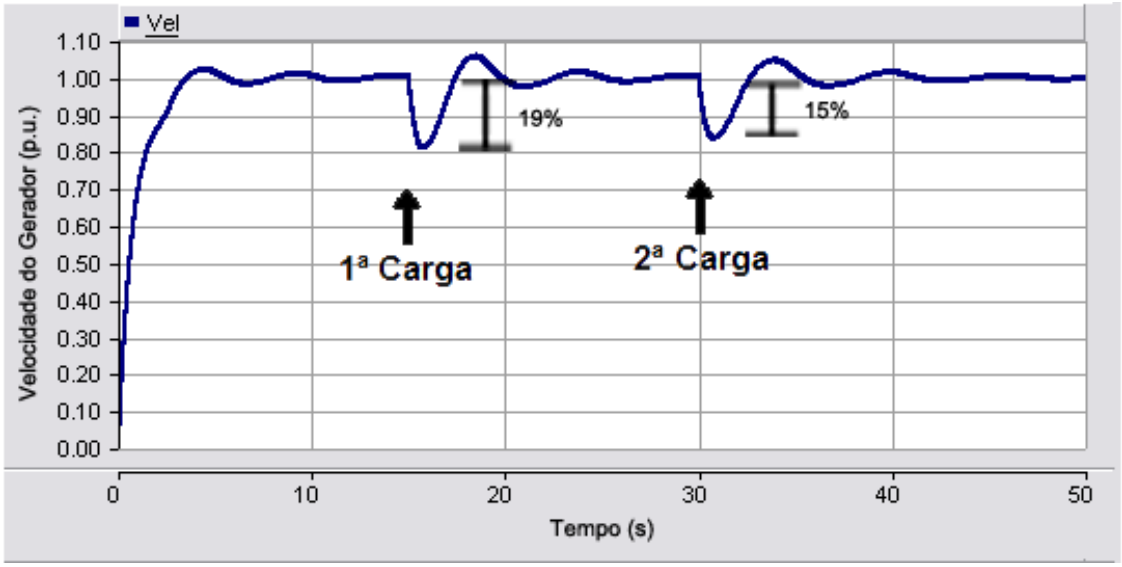

Figura 40 - Velocidade de rotação da microturbina com controlador fuzzy.

Como reflexo da queda da velocidade de rotação do eixo gerador-turbina, a tensão de saída do gerador, que pode ser vista na Figura 41, também apresenta pequenas oscilações (0,05 p.u.) e um afundamento de 19% e 15% nos instantes de entrada de carga.

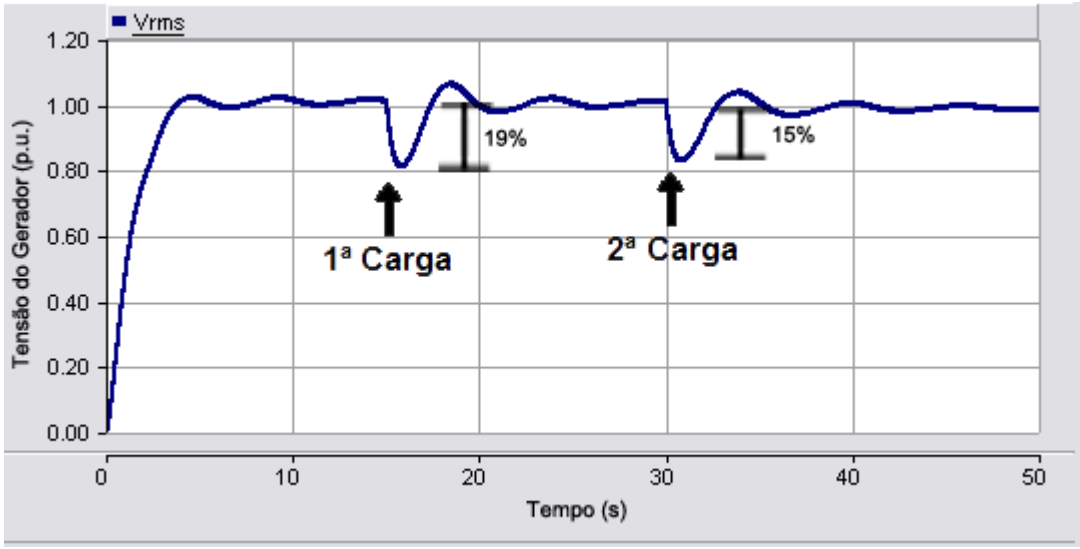

Figura 41 - Tensão rms de saída do gerador no sistema com controlador de velocidade fuzzy.

Devido ao afundamento da tensão, fornecida pelo gerador, nos instantes de entrada de carga, a potência ativa de saída do gerador (Figura 42) sofre uma grande queda (35% e 30%), estabilizando-se em 12 s.

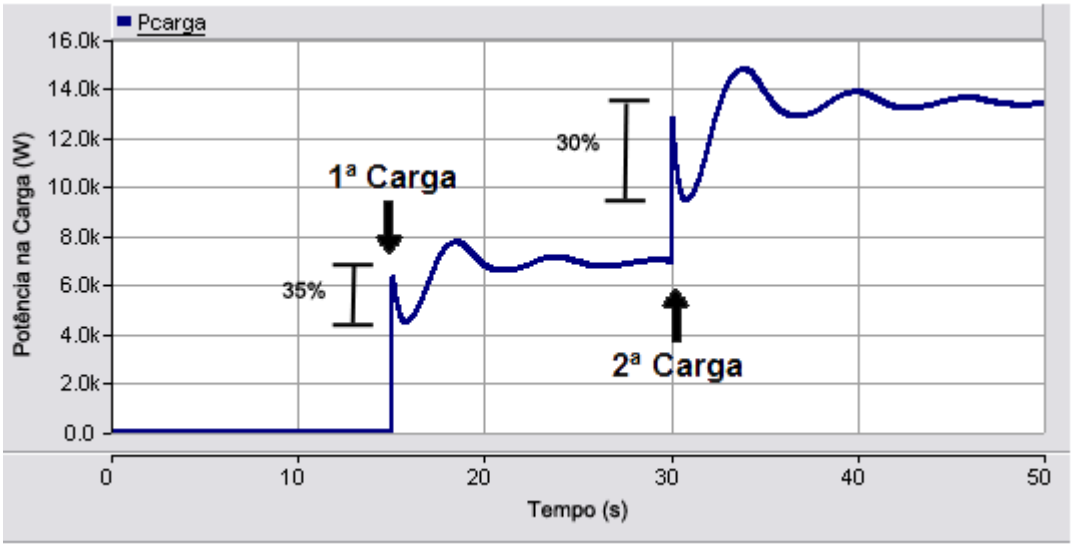

Figura 42 - Potência ativa fornecida pelo gerador do sistema com controlador de velocidade fuzzy.

4.3 – Operação com controlador PID+fuzzy

Como foi descrito nas duas seções anteriores, tanto o controlador PID como o controlador fuzzy utilizados para o controle de velocidade funcionam corretamente reduzindo o sobressinal e corrigindo o erro de regime permanente, regulando a velocidade no valor pré-estabelecido. Porém, ambos possuem características distintas de funcionamento. O controlador PID teve melhor desempenho em situações de mudança de carga, quando o erro de velocidade atingia valores pequenos (menores que 0,2 p.u.), porém com rápida variação. Já o controlador fuzzy se saiu melhor na partida da turbina, situação em que o erro de velocidade é maior que 0,3 p.u.

Para se obter a melhor resposta possível para o controle da velocidade, foi projetado um controlador que combinasse a característica de ambos. O diagrama do controlador PID+fuzzy pode ser visto na Figura 43.

A mudança de comando de um controlador para outro ocorre de acordo com o valor do erro de velocidade de rotação. Quando o erro é superior a 0,13 p.u., o erro máximo apresentado pelo controlador PID em transitórios de carga, o controlador fuzzy assume o comando regulando a velocidade em aproximadamente 5 s. Quando o erro é inferior a este valor, o controlador PID assume, regulando a velocidade com poucas oscilações.

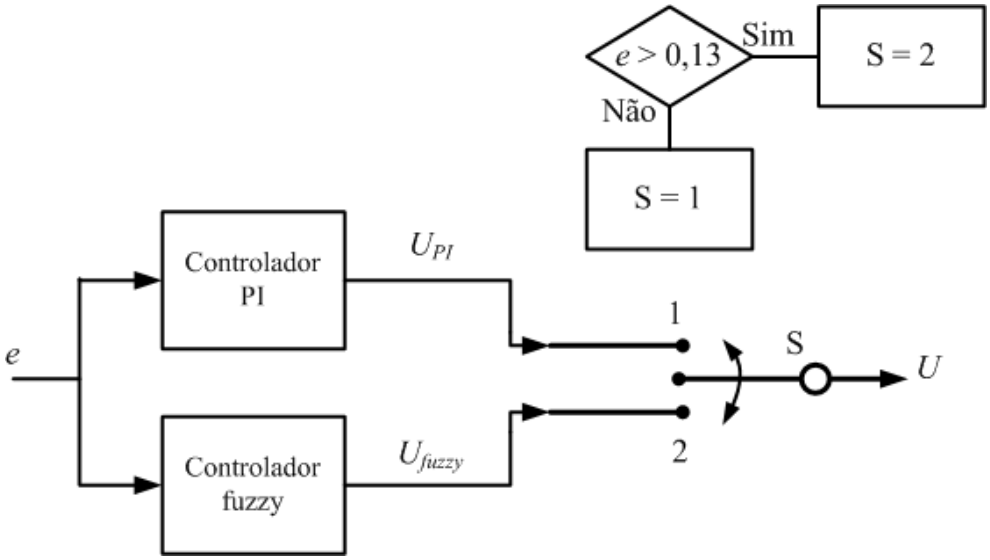

Figura 43 - Controlador de velocidade PID+fuzzy.

Como pode ser visto na Figura 44, o consumo de combustível do sistema com controlador PID+fuzzy apresenta a característica do controlador fuzzy de menor variação na partida da microturbina (27%), e as características do controlador PID de menor sobressinal (13% e 5%) e de oscilações reduzidas nos instantes de variação de carga.

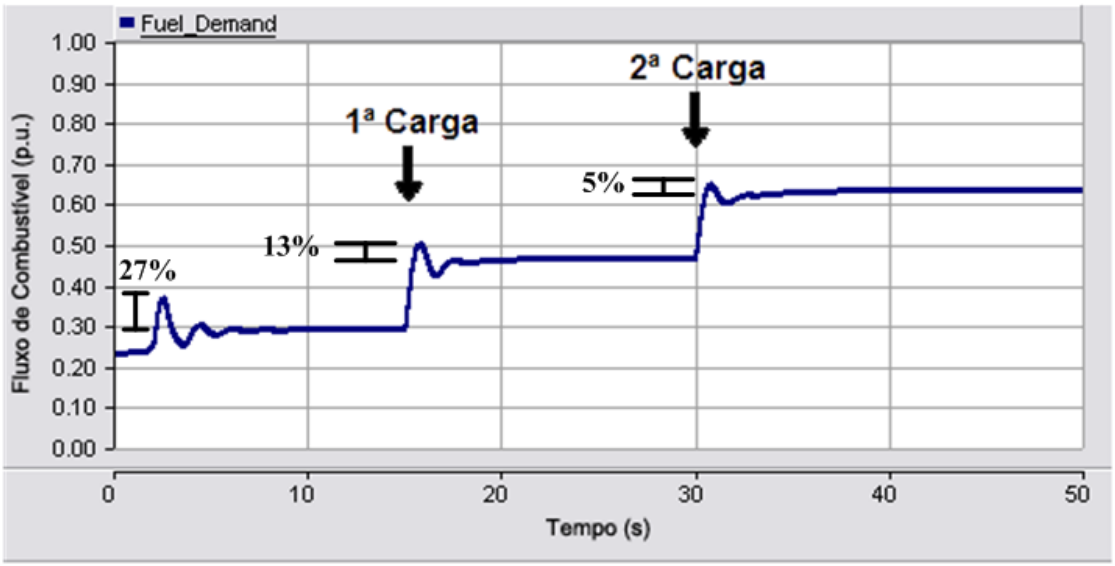

Figura 44 - Consumo de combustível com controlador de velocidade PID+fuzzy

A velocidade de rotação do eixo gerador-turbina, mostrada na Figura 45, se estabiliza em aproximadamente 6 s, com a ação do controlador fuzzy e, nos instantes de entrada de

carga, tem uma queda de 13% e 11% em relação à velocidade nominal, devido à atuação do controlador PID.

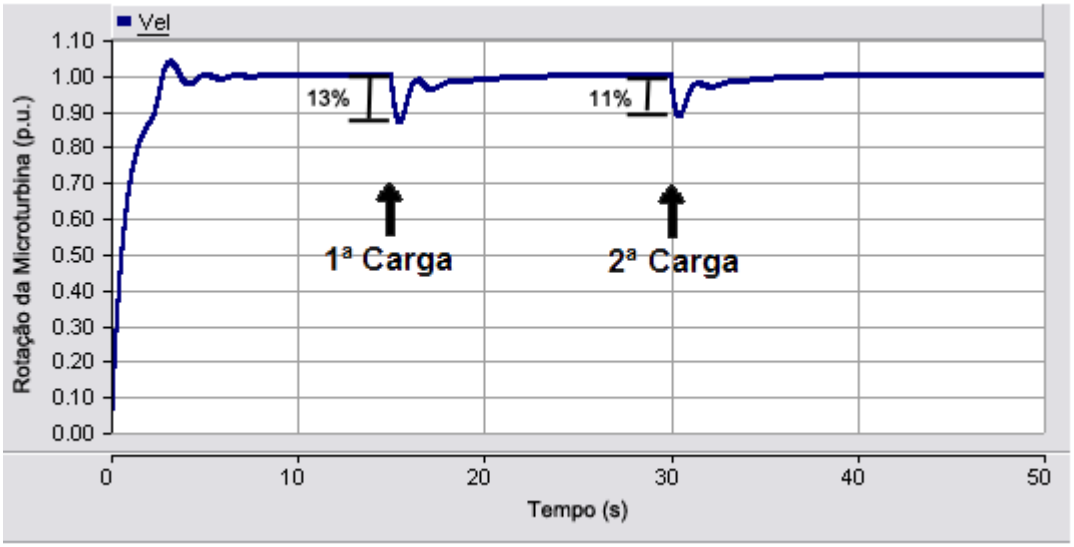

Figura 45 - Velocidade do sistema gerador-turbina com controlador PID+fuzzy

Como consequência da boa regulação da velocidade, a tensão de saída do gerador, vista na Figura 46, chega ao valor nominal em torno de 8 s e, durante os transitórios de carga, tem afundamento de aproximadamente 13% e 11%, recuperando-se em cerca de 4 s.

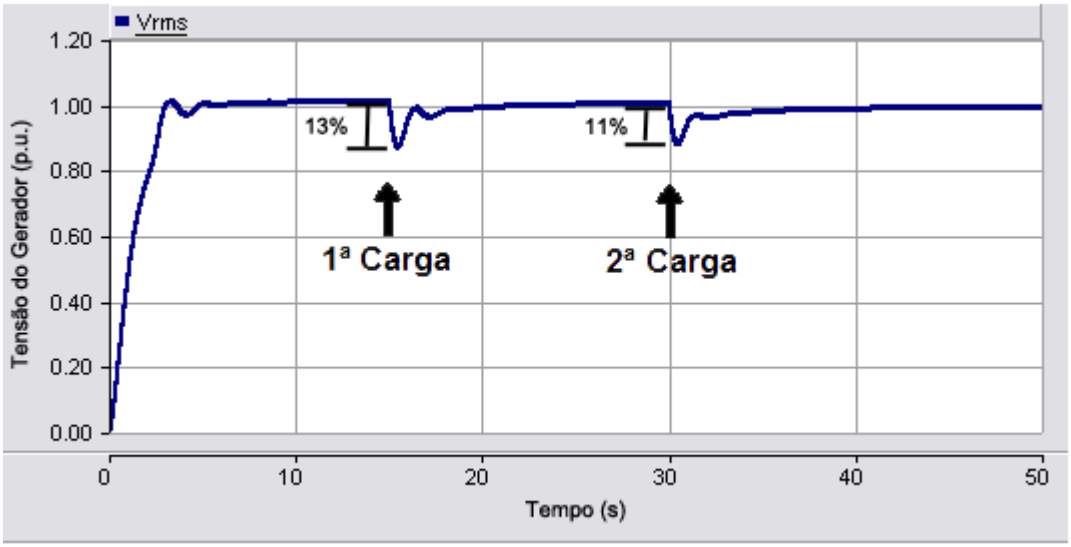

Figura 46 - Tensão rms de saída do gerador no sistema com controlador de velocidade PID+fuzzy

A potência de saída do gerador acoplado à microturbina pode ser vista na Figura 47. Durante os transitórios de carga, ocorre uma queda na potência, que é recuperada em cerca de 8 s, estabilizando-se com poucas oscilações.

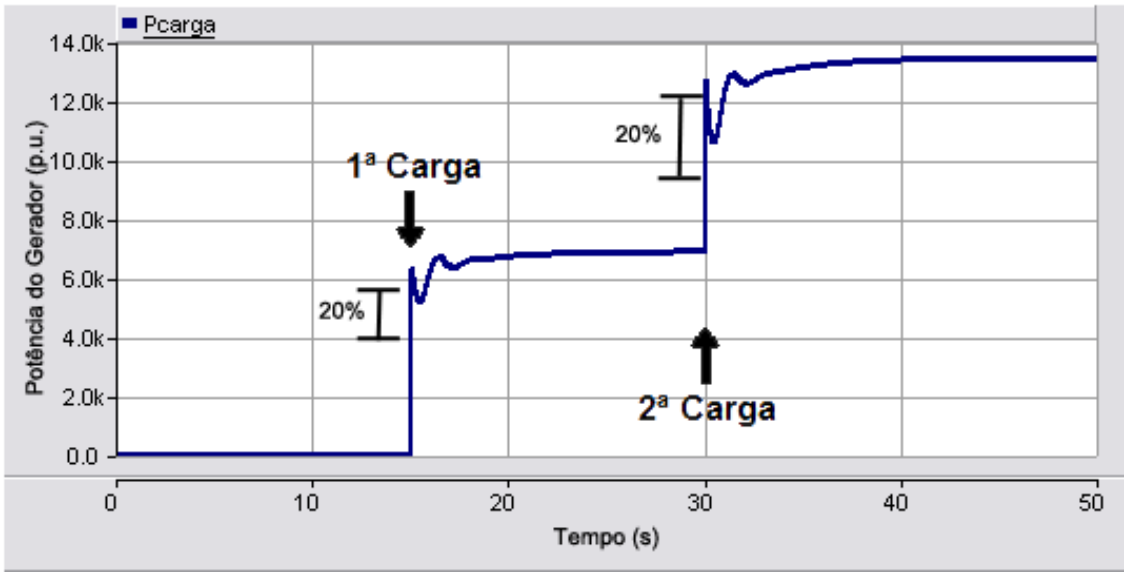

Figura 47 - Potência de saída do gerador do sistema com controle de velocidade PID+fuzzy.

4.4 – Comparação do desempenho dos controladores

Para a comparação de desempenho entre os controladores descritos, PID, fuzzy e PID+fuzzy, suas respostas foram agrupadas em um mesmo gráfico, possibilitando melhor visualização e análise. Em relação ao fluxo de combustível, que pode ser visto na Figura 48, percebe-se que, no início do funcionamento, quando o erro de velocidade é grande, o comportamento do controlador PID+fuzzy se aproxima do comportamento do controlador fuzzy, causando um sobressinal menor que o causado pelo controlador PID. Nos momentos de adição de carga, em que o erro tem uma variação brusca, mas de valor pequeno, o controlador combinado se comporta praticamente igual ao controlador PID.

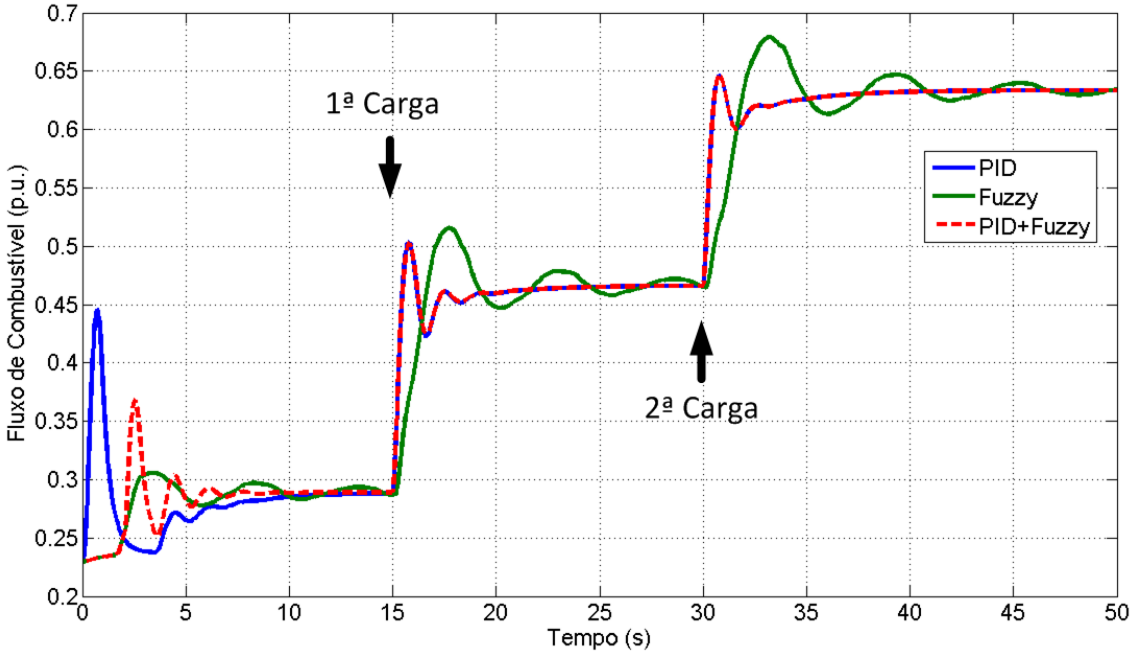

Figura 48 - Consumo de combustível da microturbina com os controles descritos.

Na velocidade de rotação, o controlador combinado possibilitou alcançar a velocidade de regime em um tempo de 5 s, ou seja, 3 s menor que o controlador PID, e com oscilações de 0,02 p.u., menores que o controlador fuzzy. Nas entradas de carga, o comportamento do controlador PID é predominante, conforme visto na Figura 49.

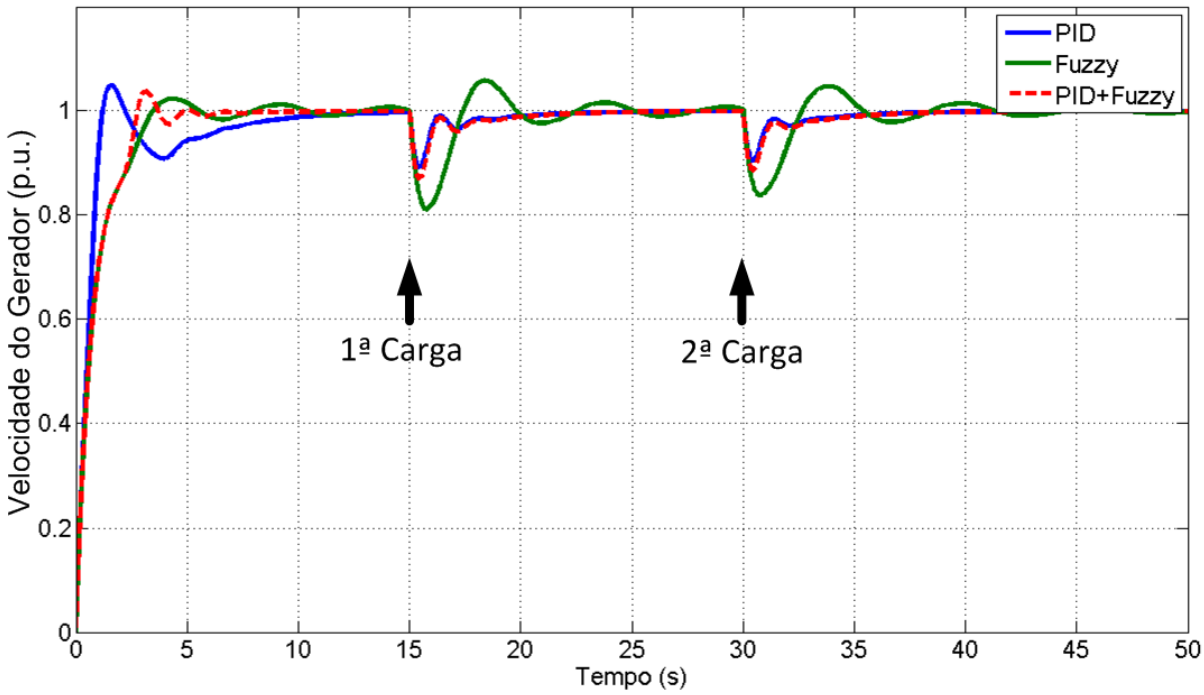

Figura 49 - Velocidade de rotação do eixo gerador-microturbina para os três controladores de velocidade.

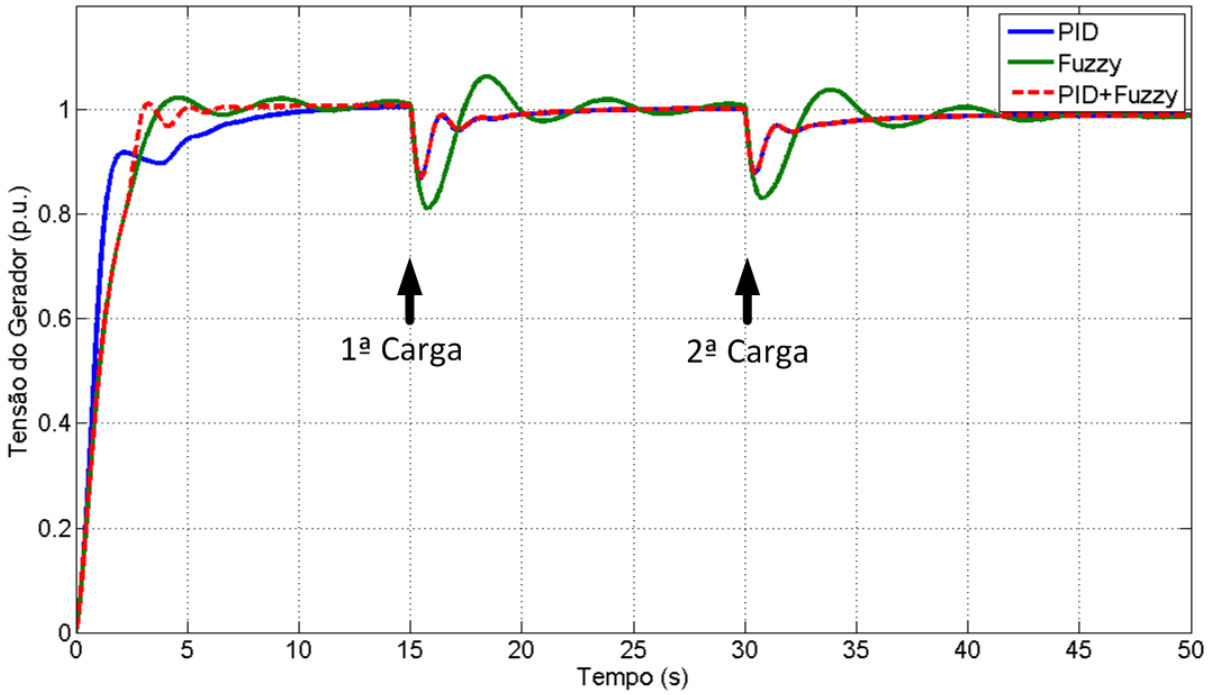

Figura 50 - Tensão rms de saída do gerador nas três configurações de controle de velocidade.

Por se tratar de um gerador com imãs permanentes, a tensão gerada (Figura 50) segue o mesmo padrão da velocidade de rotação do gerador com controle combinado, com estabilização rápida (5 s) e afundamentos nas entradas de carga semelhantes ao controlador PID (10%).

Como no início do funcionamento do sistema não há cargas conectadas, a potência de saída do sistema (Figura 51) com controlador combinado tem comportamento semelhante ao do PID.

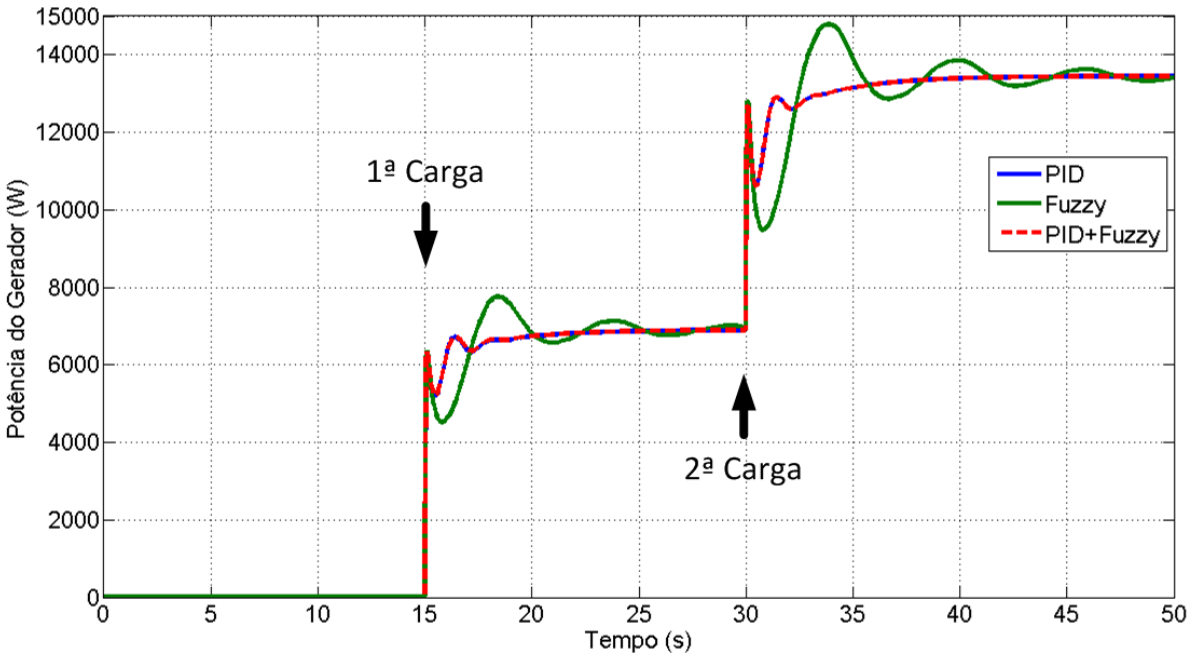

Figura 51 - Comparação da potência de saída do gerador para os três controles de velocidade descritos.

4.5 - Considerações finais

Neste capítulo foram apresentadas as simulações realizadas com o modelo da microturbina descrito na seção 2.3. Para o controle da velocidade, foram utilizadas três abordagens distintas: um controlador PID linear, um controlador fuzzy PD+I e uma combinação dos dois, o PID+fuzzy.

O controlador PID apresentou boa resposta em situações de transitório de carga, em que a variação da velocidade tinha amplitude pequena, fazendo-a retornar ao valor nominal rapidamente e sem oscilações. Já o controlador fuzzy apresentou boa resposta em situações em que o erro era grande, como na partida da microturbina, e nas situações de transitório de carga, apresentou comportamento subamortecido.

Para aproveitar as características dos dois controladores, eles foram combinados em um controlador PID+fuzzy, no qual o controlador PID atua quando o erro é menor que 0,13 p.u. e o controlador fuzzy quando o erro é maior que este valor. Este controlador apresentou estabilização rápida na partida, característica do controlador fuzzy, e rápida recuperação em transitórios de carga, devido à atuação do controlador PID.

5- Simulação e Implementação Prática do Circuito Retificador Controlado Trifásico

5.1 – Simulação do circuito retificador

Para verificação do funcionamento do circuito retificador e sistema de controle das correntes de entrada i_A, i_B e i_C e tensão de saída e_{cc}, foram realizadas simulações utilizando o software PSCAD na versão 4.2, no qual foi implementado o circuito retificador, bem como o sistema de controle. Na Figura 52 é possível visualizar o diagrama do circuito utilizado na simulação.

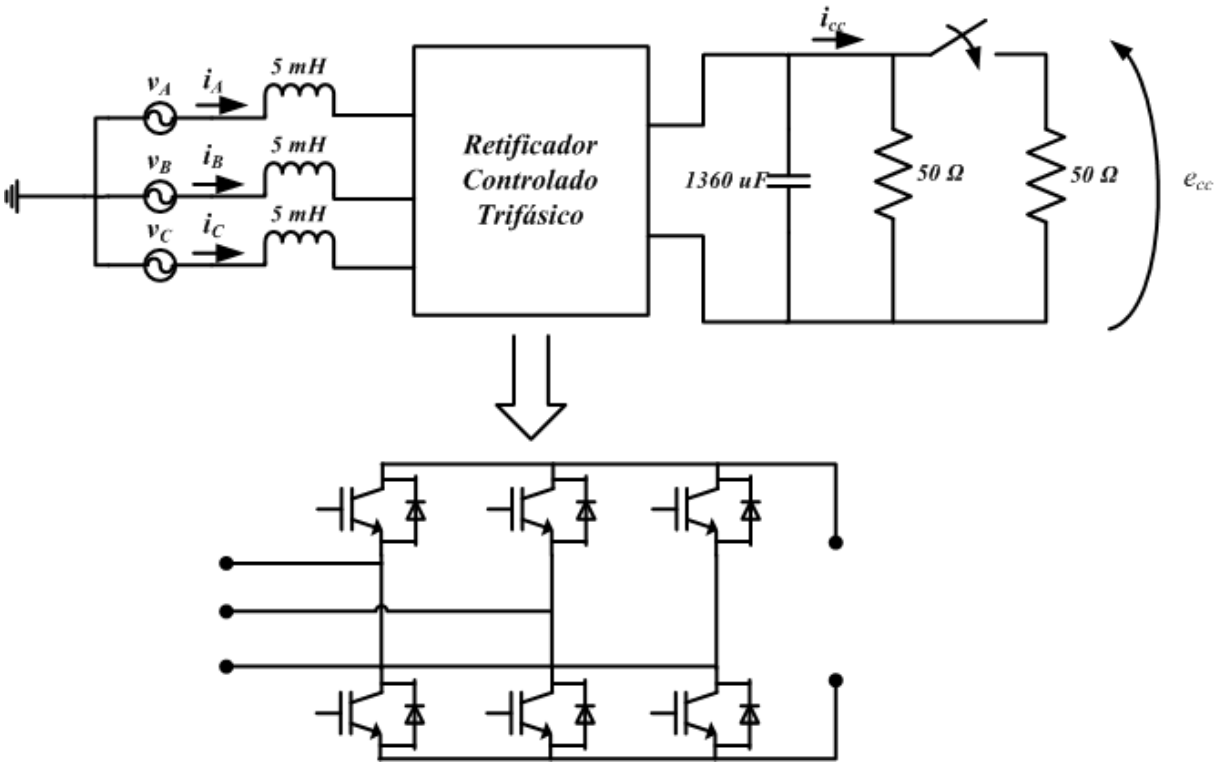

Figura 52 - Circuito do retificador implementado na simulação.

Os valores de tensão, corrente e dos componentes passivos utilizados no circuito são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Valores utilizados na simulação.

Valores do retificador trifásico	
v_{ABC}	30 Vrms de linha
e_{cc}	120 V

Valores do retificador trifásico	
C	1360 μF
L	10 mH
f_S	12 kHz
I_{ABCmax}	21 Arms

Para representação real do funcionamento do circuito, a frequência de chaveamento foi limitada a 12 kHz, pois as chaves semicondutoras possuem limitações de frequência próximas a esse valor. A princípio, será verificado o funcionamento do circuito em baixas frequências (60 Hz), para depois verificar em frequências compatíveis com sistemas de microturbinas. Na Figura 53 é possível visualizar a forma de onda das tensões v_A, v_B, v_C de entrada do retificador, e também as tensões transformadas para o sistema de coordenadas $\alpha\beta$.

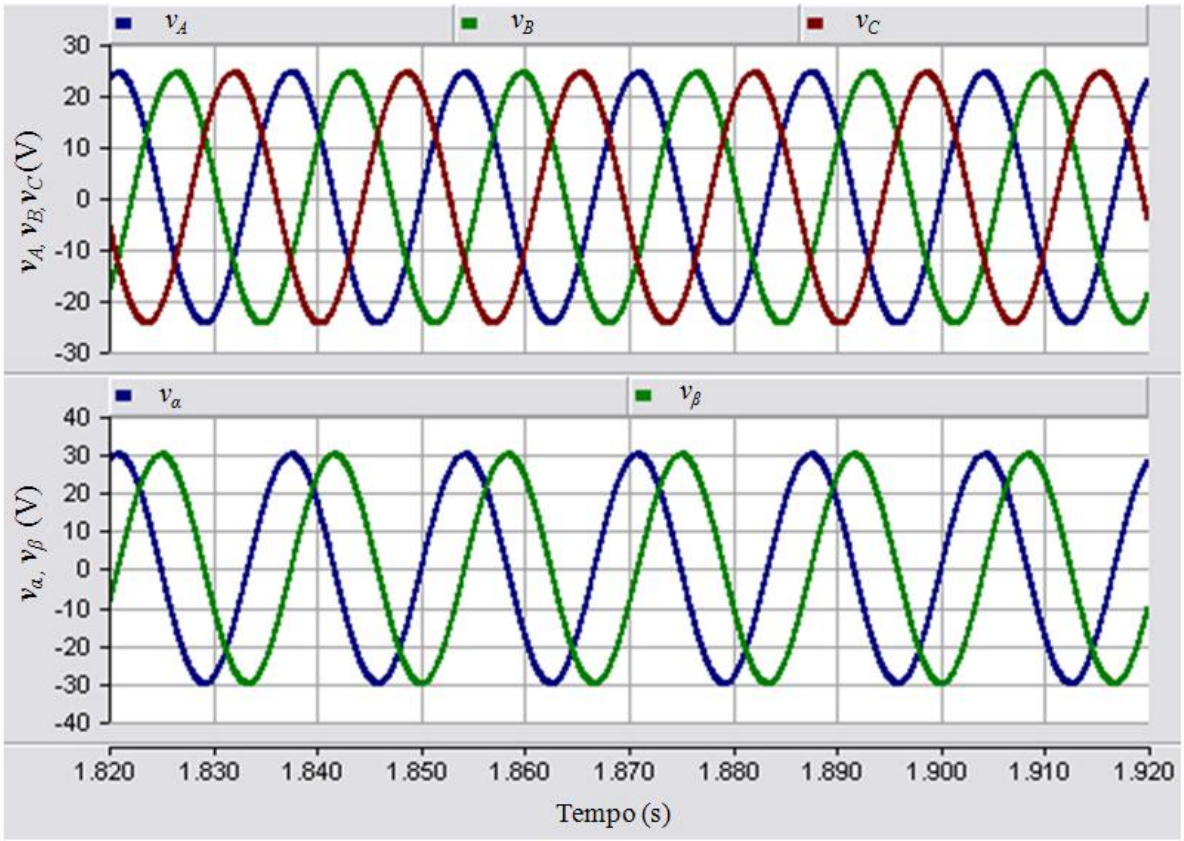

Figura 53 - Tensões senoidais de entrada nas referências *ABC* e *αβ*.

O circuito funciona inicialmente com uma carga de aproximadamente 300 W, equivalente a aproximadamente 5 Arms na entrada do retificador. Após 3 segundos de funcionamento, outra carga de 300 W é adicionada no barramento de corrente contínua.

A Figura 54 permite visualizar saída do controlador de tensão CC, representando a corrente de referência i_d*. Para diminuir o erro de tensão, no inicio do funcionamento do sistema, a referência atinge o limite máximo de 1 p.u. Após alcançar o valor nominal da tensão CC, a corrente i_d* é reduzida a um valor necessário para manter a tensão constante na saída do retificador com o valor de carga atual. No momento de inserção da nova carga, a referência de corrente aumenta para o novo patamar, sem que ocorra sobressinal.

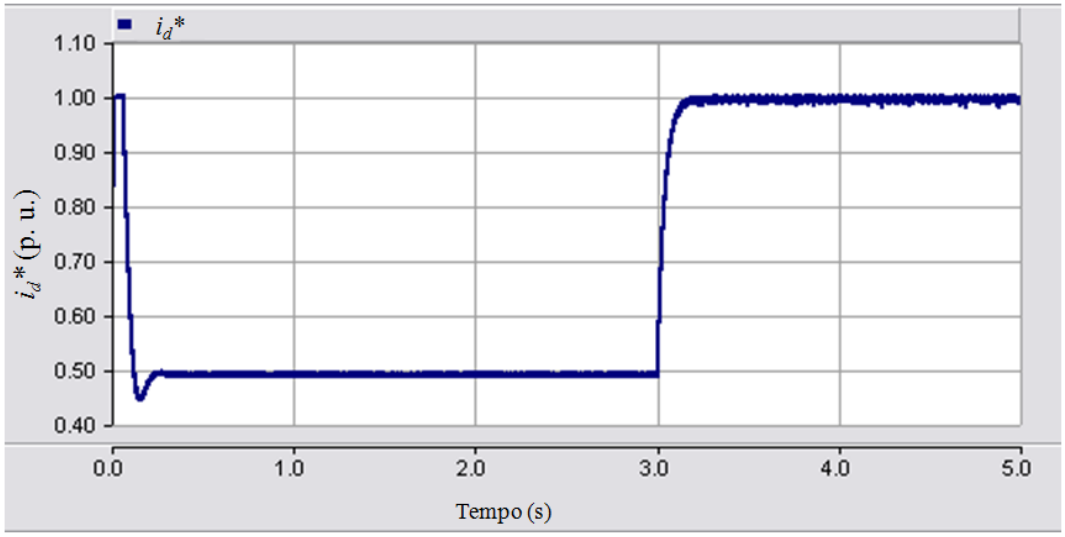

Figura 54 - Referência i_d* do controlador de corrente.

Na Figura 55, são mostradas as formas de onda da tensão e corrente para as fases *A*, *B* e *C* na entrada do retificador. É possível perceber que as tensões e correntes estão em fase, o que indica o correto funcionamento do sistema de controle. São apresentadas, também, as tensões e correntes de entrada do retificador trifásico no momento da inserção de carga. Percebe-se que durante todo o funcionamento as correntes permanecem em fase em relação às tensões, mostrando que o sistema mantém o fator de potência unitário mesmo em situações de transitório de carga.

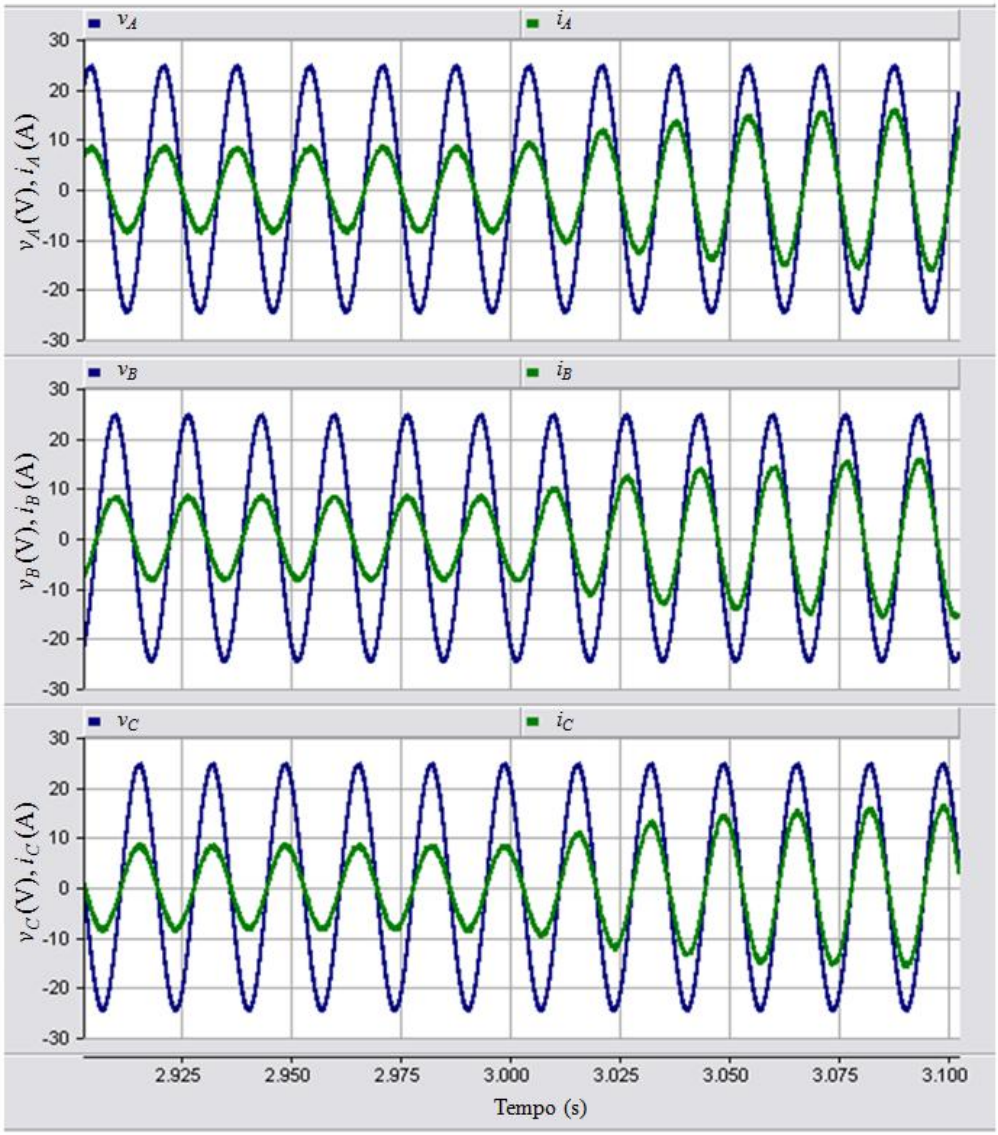

Figura 55 - Tensões e Correntes de entrada do retificador.

Para verificar o funcionamento do controlador de corrente por histerese três níveis, são mostradas na Figura 56 as correntes i_α e i_β em relação às correntes de referência i_α* e i_β*, transformadas a partir de i_d*. As correntes seguem exatamente o sinal de referência, mostrando que o controle de corrente funciona de acordo com a proposta do capítulo e a banda dos comparadores de histerese estão ajustadas satisfatoriamente, permitindo uma variação de aproximadamente 5%.

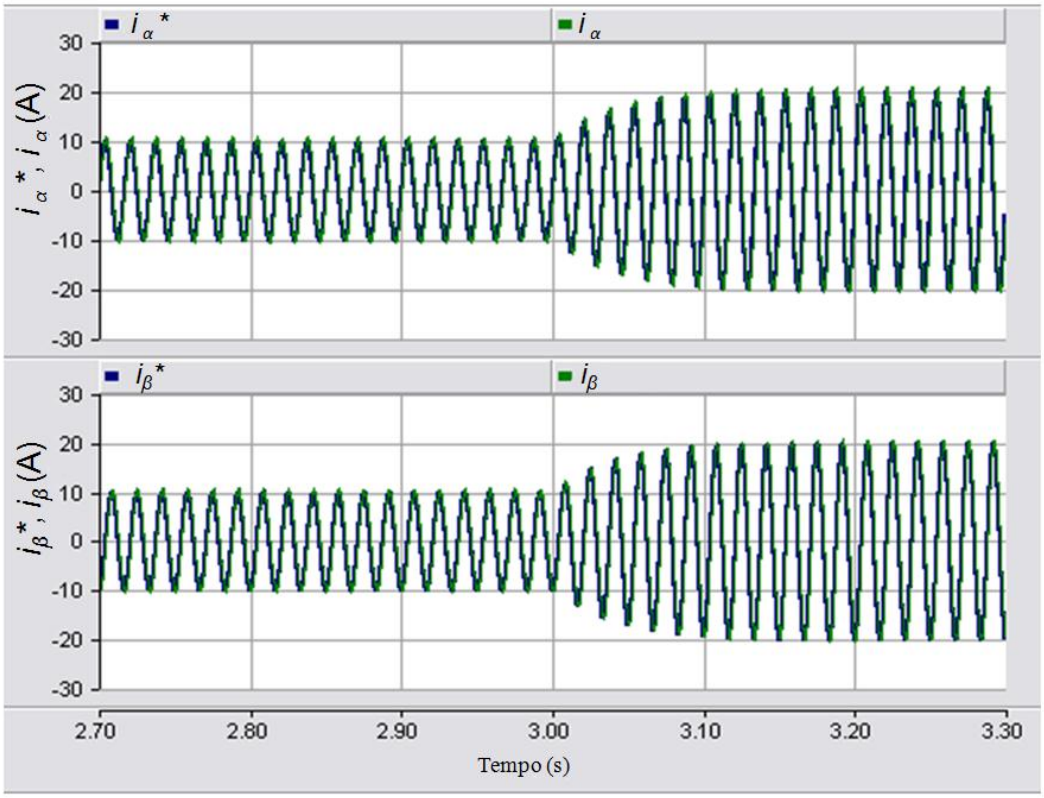

Figura 56 - Correntes de entrada i_α e i_β em relação às referências i_α* e i_β*.

Na Figura 57, é mostrada a tensão de saída CC do circuito retificador. Verifica-se que o controlador regula a tensão em 120 V, com uma variação (*ripple*) de 2 V, o equivalente a 2% da tensão nominal. Durante o transitório de carga, ocorre um afundamento de 20 V (16%) na tensão, porém, após aproximadamente 0,1 s, a tensão retorna ao valor nominal.

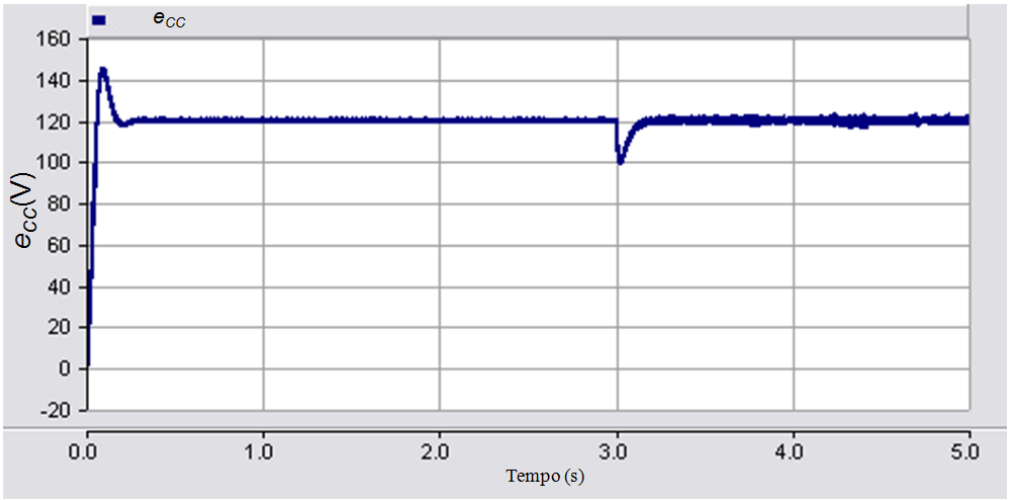

Figura 57 - Tensão de saída do retificador durante um transitório de carga.

Com as simulações anteriores, mostrou-se que o sistema, mesmo com a limitação de chaveamento em 12 kHz, regula a tensão de saída e as correntes de entrada do retificador trifásico, quando este é alimentado por uma fonte com frequência de 60 Hz. Porém, com frequências maiores que 10% da frequência de chaveamento, e consequentemente menos amostras de tensão e corrente para o sistema efetuar os cálculos e chaveamentos necessários, o controle não funciona adequadamente. O controlador de tensão satura, fazendo com que a referência de corrente chegue ao limite superior. Porém, o controlador de corrente não consegue fazer com que esta acompanhe a referência, o que faz com que a tensão CC não alcance o valor nominal.

5.2 – Experimento prático

Com o objetivo de verificar o funcionamento do circuito retificador e seu sistema de controle da tensão e correntes, estes foram implementados em bancada utilizando os equipamentos do Laboratório de Fontes Alternativas e Processamento da Energia, conforme pode ser visto na Figura 58.

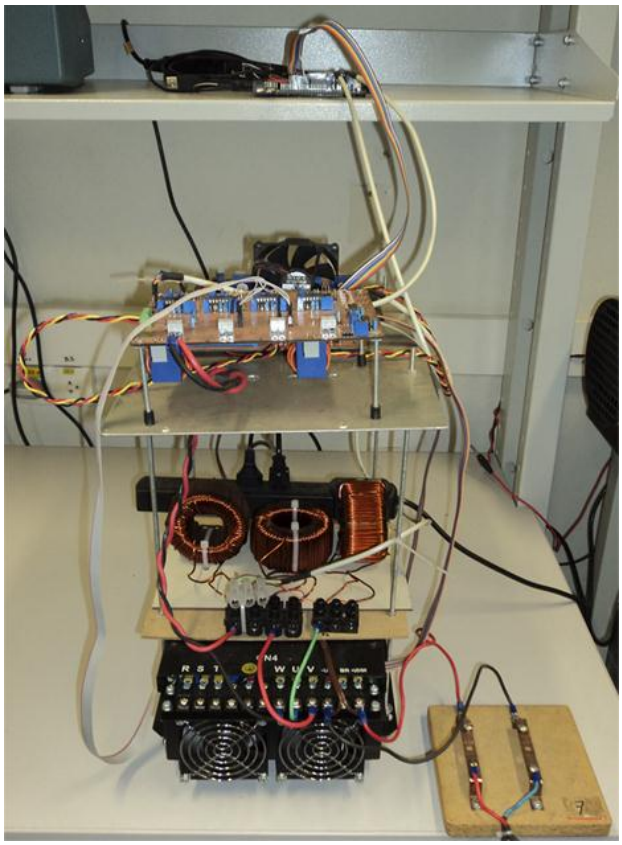

Figura 58 - Montagem experimental do circuito retificador e sistema de controle.

Para a adequação da tensão trifásica senoidal, utilizou-se um variador de tensão alternada, permitindo ajustar a amplitude da tensão de alimentação do retificador. Para a implementação do circuito retificador, será utilizado um conversor da Semikron que contém os dispositivos semicondutores e os circuitos necessários para o acionamento. Para o sistema de controle, foi utilizado um DSP da Texas Instruments, no qual foi programado com o algoritmo do controlador desenvolvido em linguagem C. Um diagrama geral do circuito pode ser vista na Figura 59.

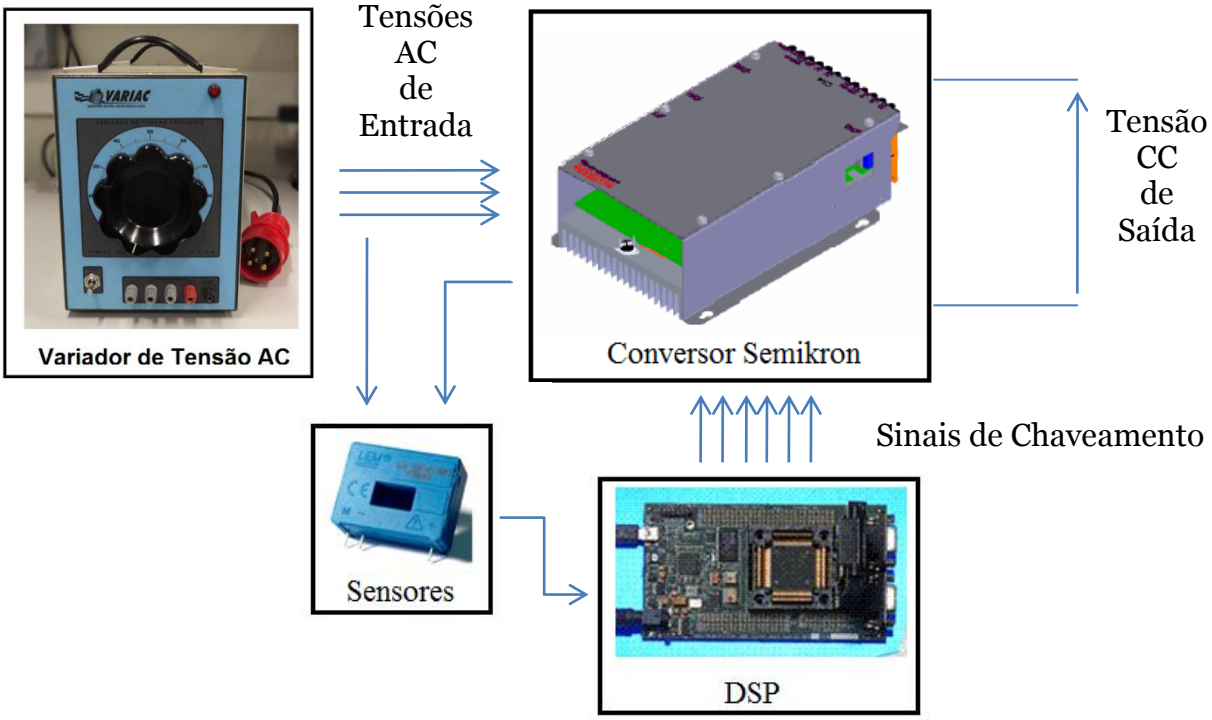

Figura 59 - Diagrama da implementação do sistema.

5.2.1 - Implementação do circuito retificador

Para implementação do circuito retificador trifásico, será utilizado um conversor trifásico com ponte de IGBTs da fabricante Semikron, modelo SKS 21F B6U+E1CIF+B6CI. O diagrama do conversor pode ser visto na Figura 60. Este dispositivo possui uma ponte retificadora de diodos não controlada, uma chave isolada para implementação de circuitos conversores CC-CC e um inversor 6 pulsos com IGBTs.

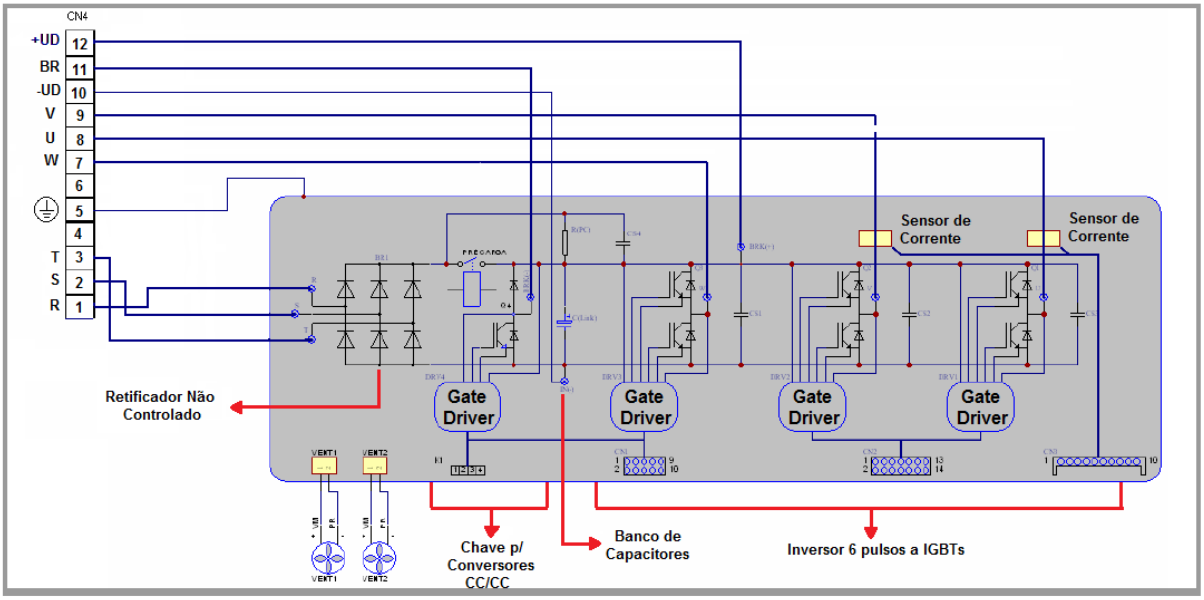

Figura 60 - Diagrama dos componentes interno do conversor Semikron. (SEMIKRON, 2006)

Integrado ao módulo conversor, há os circuitos "*gate driver*", que realizam todas as operações necessárias para o acionamento e proteção das chaves, evitando curtos-circuitos e garantindo um tempo morto entre o acionamento da chave superior e inferior de um mesmo braço. Conectado ao barramento de corrente contínua do conversor, há também um banco de capacitores. Para facilitar o controle e monitoramento de tensão e corrente, este conversor possui sensores de corrente em duas fases de saída. As características do conversor podem ser vistas na Tabela 7.

Tabela 7 - Características do conversor Semikron.

Característica	Valor
$v_{ABC\ max}$	380 Vrms
$e_{cc\ max}$	750 V
$I_{rms\ max}$	21 Arms
C	1360 uF/800 V
$f_{s\ max}$	15 kHz

Este conversor foi projetado inicialmente para atuar como inversor de frequência, conectando a tensão de alimentação nas entradas R, S e T, conectadas à ponte de diodos e gerando a tensão CA através da ponte de IGBTs, fornecida nos terminais U, V e W. Para que o sistema funcione como retificador, é necessário fazer as ligações conforme o diagrama da

Figura 27, com tensão de alimentação fornecida pelo variador de tensão trifásico conectada aos terminais U, V e W, que representam o ponto central dos braços de semicondutores e os terminais +UD e –UD são os pontos de conexão de cargas no barramento de corrente contínua.

5.2.2 - Implementação do sistema de controle

O sistema de controle da tensão de saída e correntes de entrada do retificador será implementado em um sistema digital. Conforme diagrama da Figura 59, sensores de tensão e corrente fornecem a informação do estado atual do sistema para um processador digital de sinais (DSP), que efetua os cálculos do algoritmo de controle e envia os sinais de chaveamento para o conversor.

O DSP utilizado é fabricado pela Texas Instruments, modelo TMS320F28335 conta com as seguintes características:

- Processador de 32 bits de alto desempenho (TMS320C28x);
- Clock de até 150 MHz;
- Unidade de Ponto Flutuante;
- Até 18 saídas PWM;
- Conversor analógico/digital (A/D) de 12 bits e 16 canais, com tempo de conversão de 80 ns.

O período de amostragem é de 83,33 us, o qual é utilizado para delimitar a frequência máxima de chaveamento em 12 kHz. Para a realização do controle, foram utilizadas 6 saídas digitais para aplicação dos sinais de chaveamento e também 7 canais do conversor A/D. Este dispositivo digital trabalha em níveis de tensão do padrão LV-TTL, que representa o nível lógico baixo por uma tensão de 0 V e o nível lógico alto por 3,3 V. Por outro lado, os circuitos *"gate driver"* do retificador representam os níveis lógicos por tensões de 0V e 15 V respectivamente. Portanto, foi necessária a confecção de um circuito de conversão para que os sinais de PWM do DSP fossem capazes de acionar corretamente as chaves semicondutoras.

O circuito da placa confeccionada para este propósito pode ser vista na Figura 61. Nesta figura estão presentes também os circuitos de alimentação do conversor retificador, sensores internos e placas de condicionamento de sinal.

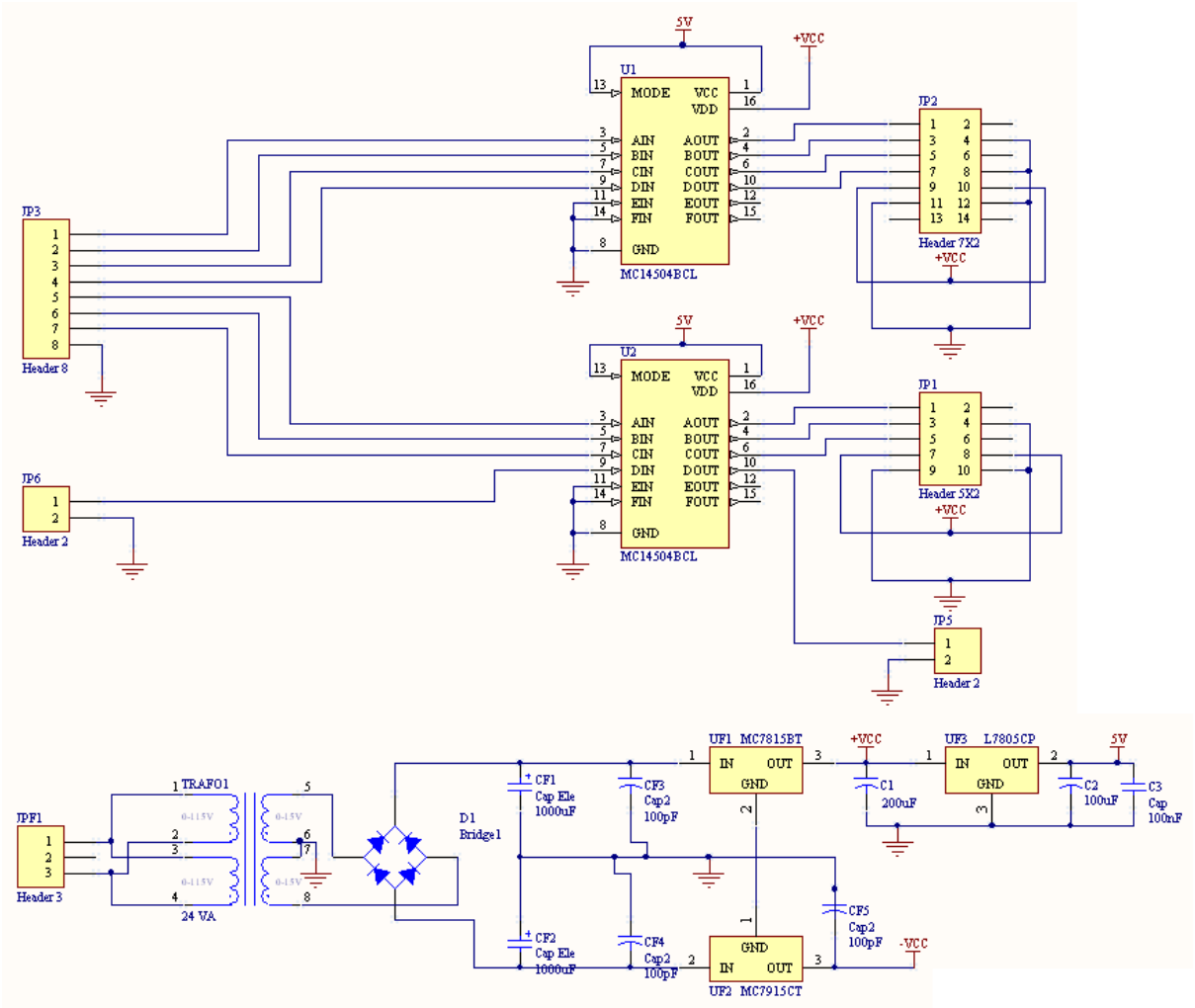

Figura 61 - Placa de alimentação e conversão de níveis lógicos.

Para identificar o estado do sistema e efetuar ações de controle, o DSP necessita de informações sobre as tensões e correntes presentes no circuito. Para a execução do controle, é necessário realizar medidas das tensões de entrada CA, correntes CA, bem como da tensão do barramento CC. São utilizados sensores de tensão e corrente de efeito Hall, que, através de um circuito de condicionamento de sinal, visto na Figura 62, converte os valores presentes no circuito retificador para sinais de tensão entre 0-3 V, limites de trabalho do conversor A/D do DSP.

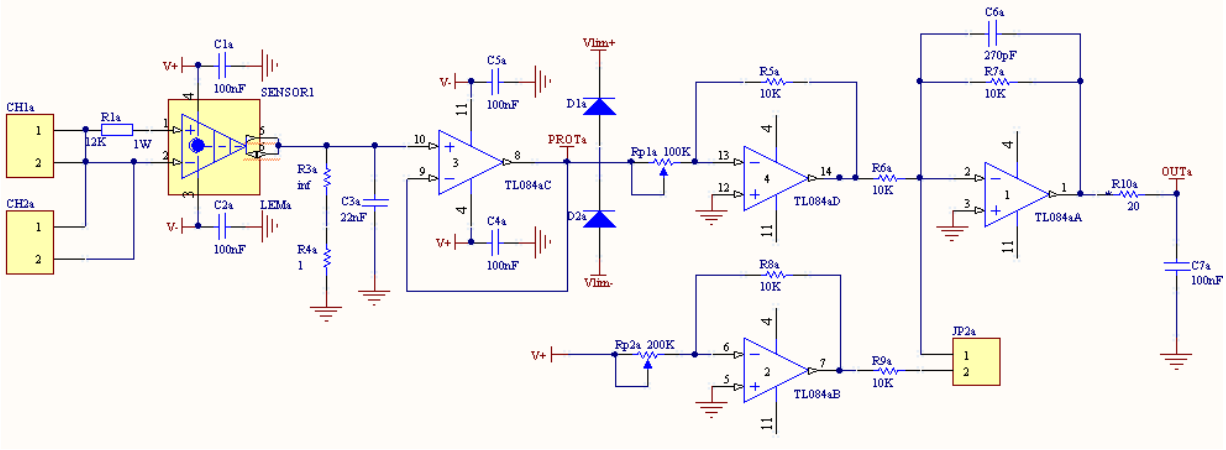

Figura 62 - Circuito de medição das tensões CA e CC e correntes CA.

5.2.3 - Resultados experimentais

A partir da montagem descrita anteriormente e do algoritmo de controle desenvolvido para o DSP, foram realizados ensaios experimentais com o sistema, de forma a se obter a tensão CC e correntes de entrada do retificador, tanto em regime permanente como durante um transitório de carga. As medições foram realizadas utilizando um osciloscópio digital com pontas de prova de tensão e de corrente.

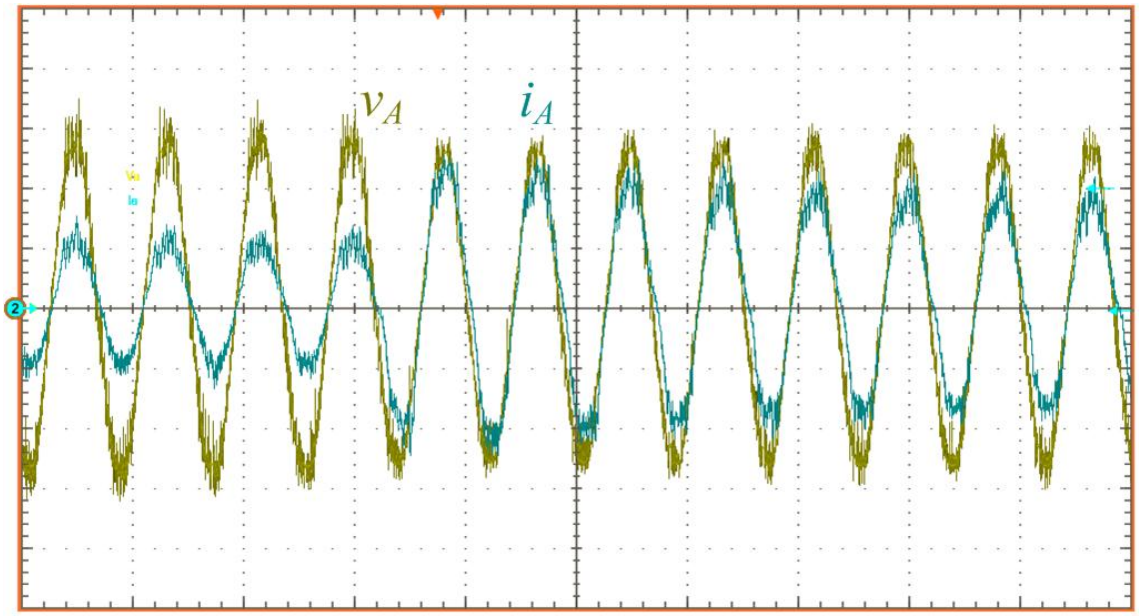

Figura 63 - Formas de onda das tensões e correntes de entrada do retificador (Tensões 10 V/div, Correntes 5 A/div, Tempo 20 ms/div).

São mostradas na Figura 63 a tensão e a corrente na fase A. Apesar das oscilações causadas pelo chaveamento e também por ruídos no sistema de medição do controlador, é possível perceber que a corrente, mesmo com a variação brusca na carga, possui formato senoidal e está em fase com a tensão, mostrando que o controle está regulando corretamente o fator de potência do retificador. É possível verificar também uma pequena queda na tensão alternada com o aumento da carga, devido à impedância interna do variador de tensão.

Na Figura 64, é mostrada a tensão de saída do retificador trifásico. Percebe-se que o controlador PI mantém a tensão no valor nominal de 120 V, com oscilação de aproximadamente 6 V, equivalente a 5% da tensão de saída. No primeiro instante, o circuito funciona com uma carga constante (200 W). Em seguida, a carga é dobrada, causando um afundamento na tensão (10 V), que retorna ao valor nominal em 60 ms. No próximo instante, a carga extra é retirada, fazendo a tensão subir 10 V e retornar ao valor de referência em 80 ms.

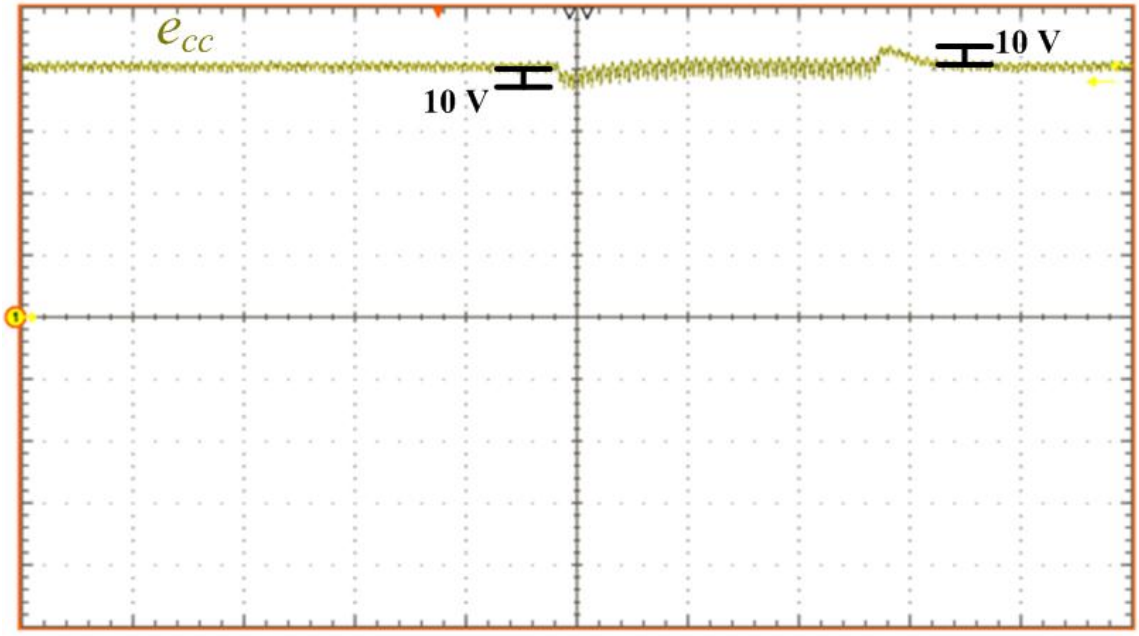

Figura 64 - Tensão de saída do retificador em um transitório de carga (Vertical 30 V/div, Horizontal 200 ms/div).

5.3 – Considerações finais

Neste capítulo foi apresentada a simulação do circuito retificador trifásico e seu sistema de controle. Para verificar o comportamento do circuito durante perturbações, a carga presente na saída do retificador foi dobrada. Foram mostradas as tensões e correntes de

entrada, e mesmo em situações de transitórios de carga, permaneceram em fase. A tensão CC sofreu um pequeno afundamento na entrada da carga adicional, porém recuperou-se rapidamente. A tensão de alimentação possuía frequência de 60 Hz. Em frequências mais altas, devido à limitação do chaveamento em 12 kHz, o controlador de corrente não conseguiu regular as correntes de entrada e, consequentemente, o controlador de tensão não foi capaz de manter a tensão no valor estabelecido.

Foi descrito também o experimento prático utilizado para verificar o funcionamento do circuito. Além disso, são mostradas as medições realizadas no retificador em funcionamento, sendo possível verificar que o controle de corrente manteve as correntes de entrada em fase com a tensão e o controlador de tensão CC regulou a tensão no valor especificado.

6 – Conclusão

Devido ao aumento na produção industrial, automatização de sistemas e processos, entre outros, a demanda por energia elétrica vem crescendo constantemente no Brasil. Porém, o modelo de geração utilizado atualmente, com grandes usinas hidrelétricas instaladas nos abundantes recursos hídricos do país e linhas de transmissão extensas ligando a geração aos consumidores, tem se tornado inviável devido aos altíssimos investimentos necessários para a instalação das usinas e também à dificuldade de se obter autorização dos órgãos ambientais.

Nesse contexto, o modelo de geração distribuída vem ganhando destaque por reduzir custos, aumentar a confiabilidade do sistema e, em aspectos ambientais, utilizar fontes alternativas de energia. Dentre as fontes alternativas utilizadas em GD, a microturbina a gás apresenta várias características desejáveis, como a flexibilidade de utilização de vários combustíveis, menor número de partes móveis, baixa manutenção, pequeno tamanho por unidade de potência, instalação modular (possibilidade de colocação em paralelo para atendimento de um acréscimo de carga) e alta segurança, além da possibilidade de cogeração em sistemas combinados de potência e calor (CHP).

Para compreender as características de funcionamento e comportamento dinâmico de um sistema de microturbinas, foram realizadas simulações de modelos bem estabelecidos na literatura técnica. Como o conjunto gerador-turbina possui pouco peso, a energia cinética armazenada nesse elemento é pequena, fazendo com que, em situações de adição de carga, a velocidade de rotação diminua.

Para atenuar os efeitos da diminuição da velocidade, foi descrito um controlador do tipo PID e um sistema de controle fuzzy PD+I. O controlador PID apresentou boa resposta a transitórios de carga, fazendo com que a velocidade de rotação voltasse ao valor de referência rapidamente após pequenas quedas na rotação. Porém, no início do funcionamento do sistema, este controlador apresentou oscilações, que causaram aumento no consumo de combustível na partida do sistema. Já o controlador fuzzy apresentou boa resposta no início do funcionamento, estabilizando a velocidade em aproximadamente oito segundos, com sobressinal pequeno em relação ao controlador PID. Para se obter a regulação da velocidade o mais otimizada possível, um novo controle, combinando as duas propostas anteriores, foi descrito. Este controle fuzzy+PID apresentou as vantagens dos dois controles anteriores, com estabilização rápida e pequena diminuição da velocidade em transitórios de carga.

O modelo mais utilizado de sistemas de geração a microturbina, com um único eixo compartilhado entre o gerador e a turbina, gera energia em frequências muito altas (1200-1800 Hz) devido à alta velocidade de rotação aplicada aos geradores. Para que seja possível utilizar essa energia nos sistemas e equipamentos existentes, é necessária uma interface eletrônica de potência. A abordagem mais utilizada é a retificação das tensões fornecidas pelo gerador e, então, a inversão da tensão CC produzida pelo retificador, conforme mostra a Figura 6.

Neste trabalho foi estudada a primeira parte da interface eletrônica de potência, que consiste em um retificador trifásico com correção de fator de potência, com o objetivo de gerar o barramento de corrente contínua com uma tensão estável e manter as correntes de entrada com forma senoidal e em fase com a tensão, ou seja, com fator de potência unitário.

O sistema de controle é baseado no método das correntes ativa e reativa, correntes i_d e i_q instantâneas. A tensão CC de saída do retificador é controlada pela corrente ativa instantânea i_d. Como se deseja obter um fator de potência unitário a corrente instantânea reativa i_q é controlada por uma referência de valor nulo. A tensão de saída do retificador é regulada por um controlador PI, que gera a referência de corrente ativa, sendo esta regulada por um controlador por histerese baseado em vetores no espaço.

Foram realizadas simulações com o objetivo de confirmar o correto funcionamento do circuito e sistema de controle. Como pode ser visto nos resultados da simulação, o sistema de controle manteve as correntes de entrada do retificador com formato senoidal e em fase com a tensão trifásica e a tensão de saída seguiu corretamente a referência, possuindo oscilações que, mesmo em transitório intenso de carga, se mantiveram dentro dos limites permitidos pelas principais normas técnicas internacionais. Porém, devido às limitações na frequência de chaveamento, o circuito não é capaz de regular as correntes conforme a referência, e consequentemente, não consegue controlar a tensão no valor especificado, fazendo com que a aplicação do controle fique limitada a tensões com frequência de aproximadamente 1/100 da frequência de chaveamento.

Para validar o correto funcionamento do circuito retificador e sistema de controle para tensões com frequências baixas, um protótipo foi construído com os equipamentos do Laboratório de Fontes Alternativas e Processamento da Energia, no Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos. Para implementação do circuito retificador, foi utilizado um módulo conversor da fabricante Semikron, com todos os componentes semicondutores necessários ao circuito. O sistema de controle foi implementado em um processador digital de sinais, que recebe sinais correspondentes às tensões e correntes

de um circuito de medição, efetua os cálculos programados no algoritmo de controle e fornece o sinal de atuação das chaves semicondutoras para o circuito retificador. Foram apresentados resultados experimentais que mostravam o comportamento do circuito em regime permanente e também em transitórios. Nos testes realizados, nota-se que o sistema de controle manteve a tensão de saída do retificador no valor especificado, sofrendo pequenas variações nos momentos de mudança de carga. Já as correntes de entrada do circuito se mantiveram com formato senoidal e em fase com a tensão mesmo em situações de transitório de carga.

Portanto, para tensões com frequências inferiores a um centésimo da frequência máxima de chaveamento, o circuito e o sistema de controle descritos corresponderam à expectativa de eficácia no seguimento de referência da tensão de saída do retificador, mantendo o fator de potência unitário do circuito, mas não é adequado para a utilização em aplicações de geração distribuída usando sistemas de geração à microturbinas, pois estes fornecem tensão em frequências da ordem de 1200-1800 Hz, aproximadamente um décimo da frequência máxima de chaveamento das principais chaves semicondutoras utilizadas em circuitos de eletrônica de potência.

Proposta para trabalhos futuros:

- Validação dos resultados teóricos através da comparação com sistemas de microturbina disponíveis no mercado;
- Integração da microturbina e conversor CA/CC com conversor CC/CA multinível;
- Controle do fluxo de potência de sistemas de geração a microturbinas conectados à rede de distribuição;
- Avaliação do impacto causado pela conexão de sistemas de geração a microturbinas à rede de distribuição.
- Aplicação de conversores híbridos para retificação da tensão fornecida pelo gerador da microturbina

Referências Bibliográficas

AGUIAR, A. B. M. **Simulador para Estudo de Operação e Análise Econômica de um Sistema de Cogeração Utilizando Microturbina a Gás Natural em Complexos Residenciais.** 2007. 110 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2007

AL-HINAI, A.; FELIACHI, A.. Dynamic Model of a Microturbine Used as a Distributed Generator. In: Southeastern Symposium on System Theory, 34th., 2002. **Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on System Theory.** IEEE, 2002. p. 209 - 213.

ALENCAR, H. S. **Estudo Numérico da Termo-Aerodinâmica de Câmaras de Combustão para Turbinas a Gás:** Aplicação ao caso de Micro Turbinas. 2007. 248 f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

BATISTA, F. A. B.. **Modulação Vetorial Aplicada a Retificadores Trifásicos Pwm Unidirecionais.** 2006. 282 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal De Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

BONA, F.S.D.; RUPPERT FILHO, E.. As Microturbinas e a Geração Distribuída. In: Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída, 5, 2004, Campinas. **AGRENER GD 2004 - 5o. Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída.** Campinas: NIPE - Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético da Unicamp, 2004.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** Brasília: ANEEL, 2002. 153 p.

BRASIL. **Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. Produção Nacional de Gás Natural.**
Disponível em: <http://www.energiahoje.com/online/gas>. Acesso em: 04 fev. 2012.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional 2010:** Ano base 2009. Rio de Janeiro: EPE, 2010. 276 p.

CARDOSO, F. L.. **Projeto de um Retificador Bidirecional com Elevado Fator de Potência com Controle por Valores Médios Instantâneos Implementado no DSP TMS320F2812.** 2006. 124 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Do Estado De Santa Catarina, Joinville, 2006.

CHAN, Y. K.; GU, J. C.. Modeling and simulation of microturbine and renewable energy resources for distributed generation system. In: ASIAN CONTROL CONFERENCE, 8., 2011, Kaohsiung.**Proceedings... .** Kaohsiung: Aca, 2011. p. 590 - 595.

CICHOWLAS, M., KAZMIERKOWSKI, M. P.. Comparison of current control techniques for PWM rectifiers. In: International Symposium on Industrial Electronics, 2002. **Proceedings of the 2002 IEEE International Symposium on Industrial Electronics.** IEEE, 2002. p. 1259 - 1263.

CRUZ, T. V. G.. **Identificação Experimental de um Modelo Dinâmico de uma Microturbina a Gás com Câmara de Combustão com Baixa Emissão de NOx.** 2006. 152 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Faculdade De Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

COSTA, D. M.. **Aspectos Técnicos e Operacionais do Uso de Microturbinas Conectadas aos Sistemas Elétricos para a Geração Distribuída de Energia Elétrica.** 2010. 145 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2010.

DAVIS, M. W.. Mini Gas Turbines and High Speed Generators: a Preferred Choice for Serving Large Commercial Customers and Microgrids, I - Generating System. In: Power Engineering Society Summer Meeting, 2002, Chicago. **Power Engineering Society Summer Meeting.** Chicago: IEEE, 2002. p. 669 - 676.

DIAS, M. V. X.; BOROTNI, E. C.; HADDAD, J.. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, São Paulo, v. 11, n. 2, p.1-11, 2005. SBPE.

DILL, G. K. **Análise da Operação de Células Combustíveis e Microturbinas a Gás em Sistemas de Potência.** 2008. 128 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica Do Rio Grande Do Sul, Porto Alegre, 2008.

GAONKAR, D.N.; PATEL, R.N. Modeling and Simulation of Microturbine Based Distributed Generation System. In: Power India Conference, 2006, Nova Deli. **Power India Conference.** Nova Deli: IEEE, 2006.

GÁS BRASIL (Brasil). **MAPA DE GASODUTO NO BRASIL.** Disponível em: <http://www.gasbrasil.com.br/gasnatural/mapa_gasoduto.asp>. Acesso em: 02 fev. 2012.

GENG, B.; MILLS, J. K.; SUN, D.. Energy Management Control of Microturbine-Powered Plug-In Hybrid Electric Vehicles Using the Telemetry Equivalent Consumption Minimization Strategy. **IEEE Transactions On Vehicular Technology**, [s.l.], v. 60, n. 9, p.4238-4248, nov. 2011.

GILLETTE, S. **Microturbine Technology Matures.** Power - Business and Technology for the Global Generation Industry. Disponível em: <http://www.powermag.com/ distributed_generation/Microturbine-Technology-Matures_3105.html>. Acesso em: 05 fev. 2012.

GRILLO, S. et al. Microturbine Control Modeling to Investigate the Effects of Distributed Generation in Electric Energy Networks. **IEEE Systems Journal**, [s.i.], v. 4, n. 3, p.303-312, set. 2010.

GUDA, S. R.; WANG, C.; NEHRIR, M. H.. A Simulink-Based Microturbine Model for Distributed Generation Studies. In: Annual North American Power Symposium, 37th, 2005. **Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium,** 2005. p. 269 - 274.

HAJAGOS, L.M.; BERUBE, G.R.. Utility experience with gas turbine testing and modeling. In: Power Engineering Society Winter Meeting, 2001, Columbus. P**ower Engineering Society Winter Meeting.** Columbus: IEEE, 2001. p. 671 - 677.

HANNETT, L. N., KHAN, A. Combustion Turbine Dynamic Model Validation from Tests. **IEEE Transactions on Power System** [s.i.], v. 8, n.1, p. 152-158, fev. 1993.

HAUGWITZ, S.. **Modelling of Microturbine Systems.** 2002. 54 f. Master Thesis (Master) - Department Of Automatic Control, Lund Institute Of Technology, Lund, Suécia, 2002.

JENSEN, J.. **Foundations of Fuzzy Control**. Chichester: Wiley, 2007.

KARASAKAL, O.; GUZELKAYA, M.; EKSIN, I.; YESIL, E. Online Rule Weighting of Fuzzy PID Controllers. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEMS MAN AND CYBERNETICS, 2010, 2010, Istanbul. **Proceedings...** . Istanbul: IEEE, 2010. p. 1741 - 1747.

KAZMIERKOWSKI, M.P.; DZIENIAKOWSKI, M.A.; SULKOWSKI, W. Novel space vector based current controllers for PWM-inverters. **Transactions On Power Electronics**. IEEE, v. 6, n. 1, p.158-166, 1991.

KIM, B. J; CHUNG, C. C. Design of Fuzzy PD + I Controller for Tracking Control. In: AMERICAN CONTROL CONFERENCE, 2002., 2002, Anchorage. **Proceedings...** . Anchorage: Ieee, 2002. p. 2124 - 2129.

KOLKA, Z. et al. Simulation Model of Microturbine Unit. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT ENGINEERING SYSTEMS (INES), 15., 2011, Poprad.**Proceedings... .** Poprad: Ieee, 2011. p. 431 - 434.

LI, G. et al. Modeling and Simulation of a Microturbine Generation System Based on PSCAD/EMTDC. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CRITICAL INFRASTRUCTURE (CRIS), 5., 2010, Beijing. **Proceedings... .**Beijing: Ieee, 2010. p. 1 - 6.

LI, Y. et al. Research on the Control Method for the Start of Microturbine Generation System. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON INFORMATION AND AUTOMATION, 1., 2010, Harbin. **Proceedings... .** Harbin: Ieee, 2010. p. 359 - 364.

MALDONADO, M. A. R.. **Modelagem e Simulação do Sistema de Controle de uma Micro-Turbina a Gás.** 2005. 132 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2009.

MCGOWAN, D.J.; MORROW, D.J.; FOX, B.. Multiple Input Governor Control for a Diesel Generating Set. **Transactions On Energy Conversion**: IEEE, v. 23, n. 3, p.851-859, 2008.

MICROPOWER EUROPE (Espanha). **Microturbine Technology.** Disponível em: <http://www.micropowereurope.com/>. Acesso em: 02 abr. 2011.

MIT. Massachusetts Institute of Technology. **Brayton Cycle.** Disponível em: <http://web.mit.edu/16.unified/www/SPRING/propulsion/notes/node27.html>. Acesso em: 02 fev. 2012.

ONSITE ENERGY. Onsite Sycom Energy Corporation. **The Market and Technical Potential for Combined Heat and Power in the Commercial/Institutional Sector:** January. Washington, 2000. Prepared for: U.S. Department of Energy Information.

PATEL, G. J.; BOHRA, S. S.. Modeling and Analysis of MTG Based Isolated and Grid Connected System. In: NIRMA UNIVERSITY INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENGINEERING (NUICONE), 1., 2011, Gujarat. **Proceedings... .**Gujarat: Nirma, 2011. p. 1 - 6.

PINHEIRO, R. F., JACOBINA, C. B., LIMA, A. M. N., SILVA, E. R. C.. A Revision of The State of The Art in Active Filters. In: V Brasilian Power Electronics Conference, 1999, Foz do Iguaçu. **V Brasilian Power Electronics Conference**, 1999. p. 857-862.

POMILIO, J. A. **Eletrônica de Potência**. Publicação FEEC 01/98. Revisado em Julho de 2009. Disponível em: <www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/elpot.html>. Acesso em: 09 jan. 2012.

RAMOS, E. F.. **Análise do desempenho de um sistema de cogeração com uma microturbina a gás natural**. 2007. 174 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2007.

RANJBAR, M. et al. Power Electronic Interface in a 70 kW Microturbine- Based Distributed Generation. In: POWER ELECTRONICS, DRIVE SYSTEMS AND TECHNOLOGIES CONFERENCE, 2., 2011, Tehran. **Proceedings... .** Tehran: IEEE, 2011. p. 111 - 116.

RENDON, M.A.; NASCIMENTO, M.A.R.; MENDES, P.P.C.. Load Current Control Model for a Gas Micro-Turbine in Isolated Operation. In: Power Systems Conference and Exposition, 2006, Atlanta. **PSCE.** Atlanta: IEEE PES, 2006. p. 1139 - 1149.

RHO, M. S.; KIM, S. Y.. Development of Robust Starting System Using Sensorless Vector Drive for a Microturbine. **Ieee Transactions On Industrial Electronics**, [s.i.], v. 57, n. 3, p.1063-1073, mar. 2010.

ROWEN, W. I.. Simplified mathematical representations of heavy duty gas turbines. **Journal Of Engineering For Power,** Trans. ASME, v. 105, n. 4, p.865-869, out. 1983.

RUKONUZZAMAN, M., NAKAOKA, M.. Fuzzy logic current controller for three-phase voltage source PWM-inverters. In: Industry Applications Conference, 2000, Rome. **Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference.** Rome: IEEE, 2000. v. 2, p. 1163 - 1169.

SAEED, B. I.; MEHRDADI, B. Zero Overshoot and Fast Transient Response Using a Fuzzy Logic Controller. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON AUTOMATION & COMPUTING, 17., 2011, Huddersfield, Uk. **Proceedings... .**Huddersfield, UK: University Of Huddersfield, 2011. p. 116 - 120.

SAETIEO, S.. Fuzzy logic control of a space-vector PWM current regulator for three-phase

power converters. **Transactions On Power Electronics**: IEEE, v. 13, n. 3, p.419-426, maio 1998.

SAHA, A. K.; CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.. Modeling and simulation of microturbine. In: International Conference on Power System Technology, Não use números Romanos ou letras, use somente números Arábicos., 2010, Hangzhou. Hangzhou: IEEE, 2010. p. 1 - 5.

SCHOLTZ, J. S.. **Projeto de um Retificador Trifásico Regenerativo com Elevado Fator de Potência e Controle em Coordenadas "DQ0" Implementado do DSP TMS320F2812.** 2006. 170 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Do Estado De Santa Catarina, Joinville, 2006.

SCOTT, W.G.. Micro-turbine generators for distribution systems. **Industry Applications Magazine**, IEEE, v. 4, n. 3, p.57-62, Maio/Junho, 1998.

SEMIKRON. **SKS 21F**. Power Electronics Systems - SEMISTACK. SEMIKRON, 2006. Especificações Técnicas.

SHELLEY, M. **Frankenstein**. Porto Alegre: L&PM, 2002.

SHIN, Y. C.; XU, C. **Intelligent Systems**: Modeling, Optimization, and Control. [s.l.]: Crc Press, 2009.

SOARES, C. **Microturbines:** Applications for Distributed Energy Systems. Amsterdam: Elsevier, 2007. 271 p.

SOARES, V.; VERDELHO, P.; MARQUES, G.. A control method for active power filters under unbalanced nonsinusoidal conditions. In: **International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives**, 6th, 1996. **International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives.** IEEE, 1996. p. 120 - 124.

SU, L. et al. Study on Control Strategy for Islanded Microgrid Based on Microturbine. In: ASIA-PACIFIC POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE (APPEEC), 1., 2010, Chengdu. **Proceedings... .** Chengdu: IEEE, 2010. p. 1 - 4.

SUBUDHI, B.; REDDY, B. A.; MONANGI, S. Parallel Structure of Fuzzy PID Controller under Different Paradigms. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, CONTROL AND ROBOTICS, 2010., 2010, Rourkela, India. **Proceedings...** .Rourkela: IEEE, 2010. p. 114 - 121.

VERDELHO, P.; SOARES, V.. A Unity Power Factor PWM Voltage Rectifier Based On The Instantaneous Active And Reactive Current id-iq Method. In: **International Symposium on Industrial Electronics**, 1997. **Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics. IEEE**, 1997. v. 2, p. 411 - 416.

WANG, L.; ZHENG, G. Analysis of a Microturbine Generator System Connected to a Distribution System Through Power-Electronics Converters. **IEEE Transactions On Sustainable Energy**, [s.l.], v. 2, n. 2, p.159-166, abr. 2011.

WEI, H.; JIANHUA, Z.; ZIPING, W.; MING, N.. Dynamic modelling and simulation of a Micro-turbine generation system in the microgrid. In: International Conference on Sustainable Energy Technologies, 2008, Cingapura. **ICSET 2008.** IEEE, 2008. p. 345 - 350.

YAN, S.; WANG, X.; LI, Y.. Power Control of Three-phase PWM Rectifier for Microturbine. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCED COMPUTER CONTROL (ICACC), 2., 2010, Shenyang,. **Proceedings...** . Shenyang,: IEEE, 2010. p. 219 - 223.

YE, J.; YANG, X.; YE, H., HAO, X.. Full Discrete Sliding Mode Controller for Three Phase PWM Rectifier Based on Load Current Estimation. In: IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION (ECCE), 2010., 2010, Atlanta.**Energy Conversion Congress and Exposition.** Atlanta: IEEE, 2010. p. 2349 - 2356.